



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.



Solfångarsystem i fjärrvärmenät

Tekniska och ekonomiska förutsättningar

Hans Gransell

INSTITUTET FÖR BYGGDOKUMENTATION	
Accnr	80-1436
Plac	ser

K
01/1

R77:1980

SOLFÅNGARSYSTEM I FJÄRRVÄRMENÄT -
Tekniska och ekonomiska förutsättningar

Hans Gransell

Denna rapport hänför sig till forskningsanslag
790494-5 från Statens Råd för Byggnadsforskning
till Rejlers Ingenjörbyrå AB, Stockholm.

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

R77:1980

ISBN 91-540-3288-1

Statens råd för byggnadsforskning, Stockholm

LiberTryck Stockholm 1980 054767

INNEHÅLL

SAMMANFATTNING	5
1 INLEDNING	7
1.1 Bakgrund	7
1.2 Syfte	8
2 ALLMÄNT OM FJÄRRVÄRME	9
3 SOLVÄRMENS INVERKAN PÅ KRAFTPRODUKTION	11
3.1 Minskad elkraftproduktion orsakad av minskat värmeunderlag	12
3.2 Minskad elkraftproduktion orsakad av förhöjd returtemperatur	14
4 RETURTEMPERATURENS INVERKAN PÅ VÄRME- PRODUKTIONEN I SOLFÅNGARE	16
4.1 Temperaturförhållanden i fjärrvärme- nät	16
4.2 Solfångarnas verkningsgrad	18
5 ANVÄNDNING AV SOLFÅNGARE I BEFINTLIG BEBYGGELSE	23
5.1 Olika förläggningsalternativ	23
5.2 Problem att lösa	23
5.3 Markförläggning av solfångare	24
5.4 Takförläggning av solfångare	26
5.5 Fasadförläggning av solfångare	28
5.6 Förläggning till speciella ytor	28
5.7 Ägarförhållanden	29
5.8 Skyddsanordningar	29
5.9 Försäkringar	30
6 VÄDERSTRECKENS OCH TAKLUTNINGENS IN- VERKAN PÅ SOLINSTRÅLNINGEN	31
6.1 Allmänt	31
6.2 Solinstrålning vid olika orientering och lutningsvinklar	31
7 SYSTEMTEKNIK	34
7.1 Indelning av olika fjärrvärme- ledningar	34
7.2 Flöden och temperaturer i fjärr- värmenät	35
7.3 Olika anslutningspunkter	36
7.4 Anslutning till gemensam primär- ledning	37

7.5	Anslutning till servisledning, abonmentcentral	40
7.6	Anslutning till sekundärt distributionsnät	41
7.7	Jämförelse mellan olika anslutnings- principer	45
8	MAXIMAL SOLFÅNGARINSTALLATION UTAN ACKUMULERING	46
8.1	Effektförhållanden i fjärrvärme- nätet	46
8.2	Maximal täckningsgrad	48
8.3	Solfjärrvärmens globala betydelse ..	51
9	EKONOMI	53
9.1	Anläggningskostnader	53
9.2	Driftkostnader	55
9.3	Investeringsbehov	55
10	ÖVERGÅNG TILL ELDNING MED FASTA BRÄNSLEN	57
10.1	Allmänt	57
10.2	Lönsamhetsbedömning, investerings- kalkyl	57
11	SLUTSATSER	60
	BILAGA 1 Beräkning av Solinstrålning	61
	LITTERATUR	63

SAMMANFATTNING

Motivet med att ansluta solfångare till fjärrvärmenät är att man alltid har tillgång till en stor värmesänka för värmeinmatning. Den producerade dygnseffekten i solfångarna understiger alltid den av abonnenterna efterfrågade dygnseffekten.

Solvärme konkurrerar om värmeunderlaget med andra uppvärmningsformer såsom spillvärme och kraftvärme. I de kommuner som utnyttjar spillvärme under sommaren kommer den potentiella solfångarinstallationen att minska. För kommuner med kraftvärme kan konkurrensen innebära en ökad kostnad för inköp av elkraft. Om man förutsätter en fortsatt kärnkraftsutbyggnad inom landet kommer dock kraftvärmens under 1980- och 1990-talet att stå för en relativt liten del av kraftproduktionen och därför blir den verkliga konkurrensen om värmeunderlaget minimal.

Temperaturförhållandena i fjärrvärmenätet påverkar värmeproduktionen i solfångarna. Ju högre temperatur desto större blir förlusterna. Med de temperaturnivåer som råder i fjärrvärmenäten krävs solfångare som har en relativt god verkningsgrad vid arbetstemperaturer mellan 60 och 80°C. Att sänka temperaturnivån i befintliga fjärrvärmenät är sannolikt kostsammare än att låta solfångarna arbeta mot normala fjärrvärmemetemperaturer (sommartid 75°C framledningstemperatur och 45°C returtemperatur).

Solfångare kan förläggas på olika ställen, men framförallt mark- och takförläggning är intressanta. Det visar sig att den specifika kostnaden kan minskas med storleken på anläggningen och därför bör man i första hand inrikta sig på markförlagda solfångare. Detta medför att det naturliga blir ett kommunalt ägande vilket inte är självklart vid förläggning till fastighetstak.

Beräkningar har utförts för att få en uppfattning om vilka olika lutningsvinklar och orienteringar som kan accepteras för solfångare. Det framgår att optimum är relativt flackt och att man därför kan acceptera att solfångarna placeras i riktningar mellan sydväst och sydöst och med lutningsvinklar mellan 15 och 60°.

Solfångarna kan anslutas till fjärrvärmenätet antingen på returledningar eller mellan retur- och framledning. Det andra alternativet bör utnyttjas i de yttre delarna av distributionsnätet där flödet är lågt. I detta fall krävs en pump för att övervinna tryckdifferensen mellan retur- och framledning.

Den maximala solfångarinstallationen som kan utnyttjas motsvarar dygnsbehovet av tappvarmvatten inklusive ledningsförluster under soliga dagar. Vid större installation stiger ledningsnätets temperaturnivå och en viss ackumulering kan erhållas.

Driftstatistik från Hässelbyverket i Stockholm har utnyttjats för att bedöma hur stor solfångarinstallation som maximalt kan utnyttjas. Man finner att ca 8.5% av distributionsnätets energiomsättning kan erhållas från solfångare. För att få en uppfattning om detta är praktiskt möjligt att åstadkomma krävs en inventering i ett antal typiska fjärrvärmeområden där man undersöker olika markområden och/eller tak för solfångarinstallation. Den teoretiska potentialen för solfjärrvärme i Sverige är, om man stöder sig på Svenska Värmeverksföreningens prognoser, år 1990 4 TWh och år 2000 4.9 TWh.

Tekniskt är det möjligt att utnyttja solfångare i fjärrvärmenät, men kostnaderna är idag orimligt höga. För att åstadkomma ett genombrott för solfjärrvärme krävs, såsom i övriga solvärmeställningar, ett nytänkande hos solfångartillverkarna så att priserna minskar och att samtidigt den tekniska livslängden ökar.

Av utredningen framgår vidare att solfjärrvärme i framtiden kostnadsmässigt bör jämföras med fastbränsleledning, på grund av en nödvändig minskning av landets oljeberoende. Detta innebär att kostnaderna måste ytterligare pressas eftersom besparingen orsakad av solfångare (bränslekostnaden) blir mindre vid fastbränsleledning.

1 INLEDNING

1.1 Bakgrund

Utmärkande vid användning av alternativa energikällor där energitätheten är relativt låg, såsom exempelvis för solenergi, är att anläggningskostnaden är hög och att därmed kapitalkostnaden utgör den dominerande delen av anläggningens totala driftskostnader. Detta gäller framför allt för de solvärmeanläggningar där säsongslagring tillämpas. Anläggningskostnaden för en ackumulator kan uppgå till mellan 25 och 35 procent av den totala anläggningskostnaden beroende på vilken princip som tillämpas och vilken täckningsgrad (andel av det totala värmebehovet) solvärmeverket ska ha. Om man istället inriktar sig på att enbart klara tappvarmvattenberedning under den varmare delen av året utgör ackumulatorkostnaden en betydligt mindre andel av totalkostnaden.

Större ackumulatörer blir dock ofrånkomliga om ambitionen är att klara av en större andel av eldnings-säsongens värmebehov. Med dagens teknik där värme lagras genom utnyttjning av materialets (vatten, stenbäddar etc) värmekapacitet blir lagringsenheten av betydande dimensioner vilket resulterar i höga kostnader. För att om möjligt kunna få en godtagbar lönsamhet i framtida solvärmeverk krävs att en ny lagringsteknik kommer till stånd.

Ett sätt att undvika ackumulering i solvärmesystem är att utnyttja en stor värmesänka såsom exempelvis ett fjärrvärmenät för värmeinmatning från solfångare. Det förutsetts då att den efterfrågade effekten i fjärrvärmenätet överstiger värmeproduktionen i solfångarna. För att få gynnsamma temperaturförhållanden i solfångarna bör dessa i första hand kopplas till fjärrvärmenätets returledning.

Solfångarna kan förläggas på marken, på fastigheternas tak och/eller fasader. Vilket förläggningssalternativ som väljes är framför allt beroende på de lokala förhållandena där aspekter som utrymme, skuggning, åverkan etc måste vägas in.

Att koppla solfångare till ett befintligt fjärrvärmenät bör vara en av de applikationer som snabbast visar på lönsamhet pga att ackumuleringen kan avskaffas. Förmodligen finns andra solvärmesystem som kan anses ha en bättre lönsamhet, exempelvis pooluppvärmning, men omfattningen av dessa är så liten att det ej kan ge något bidrag av betydelse i Sveriges energibalans. Den potentiella energibesparingen i fjärrvärmenätet motsvarar abonnenternas tappvarmvattenbehov under den varmare årstidens (mars - september) soltimmar.

1.2 Syfte

Projektets syfte är att påvisa problem och att göra en bedömning av möjligheterna att ansluta solfångare till fjärrvärmenätets returledning. I denna bedömning bör följande punkter ingå:

- Olika förläggningssalternativs lämplighet för solfångarmontage ur lutnings- och orienteringssynpunkt. Gäller framför allt vid takförläggning.
- Returtemperaturens inverkan på värmeproduktionen i solfångarna.
- Systemteknik. Principlösningar för olika anslutningar till fjärrvärmenätet.
- Solfångarnas inverkan på kraftvärmeproduktionen.
- Olika problem vid mark-, tak- och fasadförläggning.
- Ägandeförhållanden, energiverk - fastighetsägare.
- Potentiell energibesparing.
- Ekonomi.

I rapporten redovisas även de projekt som realiserats eller där en ingående förstudie utförts.

2 ALLMÄNT OM FJÄRRVÄRME

Uppbyggnaden av fjärrvärmenäten påbörjades för ca 30 år sedan och kommer enligt planerna att fortgå in på 2000-talet. Av landets slutliga energianvändning åtgår idag ca 40% till uppvärmning, varav 25% försörjs via fjärrvärme. Enligt Svenska Värmeverksföreningen uppgick ansluten värmeeffekt under 1979 till 13.0 GW och levererad värmemängd till 25.6 TWh. Med utgångspunkt från kommunernas fjärrvärmeprognoser har man sammanställt en riksomfattande prognos som redovisas i Plan 80. Här framgår att man 1990 räknar med en ansluten värmeeffekt på 23.9 GW och en levererad värmemängd på 47.8 TWh. Detta innebär att fjärrvärme år 1990 skulle svara för ca 45% av landets uppvärmningsbehov.

En fjärrvärmeanläggning kan efter funktion indelas i produktionsanläggning, distributionssystem och abonnentcentral.

Värmeproduktionen sker idag vanligtvis i en hetvatten-central där olja utnyttjas som bränsle. I framtiden måste bränsleförsörjningen fördelas på flera energislag vilket medför att fastbränsleeldning (kol, torv och biomassa) kommer att få en större betydelse. För större fjärrvärmenät kan värme- och elproduktion samordnas i ett sk kraftvärmeverk.

Distribution av fjärrvärme till abonnenterna sker genom ett nätverk av rörledningar nedlagda i mark. Distributionsnätet kan vara uppbyggt med radialmatning och/eller ringmatning (värmeleverans kan ske från två håll).

I fastigheter som ansluts till fjärrvärmenätet anordnas en abonnentcentral för mottagande av värme. Fastighetens värmeanläggning är i regel ansluten till fjärrvärmenätet över separata värmeväxlare för värme och tappvarmvatten.

Genom att ansluta solfångare till landets fjärrvärmenät kan under de varmare månaderna en viss del av värmen tillföras från solen. Ett fjärrvärmenät med solfångare kan förenklat beskrivas enligt figur 2.1.

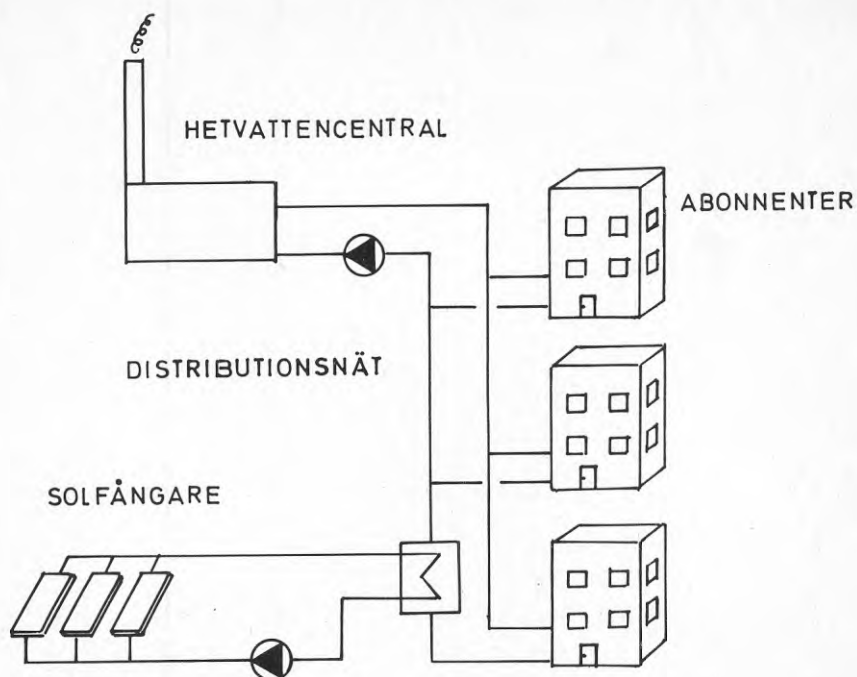


Fig 2.1 Fjärrvärmesystem med solfångare anslutna till returledningen.

3 SOLVÄRMENS INVERKAN PÅ KRAFTPRODUKTIONEN

Kommuner som har ett stort värmeunderlag kan utnyttja detta för kraftproduktionen. Den kombinerade värme- och kraftproduktionen sker då i ett kraftvärmeverk. För att få en god ekonomi på kraftvärmeverket är det önskvärt att ha en lång utnyttjningstid. Att installera solfångare som matar in värme på fjärrvärmenätet innebär ett minskat värmeunderlag, vilket resulterar i att vid vissa förhållanden (när maximal kraftproduktion eftersträvas) ersättningskraft måste köpas. Eftersom ersättningskraften är dyrare än den som kraftvärmeverket producerar innebär solfångarna i vissa fall en belastning på kraftproduktionen.

I figur 3.1 visas schematiskt hur ett kraftvärmesystem med solfångare kan se ut. Förhållandena för kraftproduktion försämras av två anledningar när solfångare kopplas till returledningen. Dels pga ett minskat värmeunderlag och dels pga att en förhöjd returtemperatur innebär en sämre verkningsgrad.

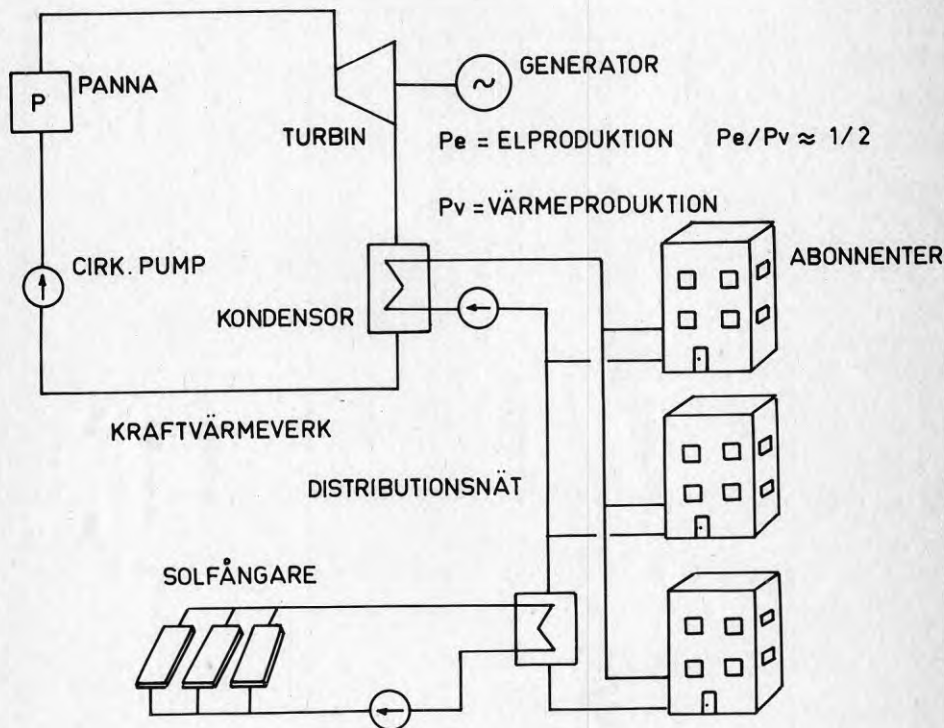


Fig 3.1 Kraftvärmesystem med solfångare anslutna till returledningen.

3.1 Minskad elkraftproduktion orsakad av minskat värmeunderlag.

Vid förhållandet 2 mellan värme- och elproduktion i kraftvärmeverk innebär 2 kWh värmeproduktion i solfångare 1 kWh bortfall av elproduktion. Den bränslebesparing som åstadkoms med hjälp av solfångare ska vägas mot merkostnaden för inköp av ersättningskraft.

Bränslebesparingens värde blir

$$(P_e + P_v) \cdot t \cdot K_{kvv} \cdot \frac{\Delta T_s}{\Delta T_{tot}}$$

Kostnaden för ersättningskraft blir

$$P_e \cdot t \cdot K_{ers} \cdot \frac{\Delta T_s}{\Delta T_{tot}}$$

där P_e = elproduktion i kraftvärmeverket, utan solfångare.
 P_v = värmeproduktion i kraftvärmeverket, utan solfångare.
 ΔT_s = temperaturstegring som solfångarna åstadkommer.
 ΔT_{tot} = fjärrvärmenätets temperaturstegring i kraftvärmeverket utan solfångare.
 t = solskenstid.
 K_{kvv} = kostnad för elproduktion.
 K_{ers} = kostnad för köp av ersättningskraft.

Nettobesparingen blir vid $P_v = 2P_e$

$$(3 K_{kvv} - K_{ers}) \cdot P_e \cdot t \cdot \frac{\Delta T_s}{\Delta T_{tot}}$$

Kostnaden för ersättningskraften är beroende av i vilken typ av kraftverk produktionen sker. Det finns inget generellt svar på kostnaden eftersom det är ovisst hur det framtida kraftsystemet kommer att se ut.

I Konsekvensutredningen (SOU 1979:83) framgår hur elbalansen kan se ut i framtiden vid en fortsatt utbyggnad av kärnkraften. Tabell 3.1 visar möjliga elbalanser i framtiden vid utbyggnad av kärnkraft.

	1980 TWh	1990 TWh	2000 TWh
Vattenkraft	62	65	65
Kärnkraft	23	58	58
Ind. mottryck	5	7	9
Kraftvärme	6	6	15
Oljekondens	4	1	-
Kolkondens	-	-	3
Gasturbiner	-	-	-
Vindkraft	-	1	4
Summa prod	100	138	154
Summa kons	91	125	140

Tabell 3.1 Elbalansen i TWh år 1980, 1990, 2000 vid utbyggnad av kärnkraft.

Av tabellen framgår att kraftvärmen utgör ca 4 resp 10% av den totala elbalansen år 1990 resp år 2000. För att få en uppfattning om på vilken nivå dessa kraftslag kommer att verka i ett varaktighetsdiagram måste de rörliga kostnaderna jämföras. De olika kraftslagen kan inordnas efter stigande rörliga kostnader på ungefärligen följande sätt:

Vattenkraft, vindkraft

Kärnkraft

Kraftvärme flis, torv

Kraftvärme kol

Kraftvärme olja

Kolkondens

Oljekondens

Gasturbiner

Om dessa kraftslag ritas in i ett varaktighetsdiagram över landets elproduktion år 1990 och 2000 erhålls figurerna 3.2 och 3.3. Kraftslagen har inordnats så att det med lägsta rörliga kostnad får längst utnyttjningstid. De angivna gränserna mellan olika kraftslag är ungefärliga. Av figurerna framgår att kraftvärme och solvärme inte nämnvärt konkurrerar med varandra (förenklat kan sägas att de höga effekterna i varaktighetsdiagrammet härrör från vintern och de låga från sommaren). Om de vid tillfälle skulle konkurrera och ersättningskraft måste köpas blir kostnadsökningen måttlig eftersom kapacitet finns i andra kraftvärmeverk där de rörliga kostnaderna är i samma storleksordning.

Ovanstående resonemang bygger på det framtida kraftsystem som skisserats i Konsekvensutredningen SOU 1979:83. Om man istället får ett betydligt större inslag av kraftvärme, vilket blir en nödvändighet vid en avveckling av kärnkraften kommer ett starkare konkurrensförhållande mellan sol- och kraftvärme att erhållas.

3.2 Minskad elkraftproduktion orsakad av förhöjd returtemperatur.

Rent allmänt gäller för kraftvärmeverkets elproduktion att verkningsgraden är beroende av den temperatur där värme bortförs, dvs fjärrvärmenätets temperatur. Vid ökad fjärrvärmetemperatur försämras verkningsgraden. I Värtaverket, Stockholm, uppger man den minskade elproduktionen till 1.5 promille vid 2°C temperaturhöjning i returledningen. Denna måttliga försämring beror på att kondensorns temperatur bestäms framför allt av framledningstemperaturen i fjärrvärmenätet. Den försämrade verkningsgraden är således försumbar jämfört med den minskning i elproduktion som ett minskat värmeunderlag innebär.

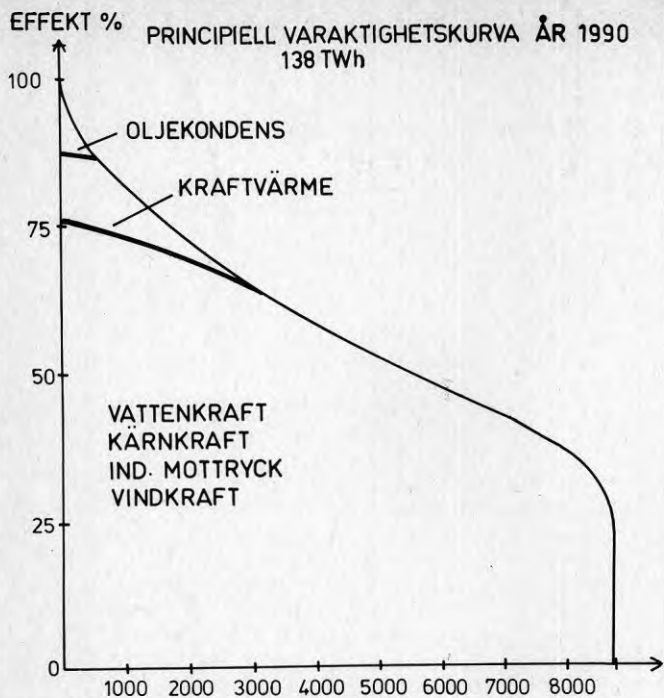


Fig 3.2 Olika kraftslags placering i ett varaktighetsdiagram år 1990.

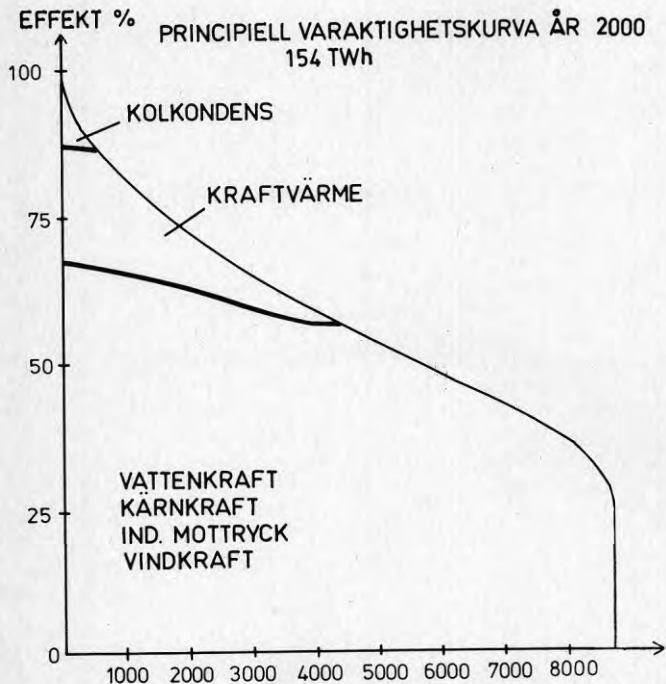


Fig 3.3 Olika kraftslags placering i ett varaktighetsdiagram år 2000.

4 RETURTEMPERATURENS INVERKAN PÅ VÄRMEPRODUKTIONEN I SOLFÅNGARE

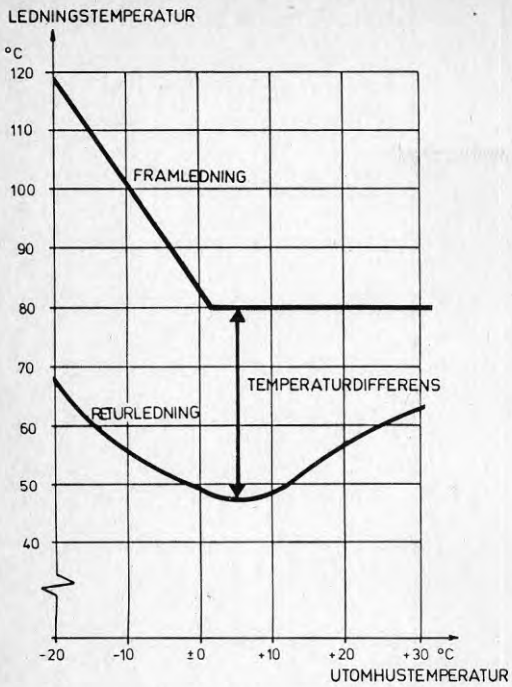
4.1 Temperaturförhållanden i fjärrvärmenät

De flesta idag befintliga fjärrvärmenäten är dimensionerade för en högsta framledningstemperatur på 120°C och en motsvarande returtemperatur den kallaste vinterdagen på 70°C . Man har således en tillgänglig temperaturdifferens på 50°C . Värmeeffekten i fjärrvärmenätet regleras genom en ändring av flöde och framledningstemperatur. I figurerna 4.1 och 4.2 redovisas exempel på fram- och returledningstemperaturer samt relativt vattenflöde i fjärrvärmenät.

Figurerna är uppritade som funktion av utomhustemperaturen och här framgår att vid utomhustemperatur överstigande ca 0°C är framledningstemperaturen konstant och reglering av effekten sker genom att reglera vattenflödet. Vid utomhustemperaturer understigande 0°C måste framledningstemperaturen höjas för att tillgodose erforderlig värmeeffekt i nätet. De ovan redovisade temperaturnivåerna gäller för primärnät och för sekundärnät - mindre distributionsnät avgränsade med värmeväxlare - kan temperaturnivåerna vara betydligt lägre. Det bör vidare påpekas att retur- och framledningstemperatur skiljer mellan olika fjärrvärmenät beroende på abonnentsammansättning, reglerutrustningar och taxepprinciper.

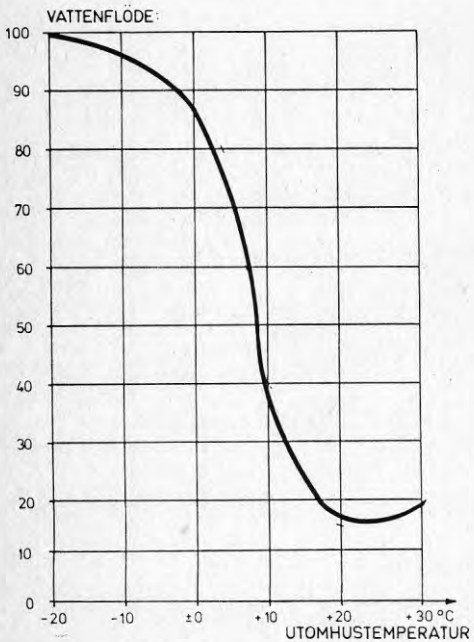
Den framledningstemperatur som distributionsnätet arbetar med betingas av erforderlig temperaturnivå hos abonnenter och mellanliggande värmeväxlare, sk abonnentcentraler. Returtemperaturen i distributionsnätet bestäms av hur väl de anslutna abonnentcentralerna kan kyla ned hetvattnet. Det är en allmän strävan att hålla returtemperaturen så låg som möjligt. Det finns flera orsaker till detta, dels minskade värmeförluster men även att möjligheten att utnyttja lågvärdig värme ökar med sjunkande returtemperaturer. Detsamma gäller även möjligheten att koppla solfångare till fjärrvärme.

Av figur 4.1 framgår att returtemperaturen varierar mellan 50 och 65°C i det aktuella exemplet. Denna temperatur är beroende av abonnentcentralens beskaffenhet och med en god reglerutrustning i denna erhålls lägre returtemperaturer än vad som ovan redovisats. Det kan nämnas att Stockholms Energiverk uppvisar returtemperaturer som är $5 - 10^{\circ}\text{C}$ lägre, beroende på att man har en taxa som prioriterar en låg genomströmmande vattenmängd.



Figur 4.1

Exempel på fram- och returledningstemperaturer.
Källa (Bruce 1978)



Figur 4.2

Exempel på relativt vattenflöde som funktion av temperaturen utomhus.
Källa (Bruce 1978)

Det i figur 4.2 redovisade relativa vattenflödet gäller för en radialledning utgående från värmeverket. Om distributionsnätet erbjuder möjlighet till rundmatning är flödesförhållandena ej så väldefinierade.

Vid rundmatning erhålls en "flytande nollpunkt" i systemet, dvs en punkt där flödet är i det närmaste noll. Denna nollpunkts läge beror på värmeuttag hos abonnenterna. Detta faktum att nollpunktens position ej är känd ställer krav på solfångarnas inkoppling på nätet. För kylning av solfångarsystemet krävs ett flöde av viss storlek i fjärrvärmenätet. Om detta flödeskriterium inte är uppfyllt måste man åstadkomma detta genom speciella arrangemang (se kapitel 7).

Vid förbrukning av värme påkallar abonnentcentralen ett flöde. Detta innebär att om en del av nätet inte förbrukar värme finns inte heller något flöde. Sådana förhållanden råder exempelvis under helger i de delar av nätet som har en stor andel industrier och kontor.

4.2 Solfångarnas verkningsgrad

Målsättningen med att utnyttja solfångare är att kunna tillgodogöra sig maximal energimängd till lägsta möjliga kostnad. Ett mått på hur solfångaren tillgodogör den infallande instrålningen är dess verkningsgrad. Den momentana verkningsgraden tar hänsyn till enbart solfångarens statiska egenskaper och beskriver förhållandet mellan tillgodogjord värme och instrålad energi. Den momentana verkningsgraden uppges av solfångartillverkaren. Eftersom solfångaren utgör en komponent i ett system, är det intressantare att veta systemverkningsgraden, som beskriver förhållandet mellan, av systemet tillgodogjord värme och instrålad energi över ett helt år. Systemverkningsgraden är alltid mindre än den momentana verkningsgraden och beror på förutom solfångarens prestanda faktorer såsom vattenvolym, värmeavgivande ytor, reglerprinciper etc. Det har visat sig att systemverkningsgraden är 60 - 70% av den momentana.

Allmänt kan ekvationen för avgiven värmeeffekt i en solfångare skrivas enligt följande (Girdo 1978)

$$P = A_D \cdot I_D + A_d \cdot I_d - k \cdot (T_m - T_o) \quad 4.1$$

där

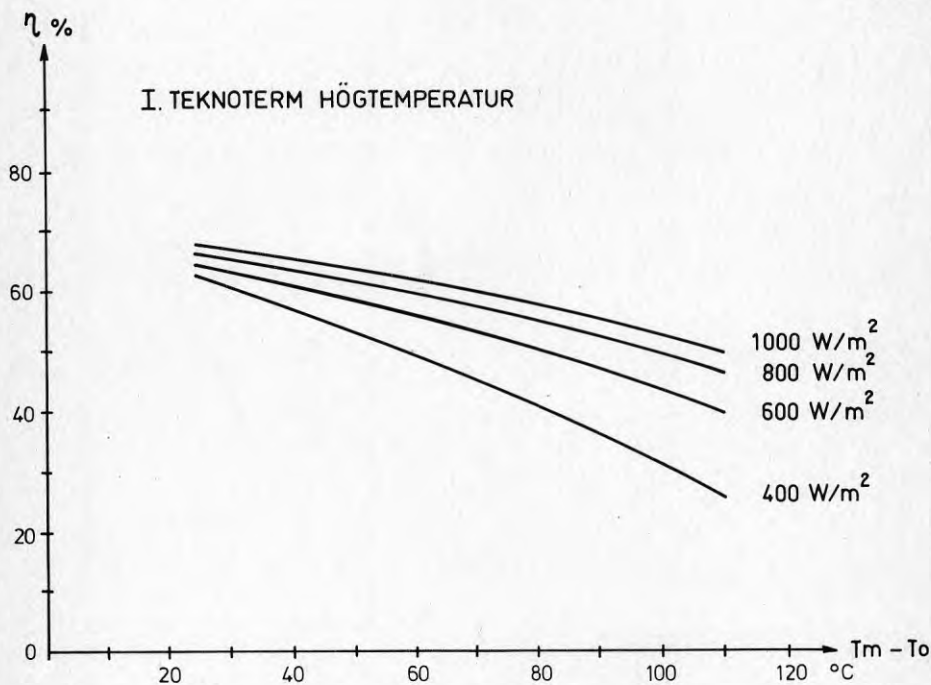
- P = Värmeeffekt i W/m^2
- I_D = Direkt solinstrålning W/m^2
- I_d = Diffus solinstrålning W/m^2
- A_D = Andel absorberad direkt solinstrålning
- A_d = Andel absorberad diffus solinstrålning
- k = Solfångarens värmeförlustkoefficient, $W/m^2, K_{OC}$
- T_m = Medeltemperatur hos det värmebärande mediet, $^{\circ}C$
- T_o = Omgivningens temperatur, $^{\circ}C$

Genom att dividera med den globala solinstrålningen (direkt + diffus solinstrålning) erhålls den momentana verkningsgraden.

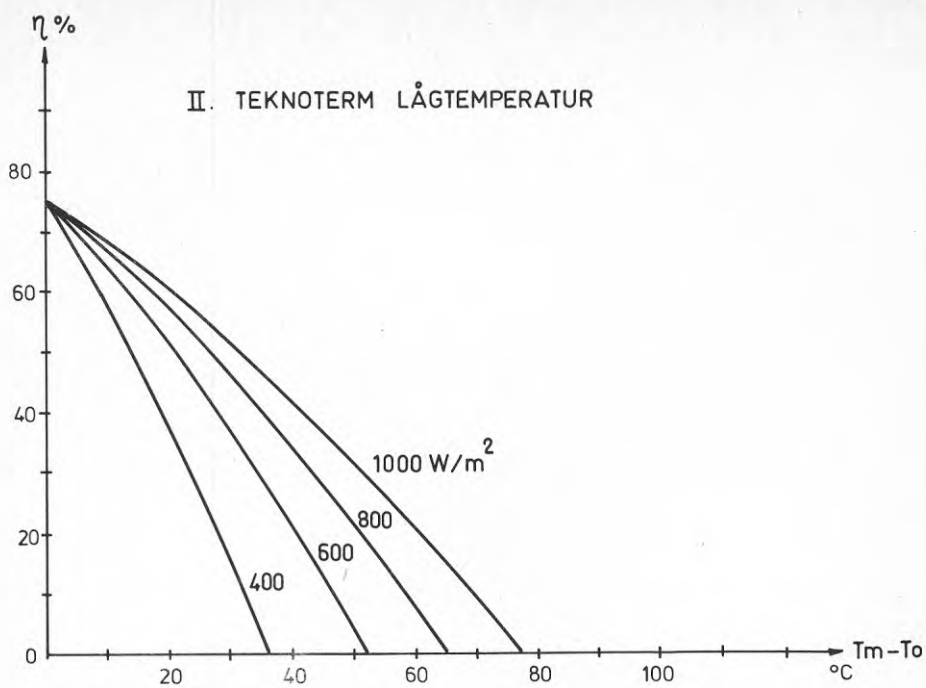
$$\eta = A_D \frac{I_D}{I} + A_d \frac{I_d}{I} - k \frac{(T_m - T_o)}{I} \quad 4.2$$

Av ekv 4.1 framgår att den angivna värmeeffekten avtar med stigande medeltemperatur i solfångaren, dvs med stigande returtemperatur i fjärrvärmenätet.

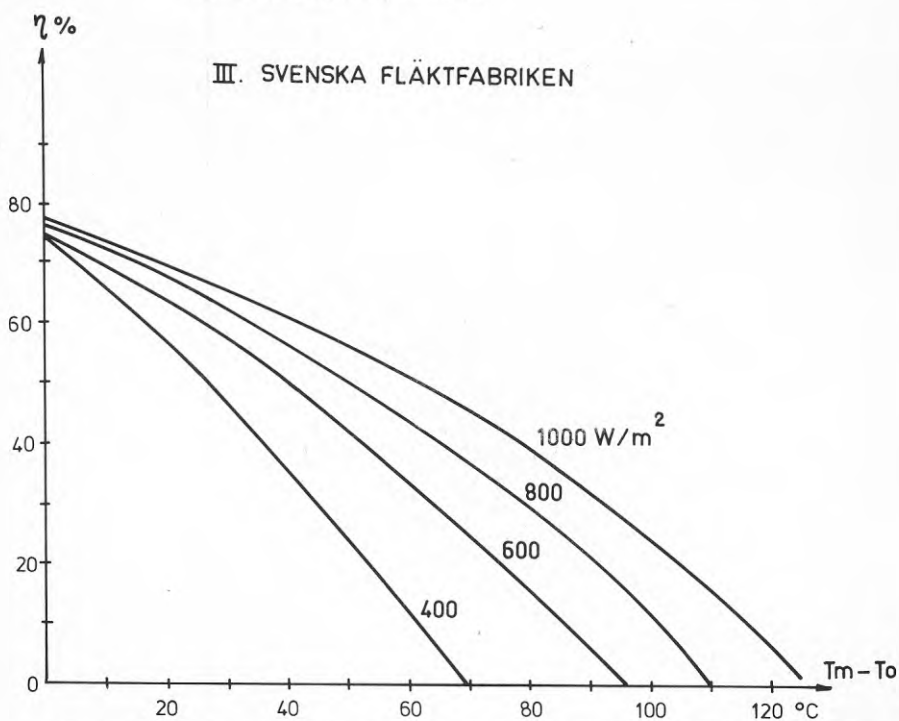
Om momentan verkningsgrad ritas upp som funktion av temperaturdifferensen, $T_m - T_o$, med global solinstrålning som parameter erhålles en kurvskara. Solfångartillverkarna presenterar sådana kurvskaror för sina solfångare. I figur 4.1 - 4.3 redovisas verkningsgradskurvor för tre olika solfångare. Dessa är Teknoterm's hög- och lågtemperatursolfångare samt av fabrikat Svenska Fläktfabriken, nedan kallade I, II och III.



Figur 4.1 Momentan verkningsgrad. TEKNOTERM. Solfångare av högtemperaturtyp.

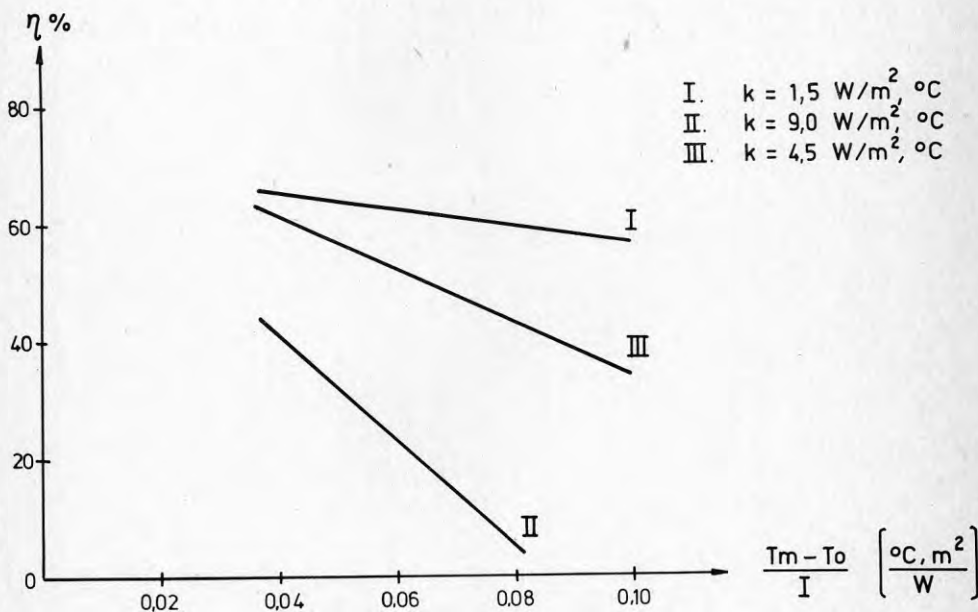


Figur 4.2 Momentan verkningsgrad. TEKNOTERM. Solfångare av lågtemperaturtyp.



Figur 4.3 Momentan verkningsgrad. SVENSKA FLÄKTFABRIKEN.

Om verkningsgraden ritas upp som funktion av $(T_m - T_o) / I$ erhålles enligt ekv 4.2 (förutsatt att A_D , A_m och k är konstanter) en rät linje där lutningen beskriver solfångarens k -värde. Detta gäller dock enbart inom ett mindre temperaturintervall. I figur 4.4 redovisas k -värdena för de olika solfångarna för temperaturintervallet, $40 < T_m - T_o < 60^\circ\text{C}$, vilket bör vara representativt för solfångare kopplade till fjärrvärmnät.



Figur 4.4 Jämförelse av verkningsgrad.

Av figur 4.4 framgår att k -värdet varierar kraftigt mellan olika solfångarfabrikat. I detta fall mellan 1.5 och 9.0 $\text{W/m}^2, ^\circ\text{C}$. Den lämpligaste solfångaren av de jämförda är I. För denna innebär en höjning av temperaturdifferensen med 10°C en värmeförlust motsvarande 15 W/m^2 , vilket kan anses acceptabelt. Värmeförlusten ska jämföras med den uppoffring som måste till om motsvarande sänkning av returtemperaturen ska åstadkommas. En temperatursänkning på 10°C i returledningen innebär att stora förändringar måste till i abonnentcentralen i form av ökade värmväxlarytor i förbättrad reglering.

Det är inte riktigt att enbart titta på den nominella verkningsgraden eftersom kostnaden för solfångare samt systemförluster är beroende av solfångarens temperaturnivå. Kostnaden ökar pga att ökade temperaturer medför problem med termisk expansion, materialens temperaturbeständighet etc.

Systemförlusterna ökar dels pga ökade värmeförluster från rör, värmeväxlare osv men även pga att det blir svårare att tillvarata de korta solskensperioderna. Dessa förluster ingår i den tidigare nämnda systemverkningsgraden.

Slutligen bör framhållas att låga returtemperaturer naturligtvis är en fördel för solfångarna, men om man ska välja mellan att sänka returtemperaturen och att höja solfångartemperaturen bör det senare väljas. Stora kostnader ligger i att sänka returtemperaturen i befintliga fjärrvärmenät. Däremot vid nyetablerade områden bör man sträva efter att hålla så låga fram- och returledningstemperaturer som möjligt.

5 ANVÄNDNING AV SOLFÅNGARE I BEFINTLIG BEBYGGELSE

5.1 Olika förläggningssalternativ

Vid en storskalig installation av solfångare i landet gäller det att finna lämpliga förläggningsplatser som gör installationen så billig som möjligt. I första hand bör man då sikta på nybebyggelse där det redan på arkitektstadiet kan planeras för solvärme och därmed åstadkomma måttliga kostnader för installationen. Andelen nyproduktion är idag mindre än 1% av det befintliga bostadsbeståndet och av nyproduktionen utgörs ca hälften (räknat i antalet lägenheter) av småhus. Normalt innefattas inte småhus i ortens centrala fjärrvärmenät utan blir elvärmda. Solvärmertilämpningen i nybebyggelse blir i förhållande till det totala fastighetsbeståndet liten vilket medför att man måste inrikta sig på det befintliga fastighetsbeståndet för att få ett storskaligt utnyttjande.

Vilka förläggningssalternativ är då tänkbara?

Fyra olika alternativ är av intresse att studera:

- Markförläggning. Denna är i och för sig inte knuten till befintlig eller ny bebyggelse men solfångare är lättare att integrera i fjärrvärmeområden i det senare fallet.
- Takförläggning
- Fasadförläggning
- Förläggning till speciella ytor som skapas för solfångare. Exempelvis kan taket till en parkeringsplats utgöras av solfångare.

Nedan följer en listning och en diskussion av de problem som dyker upp vid installation av solfångare i befintlig bebyggelse.

5.2 Problem att lösa

När man studerar installationen av solfångare i befintlig bebyggelse stöter man på en mängd problem. Visserligen inte olösliga problem men dock av den art att de är svåra att lösa till en låg kostnad. Det är framför allt byggnadstekniska problem men även av typen juridiska. Följande typer av problem kan uppkomma:

- Hur stora markområden finns tillgängliga för solfångaruppställning?
- Hur stora takytor finns tillgängliga för solfångarinstallation?
- Hur ska solfångarna anslutas till abonnentcentral i källaren? Kan befintliga komponenter, exempelvis värmväxlare, utnyttjas?

- Hur ska rördragning ske genom fastigheten?
- Hur ska solfångarna skyddas mot åverkan?
- Hur omfattande skyddsåtgärder krävs vid montage- och underhållsarbeten?
- Vem ska äga solfångaranläggningen. Energiverk eller fastighetsägaren?
- Kan solfångarna anses vara vackra eller är de estetiskt fränstötande?
- Behöver fjärrvärmesaxorna modifieras för solfångarabbonenter?
- Var och hur ska solfångarsystemet anslutas till fjärrvärmenätet?

Listan på problem och frågetecken kan göras lång och ambitionen i detta arbete kan inte vara att lösa dessa utan endast att diskutera dem. De flesta problemen är av allmän art och är ej direkt kopplade till fjärrvärmeapplikationen. Problemen kring installation av solfångare i befintlig bebyggelse studeras i ett parallellt projekt på Chalmers Tekniska Högskola (institutionen för Husbyggnad) och behandlas därför enbart översiktligt i denna rapport.

5.3 Markförläggning av solfångare

Vad man i första hand tänker på när solfångare ska användas för värmeinmatning på fjärrvärmenätets returledning är att förlägga dessa på marken i nära anslutning till nätet. För att få betydande bidrag från solvärme krävs stora sammanhängande markytor vilket man knappast kan finna i de områden som försörjs med fjärrvärme. Dessa har av naturen en relativt hög exploateringsgrad. De stora sammanhängande markytorna finner man i utkanten av fjärrvärmeområdena eller efter transportsträckorna mellan olika exploateringsområden. Om solfångarna inte ska skugga varandra alltför mycket krävs att förhållandet mellan erforderlig markyta och solfångaryta är en faktor 2, vid optimal lutningsvinkel ca 35°. Vid höga markpriser kan det löna sig att minska denna faktor eller till och med montera solfångarna horisontellt för att maximera antalet solfångare på en given markyta.

Hur stor solfångaryta är det då frågan om? Ur kapitel 8 framgår att en solfångaryta som genererar 8.5% av fjärrvärmenätets energiomsättning är den maximalt installerbara om ackumulering ska undvikas. För att åstadkomma detta krävs en total solfångaryta A enligt följande:

$$A = 0.085 \frac{P_{\max} \cdot T}{E}$$

$$A = 0.085 \frac{P_{\max} \cdot 2850}{400} = 0.61 \cdot P_{\max}$$

där P_{\max} = Maximal timeeffekt i verk (sammanlagrad), kW.

T = Utnyttjningstid i verk 2850 tim/år.

E = Solfångarens värmeupptagning 400 kWh/år.

För Hässelbyverket i västra Stockholm är max timeffekt ca 280 MW (1979). Detta ger en solfångaryta på 170 000 m². Ett schablonvärde som ofta används på det sammanlagrade värmeeffektbehovet per lägenhetsyta är 80 W/m²,ly. Om solfångarytan istället hänförs till ansluten lägenhetsyta blir erforderlig solfångaryta 0,049 m²/m²,ly. För en lägenhet om 80 m² krävs solfångarytan 4 m², vilket motsvarar 8 m² markyta. Denna markyta är svår att finna i de flesta fjärrvärmda bostadsområden. Problemet är att det finns andra aktiviteter som konkurrerar om markytan samtidigt som solfångarsystemet ej kan bära några högre markkostnader. Detta problem att finna lämpliga markområden för solfångare innebär att fastigheternas tak och/eller fasad måste utnyttjas eller att speciella ytor för solfångare skapas.

Det markområde som ska utnyttjas ställs vissa krav på. Förutom att det ej ska konkurrera med andra aktiviteter, ska solfångarna kunna orienteras i någorlunda sydläge. Vidare får de ej skuggas i nämnvärd grad och måste dessutom skyddas mot åverkan.

Uppställningsplatsen måste vara jämn och ej tjälskjutande. Uppställningsplatsen bör kunna utgöras av en avgrusad yta där solfångarmontaget sker på en stålställning. Om bergssluttningar ska användas som uppställningsplats gjuetes plintar där sedan stålställningar med solfångare monteras. En fördel med att utnyttja sluttningar är att en naturlig lutning på solfångarna kan erhållas och därmed en kompakt anläggning.

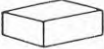





Från uppställningsplatsen transporteras värmen i kulvert eller i ovan jord förlagda ledningar till anslutningspunkten på fjärrvärmenätet. Anslutningspunkten kan vara direkt på returledningen eller inne i en fastighets abonnentcentral, allt beroende på de lokala förhållandena.

En uppställningsplats kräver relativt stora insatser och medför höga kostnader orsakat av dels montaget och dels transportsträckan till anslutningspunkten samt själva anslutningen. Detta medför att det är viktigt att på varje anslutningspunkt få in maximalt antal solfångare.

Vidare krävs i detta alternativ att frostskyddsmedel måste användas vilket innebär en viss ökning i värmeväxларыtor eftersom värmeövergångstalen försämras.

5.4 Takförläggning av solfångare

I föregående kapitel konstaterades svårigheter med att finna lämpliga uppställningsplatser på marken för solfångare. Uppmärksamheten riktas då mot fastigheternas tak. Denna placering har fördelar i form av att skuggning ej sker från angränsande byggnader och att den ej utsätts för åverkan. Däremot kan inte hela takytan utnyttjas pga skorstenar, takluckor, vindskupor etc. Widegren har i "Möjlig användning av solfångare i befintlig stadsbebyggelse - en inventering" (R86:1977) studerat möjlig förläggningsyta för olika taktyper. Man redovisar förhållandet mellan solfångaryta och våningsyta, A_s/A_v . De beräkningar som utförts grundar sig på en inventering som gjorts för tre orter nämligen Kalmar, Halmstad och Östersund. Om solfångarnas värmeupptagning beräknas för olika orienteringar och lutningsvinklar, finner man att optimum är flackt (se kapitel 6). Man kan acceptera att solfångare placeras i orienteringar mellan sydost och sydväst samt med lutningsvinklar mellan 15 och 60°. I R86:1977 antogs att på fastigheter förlagda i nord-sydlig riktning utnyttjas hela taket och på övriga fastigheter enbart den del som vätter mot söder. Följande tabell över A_s/A_v kan ställas upp med utgångspunkt från R86:1977.

PLANT TAK		$A_s/A_v \approx 0.4$
PROFILTAK		$A_s/A_v \approx 0.4$
SADELTAK		$A_s/A_v \approx 0.4$ $A_s/A_v \approx 0.7$ ÖST-VÄSTLIG ORIENTERING
VALMAT TAK		$A_s/A_v \approx 0.35$ $A_s/A_v \approx 0.6$ ÖST-VÄSTLIG ORIENTERING
MANSARD TAK		$A_s/A_v \approx 0.35$ $A_s/A_v \approx 0.6$ ÖST-VÄSTLIG ORIENTERING
PULPETTAK		$A_s/A_v \approx 0.7$ $A_s/A_v \approx 0$ VID NORDLIG ORIENTERING

Tabell 5.1 Förhållandet solfångaryta och våningsyta för olika taktyper.

I ovanstående tabell har det antagits att takens lutningsvinkel är 30° .

För samtliga taktyper utom pulpettak är värdet $0,35 < A_s/A_v < 0,4$. För de tak som orienteras i rent östlig och/eller västlig riktning är den tillgängliga solfångarytan större, men dessa orienteringar måste utgöra en minoritet. För pulpettaget anges A_s/A_v till 0,7 eller 0. Om man antar en slumpmässig orientering av dessa fastigheter blir medelvärdet av A_s/A_v för dessa taktyper 0,35. Enligt tidigare resonemängd krävs en solfångaryta på $4 \text{ m}^2/\text{lägenhet}$. Det antas att lägenhetsytan är 80 m^2 och att förhållandet mellan våningsyta och lägenhetsyta är 1,2. Hur många våningar kan fastigheten ha för att erforderlig värmemängd för fastigheten ska kunna produceras med takets solfångare?

$$\text{Antal våningar} = \frac{1,2 \cdot 80 \cdot 0,35}{4} = 8,4$$

Detta innebär att den övervägande delen av fastighetsbeståndets (fastigheter ≤ 8 våningar) taktyper är tillräckligt stora för att placera solfångare som värmer fjärrvärmenätet. De fastigheter med fler än 8 våningar kan kompenseras genom en större installation på andra fastigheter.

Det har således konstaterats att takens storlek är tillräckliga för att utnyttjas till denna applikation. Nästa fråga att besvara är hur ska rördragning mellan tak och abonnentcentral/anslutningspunkt på fjärrvärmenätet ske? Tre olika principiella lösningar kan tänkas:

- Rördragning utanpå fastigheten med genomgång till källaren vid markplanet.
- Rördragning genom fastighetens skorsten vilken ej utnyttjas efter en fjärrvärmeanslutning.
- Rördragning inomhus.

Av dessa lösningar ter sig den andra enklast om skorstenspipan är av tillräcklig dimension och rak. I andra hand bör man inrikta sig på att göra rördragningen på utsidan av fastigheten. Här kan man tänka sig olika arrangemang för att ur estetisk synpunkt göra installationen tilltalande. Detta kan göras genom att rörisoleringen har en färg som överensstämmer med fasadens jfr exempelvis stuprör. Svårare blir det på gamla fastigheter med friser, burspråk etc, att anpassa installationen men även dessa fastigheter har stuprör som folk har vant sig vid och av denna anledning bör inte ytterligare två rör vara estetiskt fränstötande.

Den genomföring till fastighetens abonnentcentral som måste till bör utföras på en sådan höjd där åverkan ej direkt kan ske. Om detta ej är möjligt kan de isolerade rören exempelvis förses med en plåtmantel.

Det tredje alternativet, att dra rören ner genom fastigheten ter sig svårt. Dels måste en tät takgenomföring utföras samtidigt som stora svårigheter finns att finna en lämplig väg ned till markplanet. Av dessa skäl synes det lämpligt att inrikta sig på de tidigare alternativen.

Vid installation på tak måste infästningen anordnas i den bärande konstruktionen. Detta innebär att takbeklädnaden måste avlägsnas eller åtminstone måste håltagningar för infästningen göras. För att undvika läckage ställs krav på takbeklädnadens täthet.

En viktig faktor att ta hänsyn till är de vindlaster som kan uppkomma om solfångare monteras i en vinkel skild från takets lutningsvinkel. De vindhastigheter som förekommer på höga hustak är högre än vid marknivån och kan orsaka höga vindlaster samtidigt som drivbildning av snö kan förekomma. Det är därför av vikt att solfångarna placeras med samma lutningsvinkel som taket. Den instrålade energimängd som förloras genom att låta solfångarnas lutningsvinkel sammanfalla med taket är förmodligen marginell i förhållande till de kostnadsökningar som kan förekomma vid andra montagevinklar. Även vid plana tak kan det vara motiverat med horisontell montering. Visserligen minskar instrålningen men istället kan solfångarna placeras tätare och skuggar ej varandra. Vidare måste takens bärande konstruktion kontrolleras ur hållfasthets-synpunkt. Solfångarvikten är ca 30 kg/m^2 , vilket i vissa fall kompenseras av att takbeklädnaden ersätts med solfångare.

5.5 Fasadförläggning av solfångare

Montering av solfångare på fasaden kan vara en möjlighet om tillräckligt stora ytor utan fönster föreligger. Problemen med skuggning från kringliggande fastigheter blir större än vid takmontage. Detta är en klar begränsning och innebär sannolikt att fasadmontage enbart kan förekomma i glesare bebyggda områden samt i vissa speciella fall där skuggning kan bortses ifrån.

Solinstrålningen mot en vertikal yta är ca 65% av motsvarande värde vid optimal lutningsvinkel.

Vidare kan aspekter läggas på det arkitektoniska utförandet samt risken för åverkan.

Samtliga ovanstående aspekter på fasadförläggning innebär att detta alternativ får en mycket låg prioritet. Vidare blir varje installation plottrig samt småskalig och därmed dyr.

5.6 Förläggning till speciella ytor

Detta förläggningssalternativ kan bli intressant om så stora ytor som exempelvis parkeringsplatser kan bekläs med tak av solfångare.

Såsom vid markförläggning uppstår problem med skuggning från angränsande byggnader, åverkan, etc.

5.7 Ägarförhållanden

Vem ska äga solfångarsystemet, fastighetsägaren eller Energiverket? Denna fråga kan naturligtvis inte besvaras generellt men de problem som kan tänkas dyka upp ska här behandlas översiktligt. Vid markförlagda solfångare faller det sig naturligt att Energiverket står som ägare.

Den enda möjligheten att få en storskalig användning av solfångare är att det ekonomiskt är intressant. För Energiverkets del innebär det en besparing av bränsle medan för fastighetsägaren en besparing i form av den rörliga avgiften i taxan. Den rörliga avgiften grundas på oljepriset för den olja som skulle använts för fastighetens uppvärmning vid egen panncentral. Incitament för Energiverket att spara bränsle dvs att installera solfångare är större än för fastighetsägaren (företaget) eftersom denne i regel har ett större avkastningskrav än kommunen. Vidare kan förmodligen anläggningskostnaderna minskas om Energiverket står som ägare genom att projektering och upphandling samordnas.

Om Energiverket äger anläggningen måste verket få tillgång till de delar av fastigheten som anläggningen berör. Detta kan jämföras med att Energiverket kräver tillgång till samtliga fjärrvärmeinstallationer i fastigheter. I detta fall blir det en större del av fastigheten som berörs men problemets karaktär är densamma.

Tillsyn och service bör kunna göras effektivare om en organisation knyts upp kring den redan befintliga driftorganisationen på Energiverket. Ett problem är att Energiverket under sommarmånaderna har knappt om resurser eftersom under denna tid revisionsarbeten sker på hetvattencentraler. Det är därför viktigt att solfångarsystemen är helautomatiserade och att vid ett eventuellt fel larm utlöses hos den centrala driftorganisationen.

5.8 Skyddsanordningar

Kontakter med Statens Planverk har tagits för att försöka kartlägga behovet av skyddsanordningar på tak där solfångare monteras. Dessa anordningar behandlas i Svenska Byggnorm, SBN 80, "Tillträdes- och skyddsanordningar för yttertak". Här föreskrivs att "Byggnader skall förses med tillträdesanordningar till och på tak. Där så erfordras från säkerhetssynpunkt utförs ändamålsenliga tillträdesleder även i andra fall än vad som här sägs, när byggnadens yttertak eller andra delar av byggnaden regelmässigt behöver beträdas för tillsyn eller arbete".

I Byggnormen behandlas följande punkter:

- Förbindelse till tak.
- Skyddsanordningar på tak.
- Tillträde till taknockar.
- Fästanordning vid takfönster.
- Halkskydd.

Solfångare bör kunna jämföras med de skyddsanordningar som erfordras för takfönster och för tillträde till dessa. Dessa skyddsanordningar är ej speciellt omfattande och förmodligen finns en del av skyddsanordningarna på plats och behöver ej belasta solfångarinstallationen. De kompletteringar som eventuellt behöver utföras är av en sådan omfattning att arbetena bör kunna utföras till en relativt låg kostnad.

5.9 Försäkringar

Kontakter med försäkringsbolaget TRYGG-HANSA visar att man inte idag har några speciella försäkringsvillkor för fastigheter med solfångare. Vid en installation ska detta anmälas till försäkringsbolaget i fråga. Eftersom försäkringspremien beräknas med utgångspunkt från nyanskaffningsvärdet innebär detta en indirekt höjning av premien. Premieökningen motsvarar ca 1 krona per 1000 kronor ökat nyanskaffningsvärde, vilket är en försumbar premiehöjning.

6 VÄDERSTRECKENS OCH TAKLUTNINGENS INVERKAN PÅ SOLINSTRÅLNINGEN

6.1 Allmänt

För att kunna avgöra vilka markytor, tak osv som kan anses vara lämpliga för solfångarplacering måste man veta hur stor solinstrålningen blir mot olika orienterade ytor. Det gäller var solfångaren geografiskt befinner sig, i vilket väderstreck den är orienterad samt vilken lutning den har mot horisontalplanet.

För att kunna beräkna solinstrålningen mot en solfångare måste man till stor del grunda sig på data i form av meteorologisk statistik över solinstrålningen eller på empiriska ekvationer i kombination med statistik över antalet soltimmar och dess fördelning.

Den totala solinstrålningen, även kallad global, är uppdelad i direkt och diffus strålning. Den diffusa strålningen består huvudsakligen av strålning från solens omedelbara närhet och himlavalvet i övrigt samt av reflekterat ljus från moln, mark och omgivning. Intensiteten av den direkta strålningen som träffar en yta på jorden, varierar med solens höjd över horisonten och med atmosfärens klarhet. Enligt Sveriges Meteorologiska och Hydrologiska Institution, SMHI, utgör den diffusa strålningen mot en horisontell yta ca 40% av den globala strålningen under sommarmånaderna.

För att uppnå maximal solinstrålning till solfångarna bör dessa orienteras så att de pekar mot söder samtidigt som de lutar en viss vinkel mot horisontalplanet. Vid montage av solfångare på befintliga fastigheter är det svårt att uppnå optimala förhållanden vad det gäller orientering och lutning mot horisontalplanet. På taken förutsätts solfångarna monteras, så att dessa sammanfaller med taklutningen för att undvika vindfång och snöansamlingar. Undantag från detta kan givetvis tänkas vid exempelvis plana tak, där solfångarna kan uppställas enligt optimala förhållanden.

För att få en uppfattning om inverkan av avvikelser från de optimala förhållandena har beräkningar på solinstrålning mot en yta med olika orientering och lutningsvinklar utförts. Beräkningarna gäller för Stockholm.

6.2 Solinstrålning vid olika orientering och lutningsvinklar

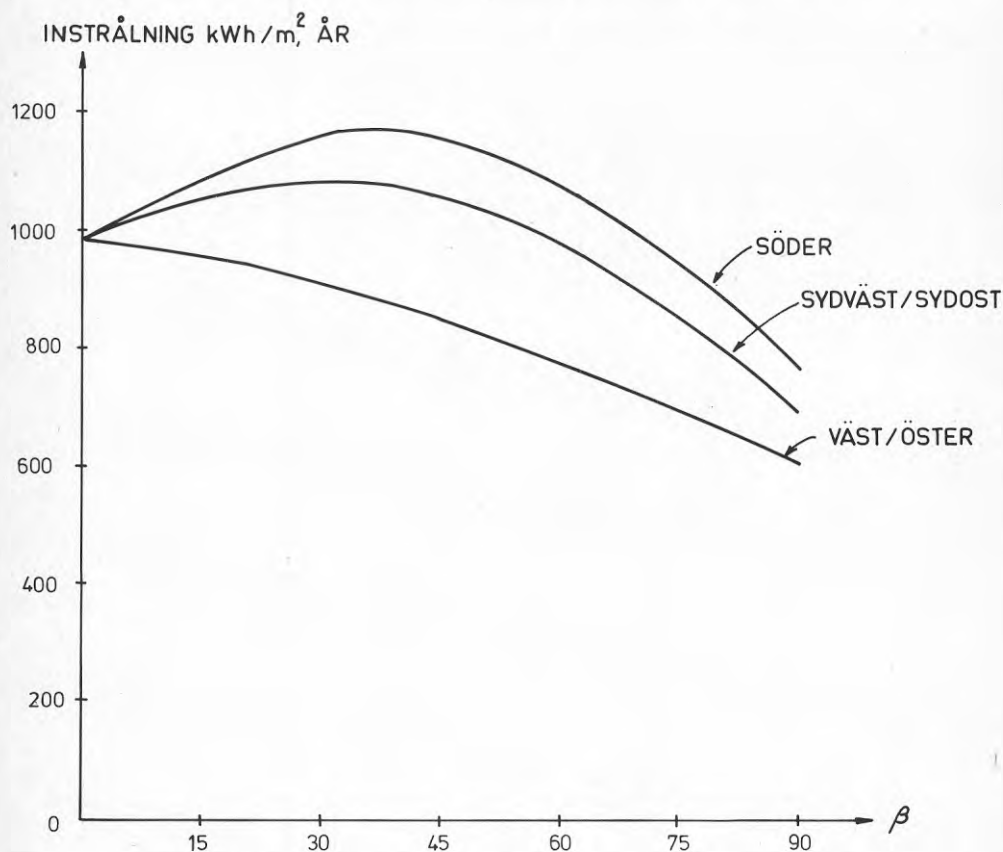
Man skiljer på två huvudtyper av solfångare, dels den plana och dels den koncentrerade typen.

Den plana solfångaren arbetar enligt drivhusprincipen, dvs med täckt isolerad låda, där man på botten placerar en absorbatör. Den inkommande solstrålningen passerar genom glaset och träffar absorbatören som blir uppvärmd. Genom absorbatören strömmar sedan ett värmebärande medium.

Den koncentrerande solfångaren fokuserar solstrålningen mot en absorbatör, som i sin tur avger värme till det värmebärande mediet. För att solstrålarna ska kunna fokuseras mot absorbatören måste solfångaren kontinuerligt följa solens bana på himlavalvet. Detta medför en mer komplicerad mekanisk konstruktion jämfört med den plana solfångaren.

Den principiella skillnaden mellan dessa solfångartyper gör att den koncentrerande solfångaren kan generera betydligt högre temperaturer än den plana. Däremot är den koncentrerande solfångaren pga dess mekaniska konstruktion betydligt dyrare.

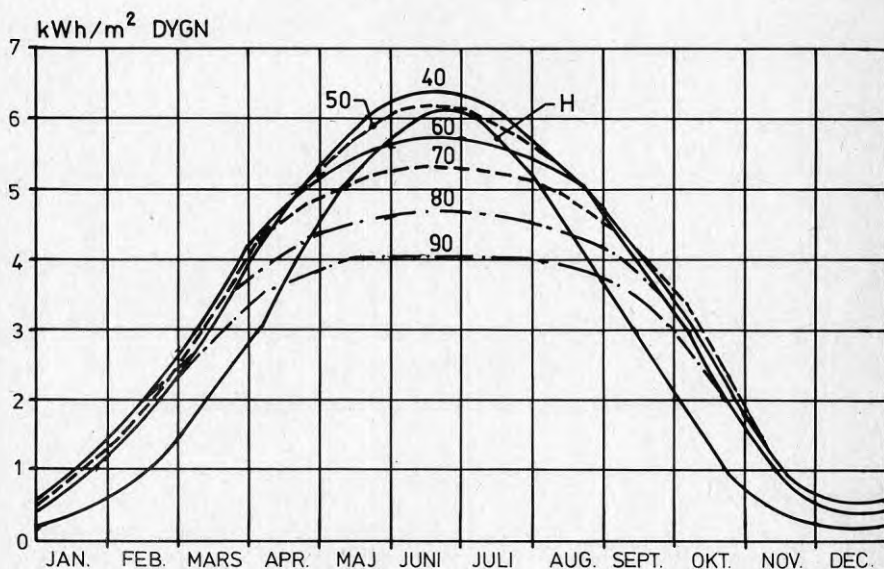
För denna applikation torde den plana solfångaren utgöra det bästa alternativet pga den robusta konstruktionen och de lägre anläggningskostnaderna. Beräkningar har utförts för plana solfångare och redovisas i bilaga 1.



Figur 6.1 Global solinstrålning mot en yta med olika orientering och lutning.

Resultatet av beräkningarna kan sammanfattas med figur 6.1. Här framgår att den optimala lutningsvinkeln är ca 35° när solfångarna vänds mot söder eller sydväst/sydost. Här framgår även att man kan godta taklutningar mellan 15° och 60° utan större förlust i solinstrålningen samtidigt som skillnaden mellan en yta vänd mot söder resp sydväst/sydost är relativt liten. Placeras däremot solfångarna på tak med öst eller västlig riktning blir förlusten betydande. Av detta framgår att man har relativt stor frihet vid placering av solfångare. Eventuellt kan östliga och västliga tak även bli intressanta eftersom man på detta hus kan utnyttja taket på båda sidor om takåsen och på så sätt minska den specifika kostnaden. Detta gäller endast om anläggningskostnaden för övrig utrustning samt genomföringar till abonnentcentral utgör den dominerande posten.

I figur 6.2 redovisas fördelningen av solinstrålning mellan olika månader.

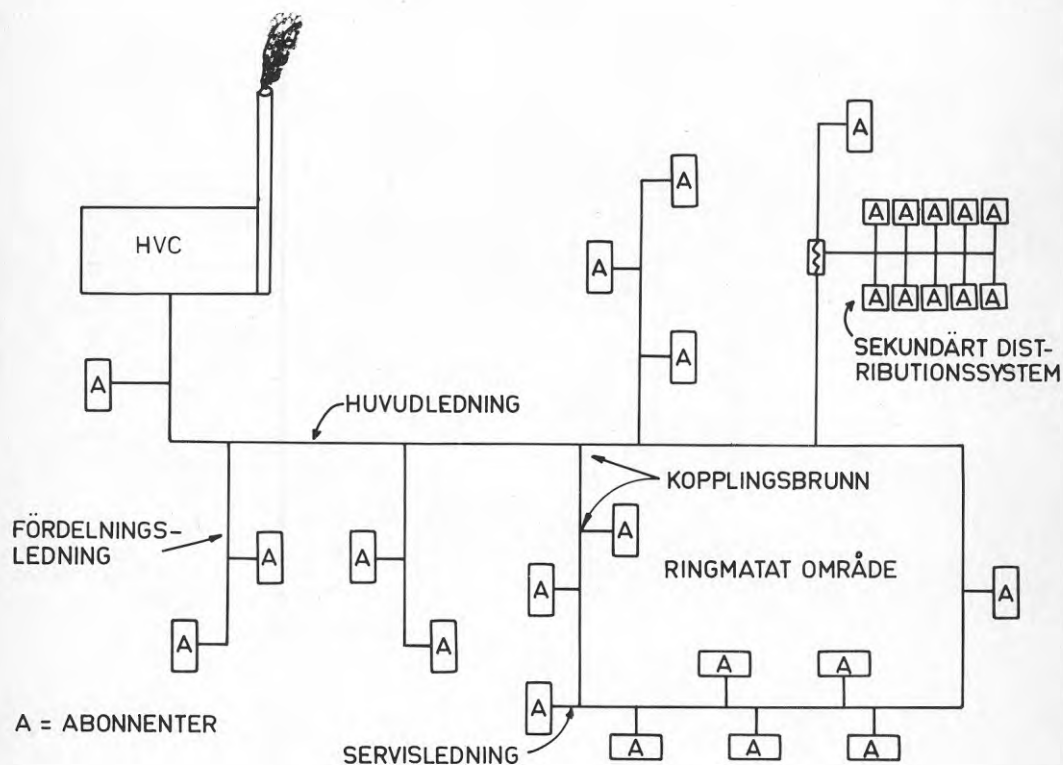


Figur 6.2 Beräknad medelinstrålning per dygn i Stockholm mot olika orienterade ytor. Lutningen mot horisontalplanet är varierad från 40° till 90° . H = horisontell yta. (Källa GIRDO 1978).

7 SYSTEMTEKNIK

7.1 Indelning av olika fjärrvärmeledningar

Ett fjärrvärmenät består av huvud-, fördelnings- och servisledningar. Med huvudledning avses det system av ledningar som erfordras för fjärrvärmedistribution mellan produktionsanläggningen och de fjärrvärmade områdena. Fördelningsledningar är de ledningar utöver huvudledning som dras fram till lämpliga anslutningspunkter för fastigheten. Med servisledning avses ledning från anslutningspunkten till fastighetens abonnentcentral. Inom speciella områden exempelvis i ett villaområde kan värmeväxling till ett lokalt distributionsnät, ett sekundärsystem, ske. I figur 7.1 visas schematiskt hur ett fjärrvärmenät kan vara uppbyggt.



Figur 7.1 Schematisk skiss över ett fjärrvärmenät.

7.2 Flöden och temperaturer i fjärrvärmenät

I kapitel 4 beskrivs förenklat hur ett distributionsnät regleras effektmässigt med dels flöde och dels framledningstemperatur. Under den varmare årstiden, utomhustemperaturer överstigande $+2^{\circ}\text{C}$, hålls framledningstemperaturen konstant och effekten regleras enbart med flödet. I varje abonnentcentral regleras värmeuttaget med en reglerventil. Vid tappning av varmvatten påkallas ett flöde på abonnentcentralens primärsida och reglerventilen öppnar. När värmeuttaget är noll är även flödet på primärsidan noll. Detta innebär att i de yttre delarna av distributionsnätet är flödet mycket lågt och speciellt i de delar med en stor andel kontor och industrier. Således måste flödesförhållandena i distributionsnätet väl kartläggas så att man vid anslutningspunkten får en godtagbar kylning av solfångarsystemet. Detta gäller speciellt i de delar av distributionssystemet där rundmatning sker. I dessa "ringar" (se figur 7.1) sker matningen från två håll och beroende på värmeuttaget i "ringen" kommer nollpunkten (den punkt där flödet är noll) att förändras.

I kapitel 4 redovisades schematiskt en varaktighetskurva för temperaturen i distributionsnätets fram- och returledning. Här framgick att returtemperaturen varierar mellan $40-60^{\circ}\text{C}$ över året. Med utgångspunkt från sol- och driftstatistisk från ett fjärrvärmenät (Hässelbyverket, Stockholm) har returtemperaturen i verk studerats för soliga dagar. Här framgår att temperaturen i nätet varierar mellan 40 och 55°C . Under de varma sommarmånaderna (juni, juli och augusti) är temperaturen $50-55^{\circ}\text{C}$ emedan den under vår- och höstmånader (april, maj och september) är $40-45^{\circ}\text{C}$. Detta innebär att vid höga utomhustemperaturer och vid semestertider stiger returtemperaturen vid en konstant framledningstemperatur. Detta stämmer väl med den temperaturkurva som redovisats i kapitel 4. Det bör påpekas att returtemperaturen i Stockholms fjärrvärmenät är förhållandevis låg p g a att man genom taxan prioriterar låga genomströmningsvolymer i abonnentcentralen.

Beroende på månad, kommer således solfångare som kopplas till returledningen att känna av en temperatur som varierar mellan 40 och 55°C . Vid en mer utbredd solfångarinstallation längs ledningssträckningen kommer returtemperaturen att stiga och i ytterlighetsfallet maximal solfångarinstallation, uppgår returtemperaturen i verk till erforderlig framledningstemperatur. Vid detta tillfälle står solfångarna för all värmeproduktion och hetvattencentralen utgör en stand by enhet. I denna situation kommer den verkliga returtemperaturen som solfångarna känner att variera mellan $40-80^{\circ}\text{C}$ beroende på årstid och belägenhet i distributionsnätet.

Vid en storskalig solfångarinstallation blir således temperaturförhållandena inte så gynnsamma som tidigare nämnts.

De temperaturvariationer som nämnts ovan innebär att solfångarnas kvalitet eller verkningsgrad vid högre temperaturer bör öka med minskat avstånd från hetvattencentralen.

7.3 Olika anslutningspunkter

Den första frågan man ställer sig är:

Var kan anslutningen ske och vilka konsekvenser får det för fjärrvärmenätet under byggnadstiden? Rent generellt kan sägas att en anslutning är lättare att genomföra ju längre ut i nätet den sker pga att man där har lägre ledningsdimensioner och vanligtvis glesare bebyggelse. Följande aspekter bör beaktas:

- Att det nära verket är höga flöden och stora dimensioner. Höga flöden är en fördel för kylningen av solfångarsystemet medan de stora ledningsdimensionerna orsakar högre anslutningskostnader.
- Att vid en anslutning måste berörd del av fjärrvärmenätet tas ur drift (om ej rundmatning förekommer). Fler abonnenter drabbas ju större rördimension anslutningen sker till.
- Att anslutningen måste ske till en relativt låg kostnad. Solfångarsystemet kan ej bära stora anläggningskostnader.

Det finns förmodligen fler aspekter att beakta vid val av anslutningspunkter. Det kan dock konstateras att flera av de krav som nämnts ej går att uppfylla samtidigt. Vidare är det framför allt möjliga förläggningssytor som bestämmer anslutningspunkten. Det är dock viktigt att finna förhållandevis billiga anslutningspunkter för att kunna uppnå lönsamma installationer.

Man kan tänka sig tre olika ledningstyper som skiljer sig från varandra:

- Gemensam primärledning. Huvud- eller fördelningsledning.
- Servisledning. abonnentcentral.
- Sekundärt distributionssystem.

Nedan redovisas tänkbara principlösningar som kan användas i respektive fall.

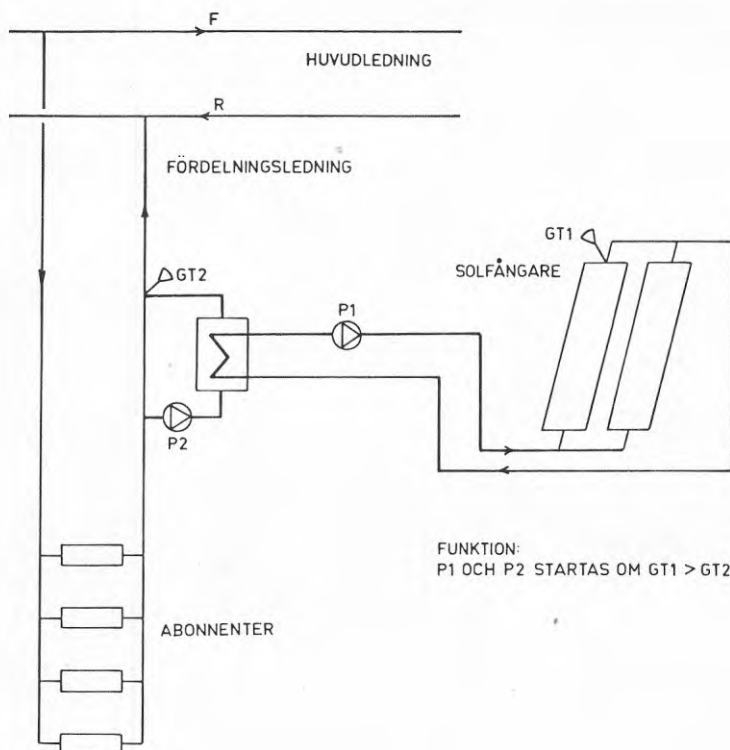
7.4 Anslutning till gemensam primärledning

I detta fall finns två huvudprinciper som kan utnyttjas beroende på flödesförhållandena i primärledningen. Dessa framgår av figurerna 7.2 och 7.3. Solfångarna kan vara placerade på marken eller på fastigheter. Principkopplingen enligt figur 7.2 bygger på att flödet i anslutningspunkten är tillräckligt stort för att kyla bort värmen från solfångarsystemet. Här ansluts en värmeväxlare på returledningen. Om anslutningspunkten är belägen långt ut i nätet där flödet är otillräckligt är principkopplingen enligt figur 7.3 användbar. Här sker anslutningen av värmeväxlare mellan retur- och framledning. Tryckdifferensen mellan fram- och returledning övervinns med en pump. Vidare måste systemet kompletteras med en styrutrustning för att erhålla en utloppstemperatur från värmeväxlaren som överensstämmer med framledningstemperaturen. Det senare alternativet innebär visserligen en något mer komplicerad lösning men kostnadsmässigt en liten fördyrning i förhållande till den totala anläggningskostnaden. Svårigheter finns att hitta en bra anslutningspunkt där omfattande byggnadsarbeten kan undvikas. Om solfångarna placeras på marken bör anslutningen ske i en kopplingsbrunn, vilken normalt inte har så stort utrymme att en extra värmeväxlare med rördragning och pump får plats. Detta innebär att kopplingsbrunnen måste byggas till med ett utrymme tillräckligt stort för dessa komponenter. Följande arbeten erfordras:

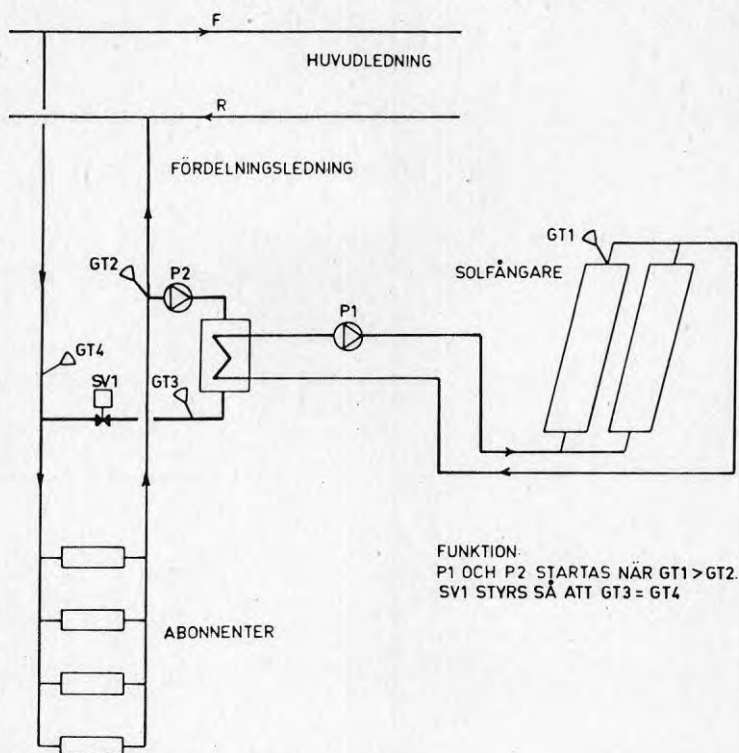
- schaktning för framtagning av ledningar.
- anläggning av kopplingsbrunn för anslutning av värmeväxlare.
- montage av ventiler, rörledningar och värmeväxlare.
- återfyllning och återställande av mark.

Om solfångarna placeras på fastigheternas tak i ett område där fördelningsledningar förlagts inomhus är anslutningsmöjligheterna bättre. Normalt finns utrymme i fastigheterna för värmeväxlare, rördragning, pump osv i anslutning till det gamla pannrummet.

Det bör påpekas att för samtliga anslutningsalternativ, gäller att man är starkt beroende av de lokala förhållandena såsom flöde i nätet, byggnadstekniska problem, utrymme osv för val av anslutningspunkt.



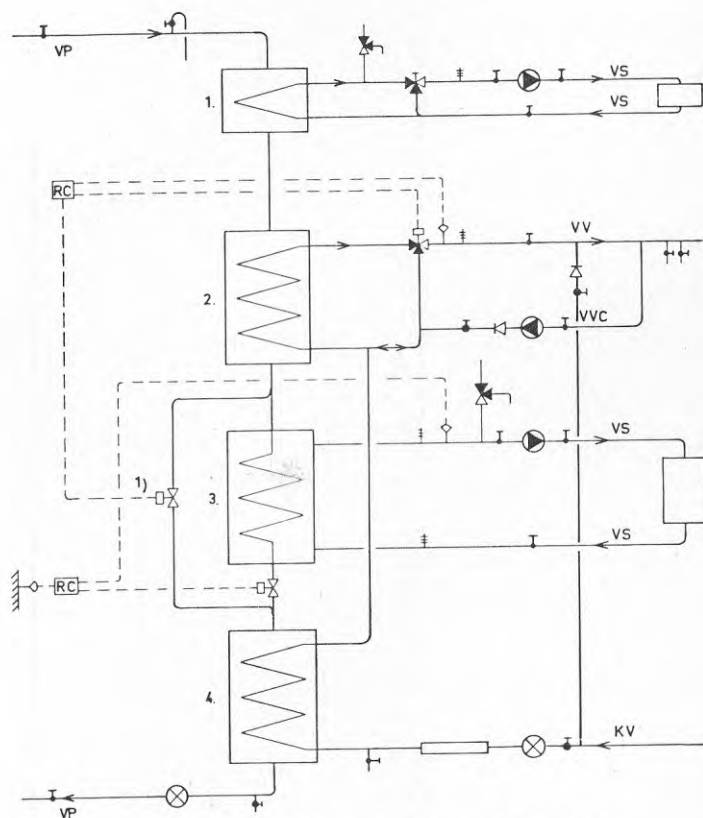
Figur 7.2 Anslutning av solfångarsystem till returledning.



Figur 7.3 Anslutning av solfångaresystem mellan retur- och framledning.

7.5 Anslutning till servisledning, abonnentcentral.

Den naturligaste anslutningen när solfångare placeras på fastigheten är att utnyttja fastighetens abonnentcentral eller servisledning. Här uppstår genast problemet att flödet sommartid är mycket lågt. I figur 7.4 redovisas en typisk abonnentcentral enligt principen 3-stegskoppling. För att möjliggöra en anslutning måste antingen abonnentcentralens reglersystem överordnas, så att ett tillräckligt stort flöde kan erhållas eller en kopplingsprincip användas, där solfångarna placeras parallellt med abonnentcentralen.



1. Värmeväxlare (oreglerat primärflöde)
2. Vattenvärmare för eftervärmning av tappvatten.
3. Värmeväxlare för olika värmare.
4. Vattenmätare för förvärmning av tappvatten.

Figur 7.4 Princip för 3-stegskoppling.

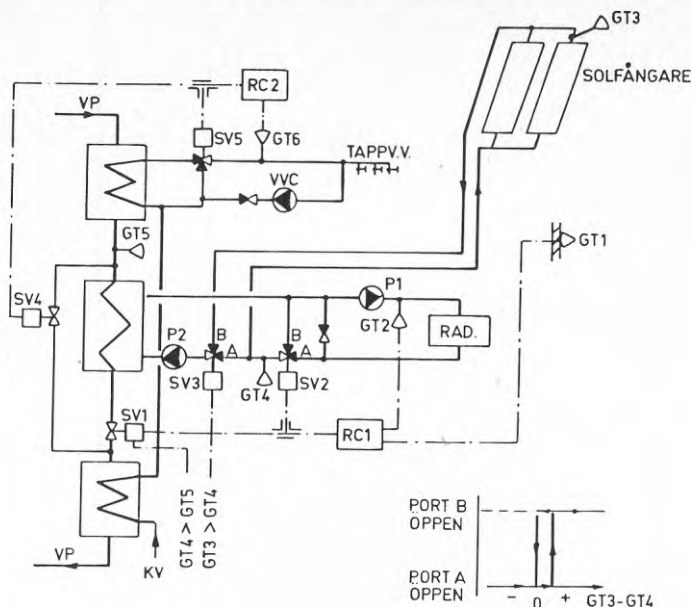
Det första alternativet innebär att en värmeväxlare kopplas in i serie med övriga värmeväxlare i abonnentcentralen. Alternativt utnyttjas värmesystemets befintliga värmeväxlare för både radiatorer och solfångare (se figur 7.5 och 7.6). En sådan koppling innebär att abonnentcentralens regler-system underordnas solfångarsystemet så att erforderligt flöde erhålles i abonnentcentralen. Detta sker genom att reglerventilen tvångsöppnas. När solen inte skiner styrs abonnentcentralen på normalt sätt. En nackdel med denna koppling är att solfångarsystemet arbetar mot en temperatur som i vissa fall motsvarar framledningstemperaturen. Vidare innebär anslutningsprincipen att abonnentcentralens energimätning (flöde och temperaturdifferens) måste ordnas på annat sätt, eftersom denna påverkas av solfångarsystemet. Detta går att lösa genom att utföra två energimätningar, dels energimängd som tillförs från solfångare och dels energimängd som uttages från abonnentcentralen. Huvudtanken med denna inkoppling är att kunna utnyttja befintliga komponenter och i viss mån system såsom fastighetens radiatorsystem. Det visar sig dock att man stöter på svårigheter med att finna tillräckligt stora dimensioner i radiatorsystemet att ansluta sig till, eftersom ledningsdimensionerna minskar med höjden i fastigheten.

Vidare uppstår problem med läckage i den befintliga systemdelen, eftersom solfångarna kräver tillsats av glykol för att förhindra frysning. Materialproblem måste beaktas vid sammankoppling av systemen.

Det andra alternativet innebär att solfångarsystemet ansluts parallellt med abonnentcentralen via en värmeväxlare enligt figur 7.7. Detta alternativ kan jämföras med det system som redovisades i figur 7.3. En pump utnyttjas för att övervinna tryckdifferensen mellan retur- och framledning. För att hålla samma temperatur ut från värmeväxlaren som råder i framledningen krävs en flödesreglering. Fördelen med denna anslutningsprincip är att två oberoende system erhålles och att några ingrepp i abonnentcentralen ej erfordras. Naturligtvis innebär servisledningens dimension en begränsning för solfångarinstallation. I Stockholm används som servisledning $\varnothing 40$ och till denna dimension kan ca 200 m² solfångare anslutas enligt den princip som redovisas i figur 7.7.

7.6 Anslutning till sekundärt distributionsnät

Vad som ovan sagts om anslutning till gemensam primärledning och servisledning gäller även för ett sekundärt distributionsnät. Skillnaden är att temperaturnivån ligger lägre än i primärsystemet. Detta medför att solfångarsystemet är begränsat till att mata in värme enbart på sekundärnätet. Teoretiskt finns möjligheten att höja temperaturnivån så mycket att en inmatning kan ske i primärnätet men ofta utgör materialen en begränsning, eftersom dessa är anpassade till temperaturnivån. En förhöjd temperaturnivå kan orsaka en påskyndad åldring av ingående komponenter och kan därmed anses vara olämplig.



Figur 7.5 3-stegskoppling med solfångare i radiatorkrets.

Funktion

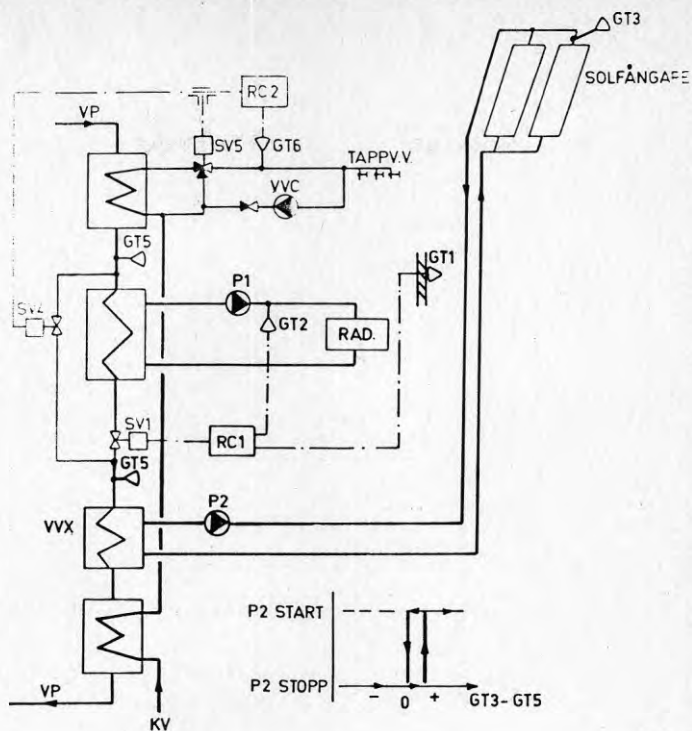
Solvärmen utnyttjas i första hand i husets radiatorkrets, i andra hand som förvärmning av tappvarmvatten och i tredje hand av primärvärmereturen.

SV3 fungerar som växelventil dvs antingen är port A helt öppen och port B helt stängd eller omvänt. SV3 styrs av temperaturskillnaden mellan GT3 och GT4. Om $GT3 \geq GT4$ är SV3 port B öppen och hela flödet passerar solfångarna.

Värmetillförseln till radiatorerna styrs av SV2 och SV1 i sekvens. Vid fallande temperatur vid GT2 öppnar i första hand SV2 gradvis port A och i andra hand öppnas SV1 för primärvatten. När värmen från solfångarna överstiger värmebehovet i radiatorkretsen kyls överskottet med hjälp av primärvattnet. Om $GT4 \geq GT5$, tvångsöppnas SV1 oberoende av RC1 och överskottet skickas på samma sätt på primärreturen. I detta driftfall frångås värmeverkens generella krav på kyld retur. Tappvattentemperaturen styrs på konventionellt sätt.

Att notera

Solfångare ingår i samma tryckhållningssystem som radiatorerna, varför montagehöjden på solfångarna bestäms av befintligt tryckhållningssystem (eventuellt får ett öppet system bytas till ett slutet). Frysrisk för solfångare, glykol ej lämpligt i befintligt system.

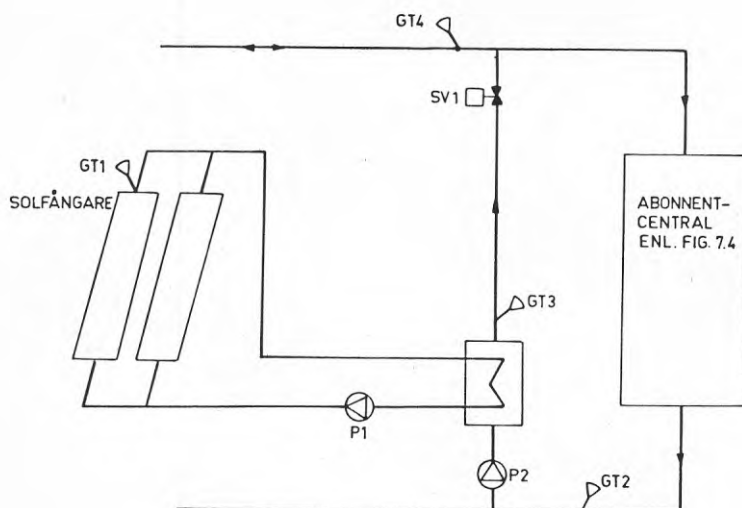


Figur 7.6 3-stegskoppling med solfångare i separat värmeväxlare.

Funktion

Solvärmen utnyttjas i första hand som förvärmning av tappvarmvatten och i andra hand av primärvärmereturen.

Om pumpen P2 har varit i drift en viss inställbar tid, säg 5 minuter, och $GT3 > GT5 + 10K$ tvångsöppnas SV4.



Funktion

P1 och P2 startas när GT1, GT2, SV1 styrs så att GT3 = GT4.

Figur 7.7 Anslutning av solfångarsystem mellan retur- och framledning.

7.7 Jämförelse mellan olika anslutningsprinciper

De olika anslutningsprinciper som skisserats består i att solfångarsystemet kopplas in i serie eller parallellt med abonnentcentral och hetvattencentral. När de olika principerna ska utnyttjas är beroende av de lokala förhållandena såsom flöden och temperatur i distributionssystemet.

Kostnadmässigt skiljer sig inte de olika principerna nämnvärt från varandra. De apparater och den reglerutrustning som är nödvändiga för de olika anslutningsprinciperna är likvärdiga. Den stora kostnaden vid installation i befintlig bebyggelse hänförs till byggkostnader, solfångare inkl montage samt övrigt rörmontage.

En skillnad kan dock noteras mellan anslutning till markkulvert respektive inomhusledning. Det förstnämnda kräver mer omfattande byggnadsarbeten i form av friläggande av befintlig kulvert, utbyggnad av befintlig eller nybyggnad av intilliggande kopplingsbrunn. I det andra fallet finns ofta utrymme tillgängligt i fastighetens f d panncentral.

Två olika förläggningssalternativ urskiljes:

- Markförlagda solfångare med anslutning till markkulvert.
- Solfångare förlagda på fastigheternas tak med anslutning till inomhusledning. Anslutning sker parallellt med abonnentcentral.

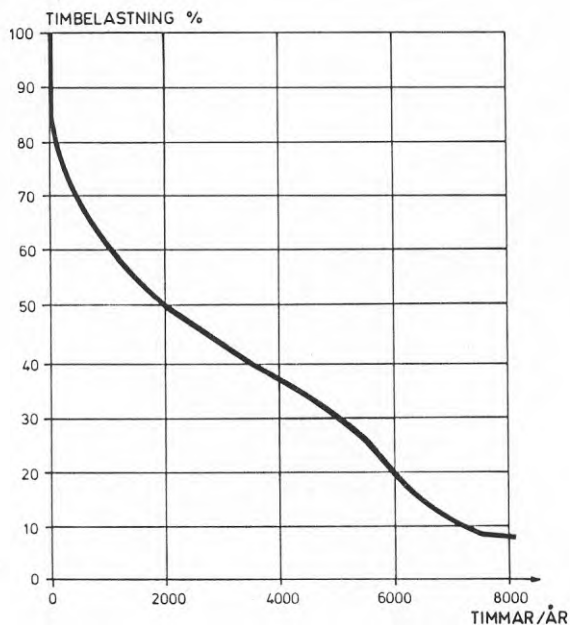
Av dessa två alternativ tycks det första enklast att genomföra, eftersom man då inte är kopplad till fastighetsägarna. Vilket alternativ som totalt sett är billigast beror till stor del på hur mycket solfångarsystemet belastas med markkostnader.

8 MAXIMAL SOLFÅNGARINSTALLATION UTAN ACKUMULERING

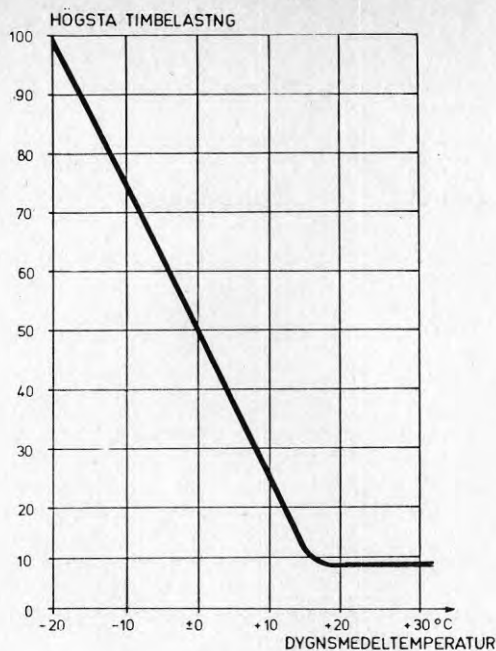
8.1 Effektförhållanden i fjärrvärmenätet.

Förhållandena i ett fjärrvärmenät är i stort sett beroende av de klimatförhållanden som råder på orten samt att abonnenternas tappvarmvattenförbrukning ska kunna tillgodoses året runt. Detta gäller rent generellt för bostäder. När industrier ingår som abonnenter i ett fjärrvärmesystem kan förhållandena förändras vad gäller flöden och temperaturer. Värmebehovet under helger och nätter är vanligtvis lågt vilket medför att flödet i distributionsnätet är lågt vid dessa tillfällen.

Fjärrvärmenätets belastning varierar med årstider dvs med utomhustemperaturen. I figur 8.1 redovisas en varaktighetskurva för timbelastningen i verk. Allmänt kan sägas att höga värden på timbelastningen härrör från vintermånaderna och de låga värdena från sommarmånaderna. De allra lägsta belastningsvärdena uppträder mitt på dagen eller nattetid under sommardygn. Hur timbelastningen varierar med utomhustemperaturen framgår av figur 8.2. Denna kurva är generaliserad ty i verkligheten avviker de uppmätta belastningsvärdena från denna kurva. Figur 8.2 visar dock att den lägsta genomsnittliga timbelastningen är ca 8% av det dimensionerande värdet.



Figur 8.1 Varaktighetskurva för timbelastning vid verk.



Figur 8.2 Relativ värmebelastning som funktion av temperaturen utomhus. (Källa Bruce 1979).

Effekten i distributionsnätet regleras genom variation av flöde och framledningstemperatur. I figur 4.1 framgick hur framledningstemperaturen varierar med utomhustemperaturen. I samma figur redovisades även returtemperaturens variation. Dessa kurvor ska endast ses som ett exempel på hur fram- och returledningstemperaturen kan variera i ett distributionsnät. Temperaturerna är beroende av abonnentsammansättning, reglerfilosofi osv. I vissa fall utnyttjas även lågtemperatursystem där temperaturerna blir betydligt lägre. I figur 4.1 framgick att framledningstemperaturen under den varmare årstiden hålls konstant i detta fall vid 80°C. Detta är betingat av erforderlig temperatur för tappvarmvattenberedning.

Av figur 8.2 framgick att abonnenternas lägsta efterfrågade effekt är ca 8% av det dimensionerade värdet. Under den varmare årstiden orsakas förbrukningen i nätet av abonnenternas tappvarmvattenbehov samt distributionsförluster. Tappvarmvattenförbrukningen varierar dels över dygnet men även med årstiden. Vidare finner man även en variation mellan olika veckodagar, vardagar resp helgdagar. Tappvarmvattenförbrukningens variation över året visar på en markant nedgång under semester månaden juli. Under denna månad uppgår förbrukningen endast till ca 50% av månadsmedelvärdet för hela året. Tappvarmvattenförbrukningens variation över dygnet redovisas av Svensson 1973. Rapporten är gammal, vilket kan föran-

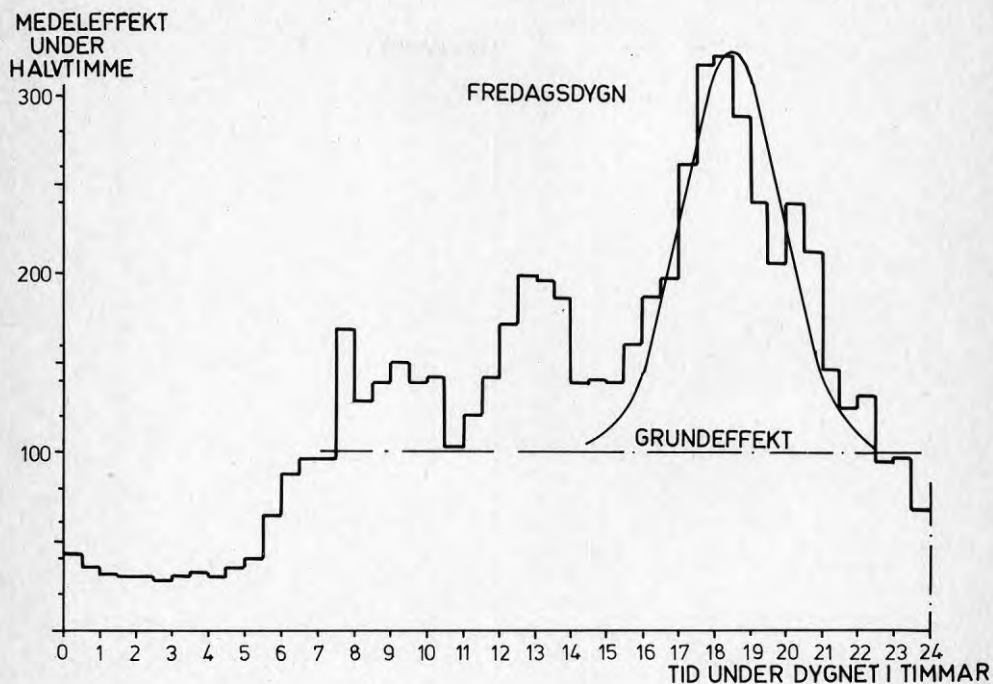
leda att dagens förbrukningsvärden avviker från vad som angivits i rapporten. Dessa avvikelser finns troligen i den totala förbrukningen som kan ha minskat p g a ökad upplysning om behovet att spara men däremot bör förbrukningsmönstret vara detsamma. I rapporten redovisas variationer över dygnet dels för olika dygn (fredags- och söndagsdygn) men även för enstaka lägenheter samt för grupper av dessa. I figur 8.3 finns dygnsförbrukningen redovisad schematiskt, gällande för sammanlagrad (> 100 lägenheter) tappvarmvattenförbrukning ett fredagsdygn. Karaktäristiskt är den förbrukningstopp som erhålles kl 18.00 - 19.00 samt den låga förbrukningen under natten.

8.2 Maximal täckningsgrad

För att få en uppfattning om effektvariationen i distributionsnätet har driftdata från Hässelbyverket i Stockholm studerats. Här framgår timme för timme belastning, framlednings- och returtemperatur samt utomhustemperatur. Dagar med ett stort antal soltimmar, > 6 timmar, har sedan utvalts för att få möjlighet att bedöma vilken storlek solfångarinstallationen kan ha. I figur 8.4 redovisas timeffekt i verk för några slumpvis utvalda soliga sommandagar. Om figurerna 8.3 och 8.4 jämförs återfinns förbrukningstoppen av tappvarmvatten kl 20.00 - 22.00 i figur 8.4. Detta beror på en fördröjning motsvarande transportsträckan i distributionsnätet. Den förväntade belastningen nattetid återfinns däremot inte, vilket kan förklaras genom att transporttiderna i nätet är upp till 8 timmar. I tabell 8.1 framgår antalet soltimmar, utomhustemperatur samt returtemperatur för de i figur 8.4 redovisade dagarna.

Den producerade värmemängden i solfångarna kan maximalt motsvara abonnenternas dygnsbehov av tappvarmvatten samt distributionsnätets förluster. Om den i solfångarna producerade värmemängden överstiger detta värde, innebär det att all värme ej kan tillvaratas direkt utan måste ackumuleras i nätet. Vilken nivå man ska välja är en fråga om hur mycket man kan överladda nätet. Den lägsta noterade timeffekten är ca 24 MW. Det verkar dock rimligt att lägga sig på en effektnivå på ca 35 MW, vilket motsvarar 12,5% av verkets maximala timeffekt (1979, 280 MW vid utomhustemperatur -19°C). I detta fall utnyttjas då distributionsnätet till viss del som ackumulator. Den under dagen producerade värmen förbrukas senare på dagen eller under kvällen. Hässelbyverkets utnyttjningstid är ca 2850 tim/år och antalet soltimmar i Stockholm är i genomsnitt 1906 tim/år, vilket medför följande täckningsgrad:

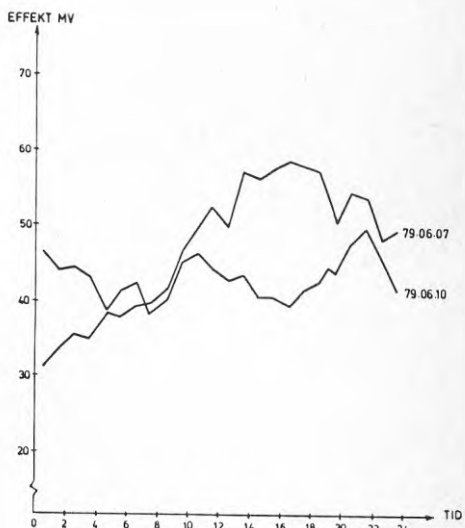
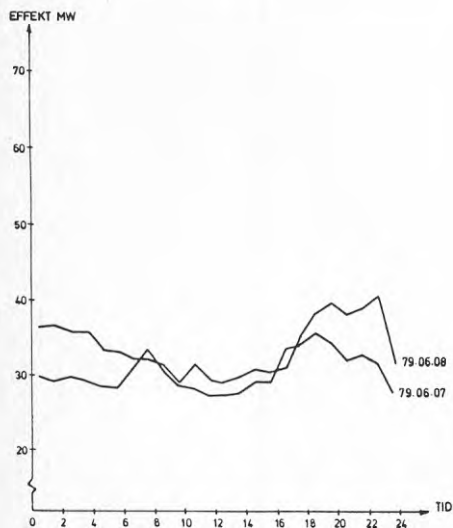
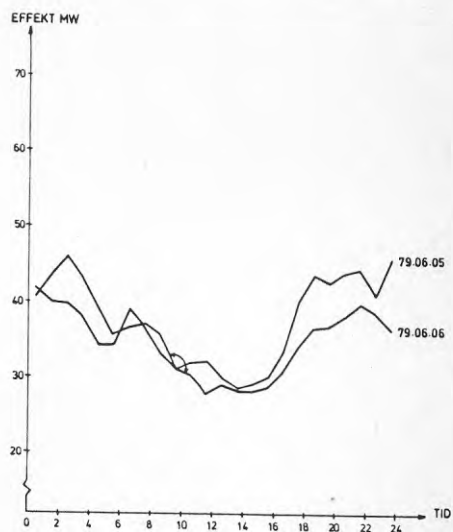
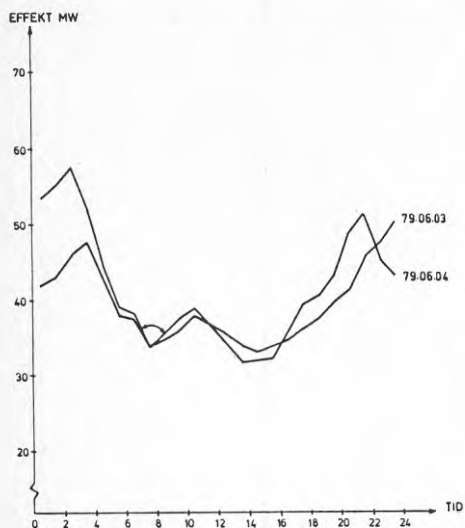
$$\text{Täckningsgrad} = \frac{35 \times 1906}{280 \times 2850} = 0,085$$



Figur 8.3 Värmebehov för tappvarmvatten under dygn med stor förbrukning. Mätresultat från 147 lägenheter.

Dag	Medeltemp °C	Soltim	Returtemp
790603 pingstdag	15,1	16,1	ej noterat
790604 an.d. pingst	16,3	16,2	ej noterat
790605 tisdag	18,8	16,2	50
790606 onsdag	20,0	15,9	50
790607 torsdag	23,2	15,3	51
790608 fredag	22,8	15,5	52
790609 lördag	10,8	0,4	47
790610 söndag	12,9	12,5	ej noterat

Tabell 8.1



Figur 8.4 Timeffekt i verk för ett antal soliga dagar.

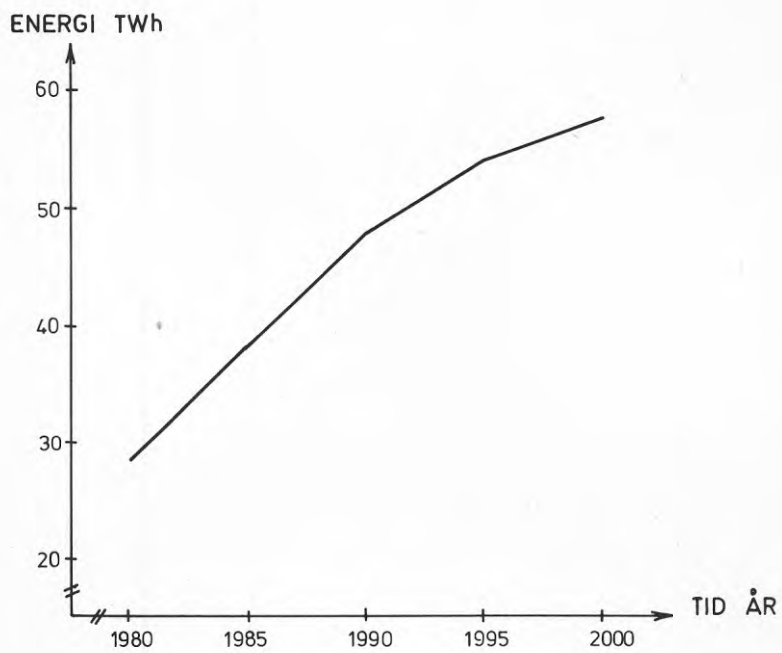
Av fjärrvärmenätets energiomsättning kan ca 8,5% tillgodoses med solfångare. Denna siffra varierar naturligtvis mellan olika distributionsnät beroende på abonnentsammansättningen. Möjligheter finns vidare att överladda distributionsnätet så att framledningstemperaturen stiger över sitt normala värde och på så sätt åstadkomma större täckningsgrad, ända upp till 10%. Detta har bedömts vara en dålig lösning, eftersom förlusterna från solfångare och distributionsnät ökar med ökande temperatur samt att det normalt producerande verket får mycket ojämna driftsförhållanden.

För att kunna producera värmemängden $35 \times 1906 = 66700$ MWh krävs ca 170000 m^2 solfångare om man antar att varje solfångare kan leverera ca 400 kWh/m^2 år till fjärrvärmenätet. Vid markförläggning krävs en markyta minst 2 gånger solfångarytan, d v s ca $340\,000 \text{ m}^2$. Som jämförelse kan nämnas att en fotbollsplan omfattar ytan 5000 m^2 ($50 \times 100 \text{ m}$). I detta fall krävs således en uppställningsyta motsvarande 68 fotbollsplaner för att åstadkomma en 8,5%-ig täckning av värmebehovet i Stockholms västra distrikts fjärrvärmenät.

8.3 Solfjärrvärmens globala betydelse

I energikommissionens arbete SOU 1978:17 samt i 1979 års energiproposition, prop 1978/79:115 behandlas solenergens bidrag till energibalansen översiktligt. I båda dessa arbeten framhålls vikten av att satsa på alternativa energikällor, där solenergi utgör ett av dessa alternativ. Energikommissionens arbete (vilket energipropositionen till stor del stödjer sig på) diskuterar olika försörjningsalternativ och i samtliga alternativ uppgår bidraget från solenergi till 1 TWh år 1985 och till 3 TWh år 1990. Energipropositionen är något försiktigare och säger 0 - 1 TWh resp 1 - 3 TWh. I dessa värden ligger naturligtvis stora osäkerheter och man bör se dessa värden som en målsättning.

Om man antar att solfångare installeras i en sådan omfattning att 8,5% täckningsgrad kan åstadkommas i samtliga fjärrvärmenät kan bidraget från solfjärrvärme beräknas. I Svenska Värmeverksföreningens Statistik 1978/79 samt Plan 80 framgår den nu utbyggda samt under 1980- och 1990-talet planerat utbyggd fjärrvärmen i landet. Se figur 8.5. År 1978/79 uppgick levererad värmemängd till 25,6 TWh och år 2000 har den uppskattats till 57,6 TWh, d v s en fördubbling på en 20-årsperiod. År 1990 är motsvarande värde 47,8 TWh. Teoretiskt kan solfjärrvärme år 1990 utgöra maximalt 4 TWh och år 2000 4,9 TWh. Det är dock inte realistiskt att tro att solfjärrvärme ska utgöra en så stor del år 1990, eftersom man idag befinner sig långt över de kostnader, där man kan förvänta sig lönsamhet. Vidare är det också ett resursproblem, eftersom en energiförbrukning på 4 TWh motsvarar ca 10 milj m^2 solfångare, vilket motsvarar en tillverkning på 1 milj m^2 solfångare per år.



Figur 8.5 Planerad fjärrvärmeutbyggnad 1980 - 2000.

9. EKONOMI

Ambitionen med detta kapitel är inte att göra en ingående ekonomisk analys eller bedömning om framtidsutsikterna för tillämpningen av solfjärrvärme. Kapitlet inriktar sig istället på att redovisa anläggningskostnader för planerade eller genomförda projekt samt att diskutera personalbehovet för service av solfångarinstalleringar. En ingående ekonomisk analys är idag svår att utföra, eftersom endast ett fåtal solvärmeprojekt (endast ett i samband med fjärrvärme) realiserats och att mycket arbete fortfarande finns att göra på att pressa kostnader.

9.1 Anläggningskostnader

Man bör skilja på anläggningskostnader i ny respektive befintlig bebyggelse. Kostnadsmässigt är här stora skillnader, eftersom man vid nybebyggelse kan planera för solfångarna redan på arkitektstadiet. Det framgår att en stor del av kostnaderna vid installation i befintlig bebyggelse härrör från byggnadstekniska åtgärder och ombyggnader. Nedan följer en sammanställning av solfångarprojekt i flerbostadshus för ny och befintlig bebyggelse. Tanken är att dessa installationer ska vara representativa för området solfjärrvärme genom att korrigeras med kostnaden för anslutning till fjärrvärmenät.

1 Solvärmesystem för tappvarmvatten i flerbostadshus
R 118:1979.

Denna rapport omfattar en förstudie av möjligheterna att placera solfångare på ett flerbostadshus i syfte att producera tappvarmvatten för ackumulering. Tre olika förläggningalternativ har studerats, nämligen tak, fasad- och markförläggning. För projektet gäller följande kostnader:

Alternativ	Nyttiggjord solenergi kWh/år	Täckn.- grad %	Invest.- kostnad kr	Invest.- kostnad kr/kWh, år
Takalternativet med 60 m ² solfångare	20.000	40	263.000	13,1
Gavelalt. med 60 m ² solfångare	16.000	32	232.000	14,5
Markalt. ² med 90 m ² solfångare	28.000	56	373.000	13,3
Markalt. ² med 60 m ² solfångare	23.000	46	316.000	13,7

Investeringskostnaden är angiven i kostnadsläge maj 1979 inkl moms men exkl oförutsett samt projekterings-, ränte- och byggherrekostnader. I detta projekt ansågs takalternativet vara den billigaste och bästa lösningen.

Av den redovisade investeringskostnaden utgörs 31 kkr av kostnader för ackumulatören. Denna kostnad bortfaller naturligtvis om systemet skulle anslutits till ett fjärrvärmenät men istället tillkommer kostnader för värmeväxlare och avstängningsventiler. Totalt sett blir investeringskostnaden ungefär densamma.

2 Solvärmestillförsel till fjärrvärmenätet

Denna rapport beskriver möjligheterna att tillföra solvärme till fjärrvärmenätets returledning. Fastigheten tillhör Stockholms Energiverk och är belägen i kvarteret Apotekaren. Solfångarsystemet består av 130 m² solfångare av låg- och högtemperaturtyp. Anslutningspunkten på fjärrvärmesystemet är belägen i kvarterets diagonala hörn, vilket orsakar förhöjda kostnader. Detta kompenseras förmodligen av att rördragning mellan tak- och källarplan kunde ske genom skorsten. Följande anläggningskostnad grundar sig på anbud från entreprenörer. Kostnaderna hämtade från "ansökan om projektanslag 791282-0". Kostnaderna är angivna i prisläge september 1979.

Alternativ	Nyttiggjord solenergi kWh/år	Investeringskostnad	
		kkkr	kr/kWh
Takförläggning 130 m ²	52.000	770	14,8

3 Solvärt tappvarmvatten till flerbostadshus i Växjö

Detta projekt syftar till att i ny bebyggelse via solfångare producera tappvarmvatten för ackumulering. Solfångare placeras på fastigheternas tak och ackumuleringen sker i en centralt belägen byggnad. Anläggningen omfattar 268 m² solfångare och en ackumulator på 23 m³. Följande anläggningskostnader är hämtade från BFR-projekt 780668-8, Stiftelsen Värendshus.

Alternativ	Nyttiggjord solenergi kWh/år	Investeringskostnad	
		kkkr	kr/kWh, år
Takförläggning 268 m ²	95.000	550 (500)	5,8 (5,3)
Akkumulator 23 m ³			

Ovanstående kostnader är angivna exkl moms i kostnadsläge juni 1978. Siffror inom parentes anger kostnader exkl ackumulator.

Syftet med den övergripande projektgenomgången är dels att påvisa kostnadsdifferensen mellan installation i ny resp befintlig bebyggelse samt att få en uppskattning om den inbördes kostnadsfördelningen i projekten. Visserligen har endast tre projekt studerats men vissa slutsatser kan ändå dras. Av projekten framgår att kostnaden för solfångare utgör ca 20% av totalkostnaden vid installation i befintlig bebyggelse medan för ny bebyggelse motsvarande siffra är ca 50%. Övriga kostnader hänförs till byggkostnader, komponenter (pumpar, ventiler, rör etc), elanslutning, montage, kontroll, besiktning och drifttagning. För att minimera investeringskostnaden i kr/kWh bör således största möjliga solfångararea ingå i varje anslutning till fjärrvärmenätet. Det bör vidare påpekas att kostnaderna förutom solfångarna härrör från konventionella komponenter och arbetskostnader. Dessa kostnader är mycket svårt att radikalt minska medan man på solfångarsidan kan förvänta sig nya och billigare typer vid en massproduktion. Det är dock svårt att inom en snar framtid kunna skönja lönsamhet för liknande projekt i befintlig bebyggelse. Det är troligt att man i första hand ska inrikta sig på stora markförlagda solfångarsystem för att pressa den specifika installationskostnaden.

9.2 Driftkostnader

För att få en uppfattning om totalkostnaden för ett solvärmesystem måste även kostnader för pumpenergi samt service och underhåll beaktas. Anläggningar förutsätts utföras så instrumenterade och automatiserade att den personella översynen blir minimal. Idag finns dåligt med erfarenhet från driftkostnader, eftersom de flesta större anläggningar är av karaktären demonstrationsanläggningar.

Pumpenergin som behövs för att driva systemet kan uppskattas till ca 1% av motsvarande värmeenergi som upptas i solfångarna, d v s en mycket liten del som dessutom omvandlas till värme.

För översyn och underhåll kan man tänka sig att antingen utnyttja personal som åker omkring och gör en okulär besiktning av anläggningen och tittar på vissa instrument. Alternativt till detta är att utnyttja ett mätsystem, där larm utgår när ett visst värde avviker från det normala. Larmet kan gå till fastighetsskötare eller central driftorganisation. Av dessa två alternativ är det larmsystemet som bör utnyttjas, eftersom detta innebär en minimal personalstyrka och därmed minimal kostnad.

9.3 Investeringsbehov

För att solenergin ska få någon betydelse i den svenska energibalansen krävs en forcerad utbyggnad där man förmodligen i första hand inriktar sig på stora markförlagda solfångarsystem. De kostnader som redovisades tidigare för solfångare måste i framtiden sjunka radikalt för att detta ska

kunna uppnås. Idag ligger solfångarpriset på 1000 - 1300 kr/m², medan man i framtiden måste komma ner i en nivå kring 500 kr/m². Om vi antar att man bygger ut solfjärrvärme till en nivå motsvarande 1 TWh krävs ca 2,5 miljoner m² solfångare, motsvarande en totalinvestering på 1,25 miljarder kronor vid solfångarkostnaden 500 kr/m². Härtill kommer investeringar i samma storleksordning för byggnadsarbeten, montage, rör, pumpar etc. Om solvärmen ska få en omfattning 1990 på ca 3 TWh erfordras således en investering på 7 - 8 miljarder kronor i dagens penningvärde.

Om vi antar en realränta på 4% och en 20-årig livslängd erhålls en genomsnittlig kostnad på 18 - 19 öre/kWh. Detta kan jämföras med att bränslekostnaden för olja idag är 10 öre/kWh.

För att kunna åstadkomma ett storskaligt utnyttjande av solenergin krävs ett radikalt nytänkande hos solfångartillverkarna för att i framtiden kunna producera billigare solfångare. Samtidigt med en kostnadsminskning måste även solfångarnas livslängd öka upp till minst 20 år. Dessa två målsättningar strider mot varandra men problemen måste lösas om ett genombrott inom solfångartekniken ska kunna åstadkommas.

10 ÖVERGÅNG TILL ELDNING MED FASTA BRÄNSLEN

10.1 Allmänt

Fjärrvärmeförsörjning av våra fastigheter inom tätbebyggda områden får en allt större omfattning i landets kommuner. De fördelar som finns med centraliserad uppvärmning kan sammanfattas med följande fyra punkter.

- Miljö
- Ekonomi
- Energiushållning
- Flexibilitet

Av dessa punkter är det framförallt flexibiliteten som är viktig i framtiden. Om Sverige ska kunna minska sitt omfattande oljeberoende är det viktigt att en övergång till eldning med fasta bränslen sker inom uppvärmningssektorn. Denna övergång kan för ett fjärrvärmeområde ske genom att en ny fastbränsleeldad hetvattencentral bygges eller att en befintlig oljeeldad hetvattencentral konverteras. För att snabbt minska landets oljeberoende bör man i första hand inrikta sig på de stora fjärrvärmenäten.

10.2 Lönsamhetsbedömning, investeringskalkyl

För att få till stånd ett storskaligt införande av solfångare för värmeförsörjning krävs att tillämpningen som sådan kan anses vara lönsam enligt kommunal-ekonomisk betraktelse. Idag kan inte solvärmeinstallationer anses vara lönsamma mer än i enstaka fall och staten stöder därför verksamheten genom bidrag. På sikt måste dock bidragen avskaffas.

För att göra en lönsamhetsbedömning för ett projekt (solvärmesystem) utföres en investeringskalkyl. Det tillförlitligaste sättet att utföra en investeringskalkyl är enligt nuvärdesmetoden där alla förväntade in- och utbetalningar diskonteras (omräknas med hjälp av en kalkylränta) till investeringstillfället. Om projektets nuvärde är positivt anses investeringen vara lönsam. De in- och utbetalningar det är fråga om, är den årliga energibesparingen i form av olja eller fasta bränslen samt kostnader för drift och underhåll.

Det är viktigt att man i investeringskalkylen inte räknar enbart med en oljebesparing under solfångarens avskrivningstid utan räknar med kostnaden för aktuellt bränsle. Bränslepriset i kr/kWh är lägre för fasta bränslen än för olja, vilket innebär att besparingen blir mindre. Så är fallet idag och måste så förbli i framtiden p g a att anläggningkostnaden för en produktionsanläggning för fasta bränslen är högre än motsvarande för olja. I framtiden kan man tänka sig att de fasta bränslena kommer att stå för baslasten, ca 80% av energiomsättningen i fjärrvärmenäten.

Resterande delen kommer från olja. Värmeverken har då pannor för fastbränsleeldning respektive olja och kan i viss mån välja energiråvara. Detta innebär att om de fasta bränslena ska komma till användning finns en övre gräns för dess marknadspris som nödvändigtvis är lägre än oljans.

Om man studerar 1979 års energiproposition, prop 1978/79: 115, framgår planer (förhoppningar) om hur fjärrvärmenäten kommer att värmeförsörjas år 1990. Följande tabeller är hämtade från prop 1978/79:115.

Tabell 10.1 Nettoenergibehovet fördelat på uppvärmningsform, TWh

	1978 ¹	1985		1990	
		högre användningsnivå	lägre användningsnivå	högre användningsnivå	lägre användningsnivå
Fjärrvärme	24,2	34-38	32-36	41-45	37-41
Elvärme ²	11,1	18-20	18-20	24-26	24-26
Solvärme ²	-	0-1	0-1	1-3	1-3
Övrig uppvärmning	64,0	47-41	42-36	32-25	24-17
Summa	99,3	99	92	97	85

1 Enligt energikommisionen.

2 Härav ingår större delen under rubriken Fjärrvärme. Resterande del avser enskild soluppvärmning.

Tabell 10.2 Värmeproduktion i fjärrvärmesystem, TWh

	1978 ¹	1985	1990
Kraftvärmeverk			
Olja	10,0	10-14	16
Fasta bränslen	-	0-2	6-8
Hetvattencentraler			
Olja	14,9	22-14	10-6
Fasta bränslen	-	0-1	4-5
Spillvärme inkl sopförbränning	1,0	3	3
Kärnkraftvärmeverk	-	3	6
Solvärme	-	0-1	1-2
Summa produktion (inkl distributionsförluster)	25,9	38	46

1 Uppskattade värden

Med den här skisserade utvecklingen kommer oljeberoendet inom fjärrvärmesektorn år 1990 att uppgå till 50 å 55%. Här framgår att den resterande delen består av spillvärme inkl sopförbränning, fasta bränslen, kärnkraftvärme och solvärme. Således kommer solfångarna att ekonomiskt "konkurrera" med andra energislag än olja.

Av ovanstående resonemang framgår att man endast under en kortare period, ca 10 år, kan betrakta solfångare i fjärrvärmenät som oljebesparare. Därefter sker en besparing av fasta bränslen. Idag är bränslekostnaden i kr/kWh för flis och kol 80 resp 70% av motsvarande för olja. Hur dessa förhållanden förändras i framtiden är mycket svårt att uppskatta men förmodligen kommer på sikt prisskillnaden mellan olja och fasta bränslen att öka i och med att oljan blir en allt knappare resurs.

11 SLUTSATSER

Av utredningen framgår att det är tekniskt fullt möjligt att utnyttja solfångare för inmatning av värme på fjärrvärmenät. Ekonomiskt är det dock idag orimligt höga kostnader dels beroende på att solfångarna är dyra men även pga höga installationskostnader i befintlig bebyggelse. Den teoretiska potentialen för solfjärrvärme är stor och förmodligen är det denna applikation inom solenergiområdet som snabbast kan påvisa lönsamhet. Fjärrvärmen är idag under utbyggnad och år 1990 svarar den enligt planerna för en värmeförsörjning på 47,8 TWh varav maximalt ca 4 TWh kan erhållas från solfångare.

För att i framtiden kunna få ett storskaligt utnyttjande av solenergi krävs förutom lägre solfångarkostnader även längre teknisk livslängd, minst 20 år. Från solfångartillverkarna krävs ett nytänkande med ex.vis färdiga modullösningar som kan användas i storskaliga installationer. I första hand bör man inrikta sig på markförlagda solfångare där installationskostnaden är lägst.

Förutom de ekonomiska aspekterna uppkommer problem med var solfångarna kan förläggas och till vilken kostnad. För att kunna svara på den frågan krävs en inventering i ett antal fjärrvärmeområden för att kartlägga marktillgången och till vilken kostnad marken kan disponeras.

I framtiden måste värme till våra fjärrvärmenät till stor del produceras i fastbränsleeldade hetvattencentraler/kraftvärmeverk, om landets oljeberoende ska minskas. Oljeeldade hetvattencentraler kommer en lång tid framöver att ha stor betydelse men måste mer och mer övergå till att utgöra spetslastanläggningar beroende på kostnadsrelationen mellan olja och fasta bränslen. Detta innebär att solvärme ej konkurrerar med olja utan med fasta bränslen och därför blir det ekonomiska kravet på solfångarna ännu högre.

BILAGA 1. BERÄKNING AV SOLINSTRÅLNING

I beräkningarna har hänsyn tagits till direkt och diffus strålning på följande sätt. Solinstrålningen har beräknats med hänsyn tagen till den direkta instrålningen och där- efter har den diffusa adderats. Den direkta instrålningens bidrag mot en godtycklig yta kan härledas enligt nedan. Angående definitioner se figur B.1.1.

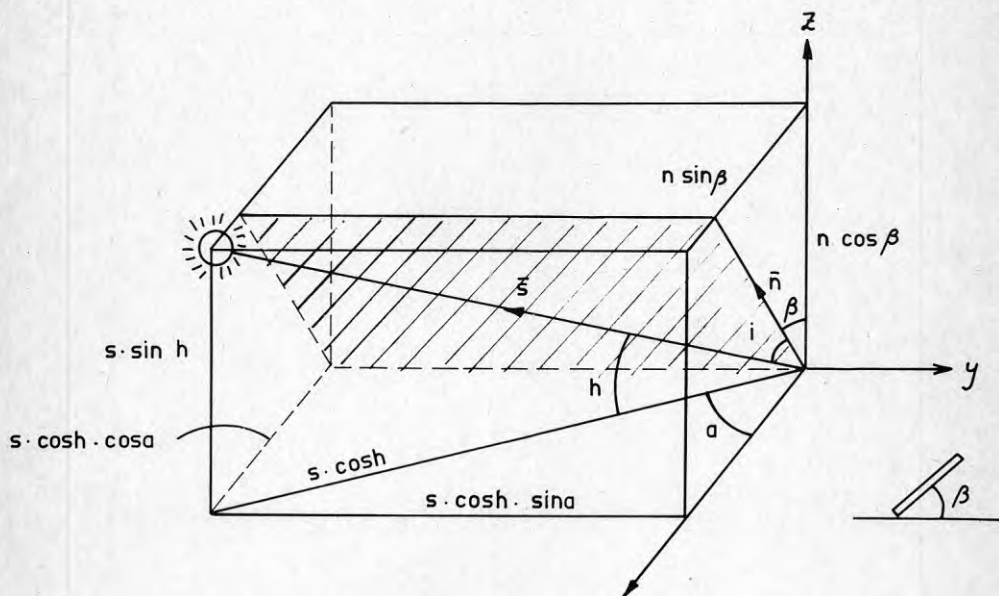


FIG B1.1 Definition av storheter

a = asimut

h = solhöjd

i = solens infallsvinkel mot solfångaren

β = solfångarens lutningsvinkel mot horisontalplanet

\vec{s} = solens riktningsvektor

\vec{n} = riktningsvektor hos solfångarens normala

Vektorn \vec{s} och \vec{n} kan skrivas som

$$\vec{s} = (\cosh \cdot \cos a, -\cosh \cdot \sin a, \sinh)$$

$$\vec{n} = (\sin \beta, 0, \cos \beta)$$

Infallsvinkeln i kan beräknas enligt $\cos i = \frac{\vec{s} \cdot \vec{n}}{|\vec{s}| \cdot |\vec{n}|}$

$$\cos i = \cosh \cdot \cos a \cdot \sin \beta + \sinh \cdot \cos \beta$$

Solintensiteten vinkelrätt, solfångaren kan då skrivas som

$$I_n = I \cdot \cos i$$

I Höglund & Stephensen 1968 finns asimut, solhöjd och intensitet tabellerat timme för timme. Med utgångspunkt från dessa värden har solinstrålningen beräknats för olika orientering och lutningsvinklar hos en solfångare belägen i Stockholm (1906 soltimmar). I beräkningarna har ingen hänsyn tagits till totalreflektion eller absorption i glaset. Dessa begränsningar har mindre betydelse för resultatet, eftersom dessa endast använts för jämförelse mellan olika uppställningar.

Den globala instrålningen har beräknats genom att uppskatta den diffusa andelen för olika lutningsvinklar (Girido 1978) och addera denna till den direkta instrålningen. Resultatet framgår av figur Bl.1. Beräkningarna visar ett något för högt värde över lag. För en horisontell yta erhålls samma instrålning för tidsperioden mars - september som SMHI anger för hela året, 982 kWh/m², år. Beräkningarna har dock utförts för att jämföra instrålning vid olika orientering och lutningsvinklar och då är den absoluta nivån mindre viktig.

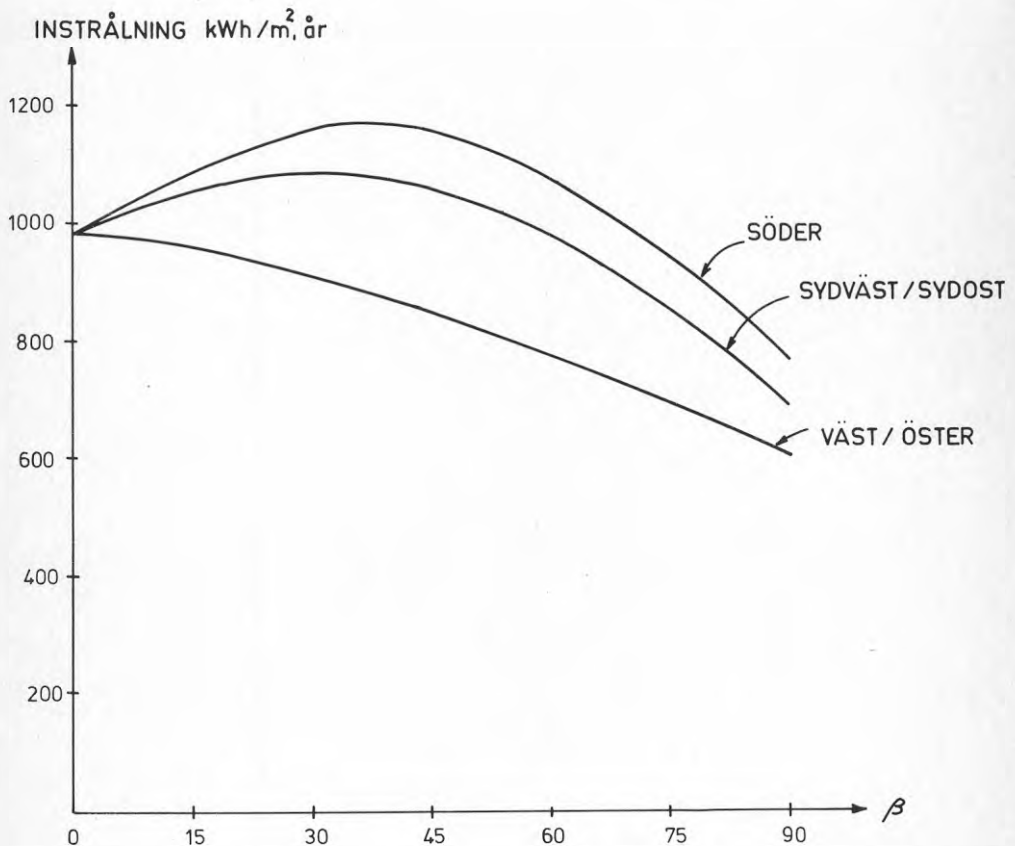


FIG Bl.1 Global instrålning mot en yta med olika orientering.

LITTERATUR

Svenska Värmeverksföreningen, Statistik arbetsåret 1978/79.

Svenska Värmeverksföreningen. Plan 80. Plan för fjärrvärme- och kraftvärmeutbyggnaden till år 2000.

Om vi avvecklar kärnkraften. SOU 1979:83. Betänkande av konsekvensutredningen.

Bruce T, 1978. Dimensionering av fjärrvärmenät. VVS - 78, Nr 10.

Girdo V, 1978. Grundläggande förutsättningar för soluppvärmning av byggnader i Skandinavien. Byggforskningen. Rapport R 108:1978.

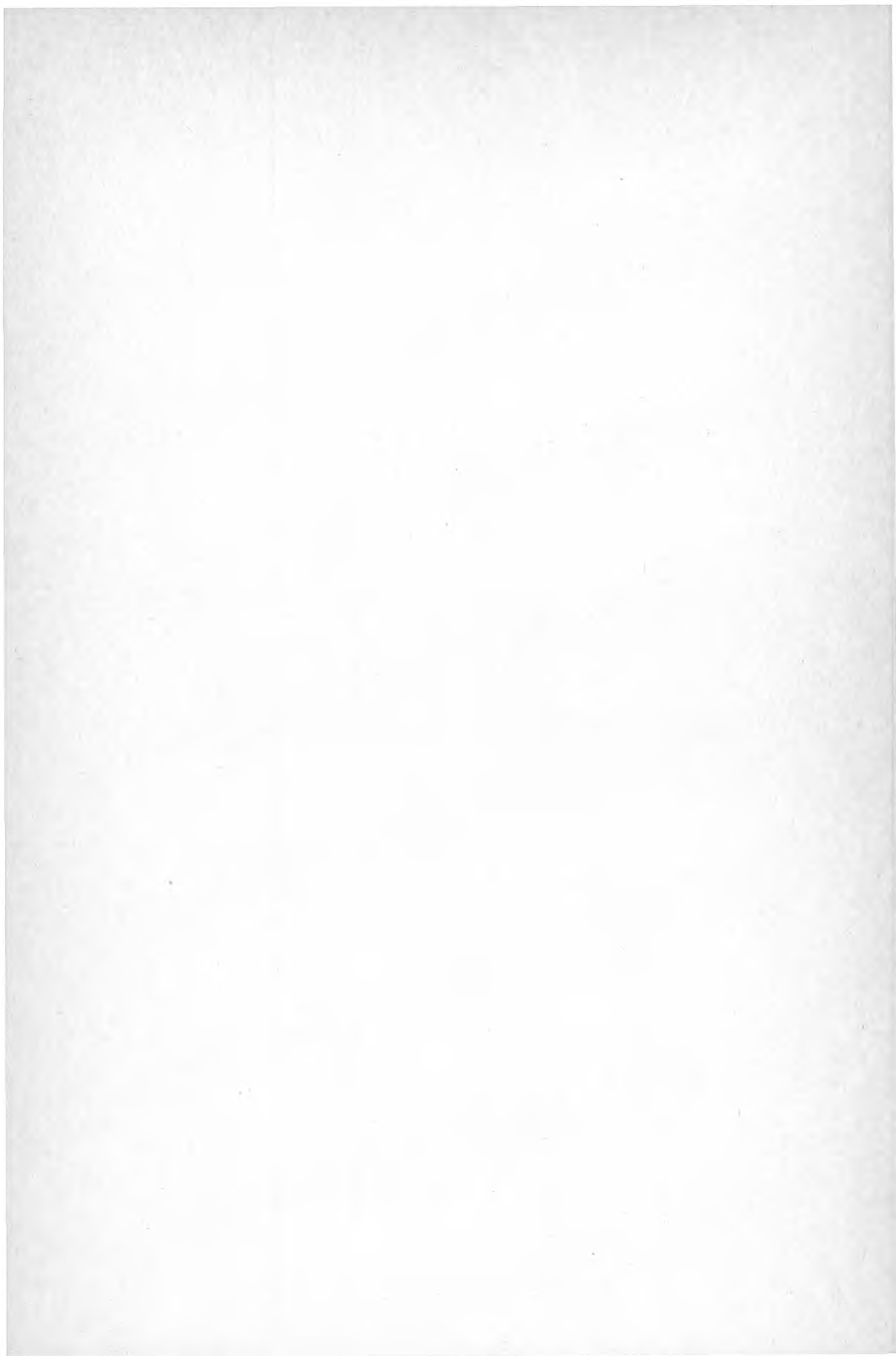
Widegren K, 1977. Möjlig användning av solfångare i befintlig stadsbebyggelse - en inventering. Byggforskningen. Rapport R 86:1977.

Svensson G, 1973. Dygnsbehovet av tappvarmvatten. Byggforskningen, Rapport R 57:1973.

Riktlinjer för energipolitiken. Regeringens proposition 1978/79:115.

Berndtsson L, Lindgren S, 1979. Solvärmesystem för tappvarmvatten i flerbostadshus. Förstudie till experimentbygge - etapp 2. Byggforskningen Rapport R118:1979.

Höglund J & Stephenson DG, 1968. Tabeller för beräkning av solinstrålning mot byggnader. Särtryck ur tidskriften Byggmästaren 9:1968.



**Denna rapport hänför sig till forskningsanslag
790494-5 från Statens råd för byggnadsforskning
till Rejlers Ingenjorsbyrå AB, Stockholm.**

R77: 1980

ISBN 91-540-3288-1

Statens råd för byggnadsforskning, Stockholm

Art.nr: 6700177

**Abonnemangsgrupp:
W. Installationer**

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

Cirkapris: 30 kr exkl moms