

# 100 % solvarmedækning

Solvarmebaseret fjernvarmeudvidelse til  
Svaneke, Aarsdale og Listed



## **NORDJYLLAND**

Jyllandsgade 1  
DK-9520 Skørping  
Tel. +45 9682 0400  
Fax +45 9839 2498

## **MIDTJYLLAND**

Vestergade 48 H, 2. sal  
DK-8000 Århus C  
Tel. +45 9682 0400  
Fax +45 8613 6306

## **SJÆLLAND**

Postadresse:  
A.C. Meyers Vænge 15  
2450 København SV  
Besøgsadresse:  
Frederikskaj 10 A 1. sal  
2450 København SV  
Tel.: +45 9682 0400

[www.planenergi.dk](http://www.planenergi.dk)  
[planenergi@planenergi.dk](mailto:planenergi@planenergi.dk)  
CVR: 7403 8212

8. november 2013

## Forord:

Nærværende rapport er udarbejdet som en del af projektet SDHplus (*Solar District Heating plus*), som er et europæisk samarbejdsprojekt, der er støttet af EU's Intelligent Energy Europe-program.

Yderligere information om projektet kan fås ved henvendelse til PlanEnergi eller på hjemmesiden [www.solar-district-heating.eu](http://www.solar-district-heating.eu).

**SDH**  
solar district heating



Co-funded by the Intelligent Energy Europe  
Programme of the European Union

### D3.2: Case studies on integrating SDH into existing networks *Case study for 80-100 % solar supply for a town / city district*

*Indholdet i nærværende rapport er vejledende. Hverken EACI (Executive Agency for Competitiveness & Innovation), Europakommissionen, forfatteren eller PlanEnergi kan drages til ansvar for brugen af denne. Indholdet angiver ikke nødvendigvis EU's synspunkter.*

**For:**  
Bornholms Forsyning A/S  
Toftelunden 1A  
3790 Hasle

**Kontaktperson:**  
Torben Jørgensen

Tlf.: 6026 2410  
torben.joergensen  
@bornholmsforsyning.dk

**Rapport  
udarbejdet af**  
Daniel Trier  
Tlf.: 2517 0400  
dt@planenergi.dk

**Kvalitetsikret af**  
Morten Vang Jensen  
Tlf.: 9682 0408  
mvj@planenergi.dk

**Projekthereference:**  
720, WP3

## Indholdsfortegnelse

|       |                                                                                                                             |    |
|-------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| 1     | Indledning                                                                                                                  | 4  |
| 1.1   | Baggrund for undersøgelsen                                                                                                  | 4  |
| 1.2   | Afgrænsning af projektet                                                                                                    | 4  |
| 2     | Sammenfatning                                                                                                               | 5  |
| 3     | Metode                                                                                                                      | 5  |
| 4     | Beskrivelse af energisystem                                                                                                 | 6  |
| 4.1   | Absorptionsvarmepumpe                                                                                                       | 7  |
| 4.2   | Damvarmelager                                                                                                               | 7  |
| 5     | Forudsætninger                                                                                                              | 8  |
| 5.1   | Varme- og effektbehov                                                                                                       | 8  |
| 5.2   | Fjernvarmetemperaturer                                                                                                      | 10 |
| 5.3   | Solindstråling                                                                                                              | 10 |
| 5.4   | Solvarmeanlæg                                                                                                               | 10 |
| 5.5   | Varmelager                                                                                                                  | 10 |
| 5.6   | Kedler                                                                                                                      | 10 |
| 5.7   | Biomassekedler og absorptionsvarmepumpe                                                                                     | 11 |
| 5.8   | Finansielle forhold                                                                                                         | 11 |
| 6     | Resultater                                                                                                                  | 12 |
| 6.1   | Optimering af solvarmeanlæg, damvarmelager, absorptionsvarmepumpe inkl. kedel samt udvidelse af eksisterende kedelkapacitet | 12 |
| 6.1.1 | Optimeringen                                                                                                                | 12 |
| 6.1.2 | Reference – udelukkende halmvarme                                                                                           | 13 |
| 6.1.3 | Økonomien i projektscenariet vs. referencescenariet                                                                         | 13 |
| 6.1.4 | Forsyningens energifordeling                                                                                                | 14 |
| 6.2   | Alternativer: Ingen absorptionsvarmepumpe eller forøget solvarmedækning                                                     | 18 |
| 6.2.1 | Ingen absorptionsvarmepumpe                                                                                                 | 18 |
| 6.2.2 | 50.000 m <sup>2</sup> solfangere                                                                                            | 19 |
| 6.2.3 | 60.000 m <sup>2</sup> solfangere                                                                                            | 21 |
| 6.2.4 | 70.000 m <sup>2</sup> solfangere                                                                                            | 23 |
| 6.2.5 | Delkonklusion                                                                                                               | 26 |
| 7     | Følsomhedsanalyse                                                                                                           | 26 |
| 7.1   | Lagerpris                                                                                                                   | 26 |
| 7.2   | Biomasseprisen                                                                                                              | 28 |
| 7.3   | Solfangerpris                                                                                                               | 28 |
| 7.4   | Solindstråling                                                                                                              | 28 |
| 7.5   | Varmegrundlag                                                                                                               | 29 |
| 7.5.1 | Større varmegrundlag                                                                                                        | 29 |
| 7.5.2 | Mindre varmegrundlag                                                                                                        | 30 |
| 7.5.3 | Mindre GAF                                                                                                                  | 30 |
| 8     | Solvarme som hovedforsyning                                                                                                 | 31 |
| 9     | Konklusion                                                                                                                  | 34 |
| 10    | Fremtidige overvejelser                                                                                                     | 35 |
|       | Bilag                                                                                                                       | 36 |
|       | Bilag 1: Danmarkskort med årlig solindstråling på vandret flade                                                             | 36 |
|       | Bilag 2: Brugergrænseflade i simuleringsmodellen                                                                            | 37 |

# 1 Indledning

Der er planlagt en udvidelse af fjernvarmenettet, der forsyner Nexø, Balka og Snogebæk. Udvidelsen består i at der etableres fjernvarme i Listed, Svaneke og Aarsdale, og at disse byers net alle kobles sammen med fjernvarmenettet i Nexø, der på nuværende tidspunkt forsynes af Nexø Halmvarmeværk. Nærværende rapport har til formål at undersøge økonomien i at dække 100 % af fjernvarmeudvidelsens varmebehov med solvarme. Derudover undersøges muligheden for at dække en større del af det samlede behov med solvarme.

## 1.1 Baggrund for undersøgelsen

Bornholms Forsyning ønsker at sikre en billig og miljøvenlig fjernvarmeproduktion til beboerne i byerne Nexø, Balka, Snogebæk, Svaneke, Aarsdale og Listed.

”Solar District Heating plus” (SDHplus)\* er et internationalt samarbejdsprojekt, som støttes af EU’s Intelligent Energy Europe-program, hvor PlanEnergi deltager som partner. Projektets formål er at fremme udbredelsen af solvarmebaseret fjernvarme i Europa. Som en del af projektet undersøges løsninger for solvarme med høj dækningsgrad i fjernvarmesystemer. På et møde den 3. maj 2013 afholdt på Nexø Halmvarmeværk, blev det af Bornholms Forsyning og PlanEnergi i fællesskab besluttet at inkludere mulighederne for et nyt, stort solvarmeanlæg og sæsonvarmelager i forbindelse med Nexø Halmvarmeværk som *case*. På denne måde undersøges muligheden for en forsyning med 80-100 % solvarme suppleret med halmvarmeværkets eksisterende kapacitet.

PlanEnergi har efterfølgende opstillet en beregningsmodel, der kan benyttes til at belyse økonomien ifm. etablering af et stort solvarmeanlæg og et damvarmelager samt en absorptionsvarmepumpe.

## 1.2 Afgrænsning af projektet

Der regnes ikke på selve fjernvarmenettet. Afgrænsningen går ved Nexø Halmvarmeværk, og der regnes således for det forventede forsyningsbehov, som skal leveres til fjernvarmenettet. Et solvarmeanlæg og tilhørende damvarmelager vil evt. kunne placeres et sted på en af transmissionsledningerne mellem byerne. Dermed er det ikke nødvendigt at anvende et stort areal i/ved byerne til anlægget. Den nøjagtige placering af anlægget er ikke inkluderet i undersøgelsen. Et kortudsnit af Nexø og omegn ses på figur 1.1. Udgifter til etablering af fjernvarmenet og transmissionsledninger mellem byerne er ikke inkluderet i beregningerne.

---

\* Yderligere informationer om projektet kan findes på hjemmesiden [www.solar-district-heating.eu](http://www.solar-district-heating.eu).



Figur 1.2.1. Oversigtskort over det sydøstlige Bornholm (Kilde: Krak.dk).

## 2 Sammenfatning

Der er i nærværende rapport regnet på økonomien i et solvarmeanlæg kombineret med damvarmelager og hedtvandskedel, der driver en absorptionsvarmepumpe. Resultaterne viser at en sådan løsning kan konkurrere med alternative biomassebrændsler og dermed vil være en favorabel løsning til at dække en del af den fremtidige, udbyggede forsyning i Nexø, Balka, Snogebæk, Listered, Svaneke og Aarsdale. For udbygningen, hvilket svarer til de tre sidstnævnte byer, indikerer beregningerne at det årlige varmebehov på rentabel vis kan dækkes 100 % af solvarme. Desuden vil det muligvis være favorabelt at øge den samlede solvarmedækning i fjernvarmenettet yderligere ved at forøge solvarmeanlæggets størrelse.

## 3 Metode

Beregningerne i denne rapport bygger på centrale skøn, dvs. at priser, virkningsgrader m.m. er vurderet så realistisk som muligt. Dette er i modsætning til f.eks. *worst case*, som bygger på konservative værdier. Ulempen ved *worst case*-metoden er, at man risikerer at indbygge så megen sikkerhed i beregningerne, at det får et rentabelt projekt til at fremstå urentabelt.

Brugen af centrale skøn medfører, at det reelle projekt kan vise sig at være både bedre og ringere end beregningerne.

Alle beløb i rapporten er i 2013-kr. ekskl. moms, med mindre andet er udtrykkeligt nævnt.

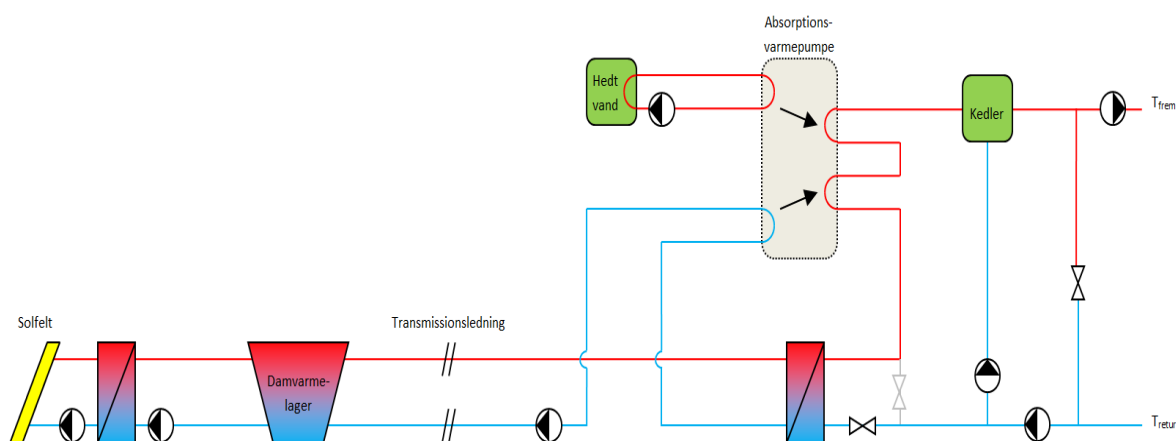
Til beregning af energiproduktioner og projektøkonomien opbygges en beregningsmodel af energisystemet i det dynamiske simuleringsprogram TRNSYS 17.01. Programmet beregner hvad der sker i energisystemet time for time over en periode på to år (17.520 timer). Resultaterne for år 2 indgår i de efterfølgende beregninger. På denne måde minimeres påvirkninger af en opstartsphase i simuleringen.

TRANSYS-modellen omfatter endvidere en simpel beregning af projektøkonomien. Dette gør det muligt at bestemme fx den kombination af solfangerareal og lagervolumen, som giver den laveste varmepris. Dette kaldes numerisk optimering, og til dette bruges det generiske optimeringsprogram GenOpt version 3.1.0 fra Lawrence Berkely National Laboratory<sup>†</sup>.

Solindstrålingen i Danmark varierer med ca.  $\pm 10\%$  afhængigt af hvor i landet man befinder sig, jf. bilag 1. Dette er der taget højde for i beregningerne ved at korrigere det beregningsmæssige solvarmeareal med forholdet mellem den lokale solindstråling (aflæst på bilag 1) og solindstrålingen i TRNSYS (angivet i vejrfilen *DK-Kobenhavn-Taastруп-61800.tm2*). Sidstnævnte har en årlig solindstråling på  $988,4 \text{ kWh/m}^2$  på en vandret flade. I Nexø er solindstrålingen aflæst til at være ca.  $8\%$  højere end i Taastруп-vejrfilen. For ikke at overdrive solenergipotentialet, er der anvendt en årlig solindstråling som er  $6\%$  højere end vejrdatabilens.

## 4 Beskrivelse af energisystem

På figur 4.1.1 ses en principdiagram af energisystemet. De vigtigste komponenter i brugergrænsefladen for modellen, der er opbygget i simuleringsprogrammet TRNSYS, findes i bilag 2.



Figur 4.1.1. Principdiagram for energisystemet.

<sup>†</sup> <http://SimulationResearch.lbl.gov>

## 4.1 Absorptionsvarmepumpe

En varmepumpe optager varmeenergi (fra en varmekilde) ved en lav temperatur og afgiver energien (til at varmedræn) ved en højere temperatur. Varmepumpen skal bruge energi af høj kvalitet til at drive processen. I en absorptionsvarmepumpe drives processen af varmeenergi ved høj temperatur (fx 150 °C).

Biomassekedler i fjernvarmeværker er typisk designet til et meget begrænset overtryk, og er derfor begrænset til en maksimal produktionstemperatur på ca. 100 °C, hvilket passer fint til fjernvarmeformål. Hvis varmen derimod skal bruges som drivvarme i en absorptionsvarmepumpe, bør temperaturen øges til ca. 160 °C, og kedlen skal derfor designes som en hedtvandskedel.

En absorptionsvarmepumpe har typisk en effektfaktor (forholdet mellem nyttiggjort effekt og anvendt effekt) på 1,7. Eksempel: 1,0 MW drivvarme + 0,7 MW fra varmekilden = 1,7 MW fjernvarme.

Absorptionsvarmepumper har den helt store fordel at de, sammenlignet med elektriske varmepumper, ikke bruger elektricitet.

## 4.2 Damvarmelager

I Danmark er der udviklet et lagerkoncept, som kaldes et damvarmelager. Her er prisen ca. 200 kr./m<sup>3</sup> for lagre over 50.000 m<sup>3</sup>.

Et damvarmelager laves ved at grave et hul i jorden med facon som en omvendt pyramidestub. Pyramidestubben fortsættes over terræn ved at lægge den opgravede jord i en vold omkring hullet, hvorved der opnås jordbalance.

Hullet fores herefter med en plastik-membran (liner) og fyldes op med vand. Opadtil afsluttes damvarmelageret med et isolerende låg, som flyder ovenpå vandet.

Damvarmelagre er relativt ny teknologi, idet der til dato kun er lavet 4 stk.:

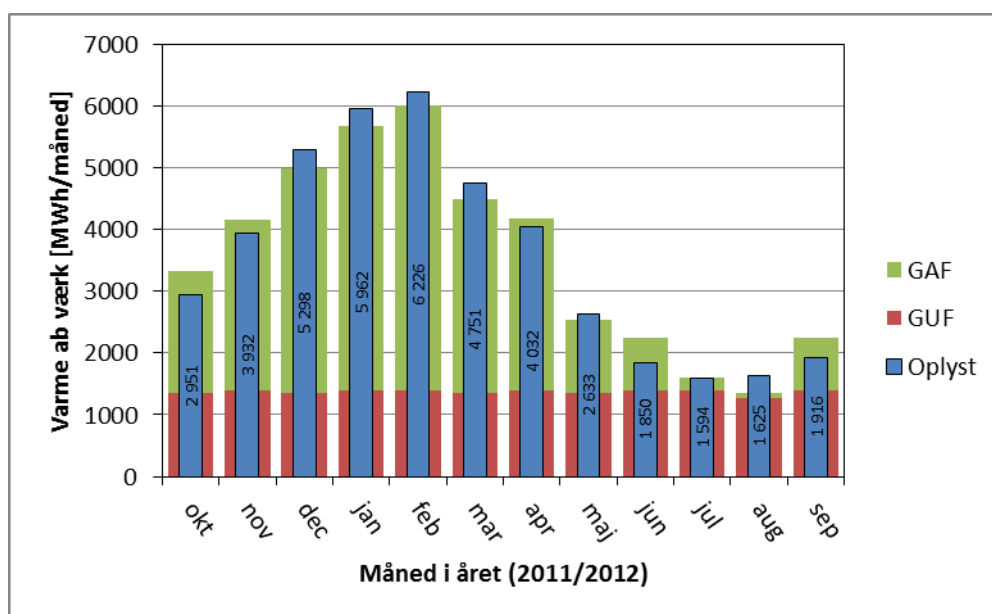
- 3.500 m<sup>3</sup> i Ottrupgård.
- 10.000 m<sup>3</sup> i Marstal (SUNSTORE 2).
- 75.000 m<sup>3</sup> i Marstal (SUNSTORE 4).
- 60.000 m<sup>3</sup> i Dronninglund (SUNSTORE 3).

Damvarmelagrenes akilleshæl er levetiden på linerne, idet denne halveres for hver gang temperaturen øges 10 °C. Eksempel: Hvis en liner kan holde 20 år ved 70 °C, så holder den kun 10 år ved 80 °C. Damvarmelagre designes normalt til en levetid på mindst 20 år.

## 5 Forudsætninger

### 5.1 Varme- og effektbehov

For at finde fordelingen af Graddøgns-Afhængigt Forbrug (GAF) og Graddøgns-Uafhængigt Forbrug (GUF) samt behovet pr. måned, er der taget udgangspunkt i data fra Nexø Halmvarmeværk. Månedsværdierne for varmebehovet ab værk er sammenholdt med antallet af graddøgn for værket for at finde fordelingen mellem GAF og GUF. Det fremgår af figur 5.1.1, at der er rimelig god overensstemmelse mellem de målte og de beregnede værdier.



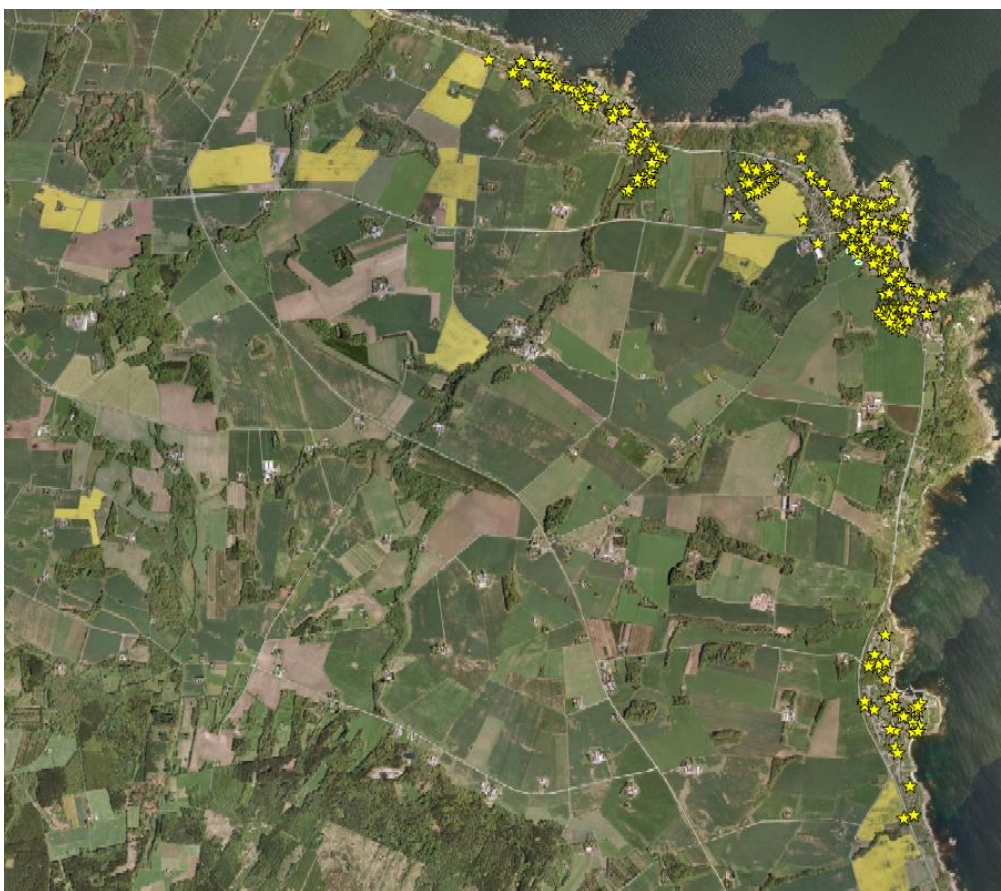
Figur 5.1.1. Oplyst varmebehov samt beregnet fordeling mellem GAF og GUF i 2011/2012.

GAF-andelen, som beregnes til 64,3 %, er benyttet i beregningerne for Nexø og omegn.

Til dette behov lægges behovet fra nye forsyningsområder, dvs. Svaneke, Aarsdale og Listed. Der tages udgangspunkt i det årlige varmebehov angivet for Svaneke, Aarsdale og Listed i Varmeplan Bornholm 2013<sup>‡</sup> (*Varmeplanen*). I denne angives at det opgivne nettovarmebehov er beregnet for den del af boligmassen, som med fordel ville kunne omstilles til fjernvarme, dvs. olieopvarmede boliger og erhvervsarealer samt blokvarmecentraler. El-opvarmning er ikke medregnet på grund af de relativt høje konverteringsomkostninger. Således vil der principielt set være potentiale for en fjernvarmedækning over 100 % af det varmebehov, der inkluderes for Svaneke, Aarsdale og Listed fra Varmeplanens tabel 5, side 21, da det totale antal ejendomme er 1.123 mod de 783, der inkluderes i nettovarmebehovet. På figur 5.1.2 ses en indikation af de el-opvarmede boliger (ikke varmepumper) i Listed, Svaneke og Aarsdale. En mulighed for en uddybende undersøgelse kunne være at inkludere disse forbrugere for at vurdere økonomien i at tilslutte (en del af) dem til fjernvarmenettet.

<sup>‡</sup> Varmeplan Bornholm 2013, Bornholms Regionskommune, Natur & Miljø.  
[dagsorden-og-referater.brk.dk/Sites/Politiske Internet/Internet/2013/InfRef6826-bilag/Bilag1037881.PDF](https://dagsorden-og-referater.brk.dk/Sites/Politiske%20Internet/Internet/2013/InfRef6826-bilag/Bilag1037881.PDF)





Figur 5.1.2. El-opvarmede boliger (ikke varmepumper) i Listed, Svaneke og Aarsdale. Udsnit fra bilag til Varmeplanen. Området svarer til det nordøstlige hjørne af kortet på figur 1.2.1.

Antages 90 % tilslutning og et ledningstab på 14 % i fjernvarmenettet, fås et årligt bruttovarmebehov på ca. 60.500 MWh, hvilket fremgår af tabel 5.1.1.

|                     |                 | <i>Tilslutning</i>  | <i>Ledningstab</i> |
|---------------------|-----------------|---------------------|--------------------|
|                     |                 | <i>90%</i>          | <i>14%</i>         |
|                     | Nettovarmebehov | Varmebehov justeret | Varmebehov ab værk |
|                     | MWh/år          | MWh/år              | MWh/år             |
| Nexø-Balka-Snøgebæk | *               | *                   | 46.291             |
| Svaneke             | 8.397           | 7.557               | 8.788              |
| Aarsdale            | 3.022           | 2.720               | 3.163              |
| Listed              | 2.085           | 1.877               | 2.182              |
| I alt               | 13.504          | 12.154              | <b>60.423</b>      |

\*) Varmebehovet ab værk for 2011/2012 er opgivet af Nexø Halmvarmeværk og indsættes derfor direkte (omregnet til et normalår).

Tabel 5.1.1. Beregnet, årligt varmebehov ab værk for Nexø, Balka, Snøgebæk, Svaneke, Aarsdale og Listed. Der antages 90 % tilslutning og et ledningstab på 14 % i fjernvarmenettet for Svaneke, Aarsdale og Listed.

## 5.2 Fjernvarmetemperaturer

Fremløbs- og returtemperaturerne i fjernvarmenettet er antaget at være hhv. 76 °C og 45 °C om sommeren (april-september) og 79 °C og 41 °C om vinteren (oktober-marts) baseret på informationer fra Nexø Halmvarmeværk.

## 5.3 Solindstråling

Ifølge bilag 1 er solindstrålingen på en vandret flade i Nexø ca. 1.050 kWh/m<sup>2</sup>/år, hvilket der er taget højde for ved at korrigere beregningen som bygger på vejrdato for Taastrup. For solvarmeanlægget antages omkostninger til drift og vedligehold på 6 kr./MWh, hvilket hovedsageligt dækker over strømforbrug til pumper.

## 5.4 Solvarmeanlæg

Det er antaget at et større solvarmeanlæg (> 1.000 m<sup>2</sup>) koster 1.500 kr./m<sup>2</sup> + 500.000 kr. alt inkl. Der antages køb af landbrugsjord til opstilling af solfangerne á 400 kr./m<sup>2</sup> solfanger.

## 5.5 Varmelager

Damvarmelageret er prissat ud fra de foreløbige erfaringer i Marstal. I Marstal opereres der med 3 forskellige priser, og i denne rapport tages der udgangspunkt i den der hedder "Marstal design", som er på 14 Mkr. for et damvarmelager på 75.000 m<sup>3</sup>. I rapporten anvendes en startomkostning på 4,0 Mkr. og en marginalpris på 133 kr./m<sup>3</sup>. Prisen antages at inkludere køb af grund til placering af lageret.

Det er af Nexø Halmvarmeværk oplyst at den eksisterende akkumuleringskøle på 825 m<sup>3</sup> har overskredet sin forventede levetid og denne er derfor ikke inkluderet i modellen.

## 5.6 Kedler

På Nexø Halmvarmeværk findes to stk. 5,0 MW halmkedler med en effektivitet angivet til 90 %. Eftersom det totale, udvidede varmebehov er større end hvad de nuværende halmkedler kan klare, vil man som alternativ/supplement til solvarme og damvarmelager kunne benytte yderligere biomassekapacitet. Det kan fx gøres ved at udvide halmkedelkapaciteten på Nexø Halmvarmeværk. I beregningerne tages udgangspunkt i muligheden for indkøb af ny(e) halmkedel/-kedler til en pris, der skaleres lineært afhængig af kapaciteten: 3,0 Mkr. per MW + 4,0 Mkr. inkl. udgift til montage i eksisterende byggeri.

Der antages drift- og vedligeholdelsesomkostninger på 30 kr./MWh for kedlerne. Halmprisen er angivet til 52-53 øre/kg. Der antages en brændværdi på 14,5 GJ/ton. Til brændselsprisen lægges den kommende forsyningssikkerhedsafgift.<sup>5</sup> Da afgiften implementeres gradvist mod år 2020 er der i beregningerne anvendt en afgift svarende til gennemsnittet for beregningsperioden på 20 år (med udgangspunkt i årene 2015-2034), hvilket giver en gennemsnitlig afgift på 99 kr./MWh.

<sup>5</sup> Notat fra Skatteministeriet fra 9. august 2013.

<http://prodstoragehoeringspo.blob.core.windows.net/23aaedb6-62a7-4625-a1da-0004fecee859/fsa%20notat.pdf>

Nexø Halmvarmeværk råder også over en 9,0 MW oliekedel til spids- og reservelast. Prisen for varme fra denne enhed er sat til 1000 kr./MWh.

## 5.7 Biomassekedler og absorptionsvarmepumpe

Nyinvestering i biomassekedel og absorptionsvarmepumpe er prissat ud fra prisen på et anlæg med 1,0 MW hedtvandseffekt. Specifikationerne og prisen på et sådant anlæg er angivet herunder.

- Biomassekedel, indfyret effekt = 1.165 kW
- Biomassekedel, hedtvandseffekt = 1,0 MW (ved 150 °C)
- Biomassekedel, fjernvarmeeffekt = 50 kW
- Biomassekedel, pris = 3,0 Mkr.
- Absorptionsvarmepumpe, indfyret effekt = 1,0 MW
- Absorptionsvarmepumpe, køleeffekt = 0,75 MW (ned til 15 °C)
- Absorptionsvarmepumpe, fjernvarmeeffekt = 1,75 MW (op til 75 °C)
- Absorptionsvarmepumpe, pris = 2,5 Mkr.
- Bygning m.m., pris = 1,5 Mkr.

Den samlede anlægsomkostning for et 1 MW anlæg er dermed 7,0 Mkr.

Ovenstående anlæg skaleres lineært i beregningerne for at finde den optimale størrelse. Der er valgt en startomkostning på 2,0 Mkr. plus en marginalpris på 5,0 Mkr./MW<sub>hedtvand</sub>.

Drift- og vedligeholdelsesomkostninger for absorptionsvarmepumpen er sat til 10 kr./MWh<sub>kø</sub>.

Det antages at også nyindkøbt(e) kedel/kedler til drift af absorptionsvarmepumpen drives med halm.

## 5.8 Finansielle forhold

Der regnes med en teknisk levetid for hele anlægget på 20 år. Tilsvarende antages et annuitetslån til finansiering af investeringerne med en løbetid på 20 år. Lånerenten er sat til 2,5 %. I praksis kan Bornholms Forsyning optage kommunegaranterede lån hos KommuneKredit med en afbetalingsperiode på 25 år til en realrente på 2,5 %, men for ikke at risikere at skulle betale af på et lån til enheder, hvis levetid er udløbet, antages lånets løbetid at være 20 år for alle enheder.

## 6 Resultater

I dette kapitel sammenholdes energiomsætning og selskabsøkonomi for flere forskellige løsningsmuligheder.

### 6.1 Optimering af solvarmeanlæg, damvarmelager, absorptionsvarmepumpe inkl. kedel samt udvidelse af eksisterende kedelkapacitet

#### 6.1.1 Optimeringen

Den samlede varmepris beregnes ved summen af de samlede variable omkostninger og kapitalomkostningerne relateret til investeringen divideret med årsvarmebehovet (ab værk). Ved at variere størrelsen af det samlede solfangerareal, damvarmelagerets volumen, absorptionsvarmepumpe-systemets <sup>\*\*</sup> størrelse og evt. tilføje yderligere kedelkapacitet til de eksisterende halmkedler, kan den økonomisk mest favorable løsning bestemmes (ud fra de givne forudsætninger).

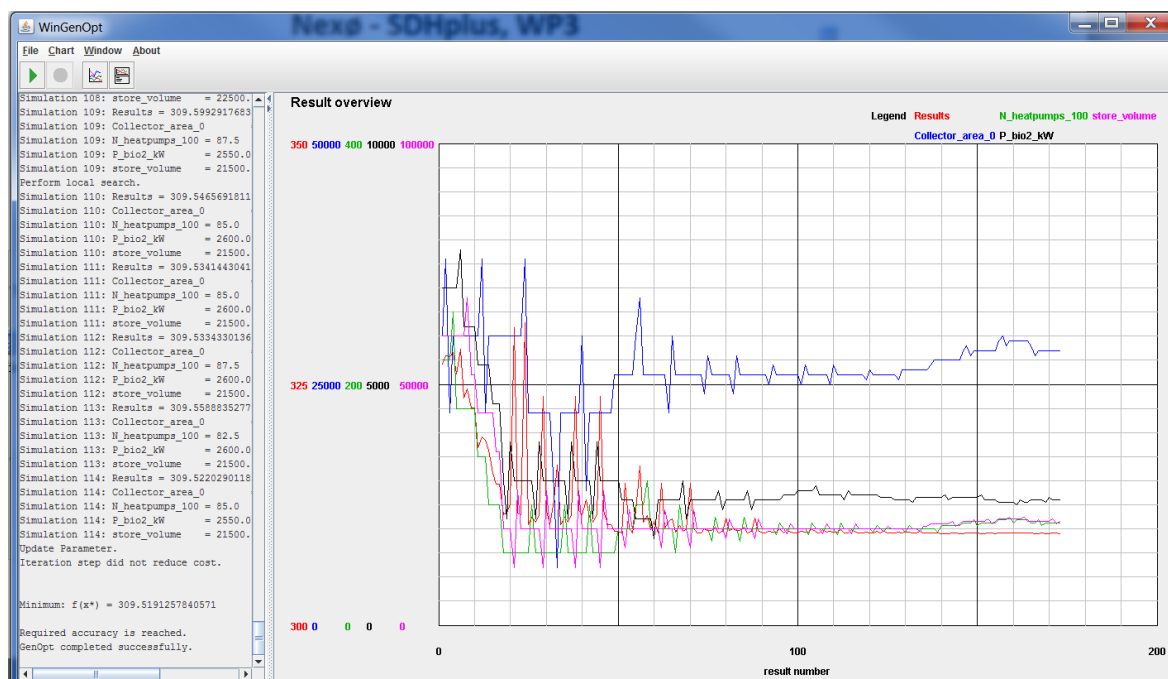
Det bemærkes at der i investeringsomkostningerne er inkluderet en investering i øget kedelkapacitet ifm. det samlede køb af absorptionsvarmepumpe m.v. Således er behovet for øget (enkeltstående) kedelkapacitet beregnet separat. I simuleringen betyder det således at der potentielt kan leveres halmvarme fra fire forskellige enheder: hedtvandskedlen, der leverer varme til absorptionsvarmepumpen, de to eksisterende halmkedler og evt. en ny kedel.

Optimeringen resulterer i en graf som vist på figur 6.1.1 nedenfor. Her ses at en kombination af ca. 28.500 m<sup>2</sup> solfangere, 21.500 m<sup>3</sup> damvarmelager, et absorptionsvarmepumpeanlæg på 85 % af størrelsen angivet i afsnit 5.7 og derudover en udvidelse med en 2,55 MW halmkedel vil resultere i en beregnet varmepris på ca. 310 kr./MWh. Skaleres absorptionsvarmepumpe-enheden til 85 % svarer det til følgende:

- Biomassekedel, indfyret effekt = 990 kW
- Biomassekedel, hedtvandseffekt = 850 kW (ved 150 °C)
- Biomassekedel, fjernvarmeeffekt = 43 kW
- Absorptionsvarmepumpe, indfyret effekt = 850 kW
- Absorptionsvarmepumpe, køleffekt = 638 kW (ned til 15 °C)
- Absorptionsvarmepumpe, fjernvarmeeffekt = 1,49 MW (op til 75 °C)

---

<sup>\*\*</sup> Dvs. absorptionsvarmepumpe med tilhørende kedel til at levere drivvarmen samt en teknikbygning.



Figur 6.1.1. Optimerings-programmets brugergrænseflade efter optimering af flere af anlæggets væsentligste parametre.

### 6.1.2 Reference – udelukkende halmvarme

Benyttes i stedet udelukkende en udvidelse af halmkedelkapaciteten til at dække varmebehovet, fås en optimering af størrelsen på 3,85 MW ekstra kedelkapacitet.

### 6.1.3 Økonomien i projektscenariet vs. referencescenariet

#### Projektscenariet:

Optimeringsens resultat giver et investeringsbehov som angivet i tabel 6.1.1 nedenfor.

| Investering                                  | [millioner kr.] |
|----------------------------------------------|-----------------|
| 28.500 m <sup>2</sup> solfangere inkl. anlæg | 43,3            |
| Køb af jord                                  | 11,5            |
| Damvarmelager (21.500 m <sup>3</sup> )       | 6,9             |
| Abs.VP + hedtvandskedel                      | 6,3             |
| Ekstra halmkedel (2,25 MW)                   | 10,8            |
| I alt                                        | 78,6            |

Tabel 6.1.1. Investeringsbehov

Med et 20-årigt annuitetslån giver det en kapitalomkostning på 5,10 Mkr./år.

Driftsomkostningerne bliver 13,60 Mkr. årligt.

Samlet årlig udgift over 20 år: 18,70 Mkr./år.

Dette svarer til en varmepris på 310 kr./MWh. I varmeprisen udgør de variable omkostninger således ca. 3/4, mens afskrivninger udgør ca. 1/4.

**Referencescenariet:**

På tilsvarende måde fås for referencescenariet 17,58 Mkr. i årlige driftsomkostninger og 1,00 Mkr. i kapitalomkostninger, hvilket giver 18,58 Mkr. i totale, årlige omkostninger. Det svarer til en varmepris på 307 kr./MWh.

**Sammenligning:** Ovenstående beregninger betyder at der som udgangspunkt opnås omtrent den samme årlige udgift ved at vælge projektsценariet ift. referencescenariet. Dog er der i denne beregning en lille fordel til referencescenariet (i beregningen her på ca. 120.000 kr./år.)

Antages i stedet en 25 årig levetid, bliver kapitalomkostningerne i sidste 5 år 0 kr. da anlægget i denne periode er afskrevet. I gennemsnit betyder det over en periode på 25 år en udgift svarende til:

$$( \text{Driftsomkostninger} \times 25 \text{ år} + \text{kapitalomkostninger} \times 20 \text{ år} ) / 25 \text{ år}$$

Projektsценariet: 17,68 Mkr./år.

Referencescenariet: 18,38 Mkr./år.

I denne beregning opnås der dermed en besparelse ved projektsценariet ift. referencescenariet på ca. 700.000 kr./år.

I praksis vil nogle komponenter muligvis have en længere levetid end 25 år (fx solfangerne<sup>††</sup>, som udgør den største investeringsomkostning, jf. tabel 6.1.1), mens andre vil have en kortere. Beregningen med 25 års levetid er inkluderet for at indikere at økonomien i projekter med høj investeringsomkostninger er følsomme overfor levetidsantagelser.

Desuden må det formodes at jordarealet har en værdi i slutningen af beregningsperioden. Antages jordarealet kan sælges til samme pris som den indkøbes til, svarer det til en gennemsnitlig indtægt på 11,5 Mkr. / 20 år = 575.000 kr. Trækkes denne værdi fra i projektøkonomien, vil det resultere i en lavere årlig omkostning end referencescenariet – selv med kun 20 års levetid for alle komponenter – nærmere bestemt 18,13 Mkr./år eller 300 kr./MWh.

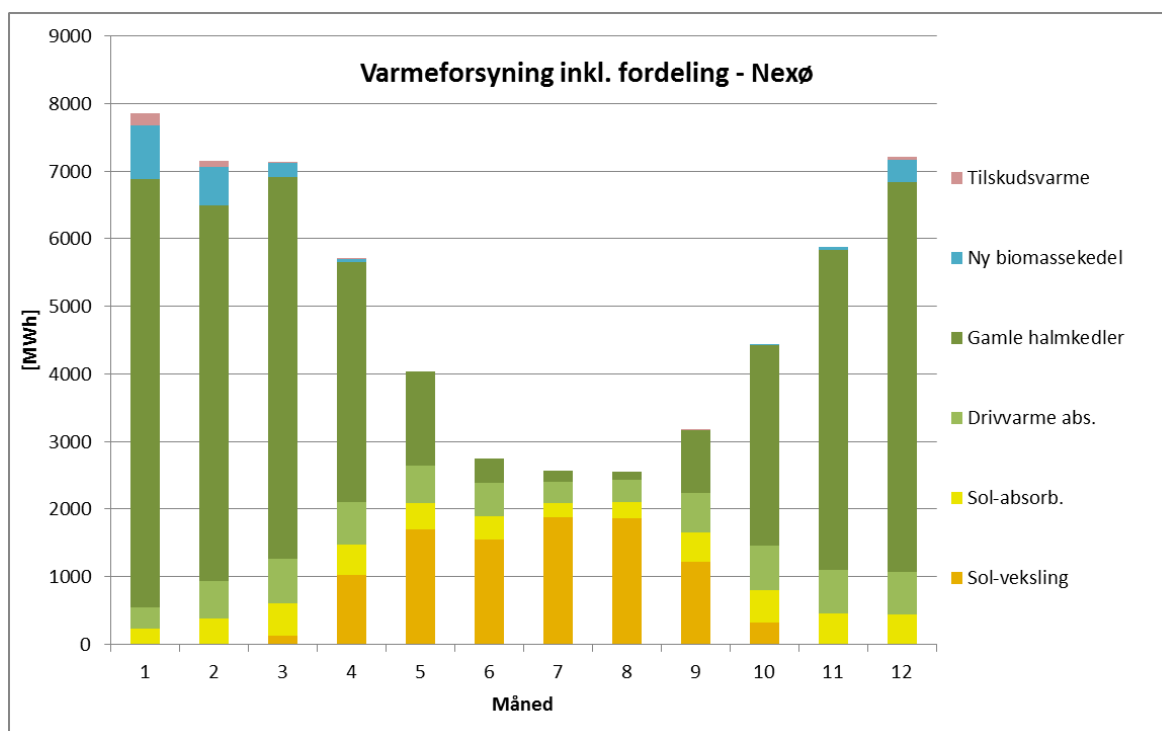
I denne forbindelse bemærkes det desuden at der ikke er inkluderet en udvikling i brændselspriser over perioden. I praksis forventes efterspørgslen (og dermed prisen) på biobrændsler at stige i fremtiden. Dette betyder at der i praksis vil være en højere gevinst ved investeringen end inkluderet i disse beregninger. Desuden fastlåses en stor del af omkostningerne, hvorimod en forsyning, der afhænger af brændsler, i høj grad påvirkes af fremtidens brændselspriser.

**6.1.4 Forsyningens energifordeling**

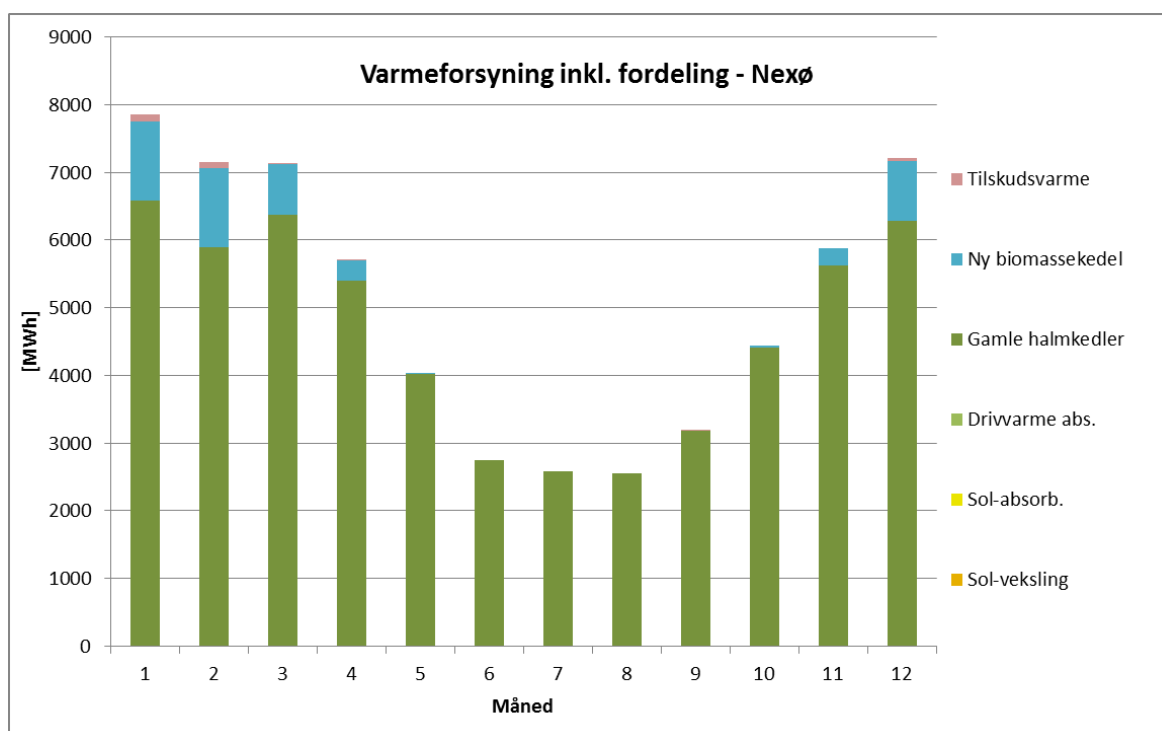
Figur 6.1.2 nedenfor angiver fordelingen mellem de forskellige forsyningskilder<sup>††</sup>. Solvarmen dækker netop behovet for Listed, Svaneke og Aarsdale tilsammen (101 %), hvilket svarer til 24 % af det totale årlige varmebehov.

<sup>††</sup> Solfangere som denne vurderes at have en levetid på 30 år ifølge en rapport fra DTU ("Levetid for solfanger i solvarmecentraler", DTU Byg-Rapport R-210 (DK), 2009).

<sup>††</sup> Beskrivelse af figuren: *Sol-veksling*: Solvarme, der kan benyttes direkte fra lageret vha. en varmeveksler. *Sol-absorb.*: Varme fra lageret, der trækkes ud vha. absorptionsvarmepumpen. *Drivvarme abs.*: Den (halm-baserede) drivvarme, der benyttes til at drive absorptionsvarmepumpen. *Gamle halmkedler*: Varme fra eksisterende halmkedler. *Ny biomassekedel*: Varme fra nyindkøbt (halm-)kedel. *Tilskudsvarme*: Varme fra spids- og reservelast(olie)kedlen.



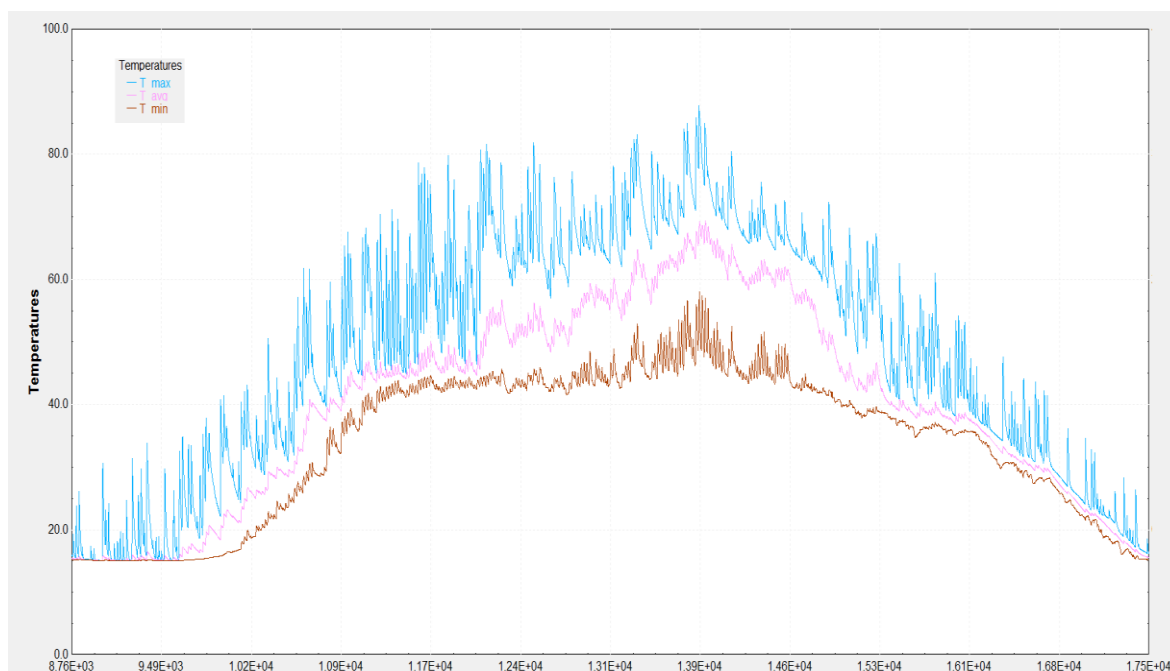
Figur 6.1.2a. Fordeling af varmeproduktion fra de forskellige forsyningsformer i scenariet med 28.500 m<sup>2</sup> solfangere, 21.500 m<sup>3</sup> damvarmelager samt hedtvandskedelanlæg og absorptionsvarmepumpe.



Figur 6.1.2b. Fordeling af varmeproduktion fra de forskellige forsyningsformer i referencescenariet.



På figur 6.1.2a er solvarmen fra damvarmelageret opdelt i den andel, der leveres direkte vha. varmeveksleren og den del, der trækkes ud af lageret vha. absorptionsvarmepumpen. På figur 6.1.3 ses temperaturudviklingen i damvarmelageret gennem året. Sammenholdes disse to figurer kan det bemærkes at når temperaturen i lageret er lav om foråret og efteråret, udnyttes størstedelen af solvarmen vha. absorptionsvarmepumpen, mens varmen om sommeren kan udnyttes direkte vha. en varmeveksler. Det bemærkes i øvrigt at over 80 % af hele fjernvarmenettets behov dækkes af solvarme i juli og august.

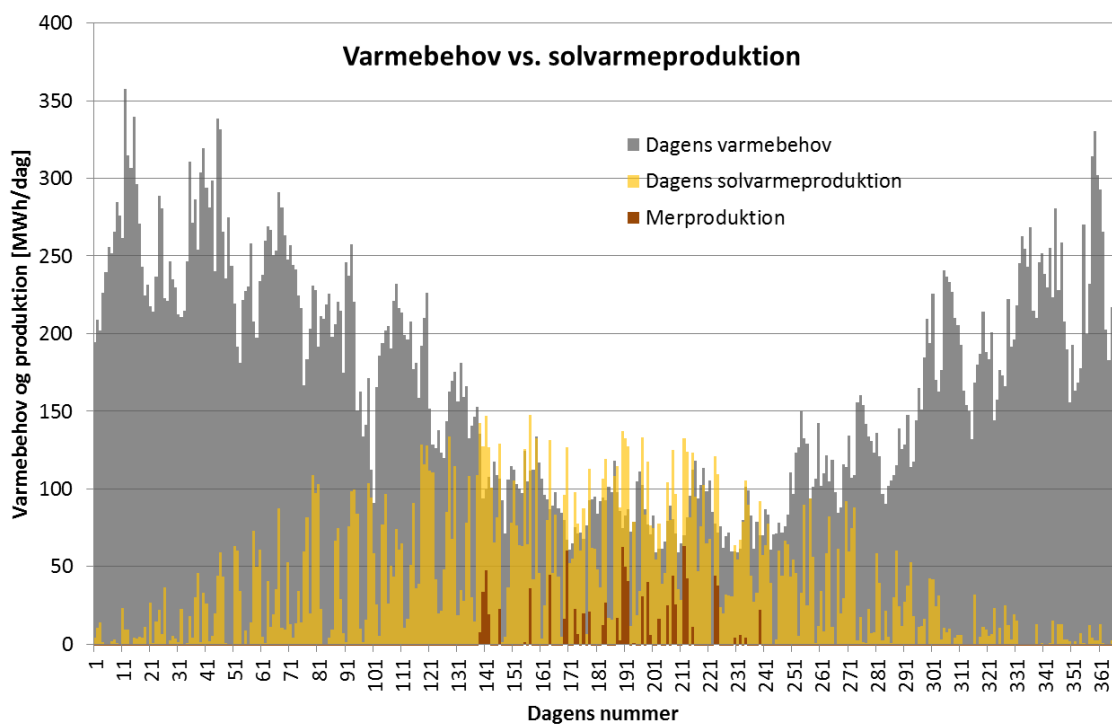


Figur 6.1.3. Simulerede temperaturer i damvarmelageret over året.

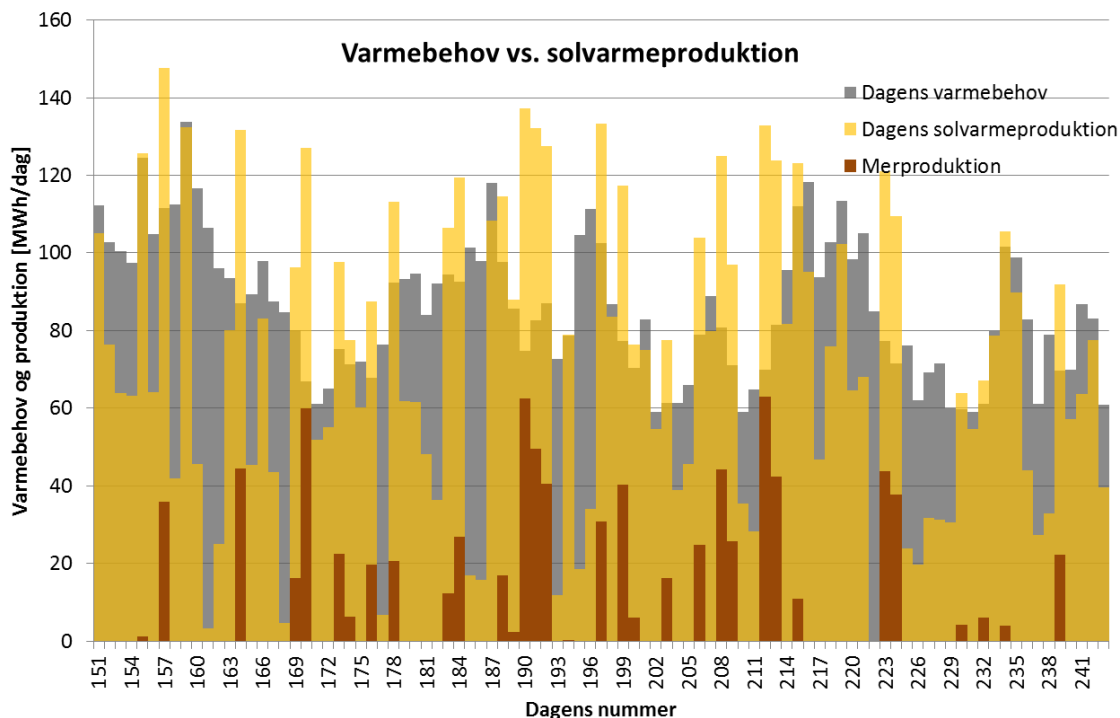
Forholdet mellem solfangerareal og lagervolumen er i dette tilfælde  $28.500 \text{ m}^2 / 21.500 \text{ m}^3 \sim 1,3$ . I de hidtil etablerede damvarmeanlæg er dette forhold typisk lavere (under 1). Når optimeringen i dette tilfælde resulterer i et højt solfanger-lager-forhold skyldes det at det brændsel/den forsyning, der fortrænges (her halm) er relativt billig ift. øvrige brændsler (fx naturgas). Eftersom den optimerede solvarmedækning samlet set er lav pga. et billigt brændsel, kræves der ikke meget sæsonvarmelagring (jf. figur 6.1.4a herunder). Samtidigt er kølingen af lageret (dvs. udtrækning af varme fra lageret) billig fordi driften af absorptionsvarmepumpen er billig (igen pga. billigt brændsel). Derfor resulterer optimeringen i det relativt lave lagervolumen.

For produktionen angivet på figur 6.1.2a ses herunder en indikation af dages solvarmeproduktion sammenholdt med varmebehovet. Det ses at i størstedelen af tiden vil varmen kunne afsættes direkte i nettet.





Figur 6.1.4a. Daglig solvarmeproduktion sammenholdt med dagligt varmebehov for scenariet med 28.500 m<sup>2</sup> solfangere, 21.500 m<sup>3</sup> damvarmelager og absorptionsvarmepumpesystem.



Figur 6.1.4b. Daglig solvarmeproduktion sammenholdt med dagligt varmebehov for scenariet med 28.500 m<sup>2</sup> solfangere, 21.500 m<sup>3</sup> damvarmelager og absorptionsvarmepumpesystem. Udsnit for juni-august.

”Merproduktion” angiver at der produceres mere solvarme end der er behov for i fjernvarmenettet. Denne varme bliver så lagret i damvarmelageret til brug på et andet tidspunkt af dagen/ugen/måned/året. Modellen er opbygget så al solvarmen sendes til lageret hvorfra varmen hentes til fjernvarmenettet. I praksis vil man evt. kunne koble solvarmen direkte til fjernvarmenettet vha. en varmeveksler.

## 6.2 Alternativer: Ingen absorptionsvarmepumpe eller forøget solvarmedækning

### 6.2.1 Ingen absorptionsvarmepumpe

Eftersom størstedelen af solvarmen i ”grundberegningen” (dvs. med komponentstørrelser som angivet i optimeringen fra afsnit 6.1.1) bliver leveret via varmeveksling (og ikke behøver absorptionsvarmepumpen for at kunne benyttes i fjernvarmenettet), er der lavet en beregning uden absorptionsvarmepumpe og tilhørende hedtvandskedel. For at undgå at en stor del af driften skal håndteres af oliekedlen, forøges kapaciteten af den ekstra halmkedel fra ca. 2,25 til 3,5 MW. Dermed fås en investeringsomkostning som angivet i tabel 6.2.1.

| Investering                                  | [millioner kr.] |
|----------------------------------------------|-----------------|
| 28.500 m <sup>2</sup> solfangere inkl. anlæg | 43.3            |
| Køb af jord                                  | 11.5            |
| Damvarmelager (21.500 m <sup>3</sup> )       | 6.9             |
| Abs.VP + hedtvandskedel                      | 0.0             |
| Ekstra halmkedel (3,50 MW)                   | 14.5            |
| I alt                                        | 76.1            |

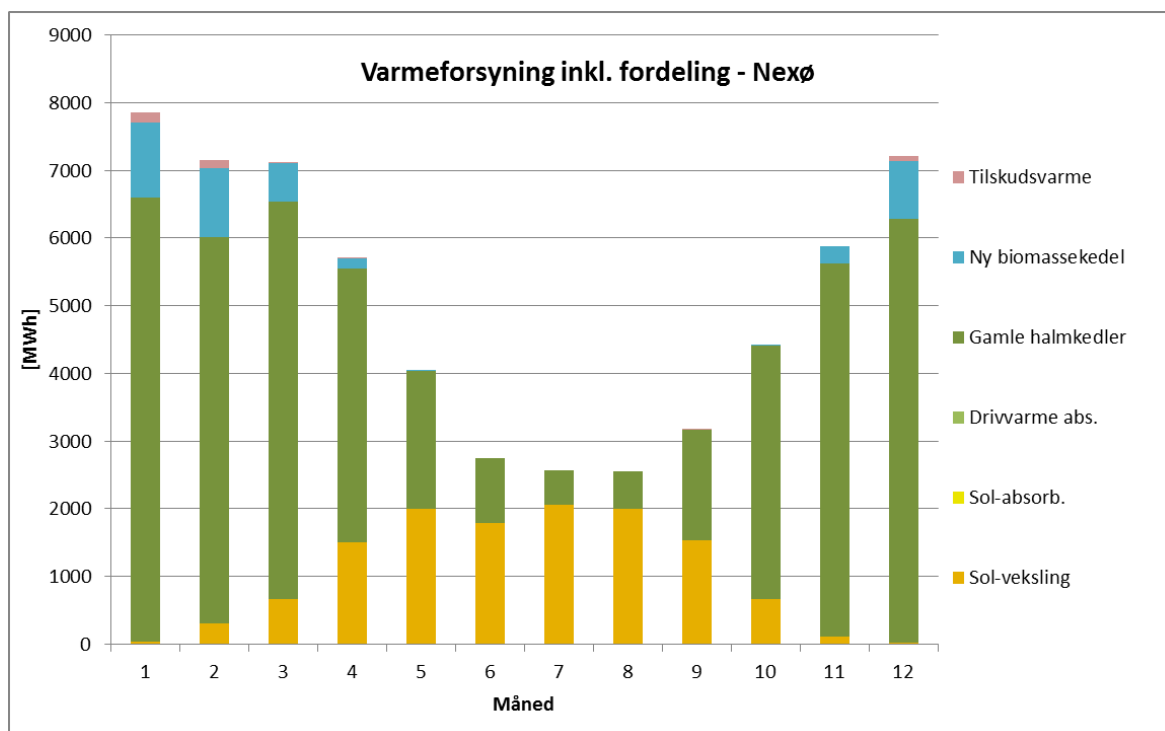
Tabel 6.2.1. Investeringsomkostning ved et anlæg uden absorptionsvarmepumpe.

Med et 20-årigt annuitetslån giver det en kapitalomkostning på 4,88 Mkr./år.

Driftsomkostningerne bliver 14,05 Mkr. årligt.

Samlet årlig udgift over 20 år: 18,93 Mkr./år.

Dette svarer til en varmepris på 313 kr./MWh. Det ses at denne løsning er en smule dyrere end grundberegningen, hvilket skyldes at effektiviteten af solvarmeanlægget forringes. Ydelsen pr. m<sup>2</sup> solfanger reduceres fra 500 kWh/m<sup>2</sup>/år til 445 kWh/m<sup>2</sup>/år.

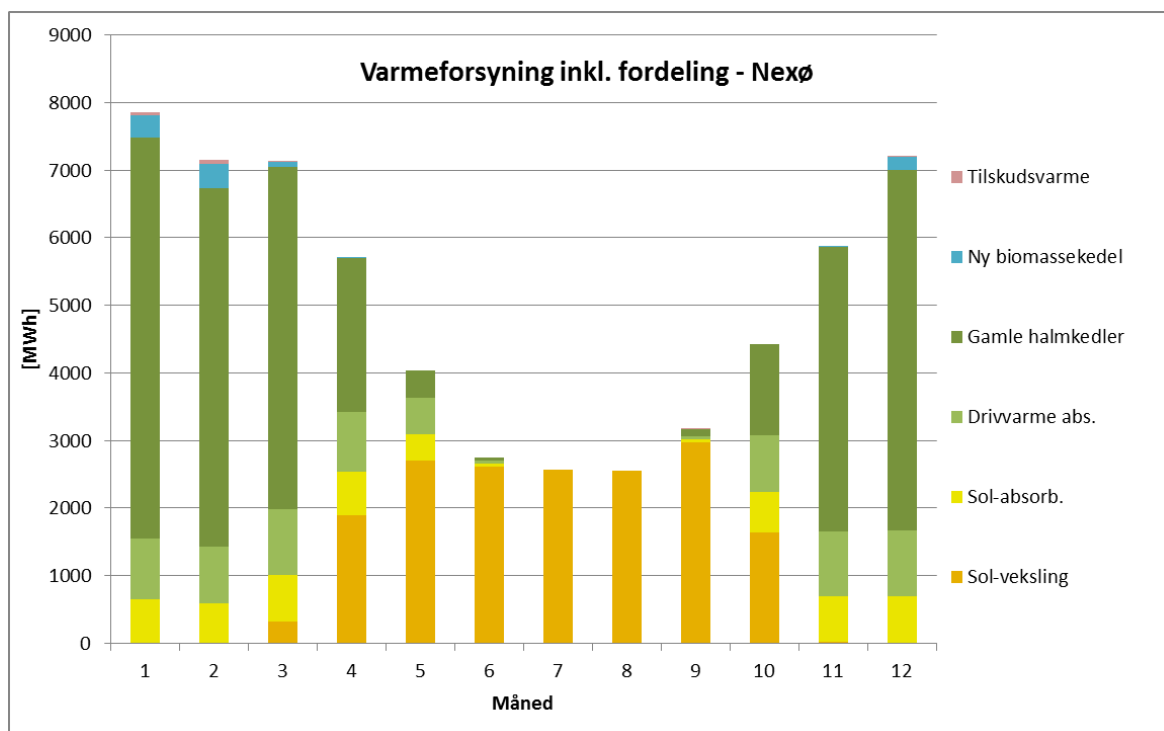


Figur 6.2.1. Fordeling af varmeproduktion fra de forskellige forsyningsformer i scenariet med 28.500 m<sup>2</sup> solfangere, 21.500 m<sup>3</sup> damvarmelager og 3,5 MW ekstra kedelkapacitet (uden et hedtvandskedelanlæg og absorptionsvarmepumpe).

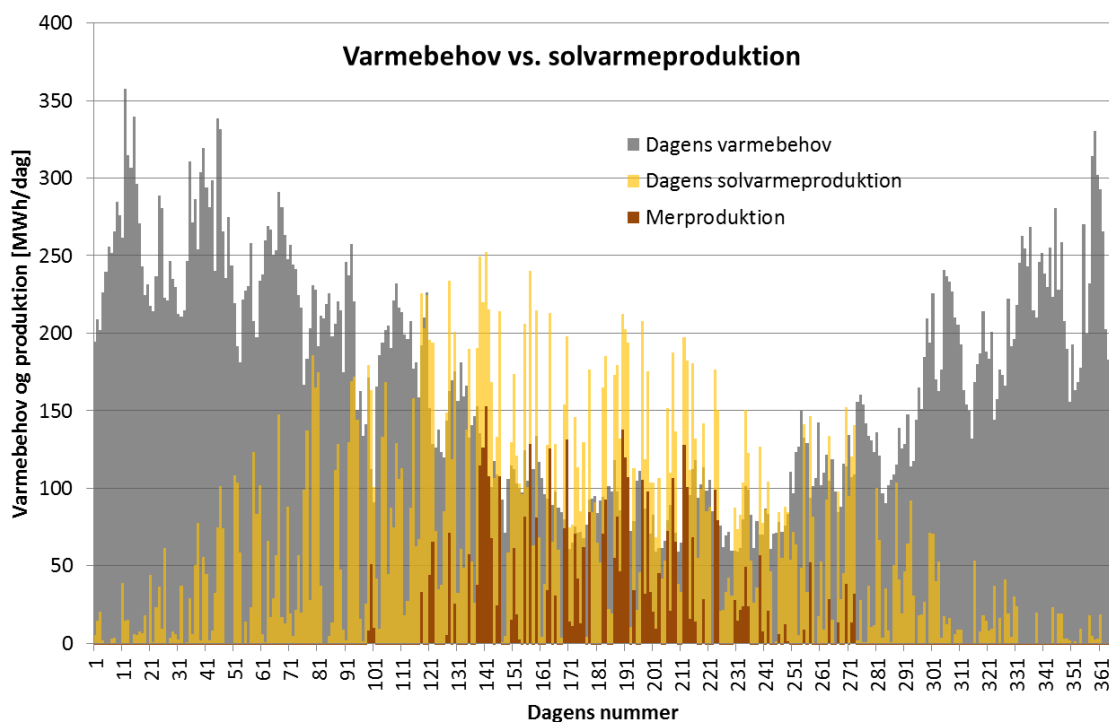
Det er muligt at en akkumuleringskøle vil kunne bidrage positivt til økonomien (i stedet for at investere i et stort damvarmelager) da solvarmen på den måde alligevel vil kunne lagres i kortere perioder. En sådan beregning er ikke inkluderet i nærværende rapport. Det bemærkes dog at en ny ståltank til et sådant anlæg ville udgøre en væsentlig udgift og dermed ville den samlede besparelse ved at undvære damvarmelageret være langt mindre end lagerinvesteringen i tabel 6.1.1.

### 6.2.2 50.000 m<sup>2</sup> solfangere

For at undersøge muligheden for at dække en endnu større andel af det samlede varmebehov med solvarme, er der lavet beregninger af økonomien ved et solfangerareal på 50.000 m<sup>2</sup>. For dette solfangerareal er der ligeledes udført en optimering af hhv. absorptionsvarmepumpesystemets størrelse og lagerets volumen. Den ekstra biomassekedel er antaget konstant. Resultatet er et damvarmelagervolumen på ca. 40.000 m<sup>3</sup> og et absorptionsvarmepumpesystem på 125 % af størrelserne beskrevet i afsnit 5.7. Figur 6.2.2 viser fordelingen af varmeforsyningen i dette eksempel. I dette tilfælde leveres 37 % af det totale varmebehov fra solvarmeanlægget.



Figur 6.2.2. Fordeling af varmeproduktion fra de forskellige forsyningsformer i scenariet med 50.000 m<sup>2</sup> solfangere, 39.500 m<sup>3</sup> damvarmelager samt opskaleret hedtvandskedelanlæg og absorptionsvarmepumpe.



Figur 6.2.3. Daglig solvarmeproduktion sammenholdt med dagligt varmebehov for scenariet med 50.000 m<sup>2</sup> solfangere, 39.500 m<sup>3</sup> damvarmelager og opskaleret absorptionsvarmepumpesystem.

Det bemærkes at hvis solvarmeanlægget bliver så stort at temperaturen i lageret overstiger den maksimalt tilladte, vil man blive tvunget til at afblæse noget af varmen. Fastsættes en maksimal temperatur i bunden af lageret på 80 °C, vil det i eksemplet herover være behov for at afblæse 7 MWh pr. år.

Investeringsomkostningerne er som angivet i tabel 6.2.2.

| Investering                                  | [millioner kr.] |
|----------------------------------------------|-----------------|
| 50.000 m <sup>2</sup> solfangere inkl. anlæg | 75,5            |
| Køb af jord                                  | 20,2            |
| Damvarmelager (39.500 m <sup>3</sup> )       | 9,3             |
| Abs.VP + hedtvandskedel                      | 8,3             |
| Ekstra halmkedel (2,25 MW)                   | 10,8            |
| I alt                                        | 124,0           |

Tabel 6.2.2. Investeringsomkostning ved et større anlæg med bl.a. 50.000 m<sup>2</sup> solfangere.

Med et 20-årigt annuitetslån giver det en kapitalomkostning på 8,01 Mkr./år. Driftsomkostningerne bliver 11,19 Mkr. årligt (ca. 4/10 af de samlede årlige udgifter). Samlet årlig udgift over 20 år: 19,20 Mkr./år (ca. 6/10 af de samlede årlige udgifter). Dette svarer til en gennemsnitlig varmepris på 318 kr./MWh.

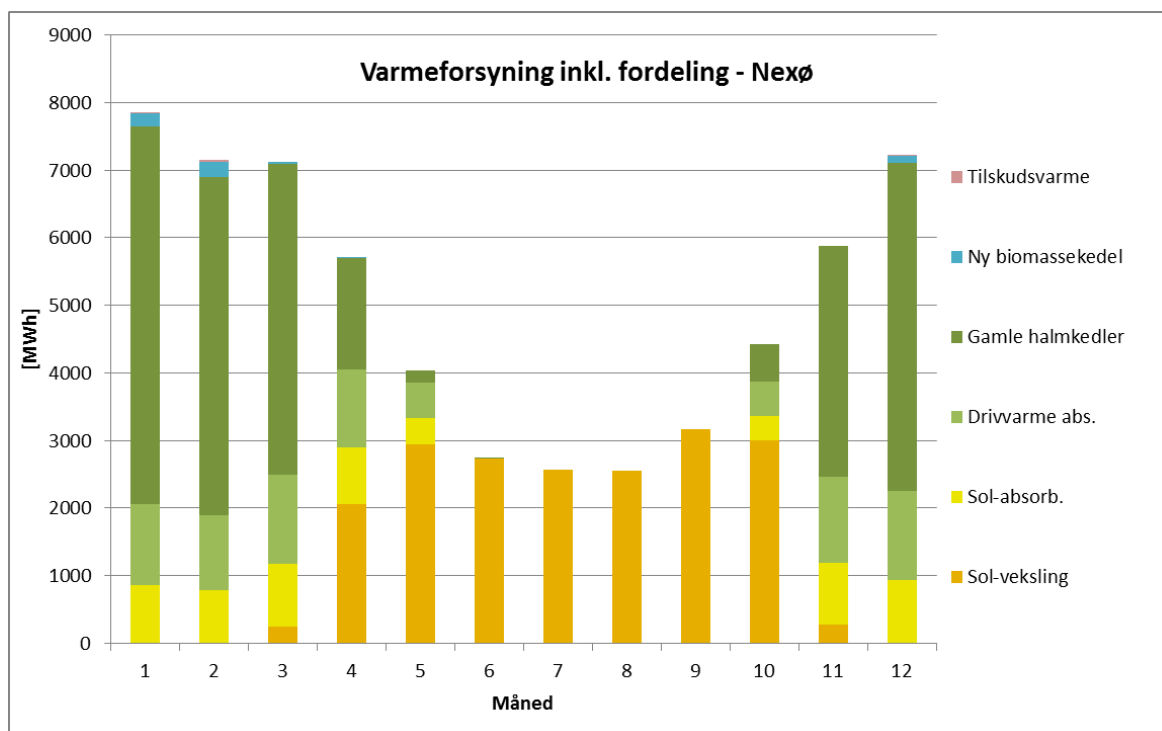
Igen er investeringsomkostningen til jord af stor betydning. Antages jordarealet at kunne sælges til indkøbspris og trækkes denne pris fra i regnestykket for de samlede omkostninger, bliver den gennemsnitlige årlige udgift i stedet på 18,19 Mkr./år eller 301 kr./MWh, dvs. meget tæt på prisen for det optimerede anlæg sidst i afsnit 6.1.3.

Antages i stedet en levetid på 25 år (uden salg af jord), fås en gennemsnitlig årlig omkostning på 17,60 Mkr. hvilket er lavere end for både referencescenariet og projektsценariet beskrevet i afsnit 6.1.3 ovenfor.

Dette resultat viser at økonomien i de to anlægsstørrelser ikke ligger langt fra hinanden og at den bedste løsning i praksis meget vel kan ligge hos et noget større anlæg end hvad optimeringen i afsnit 6.1.1 viste. Der er således tale om et fladt optimum, der let kan påvirkes af hvilke forudsætninger, der antages i beregningerne.

### 6.2.3 60.000 m<sup>2</sup> solfangere

For at undersøge muligheden for at dække en endnu større andel af det samlede varmebehov med solvarme, er der lavet beregninger af økonomien ved et solfangerareal på 60.000 m<sup>2</sup>. For dette solfangerareal er der ligeledes udført en optimering af hhv. absorptionsvarmepumpesystemets størrelse og lagerets volumen. Den ekstra biomassekedel er antaget konstant. Resultatet er et damvarmelagervolumen på 53.500 m<sup>3</sup> og et absorptionsvarmepumpesystem på 168 % af størrelserne beskrevet i afsnit 5.7. Figur 6.2.4 viser fordelingen af varmeforsyningen i dette eksempel. I dette tilfælde leveres 42 % af det totale varmebehov fra solvarmeanlægget.



Figur 6.2.4. Fordeling af varmeproduktion fra de forskellige forsyningsformer i scenariet med 60.000 m<sup>2</sup> solfangere, 53.500 m<sup>3</sup> damvarmelager samt opskaleret hedtvandskedelanlæg og absorptionsvarmepumpe.

I eksemplet herover være behov for at afblæse 85 MWh pr. år.

Investeringsomkostningerne er som angivet i tabel 6.2.3.

| Investering                                  | [millioner kr.] |
|----------------------------------------------|-----------------|
| 60.000 m <sup>2</sup> solfangere inkl. anlæg | 90,5            |
| Køb af jord                                  | 24,2            |
| Damvarmelager (53.500 m <sup>3</sup> )       | 11,1            |
| Abs.VP + hedtvandskedel                      | 10,4            |
| Ekstra halmkedel (2,25 MW)                   | 10,8            |
| I alt                                        | 147,0           |

Tabel 6.2.3. Investeringsomkostning ved et større anlæg med bl.a. 60.000 m<sup>2</sup> solfangere.

Med et 20-årigt annuitetslån giver det en kapitalomkostning på 9,49 Mkr./år.

Driftsomkostningerne bliver 10,23 Mkr. årligt.

Samlet årlig udgift over 20 år: 19,72 Mkr./år.

Dette svarer til en gennemsnitlig varmepris på 326 kr./MWh.

Antages jordarealet at kunne sælges til indkøbspris og trækkes denne pris fra i regnestykket for de samlede omkostninger, bliver den gennemsnitlige årlige udgift i stedet på 18,51 Mkr./år eller 306 kr./MWh.

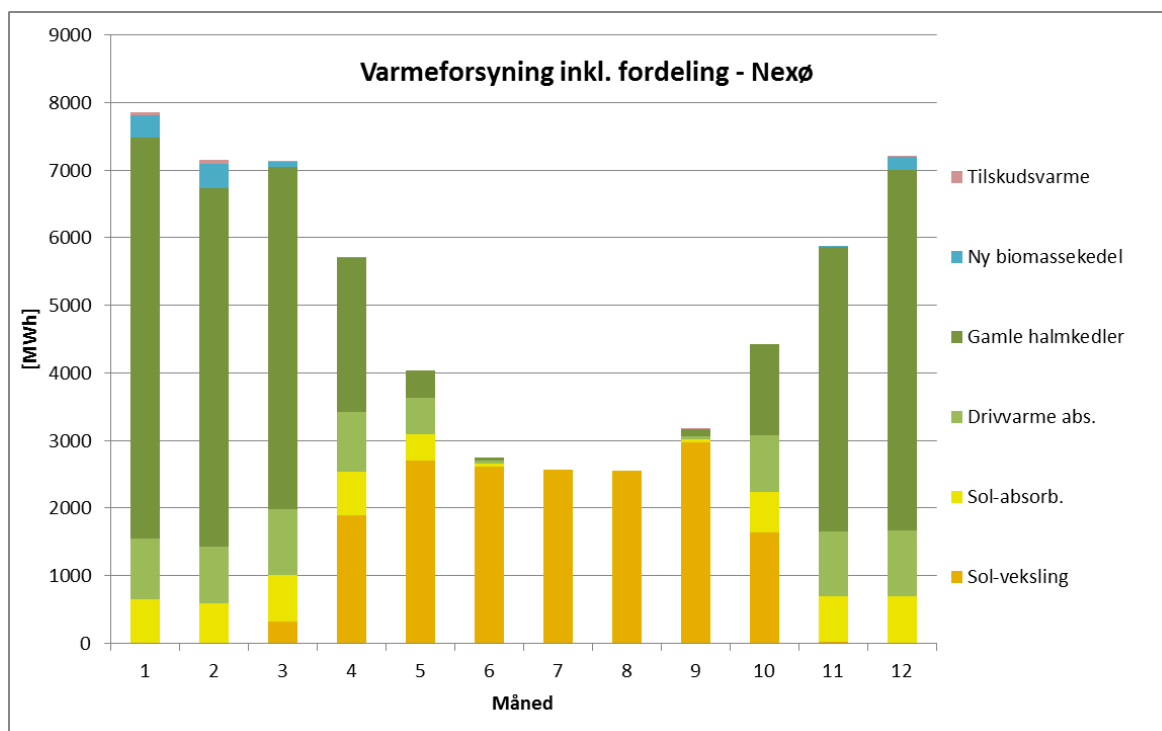
Antages i stedet en levetid på 25 år (uden indtægt fra jordsalg), fås en gennemsnitlig årlig omkostning på 17,82 Mkr. hvilket er højere end grundberegningens 17,68 Mkr./år.

Det ses at den ekstra biomassekedel ikke bliver brugt meget. Udlades denne, så man – ligesom i grundberegningen – lader oliekedlen hjælpe til ved de største spidslastsituationer (ved at levere ca. 1 % af behovet), vil udgifterne varmeprisen reduceres til 321 kr./MWh. Trækkes jordkøbet fra, bliver varmeprisen 300 kr./MWh, hvilket svarer til grundberegningens varmepris med samme beregningsmetode. Den gennemsnitlige årlige udgift bliver i så fald på 18,16 Mkr./år (driftsomkostninger 10,63 Mkr./år og kapitalomkostninger på 8,74 Mkr./år).

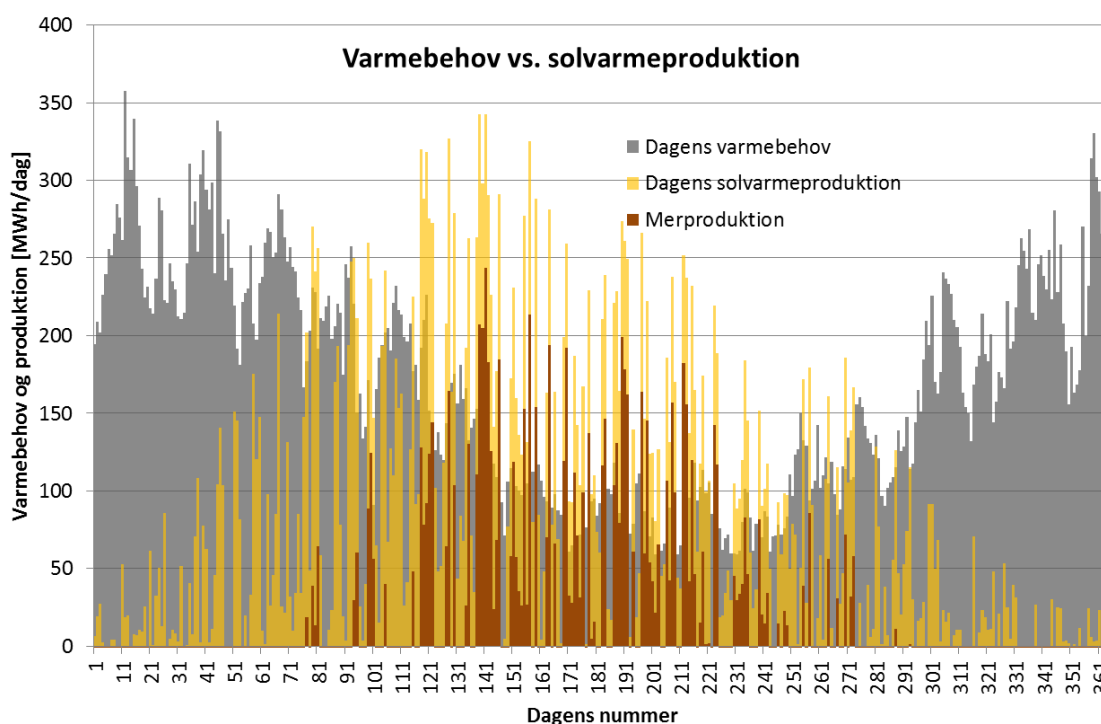
Antages en levetid på 25 år (uden indtægt ved jordsalg), fås en gennemsnitlig årlig omkostning på 17,62 Mkr. hvilket er lavere end grundberegningens 17,68 Mkr./år, men ikke lavere end scenariet med 50.000 m<sup>2</sup> solfangere.

#### 6.2.4 70.000 m<sup>2</sup> solfangere

For at undersøge muligheden for at dække en endnu større andel af det samlede varmebehov med solvarme, er der lavet beregninger af økonomien ved et solfangerareal på 70.000 m<sup>2</sup>. For dette solfangerareal er der ligeledes udført en optimering af hhv. absorptionsvarmepumpesystemets størrelse og lagerets volumen. Den ekstra biomassekedel er antaget konstant. Resultatet er et damvarmelagervolumen på 75.500 m<sup>3</sup> og et absorptionsvarmepumpesystem på 220 % af størrelserne beskrevet i afsnit 5.7. Figur 6.2.5 viser fordelingen af varmeforsyningen i dette eksempel. I dette tilfælde leveres 48 % af det totale varmebehov fra solvarmeanlægget. Fra juni og helt frem til oktober leveres næsten al varmen som solenergi.



Figur 6.2.5. Fordeling af varmeproduktion fra de forskellige forsyningsformer i scenariet med 70.000 m<sup>2</sup> solfangere, 75.500 m<sup>3</sup> damvarmelager samt opskaleret hedtvandskedelanlæg og absorptionsvarmepumpe.



Figur 6.2.6. Daglig solvarmeproduktion sammenholdt med dagligt varmebehov for scenariet med 70.000 m<sup>2</sup> solfangere, 75.500 m<sup>3</sup> damvarmelager og opskaleret absorptionsvarmepumpesystem.

Eftersom temperaturen i lageret vil overstige den maksimalt tilladte, bliver man tvunget til at afblæse noget af varmen. Fastsættes en maksimal temperatur i bunden af lageret på 80 °C, vil det i eksemplet herover være behov for at afblæse ca. 160 MWh pr. år. Temperaturen i toppen af lageret vil dog stadig være høj i nogle perioder hvorfor der må forventes et behov for opblanding med vandet i bunden af lageret for at undgå overophedning. Det er muligt at der i praksis vil blive behov for yderligere afblæsning og man vil af hensyn til levetiden sandsynligvis i praksis dimensionere lageret lidt større til denne størrelsesorden af solfangerareal (dækningsgrad) for at undgå for høje temperaturer i lageret.

Investeringsomkostningerne er som angivet i tabel 6.2.4.

| Investering                                  | [millioner kr.] |
|----------------------------------------------|-----------------|
| 70.000 m <sup>2</sup> solfangere inkl. anlæg | 105,5           |
| Køb af jord                                  | 28,3            |
| Damvarmelager (75.500 m <sup>3</sup> )       | 14,0            |
| Abs.VP + hedtvandskedel                      | 13,0            |
| Ekstra halmkedel (2,25 MW)                   | 10,8            |
| I alt                                        | 171,6           |

Tabel 6.2.4. Investeringsomkostning ved et større anlæg med bl.a. 70.000 m<sup>2</sup> solfangere.

Med et 20-årigt annuitetslån giver det en kapitalomkostning på 11,06 Mkr./år.

Driftsomkostningerne bliver 9,29 Mkr. årligt.

Samlet årlig udgift over 20 år: 20,35 Mkr./år.

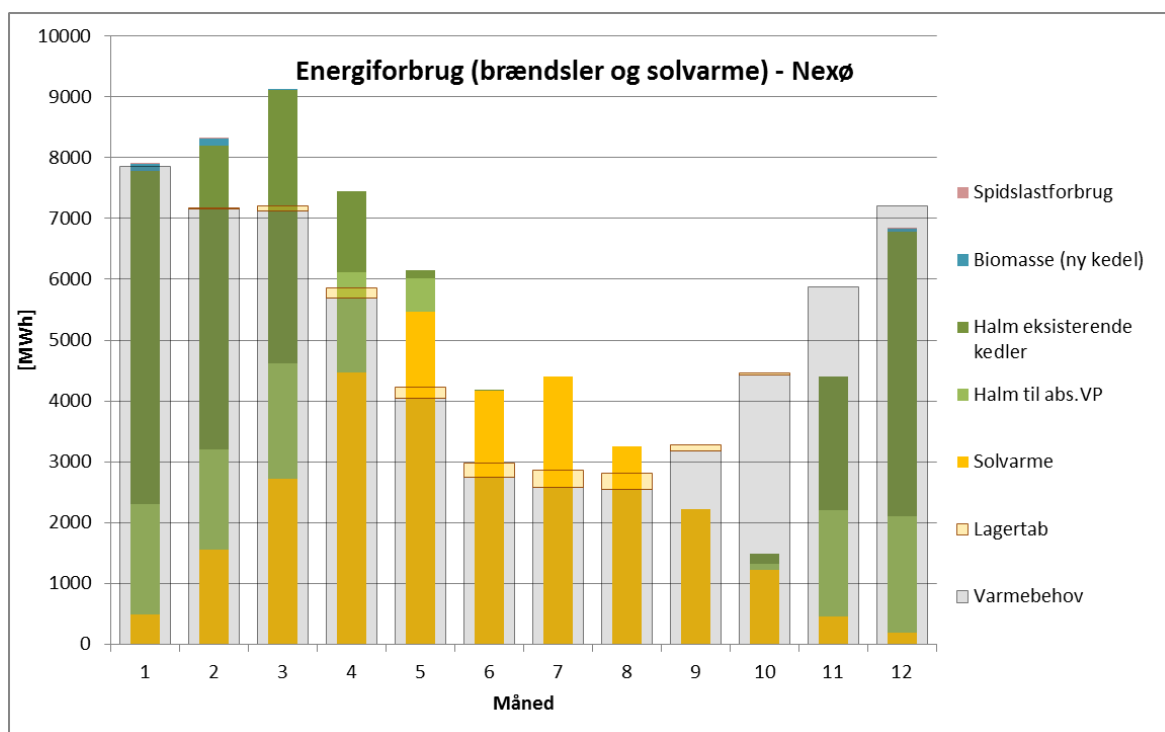
Dette svarer til en gennemsnitlig varmepris på 337 kr./MWh.



Antages jordarealet at kunne sælges til indkøbspris og trækkes denne pris fra i regnestykket for de samlede omkostninger, bliver den gennemsnitlige årlige udgift i stedet på 18,94 Mkr./år eller 313 kr./MWh.

Antages i stedet en levetid på 25 år (uden salg af jord), fås en gennemsnitlig årlig omkostning på 18,14 Mkr.

Det bemærkes at på trods af at biobrændsler er CO<sub>2</sub>-neutrale, vil man ved en forøget solvarmedækning kunne reducere udslippet af drivhusgasser og partikelforurening. Samtidigt frigiver solvarmen et biobrændselspotentiale, som kan benyttes andetsteds til at fortrænge fossile brændsler. Figur 6.2.7 viser energibehovet (brændsler og leveret solvarme til lageret). Det ses at fra maj måned produceres mere solvarme end netværkets varmebehov. Henover sommeren produceres der ekstra varme, som så kan bruges resten af året.



Figur 6.2.7. Fordeling af energibehov fra de forskellige forsyningsformer i scenariet med 70.000 m<sup>2</sup> solfangere, 75.500 m<sup>3</sup> damvarmelager samt opskaleret hedtvandskedelanlæg og absorptionsvarmepumpe.

Det ses at den ekstra biomassekedel næsten ikke bliver brugt. Udlades denne, så man – ligesom i grundberegningen – lader oliekedlen hjælpe til ved de største spidslastsituationer (ved at levere under 1 % af behovet), vil udgifterne varmeprisen reduceres til 328 kr./MWh. Trækkes jordkøbet fra, bliver varmeprisen 304 kr./MWh, hvilket er relativt tæt på grundberegningens 300 kr./MWh med samme beregningsmetode.

Med et 20-årigt annuitetslån giver beregningen uden en ekstra halmkedel en kapitalomkostning på 10,32 Mkr./år. Driftsomkostningerne bliver 9,47 Mkr. årligt. Samlet årlig udgift over 20 år: 19,79 Mkr./år.

Antages i stedet en levetid på 25 år (samtidigt med at den ekstra halmkedel er sparet væk, men uden salg af jord), fås en gennemsnitlig årlig omkostning på 17,73 Mkr. hvilket er meget tæt på grundberegningens 17,68 Mkr./år.

#### 6.2.5 Delkonklusion

Med mere optimistiske forudsætninger vil de optimale størrelser af de forskellige enheder ligge højere end i grundberegningen. Således kan den samme varmepris som i grundberegningen opnås, hvis man antager at jordarealet til solfangerne kan sælges efter beregningsperioden og anlægget opskales til 60.000 m<sup>2</sup> med et ca. 54.000 m<sup>3</sup> damvarmelager.

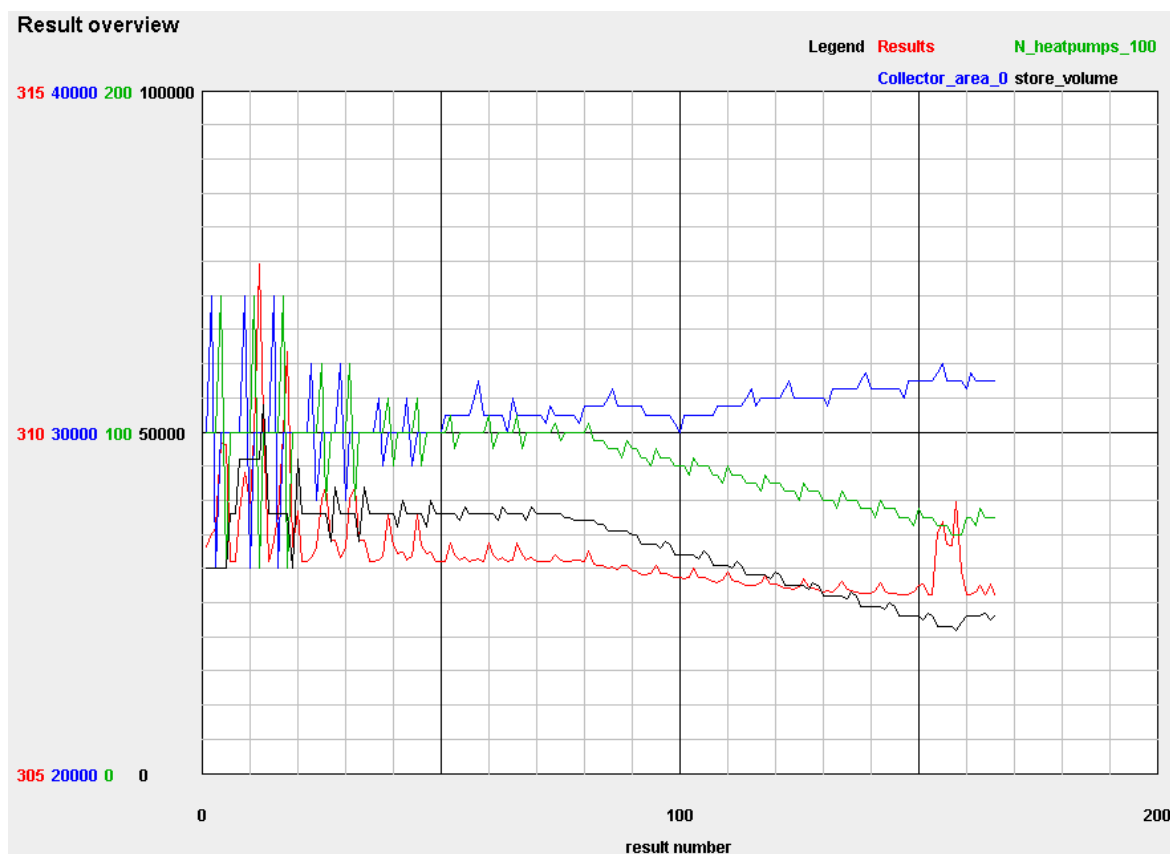
## 7 Følsomhedsanalyse

For at vurdere påvirkningen af nogle væsentlige antagelser i beregningerne, er der udført følsomhedsanalyse på en række parametre.

- 1) Lagerpris
- 2) Biomassepris
- 3) Solfangerpris
- 4) Solindstråling
- 5) Varmegrundlag

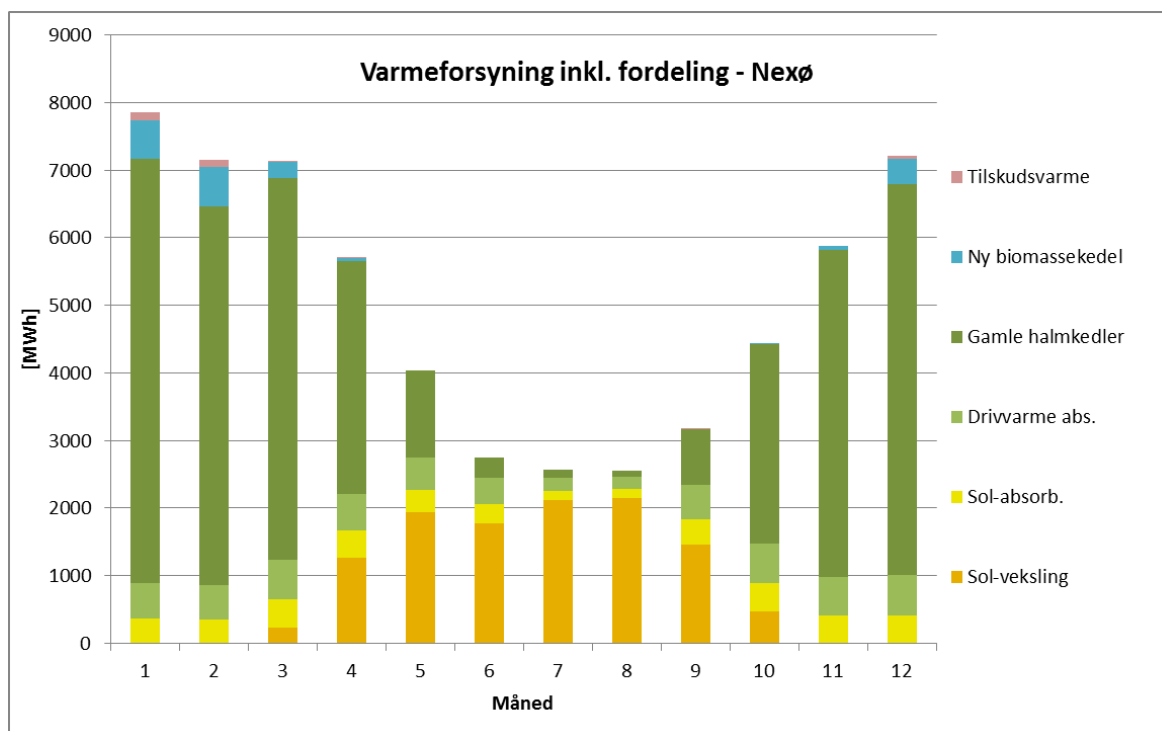
### 7.1 Lagerpris

Som nævnt er der i beregningerne antaget en lagerpris på 133 kr./m<sup>3</sup> + 4,0 Mkr. For et relativt lille damvarmelager resulterer denne pris dog i en relativt høj pris per m<sup>3</sup> ( $133 \text{ kr./m}^3 \times 21.500 \text{ m}^3 + 4,0 \text{ Mkr.} = 6,86 \text{ Mkr.}$  svarende til 319 kr./m<sup>3</sup>). Antages i stedet at lageret kan etableres for en pris beregnet som 100 kr./m<sup>3</sup> + 3,0 Mkr. bliver prisen i det konkrete tilfælde  $100 \text{ kr./m}^3 \times 21.500 \text{ m}^3 + 3,0 \text{ Mkr.} = 5,15 \text{ Mkr.}$  svarende til 240 kr./m<sup>3</sup>. Figur 7.1.1 viser en optimering ved anvendelse af den lavere pris for damvarmelageret. Optimeringen svarer til den, der ses i afsnit 6.1.1 (dog fastholdes størrelsen af den ekstra halmkedel).



Figur 7.1.1. Optimering ved reduceret lagerpris.

Det ses at en kombination af ca. 32.000 m<sup>2</sup> solfangere, et 23.000 m<sup>3</sup> damvarmelager og et absorptionsvarmepumpe-system på 75 % af størrelsen angivet i afsnit 5.7 resulterer i den laveste varmepris. I så fald dækkes 26 % af det samlede varmeforbrug med solvarme og varmeforsyningen fordeles som angivet på figur 7.1.2. Den gennemsnitlige varmepris er i dette tilfælde 308 kr./MWh.



Figur 7.1.2. Fordeling af varmeproduktion fra de forskellige forsyningsformer i scenariet med 32.000 m<sup>2</sup> solfangere, 23.000 m<sup>3</sup> damvarmelager samt hedtvandskedelanlæg og absorptionsvarmepumpe.

## 7.2 Biomasseprisen

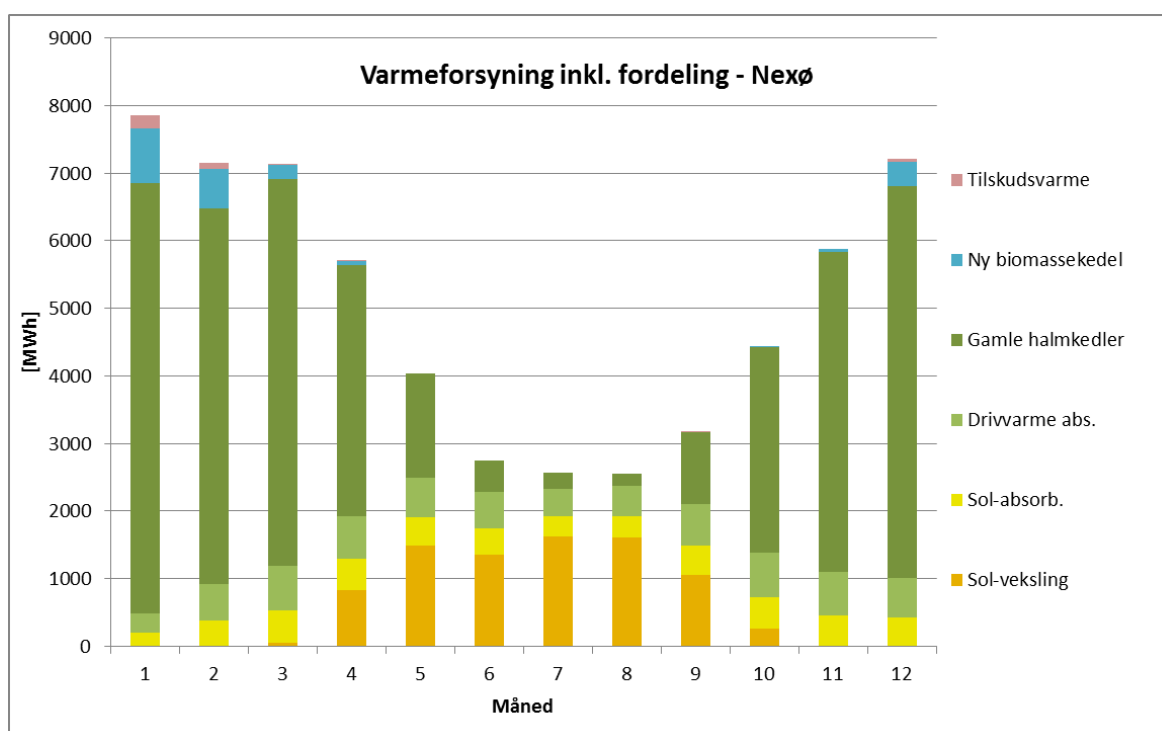
Regnes med en 50 % stigning i halmprisen, så den bliver 195 kr./MWh (plus forsyningssikkerhedsafgift), bliver den samlede varmepris i grundberegningen 364 kr./MWh. De årlige driftsomkostninger stiger i denne situation fra 13,60 Mkr./år til 16,91 Mkr./år (dvs. en stigning på 24 %). I denne forbindelse bemærkes det at solvarmeanlægget hjælper med til at udjævne påvirkningen af brændselsprisen.

## 7.3 Solfangerpris

Forøges investeringsomkostningerne i solvarmeanlægget til 2.000 kr./m<sup>2</sup> + 500.000 kr. (i stedet for 1.500 kr./m<sup>2</sup> + 500.000 kr.) bliver varmeprisen i grundberegningen 325 kr./MWh. De årlige kapitalomkostninger stiger i denne situation fra 5,10 Mkr./år til 6,01 Mkr./år (dvs. en stigning på 18 %).

## 7.4 Solindstråling

Antages at den årlige solindstråling reduceres med 10 %, bliver varmeprisen 316 kr./MWh. Figur 7.4.1 angiver fordelingen af energiforsyningen i dette tilfælde. Sammenlignet med figur 6.1.2a er der en smule mindre solvarme. Solvarmedækningsgraden reduceres fra 24 til 22 % af det totale varmebehov.



Figur 7.4.1. Fordeling af varmeproduktion fra de forskellige forsyningsformer i scenariet med 28.500 m<sup>2</sup> solfangere, 21.500 m<sup>3</sup> damvarmelager samt hedtvandskedelanlæg og absorptionsvarmepumpe med 10 % mindre solindstråling.

## 7.5 Varmegrundlag

### 7.5.1 Større varmegrundlag

Som angivet i afsnit 5.1 er der flere potentielle forbrugere, der med en fordelagtig fjernvarmepris muligvis vil ønske at blive tilkoblet fjernvarmesystemet. På den baggrund er der udført en beregning, hvor der antages 100 % tilslutning af de boliger, der på nuværende tidspunkt forsynes af individuelle oliefyr (mod 90 % som udgangspunkt (jf. tabel 5.1)). I praksis er det muligt at nogle af boligerne i forsyningsområdet, der er el-opvarmede ligeledes kunne ønske at blive tilsluttet. Til gengæld vil tilslutningen næppe nå helt op på 100 % blandt de oliefyrsopvarmede boliger.

Som angivet i tabel 7.5.1 bliver bruttovarmebehovet i dette tilfælde ca. 62.000 MWh/år.

|                     |                 | Tilslutning<br>100% | Ledningstab<br>14% |
|---------------------|-----------------|---------------------|--------------------|
|                     | Nettovarmebehov | Varmebehov justeret | Varmebehov ab værk |
|                     | MWh/år          | MWh/år              | MWh/år             |
| Nexø-Balka-Snøgebæk | *               | *                   | 46.291             |
| Svaneke             | 8.397           | 8.397               | 9.764              |
| Aarsdale            | 3.022           | 3.022               | 3.514              |
| Listed              | 2.085           | 2.085               | 2.424              |
| I alt               | 13.504          | 13.504              | 61.993             |

\*) Varmerbehovet ab værk for 2011/2012 er opgivet af Nexø Halmvarmeverk og indsættes derfor direkte (omregnet til et normalår).

Tabel 7.5.1. Beregnet, årligt varmebehov ab værk for Nexø, Balka, Snøgebæk, Svaneke, Aarsdale og Listed ved 100 % tilslutning af oliefyrsopvarmede boliger og et ledningstab på 14 % i fjernvarmenettet for Svaneke, Aarsdale og Listed.

En beregning med dette behov uden øvrige ændringer ift. grundberegningen resulterer i en stort set uændret varmepris på 310 kr./MWh ift. 90 % tilslutning). Det er vigtigt ikke at underdimensionere anlægget. I det konkrete tilfælde betyder de ekstra forbrugere at spidslastkedlen må benyttes mere. (Den leverer dog stadig under 1 % af varmebehovet.) Ved at øge kapaciteten af den ekstra halmkedel, kan spidslastkedlens driftstimer reduceres.

I referencescenariet vil en tilsvarende forøgelse i forbruget give en varmepris på 308 kr./MWh. Til gengæld vil man med en modregning af jordarealets værdi (på samme måde som tidligere) opnå en lavere varmepris i projektscenariet ift. referencescenariet.

### 7.5.2 Mindre varmegrundlag

Antages i stedet at tilslutningen i udvidelsesområderne kun er på 75 % vil det totale varmebehov, som angivet i tabel 7.5.2, blive ca. 58.000 MWh/år.

|                      |                 | <i>Tilslutning</i>  | <i>Ledningstab</i> |
|----------------------|-----------------|---------------------|--------------------|
|                      |                 | 75%                 | 14%                |
|                      | Nettovarmebehov | Varmebehov justeret | Varmebehov ab værk |
|                      | MWh/år          | MWh/år              | MWh/år             |
| Nexø-Balka-Snogeback | *               | *                   | 46.291             |
| Svaneke              | 8.397           | 6.298               | 7.323              |
| Aarsdale             | 3.022           | 2.267               | 2.635              |
| Listed               | 2.085           | 1.564               | 1.818              |
| I alt                | 13.504          | 10.128              | <b>58.068</b>      |

\*) Varmebehovet ab værk for 2011/2012 er opgivet af Nexø Halmvarmeværk og indsættes derfor direkte (omregnet til et normalår).

*Tabel 7.5.2. Beregnet, årligt varmebehov ab værk for Nexø, Balka, Snogeback, Svaneke, Aarsdale og Listed ved 75 % tilslutning af oliefyrsopvarmede boliger og et ledningstab på 14 % i fjernvarmenettet for Svaneke, Aarsdale og Listed.*

En beregning med dette behov uden øvrige ændringer ift. grundberegningen resulterer i en varmepris på 309 kr./MWh. I referencescenariet vil en tilsvarende reduktion i forbruget give en varmepris på 307 kr./MWh. Til gengæld vil man stadig opnå en lavere varmepris i projektscenariet ift. referencescenariet, hvis jordarealets værdi modregnes på samme måde som tidligere.

Forskellen mellem varmeprisen for projektscenariet og referencescenariet reduceres marginalt, når varmebehovet øges omvendt når behovet reduceres. Det skyldes at et større varmebehov betyder at flere forbrugere (MWh) kan deles om at betale de faste (kapital-)omkostninger. Det bemærkes at variationerne i behovet samlet set kun udgør mellem 2 og 4 % ift. grundberegningen (tabel 5.1.1). Derfor er påvirkningerne af den samlede økonomi ikke så afgørende som for et lille fjernvarmeværk med meget få forbrugere.

### 7.5.3 Mindre GAF

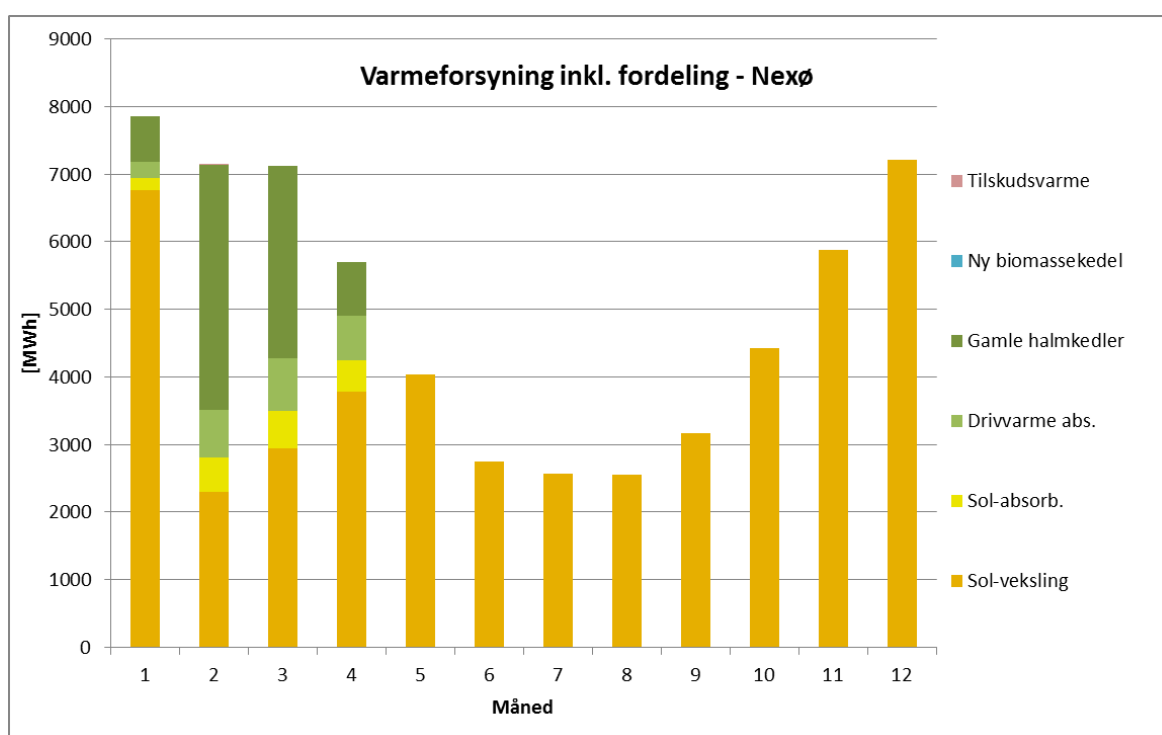
Antages en mindre andel af behovet at være graddøgnsafhængigt (GAF sættes til 60 % og varmebehovet sættes som i grundberegningen) reduceres varmeprisen til 308 kr./MWh svarende til et fald i driftsomkostninger på ca. 100.000 kr./år.

## 8 Solvarme som hovedforsyning

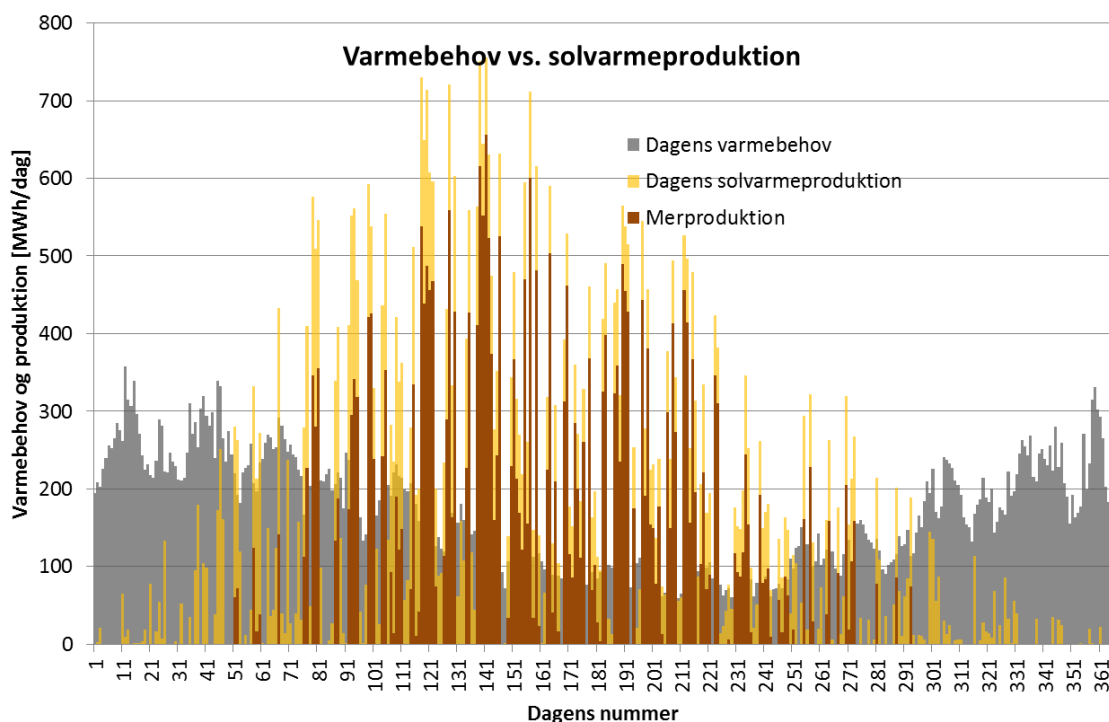
Ønskes solvarme at dække størstedelen af den totale forsyning, skal der langt større solvarmeanlæg og damvarmelager til. Nedenfor er lavet en optimering af damvarmelagerets størrelse, forudsat at der opstilles 170.000 m<sup>2</sup> solfangere for at opnå en dækningsprocent på min. 80 %. I beregningen er den ekstra halmkedel udeladt, da der på intet tidspunkt vil være behov for den.

Optimeringen viser at et damvarmelager på ca. 290.000 m<sup>3</sup> vil være optimalt. Der er kun i begrænset omfang behov for absorptionsvarmepumpesystemet. Derfor er den optimale størrelse ca. som angivet i afsnit 5.7.

Figur 8.1.1 viser fordelingen af varmforsyningen i dette eksempel. 83 % af det totale varmebehov dækkes af solvarme. Fra juni og helt frem til oktober leveres næsten al varmen som solenergi.



Figur 8.1.1. Fordeling af varmeproduktion fra de forskellige forsyningsformer i scenariet med 170.000 m<sup>2</sup> solfangere, 291.250 m<sup>3</sup> damvarmelager samt hedtvandskedelanlæg og absorptionsvarmepumpe.



Figur 8.1.2. Daglig solvarmeproduktion sammenholdt med dagligt varmebehov for scenariet med 170.000 m<sup>2</sup> solfangere, 291.250 m<sup>3</sup> damvarmelager og absorptionsvarmepumpesystem.

Eftersom temperaturen i lageret vil overstige den maksimalt tilladte, bliver man tvunget til at afblæse noget af varmen. Fastsættes en maksimal temperatur i bunden af lageret på 80 °C, vil det i eksemplet herover være behov for at afblæse ca. 1700 MWh pr. år. Temperaturen i toppen af lageret vil stadig være høj i nogle perioder hvorfor der må forventes et behov for opblanding med vandet i bunden af lageret for at undgå overophedning. I praksis vil der sandsynligvis blive behov for yderligere afblæsning og man vil af hensyn til levetiden sandsynligvis i sandsynligvis dimensionere lageret lidt større til denne størrelsesorden af solfangerareal (dækningsgrad) for at undgå høje temperaturer i lageret.

Investeringsomkostningerne er som angivet i tabel 8.1.1.

| Investering                                   | [millioner kr.] |
|-----------------------------------------------|-----------------|
| 170.000 m <sup>2</sup> solfangere inkl. anlæg | 255,5           |
| Køb af jord                                   | 68,8            |
| Damvarmelager (291.250 m <sup>3</sup> )       | 42,7            |
| Abs.VP + hedtvandskedel                       | 7,0             |
| Ekstra halmkedel (2,25 MW)                    | 0,0             |
| I alt                                         | 374,0           |

Tabel 8.1.1. Investeringsomkostning ved et større anlæg med bl.a. 170.000 m<sup>2</sup> solfangere.

Med et 20-årigt annuitetslån giver det en kapitalomkostning på 23,99 Mkr./år.

Driftsomkostningerne bliver 3,28 Mkr. årligt.

Samlet årlig udgift over 20 år: 27,28 Mkr./år.

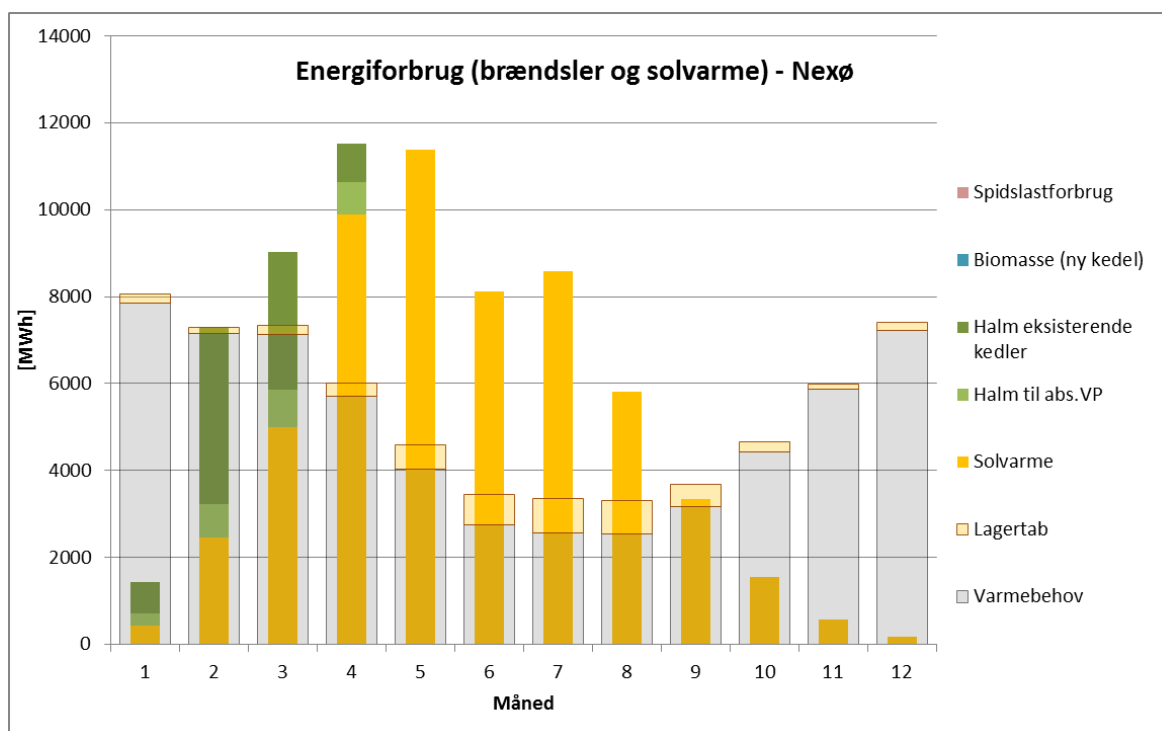
Dette svarer til en gennemsnitlig varmepris på 451 kr./MWh.



Antages jordarealet at kunne sælges til indkøbspris og trækkes denne pris fra i regnestykket for de samlede omkostninger, bliver den gennemsnitlige årlige udgift i stedet på 23,84 Mkr./år eller 395 kr./MWh.

Antages i stedet en levetid på 25 år (uden salg af jord), fås en gennemsnitlig årlig omkostning på 22,48 Mkr. (372 kr./MWh). Kombineres levetid på 25 år med salg af jordareal, fås en varmepris på 315 kr./MWh.

Figur 8.1.3 viser energibehovet (brændsler og leveret solvarme til lageret). Det ses lageret først er tømt i løbet af januar måned.



Figur 8.1.3. Fordeling af energibehov fra de forskellige forsyningsformer i scenariet med 170.000 m<sup>2</sup> solfanger, 291.250 m<sup>3</sup> damvarmelager samt hedtvandskedelanlæg og absorptionsvarmepumpe.

Forventer man at priskurven for solfangerareal i praksis "flader ud", når der er tale om så stort et anlæg (dvs. lavere pris per m<sup>2</sup> solfanger), kan de samlede omkostninger reduceres. Ved en pris på 1.200 kr./m<sup>2</sup> + 500.000 kr. (i stedet for 1.500 kr./m<sup>2</sup> + 500.000 kr.) vil investeringsomkostningen til solfangerne falde til 204,5 Mkr. Med denne pris bliver kapitalomkostningerne i stedet 20,72 Mkr./år og de samlede omkostninger 24,01 Mkr./år, hvilket svarer til en varmepris på 397 kr./MWh.

Antages solfangerarealet at kunne sælges til indkøbspris, bliver varmeprisen 340 kr./MWh.

Antages i stedet en levetid på 25 år (uden salg af jord), fås en gennemsnitlig årlig omkostning på 19,86 Mkr. (329 kr./MWh).

Kombineres levetid på 25 år med salg af jordareal, fås en varmepris på 272 kr./MWh, hvilket er samme niveau som i eksemplet med 60.000 m<sup>2</sup> solfanger og lavere end grundberegningen.

## 9 Konklusion

En løsning med et stort solvarmeanlæg inkl. damvarmelager og absorptionsvarmepumpe viser sig at være en konkurrencedygtig løsning sammenlignet med fjernvarme baseret på biomassekedler.

Med de forudsætninger, der er taget udgangspunkt i, vil

- 28.500 m<sup>2</sup> solfangere
- 21.500 m<sup>3</sup> damvarmelager
- absorptionsvarmepumpe med ca. 640 kW køleeffekt, som er koblet til en
- hedtvandskedel på 850 kW samt en
- øget kedelkapacitet på ca. 2,3 MW

resultere i den økonomisk mest favorable løsning.

Dette svarer netop til en solvarmedækning på hele behovet for Listed, Svaneke og Aarsdale tilsammen (hvilket repræsenterer udvidelsen af fjernvarmenettet) og ca. 1/4 af det samlede behov i Nexø, Balka, Snogebæk, Listed, Svaneke og Aarsdale tilsammen. Det anbefales på denne baggrund at inkludere et stort solvarmeanlæg med tilhørende sæsonvarmelager i planerne for den planlagte fjernvarmeudvidelse.

En variation af beregningsforudsætningerne viser at økonomien muligvis kan forbedres ved at investere i et endnu større solvarmeanlæg og damvarmelager. Den endelige dimensionering påkræver derfor en forøget detaljegrad af prissætningerne for de enkelte investeringer. Antages mere optimistiske forudsætninger i beregningerne, vil de optimale størrelser af solfangerareal, lagervolumen og varmepumpekapacitet være højere endnu. Et solfangerareal på 60.000 m<sup>2</sup>, kombineret med et damvarmelager på ca. 54.000 m<sup>3</sup> og et opskaleret absorptionsvarmepumpesystem vil resultere i samme varmepris som anlægget, der er beskrevet herover, hvis det forudsættes at jordarealet til placering af solfangerne kan sælges efter beregningsperiodens slutning (efter 20 år). En større solvarmedækning i fjernvarmenettet kan således vise sig at være en endnu mere fordelagtig løsning end den første optimering tilkendegiver.

## 10 Fremtidige overvejelser

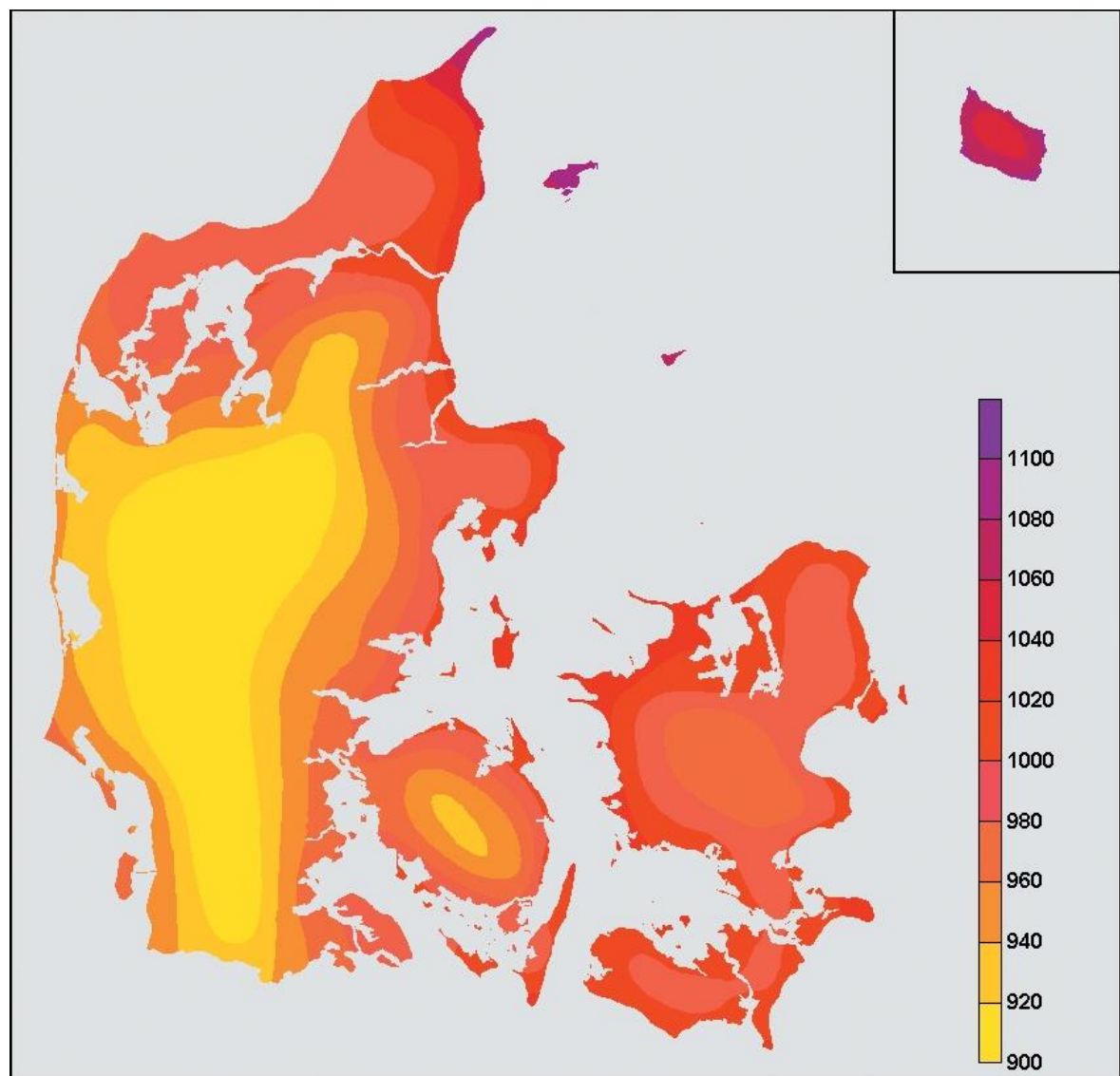
Det bemærkes at denne rapports beregninger er baseret på overslagspriser og de investeringsmæssige beløb vil kunne præciseres, hvis man indhenter konkrete tilbud på de nødvendige anlæg. Det er blevet nævnt, at man muligvis vil kunne udnytte et gammelt stenbrud til etablering af et damvarmelager. Investeringsbehov og eventuelle besparelser i denne forbindelse kræver en mere detaljeret undersøgelse af konkrete forhold.

Eftersom konklusionen indikerer at der er penge (og i øvrigt CO<sub>2</sub>) at spare ved investering i et storskala solvarmeanlæg kombineret med et damvarmelager og en varmepumpe, anbefales det at gå videre med ideen og undersøge mulighederne og priserne for realisering af anlægget og derefter opdatere beregningerne/optimeringen.

Alternative muligheder såsom en elektrisk varmepumpe som erstatning for absorptionsvarmepumpen er ikke inkluderet i nærværende rapport. Desuden kunne man som alternativ til halm undersøge muligheden for delvis anvendelse af et alternativt biobrændsel (fx træflis).

## Bilag

### Bilag 1: Danmarkskort med årlig solindstråling på vandret flade



Danmarkskort fra DMI med årlig solindstråling på en vandret flade i [kWh/m²/år].

## Bilag 2: Brugergrænseflade i simuleringsmodellen

Hovedkomponenter i TRNSYS-simuleringsmodellens brugergrænseflade. De mørkegrønne pile indikerer solfangerkredsen med solfangervæske, mens røde og blå pile indikerer hhv. høj og lav temperatur i anlæggets øvrige kredse.

### Nexø - SDHplus, WP3

PlanEnergi, November 2013 / dt

