



Bild: Strandby Varmeværk med 8 000 m² solfångare uppförd i Danmark 2008

Solvärme i Hemse

Förstudie för en solvärmeanläggning
i anslutning till befintlig fliseldad panncentral

Jan-Olof Dalenbäck

CIT Energy
Management AB
A Chalmers Industriteknik Company

Göteborg April 2018

Sammanfattning

- 1. Anläggningsbeskrivning**
- 2. Förstudie för solvärme**
- 3. Kommentarer**

Referens

Förstudien har genomförts för GEAB,
inom ramen för EU-projektet SDHp2m.



Sammanfattning

I förstudien diskuteras en solvärmeanläggning med 3 000 m² markuppställda solfångare (som upptar en areal om 10 000 m²) och en utomhusplacerad ackumulator-tank med 300 m³ volym, i anslutning till ett befintligt fjärrvärmesystem som levererar 11 500 MWh.

Budgetkostnaden för en sådan anläggning uppskattas till 12 mkr och värmeutbytet till 1 200 MWh/år, vilket med annuitet 0,05 ger en solvärmekostnad á 500 kr/MWh. Det främsta frågetecknet kring föreslagen solvärmeanläggning är placeringen av solfångarfältet.

1. Anläggningsbeskrivning

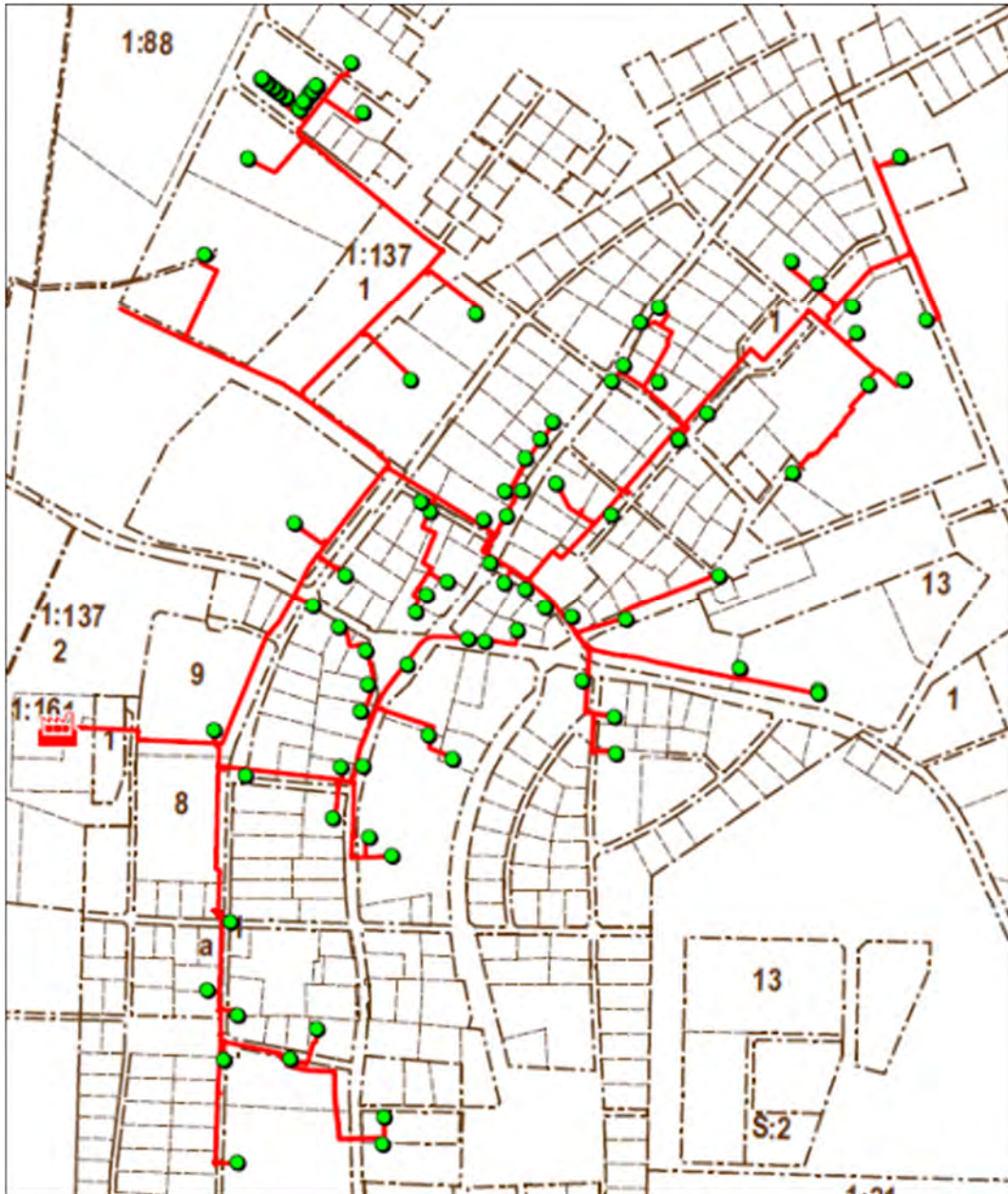
Hemse värmeförsörjs i huvudsak med en mindre fliseldad värmecentral via ett mindre fjärrvärmesystem. Värmelastens dimensionerande dygnsmedeleffekt är i storleksordningen 4 MW, den årliga värmeleveransen (värmeproduktionen) uppgår till cirka 11 500 MWh.



Figur 1 Värmecentral med pannhus och bränslelager med infart från Fardhemsvägen i västra Hemse.

Förstudie Hemse

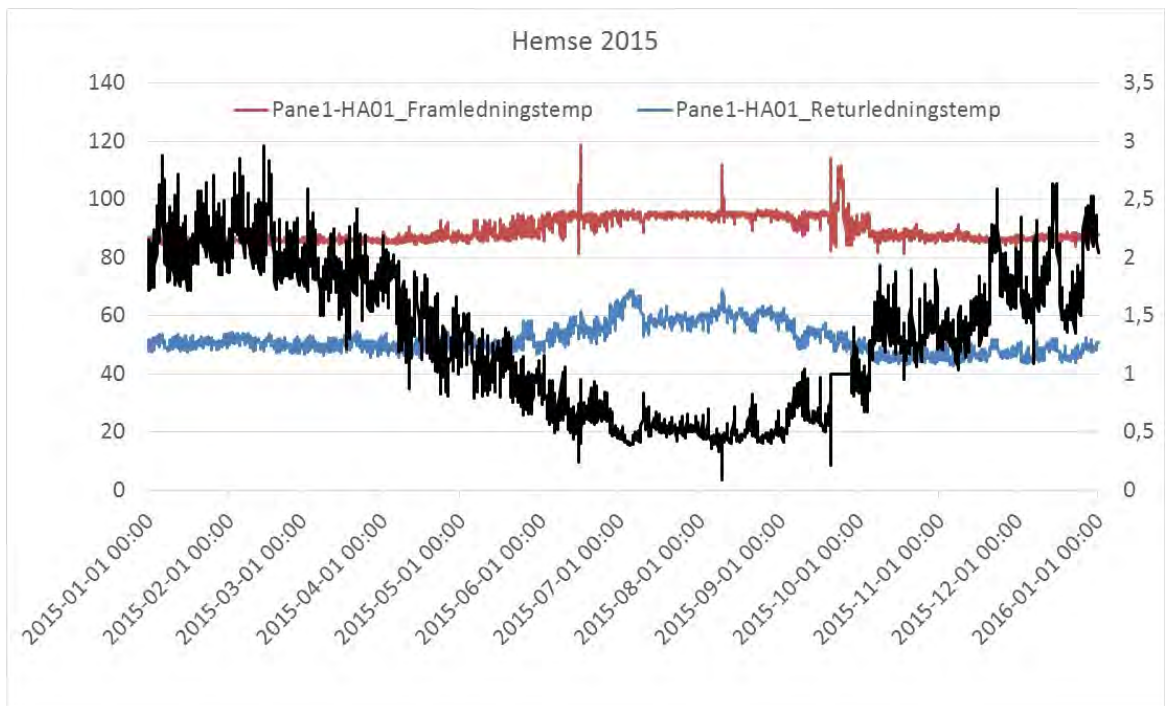
Värmecentralen har en gammal flispanna (7 MW) och två gamla oljepannor (2 x 4 MW). Flispannan är alldeles för stor och problematisk att köra, en oljepanna är avställd, den andra används som reserv.



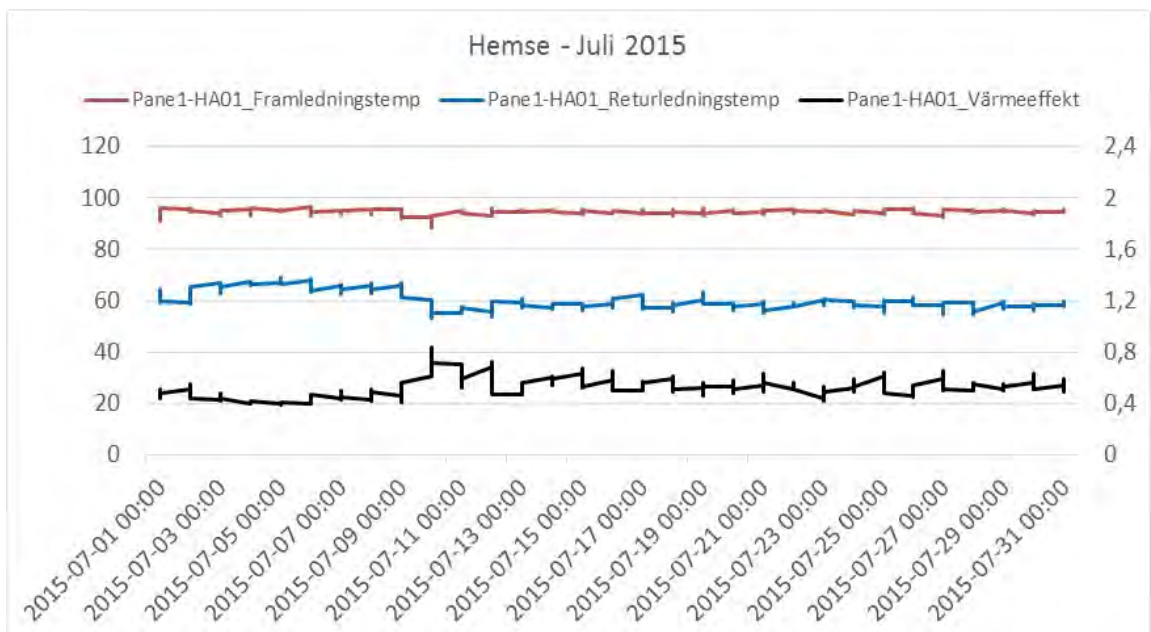
Figur 2 Fjärrvärmedistributionssystemet i Hemse. Värmecentralen ligger i vänster kant på bilden.

Fjärrvärmesystemet utbredning och anslutningspunkter i Hemse visas i Figur 2. Värmecentralen (Se Figur 1) ligger i västra utkanten av Hemse.

Förstudie Hemse



Figur 3 Fram- och returledningstemperatur samt effekt (MW) i värmecentralen i Hemse 2015 (Bearbetad data från GEAB). Observera att det finns cirka 3 300 mätvärden på x-axeln, dvs ca 2,5 timmar mellan värden.



Figur 4 Fram- och returledningstemperatur samt effekt (MW) i värmecentralen i Hemse 2015 (Bearbetad data från GEAB). Observera att det finns cirka 280 mätvärden på x-axeln, dvs ca 2,5 timmar mellan värden.

Fram- och returledningstemperaturer, samt effekt från värmecentralen under 2015 visas i Figur 3. Framledningstemperaturen är drygt 80 °C under den kalla årstiden och ökar till cirka 90 °C under sommarhalvåret. Returtemperaturen är som lägst under den kalla årstiden och kryper upp över 60 °C under sommarmånaderna.

Förstudie Hemse

Anledningen till den förhöjda framledningstemperaturen under sommar (och därmed högre returtemperatur) är att flispanna är för stor. Värmeeffekten varierar mellan 2 och 3 MW (medelvärde under cirka 2,5 timmar) under de kallaste perioderna.

Fram- och returledningstemperaturer, samt effekt från värmecentralen under juli månad 2015 visas i Figur 4. Framledningstemperaturen ligger runt 95 °C och returledningstemperaturen ligger runt 60 °C under perioden. Värmeeffekten varierar svagt runt 500 kW (knappt 10% av flispannans maxeffekt).

Anläggningen i Hemse ägs av Gotlands Energi (GEAB).

Kontaktpersoner för förstudien:

Ewa Wiberg

Tel. 0498-28 50 72; E-post eva.wiberg@geab.vattenfall.se

Driftingenjör Carolina Bölin

Tel. 072-452 87 91; E-post carolin.boelin@geab.vattenfall.se

GEAB planerar att byta ut flispannan, restaurera en oljepanna och komplettera med en ny lösning för de låga lasterna under de varma månaderna, t.ex. en solvärmeanläggning kombinerad med en elpanna.

2. Förstudie för solvärme

GEAB vill utreda möjligheterna att uppföra en solvärmeanläggning med ett solfångarfält och en ackumulatortank i anslutning till värmecentralen i Hemse. Deras önskemål är då att kunna stänga av (en ny) flispanna under en eller ett par sommar-månader och eventuellt komplettera solvärmen med en elpanna under sommar-perioden.

Anläggningens storlek

Om vi börjar med att studera ett somnardygn uppgår värmeleveransen idag till drygt 12 MWh per dygn. Då vi kan anta att det är något mer än vad som krävs (eftersom den nuvarande pannan är för stor) räknar vi med 10 MWh per dygn. En solvärmeanläggning kan typiskt generera i storleksordning 4 kWh/m² under en solig dag. Då kan ett solfångarfält med i storleksordningen 2 500 m² solfångare, tillsammans med en ackumulatortank där man kan lagra drygt hälften av dygnsbehovet, täcka de bästa somnardygnen.

Här erfordras då en ackumulatortank som kan lagra cirka 6 MWh/dygn. Då retur-temperaturen förväntas bli något lägre med en ny panna kan vi förvänta oss att kunna utnyttja cirka 45 °C temperaturdifferens i ackumulatortanken. För att ha lite marginal kan vi då räkna med max 45 kWh/m³ ackumulatorvolym. Det resulterar i en ackumulatortank med cirka 150 m³ volym (eller minst cirka 60 liter/m² solfångare). Som en tumregel brukar man dimensionera en solvärmeanläggning med en ackumulatorvolym om 75 – 100 liter/m² solfångare (i det här fallet 190 – 250 m³).

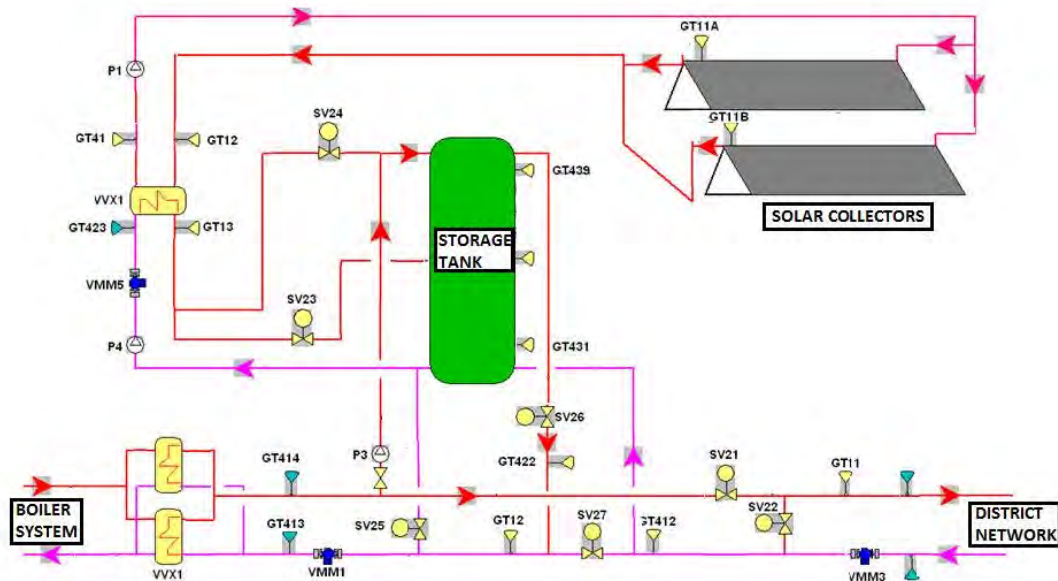
Den senast uppförda solvärmeanläggningen i ett liknade fjärrvärmesystem som det i Borensberg uppfördes i Ellös 2010 (Halpin, 2011). Anläggning i Ellös har 1 000 m² solfångare och 200 m³ ackumulatortank (200 liter/m²). Där var det dock tänkt att uppföra ytterligare 1 000 m³ solfångare efter att man utvärderat anläggningens funktion.

För att kunna täcka en större andel av sommarens värmebehov, och stänga flispannan under längre tider, krävs det en större solfångararea och en större ackumulatorvolym, vilket kräver mer detaljerade beräkningar. För att kunna ange en budgetkostnad för en anläggning utgår vi från en anläggning med 3 000 m² solfångare och en ackumulatortank med 300 m³ volym.

Systemuppbyggnad

Kompletteringen med en solvärmeanläggning ska möjliggöra att det går att stänga av flispannan under perioder. Den kan också anslutas på ett sånt sätt att den kunna utnyttjas för att hjälpa flispannan att klara effektoppar.

Den systemlösning som används i Ellös visas i Figur 5 som ett exempel på hur ett system i Borensberg kan se ut (Halpin, 2011). Ackumulatortanken används för att täcka fjärrvärmebehovet om den är tillräckligt varm, annars får pannorna höja temperaturen på utgående framledning. Då det är effektoppar kalla dagar används både ackumulatortank och pannor för att täcka desamma.



Figur 5 Systemlösning i Ellös panncentral där ackumulatortanken kan laddas av såväl solfångarna som pannorna (Halpin, 2011).

Ju längre tid man vill kunna stänga av flispannan desto större krav ställs på att solfångarfält och ackumulatortank är tillräckligt stora för att täcka värmebehovet när flispannan är avstängd. Ekonomiskt sett är det sannolikt bättre att kombinera solvärmens med befintlig oljepanna (ev. en pelletpanna eller en elpanna) än att överdimensionera solfångarfält och ackumulatorvolym.

I det fall den nya pannan inte förses med rökgaskondensering (som är beroende av låg returtemperatur) och inte vill utnyttja ackumulatortanken ihop med flispanna, kan man tänka sig en något enklare systemlösning där såväl en ny flispanna som en sommarpanna endast höjer framledningstemperaturen om ackumulatortanken inte är tillräckligt varm.

Placering av solfångarfält och ackumulatortank

En solvärmeanläggning erfordrar i storleksordning 2 % av den areal som tas i anspråk för biobränsle om man räknar kWh värme per år per hektar. Skillnaden är att den areal som en solvärmeanläggning tar i anspråk måste finnas i anslutning till det aktuella fjärrvärmesystemet medan biobränsle kan ha en stor upptagningsradie. Figur 6 visar en möjlig placering av ett solfångarfält i anslutning till värmecentralen i Hemse.

Ett solfångarfält med 3 000 m² solfångare upptar en areal om cirka 10 000 m², det vill säga en area om 100 m x 100 m (se den gula fyrkanten i Figur 6) eller drygt en fotbollsplan. Som en tumregel kan avståndet mellan solfångarfältet och anslutningspunkten till värmecentralen (eller fjärrvärmenätet om man kommer åt en tillräckligt

Förstudie Hemse

stor ledning) vara i storleksordningen 100 m per 1 000 m² solfångararea. I det här fallet kan man då uppföra 3 000 m² solfångare 300 m från anslutningspunkten.

I det fall den trekantiga åkerbiten nära värmecentralen skulle kunna utnyttjas för att ställa upp ett solfångarfält, och då den är nära 10 000 m², kan man låta den arean bestämma solfångarfältets storlek. Det skulle också vara möjligt att ställa upp solfångarfältet norr om Fardhemsvägen om det är bättre. Sedan utgår vi från att det finns plats för en ackumulatortank nära värmecentralen.



Figur 6 Möjlig placering av 3 000 m² solfångare i anslutning till fjärrvärmecentralen i Hemse. Kvadraten motsvarar 10 000 m².

Här kan det också vara på sin plats att nämna att det kan vara ett alternativ att arrendera markområdet där solfångarfältet placeras istället för att köpa det. Det går att plocka bort solfångarfältet efter arrendetiden.

Anläggnings- och solvärmekostnad

Det är rimligt att anta att budgetkostnaden för en komplett markuppställd solfångaranläggning (liksom den i Ellös) med 3 000 m² solfångare, inkl. kulvert, värmewäxlare, expansions- och säkerhetsutrustning är i storleksordningen 3 000 kr/m². På motsvarande sätt uppskattas budgetkostnaden för en utomhusplacerad ackumulatortank med 300 m³ volym uppgå till 10 000 kr/m³. **Budgetkostnaden för solvärmearläggning uppskattas då uppgå till 12 mkr** (9 mkr för solfångarfältet och 3 mkr för ackumulatortanken).

Motsvarande typ av solfångare som används i Ellös har idag ett värmeutbyte i storleksordningen 400 kWh/år.m² ett medelår i södra Sverige. **Med 3 000 m² solfångare kommer då anläggningen att generera 1 200 MWh/år.** Med antagandet att hela kostnaden för ackumulatortanken tillskrivs solvärmeanläggningen hamnar kostnaden per årligt värmeutbyte på 10 kr/årskWh. Med annuitet 0,05 blir solvärmekostnaden 500 kr/MWh.

För att få säkrare kostnader behövs bättre underlag speciellt avseende solfångarfältets placering (avstånd till anslutningspunkt) och markförhållanden, tillsammans med aktuella markkostnader. För att få ett säkrare underlag med avseende på anläggningens värmeutbyte behövs en mer detaljerade beräkning med aktuella drifttemperaturer och värmeförluster hos ackumulatortank och kulvertar.

3. Kommentarer

Det är en förhållandevis hög returtemperatur i fjärrvärmesystemet på sommaren. Det kan finnas anledning att gå genom de större undercentralerna och se till att de har rätt funktion. I något fall kan det löna sig att bygga om desamma. Lägre returtemperatur ger såväl högre värmeutbyte i solfångarna som ökad lagringskapacitet hos ackumulatortanken och lägre distributionsförluster.

Den tid flispannan kan stängas av under sommaren beror på storleken på solfångarfältet och ackumulatorvolymen. Ekonomiskt sett är det sannolikt bättre att ha en liten panna (å 500 kW, t.ex. en olje-, pellets- alternativt en elpanna) än att överdimensionera solfångarfält och ackumulatorvolym, för att kunna stänga av flispannan under längre tider.

Referens

Halpin, F (2011) *Performance evaluation of a solar heating plant in Ellös* Master thesis 2011:19, Building Services Engineering, Chalmers University of Technology.