



## Ergebnisse der Projektstudie Solarthermie im Feld, Teil 2

# Praxis versus Simulation

Die vom BMU geförderte Studie zur Bewertung von Heizanlagen, bei denen der Heizkessel mit einer Solarthermieanlage kombiniert wird, schließt mit der Empfehlung, dass die Fachplanung, der Anlagenbau, die Ausführenden und die Komponentenhersteller erst den Bedarf minimieren und dann die vorhandene Technik optimieren sollen. Der verbleibende Restbedarf ist dann regenerativ zu decken! Eine Erkenntnis, die nicht neu ist und allen guten Energiekonzepten – von der Einfamilienhausberatung bis zum Energiekonzept der Bundesregierung – zugrunde liegen sollte.

**1** Viele Planungen sind allein auf hohe spezifische Kollektorerträge ausgerichtet – bei der Studie war im Sommer trotzdem bei keiner Anlage eine Volldeckung des Bedarfs festzustellen.

Bezogen auf die spezielle Thematik der Heizanlage in Kombination mit Solarthermie bedeutet die Erkenntnis aus der Studie: zuerst Zirkulation und vorhandenes Nahwärmenetz optimieren, Energiebedarf der Gebäude und Trinkwarmwasserbereitung minimieren, dann Kesseleffizienz erhöhen und zum Schluss gegebenenfalls Solarthermie einbinden. Die Detailkenntnisse aus den Feldmessungen im Vergleich zu den Simulationsberechnungen werden in diesem zweiten Teil des Artikels zusammengefasst.

### Kollektorertrag und solarer Deckungsanteil

Der in allen untersuchten Feldanlagen gemessene Kollektorkreisenertrag liegt bei  $340 \text{ kWh}/(\text{m}^2\text{a})$  – mit einer Streubreite zwischen  $215$  und  $494 \text{ kWh}/(\text{m}^2\text{a})$ . Die Höhe des solaren Deckungsanteils am Wärmeenergiebedarf liegt im Mittel bei  $12 \%$ , mit einer Streuung von  $2$  bis  $28 \%$ .



Sowohl die Speicherdimensionierung als auch die Kollektorbemessung (Abb. **1**) beeinflussen Ertrag und Deckungsanteil. Erstere hat den geringeren Einfluss. Die Messwerte haben gezeigt, dass auch bei nahezu identischer Dimensionierung der Kollektorfläche und des Speichervolumens sehr große Spannbreiten des Kollektorertrags möglich sind – das spricht für betriebsbedingte Effizienzschwankungen.

Bei den Gebäudeanlagen ist die Kollektorbemessung extrem knapp:  $0,5$  bis  $1,5 \text{ m}^2/\text{Person}$  (im Mittel  $0,84 \text{ m}^2/\text{Person}$ ). Der Deckungsanteil liegt entsprechend bei nur  $7 \%$ . Selbst in den Sommermonaten gab es keinen einzigen Fall, bei dem die solare Einstrahlung den Bedarf vollkommen gedeckt hätte. Die Erzeuger müssen daher dauernd in Betriebsbereitschaft gehalten werden. Die Vermutung liegt nahe, dass hier bei der Planung lediglich auf hohe spezifische Kollektorerträge abgezielt wurde.

Bei den Netzanlagen erfolgt die Kollektorbemessung deutlich großzügiger:  $1,2$  bis  $2,5 \text{ m}^2/\text{Person}$  (im Mittel  $2 \text{ m}^2/\text{Person}$ ). Der Deckungsanteil liegt mit  $18 \%$  entsprechend höher. In einem Fall kann im Sommer die Kesselanlage für längere Zeiträume ausgeschaltet werden, weil der Bedarf annähernd vollkommen gedeckt ist. Mit etwa  $300 \text{ kWh}/(\text{m}^2\text{a})$  liegen die kollektorbezogenen Erträge niedriger. Der Planungsansatz gleicht dem von Einfamilienhausanlagen: abgezielt wird auf die sommerliche Volldeckung.

Die untersuchten Anlagen tragen bilanziell größtenteils nur zur Trinkwarmwasserbereitung bei. In drei von  $14$  Fällen kann man davon ausgehen, dass Kollektor- und Speicherbemessung zu einer geringfügigen und vernachlässigbaren Heizungsunterstützung führen.

Für die Gebäudeanlagen lässt die Auswertung der Feldanlagen folgende Erkenntnis zu: die Bemessung des Kollektorkreises ist in fast allen Anlagen für die Heizungsunterstützung zu klein. Insofern war die Mehrinvestition in die Pufferspeicher, Hydrauliken und aufwändigeren Regelungen mit der Zielsetzung eines heizungsunterstützenden Betriebs nicht sinnvoll. Bei der jeweils gewählten Kollektorfläche wären einfache Trinkwarmwasseranlagen oder es wäre der vollständige Verzicht auf Solarthermie sinnvoller gewesen.

Bei den Netzanlagen kann festgestellt werden, dass die gewählten Kollektorflächen aller Wahrscheinlichkeit nach zu einer geringfügigen Heizungsunterstützung führen beziehungsweise zumindest zu großen Deckungsanteilen im Bereich Trinkwarmwasser. Allerdings werden die größeren solaren Beiträge durch die Netzverluste wesentlich vermindert oder gänzlich zunichte gemacht.

### Pufferspeicher

Die Bemessung der Speicher (Abb. **2**) entspricht in vielen Gebäudeanlagen mit ungefähr  $70 \text{ l}/\text{m}^2$  Kollektorfläche den Empfehlungen der Literatur. Bei den Netzanlagen wurde nicht nur mehr Kollektorfläche, sondern auch mehr Speichervolumen je Kollektorfläche installiert: rund  $120 \text{ l}/\text{m}^2$  Kollektorfläche.

Die Speichervolumina ergeben sich bei den Netzanlagen aus wenigen großen Speichern, was als positiv zu bewerten ist. Anteilige Wärmeverluste der Zentrale von  $2$  bis  $3 \text{ kWh}/(\text{m}^2\text{a})$  sind die Folge. Bei den Gebäudeanlagen sind in mehreren Fällen ungünstige Speicherkonzepte mit vielen kleinen Speichern und entsprechender Häufung an Anschlüssen, Leitungen und so weiter vorgefunden worden. Daraus resultieren mit  $4$  bis  $6 \text{ kWh}/(\text{m}^2\text{a})$  anteilig doppelt so hohe spezifische Wärmeverluste der Zentrale.

Fachplaner sollten demnach das geplante Speichervolumen am sinnvollsten lieber aus wenigen, dafür aber möglichst großen Speichereinheiten zusammenstellen. Während der Projektbearbeitung kam mehrfach die Frage auf, wem die Speicherverluste zugeschlagen werden, wenn Kessel und die Solaranlage auf einen Speicher heizen. Eine eindeutige Antwort fand sich nicht. Letztlich empfiehlt die gesamte Projektgruppe, kombinierte Systeme so aufzubauen, dass in Speicher, die für regenerative Energien oder für Abfallwärme vorgesehen sind, keine fossil erzeugte Wärmeenergie eingebracht werden sollte.

Bei der Simulation erkannte man diese Variante als optimales Referenzsystem. Berechnete Einsparungen der Solarthermie sind hierauf bezogen. In der Praxis war jedoch keine der untersuchten  $14$  Anlagen so aufgebaut. In allen Fällen gab es – mehr oder weniger ausgeprägt – eine kombinierte regenerative und fossile Speicherbeheizung. Sowohl die Hersteller (Marktsegment: Komplettsysteme bei Kleinanlagen) als auch Planer in Ingenieurbüros (Marktsegment: Großanlagen) müssen diesbezüglich umdenken.



**2** Bei den Speichern sind wenige große Behälter einer Batterie von vielen kleineren Pufferspeichern stets vorzuziehen.

### Kesselnutzungsgrad

Die im Projekt gemessenen Nutzungsgrade für Gas-Brennwertkessel (Abb. **3**) liegen brennwertbezogen zwischen  $85,6 \%$  und  $93,6 \%$ . Im Mittel lag der Nutzungsgrad der Brennwertkessel bei  $88 \%$ . Durchschnittlich mussten die bei dem Projekt untersuchten Kesselanlagen  $80$  bis  $90 \text{ kWh}/(\text{m}^2\text{a})$  an Wärme bereitstellen. Mit oben genannter Spanne der Nutzungsgrade liegen die Kesselverluste im Bereich von  $6$  bis  $15 \text{ kWh}/(\text{m}^2\text{a})$ . Im Projektmittel lag der Erzeugerverlust bei rund  $12 \text{ kWh}/(\text{m}^2\text{a})$ . Das Optimierungspotential beträgt im Schnitt  $6 \text{ kWh}/(\text{m}^2\text{a})$ .

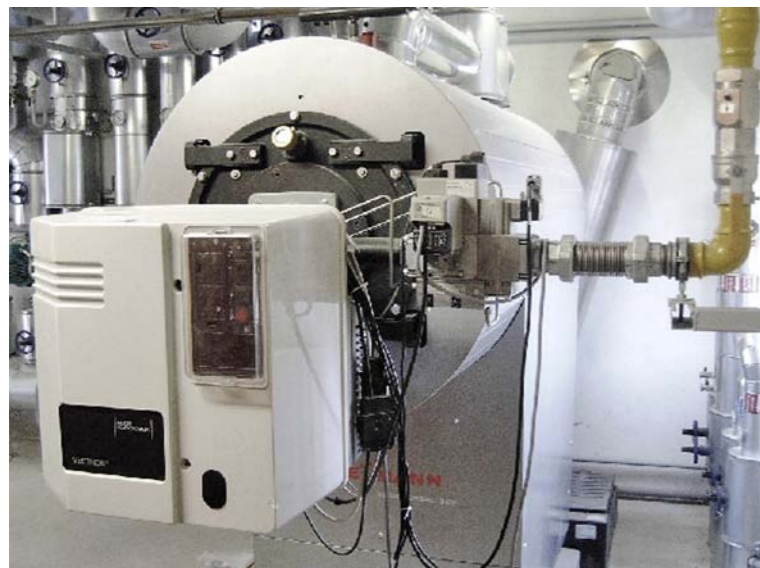
Welche Auswirkungen die Solarthermie auf den Kesselnutzungsgrad hat, lässt sich bei den Feldanlagen aus zwei Gründen nicht feststellen: Einerseits wurden im Rahmen des Projektes zu wenige untersucht, andererseits sind die Einflussmöglichkeiten auf den Nutzungsgrad zu hoch. Die Überdimensionierung der Kessel ist indes zu kritisieren. Die installierte maximale Kesselnennwärmeleistung liegt etwa zweimal so hoch wie die messtechnisch festgestellte maximale Gebäudeheizlast. Da in allen Anlagen mehr als ausreichende Speichervolumina vorhanden sind, ist eine Überdimensionierung aufgrund der Trinkwarmwasserbereitung nicht notwendig. Insbesondere bei den Zweikesselanlagen reicht in zwei von vier Fällen ein Kessel als alleiniger Erzeuger aus!

Die mittlere Kesselbelastung liegt bei  $15 \%$ . Sie würde ansteigen, wenn keine Solarthermie vorhanden wäre – jedoch nur um wenige Prozentpunkte. Der Wert ist vor allem wegen der Überdimensionierung so gering. Er liegt weit unterhalb der mittleren Modulationsgrenze von etwa  $35 \%$  bei den Brennwertkesseln. Man kann davon ausgehen, dass viele Anlagen über die meiste Zeit des Jahres im Taktbetrieb laufen, da bereits am kältesten Tag nur etwa  $50$  bis  $60 \%$  Belastung gegeben sind.

### Kesselpuffer und hydraulische Weichen

Die Kessel waren in den Feldanlagen unterschiedlich eingebunden: Entweder sie waren an den Pufferspeicher angeschlossen oder es gab eine hydraulische Weiche (Abb. **4**) – oder beides oder keines von beidem.





**3** Gasbrennwertkessel werden häufig überdimensioniert – deren Leistung liegt oft mehr als doppelt so hoch wie die im Projekt messtechnisch ermittelte maximale Gebäudeheizlast.

Den messtechnischen Nachweis, welche dieser vier Varianten den Nutzungsgrad oder die Kesselverluste wie stark beeinflusst, sollte und konnte das Projekt nicht liefern. Die Auswertung der einzelnen Anlagen ergab jedoch, dass bei den Varianten mit hydraulischer Weiche die Kesselkreispumpen nicht auf die Anlage eingestellt waren. Dieses Manko beeinträchtigt den Brennwerteffekt, wenn die Vorlauftemperatur hoch ist – bei den Nahwärmanlagen also dauerhaft.

Die geringe Anzahl der Feldanlagen ermöglicht es nicht, separat auszuwerten, ob der Nutzungsgrad von Kesseln mit großem internem oder von Thermen mit großem externem Puffervolumen besser ist. Allein aus Sicht der Oberflächenwärmeverluste der Geräte und Stutzen erscheint der interne Puffer im Kessel sinnvoller. Als Empfehlung wird aus den Projektergebnissen aber auch aus der Erfahrung mit früheren



**4** Effizienter als hydraulische Weichen sind in vielen Fällen ein knapp dimensionierter und gut gedämmt Kesselpuffer mit intelligenten Regelstrategien.

Projekten empfohlen, bei Thermen keine hydraulischen Weichen oder Überströmventile vorzusehen. Es ist ebenfalls nicht sinnvoll, Kessel mit großem Eigenwasserinhalt zusätzlich an eine hydraulische Weiche anzuschließen. Der Anschluss eines Kessels an einen Pufferspeicher muss geprüft werden und kann eventuell entfallen, wenn der Kesselwasserinhalt selbst groß genug ist.

Für die Fachplanung ist vor allem zu fordern, dass das Problem der internen und externen Pufferung von Heizwasser überhaupt in der Planung thematisiert wird. Die Wahl eines Puffers oder einer hydraulischen Weiche muss begründet sein! Die Empfehlung lautet daher: Genereller Verzicht auf Kesselpuffer und hydraulische Weichen, abgesehen von wenigen Ausnahmen wie zum Beispiel bei einem Holzkessel mit hohen Startemissionen – dann aber ein Kesselpuffer mit intelligenteren Regelstrategien als heute, knapp dimensioniert und gut gedämmt. Gleichfalls Abstand zu nehmen ist von kessel- wie anlagenseitigen Überströmeinrichtungen. Es sind Gas- und Ölkessel zu bevorzugen, die keine sicherheitstechnische Anforderung an eine Überströmeinrichtung (Weiche, Puffer, Überströmventil) benötigen, weil sie genügend internes Kesselwasservolumen besitzen.

### Regelung – die große Unbekannte

Bei den untersuchten Anlagen waren zwei Punkte festzustellen: Die Regelung ist zumeist sehr komplex (Abb. 5), aber in den seltensten Fällen dokumentiert. In etlichen Anlagen ist die Kesselregelung nicht in die Solarregelung eingebunden. Vor allem die Nachverfolgung von Betriebsfehlern und deren Beseitigung zeigt, dass ein großes Unwissen über die Regelung herrscht. Anlagen ließen sich vielfach nicht optimieren, weil es an einer Beschreibung der grundsätzlichen Funktionsweise (Einschalt-, Ausschalt-, Umschaltkriterien für Ventile und Pumpen, Kennlinien von Reglern) fehlte. Der daraus abgeleitete Wunsch für die Zukunft: Vor einer Optimierung der Solarthermie muss deren Regelung bekannt sein. Kessel-, Solar- und Anlagenregelung können nur zusammen betrachtet werden.

### Zirkulation und Warmwasserbereitung

Im Projekt wurden nur Systeme mit zentraler Warmwasserbereitung untersucht, die konventionell mit Zirkulation ausgestattet waren (zusammen mit der Heizung: Vierleiternetze). Der durchschnittlich gemessene Zirkulationsverlust aller Feldanlagen liegt bei 19 kWh/(m<sup>2</sup>a) gegenüber einem Nutzen von gerundet 14 bis 15 kWh/(m<sup>2</sup>a). Das entspricht einem Verteilungsnutzungsgrad von 44 %.

Die Auswertung zeigte in drei Fällen, dass der Zirkulationsverlust den Nutzen so stark überwiegt, dass sich nicht einmal 40 % Verteilungsnutzungsgrad ergeben. Dies liegt zum einen an ungünstigen Netzformen (lang gestreckte, flache Gebäude, Zusammenschluss mehrerer Gebäude) und zum anderen an geringen

Nutzwärmeabnahmen (geringe Belegungsdichte, geringer personenbezogener Verbrauch). In beiden Fällen legt die Energiebilanz der Verbrauchsdaten nahe, dass es sinnvoller wäre, auf elektrische Warmwasserbereitung umzustellen. Unter heutigen Maßstäben der Primärenergiebewertung liegt die elektrische Warmwasserbereitung zwar meist noch knapp über der zentralen Warmwasserbereitung mit Solarthermie. Jedoch kippt dieser Vergleich, sobald der Primärenergiefaktor für Strom unter 2,0 liegt, wie dies bereits für die nächste Novellierung der EnEV vorgesehen ist.

Es liegt ein geschätztes Optimierungspotential bei der Zirkulation in der Größenordnung von mindestens 5 kWh/(m<sup>2</sup>a) vor, welches – unabhängig von der Solarthermie – gehoben werden sollte. Erreichbar sind Einsparungen durch angepasste Temperaturen, gegebenenfalls Zirkulationslaufzeiten, Leitungsdämmung, Abgleich der Zirkulationsnetze mit Absenkung der Umlaufwassermenge – sowie im Neubau durch Längenoptimierung zusammen mit dem Architekten in der frühen Planungsphase.

Alternativ besteht auch die Option von Zweileiternetzen mit wohnungswise Aufbereitung von Trinkwarmwasser oder Vierleiternetzen mit dezentraler elektrischer Nachheizung (Abb. 6). Dies wurde im Rahmen des Projektes nicht näher untersucht.



**6** Bei der Zirkulation gilt es laut Studie ein Optimierungspotenzial von mindestens 5 kWh/(m<sup>2</sup>a) zu heben. Im Bild ein Vierleiternetz.

### Nahwärmenetze

Vier Feldanlagen sind mit Nahwärmenetzen kombiniert (Abb. 7). Es handelt sich in allen Fällen um Netze, die im Zuge des Gebäudeneubaus (nach 2002) oder zusammen mit der Erneuerung der Heizzentrale errichtet wurden. Die Netze weisen unterschiedliche Trassenlängen auf, die zusammengeschlossenen Gebiete unterschiedliche Abnahmedichten (Reihenhausstruktur oder Mehrfamilienhäuser). Die anteiligen Nahwärmenetzverluste betragen 6 bis 7 kWh/(m<sup>2</sup>a) bei den beiden Mehrfamilienhausnetzen und 18 bis 26 kWh/(m<sup>2</sup>a) bei den beiden Reihenhausnetzen. In einer Studie der Autoren zu Nah- und Fernwärmenetzen [2] werden maximal 10 bis 15 kWh/(m<sup>2</sup>a)



**5** Die Solarthermieregulierung ist häufig nicht nur sehr komplex, sondern mangels Dokumentation für viele Betreiber ein Buch mit sieben Siegeln.

als akzeptabler Verlust eines Nahwärmenetzes für zukünftig gut gedämmte Gebäude empfohlen.

Die Netzverluste sind in den beiden Mehrfamilienhausfällen akzeptabel. Die solaren Erträge liegen in diesen Fällen deutlich über dem Netzverlust. Bei den beiden Reihenhausnetzen liegen die solaren Erträge deutlich unterhalb beziehungsweise etwa gleich hoch wie die Netzverluste.

Aus den Feldanlagen lässt sich schlussfolgern, dass nur extrem gut konzipierte Wärmenetzanlagen mit hoher Abnehmerdichte akzeptable anteilige Nahwärmenetzverluste aufweisen. Die Konsequenzen, die sich daraus ableiten lassen, sind bei den Projektarbeitern nicht identisch. Zudem werden unterschiedliche Fazits für Neu- und Bestandsanlagen gezogen. Einig sind sich alle Beteiligten, dass – unabhängig von der Solarthermie – hohe Wärmeverluste bei den Netzen vermieden werden müssen. Die Sinnhaftigkeit des Netzes ist zu prüfen (siehe Infokasten).

### Heizungsunterstützung

Der größte Diskussionspunkt zwischen den Projektbeteiligten, bei dem bis Projektende kein einheitliches Meinungsbild erzielt werden konnte, ist die Sinnhaftigkeit der solaren Heizungsunterstützung (Abb. 8). Grund der konträren Meinungen innerhalb der Projektgruppe dürften wiederum die deutlich abweichenden Rahmenbedingungen für Solarthermie in Praxis und Theorie sein. In der Simulation ergaben sich deutlich größere Kollektorkreisenerträge von 14 bis 23 kWh/(m<sup>2</sup>a). In den Feldmessungen liegt der Ertrag umgerechnet auf die Wohnfläche bei nur 6 bis 8 kWh/(m<sup>2</sup>a).

In den Übergangsmontaten trägt die Solarthermie theoretisch zur Heizungsunterstützung durchaus bei. Unter den simulierten Randdaten bei optimaler Systemkonfiguration liegen diese Werte zwischen 5 und 16 kWh/(m<sup>2</sup>a). Aus Sicht der Simulationsbe-



7 Um die Nahwärmenetzverluste gering zu halten, müssen diese sehr gut konzipiert sein und eine hohe Abnehmerdichte aufweisen.



rechnungen ist der Mehraufwand für die Regelung, Hydraulik, Speicherbemessung und Kosten zur Heizungsunterstützung gerechtfertigt. In der Übergangszeit – wenn das Heiznetz niedrigere Temperaturen als das Trinkwarmwassersystem aufweist – lassen sich so solare Überschüsse nutzen.

Bei den Feldmessungen lässt sich selbst bei den Anlagen mit monatlicher oder feinerer Auflösung der Messdaten nur in Ausnahmefällen erkennen, dass in Übergangsmonaten die solaren Erträge überproportional hoch sind – was auf eine Heizungsunterstützung zurückgeführt werden könnte. Der Beitrag der solaren Heizungsunterstützung kann nur vermutet werden – er

dürfte angesichts der ohnehin geringen solaren Erträge im Mittel unter 1 kWh/(m<sup>2</sup>a) (bezogen auf die Wohnfläche) liegen. Aus Sicht der Feldanlagenuntersuchung unter realen Randdaten ist der Mehraufwand für die Regelung, Hydraulik, Speicherbemessung und Kosten zur Heizungsunterstützung nicht gerechtfertigt.

Von heizungsunterstützenden Anlagen nach Art der in der Praxis untersuchten Anlagenkonzepte (Vierleiternetz, Pufferspeicher mit Kesselbeladung, heutige Art der Konzeption von Hydraulik und Regelung) wird von den Autoren abgeraten. Empfehlenswerter sind hingegen Anlagen mit reiner Trinkwarmwassererwärmung bei optimierter Auslegung und ausreichender Nutzerzahl im Einfamilienhaus (ab 3 bis 4 Personen).

### Wirtschaftlichkeit

Alle Überlegungen zur Wirtschaftlichkeit von Solarthermie im Allgemeinen und der Heizungsunterstützung im speziellen hängen wesentlich von den real gemessenen Endenergieeinsparungen ab. Die großen Differenzen zwischen den Ergebnissen der Simulation und den Messwerten der Feldanlagen schlagen sich hier nieder.

Aus den Erkenntnissen der Feldanlagen lässt sich ableiten, dass in der Mehrzahl der Fälle die Solarthermie nicht wirtschaftlich war. Eine Aussage zur Mehrinvestition in die Heizungsunterstützung erübrigt sich dann. Es wird – wenn überhaupt – nur zur solaren Trinkwarmwasserbereitung im Einfamilienhaus geraten. Anders aus Sicht der Simulation: Sowohl die solare Trinkwarmwasserbereitung als auch die Mehrkosten einer Heizungsunterstützung lassen sich anhand der simulierten Endenergieeinsparung rechtfertigen. Näheres – auch Zahlenbeispiele – sind im Endbericht nachzulesen.

Mittelfristig wird neben der konventionellen Warmwasser-Solarthermie auch Photovoltaik in den Fokus treten. Ebenso wie Gebäudeanlagen mit Zweileiternetzen zur Minimierung von Verteilverlusten. Dies wurde im Rahmen dieses Feldversuches nicht untersucht.

### Diskussion und Fazit

Bei dem Projekt war im Kern die Frage zu klären, wie Kessel und große Solarthermieanlagen optimal in die Versorgung des Gebäudes eingebunden werden und welchen Einfluss die Solarthermie auf den Kessel hat. Diese Fragen sind unmittelbar mit der erreichbaren Endenergieeinsparung verbunden. Es muss jedoch – in Reflektion der Messergebnisse der Feldanlagen – der Einfluss der Peripherie auf den Endenergieverbrauch mehr in den Mittelpunkt der Untersuchungen gerückt werden. Es gibt hierbei zwei Aspekte:

In der Praxis weisen die Anlagen Planungs-, Umsetzungs- und Betriebsmängel auf, die teilweise gravierend sind, jedoch häufig nicht direkt mit der Solarthermie in Verbindung stehen. Fehler bei der hydraulischen und regelungstechnischen Einbindung

des Kessels in die Gesamtanlage – hier vor allem mit Speichern – sind so endenergie relevant, dass sie den Einfluss der Solarthermie auf den Kessel nebensächlich erscheinen lassen. Bevor diese Mängel bei der Planung und Installation von Anlagen nicht behoben sind, ist die Rückkopplung der Solarthermie auf den Kessel eher ein „kleineres Detail“. Das Projekt bot diesbezüglich die Chance, die erkannten Probleme offen anzusprechen und deren Einflüsse auf die Endenergieeinsparung soweit wie möglich sichtbar zu machen. Es wurden dazu Messergebnisse und Simulationen herangezogen.

Die Anlagen weisen darüber hinaus konzeptionelle Randdaten auf, die – was den Endenergieverbrauch betrifft – viel maßgeblicher sind als das Zusammenspiel von Kessel und Solarthermie, welches eigentlich im Mittelpunkt stehen sollte. Dies sind Zirkulationsverluste bei Trinkwarmwasserleitungen, Nahwärmenetzverluste und Speicherverluste. Allesamt üben diese Verluste absolut betrachtet einen weitaus gravierenderen Einfluss auf die Endenergie aus als das optimierte Zusammenspiel von Solarthermie und Kessel. Das Projekt wurde daher auch genutzt, um hier die Notwendigkeit weiterer Optimierungen und erste Ansätze für allgemeine Planungshinweise abzuleiten.

Offenbar sind die Randdaten, in denen das System „Solarthermie + Kessel“ in der Praxis arbeiten muss, sehr viel schlechter als gemeinhin angenommen. Insbesondere unterscheidet sich die realisierte Anlage von einer Optimalanlage in der Simulation. Durch diese Randumstände der Praxis begründet, im Gegensatz zur theoretischen Simulation, ergeben sich zwei Sichtweisen auf die Solarthermie und ihr Zusammenspiel mit der restlichen Anlage, zum Beispiel dem Kessel, sowie der Endenergieeinsparung:

### Fazit aus den Simulationsergebnissen

Die Solarthermie beeinflusst – bei sachgerechter Systemkonfiguration – den Kesselnutzungsgrad kaum, vermindert aber das Kesseltakten, führt zu geringeren Betriebsbereitschaftszeiten des Erzeugers und kann deutlich zur Endenergieeinsparung beitragen.

### Fazit aus den Felduntersuchungen

Die Potenziale zur Endenergieeinsparung sind bei der Solarwärmenutzung deutlich geringer als jene Potenziale, die – bei weitaus geringerer Investition – aus der Reduktion der Zirkulations-, Erzeuger- und Zentralenverluste resultieren. Hier liegt zukünftiger Handlungsbedarf.

Diese beiden Sichtweisen auf die Solarthermie trafen über den gesamten Zeitraum permanent aufeinander und ließen sich bis zum Ende der Projektlaufzeit nicht austräumen. Letztlich verdichtet sich die Erkenntnis darauf, dass das Potential von Solarthermieanlagen grundsätzlich zwar gegeben ist, jedoch nicht vor dem Hintergrund der heute gängigen Praxis. Für beide Sichtweisen kann man schlussfolgern: optimale Solarthermie setzt ein gut geplantes und gut



1 Über die Sinnhaftigkeit der solaren Heizungsunterstützung lässt sich munter streiten – nirgendwo sonst sind die Unterschiede zwischen Theorie und Praxis bei der Solarthermie aufgrund deutlich abweichender Rahmenbedingungen so eklatant.

ausgeführtes Konzept für die Integration innerhalb der Wärmezentrale (optimales Umfeld) voraus. Unter wirtschaftlichen Prämissen muss aber zunächst das Geld in die Hand genommen werden, um eine optimale Peripherie zu schaffen!

Das Projekt wurde gefördert vom BMU aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages unter dem FKZ 0325958A. Die Projektbetreuung erfolgte seitens des PTJ. Die Projektbearbeiter möchten sich beim Fördermittelgeber, allen beteiligten Wohnbaugesellschaften, Eigentümern und Betreibern sowie Herstellern, Planungsbüros und Ausführenden bedanken. Ohne Sie wäre die Untersuchung nicht möglich gewesen. Der 5-teilige Bericht ist kostenlos im Internet zu finden unter: <http://www.delta-q.de>

### Literatur und Quellen

- [1] Wolff, Dieter et al: Integration von Heizkesseln in Wärmeverbundsysteme mit großen Solaranlagen, Forschungsprojekt des BMU, Endbericht verfügbar unter [www.delta-q.de](http://www.delta-q.de), Wolfenbüttel, 2012
- [2] Wolff, Dieter und Kati Jagnow: Überlegungen zu Einsatzgrenzen und zur Gestaltung einer zukünftigen Fern- und Nahwärmeversorgung, verfügbar unter [www.delta-q.de](http://www.delta-q.de), Braunschweig, Wolfenbüttel, 2011

## i PRO UND CONTRA

### Contra Netz:

Von solarer Nah- und Fernwärme als Neukonzept mit Errichtung von Netztrassen wird abgeraten. Solarthermie kann energetisch und wirtschaftlich sinnvoller gebäudeweise eingesetzt werden; dies ist zu prüfen. Bestehende Netze sind hinsichtlich ihres Weiterbetriebes ebenfalls zu überprüfen und gegebenenfalls rückzubauen. Falls ein Netzerhalt anvisiert wird, dann nur zur Verteilung von Abwärme aus der Stromerzeugung (BHKW) oder anderweitiger ohnehin verfügbarer Energiemengen (Abwärme). In jedem Fall sollte die Förderung von Wärmenetzen, die der Verteilung von Solarwärme dienen, eingestellt werden. Kurz: erst die Netze optimieren und eventuell rückbauen, dann Solarthermieeinsatz prüfen.

### Pro Netz:

Solare Nahwärme als Neukonzept wird befürwortet, solange sich ein ökologischer Vorteil gegenüber Alternativlösungen ergibt. Für bestehende Netze, die bereits vorhanden sind – und deren Verluste in der Regel mit einem fossilen Energieträger gedeckt werden müssen – ist der Einsatz von Solarthermie eine sinnvolle Option. Kurz: Solarthermie ist auch in suboptimalen Netzlösungen denkbar, sofern sie das Gesamtsystem verbessert und zu einer Endenergieeinsparung führt.

## AUTOR

**Dr.-Ing. (FH) Kati Jagnow** ist selbstständige Ingenieurin der TGA in Braunschweig sowie Professorin an der Hochschule Magdeburg/Stendal. Kontakt: [www.delta-q.de](http://www.delta-q.de)

**Prof. Dr.-Ing. Dieter Wolff** ist Professor an der Ostfalia Hochschule Wolfenbüttel, Institut für Energieoptimierte Systeme (EOS). Kontakt: [www.ostfalia.de/v](http://www.ostfalia.de/v)

**Dipl.-Ing. (FH) Jörn Deidert** ist wissenschaftlicher Mitarbeiter des Labors für Energie- und Kältetechnik (LEuK) an der Ostfalia Hochschule Wolfenbüttel. Kontakt: [www.ostfalia.de/v](http://www.ostfalia.de/v)



Gruppenbild der Projektpartner mit den Autoren Jagnow (2. v. r.), Wolff (unten 3. v. l.) und Deidert (2. v. l.)