

Dronninglund Solarwärmeanlage mit saisonalem Speicher (vorne).

FOTO: ARCON SUNMARK

## Die Zukunft der Siedlungswärme - Solarthermie und Wärmepumpe im Vergleich

Dr. Claus Beneking, Renewable Energy Consultant, Helmholtzstr. 18, D-99425 Weimar  
Tel.: +49 (0) 173 8364208, Mail: claus.beneking@gmx.net

**Solarthermie und Wärmepumpe werden vor dem Hintergrund aktueller Energieszenarien für Deutschland an zwei konkreten "ganzjährig 100%" -Beispielen modellhaft betrachtet. Im Ergebnis erscheinen beide Techniken als gut geeignete Zukunftsoptionen im Sinne der Szenarien, wobei die unterschiedlichen Charakteristiken deutlich erkennbar werden.**

Wie soll der Bedarf an Raumwärme nach führenden Szenarien für eine klimaneutrale Energieversorgung Deutschlands zukünftig gedeckt werden? Insbesondere das Umweltbundesamt (UBA) weist darauf hin, dass neben der Reduzierung fossiler Brennstoffe auch die energetische Nutzung von Anbau-Biomasse einschließlich Waldholz aus Gründen des Umwelt- und Naturschutzes sowie der Erhaltung der Biodiversität zukünftig reduziert und ab 2030 vollständig auf diese verzichtet werden soll (1). Eine Haltung, die wir grundsätzlich teilen.

Also bleiben auf lange Sicht hauptsächlich die zwei Optionen Solarthermie, falls bei ihrer Nutzung auf die bislang übliche biogene oder fossile Zufeuerung verzichtet wird, und die Wärmepumpe, falls sie ihren Strom ausschließlich aus erneuerbaren Quellen bezieht.

Der Umfang des möglichen Solarthermie-Einsatzes hängt dabei entscheidend von Saisonspeichern ab. Ohne Saisonspeicher kann die Solarthermie gerade im Zeitraum des größten Bedarfs nichts beitragen und ihr Einsatz ist auf relativ kleine Beiträge in der Sommerperiode beschränkt.

Genau diese Beschränkung wird allerdings vom UBA und den ihrem Szenario zugrunde gelegten Studien für den lokalen und leitungsgebundenen Wärmebereich (2, 3) überwiegend angenommen, mit dem Ergebnis dass nach dem UBA-Szenario (1) der Raumwärmebedarf im Jahr 2050 zum größten Teil durch geothermische Umweltwärme (Energie aus Boden, Grundwasser, Gewässern oder Luft) mit Wärmepumpen gedeckt werden soll, während Solarthermie nur eine geringe Rolle spielt.

Deswegen betrachten wir im folgenden, was den "Solarteil" des Beitrags angeht, nochmals im Detail die Einsatzmöglichkeiten saisonaler Wärmespeicher. Während hervorragende Beispiele für den lokalen, gut gedämmten EF/MFH-Bereich bereits in (4) dargestellt sind, fokussieren wir uns auf die große Solarthermie im Wärmenetzbereich.

Insbesondere interessiert uns die wirtschaftliche Auswirkung, wenn von dem bislang üblichen Solar-, Bio- und Fossil-Mix auf eine zu 100% rein solarthermische Wärmebereitstellung übergegangen wird. Ansatz ist dabei, dass die langjährige Entwicklung in Dänemark nicht nur einen hohen Fernwärmeanteil mit inzwischen großen erneuerbaren Deckungsgraden im Wärmebereich hervorgebracht, sondern auch zur Verfügbarkeit kostengünstiger großer Saisonal-Wärmespeicher geführt hat, die über den heutigen Stand deutlich hinaus gehende Potenziale eröffnen.

Zusätzlich betrachten wir i.S. der genannten Szenarien vergleichend die Alternative der 100%igen Ortswärmeversorgung mit einer Großwärmepumpe und Erdwärmesonden (Tiefengeothermie).

Mit der vorliegenden Betrachtung wollen wir primär einen Impuls für die ländlichen Regionen geben (Siedlungswärme), dahingehend dass die Solarthermie als zweite umweltunkritische Option neben den Wärmepumpen in Zukunfts-Energieszenarien und Anwendung angemessen berücksichtigt wird. Konkret fragen wir u.a., ob der solare Deckungsgrad ländlicher Saisonalspeichersysteme 2050 nicht 100% statt der z.B. in (3) angenommenen, in Dänemark schon heute fast realisierten 45% erreichen kann. Grundsätzlich halten wir die Fragestellung auch für auf die Städte übertragbar, wo (3) Saisonalspeicher ganz ausschließt.

Der guten Ordnung halber muss festgehalten werden, dass nicht alle führenden Institutionen die zukünftige Entwicklung der Niedertemperatur-Wärmeversorgung so stringent sehen wie das UBA, das im übrigen die Biomassereduzierung auch im Strombereich konsequent seit rund 10 Jahren vertritt (5). So zeigt das Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE) in einem Energieszenario für Deutschland 2050 durchaus nennenswerte Solarthermiebeiträge zur Wärmebedarfsdeckung neben dem auch dort großen Anteil an Umweltwärme mit Wärmepumpen (6), und diskutiert in seinem jüngsten Bericht u.v.a. explizit (bei ebenfalls stark abnehmendem Biomasseanteil) die flexibleren Möglichkeiten durch Installation von (Warmwasser-) Großspeichern (7).

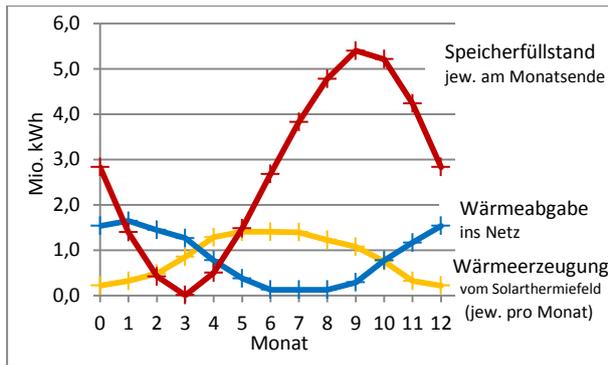
## 100% Solarthermie - Speichermodell

In Verfolgung der eingangs beschriebenen Zielstellung modellieren wir auf Basis der Daten eines in der Ortschaft Dronninglund (DK) real existierenden großen saisonalen Wärmespeichers eine rund ums Jahr zu 100% ausschließlich solarthermische Ortswärmeversorgung, als Grundlage einer Wirtschaftlichkeitsbetrachtung für diese Betriebsart.

Der Dronninglund Saisonalwärmespeicher wurde 2013 im Zuge einer solarthermischen Ausrüstung des schon länger bestehenden Wärmenetzes der Dronninglund Fernwärmeversorgung als großer Erdbeckenspeicher in einer aufgelassenen, trockenen Kiesgrube errichtet, was eine kostengünstige Investition ermöglichte (Foto S. 1). Er ist auf Oberflächenniveau 100x100 m<sup>2</sup> groß, in der Mitte 18 m tief, allseitig von Spezialfolien umschlossen und hat ein Fassungsvermögen von rd. 60.000 m<sup>3</sup> Wasser. Mit dem Betriebstemperaturbereich von 10 bis 89 °C beträgt die Wärmespeicherkapazität 5,4 Mio. kWh. Der Speicher wurde als 3. im Rahmen der dänisch-europäischen SUNSTORE-Projektreihe von Demonstrationsanlagen errichtet, wodurch er nicht nur aus Erfahrungen mit den Vorgängerprojekten verbessert, sondern sein Betrieb in den Jahren 2014-2016 auch detailliert gemonitort wurde.

Die Ortsversorgung von Dronninglund, einem Ort in Nord-Jütland (DK) mit rd. 3.300 Einwohnern ist nicht nur solarthermisch, vielmehr werden neben einem 37.600 m<sup>2</sup> großen Solarkollektorenfeld zusätzlich Bioölbrenner und Gasmotoren als Wärmeerzeuger eingesetzt, um den 2016 insgesamt 33,55 Mio. kWh großen Wärmebedarf des Ortes ganzjährig zu decken. Der Solaranteil betrug dabei rd. 43%, mit gemessenen Speicherverlusten 2016 von 1,020 Mio. kWh. Alle bis hier und im folgenden zu Dronninglund Speicher und Solarfeld angegebenen Daten sind (8, 9, 10, 11) und Referenzen darin entnommen.

Um eine ganzjährig zu 100% solarthermische Wärmeversorgung rund um einen gegebenen Saisonalpeicher herum zu dimensionieren, können wir nicht mit der einfachen Speicherkapazität rechnen, sondern müssen den Ausgleich zwischen solarer Erzeugung und Wärmeabgabe über das Jahr detailliert betrachten, aus dem sich der Verlauf des Speicherfüllstands ergibt. Dieser nimmt im Sommer zu und im Winter ab (siehe Abb. 1).



**Abb. 1:** Jahreszeitlicher Verlauf von Speicherfüllstand, solarer Erzeugung und Wärmeabgabe pro Monat im Ergebnis der Modellierung einer solarthermischen Anlage mit 60.000 m<sup>3</sup> Saisonspeicher wie in Dronninglund (DK) und daran angepasstem 22.000 m<sup>2</sup> Kollektorfeld.

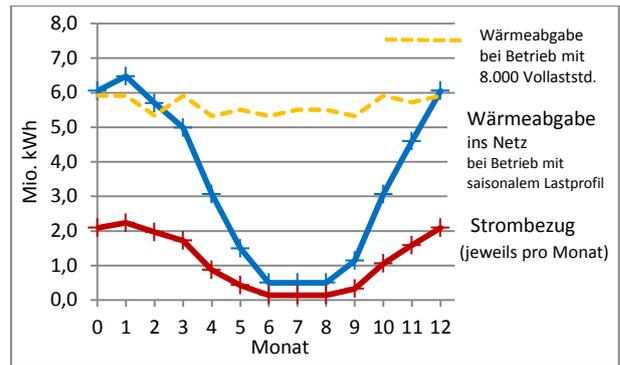
Im Ergebnis des dazu aufgestellten Speichermodells wurden die für die weitere wirtschaftliche Betrachtung benötigten Jahresmengen der solaren Erzeugung und Wärmeabgabe ins Netz zu 10,75 resp. 9,66 Mio. kWh bestimmt, damit fast das Doppelte der einfachen Speicherkapazität.

Das Solarfeld wird nun passend zu der errechneten erforderlichen Eingangswärmemenge in das System zu rd. 22.000 m<sup>2</sup> Kollektorfläche dimensioniert. Die aus dem System Kollektorfeld + Speicher abgegebene Wärmemenge von rd. 9,7 Mio. kWh zu 100% aus Solarthermie könnte nicht Dronninglund, aber mit dem dn. Wärmebedarf von rd. 9.000 kWh p.a. pro Einwohner in Deutschland rechnerisch den Bedarf eines rd. 1.000 Einwohner großen Orts im Bestand decken. Für ganz Dronninglund wäre eine 3,5x so große Anlage nötig.

### Großwärmepumpe mit Geothermie

Vor dem eingangs beschriebenen Hintergrund ist es von Interesse, sich parallel zur Solarthermie (ST) mit einer Wärmepumpen (WP)-basierten Versorgung auch im Ortswärmebereich zu beschäftigen, um die unterschiedlichen Charakteristiken und Kostenstrukturen zu verstehen und vergleichend betrachten zu können.

Wir haben uns dazu für das Beispiel einer strombetriebenen Groß-WP (GWP) mit Erdwärmesonden (Tiefengeothermie; TGT) entschieden, da eine GWP wie die große ST die Wärme zur örtlichen Verteilung über ein Wärmenetz (WN) bereitstellt und die Techniken deshalb diesbezüglich von der Anwendungssituation und Kostenstruktur her vergleichbar sind. Die GWP-Tiefengeothermie Kombination wird dabei aber -das ist schon der erste Unterschied- ohne Saisonal-



**Abb. 2:** Jahreszeitlicher Verlauf von Wärmeabgabe und Strombezugsmenge pro Monat einer Wärmepumpe mit Tiefengeothermie und max. Leistung von 8,7/8,1 MW<sub>th</sub> (Winter/Sommer) nach Anpassung an saisonales Wärmelastprofil; zum Vergleich Wärmeabgabe mit 8.000 Vollaststunden.

speicher angenommen, da der zum Betrieb der WP eingesetzte Strom und die Erdwärme im Unterschied zur Solarwärme grundsätzlich jederzeit zur Verfügung stehen.

Konkret betrachten wir den Fall einer in (12) von Schäfer et al. technisch und wirtschaftlich beschriebenen Dublettenbohrung in Berlin mit einer 1.600 m tiefen Injektions- und 1.500 m tiefen Förderbohrung (mittlerer Buntsandstein), aus der konstant die Quell-Wärmeleistung 6 MW<sub>th</sub> (25/60 °C in/out) gefördert wird. Der Fall ist eine bislang nicht realisierte Machbarkeitsstudie mit den Betriebspunkten:

	P <sub>el</sub> der WP	P <sub>th</sub> ins WN	T <sub>in</sub>	T <sub>out</sub>
Sommer	2,3 MW <sub>el</sub>	8,1 MW <sub>th</sub>	85 °C	60 °C
Winter	3,0 MW <sub>el</sub>	8,7 MW <sub>th</sub>	110 °C	60 °C

Da wir für die wirtschaftliche Vergleichbarkeit als Wärmelast eine Ortsversorgung mit dem gleichen jahreszeitlichen Profil wie im ST-Fall betrachten müssen, fahren wir mit der Leistung der WP dieses Profil modellhaft nach -max. Leistung nur im Jan.- (s. Abb. 2), was zu einer Jahreswärmelieferung ins Netz von 38,07 Mio. kWh und einer dafür benötigten Strombezugsmenge von 12,69 Mio. kWh mit nur ~4.440 Vollaststunden (Vh) führt (statt ca. 67/21 Mio. kWh in der von den Autoren angenommenen 8.000 Vh-Betriebsart (12) mit Wärmeabgabe wie bei gestrichelter Linie in Abb. 2).

Ein mit 38,07 Mio. kWh Wärme versorgter Ort könnte hier rd. 4.000 Einwohner groß sein. Das ändert nichts an der Vergleichbarkeit der Wärmegestehungskosten (s.a. S. 4).

Ein wichtiger Unterschied der WP zur ST -und das gilt für alle strombetriebenen WP- ist der hier erforderliche Strombezug, womit wir zur wirtschaftlichen Betrachtung überleiten.

## Wirtschaftliche Betrachtung

Die Ergebnisse der wirtschaftliche Betrachtung haben wir zur besseren Übersicht und zum Vergleich der beiden modellhaft betrachteten Ortswärmeversorgungen in zwei auf der folgenden Seite wiedergegebenen Kastentexten zusammengestellt, die an eine in dem Beitrag "*Solarwärme im Netz lohnt sich*" (13) wiedergegebene Beispielkalkulation von Viessmann für den neu errichteten Solarteil des (Bio-)Energiedorfs Mengersberg angelehnt sind. Von dieser haben wir auch die Parameter für die Ermittlung des sogenannten "Wärmepreises aus Investition" (25 Jahre, Zins 1,85%) sowie die Werte der jährlichen Betriebs- und sonstigen Kosten (BSK) zur Ermittlung der Vollkosten 1:1 übernommen. Wir teilen die in (13) ebenfalls dargestellten Überlegungen von Thomas Pauschinger (Solites) zu den Wärmepreis-Parameterannahmen auf Grund der Langlebigkeit und Nachhaltigkeit der Investition. Im Unterschied zu der genannten Beispielkalkulation berücksichtigen wir allerdings aus Gründen der Vergleichbarkeit unserer zwei Modellbetrachtungen untereinander keine Förderung.

Zu fast allen Angaben zum Invest (Kollektorfeld, Saisonalspeicher, 5% Zusatzkosten-Annahme und der grundsätzlichen Annahme eines Aufschlags für DE) siehe (9), zum Saisonalspeicher auch (11). Tagesspeicher: eigene Schätzung.

Einen 50%igen Aufschlags für DE sollte man der Vorsicht halber dabei sogar eher als Untergrenze ansehen, vor allem weil mit der Errichtung großer Erdbeckenspeicher in DE noch nicht so viele Erfahrungen vorliegen wie in DK und die örtlichen Voraussetzungen für den Speicher nicht überall so günstig angenommen werden können wie sie in Dronninglund gegeben waren. Das gilt in geringerem Umfang auch für das Solar-Kollektorfeld. Hinzu kommt, dass Planungs- und Genehmigungsverfahren hierzulande aufwändiger sind und auch das Preisniveau insbesondere bei den Baukosten generell höher ist.

Wichtig ist noch klarzustellen, dass es sich -wieder gleich wie in (13) und für beide Beispielen um die Wärmegestehungskosten (WGK) vor dem Wärmenetz handelt. Wie in Dronninglund ist das Wärmenetz oft bereits vorhanden oder wird wie in Mengersberg separat betrachtet, da über das Netz auch andere Wärmeerzeuger in die Ortswärmeversorgung einfließen. Würde es neu investiert, müsste mit einem zusätzlichen Kostenbeitrag zu den WGK von mindestens etwa 2,0 bis 2,5

Ct/kWh (in ländlichen Gebieten; in Städten oft deutlich mehr) gerechnet werden, sehr abhängig von den örtlichen Gegebenheiten (9), wobei darin Invest- und Betriebskosten sowie die Leitungsverluste im Netz zu berücksichtigen sind. Erst die so ermittelten Vollkosten am Ort des Abnehmers sind dann eigentlich mit WGK aus alternativ lokaler Erzeugung, beispielsweise mit Haus-WP vergleichbar.

Zum Beispiel der GWP mit tiefer Geothermie ist vor allem festzuhalten, dass wir neben der bereits beschriebenen Änderung des Lastprofils wegen der Annahme des Einsatzes zur Abdeckung der Wärmelast einer so versorgten Ortschaft die wirtschaftlichen Parameter in unserer Modellbetrachtung gegenüber den in (12) angenommenen in einigen weiteren Punkten geändert haben. So haben wir dem dort angegebenen Invest von 17,25 Mio. € den Tagesspeicher und 5% Zusatzkosten (letztere wie beim Solarbeispiel) hinzugefügt. Ein großer Tagesspeicher, wegen der rd. 4x so großen umgewälzten Wärmemenge mit 4x so hohem Invest wie im ST-Fall angenommen, wird in der Ortsversorgungs-Betriebsart benötigt, um die nur langsam veränderliche Geothermieförderung der schwankenden Wärmelast des Ortes anzupassen. Bei Schäfer et al. entfällt dieser, da in dem von ihnen angenommenen Fall die WP ununterbrochen und Sommer wie Winter i.w. gleichbleibend in ein großes städtisches Fernwärmenetz (FWN) einspeist. Weiterhin haben wir die Parameter der Wärmepreis-Berechnung und den BSK-Aufschlag vom Solarbeispiel übernommen.

Die in (12) von Schäfer et al. für "ihren" konkreten Fall (mit 20 Jahren, 6% Zins, 8.000 Vh, ebenfalls 10 Ct/kWh Strompreis und einem CO<sub>2</sub>-Preis) berechneten WGK liegen mit 6,5 Ct/kWh (vor FWN) dennoch in der gleichen Größenordnung unseres Ergebnisses.

Dass das TGT-GWP-Modellsystem mit 38,1 Mio. kWh einen rd. 4x so großen Wärmeoutput p.a. wie das ST-Saisonalspeicher-System mit 9,7 Mio. kWh hat, liegt nur an der unterschiedlichen Parameterwahl der beiden, wobei in dem geothermischen System eine Quellwärmeleistung von 6 MW<sub>th</sub> und in dem solarthermischen System der Dronninglund-Saisonalspeicher vorgegeben sind. An der im folgenden weiter diskutierten wirtschaftlichen Vergleichbarkeit der WGK ändert das nichts. Um mit der ST ebenfalls 38,1 Mio. kWh zu erzeugen, müsste man die Anlage 4x so groß bauen, wobei sich die WGK (Ct/kWh) nicht ändern.

### 100% solarthermische Ortswärmeversorgung

Modellbetrachtung einer rund ums Jahr zu 100% solarthermischen Ortswärmeversorgung auf Basis der Daten eines in Dronninglund (DK) real existierenden großen Saisonalwärmespeichers (Quellenangaben s.o.).

#### Kosten und Wirtschaftlichkeit

Die Modellbetrachtung zeigt, dass Solarthermie in Kombination mit einem kostengünstigen, hinreichend großen Saisonalpeicher in der Betriebsart einer zu 100% rein solarthermischen Wärmeversorgung rund ums Jahr eine wirtschaftlich attraktive Option für eine zukunftsorientierte treibhausgasneutrale Ortswärmeversorgung sein kann.

Die angegebenen Investbeträge beziehen sich auf eine Errichtung in Dänemark (DK). Für Deutschland (DE) rechnen wir mit einem pauschalen Aufschlag von 50%, der als Untergrenze anzusehen ist.

#### Investition (Dänemark)

- Kollektorfeld (22.000 m<sup>2</sup>, rd. 15 MW<sub>th</sub>, 165 €/m<sup>2</sup>) incl. Aufstän., Verrohrung, Anschluss 3,7 Mio. €
- Saisonalpeicher (60.000 m<sup>3</sup>, 38 €/m<sup>3</sup>) 2,3 Mio. €
- Tagesspeicher + weit. Hilfsaggregate 1,0 Mio. €
- Zusatzkosten (5% vom Invest) rd. 0,4 Mio. €

**Gesamtinvest ohne Förderung (DK) 7,4 Mio. €**

Solarertrag (vor Wärmenetz)  
unt. Berücks. d. Speicherverluste 9,7 Mio. kWh/a

- Wärmepreis aus Investition (Dänemark) (25 Jahre, Zins 1,85%) 3,8 Ct/kWh
- jährl. Betriebs- u. sonst. Kosten 0,8-1,0 Ct/kWh

#### Vollkosten Solarthermie (Dänemark)

(vor Wärmenetz, ohne Förderung) **4,6-4,8 Ct/kWh**

**Vollkosten Solarthermie (Deutschland) - psch. +50%**  
(vor Wärmenetz, ohne Förderung) **6,9-7,2 Ct/kWh**

### Ortswärme aus Großwärmepumpe mit Geothermie

Modellbetrachtung einer geothermischen Ortswärmeversorgung mit strombetriebener Großwärmepumpe anhand des konkreten Falles einer Tiefengeothermie-Dublettenbohrung in Berlin (siehe (12)).

#### Kosten und Wirtschaftlichkeit

Die Modellbetrachtung zeigt am Beispiel einer elektrischen Großwärmepumpe mit tiefengeothermischer Wärmequelle exemplarisch für alle Arten von strombetriebenen Wärmepumpen (Groß-, Haus-, Luft- und Erdwärmepumpen u.a.) die Charakteristik dieser Wärmeerzeuger auf. Bei Einsatz von 100% Regenerativstrom liefern sie 100% erneuerbare Wärme. Ihre Wärmegestehungskosten hängen stark vom Strombezugspreis ab. Wichtig ist aber auch die Wärmequelle, deren jeweilige Art und Eigenschaften unabdingbar mit betrachtet werden müssen.

#### Investition

- Dublettenbohrung, oberirdische Anlagen, Wärmepumpe (8,1-8,7 MW<sub>th</sub>) 17,25 Mio. €
- großer Tagesspeicher 4,00 Mio. €
- Zusatzkosten (5% vom Invest) rd. 1,05 Mio. €

**Gesamtinvest ohne Förderung 22,3 Mio. €**

Wärmeertrag (vor Wärmenetz) 38,1 Mio. kWh/a  
Strombezug 12,7 Mio. kWh/a

Wärmepreis aus Inv. (25 J., Zins 1,85%) 2,95 Ct/kWh  
Strombezugskosten bezogen auf Wärmeertrag mit Strompreis 10 Ct/kWh 3,35 Ct/kWh

- Wärmepreis aus Inv. plus Strombez. 6,3 Ct/kWh
- weitere jährliche Betriebs- und sonstige Kosten 0,8-1,0 Ct/kWh

#### Vollkosten Großwärmepumpe mit Geothermie

(vor Wärmenetz, ohne Förderung) **7,1-7,3 Ct/kWh**

## Diskussion und Bewertung

Mit den wie beschrieben ermittelten Vollkosten (vor Wärmenetz, ohne Förderung) von 4,6 bis 4,8 Ct/kWh bei Errichtung in Dänemark dürfte die unserer Modellbetrachtung zugrunde gelegte Betriebsart einer rund ums Jahr zu 100% solarthermischen Ortswärmeversorgung mit einem hinreichend groß dimensionierten Saisonalpeicher in Dänemark praktisch wettbewerbsfähig sein. Die Wärmegestehungskosten liegen damit erstaunlicherweise nur wenig über den für den

Solarteil der real existierenden Dronninglund-Anlage angegebenen "etwa 4 Ct/kWh" (9). Dass letztere etwas geringer sind als in "unserem" Fall ist schon alleine dadurch zu erwarten, dass die Dronninglund-Wärmeversorgung durch den dort gefahrenen saisonalen Erzeugungsmix einen höheren direkten Solaranteil aufweist, die Speicherkosten also relativ weniger ins Gewicht fallen und auch die relativen Speicherverluste durch die dortige Betriebsart etwas geringer sind (10). Die Dronninglund-Gesamtanlage wurde mit knapp 3 Mio. € von 14,6 Mio. € (also zu ca. 20%)

gefördert (9), wobei unklar ist, ob die Angabe von 4 Ct/kWh für vor oder nach Förderung gilt. Die Wärmepreise eines Standardhauses in Dronninglund betragen rund 6,6 Ct/kWh Arbeitspreis plus 2,55 €/m<sup>2</sup> Wohnfläche Festpreis (ibid.).

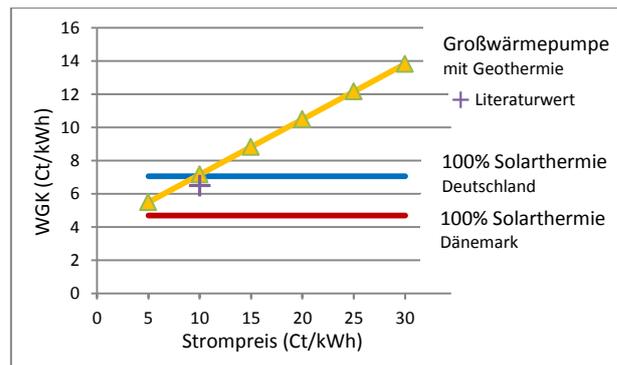
Insgesamt wäre aus unserer Sicht damit vorstellbar, dass eine progressive Kommune in Dänemark eine zu 100% solarthermische Wärme-Vollversorgung kurzfristig konkret plant und umsetzt, wobei die verbleibenden, nicht allzu hohen technisch-wirtschaftlichen Risiken durch ein entsprechendes Begleitprogramm abgedeckt werden sollten. Ein solches Projekt würde Dänemark auf dem bereits guten Weg zu einer umweltfreundlichen, klimaneutralen Wärmeversorgung noch weiter nach vorne bringen.

In Deutschland sind die Voraussetzungen dafür mit den ermittelten erwarteten Vollkosten (vor Wärmenetz, ohne Förderung) von mindestens rd. 7 Ct/kWh unmittelbar weniger günstig, wenn man an den derzeit noch bestehenden Wettbewerb mit Gaspreisen von 4 Ct/kWh und darunter denkt. Mittelfristig könnte durch einen politisch entschiedenen CO<sub>2</sub>-Preis der Gaspreis z.B. bis 2026 erwartet bereits um ~2 Ct/kWh verteuert werden, was die Wettbewerbsfähigkeit der klimaneutralen Alternativen verbessern würde.

Wie das Beispiel Mengersberg (13) zeigt, sind allerdings auch bereits heute im Einzelfall abzustimmende Förderungen von deutlich über 50% des Invests grundsätzlich möglich, die die Wärmegestehungskosten (nach Förderung) wirtschaftlich attraktiver machen würden. So lässt sich ein 100% Solarthermie-Pilotprojekt auch in Deutschland auf der nächsten 3-5 Jahre-Zeitskala als umsetzbar vorstellen. Auf eine erfolgreiche Pilotierung könnte dann, mit durch Lerneffekt sinkenden Kosten, die Verbreitung im Siedlungsbereich folgen.

Gegen eine Umsetzung in Klein- bis Mittelstädten spricht aus unserer Sicht ebenfalls an sich wenig, vor allem wenn sie bereits ein Nah- oder Fernwärmenetz besitzen sollten. Dann könnten, bei erwarteter begrenzten Leitungslängen, an der Peripherie, z.B. in nicht voll genutzten Gewerbegebieten auch durchaus mehrere Solarkollektoren-Felder und Speicher à la Dronninglund errichtet und ins Wärmenetz eingebunden werden.

Für Großstädte evtl. erforderliche Saisonalspeicher deutlich größerer Bauart sehen wir allerdings heute noch nicht als Stand der Technik an, hierzu sollte eine entsprechende Entwicklung initiiert werden.



**Abb. 3: Wärmegestehungskosten einer Großwärmepumpe (GWP) und aus Solarthermie für Errichtung in DK und DE als Funktion des Strompreises nebst Literaturwert für GWP (näheres siehe Text).**

Abb. 3 zeigt die Wärmegestehungskosten der Fälle ST-DK, ST-DE, und GWP, zu dieser auch den o.a. Wert aus (12) im Vergleich mit ihrer Abhängigkeit vom Strompreis. Bei der ST wurde der Strombezug für Hilfsaggregate vernachlässigt, dieser wird in dänischen Anlagen oft intern durch kleinere PV-Systeme erzeugt. Deswegen haben die ST-Fälle keine Abhängigkeit vom Strompreis. Bei der GWP ist der Strombezug ein wesentlicher, schon beim Strompreis 10 Ct/kWh größerer Kostenanteil als der der Investition.

Die gezeigte Charakteristik der Strompreisabhängigkeit ist für alle von uns betrachteten Arten von strombetriebenen WP (Groß-, Haus-, Luft- und Erd-WP u.a., hier nicht gezeigt) vom Verlauf her prinzipiell gleich - ab einem gewissen Strompreis überwiegen die Stromkosten den Investanteil und die Wärmekosten hängen i.w. nur noch vom Strompreis und der Arbeitszahl (COP) der WP ab, die das Verhältnis von abgegebener Wärmeleistung zu eingesetzter elektrischer Leistung beschreibt. Daher reicht unser Großwärmepumpen-Fall als Exempel zum Grundprinzip völlig aus.

Bei den niedrigsten Strompreisen erreicht die GWP-Geothermie Kombination den Wärmekostenbereich der großen ST mit Saisonalspeicher, bei höheren Strompreisen liegt sie darüber. Zur Frage, welchen Strompreis man zukünftig annehmen sollte, ist klar, dass die WP-Technik mit heutigen Haushalts-Strompreisen von bereits 25-30 Ct/kWh nicht wettbewerbsfähig wäre. Eine Analyse aktueller PPA's zeigt aber, dass auch in DE Abschlüsse um 5 Ct/kWh sowohl von PV als auch Windkraft erreicht werden (6), wobei die Stromgestehungskosten anzunehmend noch darunter liegen. D.h. dass über solche Agreements (oder Eigenerzeugung!) der niedrige Strompreisbereich zukünftig tatsächlich zugänglich werden könnte.

Und ohnehin liefert die WP-Technik ja nur bei Einsatz von 100% Regenerativstrom 100% erneuerbare Wärme, ein Betrieb mit Windstrom (PV scheidet ja aufgrund des saisonalen Mismatches i.w. aus) wäre also quasi zwingend angesagt.

Während die Sonne i.w. kalkulierbar und kostenlos auf die ST-Kollektoren strahlt, benötigt die WP-Technik über den preisgünstigen Strombezug hinaus grundsätzlich eine Wärmequelle, ohne die die WP nicht betrachtet werden kann. Die Wärmequelle wirkt sich auf Invest (oft der wesentliche Anteil), Potenzial und generelle Einsatzfähigkeit (Flächenbedarf, Genehmigungs- und Umweltverträglichkeitsfragen) der WP-Technik aus, siehe dazu auch (1). Wir sehen aber keine unlösbaren "No Go's".

Die Wärmepumpen-Technik verschiebt die Akzeptanzfrage mehr in Richtung der Akzeptanz des Ausbaus der Erneuerbaren Energien generell, insbesondere der Windkraft, während die Solarthermie eher lokale Akzeptanz erfordert und die "Wärmewelt" von der "Stromwelt" entkoppelt.

Viele, hier nicht im einzelnen betrachtete Vorschläge in der aktuellen Klimadiskussion postulieren das quasi unbegrenzte Hochfahren der erneuerbaren Stromerzeuger Photovoltaik und Windkraft als wesentliches Rezept, um damit die Bereiche Strom, (WP-)Wärme und (E-)Mobilität klimaneutral abzudecken. Technisch-rechnerisch grundsätzlich möglich und besser als nichts zu tun, regen wir wie schon (4) eine Reflexion darüber an, ob eine kWh Wärme nicht zielführender direkt als (Solar-)Wärme erzeugt, gespeichert und genutzt werden sollte, statt auf dem Umweg über die irgendwann an Potenzialgrenzen stoßende erneuerbare Stromerzeugung. Mit Saisonalspeichern und ggf. Wärmenetzen nicht "einfach", aber machbar und mit örtlichem Autarkiepotenzial.

Insgesamt halten wir Solarthermie und Wärmepumpe perspektivisch, nicht nur wirtschaftlich gesehen für vergleichbare, sich von der Anwendungssituation her ergänzende, im Sinne der Zukunfts-Energieszenarien geeignete örtliche Wärmeversorgungsoptionen.

#### Literaturangaben:

- (1) *Wege in eine ressourcenschonende Treibhausgasneutralität - RESCUE-Studie*, K. Purr et al., Umweltbundesamt (UBA), Dessau-Roßlau, Nov. 2019
- (2) *Ableitung eines Korridors für erneuerbare Wärme im Gebäudebereich - Endbericht*, P. Jochum et al., Beuth Hochsch. f. Technik, Berlin, und P. Mellwig et al., ifeu - Inst. f. Energie- und Umweltforschung, Heidelberg 2017
- (3) *Entwicklung der Gebäudewärme und Rückkopplung mit dem Energiesystem in -95% THG-Klimazielszenarien - Teilbericht*, N. Gerhardt et al., Fraunhofer IEE, Kassel 2019
- (4) *Modern heizen mit Solarthermie*, T. Leukefeld et al., Verlag Solare Zukunft, Erlangen, 2. Aufl. 2015
- (5) *Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen*, T. Klaus et al., UBA, Dessau-Roßlau 2010
- (6) *Design of Future Energy Systems towards 100% Renewables*, H.-M. Henning, Fraunhofer ISE, presentation held at ISEC - International Sustainable Energy Conference, Graz, AUSTRIA 2018
- (7) *Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem – Die deutsche Energiewende im Kontext gesellschaftlicher Verhaltensweisen*, P. Sterchele et al., Fraunhofer ISE, Freiburg i.Br., 14. Feb. 2020
- (8) *Dronninglund Solarthermie-Anlage*, Broschüre, Dronninglund Fjernvarme, Planenergi und Niras, o.D., um 2015
- (9) *Wärmenetzsysteme 4.0 - Endbericht*, M. Pehnt, ifeu (Hauptbearbeiter) et al. 2017
- (10) *Monitoring Results from Large Scale Heat Storages for District Heating in Denmark*, T. Schmidt and P.A. Sørensen, 14th International Conference on Energy Storage, Adana, TURKEY 2018
- (11) *Seasonal pit heat storage: Cost benchmark of 30 EUR/m<sup>3</sup>*, B. Epp, Solarthermalworld.org Newsletter June 2019
- (12) *Hochtemperaturwärmepumpen im Kontext geothermischer Wärmeversorgung*, J. Schäfer et al., Berliner Energietage, Berlin, Mai 2019
- (13) *Solarwärme im Netz lohnt sich*, G. Bröer, Energiekommune 10/2019

Der Autor dankt Christian Stadler (Arcon Sunmark) und Dr. Jochen Schäfer (Siemens) für informative Gespräche.

Der Beitrag erscheint parallel als Kurzfassung der Autoren Claus Beneking und Detlef Koenemann im *Solarthermie-Jahrbuch 2020*, Hrsg. Solar Promotion GmbH, Pforzheim (2020). Er berücksichtigt, ohne jeden Anspruch auf Vollständigkeit, Erscheinungen bis 29.02.2020. Trotz großer Sorgfalt wird keine Haftung für Angaben übernommen.

Claus Beneking war u.a. zeitweise Leiter des einschlägig tätigen *Reiner Lemoine Instituts*, Berlin. Sein Hauptinteresse gilt der Suche nach der besten Strategie für ein zu 100% erneuerbares Gesamt-Energiesystem.