



Det här verket har digitaliserats vid Göteborgs universitetsbibliotek och är fritt att använda. Alla tryckta texter är OCR-tolkade till maskinläsbar text. Det betyder att du kan söka och kopiera texten från dokumentet. Vissa äldre dokument med dåligt tryck kan vara svåra att OCR-tolka korrekt vilket medför att den OCR-tolkade texten kan innehålla fel och därför bör man visuellt jämföra med verkets bilder för att avgöra vad som är riktigt.

This work has been digitized at Gothenburg University Library and is free to use. All printed texts have been OCR-processed and converted to machine readable text. This means that you can search and copy text from the document. Some early printed books are hard to OCR-process correctly and the text may contain errors, so one should always visually compare it with the images to determine what is correct.



Solvärmecentral för Högländsområdet i Örnsköldsvik

Förstudie

Nils Dafgård
Bengt Rydén
Göran Werner

| | |
|-------------------------------------|---------|
| INSTITUTET FÖR BYGGDOKUMENTATION | |
| Accnr | 80-2426 |
| Plac | ser |

V
A/N

ser

R161:1980

SOLVÄRMECENTRAL FÖR HÖGLANDSOMRÅDET
I ÖRNSKÖLDSVIK

Förstudie

Nils Dafgård
Bengt Rydén
Göran Werner

Denna rapport hänför sig till forskningsanslag
780973-3 från Statens råd för byggnadsforskning
till Örnsköldsviks kommun.

I Byggforskningsrådets rapportserie redovisar forskaren sitt anslagsprojekt. Publiceringen innebär inte att rådet tagit ställning till åsikter, slutsatser och resultat.

R161:1980

ISBN 91-540-3397-7
Statens råd för byggnadsforskning, Stockholm

LiberTryck Stockholm 1980 058347

| <u>Innehåll</u> | <u>Sid</u> | |
|-----------------|--|----|
| 0 | SAMMANFATTNING | 4 |
| 1 | INLEDNING | 7 |
| 1.1 | Bakgrund | 7 |
| 1.2 | Syfte - inriktning och avgränsning | 7 |
| 1.3 | Projektorganisation | 8 |
| 2 | OMRÅDETS FÖRUTSÄTTNINGAR BEBYGGELSEUTFORMNING | 10 |
| 2.1 | Översiktlig planering | 10 |
| 2.2 | Befintliga förhållanden | 11 |
| 2.3 | Målsättning | 12 |
| 2.4 | Planförslag | 13 |
| 2.5 | Husutformning - principer för passivt solvärmeutnyttjande | 17 |
| 2.6 | Beslutsförslag | 17 |
| 3 | UTGÅNGSPUNKTER FÖR SYSTEMLÖSNINGAR | 19 |
| 3.1 | Solfångareplacering | 19 |
| 3.2 | Värmepumpar i systemet kontra värmepanna som tillsatsenergi | 20 |
| 3.3 | Allmänt om olika typer av värme- lager | 21 |
| 3.4 | Dimensionerande effekt och energi- behov | 21 |
| 4 | SOLFÅNGARE | 23 |
| 4.1 | Val av solfångartyp | 23 |
| 4.2 | Dimensionering av solfångarnas vinkel och yta | 24 |
| 4.3 | Lagervolym - täckningsgrad | 27 |
| 4.4 | Uppställningsanordning för sol- fångare i bergsluttning | 32 |
| 5 | LAGRINGSUTRYMMEN | 39 |
| 5.1 | Bergrum, oisolerat | 39 |
| 5.2 | Isolerade stålcisterner ovan jord | 39 |
| 5.3 | Betongcistern, delvis insprängd i berg | 40 |
| 5.4 | Berggrop, isolerad | 40 |
| 5.5 | Hetvattenlagring i bergrum | 41 |
| 6 | DISTRIBUTIONSSYSTEM | 45 |
| 6.1 | Värmebehov - värmerytor | 45 |
| 6.2 | Tappvarmvattenberedning | 48 |
| 6.3 | Luftvärmare | 49 |
| 6.4 | Undercentraler | 49 |
| 7 | KOSTNADSSAMMANSTÄLLNING | 64 |
| 7.1 | Anläggningskostnader | 64 |
| | LITTERATUR OCH REFERENSER | 66 |

0 SAMMANFATTNING

Allmänt

Studierna i föreliggande rapport har syftat till att förprojektera en solvärmeanläggning, med årstidslagring av värme, för Höglandsområdet.

Utbyggnaden av Höglandsområdet föreslås ske under 5 - 10 år med 100 - 200 lägenheter per år och med trolig byggstart 1985 - 86.

Inledningsvis jämfördes förutsättningarna för olika systemlösningar och en för Höglandsområdet lämplig systemlösning valdes.

För det utvalda solvärmesystemet har sedan huvuddelarna för en solvärmeanläggning förprojekterats och kostnadsberäknats. Tyngdpunkten i arbetet har varit att dimensionera distributionssystemet, installationer och undercentraler för att dessa skall fungera med för solvärmesystemet lämpliga temperaturnivåer.

Som nämnts i programmet till ansökan om BFR-anslag har studier av bebyggelseutformningen gjorts. Dessa studier har inriktats på att anpassa bebyggelsen så att erforderligt solinfall erhålls för dels solfångare placerade på hustaken, samt dels centralt placerade solfångare. Markreservat har anvisats för centralt placerade solfångare och värmelager. Dessutom har bebyggelsen planerats för att ge en tillräcklig värmethet (exploateringsgrad) för anläggande av värmekulvert till varje undercentral.

Rapporten avslutas med en grov kostnadsbedömning där dock detaljerade studier utförts för kostnadsskillnaderna vid val av olika systemlösningar för undercentralerna beroende på temperaturnivå och värmeväxlytor.

Solvärmecentral

För solvärmecentralen i Högland har fyra typer av värmelager studerats:

- stålcistern
- betongcistern
- bergrumslager
- berggropsmagasin

För dessa fyra typer har konstruktionslösningar och kostnader studerats, dock ej i detalj. Dessutom har framhållits vilka problem som kan förekomma vid ett utförande.

Solvärmeanläggningen har dimensionerats för två ambitionsnivåer. En nivå enligt minimum ("optimum") beräknat för 750 lägenheter.

- Alternativ 1

58 procent täckningsgrad, 32 000 m³ lagervolym samt 9 500 m² solfångaryta.

- Alternativ 2

82 procent täckningsgrad, 60 000 m³ lagervolym samt 14 000 m² solfångaryta.

Nivåskillnaden mellan området högsta punkt (inklusive hushöjd) i norr och området lägsta punkt i söder är cirka 60-70 meter. Detta förhållande medför stora statiska tryck i solfångarkretsen, om solfångarna sprids ut på hustaken i området. Föreliggande rapport har i första hand inriktats på en central placering av solfångarna i områdets norra del.

Som utgångspunkt för solvärmecentralens dimensionering har valts oljepanna som tillsatseffekt när temperaturnivån är för låg på solvärmens från värmelagret.

Detta har motiverats av att man under utbyggnaden av området ändå måste anlägga en provisorisk panncentral med oljeeldning. Dessutom kommer det att krävas konventionellt producerad värme de första åren, vid tillämpning av bergrumslagring av värme, för att kompensera värmeförluster innan fortvarighet inträffat.

Distributionssystem

De alternativ som förelegat i detta projekt har varit dels undercentraler med separation mellan primär- och sekundärnät, dels undercentraler med direktkoppling av radiator- och luftvärmekretsar. Med dessa parallellkopplas en värmeväxlare för varmvattenberedning.

För en konventionell tvåstegskopplad undercentral innebär en sänkning av högsta temperaturerna på sekundärsidan att även primärsidans temperatur kan sänkas. Detta får betalas med en ökning av värmeväxlarytor.

De beräkningar som vidtagits för att bestämma lämpliga primär- respektive sekundärtemperaturer och växlarytor har givit en del intressanta resultat. Bland annat visade det sig att växlaren för tappvarmvatten blev dubbelt så stor om radiatorkretsens temperaturprogram var 50-40°C mot 60-45°C.

Den känslighet som vanliga tvåstegskopplade undercentraler visar för primärtemperaturer kring 50-60°C sommartid och med radiatorkretsen dimensionerad för 50-40 eller 55-40°C gör det fördelaktigt att trots topografin i Höglandsområdet välja direktkopplade radiator- och luftvärmekretsar.

Fördelen med detta kopplingssätt är att temperaturfallet över värmeväxlarna i undercentralerna undviks. Detta återverkar direkt på solvärmeanläggningen i och med att det distribuerade värmets kan hålla cirka 5°C lägre temperatur.

Resultaten av de här redovisade beräkningarna tyder på att det är fördelaktigt med en höjd framledningstemperatur under årets kallaste dagar (totalt cirka 400 timmar). Att förlänga perioden med högre framledningstemperatur kan störa årsverkningsgraden hos solvärme-centralen, om man som vi, avser att klara större delen (75-80 procent) av värmebehovet med enbart solvärme.

Den för nätet dimensionerande flödet infaller vid utomhustemperaturen -10°C . Utgående från sommarfallet krävs att dimensionerna ökas med cirka 10 procent för att täcka värmebehoven.

1 INLEDNING

Föreliggande rapport hänför sig till forskningsanslag nr 780973-3 från Statens råd för byggnadsforskning till Örnsköldsviks kommun.

1.1 Bakgrund

Utbyggnad av fjärrvärmesystem för den tyngre bebyggelsen i centrala Örnsköldsvik pågår. Enligt de ursprungliga planerna skall Höglandsområdet med planerade 750 lägenheter, cirka 3 kilometer norr om centrum, värmeförsörjas från en för området gemensam oljeeldad hetvattencentral. Den lokala fjärrvärmecentralen avsågs bli förlagd i områdets norra del (den tätare exploaterade).

I en motion till kommunfullmäktige den 26 januari 1978 föreslogs att möjligheterna till solvärme i området skulle utredas. I den då föreliggande dispositionsplanen hade ej hänsyn till eventuell solvärme tagits. Dispositionsplanen skulle därför ses över och omarbetas så att bebyggelsen anpassades till ett eventuellt solvärmeutnyttjande.

Det fastslogs att vid upprättande av en ny dispositionsplan skulle följande värmeförsörjningsalternativ studeras:

1. Konventionellt fjärrvärmesystem med oljeeldad hetvattencentral.
2. Solvärmesystem med solfångare på hustaken och med ett centralt placerat värmemagasin för årstidslagring.
3. Centralt placerade solfångare med ett centralt placerat värmemagasin för årstidslagring.

Det skulle även bli nödvändigt att detaljstudera planen med hänsyn till kulvertdragning, placering av solfångare och värmemagasin.

För att genomföra studierna av solvärme för Höglandsområdet ansöktes om utredningsmedel hos Statens råd för byggnadsforskning.

1.2 Syfte - inriktning och avgränsning

Studierna i föreliggande rapport har syftat till att förprojektera en solvärmeanläggning, med årstidslagring av värme, för Höglandsområdet.

Inledningsvis har förutsättningarna för olika systemlösningar jämförts och en för Höglandsområdet lämplig systemlösning har utvalts.

För det utvalda solvärmsystemet har sedan huvuddelarna för en solvärmeanläggning förprojekterats och kostnadsberäknats. Tyngdpunkten i arbetet har varit att dimensionera distributionssystemet, installationer och undercentraler för att dessa skall fungera med för solvärmsystemet lämpliga temperaturnivåer.

Denna inriktning har motiverats av att man i tidigare BFR-rapporter utrett principutformningen av de två övriga huvuddelarna i en solvärmeanläggning nämligen solfångarna och värmemagasinet. För Höglandsområdets del ställs dock speciella krav på utförandet av värmedistributionssystemet, dels på grund av stora höjdskillnader i området och dels på grund av systemets storlek.

De tekniska studierna av distributionssystem, installationer och undercentraler har till stor del baserats på jämförelser gentemot dimensionering av dessa bitar vid konventionell fjärrvärmedistribution.

Som nämnts i programmet till ansökan om BFR-anslag har studier av bebyggelseutformningen gjorts. Dessa studier har inriktats på att anpassa bebyggelsen så att erforderligt solinfall erhålls för dels solfångare placerade på hustaken, samt dels centralt placerade solfångare. Markreservat har anvisats för centralt placerade solfångare och värmelager. Dessutom har bebyggelsen studerats för att ge en tillräcklig värmtäthet (exploateringsgrad) för anläggande av värmekulvert till varje undercentral.

Det bör observeras att solvärmeanläggningen har dimensionerats för 750 lägenheter vilket är det antal som angivits i bostadsbyggnadsprogrammet. Resultatet av detaljplanestudierna visar dock på att man med fördel kan bebygga området med ytterligare cirka 250 lägenheter, alltså cirka 1000 lägenheter totalt.

Skulle det senare fastställas att området skall bebyggas med 1000 lägenheter och värmeförsörjas med solvärme så kan solvärmeanläggningen med bibehållna systemlösningar och dimensioneringsprinciper vid detaljprojekteringen uppdimensioneras för 1000 lägenheter.

Rapporten avslutas med en grov kostnadsbedömning där dock detaljerade studier utförts för kostnadsskillnaderna vid val av olika systemlösningar för undercentralerna beroende på temperaturnivå kontra värmelarytor.

1.3 Projektorganisation

Av kommunstyrelsen tillsatt arbetsgrupp, projektgrupp 5-Högland, har tilldelats ansvaret för projektledningen.

I projektledningen ingår representanter från kommunen:

Fastighetskontoret (Bengt Lindholm, projektledare)
Gatukontoret
Stadsingenjörskontoret
Energiverket
Stadsarkitektkontoret
Kansliet
i Örnsköldsviks kommun

I projektorganisationen har K-Konsult ingått där civilingenjör Sigvard Olsson tillsammans med civilingenjörerna Göran Werner och Nils Dafgård ansvarat för de tekniska och ekonomiska studierna och där arkitekt SAR Bengt Rydén utfört studier av disposition och detaljplaneutformningen för solvärmeanpassad bygelseplanering.

2 OMRÅDETS FÖRUTSÄTTNINGAR - BEBYGGELSEUTFORMNING

Som nämnts i inledningen har projektarbetet även syftat till att utforma bebyggelsen så att den anpassas till värmeförsörjning via solvärmeproducerad fjärrvärme. Som underlag för detta fordras en planskiss, som redovisar bebyggelsens täthet och gruppering, samt en redovisning av tänkta hustyper.

Nedan redovisas de för solvärmeprojektet viktigaste delarna av planstudien.

Detaljerad information om det kompletta planarbetet, planbeskrivning, uppmålade plankartor samt modell av området (1:1000) kan erhållas från K-Konsult, plansektionen i Stockholm respektive Nyköping via Bengt Rydén.

2.1 Översiktlig planering

Som underlag för planutformningen har en av Örnsköldsviks kommun upprättad dispositionsplan för Högländ - Svartby legat (daterad den 5 december 1979).

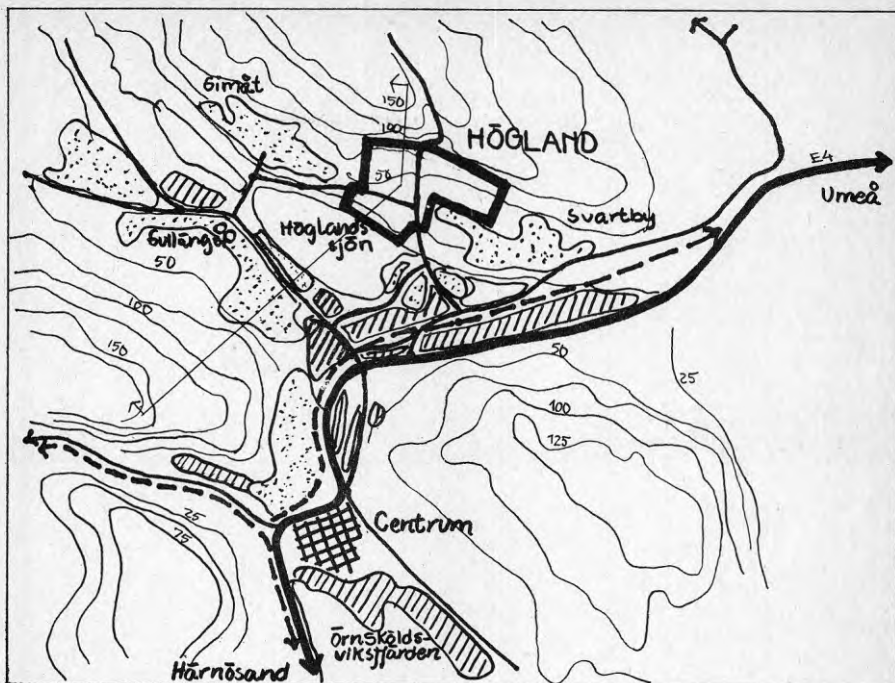
Läge, funktionssamband

Planområdet ligger cirka 3 km norr om Örnsköldsviks centrum och omfattar den oexploaterade delen mellan Gimåt och Svartby.

Högländområdet skall tillsammans med Gimåt, Svartby, Brösta och Myrsvedjan samordnas att utgöra ett stadsdelsområde och ger ett i det närmaste sammanhängande bostadsområde. Avståndet mellan ytterområdena är cirka 4 km och bebyggelsebandets största bredd är cirka 1 km.

Kommersiellt torde dock Gimåt, med redan etablerade samband med Gullänget och dessutom kortare avstånd, även i framtiden vara väl knutet till Gullänget.

I det föreslagna stadsdelsområdet finns idag cirka 2400 invånare i cirka 750 lägenheter, varav merparten i småhus.



2.2 Befintliga förhållanden

Topografi

Området ligger i en relativt brant sydsluttning ovanför Högländssjön. Genomsnittlig lutning inom bebyggelsekvarteren är cirka 1:10. I norr finns det branta Högländsberget och dess utlöpare mot öster. Centralt i området finns en mindre höjdrygg med Högländs by. Bakom denna rygg bildas en svacka som avvattnas mot öster. Från stora delar av området har man utsikt över Högländssjön och mot Örnködsviks centrum.

Vegetation

Norr delen av området utgörs av ett sammanhängande granskogsområde med i högre lägen inslag av tall. Södra delarna domineras av frisk rismark och är slitagetåliga. Söder om granskogsområdet vidtar ett öppet landskap med tidigare odlad mark. Området präglas av öppna ängsytter och lövskogsdungar och lövskogsridåer. Lövskogsridåerna förekommer främst alldeles söder om barrskogsområdet och längs dikesrenar. Ridåerna får därigenom rumsbildande effekt. Skogsbrynen och lövskogsridåerna utgör värdefulla inslag och bör tillvaratas i detaljplaneringen. Värdefulla, enstaka träd (solitärer) finns. Huvudsakligen förekommer dessa intill den befintliga bebyggelsen i områdets centrala

delar. Solitärerna bör bevaras i den planerade bebyggelsemiljön, eftersom de har stor betydelse för landskapsbilden.

Klimat

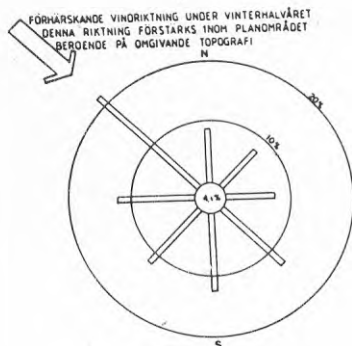
Området erbjuder, med sin relativt branta sydsluttning och med sin fria horisont från E-W, goda temperatur- och instrålningsförhållanden.

Några utpräglade kallluftssjöar finns ej inom området.



Nordost - Sydväst

Nedanstående vindros visar förhållandena vid Örn-sköldsviks flygplats 1970-1976 hela året - flack, öppen terräng.



2.3 Målsättning

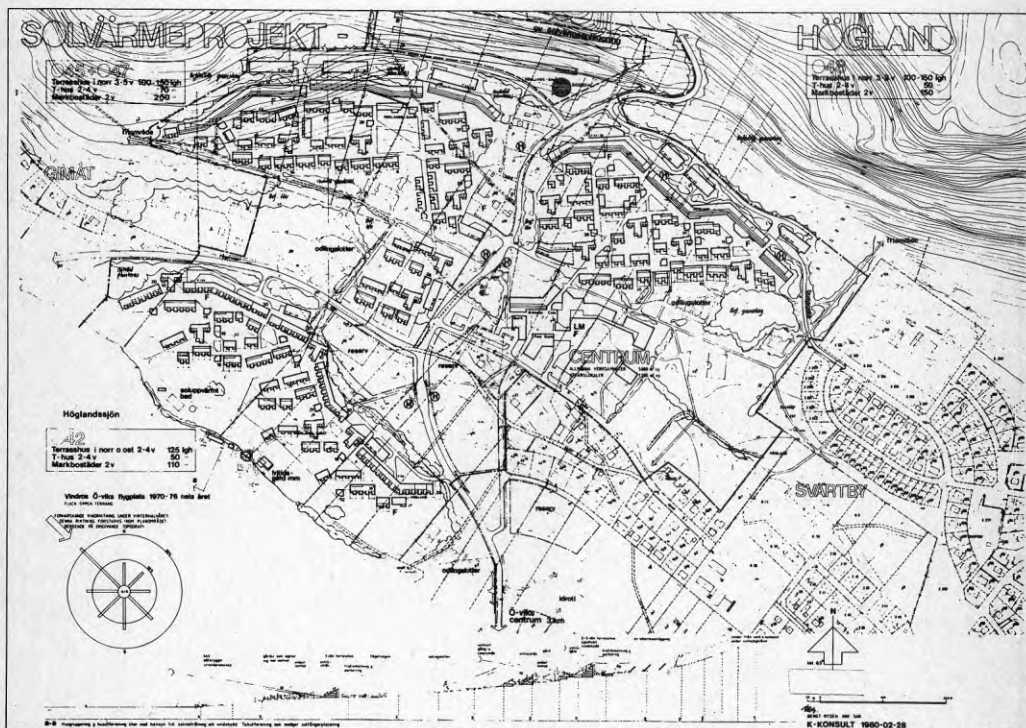
Viktiga utgångspunkter vid planutformningen har varit att

- åstadkomma en energisnål bebyggelse genom att bygga relativt tätt samt genom att tillvarata solinstrålningen som tillskottsenergi (direkt till byggnaderna).
- möjliggöra framtida energiförsörjning med solvärmeteknik genom markreservationer för solfångaranläggning och värmelager samt genom takutformning på hus som medger solfångarplacering.

- ge kollektivtrafiken en god tillgänglighet och att skapa en trafiksäker boendemiljö.
- ta vara på områdets kvaliteter och förutsättningar i form av utsikt, befintlig vegetation och bebyggelse, etc.
- skapa förutsättningar för sociala kontakter.

2.4 Planförslag

Disposition



Inom området har markreservat gjorts för en eventuell framtida lokal energiproduktion i form av solvärme.

Vid Högländssjön föreslås ett soluppvärmt stadsdelsbad, fritidsgård m m.

Inom varje bebyggelseområde, omfattande cirka 300-400 hushåll, finns alla upplåtelseformer representerade. Inom eller i direkt anslutning till varje enhet finns tillgång till förskolor, fritidslokaler samt fri- och odlingsområden.

PLANDATA

- 950 - 1 050 lägenheter
- 2 - 5-våningshus samt enstaka högre hus
- 2 375 - 2 625 invånare (2,5 invånare/lägenhet)
- flexibel lägenhetsfördelning
- kvartersexploateringstal område
 - 042 E_{KV} 0,40
 - 045 " 0,30
 - 047 " = 0,35 - 0,40
 - 048 " = 0,40 - 0,50

Bruttoexploateringstal E_{Brutto} 0,22

VÅNINGSYTOR

Bostäder (4,5 re/lägenhet) 107 000 - 118 000 m² vy

Centrumfunktioner:

affärslokaler 1 200 m² vy
allmänna lokaler 5 000 m² vy

Förskolor integrerade i
bostadsområdena 7 - 16 avd 1 400 - 3 200 m² vy

Reservområden E_{KV} 0,25 7 500 m² vy

TOTALT: 122 000 - 135 000 m² vy

AREALDISPOSITION

Kvartersmark

- bostäder 276 000 m² ty
- centrumfunktioner 55 000 m² ty
- allmänt ändamål 9 000 m² ty
- reservområden 29 000 m² ty

Allmän platsmark

- park- och naturmark,
trafikanläggningar 256 000 m² ty

SUMMA 625 000 m² ty

Tillkommer specialområden för eventuell
framtida solvärmeanläggning

Inom respektive delområdes norra del finns en randbebyggelse, bestående av 3-5 vånings terrasshus. Dessa skapar vindskydd mot kalla vintervindar från norr och nordväst, samtidigt som utsikten över Högländssjön med omgivningar tillvaratas. I övrigt består bebyggelsen av 2-vånings markbostäder, som är grupperade kring gårdar omfattande 20-50 hushåll.

Bebyggelsen hålls samman och grupperas på ett sådant sätt, att vindskydd erhålls och att solinstrålningen kan tillvaratas som tillskottsenergi. Detta innebär bl a, att husorientering sker åt söder. Vindskyddande träd- och buskridåer planteras till skydd mot kalla vindar under vinterhalvåret.

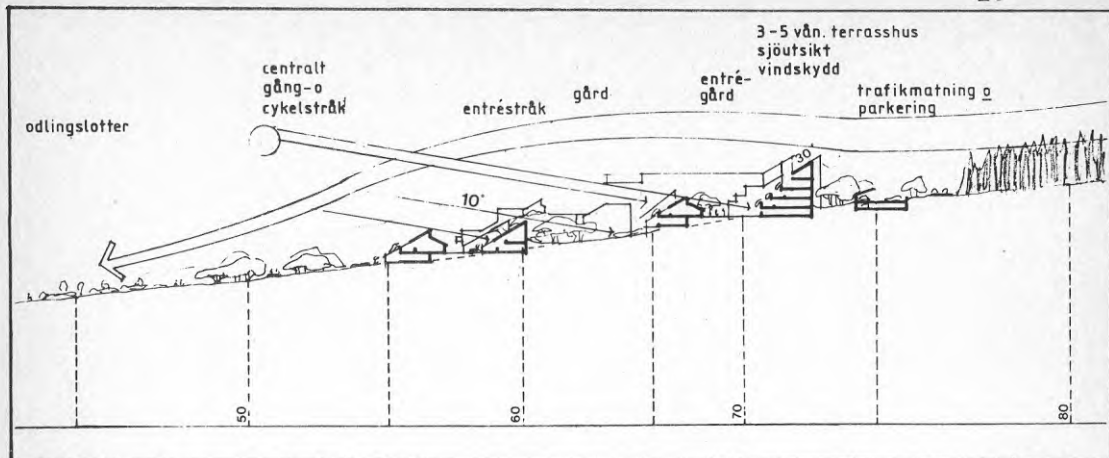
Till varje gård hör vissa gemensamma funktioner, såsom kvartersgård, tvättstuga etc. För att öka gemenskapen och sänka förvaltningskostnaderna, bör förvaltningen av det gemensamma gårdsutrymmet och lokalerna handhas av de boende själva. Samtliga upplåtelseformer kan tänkas ingå i denna minsta enhet. Detta kan dock innebära vissa förvaltningsproblem.

Etapputbyggnad

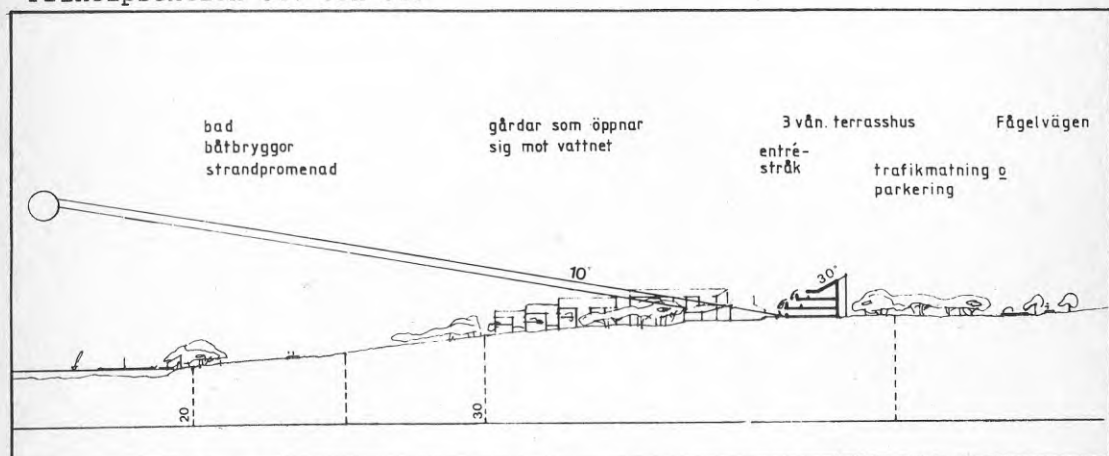
Utbyggnaden av Högländsområdet föreslås ske under 5-10 år med 100-200 lägenheter per år.

Första utbyggnadsområde blir område 042 med trolig byggstart 1985 - 86.

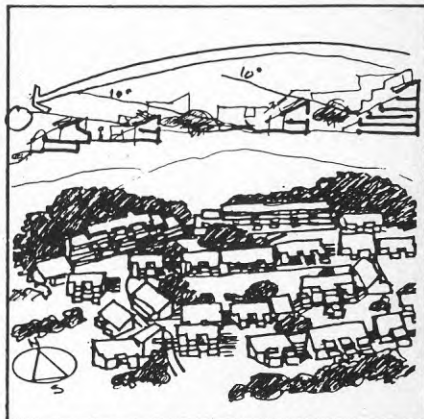
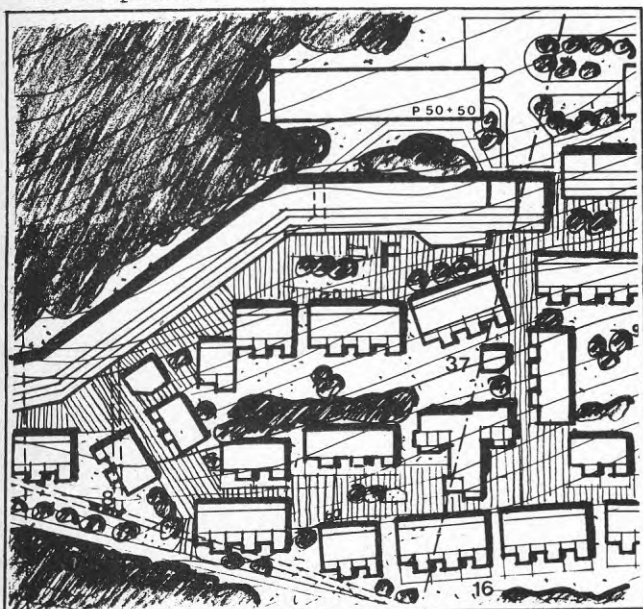
Det är av väsentlig betydelse vid utbyggnad av bostadsområdena, att även servicefunktioner och gångvägar byggs ut, inte bara inom området, utan även med anslutning till stadscentrum.



Principsektion 047 och 048



Principsektion 042



Exempel på gårdsutformning.

2.5 Husutformning - principer för passivt solvärmeutnyttjande

Genom att sänka behovet av tillförd värme i centralvärmesystemet för byggnader minskas kostnaderna för värmeförbrukningen per lägenhet. Dock bör detta göras med försiktighet så att ej det ekonomiska värmeunderlaget för värmekulvertsystemet slås bort.

Vid en sänkning av värmeunderlaget per lägenhet kan dock värmetettheten hållas konstant om en motsvarande höjning av bebyggelsetätheten sker.

En sänkning av värmebehovet kan dels göras med ökad värmeisolering och förbättrad täthet av byggnaderna, dels genom ett effektivare tillvaratagande av den direkta solinstrålningen mot fasader och fönster, s k passivt solvärmeutnyttjande. Detta sker genom att stora glasytor med en värmeackumulerande termisk massa innanför orienteras åt söder. Som en tillämpning kan nämnas konventionella växthus ihopbyggda med huskroppen.

2.6 Beslutsförslag

Mot bakgrund av bl a att förväntad lönsamhet hos en central solvärmeanläggning, först kan komma att inträffa om 10-20 år, beroende på energipris och teknikutveckling, bör följande beslut rörande områdets energiförsörjning fattas:

- Området byggt ut på ett sådant sätt, att en energisnål bebyggelse erhålls. Detta innebär, förutom den föreslagna planutformningen, att de husbyggnadstekniska åtgärder som nämns under husutformning vidtas, så att en minskning av energibehovet sker. Detta innebär att uppglasning sker åt söder och att norrfasaderna slutes, tung stomme med värmelagrande egenskaper används, samt att byggnaderna eventuellt förses med växthus åt söder (s k passiv solvärmeteknik).
- Höjning av bebyggelsetätheten, så att en täthet motsvarande det högre värdet i redovisad planutformning erhålls. Detta behövs, för att värmetettheten skall kunna ge underlag för ett centralt värmeförsörjningssystem.
- Mark reserveras för en central solvärmeanläggning norr om bebyggelsen. Uppvärmning sker med konventionell oljeeldad blockcentral, tills lönsamhet erhålls för solvärmeanläggning eller annat alternativt uppvärmningssystem.
- Husutformning sker, så att takplacering av solfångare blir möjlig som ett alternativ till friliggande.

- Förberedelser vidtas så att tappvarmvattenberedning med solfångare kan ske redan i område 042.
- Även delområde 042, som ligger som första etapp, anpassas för anslutning till den eventuella solvärmecentralen, om detta visar sig tekniskt och ekonomiskt försvarbart.

3 UTGÅNGSPUNKTER FÖR SYSTEMLÖSNINGAR

3.1 Solfångareplacering

Vid en genomgång av tidigare BFR-studier på området solvärmecentraler finner man att placeringen av solfångarpanelerna varierar. Den väsentliga skillnaden är om solfångarpanelerna placeras utspridda på hustaken i bebyggelsen eller om de placeras centralt på en plats i anslutning till bebyggelsen.

Placeras solfångarna utspridda på hustaken måste värmedistributionssystemet kompletteras med ytterligare ett eller två rör för transport av solvärmem till lagringscisternen.

Den merkostnad som detta medför kan kompenseras av att man slipper bygga stativ samt reservera mark för solfångarpanelerna.

Ur generell teknisk och ekonomisk synpunkt är det i stort sett likvärdigt med centralt respektive utspridda solfångare.

För Höglandsområdets del finns dock två argument som starkt talar för att välja centralt placerade solfångare nämligen nivåskillnaderna i området samt storleken och därmed utbyggnadstakten.

Nivåskillnaden mellan områdets högsta punkt (inklusive hushöjd) i norr och områdets lägsta punkt i söder är cirka 60-70 meter. Detta förhållande medför stora statiska tryck i solfångarkretsen. För att undvika dessa trycknivåer kan systemet delas upp i delsystem men då erfordras extra värmeväxlingssteg varvid viss del av temperaturnivån går förlorad och därmed verkningsgraden för systemet. Dessutom medför värmeväxlarna extra kostnader för systemet.

Den andra betydande faktorn är utbyggnaden för ett område av Höglands storlek (750 lägenheter), utbyggnadstakt 5-10 år. Det är idag stor osäkerhet om solvärmearläggningen kommer till utförande på grund av den idag föreliggande lönsamhetsbilden. Om beslut att solvärma Höglandsområdet ändå fattas innan utbyggnaden påbörjas kan av kostnadsskäl inte årslager byggas förrän en större del av området är utbyggt. Om solfångarna skall vara placerade på hustaken måste, för att denna lösning skall vara ekonomisk, förberedande investeringar för rördragningar i kulvertar och monteringsförberedelser göras under utbyggnaden av området. Det går t ex ej (ur ekonomisk synpunkt) att i efterhand när området är utbyggt besluta sig för att bygga en solvärmecentral med solfångare på hustaken och då gräva upp kulvertar samt gå in i huskonstruktionen för att dra de extra rörledningarna som erfordras för värmetransport mellan solfångare och värmemagasin.

Väljer man istället att placera solfångarna centralt kan solvärmearläggningen byggas efter det att utbyggnaden av området är klar och eventuellt lönsamheten

för en solvärmeanläggning blivit gynnsammare. De förberedande åtgärder som då erfordras under utbyggnaden av bebyggelsen är dels en anpassning av värmedistributionssystemet för lågtemperaturteknik samt markreservat för solfångare och värmelager.

För Höglandsområdet har med ovanstående resonemang som utgångspunkt valts att studera tekniken för en solvärmeanläggning med centralt placerade solfångare samt årstidslagring.

För att hålla valfriheten öppen vad beträffar placering av solfångarpaneler har bebyggelseutformningen även planerats så att solfångarytorna möjliggörs placering på hustak med tillräckligt solinfall.

3.2 Värmepumpar i systemet kontra värmepanna som tillsatsenergi

Då det i allmänhet visat sig att det ej är ekonomiskt optimalt att värmeförsörja bebyggelsens totala årsvärmebehov med solvärme direkt producerad via solfångare, kan resterande värmeenergi tillföras systemet dels via värmepumpars drivenergi eller som spetsvärme från olje- eller fastbränsleeldade värmepannor.

Fördelar med att använda värmepumpar i solvärmesystem är bl a att man med hjälp av en värmepump kan utnyttja värmemagasinet volym effektivare. Detta sker genom att temperaturen i magasinet kan sänkas under erforderlig framledningstemperatur och vid distributionen höjas till erforderlig temperaturnivå med hjälp av värmepumpen. Samtidigt tillförs cirka 30 procent extra värme på grund av värmepumpens drivenergi till systemet, (jämför systemlösning för BFR-projektet solvärme-central i Lambohov i Linköping).

För att erhålla goda driftbetingelser för värmepumpar bör den högsta framledningstemperaturen i värmedistributionssystemet ej överstiga 60-70°C. Detta medför bl a ökade kulvertdimensioner och krav på lågtemperaturteknik för byggnadernas värmeinstallationer, se vidare resonemang under punkt 6 om lågtemperatursystem.

Ett annat alternativ som spetsenergi är konventionell oljepanna där solvärmen kopplas in på returen till pannan då tillsatseffekt erfordras för att höja temperaturnivån på solvärmevattnet.

Som utgångspunkt för solvärmecentralens dimensionering har här valts denna sistnämnda teknik med oljepanna som tillsatseffekt när temperaturnivån är för låg på solvärmen från värmelagret.

Detta har motiverats av att man under utbyggnaden av området ändå måste anlägga en provisorisk panncentral med oljeeldning. Dessutom kommer det att krävas konventionellt producerad värme för de första åren, vid tillämpning av bergrumslagring av värme, för att kompensera värmeförluster innan fortvarighet inträffat (se vidare under punkt 5).

Vi har dock ändå valt att dimensionera för lägre temperatur i distributionsnätet än de som tillämpas vid konventionell fjärrvärme. Detta för att så långt som möjligt direkt utnyttja lagrad solvärme eller solvärme direkt från solfångarna.

3.3 Allmänt om olika typer av värmelager

Investeringskostnaderna och därmed lönsamheten för en solvärmeanläggning är starkt beroende på hur värmelagringen löses framför allt gäller detta för system med långtidslagring (årstidslagring).

Värmelagring kan bli ske genom skemisk lagring i salter eller genom lagring av varmt vatten. Tekniken för kemisk lagring är ännu ej så utvecklad att den anses tillämpbar för solvärmelagring i den skala som blir aktuellt för Höglandsområdet.

Lagring av solvärt vatten kan ske i stora cisterner delvis under eller ovan mark. Dessa kan vara utförda i stål eller betong. Där lämplig mark finns kan dessutom lagret utformas som ett nedgrävt gropmagasin tätat med plastduk (se BFR-rapport solvärt kontorshus i Studsvik), eller som avgränsning av sjöar eller havsvikar för direkt värmelagring i havs- eller sjövattnet. Den senaste tidens utveckling har visat att ytterligare ett alternativ kan vara realistiskt nämligen bergrumslager.

Kunskaper eller erfarenheter om hur berget omkring bergrummen reagerar för de höga temperaturer som det här är frågan om är dock idag ännu små.

För solvärmecentralen i Högländ har fyra typer av värmelager studerats:

- stålcistern
- betongcistern
- bergrumslager
- berggropsmagasin

För dessa fyra typer har konstruktionslösningar och kostnader studerats, dock ej detaljprojekterats. Dessutom har vi försökt att framhålla var problem vid ett utförande kan förekomma.

3.4 Dimensionerande effekt och energibehov

Värmebehovsberäkningar är gjorda för lägenheter om cirka 112 m² våningsyta i 2- och 4-våningshus. SBN-75 har tillämpats, DUTl = -24°C, vilket ger cirka 5 kW per lägenhet. Dessutom tillkommer effektbehovet för tappvarmvattenberedning vilken varierar 1-20 kW per lägenhet beroende på om magasinberedning tillämpas eller ej (se vidare punkt 6, undercentraler).

Årsenergibehovet per lägenhet har totalt beräknats till 10 000 kWh fördelat på 3 000 kWh för ventilation, 3 300 kWh för transmission samt 3 700 kWh för tappvarmvatten.

Över årets tolv månader fördelar sig värmebehovet (inklusive tappvarmvatten) för 750 lägenheter enligt nedan:

| Månad | Vent + trans MWh | tappvarmv MWh | Summa/ månad |
|-------|---------------------|------------------|-----------------|
| 1 | 659 | 231 | 890 |
| 2 | 650 | 231 | 881 |
| 3 | 578 | 231 | 809 |
| 4 | 444 | 231 | 675 |
| 5 | 296 | 231 | 527 |
| 6 | - | 231 | 231 |
| 7 | - | 231 | 231 |
| 8 | - | 231 | 231 |
| 9 | 250 | 231 | 481 |
| 10 | 391 | 231 | 622 |
| 11 | 496 | 231 | 727 |
| 12 | 576 | 231 | 807 |
| Summa | 4 340 MWh | 2 772 MWh | 7 112 MWh/år |

Till detta energibehov kommer dessutom värmeförluster i distributionsnät samt förluster från värmelagret.

Det totala energibehovet fördelat på årets tolv månader blir då för 750 lägenheter inklusive förluster:

| Månad | MWh |
|---------------|--------------------------------|
| 1 | 1 100 |
| 2 | 1 100 |
| 3 | 930 |
| 4 | 760 |
| 5 | 550 |
| 6 | 270 |
| 7 | 270 |
| 8 | 270 |
| 9 | 510 |
| 10 | 680 |
| 11 | 830 |
| 12 | 930 |
| Totalt | 8 100 MWh/år (normalår) |

Amn. Den under avsnitt 2 nämnda passiva solvärmertil-lämpningen har här ej beaktats.

Om värmelagring sker i bergrumsmagasin ökar förlusterna på grund av läckvattenflöde. (Se vidare under punkt 5, bergrumslager.)

4 SOLFÅNGARE

Två typer av solfångare har diskuterats; koncentrerande och plana.

Den koncentrerande tillvaratar i huvudsak det direkta solljuset vilket koncentreras via en parabolisk reflektor mot ett absorbatorrör. I absorbatorröret strömmar en värmeupptagande vätska, en blandning av vatten och frostskyddsmedel. Den främsta fördelen med koncentrerande solfångare är att dessa kan producera en högre temperatur än plana.

Den plana solfångaren tillvaratar både direkt och diffust solljus. Absorbatorn utgörs av en svart (eller mörk) plan yta. I ytan ligger inbakat rör med värmeupptagande vätska. Absorbatorytan är för vissa typer utförd med selektivt ytskikt vilket minskar utstrålningen av värme från ytan. Den plana solfångaren är också täckt med glas (ett eller två stycken) för att utnyttja "växthuseffekten" vilket innebär att kortvågig solstrålning transmitteras in mot absorbatorn som blir upphettad, glaset isolerar dock den långvågiga värmestrålningen från att avges från solfångaren genom glaset.

Det extra tillskottet från diffus strålning är cirka 30 procent, i viss mån beroende på ytans vinkel mot horisontalplanet. Den plana solfångaren ger alltså det största energiutbytet per m².

Den plana solfångaren avger dock maximalt temperaturer på värmemediet upp till cirka 90°C.

För att erhålla god verkningsgrad på den koncentrerande solfångaren bör den paraboliska reflektorn vara rörlig och följa solens bana. Den plana solfångaren kan utföras med fast montage.

4.1' Val av solfångartyp

För projektet i Högländ har valts att använda den plana solfångartekniken trots att båda typer solfångare tekniskt sett skulle vara lika tillämpbara.

Motivet till att valet fallit på plana solfångare har varit följande.

Den koncentrerande typen studeras för närvarande i två andra större BFR-projekt (Studsvik och Ingelstad).

Då vi har oljepannor som spetseffekt och parallellkör dessa med solvärme under vinterhalvåret då höga framledningstemperaturer erfordras är vi ej beroende av att erhålla dessa temperaturnivåer enbart från solvärmelagret.

Koncentrerande solfångare lämpar sig ej för placering på hustak om denna lösning blir aktuell.

Plana solfångare förenklar utställningsanordningarna vid central placering av solfångarpanelerna.

Fortsättningvis har alltså studierna inriktats på centralt placerade plana solfångarpaneler.

4.2 Dimensionering av solfångarnas vinkel och yta

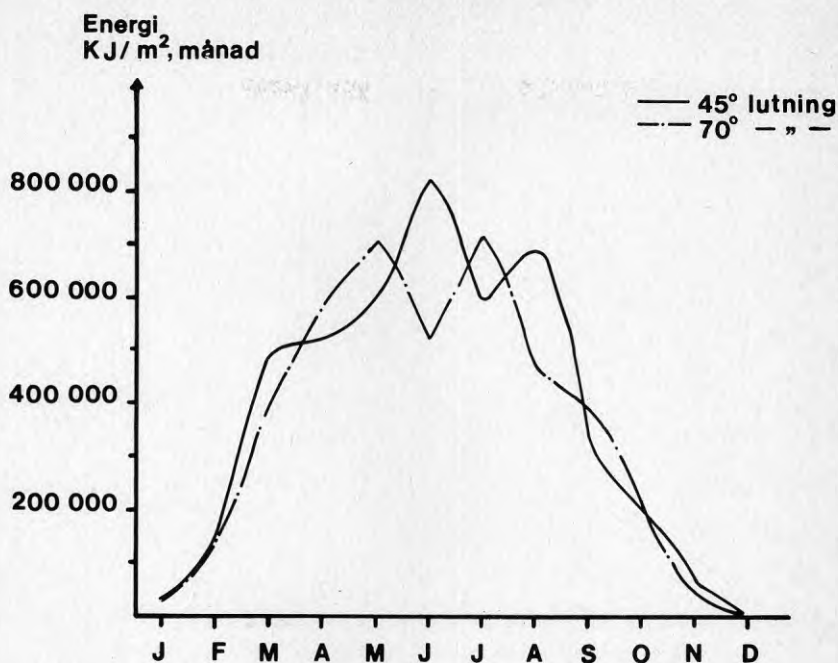
För beräkning av erforderlig solfångaryta respektive lämplig vinkel mot horisontalplanet har datorberäkningar utförts med hjälp av F-chartprogram för programmerbar kalkylator. Programmet beräknar månadsmedelvärden. Ingångsparametrar har varit:

- Gradtimmar ($^{\circ}\text{Ch/månad}$)
- Utomhustemperatur (medel/månad)
- Tappvarmvattenbehov (KJ/månad)
- Olika kollektorytor
- $F'/F_R = 0,97$ (vxfaktor för lager/solfångarkrets)
- $Cst/Ac = 87,3 \text{ W/}^{\circ}\text{C,m}^2$ (effektflöde/kollektoryta räknat på lagervolym)
- $Cc/Ac = 58,2 \text{ W/}^{\circ}\text{C,m}^2$ (effektflöde/kollektoryta räknat på systemvolym)
- $K4 = 1,0$ (vvx korrektionsfaktor)
- Lagervolym
- $F_R \times T = 0,75$ (kollektorverkningsgrad)
- $F_r \times U_L = 6$ (verkningsgradskurvans lutning)
- Värmebehov $K \cdot A + Q$ ($\text{W/}^{\circ}\text{C}$)
- Systemverkningsgrad $0,75$ (erhålls ur diagram)
- Min vattentemperatur
- Returtemperatur på primärsystemet

Som grund till beräkningarna ligger dessutom solinstrålningsdata, per månad, för dels 45° -lutning respektive 70° -lutning mot horisontalplanet. Dessa beräkningar baserar sig på väderstatistik från SMHI, Lattitud $N63^{\circ},20$, Longitud $E 18^{\circ}$.

Tabell 4:1 Solinstrålning mot solfångaryta

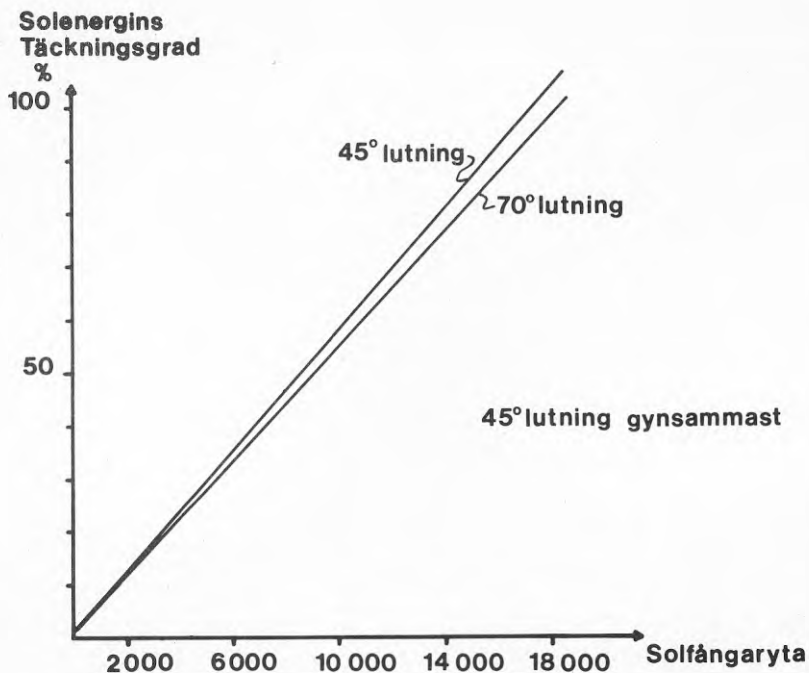
| Månad | KJ/m ² | Månad | KJ/m ² |
|--------------------|-------------------|-----------|-------------------|
| <u>45° lutning</u> | | | |
| Januari | 36 377 | Juli | 595 547 |
| Februari | 155 909 | Augusti | 685 923 |
| Mars | 496 152 | September | 342 312 |
| April | 515 964 | Oktober | 192 506 |
| Maj | 595 377 | November | 63 582 |
| Juni | 823 154 | December | 13 257 |
| <u>70° lutning</u> | | | |
| Januari | 30 302 | Juli | 718 678 |
| Februari | 153 789 | Augusti | 470 210 |
| Mars | 389 225 | September | 396 309 |
| April | 588 463 | Oktober | 211 850 |
| Maj | 703 474 | November | 58 906 |
| Juni | 527 354 | December | 10 194 |



Figur 4:1 Diagram över solinstrålning med 45° respektive 70° lutande yta.

Skillnaden i instrålning är relativt liten mellan de två jämförda vinklarna.

Beräkningar gjordes därför med båda vinkelförslagen för att studera skillnaden i täckningsgrad av byggnadsens värmebehov vid olika totala solfångarytor.



Figur 4:2 Diagram över täckningsgrad som funktion av solfångaryta respektive solfångarens lutning mot horisontalplanet.

Figur 4:2 visar att en något högre täckningsgrad erhålls vid den lägre lutningsvinkeln. För projektet valdes alltså 45° lutning mot horisontalplanet. Figuren visar även att solfångaryta och täckningsgrad följer ett linjärt samband och någon teknisk optimering kan alltså inte göras för erforderlig solfångaryta med detta underlag, man får istället betrakta systemet som helhet och väga in lagervolym kontra täckningsgrad.

För beräkningarna har följande formel för solfångarnas verkningsgrad använts.

$$\eta = \overline{T \cdot a} - \frac{k \cdot \tau \left(\frac{\theta_{in} + \theta_{ut}}{2} - \theta_{ute} \right)}{W_{sol}}$$

$\overline{T \cdot a}$ = Se tidigare beräkning

k = värmeegenomgångstalet för solfångare

W_{sol} = instrålad energi mot solfångaren under tiden τ

τ = tiden under vilken energiupptagning sker i solfångaren

θ_{in} = temperatur på vattnet in i solfångaren

θ_{ut} = temperatur på vattnet ut ur solfångaren

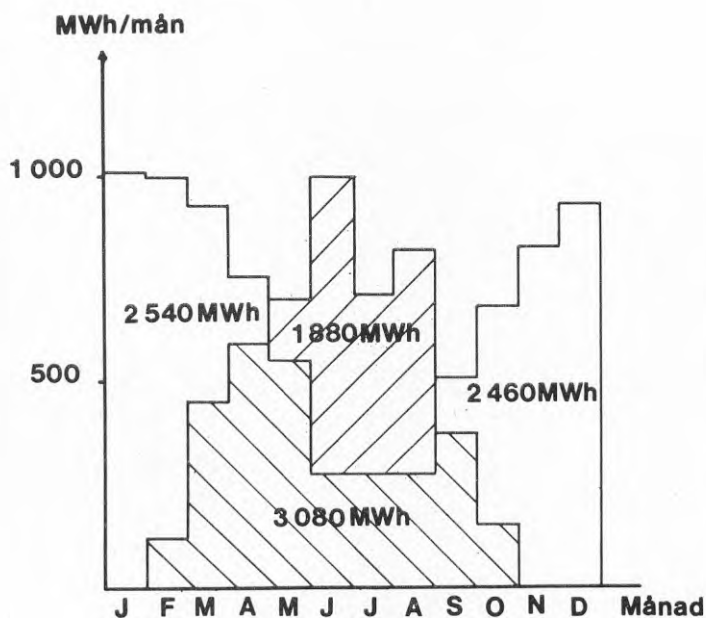
θ_{ute} = utomhustemperaturen under tiden τ

4.3 Lagervolym - täckningsgrad

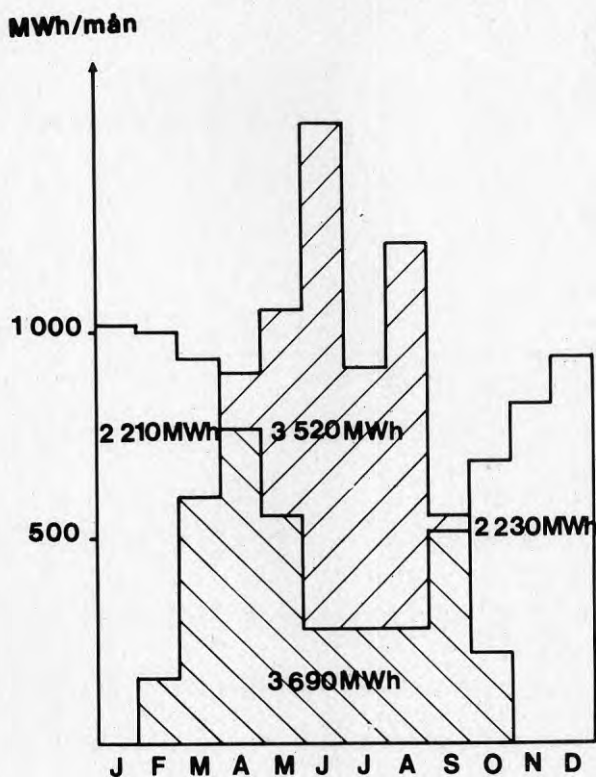
Som tidigare nämnts har för projektet studerats olika former av värmelager med vatten som lagringsmedium.

Nedan redovisas resultatet från beräkningar av erforderlig lagringsvolym för den solvärme som ej direkt kan tillgodogöras och uppträder som överskott.

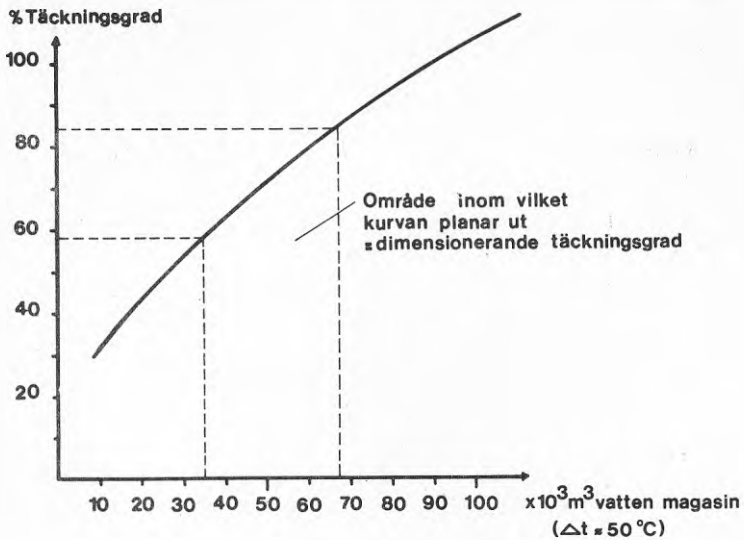
Två ambitionsnivåer för täckning av årsenergibehovet med sol valdes att studera cirka 60 procent respektive cirka 80 procent. Motivet till att hålla ett relativt brett intervall ges i figur 4:5 som visar att optimum ligger som ett flackt intervall på täckningsgradskurvan.



Figur 4:3 750 lgh, 9 500 m² solfångare, 45° lutning
 Totalt värmebehov 8 100 MWh/år (inkl förluster).
 Direkt tillgodogjord solvärme 3 080 MWh
 Överskotts(lagrad) solenergi 1 880 MWh
 Cirka 10 procent lagerförluster ger 1 700 MWh lagrad solvärme ger 58 procent täckningsgrad med 32 000 m³ vattenlager.



Figur 4:4 750 lgh, 14 000 m² solfångare, 45° lutning.
 Totalt värmebehov 8 100 MWh/år (inkl förluster).
 Direkt tillgodogjord solvärme 3 690 MWh.
 Överskotts(lagrad) solenergi 3 520 MWh.
 Cirka 10 procent lagerförluster ger 3 170 MWh lagrad solvärme ger 82 procent täckningsgrad med 60 000 m³ vattenlager.



Figur 4:5 Täckningsgrad som funktion av lagervolym.

Figur 4:5 visar att intervallet där kurvan börjar plana ut är väldigt flackt.

Genom att rita in kurvan i figur 4:5 i ett log-log diagram kan ekvationen för förhållandet täckningsgrad och värmelagervolym erhållas enligt följande uttryck

$$T = 8 + 6,2 V^{0,6}$$

där T = täckningsgrad
 V = värmelagrets volym

deriveras ekvationen sedan en gång och T' sätts lika med ett, erhålls den minsta volym som tillsammans med viss solfångaryta bör vara dimensionerande.

Det kan sedan av andra skäl vara intressant att öka täckningsgraden för systemet, t ex på grund av att man har ett samhällsintresse att täcka en större del av uppvärmningen med solenergi, samt som buffert vid goda solinstrålningsår.

$T' = 1$ ger cirka 30 000 m³ som minsta lagervolym.

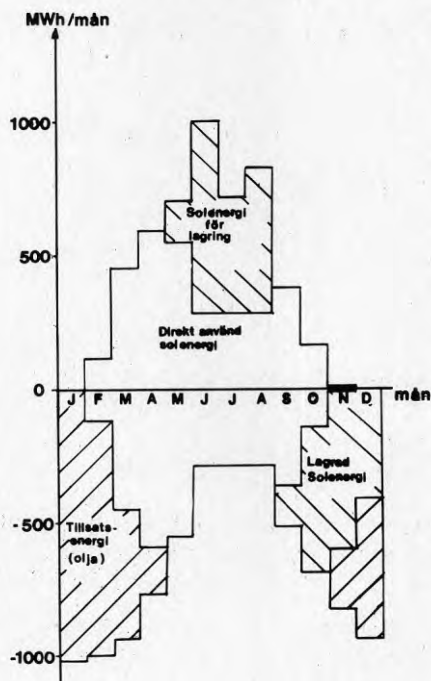
Vi har (som tidigare nämnts) för projektet valt att dimensionera solvärmeanläggningen för två ambitionsnivåer. En nivå enligt minimum ("optimum"):

Alt 1. 58 procent täckningsgrad, 32 000 m³ lagervolym samt 9 500 m² solfångaryta

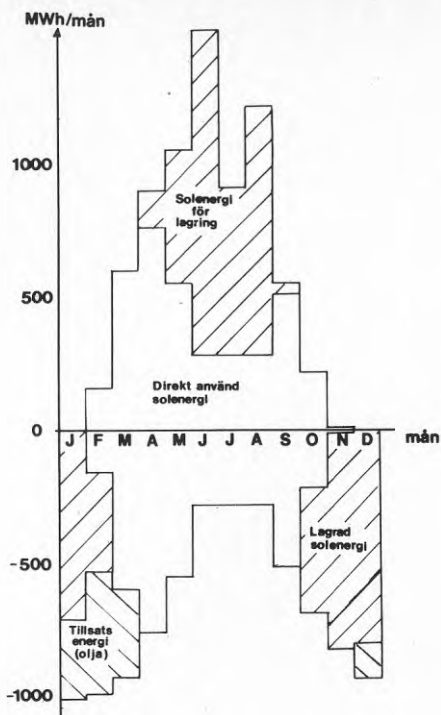
samt en högre ambitionsnivå:

Alt 2. 82 procent täckningsgrad, 60 000 m³ lagervolym samt 14 000 m² solfångaryta.

Energibalansen för de två förslagen blir då enligt figur 4:6 och 4:7.



Figur 4:6 9 500 m² solfångare, 32 000 m³ lagervolym.



Figur 4:7 14 000 m² solfångare, 60 000 m³ lagervolym.

4.4 Uppställningsanordning för solfångare i bergslutning

Solvärmecentralen har av bland annat plantekniska skäl valts att placeras i områdets norra del. Mark har där reserverats för värmecentral lager och solfångare.

Platsen för solfångarpanelerna ligger straxt nordväst om Farestavägens fortsättning norrut från områdesgränsen.

Terrängen lutar här med en lutning på cirka 1:5 rakt mot söder.

Nedan redovisas konstruktionslösningar för uppställning av solfångarpaneler i denna terräng.

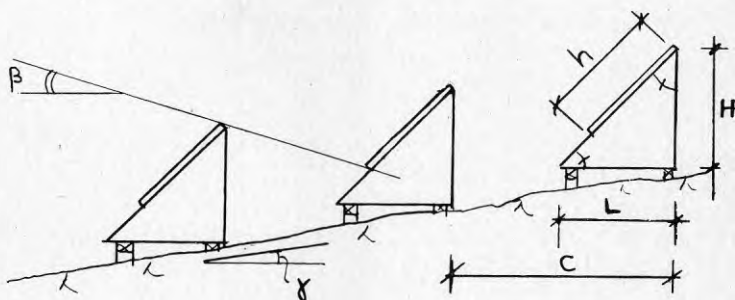
4.4.1 Förutsättningar

Varje solfångarpanel antas ha en bruttoarea på 3 m². Bredd x höjd antas 1,5x2,0 m. Modulerna monteras i grupper om 5 st i bredd. Dessa grupper placeras med lämpligt mellanutrymme på rader i olika nivåer. De olika radernas avstånd beror på konstruktionshöjd,

skuggningsvinkel, marklutning och panelens vinkel relativt horisontalplanet.

I det aktuella fallet är marklutningen relativt liten, cirka $9-11^\circ$, och tillgängligt område tillräckligt stort för att ej föranleda en högre och dyrbarare konstruktion. En hög ställning med flera paneler på varandra kräver, på grund av den flacka marken och skuggningskravet, stort avstånd mellan raderna varför minskat arealbehov ej tillräckligt motiverar den högre kostnaden.

De geometriska förutsättningarna sammanfattas nedan i följande figur.



Figur 4:8 Solfångarpaneler i rader sedda från väster.

| | |
|---------------------|-------------------------|
| Höjden, längden | $H = L = 2,0 \text{ m}$ |
| Skuggningsvinkel | $\beta = 20^\circ$ |
| Panelhöjd | $h = 2,0 \text{ m}$ |
| Solfångarvinkel | $= 45^\circ$ |
| Marklutning (medel) | $= 10^\circ$ |

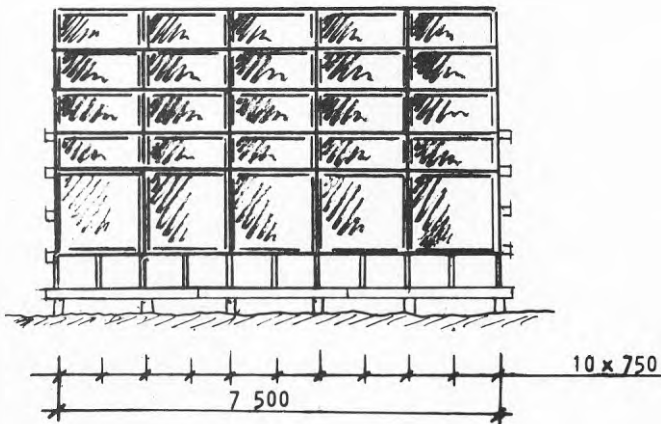
Detta ger radavståndet

$$C = \frac{(h \cdot \frac{\sin \alpha}{\tan \beta} + L)}{1 + \frac{\tan \alpha}{\sin \beta}} = 3,96 \text{ m}$$

4.4.2 Konstruktiv utformning

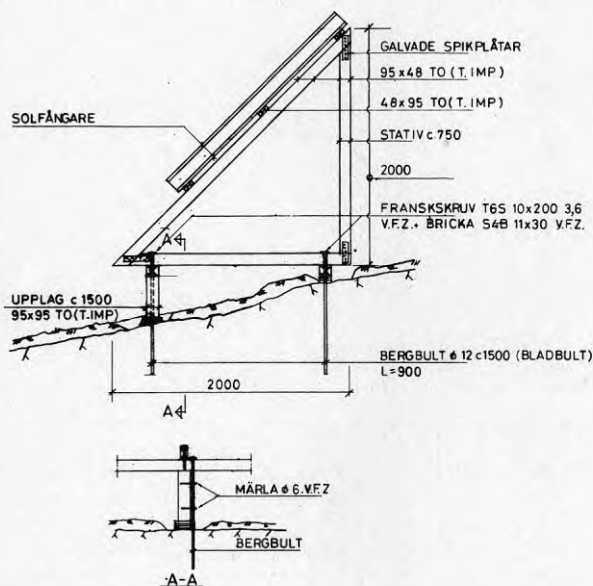
Stativet utformas som likbenta trianglar av tryckimpregnerat trä. Dessa skruvas fast på syllar av trä som förankras i bergytan. Trianglarnas inbördes avstånd är 0,75 m. Varje modul består alltså av fem solpaneler och elva stativtrianglar, sammanbundna med tre horisontella bärare av trä.

Stabiliteten tillgodoses i längsled genom den skivverkan som de fastskruvade panelerna ger. Figur 4:9 visar fem moduler sett från söder.



Figur 4:9 Fem moduler på rad sett från söder.

Stativets utformning och dimensioner visas i figur 4:10.



Figur 4:10 Stativkonstruktion, snitt genom modul.

4.4.3 Arealbehov

Varje modul kräver med antagna förutsättningar och en mellangång på cirka 1 m minst $3,96 \times (7,5+1) = 33,7 \text{ m}^2$ och innehåller fem paneler, tillsammans 15 m^2 .

Alternativet $9\ 500 \text{ m}^2$ solfångarpanel brutto kräver då

$$\frac{9\ 500}{15} \times 33,7 = 21\ 343 \text{ m}^2.$$

Alternativet $14\ 000 \text{ m}^2$ solfångarpanel brutto kräver

$$\frac{14\ 000}{15} \times 33,7 = 31\ 453 \text{ m}^2$$

Viss ökning på grund av terränganpassning antas vara 10 procent vilket ger $23\ 600 \text{ m}^2$ respektive $34\ 500 \text{ m}^2$.

4.4.4 Kostnader för stativ komplett på plats

Kostnadskalkylen är baserad på 1980 års priser i mars. Då antalet ställningar är stort har några tillverkare tillfrågats för att få en uppskattning av mängdrabatten.

För en modul bestående av elva st stativ och tre horisontella bärare blir den beräknade kostnaden följande:

| | |
|-----------------|----------------|
| Materialkostnad | 1 880:- |
| Arbetskostnad | <u>1 985:-</u> |
| | 3 865:- |
| Mervärdesskatt | <u>441:-</u> |
| Totalt | 4 306:- |

Tabell 4:4 visar fördelningen på de olika posterna.

4.4.5 Totalkostnad för stativen vid 9 500 respektive 14 000 m² solfångaryta brutto

Antal moduler blir $\frac{9\ 500}{15} = 634$ st respektive
 $\frac{14\ 000}{15} = 933$ st.

Tabell 4:2 visar sammanställning av antal och kostnad där cirka 5 procent pålägg är antaget för viss terränganpassning.

Tabell 4:2

| Solfångaryta brutto (m ²) | Antal moduler st | Kostnad totalt kr.10 ⁶ |
|---------------------------------------|------------------|-----------------------------------|
| 9 200 | 634 | 2:87 |
| 14 000 | 933 | 4:22 |

Till dessa kostnader tillkommer kostnader för solfångarpanel samt rörsystemet till dessa.

Kostnaden för solfångarpaneler varierar beroende på tillverkare och fabrikat. Ett medelvärde på 900 kr/m² har bedömts vara realistiskt (mars 1980).

Ledningsnätet för solfångarvattnet mellan solfångare och lager har kostnadsuppskattats till cirka 150 kr/m² solfångare plus arbete och montage 100 kr/m² solfångare. Detta ger följande investeringskostnader för solfångare, ledningar, stativ och arbetskostnad.

Tabell 4:3 Investeringskostnad (kkkr)

| | | |
|---------------------------|----------------------|-----------------------|
| Solfångararea | 9 500 m ² | 14 000 m ² |
| - solfångarpanel | 8 550 | 12 600 |
| - rörledningar | 1 430 | 2 100 |
| - arbete, montering | 950 | 1 400 |
| - stativ inklusive arbete | 2 870 | 4 220 |

| | | |
|---------------|---------------|---------------|
| Totalt | 13 800 | 20 320 |
|---------------|---------------|---------------|

Tabell 4:4

| KOSTNADS- BERÄKNING | Arbete | | Avtal | | Anbudsdag. | | Sida | |
|--------------------------|-----------------|------------|-----------------|--------|---------------|--------|--------|------|
| | Solfångarstativ | | | | | | | |
| Ort | | | Ortsgrupp | | Räknat | | Kollat | |
| Högland, Örnsköldsvik | | | | | | | | |
| Specifikation | Mängd | En- het | Materialkostnad | | Arbetskostnad | | | |
| | | | à pris | kronor | à pris | kronor | | |
| Div schakt + pallning | | | | | | | | 450 |
| Underslag 4 x 4 Ti | 16 | lm | 25 | 400 | | | 10,6 | 170 |
| Stolpar 4 x 4 Ti | 3 | lm | 18 | 55 | | | 15 | 45 |
| Borrning franskskruv | 22 | st | | | | | 5 | 110 |
| Borrning för bladbul | 12 | st | | | | | 20 | 240 |
| Fastsättning bladbul | 12 | st | 20 | 240 | | | 10 | 120 |
| Fastsättning franskskruv | 22 | st | 7,50 | 165 | | | 5 | 110 |
| 2 x 4 Ti | 25 | lm | 7,50 | 190 | | | 4,58 | 115 |
| Uppsättning stativ | 11 | st | 60 | 660 | | | 25 | 275 |
| | | | | 1710 | | | | 1635 |
| 20% dagtid | | | | | | | | 350 |
| 10% mtrl | | | | 170 | | | | |
| | | | | 1880 | | | | 1985 |
| | | | | | | | 1985 | |
| | | | | | | | 1880 | |
| | | | | | | | 3865 | |
| | | | | | | | 441 | |
| Moms | | | | | | | 4306 | |

lrpt

5 LAGRINGSUTRYMMEN - BYGGKOSTNAD, MARS 1980

Uppskattning av byggkostnad för olika lagringsutrymmen görs i detta skede med hjälp av en utredning av Studsvik Energiteknik AB. Man har analyserat olika befintliga och projekterade anläggningar och tagit fram volymkostnader för olika typer och storlekar av lagringsutrymmen.

Gemensamt för samtliga typer är att vatten med temperaturintervall 95-45°C är använt som lagringsmedia.

I kostnadssammanställningen har även en kapitaliserad värmeförlust medtagits.

Fyra typer av anläggning studeras med vardera två olika volymer om 32 000 respektive 60 000 m³.

1. Bergrum, oisolerat
2. Stålcistern, isolerad
3. Betongcistern, delvis insprängd i berg
4. Berggroppsmagasin, delvis isolerat

5.1 Bergrum, oisolerat (se även underpunkt 5.5)

Bergrummet är av samma typ som används för oljelagrig, d v s långa skepp cirka 16 m breda och 25 m höga.

Värmeförlusterna är höga de första åren men avtar successivt. Efter fem år är förlusten cirka 0,06 W/m³°C (läckvattenflödet ej inräknat).

Kostnaden att spränga och täta bergrum av denna karaktär består av en fast startkostnad och en volymkostnad.

För volymen 32 000 m³ är kostnaden 140:-/m³ och för volymen 60 000 m³ blir den 110:-/m³.

Detta ger följande investeringskostnader, exklusive värmeförlust

| <u>Volym (m³)</u> | <u>Investering (kr)</u> |
|------------------------------|-------------------------|
| 32 000 | 4 480 000 |
| 60 000 | 6 600 000 |

5.2 Isolerade stålcisterner ovan jord

Cisternen består av bottenplatta av betong samt behållare av stålplåt, utvändigt isolerad med mineralull. Ytterst skyddas isoleringen av en beklädnad av trapetsprofilerad plåt och papptäckning på tak.

För volymen 32 000 m³ är kostnaden cirka 220:-/m³ och för volymen 60 000 m³ blir den 180:-/m³.

Detta ger följande investeringskostnader, exklusive värmeförlust

| <u>Volym (m³)</u> | <u>Investering (kr)</u> |
|------------------------------|-------------------------|
| 32 000 | 7 040 000 |
| 60 000 | 10 800 000 |

5.3 Betongcistern, delvis insprängd i berg

Betongcisterner ovan jord kan vara av typen platsgjuten betong med eventuell efterspänd armering och utvändig isolering eller prefabricerade betongelement med invändig isolering och tätning av helsvetsad butylduk. Gemensamt för de båda typerna är att vattendjup sällan överstiger cirka 8 m.

Detta innebär att med aktuell topografi blir cirka 50 procent insprängt i berg.

För volymen 32 000 interpoleras kostnaden till 290:-/m³ och för volymen 60 000 m³ blir den cirka 210:-/m³.

Detta ger följande investeringskostnad, exklusive värmeförlust

| <u>Volym (m³)</u> | <u>Investering (kr)</u> |
|------------------------------|-------------------------|
| 32 000 | 9 280 000 |
| 60 000 | 12 600 000 |

5.4 Berggrop, isolerad

Ett berggropsmagasin består i princip av en grop utsprängd i berg samt en isolering och invändigt tätskikt av svetsad butylduk. Taket kan, beroende på spännvidder, bestå av en kupol eller balkkassettkonstruktion med invändig central bärning på poelare. Taket isoleras sedan utvändigt analogt ovanjordsmagasin.

För volymen 32 000 m³ är kostnaden cirka 140:-/m³ och för volymen 60 000 m³ blir den cirka 120:-/m³.

Detta ger följande investeringskostnader, exklusive värmeförluster

| <u>Volym (m³)</u> | <u>Investering (kr)</u> |
|------------------------------|-------------------------|
| 32 000 | 4 480 000 |
| 60 000 | 7 200 000 |

Man ser att berggrop och oisolerat bergrum ligger relativt nära varandra i kostnad. En viktig skillnad som man bör känna till är att berggrop inte tål lika hög temperatur som bergrum. Max temperatur är cirka 95°C medan bergrum klarar cirka 115°C.

Sammanställningen i tabell 5:1 visar uppskattade kostnader enligt tidigare resonemang samt en uppskattning av kapitaliserad värmeförlust.

Tabell 5:1 Sammanställning av uppskattade kostnader för värmelagringsutrymmen*)

| Typ | Volym m ³ | Investering kr/m ³ | kr.10 ⁶ | Kapita- liserad värmeför- lust kr/m ³ | Totalt kr/m ³ | Totalt kr.10 ⁶ |
|--|-------------------------|----------------------------------|--------------------|--|-----------------------------|------------------------------|
| Bergrum, oisolerat | 32 000 | 140 | 4,48 | 42 | 182 | 5,82 |
| | 60 000 | 110 | 6,6 | 41 | 151 | 9,06 |
| Ståltank, ovanjord | 32 000 | 220 | 7,04 | 10 | 230 | 7,36 |
| | 60 000 | 180 | 10,8 | 10 | 190 | 11,4 |
| Betongtank, delvis in- sprängd i berg | 32 000 | 290 | 9,28 | 10 | 300 | 9,6 |
| | 60 000 | 210 | 12,6 | 10 | 220 | 13,2 |
| Berggrop, isolerad | 32 000 | 140 | 4,48 | 10 | 150 | 4,8 |
| | 60 000 | 120 | 7,2 | 10 | 130 | 7,8 |

*) Källa: Artikel i VVS nr 3 1980 av Peter Margen, Studsvik Energiteknik AB.

5.5 Hetvattenlagring i bergrum

5.5.1 Transmissionsförluster

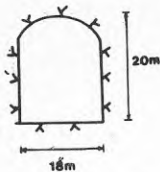
Värmeförluster på grund av transmission i berget beräknas enligt formeln:

$$q = \frac{\theta \cdot \lambda}{2 \cdot \sqrt{a \cdot t} / \pi}$$

där $q = \text{kcal/h, m}^2$ bergyta
 $\theta =$ temperaturskillnad mellan berg och lager
 $a = 0,006$ (=bergkonstant)
 $t =$ antalet timmar
 $\lambda = 2,5$ för berg

Volym 32 000 m³

Lagringstemperatur september månad + 90°C
 " " mars " + 50°C



$$90 \times 18 \times 20 = l \times b \times h = \text{Volymen}$$

$$\begin{aligned} \text{Värmeavgivande ytor} &= \\ &= 2 \times 90 \times 18 + 2 \times 90 \times 20 + 2 \times 20 \times 18 = \\ &= 7\,560 \text{ m}^2 \end{aligned}$$

TRANSMISSIONSFÖRLUSTER

Lagringstemperatur +50°C

| | | | |
|--------------|------------|---------|--------|
| 1:a halvåret | 19,00x7560 | = 144,0 | Mcal/h |
| 2:a " | 15,40x7560 | = 116,0 | " |
| 2:a året | 9,59x7560 | = 72,5 | " |
| 3:e " | 8,31x7560 | = 62,8 | " |
| 4:e " | 7,03x7560 | = 53,1 | " |
| 5:e " | 6,39x7560 | = 48,3 | " |
| 6:e " | 5,75x7560 | = 43,4 | " |
| 7:e året | 5,43x7560 | = 41,1 | " |

8:e året och framöver
 cirka 40 Mcal/h = 46 KW

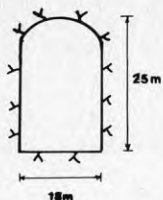
Lagringstemperatur +90°C

| | | | |
|--------------|------------|---------|--------|
| 1:a halvåret | 37,10x7560 | = 280,0 | Mcal/h |
| 2:a " | 26,30x7560 | = 199,0 | " |
| 2:a året | 15,98x7560 | = 121,0 | " |
| 3:e " | 13,42x7560 | = 101,0 | " |
| 4:e " | 10,87x7560 | = 82,0 | " |
| 5:e " | 9,59x7560 | = 72,5 | " |
| 6:e " | 8,31x7560 | = 62,8 | " |
| 7:e " | 7,67x7560 | = 57,9 | " |

8:e året och framöver
 cirka 55 Mcal/h = 64 KW

Volym 60 000 m³

Lagringstemperatur september månad + 90°C
 " - mars " + 50°C



$$135 \times 18 \times 25 = l \times b \times h = \text{Volymen}$$

$$\begin{aligned} \text{Värmeavgivande ytor} &= \\ &= 2 \times 135 \times 18 + 2 \times 135 \times 25 + 2 \times 18 \times 25 = \\ &= 12\,510 \text{ m}^2 \end{aligned}$$

TRANSMISSIONSFÖRLUSTER

Lagringstemperatur +50°C

| | | | | | |
|--------------|-------|-------|---|-------|--------|
| 1:a halvåret | 19,00 | 12510 | = | 238,0 | Mcal/h |
| 2:a " | 15,40 | 12510 | = | 193,0 | " |
| 2:a året | 9,59 | 12510 | = | 120,0 | " |
| 3:e " | 8,31 | 12510 | = | 104,0 | " |
| 4:e " | 7,03 | 12510 | = | 87,9 | " |
| 5:e " | 6,39 | 12510 | = | 79,9 | " |
| 6:e " | 5,75 | 12510 | = | 71,9 | " |
| 7:e året | 5,43 | 12510 | = | 67,9 | " |

8:e året och framöver
 cirka 65 Mcal/h = 75 KW

Lagringstemperatur +90°C

| | | | | | |
|--------------|-------|-------|---|-------|--------|
| 1:a halvåret | 37,10 | 12510 | = | 464,0 | Mcal/h |
| 2:a " | 26,30 | 12510 | = | 329,0 | " |
| 2:a året | 15,98 | 12510 | = | 200,0 | " |
| 3:e " | 13,42 | 12510 | = | 168,0 | " |
| 4:e " | 10,87 | 12510 | = | 136,0 | " |
| 5:e " | 9,59 | 12510 | = | 120,0 | " |
| 6:e " | 8,31 | 12510 | = | 104,0 | " |
| 7:e " | 7,67 | 12510 | = | 95,9 | " |

8:e året och framöver
 cirka 93 Mcal/h = 108 KW

5.5.2 Läckvattenflöden

I de här bägge fallen får man ta i beaktande läckvattenflödena. Normalt räknar man med 1,5 l/h och m² bergyta i läckvatteninläckning, men vid mycket gynnsamma omständigheter kan man komma ner i flöden på cirka 1,0 l/h och m² bergyta.

Bergrum-volym 32 000 m³ $7\,560 \times 1,0 = 7\,560$ l/h. Om injektering av berget utförs kan läckvattenmängden begränsas till cirka 2,5-3,0 m³/h.

Bergrum-volym 60 000 m³ $12\,510 \times 1,0 = 12\,510$ l/h. Om injektering av berget utförs kan läckvattenmängden begränsas till cirka 5,0 m³/h.

Värmeförluster på grund av läckvatten

Bergrum-volym 32 000 m³

Värmeförluster till läckvattnet:

$(90-8) \times 3000 = 246$ Mcal/h, $(50-8) \times 3000 = 126$ Mcal/h
(motsvarar 285 respektive 146 KW).

Bergrum-volym 60 000 m³

Värmeförluster till läckvattnet

$(90-8) \times 5000 = 410$ Mcal/h, $(50-8) \times 5000 = 210$ Mcal/h
(motsvarar 476 respektive 244 KW).

Anmärkning

Läckvattenflödena har här jämförts med läckvattenflöden i bergrumslager för oljelagring.

Är det aktuella berget av samma karaktär med lika stora läckvattenflöden, innebär detta att värmeförlusterna överstiger 50 procent av det lagrade solöverskottet.

Stora läckvattenflöden kan alltså medföra att bergumslager blir ointressant som solvärmelager.

6 DISTRIBUTIONSSYSTEM

Höglandsområdet skall försörjas med värme från en lokalt placerad hetvattencentral enligt den kommunala planen. I detta projekt skall en anslutning av en solvärmecentral till nämnda hetvattencentral utredas. Av största vikt för att detta skall kunna ske med acceptabel verkningsgrad på solvärmearläggningen är, att hela systemet anpassas därefter.

Översiktligt kan uppvärmningssystemet indelas i följande delar:

- sekundärt värmesystem, d v s radiatorer och ledningar i byggnaderna
- tappvarmvattenberedning
- Övrig sekundär utrustning såsom luftvärmare, torkar etc
- undercentraler
- primärt distributionsnät
- panncentral
- kopplingen mellan solvärmelager och primärnät.

Det kan vara lämpligt att beskriva det tänkta systemet i den ordning som angetts emedan det är kravet på viss temperatur hos tappvarmvattnet kontra solvärmearläggningens krav på låg temperaturnivå som är styrande.

6.1 Värmebehov - värmerytor

För de byggnader som ingår i förslaget till område 042 i Högland har en transmissionsberäkning utförts. I tabell 6.1 redovisas effektbehoven dels med respektive utan värmeåtervinning dels med och utan hänsyn till interna värmekällor.

Tabell 6:1 Värmeeffektbehov i 2-vånings-, 4-vånings- och (2-4)våningsbyggnader vid dimensionerande utomhustemperatur (DUT1) = -24°C

| | Antal våningar | | | | |
|--------------------------------|------------------|-------|-------|-------|-------|
| | 2 | 4 | (2-4) | | |
| | Antal lägenheter | | | | |
| | 4 | 12 | 20 | 35 | 10 |
| Ptrans (kW) | 13,2 | 37,0 | 50,4 | 87,7 | 28,6 |
| Pvent (kW) | 7,4 | 22,2 | 37,0 | 64,7 | 18,5 |
| Brutto (kW) | 20,6 | 59,2 | 87,4 | 152,4 | 47,1 |
| Interna tillskott (kW) | - 1,4 | - 4,4 | - 7,2 | -12,6 | - 3,6 |
| | 19,0 | 55 | 80 | 140 | 43,5 |
| Värmeåter- vinning =50 % | - 3,7 | -11,1 | -18,5 | -34,4 | - 1,8 |
| Netto | 15,5 | 44 | 62 | 106 | 42 |
| Per lgh | | | | | |
| -brutto | 5,15 | 4,9 | 4,4 | 4,4 | 4,7 |
| -netto | 3,9 | 3,7 | 3,1 | 3,0 | 4,2 |

De interna tillskotten innefattar personvärme med

$$2,4 \text{ (pers/lgh)} \times \frac{14}{24} \text{ (tim/dygn)} \times 80 \text{ (W)} = 110 \text{ (W/lgh)}$$

samt värme från elektrisk utrustning med 250 (W/lgh). Den tillgodogjorda elvärmens har beräknats utgående från att en lägenhet i medeltal förbrukar 3000 kWh/år. Under vinterhalvåret är förbrukningen uppskattningsvis 20 procent större än under sommarhalvåret. Per dygn ger detta cirka 9 kWh/lgh. Ett vanligt antagande är att cirka 70 procent av den använda elenergin tillgodogörs som värme, d v s 6 kWh/dygn och lägenhet eller 250 W/lgh.

De interna tillskotten svarar ensamt för en temperaturhöjning på cirka 3°C.

Dessa effektbehovsberäkningar är intressanta då man skall bedöma vilka värmerytor som får plats i moderna lägenheter.

För att sänka temperaturnivån i ett radiatorsystem måste värmerytorna ökas.

Sambandet mellan erforderlig radiatoryta och radiator-temperatur vid samma effektöverföring kan skrivas:

$$A = A_0 \left(\frac{t_0 - 20}{t - 20} \right)^n$$

där exponenten n vanligen antar värden kring 1,3, men kan variera bl a beroende av radiatorns inbyggnads-sätt. I tabell 6:2 redovisas den ytförstoring som be-hövs då man frångår det konventionella dimensione-ringssättet med radiatortemperaturen = 70°C (80-60-system) till förmån för lägre temperaturnivåer.

Tabell 6:2 Erforderlig yta hos värmare vid övergång till lågtemperatursystem.

| Värmarens medel- temperatur °C | Ytbehov % |
|--------------------------------------|--------------|
| 70 | 100 |
| 65 | 115 |
| 60 | 134 |
| 55 | 159 |
| 50 | 194 |
| 45 | 246 |
| 40 | 329 |

Jämför man nu dessa ytor som framräknats för ett hus byggts efter SBN-75 med de som motsvarande byggnader uppförda enligt SBN-67 skulle ha, finner man att yt-behovet skall korrigeras med faktorn 0,65. Härav föl-ler att man med radiatorstorlekar från tidigt 1970-tal kan sänka temperaturen i radiatorsystemet till cirka 55°C. Tillåter man en ökning av radiatorytorna med 30 procent kan temperaturen 50°C användas.

Den merkostnad för värmarna som en övergång från 80-60 system till 55-45 system medför uppgår till 600 kkr i delområde 042, vilket består av 285 lägenheter. För samtliga bostäder inom Höglandsområdet innebär tempera

turändringen en merkostnad på 1 600 kkr (för 750 lägenheter). Beträffande ledningsnätet inom byggnaderna berörs det mycket litet vad gäller fördelningsledningar och kopplingsledningar. Hos en del stammar och fördelningsledningar till stammarna kan dimensionerna påverkas.

Genom att halvera temperturfallet över radiatorerna och öka flödet i nätet förbättras inregleringsmöjligheterna hos systemet. Detta är nödvändigt att göra oberoende av lågtemperturtekniken och någon kostnad för eventuella dimensionsökningar på ledningsnätet har därför ej medtagits.

6.2 Tappvarmvattenberedning

Vid beredning av tappvarmvatten tillämpas i huvudsak två metoder, nämligen värmeöverföring (värmeväxling) mellan medierna utan någon ackumulering samt värmeöverföring med ackumulering i något om medierna. Den förra metoden förordas av fjärrvärmeverk med motiveringen att ackumulering kan innebära risk för att temperatursänkningen hos värmebäraren (primärvattnet) blir för låg, vilket försämrar driften i mottrycks-kraftverk. Med hänsyn till att solvärmecentralen i detta projekt avses att kopplas in på returledningen till panncentralen är det väsentligt att returtemperaturen hålls så låg som möjligt. Huruvida detta inte skulle kunna åstadkommas med t ex ackumulering på tappvarmvattensidan är ännu ej klart och en utredning därom har inte kunnat intrymmas i detta projekt. Följaktligen kommer varmvattenberedningen att ske med värmeväxlare utan ackumulering i undercentraler.

Den vanligen använda temperaturen på tappvarmvatten är +55°C (max tillåten +65°C). När den nya VA-byggnormen kommer väntas den innehålla kravet att lägsta temperatur på tappvarmvattnet vid tappställe skall vara +45°C. Under remissbehandlingen av normförslaget har inga invändningar framkommit varför man på goda grunder kan tillämpa den i detta projekt.

Värmeväxlarna dimensioneras för +5-+47°C på tappvarmvattnet. Detta för att klara normen och få rimliga VVC- (varmvattencirkulations-)flöden.

Det intressanta med sänkningen av temperaturen till +45°C är hur varmvattenförbrukningen kommer att påverkas. Planverket har för VA-byggnormen till 1980 inte avsett att ändra på beräkningsmetoden för sannolikt flöde. Den säkerhetsmarginal som rekommenderas där har hittills varit kraftig. Marginalen kommer säkerligen att minska med sänkningen av temperaturen, då en genomsnittlig ökning av tappvarmvattenflödet med cirka 25 procent kan väntas.

6.3 Luftvärmare

Vid apparater för värmeutbyte mellan vatten och luft påverkas den överförda effekten som bekant av temperaturdifferensen mellan medierna och värmegenomgångskoefficienterna. Görs inga större konstruktiva förändringar hos apparaterna vid t ex en minskning av temperaturdifferensen kan man, i alla fall överslagsmässigt, använda den formel som angavs för radiatorytorerna även i dessa fall.

Kostnadssamband för värmeutbytande ytor har beskrivits av Peterson & Ringblom (1978). Deras relation mellan kostnader och ytor följer i stort sambandet:

$$K = 160 \times A^n; \quad n = 0,65 \quad (6.2)$$

En tillverkare uppger att exponenten $n = 1$ ger nöjaktig noggrannhet.

I samband med en sänkning av temperaturdifferensen mellan de värmeutbytande medierna ökar kravet på den värmeöverförande ytans "längd". Detta förhållande beskrivs närmare under nästa punkt.

6.4 Undercentraler

De alternativ som förelegat i detta projekt har varit dels undercentraler med separation mellan primär- och sekundärnät dels undercentraler med direktkoppling av radiator- och luftvärmekretsar. Med dessa parallellkopplas en värmeväxlare för varmvattenberedning.

För en konventionell tvåstegskopplad undercentral innebär en sänkning av högsta temperaturerna på sekundärsidan att även primärsidans temperatur kan sänkas. Detta får betalas med en ökning av värmeväxlarytor. Bortses från temperaturoberoendet hos värmegenomgångstalen kan ändringen i växlaryta beskrivas med ändringen hos den logaritmiska medeltemperaturdifferensen över växlaren. Således gäller

$$A' = A_0 \frac{(t_{p1} - t_{s2}) - (t_{p2} - t_{s1})}{(t_{p1} - t_{s2}) - (t_{p2} - t_{s1})} \cdot \frac{\ln \left(\frac{t_{p1} - t_{s2}}{t_{p2} - t_{s1}} \right)}{\ln \left(\frac{t_{p1} - t_{s2}}{t_{p2} - t_{s1}} \right)}$$

Övergår man för radiatorkretsen från konventionella data 120-70°C primärt och 80-60 sekundärt till 65-50 primärt och 45-55 sekundärt kräver detta en cirka tre gånger större yta.

De beräkningar som vidtagits för att bestämma lämpliga primär- respektive sekundärtemperaturer och växlarytor har givit en del intressanta resultat. Bl a visade det sig att växlaren för tappvarmvatten blev dubbelt så stor om radiatorkretsens temperaturprogram var 50-40°C mot 60-45°C. Övriga temperaturer var vid dessa beräkningar 5-45°C för tappvarmvattnet och 95-60 i framledningen på primärnätet.

Med primärvattnets temperatur sommartid (brytpunkt +2°C) vid 60°C visade det sig även att returtemperaturen hos primärvattnet påverkades ogynnsamt i fallet med de lägre radiatortemperaturerna. Bild 6.1 visar returtemperaturerna vid olika tappning och olika utomhustemperatur.

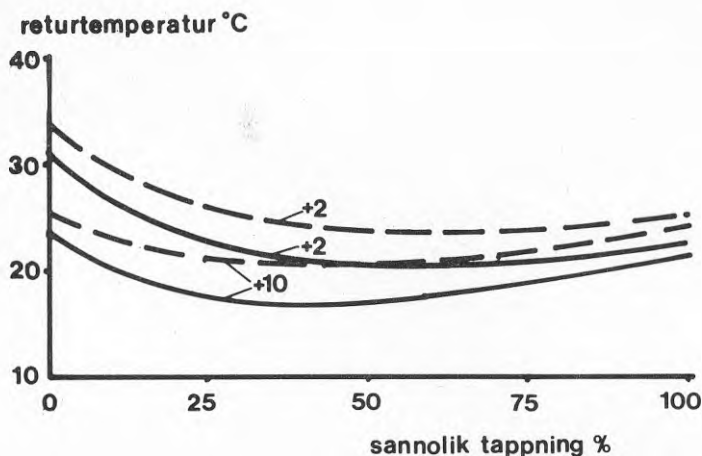


Bild 6.1 Returtemperaturen i primärnätet som funktion av varmvattentappning och utomhustemperatur. Streckade kurvor avser förhållandet när radiatorsystemet dimensionerats för 50-40°C. Heldragna kurvor motsvarar 60-45°C i radiatorkretsen.

De värmeväxlare som idag används i fjärrvärmenät är vanligen konstruerade för större temperaturdifferenser mellan primär- och sekundärsida än vad som är önskvärt i detta projekt. När temperaturdifferensen sänks kommer värmeutbytande ytor ej att räcka till. För att klara detta måste man, förutom att öka den värmeöverförande ytan, se till att ytans utsträckning i strömningsriktningen ökas, d v s längre plattor respektive tuber behövs.

I regel kan problemet klaras, men i samband med ytans "förlängning" ökar tryckfallen. För ren rörströmning ökar tryckfallet proportionellt med värmeöverföringen, medan vid andra strömningsformer stiger tryckfallet snabbare.

Dessa förhållanden kan vid sidan av kostnaderna för värmeutbytande ytor bli avgörande för vilka temperaturdifferenser som kan tillåtas.

Den känslighet som vanliga 2-stegskopplade undercentraler visar för primärtemperaturer kring 50-60°C sommartid och med radiatorkretsen dimensionerad för

50-40 eller 55-40°C gör det fördelaktigt att trots topografin i Höglandsområdet välja direktkopplade radiator- och luftvärmekretsar.

Fördelen med detta kopplingssätt är att temperaturfallet över värmeväxlarna i undercentralerna undviks. Detta återverkar direkt på solvärmeanläggningen i och med att det distribuerade värmets kan hålla cirka 5°C lägre temperatur.

Den stora nivåskillnaden inom Höglandsområdet (cirka 70 m) medför att distributionsnätet får uppdelas på minst två separata kretsar för att klara tryckklassen NT6.

Direktkopplade radiatorkretsar är vanliga i bland annat dansk fjärrvärmesystem. I bilderna 6:2 och 6:3 visas ett par varianter av direktkoppling.

För delområdet 042 innebär valet av direktverkande system en besparing på 100 kkr.

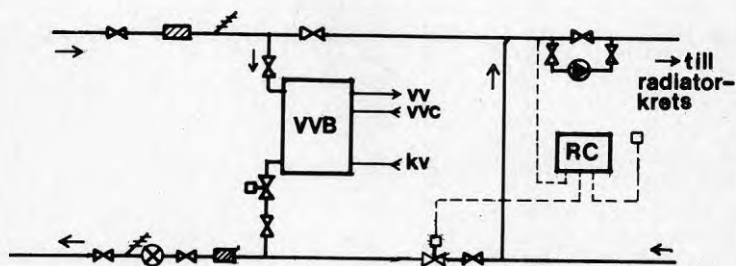


Bild 6.2 Direktkopplade radiatorkretsar med shuntning.

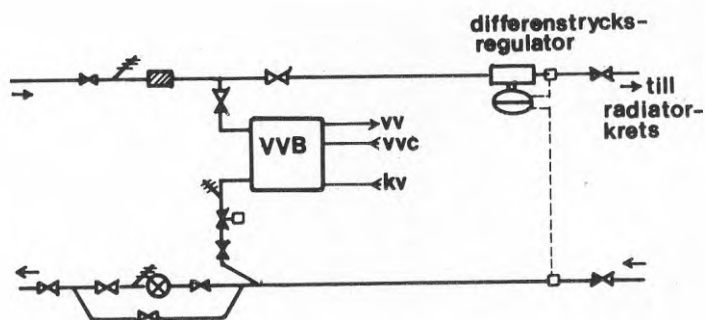


Bild 6.3 Direktkopplade radiatorkretsar med diferens-trycksregulatorer.

Primärnätets utformning

Vid dimensionering av kulvertledningar och pumpar inverkar sänkningen av framledningstemperatur och temperaturfall med en motsvarande ökning av flödet i nätet.

För att få en uppfattning om de relationer som råder mellan flöde och kostnaderna för pumpenergin och ledningsnät utnyttjades följande relation:

$$\text{Summa kostnader} = K(\text{nät}) + K(\text{pumpenergi})$$

$$K(\text{nät}) = l \times (a + b \times d^n)$$

där l = ledningarnas längd
 n = exponent
 d = diameter
 $a; b$ = konstanter

$$K \text{ (pumpenergi)} = \int_{\tau_1}^{\tau_2} 1,1 \cdot \frac{\lambda \cdot l \cdot \rho \cdot 16 \cdot Q \cdot k}{d \cdot \eta \cdot \pi^2 \cdot d^4} d\tau$$

- λ = friktionskoefficient
 ρ = vattnets densitet
 Q = volymflöde; tidsberoende
 k = elpris
 η = pumpens verkningsgrad

Genom derivering och undersökning av kostnadsminimum i ovanstående samband kan man få en fingervisning om vad som i första hand bör varieras; flödet eller ledningsdimensionerna

$$d = \left(\frac{178 \cdot k}{\eta \cdot n \cdot b} \int_{\tau_1}^{\tau_2} Q^3(\tau) d\tau \right)^{\frac{1}{n+5}}$$

Enligt Ringblom & Petersson (1978) antar konstanten b värden kring 4 500 kr/m² och exponenten n 1 för ledningsdimensioner upp till 100 mm. Integralen kan bestämmas genom att varaktigheten för utomhustemperaturen, radiatorkretsarnas framledningstemperatur m studeras.

Bilderna 6.6, 6.7 och 6.8 visar i tur och ordning utomhustemperaturens varaktighet, fram- och returledningens temperaturer i radiatorkretsarna samt inblandningen av primärvatten i radiatorkretsarna. Av den sistnämnda bilden framgår att det är endast under cirka 150 timmar per år som mängden primärvatten i radiatorkretsen överstiger 50 procent.

Totala primärflödet till en undercentral (byggnad) varierar med antalet anslutna lägenheter. Detta åskådliggörs i bild 6.9, där varaktigheten för totalflödet relativt sannolikt flöde sommartid för undercentraler med 10, 50, 100 och 150 lägenheter har ritats in.

Samtliga bilder gäller för framledningstemperaturen +55°C och tappvarmvattentemperaturen +47°C. Vid cirka 155 lägenheter är effektbehovet för tappvarmvattenberedning och uppvärmning lika stort.

Kurvan för 150 lägenheter i bild 6.9 approximeras tillräckligt bra med uttrycket:

$$\Sigma Q = (2,2 - 0,25 \cdot \tau^{0,2}) \cdot Q_{VV} ; \quad 0 < \tau < 2600 \text{ h}$$

där Q_{VV} är dimensionerande flöde för tappvarmvattenberedning.

För 50 lägenheter gäller sambandet:

$$\Sigma Q = (2,15 - 0,43 \cdot \tau^{0,125}) \cdot Q_{VV} ; \quad 0 < \tau < 2600 \text{ h}$$

och för 10 lägenheter:

$$\Sigma Q = (2 - 0,63 \cdot \tau^{0,06}) \cdot Q_{VV} ; \quad 0 < \tau < 2600 \text{ h}$$

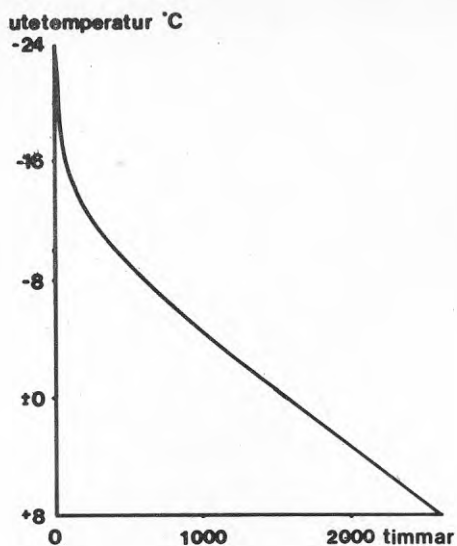


Bild 6.4 Varaktighetsdiagram för utomhustemperaturen i Örnsköldsvik. DUT 1.

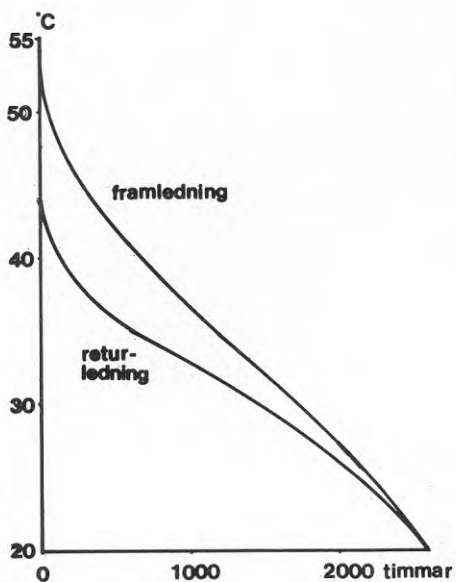


Bild 6.5 Varaktighetsdiagram för fram- respektive returledningens vattentemperatur.

Inblandning av primärvatten i radiatorkretsen

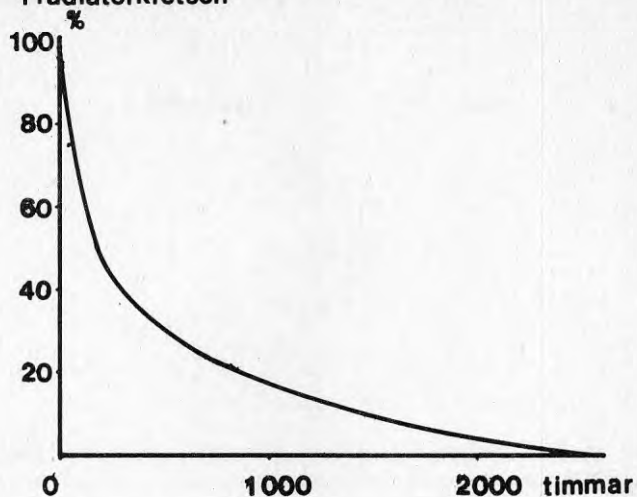


Bild 6.6 Varaktighetsdiagram över inblandningen av primärvatten i radiatorkretsen vid ett direktkopplat system.

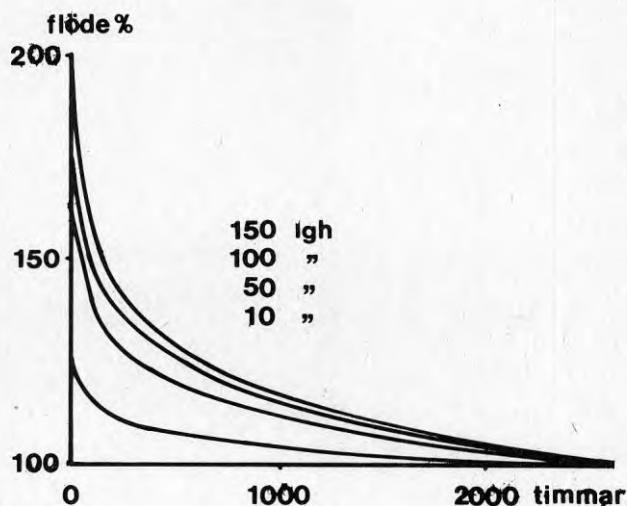


Bild 6.7 Varaktighetsdiagram över primärflödets storlek för 10; 50; 100 och 150 lägenheter relativt flödet vid sannolik varmvattentappning sommartid.

Kompletteras dessa uttryck med det sannolika flödet (Q_{vv}) för resterande del av året, $2600 < \tau < 8760$ h, kan uttrycket för ekonomisk ledningsdimension lösas.

Under resterande del av året, $2600 < \tau < 8760$ h, kan flödet sättas lika med 1,4 x sannolikt tappvarmvattenflöde. Faktorn 1,4 är kvoten mellan primärflöde och sekundärflöde.

För ett elpris på 0:15 kr/kWh, annuiteten $a = 0,10$ och pumpverkningsgrad 60 procent, blir ekonomisk diameter för de fall som visats i bild 6:7.

- 36 mm för 150 lägenheter
- 13 mm för 50 lägenheter
- 10 mm för 10 lägenheter

d v s lägre än vad som används.

Med hjälp av gradienten kan man visa att kostnaderna växer snabbast vid en täckning av diametern.

$$\text{Grad}(\text{summa kostnader}) = \left(\frac{\partial K}{\partial d}; \frac{\partial K}{\partial Q} \right) = \left(4500 + \frac{4,4 \cdot 10^{-3}}{d^5}; \frac{1,5 \cdot 10^{-3}}{d^5} \right)$$

Förhållandet mellan elementen i gradientvektorn är cirka 60:1 för anslutning 50. Av detta framgår att ledningsdimensionerna bör i största möjliga mån hållas nere. Detta kan ske utan menlig verkan på den tilltänkta solvärmecentralen om framledningstemperaturen vintertid ändras till $+65^{\circ}\text{C}$ vid kallare väderlek än -15°C och till $+60^{\circ}\text{C}$ vid utomhustemperaturer mellan -10°C och -15°C . För övrigt är framledningstemperaturen $+55^{\circ}\text{C}$. Ett varaktighetsdiagram för primärflödet med detta temperaturprogram finns återgivet i bild 6.8.

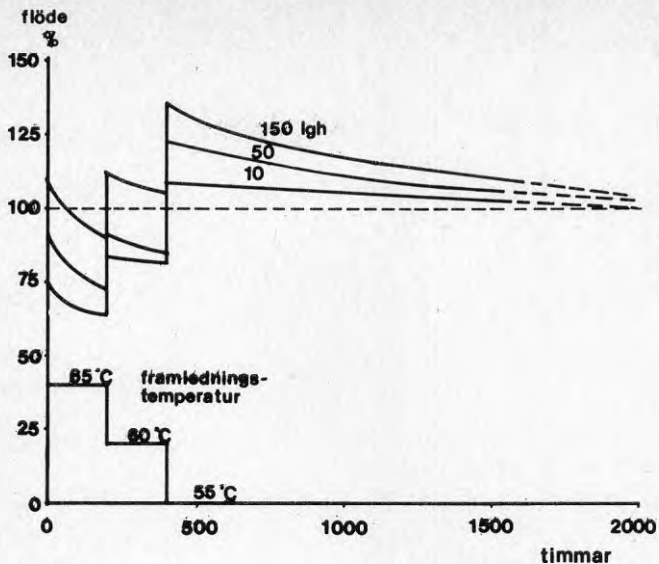


Bild 6.8 Varaktighetsdiagram för primärflödets storlek i undercentraler för 10; 50 och 150 lägenheter. Flödet anges relativt flödet sommartid vid sannolik varmvattentappning. Primärnätets framlednings-temperatur framgår av den nedersta kurvan.

Den för primärnätet dimensionerande flödet infaller vid utomhustemperaturen -10°C . Utgående från sommarfallet krävs att dimensionerna ökas med cirka 10 procent för att täcka värmebehoven.

Merkostnaden för primärnätet blir för 285 lägenheter i område 042 cirka 50 000 kr och för hela området (750 lägenheter) cirka 140 000 kr.

Returtemperaturerna i primärnätet varierar med varmvattentappningen och utomhustemperaturen enligt diagrammen, bild 6.9 och 6.10

Det förstnämnda diagrammet avser en abonnentgrupp om cirka 10 - 15 lägenheter medan det andra avser hela området cirka 750 lägenheter.

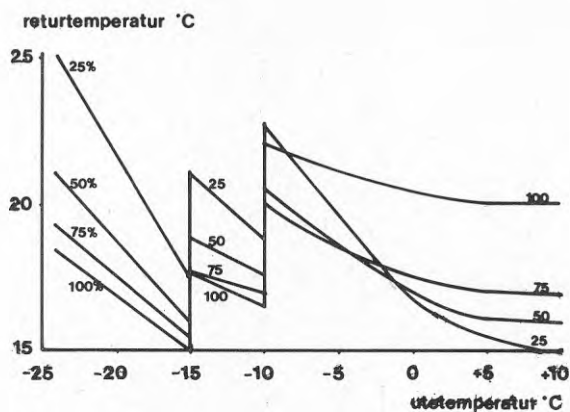


Bild 6.9 Returtemperaturen i primärnätet med avseende på utomhustemperaturen och sannolik tappning från en undercentral för ca 10-12 lägenheter.

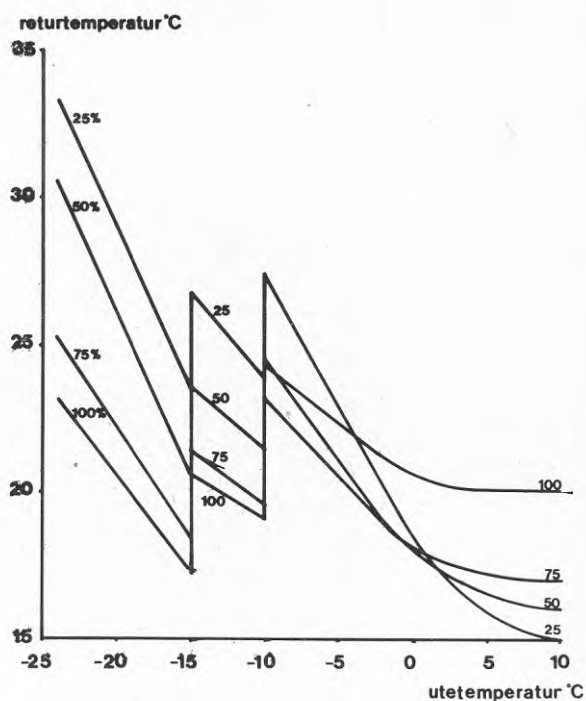


Bild 6.10 Returtemperaturen i primärnätet med avseende på utomhustemperaturen och sannolik tappning för 750 lägenheter.

Resultaten av de här redovisade räkningarna tyder på att det är fördelaktigt med en höjd framledningstemperatur under årets kallaste dagar (totalt cirka 400 timmar). Att förlänga perioden med högre framledningstemperatur kan störa årsverkningsgraden hos solvärmecentralen, om man, som vi, avser att klara större delen (75-80 procent) av värmebehovet med enbart solvärme.

60 eller 65°C framledningstemperatur ger, som framgår av bilderna 6.9 och 6.10, lägre returtemperaturer och medger därför bättre utnyttjande av ett värmelager.

Detta kan åstadkommas genom att stora värmeutbyttare ytor i värmeväxlare och radiatorer används. Genom att radiatorytorna dimensionerats för +55°C i framledningstemperatur i stället för det temperaturprogram som skall användas, kommer returtemperaturer och flöden att kunna hållas låga.

Panncentral

Det totala effektbehovet för bostäderna (750 st) i Höglandsområdet är cirka 5,5 MW (netto). Därtill kommer värmebehov för lokaler, affärer m m.

Anpassas värmesystemen i de övriga byggnaderna till det temperaturprogram som valts för bostäderna, kan anslutning ske utan att problem för solvärmesystemet uppstår.

Effektbehovet för bostäderna beräknat vid panncentral är cirka 6,3 MW. Nätförlusterna har då uppskattats till 15 procent.

Utbyggnaden av området kommer att ske i etapper och den tilltänkta solvärmearläggningen kan troligen inte tas i bruk förrän området är utbyggt i sin helhet. Under utbyggnadsskedet kommer de olika delområdena att försörjas med värme från transportabla panncentraler. Vid start av permanent panncentral och solvärmearläggning kan eventuellt en eller flera av dessa transportabla panncentraler användas som komplement under uppvärmningen av solvärmelagret. I avsnittet om lager framgår vilka lagerförluster som kan väntas. Med hjälp av dessa och värmebehoven månad för månad kan en varaktighet för temperaturen i lagret upprättas, se bild 6.11. Det skuggade fältet visar den förbättring av lagerutnyttjningen som åstadkoms med det temperaturprogram och den dimensionering som använts. Dock räcker detta ej för att minska effektbehovet hos panncentralen, utan denna måste dimensioneras för maximalt värmebehov. Diagrammet i bilden 6.11 visar medeltemperaturen i lagret. En viss skiktning kommer alltid att föreligga. Det är dock ogörligt att utan detaljprojektering bedöma värdet av denna, varför medeltemperaturen måste användas vid beräkningar i detta skede.

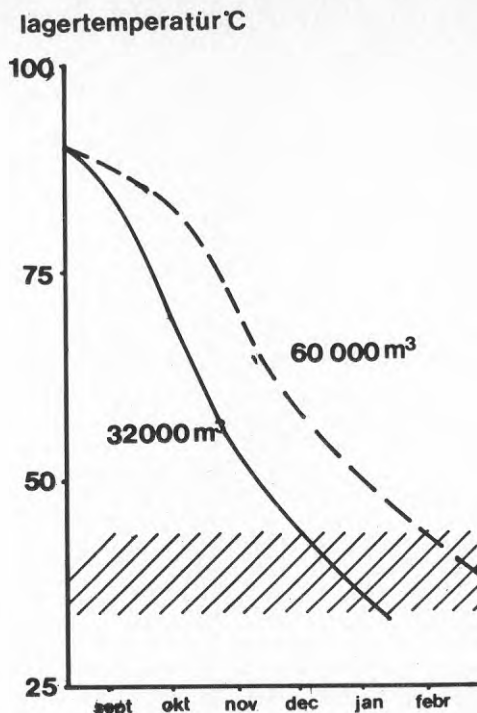


Bild 6.11 Solvärmelagrets medeltemperatur vid olika tidpunkter.

Den minskning av de fasta kostnaderna för panncentralen som skulle erhållas om värme kunde hämtas ur lagret under den kallaste (dimensionerande) perioden kan uppskattas med följande samband:

$$K = 3 \left(1 - \left(\frac{65-t}{65-25} \right)^{0.7} \right) \quad \text{Milj kr}^*$$

t är den temperatur som kan erhållas ifrån lagret. Den fasta årskostnaden för en panncentral omfattar även service, underhåll, personalkostnader, el m m.

Skillnaden i årskostnad blir, om en vägd annuitet på 10 procent för investeringarna används,

$$\Delta k = 0,48 \left(1 - \left(\frac{65-t}{65-25} \right)^{0.6} \right) \quad \text{Milj kr}$$

Vid en returtemperatur på cirka 30-35°C innebär en höjning av lagrets temperatur med en grad (eller motsvarande sänkning av returtemperaturen) en minskning av investeringen med cirka 80 kkr**). Den fasta årskostnaden blir cirka 8 kkr lägre.

*) Se Kostnader och livslängder för medelstora värmecentraler; Nils Åke Axelsson, Nils Dafgård, KTH inst för uppvärmnings- och ventilationsteknik, Stockholm.

***) 1978 års priser.

Vid detaljprojekteringen av lager respektive panncentral bör speciell uppmärksamhet läggas vid temperaturskiktningen och värmeförlusterna hos lagret, eftersom det föreligger vissa möjligheter att minska investeringskostnaderna för panncentralen.

Anslutning av solvärmelagret till distributionsnätet avses ske på det sett som framgår av bild 6.13.

Distributionsnätet är uppdelat på grund av tryckförhållanden i två separata kretsar. Returvattnet från primärnätet passerar först en pumpgrupp och förs därefter till en värmeväxlare kopplad mot solvärmelagret. Flödet på "solvärme-sidan" styrs av en tvåvägsmotorventil med temperaturgivare, vilken placeras i distributionsnätet direkt efter växlaren. Därefter förs primärvattnet till en värmeväxlare för eftervärmning. Värmet till denna hämtas från oljeeldade värme pannor.

Reglercentral 1 (RC1) i bild 6.13 styr effekten hos pannanläggningen med hänsyn till utomhustemperatur och temperatur i primärnätet före växlaren för eftervärmning.

Reglercentralerna RC2 och RC3 styr primärnätets framledningstemperatur för respektive krets. Eventuellt byggs RC2 och 3 in i RC1, då börvärdet för framledningstemperaturen ges från reglercentral 1.

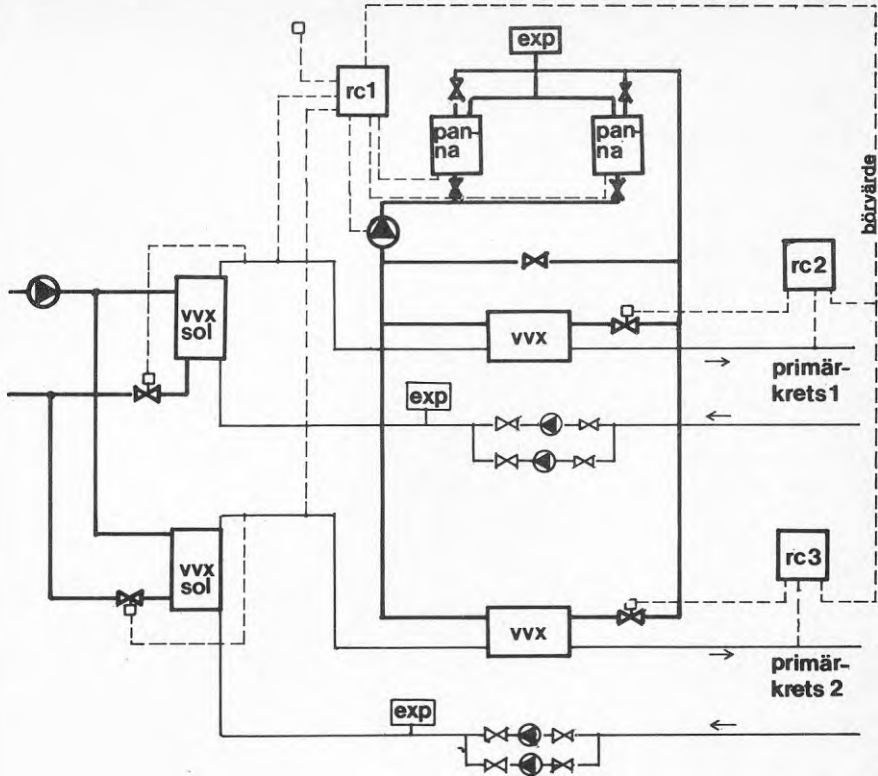


Bild 6.12 Kopplingsprincip för anslutning av solvarmlager till panncentral och fjärrvärmenät.

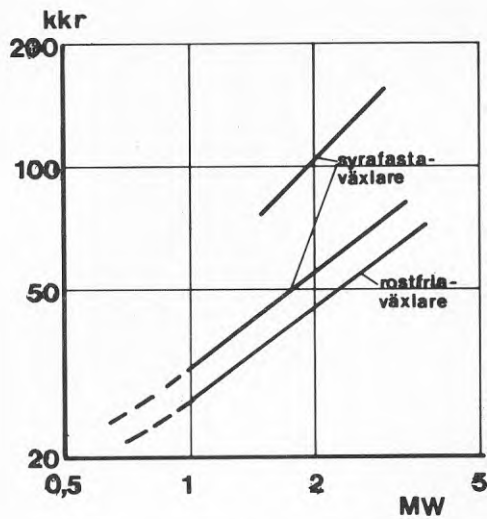


Bild 6.13 Kostnad för värmewäxlare exkl moms. Juli 1980.

Beträffande flödesreglering av vattnet från solvärmelagret kan antingen varvtalsreglerade pumpar eller pumpar med konstant varvtal kompletterade med ackumulator-tank i distributionsnätet användas. Ytterligare metoder för att reglera flödet föreligger givetvis; t ex stegstyrning av parallellkopplade pumpar. En noggrann ekonomisk analys av alternativen bör göras vid projekteringen, då de schablonvärden som för närvarande används tyder på att varvtalsreglering nätt och jämt är lönsam. Gränsen för lönsamhet uppskattas ligga vid motoreffekten 20 KW och totalt effektbehov för pumparna i detta projekt ligger kring 25 å 30 KW. Kostnadssammanställningen i slutet av denna rapport upptar endast pumpgrupp och motorventiler.

Värmeväxlarna mellan solvärmelagret och primärnätet måste utföras i korrosionshårdigt material om lagringen kommer att ske i berggrum. Inläckning av grundvatten till berggrumslagret medför risk för att vattnet blir aggressivt. Kostnaderna för värmeväxlarna redovisas för utförande i syrafast material SIS 2343 och i rostfritt material. Växlarnas dimensioner har fastlagts utifrån temperaturprogrammet 65/30°C på solvärmelagrets sida och 25/55°C på "primärsidan".

Storleken hos värmeväxlarna bestäms av lagrets storlek. Vid 32 000 m³ lager blir effekten 1,4 och 2,4 MW medan för ett 60 000 m³ lager blir effekterna 1,7 respektive 2,9 MW. Värmeväxlarna med dessa effekter klarar att överföra den effekt som erfordras för att täcka värmebehovet vid störttappning och 0°C respektive -3,5°C utomhustemperatur. 0°C är månadsmedeltemperaturen för november och -3,5°C för december. Värmeväxlarna för eftervärmning av primärvattnet skall dimensioneras för full effekt, d v s 2,4 respektive 4 MW. Temperaturprogrammet för dessa är 90/30°C och 65/25 på primärsidan.

Priset för dessa med motorventiler är 60 000 respektive 85 000 kr, exklusive mervärdesskatt.

Bilden 6.13 ger sambandet mellan pris och effekt för växlarna.

Kostnaden för panncentralen inklusive pumpgrupper, byggnad, skorsten, oljecistern m m uppskattas till 3 miljoner kronor.

7 KOSTNADSSAMMANSTÄLLNING

7.1 Anläggningskostnader

Kostnaderna är räknade för kostnadsläget första halvåret 1980.

Kostnaderna är i vissa stycken ungefärliga. Kostnads-sammanställningen syftar i första hand till att redovisa storleksordningen och de inbördes relationerna för de olika systemdelarna.

En exaktare kostnadsredovisning kräver noggrannare detaljprojektering samt för vissa delar direkta anbudsförfrågningar.

| | | |
|--|-----------------------------|-----------------------------|
| <u>Solfångaranläggning:</u> | <u>9 500 m²</u> | <u>14 000 m²</u> |
| solfångarpaneler | 8 550 | 12 600 |
| rörledningar | 1 430 | 2 100 |
| arbetskostnad | 950 | 1 400 |
| Stativ inkl arbete | <u>2 870</u> | <u>4 220</u> |
| Totalt | 13 800 kkr | 20 320 kkr |
| Frostskyddsutfyllning | <u>200</u> | <u>280</u> |
| | 14 000 kkr | 20 600 kkr |
| <u>Värmelager:</u> | <u>32 000 m³</u> | <u>60 000 m³</u> |
| Typ: | | |
| Bergrum, oisolerad | 5 820 | 9 060 |
| Ståltank, ovanjord | 7 360 | 11 400 |
| Betongtank, delvis insprängd i berg | 9 600 | 13 200 |
| Berggrop, isolerad | 4 800 | 7 800 |
| Vattenutfyllning av lager | + 150 kkr | + 150 kkr |
| <u>Merkostnader för distributionssystem:</u> | | |
| Ökade ledningsdimensioner | 140 | |
| ökade växlarytor i UC för varmvatten | 100 | |
| besparing p g a direkt kopplat radiatorsystem | <u>- 300</u> | |
| Totalt | (- 60) kkr | 0 kkr |

| | |
|--------------------|-------------------------------------|
| (Panncentral | 3 000 kkr (belastar ej solvärmeanl) |
| Extra vvx i PC | 150 kkr |
| Ökade radiatorytor | 1 500 kkr*) |

Total anläggningskostnad betingad av solvärmeanläggningen (inklusive 10 procent för oförutsett):

- 1) 9 500 m² solf: 22-27 Mkr beroende på lagerteknik
- 2) 14 000 m² solf: 33-39 Mkr " -

*) Att belasta lågtempertursystemet med hela denna kostnad torde ej vara riktigt då radiatorsystemen i hus byggda enligt SBN-75, av funktionstekniska skäl, måste dimensioneras på annat sätt än hus byggda enligt tidigare normer.

Kommentar

Anläggningskostnaden för en solvärmeanläggning blir cirka 33 000 kr extra per ansluten lägenhet.

Energibesparingen (oljebesparingen) motsvarar med 15 öre/kWh cirka 1 100 kr/år för en normal lägenhet.

Genom att beräkna nuvärdesfaktorn v

$$\text{enl} \quad v = \frac{1 - (1 + r_e)^n}{r_e} \quad n = \text{antal år}$$

där r_e = den effektiva räntan

$$\text{enl} \quad r_e = \frac{r - j}{1 + j}$$

och där r = prisökning enligt konsumentprisindex

j = speciell prisökning för energi (olja-
priset)

Ger följande resultat:

$$r_e = -0,018$$

$$v = \frac{1 - (0,982)^n}{-0,018}$$

v = 30 vid n = 23 år med r = 10 %, j = 12 %
30 x 1 100 kr/år = 33 000 kr (räknat per lägenhet)

Alltså kan investeringskostnaden anses vara betald på cirka 24 år med ovan givna förutsättningar.

Anm: Eventuellt kortare livslängd eller underhåll för anläggning är ej medtaget i räkneexemplet.

LITTERATUR OCH REFERENSER

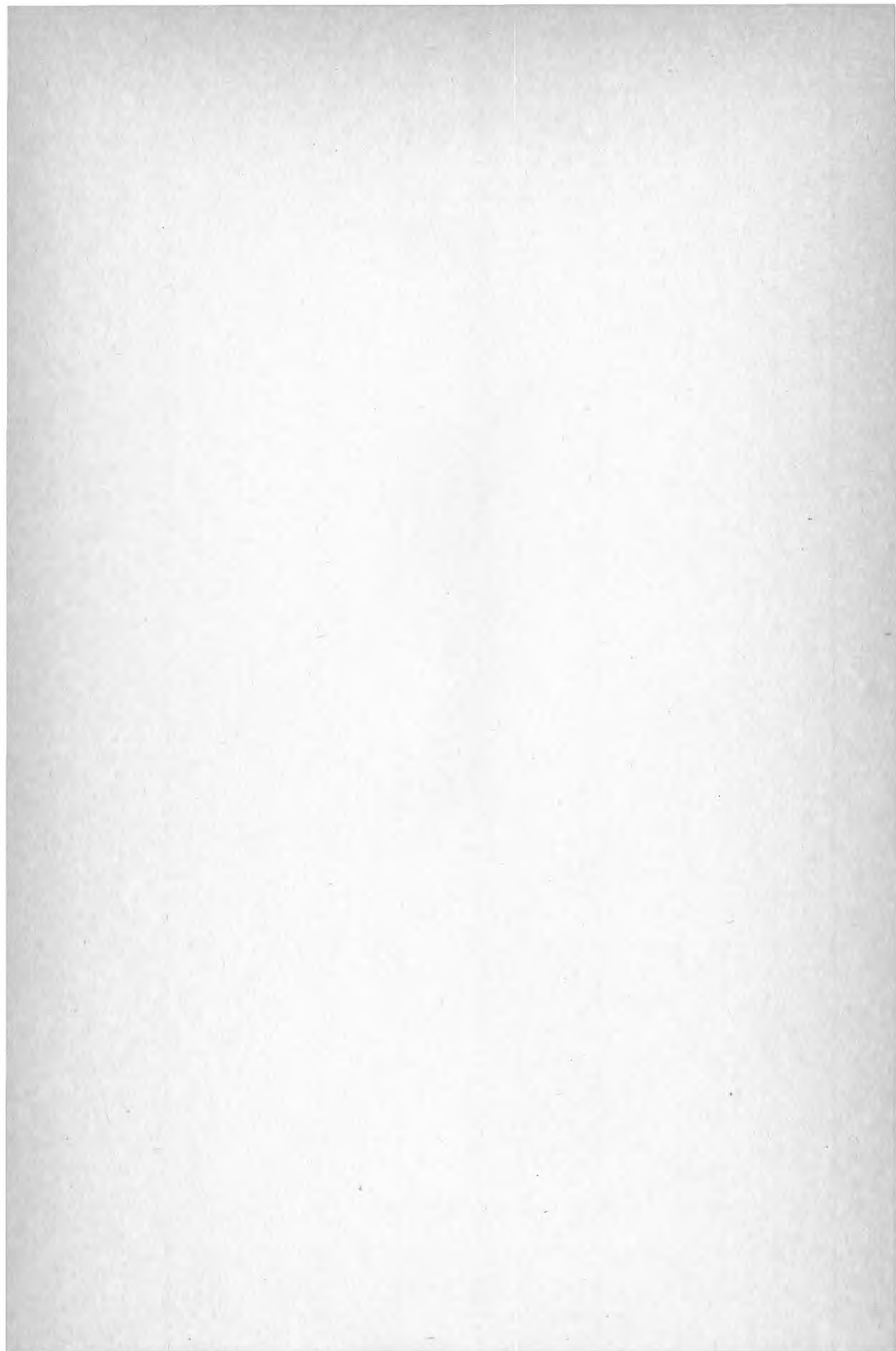
F Petersson; L Ringblom: Ekonomiskt temperaturfall i Luftvärmare, VVS spec 1 (1978)

N Axelsson; N Dafgård: Kostnader och Livslängder för medelstora värmecentraler. Rapp 35 Inst för Uppvärmnings- och ventilationsteknik, KTH, Stockholm, 1980.

Solvärmeverk Ingelstad i Växjö, BFR R 82:1979

Peter Margen: Artikel i VVS nr 3, Studsvik Energiteknik AB

Peter Margen: Swedish central solar heating plant for 2000 dwellings, BFR D 16:1978



**Denna rapport hänför sig till forskningsanslag
780973-3 från Statens råd för byggnadsforskning
till Örnsköldsviks kommun.**

R161: 1980

ISBN 91-540-3397-7

Statens råd för byggnadsforskning, Stockholm

Art.nr: 6700261

**Abonnemangsgrupp:
W. Installationer**

**Distribution:
Svensk Byggtjänst, Box 7853
103 99 Stockholm**

Cirkapris: 30 kr exkl moms