

Dänisches Pilotprojekt Sunstore 4

Solar unterstützte Kraft-Wärme-Kopplung mit saisonalem Wärmespeicher

In Marstal auf der dänischen Insel Aerö wurde im Jahr 2012 ein neuartiges, zu 100 % auf erneuerbaren Energien basierendes Anlagenkonzept für das örtliche Fernwärmesystem umgesetzt. Zentrale Komponenten sind eine solarthermische Großanlage mit einer Nennleistung von 23,4 MW(th), ein saisonaler Wärmespeicher mit 75 000 m³ Wasserinhalt und ein Biomasseheizkraftwerk mit ORC-Anlage. Das als Smart District Heating bezeichnete Gesamtkonzept ermöglicht dem lokalen Wärmeversorger eine wirtschaftlich attraktive Teilnahme am Regenergiemarkt für Strom.

Auf der dänischen Insel Aerö wird seit dem Jahr 1962 ein Fernwärmenetz betrieben, das die Kleinstadt Marstal mit Wärme versorgt. Im Jahr 1996 fand die Installation eines ersten großen Solarkollektorfelds mit 8 000 m² zusammen mit einem 2 100 m³ Stahltankwärmespeicher statt. Im Jahr 2003 wurde das System auf eine Gesamtkollektorfläche von 18 300 m² ausgebaut. Zusätzlich fand die Errichtung eines saisonalen Erdbeckenwärmespeichers mit einem Wasservolumen von 10 000 m³ statt. Der solare Deckungsanteil an der gesamten jährlichen Wärmelieferung von 28 GWh lag damit bei rd. 30 %. Im Rahmen des EU-Vorhabens Sunstore 4 ist die Anlage im Jahr 2012 auf insgesamt 33 400 m² Solarkollektorfläche – entsprechend einer Nennleistung von 23,4 MW(th) – erweitert worden. Für die neu hinzugekommene Kollektorfläche bauten

die Projektpartner einen neuen saisonalen Erdbeckenwärmespeicher mit einem Wasservolumen von 75 000 m³. Ein Biomasseheizkraftwerk mit Organic-Rankine-Cycle (ORC-)Anlage und eine CO₂-Kompressions-Wärmepumpe dienen neben der Wärmeversorgung auch der regenerativen Stromerzeugung und der Nutzung der regenerativen Überproduktionsmengen nach dem Power-to-Heat-Prinzip. Das Gesamtsystem ermöglicht eine zu 100 % auf erneuerbaren Energien basierende Wärmeversorgung von Marstal. Der Beitrag der Solaranlage am durch Neuanschlüsse gestiegenen Wär-

mebedarf von 32 GWh soll bei rd. 55 % liegen, der Rest wird durch das Heizkraftwerk gedeckt. Bild 1 zeigt ein Luftbild der Anlage.

Smart District Heating

Bereits heute führt ein hoher Anteil an Strom aus erneuerbaren Energieträgern in der gesamten Stromversorgung in Dänemark zu einer veränderten Betriebsweise von Kraft-Wärme-Kopplungs-(KWK-)Anlagen. Durch den sich verringern den Bedarf an konventionell erzeugtem Strom und die höhere Dynamik in der gesamten Stromerzeugung verlagern sich die Betriebsstrategien von KWK-Anlagen weg von der Erzeugung möglichst hoher Strommengen mit langen Laufzeiten hin zu einem Betrieb zu Spitzenzeiten mit einer Teilnahme am Strommarkt und an der Stromnetzstabilisierung. Dieser Betrieb ist gekennzeichnet durch verkürzte KWK-Laufzeiten und einen schnellen Ausgleich von Stromüber- bzw. -minderproduktionsmengen. Durch diese veränderte KWK-Betriebsstrategie, die einhergeht mit einer verminderten Abwärmeproduktion, entsteht auch in KWK-versorgten Fernwärmenetzen ein Bedarf an Solarwärme und Energie aus anderen erneuerbaren Quellen. Die flexible, meist stromgeführte Betriebsführung der KWK-Anlagen wird dabei durch einen großen Wärmespeicher ermöglicht,



Dipl.-Ing. **Thomas Pauschinger** (l.), Dipl.-Ing. **Thomas Schmidt**, Mitglieder der Geschäftsleitung, Solites – Steinbeis Forschungsinstitut für solare und zukunftsfähige thermische Energiesysteme, Stuttgart



Bild 1. Ansicht der solaren Fernwärme in Marstal/Dänemark mit dem neuen Solarteil (l.) und der Bestandsanlage (r.)

Quelle: Marstal Fjernvarme

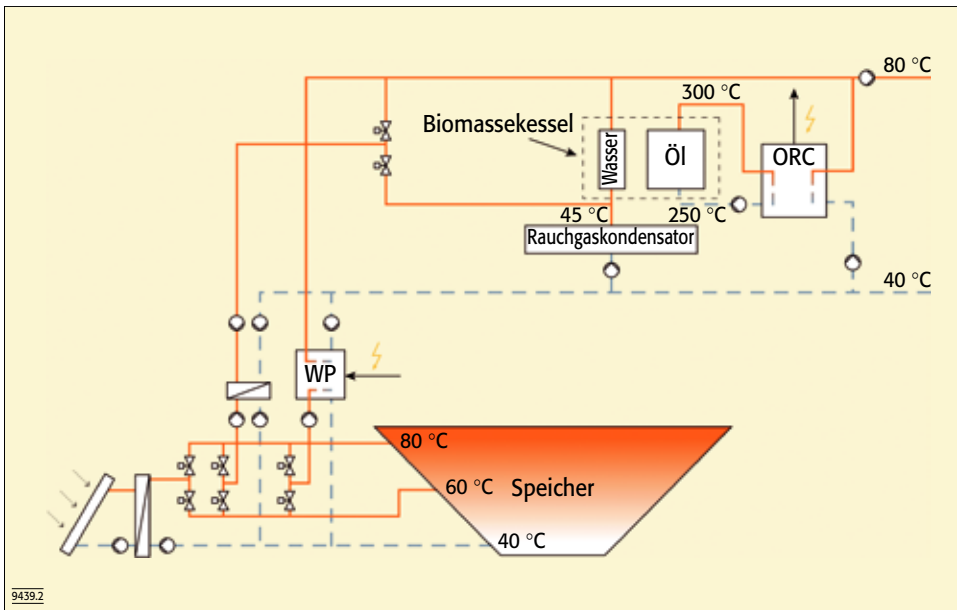


Bild 2. Systemkonzept des Sunstore-4-Teils der solaren Fernwärme in Marstal

dem KWK-Abwärme und solare Wärme jederzeit zugeführt und zu Bedarfszeiten zur Deckung des Verbrauchs entnommen werden können.

Systemaufbau der Sunstore-4-Anlage

Bild 2 zeigt das Systemkonzept des neuen Sunstore-4-Teils der solaren Fernwärme in Marstal. Die Hauptkomponenten des neuen Anlagen-teils sind (vgl. Bild 2):

- 15 000 m² Solarkollektoren: bodenaufgeständerte Freifeldanlage,
- 75 000 m³ Erdbeckenwärmespeicher: Speichermedium Wasser, Kapazität 5 GWh(th),
- 4 MW Biomassekessel,
- 750 kW(el) ORC-Anlage,
- 1,5 MW CO₂-Kompressions-Wärmepumpe.

Die Bestandsanlage umfasst die weiteren Hauptkomponenten (in Bild 2 nicht dargestellt):

- 18 300 m² Solarkollektoren: bodenaufgeständerte Freifeldanlage,

- 2 100 m³ Stahltankwärmespeicher: Speichermedium Wasser,
- 10 000 m³ Erdbeckenwärmespeicher: Speichermedium Wasser,
- 500 kW Kompressionswärmepumpe,
- 18,3 MW Bio-Öl-Kessel: künftig als Redundanzwärmeerzeuger.

In der Sommerzeit liefern die Solarkollektoren Wärme zur direkten Nutzung an das Fernwärmenetz und beladen zusätzlich die zwei saisonalen Wärmespeicher. Sinkt die Temperatur der Wärmespeicher im Herbst bzw. im Winter unter ein zur direkten Nutzung erforderliches Temperaturniveau, muss mit den Wärmepumpen und dem Biomassekessel nachgeheizt werden. Die Wärmepumpe läuft vorwiegend bei niedrigen Strompreisen und kühlt den Speicher weiter ab, um die Nutzwärme an das Fernwärmenetz bzw. in den Stahltank zu liefern. Der Biomassekessel liefert eine Wärmeleistung von 4 MW, aus denen in der ORC-Anlage 750 kW Strom erzeugt werden. Die restliche Wärmeleistung wird an das Fernwärmenetz abgegeben. Bild 3 veranschaulicht die Anteile der verschiedenen Hauptkomponenten an der Jahreswärmeerzeugung.

Solarthermie

Das neue Kollektorfeld ging wegen wetterbedingten Verzögerungen im Juli 2012 in Betrieb. Die Kosten für

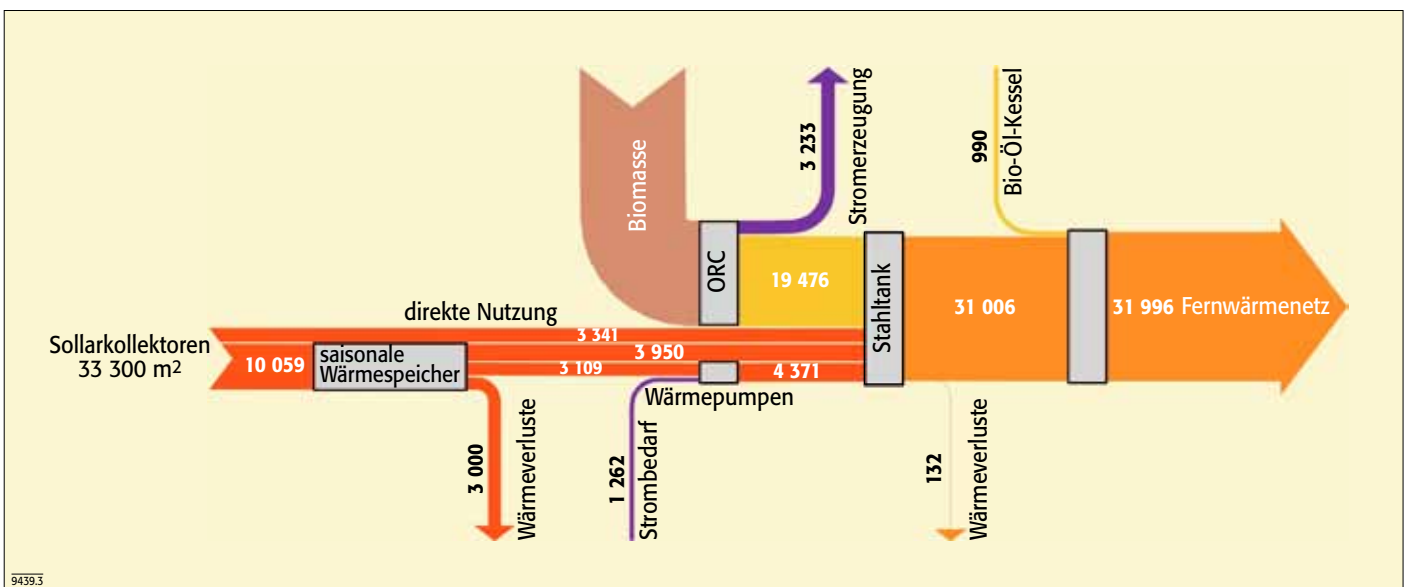


Bild 3. Energieflussdiagramm der Gesamtanlage; Werte in MWh/a, basierend auf Simulationen von Plan Energi (DK), Planungsstand September 2011



Bild 4. Fotos des Erdbeckenwärmespeichers während der Bauzeit: Auskleidung der Baugrube und Be-/Entladeturm (l.); Aufbringen der Abdeckfolie auf der Wasseroberfläche (r.)

Quelle: Marstal Fjernvarme

das Kollektorfeld mit einer Aper- turfläche von 15 000 m² liegen bei rd. 175 €/m² (bodenaufgeständert montiert einschließlich feldinterner Verrohrung, ohne Mehrwertsteuer).

Die Solaranlage wird mit Zieltem- peraturregelung im Primär- und im Sekundärkreis betrieben. Wegen der thermischen Trägheit des Kol- lektorfeldes und der Distanz zur Heizzentrale wird dabei der not- wendige Durchfluss zur Erreichung der gewünschten primärseitigen Zieltemperatur – Vorlauftempera- tur des Fernwärmenetzes – anhand der aktuellen Einstrahlung auf das Kollektorfeld und der Wirkungs- gradkennlinie berechnet. Die Ziel- temperaturregelung erbringt im Vergleich zu vergleichbaren Anlagen nennenswerte Einsparungen beim Betrieb der Umwälzpumpen. Der Hilfsstrombedarf der gesamten Solaranlage liegt bei rd. 3 bis 4 kWh(el)/ MWh(th), die Wartungskosten wer- den vom Betreiber mit rd. 0,5 €/ MWh(th) angegeben. Insgesamt liefert die Solaranlage ohne Förde- rung Wärme zu konkurrenzfähigen Gestehungskosten von rd. 30 bis 40 €/MWh(th) (ohne MwSt.).

Saisonaler Wärmespeicher

Der Erdbeckenwärmespeicher hat ein Wasservolumen von 75 000 m³. Er ist als umgekehrter Pyrami- denstumpf mit rechteckiger Grundfläche ausgebildet. Die hor- izontalen Dimensionen des Spei- chervolumens im Deckenbereich betragen 113 × 88 m, im Boden- bereich 48 × 23 m, die Höhe liegt bei 16 m. Bild 4 zeigt den Speicher

während der Bauzeit, Bild 5 zeigt den Speicheraufbau.

Die Auskleidung der Speicherbau- grube besteht aus einer HDPE-Folie, die im Wand- und Bodenbereich auf einem Schutzvlies ausgelegt und verschweißt wurde. Nach dem Befül- len der Baugrube mit Wasser wurde der Speicher mit einer schwimmen- den und wärmegeprägten Abde- ckung versehen. Als Dämmmaterial wurde kreuzvernetzter Polyethylen- schaum mit einer Dämmstärke von 240 mm eingesetzt. Das Dämmma- terial wurde in Form großer Matten

in mehreren Lagen auf der auf der Wasseroberfläche schwimmenden Auskleidungsfolie ausgelegt. Die Wand- und Bodenbereiche blieben als Folge einer Kosten-Nutzen-Rech- nung ungedämmt.

Die Erfahrungen mit dem seit 2003 bestehenden 10 000 m³ gro- ßen Erdbeckenwärmespeicher haben Auffälligkeiten in einigen Bereichen gezeigt, denen die Bau- weise des neuen Speichers Rech- nung tragen soll. Tafel 1 zeigt eine Übersicht der betroffenen Berei- che. Die gesamten Baukosten des

Auffälligkeiten im bestehenden Wärmespeicher	Verbesserte Bauweise im neuen Wärmespeicher
Unter der Abdeckung bilden sich im langfristigen Betrieb große Luftblasen, die nicht im Rahmen regulärer Wartungsmaßnahmen entfernt werden können.	Es wurden an mehreren Stellen, Entlüftungsschläuche installiert, die in Inspektionsschächten enden.
Durch Regenwasser bilden sich auf der Abdeckung in den Randbereichen große Pfützen.	Durch Gewichtsaufgaben wurden, an definierten Stellen Vertiefungen geschaffen, an denen Regenwasser abgesaugt werden kann.
Undichtigkeiten im Bereich der Einstiegsöffnung, die zur partiellen Durchfeuchtung der Wärmedämmung geführt haben.	Verbesserte Konstruktion des Einstiegschachts. Mehrere Inspektionsschächte ermöglichen eine Kontrolle des Feuchtegehalts der Wärmedämmung und ggf. eine Trocknung.
Zersetzung der im unteren Bereich der Abdeckung eingebauten Dampfsperre	Verzicht auf eine Dampfsperre und Belüftung der Deckenkonstruktion zur Abfuhr der durch Diffusion eintretenden Feuchte.

Tafel 1. Geänderte Bauweise des Wärmespeichers aufgrund bestehender Erfahrungen



Bild 5. Baugrube des Erdbeckenwärmespeichers

Quelle: Marstal Fjernvarme

Wärmespeichers betragen knapp weniger als 3 Mio. € bzw. 39 € /m³ (ohne MwSt.). In diesen Kosten sind die Planungskosten und die notwendige Anlagentechnik in der Heizzentrale enthalten.

Biomasseheizkraftwerk mit ORC-Anlage

Das Biomasseheizkraftwerk besteht aus einem Biomassekessel des dänischen Herstellers Euro Therm A/S und einer ORC-Anlage von Turboden, Italien. Der Biomassekessel liefert seine Wärmeleistung von 4 MW an einen mit Thermo-Öl betriebenen Zwischenkreislauf, der den ORC-Prozess antreibt. In diesem werden 750 kW Strom erzeugt und 3,25 MW Wärme an den Wasserkreislauf des Fernwärmenetzes abgegeben.

Wärmepumpe

Die Wärmepumpe hat eine thermische Heizleistung von 1,5 MW und stammt vom dänischen Hersteller Advansor A/S. Sie wurde für die spezifischen Anforderungen der Fernwärmeversorgung in Marstal entwickelt. Als Arbeitsmittel hat Advansor CO₂ gewählt. Durch den überkritisch betriebenen Prozess können hierbei hohe Liefertemperaturen von 70 bis 80 °C – mit im Vergleich zu herkömmlichen Kompressionswärmepumpen nur geringen Effizienzverlusten – erreicht werden.

Übertragbarkeit des Smart-District-Heating-Konzepts

Der Blick nach Dänemark, das heute schon einen deutlich höheren regenerativen Stromanteil als Deutschland hat, zeigt mögliche künftige Entwicklungen auch für den deutschen Energiemarkt: Energieversorger müssen ihre KWK-Stromproduktion flexibilisieren, um erfolgreich am Strom- und Regelenergiemarkt teilnehmen zu können. Zentrale Komponente für diese Problemstellung sind großvolumige multifunktionale Wärmespeicher, die als zentrale Wärmesenke und Wärmemanager eine wirtschaftliche Optimierung der Stromproduktion und der Wärmeversorgung ermöglichen. Aufgrund der höheren regenerativen Stromanteile werden sich die Betriebszeiten der KWK-Anlagen künftig verkürzen, wodurch ein Bedarf an zusätzlicher Wärme für den Betrieb der Fernwärmesysteme entsteht. Große thermische Solaranlagen können dann über die großvolumigen Wärmespeicher die fehlenden Wärmemengen kurzfristig (tägewise) oder langfristig (saisonal) zur Verfügung stellen.

Dänemark schreibt derzeit eine Erfolgsgeschichte bezüglich der Integration von Solarthermie in Fernwärmesysteme. Ein zentraler Erfolgsfaktor für diese Entwicklung

sind die beschriebenen flexiblen Gesamtsysteme zur Strom- und Wärmeerzeugung, mit denen die lokalen, meist genossenschaftlich organisierten Energieversorger an einem sich stark wandelnden Strom- und Regelenergiemarkt teilnehmen können. In den Jahren 2010 bis 2012 wurden 18 solarthermische Großanlagen mit einer Gesamtnennleistung von 120 MW(th) errichtet. Die meisten dieser Anlagen werden in Kombination mit KWK betrieben und wurden ohne die Hilfe von Fördergeldern umgesetzt. Insgesamt sind in Dänemark 175 MW(th) an solarthermischen Großanlagen installiert; Anlagen mit weiteren 250 MW(th) sind in Planung. Der dänische Fernwärmeverband strebt bis zum Jahr 2030 eine Kollektorfläche von 8 Mio. m² in Fernwärmesystemen an. Dies entspricht einer Gesamtnennleistung von 5 600 MW(th) Solarthermie.

Danksagung

Das dieser Veröffentlichung zugrunde liegende Vorhaben wird mit Mitteln der EU im 7. Rahmenprogramm unter der Vertragsnummer ENER/FP7EN/249800/»Sunstore 4« gefördert. Die Autoren danken für diese Unterstützung. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren. Solites ist Teil des Projektkonsortiums und berät vor allem in den Bereichen Konzept und Bau des saisonalen Wärmespeichers. ■

info@solites.de

www.solites.de

www.solar-district-heating.eu