



LUND UNIVERSITY

Solvärme i bostäder med analys av kombinationen solfångare och bergvärmepump

Kjellsson, Elisabeth

2004

[Link to publication](#)

Citation for published version (APA):

Kjellsson, E. (2004). *Solvärme i bostäder med analys av kombinationen solfångare och bergvärmepump*. [Licentiatavhandling, Avdelningen för Byggnadsfysik]. Byggnadsfysik LTH, Lunds Tekniska Högskola.

Total number of authors:

1

General rights

Unless other specific re-use rights are stated the following general rights apply:

Copyright and moral rights for the publications made accessible in the public portal are retained by the authors and/or other copyright owners and it is a condition of accessing publications that users recognise and abide by the legal requirements associated with these rights.

- Users may download and print one copy of any publication from the public portal for the purpose of private study or research.
- You may not further distribute the material or use it for any profit-making activity or commercial gain
- You may freely distribute the URL identifying the publication in the public portal

Read more about Creative commons licenses: <https://creativecommons.org/licenses/>

Take down policy

If you believe that this document breaches copyright please contact us providing details, and we will remove access to the work immediately and investigate your claim.

LUND UNIVERSITY

PO Box 117
221 00 Lund
+46 46-222 00 00

Solvärme i bostäder med analys av kombinationen solfångare och bergvärmepump

Elisabeth Kjellsson

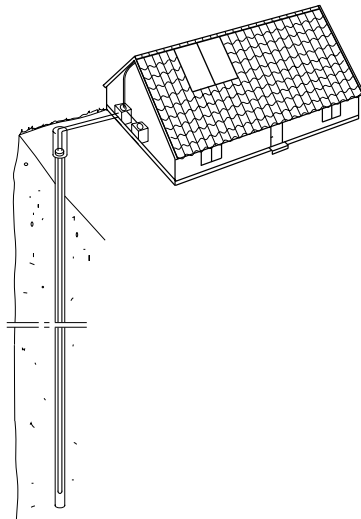
Rapport TVBH-3047 Lund 2004
Avdelningen för Byggnadsfysik



LUNDS TEKNISKA HÖGSKOLA
Lunds universitet

Solvärme i bostäder med analys av kombinationen solfångare och bergvärmepump

Elisabeth Kjellsson
Licentiatavhandling



Lunds universitet
Lunds Tekniska Högskola
Avdelningen för Byggnadsfysik
Box 118
221 00 Lund
Sverige

ISRN LUTVDG/TVBH--04/3047--SE(170)
ISSN 0349-4950
ISBN 91-88722-32-5
©2004 Elisabeth Kjellsson
Foto: Författaren om inget annat anges

Förord

Denna licentiatrapport omfattar resultat från flera projekt där jag medverkat som anställd på avdelningen för Byggnadsfysik, LTH. Projekten har rört sig inom områdena solenergi resp. energianvändning i byggnader. Intresset för solenergi har varit starkt sedan jag hade förmånen att få delta i genomförandet av en stor solvärmeanläggning i början av -80 talet, då som anställd vid Uppsala Kraftvärme AB.

Min förste handledare och inspiratör för detta licentiatarbete är Arne Elmroth, tidigare professor på avd för Byggnadsfysik och under senare delen av arbetet docent Göran Hellström, avd för Matematisk Fysik, med professor Björn Karlsson, avd för Energi och Byggnadsdesign, som biträdande handledare. Det finns många fler personer som hjälpt mig och gett mig stöd i arbetet och jag vill särskilt nämna Jesper Arfvidsson, nuvarande professor i Byggnadsfysik, Lilian Johansson, som hjälpt mig med figurer och manuskript, Birgitta Salmi, som håller ihop det ekonomiska och mycket annat, Lars Ohlsson, som byggde upp och under ett antal år servade och modifierade testanläggningen i laboratoriehallen, samt inte minst Mikael Lindström, som åtskilliga gånger lyckats rädda datorn från diverse haveri och virusangrepp och dessutom har tryckt rapporten. Jag vill tacka er alla för all hjälp, samt intressanta och givande samtal under årens gång. Jag vill också tacka alla andra som lämnat värdefulla kommentarer till manuskriptet, inte minst kollegorna på SERC (Solar Energy Research Center) på högskolan i Borlänge.

Anslagsgivare har framförallt varit Formas, som stått för huvuddelen av projektanslagen, men även bidrag från Elforsk, Statens Energimyndighet, Vattenfall Utveckling och EU's tredje och fjärde ramprogram har utnyttjats. Ett särskilt tack till Björn Sellberg och Michael Rantil på Formas, som stöttat på många vis genom årens lopp.

Till alla er andra som också hjälpt och inspirerat mig framför jag ett varmt tack och inte minst till min kära familj, Thomas, Märten, Love och Ludde, som givit mig support på alla sätt när tiden inte räckt till för det vardagliga, men annars bl.a. ser till att jag kommer iväg på avkopplande och spännande utflykter i världen. Till sist tack till mina spelkamrater, som ger mig glädje och kraft i de musikaliska mötena och som får mig att utveckla andra delar av personligheten.

Lund i april 2004

Elisabeth Kjellsson

Sammanfattning

En möjlighet att minska användningen av fossila bränslen är att utnyttja solenergi för uppvärmning och tappvarmvatten. Solens flödande energi finns som en enorm resurs och det är inte tillgången som är begränsande. Instrålningen från solen varierar tidsmässigt över dygnet och året. För att kunna utnyttja solens energi måste ett solvärmesystem anpassas för dessa variationer. I Sverige är den årliga totala instrålningen mot ett 45° lutande plan mot söder ca 1100 kWh/m² i södra delen av landet och ca 900 kWh/m² i den nordligaste delen. Variationen under året är betydande och ca 80% av den totala årliga instrålningen mot ett horisontellt plan infaller under sommarhalvåret (april-september).

Uppvärmningsbehovet för byggnader har ett omvänt förhållande tidsmässigt jämfört med solinstrålningens intensitet, medan värmebehovet för tappvarmvatten är relativt konstant under året. Energianvändningen för tappvarmvatten kan uppskattas till 40 kWh/m² bostadsyta och år, både för småhus resp. flerbostadshus. Solvärme kan täcka ca 50% av årsbehovet av värme till tappvarmvatten i solvärmesystem utan säsongslager.

Totalt har det i Sverige installerats ca 250 000 m² solfångare och i Europa (EU14) fanns det år 2001 totalt ca 10 miljoner m². Av de stora solvärmeanläggningarna (> 500 m² per anläggning) i Europa, finns ca en tredjedel i Sverige.

Konventionella solvärmesystem kan i Sverige minska behovet av tillförd energi med 300-400 kWh/m² solfångararea och år. I tappvarmvattensystem i villor kan solvärmens minska behovet av tillförd energi med 1500-2000 kWh/år. Med större system, s.k. kombisystem, kan även en del av uppvärmningsbehovet täckas med solvärme. För villor kan detta innebära ett minskat behov av tillförd energi med 2000-4000 kWh/år.

Byggnadens tak och väggar utgör en naturlig placering av solfångare. Solfångarmoduler kan antingen placeras på tak eller utanpå fasad, eller integreras i byggnadens konstruktion, där solfångarna utgör hela byggnadselement.

Om alla Sveriges byggnader skulle förses med solvärmdda kombisystem (varav en mindre del endast solvärmdda tappvarmvattensystem), dvs med värmelager för några dygn, skulle detta innebära att behovet av tillförd energi (räknat i energiinnehåll i bränsle) skulle kunna minskas med ca 12 TWh/år. Det skulle motsvara en solfångararea på ca 40 miljoner m².

EU har i White Paper (1997) satt upp mål för installerad solfångararea till år 2010. I ett byggnadsdirektiv (2002) från EU anges krav att medlemsländerna ska energicertifiera byggnader. I Sverige har Byggsektorn (2003) fastslagit att andelen förnybara energikällor ska ökas och energianvändningen ska minskas i bostäder och lokaler.

En relativt oprövad kombination är att använda solfångare i system med bergvärmepump. En inkoppling av solfångare i systemet ger nya förutsättningar som kan innebära positiva driftfördelar för både solfångare och värmepump. De tidigare försök som utförts med kombinationen solfångare och värmepump har främst avsett möjligheten att ladda borrhålet med solvärme.

Bergvärmepumpar är normalt kopplade till ett eller flera borrhål och naturvärme hämtas från berggrunden. I borrhålet finns en värmeväxlare, vanligen en slang med en U-böj i botten av borrhålet. För att undersöka värmeöverföringen i borrhålet har laborietest utförts på olika brunnsvärmeväxlare.

Solvärme kan användas på olika sätt i ett system med bergvärmepump, beroende på val av komponenter och inkoppling. Vid den mest flexibla systemlösningen kan solvärme användas direkt till tappvarmvatten, direkt till uppvärmning av byggnaden, värmning av förångaren eller till att ladda borrhålet, beroende på behov och temperaturnivåer. Värmepumpen avlastas därigenom och får bättre driftsvillkor. Fördelarna med återladdning av borrhålet kan vara att värmepumpens årsvärmefaktor höjs, borrhålet kan vara kortare, större värmeuttag kan göras eller att den höjda temperaturen kan kompensera för påverkan från värmeuttag i närliggande bergvärmebrunnar. Återladdning kan även användas både för att höja förångartemperaturen när aktivt borrhål är underdimensionerat och för att reducera termisk påverkan på närliggande bergvärmebrunnar.

Resultat från datorsimuleringar visar att för det fall när solvärmens enbart används för att höja temperaturen till förångaren och till att ladda borrhålet när värmepumpen inte är igång, så kan den ökade elanvändningen för cirkulationspumparna vara större än minskningen av elanvändningen för värmepumpen (kompressorn) och elpatronens tillskott. Det är därför av största vikt att systemet optimeras så att den totala elanvändningen begränsas.

Nyckelord: solvärme, solfångare, bergvärmepump, borrhål, energianvändning i byggnader, solinstrålning

Solar Heating in Dwellings with Analysis of Combined Solar Collectors and Ground-Coupled Heat Pump

Summary

One option to reduce the use of fossil fuels is to utilize solar energy for space heating and domestic hot water. The energy from the sun is abundant and has an enormous potential for direct use. It is not the supply of solar energy that gives limitations.

The irradiance from the sun varies in time over the day and over the year. In order to use the solar energy, a solar heating system must be adopted to these variations. In Sweden the global irradiation over a year on a tilted plane with 45° from the horizontal, facing south, is about 1100 kWh/m^2 in the southern part of the country and about 900 kWh/m^2 in the north. The variation over the year is predominant and about 80% of the yearly, global irradiation on a horizontal plane, comes during warmer halve of the year from April to September.

The space heating demand in buildings has an opposite relation in time compared to the irradiance during the year. The heat needed for domestic hot water is relatively invariable over the year. The annual average demand for heating the domestic hot water is roughly 40 kWh per m^2 living area for both single family dwellings and multifamily dwellings respectively. Solar energy can cover about 50% of the total need in solar heating systems with a heat store for a couple of days.

In Sweden, totally about $250\,000 \text{ m}^2$ solar collectors have been installed and in Europe (EU14) there was in the year 2001 about 10 million m^2 installed collector area. About one third of the large solar collector plants ($>500 \text{ m}^2$) in Europe is situated in Sweden.

Ordinary solar heating systems in Sweden may reduce the need of supplied energy with $300\text{-}400 \text{ kWh/m}^2$ solar collector area and year. In solar heating systems for domestic hot water in single family dwellings the solar heat may contribute with $1500 - 2000 \text{ kWh/year}$. With slightly larger solar heating systems, so called solar combisystems, the solar heat can also be used in the heating system in the building. For single-family dwellings the reduced need for supplied energy may be $2000 - 4000 \text{ kWh/year}$.

The building envelope is a natural place for integration of solar collectors with several options and advantages. The integration can be done as assembly of roof-mounted solar collectors or totally integrated in the building construction, as a roof- or wall-element.

If all of the buildings in Sweden would be equipped with solar combisystems (including a minor part with domestic hot water solar systems), the demand for the supplied energy (counted as fuel) may be reduced with about 12 TWh/year. The corresponding solar collector area would be about 40 million m².

The EC has in the White Paper (1997) set goals for the installed solar collector area until the year 2010. In the Building Directive (2002) there are requirements regarding energy certifications of buildings in the Member States. In Sweden, the Building Sector has decided to increase the contribution from renewables and to decrease the use of energy in the residential and service sector.

A relatively untested application of solar energy is the combination of solar heat and ground-coupled heat pump. Solar collectors in the system may give advantages for the operational conditions both for the solar collectors and the heat pump. The projects and tests that have been conducted so far have mainly been focused on the possibilities of recharging the borehole with solar heat.

Normally a ground-coupled heat pump is utilizing natural heat in the ground from one or more bore holes. In the bore hole there is a heat exchanger, normally a U-pipe. In order to investigate the bore hole thermal resistance a laboratory test has been carried out for different types of heat exchanger pipes.

The solar heat may be used in different ways in systems with ground-coupled heat pump, depending on choice of components and system. In the most flexible system solar heat can be used directly to the domestic hot water, directly for heating the building, heating the evaporator in the heat pump or recharging the bore hole, depending on demand and temperature levels. The run time of the heat pump will be reduced and the operational conditions improved. The advantages with recharging the borehole may be increased seasonal performance factor of the heat pump, possibility to use shorter boreholes, possibility for a higher extraction of heat from the borehole or compensation of the influence of neighbouring boreholes with heat extraction. The solar recharge may also be used to increase the evaporator temperature when the active borehole length is under-dimensioned and to reduce the thermal influence on neighbouring boreholes.

The results from the computer simulation so far, shows that in the case when the solar heat is used only for increasing the temperature to the evaporator or for recharging the borehole when the heat pump is not in operation, there is an obvious risk that the use of electricity for the circulation pumps is larger than the decrease of electricity use for the heat pump and the auxiliary heater. It is most important that the system is optimised in order to restrict the total use of electricity.

Keywords: solar heating, solar collectors, ground-coupled heat pump, borehole, energy use in dwellings, solar irradiation

Innehållsförteckning

Förord	1
Sammanfattning.....	2
Summary.....	4
Innehållsförteckning	7
1 Inledning.....	9
1.1 Från ved till sol	9
1.2 Solenergi till vad?	11
1.3 Varför solvärme?	13
2 Problemformulering	15
3 Syfte och mål.....	17
4 Metod	18
5 Avgränsningar	19
DEL 1 SOLVÄRME I SVERIGE	21
6 Solen som resurs.....	23
6.1 Regionala skillnader	24
6.2 Variationer mellan år	25
6.3 Variationer under året	27
6.4 Direkt resp. diffus instrålning	30
6.5 Instrålningsförhållanden mot byggnadsytor	31
7 Energibehov i byggnader.....	38
7.1 Energianvändning i bebyggelsen	38
7.2 Energianvändning i byggnader	43
8 Solvärme fram till nu.....	54
8.1 Historiska notiser	54
8.2 Solvärme i Sverige	54
8.3 Solvärme i andra länder	59
9 Systemlösningar i byggnader	66
9.1 Komponenter	67
9.1.1 Solfångare	67
9.1.2 Lagringstank	70
9.1.3 Styrsystem	71
9.1.4 Övriga komponenter	71
9.2 Solvärmesystem för tappvarmvatten och uppvärmning	72
9.3 Byggnaden som del i solfångarsystem	78
9.3.1 Arkitektoniska aspekter	78
9.3.2 Fasadintegration	79
9.3.3 Takinstallation	82
9.3.4 Utrymmeskrav	86
9.3.5 Byggnadens distributionssystem	86
10 Solvärmepotential i Sverige	88

10.1	Förutsättningar	88
10.2	Småhus	89
10.3	Flerbostadshus, lokaler och industrier	91
10.4	Sammanfattning	93
11	Solvärme i framtiden	95
11.1	Mål	95
11.2	EU's byggnadsdirektiv	95
11.3	Bygga-bo-målen	95
11.4	Byggsektorns kretsloppsråd	96
11.5	Möjligheter och hinder	96
DEL 2 SOLFÅNGARE I KOMBINATION MED BERGVÄRMEPUMP		99
12	Allmänt	101
13	Bakgrund, kombinationen solfångare/bergvärmepump	106
13.1	Tidigare försök	106
13.1.1	Start under 70-talet	106
13.1.2	Projekt under 80-talet	106
13.1.3	Aktiviteter under 90-talet	110
13.1.4	Aktuellt idag	113
13.1.5	Sammanfattning av tidigare studier	117
14	Komponenter	119
14.1	Värmepump	119
14.2	Borrhål och markvärmeväxlare	122
14.2.1	Laboratorietest av värmeöverföringen hos olika brunnsvärmeväxlare	125
14.2.2	Köldbäraren i markvärmeväxlaren	128
14.2.3	Berggrund	129
14.2.4	Termisk influens	131
14.3	Solfångare och övriga installationer	133
15	System	135
15.1	Olika system	135
15.2	Olika driftfall	138
16	Simulering	144
16.1	TRNSYS och IISiBat	144
16.2	Använda komponenter och system	147
17	Resultat	153
18	Slutsatser	160
18.1	Framtida arbete	160
19	Använda begrepp och symboler	161
20	Referenser	164
20.1	Litteratur	164
20.2	Internet	170
20.3	Datorprogram	170

1 Inledning

1.1 Från ved till sol

Livet på jordklotet är, och har alltid varit, helt beroende av energin som kommer från solen. Solenergi är inte en ”alternativ energi” utan det är den ursprungliga och kontinuerliga energikällan. Att utvidga de tekniska möjligheterna att utnyttja solens förnybara energi är en logisk utveckling ur ett historiskt perspektiv och den enda verkligt hållbara lösningen för ett framtida samhälle, där de grundläggande behoven är tillfredsställda för hela världens befolkning.

Av de 174 000 TW som ständigt flödar från solen mot jorden, reflekteras ca 25% i atmosfären, ca 50% omvandlas direkt till värme och ca 25% driver de stora cyklerna för väder, oceanernas strömmar och avdunstning. Växterna utnyttjar ca 1 promille av solens strålning mot jorden i omvandlingen till kemisk energi i fotosyntesen. Jordens befolkning utnyttjar effekten 10 TW (mindre än en tiondels promille av solens strålning mot jorden) i tekniska anordningar för uppvärmning, transporter och industri (Areskoug 1999).

Innovationer i det mänskliga samhället har på många vis historiskt utnyttjat energin från solen. Städer placerades strategiskt, där transporter kunde ske längs floder, och vindens kraft utnyttjades till att mala säd i väderkvarnar och att driva segelbåtar för transporter. Industrier placerades ofta där det fanns vattenfall, som kunde driva vattenhjul för att ge kraft till maskiner och så småningom till elektricitet via generatorer.

Den i ved lagrade solenergin, var det primära bränslet för uppvärmning i byggnader och till ånga i industrier ända fram till 1900-talets början, då användning av kol blivit allt mer betydande. Under 1900-talet kom den stora användningen av de fossila bränslena, som även de har ett ursprung från solens energi, men är lagrade från en tidsperiod för mer än 500 millioner år sedan. Dessa lager, som inte kan återskapas, blev praktiska och hanterbara bränslen i form av kol, olja och gas. Priserna var så låga att den utveckling i form av direkt utnyttjning av solenergi som tagit fart i början av 1900-talet helt avstannade.

Det tog ca 60 år för det industrialiserade samhället att skifta från ved till kol och därefter ytterligare ca 60 år att gå över till olja (1910-1970), även om kol fortfarande har en stor användning i världen för elproduktion. Idag står de

icke-förnybara energikällorna (olja, kol, gas och uran) för ca 80% av den primära energiförsörjning i världen. Den resterande delen består av två tredjedelar biomassa och en tredjedel vattenkraft.

Det som man tidigare ansåg var outsinliga resurser med fossila bränslen, har visat sig vara ändliga och icke förnybara i ett rimligt tidsperspektiv. En övergång till de förnybara energikällorna är den enda möjligheten för en hållbar lösning. Förutom att de förnybara energikällorna samverkar i jordens ekologiska system och inte heller ger upphov till farliga utsläpp, finns också fördelar genom att de skapar arbeten och industrier. Detta kan ge en bättre balans mellan länder, inte minst mellan världens rika och fattiga nationer. Användning av förnybara energikällor ger inte heller upphov till material och restprodukter som t.ex. kan användas för vapenframställning. Med tanke på framtiden och de generationer som kommer efter oss är det dags att vända från den fossila tidsepoken till dagens solsken.

Det är inte resursbristen som fått världen att vakna utan det är effekterna av förbränningen av de fossila bränslena som satt igång en förändring. Vi har försenat omställningen under de senaste 30 åren. Mellan 1974 och 1998 satsades inom IEA-länderna tre gånger så mycket statsunderstödd forskning, utveckling och demonstration om fossila bränslen (ca 33 miljarder US\$) som totalt på solenergi (ca 10 miljarder US\$) och ca 15 gånger så mycket på kärnkraft (ca 145 miljarder US\$) (alla kostnader i år 2002 penningvärde och växelkurser) (www.IEA.org).

I första hand är det varningarna om klimatförändringarna med en allt högre temperatur i atmosfären, som kan ge stora och mycket kostsamma konsekvenser för de flesta av världens länder. Olika scenarier presenteras som beskriver effekterna av isarnas avsmältning, havets höjning, de globala energiströmmarnas förändringar mm. För att minska denna påverkan måste en drastisk minskning av utsläppen av växthusgaser från de mänskliga aktiviteterna göras. Många forskare hävdar att det krävs en sänkning med åtminstone 50% av växthusgaserna inom de närmsta 50-100 åren för att återställa klimatbalansen för kommande generationer (ISES 2003), (Weiss 2003).

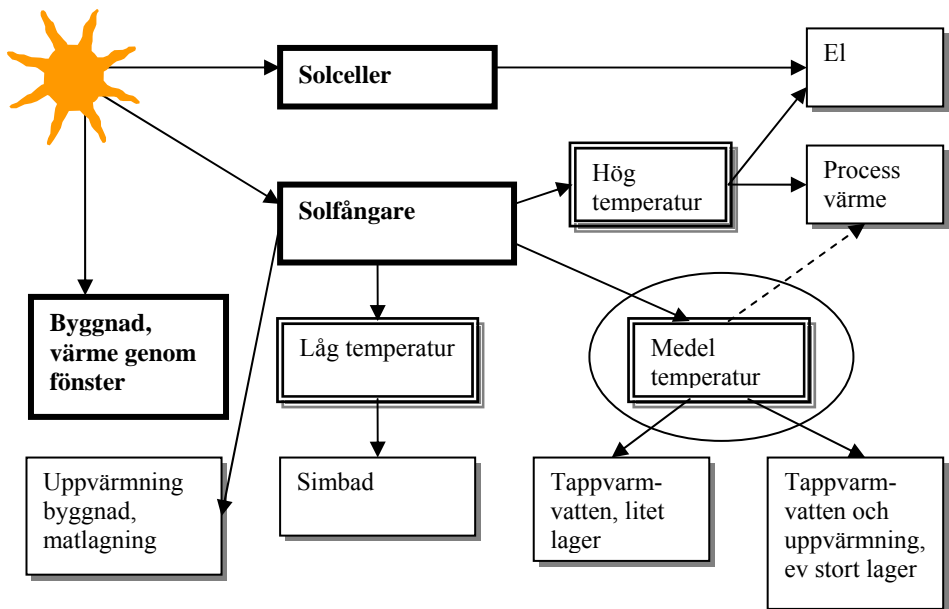
Olika initiativ har tagits för att beskriva det aktuella tillståndet och fastslå nödvändiga mål för framtiden, från ”Brundtland rapporten 1987”, med diskussion om hållbar utveckling, till klimat- och miljökonferenserna i Rio de Janeiro (1992), Kyoto (1997) och Johannesburg (2002). Dessa konferenser har bl.a. resulterat i att de flesta länderna har utvecklat handlingsprogram för att öka användningen av förnybara energikällor. Mål har fastställts och inte minst

EU har genom sitt White Paper ”Energy for the future: Renewable Sources of Energy” (EU 1997) bidragit till att skriva in målet att öka andelen förnybara energikällor med 12% till år 2010. För solvärmern ska den årligt installerade solfångararean öka med 20% i medlemsländerna, vilket motsvarar en total solfångararean på 100 milj. m² år 2010.

1.2 Solenergi till vad?

Indirekt användning av solenergi, dvs vattenkraft, vindkraft och bioenergi svarar, tillsammans med den miljövänliga geotermiska energin, för en helt överskuggande andel av de förnybara energikällorna i världens primära energiförsörjning och förväntas fortsätta att göra det under de närmsta decennierna. Den direkta användningen av solenergi förväntas att komma in på sikt och ge ett successivt ökande tillskott.

Solenergi kan omvandlas antingen till värme eller till el och det finns många olika användningsområden, se exempel i figur 1.1.



Figur 1.1 Exempel på användningsområden för solenergi.

En byggnad erhåller värme t.ex. genom att solen lyser in genom fönster. Denna instrålning kan vara till nytta om det finns ett uppvärmningsbehov men även en olägenhet om det förorsakar övertemperaturer. Byggnaden kan

utformas för att på effektivaste sätt motta instrålningen när den behövs men också avskärma från den oönskade instrålningen.

Beroende på utformningen av solfångare och system kan solvärme användas vid olika temperaturnivåer för olika behov. I byggnader används normalt system med ”medeltemperatur”, dvs den temperatur som behövs för att värma tappvarmvatten eller byggnad, 30-60°C. Solvärme kan värma tappvarmvatten i ett tappvarmvattensystem med ett litet lager eller i ett kombisystem för både tappvarmvatten och uppvärmning med ett större lager. För att täcka årsbehovet i Sverige krävs en kompletterande uppvärmningsenhet som samverkar med solvärmesystemet. Det kan vara en elpatron i tappvarmvattenberedaren, eller en panna för olja, biomassa, gas eller el för den konventionella uppvärmningen, värmeväxlare till fjärrvärmesystem eller värmepump som hämtar värme från luft, mark eller vatten. Systemen kan vara separata enheter för enskilda hus eller stora för grupper av bebyggelse med gemensamt distributionsnät, då det även kan finnas möjlighet till säsonglagring.

Enkla solfångare som ger låga temperaturer är särskilt användbara till simbassänger. En stor fördel med denna användning är att behov och tillgång till solvärme ofta sammanfaller tidsmässigt.

Solvärme kan också användas för att värma byggnader via luftssystem, t.ex. förvärmning av ventilationsluften genom ett dubbelt skikt i fasaden eller i glasade balkonger. Fasader kan tilläggsisoleras med transparent isolering så att utsidan värms upp av solen och en tidsförskjutning sker innan värmen når insidan av väggen. Denna applikation är framförallt användbar i länder med dåligt isolerade byggnader och stor skillnad på utomhustemperatur över dygnet.

I solugnar kan mat lagas när solen skiner. Detta kräver ett stabilt soligt klimat, vilket inte är fallet för Sverige, men kan komma till stor användning i soligare länder där matlagning traditionellt sker med hopsamlad ved.

Höga temperaturer, >100°C, kan antingen användas till industriell processvärme eller till att producera el i termiska solkraftverk. För att uppnå riktigt höga temperaturer krävs att instrålningen från solen koncentreras. I de solkraftverk som finns idag används temperaturer på 300-400°C. Även dessa system kräver stabilt soligt klimat.

Med solceller kan solenergi omvandlas direkt till el. Solcellerna kan vara små eller stora enheter och fungerar även vid varierad instrålning, med motsvarande lägre utbyte. Användning av solceller är en lösning som ger

möjlighet att få tillgång till el för de 1,8 miljarderna människorna i världen som inte har det. Även i områden med utbyggt elnät finns olika fördelar med användning av solceller.

Prisnivån på solel, samt den i Sverige stora användningen av el till uppvärmning, gör att det är betydligt effektivare att spara el med solvärme än med solel i Sverige (Karlsson 2004).

I Sverige är det framförallt kombisystem där solvärme används både för tappvarmvatten och uppvärmning av byggnad som är den vanligaste applikationen. Kombinationer av solvärme och värmepump har inte kommit till stor användning hittills, men på senare år har intresset ökat, speciellt för möjligheten att använda solvärme direkt till framförallt tappvarmvatten, men även till olika driftfall i system med bergvärmepump. Kombinationen med bergvärmepump ger nya förutsättningar för att använda solvärme vid olika temperaturnivåer och därmed också möjligheten att utnyttja lägre instrålningsnivåer.

1.3 Varför solvärme?

Förutsättningarna för användning av solvärme i Sverige, framförallt i bostäder beskrivs i följande kapitel. Beroende på vad solvärmens ersätter kan det finnas fördelar av olika slag (Andrén et al 2004).

Miljö

Användning av solvärme är framförallt positivt för miljön, det är en ”hållbar” energiteknik som inte ger några emissioner vid användning (förutom det som förorsakas av den drivvel som används till cirkulationspumpar). Solvärme kan därigenom minska CO₂-utsläppen och andra emissioner genom att ersätta bränsle. Även transporter av bränsle minskar.

Ekonomi

För den privata ekonomin minskar kostnaden för den konventionella uppvärmningen och man får bättre kontroll över framtida kostnader. Mängden importerat bränsle minskar och ett större oberoende fås. Solvärme kan förbättra värmesystemets verkningsgrad genom att ersätta annat bränsle till det konventionella systemet, som vanligtvis har lägre verkningsgrad under sommaren. I byggnadsintegrerade anläggningar kan solfångarna ersätta tak- eller fasadmateriel och på så vis få multifunktionell användning, som både fungerar som klimatskydd och värmeomvandlare.

Samhället

Användning av solvärme skapar lokala arbetstillfällen för installation och service, samt ger möjligheter för inhemsk industri med nya produkter och handel. Det kan också medföra ökad export av utrustning och know-how, samt ge en potential för vidare utveckling.

Naturligtvis finns det också nackdelar som kan ses som begränsande av utnyttjandet av solvärme. Det gäller framförallt att solens intensitet skiftar och kan endast utnyttjas direkt under dagtid. På våra breddgrader är dessutom säsongsvariationen stor, men med väldesignade systemlösningar kan solvärme utnyttjas i hög grad i byggnader och i samhället.

2 Problemformulering

Solvärme kan användas i många olika systemlösningar i byggnader. Till skillnad från konventionella värmeproduktionssystem är solvärmesystem känsligare för att en korrekt dimensionering balanserar de tre komponenterna: instrålning-värmeproduktion-behov.

Solinstrålningen varierar i tid, dels över dygnet och dels över året, och intensiteten mot en yta är beroende av vinkel och riktning mot solen. Förutsättningarna varierar också med geografisk belägenhet.

Det föreligger ett omvänt förhållande mellan tillgång till solvärme och behov av uppvärmning. Detta ger dels en säsongsvariation men även en skillnad bl.a. beroende på breddgrad. Vi har dock ett uppvärmningsbehov av tappvarmvatten, vilket är relativt jämt fördelat över året.

Eftersom säsongsvariationerna av uppvärmningsbehovet i Sverige är mycket stora är det i första hand solvärmesystem med tappvarmvattenuppvärmning och en mindre del byggnadsuppvärmning som kommit till användning.

Solvärme kan ge större eller mindre bidrag i olika system och i kombination med andra energikällor. För att ekonomiskt optimera anläggningarna måste behovet av värme motsvaras av produktionen av värme. Detta innebär att det bästa utbytet för en solvärmeanläggning erhålls om behovet under sommaren motsvarar den värme som kan produceras under sommaren. Mindre system kan lagra solvärme några dagar för att utjämna variationerna i tillgång och behov. I stora system kan även säsongslagring av solvärme utnyttjas.

Varje system måste optimeras med hänsyn till variationen av instrålning och behov, samt samverkan med kompletterande värmeproduktion. Eftersom det är viktigt att inte överdimensionera solvärmeanläggningen är det också angeläget att först undersöka byggnadens energieffektivitet och eventuellt vidta åtgärder för att anpassa energianvändningen, så att dimensioneringen av solvärmeanläggningen blir optimal.

En speciell användning är kombinationen med solvärme och bergvärmepump. Denna har hittills inte kommit till stor användning, framförallt för att man endast ersätter drivelen till värmepumpen med solvärme. Genom att utnyttja en mer avancerad styrning av systemet finns nya möjligheter för att använda solvärme med olika temperaturnivåer i kombination med användning av värmepump och bergvärmebrunn. Detta kan ge en bättre utnyttjning av solvärmeanläggningen och förbättra prestanda i bergvärmesystemet.

Problemet är att identifiera hur denna kombination kan utnyttjas mest effektivt och vilka för- och nackdelar som det kan innebära.

För att undersöka de ekonomiska förutsättningarna krävs analyser av tillgänglig teknik och utformning av system med styr- och reglerteknik. Andra viktiga frågor är prestanda, samt driftsäkerhet, tillförlitlighet och integrering i byggnad och värmesystem. Kostnaderna utgörs av kapitalkostnad, som huvudsakligen bestäms av investeringskostnaden, samt drift- och underhållskostnad.

3 Syfte och mål

Syftet med denna studie är att identifiera de förutsättningar och möjligheter som finns för att utnyttja solvärme i bebyggelse, med en fördjupad analys av kombinationen solvärme och bergvärmepump. Målet är att ta fram kunskap och ge underlag för att dimensionera solvärmeanläggningar.

Ett delmål för att kunna optimera användningen av solvärme har varit att ta fram fakta om hur solinstrålningen varierar och hur den kan utnyttjas effektivast.

Förutsättningen för att kunna använda solvärme i bebyggelse, beror bl.a. på hur variationerna i tillgång till solvärme och värmebehov tidsmässigt kan anpassas i systemet. För att få underlag till vad solvärme kan ersätta har ett delmål varit att kartlägga värmebehovet i byggnader för olika bebyggelsetyper och studera vilken potential solvärme med konventionella system kan ha i Sverige.

Tekniken är idag i vissa solvärmeapplikationer relativt välbeprövad och dessa har inte ägnats så stor uppmärksamhet, utan fokus har varit en mer detaljerad analys av kombinationen solvärme och bergvärmepump. Ett delmål har varit att studera om det finns system eller tillämpningar som kan vara energitekniskt eller ekonomiskt lönsamma idag eller i framtiden. En särskild studie har utförts av värmemotståndet i bergvärmebrunnar.

4 Metod

Arbetet har inriktats på att samla information och utföra beräkningar om solvärmesystem, bergvärmepumpssystem, instrålningsförhållanden och värmebehov. Det aktuella läget i Sverige beträffande solvärmeinstallationer har beskrivits och jämförelser med andra länder har gjorts.

För att få en uppfattning av hur mycket bidrag solvärme kan ge i bebyggelse i Sverige har den totala potentialen räknats fram för system utan säsonglagring. Med säsongslagring skulle teoretiskt hela uppvärmningsbehovet kunna täckas.

Laboratoriemätningar har genomförts för att bestämma värmemotståndet hos olika U-rörs-värmeväxlare i bergvärmebrunnar genom att variera dimensioner, material och design. Slutligen har hela system med kombinationen solvärme och bergvärmepump analyserats och simulerats med datorprogram.

Informationen har hämtats från olika publikationer men även genom deltagande i olika internationella samarbetsgrupper inom IEA (International Energy Agency, Solar Heating and Cooling Program) och EU-stödda samarbetsprojekt: EPISODE – Effective Policy Instruments for Energy Efficiency in Residential Space Heating – an International Empirical Analyses, TEBUC – Towards an European Building Code och PVCityGuide.

De beräkningsprogram som använts är PVSYST och METEONORM för solinstrålning, ENORM och VIP+ för energibehov i byggnader, samt simuleringsprogrammet TRNSYS för system med solvärme och bergvärmepump (se Referenser datorprogram).

5 Avgränsningar

I förutsättningarna för användning av solvärme redovisas instrålningsförhållandena samt energianvändningen i byggnader i Sverige. Användningen av solvärme i Sverige från 70-talet till nu presenteras och jämförelser görs med omvärlden.

Beskrivning ges av de vanligaste solvärmesystemen i bostäder, dvs system som ger temperaturer som krävs för tappvarmvatten- och byggnadsuppvärmning och en särskild studie görs av kombinationen solvärme och bergvärmepump. Denna analys gäller villastorlek och anledningen är att det finns många friliggande villor med egna värmeanläggningar, medan majoriteten av flerfamiljshusen är anslutna till fjärrvärmesystem.

Solvärme kan användas på många andra vis och system som inte tagits in i denna studie är luftsystem (aktiva eller passiva), lågtemperatursystem för t.ex. simbassänger eller högtemperatursystem för processvärme eller el. Inte heller möjligheten att använda solvärme för kylning är med i denna studie.

Solel berörs inte heller i studien. Det kan på sikt bli en konflikt i bebyggelsesammanhang beträffande konkurrens om lämpliga ytor för solceller resp. solfångare. Kommersiellt ligger solel längre fram i tiden än solvärme, åtminstone på våra breddgrader och i nätområden.

DEL 1 SOLVÄRME I SVERIGE

6 Solen som resurs

Livet på jorden är helt avhängigt vår närmsta stjärna, den gasformiga solen, vilken innehåller mer än 99% av solsystemets massa och därigenom styr planeternas rörelser. I solens innersta delar är temperatur och tryck så höga så att kärnreaktioner äger rum och där är den viktigaste reaktionen den ständigt pågående fusionen av fyra vätekärnor till en heliumkärna. Masskillnaden omvandlas till energi, som avges i form av elektromagnetisk strålning och vid solens synliga yta motsvaras den av en svart kropp med en effektiv temperatur av 5870 K.

Solen utstrålar årligen ca $3,5 \times 10^{18}$ TWh, varav 750 000 000 TWh når jordytan (IVA 2003). Av detta omvandlas knappt 0,06% i fotosyntesen och tas till vara av jordens växtlighet som energi i biomassa och mindre än 1% används för vind och vågor. Större delen av den inkommande energin används för att hålla jorden uppvärmd och för att hålla igång den hydrologiska cykeln. Slutligen återvänder all energi som använts på jorden tillbaka till rymden i form av värmestrålning. Det är denna balans som håller på att rubbas genom alltför stor användning av fossilt bränsle (Boyle 1996) (Areskoug 1999).

Världens kända och ekonomiskt utvinnbara tillgångar av olja och gas, liksom uranreserverna för dagens typ av kärnreaktorer, motsvarar den solinstrålning som når jordens yta under bara några dagar. Reserverna av kol motsvarar några veckors solinstrålning (IVA 2003). Solens flödande energi finns som en enorm resurs. Tillgången är inte den begränsande faktorn.

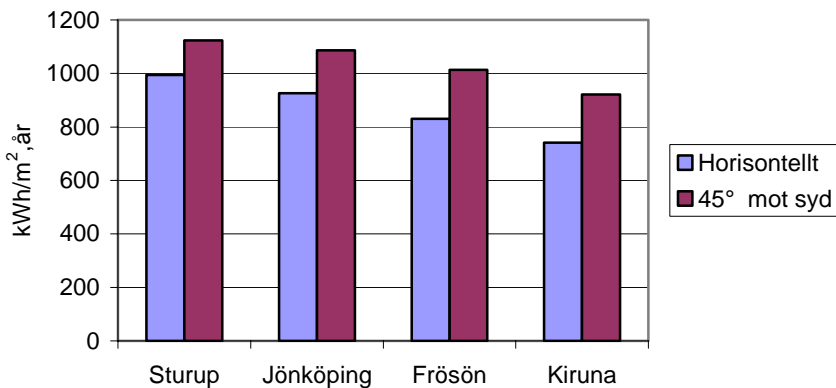
Klimatet är en av de viktigaste faktorerna som styr utbytet av solvärmeanläggningar och behovet värme. Temperaturen i solfångaren är beroende av solinstrålningens intensitet, samtidigt som förlusterna till omgivningen styrs av temperaturdifferensen mellan solfångare och omgivning. Värmebehovet i byggnaden styrs av temperaturskillnaden mellan huset och omgivningen, samtidigt som den solinstrålning som passerar genom husets fönster under uppvärmningssäsongen kan utnyttjas som internt tillförd energi. Även behovet av värme för tappvarmvatten kan variera över året beroende på källa och distributionssystem. Tas vattnet från underjorden råder traktens medeltemperatur i stort sett för den tillförda vattentemperaturen året om och då är det ingen större årsvariation. Tas tappvarmvattnet från ytvatten eller tillförs i ytligt belägna distributionsledningar är årstidsvariationen större (Weiss 2003).

I detta kapitel redovisas instrålningsförhållanden med olika variationer. Det gäller regionala skillnader beroende på geografisk belägenhet resp. tidsmässiga variationer mellan olika år och under ett år. Dessutom beskrivs instrålningsförhållanden mot ytor med olika riktning och väderstreck, samt uppdelning i direkt och diffus andel av den totala instrålningen.

6.1 Regionala skillnader

Klimatet varierar från plats till plats och instrålningen är dels beroende av den geografiska placeringen men också av lokala skiftningar i väder, t.ex. kust- resp. inlandsklimat, med olika molnförekomst.

Ju längre från ekvatorn man befinner sig, desto större skillnad är det mellan instrålningen mot ett horisontellt plan och den optimala instrålningen mot ett lutande plan mot söder. Normalt redovisas endast instrålningen mot ett horisontellt plan, när globala jämförelser görs, vilket t.ex. får de nordliga breddgraderna att ge sken av en lägre instrålning än vad som är möjligt att utnyttja.



Figur 6.1 Den totala medelinstrålningen över året mot en horisontell resp. 45° lutande yta mot söder, på fyra platser i Sverige: Sturup, Jönköping, Frösön och Kiruna. Medel under åren 1974-90 för Sturup, medel 1962-90 för Jönköping och medel 1961-90 för Kiruna och Frösön (kWh/m², år) (Kjellsson 2000).

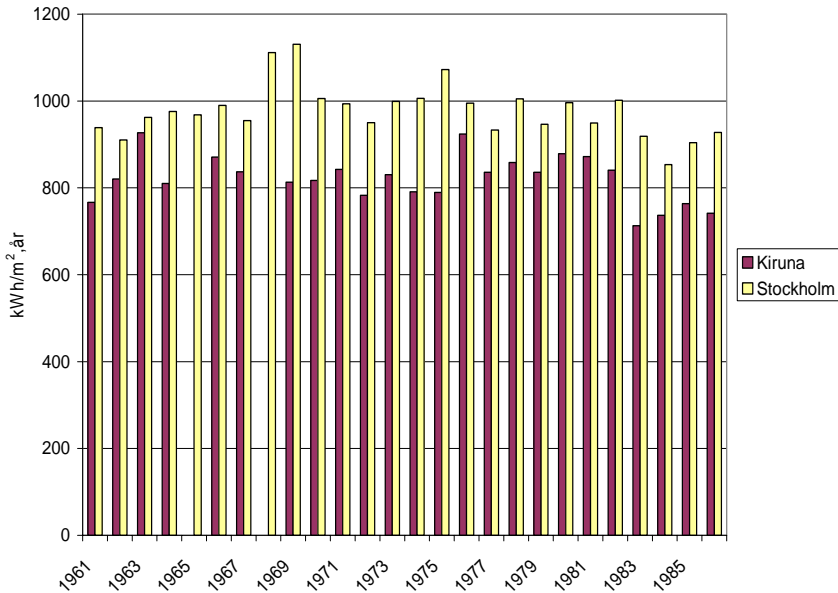
I figur 6.1 visas den totala medelinstrålningen över året dels mot en horisontell yta, dels med en yta med 45° lutning mot söder, på fyra orter i Sverige, från syd till nord. Den högsta totala instrålningen på ca 1100 kWh/m², år finner vi i

Sturup i Skåne mot 45° lutning mot söder, medan Kiruna har drygt 900 kWh/m²,år. Ser man på instrålningen mot ett horisontellt plan ökar skillnaden något mellan orterna. Sturup har en instrålning mot ett horisontellt plan på 1000 kWh/m²,år och Kiruna har knappt 750 kWh/m²,år.

I de områden i världen med den högsta instrålningen; dvs ”solbältena” i Sahara, västra delen av södra Afrika, större delen av Australien, sydvästra USA och mellersta delen av västra Sydamerika, kommer man upp till ca 2200 kWh/m²,år, alltså en faktor 2 mot svenska förhållanden.

6.2 Variationer mellan år

Variationerna mellan olika år kan vara betydande och innebära olika utbyte av en solvärmeanläggning. I figur 6.2 ses årsinstrålningarna mot en horisontell yta mellan 1961 och 1986 för Kiruna resp. Stockholm. Det kan mellan högsta och lägsta totala årsinstrålning skilja på ca 200 kWh/m²,år för Kiruna och upp till 300 kWh/m²,år för Stockholm, vilket för Stockholm motsvarar en variation på ca ±15% från medelvärdet.



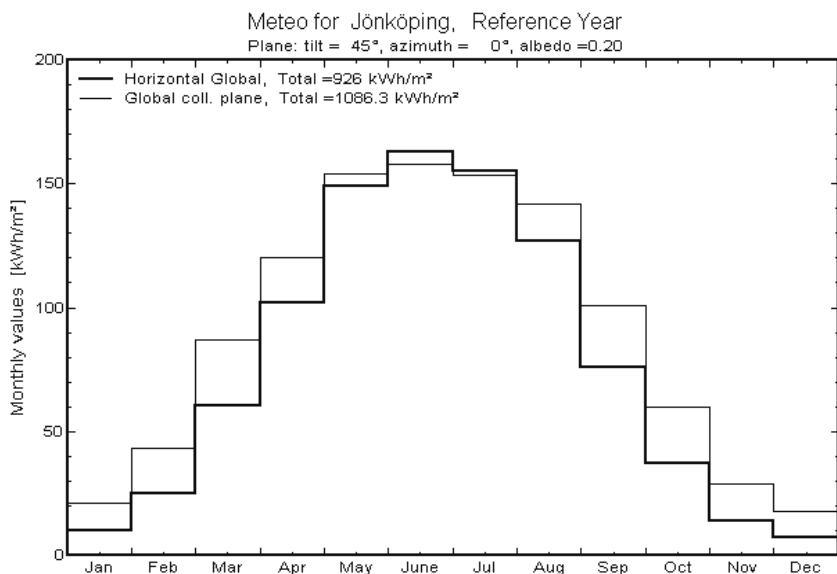
Figur 6.2 Total årsinstrålning för Kiruna, Frösön och Stockholm mot en horisontell yta under åren 1961-1986 ($\text{kWh/m}^2, \text{år}$) (Josefsson 1987).

Variationer i total årlig solinstrålning under tidsperioden 1983-1998 har undersökts av Adsten (2002) för orterna Lund, Stockholm och Luleå. För en yta med 45° lutning mot söder varierade instrålningen under dessa år med -9% till +10% för Lund, -13% till +10% för Stockholm och -12% till +14% för Luleå.

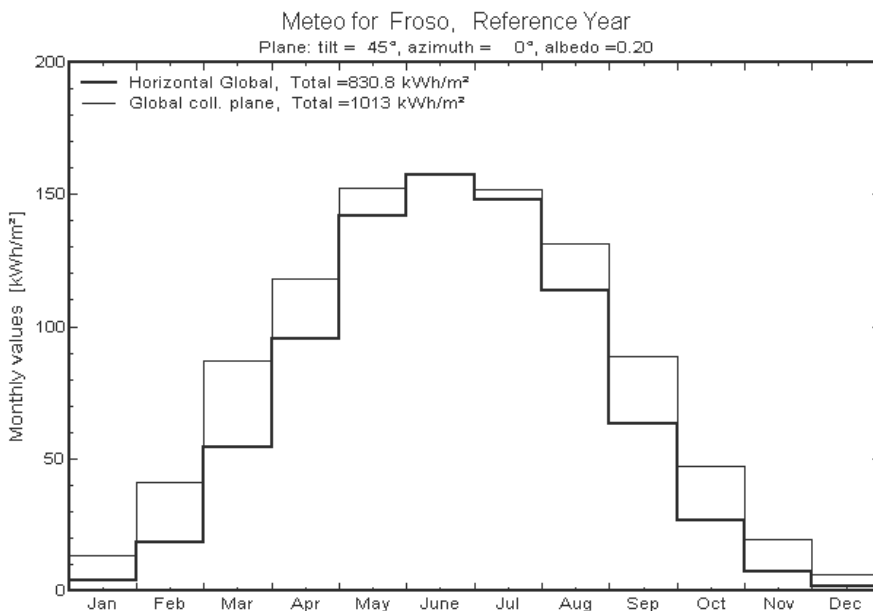
Motsvarande förhållande gäller även för utomhustemperaturen, vilken ju till stor del styr uppvärmningsbehovet. Adsten (2002) konstaterar en variation i medeltemperaturen över året (under de tidsperioder när instrålningsnivån mot en yta med 45° mot söder överstiger 300 W/m^2) med -25% till +16% för Lund (medel $13,4^\circ\text{C}$), -30% till +13% för Stockholm (medel $13,6^\circ\text{C}$) och -17% till +14% för Luleå (medel $9,8^\circ\text{C}$) (för åren 1983-1998).

6.3 Variationer under året

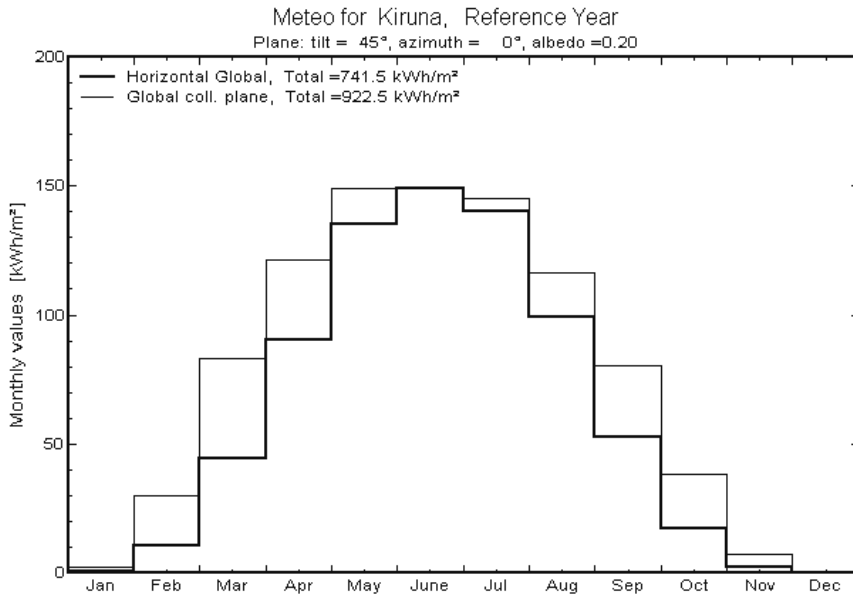
Variationen i instrålningsnivåer ökar ju längre från ekvatorn man befinner sig. I Sverige har vi mycket stora variationer, eftersom vårt land är långt och norra delen t.o.m. befinner sig norr om polcirkeln.



Figur 6.3 Fördelning av total solinstrålning (global) i Jönköping över året mot horisontell (horizontal global) resp. 45° lutande yta (global collector plane, plane tilt = 45°) mot söder (azimut = 0°) Markreflektion (albedo) = 0,20. Total instrålning mot en horisontell yta = 926 kWh/m²,år, total instrålning mot 45° lutande yta mot söder = 1086,3 kWh/m²,år. (Jönköping väderdata medel 1962-90) (kWh/m²,månad) (Kjellsson 2000, PVSYST datorprogram).



Figur 6.4 Fördelning av total solinstrålning (global) i Frösön över året mot en horisontell (horizontal global) resp. 45° lutande yta (global collector plane, plane tilt = 45°) mot söder (azimut = 0°) Markreflektion (albedo) = 0,20. Total instrålning mot en horisontell yta = 830,8 kWh/m²,år, total instrålning mot 45° lutande yta mot söder = 1013 kWh/m²,år. (Frösön väderdata medel 1961-90) (kWh/m²,månad) (Kjellsson 2000, PVSYST datorprogram).



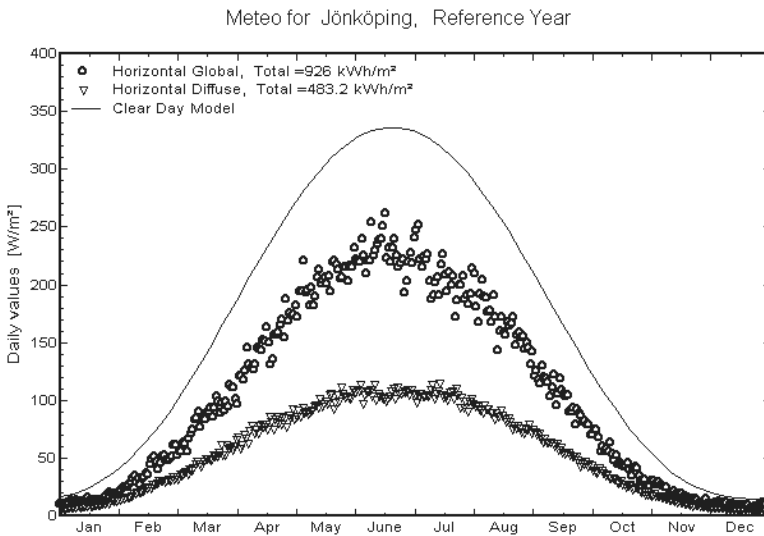
Figur 6.5 Fördelning av total solinstrålning (global) i Kiruna över året mot en horisontell (horizontal global) resp. 45° lutande yta (global collector plane, plane tilt = 45°) mot söder (azimut = 0°) Markreflektion (albedo) = 0,20. Total instrålning mot en horisontell yta = 741,5 kWh/m²,år, total instrålning mot 45° lutande yta mot söder = 922,5 kWh/m²,år. (Jönköping väderdata medel 1961-90) (kWh/m²,månad) (Kjellsson 2000, PVSYST datorprogram).

Som framgår av figurerna 6.3-6.5 så är variationen under året störst längst i norr, men även i söder är instrålningen mycket låg under vintern. Den procentuella skillnaden är stor under vintern mellan norr och söder, men i absoluta tal är det endast en så liten del av årsinstrålningen som kommer under november till och med januari, så att ett årsutbytet i en solvärmeanläggning inte påverkas nämnvärt.

Från februari till april resp. från augusti till oktober ser vi att ett lutande plan mot söder träffas av markant mer instrålning än ett horisontellt plan, med ökande betydelse ju längre norrut vi kommer. Under sommaren, maj till juli, ser vi de högsta instrålningsnivåerna och särskilt under juni är betydelsen av ett lutande plan helt försvunnen.

6.4 Direkt resp. diffus instrålning

I Sverige är andelen diffus instrålning relativt hög, något över 50%, jämfört med länder med mindre molnigt väder. Konventionella plana solfångare, såväl som solcellsanläggningar tillgodogör sig både direkt och diffus instrålning, jämfört med koncentrerande solfångare som bara kan koncentrera den direkta andelen. Under drifttiden av en konventionell solvärmeanläggning är den diffusa andelen omkring 25%. Figur 6.5 visar diffus och total instrålning mot en horisontell yta i Jönköping.



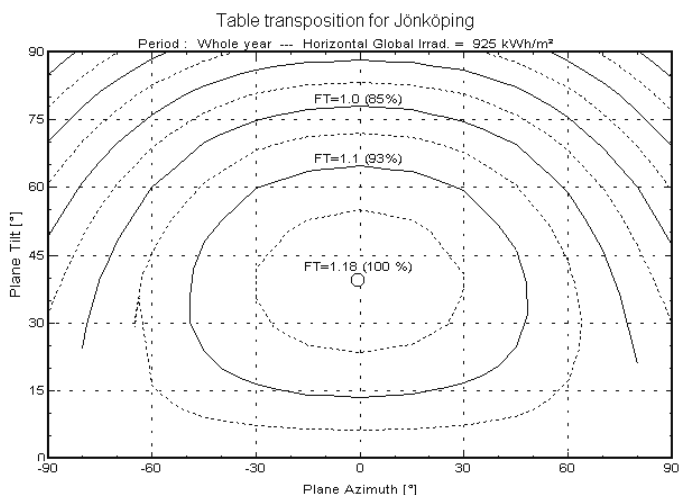
Figur 6.5 Fördelning över året av medeleffekt per dygn av diffus (horizontal diffuse) resp. total (horizontal global) solinstrålning mot en horisontell yta för Jönköping, samt teoretisk solinstrålning från molnfri himmel (clear day model) (W/m^2 , dygn). Total instrålning mot en horisontell yta = 926 kWh/m²,år, diffusinstrålning mot en horisontell yta = 483,2 kWh/m²,år. (Jönköping väderdata medel 1962-90) (Kjellsson 2000, PVSYST datorprogram).

I figur 6.5 finns också en linje inlagd för den teoretiskt maximala instrålningen helt utan moln, vilken också kan ses som den maximala effekten per dag.

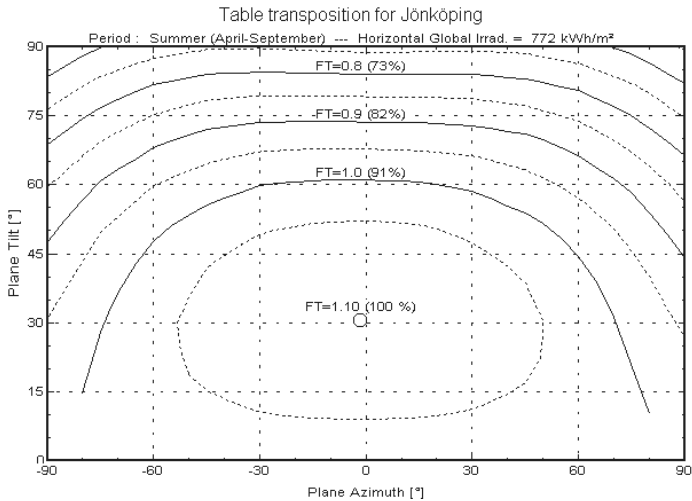
6.5 Instrålningsförhållanden mot byggnadsytor

Den totala instrålningen som träffar en yta beror både på vinkeln mot horisontalplanet och på riktning i väderstreck (azimut). För ett fast plan är den optimala vinkeln för årsinstrålningen i södra delen av Sverige 30-45° vinkel mot horisontalplanet med orienteringen $\pm 15^\circ$ maximal avvikelse från söder. Ju lägre solens höjd är desto högre vinkel krävs, dvs under vinterhalvåret är den optimala vinkeln 60-65° mot horisontalplanet och för endast december upp mot 75-80°.

Figur 6.6 visar den totala relativa instrålningen över året för olika lutningar mot horisontalplanet och vinklar mot söder. Den maximala instrålningen är mot lutningen 40°.

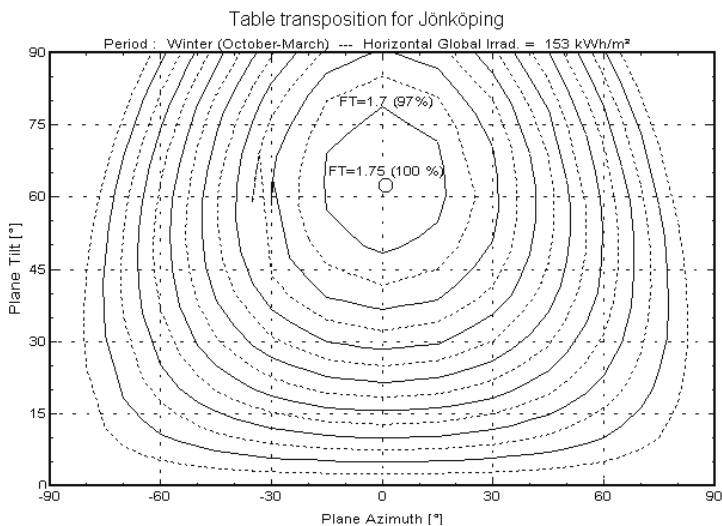


Figur 6.6 Total relativ instrålning över året för Jönköping mot olika ytor. 100% är den maximala instrålningen. FT= instrålningen mot den vinklade ytan dividerat med instrålningen mot en horisontell yta. FT=1.0 motsvarar instrålningen mot en horisontell yta (horizontal global irradiation) = 925 kWh/m²,år. 90° "plane tilt" är en vertikal yta eller vägg, 0° är en horisontell yta. 0°azimut är riktning mot söder, -90° är öster och 90° är väster (Jönköping väderdata medel 1962-90) (Kjellsson 2000, PVSYST datorprogram).



Figur 6.7 Total relativ instrålning över sommarhalvåret (april-september) för Jönköping mot olika ytor. 100% är den maximala instrålningen. $FT =$ instrålningen mot den vinklade ytan dividerat med instrålningen mot en horisontell yta. $FT=1.0$ motsvarar instrålningen mot en horisontell yta (horizontal global irradiation) = 772 kWh/m², för perioden april-september. 90° "plane tilt" är en vertikal yta eller vägg, 0° är en horisontell yta. 0°azimut är riktning mot söder, -90° är öster och 90° är väster (Jönköping väderdata medel 1962-90) (Kjellsson 2000, PVSYST datorprogram).

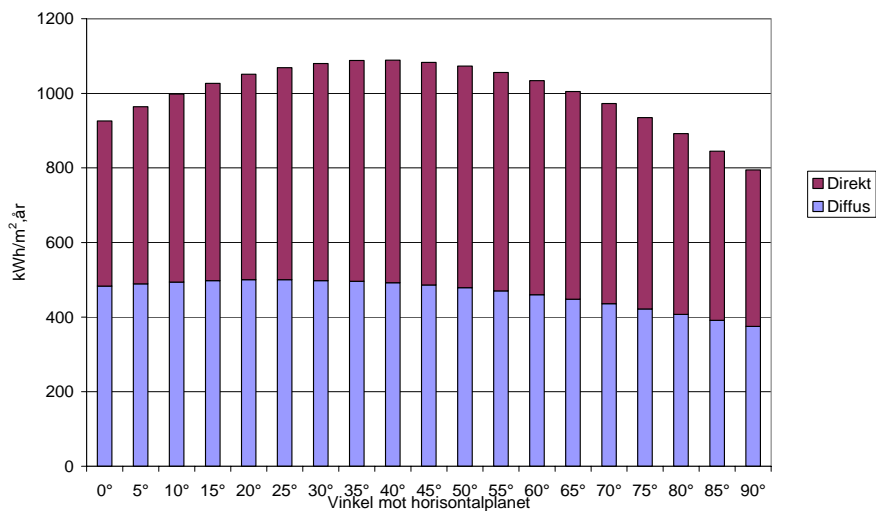
Om man delar upp instrålningen och bara tittar på sommar (april-september) resp. vinter (oktober-mars) får figuren 6.6 ett nytt utseende. I figur 6.7 visas instrålningsförhållandena under sommarhalvåret. Den optimala vinkeln är nu 30° och under denna tid infaller mer än 80% av årsinstrålningen.



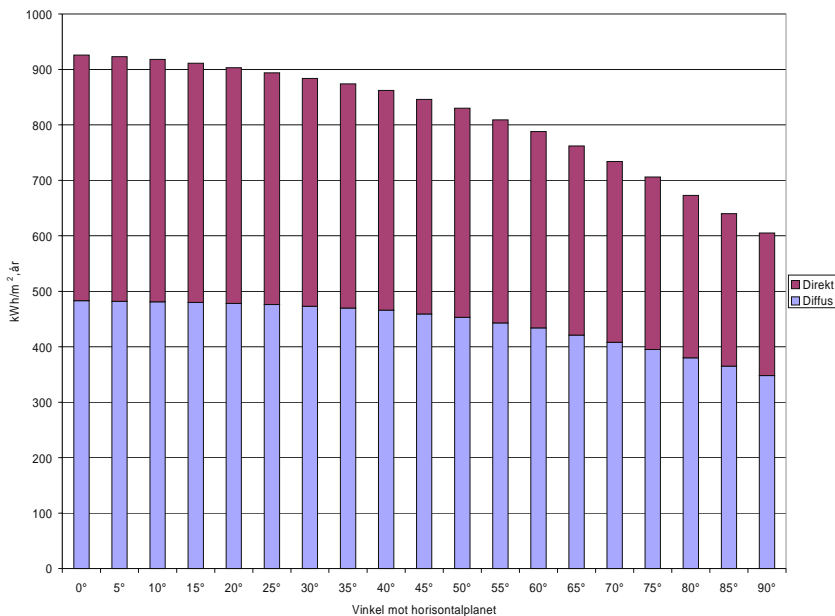
Figur 6.8 Total relativ instrålning över vinterhalvåret (oktober-mars) för Jönköping mot olika ytor. 100% är den maximala instrålningen. FT=instrålningen mot den vinklade ytan dividerat med instrålningen mot en horisontell yta. FT=1.0 motsvarar instrålningen mot en horisontell yta (horizontal global irradiation) = 153 kWh/m², för perioden oktober - mars. 90° "plane tilt" är en vertikal yta eller vägg, 0° är en horisontell yta. 0°azimut är riktning mot söder, -90° är öster och 90° är väster (Jönköping väderdata medel 1962-90) (Kjellsson 2000, PVSYST datorprogram).

Under vinterhalvåret är den optimala vinkeln mot horisontalplanet mellan 60-65° och den maximala instrålningen skiljer sig inte avsevärt mot instrålningen för en vertikal yta mot söder, se figur 6.8. För enstaka månader blir bilden annorlunda. För det extrema vinterfallet "december" för Jönköping är instrålningen mot ett horisontellt plan 7 kWh/m² och den optimala vinkeln ligger på 75-80° mot horisontalplanet. En vertikal vägg mot söder mottar i stort sett lika mycket, vilket är nästan tre gånger så mycket som instrålningen mot ett horisontellt plan.

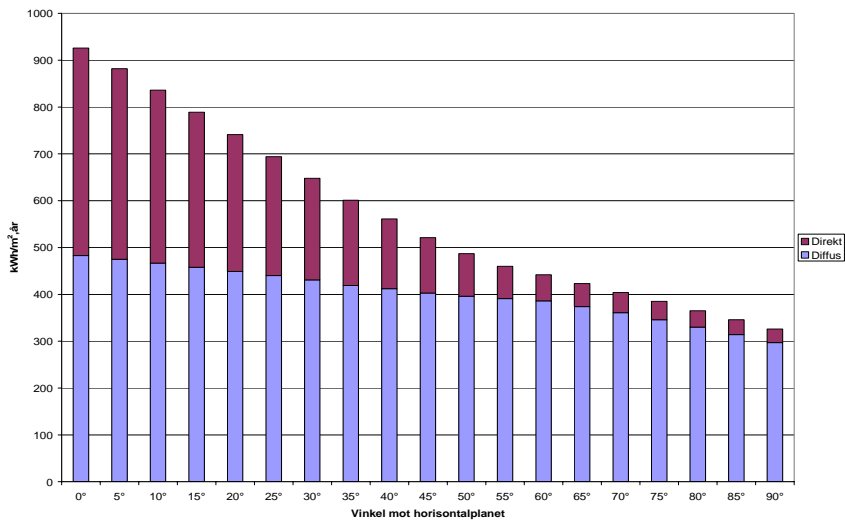
En uppdelning i diffus och direkt instrålning för de olika väderstrecken söder, öster/väster resp. norr, visar i figurerna 6.9-6.11 att det är den direkta instrålningen som framförallt är riktningens beroende och vinkelberoende. Mot söder finns ett relativt stort optimalt vinkelområde (30-45°) medan för de andra riktningarna så minskar instrålningen från det horisontella planet för alla lutningsvinklar. Det allra lägsta värdet finns mot en nordligt riktad vertikal yta (vägg), där den direkta instrålningen är nära noll.



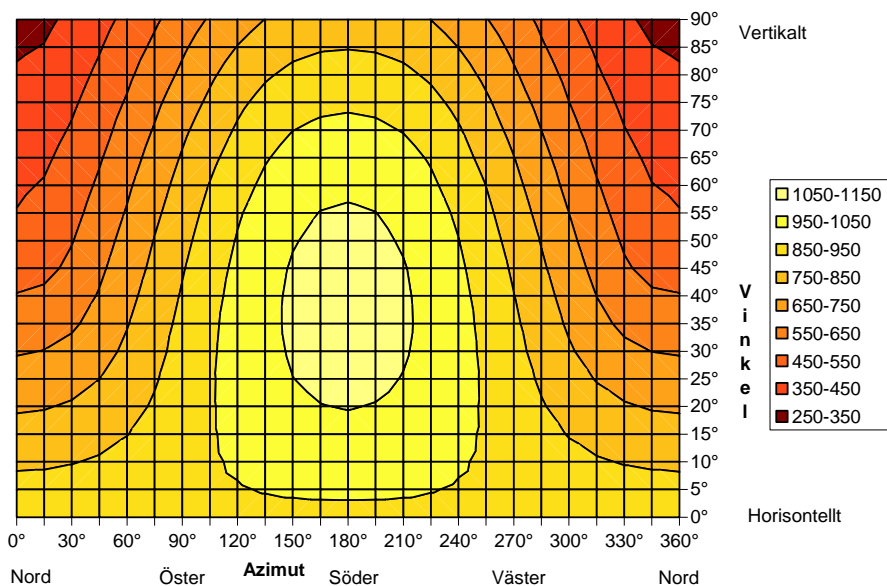
Figur 6.9 Solinstrålning mot södervända ytor för olika vinklar mot horisontalplanet, uppdelat i direkt resp. diffus instrålning för Jönköping (medel 1962-1990) ($kWh/m^2,år$) (Kjellsson 2000).



Figur 6.10 Solinstrålning mot öster/väster-vända ytor för olika vinklar mot horisontalplanet, uppdelat i direkt resp. diffus instrålning för Jönköping (medel 1962-1990) ($\text{kWh/m}^2, \text{år}$) (Kjellsson).



Figur 6.11 Solinstrålning mot norrvända ytor för olika vinklar mot horisontalplanet, uppdelat i direkt resp. diffus instrålning för Jönköping (medel 1962-1990) ($\text{kWh/m}^2, \text{år}$) (Kjellsson 2000).



Figur 6.12 Total solinstrålning i kWh/m²,år beroende på vinkel mot horisontalplan och riktning mot väderstreck (azimut). Väderdata för Jönköping (medel 1962-90). Grafik efter NET Ltd/Gutschner (Kjellsson 2000).

Den totala instrålningen för Jönköping är markerad i figur 6.12 för samtliga lutningar mot horisontalplanet (0-90°) och samtliga riktningar (0-360°) med 15° intervall. Instrålningen är angiven med intervall om 100 kWh/m²,år. Den optimala ytan med en instrålning på mer än 1050 kWh/m²,år omfattas av ytor med en vinkel mot horisontalplanet på mellan 20° och 55° och en avvikelse från söder på max +/-30°.

Figur 6.12 kan användas om man vill få ett snabbt svar på hur mycket instrålning som träffar t.ex. en byggnadsyta där man kan tänka sig att placera solfångare. Vill man få en uppfattning om hur mycket man förlorar av den maximala instrålningen kan man använda tabell 6.1. för alla vinklar och riktningar.

Tabell 6.1 Den relativa instrålningen mot ytor med olika vinklar och riktningar för Jönköpings väderdata (medel 1962-1990) (1,00 = maximal instrålning) (180°=söder) (Kjellsson 2000).

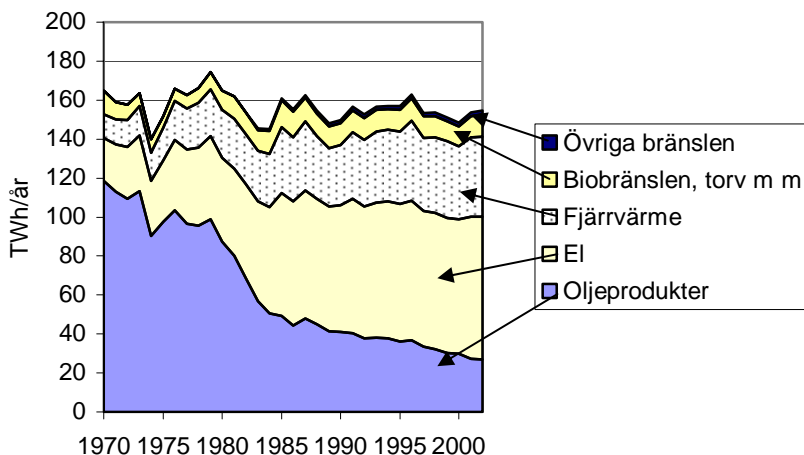
Riktning	Plant tak 0°	0° - 20°	20° - 35°	35° - 50°	50° - 85°	Vägg 90°
0° - 15°	0,85	0,77	0,62	0,50	0,38	0,29
15° - 45°	0,85	0,78	0,65	0,55	0,44	0,34
45° - 75°	0,85	0,80	0,72	0,65	0,55	0,44
75° - 105°	0,85	0,84	0,81	0,78	0,68	0,55
105° - 135°	0,85	0,87	0,90	0,89	0,79	0,65
135° - 165°	0,85	0,90	0,96	0,96	0,87	0,71
165° - 195°	0,85	0,91	0,98	0,99	0,89	0,73
195° - 225°	0,85	0,90	0,96	0,96	0,87	0,71
225° - 255°	0,85	0,87	0,90	0,89	0,79	0,65
255° - 285°	0,85	0,84	0,81	0,78	0,68	0,55
285° - 315°	0,85	0,80	0,72	0,65	0,55	0,44
315° - 345°	0,85	0,78	0,65	0,55	0,44	0,34
345° - 360°	0,85	0,77	0,62	0,50	0,38	0,29

7 Energibehov i byggnader

I detta kapitel redovisas fördelningen av bränsleslag i den slutliga energianvändningen i bostads- och servicesektorn i Sverige under de senaste 30 åren. Förändringen sedan 1970 i elanvändning, dels sektorsvis och dels uppdelning inom bostads- och servicesektorn, redovisas också. Den totala energianvändningen under år 2002 för uppvärmning av byggnad och tappvarmvatten för olika fastighetstyper anges och energianvändningen för enskilda byggnader beskrivs. Den uppvärmda ytan i bostäder i Sverige, samt energianvändning för bostäder indelade efter byggnadsår beskrivs. En jämförelse av energianvändningen görs med exempel från nybyggda bostäder och energianvändningen för uppvärmning av bostäder i några andra länder. Till sist redovisas ett exempel på nybyggt hus utan värmesystem, samt en beräkning av behovet av energi för tappvarmvatten.

7.1 Energianvändning i bebyggelsen

Energianvändningen i bostäder och servicesektorn i Sverige uppgick till ca 155 TWh år 2002, vilket motsvarar 39% av Sveriges totala slutliga energianvändning. Förändringen i fördelning av energislag under 1970- 2002 visas figur 7.1.



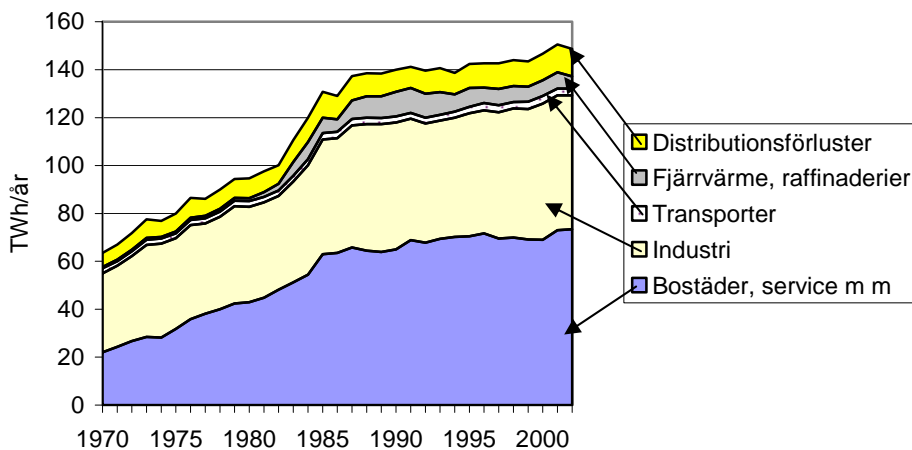
Figur 7.1 Slutlig energianvändning i bostäder och servicesektorn under 1970-2002 (STEM 2003).

Att den totala slutliga energianvändningen inom sektorn bostad och service till synes legat relativt stabilt under de senaste 30 åren, beror bl.a. på faktorer som verkat åt motsatta håll. Dels har fördelningen mellan olika energislag förändrats och framförallt har övergången från olja till fjärrvärme och el medfört att omvandlingsförlusterna hos slutanvändarna har minskat, eftersom de inte räknas med i den slutliga användningen, till skillnad mot oljeprodukterna, t.ex. i figur 7.1. Om man räknar med en fiktiv skillnad i verkningsgrad hos de utbytta oljepannorna på 75% så har motsvarande ca 25 TWh förluster flyttats ur statistiken för slutlig energianvändning för år 2002, jämfört med fördelningen år 1970. Motsvarande förluster för verklig fjärrvärme resp. elproduktion återfinns som förluster i kraft- och värmeverk och sedan några år tillbaka räknas även omvandlingsförlusterna i kärnkraftsverken med i den totala energianvändningen i Sverige. Denna övergång har inneburit att medan Sveriges energitillförsel har ökat från 457 TWh till 616 TWh (35%) mellan 1970 och 2002, så har den slutliga energianvändningen endast ökat med 30 TWh (7%). Dessutom har en ökande användning av villavärmepumpar inneburit att siffrorna för den slutliga energianvändningen är lägre än det faktiska värmebehovet eftersom den naturvärme som används i värmepumparna inte räknas med (STEM 2003). Annat värmebehov som inte syns i statistiken är det som täcks upp av solinstrålning genom fönster, personvärme och värmeåtervinning i ventilationssystem.

En annan förändring är att under perioden 1970-2002 ökade antalet bostäder med nästan 40% och även lokalareorna ökade kraftigt. Elanvändningen för drift och hushållsel har också ökat betydligt.

Samtidigt har det skett en energieffektivisering i det befintliga byggnadsbeståndet och en successiv skärpning av kraven på värmeisolering i nybyggnation.

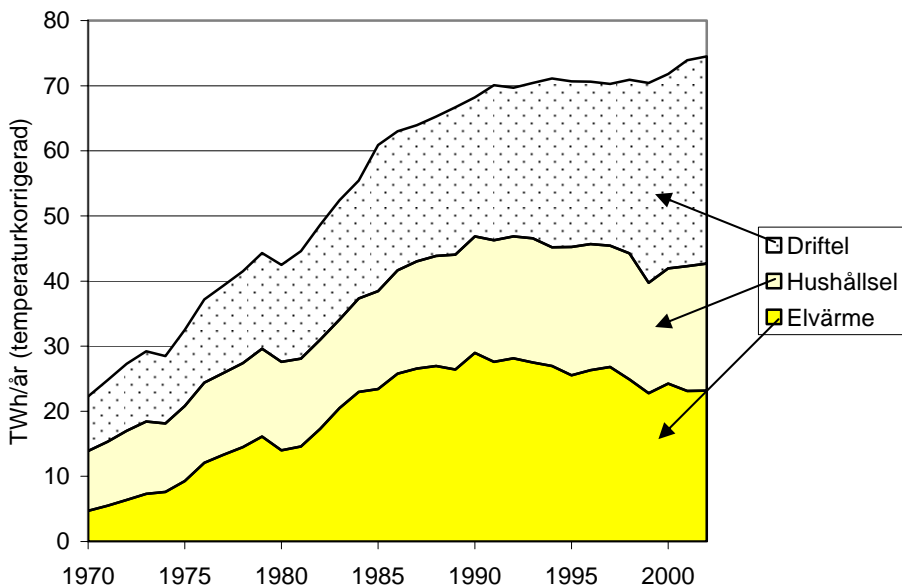
Inom bostads och servicesektorn har elanvändningen ökat från 22 TWh till 73 TWh sedan 1970 och inom denna sektor finns nu den största elanvändningen, se figur 7.2.



Figur 7.2 Sveriges elanvändning per sektor under 1970-2002 (STEM 2003).

Mellan åren 1970 och 2002 fördubblades användningen av hushållsel från 9,2 till 19,5 TWh, se figur 7.3. Detta kan förklaras med ett ökat antal hushåll, samt ett ökat antal hushållsapparater och installationer per hushåll. Ökningen har dämpats genom att energieffektiviteten samtidigt förbättrats hos de nya apparaterna, som successivt ersätter de äldre mer energikrävande produkterna. Efter 1990 har användningen av hushållsel inte ökat nämnvärt.

Den största ökningen har skett i användningen av driftel som har ökat kraftigt från 8,4 TWh år 1970 till 31,8 TWh år 2002 och tycks fortsätta att öka.



Figur 7.3 Temperaturkorrigerad elanvändning inom sektorn bostäder och service 1970-2002 (STEM 2003).

Drygt 60% eller 90 TWh av energianvändningen i bostäder och lokaler (ej industrier) gick under 2002 till uppvärmning och varmvatten. Av dessa 90 TWh beräknas att ca 44% har använts i småhus, 31% i flerbostadshus och 25% i kontors- och affärslokaler.

Drygt en tredjedel av samtliga småhus i Sverige värmdes under 2002 enbart med el. Ungefär 17% av småhusen har enbart direktverkande elvärme medan 16% har vattenburen elvärme.

I flerbostadshusen är fjärrvärme det vanligaste uppvärmningsalternativet. Ungefär 77% av areorna i lägenheterna värmdes under år 2002 med fjärrvärme, vilket motsvarar en energianvändning på ca 23 TWh. I fjärrvärmeverken användes 1,3 TWh el i elpannor och 4,2 TWh hänförs till oljeförbränning. Större delen av värmeproduktionen i fjärrvärmeverken är bibränslebaserat.

Oljeanvändningen för uppvärmning i flerbostadshus motsvarade 2,4 TWh medan elanvändningen för uppvärmning endast var 1,5 TWh år 2002.

Tabell 7.1 Total energianvändning för uppvärmning av byggnad och tappvarmvatten för olika typer av fastigheter år 2002, TWh (STEM och SCB 2003c).

Energislag	Typ av fastighet – Energi för uppvärmning (inkl tappvarmvatten) år 2002 (TWh)						
	Småhus	Småhus på jordbruksfastighet	Flerbostadshus	Lokaler			Summa
				Offentliga	Industri	Övriga	
Olja	8.3	0.8	2.4	1.5	4.6	1.7	19.3
Fjärrvärme	3.8	0	23.2	6.5	3.3	8.3	45.0
El. inkl. värmepump	14.5	2.0	1.5	1.5	1.9	2.4	23.7
Biobränsle inkl. torv	6.7	3.2	0.2	0.3	1.0	0.1	11.4
Gas	0.3	0	0.4	0.3	1.1	0.2	2.3
Summa	33.5	6.0	27.7	11.9	11.9	12.7	101.8

Förutsättningarna för småhus resp. flerbostadshus skiljer sig således väsentligt åt beträffande möjligheterna att utnyttja solvärme. Eftersom de allra flesta flerbostadshusen är fjärrvärmeanslutna, kan man antingen förse dessa byggnader med solvärme från större solvärmeanläggningar, som är rena energiproduktionsanläggningar eller placera solfångarna på taken och distribuera energin i det gemensamma nätet för en husgrupp eller ett större fjärrvärmenät.

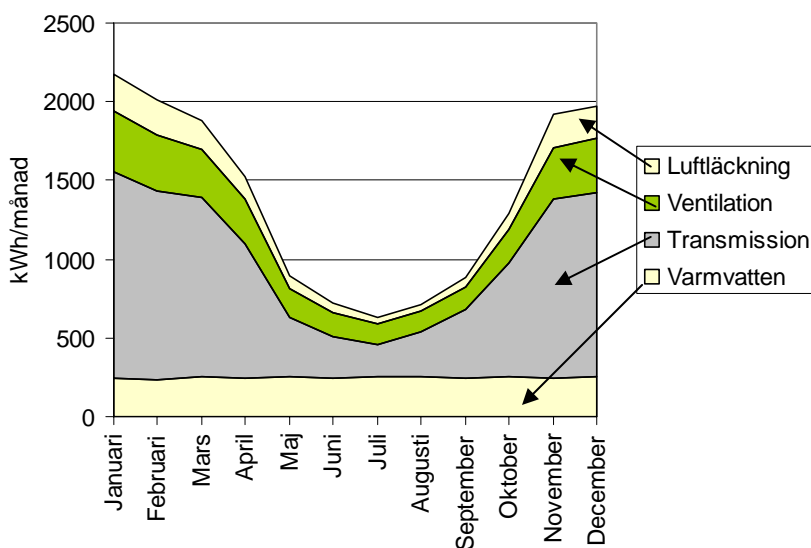
För småhusen kan solvärme användas i det egna systemet tillsammans med den konventionella uppvärmningsanläggningen. För husen med direktverkande el, är det i första hand varmvattenuppvärmning som kan utnyttjas. Det finns dock kvar en relativt stor andel byggnader med egna oljepannor, som på sikt behöver bytas ut. Här finns det möjligheter att kombinera solvärme med en ny panna av något slag. Kombination med solvärme/biobränsle är annars den

vanligaste i Sverige eftersom lagringstanken kan användas gemensamt för båda systemen. Detta beskrivs närmare i kapitel 9.

7.2 Energianvändning i byggnader

Behovet av tillförd värme i byggnader styrs av den komfort som man eftersträvar i byggnaden, (krav på kvaliteten på inomhusluften, temperaturen i luft och på ytor, fuktighet, lufthastighet, emissioner och lukt), samt värmeisolering och utetemperatur mm. Energi används också för att värma upp tappvarmvatten och el för att driva apparater i hushållet och till drift i flerbostadshus och lokaler.

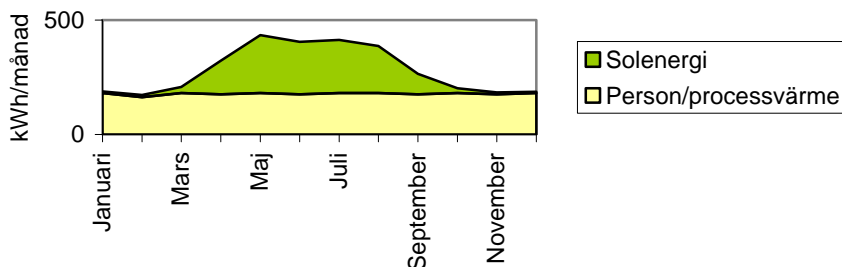
I figur 7.4 visas ett exempel på en uppdelning över året av det värmebehov som behöver tillföras en nybyggd villa. Den största och helt temperaturberoende delen är transmissionsförlusterna som är beroende av grad av isolering.



Figur 7.4 Exempel på årsfördelning av värmebehovet i en nybyggd villa med, uppdelning på varmvatten, transmission, ventilation och luftläckning. Internt tillförd energi är inte medräknad (kWh/månad). (Exempel beräknat med datorprogram WIP+).

I en byggnad tillförs även värme dels genom instrålning av solenergi genom fönster, dels genom personvärme och processvärme, dvs den värme som

erhålls av andra aktiviteter som alstrar värme, främst hushållsel resp. driftsel, se figur 7.5.

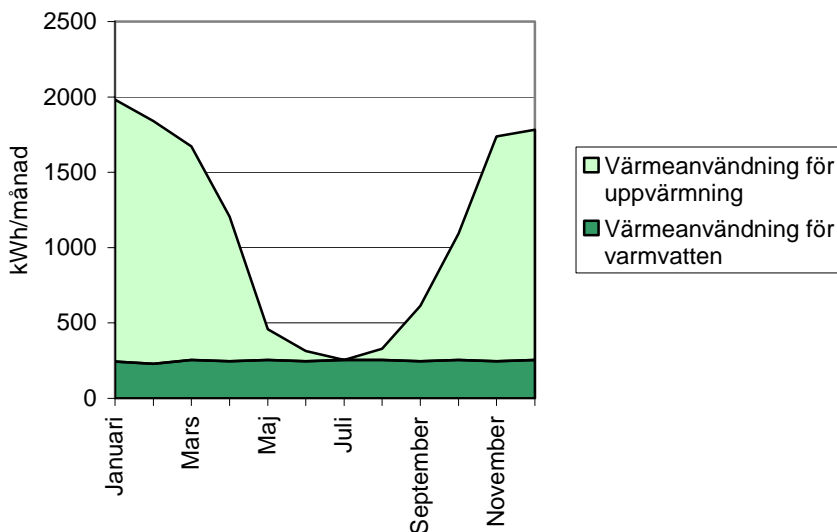


Figur 7.5 Exempel på årsfördelning av internt tillförd värme av solenergi, samt från personer och processer i en villa. (Exempel beräknat med datorprogram WIP+).

Effekten av den interna värme som tillförs av 1 person är grovt räknat 100 W (schablon som används i beräkningsprogram är t.ex. 1 W/m² bostadsarea). 12 timmar för en person innebär då en tillförd energimängd på 1,2 kWh/dygn och en familj kan t.ex. i en villa under ett år tillföra 1200 kWh, beroende på antal personer och vanor. Storleksordningen på processvärmen kan vara högre än personvärmen, t.ex. 2000-4000 kWh/år för en villa, beroende på apparaternas energieffektivitet och användningen. Desto mindre behov av tillförd värme som finns, desto mer betydelsefullt är den interna värme som finns i byggnaden.

Inom IEA Task 28, Sustainable Solar Housing, gjordes antagningar och beräkningar av internvärmern för tre bostadstyper som förutsättningar till energisimuleringar av byggnaderna (Smeds och Wall 2001). För en lägenhet i ett flerbostadshus på 100 m² med två vuxna och ett barn, var den årligt tillförda personvärmen 1010 kWh och processvärmen för konventionella apparater 3422 kWh (summa 4432 kWh), vilket tillsammans ger 5,1 W/m². För ett radhus på 120 m² med två vuxna och två barn var motsvarande siffror 1202 kWh personvärme resp. 3318 kWh processvärme (summa 4521 kWh, resp. 4,3 W/m²). För en parvilla på 150 m² med två vuxna och två barn var siffrorna 1203 kWh personvärme och 2675 kWh processvärme (summa 3878 kWh, resp. 3,0 W/m²).

Det verkliga behovet av tillförd energi för uppvärmning resp. tappvarmvatten visas i figur 7.6.

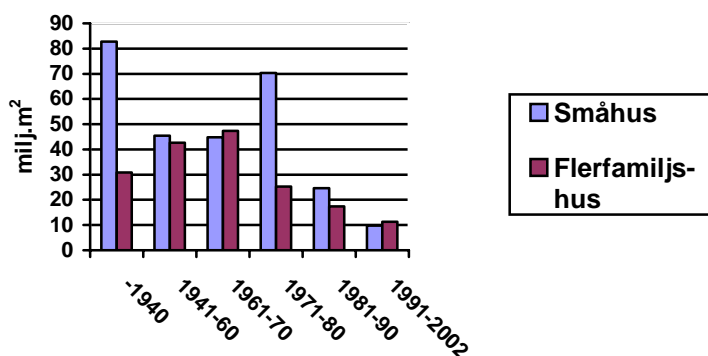


Figur 7.6 Exempel på årsfördelning av värmeanvändning för uppvärmning och tappvarmvatten för en villa. (Exempel beräknat med datorprogram WIP+).

Värmebehovet i byggnadsbeståndet varierar påtagligt, framförallt beroende på byggnadsår och därmed vilka isoleringskrav som ställts på nybyggnation vid aktuellt tillfälle. En stor del av de äldre fastigheterna har dock energieffektiviserats genom åren.

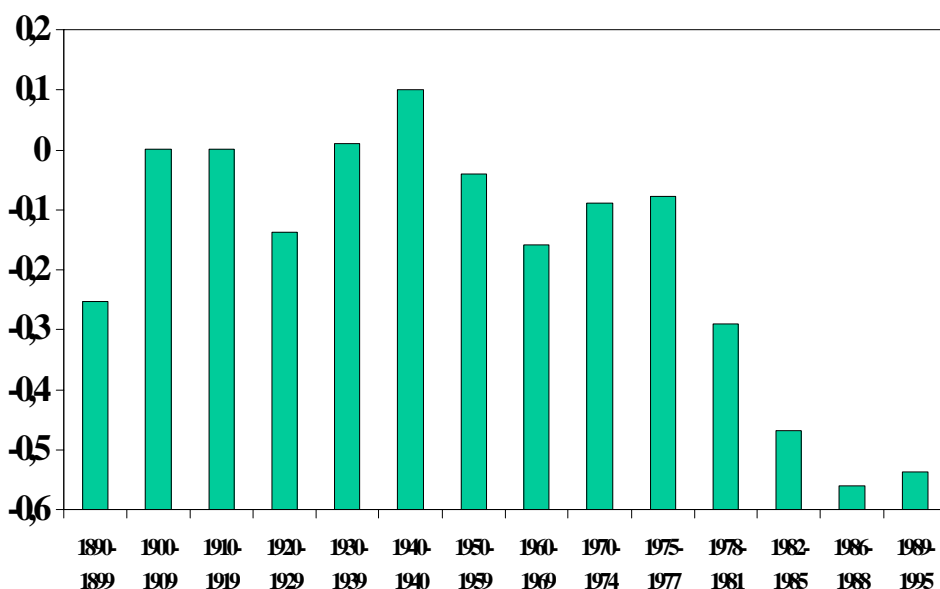
I olika publikationer eller statistiskt material används inte samma bas som jämförelse av energianvändning. Diskussion har redan förts beträffande förlusterna i energiomvandling, där förlusterna för fjärrvärme och el räknas för kraft- resp. värmeverken. När man redovisar byggnaders energianvändning så finns det förutom omvandlingsförlusterna även skillnad på om tappvarmvatten resp. hushålls/driftel räknas in. För eluppvärmda byggnader ingår normalt i SCB's statistik alla tre delarna, medan för andra energislag räknas inte hushålls/driftel in. Vid SCB's senaste undersökning 2003 så var den genomsnittliga användningen av hushållsel i småhus 5,9 MWh/hus, något som har ökat från 4,7 MWh/hus sedan 1986 (STEM och SCB 2003a). Den medelarea per hus som SCB räknar med för småhus byggda mellan 1980 och 2001 är 144 m², vilket ger en årlig energianvändning för hushållsel till ca 40 kWh/m². För flerbostadshus används en schablon för en genomsnittlig årlig användning på 40 kWh/m².

Tappvarmvatten ingår alltid i SCB's statistik över energianvändning i byggnader, men inte i internationella jämförelser. Boverket använder i sin Handbok för omfördelningsberäkning av byggnaders värmeenergiebehov (Boverket, 1995) en erfarenhetsmässig genomsnittssiffra på 1800 kWh/lägenhet,år med ett tillägg på 18 kWh/m² uppvärmd golvarea och år, för energibehovet för uppvärmning av tappvarmvatten. En genomsnittlig schablon som används både för småhus och flerbostadshus är 40 kWh/m². I småhus är även den vedertagna genomsnittssiffran för en normalfamilj 4 500 kWh/hus, i vilket det ingår ca 1 000 kWh/hus i endast förluster i varmvattenberedaren. Varmvattenförbrukning sjunker totalt genom att energieffektiva armaturer installeras och per bostadsarea genom att arean per person ökar.



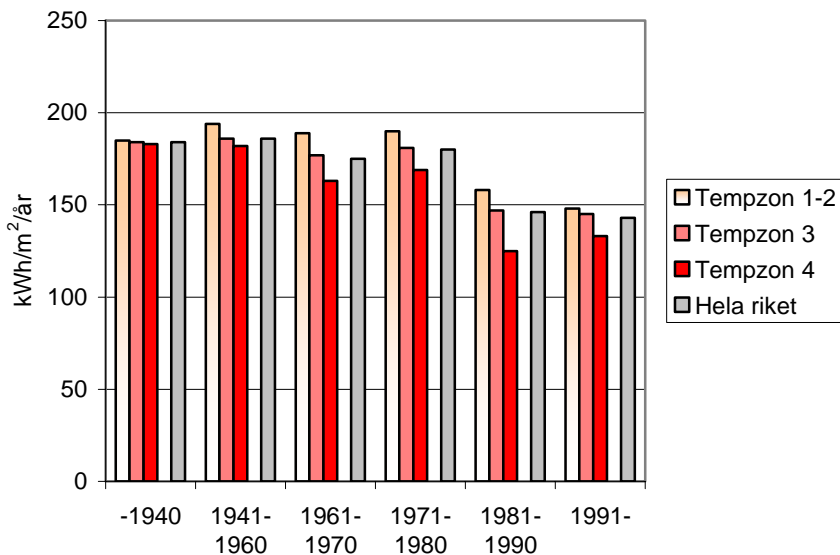
Figur 7.7 Uppvärmd area (milj.m²) i småhus resp. flerbostadshus i Sverige uppdelad efter byggnadsår (Kjellsson och Westling 2002, samt SCB 2003a och b).

Byggnadsbeståndet i Sverige är relativt gammalt och det stora beståndet byggdes före 1980, se figur 7.7. En undersökning gjordes inom EU-projektet EPISODE beträffande olika faktorer inverkan på energianvändningen. Ett urval av det material som årligen inhämtas av SCB för de reguljära uppföljningarna av energianvändning i byggnader, analyserades för en grupp med 3509 flerbostadshus med samma kooperativa ägare, HSB. Materialet hade insamlats årligen mellan 1982-1997 och studier gjordes av vilka byggnadsår (byggnorm), uppvärmningsslag (priser olja resp. fjärrvärme) samt temperaturzon (graddagar) som hade störst betydelse. Den viktigaste faktorn var byggnadsår och i figur 7.8 visas den relativa skillnaden för energianvändning för uppvärmning (ej varmvatten). Skalan är endast relativ och saknar enhet. Energianvändningen för byggnader från perioden 1900-1909 används som referens, dvs med värdet 0.



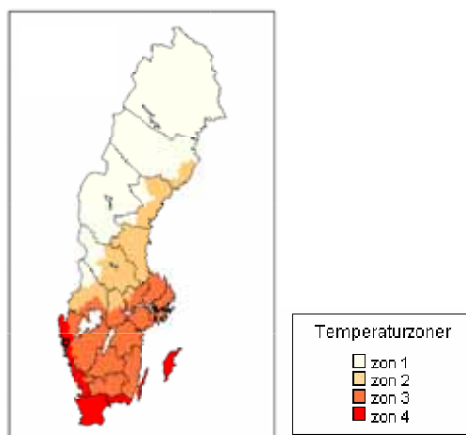
Figur 7.8 Relativ energianvändning för uppvärmning av ett urval flerbostadshus uppdelade efter byggnadsår. Referensvärde 0 för byggnadsperioden 1900-1909 (Kjellsson och Leth-Petersen 1999).

I figur 7.8 syns en sjunkande energianvändning för byggnader uppförda efter 1978, efter att den första byggnormen med energiregler, SBN 75, tillämpats från 1977. Nästa skärpning beträffande energieffektivitet gjordes med SBN 80, vilket märks i de följande tidsperioderna. De äldre byggnaderna har i olika utsträckning blivit renoverade, men uppvisar en klart högre energianvändning än de nyare. De absoluta värdena för byggnadernas energianvändning är inte urskiljbara men medelvärdet för uppvärmningsenergin var 146 kWh/m²,år. Eftersom de ursprungligt insamlade värdena även inkluderar energin för tappvarmvatten har schablonciffran på 40 kWh/m²,år exkluderats (Kjellsson och Leth-Petersen 1999).



Figur 7.9 Normalårskorrigerad fjärrvärmeanvändning år 2002 för flerbostadshus efter byggnadsår, indelade i temperaturzoner, samt för samtliga i hela Sverige, kWh/m²,år (STEM och SCB 2003b).

I figur 7.9 visas användningen av fjärrvärme i flerbostadshus uppdelad efter byggnadsår och temperaturzoner. Temperaturzonerna räknas norrifrån och visas i figur 7.10. Den normalårskorrigerade energianvändningen för uppvärmning och tappvarmvatten för samtliga flerbostadshus är 176 kWh/m²,år.



Figur 7.10 Temperaturzoner i Sverige som används i SCB's statistik (STEM och SCB 2003b).

I en studie som gjorts av Adalberth (2000) för flerbostadshus byggda under 90-talet redovisas den planerade och den verkliga energianvändningen för 4 byggnader. Den planerade energianvändningen för uppvärmning av byggnaderna varierade mellan 26-54 kWh/m²,år och energi för tappvarmvatten mellan 25 och 40 kWh/m²,år (totalt 53-94 kWh/m²,år). Elanvändningen för både hushållsel och drift beräknades till mellan 47-56 kWh/m²,år. De mätningar som utfördes visar på högre energianvändning både för värme och el. Värmen (både uppvärmning och tappvarmvatten) varierade mellan ca 100-125 kWh/m²,år och elen var 10-20 kWh/m²,år högre än planerat (Adalberth 2000).

I en annan undersökning av flerbostadshus uppförda till Bo01 i Malmö, konstateras att energianvändningen för uppvärmning och tappvarmvatten varierade mellan 74-93 kWh/m²,år (4 fastigheter), 120-132 kWh/m²,år (4 fastigheter) upp till 184 kWh/m²,år (1 fastighet). Elanvändningen uppgick till 33-70 kWh/m²,år. Eftersom detta område hade ett energikrav på total energianvändning (värme+el) på 105 kWh/m²,år, borde fastigheterna utformats på ett energieffektivt sätt, men resultatet visar att genomsnittet (värme +el) för fastigheter utan värmeåtervinning är 186 kWh/m²,år och med värmeåtervinning 126 kWh/m²,år (Nilsson 2003).

I EU-projektet EPISODE redovisas nyckeltal i det befintliga byggnadsbeståndet för några länder i Europa. Medelanvändningen för uppvärmning (ej varmvatten) för flerbostadshus i Sverige var 134 kWh/m²,år,

se tabell 7.2. I småhusen redovisas en något lägre energianvändning per m², jämfört med flerbostadshusen 126 kWh/m².

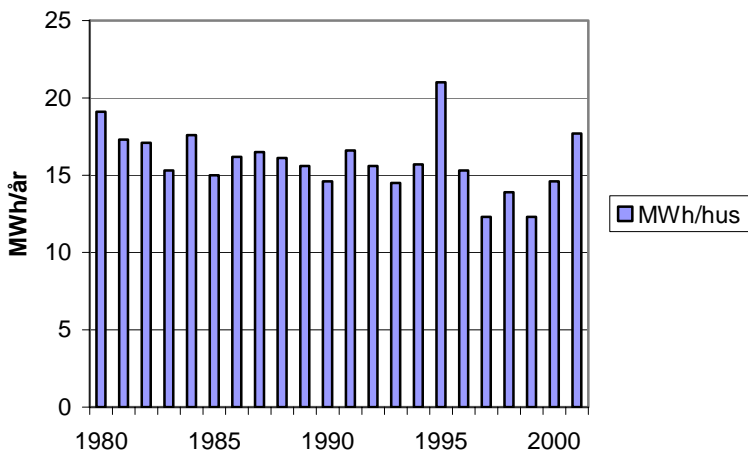
Som framgår i tabellen så är Sveriges byggnadsbestånd förhållandevis energieffektivt, jämfört med husen i våra något varmare grannländer.

Även om de nya husen kommer att få en lägre energianvändning och de gamla kommer att effektiviseras, sker sänkningen i det totala befintliga beståndet långsamt. Användningen av den tillförda energin kan minskas med hjälp av solvärmeanvändning.

Tabell 7.2 Jämförelse av nyckeltal för uppvärmning i bostäder 1995 i Danmark, Frankrike, Tyskland, Nederländerna och Sverige (Energi för tappvarmvatten ej inkluderat) (Schaefer et al. 2000).

	DK	F	D	NL	S
Energianvändning för uppvärmning av bostäder per person (MWh/cap)	7.1	6.4	6.7	5.7	6.6
Energianvändning för uppvärmning av bostäder per person och graddag (kWh/cap, K*day)**	2.4	2.6	2.2	1.8	1.7
Energianvändning för uppvärmning av bostäder per m² (kWh/m²)	139	189	186	151	126/134*
Energianvändning för uppvärmning av bostäder per m² och graddag (Wh/(m²K*day))**	48	77	61	46	33/35*
*småhus/flerfamiljshus					
** olika beräkningar av graddagar mellan länderna					

I SCB's statistik redovisas energianvändningen för uppvärmning och varmvatten i Sveriges 1,6 miljoner småhus till i medeltal 21 600 kWh/hus eller 150 kWh/m². De nyare husen byggda efter 1980 har en lägre energianvändning än de äldre, se figur 7.11.



Figur 7.11 *Energianvändning för uppvärmning och tappvarmvatten (exkl. hushållsel) i småhus år 2002 uppdelade efter byggår, för hus uppförda mellan 1980 och 2002, MWh/hus, (STEM och SCB 2003a).*

Idag finns det exempel på småhus som inte behöver något särskilt uppvärmningssystem. Husen är så väl isolerade och lufttäta att det räcker med den interna spillvärmerna, solinstrålningen genom fönstren samt möjlighet till ett litet elvärmestillskott i ventilationsluften för att uppnå god termisk komfort. Ett mindre solvärmesystem ger ca hälften av energibehovet för tappvarmvattnet. Ett exempel på detta är ett radhusområde i Lindås utanför Göteborg. De 20 radhusen uppfördes 2001 och har en bostadsarea på 124-130 m². Till varje bostad hör en solvärmeanläggning på 5 m² för uppvärmning av tappvarmvatten. Preliminära resultat från ett par av husen visar att den tillförda energin för uppvärmning av bostad och varmvatten är totalt ca 30 kWh/m²,år, där behovet för uppvärmning av tappvarmvatten står för ungefär hälften. För uppvärmning av byggnaden användes knappt 10 kWh/m²,år och resterande del användes till ventilationsfläkt samt pump till solvärmeanläggningen. Solfångarna producerade 1100 kWh/år, vilket motsvarade 37% av varmvattenbehovet eller 22% av den totala energianvändningen (solvärmerna inkluderad). Hushållsel är inte medräknat i ovanstående redovisning (Wall 2004).



Figur 7.12 Entrésidan av radhusen i Lindås som ligger mot norr.



Figur 7.13 Sydsidan av ett av gavelhusen till radhusen i Lindås. På taket finns takintegrerade solfångare samt ett takfönster per bostad.

Energibehovet för uppvärmning har en stor årstidsvariation men en relativt långsam variation under ett dygn. Tappvarmvattnet har ett jämnt behov över året men uttagen görs med snabba effektoppar över dygnet. Behovet av tappvarmvatten speglar levnadsvanor och konsumtionsmönster och är framförallt beroende på antalet personer i hushållet, samt personernas åldrar. Som tidigare angivits är genomsnittssiffran för en normalfamilj är 4 500 kWh/år. I tabell 7.3 visas energianvändningen för hushåll med 2-6 personer.

Tabell 7.3 *Energianvändning för värmning av tappvarmvatten (Granström, 1997).*

Antal personer	2	3	4	5	6
kWh/år	3 200	3 900	4 600	5 300	6 000

Den totala energianvändningen för uppvärmning av tappvarmvatten kan uppskattas med hjälp av olika schabloner. Enligt folk- och bostadsräkningen 1990 så bodde ca 4,9 miljoner personer i småhus i Sverige i 1,9 miljoner hushåll, vilket ger 2,6 personer i genomsnitt per hushåll. Den genomsnittliga energianvändningen per hushåll skulle med dessa siffror och tabell 7.3 bli 3600 kWh/år och totalt för alla småhus blir då siffran 6,8 TWh/år.

Boverket omfördelningsberäkning av byggnaders värmeenergibehov, som beskrivits ovan, kan också användas för att uppskatta energianvändningen för tappvarmvatten (Boverket, 1995). Med en total uppvärmd golvarea i småhusen i Sverige på 255 miljoner kvadratmeter (STEM och SCB 2003c) blir det totala energibehovet för uppvärmning av varmvatten 7,7 TWh, vilket är 1 TWh mer än med genomsnittsberäkningen ovan. En korrekt uppskattning är svår att göra men storleksordningen kan åtminstone bedömas till 7-8 TWh/år för småhusen.

8 Solvärme fram till nu

8.1 Historiska notiser

Användning av solvärme är inte någon ny teknik. Den passiva användningen har kommit byggnader tillgodo i alla tider. Detta har man utnyttjat mer eller mindre aktivt genom att välja placeringen av byggnader och fönster, storlek och riktning av fönster, samt avskärmningar för att minska oönskat tillskott av värme och ljus.

Redan under 1800-talet påbörjades projekt för att omvandla solenergi till mekanisk kraft. Anledningen var en förväntad brist på kol i Frankrike. En ångmaskin som drevs med solenergi utvecklades under en 20-års tid av Auguste Mouchout. År 1878 visades den på Parisutställningen och kanske för att imponera på publiken kopplades den till ett kylskåp, där is tillverkades. Projektet avstannade dock 1881, när priset på kol hade gått ner (Smith 1995).

Samtidigt med Mouchouts experimenterande i Frankrike skrevs i Indien en bok av William Adams med titeln: *Solar Heat – A Substitute for Fuel in Tropical Countries*. Adams fortsatte också med att utveckla Mouchouts ångmaskin och lyckades förbättra den, men inte göra den kommersiell. Ett antal andra projekt påbörjades framförallt i USA, där man börjat använda paraboliska tråg för att koncentrera solens strålar. Efter ett lyckat test i Egypten 1912, där man även fått igång en anläggning som väl kunde konkurrera med kol eller olja, fick arbetet avbrytas pga av första världskriget. Härigenom skingrades de inblandade parterna och anläggningen förstördes.

Under 1800-talet började man med hjälp av solen att värma vatten i plåttunnor i västra USA och det förekom även enkla solvärmeanläggningar på byggnader.

Redan 1938 påbörjades forskning om solvärme vid Massachusetts Institute of Technology (MIT). Solfångare och system utvecklades och många ”solhus” byggdes i USA under 40-60-talet (Duffie och Beckman 1991). Under 50-talet påbörjades också utvecklingen av solceller för att förse rymdfarkoster med el.

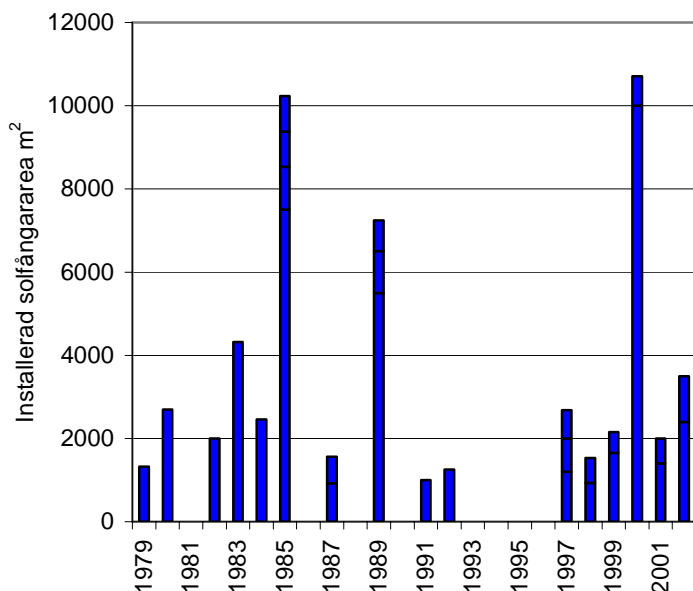
8.2 Solvärme i Sverige

I detta avsnitt redovisas utvecklingen från 1970-talet och framåt av solvärmeinstallationer i Sverige, dels för stora system och dels för små system.

Inte förrän under 70-talet, då oljekriserna väckte insikten om det sårbara samhället och många såg sig om efter alternativ, tog intresset fart i Sverige. Fram till 1979 installerades 70 000 m² solfångare och året före kärnkraftsomröstningen, 1980, installerades 20 000 m² solfångare, en siffra som inte slogs förrän 2001.

Stora solvärmeanläggningar

I Sverige byggdes det under slutet av 70-talet några stora storskaliga solvärmeanläggningar; i Ingelstad utanför Växjö resp. Lambohov utanför Linköping. Dessa uppmärksammades internationellt och lade grunden för den forskning som skett i Sverige särskilt beträffande stora system. De stora systemen följdes av Lyckeboprojektet utanför Uppsala 1983. Detta var unikt så till vida att solfångarna var kopplade till ett säsongsvärmelager i ett bergrum. Dessutom var det världens största solvärmeanläggning med 4 300 m² solfångare. Idag finns Sveriges största solvärmeanläggning i Kungälv med 10 000 m² solfångare från år 2000, som under en kort tid också var världens största. I figur 8.1 visas installerad solfångarearea under 1979-2002 i anläggningar större än 500 m².



Figur 8.1 Installerad solfångarearea under 1979-2002 i anläggningar i Sverige med en area större än 500 m² (efter SEAS hemsida 2004).

Den senast installerade (2002) stora solvärmeanläggningen finns i Anneberg i Danderyd, där 2 400 m² solfångare är placerade på hustaken i ett nybyggt bostadsområde med 50 bostäder (Dalenbäck 2002). Solfångarna är integrerade i hustaken och byggnaderna har lågtemperatursystem med golvvärme. Solfångarna används också till förvärmning av tappvarmvatten. I värmesystemet ingår ett borrhålslager med 100 stycken borrhål till 65 meters djup, vilka utgör ett säsongsvärmelager med den sammanlagda lagervolymen 60 000 m³. Efter 3 års drift, när initialvärmeförlusterna i borrhålslaget avtagit, beräknas solvärmerna att svara för 70% av uppvärmningsbehovet av byggnader och tappvarmvatten. Denna anläggning är unik genom att det är det första borrhålvärmelaget för säsonglagring.



Figur 8.2 Takintegrerade solfångare i Anneberg. Foto: Sven-Erik Lundin

Under 90-talet började framförallt Tyskland och Danmark men även Holland och Österrike att satsa på stora system och den största anläggningen idag finns i Marstal, Danmark med 18 300 m².



Figur 8.3 Solfångarfältet i Marstal.

De stora systemen kan antingen vara markbaserade eller byggnadsmonterade/integrerade och därmed utspridda på olika byggnader. Det finns anläggningar som är kopplade till ortens fjärrvärmenät, medan andra har egna gruppcentraler med distributionssystem och värmelager.

Samtliga stora anläggningar som installerats före 1985, samt en från 1985, har tagits ur bruk av olika anledningar. De första var framförallt experimentbyggnadsanläggningar som gav stora erfarenheter till kommande projekt, men inte klarade uppställda krav på prestanda för att drivas vidare efter utvärdering (Ingelstad och Lambohov). Några anläggningar fick skador av frost och/eller stenkastning och man beslöt att inte reparera mera (Torvalla och Lyckebo). Två av husen i Hammarkullen (Göteborg) revs eftersom hyresgäster saknades, så där spelade inte solfångarna någon roll. I de andra fallen finns det också underliggande anledningar till brist på engagemang, när tiden förändrar villkoren och t.ex. nya ägare har en annan syn på prioriteringar. Idag finns det 36 250 m² solfångare i drift i stora system i Sverige.

Ca en tredjedel av Europas stora solvärmeanläggningar i drift finns i Sverige, som genom åren erhållit stor erfarenhet och kunnande om planering, drift och underhåll av stora system. Ägandet av de stora anläggningarna är delat mellan energibolag, där de största anläggningarna ingår i fjärrvärmesystemen, och bostadsbolag, samt några kommuner. Ett bostadsbolag som utmärkt sig genom

att konsekvent satsa på att installera solvärmeanläggningar sedan slutet av 70-talet, är det kommunala bostadsbolaget Eksta i Kungsbacka, som har drygt 6000 m² solfångare installerade i anslutning till drygt 1100 lägenheter. Solfångarna är i några fall byggda utan särskilda bidrag och är finansierade på samma villkor som byggnaden i övrigt. En kombination med bibränsle ger drygt halva uppvärmningskostnaden jämfört med genomsnittet i Sverige och solfångarna levererar värme till ca 30% av det totala årliga behovet.

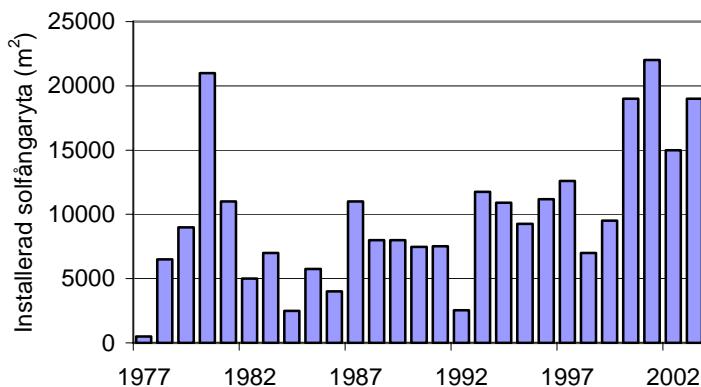


Figur 8.4 Takintegrerade solfångare på nya bostadshus uppförda av Eksta kommunala bostadsbolag, Kungsbacka.

Installerad solfångararea

Den totalt årligt installerade solfångararean i Sverige har under 80- och 90-talen legat runt 7-8 000 m² per år och inte förrän in på 2000-talet har siffrorna kommit upp mot 20 000 m². Tillgången till bidrag för installation har varierat och förorsakat ryckighet i byggnadstakten. Under tiden 1991-1996 fanns ett investeringsbidrag, som satte fart på installationen av små anläggningar, se figur 8.5. Under denna tid byggdes endast ett fåtal av de stora anläggningarna, se figur 8.1. Ca 50 000 m² solfångare installerades under 1993-97 med bidrag på antingen 25 eller 35% av investeringskostnaden. 60% av småhusbyggena var s.k. självbyggen, där fastighetsägaren själv bygger solfångaren och utför en stor del av installationen. En sådan genomsnittlig anläggning består av 12 m² solfångare och kostade ca 47 000 kr inkl. ackumulatortank, installation och moms. Motsvarande genomsnittliga färdigköpta anläggning består av 10 m² solfångare och kostade ca 57 000 kr. För flerbostadshus med mer än 3

lägenheter, installerades i genomsnitt 2,6 m² solfångare per lägenhet till en medelkostnad av 3 800 kr per m². Ca 90% av alla systemen var kombisystem för både uppvärmning och tappvarmvatten och endast 10% var tappvarmvattensystem (Johansson 1998).



Figur 8.5 Årlig installation av glasade solfångare i Sverige under 1977-2003 (m²) (Andrén et al 2004).

Under 1997 installerades solfångare som beviljats bidrag under 1996, men därefter sjunker försäljningen och nästa investeringsstöd infördes den 1 juni 2001. Detta bidrag är prestandarelaterat till skillnad från det tidigare.

Idag har det installerats ca 250 000 m² solfångare i Sverige sedan slutet av 1970-talet. Alla är dock inte i drift längre, ca 15 000 m² av de stora anläggningarna finns inte längre. Det finns en viss andra-handsmarknad för begagnade solfångare, varför några säkra siffror är svåra att få fram.

8.3 Solvärme i andra länder

I detta avsnitt görs jämförelser av solvärmeinstallationer både i Europa och i andra länder där solvärme från solvärmesystem utnyttjas i högre grad.

I Sverige är det, till skillnad från resten av världen, vanligast med kombisystem, dvs system som både används för tappvarmvatten och för husuppvärmning. Ca 80% av systemen i Sverige är kombisystem. Österrike har upp mot 50% kombisystem. Tyskland har ca 80% tappvarmvattenssystem, men eftersom marknaden är så mycket större i Tyskland resp. Österrike, så

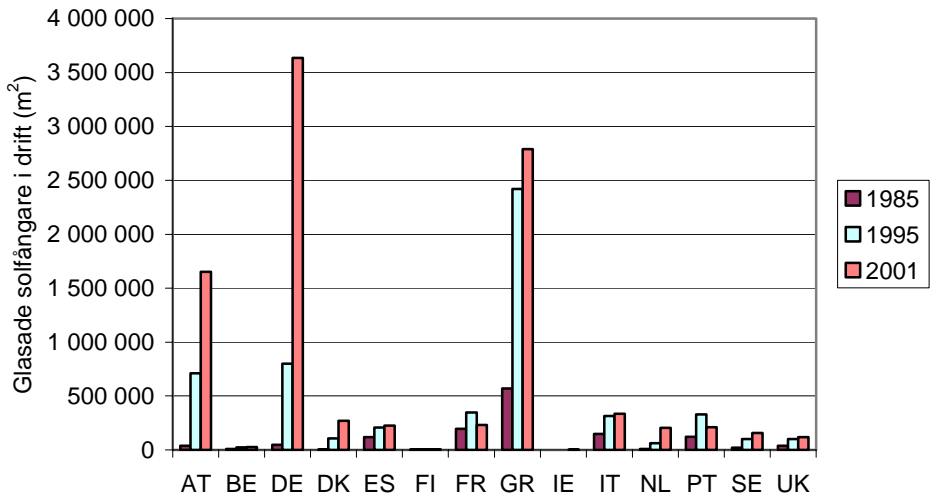
finns de flesta kombisystemen i de båda länderna. Schweiz och Danmark har också en liten andel kombisystem, men övriga länder finns det vanligtvis endast tappvarmvattensystem.

Om man jämför Sverige med de andra Europeiska länderna har utvecklingen tagit fart i andra länder under de senaste åren, speciellt i Tyskland, som nu har den största arean på mer än 3,5 miljoner m², se figur 8.6. Grekland har också haft en mycket stor tillväxt, följt av Österrike. Dessa tre länder har 82% av den totala arean i de 14 EU-länderna som är redovisade i figur 8.6.

I Tyskland har flera framgångsrika solkampanjer drivits. Myndigheter har stöttat solvärme politiskt och med hjälp av informationskampanjer kopplade med investeringsbidrag nått ut till allmänheten. Grekland har utan subventioner byggt upp en stabil marknad på ca 200 000 m² per år och i Österrike har förnybar energi och solvärme i synnerhet fått ett kraftigt genomslag. Andra länder med klimatologiskt jämförbara eller bättre förhållanden uppvisar en helt annan utveckling, t.ex. Frankrike och Italien. Italien installerade 50 000 m² under 2001. Ett litet land som Danmark har större installerad area än Frankrike, Spanien resp. Storbritannien.

EU14

Totalt fanns i Europa nästan 10 miljoner m² solfångare i drift år 2001. Denna statistik räknar dock bort äldre solfångare genom att ansätta en genomsnittlig livslängd på 15 år för solfångare som byggdes före 1989 och 20 år för de som byggts efter 1990. Därför kan det minska mellan åren, som t.ex. för Frankrike och Portugal se figur 8.6. Jämförelsen har gjorts för länderna 2001 och sedan dess har nyinstallationer ökat arean. Sverige redovisar i denna statistik ca 160 000 m², (2001) som kan jämföras med den totalt installerade arean på 250 000 m² (2003).



Figur 8.6 Total area glasade solfångare i Europa 1985, 1995 och 2001 (m²) (ESTIF 2003).

Om man istället jämför solvärmeutbyggnaden per capita, så ser vi att Grekland intar toppositionen med 264 m²/1000 innevånare, Österrike har 203 m²/1000 innevånare och att Danmark ligger högre än Tyskland. Sverige har mera blygsamma 18 m²/1000 innevånare och genomsnittet för de redovisade 14 EU länderna är 26 m²/1000 innevånare, se figur 8.7.

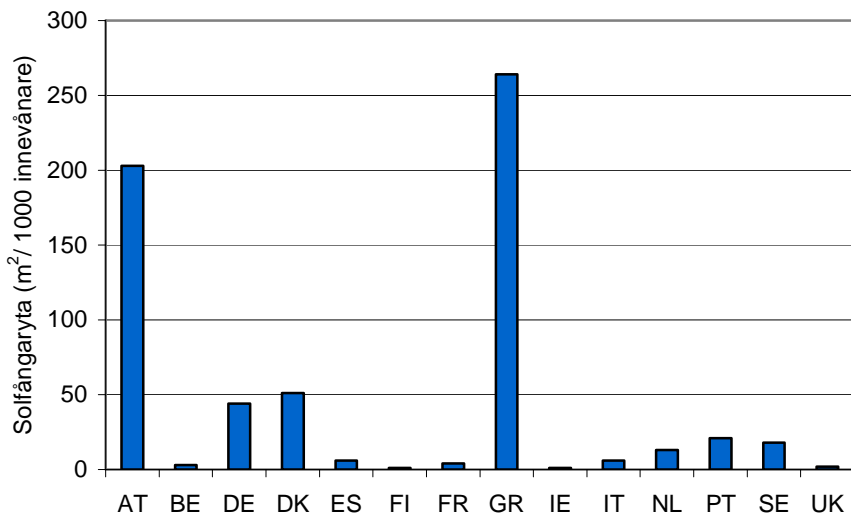


Fig 8.7 Installerad solfångararea per 1000 innevånare i 14 Europeiska länder 2001 (m²/1000 innevånare) (ESTIF 2003).

En beräkning har gjorts av energiproduktionen från dessa redovisade solfångare, genom att experter i respektive land har fått ange ett genomsnittligt utbyte med hänsyn till system, användningsområde och klimat, se figur 8.8. Solvärmesystemen i Sverige bidrar med 48 GWh och i Danmark med mer än dubbelt så mycket, 108 GWh. Den totala värmeproduktionen för de 14 EU-länderna uppgick till 4 093 GWh för år 2001.

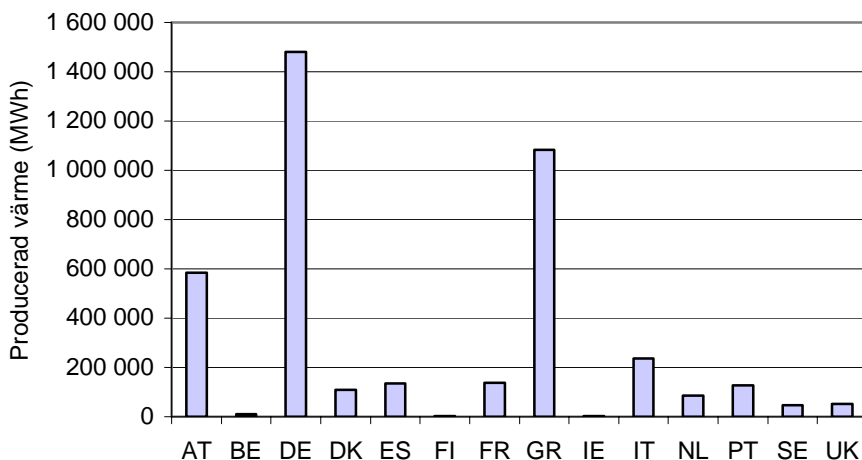


Fig 8.8 Beräknad total solvärmeproduktion av glasade solfångare i 14 Europeiska länder 2001, (MWh) (ESTIF 2003).

Att jämföra solfångarytor mellan olika länder innebär att jämföra olika applikationer beträffande teknik, kostnad och utbyte. Ett typiskt villasolvärmesystem för tappvarmvatten i Grekland kostar 700 € inklusive moms och installation och består av 2,4 m² solfångare med självcirkulerande system och en 150 l stor tank. I Tyskland kostar ett motsvarande system 4 500 € och består av 4-6 m² plana solfångare med ett pumpstyrt system och 300 l tank (ISES 2003).

De EU-länder som redovisats ovan med jämförbar statistik har inte de största ytorna i världen, totalt eller per capita, utan dessa finner vi i andra länder.



Figur 8.9 Exempel på solfångare med självcirkulerande system för tappvarmvatten på hustaken i Aten.

Cypern

På Cypern finns den största arean solfångare per capita i världen. Mer än 50% av hotellen och 92% av alla bostäder har solvärmeanläggningar och arean uppgår till $0,8 \text{ m}^2$ per person eller 800 m^2 per 1000 innevånare för att jämföra med tidigare siffror (ISES 2003).

Turkiet

Användning av solvärmeanläggningar för tappvarmvatten är också väl utbrett i Turkiet med en årlig installation på $630\,000 \text{ m}^2$. Den totala installationen motsvarar 113 m^2 per 1000 innevånare. Det är enkla system av företrädesvis låg kvalitet, men å andra sidan till ett lågt pris, 200-250 € med installation och moms (ESTIF 2003, Weiss 2003 b).

Israel

Israel införde redan för 20 år sedan ett krav på installation av solvärmeanläggning vid nybyggnation av bostäder. Det förde med sig att solvärmeanläggningar till stor del kom att installeras även på befintliga bostäder utan några myndighetskrav och idag finns solvärmeanläggningar på

ca 80% av alla bostäder. Instrålningen är ca 2 000 kWh/m², år, vilket är i stort sett det dubbla mot Sverige (ESTIF 2003).

Kina

Den största enskilda marknaden för närvarande är Kina, som hade 26 miljoner m² solfångaranläggningar installerade i slutet av år 2000 och 40 miljoner m² solfångaranläggningar i slutet av år 2002. Kinesiska staten har satt som ett mål att det ska finnas 65 miljoner m² solfångaranläggningar år 2005. Anledningen är brist på gas för uppvärmning av tappvarmvatten, så solvärmeanläggningarna konkurrerar med elektriska tappvarmvattenanläggningar och är billigare. Instrålningen är också relativt hög, mer än 90% av landet har en instrålning på mer än 1 260 kWh/m², år och de bästa områdena har mer än 1 900 kWh/m², år. Användningen av vacuumrörsolfångare i Kina överstiger sedan 1999 användningen av de konventionella plana solfångarna. År 2002 var 85% av solvärmeanläggningarna med vacuumrörstyp (Zhiqiang 2003) (ISES 2003).

Japan

År 2001 installerades 314 000 m² solfångare i Japan. Detta är mindre än hälften av vad som installerades årligen under mitten av -90-talet. Minskningen är en följd av att investeringsbidragen för tappvarmvattensystem togs bort 1997. Ca 15% av bostäderna i Japan har solvärmeanläggningar och den totala arean uppgick år 2000 till nästan 12 milj. m², vilket är mer än sammanlagt för de ovan redovisade länderna i EU. Räknat per 1000 innevånare motsvarar detta 93 m² (ESTIF 2003, Weiss 2003 b).

Indien

Indien har trots sin storlek inte ännu någon stor utbyggd solvärmemarknad. Staten lämnar bidrag för solvärmesystem och det finns ett uppsatt mål på att 5 miljoner m² solfångare ska installeras från 2003 till år 2012. År 1999 fanns det totalt 2 miljoner m² solfångare och år 2001 installerades det 50 000 m² (ESTIF 2003, Weiss 2003 b).

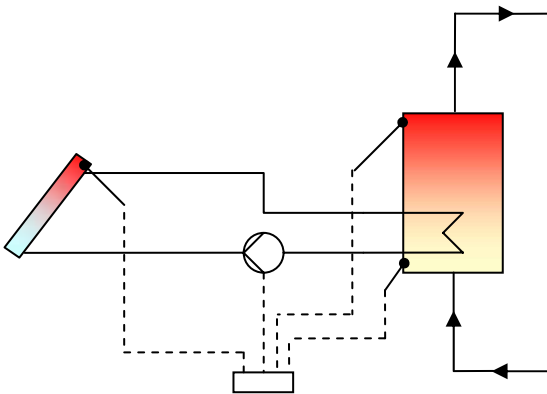
Australien, USA och Kanada

Den uppskattade arean solfångare i drift för tappvarmvatten i Australien är ca 1,2 miljoner m². Många system installerades under 70- 80-talet och marknaden minskade därefter. Däremot är marknaden större för oglasade solfångare, företrädesvis till simbassänger. De oglasade solfångarna har en uppskattad area på 2 miljoner m². Samma förhållande gäller USA, som har en marknad på mer än 900 000 m² oglasade solfångare per år. Detta är mellan 15-20 gånger större än marknaden för oglasade solfångare i Europa. I USA och Kanada finns det ca 15 miljoner m² oglasade solfångare och ca 11 miljoner m² glasade (år 2000). (ESTIF 2003, Weiss 2003 b).

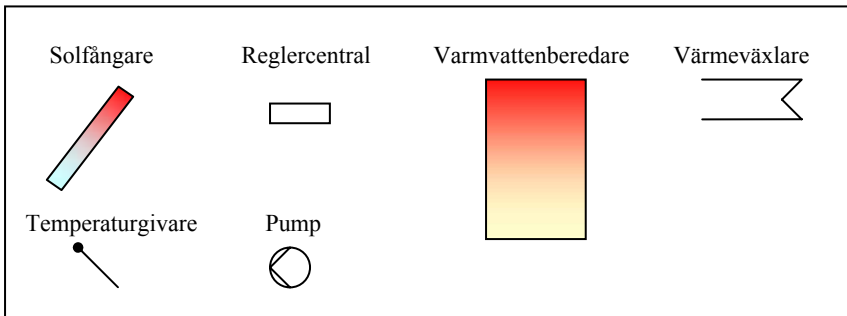
9 Systemlösningar i byggnader

I detta kapitel beskrivs komponenter och system i solvärmeanläggningar, samt olika monteringsätt och användning på byggnader.

Beroende på vilket användningsområde solvärmen ska utnyttjas till, samt hur behovet är och hur solvärmesystemet ska samverka med annat värmesystem, så kan solvärmesystemet utformas på olika sätt. Det krävs ett antal komponenter för att omvandla och distribuera solens energi till rätt temperatur, vid rätt plats och vid rätt tidpunkt, där behovet av värme finns. Solfångaren överför solens energi till värme i vätska (eller luft) och i rörledningar transporteras den infångade värmen till en lagringstank, för att kunna utnyttjas när behovet finns. I svenska system finns vanligtvis en värmeväxlare och en pump. För att styra systemet behövs också en reglercentral, se figur 9.1.



Figur 9.1 Principen för ett solvärmesystem kopplat till uppvärmning av tappvarmvatten. Förklaring av komponenterna nedan.

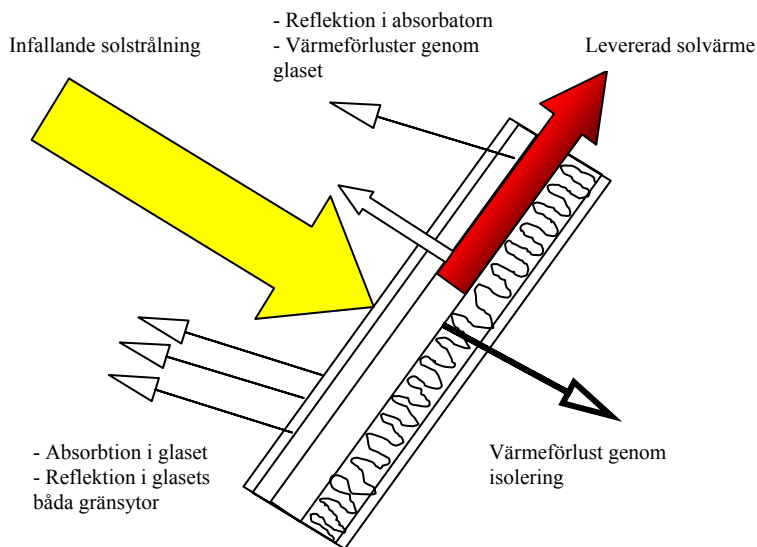


9.1 Komponenter

9.1.1 Solfångare

Solfångarna är den primära komponenten i systemet. Den konventionella plana solfångaren består av en absorbatör, där solenergin överförs till en värmebärare. Absorbatören är placerad i en låda med glas eller annat genomskinligt skikt på ovansidan, med värmeisolering under och på sidorna. Förluster uppstår genom reflektion i glasets båda gränssytor och i absorbatören. Dessutom uppstår värmeförluster genom glaset på framsidan och genom den värmeisolerade baksidan.

Verkningsgraden hos en plan solfångare bestäms framförallt av temperaturskillnaden mellan solfångaren och omgivningen, se figur 9.2 och ekvation (1).



Figur 9.2 Optiska förluster och värmeförluster i en plan solfångare.

$$\eta = \frac{Q_u}{AI_T} = a_0 - a_1 \frac{(T_m - T_a)}{I_T} - a_2 \frac{(T_m - T_a)^2}{I_T} \quad (1)$$

η = solfångarens termiska verkningsgrad

Q_u = Utbytet från solfångaren (W)

A = Solfångararea (m^2)

I_T = Total solinstrålning mot solfångararean (W/m^2)

a_0 = Förlustkoefficient $F'(\tau \alpha)$, som beror på de optiska förlusterna ($\tau * \alpha$), (solfångarens termiska verkningsgrad utan förluster)

τ = transmissionsfaktorn för glas

α = absorptionsfaktorn för absorberytan

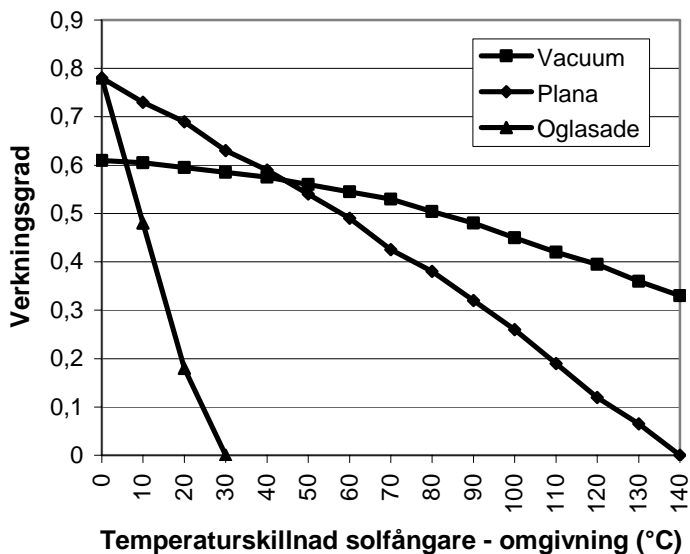
a_1 = Värmeförlustkoefficient ($W/m^2, K$)

T_m = Medeltemperaturen i solfångaren (K)

T_a = Omgivningstemperaturen (K)

a_2 = Temperaturberoende av värmeförlustkoefficienten a_1 ($W/m^2, K^2$)

Solfångarna kan var oglasade, plana (glasade) eller utgöras av vacuumrör. Beroende på solfångarens konstruktion erhålls olika värden på de olika förlustfaktorerna och därmed varierar verkningsgraden hos olika solfångare, se figur 9.3.



Figur 9.3 Exempel på verkningsgraden hos vacuum-, plana- resp. oglasade pool-solfångare vid olika temperaturskillnader mellan solfångare och omgivning, vid solinstrålning 800 W/m^2 (Andrén 2001).

Den enklaste typen av solfångare är oglasade solfångare, som främst används vid låga temperaturer till att värma vatten i simbassänger. De består ofta av gummislangar eller gummimattor som levererar temperaturer upp mot 25-30°C. I figur 9.3 syns att verkningsgraden är starkt beroende av temperaturskillnaden mellan solfångare och omgivning. För solvärmeanvändning till simbassänger sammanfaller oftast behov och tillgång på solinstrålning tidsmässigt.

För byggnadsapplikationer är plana glasade solfångarna de vanligast använda i världen, förutom i Kina där vacuumrören har 85% av marknaden.

Det finns två typer av vacuumrörsolfångare, där det ena består av glasrör med dubbla skikt och vacuum mellan skikten (typ termosflaska). I denna modellen kan värmebäraren ledas in i en slinga i det inre glasröret, eller kan värmebäraren vara i direkt kontakt med det inre glaslet. Den andra modellen har enkla separata glasrör med vacuum inne i röret där absorbatoren finns. I varje absorbatör finns en separat krets med en värmebärare. I det senare fallet sker en värmeväxling för varje rör vid inkopplingen till samlingsledningen.

Fördelen med vacuumrören är att de har mindre värmeförluster och därigenom bättre verkningsgrad än plana solfångare vid högre drifttemperaturer och passar således bättre in i system där distributionsledningens temperatur är hög, t.ex. fjärrvärme, se figur 9.3. Eftersom de är effektivare så krävs också mindre area vid höga temperaturer. Hittills har priset varit så pass mycket högre än priset för plana solfångare, så att vacuumrören inte har kommit att få en stor marknad, förutom i Kina där vacuumrören nästan helt har tagit över marknaden de senare åren. Kanske kommer denna trend att få effekter även i andra länder. Vid en massproduktion kan vacuumrör ha en potential genom att det åtgår lägre vikt hos solfångaren per producerad energienhet, jämfört med plana solfångare.

Koncentrerande solfångare består vanligen av en rörlig del som kan vridas mot solen och koncentrera solinstrålningen mot en mottagare. Den rörliga delen kan vara ett reflekterande tråg som kan vridas i en ledd och solstrålningen koncentreras mot ett samlingsrör i fokus. Även om Sverige har en relativt stor andel direkt solinstrålning som kan koncentreras med en rörlig anordning, har koncentrerande solfångare inte kommit till någon större användning. Kostnaderna har varit höga för rotationsanordningen med stativ och styrningen har inte varit driftsäker. Med sänkta kostnader och tillförlitlig styrning kan dessa solfångare komma till användning i applikationer där hög temperatur efterfrågas.

En variant av koncentrerande solfångare har utvecklats i Sverige av Vattenfall Utveckling AB, MaReCo solfångaren (Maximum Reflector Collector). MaReCo solfångaren är en fast monterad solfångare med en asymmetrisk koncentrator, utvecklad för solinstrålningen på höga latituder (Sverige). Absorbatorn, som är den dyraste komponenten i en konventionell solfångare, har en mindre yta än i plana solfångare och har delvis ersatts med en koncentrerande del. Därigenom träffas absorbatorn av ungefär lika mycket instrålning som en plan solfångare medan investeringskostnaden per producerad kWh kan minskas. Solfångaren kan monteras fristående på fält eller byggnadsmonterade, både på tak eller fasad (Adsten 2002).

9.1.2 Lagringstank

Lagringstanken är den centrala komponenten i ett solvärmesystem. Den ska kunna svara mot behovet av att lagra energi som kommer från solfångarna till den tidpunkt då den behövs. Den ska kunna leverera tillräcklig effekt och energi och inte sänka temperaturen onödigtvis genom omblandning i tanken. Eftersom verkningsgraden för solfångare är temperaturberoende (se figur 9.3)

är det av stor vikt att den temperatur som solfångarna levererat i inte sänks i onödan.

Principen att lagra värme i en vattentank bygger på att vattnet är skiktat med den högsta temperaturen överst och den lägsta längst ner. Genom inte blanda om vattnet, så kan den högsta temperaturen bibehållas och eventuellt utnyttjas direkt i systemet utan behov av eftervärmning. Därför är uttaget till solfångaren längst ner i tanken och inladdningen från solfångaren högre upp. Varmvattenuttaget finns ofta högst upp i tanken, eftersom temperaturnivån på tappvarmvattnet ofta är den högsta i systemet. I konventionella solvärmesystem dimensioneras lagringstanken för att täcka 1-5 dygns behov.

Lagringstanken kan kopplas in på många sätt i ett solvärmesystem, och designen måste anpassas till solfångarsystemet och behovet på ett optimalt sätt. Effektiviteten av solfångaren är av underordnad betydelse om inte lagret är anpassat i systemet.

De vanligaste solvärmesystemen har en solvärmeväxlare inbyggd i botten på lagertanken. Den består av ett kamflänsrör som är lindat ett antal varv i spiral. Det finns också system med extern motströmsvärmeväxlare.

Vid kombisystem ökar komplexiteten i inkoppling och in resp. uttag sker på olika nivåer, beroende på temperaturbehov. Man kan också använda flera tankar som sammankopplas på olika vis.

9.1.3 Styrsystem

Styrsystemet behövs för att starta och stoppa solvärmeanläggningen. Vanligtvis använder man någon form av temperaturmätning i solfångarna för att starta pumpen. Stopp sker när temperaturen från solfångaren understiger temperaturen i botten i tanken. Vidare finns alltid ett kokningsskydd som stänger av pumpen om det blir för varmt i tanken. Reglercentralen har ofta en display där man kan se temperaturen i solfångare och tank och om pumpen är i drift.

9.1.4 Övriga komponenter

Det krävs ett antal ytterligare komponenter i ett konventionellt solvärmesystem. I Sverige använder vi en pump för att cirkulera solvärmekretsen och i villasystem är det vanligtvis en liten cirkulationspump med effekten 30-80 W. Det finns system som har en tank ovanför solfångaren och således drivs med självcirkulation. Dessa är vanliga i varmare klimat.

Det krävs en reglerventil för att justera till rätt flöde och en backventil för att förhindra att solfångarkretsen inte självcirkulerar baklänges under natten och tömmer lagringstanken på värme. För att kunna byta komponenter krävs det också avstängningsventiler på flera ställen.

Ett smutsfilter är bra att installera i systemet för att förhindra att partiklar skadar komponenter eller sänker flödet.

För att fylla på eller tappa av vätska måste det finnas en ventil som går att ansluta till en påfyllningspump och det måste finnas luftare för att få ut luften ur systemet.

Eftersom vätskan ändrar volym vid temperaturförändringar finns också ett expansionskärl som kan rymma variationen i volymen. I anslutning till expansionskärl placeras i regel en manometer, säkerhetsventil och spilledning till separat uppsamlingskärl.

Vätskan, värmebäraren, som används i solfångarsystemet är vanligen propylenglykol blandat med vatten, men det finns också system med solvärmeolja.

Eftersom man i Sverige har system med frostskyddad värmebärare måste denna solvärmekrets värmeväxlas mot vattenkretsen i värmelagret. Detta kan antingen göras med interna värmeväxlare i tanken eller externa placerade utanför tanken. De interna värmeväxlarna är oftast kamflänslingor men det finns också interna kapillärörsvärmväxlare med klafffördelningsrör, dvs ett rör i tanken där solvärmen värmer tankvattnet som rör sig via egenkonvektion uppåt i ett skiktfordelningsrör. När vattnet har stigit till en höjd med samma temperatur upphör stigningskraften och vattnet går ut i tanken via klaffventiler. Med den senare typen av värmväxlare erhålls en betydligt bättre skiktning i tanken än med de konventionella kamflänsrören. Externa värmväxlare är oftast plattvärmväxlare.

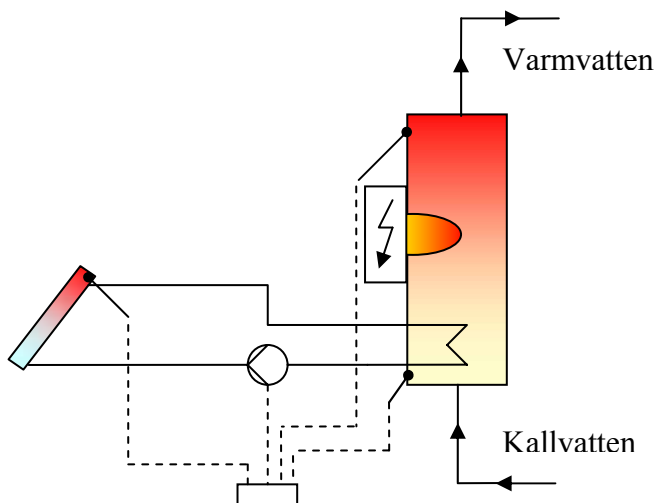
9.2 Solvärmesystem för tappvarmvatten och uppvärmning

Tappvarmvattensystem

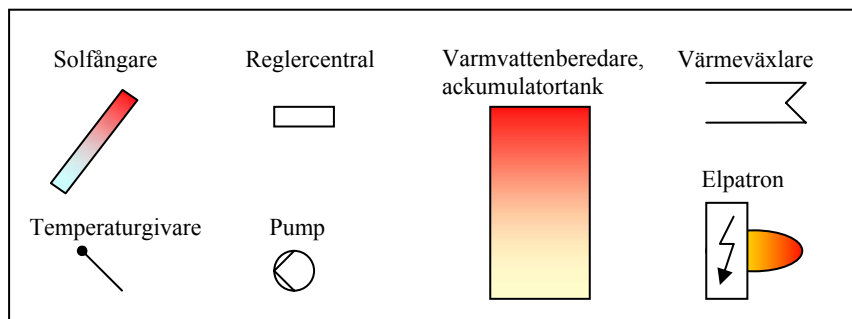
Det enklaste solvärmesystemet värmer enbart tappvarmvatten, där varmvattnet passerar genom lagringstanken. För att säkerställa att tillräckligt hög temperaturnivå finns tillgängligt krävs någon tillskottsvarme eller back-up som

kopplas på vid behov. Ofta finns en elpatron monterad i tanken, men tillskottvärme kan också kopplas in på ledningen från tanken.

Med ett konventionellt solvärt tappvarmvattensystem kan man spara 40-50% av värmebehovet för uppvärmning av tappvarmvatten. I flerfamiljshus krävs 3-5 m² solfångare och 200 l lagertank per lägenhet och förutsättningarna är ett värmebehov för tappvarmvatten på 40 kWh/m² uppvärmd area och år, och en värmeproduktion från solfångarna på 400 kWh/m² solfångararea och år. I villor är systemen något större för att uppnå samma resultat.



Figur 9.4 Ett konventionellt solvärt tappvarmvattensystem med en elpatron i lagringstanken för tillskottsvärme.



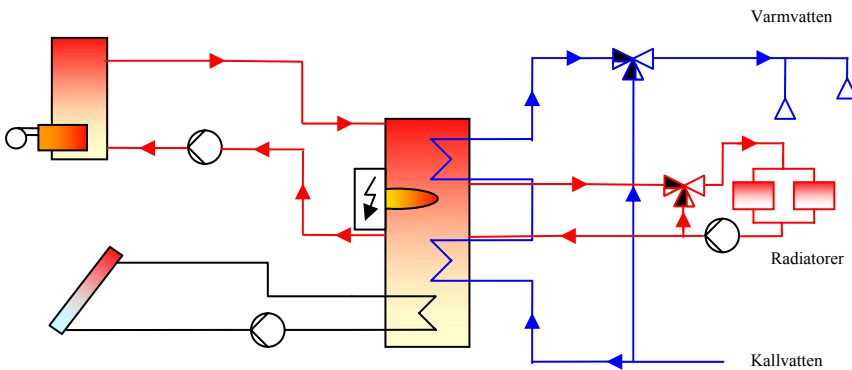
Kombisystem

I kombisystem används solvärme både till tappvarmvatten och uppvärmning. I kombisystem ingår även någon annan värmeförsörjningsenhet för att täcka

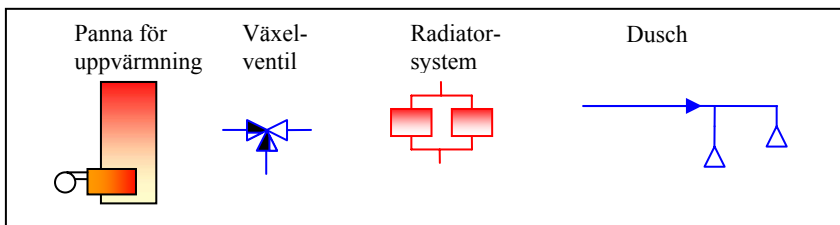
hela värmebehovet. Detta är vanligen en värmepanna av något slag. Inkopplingen av värmepannan görs i övre delen av ackumulatortanken och inkopplingen av radiatorerna i den mellersta delen.

En vanlig systemuppbyggnad i Sverige är att använda interna värmeväxlare i lagringstanken för solvärmeladdning samt för uppvärmning av tappvarmvattnet, se figur 9.5. Tappvarmvattnet värms på två nivåer i tanken för att i största möjliga mån upprätthålla skiktningen i tanken.

Kombisystemen har ofta större solfångararea än rena tappvarmvattensystem och beroende på storlek och system kan solvärmeskottet minska behovet av tillförd energi i en villa med mer än 2000 kWh/år.



Figur 9.5 Konventionellt kombisystem i Sverige för varmvatten och uppvärmning. Förklaringar se figur 9.4 och nedan.

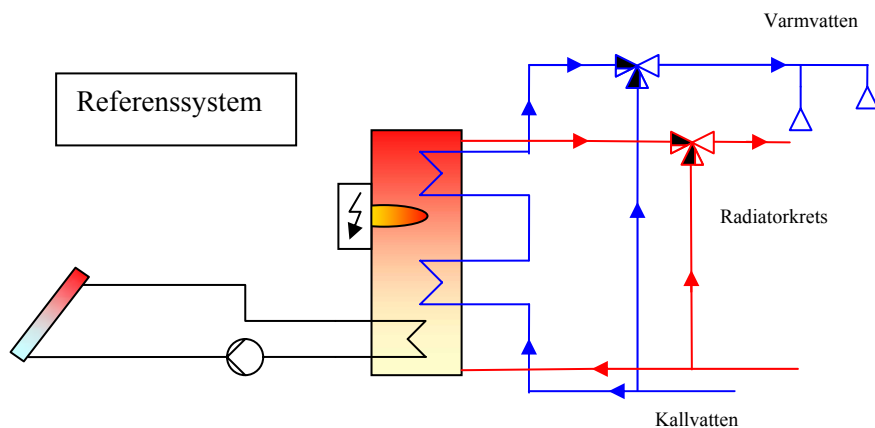


I tanken finns det oftast en elpatron, vilken framförallt används sommartid om värmepannan är avstängd. Elpatronens placering i tanken är viktig, eftersom volymen ovanför ständigt håller den inställda temperaturen när elpatronen är inkopplad. En liten eluppvärmd volym ger ett större systemutbyte för

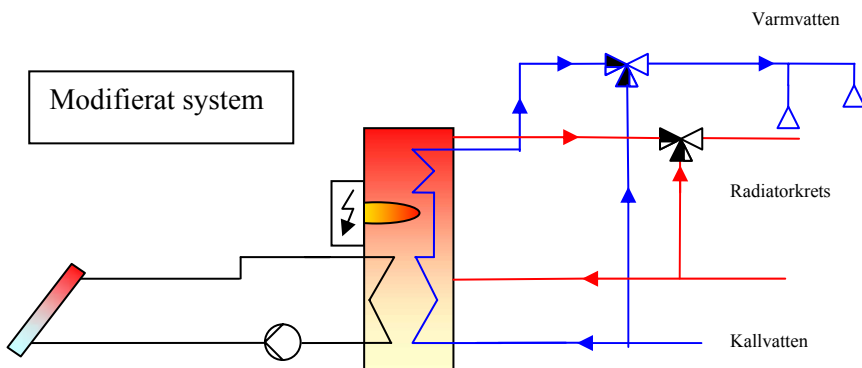
solvärmeanläggningen än en större volym, genom att det finns mer utrymme att lagra solvärme under förutsättningen att temperaturen är den samma. Sänker man elpatronens inkopplingsnivå och samtidigt sänker den inställda temperaturen så främjar även detta solvärmeutbytet. Med ett sådant förfarande blir solvärmeutbytet beroende av årstiden så att den lilla volymen med högre inställd temperatur på elpatronen ger ett bättre solvärmeutbyte på vintern, medan den stora elvärmda volymen med lägre temperaturinställning ger ett bättre utbyte på sommaren (Lorenz 2004).

Tester, simuleringar och utvärderingar av systemförbättringar i kombisystem har framförallt utförts på SERC (Solar Energy Research Center, Högskolan Dalarna) i Borlänge och i ett internationellt samarbetsprojekt inom IEA (International Energy Agency, Solar Heating and Cooling Program, Task 26), Solar Combisystems (Lorenz 2001, Weiss 2003).

I Lorenz (2001) redovisas prestanda för ett konventionellt kombisystem som används som referens för att studera olika förbättringar i systemet med modifieringar av de använda komponenterna. Figur 9.6 visar referenssystemet och figur 9.7 ett modifierat system.



Figur 9.6 Referenssystem för kombisystem. Från Lorenz 2001.



Figur 9.7 Modifierat kombisystem med utdragna värmeväxlare. Från Lorenz 2001.

Referenssystemet består av 10 m² plana solfångare och en tre-slingors ackumulatortank på 750 l. De tre slingorna utgörs av solvärmeväxlaren i längst ner i tanken, samt två stycken värmeväxlare för tappvarmvattnet, i mitten resp. högst upp i tanken. Den anslutna lasten är en villa med ett värmebehov på 8000 kWh/år och tappvarmvattenbehov på 3000 kWh/år. Kostnaden (2001) för referenssystemet uppskattades till 50 000 kr (inkl moms). Simuleringar med datorprogrammet TRNSYS (se vidare kap 16) gav att solvärmestillskottet medförde ett minskat behov av tillförd energi på 2300 kWh/år.

Förändringarna i det modifierade systemet jämfört med referenssystemet i Lorenz 2001, är framförallt att solvärmeväxlaren och tappvarmvattenförvärmaren är utdragna med större avstånd mellan fram- resp. returinkoppling, samt är placerade på samma höjd. Flödet i solkretsen är reducerat till 0.2 l/m² (solfångare) och minut, vilket är 25% av flödet i referenssystemet. Detta ger en kostnadsbesparing eftersom mindre rördimensioner kan användas. Radiatorkretsen är kopplad med returen i mitten av tanken, till skillnad från referenssystemet, där den var inkopplad i botten. Inkopplingspunkten i tanken av framledningen i radiatorkretsen är inte förändrad i förhållande till referenssystemet. En bivalent shunt ersatte en 3-vägshunt i radiatorkretsen. Simuleringar för detta modifierade system som inte medför några kostnadshöjningar gav att solvärmestillskottet medförde ett minskat behov av tillförd energi på 2570 kWh/år, en ökning jämfört med referenssystemet på 270 kWh/år eller 12% (Lorenz 2001).

Simuleringar gjordes också för system med extern värmeväxlare (tappvattenautomat) för tappvarmvatten i stället för den interna värmeväxlaren och då minskade behovet av tillförd energi med 460 kWh/år jämfört med referenssystemet. Fördelen med att använda externa värmeväxlare är att

omblandningen i tanken minskar och det är därför användning av tappvattenautomaten ger den största enskilda förbättringen i systemet. Merkostnaden för denna uppskattas till 4000 kr (år 2001). Vid byte av den interna solvärmväxlaren i tanken mot en intern kapillärörsvärmväxlare med klafffördelningsrör till solfångarinlopp och radiatorretur kommer man upp till 700 kWh/år i minskat behov av tillförd energi (30%). Den uppskattade merkostnaden uppgick år 2001 till 11000 kr.

En viktig slutsats från simuleringarna av modifieringen av olika komponenter i systemet ovan, är att alla enskilda komponenters skiktningfrämjande verkan kan endast utnyttjas bästa sätt om samtliga komponenter främjar skiktningen (Lorenz 2004).

I IEA Task 26 undersöktes 21 olika kombisystem, där urvalet gjorts av de deltagande länderna och av de system som fanns tillgängliga på marknaden. Arbetet pågick mellan 1999-2002. De system som undersöktes skiljde sig åt ur många aspekter och visar hur olika förutsättningar i bränsle, byggnad, värmesystem, distributionssystem, tradition och kostnader ger en stor bredd av lösningar. Jämförelsen omfattade bland annat prestanda, tillförlitlighetsaspekter, ekonomi och utrymmeskrav. Systemoptimeringar utfördes och jämförelser gjordes mot referenssystem. Gemensamt för nästan alla systemen var att de utnyttjar effektiva solfångare och att värmelagringen sker i varmvattenberedare eller ackumulatortank motsvarande ett till fem dygns förbrukning.

Inom Task 26 gjordes simuleringar bl.a. för hus i Stockholm med ett av de svenska systemen (motsvarande modifierat system i figur 9.7). Energianvändning var 23 500 kWh/år (uppvärmning och tappvarmvatten) och simuleringar gjordes för solfångareareor på 5 till 30 m². Resultatet uttryckt i bränslebesparing (motsvarande energiinnehåll i bränsle med pannverkningsgrad 92%) var ca 3100 kWh/år (för 5 m² solfångare) resp. 6400 kWh/år (för 30 m² solfångare) (Weiss 2003, Kovacs och Bales 2003a och b), (www.iea-shc.org/task26). Resultatet kan förefalla högt jämfört med resultatet redovisat i Lorenz (2001), något som kan bero på olika förutsättningar vid simuleringarna, t.ex. beträffande energianvändning.

Den tekniska livslängden för solvärmesystem sätts ofta till 20 år. Solfångaren som står för den största kostnaden, kan vid rätt utförande hålla mycket längre. Däremot kan t.ex. pumpar, ventiler och styrsystem behöva bytas tidigare än de 20 åren. Dessa utgör dock en mindre kostnad. Kostnad för drift och underhåll av solvärmeanläggningar är normalt mycket lågt, endast någon procent av investeringskostnaden per år.

En sammanställning av använda material och energiåtgången för framställningen av dessa material studerades också inom Task 26. För det svenska systemet (motsvarande modifierat system i figur 9.7) är energiåtgången förhållandevis liten, ca 5 500 kWh för ett system med 10 m² solfångare (utan panna), medan det mest energikrävande systemet behöver ca 10 000 kWh (Kovacs och Bales 2003b).

9.3 Byggnaden som del i solfångarsystem

Byggnadens tak och ytterväggar utgör en naturlig placering av solfångare i små system där solfångarna kopplas till byggnadens värmesystem eller i stora system med gemensam värmedistribution. Anpassningen till byggnaden måste göras med estetiska och byggnadstekniska överväganden, samtidigt som solvärmeanläggningen får anpassas till de förutsättningar som finns beträffande ytor, riktningar, vinklar, byggnadsmaterial, utrymme inomhus och avstånd mellan solfångare och lagertank.

9.3.1 Arkitektoniska aspekter

Arean av solfångarna, som ska placeras på byggnaden kan variera mellan några kvadratmeter för ett litet villasystem upp mot 30 m², för ett stort kombisystem för en villa. I Sverige är den vanligaste storleken runt ca 10 m² för ett konventionellt kombisystem. Takarean på traditionella svenska småhus med sadeltak är 100-165 m², vilket innebär att halva arean kan ha en instrålningsnivå som förhoppningsvis är acceptabel. De flesta taken på småhus har en lutning på ca 30°. Skorstenar, takkupor, takfönster, ventilationsrör och liknande kan dock begränsa den användbara arean, som dessutom kan vara skuggad av andra föremål (Kjellsson 1999).

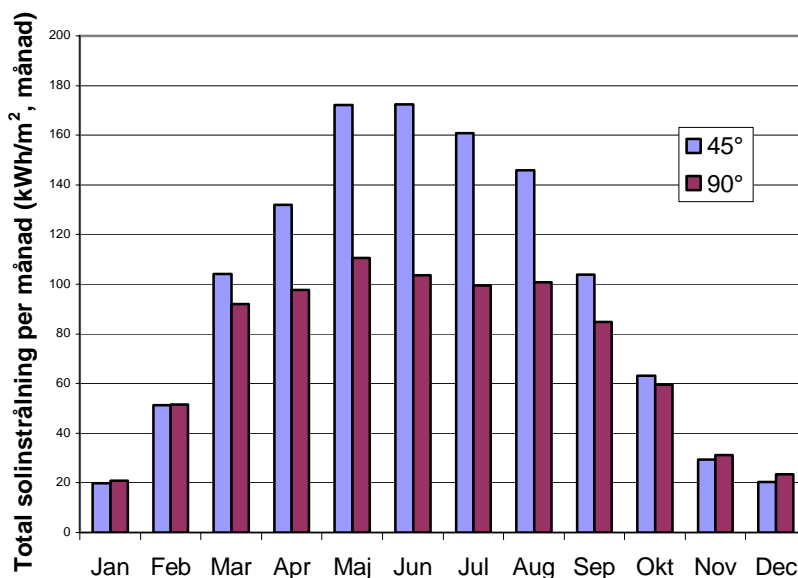
Arean är således tillräcklig i de flesta fall, men det kritiska är att passa in solfångaren i byggnaden utan att förorsaka disharmoniska effekter, där den nya komponenten blir ett separat element som saknar anknytning till utseendet av byggnaden i övrigt. För att inte sänka det estetiska värdet har man ofta försökt göra en ”osynlig” integrering, medan den andra varianten är att försöka utnyttja det nya elementet för att göra byggnaden mer estetiskt tilltalande, genom variation eller kontrast. Det senare kan vara mer självklart att utnyttja vid design av nya hus (Weiss 2003).

Det kan vara enklare att integrera större ytor, t.ex. hela taksidor och erhålla en acceptabel design. Detta är givetvis enklast vid nybyggnation, där solfångaren kan ersätta det konventionella takmaterialet och därmed även hålla ner kostnaden. I en framtid kan mer säsongslagring av solvärme komma att

utnyttjas och då kommer betydligt större ytor att krävas. Det blir i så fall snarast takarean som begränsar systemet.

9.3.2 Fasadintegration

Det kan finnas anledningar att använda fasaden som underlag för solfångare. Det kan vara brist på takytor med tillräckligt bra instrålningsförhållanden eller vill man eftersträva en jämnare instrålning över året, se figur 9.8. Det kan finnas behov av att renovera fasaden eller att man vill ge byggnaden en profil, där solfångarna används som ett arkitektoniskt element på fasaden.



Figur 9.8 Total solinstrålning mot 45° resp. 90° lutning mot söder från horisontalplanet. Exempel från Stockholm, Totalt per år: 1175 resp. 876 kWh/m² (PVSYST dataprogram).

Förutom nackdelen att instrålningen är lägre mot fasader än mot lutande tak mot söder, så finns det några fördelar. Värmeförlusterna hos solfångaren minskar något vid fasadmontage eftersom U-värdet förbättras, pga av att värmeförlusterna som förorsakas av konvektion mellan glas och absorbatör minskar. Dessutom ökar solinstrålningen mot fasaden vintertid om det finns snö på marken, genom att markreflektionen ökar. Beroende på hur monteringen görs, så kan man även förbättra U-värdet hos väggen. Storleken

beror på väggens termiska egenskaper, men solfångaren ökar fasadtemperaturen och kan även ge en extra isolering.

Vad som kan vara en estetiskt begränsning för fasadintegration är att solfångarna uppfattas som svarta, vilket ger minskade användningsmöjligheter. Det pågår försök med färgade absorbatörer, vilket kan komma till användning i framtiden.

Fasadintegrering har hittills inte använts mycket i Sverige, men söderut i Europa har det kommit till större användning. Det är då främst på nya byggnader, där designen av byggnaden och solfångarna har gjorts tillsammans så att solfångarna exponeras på ett intressant vis.

Vid ett uppmärksammat renoveringsprojekt år 2002, har 1100 m² solfångare placerats på fasaden till Kockum Fritid i Malmö. Den gamla fasaden som innehöll asbest var inte längre regntät och behövde förnyas. Solfångarna placerades på öst-, syd- och västfasaderna. Norr-fasaderna och de övriga ytorna på de andra fasaderna putsades, se figur 9.9.



Figur 9.9 Fasadmonterade solfångare mot söder och öster på Kockum Fritid i Malmö.

Förutom de konventionella plana solfångarna, så finns även vakuümörssolfångare, vilka kan användas på ett annat sätt. På Bo01 i Malmö användes vertikalt monterade vacuumrör både på fasad och som utsmyckning ovanför taken. Absorbatörerna vinklades inne i rören, för att kompensera lutningen, vilket dock fick till följd att de skuggar varandra, när solen står som högst. Vacuumrören kan dock aldrig integreras i fasad eller tak, i den

meningen att de ersätter något material, eftersom konstruktionen består av separata rör som inte utgör något skydd mot nederbörd, se figur 9.10 och 9.11.



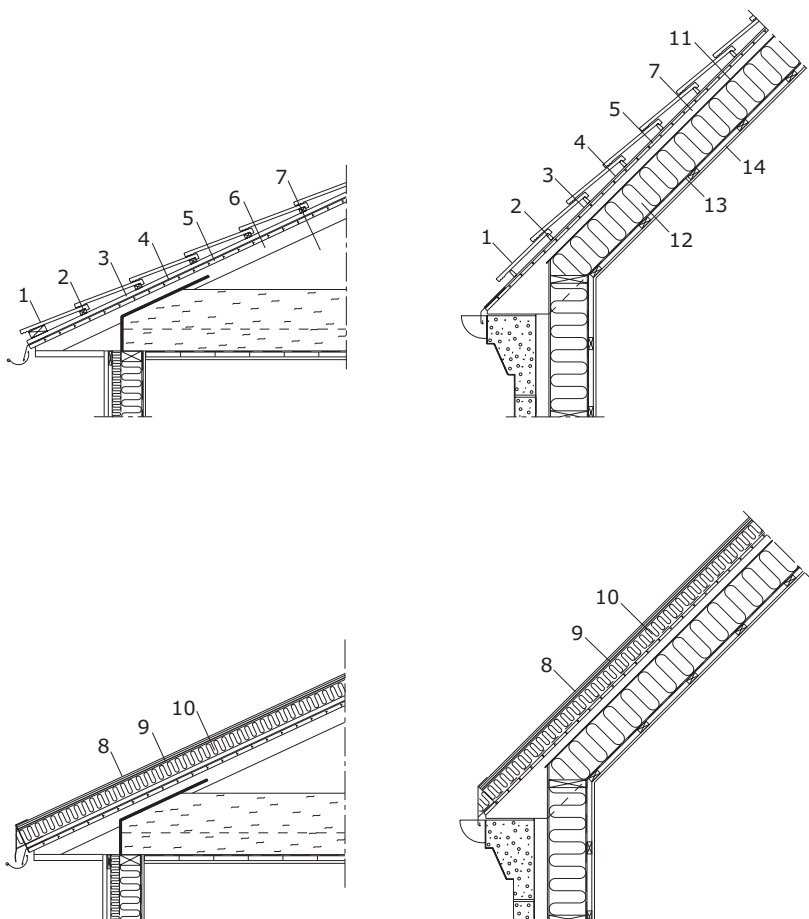
Figur 9.10 Användning av vacuumrörsolfångare, dels på fasad och dels vertikalt placerade ovanför taket som utsmyckning, på Bo01-området (Västra hamnen) i Malmö.



Figur 9.11 Fasadmonterade vacuumrör, detalj från byggnaden i figur 9.10.

9.3.3 Takinstallation

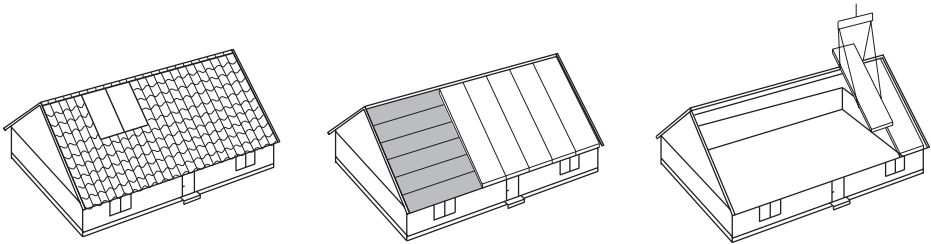
En av de viktigaste egenskaperna hos ett tak är att utgöra ett vattentätt skikt och detta krav gäller även för solfångartak. Små solvärmesystem är separata enheter, som placeras utanpå det vattentäta skiktet. Ska solfångaren placeras på ett befintligt hus med tegelpannor eller motsvarande, lyfts dessa bort innan solfångaren monteras. Figur 9.12 visar två konventionella takkonstruktioner (överst), där takpannorna ersatts med solfångare (i figurerna under) som placerats på bärlakten. Skillnaden mellan taken är att det vänstra är oisolerat eftersom isoleringen ligger på vindsbjälklaget och solfångaren placeras på det oisolerade taket. Denna takkonstruktion ventileras på insidan av taket. Det högra taket är isolerat i takkonstruktionen och ventileras ovanför isoleringen. Solfångare är normalt lättare än takpannor, vilket medför att det inte blir några problem med bärigheten på taket.



Figur 9.12 Två olika takkonstruktioner med takpannor (högst upp), utan resp. med isolering upp i taket (vänster resp. höger). Pannorna har ersatts med solfångare på de nedre figurerna. 1. takpannor; 2. bärläkt; 3. ströläkt; 4. vattentätt skikt; 5. råspont; 6. takstol; 7. ventilerat utrymme (eller vind för vänstra figuren); 8. täckskikt solfångare (oftast glas); 9. absorbator; 10. isolering solfångare; 11. vindskydd; 12. takisolering; 13. ångspärr; 14. innertak.

Solfångarna kan antingen placeras som separata enheter på taket eller utgöra hela takytan, se figur 9.13. De ersätter då takelementet och det ställs då lika stora krav på solfångaren som på det traditionella byggnadselementet. Den bästa lösningen för stora solfångarytor är en fabriktillverkad solfångarmodul som utgör hela takelementet. Fördelen med fabriksmontering är att hela tillverkningen kan göras under kontrollerade förhållanden. På byggsplatsen är

det bara att med hjälp av en lyftkran sätta taket på takstolarna. Även ledningarna till solfångarna kan vara på plats och det återstår bara att koppla ihop dessa med samlingsledningen.



Figur 9.13 Olika utformning av takplacerade solfångare, som separat enhet (mer eller mindre infälld i taket), som helt tak (dvs den sida av taket som har bästa instrålningen) eller som fabriksmonterat takelement (som lyfts på plats vid montering).

I figurerna 9.14 – 9.16 visas solfångare med olika takintegration. Figur 9.14 visar separat placerade solfångare på tak till olika flerfamiljshus i Malmö. Solvärmesystemen är sammankopplade i fjärrvärmenätet.



Figur 9.14 Solfångare placerade på tak på Bo01-området i Malmö. Energileverantören äger solfångarna och husägarna upplåter plats på taken till solfångarna.



Figur 9.15 Takintegrerad solfångare infälld i tegeltaket på Naturum, Stenshuvuds Nationalpark.

Figur 9.15 visar exempel på takintegrering av en mindre solfångare i tegeltak och i figur 9.16 visas exempel på tak där solfångaren är helt integrerad i taket.



Figur 9.16 Ett av de tidigaste projekten i Sverige med takintegrerade solfångare, 80 m² på ett daghem i Vallda byggt 1982.

9.3.4 Utrymmeskrav

Inne i byggnaden behövs utrymme för tank, pumpar, expansionskärl och värmepanna. Krav på utrymme hänger ofta samman med grad av systemintegration, t.ex. genom att placera komponenter tillsammans inom samma ytterhölje. Det finns dock en risk att det blir onödigt komplicerat att sköta och reparera systemet. Detta bör finnas med i åtanke när systemet designas och planeringen görs av platsen där apparaterna ska placeras. Med mer komponenter som integreras i t.ex. i lagringstanken redan hos tillverkaren, förenklas installationen och riskerna för fel minskar.

Det mest utrymmeskrävande är värmepannan med tillhörande bränslefförråd, speciellt om det är ved eller pellets, och det är inte alltid lagringstanken till solvärmekretsen kan placeras i samma utrymme. Utrymmesbehovet för lagringstanken kan minimeras genom att endast använda en tank, förutsatt att denna tank kan tas in genom dörrar och liknande vid installationen. Vid stora system byggs en gemensam driftscentral separat för hela systemet.

I IEA Task 26 gjordes jämförelser med areabehovet för 20 solvärmesystem, vilket varierade betydligt. Det mest kompakta var ett nederländskt tappvarmvattensystem, som bara kräver 0.5 m² golvarea, inklusive gasbrännare för tillskottsvärme. Alla tillhörande komponenter som expansionskärl, pumpar och elektroniska komponenter var integrerade i en enhet och möjligheten finns att kunna placera den inne i bostaden, om det inte finns plats på vind eller i källare. Systemet är dock litet och anpassat till 4 m² solfångare, passande till separata lägenhetssystem, som förekommer i Nederländerna. Vanligare är ett utrymmesbehov mellan 1-2,5 m² för konventionella kombisystem och mellan 4-5 m² för de stora systemen (Weiss 2003).

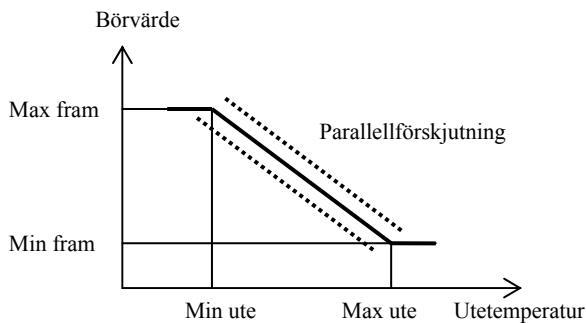
9.3.5 Byggnadens distributionssystem

Temperaturen i radiatorkretsen styrs normalt efter utetemperaturen och temperaturnivån beror framförallt på vilken värmeavgivande area som finns tillgänglig i systemet.

Vid dimensionerande utetemperatur finns det i äldre hus system som kräver 80°C resp. 60°C i fram resp. returledning. I nyare byggnader är den dimensionerande fram resp. returtemperaturen 55°C resp. 45°C och i vissa fall finns det lågtemperatursystem med 30/25°C. En annan möjlighet är också

lågflödssystem med temperaturerna 55/25°C. Utnyttjning av solvärme är effektivare vid lägre temperatur i distributionssystemet. Vid kombination av värmepump, kan framtemperaturen vara begränsad till en max 55°C.

För att styra temperaturen i systemet till önskad nivå sker en reglering enligt en kurva som i figur 9.17.



Figur 9.17 Exempel på reglerkurva i radiatorkretsen med möjlighet att förskjuta börvärdet.

10 Solvärmepotential i Sverige

10.1 Förutsättningar

För att få en uppfattning av potentialen av värmeproduktionen vid en större utbyggnad av solvärmeanläggningar i Sverige har beräkningar utförts för olika hustyper och system. Beräkningarna avser antagandet att samtliga byggnader förses med solvärmeanläggningar utan säsongslagring.

Alla siffror beträffande byggnadsytor, antal byggnader och fördelning av använda energislag har hämtats från SCB's årliga undersökning år 2003 (STEM och SCB 2003a, b, och c). Siffror beträffande solvärmeproduktion har antagits från erfarenhetsvärden. I beräkningarna antas att samtliga hus installerar konventionella solvärmeanläggningar med korttidslager. Husen med direktverkande el installerar endast tappvarmvattensystem och övriga hus kombisystem.

Följande förutsättningar används:

- Småhus med direktverkande el installerar endast solvärme för tappvarmvatten och ersätter årligen 2 250 kWh/hus (ca 50% av tappvarmvattenbehovet).
- Småhus med vattenburet system installerar kombisystem med 10 m² solfångare och ersätter årligen 3000 kWh. Det är en grov siffra för att få en uppfattning om storleksordningen eftersom utbytet från en solvärmeanläggning beror på många olika faktorer, bl.a. behovet. Solfångararean kan vara större om behovet är stort, men annars krävs mer lagringsmöjlighet till säsongslagring, eller accepteras ett lägre utbyte per ytenhet solfångare, eftersom de högsta topparna under sommaren inte kan tillvaratas.
- Flerfamiljshus ersätter med solvärmesystem motsvarande halva årliga tappvarmvattenbehovet, dvs 20 kWh/m² uppvärmd area.
- Tappvarmvattnet är lägre i lokaler än i flerbostadshus och en total årlig användning av 20 kWh/m² uppvärmd area antas. Solvärmens antas ersätta halva tappvarmvattenbehovet, dvs 10 kWh/m² uppvärmd area.
- Tillförd fjärrvärme räknas utan förluster både som slutlig energianvändning och som ersatt bränsle i byggnad. (Distributions-

och omvandlingsförlusterna anges i STEM 2003 till 10% av den totala fjärrvärmestillförseln.)

- Även tillförd el räknas utan förluster i byggnad, både som slutlig energi och ersatt bränsle.
- Verkningsgraden hos pannor i hus som använder biobränsle är 70% och man räknar ut energin hos det ersatta bränslet.
- Verkningsgraden hos pannor i hus som använder olja är 75% och man räknar ut energin hos det ersatta bränslet.
- Årsvärmefaktorn på värmepumpen i hus med berg/sjö eller jordvärmepump är 3 och man ersätter den använda elen.
- Småhusen delas in efter användning av typ av bränsle/värmebärare och de hus som använder en kombination av el, olja och biomassa, räknas tillsammans med husen med vattenburet elsystem, dvs ingen verkningsgradsfaktor används. Anledningen till att dessa sammanförs är att enskilda hus inte ska räknas med flera gånger, eftersom de i statistiken kan förekomma i flera kombinationer.

10.2 Småhus

År 2002 fanns det 1 755 000 småhus år i Sverige och dessa använde 39,5 TWh för uppvärmning och tappvarmvatten (se även tabell 7.1). Den totala arean var 213 miljoner m².

I tabell 10.1 visas hur mycket 10 m² solfångare per hus (i kombisystem utom i hus med direktel då tappvarmvattensystem räknas) kan ersätta i energi/år resp. bränsle/år, dels per byggnad dels om alla småhus i Sverige skulle förses med solvärmeanläggningar.

Resultatet är ett minskat behov av årligt tillförd energi med ca 5 TWh i småhus, vilket kan jämföras med den i avsnitt 7.2 framräknade siffran för energibehov för enbart uppvärmning av tappvarmvatten i småhus, 7-8 TWh.

Det finns givetvis andra tänkbara möjligheter i framtiden, speciellt i nya byggnader med lågt energibehov för uppvärmning.

Tabell 10.1 Potential för vad solvärme från konventionella kombisystem (resp. tappvarmvattensystem i hus med direktel) kan ersätta i årligt minskat behov av tillförd energi eller bränsle i småhus i Sverige.

Befintligt energislag i resp. småhus	Antal hus i Sverige	10 m ² solfångare ersätter slutlig energi (kWh/hus, år)	10 m ² solfångare ersätter slutlig energi totalt (GWh/år)	10 m ² solfångare ersätter bränsle i byggnad (kWh/hus, år)	10 m ² solfångare ersätter bränsle i byggnad totalt (GWh/år)
Direktel	471 000	2250*	1057*	2250*	1057*
Vattenburen el + kombinationer el+olja+biobränsle	654 000	3000	1962	3000	1962
Olja ($\eta = 0,75$)	171 000	3000	513	4000	684
Biobränsle ($\eta = 0,70$)	147 000	3000	441	4300	630
Fjärrvärme	132 000	3000	396	3000	396
Berg/sjö/luft värmepump (SPF = 3)	58 000**	3000	174***	1000	58
Annat	122 000	3000	366	3000	366
Totalt	1.755000		4909		5153

*Detta är ett tappvarmvattensystem med ca 5-7 m².

**Siffran för antal värmepumpar som SCB anger, kan vara för låg om man jämför med försäljningsstatistiken, se vidare kap 14.

***Varav 116 GWh naturvärme

10.3 Flerbostadshus, lokaler och industrier

Flerbostadshusen har totalt en uppvärmd area på 179 miljoner m² och energianvändningen år 2002 var 27,7 TWh för uppvärmning och tappvarmvatten. I tabell 10.2 visas den årliga ersättningen för olika bränslen av solvärmesystem (3-5 m²/lägenhet) som står för 50% av den årliga uppvärmningen av tappvarmvatten, dvs motsvarande energin 20 kWh/m² uppvärmd area.

Tabell 10.2 Potential för vad solvärme från konventionella tappvarmvattensystem kan ersätta i minskat behov av tillförd energi eller bränsle i flerbostadshus i Sverige.

Energislag	Uppvärmd area (miljoner m ²)	Mindre system (3-5 m ² /lägenhet) ersätter slutlig energi totalt (GWh/år)	Mindre system (3-5 m ² /lägenhet) ersätter bränsle i byggnad totalt (GWh/år)
Fjärrvärme	137	2740	2740
Olja ($\eta = 0,75$)	8	160	213
Elvärme direktverkande	3,8	76	76
Elvärme vattenburen	2,7	54	54
Värmepump (SPF = 3)	14,3	286*	95
Annat och kombinationer	13	260	260
Summa	179	3576	3385

* Varav 191 GWh naturvärme

År 2002 hade lokalerna i Sverige en area på 153 miljoner m² och använde 24,6 TWh. Beroende på användningsområde varierar tappvarmvattenbehovet, men

utifrån de skillnader som finns i fjärrvärmeanvändning per m² jämfört med flerbostadshus kan ett antagande vara en genomsnittssiffra på 20 kWh/m² uppvärmd area. Av detta beräknas hälften, dvs 10 kWh/m² uppvärmd area, komma från solvärme. I tabell 10.3 visas potentialen för minskat behov av årligt tillförd energi eller bränsle genom användning av konventionella solvärmesystem för uppvärmning av tappvarmvatten i lokaler i Sverige.

Tabell 10.3 Potential för vad solvärme från konventionella tappvarmvattensystem kan ersätta i årligt minskat behov av tillförd energi eller bränsle i lokaler i Sverige.

Energislag	Uppvärmad area (miljoner m ²)	Mindre system ersätter slutlig energi totalt (GWh/år)	Mindre system ersätter bränsle totalt (GWh/år)
Fjärrvärme	89	887	887
Olja ($\eta = 0,75$)	12	122	163
Elvärme	14	137	137
Värmepump (SPF = 3)	11	107*	36
Annat och kombinationer	28	275	275
Summa	153	1530	1498

*Varav 71 GWh naturvärme

Fjärrvärmen står för den dominerande andelen av uppvärmningen i flerbostadshus och lokaler. I många fjärrvärmesystem finns det under sommaren en billig basproduktion av värme, t.ex. sopförbränning, spillvärme, geotermisk energi. Då kan det vara svårt att få ekonomi på en solvärmeanläggning och helt andra värderingsprinciper kommer in. Finns det däremot ingen konkurrerande sommarproduktion, så är det istället goda möjligheter att bygga stora effektiva solfångarfält som producerar värme till sommarens behov. Fjärrvärmen svarar för 45 TWh totalt och den energi som ersätts enligt beräkningarna ovan är 4,2 TWh, dvs knappt 10%. I system där

solvärme kan konkurrera med andra energislag, kan 15-20% av årsbehovet produceras med solvärme och dygnslagring. Vid större system krävs säsongslagring.

Möjligheter att använda solvärme inom industrin har studerats av Kovacs, Quicklund och Pettersson 2003. Spillvärme används redan i relativt stor utsträckning, 4,8 TWh/år och man uppskattar möjligheten att använda solvärme till 1-2 TWh/år. Möjligheten för olika industrityper att använda solvärme i sina processer är inte studerade i detalj. Energianvändningen för uppvärmning är totalt 11,9 TWh/år och den uppvärmda byggnadsarean är enligt STEM och SCB (2003c) 87 miljoner m².

10.4 Sammanfattning

Den totala potentialen för solvärme i mindre tappvarmvattensystem resp. kombisystem med den teknik och de system vi har idag sammanfattas i tabell 10.4.

Tabell 10.4 Sammanfattning av potential för vad solvärme från konventionella solvärmesystem kan ersätta i bränsle i byggnad per år (olja, biobränsle, el fjärrvärme, annat) för olika typer av byggnader i Sverige.

Hustyp	Total energianvändning för uppvärmning och tappvarmvatten (TWh/år)	Ersättning av bränsle* med solvärmesystem, tappvarmvatten resp. 10 m ² kombisystem (TWh/år)
Småhus	39,5	5,2
Flerbostadshus	27,7	3,4
Lokaler	24,6	1,5
Industrier	11,9	1,5
Summa	101,8	11,6

*Ersättning av bränsle i byggnad

Med de förutsättningar som angivits för beräkningarna ovan skulle solvärme i bebyggelse kunna ge ca 12 TWh/år utan att säsonglagring krävs. Utbytet från en konventionell solvärmeanläggning i Sverige är ca 300 kWh/m², år (en siffra med stor spridning, beroende på teknik, system och användning). Energin 12 TWh/år blir då omräknat till area ca 40 miljoner m² solfångararea.

Utifrån beräkningarna ovan kan olika mål för en utbyggnad av solvärme ansättas. Om t.ex. hälften av alla Sveriges byggnader skulle förses med solvärmda kombisystem (varav en mindre del endast solvärmda tappvarmvattensystem), dvs med värmelager för några dygn, skulle detta innebära att behovet av tillförd energi skulle minska med ca 6 TWh/år. Det skulle också innebära en solfångararea på ca 20 miljoner m². Detta kan jämföras med att det i Sverige hittills har installerats ca 250 000 m² solfångare och att i Europa (EU14) fanns det år 2001 totalt ca 10 miljoner m². Ett rimligare mål på kortare sikt kan vara 1 miljon m². Med säsonglagring skulle teoretiskt sett hela värmebehovet kunna täckas med solvärme.

11 Solvärme i framtiden

11.1 Mål

I ”The White Paper” som EU publicerade 1997 sattes målet till 100 milj. m² installerade solfångare inom EU år 2010 och delmålet i EU’s ”The Campaign for Take-off” sattes till 15 milj. m² år 2003. I dagsläget finns det 12-14 milj. m² inom EU vilket innebär att man är nära delmålet för 2003. Däremot krävs det väsentligt förbättrade förutsättningar för att uppnå delmålet om 100 milj. m² år 2010, men det framstår dock inte som omöjligt med tanke på att den totala tekniska potentialen har uppskattats till 1 400 milj. m² inom EU.

11.2 EU’s byggnadsdirektiv

Flera viktiga direktiv eller regler på EU-nivå är på gång som kan vara viktiga för solvärmens framtid. EU’s ”Building directive” (2002/91/EG 16 December 2002) om byggnaders energiprestanda innebär bl.a. att energiprestanda hos byggnader ska bestämmas och att ett byggnadscertifikat ska utfärdas för nya byggnader samt vid försäljning. Detta bör innebära att solvärmeinstallationer värderas vid en försäljningssituation och att en byggnad får en bättre klassning vid en energicertifiering. I detta sammanhang är det viktigt att beräkningsmetoder för energiprestanda och regler för certifiering utformas så att solvärmeinstallationer beaktas på ett rättvist sätt i de nationella tillämpningarna.

11.3 Bygga-bo-målen

Inom bygg- och fastighetssektorn har man i Sverige under 2003 kommit fram till en överenskommelse för hållbar utveckling och formulerat mål, vilka ligger i linje med de av riksdagen antagna miljökvalitetsmålen och deras delmål. Kopplingen till solvärme är framförallt mål 1 som gäller:

-”Miljöbelastningen från energianvändningen i bostäder och lokaler minskar och senast år 2025 sker uppvärmning och varmvattenberedning med endast begränsade inslag av fossila bränslen. Senast år 2025 erhålls mer än hälften av energibehovet över året från förnyelsebara energikällor.”

Delmål 2 gäller:

-”Användningen av köpt energi i sektorn minskar med 30% till år 2025 jämfört med år 2000. Energianvändningen är lägre år 2010 än år 1995.”

Bygga-bo-målen har arbetats fram i samarbete mellan tjugo företag, fyra kommuner och företrädare för statliga myndigheter och regeringen, som senare skrivit under åtaganden om konkreta insatser (www.byggabodialogen.se).

11.4 Byggsektorns kretsloppsråd

Inom Byggsektorns kretsloppsråd, som är ett nätverk bestående av ett fyrtiotal branschorganisationer inom bygg- och fastighetssektorn har man utvecklat ”Byggsektorns Miljöprogram 2003”. Under avsnittet ”Energihushållning” fastslås visionen ”Byggnader och anläggningar utformas, byggs och förvaltas så att användningen av ändliga resurser och miljöbelastningen på grund av energianvändningen minimeras”. Ett övergripande mål är att ”den genomsnittliga användningen av köpt energi per kvm i bostäder och lokaler ska år 2010 vara 10% lägre än 2000. Byggsektorns användning av fossila bränslen ska år 2010 vara 20% lägre än år 2000” (www.kretsloppsradet.com).

11.5 Möjligheter och hinder

Den utbyggnad av solvärme som sker idag är för långsam för att nå det av EU uppsatta målet för år 2010, men med mer aktiva styrmedel kan målet nås senast år 2015. Den mest effektiva åtgärden är att införa krav på installation av solvärmeanläggning vid nybyggnation av bostäder. Israel införde detta redan för 20 år sedan och idag har ca 80% av alla bostadshus solvärmeanläggningar för tappvarmvatten.

Barcelona stad införde en bestämmelse år 2000, som medförde att solvärmeinstallationer blev obligatoriska på nya byggnader eller vid omfattande renovering. Åtminstone 60% av varmvattenbehovet ska täckas av solvärme. Med några undantag omfattar bestämmelsen alla byggnader med ett dagligt värmebehov för varmvatten av 81 kWh, vilket motsvarar behovet hos ca 10 hushåll. Under de första 18 månaderna har denna bestämmelse medfört en ökning av solfångararean från 1,1 m² per 1000 invånare till 10,6 m². Erfarenheterna är positiva och andra städer följer nu efter.

För att stimulera utbyggnaden av solvärme kan diverse hämmande regler avskaffas och i stället underlättande åtgärder introduceras. Hämmande regler som finns idag är t.ex. oklarheter och ev. kostnader för bygglov. Planläggning av nya bostadsområden omfattar en maxhöjd på byggnaderna, vilket gör att takvinkeln ofta blir låg och mindre lämplig för solfångarinstallationer.

Dessutom är fastighetsskattesystemet inte stimulerande för miljöförbättrande åtgärder.

I byggnader kan installationer redan idag göras förberedda för framtida användning av solvärme, t.ex. vid rördragningar och installation av ackumulatortankar. Det går också att underlätta för framtida användning av solvärme i hushåll, t.ex. varmvattenanvändning i disk- och tvättmaskiner.

Det är viktigt att komma bort från ett kort tidsperspektiv på byggnaden och dess installationer. Ett långsiktigt kretsloppsperspektiv gynnar solvärmeinstallationer, vars ojämförligt största kostnad avser installationen. Drift och underhåll uppgår till någon procent av installationskostnaden.

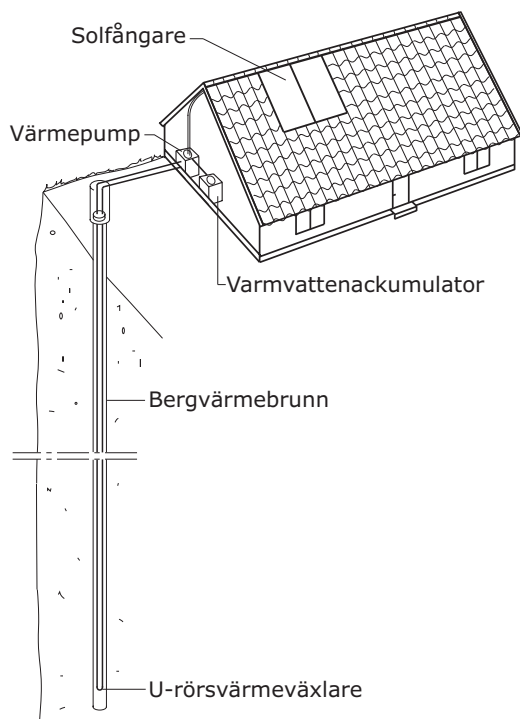
En större solvärmeutbyggnad skulle ge nya förutsättningar för inhemsk solvärmeindustri att utvecklas. Vid en utbyggnad till t.ex. 2 TWh i solvärmeproduktion per år kan detta motsvara en omsättning 13 miljarder kronor, med förutsättningarna att kostnaden skulle vara 2000 kr/m² solfångare och utbytet 300 kWh/m².

I Sverige är det mest troligt att det är fastighetsägarna eller energiköparna som kommer att satsa på solvärmesystem eftersom energisäljarna (fjärrvärmebolag mm) ofta har pannor med billiga bränslen (t.ex. biobränsle, sopor, spillvärme) som täcker behovet i fjärrvärmenätet under sommaren. Det innebär att det är främst små solvärmesystem till fastigheter eller mindre gruppcentraler, som inte är anslutna till fjärrvärme som kommer att installeras. Förutsättningarna för detta kan naturligtvis förändras.

DEL 2 SOLFÅNGARE I KOMBINATION MED BERGVÄRMEPUMP

12 Allmänt

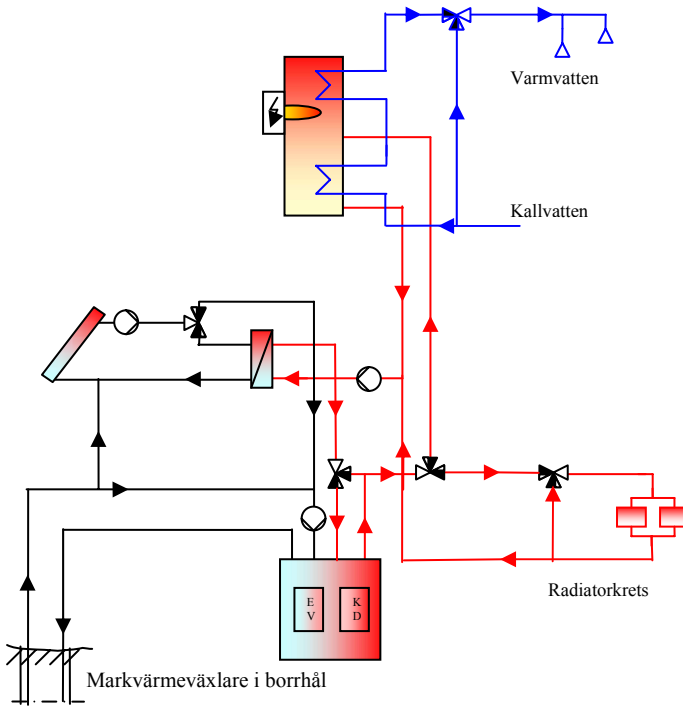
Att kombinera solfångare med bergvärmepump ger möjlighet till olika systemlösningar som kan anpassas till skilda förutsättningar och applikationer. Figur 12.1 visar en principbild av en kombination med solfångare och bergvärmepump.



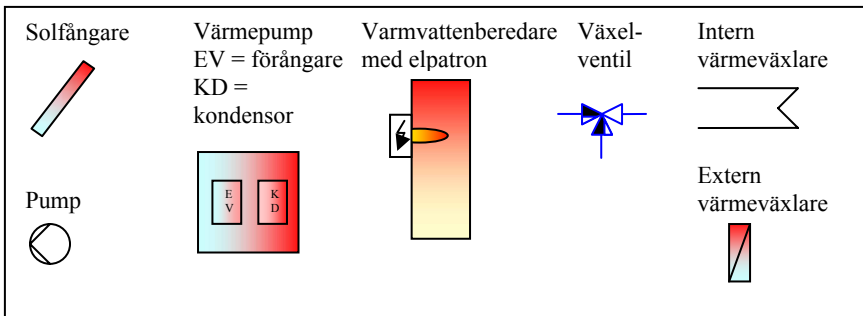
Figur 12.1 Principbild av villa med solfångare och bergvärmepump.

Både solfångarna och värmepumpen kan få nya driftsförutsättningar som ger bättre verkningsgrad, när de används i samma system. Solfångarna kan producera användbar energi vid lägre temperaturer, jämfört med konventionell solvärmeanvändning i bebyggelse, och därigenom erhålla bättre verkningsgrad eftersom värmeförlusterna minskar, samt längre drifttid, eftersom lägre instrålningsnivåer kan utnyttjas och borrhålet kan återladdas. Värmepumpens verkningsgrad kan höjas dels genom att temperaturen till förångaren höjs med hjälp av solvärme, dels genom att den avlastas under tider då den inte alls behöver vara i drift.

I figur 12.2 visas ett exempel på system med solfångare i kombination med värmepump och bergvärmebrunn.



Figur 12.2 Exempel på system med solfångare i kombination med bergvärmepump.
Förklaringar nedan.



Fördelarna med en kombination av solfångare och bergvärmepump är många och av olika slag, beroende på vilken typ av solfångare som används och hur styrningen av systemet är utformat. En fördel är att solfångarna i stort sett helt kan ta över värmeproduktionen för varmvatten under sommaren, när värmepumpen annars måste producera värme till tappvarmvatten med många men korta drifttider. Detta sliter hårdare på värmepumpen än den relativt jämna driften den har under resten av året. Värmepumpens livslängd ökar samtidigt som borrhålen återladdas naturligt från omgivningen, eftersom inget uttag görs under ca 3 månader.

Med en mer effektiv styrning kan solvärme användas på flera sätt i systemet under de tider då solfångaren inte kan producera tillräckligt hög temperatur för att kunna användas till tappvarmvatten eller då det inte finns något behov av värme till tappvarmvatten. I första hand kan solvärmens användas direkt till värmesystemet i byggnaden och finns det inte någon energilast från huset eller om temperaturen från solfångaren är för låg även för detta, kan solvärmens höja temperaturen på förångaren och därmed ge värmepumpen bättre driftsförutsättningar. Finns det inte heller något behov här eller om temperaturen från solfångaren är för låg kan solvärmens ladda borrhålet, se tabell 12.1.

Tabell 12.1 Olika möjligheter att använda solvärme i kombination med bergvärmepump och inverkan på systemet.

Inverkan på systemet vid olika driftfall	Solfångaren	Värmepumpen	Borrhålet
1. Solfångaren används till tappvarmvatten	Produktion vid hög temperatur (>50°C)	Värmepumpen avstängd	Naturlig återladdning av borrhål från omgivningen
2. Solfångaren används till värmesystemet	Produktion vid lägre temperatur (ca 20-50°C) ger högre verkningsgrad, längre drifttid	Värmepumpen avstängd	Naturlig återladdning av borrhål från omgivningen
3. Solfångaren används till att höja temperaturen på förångaren	Produktion vid låg temperatur (ca 5-20°C) ger högre verkningsgrad, längre drifttid	Värmepumpen på, hög värmefaktor pga hög temperatur på förångaren, värmeeffekten ökar, kortare drifttid	Uttag från borrhål, ev. laddning av borrhål med solvärme
4. Solfångaren används för att ladda borrhålet	Produktion vid låg temperatur ger högre verkningsgrad, längre drifttid, alltid behov	Värmepumpen avstängd – inga övriga värmebehov finns Värmepumpen får bättre driftsvillkor under säsongen	Temperaturen i borrhålet ökar, kortare borrhål kan användas

Möjligheten att ladda borrhålet kan vara betydelsefullt ur flera aspekter. Det kan innebära att man inte behöver så djupt borrhål. Solvärme och möjligheten att återladda borrhålet medför att nettouttaget från borrhålet minskar jämfört med en konventionell bergvärmearläggning utan solvärme. Det kan också ha

uppstått större behov av energi sedan anläggningen projekterades. Bergvärmeanläggningen kan vara underdimensionerad p.g.a. att marken har sämre värmeledningsförmåga än som antagits, grundvattenytan är lägre eller att energilasten har ökat. Vidare kan problem om rätten till bergvärme uppstå i tätbebyggda områden om borrhålen kommer alltför tätt. I dessa fall kan återladdning vara enda lösningen. Slutligen kan man tänka sig stora system med stor solfångaranläggning och många borrhål. När borrhålen placeras tätt och uppfyller en tillräckligt stor markvolym, så kan systemet användas till säsongslagring av solvärme, något som på sikt kan bli mer aktuellt.

Intresset för kombinationen startade under slutet av 70-talet i samband med att intresset för solvärme ökade. Inte förrän under de senaste åren har det blivit en kommersiellt gångbar lösning. Förutsättningarna har förändrats genom åren beträffande teknik och framförallt styrsystem, samt de ekonomiska villkoren, kostnader för solfångarsystem resp. värmepumpsystem med borrhål, samt inte minst den alternativa kostnaden för den konventionella uppvärmningen.

Intresset för markvärmepumpar har ökat kraftigt under de senare åren och antalet installationer för borrhål-, yttjordvärme- samt sjövärmepumpar har ökat från ca 12 000 per år under senare delen av 90-talet till 27 000 år 2001. Det totala antalet markvärmepumpar idag uppskattas till ca 200 000.

13 Bakgrund, kombinationen solfångare/bergvärmepump

13.1 Tidigare försök

Ett antal testprojekt med en kombination av solfångare och bergvärmepump genomfördes i Europa under 80- och 90- talen. Resultaten pekar i allmänhet på att systemen är så komplexa och olika, så att det är svårt att dra några generella slutsatser om användbarheten och designen för andra förutsättningar, som klimat, lokala förhållanden och energiutbyte.

13.1.1 Start under 70-talet

Redan 1979 anordnades ett nordiskt symposium ”on Earth Heat Pump Systems” i Göteborg (Bäckström 1979). Även om fokus på symposiet var på markvärme i kombination med värmepumpar, så redovisades redan då ett testprojekt från New York, där solfångare använts för att höja temperaturen till bergvärmepump. Ett annat amerikanskt projekt från Oklahoma redovisade solladdning av bergvärmebrunn med mätresultat under 1978/79. Rapporten visar ett positivt resultat med solvärmeinkoppling, men någon ekonomisk redogörelse finns inte med.

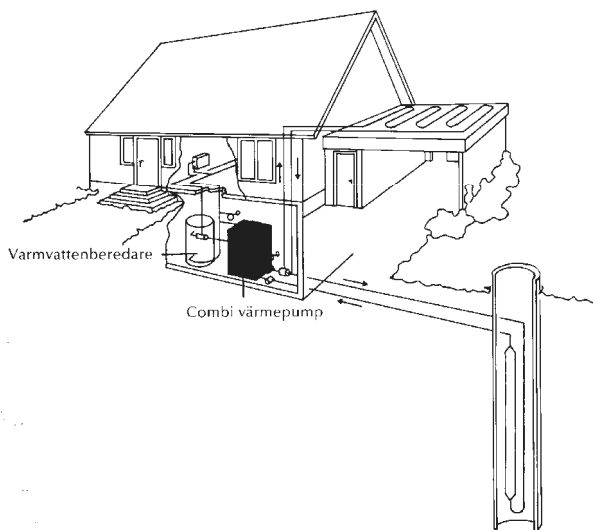
13.1.2 Projekt under 80-talet

Under 70-talet startade IEA (International Energy Agency) det första internationella forskningsarbetet och arbetet organiserades i programområden: Solar Heating and Cooling Programme, Energy Storage Programme samt Advanced Heat Pump Programme. Solar Heating and Cooling Programme och Advanced Heat Pump Programme organiserade i sin tur tillsammans med CEC Joint Research Center i Ispra, Italien, tre workshops med titeln: Solar Assisted Heat Pumps with Ground Coupled Storage, Ispra 1982, Wien 1985 samt Göteborg 1989.

Under den första konferensen 1982 presenterades främst en mängd systemlösningar till olika projekt. Resultaten från många av dessa projekt redovisades senare under den andra konferensen. Variationsrikedomen mellan projekten var stor och generella slutsatser var svåra att dra. Totalt rapporterades 26 projekt och för kombinationen solfångare, värmepump och borrhål redovisades 7 förverkligade och ett planerat projekt i den andra workshopen (Hattem 1985). Som titeln på workshopen antyder ”Solar Assisted Heat Pumps with Ground Coupled Storage”, så betraktades markdelen i

systemet mer som möjlighet till energilager, än som rent energiuttag för värmepumpen eller med komplexa styrsystem för olika driftfall. De fyra projekt som genomförts med enfamiljshus, hade enkla oglasade solfångare eller luftkonvektorer. Plana solfångare hade främst använts i kombination med vattenlager eller tankar i mark, utom för två schweiziska projekt som kombinerade plana solfångare med horisontella slangar. Det redovisades alltså inga projekt med kombinationen plana solfångare, värmepump och borrhål. Resultatet som framkom av projekten med vertikala slangar är att lagren var förhållandevis små för att vara effektiva som värmelager och att återladdningen i dessa små system inte gav tillräckligt bra verkningsgrad. Slutsatsen blev att denna typ av återladdning inte var lönsamt för små system.

Fokus för den tredje workshopen var design och ekonomi (Dalenbäck 1990). Denna workshop organiserades, förutom de som var med tidigare, även av IEA Energy Storage Programme. De flesta presentationerna hänfördes till stora säsongslagringsprojekt, men ett projekt från Tyskland (Schaeffstall) utnyttjade en kombination av tappvarmvatten och oglasade solfångare. Lagret bestod av 100 värmeväxlare i 10 m djupa borrhål. Detta projekt redovisade en lovande ekonomi med 13 års återbetalningstid och presenterade billigare lösningar för borrhningen, vilket skulle få ner återbetalningstiden till 9 år (Reuss et al 1990). Ett annat projekt i Italien (Treviglio) redovisade designparametrar och jämförde med mätta värden för tre olika systemlösningar. Två system hade 11 m djupa borrhål, 220 resp. 197 st och det tredje systemet horisontella slangar. De byggnadsintegrerade gummisolfångarna, (Pirelli), var kopplade till förångaren eller direkt till markvärmelagret. Den beräknade värmefaktorn var 4,2 och den uppmätta blev 4,0 resp. 3,6 för de båda anläggningarna med vertikala rör (Mazzarella 1990).



Figur 13.1 System med solabsorbator och bergvärmväxlare som testades av Vattenfall under 80-talet (Spante et al 1986).

I Sverige gjorde Vattenfall omfattande tester på solvärme i kombination med små värmepumpssystem och bergvärmebrunn (Spante et al 1986). Erfarenheter från 19 anläggningar med värmepumpar i drift under 1984/85 rapporterades. I 14 anläggningar användes återladdning av borrhålet med enkla oglasade solfångare eller luftkonvektorer, se tabell 13.1. Erfarenheterna var goda från systemen beträffande energiprestanda, drifttid och COP men slutsatsen var att det var mer kostnadseffektivt att borra djupare hål än att försöka återladda, eftersom temperaturhöjningen endast blev ca 2°C med denna typ av system.

Tabell 13.1. Sammanställning av 7 anläggningar, som specialstuderats med avseende på återladdning av borrhål under 1984/85 (Spante *et al* 1986).

Objekt	151	154	233	236	244	247	248
Ort	Älvsjö	Sundby- berg	Lotorp	Tullinge	Älvsjö	Frösön	Öster- sund
Totalt borrhjup (lutning)	110 m	110 m	142 m	124 m (15°)	85 m	135 m	127 m
Återladdnings- aggregat, beskrivning, se nedan	TRP (1) 18 m ²	TRP (1) 17 m ²	Solplåt (2) 9 m ²	ingen	Luftkv (3) 50m ²	Solplåt (2) 5 m ²	Luftkv (3) VENT TEKN
Värmepump	Ahsell DST-5	Thorvent VV801- 5	DEBE GM50	DEBE GM40	Thermia MODUL12	VENT TEKN VTVP010	VENT TEKN VTVP010
Nom. kyl effekt (4)	7.5 kW	6.5 kW	7 kW	6 kW	7.5 kW	6 kW	6 kW
Värme kap.	12 kW	10 kW	10 kW	10 kW	12 kW	10 kW	10 kW
Täckningsgrad	77%	95%	78%	93%	81%	87%	85%
SPF	2.4	2.0	2.1	2.3	2.3	2.4	2.2
Värmebehov (kWh/år)	38600	33800	59500	29500	44400	42100	36100
Drifttid VP (h)	2654	4782	4420	3066	3959	3956	3272
VP värme prod. (kWh)	29600	32000	46400	27500	3600	36600	30800
Drifttid återladdning (h)	3503	4345	2973		4568	2652	4745
Energi ur borrhål (kWh)	17300	16200	24500	15600	20300	21600	16800
Återladdnings energi (kWh) (5)	9500	5500	4200		4600	2200	4700
Effektbelastning från borrhål (W/m) (6)		13	17	15	23	17	16

(1) TRP = Trapetskorrugerad, svartmålad plåt av aluminium (Yta=yttermått)

(2) Solplåt = Svartmålad plan yta av aluminium (Yta=yttermått)

(3) Luftkv = Lamellelement med aluminiumflänsar och kopparrör (Yta=flänsarea)

(4) Nominell kyleffekt gäller vid 0°C ingående köldbärare till förångaren och 45°C kondensor temperatur

(5) Osäkra eller uppskattade värden av återladdningsenergin

(6) Årsmedeleffektbelastning per meter effektivt borrhjup, korrigerad för återladdad energi

I tabellen framgår att årsvärmefaktorn (SPF) för de här redovisade värmepumparna varierade mellan 2,0 och 2,4, vilket är relativt lågt. Återladdningen har skett med enkla solfångare eller vindkonvektorer och den återladdade energin består dels av ett direkt solenergidrag och dels av ett konvektivt bidrag från uteluften. Den insamlade energin från återladdningsaggregaten har endast använts för att värma borrhålet och effekten av detta var så låg att det inte gick att urskilja någon skillnad för anläggningar med resp. utan återladdning beträffande årsvärmefaktor (SPF) eller energitäckning. Borrhålstemperaturen ökade dock ca 2°C med återladdning.

Den extra kostnaden 1986 för de enkla solfångarna var ca 7 000 kr inkl. moms (ca 12 000 kr i dagens penningvärde) och kostnaden för en värmepump (8 kW vid 0/45°C) och ett borrhål med djupet 105 m var 80 000 kr inkl. moms (ca 136 000 kr år 2003). Den totala kostnaden för att borra hålet var ca 30% av den totala investeringen och den tillkommande kostnaden för att borra djupare var 230 kr/m (400 kr/m år 2003). Eftersom effekten av återladdningen var i samma storleksordning som att borra ett 10 m djupare borrhål, så var resultatet av studien att det är mer kostnadseffektivt att borra djupare.

13.1.3 Aktiviteter under 90-talet

I slutet av 90-talet fanns det mer än 100 000 markvärmepumpar i Europa, med ungefär hälften i Sverige och resten huvudsakligen i Tyskland, Österrike och Schweiz (OPET-Seminar 1999). Trots att det finns många anläggningar med värmepumpar i Sverige, så redovisas det i internationella konferenser och seminarier främst projekt av nya system med solvärmekombinationer från de andra tre länderna. Tyvärr är det mest exempel på anläggningar som var under uppförande eller just tagits i drift och endast några exempel har utvärderat systemen med mätningar.

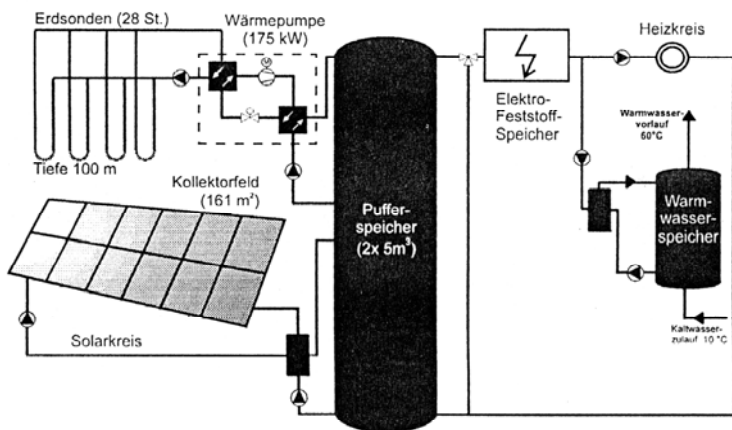
Två projekt från Österrike med kombinationen solfångare och bergvärmepump redovisar verkliga utfall och energibalanser. Ett projekt i Klagenfurt består av en villa med 218 m² bostadsyta, 20 m² solfångare och 1 m³ värmelager,

kopplade till en bergvärmepump. För 1994 var värmebehovet för huset, inklusive tappvarmvatten ca 17 100 kWh. Solvärmeanläggningen producerade ca 5 000 kWh, ca 8 400 kWh hämtades ur marken med värmepumpen och ca 3 700 kWh (22%) el användes av värmepumpen (Faninger 1999).

Ett annat projekt i Linz redovisas kortfattat för 1996. Det är ett flerfamiljshus med 9 lägenheter i Ökopark Linz med ca 490 m² bostadsyta, kopplade till bergvärmepump och solvärmesystem. I detta projekt redovisas elbehovet till endast 9% av årsbehovet för uppvärmning och tappvarmvatten, resten kommer från solfångare och bergvärme från värmepumpen (Faninger 1999).

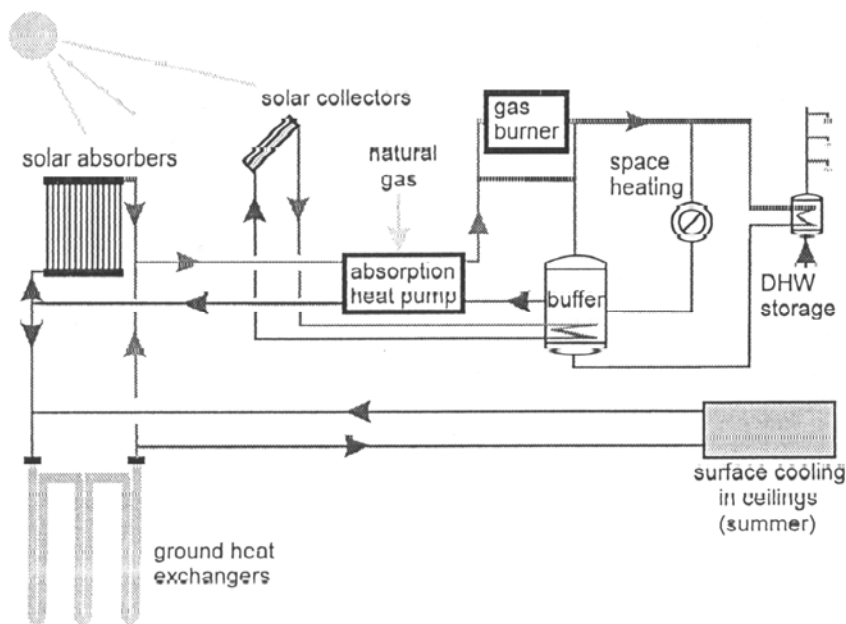
Det finns några anläggningar som rapporterats från Tyskland, som inte redovisat någon utvärdering utan kan ses som exempel på applikationer. ”Blumberger Mühle” är ett besökscenter i ett naturreservat ”Schorfheide” (Sanner och Lehmann 1997). För att ge ett informationscenter en ekologisk profil, utrustades byggnaden med flera olika lågenergiapplikationer såsom; energieffektiv byggnad, lågtemperatursystem, solfångare, värmepump och bergvärmelager. Solfångarna dimensionerades för att klara 75% av tappvarmvattenbehovet (totalt 21 000 kWh/år) och värmepumpen tillsammans med solvärmesystemet 91% av det totala uppvärmningsbehovet (55 000 kWh/år). Resterande del av behovet täcks med gaspanna. Solfångarna omfattas av 110 m² plana solfångare, bergvärmesystemet av 15 U-rör till 32 m djup och värmepumpen är på 32 kW.

Ett annat exempel på applikation är ett projekt i Tyskland som färdigställts under 1997. Det finns i Stuttgart-Rohr och omfattar 28 U-rör till ett djup av 100 m, samt en 175 kW_{värme} värmepump, kombinerat med 161 m² plana solfångare. Systemet visas i figur 13.2. I detta system ger värmepumpen 75% och solvärmesystemet 15% av årsbehovet för uppvärmning och varmvatten. Det totala årsbehovet för de 75 lägenheterna i ett äldreboende är 550 MWh/år. Årsverkningsgraden SPF (Seasonal Performance Factor) för värmepumpen är beräknad till 3.8 (Sanner och Lehmann 1997).



Figur 13.2 Systemuppbyggnad med solfångare och bergvärmepump i projektet i Stuttgart-Rohr (Sanner och Lehmann 1997).

Från Karlsruhe i Tyskland rapporteras ett mindre projekt med en $40 \text{ kW}_{\text{värme}}$ värmepump som kopplats samman med 3 st vertikala bergvärmeväxlare (50 meter djupa), och 40 m^2 oglasade solfångare, se figur 13.3. Värmepumpen kan antingen hämta energi från bergvärmeväxlaren eller från de oglasade solfångarna, beroende på vilken temperatur som är högst. I systemet finns också 15 m^2 plana solfångare kopplade till ett buffertlager. Solvärmen från dessa solfångare används huvudsakligen till att värma tappvarmvatten (Pfeil et al 1996).



Figur 13.3 Systemet i Karlsruhe med både plana solfångare för tappvarmvatten och oglasade solfångare kopplade till värmepumpen, som antingen kan utnyttja solvärme eller bergvärme. Därigenom avlastas bergvärmeväxlaren och systemet får högre SPF (Seasonal Performance Factor) (Pfeil et al 1996).

I Schweiz har ett forskningsprojekt 1998 identifierat fördelar med att kombinera bergvärmepump och solfångare i system där solfångarna kopplas till tappvarmvattensystemet (Hässig et al 1998). Genom att solfångarna används under sommartid medför detta att det inte behövs något värmeuttag ur marken under sommaren eftersom värmepumpen är avstängd. Under sommaren erhålls på så vis en naturlig återladdning i borrhålet. Med större solvärmsystem kan även solvärme användas till återladdning. Kostnadseffektiviteten beror på flera faktorer som borrhålsdesign, energiuttag, värmeledningsförmåga i mark, solvärmeproduktion mm. Resultaten från Schweiz pekar ånyo på komplexiteten i optimeringen och att vidare studier behövs.

13.1.4 Aktuellt idag

I Sverige har framförallt SERC (Solar Energy Research Center) vid Högskolan Dalarna i Borlänge undersökt energitekniska prestanda med kombinationen solvärme och bergvärmepump. Under 2001-2002 genomfördes en

marknadsundersökning av de svenska systemkombinationer med solvärme och bergvärmepumpar som fanns på marknaden. Det utfördes även preliminära datorsimuleringar med utvalda kombinationer. Hos SERC finns även en testanläggning med 28 m² lågtemperatursolfångare, i kombination med en värmepump och ett 145 m djupt borrhål. Testanläggningen har främst använts för att utveckla lågtemperatursolfångaren EMA (Elastomer-Metall-Absorber), som fungerar som ett plåttak med inbyggd ”gummi”-slang (Tepe och Rönnelid 2002).

I SERC's marknadsöversikt av svenska systemlösningar återfanns 5 st firmor, varav 3 st presenterade systemlösningar, där solfångaren antingen användes för att ladda borrhålet eller användes för att värma tappvarmvatten med ett ev. överskott till borrhålet. I ett av systemen fanns även möjlighet för att använda solvärmens till uppvärmning av byggnaden och för att höja temperaturen till förångaren (Tepe och Rönnelid 2002). Se vidare i kapitel 15 System.

Resultatet av simuleringar med datorprogrammet TRNSYS presenterades 2003 av Tepe, Rönnelid och Perers. Man visade här höjning i systemens årsvärmefaktor (SPF) resp. minskat behov av tillförd el genom att koppla in solfångare i ett värmepumpssystem (4 kW_{el}) med borrhål (100 m djupt). Simulering utfördes för tre olika laster för husuppvärmning (7,0 MWh/år, 12,6 MWh/år resp. 19,5 MWh/år) samt 3 MWh/år tappvarmvatten för alla tre lastfallen och två typer av värmesystem (lågtemperatur, max 40°C resp. högtemperatur, max 60°C). Fyra olika system simulerades:

1. Referenssystem utan solfångare
2. 6 m² glasade solfångare som användes enbart för tappvarmvattenproduktion
3. 50 m² oglasade solfångare kopplade till värmepumpens förångare under tider när värmepumpen är i drift, annars till borrhålet
4. En kombination av system 2 + 3, dvs både glasade och oglasade solfångare enligt ovan.

Resultat av simuleringarna visas i tabell 13.2 och 13.3. För systemen med solfångare varierade årsvärmefaktorn (SPF) från 2,5 till 4,9. Både storleken av värmebehovet samt temperaturnivån i värmeledningssystemet har relativt stor betydelse för årsvärmefaktorn, som ökar med ett mindre värmebehov resp. lägre temperaturnivå i värmesystemet (Tepe, Rönnelid och Perers 2003).

Tabell 13.2 Årsvärmefaktor (SPF) för tre system med solfångare och bergvärmepump, samt referenssystem utan solfångare. Simuleringar utförda för tredje året i drift för olika lastfall och olika maximal temperatur i värmeledningssystemet (Tepe, Rönnelid och Perers 2003).

Årsvärmefaktor (SPF)	Lågtemperatursystem, max framledning 40°C		Högtemperatursystem max framledning 60°C	
	Värmebehov 10 MWh/år	Värmebehov 22,5 MWh/år	Värmebehov 10 MWh/år	Värmebehov 22,5 MWh/år
1. Referens	3,3	2,6	2,7	2,3
2. Glasade solfångare	4,15	2,85	3,3	2,5
3. Oglasade solfångare	3,6	2,9	2,95	2,6
4. Både glasade och oglasade solfångare	4,5	3,2	3,45	2,75

Tabell 13.3 *Minskat behov av tillförd el för tre system med solfångare och bergvärmepump jämfört med referenssystem utan solfångare. Simuleringar utförda för tredje året i drift för olika lastfall och olika maximal temperatur i värmeledningssystemet (Tepe, Rönnelid och Perers 2003).*

	Lågtemperatursystem, max framledning 40°C		Högtemperatursystem max framledning 60°C	
	Värmebehov 10 MWh/år	Värmebehov 22,5 MWh/år	Värmebehov 10 MWh/år	Värmebehov 22,5 MWh/år
Glasade solfångare	550	725	550	700
Oglasade solfångare	275	1000	300	1025
Både glasade och oglasade solfångare	700	1550	725	1550

Storleken på värmebehovet är betydelsefullt för utfallet av minskat behov av tillförd el, medan de olika temperaturnivåerna i värmesystemet inte påverkade behovet av tillförd el nämnvärt (Tepe, Rönnelid och Perers 2003).

Temperaturvariationer i borrhålet redovisades och referenssystemet uppvisade temperaturer runt 4°C (ca 1°C variation under året). Fall 3 (enligt ovan) med oglasade solfångare uppvisade betydande säsongsvariationer, från 5-6°C (vinter) upp till 8-9°C (sommar) (Tepe, Rönnelid och Perers 2003).

Resultaten från simuleringarna visade att förångartemperaturen i referensfallet utan solfångare mestadels var strax över 0°C. För fallet med oglasade solfångare varierade förångartemperaturen mellan 0-7°C (Tepe, Rönnelid och Perers 2003).

Simuleringar av systemet med oglasade solfångare utfördes för att studera inverkan på årsvärmefaktorn av olika värden på värmeledningsförmågan hos berggrunden. Årsvärmefaktorn ökade med ca 0,2 vid förändring av värmeledningsförmågan från 2,7 W/m,K till 4,4 W/m,K och var för borrhålsdjupen 65 m ca 2,3 resp. borrhålsdjupet 185 m ca 3,0 (Tepe, Rönnelid och Perers 2003).

Ekonomi hos systemen beror på många faktorer och i de ovan redovisade fallen är det framförallt användningen av de oglasade solfångarna som kan motiveras. En beräkning visar att 50 m² oglasade solfångare är billigare att installera än att borra 80 m djupare, vilket ger ungefär samma minskat behov av tillförd el, med ovanstående förutsättningar. För glasade solfångare krävs att varmvattenbehovet är stort, annars är det en tveksam investering. För stora system förändras förutsättningarna, genom att många borrhål i optimal konfiguration minskar värmeförlusterna från den nerladdade solenergin och anläggningen kan få en funktion som säsongsvärmelager (Tepe, Rönnelid och Perers 2003).

Resultat från en fältmätning i Uppsala under september 2002 – september 2003 rapporteras av Rönnelid och Tepe (2004). Systemet bestod av en 6 kW bergvärmepump, ett 125 m djupt borrhål och 13 m² glasade solfångare. Byggnaden som värms med systemet, var ett bostadshus med 185 m² bostadsarea. Den beräknade energianvändningen var 16-18000 kWh/år för uppvärmning, 5000 kWh/år för tappvarmvatten och 5000 kWh/år för hushållsel. Tyvärr finns det endast mätdata för ett år och under denna tid justerades anläggningen flera gånger, eftersom man upptäckte felaktigheter bl.a. i styrsystemet. Dessutom var tappvarmvattenförbrukningen närmare noll under nästan 8 veckor under sommaren 2003. Detta innebär att solfångaren inte kunnat leverera den energimängd under sommaren som skulle kunna vara möjligt och värmeproduktionen från solfångaren stannade på 243 kWh/m². Årsvärmefaktorn för anläggningen blev 2,83, jämfört med en simulerad anläggning utan solfångare som beräknades till 3,30. Slutsatsen är framförallt att systemets prestanda kan förbättras avsevärt och att det krävs noggrann kontroll av att systemet verkligen uppför sig som planerat. Fler mätningar krävs för att kunna verifiera simulerade resultat (Rönnelid och Tepe 2004).

13.1.5 Sammanfattning av tidigare studier

Det har sedan 70-talet funnits ett intresse av att kombinera solvärme och bergvärmepump. Olika testprojekt och simuleringar har genomförts under årens lopp men förutsättningarna i projekten har varit så skilda och möjligheten till kombinationer så stora att generella resultat ännu inte finns.

Det finns få redovisade mätningar i system med solfångare som kan leverera högre temperaturer, t.ex. direkt till tappvarmvatten.

Resultatet av de simuleringar som har utförts är att de enklaste och billigaste solfångarna har störst ekonomiska förutsättningar i kombination med bergvärmepump, men å andra sidan har en mer komplex styrstrategi med glasade solfångare inte simulerats. Fältförsök har dock visat att det i små system kan vara det svårt med driftuppföljning och att komplexiteten kan bidra till minskat utbyte.

14 Komponenter

14.1 Värmepump

Under 1990-talet har värmepumpar blivit ett allt vanligare uppvärmningssätt eller komplement till andra uppvärmningskällor. För att få en uppfattning om hur många värmepumpar som installerats i olika typer av byggnader gjorde SCB en särskild undersökning om detta under 2003 och en fråga om antal värmepumpar lades till i undersökningen av småhus, flerbostadshus och lokaler. Det uppräknade antalet uppgår till sammanlagt 226 000 värmepumpar. SCB anser att detta antal kraftigt understiger det verkliga antalet. Detta beror sannolikt på att vissa husägarna inte uppmärksammat frågan (som alltså fanns med för första gången i 2003's undersökningar) eller att man inte velat uppge om man installerat värmepump (STEM och SCB 2003c). En nackdel med att installera värmepump är att det ger högre fastighetsskatt.

De siffror som redovisas i 2003's undersökning är att år 2002 var det 13% av de uppvärmda ytorna i småhus som helt eller delvis värmdes upp med hjälp av någon typ av värmepump (STEM och SCB 2003c). Elanvändningen till värmepumpar i flerbostadshus har ökat från 2000 till 2002 från 400 GWh till 800 GWh. Elanvändningen till värmepumpar i lokaler var 700 GWh både 2001 och 2002.

Stora värmepumpar i fjärrvärmenätet tillförde 7 TWh värme under 2002, inklusive de drygt 2 TWh kom från drivelen (STEM 2003).

Värmepumparna kan delas in i uteluftvärmepumpar (luft/luft eller luft/vatten), frånluftvärmepumpar, samt markvärmepumpar (berg- jord- eller sjövärme). För att hämta energin till markvärmepumparna kan man antingen låta en vätska cirkulera i en kollektor för att värmeväxlas mot ett köldmedium i värmepumpen eller använda direktförångning genom att låta själva köldmediet pumpas runt i en slinga. De stora värmepumparna som används i fjärrvärmesammanhang hämtar ofta energin ur någon spillvärme, t.ex. ur avloppsledningar eller industrispillvärme.



Figur 14.1 Villavärmepump där inkoppling av solvärmesystem och markvärmekrets är integrerade i värmepumpens ytterhölje.

Värmepumpstekniken är inte ny men applikationerna ställer nya krav på värmepumpen och framförallt så har hårda miljökrav ställts på köldmediet, som tidigare var freonbaserat. I statistiken från försäkringsbolaget Folksam syns att tekniken inte varit fullt utprovad och många skador rapporteras på nya värmepumpar. Av de sammanlagt ca 3000 skadorna år 2002 rapporterades 63% på 2-5 år gamla värmepumpar. Markvärmepumparna stod dock för en mindre del av skadorna, ca 600 st, och av dessa var andra skador än kompressorskador vanligast, till skillnad från ute- resp. frånluftvärmepumparna som hade en övervägande andel skador på kompressorn (www.Folksam.se).

Den värmepumpstyp som är bäst att använda i kombination med solfångare är bergvärmepump, om man vill utnyttja möjligheten att ladda borrhålet med överskottsvärme från solfångaren. Temperaturen från borrhålet är dessutom relativt jämn över året, vilket innebär att solvärmesystemet ger ett positivt tillskott under sommaren. För ytjord- resp. sjövärmepumparna varierar temperaturen över året, bl.a. beroende på hur djupt man förlägger kollektorena.

Dimensioneringen av värmepumpen beror på om den ingår i ett befintligt värmesystem eller utgör ett eget. I det senare fallet ingår även varmvattenberedare och en elkassett, som automatiskt ger tillskottsvärme när värmepumpen inte räcker till under kalla dagar. Finns det redan en annan panna kan denna stå för tillskottsvärmen. Vad som är viktigt att ta hänsyn till vid installation av värmepump i äldre villor är att moderna villavärmepumpar är anpassade för ett lågtemperatursystem i byggnaden. Det innebär att den maximala temperaturen ut från kondensorn ofta är ca 55°C och returtemperaturen 45°C till skillnad från äldre system med 80/60°C i fram resp. returledning. Det kan innebära att radiatorerna i byggnaden har för liten värmeavgivningskapacitet för att önskad temperatur ska kunna upprätthållas under kalla dagar.

I villasammanhang har man valt att installera värmepumpar som täcker ca 50-70% av det maximala effektbehovet, vilket innebär att värmepumpen står för ca 85-90% av det årliga energibehovet. Det innebär också att värmepumpen anpassas till det totala behovet i byggnaden, och skulle detta förändras, så förändras villkoren för värmepumpens drift. Beroende på husets grad av isolering så kommer tillskottsvärme normalt att behövas då utomhustemperaturen går under ca 0° till - 5°C. Det finns dock en trend på senare år att installera något större värmepumpar, vilket innebär att ytterligare några minusgrader kan täckas. Däremot så krävs det normalt sett alltid tillskottsvärme under de kallaste dagarna på året, dvs när effektbehovet av el är störst i samhället. Med ett buffertlager i systemet skulle värmepumpen kunna kopplas ur under de högsta effekttopparna i nätet under dygnet.

Effektiviteten hos en värmepump beskrivs ofta med en värmefaktor (COP Coefficient of Performance), dvs. förhållandet mellan avgiven effekt (värme) och tillförd effekt (el). I värmepumpskatalogerna anges värden på värmefaktorn vid olika temperaturer, t.ex. 0°C till förångaren och 35-50°C ut från kondensorn. Värmefaktorn kan variera mellan 3 till 5, beroende på temperaturnivåerna på den varma och kalla sidan. Vad som kan vara mer av vikt när man ska jämföra system, är att räkna ut årsverkningsgraden (SPF, Seasonal Performance Factor). På svenska är benämningen ”arbetstal” men ofta kallas även denna för värmefaktor och det kan lätt bli sammanblandningar. SPF beskriver förhållandet mellan levererad värmemängd under året och använd elenergi under året. Vid jämförelser mellan system kan det bli osäkert även vad som ingår i denna, t.ex. el till cirkulationspumpar av olika slag.

Värmefaktorn beror framförallt på skillnaden mellan in- och utgående temperaturer, ju mindre skillnad desto högre värmefaktor.

Villavärmepumparna är dimensionerade för att fungera bäst vid de normala temperaturförhållanden som finns och troligen skulle man kunna förbättra värmefaktorn för värmepumpar som används i kombination med solvärme, eftersom driftfallen kan se lite annorlunda ut än i konventionellt bruk. Värmefaktorn för villavärmepumpar kan ofta ligga runt 3 och det har betydelse om man ser till hela energiproduktionskedjan. El som produceras på marginalen i Sverige, kan komma från kolkondenskraftverk från kringliggande länder. Elproduktion från kolkondenskraftverk ger ett CO₂-utsläpp som motsvarar elanvändningen för uppvärmning med en villavärmepump med en årsverkningsgrad (SPF) på 2,5-3. Vid miljömässiga aspekter på användning av värmepumpar så är det viktigt att värmefaktorn är högre än 3 (Tepe et al 2003). Det kan dock finnas andra skäl för brukaren att använda värmepump och en miljömässig fördel är att användningen inte förorsakar några utsläpp i den lokala omgivningen där värmepumpen är placerad.

En värmepump utan förluster skulle teoretiskt kunna nå upp till en värmefaktor (COP) på ca 6 vid ett temperaturlyft på 0 till 55°C (Perers 2004).

Storleken hos konventionella villavärmepumpar räknat i tillförd eleffekt är från runt 1,5 kW (avgiven värmeeffekt runt 4 kW) för villor med energianvändning på 20 000 kWh/år för tappvarmvatten och uppvärmning och upp till 2,5-3 kW (avgiven värmeeffekt 7,5 – 9,3 kW) för villor med årsbehovet 35 000 kWh. Uppgifterna gäller under förutsättningen 0°C inkommande köldbärare från borrhål och 45°C utgående värmebärare till värmesystemet (STEM 1999).

Kostnaden för en bergvärmepump varierar från 30 000 till 65 000 kr (inkl. moms), delvis beroende på effektstorlek, men även beroende på typ av kringutrustning, främst varmvattenberedare (Konsumentverket 2003). Till detta kommer kostnaden för borrhål och installation.

14.2 Borrhål och markvärmeväxlare

Värmeenergin till en bergvärmepump hämtas från borrhål. För villor räcker det vanligtvis med en brunn, men för större behov kopplas flera brunnar ihop. Borrhålens djup varierar från 60 m till ca 180 m. En grov tumregel är att det krävs ca 20 m borrhål per kW värmeeffekt hos värmepumpen (förutsätter normalt berg i Stockholmsområdet). Vid behov av större djup väljer man ett eller fler borrhål till. Djupet beror på:

- Byggnadens energi och effektbehov
- Värmepumpens effekt
- Värmeledningsförmåga hos bergarten
- Markens ostörda temperatur
- Närhet till andra bergvärmeanläggningar
- Jorddjup (ner till bergrunden)
- Grundvattennivå och vattenföring i borrhålet
- Pris för borrning

Diametern på borrhålet är vanligen från 114 till 164 mm, anpassat efter den energimängd som behövs för uppvärmningen. Det vanligaste utförandet i Sverige är att två slangar, som i botten är hopkopplade med en U-böj, förs ner i borrhålet. Slangen ansluts till förångaren i värmepumpen och fylls med en frostskyddad vätska. Systemet är helt slutet och kommer inte i kontakt med grundvattnet. Det finns dock varianter där grundvattnet pumpas upp ur borrhålet och används i värmepumpen. Därefter skickas det ner i ett annat borrhål eller leds bort på annat sätt. Artesiskt vatten gör att pumpen kan bli överflödigt och systemet går med självtryck.



Figur 14.2 Borrning av bergvärmebrunn till villasystem.

Genom det jordlager som mestadels finns ovanför berggrunden fodras brunnen mot omgivningen vanligtvis med ett stålrör, som gjuts fast 2 m ner i berggrunden.

U-röret som finns inne i brunnen fungerar som värmeväxlare mot grundvattnet eller borrhållsväggen. För att ge bästa värmeöverföring så ska materialet ha en bra värmeledningsförmåga och rören inte vara för tjocka. Dessutom spelar priset stor roll för utförandet av värmeväxlaren. Materialet är vanligtvis av polyetylenrör (PEM) med dimensionen 32 eller 40 mm. Olika tryckklasser ger olika tjocklek hos rören, 2,0 till 3,7 mm.

Brunnar med enkla U-rör, som är den billigaste lösningen, har också det högsta termiska motståndet och passar inte till djupa borrhål bl.a. på grund av stora tryckfall.



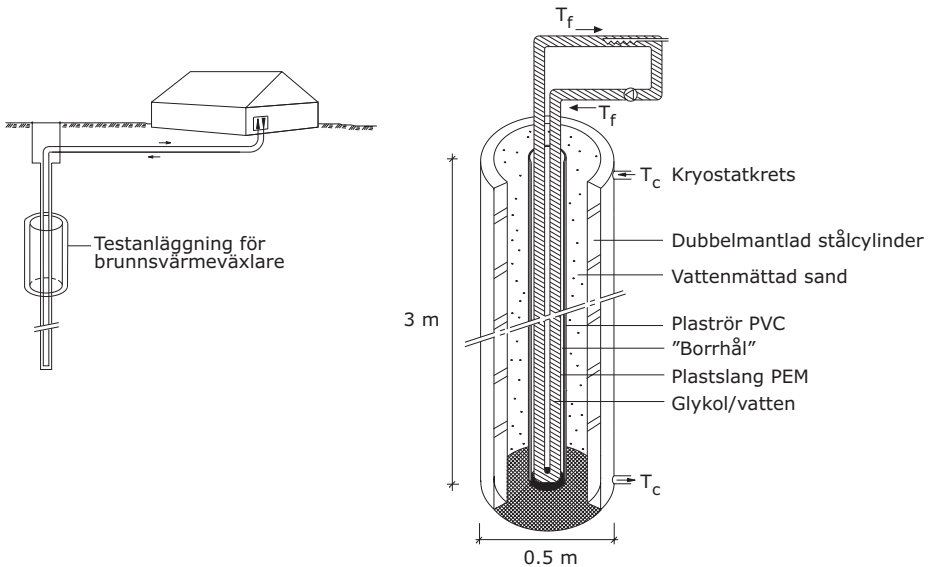
Figur 14.3 Nedsänkning av markvärmväxlare i borrhål, i detta fallet dubbla U-rör med tyngd längst ner. Foto från installationsarbetena i Annebergsprojektet med totalt 100 borrhål. Foto: Sven-Erik Lundin.

Fyllningen i borrhålet omkring U-rören är i svenska installationer vanligen grundvatten, men det förekommer även andra material t.ex. bentonit, betong eller blandningar med bentonit eller betong och kvartssand. Vid dimensioneringen beräknas erforderligt aktivt borrhålsdjup, den del av borrhålet där utrymmet mellan slangar och borrhålsvägg är fyllt med ett värmeledande material, såsom vatten eller fast fyllnadsmaterial. Värmeöverföringen mellan fluid och berg är försumbar i den luftfyllda delen av borrhålet. I Sverige kan avståndet mellan markyta och grundvattenyta vara stort på höjder och i närheten av tunnlar.

Kostnaden för att borra ett hål ligger i storleksordningen 20 000 till 60 000 kr (inklusive moms). Prisvariationer beror dels på djup i jordlager ovanför berggrunden som ska fodras med stålrör, borrhålets djup, berggrund och markförhållanden. Marginalkostnaden för tillkommande foderrör beror på storleken men kan för normala villasystem vara 300 kr/m, medan marginalkostnaden för djupare borrhål kan variera mellan 150 till 250 kr/m.

14.2.1 Laboratorietest av värmeöverföringen hos olika brunnsvärmväxlare

För att studera värmeöverföringen hos olika brunnsvärmväxlare gjordes under 1996-1999 laboratorietester på avd för Byggnadsfysik, LTH. Bakgrunden var att undersöka möjligheten att förbättra värmeöverföringen i mellan vätskan i U-rören (köldmediet) och borrhålets vägg. En 3 m lång dubbelmantlad stålcylinder simulerade omgivande berg till borrhål och bergtemperaturen kunde simuleras med en kryostatkontrollerad cirkulerande vätska i stålcylinderns skal (Kjellsson och Hellström 1999).



Figur 14.4 Laborietest av markvärmväxlare.

Inne i stålcyldern simulerades borrhålet med ett PVC-rör och utrymmet utanför röret var fyllt med en blandning av sand och glykolblandat vatten.

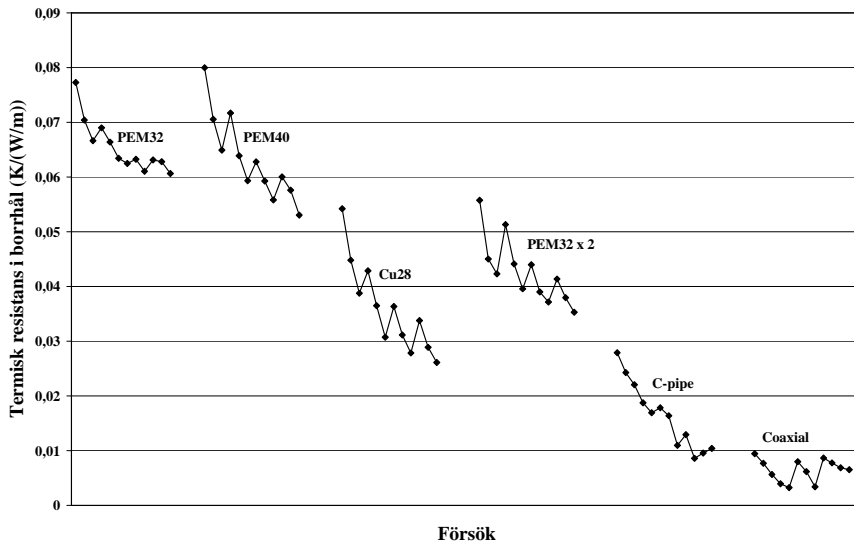
Som kalibrering av testanläggningen provades först ett koaxialrör, där vätskan hade direkt kontakt med borrhålsväggen. Därefter testades enkla U-rör av polyetylen (PEM), 32 mm resp. 40 mm i diameter samt U-rör av koppar, 28 mm diameter. Vidare testades dubbla U-rör med 32 mm polyetylenrör och slutligen en specialtillverkad värmväxlare som bestod av 62 st tunna polyetylenrör i en krans på insidan av borrhålsväggen där vätskan leds ner i brunnen och ett inre PVC-rör för utloppet. Anordningen fick benämningen C-rör.

Temperaturerna mättes i den cirkulerande vätskan (köldbäraren) i de testade rören, på utsidan av rören, på brunnsväggen och i stålcyldern. Olika temperaturer i marken simulerades och olika värmeeffekter laddades in i brunnen.

Värmeflödet mellan två ytor bestäms av temperaturdifferensen och den termiska differensen. Borrhålets termiska resistans R_b definieras av temperaturskillnaden mellan vätskan i röret (köldmediet) T_f och borrhålsväggen T_b enligt

$$T_f - T_b = q \cdot R_b, \quad (\text{K}) \quad (2)$$

där q = värmeladdning per meter borrhål (W/m). R_b erhåller således enheten K/(W/m).



Figur 14.5 Uppmätta termiska resistanser i laborrietester (K/(W/m)) (Hellström och Kjellsson 2000).

Variationen i värdena i figur 14.5 beror på att resistansen mättes vid 12 försök, där temperaturen i kryostaten (omgivande mark) varierades från 0°C till 25°C i 4 olika temperaturnivåer och värmeladdningen från köldbäraren varierades med tre nivåer 50, 75 resp. 100 W/m. De lägsta värdena på termisk resistans erhöles för hög effekt (100 W/m) vid hög temperatur i borrhålet (35-40°C).

Den termiska borrhålsresistansen varierar med nivån på värmeladdningen för respektive testad uppställning. Detta kan förklaras med att en fri konvektion hos vattnet i brunnen påverkar borrhålsmotståndet. Ju högre värmeöverföring som sker, desto mer inverkan har den fria konvektionen och därmed förbättras värmeöverföringen, genom att den termiska borrhålsresistansen sjunker. Den praktiska betydelsen av detta är att vattnet i borrhålet förbättrar de termiska egenskaperna jämfört med borrhål med fast fyllning, vilket vanligen används i andra länder (Hellström och Kjellsson 2000).

14.2.2 Köldbäraren i markvärmeväxlaren

Köldbäraren är den vätska som cirkuleras mellan borrhål och värmepump. Den ska klara en temperatur ner mot -10°C utan att frysa och den ska ha hög specifik värmekapacitet och hög värmeledningsförmåga. Dessutom är miljökraven hårda eftersom vätskan kan läcka ut i marken om något går sönder.

Tidigare användes etylenglykol men denna användning har nu stoppats av miljöskäl. Däremot används propylenglykol, som är mindre giftigt. Den vanligaste köldbäraren är en spritlösning (vattenlösning med 35% etanol), men även saltlösningar (kalciumklorid) eller kaliumkarbonat används.

Vid kombination av bergvärmebrunn och solfångare krävs, i de fall systemen kopplas samman, en vätska som fungerar även i solfångaren. Annars får systemen skiljas med värmeväxlare, vilket både höjer investeringen och sänker termiska prestanda. Hittills har ett glycerolbaserat rapsoljederivat kommit till användning. Denna ”rapsolja” säljs färdigblandad för att klara temperaturer ner till -15°C och en fördel är att även om den fryser så sker ingen volymsutvidgning, som kan spränga sönder solfångare eller annan utrustning.

Tabell 14.1 Termodynamiska data för olika köldbärare (EED dataprogram och Kylma 2000).

Köldbärare vid 0°C	Frys punkt (°C)	Värmeledningsförmåga (W/m,K)	Specifik värmekapacitet (J/kg,K)	Densitet (kg/m ³)
Monopropylen-glykol 25%	-10	0,475	3930	1033
Monopropylen-glykol 33%	-17	0,450	3725	1042
Etanol 25%	-15	0,440	4250	960
Rapsolja färdigblandad vid 0°C	-15	0,436	3320	1106
Rapsolja färdigblandad vid 40°C	-15	0,488	3510	1090

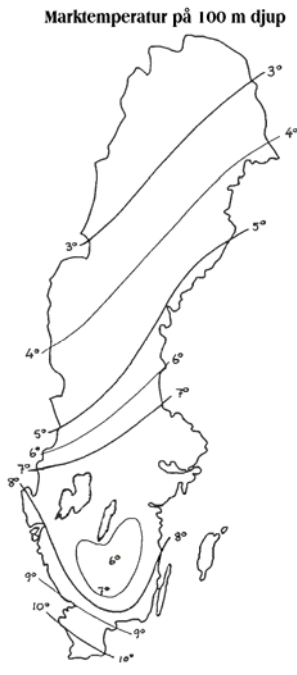
Som framgår av tabell 14.1 så har den färdigblandade rapsoljan lägre värmekapacitet än propylenglykol resp. etanol men är att föredra i mark framför glykol av miljöskäl. Etanol används inte i glasade solfångare, eftersom temperaturen vid stagnation i solfångaren kan komma över 150°C, vilket kan ge en explosionsrisk.

Mängden som krävs i ett konventionellt villasystem är 150 – 300 l (1 l vätska/m för 40 mm slang) och det krävs att en anmälan görs till det lokala miljökontoret innan installationen utförs.

14.2.3 Berggrund

Medeltemperaturen nere berget varierar inte över året utan motsvarar ungefär medeltemperaturen över året i luften, samt ett tillägg på 1,5°C för varje 100 dagar med snötäcke. Marktemperaturen ökar dessutom med 1,5-3°C per 100 meters djup. På 100 meters djup är temperaturen i södra Sverige ca 10°C, den

är ca 7°C i Svealand och ner till 3°C längst upp i norr, se figur 14.6. Detta ger olika förutsättningar för en bergvärmepump.



Figur 14.6 Marktemperaturen på 100 meters djup i Sverige.

Värmeledningsförmågan varierar med olika bergarter och mineralsammansättningar. Större delen av Sveriges berggrund består av kristallina bergarter, som har en förhållandevis god värmeledningsförmåga. Medel för Sverige är ca 3,5 W/m,K. Variationer förekommer inom en bergart och för granit används ofta ett medelvärde på 3,4 W/m,K, men detta kan variera från 2,10 till 4,07 W/m,K. För gnejs är motsvarande använda värde 2,9 W/m,K men variationer förekommer mellan 1,89 och 3,95 W/m,K. Som jämförelse kan nämnas att det högsta värdet finns hos kvartsit, med 6,0 W/m,K med en variation från 3,6 till 6,62 W/m,K (EED dataprogram). I Sverige förekommer sådana höga värden t.ex. i Dalasandsten.

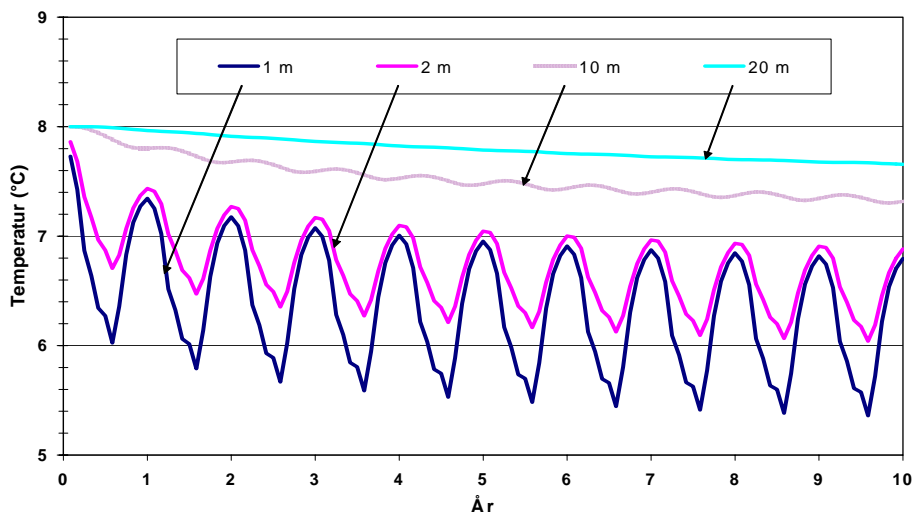
Grundvattenrörelser i marken kan leda till att värmetransporten till borrhålet ökar och att borrhålstemperaturen blir högre. Möjligheten till grundvattenrörelser är starkt beroende av de lokala hydrogeologiska förhållandena i borrhålets omedelbara närhet. Då kännedom om dessa förhållanden nästan alltid saknas (kräver kostsamma markundersökningar), så

utförs dimensioneringen under antagandet av att all värmetransport i marken sker genom värmeledning. Dimensioneringen blir i detta avseende konservativ. Eventuella grundvattenrörelser förbättrar systemets prestanda (i vissa fall avsevärt).

För bergvärmebrunnar utan återladdning innebär en låg värmeledningsförmåga i berggrunden att temperaturen i borrhålet blir lägre eftersom värmeledningen från omgivningen är mindre, än jämfört med en bergart med hög värmeledningsförmåga. Om däremot en solfångare laddar berget under sommaren kan temperaturen i borrhålet bli högre med en lägre värmeledningsförmåga i berget. Detta kan medföra att drifttemperaturen i solfångaren blir högre och därmed ge ett sämre utbyte.

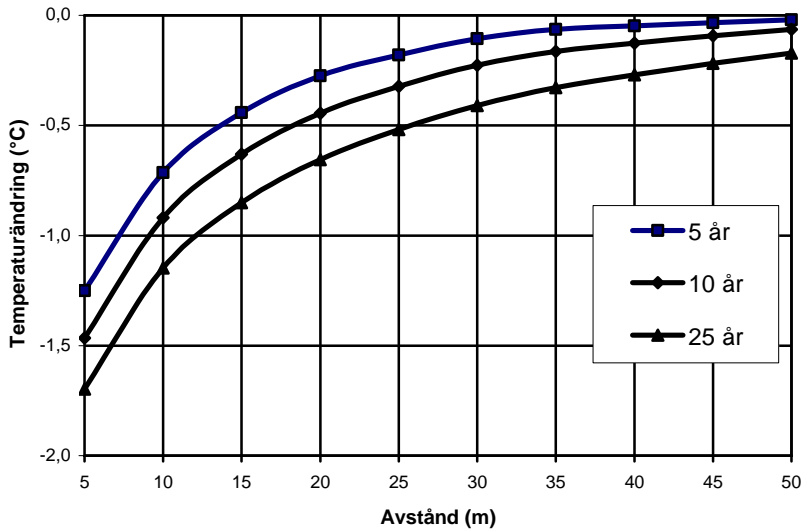
14.2.4 Termisk influens

Vid värmeuttag med bergvärmebrunn kyls marken ned och det nedkylda områdets utsträckning ökar med tiden. För en enskild bergvärmebrunn märks denna nedkylning genom att köldbärartemperaturen sjunker något under de 3-4 första åren. Därefter är den långsiktiga temperatursänkningen liten i förhållande till den klimatberoende årliga variationen av värmebehovet, se figur 14.7 (Hellström 2003).



Figur 14.7 Exempel på temperaturvariation i omgivande berg under 10 år på olika avstånd från en enskild bergvärmebrunn (Hellström 2003).

Vid flera bergvärmebrunnar i närheten av varandra kommer nedkylning i marken kring borrhålen att leda till en ömsesidig påverkan. Detta innebär att köldbärandens temperatur sjunker något snabbare än om bergvärmebrunnen varit ostörd av andra brunnar. Detta kan inträffa i villaområden och det kan leda till att befintliga brunnar blir underdimensionerade om det borrar nya brunnar alltför nära. Diskussioner har förts i några orter i Sverige om hur rätten till bergvärmeuttag ska regleras.



Figur 14.8 Exempel på temperaturändring i jämförelse med ostörd bergvärmebrunn som funktion av avstånd till en närliggande brunn. Beräkningen gäller en berg med normalvärden för svenskt urberg och avser inverkan av ett 90 meters borrhål på ett annat 90 meters borrhål. Specifikt dimensionerande värmeuttag 29 W/m borrhål eller 165 kWh/m/år (Hellström 2003).

I figur 14.8 visas inverkan av värmeuttag från en bergvärmebrunn i jämförelse med ostörd brunn. Ur figuren kan man t.ex. utläsa att närvaron av en brunn på 20 meters håll ger en extra temperatursänkning på 0,3°C efter 5 år och 0,6-0,7°C efter 25 år. Andra näraliggande brunnar ger samma typ av bidrag och den totala extra temperatursänkningen från alla omkringliggande bergvärmebrunnar är summan av alla bidrag.

14.3 Solfångare och övriga installationer

Beroende på vilken solfångartyp som används, så kan olika temperaturnivåer från solfångaren uppnås, vilket kan utnyttjas vid olika driftfall. De enklaste oglasade solfångarna kan endast höja temperaturen på förångarsidan, när värmepumpen är i drift eller ladda berget direkt. Glasade solfångare kan användas direkt även för tappvarmvatten eller uppvärmning.

Den mest effektiva inkopplingen är att ha ett gemensamt system med solfångare och bergvärmesystem. Det ställer dock speciella villkor på mediet som transporteras i systemet, eftersom det ska klara de miljövillkor som ställs i speciellt i bergvärmesystemet, samtidigt som den ska klara frysskyddet i solfångarna och de maximala temperaturer som kan uppkomma vid stagnation i solvärmesystemet enligt diskussionen i avsnittet ovan.

När solfångaren används till att värma förångaren i värmepumpen kan inte temperaturen från solfångaren vara högre än vad värmepumpen är dimensionerad för. Temperaturen mot förångaren ligger ofta under 0°C i ett bergvärmesystem och värmepumpen dimensioneras för att fungera bäst under de antagna driftförhållandena. Det kan finnas en spärr inlagd t.ex. vid maximalt 23°C till förångaren. Beroende på hur systemet ser ut och hur mycket flödet från bergvärmebrunnen sänker solfångartemperaturen, så måste det finnas en möjlighet att sänka temperaturen tillräckligt innan den når förångaren.

En annan begränsning för storleken på solfångaren är att bergvärmebrunnen har en begränsad kapacitet att kyla solfångaren. Är solfångaren för stor och laddar direkt mot ett borrhål, som inte har tillräcklig kylkapacitet, så drivs temperaturen upp i solfångarsystemet med ökande förluster och sjunkande verkningsgrad.

Eftersom både solfångare och bergvärmesystem kräver frysskydd i ledningarna, så måste en värmeväxlare finnas mot värmekretsens vattensystem, som normalt sett är samma som radiatorkretsen. Värmeväxlaren är oftast en plattvärmeväxlare, som vid en integrerad systemlösning kan placeras inne i värmepumpens ytterhölje.

Det behövs pumpar för de olika kretsarna och driftfallen, upp till tre stycken i ett villasystem. I en integrerad värmepumpslösning kan dessa också placeras i värmepumpens ytterhölje.

Beroende på systemets utförande behövs ett antal växelventiler för att skifta driftfall och ett styrsystem som ser till att solenergin tas till vara på effektivaste sätt.

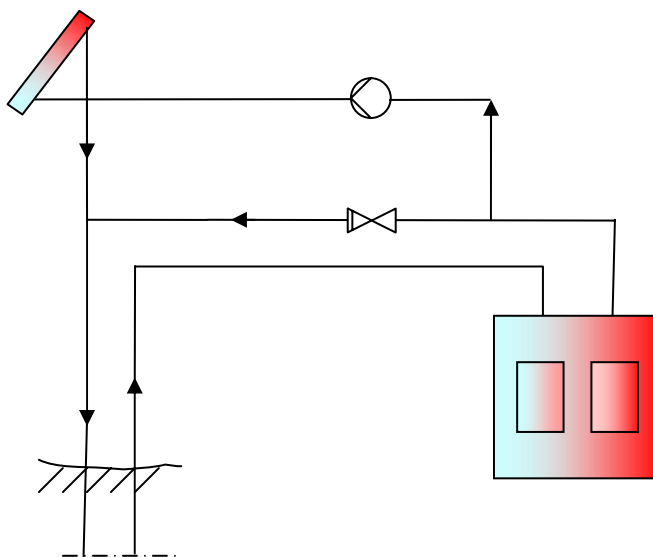
Om solfångaren ska kunna användas för tappvarmvatten och uppvärmning krävs en lagringstank. Tappvarmvattentanken kan vara integrerad i värmepumpen, men det går också bra att använda befintlig tank för tappvarmvatten eller kombisystem.

15 System

15.1 Olika system

System där solfångaren värmer borrhål

Solfångaren kan kopplas in på olika sätt. Det allra enklaste inkopplingsalternativet är att koppla solfångaren på utgående krets från värmepumpen. I figur 15.1 visas ett system föreslaget av en av leverantörerna på marknaden.



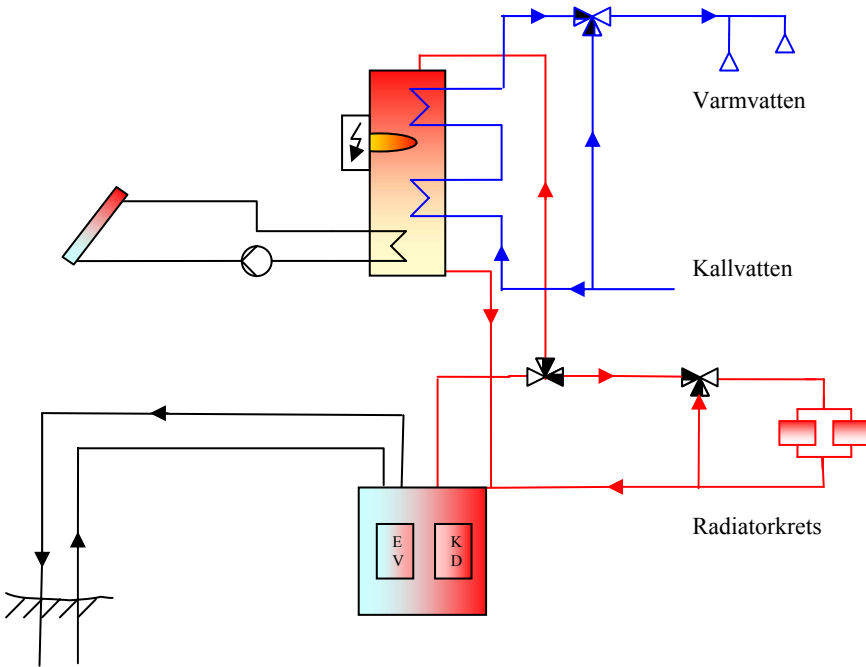
Figur 15.1 System där solfångaren laddar borrhålet genom inkoppling på köldbärarens returledning från värmepumpen.

Flödet över solfångaren styrs av en differenstermostat och pumpen startar när temperaturen i solfångaren överstiger den inställda differensen mot köldbärarens temperatur.

Vid en inkoppling enligt figur 15.1 är det låg risk att få alltför hög temperatur från solfångaren till förångaren, eftersom solvärmen passerar borrhålet före värmepumpen.

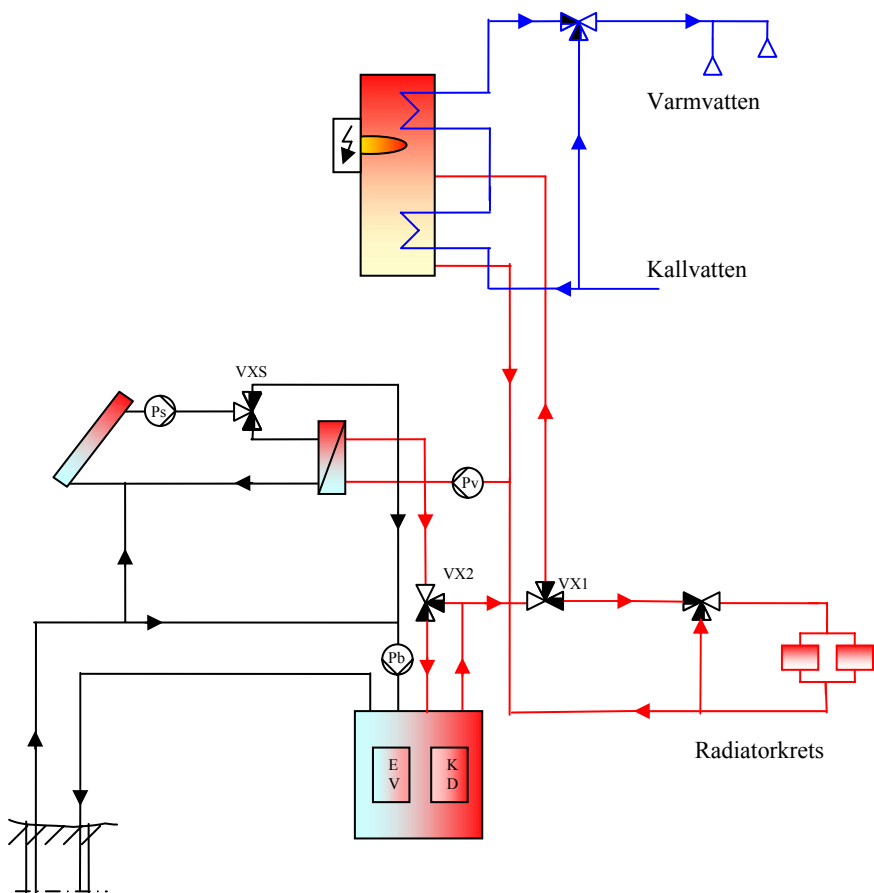
System där solfångaren värmer tappvarmvatten

Ett annat inkopplingsalternativ är att solfångaren producerar varmvatten och avlastar värmepumpen under sommarhalvåret.



Figur 15.2 System där solfångarna endast värmer tappvarmvattnet.

I systemet i figur 15.2 används värmepumpen till hela uppvärmningen och som tillskottvärme till tappvarmvattnet när solfångaren inte kan täcka hela behovet. Värmepumpen får kortare drifttid per år genom att solfångaren tar över tappvarmvattenproduktionen på sommaren och värmepumpen då kan vara avstängd. En naturlig återladdning kan också ske i borrhålet under sommaren eftersom inget värmeuttag görs. Systemets verkningsgrad (SPF) ökar genom att solvärmens ersätter somrardriften för värmepumpen och temperaturen i borrhålet är högre än vid kontinuerlig drift.

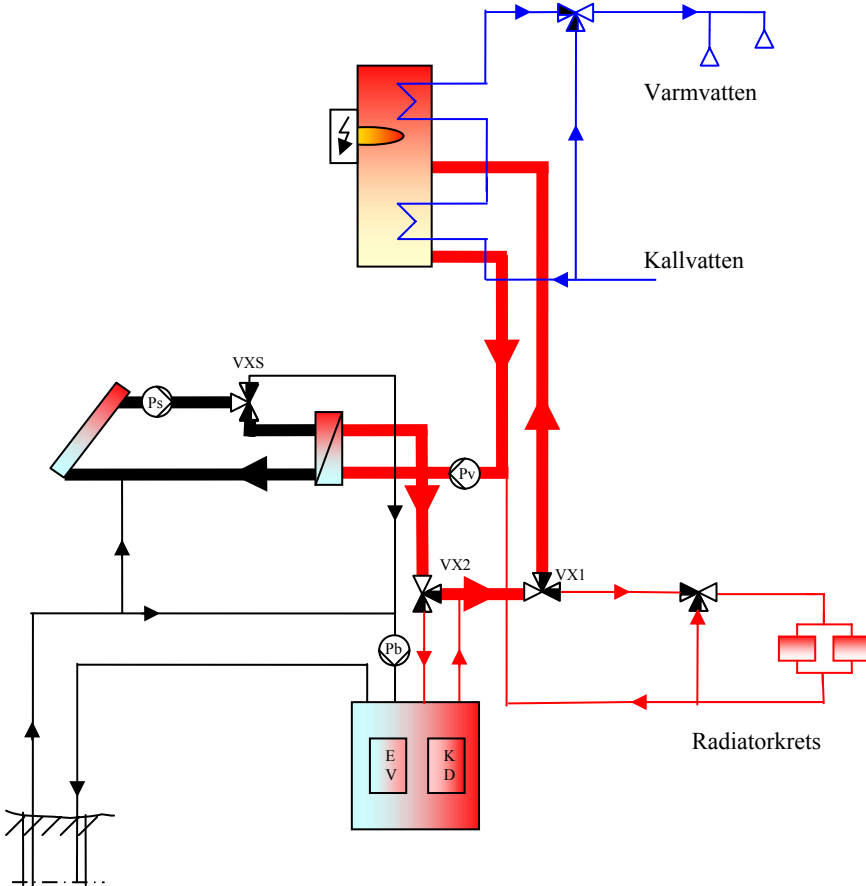


Figur 15.3 System där solfångarna kan värma tappvarmvatten, värmesystem, förångare eller borrhål.

System där solfångaren kan värma tappvarmvatten, byggnad, förångare eller borrhål

I systemet i figur 15.3 finns det möjlighet att använda solvärme till tappvarmvattenuppvärmning, husuppvärmning, höja temperaturen till förångaren eller ladda borrhålet. Solfångarkrets och borrhålskrets är här sammankopplade i ett gemensamt system innehållande en frostskyddad vätska med en extern värmeväxlare mot värmekretsens vatten. Olika driftfall med detta system visas i nästa avsnitt.

15.2 Olika driftfall

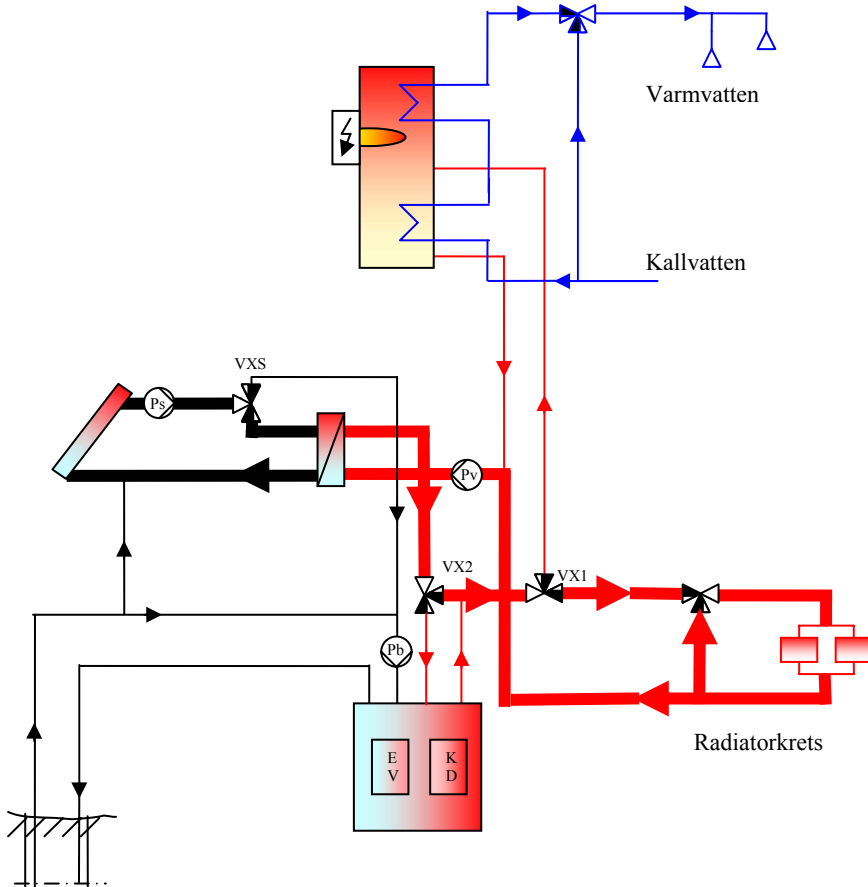


Figur 15.4 Driftfall när solfångarna värmer tappvarmvattentanken.

Driftfall – solfångare värmer tappvarmvatten

När solfångaren kan uppnå tillräckligt hög temperaturnivå och det finns ett behov att ladda tappvarmvattentanken, så går solvärmekretsen mot värmekretsen i värmeväxlaren som visas i figur 15.4. Detta pågår så länge som solfångarna kan leverera en högre temperatur (inställt värde på temperaturdifferens) än vad som finns i botten på tanken, t.ex. 4°C högre från solfångaren än tanktemperaturen.

Med systemet i figur 15.4 så kan inte radiatorkretsen värmas samtidigt som tappvarmvattentanken och eftersom solfångarna kan ladda tanken under en längre tid, så kontrolleras behovet i värmekretsen med jämna mellanrum.



Figur 15.5 Driftfall när solfångarna värmer radiatorkretsen.

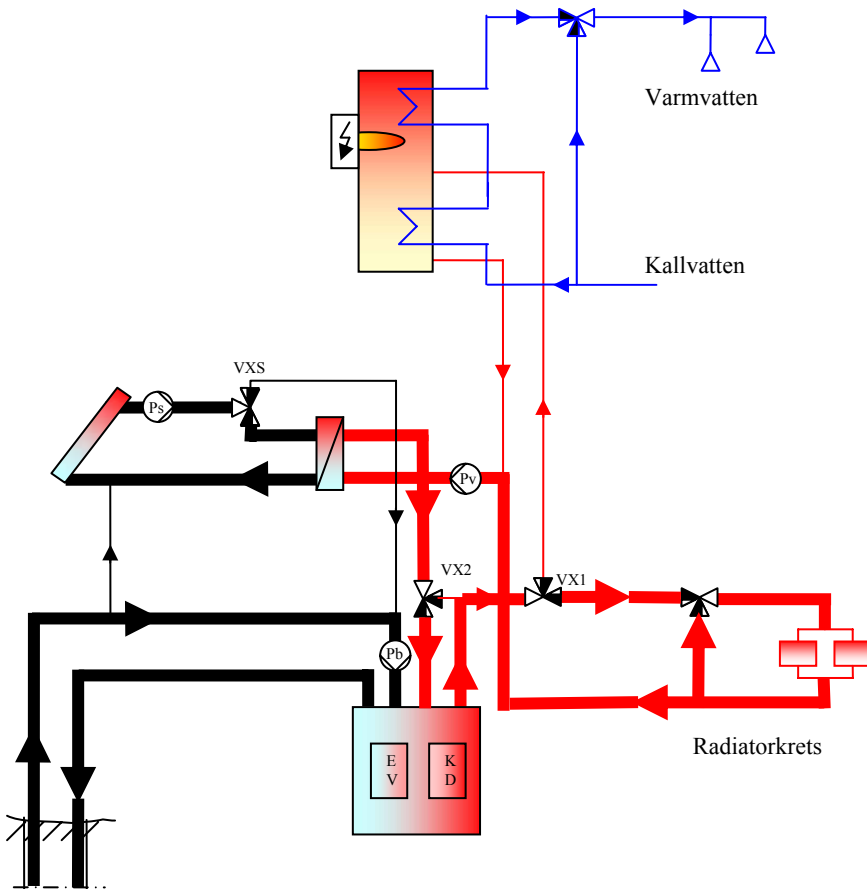
Driftfall – solfångaren värmer radiatorkretsen

I figur 15.5 visas driftfallet när solfångarna värmer radiatorkretsen.

Växelvilen (VX1) har nu ändrat läge och öppnat mot radiatorerna.

Solfångaren avlastar värmepumpen helt och borrhålet kan återladdas naturligt.

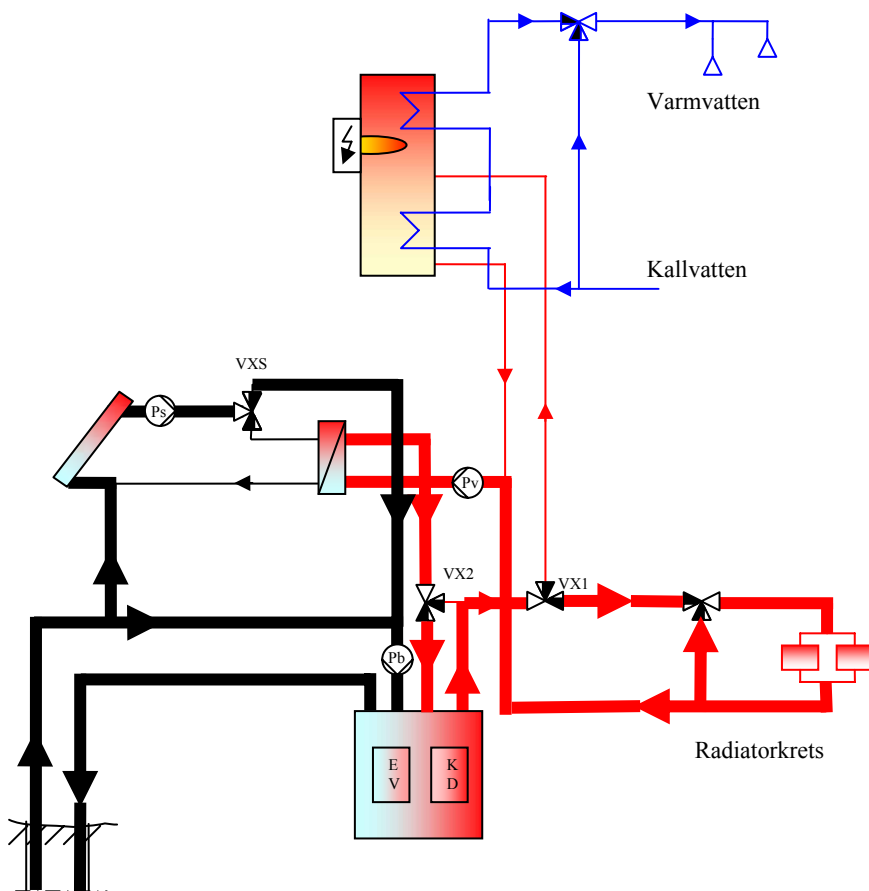
Om inte värmen från solfångarna räcker till för radiatorkretsen, så startar värmepumpen efter en förvald tidsinställning.



Figur 15.6 Driftfall när solfångarna och värmepumpen värmer radiatorkretsen.

Driftfall – solfångare och värmepump värmer radiatorkretsen

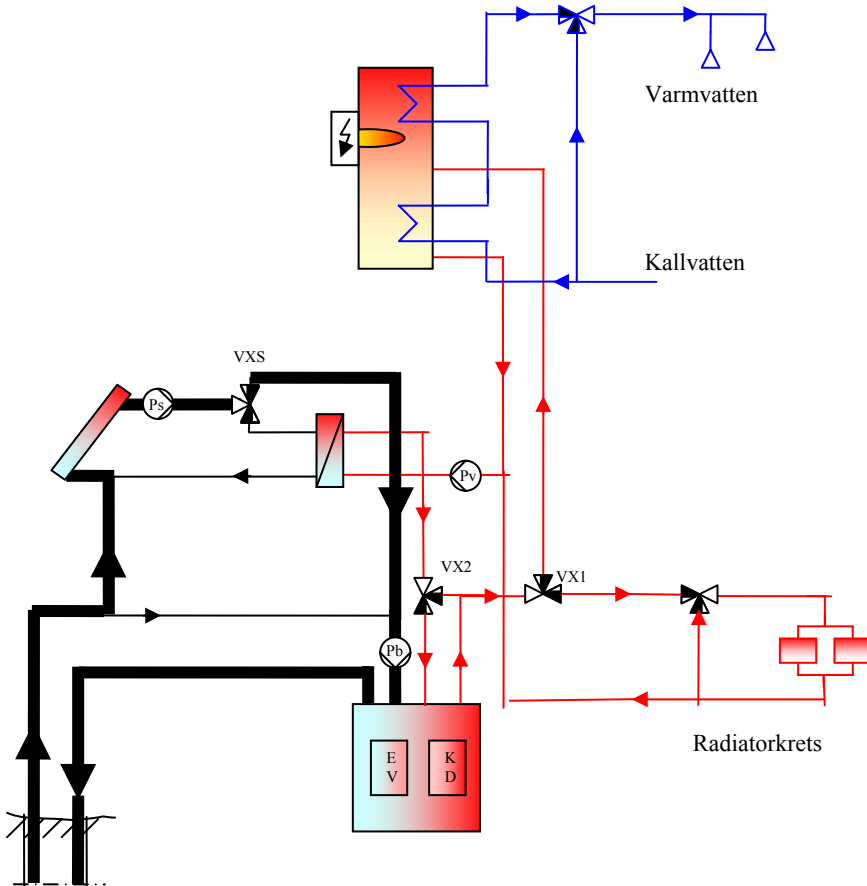
När värmepumpen går igång för att höja temperaturen i radiatorkretsen så öppnar växelventilen (VX2) så att solfångaren höjer temperaturen mot kondensorn. Värmepumpen får bättre driftsvillkor genom att temperaturen till kondensorn stiger och värmeeffekten ökar. Värmepumpen får därigenom kortare drifttid och högre årsverkningsgrad (SPF).



Figur 15.7 Driftfall när solfångarna värmer förångaren och värmepumpen går mot radiatorkretsen.

Driftfall – solfångaren värmer förångaren och värmepumpen värmer radiatorkretsen

När solfångaren inte kan producera den temperatur som krävs i värmesystemet kan den gå in och värma förångaren enligt figur 15.7. Växelvilen (VXS) öppnar då mot förångaren och solkretsen och borrhålskretsen går ihop. Solfångaren kan gå ensam mot förångaren men överstiger temperaturen den för förångaren maximala, så startar pumpen (Pb) i borrhålskretsen som genom att öka flödet håller ner temperaturen. Kompressorn stoppar om temperaturen blir för hög, t.ex. över 23°C.



Figur 15.8 Driftfall när solfångarna laddar borrhålet och inga värmebehov finns, dvs värmepumpen är inte igång.

Driftfall – solfångarna värmer borrhålet

När inga värmebehov finns och solfångaren ändå kan producera värme, så kan solfångaren ladda borrhålet direkt. Drifttemperaturen i solfångaren blir låg eftersom borrhålstemperaturen ligger runt 0°C och utbytet blir högt med små förluster i solvärmesystemet. Däremot är förlusterna stora i borrhålet och temperaturhöjningar på endast några grader erhålls. Detta kan dock kompensera t.ex. temperatursänkningar genom närbelägna bergvärmebrunnar enligt diskussion i kap 14.2.4.

En viktig optimering är dock att elanvändningen till solvärmepumpen inte överstiger den nytta av den höjda temperaturen i borrhålet.

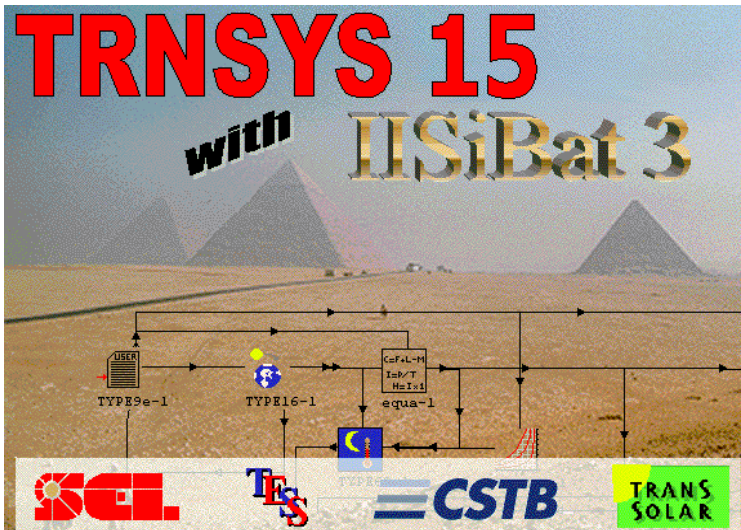
Av de ovan redovisade driftfallen finns det fler kombinationer beroende på solfångarens möjlighet att producera värme vid olika temperaturer i kombination med vilka behov som råder för stunden. Vid denna typ av system är dock alltid solfångaren prioriterad och styrningen sker så att solfångaren alltid ges möjlighet att producera det den har kapacitet till innan värmepumpen går in och hjälper till eller tar över.

Det finns naturligtvis också många fler möjligheter att bygga upp system och styrning, och kriterierna för optimala lösningar är ännu inte utredda.

16 Simulering

16.1 TRNSYS och IISiBat

För att simulera solvärmesystem som kombineras med bergvärmesystem har datorprogrammet TRNSYS använts. Det är ett transient simuleringsprogram med en modulär struktur. Denna struktur möjliggör en flexibel uppbyggnad av olika systemlösningar. Källkoden är skriven i FORTRAN och är helt öppen. Det är även möjligt att läsa källkod, ändra i befintliga komponenter och lägga till egna komponenter. TRNSYS började utvecklas under 1970-talet för att simulera solvärmesystem, och har sedan utvecklats kraftigt för att kunna hantera andra energikällor och energisystemlösningar.



Figur 16.1 Program som använts vid simulering, TRNSYS version 15.3, samt IISiBat version 3.0.

Systemet definieras av ett antal komponenter, som kopplas ihop för att lösa en viss uppgift. Ett enkelt solvärmesystem kan t.ex. bestå av solfångare, vattentank, elpatron för tillsatsvärme, en pump och flera temperaturberoende styrenheter. Systemets beteende beror på en tidsvarierad energilast betingat av väder, tappvarmvattenbehov, samt intern värmelast och komfortkrav (bostad, kontor, teknikutrymmen) med olika krav på värme, kyla och ventilation.

TRNSYS har kapacitet att simulera hela energiflödet med utgångspunkt i klimat (temperatur, vind, solinstrålning) transmissionsförlust, ventilation,

tappvarmvatten och kylbehov. För modellering krävs att de viktiga komponenterna kan beskrivas matematiskt på ett realistiskt och ändamålsenligt sätt. De komponenter vars beteende beskriver systemfunktioner har utvecklats, validerats och använts under lång tid av ett stort antal användare över hela världen. Nya komponenter tillkommer efterhand.

TRNSYS skiljer mellan indata, som är tidsberoende och parametrar som har ett fixt värde genom hela simuleringen. Alla indata och parametrar måste ha ett givet värde, antingen en konstant genom hela simuleringen eller ett värde som erhålls från en annan komponent. Utdata är resultat från interna beräkningar i komponentmodulen och används som indata i andra komponenter (Weiss 2003).

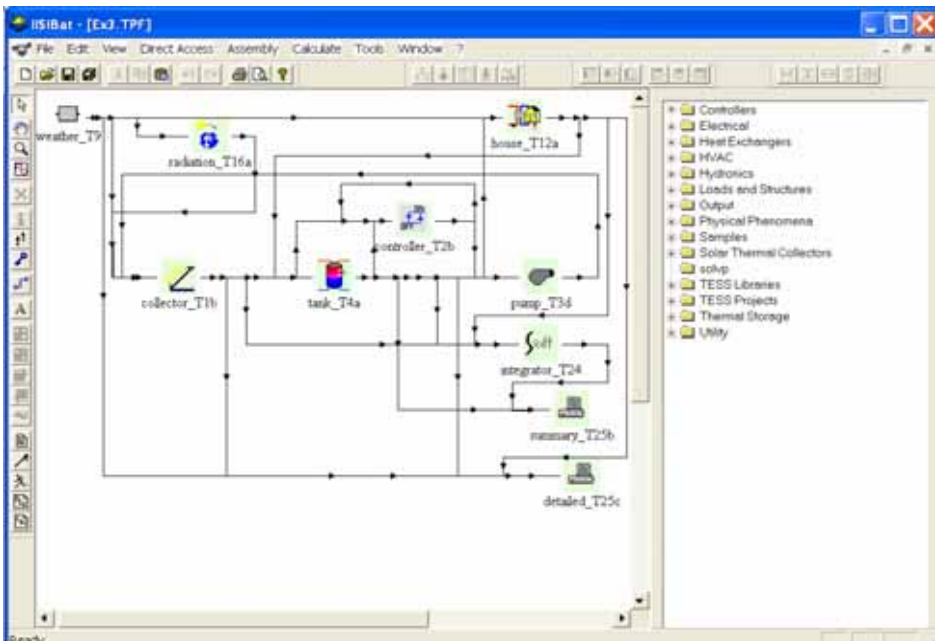
Varje modul definieras av ett antal egenskaper som anges i parametrarna. För en solfångare är det till exempel solfångararea, solfångarens absorptionsförmåga o.d. Motsvarande för en energibrunn är konfiguration, antal brunnar, djup, avstånd, borrhålsvärmväxlarens utformning och markens egenskaper.

I TRNSYS beräknas komponenterna i sekvenser i tur och ordning. Resultatet eller utdata från en komponent ges till nästföljande komponenter. Om indata inte blivit beräknad som utdata från en annan komponent för det aktuella tidssteget, så används värdet från föregående tidssteg. Om komponenter bildar en loop med återföring, där indata från åtminstone en komponent är beroende av sin egen utdata genomförs en iterationsprocess. I denna jämförs värdena på nya indata med värdena från föregående tidssteg och konvergerar dessa innanför toleransgränserna som är satta för simuleringen, så går programmet vidare till nästa loop eller process. Konvergenstoleranserna påverkar hur konsistent resultatet är inom en loop och därför också energibalanserna. En snäv tolerans medför ett mer konsistent resultat med små fel i energibalanserna, men kräver å andra sidan fler iterationer och mer beräkningstid. Det finns därför alltid en kompromiss mellan beräkningstid och precision i resultatet, vilket gäller för alla dynamiska simuleringsprogram (Weiss 2003).

Processen med beräkning av alla komponenter fortsätter tills alla komponenter och loopar har avslutats. Om någon loop inte konvergerar innanför toleransgränserna, så sparas sista värdet och en varning skrivs ut. Om alltför många varningar uppkommer i en simulering, så avslutas simuleringen och har misslyckats.

Det finns möjligheter att kontrollera att simuleringen sker på rätt sätt genom att titta på utdata och jämföra dem med hur ett verkligt system skulle uppträda under samma förhållanden. Det går antingen att kontrollera totala energiflöden och energibalanser i undersystem eller genom att följa det dynamiska skeendet i systemet. Detta kan göras med en ”on-line plotter”, som på skärmen ritar upp de utdata som man önskar att följa, t.ex. temperaturer, flöden, tillslag av pumpar eller reglerutrustning (Weiss 2003).

Tillsammans med TNSYS finns en rad hjälpprogram för att underlätta användningen. För att skapa indatafiler och vidare starta TRNSYS-simuleringar, finns programmet IISiBat. Här finns ett användarvänligt gränssnitt där komponenterna kan länkas samman och där indata och parametrar anges. Genom IISiBat kommer man också åt andra hjälpprogram som utvecklats för specifika tillämpningar. I tidigare studier har ofta programmet PRESIM använts för att skapa gränssnittet mot användaren, t.ex. i Weiss 2003 och Lorenz 2001. PRESIM uppdateras dock inte längre och därför har IISiBat valts till denna studie.



Figur 16.2 Exempel på arbetsytan för ett enkelt solvärmeprojekt i IISiBat. Till höger finns en lista över tillgängliga komponentkategorier.

Figur 16.2 visar uppbyggnaden av ett enkelt solvärmesystem med IISiBat. I skärmbilden framgår komponenterna i systemet och hur dessa är sammanlänkade. Kopplingarna mellan komponenterna i IISiBat visar ingen skillnad mellan hydrauliska kopplingar (flöde, temperatur) eller t.ex. väderdata, kontrollfunktioner eller utdata till resultatfiler.

Genom att använda TRNSYS som simuleringsverktyg så ansluter denna studie till tidigare arbete som genomförts inom IEA Task 26 Kombisystem och de tidigare studierna av kombinationen solvärme och bergvärme som utförts av SERC. Därigenom fås en gemensam bas och möjlighet att utvidga och jämföra resultat.

16.2 Använda komponenter och system

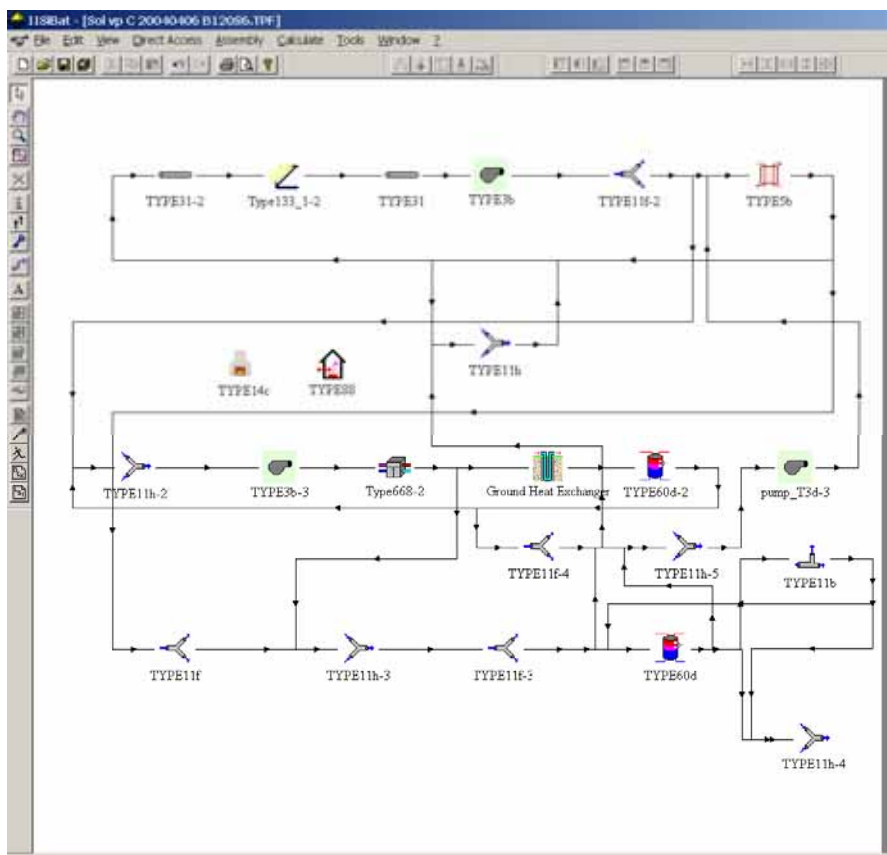
För att simulera ett system med solvärme och bergvärmepump krävs ett antal komponenter i TRNSYS, s.k. Types. Nedan redovisas använda komponenter med Type nr och vad dessa används till.

Tabell 16.1 TRNSYS-komponenter som använts vid simulering av kombinationen solvärme och bergvärmepump.

TYPE	Komponent	Beskrivning
Type 2b	Kontroller	Differential kontroller för att starta och stoppa pumparna i solvärmekrets, värmekrets och bergvärmekrets.
Type 3b, 3d	Pump	Pumpmodell som beräknar ett massflöde med användning av en variabel kontrollfunktion mellan 0 och 1 och en vald max flödeskapacitet.
Type 5b	Värmeväxlare	Motströmsvärmeväxlare som används mellan sol- och bergvärmekrets resp. värmekretsen.
Type 9a	Tidsberoende funktioner	Används till väderfiler med fritt format och tappvarmvattenfiler med fritt format.
Type 11b	Ventil	Används för att ge önskad blandningstemperatur till varmvattnet.
Type 11f	Ventil	Används för att växla driftfall beroende på temperaturer i systemet.

Type 11h	Blandnings-ventil	Används för att koppla ihop två ledningar.
Type 14c	Intern värme	Används för att simulera tillskott av intern- värme i byggnad.
Type 16g	Instrålnings-omvandlare	Interpolerar instrålningsdata i tid och beräknar instrålning på olika ytor från väderfiler.
Type 24	Integrator	Integrerar resultat.
Type 25	Summa	Summerar resultat.
Type 28a	Simulerings-summerare	Integrerar och summerar resultat, samt gör energibalanser.
Type 31	Rörledning	Används för att simulera värmekapacitet och värmeförlust i solfångarkretsen.
Type 60d	Tank	Varmvattentank med intern värmeväxlare.
Type 65	Plotter	On-line plotter för resultat på skärmen.
Type 88	Husmodell	Husmodell med värmekapacitans.
Type 89b	Väderfilsläsare	Väderfil med TMY2 format.
Type 133_1	Solfångare	Dynamisk solfångarmodell.
Type 557	Borrhåls-värmeväxlare	Vertikal bergvärmeväxlare med U-rör.
Type 645	Rumstermostat	5-stegs rumstermostat.
Type 661	Fördröjning	Används till fördröjning i regleringen, t.ex. start av elpatron.
Type 668	Värmepump	Värmepump för vätskesystem.
Equa	Kalkylator	Används för beräkningar mellan in- resp. utdata för komponenter.

Komponenterna i listan ovan har sammankopplats i ett system enligt figur 16.3.



Figur 16.3 Systemdiagram i IISiBat för simulerat solvärme/bergvärmesystem.

Systemet i figur 16.3 motsvarar systemet som finns redovisat i kap 15.2 och olika driftfall har simulerats. I figur 16.3 visas endast komponenter och rörledningssystem. Till detta kommer styrsystem, filer för väder och laster, samt utdata och resultatshantering.

Referensfallet består av en bergvärmepumpsanläggning (utan solvärmertilskott) för uppvärmning av tappvarmvatten resp. byggnad. Till detta system har en solvärmeanläggning kopplats och inverkan av denna har studerats. Som jämförelse har också en solvärmeanläggning för tappvarmvattenuppvärmning simulerats.

Indata

Solfångare

Solfångaren som simulerats är en plan glasad solfångare som även använts som grundmodell inom Task 26 (Weiss 2003). De viktigaste parametrarna är (se även kap 9.1.1 för beskrivning av parametrarna):

Area	6, 10 resp. 14 m ²
Förlustkoefficient a_0	0,8
Förlustkoefficient a_1	3,5 (W/m ² ,K)
Förlustkoefficient a_2	0,015 (W/m ² ,K ²)
Koefficient för instrålningsvinkel ($\theta=50^\circ$)	0,9
Vinkel mot horisontalplanet	45°

Tank

Volym	0,75 m ³
-------	---------------------

Värmepump

Värmeeffekt	7 kW
-------------	------

Bergvärmebrunn

Djup	100, 120, 140, resp 160 m
Radie	0,065 m
Värmeledningsförmåga i berggrund	3,5 W/m,K

Hus

Last-uppvärmning	ca 20 MWh/år
------------------	--------------

Tappvarmvatten

Last	200 l/dag	3,5 MWh/år
------	-----------	------------

Väder

Väderdatafiler är genererade av datorprogrammet Meteonorm.

Väder: Stockholm

Total instrålning mot solfångarplan: 1200 kWh/m²,år.

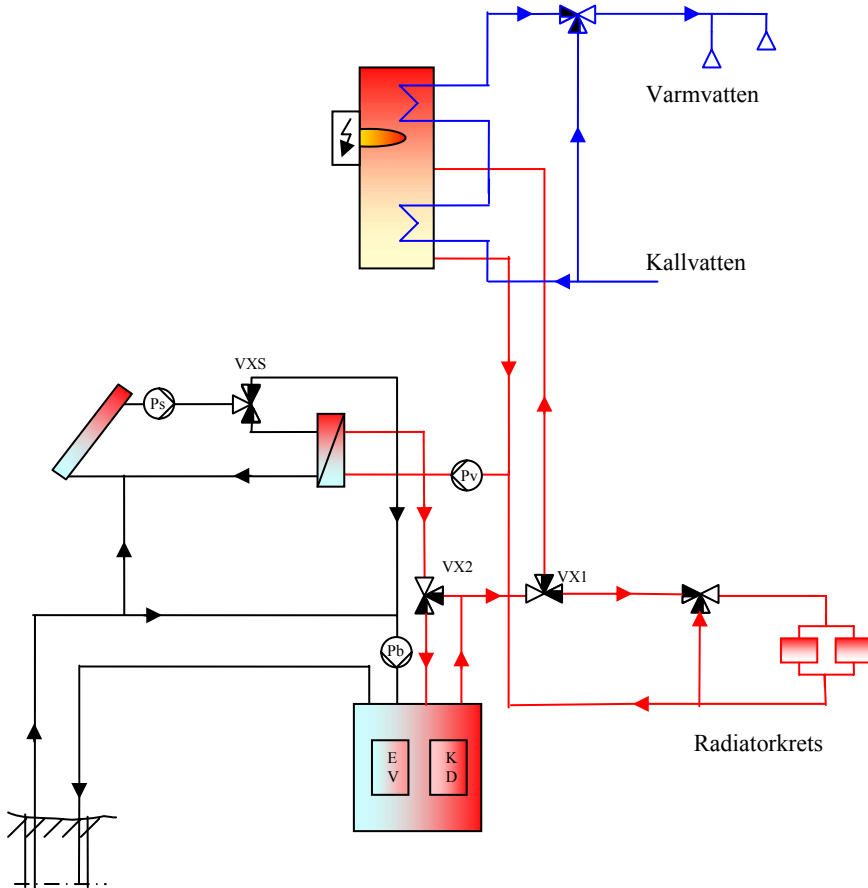
Styrning

Cirkulationspumpen i solvärmekretsen har i grundfallet startat vid en temperaturdifferens på 8°C mellan solfångaren och temperaturen från borrhålet. Pumpen har stängts av vid temperaturdifferensen 0,7°C. Solvärmen har höjt temperaturen till förångaren när värmepumpen varit igång, alternativt laddat borrhålet när värmepumpen varit avstängd, vid ren återladdning. För

grundfallet har båda cirkulationspumparna i solkrets resp. borrhålskrets varit i drift.

Simuleringar

Systemet som simulerats visas i figur 16.4 och hittills har främst driftfall där solfångaren värmer förångare och borrhål analyserats.



Figur 16.4 Simulerat system.

Genom att studera detta driftfall erhålls resultat om det maximala tillskottet från solfångaren till värmepumpen. När solfångaren används för uppvärmning av byggnad och tappvarmvatten erhålls en avlastning av värmepump och borrhål.

Referenssystem med fyra borrhålsdjup (100, 120, 140 resp 160 m) har simulerats och jämförts med system med tre olika solfångararea (6, 10 resp 14 m²). För de respektive solfångarytorna har flödet anpassats till normalflöde (50 kg/m²,h). Effekten för pumpen i borrhålskretsen är 200 W.

Tabell 16.2 Genomförda simuleringar med varierad solfångararea resp borrhålsdjup.

Solfångararea	0 m²	6 m²	10 m²	14 m²
Flöde i solkrets	0 kg/h	300 kg/h	500 kg/h	700 kg/h
Pumpeffekt solkrets	0 W	64 W	80 W	112 W
Borrhålsdjup	100-160 m borrhål	100-160 m borrhål	100-160 m borrhål	100-160 m borrhål
Endast solpump vid ren återladdning		100 m borrhål		160 m borrhål
Ändrat tillslag solpump		100 m borrhål		160 m borrhål
Ändrat stopp solpump		100 m borrhål		160 m borrhål

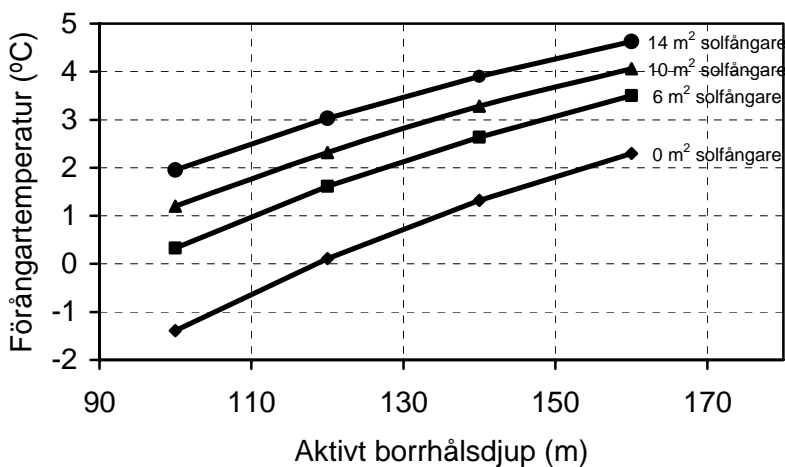
För samtliga simuleringar har beräkningar genomförts för tre år och resultatet redovisas för det tredje året.

17 Resultat

Återladdning resulterar i en högre köldbärartemperatur till förångaren, vilket medför högre värmefaktor (COP) för *värmepumpen*. Återladdningen kräver dock en ökad driftstid hos tillgängliga cirkulationspumpar (i solkretsen och i borrhålskretsen). Pumparnas effekt och styrning är avgörande för om systemets årsverkningsgrad (SPF) ska förbättras av återladdningen.

Förbättring av värmefaktorn

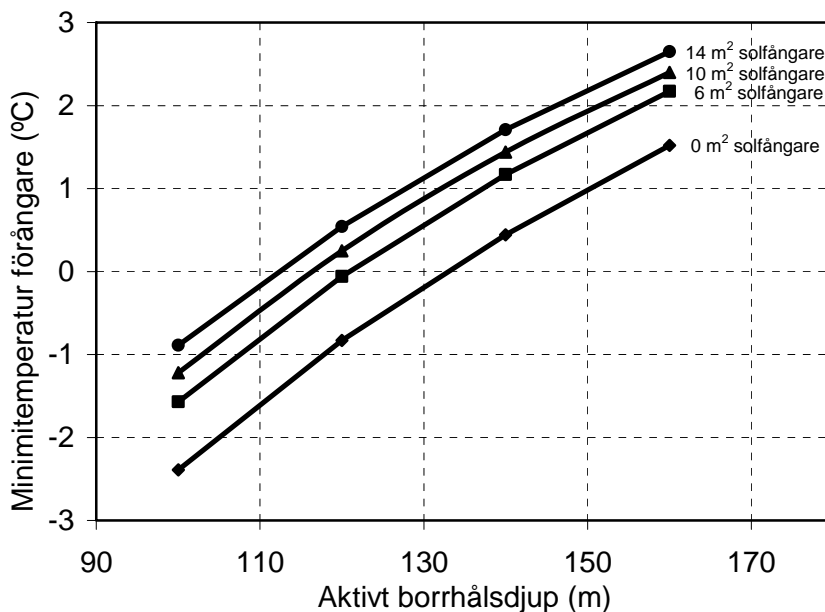
Tillskottet av solvärmen till värmepump och borrhål ger en högre temperatur till förångaren, jämfört med utan solvärme. I figur 17.1 visas den energiviktade årsmedeltemperaturen till förångaren när värmepumpen är i drift. I detta fall har all solvärme använts till att höja förångartemperaturen resp. ladda borrhålet när värmepumpen inte är igång, vilket innebär att detta är det maximala solvärmetillskottet.



Figur 17.1 Energiviktad årsmedeltemperatur till förångaren när värmepumpen är i drift, för olika borrhålsdjup och solfångarareor men med samma last.

Ur figur 17.1 kan utläsas att årsmedelvärdet av köldbäraren höjs med ca 2,0 - 2,5°C, om bergvärmeanläggningen kompletteras med 10 m² solfångare. För den största solfångararean, 14 m² är temperaturhöjningen för de redovisade fallen är ca 2,5 - 3,5°C.

Höjningen är högre för de kortare borrhålen, som har lägre absolut temperatur, jämfört med de djupare borrhålen, vid samma last. Vid underdimensionerade system kan denna höjning utnyttjas för att kompensera alltför stort uttag.



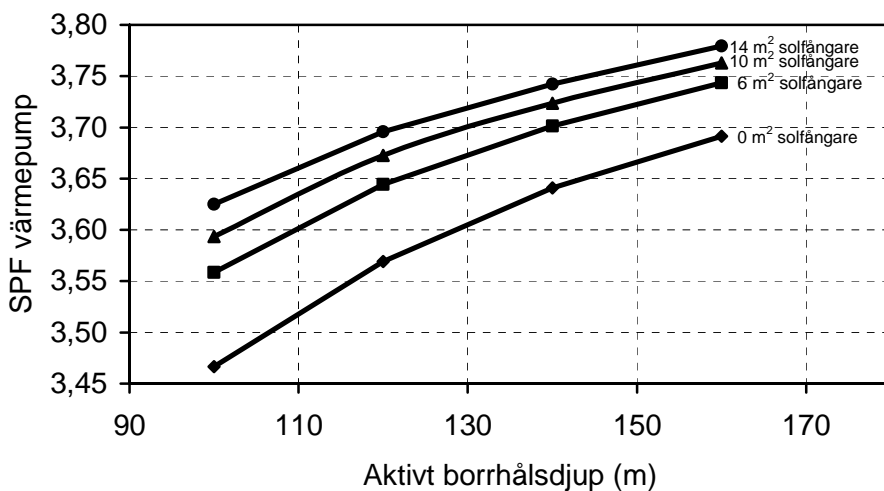
Figur 17.2 Minimitemperatur (energiviktad medel för kallaste månaden) till förångaren, när värmepumpen är i drift, för olika borrhålsdjup och solfångareareor, men med samma last.

Vid dimensionering av bergvärmebrunnar väljs ofta aktivt borrhålsdjup så att en viss lägsta köldbärartemperatur inte underskrids. Kriteriet kan t.ex. vara att medeltemperaturen under perioden december-mars på ingående köldbärare till värmepumpen inte får understiga -1°C eller att medeltemperaturen under den kallaste månaden inte får understiga detta lägsta värde.

Figur 17.2 visar det energiviktade medelvärdet för den kallaste månaden. För ett bergvärmesystem utan sol erhålls den lägsta temperaturen under februari, medan januari är kallast för fallen med solfångare och återladdning. Det framgår av figuren att skillnaden mellan rent bergvärmesystem och bergvärme med 10 m^2 solfångare motsvarar ungefär 20 meter borrhål vid samma

dimensioneringskriterium. Årsmedeltemperaturen på köldbäraren höjs i detta fallet med ca 2,0 -2,5°C, se figur 17.1.

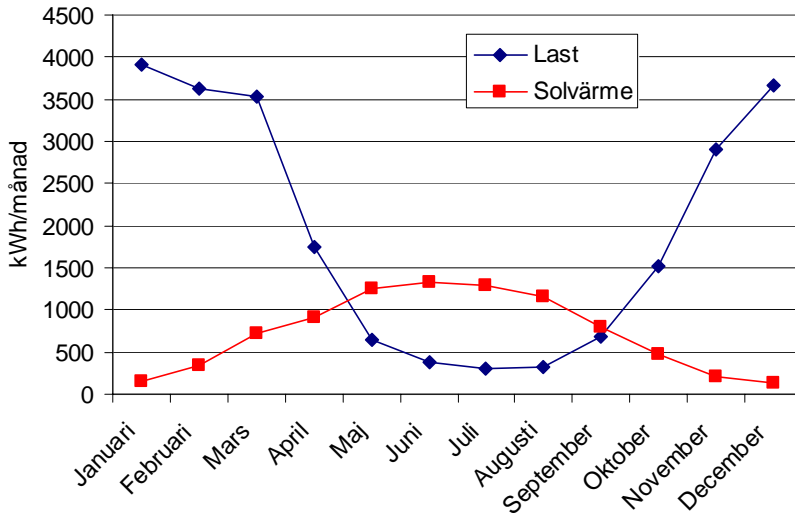
För den typ av värmepump som används i konventionella system medför en förhöjning av temperaturen till förångaren, en motsvarande höjning av värmefaktorn (COP) med ca 1,5%/°C eller för värmeeffekten ca 3,5 %/°C. För årsvärmefaktorn för värmepumpen erhålls en motsvarande höjning, se figur 17.3. Årsvärmefaktorn är här beräknad som kvoten av under året producerad värme och använd el i kompressorn, dvs el till pumparna i sol resp. borrhålskrets, samt tillskotts el är inte medräknade.



Figur 17.3 Årsvärmefaktor (SPF) för värmepump med resp. utan solvärmetillskott för olika borrhålsdjup, men med samma last. Inkluderar ej elanvändning till cirkulationspumpar och tillskotts el.

För systemet som redovisas i figur 17.3 erhålls en höjning av värmefaktorn för den största solfångararean med ca 0,1 - 0,2 för de olika borrhålsdjupen.

Årsfördelningen av last resp. producerad solvärme för fallet med 10 m² solfångare och 140 m borrhål framgår i figur 17.4. Solfångarna har i detta fallet producerat ca 8700 kWh/år, vilket motsvarar drygt en tredjedel av lasten under året. Regleringen i systemet har sett till att solfångarkretsen är igång så länge som ett positivt tillskott sker (lägsta temperaturdifferens mellan in resp. ut från solfångarna är 0,7°C).

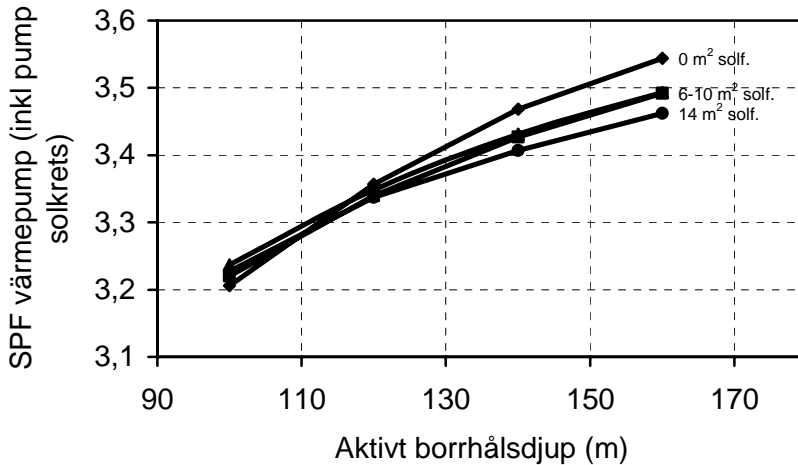


Figur 17.4 Årsfördelningen av last (uppvärmning av hus, varmvatten samt tankförluster) resp. producerad solvärme, när all solvärme används för att höja temperaturen till förångaren i värmepumpen samt till laddning av borrhål för fallet med 140 m borrhålsdjup och 10 m² solfångare.

Trots att solfångarna producerar en mycket stor energimängd så blir inverkan på förångartemperatur eller SPF inte markant. Detta kan studeras när man följer temperaturerna i systemet. När temperaturen från solfångaren stiger under dagen, minskar tillslagen till värmepumpen, vilket innebär att solfångaren går mot återladdning eftersom värmepumpen inte är i drift så stor del av dagen. Detta gäller inte under kalla perioder, med stort uppvärmningsbehov. Då är å andra sidan solvärmertilskottet ofta marginellt. Den direkta utnyttjningen av solvärme kan troligen förbättras genom att värmepumpen arbetar mot en ackumulatortank, vilket den inte gör i det simulerade systemet. Detta ska optimeras mot att ackumulatortanken har förluster.

Ökning av elanvändning

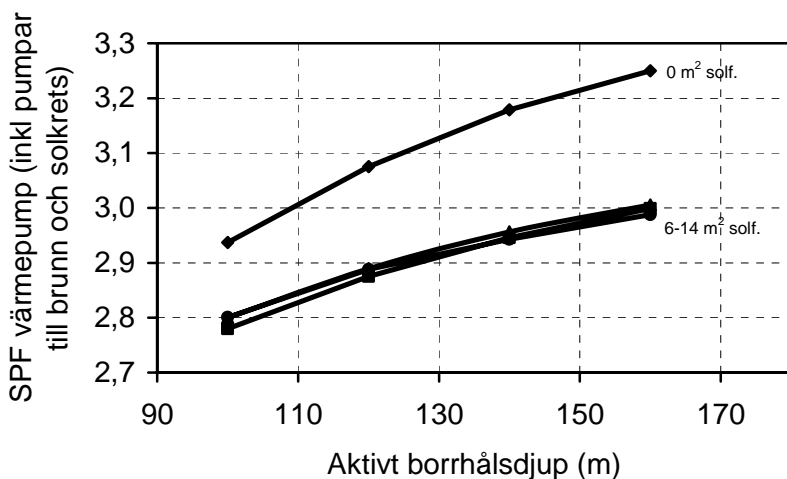
Jämfört med konventionella solvärme- resp. bergvärmesystem ökar drifttiden för pumparna i systemen vid solvärmeladdning av förångaren eller ren återladdning till borrhålet. Om man räknar in den energi som krävs endast för att driva solfångarkretsen under all tid som ett positivt solvärmertilskott kan ges, så minskar SPF för systemet, se figur 17.5.



Figur 17.5 Årsvärmefaktor (SPF) för värmepump för olika borrhålsdjup och solfångarareor men med samma last. Inkluderar elanvändning till cirkulationspump i solfångarkretsen och tillskottsel, men ej för cirkulationspumpen i borrhålskretsen.

För de kortare borrhålsdjupen är SPF relativt lika men för de djupare borrhålen erhålls lägre SPF för allt större solfångarareor, beroende på energianvändning för pumpen i solvärmekretsen.

Om även elanvändningen för pumpen i borrhålskretsen räknas med, erhålls lägre SPF för samtliga solfångarareor, jämfört med utan solvärmeladdning, se figur 17.6. I detta fallet används borrhåls-pumpen förutom vid värmepumpsdrift även vid ren återladdning av solvärme, vilket ger en onödigt stor elanvändning eftersom borrhåls-pumpen har en effekt på 200 W, jämfört med solvärmepumparna som har en effekt på 64 till 112 W, beroende på solfångararea.



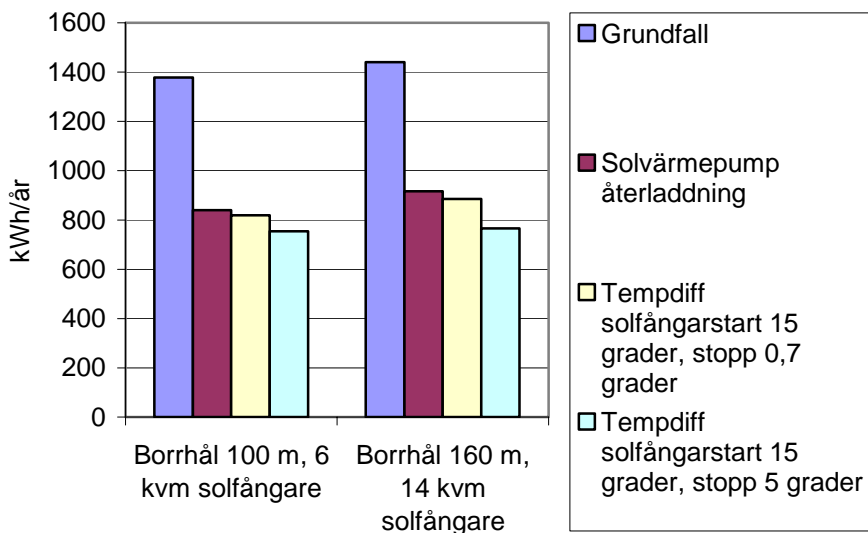
Figur 17.6 Årsvärmefaktor (SPF) för värmepump inklusive elanvändning för tillskottsdel och för pumpar i solkrets och borrhålskrets, för olika borrhålsdjup och solfångarareor men med samma last.

Minskning av användning av pumpel

Elanvändningen för pumparna beror, förutom verkningsgraden, på effektstorlek samt drifttid. Effektstorleken kan optimeras i systemet, så att lagom stora pumpar används. För återladdningsfallet kan den mindre pumpen i solkretsen användas för återladdning i stället för den större, som finns i borrhålskretsen. Storleksförhållanden och möjlighet för att använda olika pumpar beror på systemuppbyggnad.

Genom att använda den mindre pumpen i solkretsen minskar elanvändningen för pumparna från ca 1400 kWh/år till ca 800 kWh/år i de simulerade systemen, se figur 17.7. Detta får även till följd att årsvärmefaktorn (SPF) ökar till samma nivå som för det rena bergvärmesystemet.

För att minska drifttiden kan start- resp. stoppkriterierna för solfångarkretsen snävas in. I grundfallen som redovisats ovan startade solfångaren med 8°C temperaturdifferens. Om man höjer detta till 15°C temperaturdifferens minskar den använda pumpenergin med ca 20 kWh, se figur 17.7. Ökar man stoppkriteriet för solvärmekretsen från 0,7°C till 5°C minskar pumpenergin från grundfallet med ca 110 kWh/år. Årsmiddeltemperaturen till förångaren sjunker då med 0,13-0,15°C, för de redovisade fallen med borrhålsdjup 100 resp. 160 m och solfångararea 6 resp. 14 m².



Figur 17.7 Elanvändning för pumpar i solkrets och borrhålskrets för tidigare redovisade grundfall och efter åtgärder för att begränsa elanvändningen; solvärmepumpen används för återladdning, resp. temperaturdifferensen ökas för start och stopp av solvärmeanläggningen.

Det är angeläget att styrningen av cirkulationspumparna i systemet optimeras, eftersom elanvändningen för dessa kan överstiga nyttan av den inladdade solvärmens vid för långa driftstider med för litet energitillskott.

Solvärme till tappvarmvatten

Om solfångaren i grundfallet enligt ovan, skulle använts direkt till tappvarmvattenuppvärmning skulle 10 m² kunna svara för ca 2800 kWh. Drifttiden för pumpen i solkretsen är i detta fallet ca 1460 timmar, jämfört med fallen med återladdning, som är i drift mer än det dubbla. Utbytet är mycket beroende av lasten. Noggranna analyser av effekten av naturlig återladdning i systemet under sommaren har ännu inte gjorts.

Solvärmeproduktion för tappvarmvatten i ett värmepumpssystem skiljer sig inte nämnvärt från ett konventionellt solvärmesystem. Solvärmens ersätter dock värmepumpsel, vilket motsvarar ca en tredjedel av den ersatta energin beroende på värmefaktor. Detta innebär att det är svårare att få ekonomi i rent tappvarmvattensystem i kombination med värmepump.

18 Slutsatser

Resultatet från simuleringarna visar att det är mycket angeläget att systemet med kombination av solfångare och bergvärmepump optimeras beträffande storlek och styrning av cirkulationspumpar. Återladdning resulterar i en högre köldbärartemperatur till förångaren, vilket medför högre värmefaktor (COP) för *värmepumpen*. Återladdningen kräver dock en ökad driftstid hos tillgängliga cirkulationspumpar (i solkretsen och i borrhålskretsen). Pumparnas effekt och styrning är avgörande för om systemets årsverkningsgrad (SPF) ska förbättras av återladdningen.

Effekten av inladdning av solvärme kan studeras genom att undersöka höjningen av förångartemperaturen när värmepumpen är i drift. I de simulerade fallen har denna höjning varit 1,3-3,5°C, vilket innebär en höjning av årsvärmefaktorn för värmepumpen på ca 2-5%. Höjningen kan vara större vid underdimensionerade system, då solladdningen kan få större betydelse.

Återladdning med sol är ett alternativ för att förbättra förångartemperaturen i bergvärmesystem med underdimensionerat aktivt borrhålsdjup. Återladdning kan även bli nödvändigt i områden där bergvärmesystemen ligger så tätt så att de påverkar varandra.

18.1 Framtida arbete

Det simuleringsarbete som hittills genomförts kan ses som inledande, där vissa grundparametrar studerats. I nästa etapp av arbetet kommer några av TRNSYS komponenterna att ersättas med andra. Detta gäller främst tankmodellen och husmodellen. Systemet kommer också att modifieras så att även huslasten och värmepumpen kan kopplas till tanken. Dessutom ska driftfallen när solfångarna värmer huset direkt eller när solfångarna värmer kondensorn undersökas. Fler systemkonfigurationer kommer också komma i fråga.

Vidare kommer optimering av olika parametrar att göras beträffande bl.a. värmepumpsstorlek, borrhålsdjup, huslast, tappvarmvattenlast, solfångararea men även geografisk placering. Det finns också ett intresse att undersöka solfångare av lågtemperaturtyp samt betydelsen av återladdning i områden med många tätt placerade borrhål.

19 Använda begrepp och symboler

Absorbator	Den del i solfångaren där solens ljus absorberas och omvandlas till värme som transporteras vidare.
Azimut	Avvikelse från söder i grader.
Bergvärmepump	Värmepump kopplad till borrhål, hämtar värme från berggrunden.
Diffus instrålning	Den instrålning som kommer från solen mot en yta efter att riktningen för solstrålarna ändrats genom spridning i atmosfären.
Direkt instrålning	Den instrålning från solen som träffar en yta utan att ha ändrat riktning vid passage genom atmosfären.
EU14	Belgien, Danmark, Finland, Frankrike, Grekland, Irland, Italien, Nederländerna, Portugal, Spanien, Storbritannien, Sverige, Tyskland och Österrike.
Geotermisk energi	Värme som finns lagrad i berggrunden eller som bildas genom radioaktivt sönderfall i jordens inre.
IEA	International Energy Agency. Internationellt samarbetsorgan för forskning, utveckling och demonstration av energiteknologier. IEA har bl.a. program för solenergi med deltagande länder: Australien, Belgien, Danmark, EU, Finland, Frankrike, Italien, Japan, Kanada, Mexico, Nederländerna, Nya Zeeland, Norge, Portugal, Schweiz, Spanien, Storbritannien, Sverige, Tyskland, USA, Österrike.
Markvärmepump	Värmepump som hämtar värme från mark (ytjord), berggrund, eller vatten (ytvatten eller grundvatten).

Total instrålning	Summan av direkt och diffus instrålning mot en yta.
Värmefaktor	COP, Coefficient of Performance. Förhållandet mellan avgiven effekt (värme) och tillförd (el).
Årsvärmefaktor	SPF, Seasonal Performance Factor. Arbetstal, förhållandet mellan avgiven värmeenergi och använd elenergi över året.
η	Solfångarens termiska verkningsgrad
Q_u	Utbytet från solfångaren (W)
A	Solfångararea (m^2)
I_T	Total solinstrålning mot solfångararean (W/m^2)
a_0	Förlustkoefficient $F'(\tau \alpha)$ som beror på de optiska förlusterna ($\tau * \alpha$), (solfångarens termiska verkningsgrad utan förluster)
τ	Transmissionsfaktor för glas
α	Absorptionsfaktor för absorbdatorytan
a_1	Värmeförlustkoefficient ($W/m^2, K$)
T_m	Medeltemperatur i solfångaren (K)
T_a	Omgivningstemperatur (K)
a_2	Temperaturberoendet av värmeförlustkoefficienten a_1 ($W/m^2, K^2$)
R_b	Borrhålets termiska resistans $K/(W/m)$
T_f	Temperatur i markvärmväxlaren (K)
T_b	Temperatur i borrhållsvägg (K)

T_c

Temperatur i krystatkrets (K)

q

Värmeladdning per meter borrhål (W/m)



Solfångare



Varmvatten-beredare /
Ackumulator-
tank



Temperaturgivare



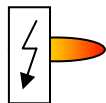
Reglercentral



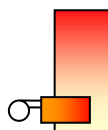
Pump



Intern
värmväxlare



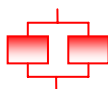
Elpatron



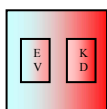
Panna för
uppvärmning



Växel-
ventil

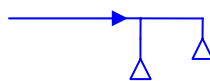


Radiatorsystem

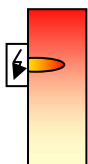


Värmepump

EV =
förångare
KD =
kondensator



Dusch



Varmvatten-
beredare med
elpatron



Extern
värmväxlare

20 Referenser

20.1 Litteratur

Adalberth K., 2000. *Energy Use and Environmental Impact of New Residential Buildings*. Byggnadsfysik, LTH, Rapport TVBH-1012, Lund.

Adsten M., 2002. *Solar Thermal Collectors at High Latitudes. Design and Performance of Non-Tracking Concentrators*. Dissertation from the Faculty of Science and Technology, Department of Material Science, The Ångström Laboratory. Acta Universitatis Upsaliensis. Uppsala 2002.

Andrén L., 2001. *Solenergi. Praktiska tillämpningar i bebyggelse*. AB Svensk Byggtjänst. Stockholm.

Andrén L. et al. 2004. *Solvärme i Sverige - läget idag och möjligheter för framtiden*. SEAS PM. Svenska Solenergiföreningen. Under tryckning. 2004.

Areskoug M., 1999. *Miljöfysik, Energi och klimat*. Studentlitteratur, Lund 1999.

Boonstra C., 1997. *Glazed Balconies in Building Renovation*. IEA SHCP Task 20, Solar Energy in Building Renovation. James&James Brochure, London.

Boverket 1995. *Byggnaders värmebehov, Utgångspunkter för omfördelningsberäkning*. Karlskrona.

Boyle G., 1996. *Renewable Energy, Power for a Sustainable Future*. Oxford University Press, Oxford 1996.

Bäckström, B., 1979. *Nordic Symposium on Earth Heat Pumps Systems*. Proceedings from Symposium in Göteborg 15-16 October, 1979. Chalmers Earth Heat Pump Group.

Dalenbäck, J.-O., 1990. *Third Workshop on Solar Assisted Heat Pumps with Ground Coupled Storage*. Proceedings from Workshop in Göteborg, 16-18 January 1989, Energiteknisk Analys Chalmers Industriteknik CIT 1990:3.

Dalenbäck, J.-O., 1997. *Solar Collectors in Building Renovation*. IEA SHCP Task 20, Solar Energy in Building Renovation. James&James Brochure, London.

Dalenbäck, J.-O., 2002. *Anneberg – Solar Heating Plant with Seasonal Storage in Rock*. CIT Energy Management AB, Report no 1466:2002.

Duffie J.A. och Beckman W.A., 1991. *Solar Engineering of Thermal Processes*. John Wiley & sons, inc., New York.

Eek H., 2002. *Hus utan värmesystem finns redan nu*. Bidrag i ”Effektivare energi i bostäder, en antologi om framtidens styrmedel”. Boverket, Energimyndigheten och Naturvårdsverket, Karlskrona, Eskilstuna och Stockholm oktober 2002.

ESTIF, 2003. *Sun in Action II – A Solar Thermal Strategy for Europe, Volume 1: Market Overview, Perspectives and Strategy for Growth and Volume 2: The Solar Thermal Sector Country by Country, 21 National Reports*, ESTIF (European Solar Thermal Industry Federation) April 2003.

EU, 1997. *EU's White Paper - Energi i framtiden: Förnyelsebar energi*, Bryssel 1997.

EU, 2002. *EU's Building Directive. Europaparlamentets och rådets direktiv 2002/91/EG av den 16 december 2002, om byggnaders energiprestanda*. Bryssel 2002.

Faninger, G. 1999. *Erdgekoppelte Wärmepumpen – Betriebsdaten von Anlagen in Österreich*. Proceedings from OPET-Seminar, 1999. *Erdgekoppelte Wärmepumpen zum Heizen und Klimatisieren von Gebäuden*. Brandenburgische Technische Universität Cottbus, 18-19 Mai 1999.

Granström, A. 1997. *Varmvattenberedare i småhus*. ELAB, Vattenfall Utveckling AB, Älvkarleby.

Hattem D.v. 1985. *Second Workshop on Solar Assisted Heat Pumps with Ground Coupled Storage*. Proceedings from Workshop in Vienna, Austria, 8-10 May 1985, Commission of European Communities, Ispra, July 1985.

Hellström G. och Kjellsson E., 2000. *Laboratory measurements of heat transfer properties of different types of borehole heat exchangers*. Proceedings of Terrastock 2000, 8th International Conference on Thermal Energy Storage, August 28 – September 1, 2000. Stuttgart, Germany, Benner M. and Hahne E.W.P. (eds.), University of Stuttgart, Institute of Thermodynamics and Thermal Engineering.

Hellström G., 2003. *Termisk influens mellan närbelägna bergvärmebrunnar – En fallstudie för kvarteret Grönstensyxan, Norra Ängby*. Intern rapport. Avd för Matematisk Fysik, LTH.

Hässig W., Sutter D., Bigler R. och Huber A., 1998. *Regeneration von Erdwärmesonden, Phase 1: Potentialabschätzung*. Forschungsprogramm Umgebungs- und Abwärme, Wärme-Kraft-Kopplung (UAW), Bundesamt für Energiewirtschaft, September 1998.

ISES, 2003. *White Paper - Transitioning to a Renewable Energy Future*. International Solar Energy Society (ISES), Freiburg, November 2003.

IVA 2003. *El och värme från solen. En faktarapport inom IVA-projektet Energiframsyn Sverige i Europa*. Kungliga Ingenjörsvetenskapsakademien, IVA, Eskilstuna, 2003.

Johansson P., 1998. *Bidrag till solvärmeanläggningar i bostäder*. Bidrag till statuskonferens för solvärme och solel 4-5 mars 1998. BFR, Energimyndigheten, Svenska Solenergiföreningen (SEAS).

Josefsson W., 1987. *Solstrålningen i Sverige, Tids- och rumsfördelning*, Byggnadsforskningsrådet, Stockholm, BFR R112:1987.

Karlsson B., 2004. Avd, för Energi och Byggnadsdesign, LTH. Personlig kommunikation.

Kjellsson E., 1999. *Potentialstudie för byggnadsintegrerade solceller i Sverige. Rapport 1. Ytor på byggnader*. Byggnadsfysik, LTH, Rapport TVBH-7210, Lund.

Kjellsson E., 2000. *Potentialstudie för byggnadsintegrerade solceller i Sverige. Rapport 2. Analys av instrålningsnivåer på byggnadsytor*. Byggnadsfysik, LTH, Rapport TVBH-7216, Lund.

Kjellsson E. och Hellström G., 1999. *Laboratory study of the heat transfer in a water-filled borehole with a C-pipe*. Intern rapport avd för Byggnadsfysik och avd för Matematisk fysik, LTH, Lund 1999.

Kjellsson E. och Leth-Petersen S., 1999. *National Analyses of Energy Use in Buildings – Sweden*. Working Document EU Joule Project EPISODE Effective Policy Instruments for Energy Efficiency in Residential Space Heating – an International Empirical Analyses. Dept of Building Physics, Lund, Sweden and Institute of Local Government Studies, Copenhagen Denmark.

Kjellsson E. och Westling H., 2002. *Aktuella styrmedel – en internationell överblick*. Bidrag i ”Effektivare energi i bostäder, en antologi om framtidens styrmedel”. Boverket, Energimyndigheten och Naturvårdsverket, Karlskrona, Eskilstuna och Stockholm oktober 2002.

Klein S.A. et al. 2000. *TRNSYS – A Transient Simulation Program*. Solar Energy Laboratory, University of Wisconsin-Madison, USA, Oktober 2000.

Konsumentverket 2003. *Värme i småhus – en marknadsöversikt*. Konsumentverket. Stockholm. Januari 2003.

Kovacs P., Quicklund H. och Pettersson U., 2003. *Solenergi i industriell processvärme. En förstudie av svenska möjligheter*. SP Rapport 2003:16, Energiteknik, Borås 2003.

Kovacs P. och Bales C., 2003a. *Europeisk solvärme utvecklas*. Artikel i Energimagasinet, nr 4, 2003. Halmstad.

Kovacs P. och Bales C., 2003b. *Kombisystem för solvärme*. Artikel i Energimagasinet, nr 6, 2003. Halmstad.

Kylma 2000. *Datablad för VegoCool-15*. Kylma, AB Kylmaterial, Solna, december 2000.

Lorenz K., 2001. *Kombisolvärmesystem – Utvärdering av möjliga systemförbättringar*. Institutionen för installationsteknik, Chalmers, Göteborg D59:2001.

Lorenz K., 2004. SERC, Solar Energy Research Center, Högskolan Dalarna. Personlig kommunikation.

Mazzarella L., 1990. *Design versus simulated and measured performance of Treviglio System*. Proceedings from Third Workshop on Solar Assisted Heat Pumps with Ground Coupled Storage in Göteborg, 16-18 January 1989, Energiteknisk Analys Chalmers Industriteknik CIT 1990:3.

Nilsson A., 2003. *Energianvändningen i nybyggda flerbostadshus på Bo01-området i Malmö*. Byggnadsfysik, LTH, Rapport TVBH-3045, Lund.

Perers B., 2004. SERC, Solar Energy Research Center, Högskolan Dalarna. Personlig kommunikation.

Pfeil M., Hornberger M. och Hahne E., 1996. *Solar Assisted Heating of a Business Building by Absorption Heat Pump, Vertical Ground Heat Exchangers and Solar Absorbers*. Proceedings from EuroSun'96, 16-19 September 1996, Freiburg, Germany, A. Goetzberger and J. Luther (eds.) DGS-Sonnenenergie Verlags-GmbH, München.

Sanner B. och Lehmann A., 1997. *Erdgekoppelte Wärmepumpen, Systeme zum Heizen und Kühlen*. Proceedings from 3.Symposium Erdgekoppelte Wärmepumpen, Systeme zum Heizen und Kühlen, 20-22 November 1997, Schloss Rauschholzhausen, IZW-Bericht 2/97.

Schaefer C. et al. 2000. *EPISODE Effective Policy Instruments for Energy Efficiency in Residential Space Heating – an International Empirical Analyses*. EU Joule Project. Forschungsbericht, Universität Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Band 71.

Smeds J. och Wall M., 2001. *Internal Gains, Assumptions for Simulations*. IEA Solar Heating and Cooling Programme, Task 28, (BCS 38) Sustainable Solar Housing, Subtask B Design and Analysis, Working Document, September 2001.

Smith C., 1995. *Revisiting Solar Power's Past*. Publicerad på Internet. Article July 1995. www.geocities.com/combusem/SMITH.htm

Spante L., Bylander P. och Larsson M., 1986. *Bergvärmesystem för småhus. Resultat och erfarenheter från fältmätningar*. Vattenfall Älvkarlebylaboratoriet, Rapport nr UL-FUD-B 86:14.

STEM 1999. *Villavärmepumpar*. Broschyr. Statens Energimyndighet. ET 64:1999.

STEM 2003. *Energiläget 2003*. Statens Energimyndighet. ET 20:2003 Eskilstuna.

STEM 2003. *Energiläget i siffror 2003*. Statens Energimyndighet. ET 21:2003 Eskilstuna.

STEM och SCB 2003a. *Energistatistik för småhus 2002*. EN 16 SM 0302.

STEM och SCB 2003b. *Energistatistik för flerbostadshus 2002*. EN 16 SM 0303.

STEM och SCB 2003c. *Energistatistik för småhus, flerbostadshus och lokaler, Sammanställning avseende år 2000, 2001 och 2002*. EN 16 SM 0304.

Reuss M., Schulz H. och Wagner B., 1990. *Design and Construction of a Solar Assisted Heat Pump and Ground Coupled Storage with Vertical Heat Exchangers for Space Heating of a Two-Family House with Adjoined Office Building and Factory Hall*. Proceedings from Third Workshop on Solar Assisted Heat Pumps with Ground Coupled Storage in Göteborg, 16-18 January 1989, Energiteknisk Analys Chalmers Industriteknik CIT 1990:3.

Rönnelid M. och Tepe R., 2004. *Solvärme och värmepump. Utvärdering av ett värmesystem i Uppsala*. Intern rapport SERC, Högskolan Dalarna. Januari 2004.

Tepe R. och Rönnelid M., 2002. *Solfångare och värmepump: Marknadsöversikt och preliminära simuleringsresultat*. SERC, Högskolan Dalarna ISRN DU-SERC—75—SE, mars 2002.

Tepe R., Rönnelid M. och Perers B., 2003. *Swedish Solar Systems in Combinations with Heat Pumps*. Proceedings from ISES Solar World Congress 14-19 June, 2003. Göteborg.

Wall M., 2004. Avd, för Energi och Byggnadsdesign, LTH. Personlig kommunikation.

Weiss W., 2003. *Solar Heating Systems for Houses, A Design Handbook for Solar Combisystems*. IEA SHCP TASK 26, Werner Weiss editor, James & James Ltd, London, 2003.

Weiss W., 2003 b. *Solar Heating Systems – Status and Recent Development*. Proceedings from ISES Solar World Congress 14-19 June, 2003. Göteborg.

Zhiquiang Y., 2003. *Development of Solar Thermal Systems in China*. Proceedings from ISES Solar World Congress 14-19 June, 2003. Göteborg.

20.2 Internet

www.byggabodialogen.se	Bygga-bo-dialogen
www.folksam.se	Folksam
www.iea.org	IEA, International Energy Agency
www.iea-shc.org/task26	IEA SHCP Task 26 Solar Combisystems
www.kretsloppsradet.com	Kretsloppsrådet
www.scb.se	Statistiska Centralbyrån
www.hvac.chalmers.se/seas/	SEAS, Svenska Solenergiföreningen
www.stem.se	Energimyndigheten
http://sel.me.wisc.edu/trnsys/	TRNSYS

20.3 Datorprogram

EED Earth Energy Designer ver. 2.0, Hellström G., Sanner B., et al. LTH, Oktober 2000.

ENORM 1000, Equa Simulation AB, Sundbyberg.

METEONORM, Meteotest Version 5.0 Edition 2003. www.meteonorm.com

PVSYST 3.0, Ecole Polytechnique Federale de Lausanne, University of Geneva. www.pvsyst.com

TRNSYS 15 med IISiBat 3.0 TRNSYS A Transient Simulation Program. S.A. Klein, W.A. Beckman, J.W. Mitchell, J.A. Duffie, N.A. Duffie, T.L. Freeman, J.C. Mitchell, J.E. Braun, B.L. Evans, J.P. Kummer, R.E. Urban, A. Fiksel, J.W. Thornton, N.J. Blair, P.M. Williams och D.E. Bradley, Solar Energy Laboratory, University of Wisconsin-Madison, USA, Oktober 2000.

WIP+, Structural Design Software in Europe AB, Limhamn.