



Co-funded by the Horizon 2020 programme
of the European Union

AVEDØRE STATIONSBY

DEL 1: SAMSPIL MELLEM ATES, SOLENERGIANLÆG OG VARMEPUMPE

DEL 2: FJERNVARME

FORELØBIG UDGAVE



COWI

AVEDØRE STATIONSBY

DEL 1: SAMSPIL MELLEM ATEs, SOLENERGIANLÆG OG VARMEPUMPE

DEL 2: FJERNVARME

PROJEKTNR.

A224152

DOKUMENTNR.

001

VERSION

01

UDGIVELSESDATO

16.03.2022

BESKRIVELSE

Rapport

UDARBEJDET

EMZI / RMH /
SEM / RBSE

KONTROLLERET

MLFR / ANS

GODKENDT

MLFR

INDHOLD

1	Introduktion	7
2	Sammenfatning	8
3	English Summary	9
4	Baggrund	12
4.1	Fjernvarmeinstallationer	13
5	Avedøre Stationsby Afd. Syd	17
5.1	Analyse og vurdering af varmeproduktionsenheder	17
5.2	Konceptanalyse + indledende screening af økonomi:	22
5.3	Samfundsøkonomi/brugerøkonomi	26
5.4	Indledende hydrogeologisk vurdering af grundvandsvarmepumpe	29
5.5	Skitsering af måle og reguleringsprincipper	33
6	Appendiks	35
6.1	Konceptanalyse af 5 forsyningsalternativer	35

1 Introduktion

Denne rapport er udført i regi af Avedøre Green City projektet, som støttes af EU under ELENA programmet.

I ELENA er målet at tilvejebringe grundlag for investeringer i projekter der fremmer energieffektivisering og nedbringer CO₂ emissioner og andre negative miljøpåvirkninger.

Som et delelement i dette arbejde har COWI fået til opgave at foretage indledende vurderinger af energisystemer baseret på lokale ressourcer som solenergianlæg og varmepumper med ATES anlæg og samspil med eksisterende fjernvarme.

I denne rapport præsenteres hovedresultater af disse vurderinger. Arbejdet spiller sammen med andre undersøgelser, som ser på energimærkning og mulige energieffektiviseringstiltag i bygningerne.

Rapporten for Del 1 & 2 vedrører alene bydelen Avedøre Stationsby.

2 Sammenfatning

I rapporten beskrives resultaterne af en række delundersøgelser. I hovedtræk viser undersøgelserne at det er interessant at fokusere på Afd. Syd som fremover vil blive forsynet med lavtemperatur fjernvarme med 60°C fremløb. Dette betyder at der vil blive installeret en eller flere blandesløjfer, hvor en varmepumpe med fordel kan sluttes til. Varmepumpen kan hente varme fra grundvand ca. 0,5-1 MW, et planlagt datacenter 0,2 MW? og fra afkastluft i etagehusene i Afd. Syd 0,3 MW (hvis der ikke etableres balanceret ventilation med varmegenvinding i etagehusene) eller evt. fra ude-luft med en luftkøler, som dog har til ulempe at den støjer.

I projektet har grundvandsvarmepumpen haft højest prioritet, og indledende simuleringer ser lovende ud. Næste trin er en dialog med kommunen om myndighedskrav og mulighed for at undgå hydraulisk og termisk reversering. Dernæst anbefales det at udføre en prøveboring, for at verificere mægtigheden af vandreservoiret og afstemme den hydrogeologiske model.

Strøm til varmepumpe og forbrugerne kan for en stor del dækkes af solceller på bebyggelsens tagflader, hvor der på Afd. Syd's etageboliger kan placeres ca. 8000 m². Målerprincippet bør i så fald ændres så bebyggelsen afregner på én hoved-afregningsmåler og således at bebyggelsen nedtager eksisterende individuelle afregningsmålere og etablerer egne fordelingsmålere til lejlighederne. Fordelingen internt kan etableres forholdsvis nemt da Afd. Syd. ligger samlet på en stor-matrikel. Solcellerne kan også indgå i etablering af et borgerenergifællesskab (CEC) og herved måske undgå måler udskiftning, men vurdering heraf er uden for nærværende opgaves opdrag.

3 English Summary

In the EU supported ELENA project for Avedøre Green City work has been performed concerning Technical studies and analysis of DH (District Heating), supply options.

This report describes the results and status of this work divided into the following tasks:

T2.1 Simulation model of DH supply system

The annual heat demand from DH grid is estimated at 39.5 GWh for a standard year before grid loss. The heat loss from main heat exchanger to the buildings is estimated to 7%. The energy for heating domestic hot water is estimated to 15%. On top comes a high heat loss for the internal distribution pipes behind the meter using a 5-pipe system and long distribution pipe length between heating centrals and the rowhouses that are supplied with DHW from central side. Before the retrofit the flow temperature was about 90°C and the return temperature on the local DH grid is 44-53°C depending on time of the year.

The peak demand in the buildings is from the model estimated at about 15 MW.

T2.2 Evaluation of Hvidovre High School as producer

The location of heat pump and ATES may be located at Hvidovre High School (gymnasium) as well. The heat pump can be installed in the basement. The peak demand of Hvidovre High School is however only 0.26 MW with a yearly energy demand of some 770 MWh. This is very low and implies a need for supply of energy to neighboring buildings e.g. Store Hus on their internal shunt. This increases the energy need to about 5600 MWh. It is planned to build a Sports Centre adjacent to the High School which can increase the local demand in the future. Store Hus suffers from high return temperature on the heating system which is problematic when coupled to a heat pump. The existing solar collector plant on Store Hus is not performing well and it is not recommended to integrate them.

Based on these facts it was decided to prioritize Dept. South as location for the heat pump as the energy demand is higher and the return temperature is about 30°C.

In the longer run based on experience from this ATES plant it can be evaluated if another plant should be established when and if the planned Sports Centre is being realized.

T2.3 Principles for metering and monitoring

Before retrofit the heat consumption was divided to the consumers based on area of apartment. This should be changed to metering with heat allocators and water meters in the multi apartment houses and energy meters in the terraced houses. Hereby an incitement for reducing room temperature and reduction of (hot) water consumption will be created.

For the heat pump it is important that the electricity supply is delivered from the grid to the meter of an energy central operated by the DH utility as the utility buy electricity with-out energy-taxation in contrary to the building owner. When electricity from PV solar panels is available from the local buildings this can be used directly.

T1.1 Definition of roof areas suitable for PVT/PV

Location of PVT/PV is especially relevant for Dept. South as roof renovation of the multi-apartment blocks is foreseen to be relevant as part of the master plan. The project shows about 8.600 m² of solar panel can be installed on the south and on roof surfaces facing east west and south. Dept. South was given priority as the heat is planned on this plot and because Dept north already has installed solar panels, and here they do not expect to revisit roof renovations.

Further it can be considered to expand with PV on part of the flat roof of the High School (1.000 m²) and of course on the terraced houses.

T1.2 Optimising of ATES Heat pump system

It makes good sense to become a co-producer (prosumer) as the DH supply is lacking capacity to convert n-gas heated houses to connect to DH. An option at Stationsbyen studied is a ground source heat pump.

The criteria are that it must be economical compared with the central supply, and therefore many operation hours must be achieved i.e. the heat pump must not be oversized. Therefor a 0.5 MW heat pump, based om pumped groundwater flow of about 50 m³/h, is considered to be an optimal size.

Further we consider electricity during summer days come from PV power in surplus - this helps the feasibility. The result of the pre-investigations shows that this seems to be techno-/economical feasible

Storing energy in an ATES system makes sense only if there is free surplus heat that must be led to heat sink, which can be used for thermal balancing. But in the actual case it is not recommended to work with thermal or hydraulic balancing unless required by authorities for justified reasons. This is because first simulations show that probably the reservoir will only be lowered in temperature for a few degrees over the lifespan and it does not have any negative impact for deep wells as considered here in 50-80 m depth, where it does not affect any drinking water interests.

T1.3 Interaction with existing buildings

The interaction with the building is best achieved by adding the heat pump in a mixing point where the 90°C DH is mixed down to 65°C by recirculation of return water of about 35°C. This can be done for Dept. South. Hereby the heat pump heats up to 60°C during summer, where the heat pump can cover most of the heating demand in Dept. South which during summer has an average heat demand of about 0.5 MW. During winter the heat pump need only to heat up water to say 45°C - this increases the coefficient of performance (COP).

If regeneration is needed, then the exhaust air from ventilation systems can be used by adding recovery coils in the attics – this constitutes for about 300 kW I Dept. South. Further cooling of a data center may be connected which can add additional regeneration heat. Finally, PVT panels or an air-cooler can be used to regenerate the ATES if required.

T1.4 Economic consequences / evaluation

The economic pre-assessment of the ground water heat pump combined with 5000 m² PV solar panels has been performed. It shows that heat from can be delivered at about 45.6 € per MWh excl. VAT, which lower that the present cost of 57.7 e per MWh excl. VAT for continued District Heating (the calculation was performed before the present global escalation of energy cost).

Further it was found that this renewable co-production system could reduce the use of District Heating for Dept. South by 25% demanding an estimated investment excluding VAT of 2.34 mio. € in capital cost, resulting a simple pay-back period of about 7 years.

4 Baggrund

I fremtiden forventes det at varme til rumopvarmning og varmt brugsvand bliver produceret mere lokalt for at udnytte vedvarende energikilder, også i fjernvarmeforsynede områder. I VEKS's forsyningsområde har Hvidovre Kommune således fået tilladelse til at producere op til 15% af deres samlede varmekonsum i fjernvarmeforsynede områder fra lokale energikilder. Det giver VEKS en højere kapacitet og mulighed for at udvide deres leverance til gaskonverterede kunder og udvide deres forsyningsområde.

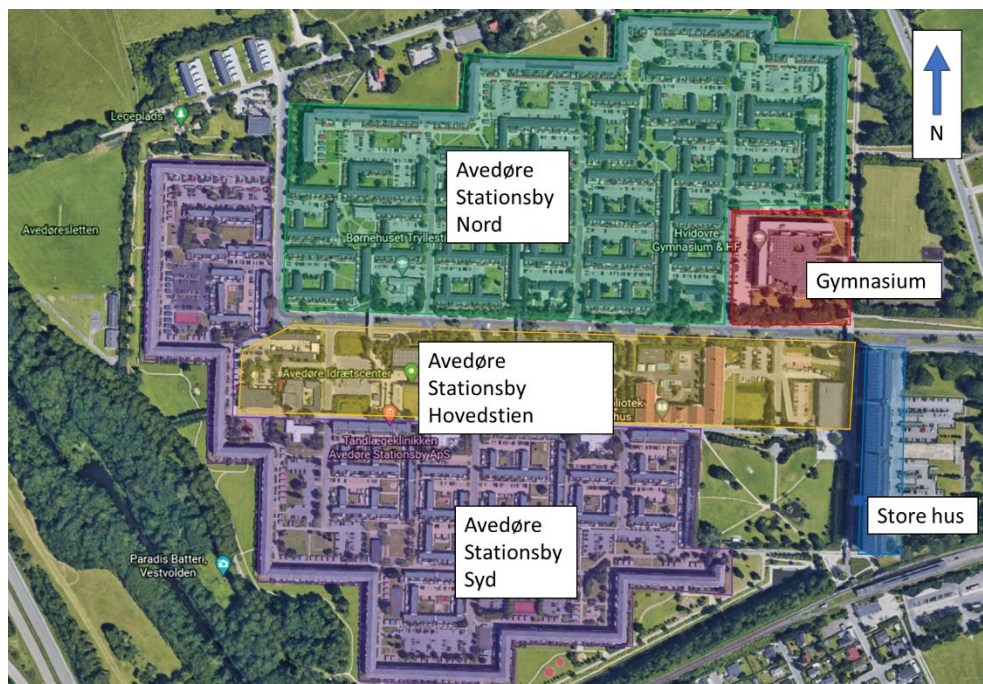
Udnyttelsen af lokale energikilder skal tilføre fordele som gør det interessant for beboere og boligforeninger. Udover brugerøkonomien er det også et krav at løsningerne skal være samfundsøkonomisk interessante.

I det aktuelle område undersøges kombinationen af lavtemperaturfjernvarme med, varmepumpe, solenergi og evt. ATES (Aquifer Thermal Energy Storage) Avedøre Stationsby

Stationsbyen er opført i perioden 1972 - 1982. Samlet indeholder den 2.310 boliger, 320 enkeltværelses lejligheder, offentlige institutioner (bibliotek, skole, gymnasium, svømmehal etc.) samt butikker, og udgør således en hel bydel med alle almindelige funktioner.

Bebyggelsen er delt i områder, som vist på Figur 1:

- Stationsby Afd. Nord (grøn)
- Stationsbyen Hovedstien (gul)
- Stationsby Afd. Syd (lilla)
- Gymnasium (rød)
- Stationsbyen Store Hus (blå)

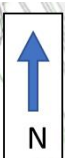


Figur 1. Oversigt af Stationsby med de forskellige bydele markeret.

I løbet af de sidste år blev bygninger i Afd. Nord lettere renoveret med nye vinduer og solceller, mens Afd. Syd i 2020-2022 fik fjernvarmesystemet renoveret med nye centraler og nye fjernvarmerør mellem etagehuse og rækkehuse. Desuden er der en helhedsplan under udarbejdelse for bygningsrenovering af Afd. Syd til udførelse over de kommende år. I forbindelse med helhedsplanen er det bl.a. tanken at etablere solcelleanlæg, evt. som PVT-anlæg, og at etablere varmegenvinding på ventilationsanlæg.

4.1 Fjernvarmeinstallationer

Figur 2 viser det nuværende fjernvarmenets hovedledninger i bebyggelsen. Varmecentralen er placeret i det nordvestlige hjørne og leverer varme til hele området igennem hovedledninger. I etagebygninger er der installeret varmecentraler, der producerer varmtvand og leverer varme til alle bygninger. Der er fremført 5 rør (rumvarme frem og retur, varmtvand frem og cirkulation og koldt vand) mellem etagebygninger og rækkehusene, hvilket medfører et højt varmetab i ledningerne.



Figur 2. Eksisterende hovedledninger for fjernvarmenettet i Avedøre Stationsby

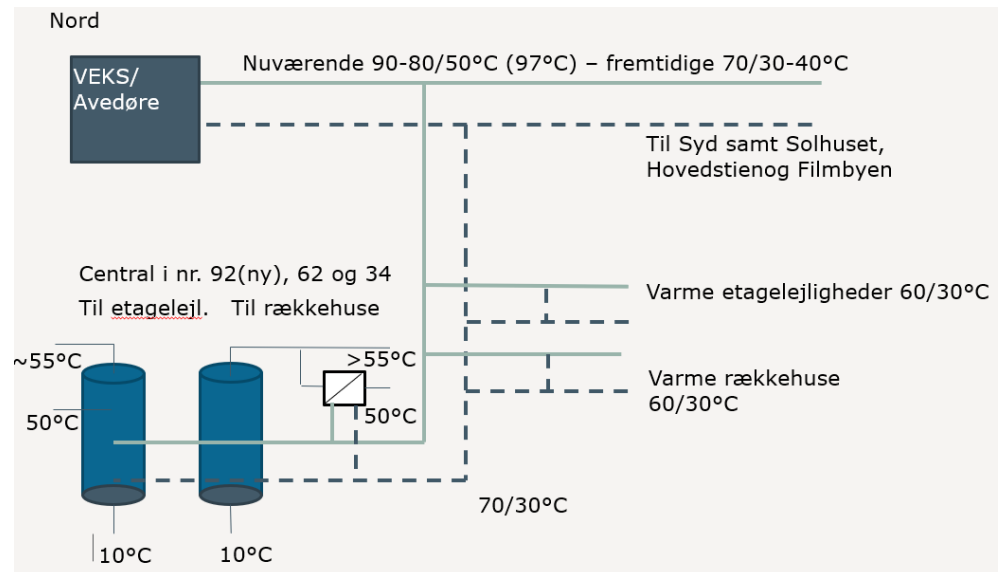
Der er varmeundercentraler (beholderrum) placeret i kældere i etageboliger med varmeveksler og varmtvandsbeholder. Fra kældere bliver varmt brugsvand og rumopvarmning fordelt direkte til bygningerne.

I dag er fremløbstemperaturen konstant omkring 90°C og returtemperaturen omkring 50°C.

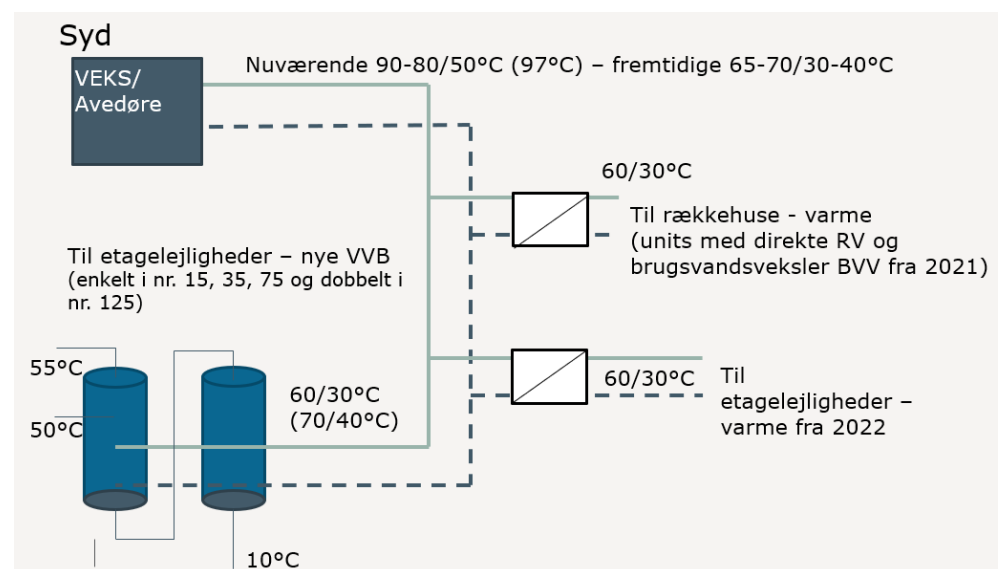
Det er planen at konverteret til lavtemperaturdrift dvs. 70/40°C i Afd. Nord (Figur 3) og at blande ned til 60/30°C i Afd. Syd (Figur 4). I hovedsystemet og hovedstien sænkes temperaturen mest muligt. Pga. et ønske om at kunne føde energi ind ved Store Hus og den mindre delta T, og generel dårlig tilstand, har projektet vist behov for at udskifte rør til større dimension på en del af strækningen langs Hovedstien.

I forbindelse med renovering af fjernvarmesystemet konverteres fra 5-rør til 3-rørs-system mellem etagehuse og rækkehuse i Afd. Syd. Rækkehusene forsynes med fjernvarmeunits til tilberedning af varmt brugsvand ved den enkelte bolig.

I boligerne ændres radiatorsystemet fra 1-strengssystem til 2-strengssystem og enkelte radiatorer øges i størrelse. Radiatortermostatventiler bliver udskiftet. Det giver for alle tre tiltag en bedre afkøling.



Figur 3. Fjernvarmesystem i Afd. Nord



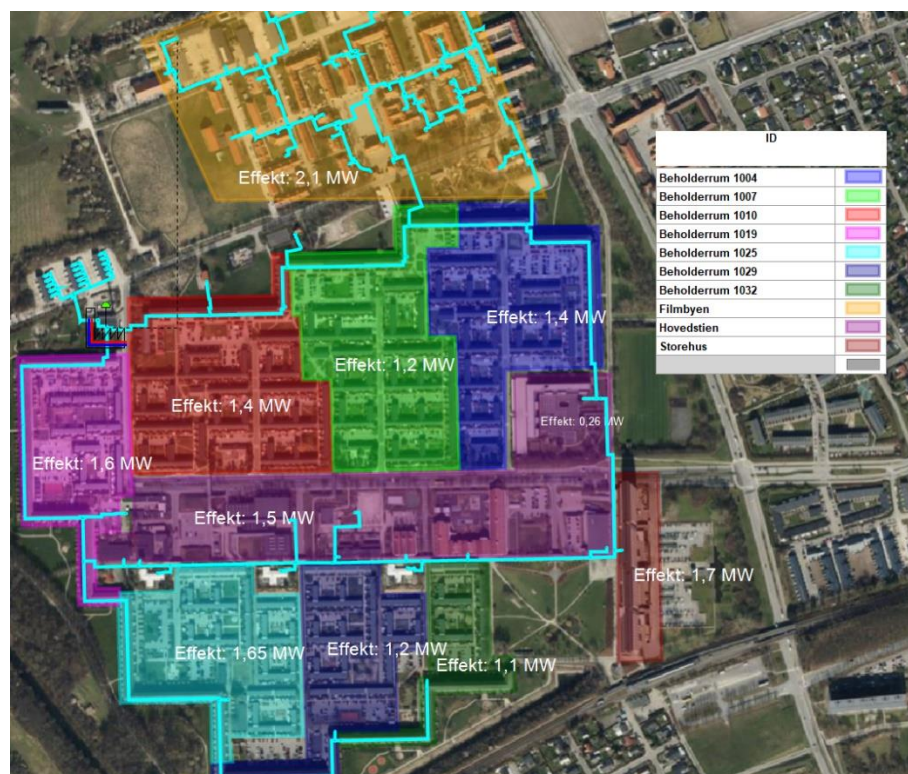
Figur 4. Fjernvarmesystem i Afd. Syd

Tabel 1 viser energiforbrug i området og beregnet effekt til hver bydel.

Tabel 1. Effekt og energiforbrug i Stationsby

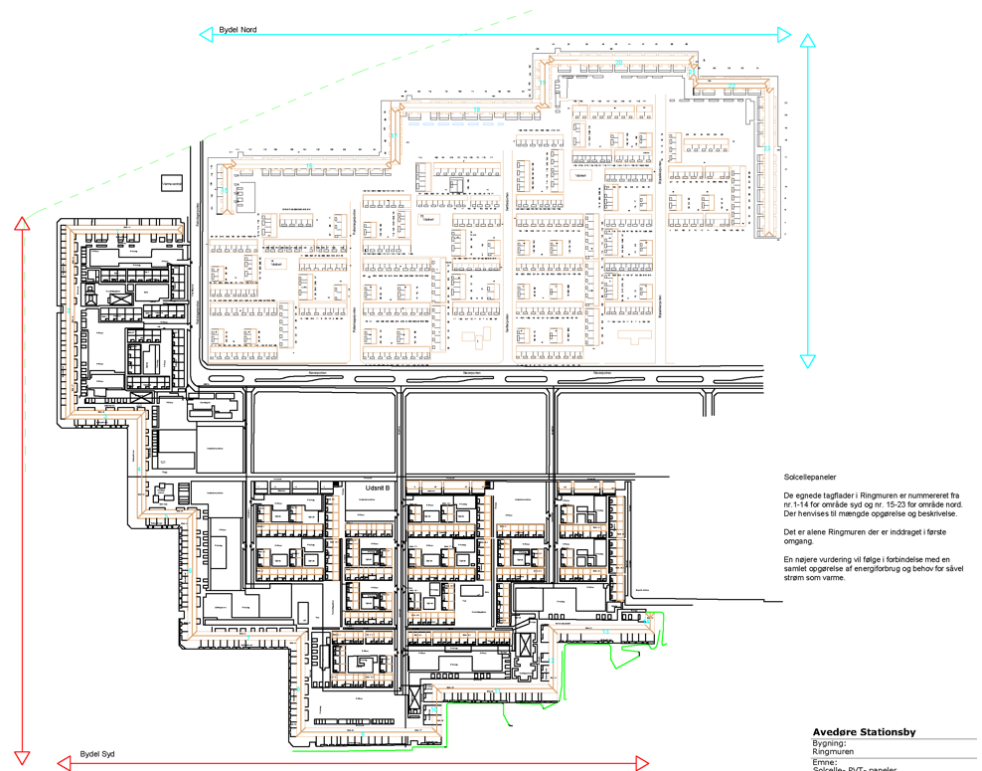
	Effekt	Årligt forbrug (GD korrigeret)
Stationsbyen Afd. Nord	4 MW	11.509 MWh
Stationsbyen Afd. Syd	5,55 MW	13.778 MWh
Store Hus	1,7 MW	4.831 MWh
Hovedstien (inkl. Gymnasium)	1,5 MW (Gymnasium 0,26 MW)	3.863 MWh
Filmbyen	2,1 MW	5.524 MWh
I alt	14,85 MW	39.505 MWh

Figur 5 viser fordelingen af effektforbrug på undercentraler i Stationsby.



5 Avedøre Stationsby Afd. Syd

I den sydlige del af Stationsby 1972-74 er der ca. 1040 lejligheder fordelt på etagebygninger og rækkehuse. Samlet boligareal er på 73.943 m² og varmekonsumet i dag er estimeret til 11.500 MWh p.a. For Stationsbyen Afd. Syd er det påtænkt at introducere et lokalt varmepumpeanlæg, der skal supplere fjernvarmeforsyningen.



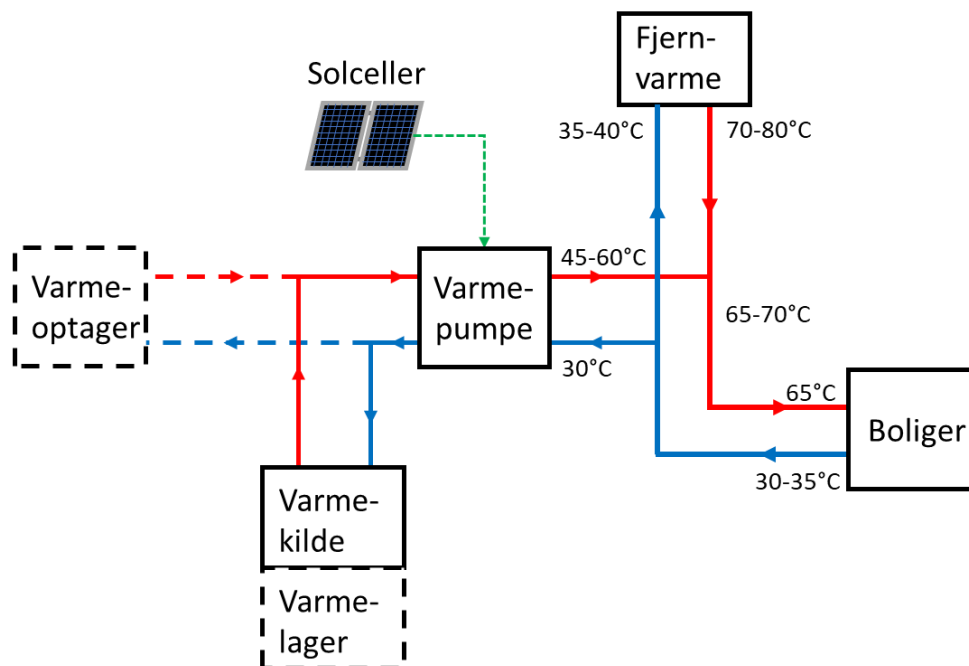
Figur 6. Oversigt over Afd. Syd.

5.1 Analyse og vurdering af varmeproduktionsenheder

Det følgende afsnit præsenterer konceptet for det nye system for at producere varme lokalt, ved at introducere en vedvarende energikilde, der vil samarbejde med fjernvarmesystem, hvor fjernvarme vil virke som hovedforsyning.

Figur 7 viser principdiagrammet for varmesystemet i den sydlige del af Stationsbyen, med et varmepumpesystem som supplerende varmekilde.

Varmepumpen benytter grundvand fra et ATES-anlæg som varmekilde og varmt vand fra varmepumpen blandes efterfølgende med vand opvarmet via fjernvarme så der kan leveres den rigtige temperatur til boligerne. Fjernvarme vil stadig være hovedforsyning til området. En ekstra varmeoptager fx. en luftkøler kan indbygges i systemet. Luft-varmeoptageren kan også benyttes til at regenerere ATES-anlægget og lagre varme i undergrunden.



Figur 7. Principdiagram for VP-ATES anlæg i Stationsbyen Afd. Syd

Det overvejes at installere en solcelleanlæg på taget i Stationsbyen Afd Syd. Solcellestrømmen kan dække en del af varmepumpens elforbrug. På den måde reduceres prisen for benyttet el, når strømmen ikke leveres til elnet, men benyttes internt i energifælleskabet.

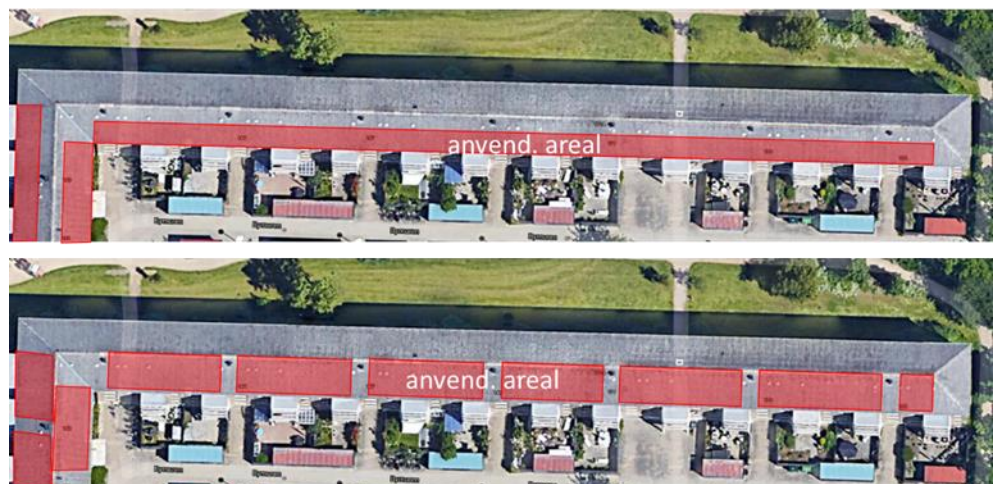
5.1.1 Solceller

På Figur 8 er solcellerne installeret øst-vest og mod syd på taget af etagebygninger. Samlet tilgængeligt solcelleareal er estimeret på ca. maks. 8.600 m². I konceptanalyser afsnit 5.2 overvejes to forskellige alternative scenarier med 5.000 m² og 8.000 m² solcelleareal. Detaljere af det forventede solceller ydelse er præsenteret i appendiks afsnit 6.1.



Figur 8. Visualisering af solceller installation på bygninger i Stationsby Syd

Figur 9 viser hvordan solceller kan installeres på taget af bygninger i Stationsbyen Afd. Syd. Det er forventet at tagene skal renoveres i forbindelse til helhedsplan, så solceller kan nemt installeres i renovering processen af tage. For at vælge konfigurationen skal overvejes om faldstamme udluftninger kan flyttes.



Figur 9. Mulige konfigurationer af solceller på tagene



Figur 10. Visualisering af solceller på tag (det kan blive nødvendigt at flytte faldstamme udluftninger).

Installation af solcelle kan også overvejes på det nærliggende gymnasium. Figur 11 viser arealet, der kan være tilgængeligt for installationen af solceller på gymnasiet, der er ca. 1.800 m² tag hvorpå der kan placeres omkring 1.000 m² solceller.

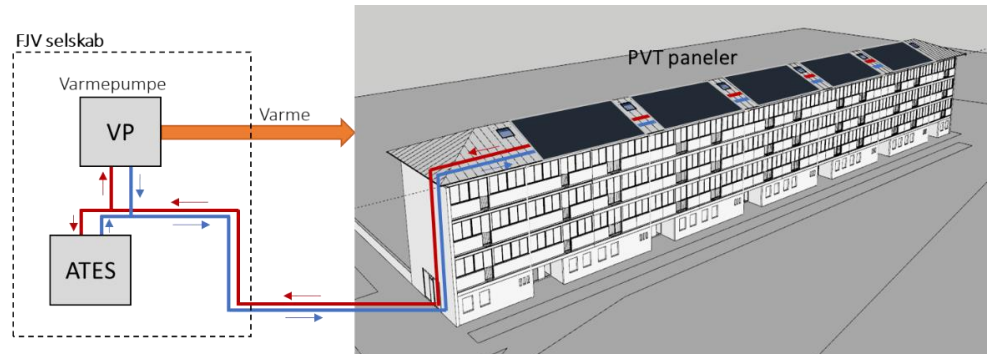


Figur 11. Muligt solcelleareal på Gymnasiet

5.1.2 Alternativer varmekilder

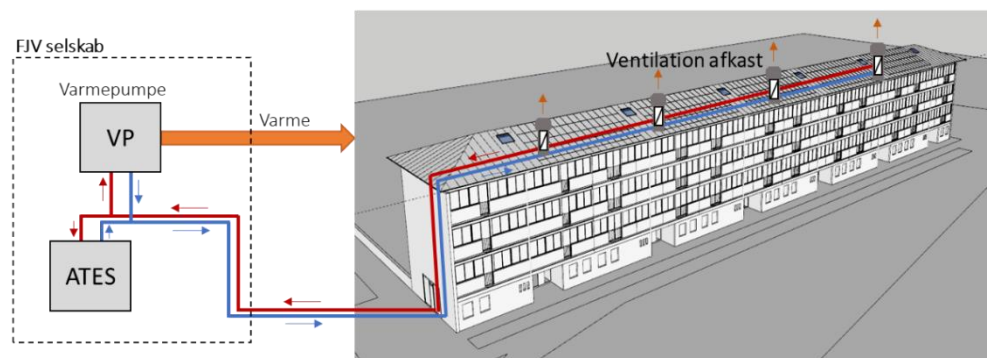
Afsnittet præsenterer muligheder for at introducere andre typer af lokale varmekilde i Stationsbyen Afd. Syd, der kan forsyne varmepumpeanlæg i samspil med ATES-anlæg. Som det var vist i afsnit 5.1.1 i forbindelse med etableringen af solcelleanlægget kan et PV(T)-anlæg etableres på taget, hvor solceller er integreret med varmeoptagere for at kombinere varme og elproduktion.

Figur 12 viser principdiagrammet for integrationen af PV(T)-paneler på bygninger og samspil med varmepumpe- og ATES-anlæg. PV(T)-panelerne vil være tilsluttet til varmepumpeanlæg igennem et rørsystem med fremløb og retur fra varmepumpen.



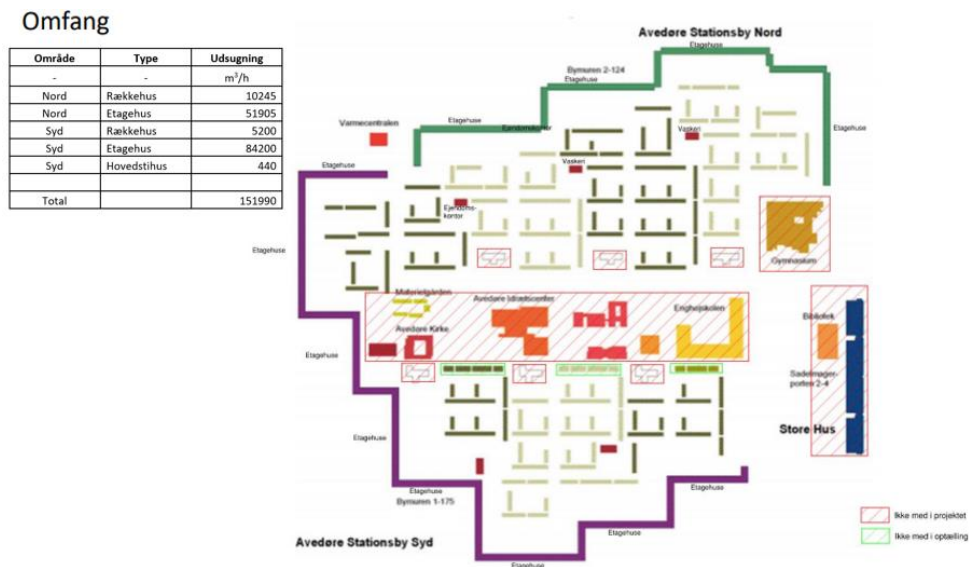
Figur 12. PVT-system

En anden løsning for at integrere lokale varmekilder er præsenteret i Figur 13. I denne tilfælde er målet at genvinde varme fra ventilations afkast. Det antages at der er konstant luftstrøm fra lejligheder der bliver kastet ud med en gennemsnitstemperatur på ca. 20-22°C. Det kan derfor installere en luft/væske veksler, der kan optage varme fra luft og levere det til varmepumpen, igennem et rørsystem.



Figur 13. Ventilation afkast varmegenvinding system

Figur 14 giver en oversigt over udsugning volumen i de forskellige bygninger i Stationsby.



Figur 14. Udsugning volumen i Stationsby

De to løsninger præsenteret i Figur 12 og Figur 13 kan også kombineres så begge anlæg leverer varme til varmepumpe- og ATEs-anlæg. Fremløbstemperaturen i brine-kredsen kan f.eks. sættes til 5°C og varme kan optages i begge systemer. Hovedrørene forventes at få en dimension på $\varnothing 120$ mm (indvending).

5.2 Konceptanalyse + indledende screening af økonomi:

Fire forskellige systemer/alternativer er analyseret for udnyttelse af lokale vedvarende energiresourcer dvs. sol og grundvand i Stationsbyen

Der er taget udgangspunkt i at forsyne Afd. Syd med lavtemperatur fjernvarme leveret fra en anlægsshunt hvor en varmepumpe tilkobles. Som reference sammenlignes med forsat leverance af traditionel fjernvarme ved 90 grader.

Jævnfør afsnit 5.1 i Figur 7 vil det nye lokale varmeproduktionssystem bidrage til varmeforbruget i Stationsbyen Afd. Syd, i samspil med det eksisterende fjernvarmenet. Det forventes at en lokal varmepumpe vil kunne dække varmetab fra rørene og næsten hele energibehovet til opvarmning af varmt brugsvand.

Introducere lokale vedvarende varmekilder vil reducere primærenergiforbrug og CO₂ udledning fra varmemeforbrug. Det påtænkes også at etablere et solcelleanlæg til at producere el, der kan bruges internt i energifællesskabet og til varmepumpen for at producere varme.

Løsningen skal være økonomisk attraktiv for brugerne, eller i hvert fald ikke dyrere end referenceløsningen. Referencen er den nuværende forsyning med traditionel fjernvarme forsyning leveret af VEKS. Introduktion af lokal varme medproduktion sammenlignes med referencen samfundsøkonomisk og i forhold til brugerøkonomi. I et efterfølgende projektforslag kan der også ses på selskabsøkonomi.

De forskellige løsninger for lokal varmeproduktion, såvel som referencen er simuleret ved brug af simuleringsprogrammet POLYSUN, hvor varmeproduktion og forbrug i området simuleres på timebasis. Simuleringerne giver også en oversigt over temperaturer i systemet og varmeproduktion fra både ATES-varmepumpe anlæg og fjernvarme, og de er baseret på en varmepumpedata fra Energy Machines. ATES står for varmelagring i grundvandsmagasinet.

De forskellige koncepter, der er undersøgt og analyseret er:

- *Fjernvarme (reference)*: Det eksisterende traditionelle fjernvarmenet benyttes 80-90/50°C.
- *Scenarie 1*: Et varmepumpeanlæg på 0,5 MW, med et ATES-anlæg med et pumpet grundvands-flow på 50 m³/h som supplerende varmekilde. Systemet leverer varmt vand til det interne fjernvarmenet og bidrager til varmeforsyningen i området.

Scenarie 1	
Varmepumpe	0,5 MW
ATES	50 m ³ /h
Solceller	- m ²
Fremløbstemperatur fra VP	45-60°C
Returtemperatur til VP	30-35°C

- *Scenarie 2*: Konceptet præsenteret i Scenarie 1 er udvidet med etableringen af solceller på bygningerne (5.000 m²). Varmepumpen med ATES anlæg vil levere en del af varmekonsumet i området, mens elektricitet fra solcelleanlæg kan benyttes til varmepumpen og internt i bebyggelsen

Scenarie 2	
Varmepumpe	0,5 MW
ATES	50 m ³ /h
Solceller	5.000 m ²
Fremløbstemperatur fra VP	45-60°C
Returtemperatur til VP	30-35°C

- *Scenarie 3*: Løsningen i Scenarie 3 omfatter etablering af en større varmepumpe på 1MW samt et ATES anlæg med et pumpet grundvands-flow på 75 m³/h, såvel som et større solcelleanlæg på bygningerne (8.000 m²). Systemet vil levere en større del af varmekonsumet i Stationsbyen Afd. Syd, men det vil kræve en større investering. Det vil endvidere være nødvendigt med en supplerende luftkøler der kan benyttes til termisk regenerering af ATES lageret.

Scenarie 3	
Varmepumpe	1 MW (2 x 0,5 MW)
ATES	75 m³/h
Solceller	8.000 m²
Fremløbstemperatur fra VP	45-60°C
Returtemperatur til VP	30-35°C

- Scenarie 4: Scenariet er baseret på det samme koncept som Scenarie 3, men i dette tilfælde er solcelleanlæg ikke etableret på bygninger. Investering bliver mindre, men elektricitet skal købes fra nettet i stedet for at være produceret lokalt.

Scenarie 4	
Varmepumpe	1 MW (2 x 0,5 MW)
ATES	75 m³/h
Solceller	- m²
Fremløbstemperatur fra VP	45-60°C
Returtemperatur til VP	30-35°C

De forskellige scenarier er beskrevet i detaljer i appendiks 6.1, hvor principdiagrammer og produktion/forbrug resultater er præsenteret.

5.2.1 Resultater af konceptanalysen

Tabel 2 giver en oversigt over konceptanalysers resultater for reference scenarie med fjernvarme og scenarier hvor det er overvejet at introducere en vedvarende varmekilde baseret på varmepumpe og ATES anlæg. Som det kan ses, har Scenarie 2 og Scenarie 3 de højeste investeringsomkostninger pga. etableringen af solcelleanlæg. Scenarie 3 har en større varmepumpe-ATES anlæg og solcelleanlæg end Scenarie 2. Det betyder at investeringsomkostninger er højere, men systemet kan dække mere varmemeforbrug i bygninger, såvel som kan det optimere elforbruget fra solcelleanlæg.

Scenarie 4 er dyrere end Scenarie 1, da en stor varmepumpe og ATES anlæg er overvejet.

Tabel 2. Resultater af konceptanalyser

	Fjern-varme	Scenarie 1 VP 0,5 MW ATES 50 m ³ /h Ingen PV	Scenarie 2 VP 0,5 MW ATES 50 m ³ /h PV 5.000 m ²	Scenarie 3 VP 1,0 MW ATES 75 m ³ /h PV 8.000 m ²	Scenarie 4 VP 1,0 MW ATES 75 m ³ /h Ingen PV
Samlet investering [DKK ekskl. Moms]	-	6.000.000	17.362.000	25.512.000	9.800.000
Dækning af varmekonsum fra FJV [%]	100%	75%	75%	60%	60%
Dækning af varmekonsum fra varmepumpe/ATES-anlæg [%]	-	25%	25%	40%	40%
VP elforbrug i pct. af samlet elforbrug [%]	-	18%	18%	25%	25%
Egetforbrug af produceret el i pct. af samlet elforbrug [%]	-	-	23%	26%	-
El-solgt til nettet i pct. af elproduktion [%]	-	-	5%	4%	-

5.3 Samfundsøkonomi/brugerøkonomi

Af dette afsnit præsenteres resultaterne af den samfundsøkonomiske og brugerøkonomiske vurdering.

Tabel 3 viser en beregning af den samfundsøkonomiske pris for levering af varme i 20 år til Stationsbyen, den samfundsøkonomiske pris for levering af el til boliger er lagt til.

Det fremgår af (Tabel 3), at scenarier med ATES anlæg uden solceller giver den laveste samfundsøkonomiske pris og at denne er lidt lavere end reference med fjernvarme. Med solceller stiger den samfundsøkonomiske pris hvilket hænger sammen med produktionsprisen for solcellestrøm på tagene af bygningerne er lidt højere end den vedtagne samfundsøkonomiske pris på el som i denne sammenhæng er på 0,54 kr./kWh. Supplerende beregninger viser at en central placering af solceller, som er billigere, vil give en positiv indflydelse på samfundsøkonomien. Det skal bemærkes at den samfundsøkonomiske på el er på vej op (marts 2022).

Tabel 3. Samfundsøkonomiskpriser for varme og el i Stationsbyen Afd. Syd.

	Reference Fjernvarme	Scenarie 1 VP 0,5 MW ATES 50 m ³ /h Ingen PV	Scenarie 2 VP 0,5 MW ATES 50 m ³ /h PV 5.000 m ²	Scenarie 3 VP 1,0 MW ATES 75 m ³ /h PV 8.000 m ²	Scenarie 4 VP 1,0 MW ATES 75 m ³ /h Ingen PV
Samfundsøkonomisk pris for levering af varme [1.000 Kr.]	63.291	62.755	66.279	65.785	63.171
Samfundsøkonomisk pris for levering af el til boliger [1.000 Kr.]	38.858	38.858	38.858	38.858	38.858
Samlet samfundsøkonomisk pris [1.000 Kr.]	102.150	105.137	101.613	104.644	102.029

Tabel 4 viser en brugerøkonomisk analyse for de samme scenarier. Analysen er lavet så den dækker både udgifter til central produktion af varme (fjernvarme og el) og el i boligerne. Det er antaget at området fungerer som et energifællesskab med fælles afregning af energi køb og salg indenfor fællesskabet. Det betyder at den el der produceres på solceller på bygningerne og evt. solceller på fællesområder kan anvendes overalt. Kun den el der ikke kan udnyttes indenfor fællesskabet sælges til nettet. Det er endvidere antaget at den el der bruges i boligerne afregnes internt til samme pris som hvis boligerne var individuelle brugere. Dette giver sig så udtryk i en beregnet lavere samlet pris for varme. Det vil også være muligt at afregne el til en lavere pris hvorved så prisen for varme vil stige.

Beregningerne her er ekskl. moms. Forudsatte energipriser og levetider fremgår af følgende tabel:

Energipriser brugt i økonomiske analyse i Tabel 4	
El i bolig til decentrale anlæg ekskl. afgift og moms	0,94 kr./kWh
El centrale anlæg, ekskl. afgift og moms	0,79 kr./kWh
Fjernvarme VEKS, ekskl. afgift og moms	0,42 kr./kWh
Intern afregningspris for el i boliger	1,76 kr./kWh
salg af el	0,25 kr./kWh
Rente	2,0%

Der er forudsat følgende levetider for komponenter i beregningen af de årlige udgifter til finansiering.

> Central varmepumpe leverance	20 år
> Øvrige installationer vedr. varmepumpe	30 år
> Bygning	30 år
> Grundvandsanlæg 50 m ³ /h inklusiv boring, installation, rør mv.	20 år
> Luftkøler til regenerering inklusiv installation mv.	30 år
> Solcelleanlæg paneler	30 år
> Solcelleanlæg inverter mv.	15 år
> Elarbejde	20 år
> Bimålere til intern afregning (4000 kr./lejlighed)	20 år
> Automatik	15 år

Tabel 4. Resultater af økonomianalyser for de forskellige scenarier, ekskl. moms.

0 0		Reference	Scenarie 1	Scenarie 2	Scenarie 3	Scenarie 4
Enhed		Fjernvarme	VP 0,5 MW ATES 50 m ³ /h Ingen PV	VP 0,5 MW ATES 50 m ³ /h PV 5.000 m ²	VP 1,0 MW ATES 75 m ³ /h PV 8.000 m ²	VP 1,0 MW ATES 75 m ³ /h Ingen PV
Leveret til opvarmning	kWh/år	8.596.000	8.596.000	8.596.000	8.596.000	8.596.000
Leveret til varmt brugsvand	kWh/år	1.881.000	1.881.000	1.881.000	1.881.000	1.881.000
Ledningstab i fjernvarmenet	kWh/år	2.506.000	0	0	0	0
Ledningstab	%	19%	15%	15%	15%	15%
Leveret supplerende fjernvarme	kWh/år	12.983.000	9.169.000	9.169.000	7.399.000	7.399.000
% fjernvarme / kedel	%	100%	75%	75%	60%	60%
Brugt el i centrale varmepumper	kWh/år	-	788.000	788.000	1.222.000	1.222.000
- COP af disse		-	4,0	4,0	4,0	4,0
Produceret el på solceller	kWh/år	-	-	1.004.000	1.612.000	-
Elforbrug i boliger	kWh/år	3.598.000	3.598.000	3.598.000	3.598.000	3.598.000
Elforbrug i alt (før solceller)	kWh/år	3.598.000	4.419.000	4.419.000	4.886.000	4.886.000
Købt el fra nettet	kWh/år	3.598.000	4.454.000	3.523.000	3.603.000	4.890.000
Solgt el til nettet	kWh/år	-	-	49.000	327.000	-
Sum af investeringer ekskl. moms		-	6.000.000	17.362.000	25.512.000	9.800.000
Driftsudgifter (ekskl. moms)						
Køb af varme	kr./år	5.452.860	3.850.980	3.850.980	3.107.580	3.107.580
Køb af el til centrale anlæg	kr./år	-	648.590	648.590	1.017.520	1.017.520
Køb af el i boliger	kr./år	6.332.480	6.394.080	4.755.520	4.074.400	6.339.520
Salg af el	kr./år	-	-	12.250	81.750	-
Udgifter til finansiering (2% 30 år)	kr./år	-	338.927	978.444	1.422.149	549.864
Drift og vedl.	kr./år	100.000	250.000	250.000	250.000	250.000
Samlede årlige udgifter	kr./år	11.885.340	11.482.577	10.471.284	9.789.899	11.264.484
Leveret energi til forbrug (varme og el), kWh/år	kWh/år	16.581.000	15.881.000	15.881.000	15.881.000	15.881.000
Enhedspris for leveret energi til boliger plus ledningstab (varme og el)	kr./kWh	0,72	0,72	0,66	0,62	0,71
Intern afregningspris for el til boliger pga. bimålere	kr./kWh	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76
Indtægter ved salg af el til boliger til denne pris	kr./år	6.332.480	6.332.480	6.332.480	6.332.480	6.332.480
Resulterende årlige udgifter til varme (samlede årlige udgifter minus salg af el til boliger)	kr./år	5.552.860	5.150.097	4.138.804	3.457.419	4.932.004
Resulterende varmepriis hvis el til beboere betales som før.	kr./kWh	0,43	0,42	0,34	0,28	0,40
Årlig besparelse pr. bolig	kr./år pr. bolig	-	392	1.376	2.038	604

Det fremgår (Tabel 4) at scenarierne med solceller (scenarie 2 og 3), som udviste højere samfundsøkonomisk pris, til gengæld giver den laveste brugerøkonomiske pris og at der her kan beregnes et økonomisk overskud for brugerne på mellem 1400 og 2000 kr./år pr. bolig. Denne besparelse er beregnet i forhold til referencen med fjernvarme.

Valget imellem scenarie 1 og 2 på den ene side og scenarie 3 og 4 på den anden side, afgøres ved at foretage en prøveboring som vil angive hvor stor en kapacitet af vand der kan opnås. Begge situationer giver en besparelse i forhold til referencen, også uden solceller.

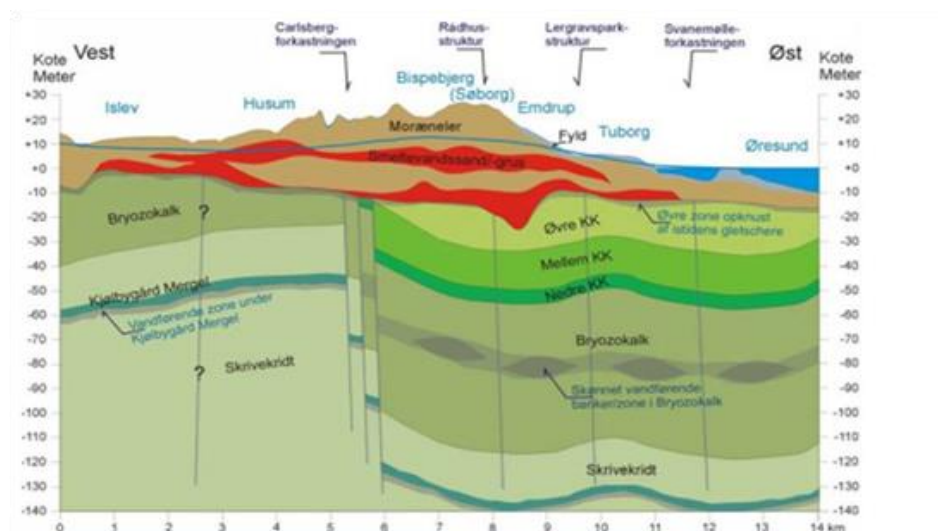
Solcellerne på bygninger er noget der installeres over en årrække og det fremgår så at den samlede økonomi så vil forbedres gradvist.

Scenarie 3 vil, hvis der er kapacitet nok i ATES anlægget, være et godt mål at stræbe efter. Med dette anlæg kan der skønsmæssigt dækkes 40% af varmekonsumet med ATES anlægget, mens de 60% er fjernvarme. Hvis der er mindre kapacitet til ATES anlæg er det scenarie 2, som er mest interessant.

Tilbagebetalingstiden for dette anlæg kan med de givne forudsætninger, fuldt udbygget, beregnes til ca. 8 år.

5.4 Indledende hydrogeologisk vurdering af grundvandsvarmepumpe

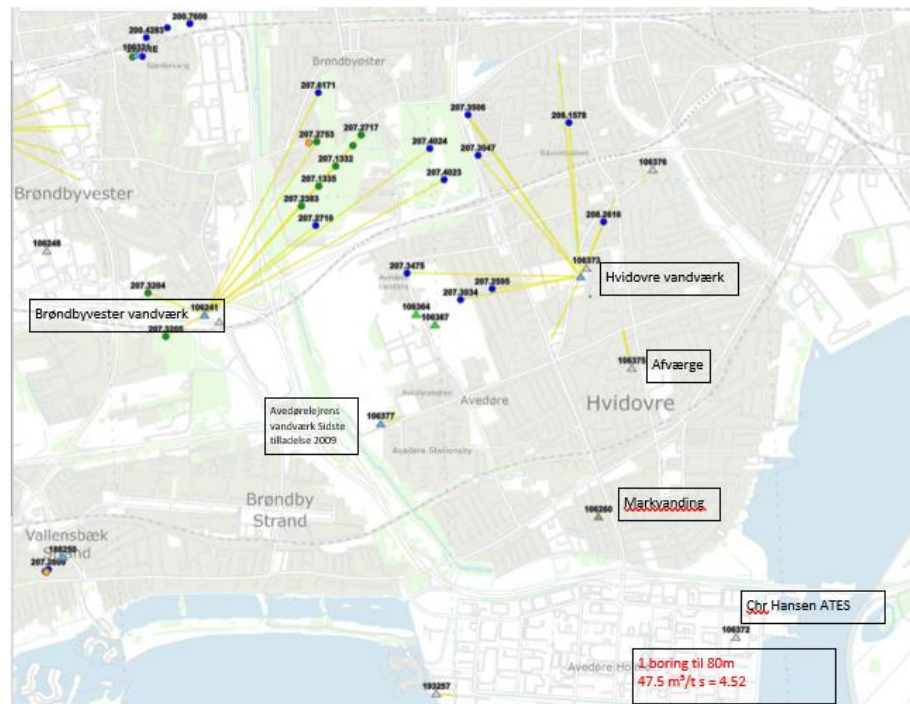
Der forligger ikke megen dokumentation for undergrundens dybere lag og vandføringsevne, men ud fra nedenstående tværsnit af geologien under København er der begrundet forventning om at der er god grundvandsforekomst i omkring 50 meters dybde.



Figur 15. Tværsnit af geologien under København

Der er vandindvindingsinteresser i området som ses af nedenstående kort. Det ses af kortet at indvindingsboringerne ligger flere km fra området ved Stationsbyen, hvor der påtænkes at etablere et grundvandsvarmepumpeanlæg.

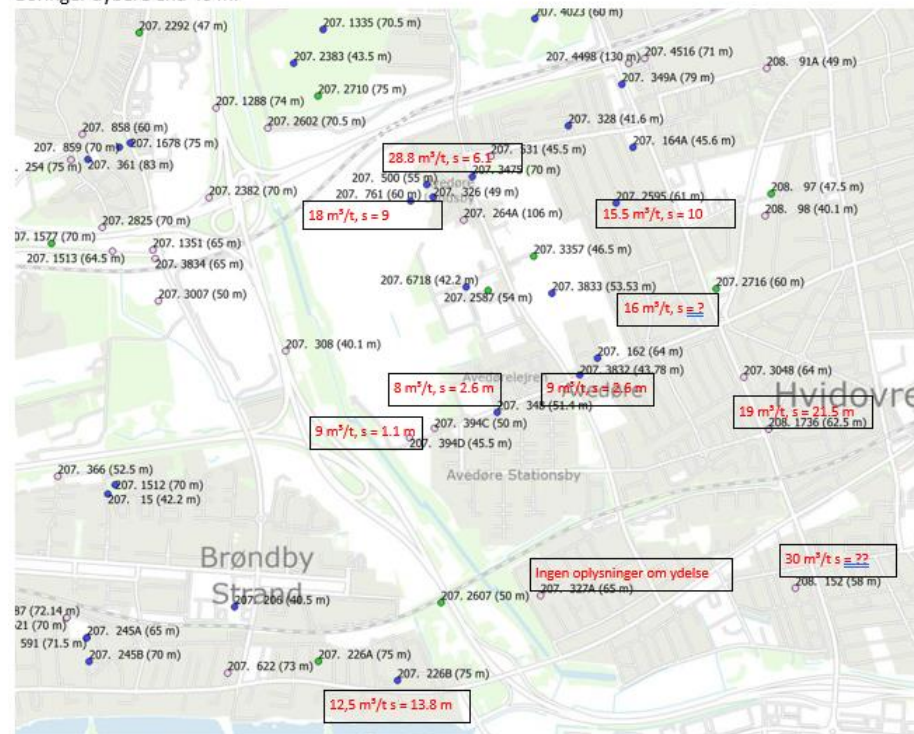
Vandindvinding fra Jupiter:



Figur 16. Indvindingsboringerne i nærheden af Stationsbyen

Ydeevnen for de boringer der er over 40 m dybe isse boringer er undersøgt og vist herunder, det ser ikke lovende ud, men hvis man borer dybere f.eks. til 80 m kan billedet ændre sig.

Boringer dybere end 40 m:



Figur 17. Ydeevnen af nærtliggende boringer med dybde over 40 m. Det ser at man nok skal dybere for at få høje ydelser.

5.4.1 Hydrogeologisk model

Der er opbygget en foreløbig model i FE-FLOW baseret på det nuværende sparsomme datagrundlag

Modellen er sat op sådan at største delen af kalken er begrænset permeabel, og her er hydraulisk ledningsevne sat sådan, at der omtrent opnås sænkninger ved pumpning i den øverste del, som det ses i Jupiter databasen for nærliggende vandværksboringer.

Der er herudover indsat et lag på 10 m i kalken, fra -40 til -50, som er mere permeabelt. Her er hydraulisk ledningsevne sat sådan, at der omtrent opnås sænkninger ved pumpning som svarer til det som er set i den bedste boring hos Chr. Hansen på Avedøre Holme.

Varmeparametre, og porøsitet for de hydrostratigrafiske lag er sat ud fra litteratur/erfaring.

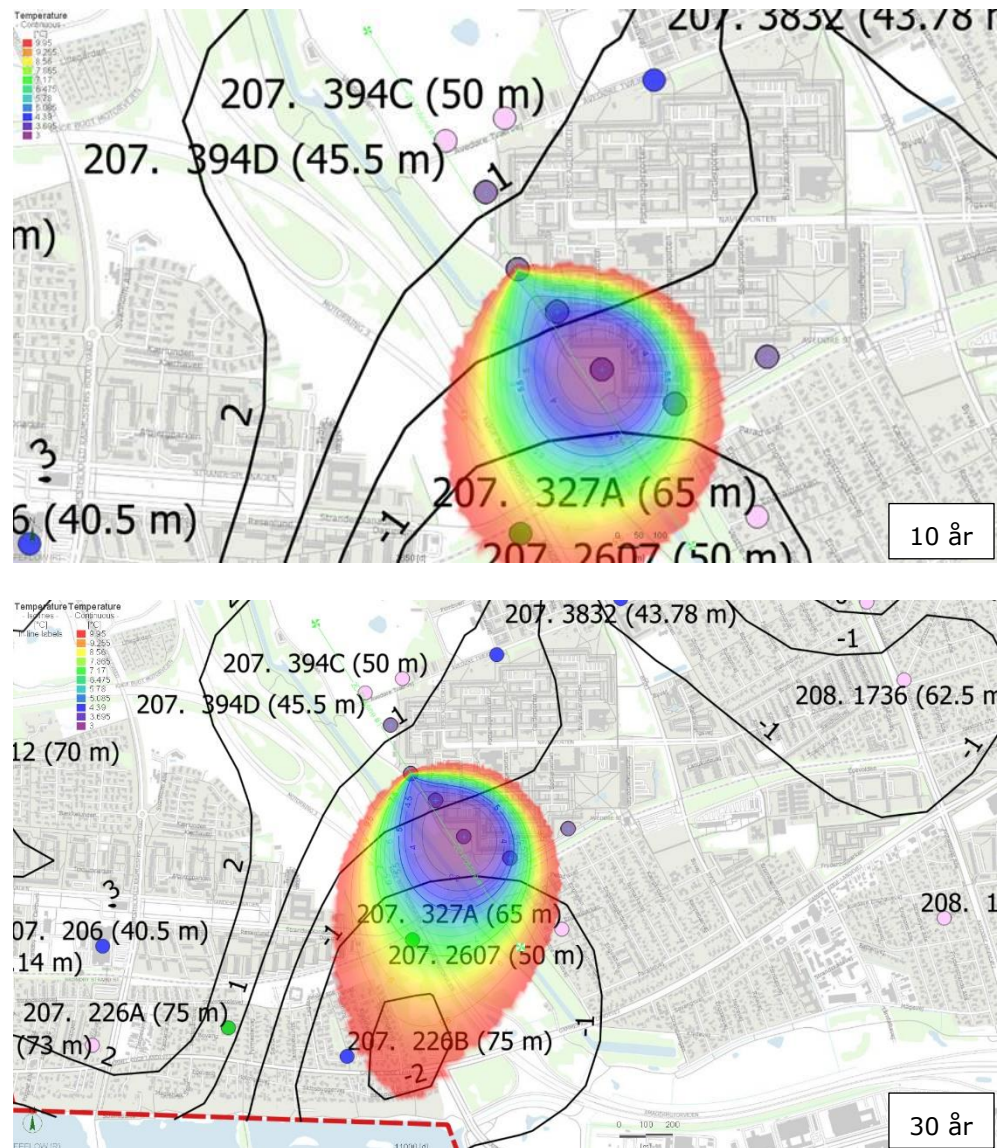
Trykniveauet er sat til 3 m på den nordlige rand og 0 m i havet. Der er omtrent taget udgangspunkt i potentialekortet for hovedstaden fra 2008. Men i virkeligheden styres gradienten i området helt af den aktuelle indvinding.

I et første scenarie har jeg helt simpelt pumpet 50 m³/t op fra en nordlig boring og injiceret det samme i en sydlig (320 m afstand).

Det antages at grundvandets temperatur naturligt er 10 grader. I det første scenarie er det injicerede vand 3 grader (man har altså taget 7 grader ud til opvarmning).

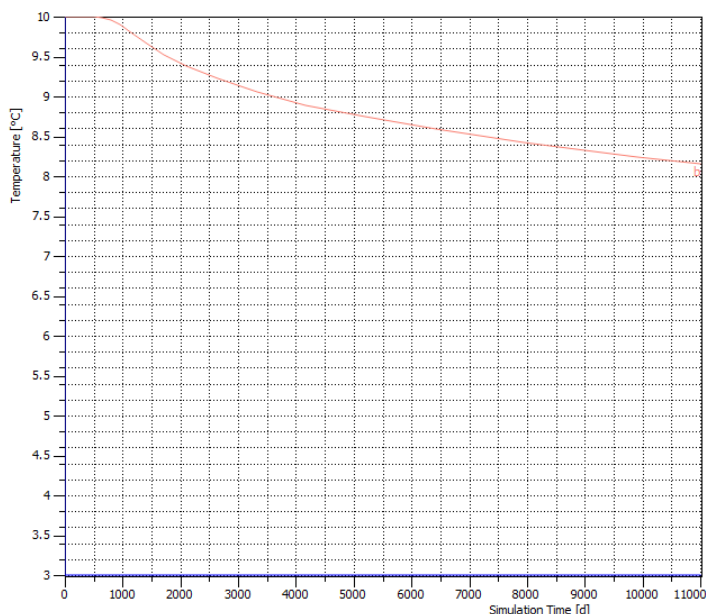
Simuleringen viser at efter omkring 2 år begynder det første kolde vand at nå den varme boring. Men temperaturen falder kun langsomt så efter 10 år er temperaturen i det oppumpede vand stadig omkring 9 grader. Ifølge simuleringen. Dette fordi største delen af det oppumpede vand stadig kommer fra andre retninger.

Følgende figurer viser temperaturen uden reversering efter 10 og 30 år.



Figur 18. Temperaturudbredelse uden reversering efter 10 år (øverst) og 30 år (nederst)

Temperaturen af det oppumpede vand falder over tid (forudsat ensartet geologi 360 grader omkring boringerne).



Figur 19. Temperatur udvikling i pumpeboring over 30 år med stor tilstrømning fra siderne
Forholdene bedres hvis der reverseres i sommerhalvåret.

Hvis det ledende lag kun er halvt så tykt, så bliver udbredelsen til siderne ca. 40% hurtigere.

Hvis en boring ikke kan give 50 m³/h så kan der etableres 2 x 2 boringer á 25 m³/h, hvor boringerne i kildepladsen placeres forholdsvis tæt f.eks. indenfor 50 m's indbyrdes afstand.

På grundlag af ovenstående anbefales det at udføre 1-2 prøveboringer til ca. 80 m's dybde og udføre prøvepumpning for at bestemme kapaciteten.

5.5 Skitsering af måle og reguleringsprincipper

Etableringen af et nyt system med lokale energiproduktion af både el af varme betyder at ny styring og måling systemer skal introduceres.

På el siden, er nuværende installationer baseret på individuelle målere i lejligheder, der er brugt til afregningen af forbruget hos beboere.

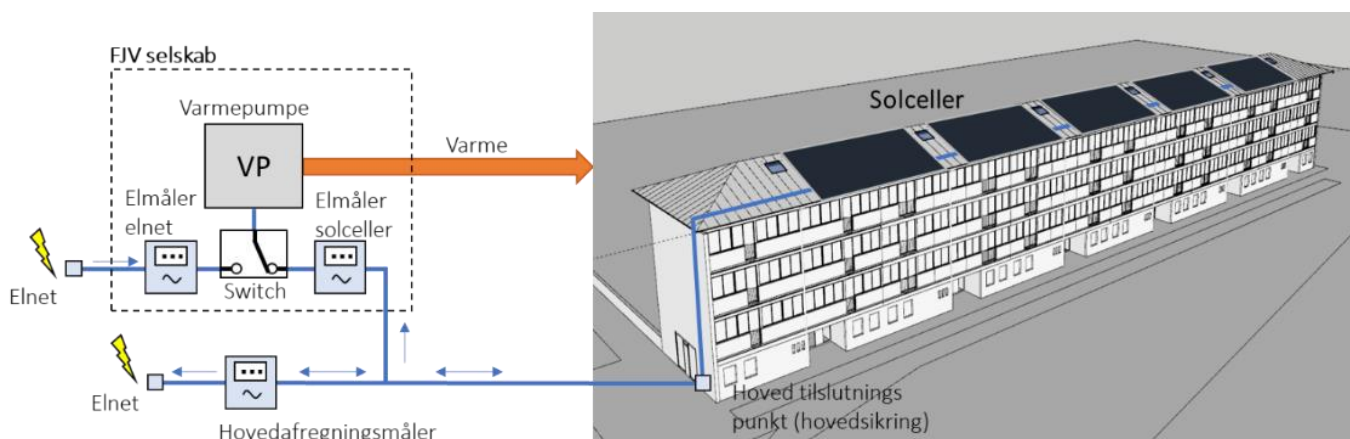
El produceret af solcelleanlæg skal prioriteres for at dække internt forbrug, og kun hvis det er overskudsproduktion kan det sælges til elnettet. På den måde kan el bruges uden at betaler afgifter, så elpris er lavere.

Det skal overvejes at installere en fælles måler til el, der deler interne forbruger og elnettet. Desuden skal el produceret af solcelleanlæg måles bag afregningsmåler og målere i lejligheder skal bruges som fordelingsmålere. Hvis hele afdeling syd er under den samme matrikel, kan el bruges internt.

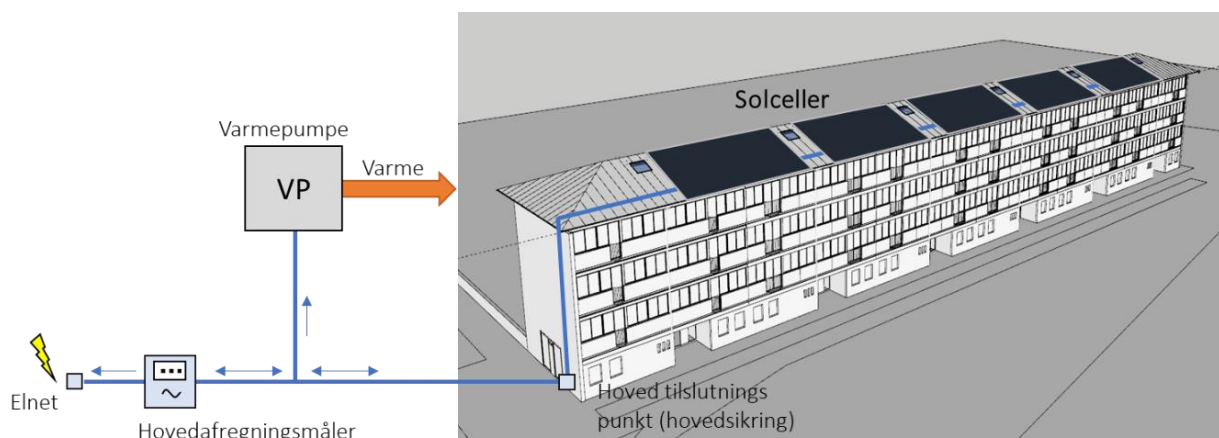
Pga. det skal varmepumpe anlæg placeres på den samme matrikel, så el kan bruges direkte fra solcelle uden at betale afgifter. Figur 20 viser måling princip i

Stationsby Syd, hvor solceller placeret på bygninger kan forsyne bygninger og varmepumpeanlæg i matriklen, og eventuelt leverer også el til elnettet, når der er el i overskud.

Når el fra solceller er tilgængeligt, kan det bruges for at køre varmepumpe, så det er muligt at producere billigt varme, der er leveret til bygninger. På den anden side, når der ikke er el fra solceller, skal el købes af elnettet. Hvis fjernvarmeselskab ejer varmepumpeanlægget, kan det købe el for at køre systemet uden at betale MOMS, derfor kan de producere billigere varme end det var boligforeningen der kører varmepumpen.



Figur 20. Måle- og reguleringsprincip i Stationsbyen Afd. Syd.



Figur 21. Måle- og reguleringsprincip i Stationsbyen Afd. Syd.

6 Appendiks

6.1 Konceptanalyse af 5 forsyningsalternativer

De følgende afsnit præsenterer detaljerne af de forskellige scenarier, der var analyseret.

6.1.1 Fjernvarme (reference)

Reference-casen er fjernvarme 90/50°C, da det er den nuværende løsning. Varme er leveret af VEKS systemet. Det er estimeret at varmetab i det internt netværk 22% af det samlede energiforbrug. Ved at reducere temperaturen i fjernvarmenet reduceres varmetab. Tabel 5 giver en oversigt over hvordan energi er delt op i bygninger mellem rumopvarmning, varmt brugsvand og varmetab. Desuden tabellen viser hvordan energi deles imellem fjernvarme system og det lokale varmepumpeanlæg. I reference casen er kun fjernvarme der leverer 100% af energiforbruget i bygninger.

Tabel 5. Energiopgørelse varme og varmepumper til fjernvarme (reference)

Energiopgørelse varme og varmepumper		
Leveret til opvarmning	kWh/år	8.596.000
Leveret til varmt brugsvand	kWh/år	1.881.000
Ledningstab i fjernvarmenet	kWh/år	2.506.000
Ledningstab	%	19,3%
Fjernvarme		
Leveret supplerende fjernvarme	kWh/år	12.983.000
% fjernvarme	%	100%
Varmepumpe		
Brugt el i centrale varmepumper	kWh/år	-
Leveret varme centrale varmepumper	kWh/år	-
COP	-	-
Grundvandsanlæg		
Energioptag fra grundvandsanlæg	kWh/år	-
Energi leveret af luftveksler til GV anlæg	kWh/år	-

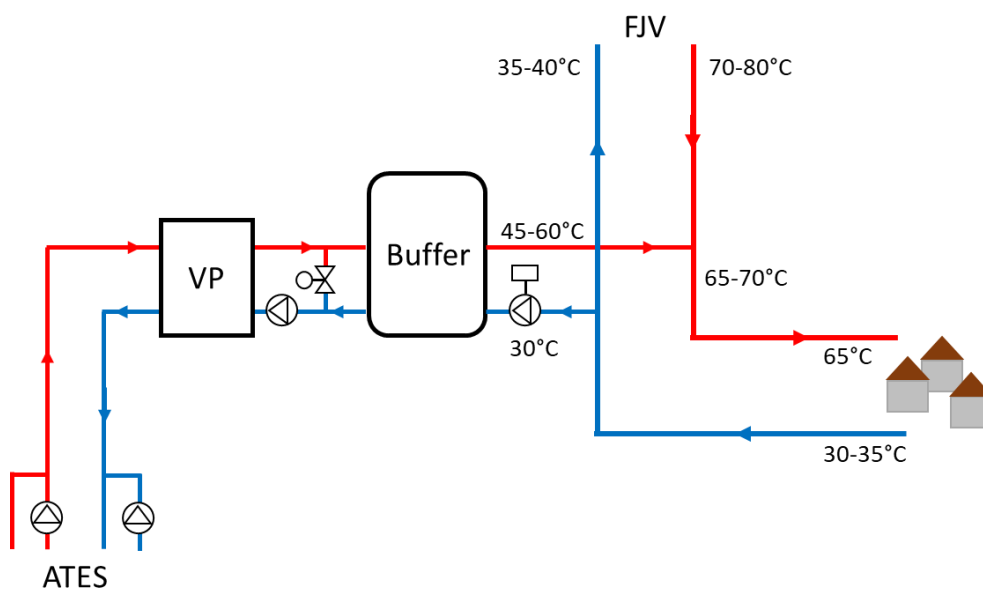
6.1.2 Scenarie 1: Varmepumpe 1 x 0,5 MW (60°C) + ATES

Det første løsning for at introducere lokale varmeproduktion, der vil samarbejde med fjernvarmenettet, består af et varmepumpeanlæg, der bruger et ATES-anlæg (Aquifer Thermal Energy Storage) som varmekilde. Kapaciteten af ATES-systemet er antaget et grundvands-flow på 50 m³/h, og det er tilsluttet til en varmepumpe på 0,5 MW. En buffertank er også medtaget i systemet. I denne løsning er der ikke medtaget solceller på bygninger. Tabel 6 giver en oversigt over anlægsdesign.

Tabel 6. Anlæg i Scenarie 1

Anlæg	
Central varmepumpe	1x 0,5 MW
Temp. central varmepumpe max	60°C
Temp. i FJV	S/V 65/75°C
Decentral varmepumpe	ingen
Solceller	ingen
Batteri	ingen
Fremløbstemperatur i bygning	65°C
Grundvands flow	50 m ³ /h
Luftveksler (tørkøler)	ingen

Figur 22 viser principdiagrammet til det første scenarie for anlægget i Stationsby Syd.



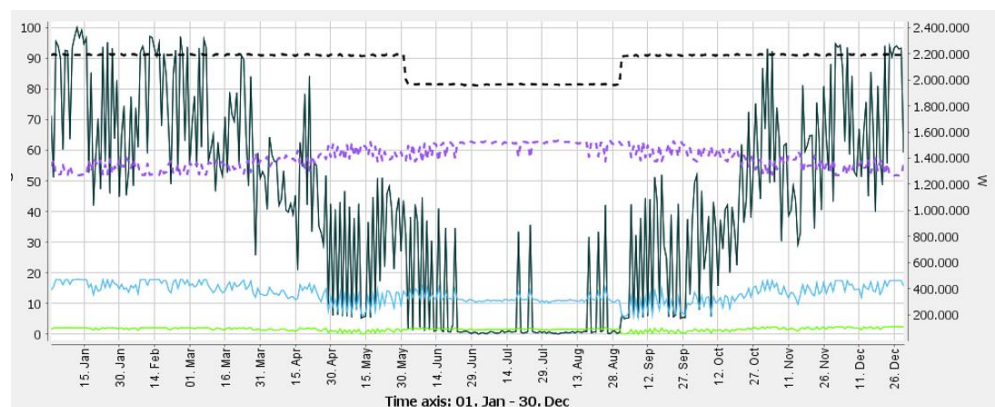
Figur 22. Principdiagram af VP-ATES anlæg i Scenarie 1

Tabel 7 viser investering omkostninger til anlægget i Scenarie 1

Tabel 7. Investering oversigt til Scenarie 1

Investering		
Central varmepumpe leverance	kr.	2.000.000
Øvrige installationer vedr. varme-pumpe	kr.	1.500.000
Bygning	kr.	500.000
Grundvandsanlæg 50 m ³ /h inklusive boring, installation rør mv.	kr.	1.500.000
Luftkøler til regenerering inklusive in-stallation mv.	kr.	-
Solcelleanlæg paneler	kr.	-
Solcelleanlæg inverter mv.	kr.	-
Elarbejde	kr.	200.000
Bimålere (4000 kr./lejlighed)	kr.	-
Automatik	kr.	300.000
SUM ekskl. moms	kr.	6.000.000
SUM inkl. moms	kr.	7.500.000

Energisystemet er modelleret i POLYSUN og simuleret med timeværdier for et års drift. Figur 23 viser en graf af temperaturer i fjernvarmenettet (frem og retur) og temperaturen i ATES-lageret. Desuden er der også vist varmekonsum dækket af heholdsvi fjernvarme og varmepumpen. Som det fremgår er der kun i kortere perioder brug for fjernvarme i sommermånederne.



Figur 23. Temperaturer og varmeproduktion for varmepumpeanlæg i Stationsbyen Afd. Syd (simulering fra POLYSUN).

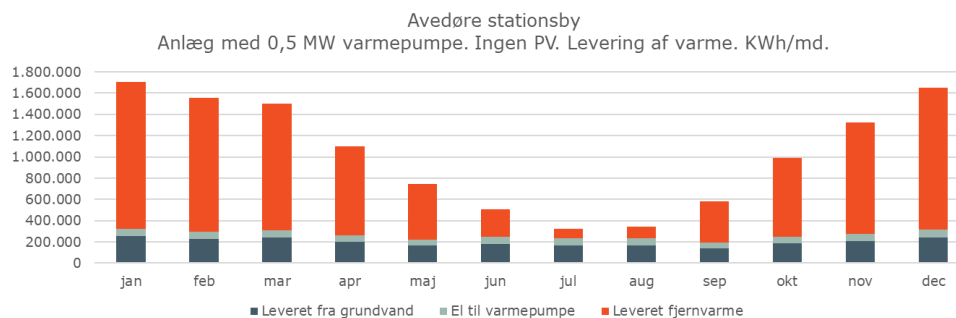
Stiplet sort linje er fjernvarmetemperaturen, °C (venstre Y-akse)

Den stiplede lilla linje er temperaturen fra varmepumpe, V (venstre Y-akse)

Den lyseblå linje er energi leveret fra varmepumpeanlægget, W (højre Y-akse).

Den sorte springende linje er energi leveret fra fjernvarme, W (højre Y-akse)

Figur 24 viser månedlige varmeproduktion i Stationsbyen Afd. Syd, hvor varmen er delvis produceret af varmepumpeanlægget og resten kommer fra fjernvarmenet. Varme fra varmepumpen er sum af energi fra grundvand og elforbrug til varmepumpen. Varmepumpen fungerer som grundlastenhed, der stort set dækker varmekonsumet til opvarmning af varmt brugsvand og nettab.



Figur 24. Månedligt energiforbrug i Stationsbyen Afd. Syd og andelen der kan dækkes med varmepumpen.

Tabel 8 giver en oversigt over energiforbrug opdelt i rumopvarmning, varmt brugsvand og varmetab. Desuden viser tabellen hvordan energiforsyningen deles imellem fjernvarmesystemet og det lokale varmepumpeanlæg, såvel som en oversigt over varmepumpens performance. I Scenarie 1 dækkes 75% af varme-forbruget af fjernvarme, mens resten er dækkes af varmepumpen.

Tabel 8. Energiopgørelse i Scenarie 1 (resultat af POLYSUN simuleringer)

Energiopgørelse varme og varmepumper		
Leveret til opvarmning	kWh/år	8.596.000
Leveret til varmt brugsvand	kWh/år	1.881.000
Ledningstab i fjernvarmenet	kWh/år	1.806.000
Ledningstab	%	14,7%
Fjernvarme		
Leveret supplerende fjernvarme	kWh/år	9.169.000
% fjernvarme / kedel	%	75%
Varmepumpe		
Brugt el i central varmepumpe	kWh/år	788.000
Leveret varme fra central varmepumpe	kWh/år	3.165.000
COP	-	4,02
Grundvandsanlæg		
Energioptag fra grundvandsanlæg	kWh/år	2.376.000
Energi leveret af luftveksler til grundvandsanlæg	kWh/år	-

Tabel 9 viser simuleringens resultater for den første løsning i forhold til elforbrug og elproduktion. Solcelleanlæg er ikke installeret i denne case, så tabellen viser hvordan energiforbruget er fordelt i Stationsbyen Afd. Syd.

Tabel 9. Elforbrug i Scenarie 1

Energiopgørelse Elforbrug		
Produceret el på solceller	kWh/år	-
Brugt el i central varmepumpe	kWh/år	788.000
Brugt el i boligvarmepumper	kWh/år	-
Brugt el som tilskud i bolig	kWh/år	-
Elforbrug i boliger	kWh/år	3.598.000
Elforbrug til grundvandsanlæg og luftveksler	kWh/år	33.000
Elforbrug i alt (før solceller)	kWh/år	4.419.000
El køb og salg mv.		
Købt el fra nettet	kWh/år	4.454.000
Solgt el til nettet	kWh/år	-
Egetforbrug af produceret el	kWh/år	-
Varmepumpens elforbrug i pct af samlet elforbrug		18%
Elkøb til varmepumpe og grundvandsanlæg	kWh/år	821.000
Elkøb til boliger	kWh/år	3.633.000

6.1.3 Scenarie 2: Varmepumpe 1 x 0,5 MW (60°C) + ATES + Solceller (5.000 m²)

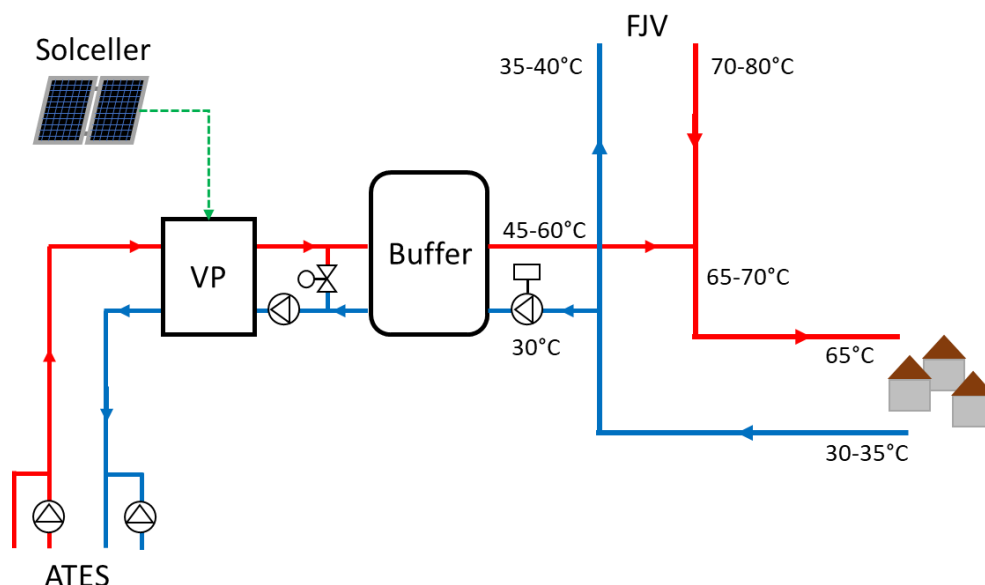
Det lokale varmeproduktionssystem præsenteret i det følgende alternativ er som beskrevet i afsnit 6.1.2 dvs. et ATES-anlæg med kontinuert pumpning af 50 m³/h, en varmepumpe på 0,5 MW. I dette tilfælde installeres også 5.000 m² solceller på bygninger. Elproduktion fra solcelleanlæg kan forsyne varmepumpen og kan bruges internt i fællesskabet, mens ekstraproduktion sælges til elnettet.

Tabel 10 viser anlægskarakteristika for Scenarie 2.

Tabel 10. Anlæg i Scenarie 2

Anlæg	
Central varmepumpe	1x Energy Machine 0,5 MW
Temp. central varmepumpe max	60°C
Temp. i FJV	S/V 65/75°C
Decentral varmepumpe	ingen
Solceller	5.000 m ²
Batteri	ingen
Fremløbstemperatur i bygning	65°C
Grundvand flow	50 m ³ /h
Luftveksler (tørkøler)	ingen

Figur 25 Principdiagram for Scenarie 2.



Figur 25. Principdiagram af VP-ATES anlæg i Scenarie 2

Tabel 11 viser investeringsomkostninger til anlægget i Scenarie 2.

Tabel 11. Investering oversigt til Scenarie 2

Investering		
Central varmepumpe leverance	kr.	2.000.000
Øvrige installationer vedr. varme-pumpe	kr.	1.500.000
Bygning	kr.	500.000
Grundvandsanlæg 50 m ³ /h inklusive boring, installation rør mv.	kr.	1.500.000
Luftkøler til regenerering inklusive installation mv.	kr.	-
Solcelleanlæg paneler	kr.	5.062.500
Solcelleanlæg inverter mv.	kr.	1.687.500
Elarbejde	kr.	700.000
Bimålere el (4000 kr./lejlighed)	kr.	4.112.000
Automatik	kr.	300.000
SUM ekskl. moms	kr.	17.362.000
SUM inkl. moms	kr.	21.702.500

Tabel 12 viser energifordelingen mellem fjernvarmesystemet og det lokale varmepumpeanlæg. Som det var præsenteret i Scenarie 1 også i Scenarie 2

dækker fjernvarmenettet 75% af varmekonsumet, mens resten er suppleret af varmepumpen.

Tabel 12. Energiopgørelse i Scenarie 2 (Resultat af POLYSUN simuleringer)

Energiopgørelse varme og varmepumper		
Leveret til opvarmning	kWh/år	8.596.000
Leveret til varmt brugsvand	kWh/år	1.881.000
Ledningstab i fjernvarmenet	kWh/år	1.806.000
Ledningstab	%	14,7%
Fjernvarme		
Leveret supplerende fjernvarme	kWh/år	9.169.000
Pct fjernvarme / spidslastkedell	%	75%
Varmepumpe		
Brugt el i central varmepumpe	kWh/år	788.000
Leveret varme fra central varmepumpe	kWh/år	3.165.000
COP	-	4,02
Grundvandsanlæg		
Energioptag fra grundvandsanlæg	kWh/år	2.376.000
Energi leveret af luftveksler til grundvandsanlæg	kWh/år	-

Tabel 13 viser resultat for elforbrug og elproduktion i Scenarie 2.

Tabel 13. Elforbrug i Scenarie 2

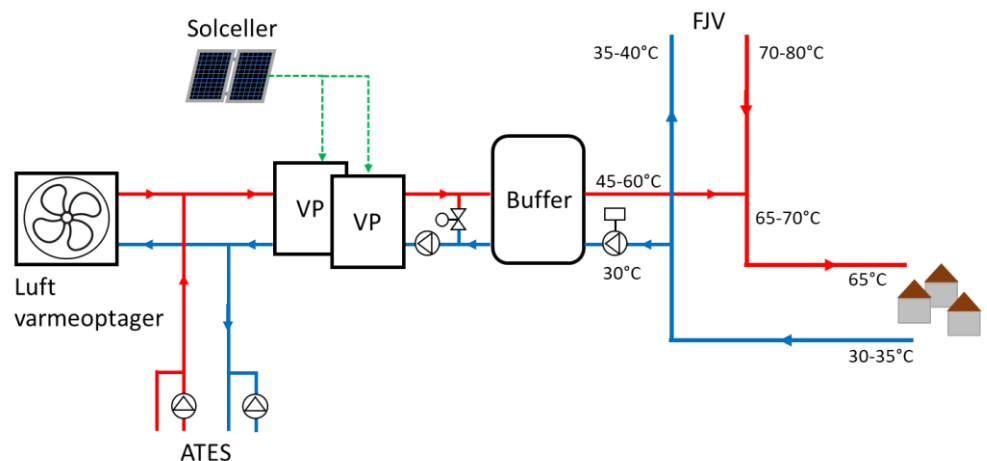
Energioppgørelse Elforbrug		
Produceret el fra solceller	kWh/år	1.004.000
Brugt el i central varmepumpe	kWh/år	788.000
Brugt el i boligvarmepumper	kWh/år	-
Brugt el som tilskud i bolig	kWh/år	-
Elforbrug i boliger	kWh/år	3.598.000
Elforbrug til grundvandsanlæg og luftveksler	kWh/år	33.000
Elforbrug i alt (før solceller)	kWh/år	4.419.000
El køb og salg mv.		
Købt el fra nettet	kWh/år	3.523.000
Solgt el til nettet	kWh/år	49.000
Egetforbrug af produceret el	kWh/år	955.000
Varmepumpens elforbrug i pct af samlet elforbrug	%	18%
Elkøb til varmepumpe og grundvandsanlæg	kWh/år	821.000
Elkøb til boliger	kWh/år	2.702.000

6.1.4 Scenarie 3: Varmepumpe 2 x 0,5 MW (60°C) + ATES 75 m³/h + Solceller (8.000 m²)

Løsningen i Scenarie 3 er baseret på de to ovennævnte løsninger, men her vurderes om et større anlæg er økonomisk mere interessant. Der anvendes et ATES anlæg på et pumpet grundvands-flow på 75 m³/h, to varmepumper på 0,5 MW og 8.000 m² solcelleanlæg. I Scenarie 3 er også medtaget en luftkøler som kan regenerere ATES-anlægget. Tabel 14 viser karakteristika til anlægget i Scenarie 3, mens Figur 26 viser principdiagrammet.

Tabel 14. Anlæg i Scenarie 3

Anlæg	
Central varmepumpe	2x Energy Machine 0,5 MW
Temperatur fra central varmepumpe max	60°C
Temp. i FJV	S/V 65/75°C
Decentral varmepumpe	ingen
Solceller	8.000 m ²
Batteri	ingen
Fremløbstemperatur i bygning	65°C
Grundvandsflow	75 m ³ /h
Luftveksler (tørkøler)	500 kW



Figur 26. Principdiagram af VP-ATES anlæg i Scenarie 3

Tabel 15 viser investering omkostninger til anlægget i Scenarie 3.

Tabel 15. Investering oversigt til Scenarie 3

Investering		
Central varmepumpe leverance	kr.	4.000.000
Øvrige installationer vedr. varme-pumpe	kr.	2.500.000
Bygning	kr.	800.000
Grundvandsanlæg 50 m ³ /h inklusive boring, installation rør mv.	kr.	2.000.000
Luftkøler til regenerering inklusive in-stallation mv.	kr.	-
Solcelleanlæg paneler	kr.	8.100.000
Solcelleanlæg inverter mv.	kr.	2.700.000
Elarbejder	kr.	1.000.000
Bi-målere el (4000 kr./lejlighed)	kr.	4.112.000
Automatik	kr.	300.000
SUM ekskl. moms	kr.	25.512.000
SUM inkl. moms	kr.	31.890.000

Tabel 16 og Tabel 17 præsenterer resultater for varmefordeling og elfordeling i Stationsbyen Afd. Syd. Tabellerne viser også hvordan energi er fordelt imellem fjernvarmesystem og det lokale varmepumpeanlæg, såvel som en oversigt over varmepumpens performance. I Scenarie 3 dækkes 60% af varmeforbruget af fjernvarme, mens resten er dækket af varmepumpen.

Tabel 16. Energiopgørelse i Scenarie 3 (Resultat af POLYSUN simuleringer)

Energiopgørelse varme og varmepumper		
Leveret til opvarmning	kWh/år	8.596.000

Leveret til varmt brugsvand	kWh/år	1.881.000
Ledningstab i fjernvarmenet	kWh/år	1.806.000
Ledningstab	%	14,7%
Fjernvarme		
Leveret supplerende fjernvarme	kWh/år	7.399.000
Pct. fjernvarme	%	60%
Varmepumpe		
Brugt el i central varmpumpe	kWh/år	1.222.000
Leveret varme fra central varmpumpe	kWh/år	4.936.000
COP	-	4,04
Grundvandsanlæg		
Energioptag fra grundvandsanlæg	kWh/år	3.713.000
Energi leveret af luftveksler til ATES grundvandsanlæg	kWh/år	2.637.000

Tabel 17. Elforbrug i Scenarie 3

Energiopgørelse Elforbrug		
Produceret el på solceller	kWh/år	1.612.000
Brugt el i centrale varmpumper	kWh/år	1.222.000
Brugt el i boligvarmpumper	kWh/år	-
Brugt el som tilskud i bolig	kWh/år	-
Elforbrug i boliger	kWh/år	3.598.000
Elforbrug til grundvandsanlæg og luftveksler	kWh/år	66.000
Elforbrug i alt (før solceller)	kWh/år	4.886.000
El køb og salg mv.		
Købt el fra nettet	kWh/år	3.603.000
Solgt el til nettet	kWh/år	327.000
Egetforbrug af produceret el	kWh/år	1.285.000
Varmepumpens elforbrug i pct af samlet elforbrug		25%
Elkøb til varmpumpe og grundvandsanlæg	kWh/år	1.288.000
Elkøb til boliger	kWh/år	2.315.000

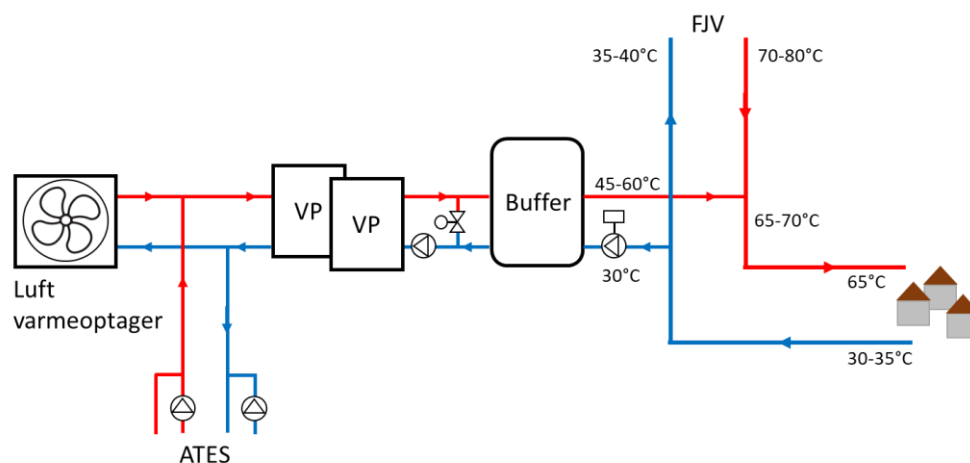
6.1.5 Scenarie 4: Varmepumpe 2 x 0,5 MW (60°C) + ATES 75 m³/h

Det sidste Scenarie 4 er baseret på den tredje version af anlægget, hvor lokalt varmeproduktionsystem er designet større end de første to løsninger, med et ATES anlæg med et pumpet grundvands-flow på 75 m³/h og to varmpumper på 0,5 MW. I Scenarie 4 er solcelleanlæg ikke med i beregningen; men ligesom i

Scenarie 3 er en luftkøler installeret i systemet for at kunne regenerere ATES-anlægget. Tabel 18 viser en oversigt over anlæggets karakteristika, mens Figur 27 viser principdiagrammet af systemet for Scenarie 4.

Tabel 18. Anlæg i Scenarie 4

Anlæg	
Central varmepumpe	2x Energy Machine 0,5 MW
Temperatur fra central varmepumpe max	60°C
Temperatur i FJV baseret varme	S/V 65/75°C
Decentral varmepumpe	ingen
Solceller	-
Batteri	ingen
Fremløbstemperatur i bygning	65°C
Grundvand flow	50 m ³ /h
Luftveksler (tørkøler)	500 kW



Figur 27. Principdiagram af VP-ATES anlæg i Scenarie 4

Tabel 19 præsenterer investering omkostninger til Scenarie 4.

Tabel 19. Investeringsoversigt for Scenarie 4

Investering		
Central varmepumpe leverance	kr.	4.000.000
Øvrige installationer vedr. varme- pumpe	kr.	2.500.000
Bygning	kr.	800.000
Grundvandsanlæg 50 m ³ /h inklusive boring, installation rør mv.	kr.	2.000.000
Luftkøler til regenerering inklusive in- stallation mv.	kr.	-
Solcelleanlæg paneler	kr.	-
Solcelleanlæg inverter mv.	kr.	-
Elarbejder	kr.	200.000
Bi-målere el (4000 kr./lejlighed)	kr.	-
Automatik	kr.	300.000
SUM ekskl. moms	kr.	9.800.000
SUM inkl. moms	kr.	12.250.000

Tabel 20 og Tabel 21 præsenterer resultater for varmfordeling og elefordeling i Stationsbyen Afd. Syd i Scenarie 4. Tabeller viser også hvordan energi er fordelt imellem fjernvarme system og det lokale varmepumpeanlæg, såvel som en hurtigt oversigt af varmepumpes performance. I Scenarie 3 dækkes 60% af varme- forbruget af fjernvarme, mens resten er suppleret af varmepumpen.

Tabel 20. Energiopgørelse i Scenarie 4 (Resultat af POLYSUN simuleringer)

Energiopgørelse varme og varmepumper		
Leveret til opvarmning	kWh/år	8.596.000
Leveret til varmt brugsvand	kWh/år	1.881.000
Ledningstab i fjernvarmenet	kWh/år	1.806.000
Ledningstab	%	14,7%
Fjernvarme		
Leveret supplerende fjernvarme	kWh/år	7.399.000
% fjernvarme / kedel	%	60%
Varmepumpe		
Brugt el i central varmepumpe	kWh/år	1.222.000
Leveret varme fra central varmepumpe	kWh/år	4.936.000
COP	-	4,04
Grundvandsanlæg		
Energioptag fra grundvandsanlæg	kWh/år	3.713.000
Energi leveret af luftveksler til grund- vandsanlæg	kWh/år	2.637.000

Tabel 21. Elforbrug i Scenarie 4

Energioppgørelse Elforbrug		
Produceret el på solceller	kWh/år	-
Brugt el i central varmepumpe	kWh/år	1.222.000
Brugt el i boligvarmepumper	kWh/år	-
Brugt el som tilskud i bolig	kWh/år	-
Elforbrug i boliger	kWh/år	3.598.000
Elforbrug til grundvandsanlæg og luft-veksler	kWh/år	66.000
Elforbrug i alt (før solceller)	kWh/år	4.886.000
El køb og salg mv.		
Købt el fra nettet	kWh/år	4.890.000
Solgt el til nettet	kWh/år	-
Egetforbrug af produceret el	kWh/år	-
Varmepumpens elforbrug i pct af samlet elforbrug	%	25%
Elkøb til varmepumpe og grundvandsanlæg	kWh/år	1.288.000
Elkøb til boliger	kWh/år	3.602.000