



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

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



Rapport

R140:1982

Värmepumpen och kraftproduktionen

Björn Dahlroth

INSTITUTET FÖR BYGGDOKUMENTATION	
Accnr	
Plac	<i>ser</i>

K
QNA

Byggeforskningsrådet

R140:1982

VÄRMEPUMPEN OCH KRAFTPRODUKTIONEN

- elkraftproduktionens anpassning till belastning från värmepumpar
- elvärmepumparnas behov av primärenergi

Björn Dahlroth

Den här rapporten hänförs till forskningsanslag 791198-2 från Statens råd för byggnadsforskning till Kraftverksföreningens Utvecklingsavdelning, VAST, Stockholm.

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

R140:1982

ISBN 91-540-3846-4

Statens råd för byggnadsforskning, Stockholm

LiberTryck Stockholm 1982

INNEHÅLL

1	INLEDNING	8
2	SAMMANFATTNING	10
3	BAKGRUND	16
3.1	Värmepumpens princip	16
3.2	Vad är ett kraftsystem?	16
3.3	Eltariffer	17
3.4	Studiens syfte	18
3.5	Optimering av kraftproduktion	19
3.6	Vattenkraftens inverkan	21
3.7	Projektidé	23
4	PROJEKTPLAN	24
5	FRAMTAGANDE AV INDATA	26
5.1	Värmepumpar	26
5.1.1	Elvärme	27
5.1.2	Uteluft/Vatten med el som tillsatsvärme	28
5.1.3	Ytjordvärme	31
5.1.4	Uteluft/Vatten med el som tillsatsvärme och stoppavfrostningssystem	32
5.1.5	Uteluft/Vatten med annan tillsatsvärme än el	34
5.1.6	Uteluft/Vatten med avstängning av värme- pumpen under alla höglastveckor	35
5.1.7	Uteluft/Vatten med avstängning av värme- pumpen under vissa höglastveckor	36
5.1.8	Uteluft/Vatten med el som tillsatsvärme och kortvarig bortkoppling vissa tider på dagen	37
5.1.9	Grundvattenvärme	40
5.1.10	Uteluft/Vatten för flerfamiljshus	40
5.1.11	Sammanfattning över avsnitt 5.1.1 - 5.1.10	40
5.2	Typiskt hus	41
5.2.1	Underlag och förutsättningar	41
5.2.2	Husets form och värmedata	42
5.2.3	Överskottsvärme	42
5.2.4	Utnyttjande av solstrålning	43
5.2.5	Tappvarmvatten	44
5.2.6	Hushållsel	46
5.2.7	Övrig gratisvärme	48
5.2.8	Totalt nettovärmebehov	48
5.3	Klimat	49
5.3.1	Dygnets och veckans medeltemperatur	49
5.3.2	Kalla perioder	51
5.3.3	Växlande veckomedeltemperatur	52
5.3.4	Regelbunden dygnsvariation	53
5.3.5	Typiskt temperaturår	56
5.3.6	Solstrålning och molnighet	58

5.4	Grundlasten	58
5.4.1	Klimatets inverkan på grundlasten	58
5.4.2	Grundlastens storlek och samman- sättning	61
5.4.3	Grundlastens fördelning i tiden	62
5.5	Kraftproduktionssystemet	67
5.5.1	Klimatets inverkan på kraft- produktionen	67
5.5.2	Existerande och tillkommande kraftproduktion	69
5.5.3	Kostnader för kraftproduktion	72
5.5.4	Omvandlingstal i kraftproduktionen	74
6	DIREKTA KRAFTBALANSRESULTAT FÖR ÅR 1990 .	76
6.1	År 1990, inledande studier	76
6.2	År 1990, 5 TWh elvärme (Fall 1)	78
6.3	År 1990, 5 TWh L/V, avfrostning, el för tillsatsvärme (Fall 2.1)	79
6.4	År 1990, 1,9 TWh L/V, avfrostning, el för tillsatsvärme (Fall 2.2)	81
6.5	År 1990, 5 TWh L/V, avfrostning, men med annan tillsatsvärme än el (Fall 5)	82
6.6	Sammanfattning av kraftbalansresultat för år 1990	82
7	DIREKTA KRAFTBALANSRESULTAT FÖR ÅR 2000 .	87
7.1	År 2000, inledande studier	87
7.2	Sammanfattning av kraftbalansresultat för år 2000	91
8	TOTALREDOVISNING OCH UTVÄRDERING	92
8.1	Uppvärmningsformernas kraftslags- fördelning	92
8.2	Uppvärmningsformernas primärenergi- användning	94
8.3	Uppvärmningsformernas behov av eleffekt .	97
8.4	Uppvärmningsformernas konsekvens- kostnader	100
8.5	Tillåten investeringskostnad för uppvärmningsutrustningarna	105
8.6	Om belastningsutvecklingen för år 2000 blir lägre	109
8.7	Om värmepumparna får sämre värmefaktor .	110
9	STORA VÄRMEPUMPAR I FJÄRRVÄRMESYSTEM . .	111

FIGURFÖRTECKNING

Obs att tabeller har givits figurnummer för att förenkla sökandet.

Figur nr:

- 2.1 Den procentuella fördelningen på kraftslag av belastningstillskott från elvärme och värmepumpar (Tabell)
- 2.2 Värmepumpsystemens användning av primärenergieenheter räknat för ett värmebehov på 100 enheter (Tabell)
- 2.3 Värmepumpsystemens primärenergianvändning räknat för ett värmebehov av 21 - 22 000 kWh (Tabell)
- 2.4 Tillåten maximal kostnad för elpanna och värmepumpar (Bild)
- 3.1 Schematisk bild av ett kraftsystem (Bild)
- 3.2 Princip för ekonomisk optimering av kraftproduktion (Bild)
- 3.3 Den svenska kraftproduktionen 1978 (Bild)
- 4.1 Projektplan (Bild)
- 5.1 Karakteristik för framtida typisk villavärmepump (Bild)
- 5.2 Elvärmelast (Bild)
- 5.3 Värmepumplast L/V (Bild)
- 5.4 Typisk dygnsvariation för värmebehov och värmepumplast L/V (Bild)
- 5.5 Värmepumplast J/V (Bild)
- 5.6 Värmepumplast L/V. Stoppavfrostning (Bild)
- 5.7 Värmepumplast L/V utan el för tillsatsvärme (Bild)
- 5.8 Värmepumplast L/V avkopplingsbar (Bild)
- 5.9 Dygnsvariation för värmebehov och elbelastning. L/V med styrd elvärmetsillsats (Bild)
- 5.10 Dygnsvariation för värmebehov och elbelastning. L/V med styrd elvärmetsillsats och styrd ventilation (Bild)
- 5.11 Värmetekniska data för befintlig bebyggelse (Tabell)
- 5.12 Belastnings- och värmebehovskurvor för hus med olika solutnyttjning. Ett typiskt april-dygn (Bild)
- 5.13 Dygnsvariation i uppvärmningsbehov för tappvatten (Bild)
- 5.14 Tappvarmvattenbelastning, timvis och månadsvis (Tabell)

- 5.15 Hushållsbelastningens dygnsvariation i olika månader (Bild)
- 5.16 Hushållsbelastning, timvis och månadsvis (Tabell)
- 5.17 Temperaturer för CDL (1977/78) (Bild)
- 5.18 Sammanvägda kurvor för dygnsmedeltemperatur, variationsområde och extrema perioder (Bild)
- 5.19 Dygnstemperaturens variationsområde som funktion av dygnets medeltemperatur (Bild)
- 5.20 Temperaturens genomsnittliga dygnsförlopp under olika månader. Strömstad och Sveg (Bild)
- 5.21 Aproximativ funktion för utetemperaturens regelbundna variation (Bild)
- 5.22 Bredden för dygnets regelbundna temperaturvariation under årets olika månader (Bild)
- 5.23 Sammanvägda kurvor för dygnsmedeltemperaturen och området för den regelbundna temperaturvariationen (Bild)
- 5.24 Temperaturtabell. Normalår, typår och regelbunden temperaturvariation (Tabell)
- 5.25 Typiskt temperaturår (Bild)
- 5.26 Samband mellan ändringar i sammanvägd veckomedeltemperatur kl 07.00 och veckobelastning (Bild)
- 5.27 a,b,c,d Lastfördelningstabeller (Tabell)
- 5.28 Korttidskurvor för arbetsdagar (Bild)
- 5.29 Förhållandet mellan dygnets medeltemperatur och tillgänglig kraftvärmeeffekt (Bild)
- 5.30 Kraftproduktionssystem år 1980, 1990 och år 2000 (Tabell)
- 5.31 Ansats för produktionskostnader år 1990 och år 2000 (Tabell)
- 5.32 Typ av primärenergi, verkningsgrader och omräkningstal för olika kraftslag (Tabell)
- 6.1 Inledande kraftbalanser för år 1990 (Tabell)
- 6.2 Kraftbalans år 1990 med marginell elvärmebelastning (Tabell)
- 6.3 Kraftbalans år 1990 L/V (Tabell)
- 6.4 Kraftbalans år 1990 L/V. Utan transmissionsbegränsning (Tabell)
- 6.5 Kraftbalans år 1990 L/V. 1.9 TWh (Tabell)
- 6.6 Kraftbalans år 1990 L/V u.e. (Tabell)

- 6.7 Marginella uppvärmningslasters procentuella fördelning på olika kraftslag. År 1990 (Tabell)
- 6.8 Varaktighetsdiagram för den del av totalbelastningen som ej täcks med vattenkraft (Bild)
- 6.9 Varaktighetsdiagram för den del av totalbelastningen som ej täcks med vattenkraft. Inverkan av vattenkraftens regleringsförmåga (Bild)
- 7.1 Kraftslagsutnyttjning år 2000 med grundlast (Tabell)
- 7.2 Ändring i kraftslagsutnyttjning år 2000 med grundlast och marginallaster då kolkondens och nya gasturbiner tillföres (Tabell)
- 7.3 Marginallaster, kolkondens och gasturbiner i isolerat system (Tabell)
- 8.1 Uppvärmningslasternas procentuella fördelning på kraftslag (Tabell)
- 8.2 Antal primärenergienheter för att alstra 100 enheter värme för uppvärmning (Tabell)
- 8.3 Mängd primärenergi för marginellt tillkommande värmepumplaster (Tabell)
- 8.4 Ändring i utnyttjad genereringseffekt p g a tillkommande eldrivna uppvärmningslaster (Tabell)
- 8.5 Ändring i utnyttjad genereringseffekt räknat per typhus (Tabell)
- 8.6 Rörliga årskostnader för att producera värme i ett typhus (Tabell)
- 8.7 Ändring i fasta årskostnader för genereringseffekt beräknad per typhus (Tabell)
- 8.8 Nettokostnader per år för att komplettera kraftproduktionssystemet med kolkondens (Tabell)
- 8.9 Kraftsystemkostnader och kostnader för kompletterande oljeeldning räknat per typhus (Tabell)
- 8.10 Vad får tillkommande eldrivna värmeutrustningar kosta? (Tabell)
- 8.11 Maximal tillåten kostnadsnivå för elpannor och elvärmepumpar (Tabell)
- 8.12 Hur mycket minskar den tillåtna kostnadsnivån om värmefaktorn blir sämre? (Tabell)

1. INLEDNING

Det resultat som presenteras i denna rapport utgör inget definitivt svar på frågorna om vilken primär-energi som egentligen kommer att användas i framtiden för att driva elvärmepumpar och vilka kraftproduktionsanläggningar som kommer att tas i anspråk för denna nya last. Den framtida utvecklingen av elkonsumentens storlek och struktur och elproduktionsutbyggnaden är alltför osäkra för att tillåta ett sådant svar och de påverkas också starkt av politiska överväganden. Däremot kan man anse att resultatet ger en värdefull fingervisning om vad som kan hända om utvecklingen tar ungefär den riktning som använts som förutsättning för studierna och om kraftsystemets förändring planeras med tonvikt lagd på ekonomiska kriterier.

Resultatet har också ett speciellt värde då det utgör en första prövning av en - såvitt vi kan se - i Sverige tidigare ej använd metod för studier av elbelastningar. Denna metod är med dagens datorprogram för kraftbalanser ej så noggrann, men den torde kunna förfinas och användas för nya liknande studier. Som del av projektet har det dessutom varit nödvändigt att studera och låta förbättra en metod att ta fram sammanlagrade elbelastningar från olika värmebehov, att pröva en enkel modell för den totala grundlastens temperaturberoende samt att ta fram ett "typiskt" klimat, ett temperaturår, som kan anses representera hela landets sammanlagrade uppvärmningsbehov. Det är en förhoppning att dessa delresultat - vars framtagande krävt stor arbetsinsats - skall kunna komma till nytta för framtida liknande studier och för projekt inom andra områden.

Studien vilar mycket tungt på ett datorprogram för simulering av värmepumplaster som framtagits i ett tidigare BFR-finansierat projekt anslag 750791-3, genomfört av Jan Sundell, Institutionen för Elektrisk Anläggningsteknik, KTH, och studien kan sägas vara en fortsättning på detta. [1]

Ett tack skall riktas till alla de personer som aktivt medverkat i projektets genomförande. Här bör nämnas:

Erik Granryd	Aga Thermia
Thore Berntsson	CTH
Bernt Bäckström	CTH
Tomas Hallén	CTH
Jan Sundell	Vattenfall (KTH)
Björn Wetterborg	KTH
Gunilla Kierkegaard	Vattenfall
Lars Hallquist	KGS
Lars Olof Glas	Tour & Andersson AB

Ett tack riktas också till personer inom VASTs värmepumpgrupp, inom Kraftdata och inom olika kraftföretag som kommit med råd och synpunkter samt till Statens råd för byggnadsforskning, utan vars ekonomiska stöd

detta projekt inte skulle ha kunnat genomföras.

I arbetet nämns prognoserade värden för den totala ellasten år 1990 och år 2000, 127 TWh resp 140 TWh. Det kan inte med säkerhet påstås att elbelastningen kommer att bli så stor just dessa år. Däremot kan man vara tämligen säker på att lasten förr eller senare kommer att nå denna nivå. Resultatet måste därför anses som mer representativt för den belastningsnivå som angivits snarare än tidpunkten. För år 2000 är inte heller själva belastningsnivån så kritisk. En kärnkraftavveckling som börjar före år 2000 och begränsningen i vattenkraftutbyggnad innebär, att koldaldade kraftvärmeverk och eventuellt något kondensverk måste byggas, vilken rimlig belastningsutveckling som än väljes.

Stockholm i mars 1982

Björn Dahlroth, VAST

2. SAMMANFATTNING

För att kunna ta ställning till en storskalig användning av elektriskt drivna värmepumpar är det viktigt att man har en god uppfattning om vad detta innebär för kraftnätet och kraftproduktionen. Vilken primär-energi används egentligen för att driva elvärmepumparna och vad blir det för storleksordning på kostnadskonsekvenserna för kraftnätet om det skall anpassas till denna nya last?

Genom kraftbalansberäkningar på dator kan man visa vilka marginella ändringar i kraftproduktionen som blir mest ekonomiska att göra när landets totala el-last utökas med marginella värmepumplaster. Sådana beräkningar har genomförts med olika typiska värmepumplaster om ca 5 TWh lagda ovanpå en grundlast om 127 TWh för år 1990 och 140 TWh för år 2000. Ett fall med 1.9 TWh värmepumplast har också prövats.

Från resultatet av kraftbalanserna kan varje belastningstyps fördelning på kraftslag beräknas och därmed även primärenergianvändningen och de ungefärliga kostnadskonsekvenserna. Som referensfall har valts elvärme. (Elp. Typ 1).

De studerade värmepumpstyperna är:

- L/V - uteluft/vattensystem med el som tillsatsvärme (Typ 2)
- J/V - ytjordvärme (Typ 3)
- L/V u. el - uteluft/vatten med tillsatsvärme olja istället för el (Typ 5)
- L/V avk. - uteluft/vatten med avkoppling av anläggningen under en viss högbelastningsperiod. Under avkopplingstiden används olja för tillsatsvärme (Typ 7)

Genomgående har de studerade värmepumparna bättre prestanda än de idag (1981/1982) på marknaden tillgängliga.

Energikostnadsökning ingår som en förutsättning. En kärnkraftavveckling där inget aggregat får bli äldre än 25 år har också antagits. Detta betyder att tillgänglig kärnkraft blir 58 TWh år 1990 och 39 TWh år 2000.

För år 2000 har så mycket koleldad kraftvärme - 22 TWh - lagts in som är teoretiskt tänkbart. Mängden begränsas av det totalt tillgängliga värmeunderlaget. En mycket stor del av denna kraftvärme tas i anspråk för att kompensera den avvecklade kärnkraften. För att då kunna täcka en total grundlast på 140 TWh plus de prövade uppvärmningslasterna, måste åtminstone ett stort kolkondenskraftverk tillföras kraftsystemet. En mindre kraftig ökning av kolkraftvärmerna - vilket är en mer trolig utveckling - ökar ytterligare behovet

av kolkondens och gör att kraftbalansresultaten med stor sannolikhet blir liknande även på en lägre elanvändningsnivå. Konsekvenserna som följer om belastningsutvecklingen blir mindre eller om förutsättningarna för andra kraftslag ändras så att kolkondens inte behövs, redovisas dock, men detta har grundats på handräkning.

Till år 1990 kan inga större ändringar hinna göras i kraftsystemet. Det blir bara färdigställande av ett par kärnkraftblock och vissa smärre konverteringar av oljeeldad kraftvärme till koleldning. Vad som därför främst kunnat påverkas i kraftbalanserna för år 1990 är utnyttjningen av de redan existerande kraftslagen.

Utvärderingen, som dels redovisas i sammanfattade tabeller nedan, dels mer detaljerat i kapitel 8, indikerar att de marginella värmepumplasterna i stor utsträckning fördelar sig på olje- och koleldad elproduktion, men att trots detta den totala primärenergianvändningen blir lägre än för individuell oljeeldning. Från oljeberoendesynpunkt är även elvärme att föredra framför individuell oljeeldning då det främst är billigare tjockolja som bränns. Tack vare vattenkraften kan belastningstoppar utjämnas så att de olika eldrivna uppvärmningsformerna fördelar sig på kraftslagen på ett mycket likartat sätt. För nivån 140 TWh verkar dock denna möjlighet till säsongutjämning i det närmaste vara fullt utnyttjad.

El som tillsatsvärme kan för år 1990 möjligen klaras av både i elproduktionen och elnätet. För högre elanvändningsnivåer blir speciellt kraftledningskapaciteten, inkluderande idag beslutade utbyggnader, hårt ansträngd och el som tillsatsvärme bör undvikas eller beläggas med en kostnadsriktig effektavgift. Enkla utrustningar för oljeeldad tillsatsvärme behöver utvecklas och bör på motsvarande sätt premieras i eltarifferna för att möjliggöra att abonnenterna själva skall kunna välja mellan bekvämare eller mest ekonomiska tillsatsvärmesystem.

De eldrivna uppvärmningsformernas konsekvenskostnader i kraftsystemet och för oljeeldad tillsatsvärme har uppskattats och från detta underlag har en tillåten maximal utrustningskostnad beräknats för att värmepumpen eller elpannan över huvudtaget skall kunna motiveras som uppvärmningssystem i hus med uppvärmningsbehov på 22 000 kWh eller lägre. Denna tillåtna kostnad kan i viss mån proportioneras om till annan storlek på värmebehovet.

För tiden kring år 2000 blir elvärme med de antagna förutsättningarna inte lika ekonomiskt attraktivt. Oljeeldning eller eldrivna värmepumpar kommer att föredras vid nyanskaffning. Om dock belastningsutvecklingen blir lägre eller förutsättningarna för kärnkraft och vattenkraft ändras så att kolkondens inte behöver tillföras kraftsystemet, då ändras också

bilden. Belastningstillskotten kommer då sannolikt att till stor del ligga inom skiktet för koleldad kraftvärme och kolmängderna som behövs för att täcka dem minskar till ca hälften. Elpannornas konkurrensförmåga höjs väsentligt så att de mycket lättare kan konkurrera ut oljeeldning. Värmepumparnas konkurrenskraft mot olja höjs även, men den verkliga prisnivån för elpannor kan komma att hålla ner värmepumppriserna till samma nivå som för tiden kring 1990. Se vidare i figur 2.4. Konkurrensförmågan hos värmepumpar är relativt känslig för variation i årsvärmefaktorn.

Betydelsen av kraftvärmeutbyggnad framgår i studien. I den mån som värmepumpar i storstädernas fjärrvärmesystem inkräktar på värmeunderlaget för kraftvärmeproduktion kan de inte, vid kärnkraftavveckling och samtidigt bibehållen eller ökad elanvändningsnivå, anses vara långsiktiga värmeproduktionsalternativ. Lönsamheten måste vara så hög att de återbetalt sig till fullo vid den tidpunkt då kolkondens kan behöva tillföras kraftproduktionssystemet. Det blir då billigare att uppskjuta kolkondensintroduktionen något genom att ställa av de stora värmepumparna.

Siffervärdena i nedanstående tabeller är kraftigt avrundade och har relativt stor onoggrannhet. Kraftbalansstudier kan aldrig helt återbilda eller förutsäga verkligheten. Felen i de redovisade tabellerna är dock systematiska och skillnader mellan kolumner blir därför mindre än felet inom samma kolumn. Tabellerna i rapportens senare del är redovisade med mindre sifferavrundning för att kunna användas som underlag för vidare beräkningar.

Som allmän slutsats torde man kunna säga att den eldrivna värmepumpen har förutsättningar att spara primärenergi även om den el som används övervägande skulle behöva produceras i kolkondenskraftverk. Vid låg belastningsutveckling blir elpannan dess främsta konkurrent. Vid hög belastningsutveckling blir det istället oljepannan. Den tillåtna kostnad som i dessa fall kan accepteras för värmepumpen bedöms inte som omöjlig att nå med rationell produktion och installation. Små billiga oljepannor för tillsatsvärme behöver utvecklas.

Kraftslag	1990				2000				
	Elp	L/V	J/V	L/V ^x u el	Elp	L/V	J/V	L/V ^x u el	L/V ^x avk
Kärnkraft	7	5	7	7	4	4	4	4	4
Kraftv kol	1	0	1	1	3	2	3	3	4
Kolkondens	-	-	-	-	81	81	78	79	79
Ind mottryck	53	46	52	53	1	0	1	1	1
Kraftv olja	25	30	26	26	1	1	2	2	2
Oljekondens	14	18	14	13	11	8	10	9	8
Gasturbiner	0	1	-	-	2	4	2	2	2

Figur 2.1

Den procentuella fördelningen på kraftslag av av belastningstillskott från elvärme och värmepumpar. Summan av varje kolumn blir 100 %. Att lasttillskotten i förhållandevis låg utsträckning fördelas på kärnkraft och koleldad kraftvärme beror på att kapaciteten hos dessa kraftslag är nästan helt utnyttjad för att täcka in de valda grundlasterna. Mest utmärkande är likheten mellan systemen. Tabellen torde därför kunna tillämpas även för stora värmepumpar i hyreshus och blockcentraler och även i fjärrvärmesystem. Utnyttjande av avloppsvatten blir därvid jämförbart med ytjordvärme. (J/V). Obs. De med x markerade värmepumparna kräver dessutom oljeeldning för tillsatsvärme.

Slag av primär-energi	1990				2000				
	Elp	L/V	J/V	L/V u el	Elp	L/V	J/V	L/V u el	L/V avk
Kärnkrafts-el	8	2	2	2	4	2	1	1	1
Kol	1	0	0	0	219	84	67	68	63
Tjocka oljor	135	54	41	41	37	11	11	10	8
Lätta oljor	0	2	0	11	9	5	3	14	20

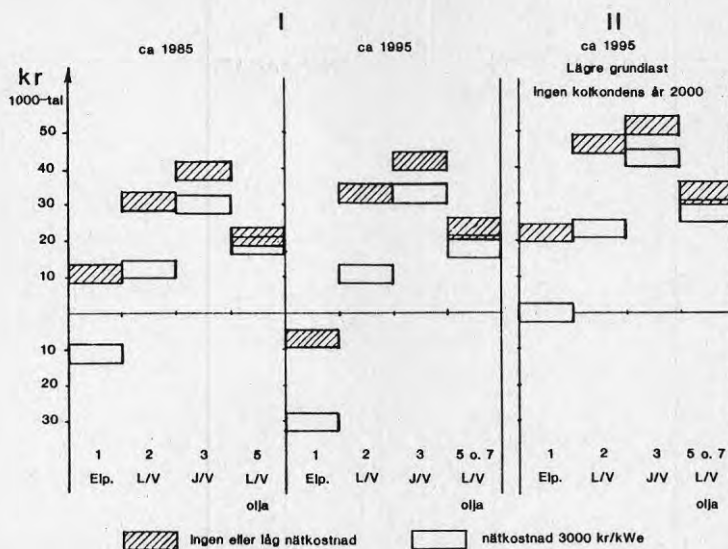
Figur 2.2

Värmepumpsystemens användning av primärenergienheter räknat för ett värmebehov på 100 enheter. Obs. Inklusive olja för tillsatsvärme till vissa värmepumpar. I brist på relevanta definitioner och omvandlingstal har kärnkraftsel behandlats som en form av primärenergi. För bränslen används värmevärdet. Individuell oljeeldning kräver med 75 % pannverkningsgrad 133 enheter lättolja. Tabellen kan inte direkt användas för stora värmepumpar.

Slag av primär-energi	1990				2000				
	Elp	L/V	J/V	L/V u el	Elp	L/V	J/V	L/V u el	L/V avk
Kärnkraftsel kWh	1600	500	500	500	800	300	300	300	300
Kol t	0.03	0	0.01	0.01	6.3	2.4	1.9	2.0	1.8
Tjocka oljor t	2.6	1.0	0.8	0.8	0.7	0.20	0.21	0.19	0.15
Lätta oljor t	0.01	0.04	0	0.21	0.17	0.09	0.06	0.27	0.38

Figur 2.3

Värmepumpsystemens primärenergianvändning räknat för ett värmebehov av 21 - 22 000 kWh inklusive olja för tillsatsvärme. Skillnader mellan figur 2.2 och 2.3 beror på avrundning. För individuell oljeeldning krävs med 75 % pannverkningsgrad 2,5 ton lättolja.



Figur 2.4

Tillåten maximal anskaffningskostnad för elpanna och värmepumpar för att utrustningarna skall vara intressanta i småhus med normala värmebehov. Kostnaden är den högsta som framkommer i antingen fallet nybyggnad eller konvertering. Kostnaden avser värmeutrustning plus eventuell värmekollektor. Kompletterande oljepanna ingår ej. 1981 års penningvärde. Moms och energiskatter ingår ej. 4 % ränta.

I diagram I 1985 sätter oljan nivån för elpanna och den verkliga kostnaden för elpanna nivån för värmepumpar. I diagram I 1995 sätts nivån av oljeeldning. Även i diagram II 1995 har nivån satts vid jämförelse med oljeeldning. Elpannan är dock i verkligheten billigare än tillåtna 20 000 kr och detta kommer egentligen att driva ned nivån för värmepumparna till ungefär samma som i diagram I 1985.

Värmepumparna 5 och 7 får vara ca 14 000 kr dyrare om en existerande oljepanna är fullgod att kunna användas tillsammans med värmepumpen under dennas hela ekonomiska livslängd.

3. BAKGRUND

3.1 Värmepumpens princip

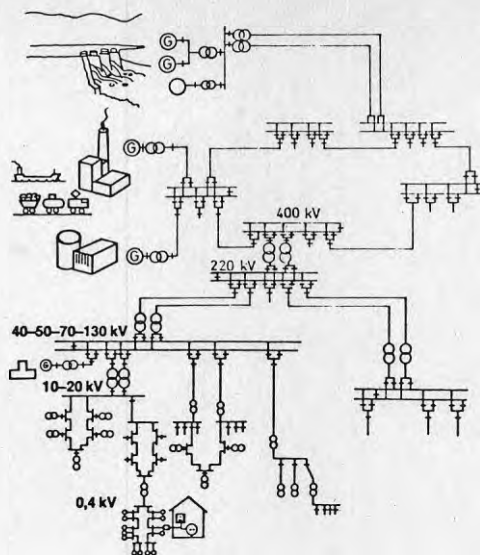
För värmepumpens termodynamiska princip redogöres inte i detta arbete. Den intresserade läsaren kan inhämta dessa kunskaper i de olika böcker och skrifter som nämnes i referenslistan i rapportens slut.

3.2 Vad är ett kraftsystem?

Motiveringen för att öka installationen av värmepumpar för lokaluppvärmning är dels ekonomisk (sparprimärenergi och valuta) dels strategisk (minskar vårt oljeberoende.) Dessa klara fördelar måste dock vägas mot alla kostnadskonsekvenser.

För värmepumpar som drivs direkt med en enda form av primärenergi, ett bränsle med ett marknadspris - t ex vid dieselmotordrift eller ångturbindrift - är detta svårt nog. Kapital-, drifts- och underhållskostnader för drivmaskinerna och deras kringutrustning är oklara och varierar från fall till fall. För elmotor-drivna värmepumpar är kostnaderna för drivutrustningarna - elmotorer - lättare att få samstämmiga uppgifter om, men här uppstår istället frågan om vilken primärenergi och vilka kraftstationsresurser som egentligen används för att generera den el som driver värmepumparna. Vidare krävs resurser i kraftsystemet för att transmitta och distribuera denna elektricitet.

Den eldrivna värmepumpen är bara den sista länken i en energiomvandlingskedja och för att göra en bra värdering av den ur samhällets synvinkel krävs att man betraktar hela kedjan.



Figur 3.1 Schematisk bild av ett kraftsystem

Figur 3.1 ovan visar en mycket schematisk bild av ett kraftsystem med en blandning av kraftstationer som matar in el på ett transmissions- och distributionsnät, till vilket abonnenterna är anslutna. Kraftsystemet befinner sig alltid under utbyggnad och förändring för att anpassning till den sammanlagrade ellasten skall nås.

Transmissions- och distributionslinjer, d v s kraftledningar och kablar, dimensioneras i varje punkt av nätet för att klara av den högsta effekten, den högsta belastningen som troligtvis kan uppstå. Storlek och typer av kraftstationer väljs för att man skall försöka nå lägsta totalkostnad för kapital, primäre energi, drift och underhåll. Hur detta går till i sin mest förenklade form beskrives nedan.

Av det totala kapitalet som investeras i ett kraftsystem, motsvarar kraftstationerna i regel mindre än 50 %. Resten ligger i kraftnätets linjer, kablar och transformatorstationer och därav det mesta på de lägre spänningsnivåerna. Den större delen av kraftbolagens och elverkens personal arbetar med byggande och underhåll på kraftnätet och med administration.

3.3 Eltariffer

Den totala kostnaden för elkraft levererad till en abonnent uttrycks genom eltarifferna. Man har försökt konstruera dessa med fasta och rörliga delar som skall

motsvara kostnaderna för kapital, drift och underhåll, utbyggnader samt primärenergi. Det är en princip att tarifferna genom sin uppdelning på anslutningsavgifter, fasta årsavgifter och rörliga energiavgifter, på ett enkelt sätt skall försöka ge varje abonnent information om hur hans belastning påverkar elkraftens kostnader. Rättvisekrav, lagstiftning och kostnader för nätutrustning och önskan att kontrollera utvecklingen gör dock att denna princip inte kan tillämpas helt konsekvent. Tarifferna har i regel en förhållandevis mindre fast del och en större rörlig del än vad som motsvaras av kostnadsstrukturen. I själva kraftproduktionen finns också ett visst konkurrensförhållande mellan producenter och en viss marknadsprissättning, vilket medverkar till att tarifferna i slutskedet har en större rörlig energiavgift. De tariffer som tillämpas för hushållsabbonenter är synnerligen för-
enklade.

Eltarifferna - speciellt de mer komplicerade för industrier och liknande förbrukare - duger för användning vid privatekonomiska och relativt kortsiktiga (mindre än 10 år) beslut om investering i olika eldrivna uppvärmningssystem. Långsiktiga kostnads- konsekvenser av hur sådana system påverkar enbart transmissions- och distributionssystem torde också väl täckas in av kostnadsstrukturen hos tariffer för stora elleveranser. Detta har speciellt behandlats i ett tidigare projekt[1] där man studerat hur skillnaderna blir mellan tariffer för stora elleveranser och för hushållsabbonenter då de tillämpas för olika värme-
pumpsystem.

3.4 Studiens syfte

För en mycket storskalig värmepumpsanvändning kommer den därav ökade elbelastningen sannolikt att kunna påverka kraftsystemets uppbyggnad. Speciellt kan valet av produktionsutrustning och behovet av primärenergi för den ökade kraftproduktionen påverkas. För sådana förändringar och på 10 - 20 års sikt kan inte dagens tariffstruktur ge information om kostnadskonsekvenserna. Beslut måste då istället grundas på en mer övergripande ekonomisk värdering och även vara av strategisk natur.

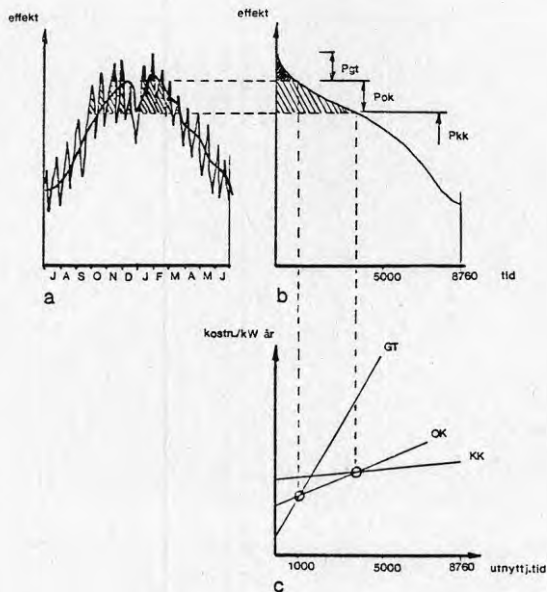
Syftet med denna studie är att utröna just hur kraftproduktionens och primärenergibehovets sammansättning kan komma att ändras om värmepumpsanvändning blir mycket vanlig och om kraftproduktionen tillåts anpassa sig till denna nya belastning på ett ekonomiskt optimalt sätt.

Med storskalig menas här i första hand ett mycket stort antal små värmepumpar, men resultatet av studien torde vara lika tillämpligt för ett mindre antal mycket stora värmepumpar. Observera dock att beräkningen av primärenergi blir annorlunda och mer komplicerad för stora värmepumpar som konkurrerar med

kraftvärme om storstädernas värmeunderlag. Här måste nämligen också tas hänsyn till vilka nya kraftverk som behövs för att ersätta den utkonkurrerade elproduktionen

3.5 Optimering av kraftproduktion

För att öka förståelsen för hur denna studie utförts visas i korthet med ett enkelt exempel hur en ekonomisk optimering av ett kraftproduktionssystem kan gå till.



Figur 3.2 Princip för ekonomisk optimering av kraftproduktion

Behovet av elenergi i ett land som Sverige uppvisar både en kraftig långtids- och korttidsvariation. Ungefär som i figur 3.2 a. Denna variation i elbelastningen beror bl a på variation i industriell aktivitet, utetemperatur och dagens längd. Till detta kommer även en kraftig dygnsvariation som inte visas i figuren.

Om alla veckor, dygn eller timmar istället rangordnas i ett diagram med den högsta belastningen längst till vänster och den lägsta längst ut till höger, fås ett sk varaktighetsdiagram, figur 3.2 b.

Antag nu att vi bara har värmekraftverk till vårt förfogande, t ex kärnkraft (KK) oljekondens (OK) och gasturbiner (GT). För dessa kraftslag känner man relativt väl byggnadskostnad, energikostnad och personalbehov

och man kan för vart och ett beräkna den fasta kostnaden i kronor per år och kW eleffekt samt den rörliga kostnaden i kronor per kWh. Kärnkraften har hög fast kostnad och en låg rörlig. För gasturbiner råder det omvända förhållandet och oljekondens ligger emellan. Man kan nu i ett diagram - figur 3.2 c - rita den totala årskostnaden för att utnyttja en kW eleffekt av vardera kraftslaget som funktion av utnyttjningstiden. Observera att linjerna i figur 3.2 c bara är illustrativa.

Från skärningspunkterna i figur 3.2 c kan linjer dras till figur b och vidare till figur a. I figur 3.2 b motsvarar dessa linjers skärningspunkter med varaktighetskurvan en installerad gasturbineffekt = Pgt, oljekondenseffekt = Pok, och kärnkrafteffekt = Pkk. Det blir just denna kombination av installerad generatoreffekt som ger den totalt lägsta produktionskostnaden för el. Man inser lätt från figuren att ändringar i belastningen som ökar elbehovet vintertid men spar el sommartid, på sikt ger en formförändring av varaktighetskurvan som leder till att en ekonomiskt optimal kraftproduktion bör vara mer baserad på olja och vice versa.

I verkligheten finns betydligt fler värmekraftslag att ta till - kolkondens och mottryckskraft av olika typer. Dessutom finns redan existerande värmekraftstationer - också av olika slag - med olika verkningsgrad och där man redan är bunden av fasta kostnader som är oberoende av om anläggningarna används eller ej. Detta komplicerar bilden, men i ett rent värmekraftbaserat system kan man ändå komma ganska långt med handräkningar och grafiska metoder.

Nyttillkommande eldrivna värmelaster som t ex elvärme och vissa värmepumpsystem, följer samma mönster som den grundlast vi redan har idag. Belastningstopparna kommer samtidigt med grundlastens toppar. Sammanlagringen med grundlasten blir dålig. För sådana tillkommande belastningar skulle det i princip räcka med att studera hur tillkommande belastning på mest ekonomiska sätt skall täckas med nybyggda värmekraftstationer.

Enkla handräkningar baserade på ett hypotetiskt kraftsystem med endast nybyggda oljeeldade kraftverk och kärnkraft visar att ett uppvärmningsbehov på 21 - 22 000 kWh i en villa leder till följande ungefärliga primärenergianvändning både kring år 1990 och år 2000. (Observera att detta hypotetiska fall skiljer sig från kraftbalansresultaten).

Med elvärme 22 000 kWh el från kärnkraft
400 kg olja som bränns i kraft-
värmeverk och gasturbiner

Med värmepump
Luft/Vatten med
eltillsats 7 000 kWh el från kärnkraft
500 kg olja

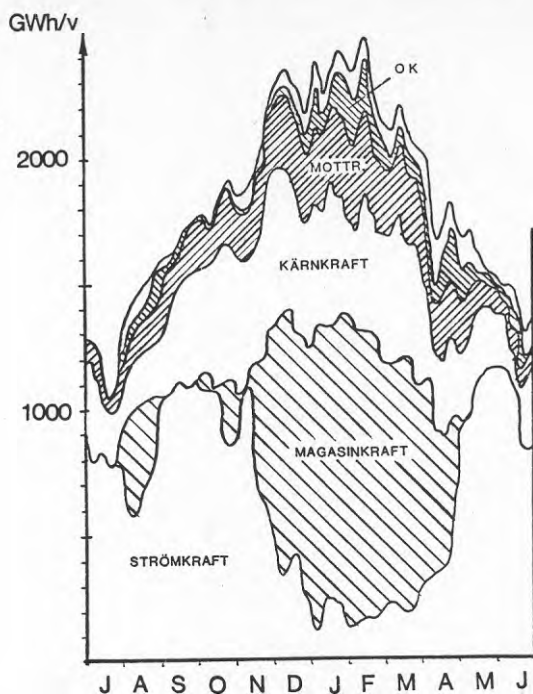
Med yttjord-
värme 6 500 kWh el från kärnkraft
200 kg olja

Detta bör jämföras med att direkt oljeeldning skulle ha krävt minst 2,5 ton olja. Om koleldad kraftvärme läggs in minskar mängden kärnkraftel till cirka hälften, men oljemängderna berörs mindre. Betänkligt är dock att utrustningen av L/V-typ p g a eltillsatsen kräver samma anslutningseffekt och tillfälligt belastar kraftsystemet lika hårt som elvärme.

3.6 Vattenkraftens inverkan

I kraftsystemet med lite och enbart dygnsreglerad vattenkraft kan man fortfarande använda manuella metoder för överslagsberäkningar då vattenkraften främst används för att släta ut variationerna i dygns- och veckoförbrukning. I kraftsystem som det svenska - med en stor del säsongreglerad vattenkraft - blir det dock nödvändigt att använda datamaskin. Man har också att ta hänsyn till gamla värmekraftstationer.

Generellt har säsongreglerad vattenkraft en mycket gynnsam effekt på behovet av oljeeldad toppkraft genom att man kan spara vatten till tider då det bäst behövs. Magasineringen av vatten sker dock inte utan kostnad. Högre dammar, större generatoreffekt och kraftigare transmissionsledning behövs. Detta är orsaken till att man även i kraftsystem som vårt, alltid bör ha en viss del oljeeldad elproduktion. Om inte för annat så åtminstone för att ha torrårs- och haverireserv.



Figur 3.3 Den svenska kraftproduktionen 1978. MOTTR=industriellt mottryck och kraftvärmeverk för samproduktion av el och värme. OK=oljekondens. Det översta vita skiktet är import av elkraft.

Figur 3.3 ovan visar produktionssidan av den svenska kraftbalansen för år 1978. Det syns tydligt hur man eftersträvar att förskjuta utnyttjandet av den magasinerade vattenkraften till vinterperioden, men att man fortfarande har funnit det lämpligt att köra en del ren oljekondens i samband med vintertoppen och en viss försening i vårfloden. Gasturbiner har använts så litet att det inte framgår i detta diagram. Importen balanseras av en export av ungefär samma storleksordning på kraftbalansens användningssida.

Kraftindustrin disponerar datorprogram för att simulera fram kraftbalanser liknande den i figur 3.3. Dessa program är mycket omfattande och kostsamma att använda. De simulerar nämligen vattenflödet och magasineringen i alla de viktiga svenska älvarna och sjömagasinen under en lång följd av år med både våta och relativt torra tidsperioder. Vidare finns i programmen data om olika värmekraftverk och deras produktionskostnader, kostnadsdata för nytillkommande värmekraftverk, kapacitet i kraftledningar m m.

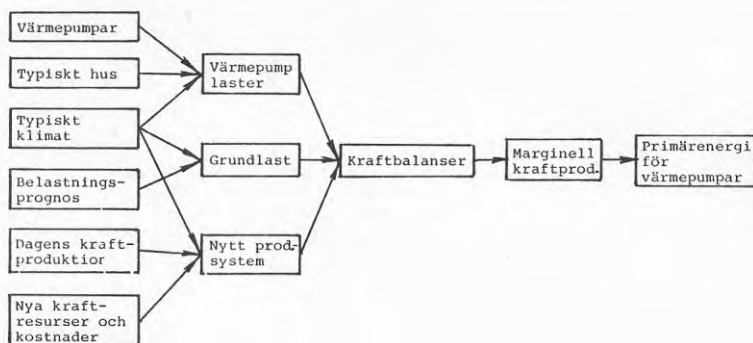
3.7 Projekttidē

Som tidigare antytts kan t ex vissa värmepumpsystem vid storskalig användning ge belastningstoppar som skulle kunna öka behovet av t ex oljekondens och gasturbiner. Huvudändamålet med detta arbete har varit att försöka utröna hur mycket av dylika laster som vi kan klara med ytterligare omlagring av vattenkraft samt vilka olika sorters primärenergi som behöver tillföras i kraftproduktionen för att driva olika värmepumpar. Detta har gjorts genom körning av ett kraftbalansprogram i en dator. Dels med enbart en grundlast, dels med olika stora värmepumplastar lagda ovanpå grundlasten. Sedan har den marginella skillnaden i kraftslagsanvändning mellan dessa körningar studerats. Det har alltså varit fråga om en marginalanalys eller en form av känslighetsanalys.

Det datorprogram som valts - KR 70 hos Kraftdata AB - är inte tillräckligt känsligt för att ta hänsyn till mycket kortvariga och enstaka belastningstoppar. Det räknar bäst på energi per vecka och i viss mån energi per timme, däremot inte så väl på energi per dygn. Genom att konstruera ett "typiskt temperaturår" som har dygnsmedeltemperaturen konstant en vecka i taget, men som trots detta har ungefär lika många graddagar på olika temperaturnivåer som ett verkligt år, så har det mesta av den problematiken kunnat kringgås.

4. PROJEKTPLAN

Projektidén att göra marginalanalyser med kraftbalanser har redan presenterats. Här följer en beskrivning av de olika steg som det visade sig nödvändigt att genomföra. Projektplanen presenteras översiktligt i figur 4.1.



Figur 4.1 Projektplan

Resultatet från kraftbalansstudierna är en "mix", en optimal blandning av kraftstationer dels med, dels utan värmepumpar. Från detta resultat kan den marginella primärenergien beräknas. Det är också möjligt att göra vissa uppskattningar av kostnader för den marginella kraftproduktionen.

Som indata till kraftbalansstudierna behövs dels ett antal typiska väl sammanlagrade laster från ett stort antal identiska värmepumpar, dels prognoserade grundlaster för år 1990 och år 2000, dels ett kraftproduktionssystem, bestående av äldre existerande och nya anläggningar.

För att få fram värmepumplasterna behövs dels typiska värmepumpar med data som motsvarar en framtida teknisk nivå, dels enfamiljshus som är typiska för det framtida bostadsbeståndet, dels ett "typiskt klimat" motsvarande sammanvägda temperaturförhållanden för hela landet och med både kalla och varma perioder.

För att få fram en grundlast krävs dels prognoser av hur stor denna last kommer att vara i TWh år 1990 och år 2000, dels en prognos för hur denna grundlast kommer att vara fördelad under året. Dessutom måste grundlastens temperaturberoende klarläggas. Utetemperaturens variationer, som ju styr värmepumplasten, påverkar nämligen helt klart grundlasten och ger där variationer av samma storleksordning som den marginella

last man ville studera. Sådana oregelbundna temperaturberoende variationer har hittills inte beaktats i kraftbalanser.

För att få fram ett kraftproduktionssystem behövs dels uppgifter om dagens produktionssystem och redan beslutade avvecklingar och nybyggnationer fram till år 1990 och år 2000. Dels behövs prognoser för vad det kostar att bygga och driva olika sorters nytillkommande kraftverk vid dessa tidpunkter. Slutligen behövs ett klarläggande av hur utetemperaturen påverkar den möjliga elproduktionen från kraftvärmeverk. Det senare har heller inte hittills beaktats i kraftbalansstudier, men kommer att bli viktigt vid en eventuell framtida ökad kraftvärmeanvändning.

Som synes behövs stora mängder indata av prognoskaraktär. Av den anledningen kan man inte våga hävda att resultatet är helt riktigt, men dock att det ger en tydlig indikation. Metoden med marginalanalys har också fått en prövning och den bör kunna användas vid framtida liknande studier.

Intressant att observera i bilden av projektplanen är hur stor betydelse utetemperaturens variation har. Den påverkar alla de tre huvudgrupperna av indata - värmepumplasterna, grundlasten och kraftproduktionen. Detta visar att det är mycket viktigt för framtida energianalyser att noga studera klimatet. De klimatdata som finns måste förbättras och uttryckas statistiskt. Sannolikheter för sekvenser av olika kalla och varma perioder på olika temperaturnivåer, samvariationen mellan temperaturer, vindar, molnighet och solinstrålning och de sammanlagrade variationerna för dessa över hela landet måste studeras mer och dokumenteras på ett lättillgängligt sätt.

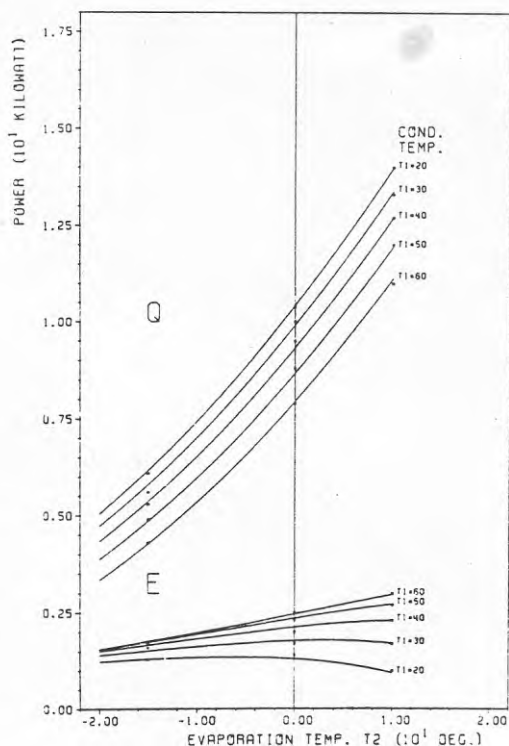
5. FRAMTAGANDE AV INDATA

Själva framtagandet av indata visade sig bli den mest arbetskrävande delen av projektet, varför även detta redovisas något mer detaljerat.

När det gäller värmepumpar, hus och i viss mån klimat, har det varit möjligt att dra fördel av den tidigare nämnda BFR-finansierade studien. Det har varit speciellt fördelaktigt att kunna utnyttja den datormodell av hur ett hus fungerar uppvärmningsmässigt som där tagits fram. Denna modell beskrivs ej här utan den intresserade läsaren hänvisas till rapporten. [1]. Modellen har, såsom antytts nedan, ändrats på en del punkter för att passa behoven i denna undersökning.

5.1 Värmepumpar

När det gäller kvaliteten på värmepumparna så har i denna studie använts ungefär samma utrustningsdata som i den tidigare nämnda studien. [1]. Figur 5.1 nedan, som gäller för en typisk storlek av dessa värmepumpar, visar ut- och ineffekt för köldmediekretsen som funktion av kondenserings- och förångningstemperaturerna.



Figur 5.1

Karakteristik för framtida typisk Villavärmepump

Vid kontroll med tillverkarrepresentanter har dessa data visat sig väl motsvara en optimistisk men ej orealistisk utvecklingsmöjlighet för värmepumpstekniken om någorlunda låga temperaturer kan hållas i radiatorsystemen.

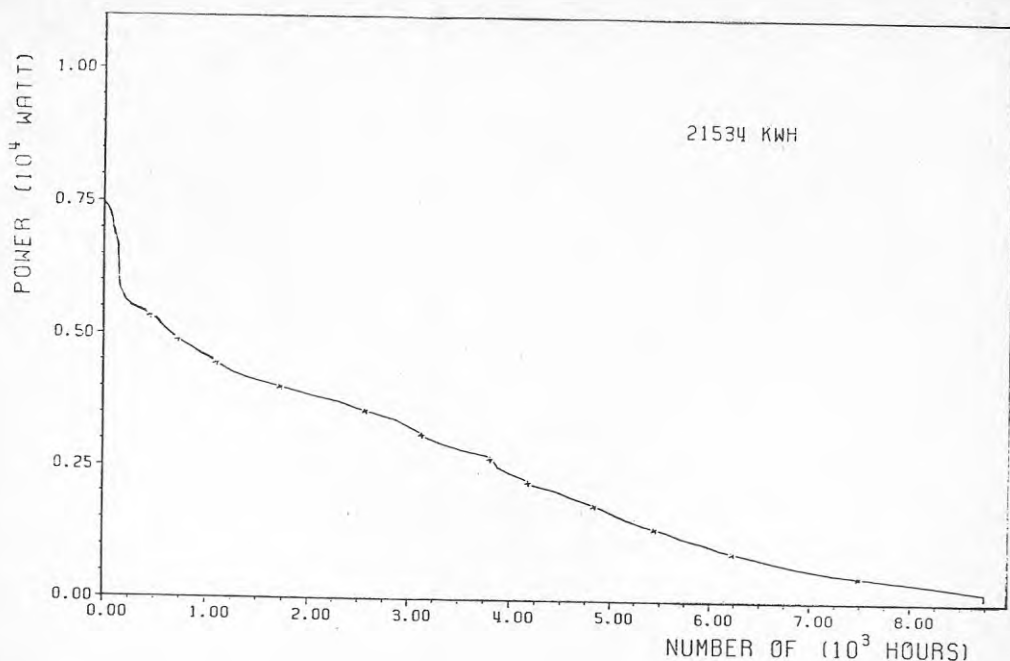
Storleken på värmeöverförande ytor har anpassats till värmepumpens storlek så att de totala värmemotstånden inte blivit för stora. För värmepumpen i figur 5.1 innebär detta omkring 0,7 K/kW i kondensorn och 1 K/kW i förångaren, vilket är mycket goda värden. De använda värmepumparna har sedan förstorats eller minskats för att anpassas till typhusens värmebehov. Värmepumparna med uteluft som värmekälla har då givits en balanspunkt på -4 till -5°C och ytjordvärmepumparna har valts tillräckligt stora för att täcka hela värmebehovet. Med balanspunkt menas den utetemperatur då värmepumpen precis kan tillgodose värmebehovet. Värmepumparna kan ge både rumsuppvärmning och tappvarmvatten med en årsvärmefaktor omkring 3.

Mer detaljerade data framgår av beskrivningen för varje enskild värmepump. Alla värmepumpsfall som beskrivs nedan har inte använts i kraftbalanser då vissa av dem bedömdes mindre intressanta eller inbördes mycket lika. Argumenten för detta redovisas.

Det bör nämnas att ganska stora ändringar i data för värmepumparna bedömes ge så små ändringar i den marginella belastningens fördelning under året att slutresultatet - kraftslagsfördelningen - föga påverkas. Däremot påverkas den totala energianvändningen. De viktigaste variablerna är värmepumptyp och körsätt.

5.1.1 Fall 1. Elvärme

Elvärme kan betraktas som en värmepump med värmefaktor 1,0. Detta fall utgör ett referensfall med vilket övriga jämföres. Elvärme är en belastning vars inverkan på både kraftnät och kraftproduktion tidigare studerats relativt väl. I denna studie har inte direkt tagits ställning till vattenburen eller direktverkande el. Vad som egentligen använts är nettovärmebehovet. De skillnader som kan påvisas mellan nettovärmebehov vid direktverkande el och vattenburen el är inte av den arten att de nämnvärt kan påverka resultatet av kraftbalanserna - nämligen lastens fördelning på kraftslag.



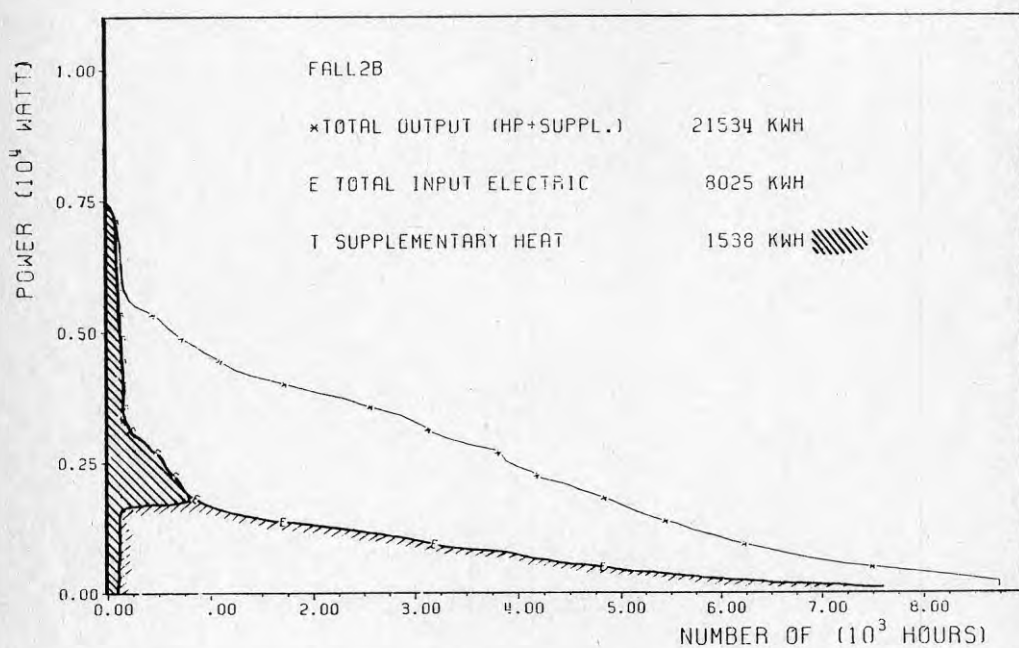
Figur 5.2 Varaktighetsdiagram för elvärme-last vid sammanlagrat klimat. Fall 1.

Figur 5.2 visar ett varaktighetsdiagram för denna last. Observera att belastningstoppen är baserad på ett "sammanlagrat klimat". I det enskilda fallet skulle toppen ligga nära 10 kW (1,0 i diagrammet).

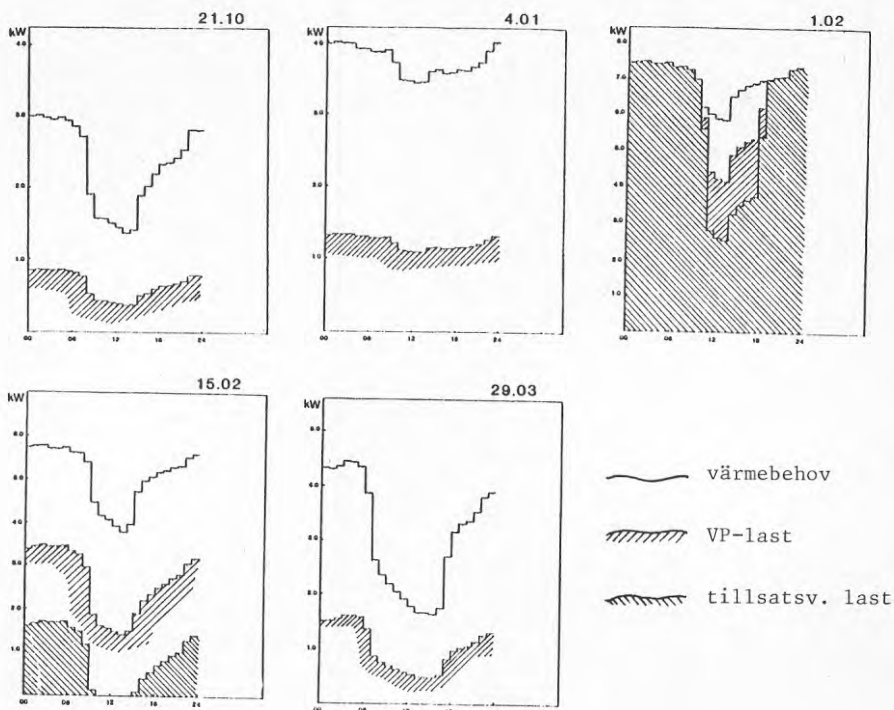
5.1.2 Fall 2. Uteluft/Vatten (L/V) med el för tillsatsvärme och ett effektivt avfrostningssystem.

Utgående från figur 5.1 reduceras kondensormedel-effekten med 5 % under +5°C på grund av avfrostningens inverkan. Denna reduktion påverkar dock ej temperaturfallen på grund av värmeöverföringen i kondensorn. Värmepumpen regleras intermittent och stängs av vid utetemperaturer under -15°C. Driften med tillsatsvärmen skulle kunna klassas som parallell mellan balanspunkten och -15°C och som alternativ under -15°C.

Balanspunkt:	ca -4,5 ⁰ C
Värmeeffekt vid balanspunkt:	ca 4,7 kW
Värmemotstånd	0,75 K/kW
Värmemotstånd	1,08 K/kW
Effekt för utefläkt:	250 W
Effekt för cirk pump:	50 W
Tillsatsvärme i steg:	3, 5 och 11 kW
(maximaleffekten har ej behövt användas)	
Årsvärmefaktor i typhus:	ca 3,1
Dito inkl tillsatsvärme	ca 2,7



Figur 5.3 Varaktighetsdiagram för värmebehov med samtidig elbelastning. Sammanlagrat klimat. Fall 2. L/V.



Figur 5.4 Typisk dygnsvariation för värmebehov och elbelastning. Sammanlagrat klimat. Fall 2.

Figurerna 5.3 och 5.4 visar varaktighetsdiagram och dygnslaster. Diagrammen i figur 5.4 har något olika vertikala skalor. De övre kurvorna i figuren visar värmebehovet, vilket också kan tolkas som vad belastning skulle ha varit med elvärme. De ytor som delvis skuggats visar värmepumpens del och de helskuggade ytorna tillsatsvärmens del av den totala belastningen. Det helt ofyllda området under den övre kurvan visar minskningen i energianvändning.

$$\text{Årsvärmefaktor} = \frac{21534 - 1538}{8025 - 1538} = 3,08$$

Observera hur den 1 februari tillsatsvärmens svarar för större delen av dygnsvärmebehovet. Värmepumpen går bara en stund mitt på dagen.

5.1.3 Fall 3. Ytjordvärme

Denna värmepump har valts tillräckligt stor för att klara värmebehovet även den kallaste tiden av året.

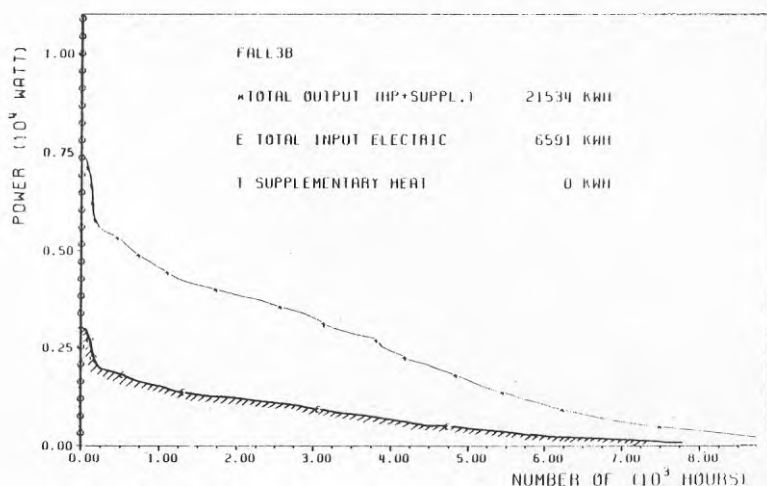
Värmeeffekt den kallaste veckan:	7,46 kW
Värmemotstånd kondensor	0,49 K/kW
Värmemotstånd förångare	0,71 K/kW
Effekt för cirkulationspump i markslinga:	250 W
Effekt för cirkulationspump i radiatorkrets:	50 W
Arsvärmefaktor i typhus:	ca 3,3

Temperaturen på inkommande brine (vätskan i markslingorna) är inte konstant utan varierar med tiden då marken avkyls långsamt på grund av värmeuttag och värms långsamt på grund av solstrålning, vind och regn. Dessutom varierar temperaturen med värmeeffektuttaget. Om mycket värme tas ut under kort tid sjunker nämligen temperaturen i slingan litet extra på grund av värmeledningsmotståndet i slangväggen och marken intill. Denna sänkning är av tillfällig natur. Värmeeffektuttaget beror i sin tur på utetemperaturen. Följande erfarenhetsbaserade samband har ansatts mellan temperaturen på inkommande brine, tiden och utetemperaturen, t_u mätt i $^{\circ}\text{C}$.

Tidsperiod	Temp ink.- brine $^{\circ}\text{C}$
1	$0 + t_u/5$
2	$-1 + t_u/5$
3	$-1 + t_u/5$
4	$-1 + t_u/5$
5	+2
6	+7
7	+11
8	+12
9	+12
10	+11
11	+8
12	$+2 + t_u/5$
13	$+1 + t_u/5$

Längden på varje tidsperiod är fyra veckor. Perioderna 5 - 11 är mindre intressanta att studera och därför har då något beroende av utetemperaturen inte införts. -15°C i period 2 ger t ex en brine-temperatur på -4°C . Utgående brine-temperatur är i medeltal ca tre grader kallare.

Kraftbalans med fall 3 har endast utförts för år 2000. För år 1990 har istället gjorts en beräkning baserad på resultatet för år 2000 och resultatet för Fall 1 år 1990 och år 2000. Förutom själva effekttoppen är nämligen elvärmekurvan och J/V-kurvan mycket lika i formen, men givetvis blir den totala elåtgången lägre med J/V-systemet.



Figur 5.5 Varaktighetsdiagram för värmebehov med samtidig elbelastning. Sammanlagrat klimat. Fall 3. Ytjordvärme.

5.1.4 Fall 4. Uteluft/vatten med stoppavfrostning. El som tillsatsvärme. (INGEN KRAFTBALANS)

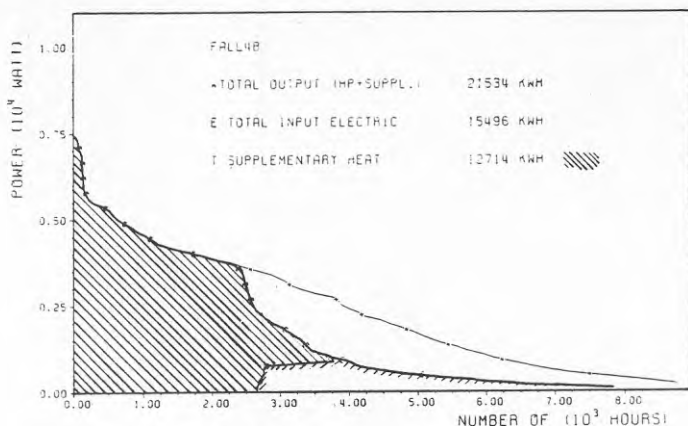
Denna värmepump representerar en enkel konstruktion som är vanlig på den svenska marknaden. Avfrostningen tillgår så, att värmepumpens kompressor stannas, varvid isen på förångarbatteriet smälter av sig självt. Detta fungerar väl med temperaturer ned till några grader över 0°C . Medelvärmeeffekten reduceras dock på grund av att avfrostningstiden blir ganska lång. Under 0°C fungerar systemet endast undantagsvis. Förhållandena förbättras något av att dygnets temperatur nästan aldrig är konstant. Även dygn med medeltemperaturer under 0°C kan ha några timmar som är tillräckligt varma för att avfrostning skall kunna ske. Värmepumpen kan sedan drivas en stund igen även under 0°C tills kondensatorbatteriet åter frostat igen. Värmepumpens storlek har valts så att den precis täcker värmebehovet vid $+5^{\circ}\text{C}$. Detta innebär en värmeeffekt på 2,8 kW. Ett försök till beräkning av medel-effektens reducering ger följande resultat:

Intervall för utetem _o C	Effekt-reducering
+4 - +5	14 %
+3 - +4	18 %
+2 - +3	25 %
+1 - +2	40 %
±0 - +1	60 %
Under 0	100 %

Redan i näst sista intervallet $\pm 0 - +1$ skulle egentligen den beräkningsmässiga reduceringen ligga närmare 100 %.

Balanspunkt:	ca +5 ^o C
Värmeeffekt vid balanspunkt:	ca 2,8 kW
Värmemotstånd kondensor:	2,65 K/kW
Värmemotstånd förångare:	3,08 K/kW
Effekt för utefläkt:	150 W
Effekt för cirkulationspump:	50 W
Tillsatsvärme i steg:	3,5 och 11 kW
(maximaleffekten har ej behövt användas)	
Arsvärmefaktor i typhus:	ca 3,2
Dito inklusive tillsatsvärme:	ca 1,4

Som belastning betraktat kommer denna värmepump att ligga någonstans mellan fall 1 och 2. Dess energisparförmåga är inte lika stor som för fall 2. Eftersom det av kostnadsskäl var angeläget att begränsa antalet kraftbalanser har inte denna belastning studerats vidare. Att den ändå medtagits vid framttagandet av indata beror på att den inte tidigare simulerats fram med dator.



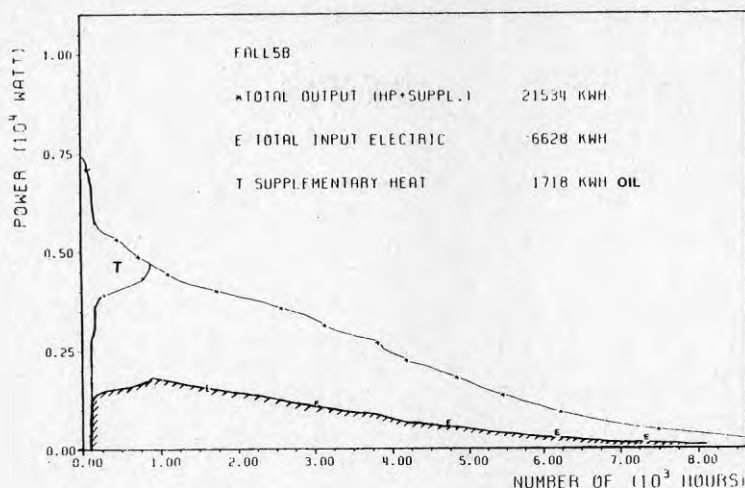
Figur 5.6 Varaktighetsdiagram för värmebehov med samtidig elbelastning. Sammanlagrat klimat. Fall 4. L/V med stoppavfrostning

Figur 5.6 ovan visar varaktighetsdiagrammet. Karakteristiken blir liknande som för solvärmeanläggningar med en kraftig energibesparing under vår och höst.

5.1.5 Fall 5. Uteluft/Vatten (L/V) som i fall 2 men med tillsatsvärmen från en eldningsanläggning.

Denna värmepump är identisk med fall 2 förutom att tillsatsvärmen tas från en eldningsanläggning, t ex en mindre oljepanna avsedd för kortvarig drift eller en äldre konventionell oljepanna. Genom detta arrangemang avlastas elnätet den svåraste tiden av året. Denna form av elbelastning blir mycket gynnsam. Belastningens utseende jämfört med fall 2 kan studeras i figur 5.7 som bara är en bearbetning av figur 5.3

Observera att det endast är värmepumpen som utgör ellast i figur 5.7. Ellastkurvan får här inte uppfattas som ett varaktighetsdiagram utan som ett ellastdiagram som är "samtidigt" med varaktighetsdiagrammet för det totala värmebehovet. Ytan som representerar den oljeeldade tillsatsvärmen har i figuren markerats med T. Under tiden med parallell drift mellan värmepump och panna kommer i praktiken oljepannan att få sämre verkningsgrad än när den körs ensam med full last. Till detta tas dock ej hänsyn i utvärderingen då utvecklingen av speciella tillsatsvärmepannor knappast kan anses ha börjat.



Figur 5.7 Varaktighetsdiagram för värmebehov med samtidig elbelastning. Sammanlagrat klimat. Fall 5. L/V med oljeeldning som tillsatsvärme

5.1.6 Fall 6. Uteluft/Vatten (L/V) som i fall 2 och 5, men värmepumpen stannas manuellt vecka 50-08. (INGEN KRAFTBALANS)

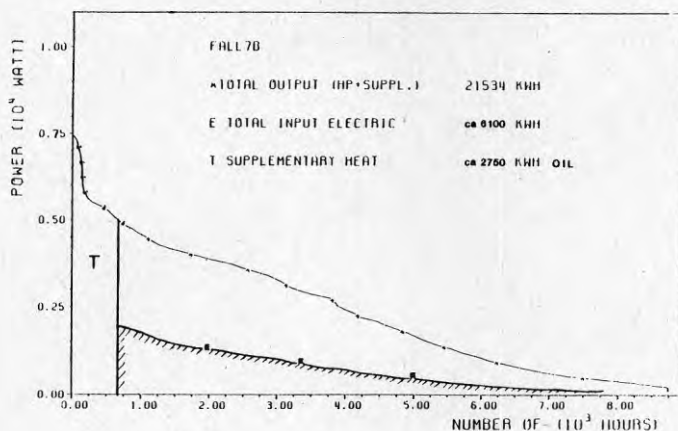
Denna värmepump av typ Uteluft/Vatten är helt identisk med fall 5, men den stängs av definitivt under den tid på året då elbelastningen är högst och all tillsatsvärme tas från en eldningsanläggning. Detta ger enklare regleringsutrustning då samdrift mellan värmepump och panna ej förekommer. Pannan skulle i princip kunna eldas med fast bränsle.

Detta fall ehuru mycket gynnsamt som elbelastning ansågs inte särskilt ekonomiskt och det beslöts på ett tidigt stadium att den endast skulle studeras om övriga belastningsfall visade sig mycket ogynnsamma för kraftproduktionen. En studie av körda kraftbalanser för fall 5 och grundlasten visade att en värmepump endast måste stannas under veckorna 3 - 10 av typåret för att behovet av termisk toppkraft - gasturbiner - under ett torrår inte skall vara högre än för enbart grundlasten. Dessa åtta veckors fullständiga bortkoppling innebär dock att en mycket stor del av årsvärmebehovet, cirka 25 - 30 %, måste täckas med oljeeldning, vilket kräver mer lättolja än skillnaden i mängd gasturbinbränsle. Normalår och våtår blir då bortkopplingen ännu mindre fördelaktig. Ingen kraftbalans har därför körts för fall 6, men en snarlik version har studerats. Se under fall 7 nedan.

5.1.7 Fall 7. Uteluft/Vatten (L/V). Som fall 2 och 5, men värmepumpen stannas endast vissa högbelastningsveckor eller då dygnets medeltemperatur underskrider viss nivå. Tillsatsvärme tas från en eldningsanläggning.

Ofta nämns -5° som en lämplig temperaturnivå för att stanna en L/V-värmepump och därmed undvika både högbelastningstid för kraftnätet och påfrestning i utrustningen. Vid närmare analys visar det sig att ett sådant fall med det valda typiska klimatet ger en såpass lång bortkopplingstid, att den oljemängd som eldas i tillsatsvärmepannor blir ganska stor och dessutom undviks inte alla högbelastningsveckor. Alla högbelastningsveckor kräver inte heller gasturbinkörning utan detta är mer vanligt vid senare än vid tidigare veckor beroende på vattentillgång i magasin. Därför studeras ett enklare fall som är mer inriktat på att minska mängden gasturbinkörning än på att skära ned alla topplaster. Efter studierna i kraftbalansresultaten från fall 2 och 5 väljs fullständig bortkoppling av värmepumpen under veckorna 4 - 7, dvs en månad. Detta visar sig ungefär motsvara att värmepumpen stannas helt då dygnets medeltemperatur går under -7°C . De tre allra kallaste och tre av de högsta belastningsveckorna i typåret undviks därigenom. Vissa högbelastningsveckor missas dock. Det blir i utvärderingen mest intressant att studera skillnaden mellan fall 5 och fall 7. Fall 7 är ett sk alternativdriftsfall och bör vara lättare att åstadkomma rent regleringstekniskt än fall 5 där både panna och värmepump körs parallellt.

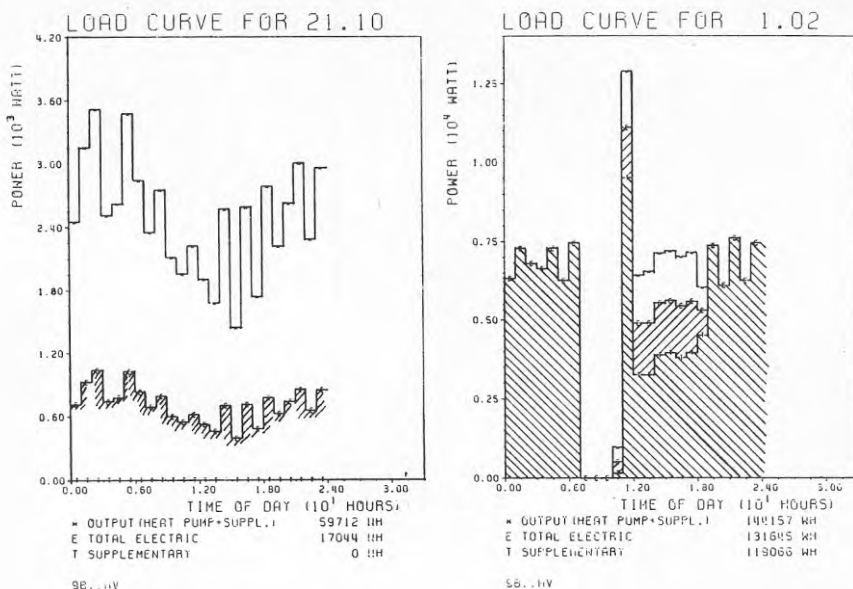
Figur 5.8 visar varaktighetskurvan för värmebehovet och samtidiga kurvor som inlagts för tillsatsvärmen (ytan T) och elbelastningen. Elbelastningen härrör endast från värmepumpen. Observera att siffervärdena på E och T är uppskattade från nära liggande datorkörningar.



Figur 5.8 Varaktighetsdiagram för värmebehov med samtidig elbelastning. Sammanlagrat klimat. Fall 7. L/V avkopplingsbar med oljeeldning som tillsatsvärme.

5.1.8 Fall 8 och fall 9. Uteluft/Vatten (L/V) som i fall 2 men med bortkoppling från elnätet endast vid vissa tidpunkter på dagen. (INGA KRAFTBALANSER)

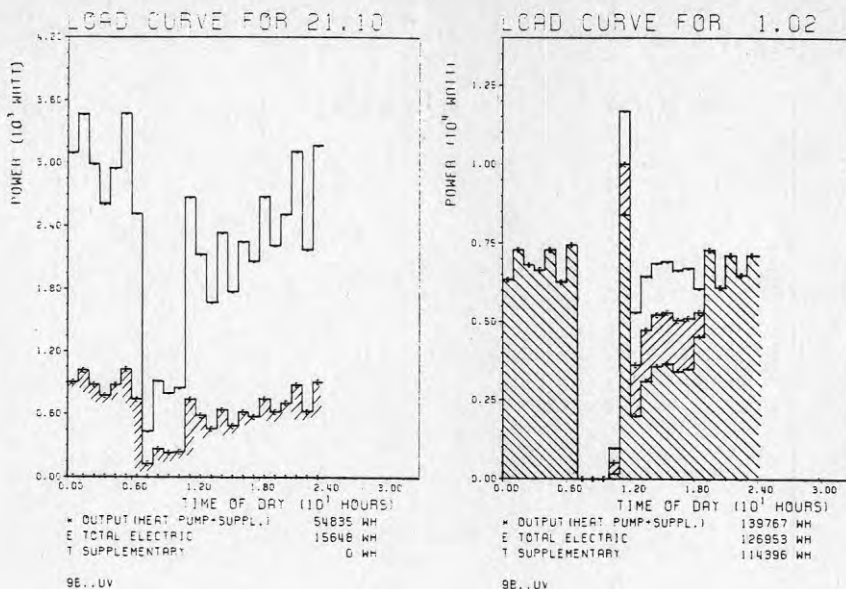
Bortkoppling från elnätet under dygnets högbelastningstimmar, d v s kl 07.00 - kl 11.00 skulle kunna innebära en lättnad för kraftsystemet och minska behovet av tillfällig toppkraft. De flesta dagar på året, utom de allra kallaste med mulet väder, är värmebehovet också lägst under den tid som valts för bortkoppling. I ena fallet 8 avsågs bortkoppling av hela värmepumpsystemet och i det andra, fall 9, avsågs bortkoppling av enbart tillsatsvärmen. Belastningsfall 9 studerades i första hand. Se figur 5.9 och 5.10. Ett något annorlunda datorprogram med intermitterent styrning av värmepumpen har använts. Den simulerade belastningen är också osammanlagrad. Detta är orsaken till att lasten visar snabbare variationer än i figur 5.4.



Figur 5.9 Dygnsvariation för värmebehov och elbelastning. L/V-värmepump med elvärmetsatts som kopplas bort 07.00 - 11.00

Figuren 5.9 ovan visar - till vänster - en relativt jämn belastningskurva för det typiska höstdygnets med en minskad belastning under dagen. Tillsatsvärmen behöver inte användas. Men för det kallaste dygnet i februari - till höger - är det nästan bara tillsatsvärmen som används för att täcka värmebehovet. Värmepumpen går bara en stund på eftermiddagen då uttemperaturen är något högre. Systemet fungerar bra utom i de kallare perioderna då det uppkommer ett stort värmeunderskott som sedan ger en belastningstopp mitt på dagen då tillsatsvärmen åter får användas. Under avställningsperioden sjönk också innetemperaturen till obehagliga värden. Observera att skalorna är olika i diagrammen till höger och vänster.

Det hus som använts i studien är kanske väl känsligt för snabba temperaturvariationer. Detta har ingen inverkan på kraftbalansstudierna, men kan ha betydelse för lokala belastningstoppar och för komforten. Ett försök gjordes därför att mildra värmeunderskottet vid bortkoppling genom att samtidigt stoppa ventilationen. Som framgår av figur 5.10 nedan gav detta en förbättring. Belastningstoppen det kallaste dygnet sjunker något jämfört med föregående figur, men den är fortfarande hög. Temperaturen inomhus sjunker även betydligt mindre, men fortfarande till en obehaglig nivå.



Figur 5.10 Dygnsvariation för värmebehov och elbelastning. L/V-värmepump med el-tillsats. Både elvärmetsats och ventilation kopplas ur 7.00 - 11.00

Praktiska erfarenheter antyder att datormodellen är för känslig, men trots detta kan man dra slutsatsen att några timmars bortkoppling av tillsatsvärmen - och även hela värmesystemet - under köldperioder kräver någon form av ökad värmeackumulering i byggnaden eller i värmesystemet. Eventuellt även samtidig avstängning av ventilationen och begränsning av värmeeffekt vid återinkopplingen. Delvis bortkoppling kan vara ett annat alternativ till värmeackumulering för att minska belastningstoppar vid återinkopplingen.

De fördelar som kan uppnås med en belastningsstyrning blir mer betydelsefulla för kraftledningar och distributionsnät än för själva kraftproduktionen, där man nästan alltid kortvarigt kan öka vattenkrafteffekten. Det kraftbalansprogram som användes i studierna reagerar inte heller märkbart på så kortvariga effekttoppar. De snabbaste variationerna tas i regel med vattenkraft och t o m användningen av gasturbiner styrs starkare av energiöverväganden än av kravet på mycket kortvarig effekt.

En jämförelse av de vänstra diagrammen i bilderna 5.9 och 5.10 visar, att styrning av enbart ventilationen har en högst märkbar inverkan på värmebehovet som bara den skulle kunna tillämpas i t ex elvärmda hus för att minska belastningstoppar. I exemplet minskade dessutom hela årsvärmebehovet med cirka tio procent. Praktiska

studier av värmetröghet i existerande hus och försök med ventilationsstyrning kan rekommenderas.

Det bör - speciellt då nätkostnaderna väger tungt i kalkylerna - finnas möjlighet att acceptera elvärme som tillsatsvärmesystem om tillräcklig fränkoppling kan uppnås utan återinkopplingstoppar. Kraftbalanser av den typ som används i denna studie är dock ett för grovt instrument för att fördelarna med kortvarig fränkoppling skall kunna utvärderas.

5.1.9 Fall 10. Grundvattenvärme. (INGEN KRAFTBALANS)

Detta fall med en mycket konstant värmekälla studerades ej. Belastningsmässigt blir det något gynnsammare än ytjordvärme. Resultatet för ytjordvärme bör därför väl kunna anses gälla även för det fall att värmekällan är grundvatten.

5.1.10 Fall 11. Uteluft/Vatten (L/V) som i fall 2 eller 5 men större och monterad i flerfamiljshus. (INGEN KRAFTBALANS)

Värmebehovets sammansättning i flerfamiljshus jämfört med villor, karakteriserad av att en relativt mindre del går åt till rumsuppvärmning och en relativt större del till tappvarmvatten. Dessutom är själva byggnadskonstruktionen tyngre. Det relativt större varmvattenbehovet påverkar den sammanlagrade belastningen så att den möjligen blir något starkare varierande under dygnet, men istället något mera jämn över året. Det tyngre byggnadssättet verkar å andra sidan utjämnande på dygnsvariationen. Inom den noggrannhet som kraftbalansstudierna medger så kan ett flerfamiljshus anses likvärdigt med flera enfamiljshus.

5.1.11 Sammanfattning över avsnitt 5.1.1 - 5.1.10

Antalet värmepumpsfall som prövats i kraftbalanser kan översiktligt presenteras i följande tabell.

Fall	VP-typ	VF	VF			Kraftbalanser	
			Totalsystem	Bal	pkt	Tillsatsv	1990
1	Elv	1	-	-	-	Ja	Ja
2	L/V	3,1	2,7	ca-4,5°C	E1	Ja	Ja
3	J/V	3,3	3,3	-	-	- ^{x)}	Ja
5	L/V	3,0	2,6	ca-4,5°C	Olja	-	Ja
7	L/V	3,1	2,4	ca-4,5°C	Olja	-	Ja

x) För år 1990 kan balansresultatet uppskattas med hjälp av resultatet för år 2000 och resultatet för fall 1 och fall 2

På grund av att gratisvärmern i typhuset inte är konstant i tiden så ligger den praktiska balanspunkten oftast något under den från början ansatta.

5.2 Typiskt hus

Den elbelastning från värmepumpar som behövs för kraftbalansstudierna skall i möjligaste mån utgöra en sammanlagrad belastning för hela landet. Detta åstadkomes genom användande av ett sammanlagrat typiskt klimat - som beskrivs längre fram - och ett hus som är typiskt för det svenska bostadsbeståndet. Ett sådant hus uppfyller inte kraven i de senaste byggnormerna utan har värden på fönsterytor, väggisolation, ventilation och boendeyta, som bedöms genomsnittliga för hela beståndet av enfamiljshus.

5.2.1 Underlag och förutsättningar

I en tidigare studie^[1] har typiska data tagits fram för befintlig bebyggelse i klimatzon I, II, III och IV. Dessa data visas i figur 5.11 nedan.

	Klimatzon			Totalt
	I	II+III	IV	
Antalet hus 1000-tal	108	735	263	1106
Uppvärmd volym per hus m^3	417	448	407	435
Fasadarea per hus m^2	123	138	122	132
Vindbjälklagsarea per hus m^2	92	97	103	98
Bottenbjälklagsarea ^{x)} per hus m^2	22	40	46	39
Fönsterarea per hus m^2	19.2	20.9	20.5	20.7
k-värde väggar $W/m^2.K$	0.38	0.45	0.53	0.46
k-värde vindsbjälklag $W/m^2.K$	0.27	0.31	0.38	0.32
k-värde bottenbjälklag $W/m^2.K$	0.34	0.39	0.45	0.40
k-värde tvåglasfönster $W/m^2.K$	2.0	2.0	2.0	2.0
Värmebehov/hus med luftomsättning 0,6 ggr/h W/K	205	244	251	-

x) Härmed förstås den värmeutläckande delen - yttre randfältet.

Figur 5.11 Tabell över typiska värmetekniska data för befintlig bebyggelse

Under 80-och 90-talen får man räkna med att bostadsbeståndet förändrats mot bättre isolering och mindre ventilationsöverskott. Samtidigt kan man nog räkna med en standardhöjning mot större boytor. Hur stora dessa förändringar blir kan inte idag förutsägas med något krav på noggrannhet. För denna studie har ansatts att den genomsnittliga storleken år 1990 och år 2000 bör ligga nära vad som idag gäller för klimatzon II och III (mellersta Sverige), men att fönsterarea, K-värden och tidskonstanter i väggar bör ligga nära vad som idag är typiskt för klimatzon I (norra Sverige).

För att räkna fram värmebehoven och ellasten har det varit en önskan att utnyttja den datormodell av ett hus som tagits fram i det tidigare BFR-projektet. [1]

5.2.2 Husets form och värmedata

Det går inte att direkt sätta ihop ett enkelt hus med önskade data enligt ovan och en rimlig form. Följande starkt förenklade hus har valts:

Kvadratisk golvyta ca 103 m^2 ($10,15 \times 10,15$)
 Fyra väggar vardera om $34,5 \text{ m}^2$ med en fönsteryta om ca $5,2 \text{ m}^2$ i vardera vägg. Husets luftvolym har satts till 448 m^3 som omsätts $0,6 \text{ ggr/h}$. Denna volym stämmer inte riktigt med de fysiska dimensionerna och huset blir därför egentligen något överventilerat. Huset har fått ett totalt bruttovärmebehov för rumsuppvärmning på ca 222 W/K , vilket dock är klart bättre än för dagens medelbestånd. Dess totala termiska tröghet, värmekapaciteten, blir ca $5\,400 \text{ Wh/K}$.

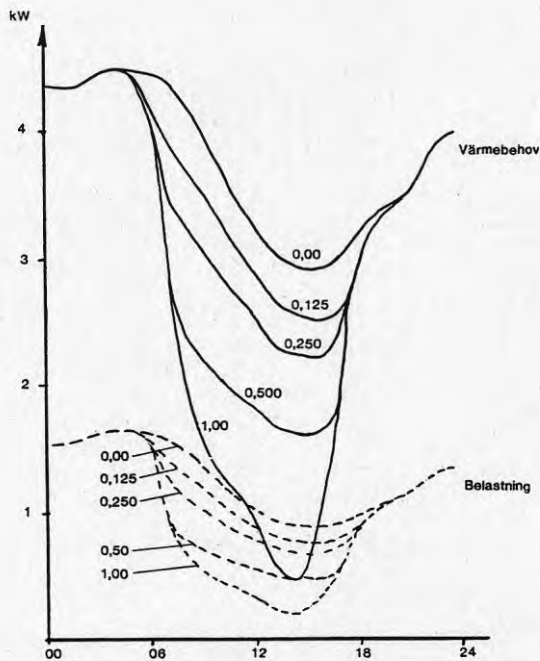
Observera att simuleringsprogrammet behandlar inte huset som en enhet utan som flera mindre separata, men samverkande element av väggar, golv, tak och innesluten luft. För denna studie är det formen på belastningskurvan som är mest intressant, d v s förhållandet mellan energi och maxeffekt samt den relativa energianvändningen under olika veckor, dagar och timmar. Det visar sig att själva formen på belastningen är ganska okänslig för husets storlek och utseende.

5.2.3 Överskottsvärme

Vid vissa tillfällen mitt på dagen uppstår övertemperatur i huset p g a överskott på gratisvärme. Detta värmeöverskott kan delvis lagras i byggnadsstommen och återvinnas under natten då utetemperaturen sjunker. För hög temperatur inomhus känns dock obekvämt och man vädrar bort överskottet eller drar för persienner. Obekvämlighetsgränsen har satts till $+23^\circ\text{C}$, d v s all gratisvärme anses gå förlorad då temperaturen inomhus stiger över 23°C .

5.2.4 Utnyttjande av solstrålning

Den ursprungliga datormodellen som använts räknar med bara ett enda stort rum i huset. Detta gör att ganska mycket solstrålning kan släppas in genom fönstren på solsidan innan innetemperaturen når obekvämlighetsgränsen. I verkligheten är en villa indelad i rum, vilket försvårar den interna temperaturutjämnningen. Datormodellen har därför ändrats så att solvärmeförlusten genom fönster aldrig tillåts överstiga 0,5 ggr (hälften) av skillnaden mellan bruttovärmebehovet och all annan gratisvärme. Detta innebär t ex, att all solstrålning genom fönster tas tillvara i januari medan en stor del spilles bort i maj månad. Studier har även gjorts med en faktor på 0; 0,125; 0,25 och 1 ggr. 0,5 ansågs av projektets styrgrupp ge det resultat som bäst överensstämmer med erfarenheten. Vidare kan denna siffra ges en viss fysikalisk förankring i att solstrålningen genom fönster i stor utsträckning verkar på bara halva husets rumsvolym och att denna del lätt når övertemperatur.



Figur 5.12 Belastnings- och värmebehovskurvor för värmepumphus med olika solutnyttjningsfaktorer. Ett typiskt aprilidag.

Figur 5.12 visar hur val av utnyttjandefaktor påverkar dygnsvärmebehovet under en aprilidag. En utnyttjandefaktor på 0,5 innebär att fönsterinstrålningen kommer

att svara för nio procent av den årliga värmeförseln. En faktor på 0,25 ger 5 - 6 % vilket bedöms som för litet och en faktor på 1 bedöms ge minst 15 % vilket erfarenhetsmässigt anses som för mycket för ett "medelhus".

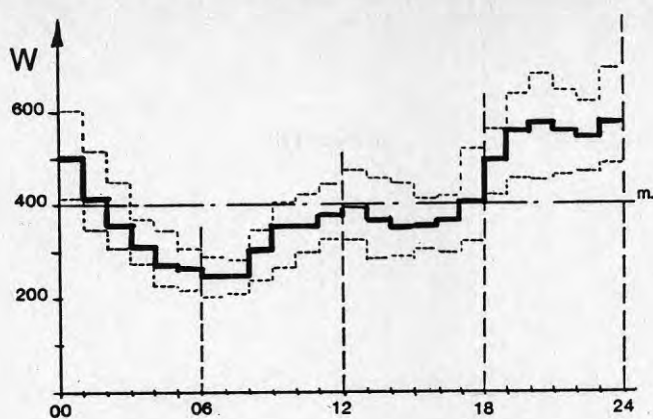
Solstrålning på väggar och tak verkar höjande på dessas yttertemperatur. Detta minskar värmeutläckningen och påverkar därmed värmebehovet i huset. Denna effekt, som också är inbyggd i simuleringsprogrammet, påverkas inte av utnyttjningsfaktorn.

Husets utnyttjande av gratisvärme i solstrålningen påverkar uppvärmningsbehovets fördelning under året och det kan därför ha viss betydelse för resultatet av kraftbalansstudierna.

5.2.5 Tappvarmvatten

I huset finns ett behov av tappvarmvatten. Varmvattnet kräver uppvärmning men avger samtidigt värme till huset. I det tidigare nämnda BFR-projektet [1] användes ett tappvarmvattenbehov enbart för att beräkna gratisvärmestillskott. Detta behov, uttryckt som förbrukning per timme, finns beskrivet i tabellen i figur 5.14. Underlaget för denna är mätningar utförda av Statens Vattenfallsverk i Piteå år 1975. Siffermaterialet är inläst i datormodellen för huset.

För detta projekt har använts samma data, men då året indelats i fyra veckorsperioder istället för månader har ansatts period 1= Januari, period 2= Februari o s v till period 12= December. Period 13 har också satts lika med December. Det totala uppvärmningsbehovet för tappvarmvatten har blivit ca 3 500 kWh per år. Trettio procent av denna energi för tappvattenvärmning anses sedan komma själva lokaluppvärmningen i huset till del som gratisvärme. Figur 5.13 nedan ger en grafisk presentation av varmvattenbehovets variation. Bilden visar max-, min- och medelvärden per timme för ett vardagsdygn. Någon stark regelbunden årsrytm kan inte utläsas. Det är en svag minskning under sommaren och en svag ökning under vintern, men de ore-gelbundna variationerna är mycket större.



Figur 5.13 Dygnsvariation i uppvärmningsenergi för tappvatten. m =årsmedelvärme

Tid	Effekt W						
01-06	388.	364.	305.	295.	240.	247.	januari
07-12	248.	297.	315.	337.	330.	418.	
13-18	402.	360.	382.	367.	365.	440.	
19-24	485.	481.	471.	484.	524.	512.	
"	400.	360.	304.	230.	238.	280.	februari
"	218.	308.	348.	372.	404.	388.	
"	354.	312.	311.	337.	417.	501.	
"	584.	611.	572.	511.	550.	487.	
"	430.	395.	370.	295.	264.	285.	mars
"	272.	304.	382.	420.	442.	455.	
"	405.	364.	370.	397.	404.	507.	
"	597.	670.	641.	600.	570.	500.	
"	511.	391.	332.	344.	275.	240.	april
"	281.	337.	377.	388.	395.	397.	
"	377.	332.	391.	381.	415.	520.	
"	604.	678.	604.	620.	690.	587.	
"	461.	387.	281.	270.	248.	251.	maj
"	252.	307.	384.	388.	405.	390.	
"	391.	377.	364.	408.	394.	518.	
"	574.	651.	628.	588.	634.	541.	
"	390.	342.	305.	241.	277.	220.	juni
"	242.	325.	351.	355.	327.	361.	
"	354.	348.	338.	414.	400.	487.	
"	575.	584.	531.	480.	508.	490.	
"	347.	304.	277.	222.	218.	201.	juli
"	208.	234.	261.	294.	328.	322.	
"	284.	300.	301.	320.	320.	431.	
"	451.	451.	465.	468.	487.	510.	
"	354.	302.	271.	228.	231.	220.	augusti
"	235.	270.	342.	301.	332.	344.	
"	282.	288.	327.	298.	342.	420.	
"	497.	501.	530.	511.	528.	417.	
"	388.	301.	305.	274.	272.	252.	september
"	248.	325.	401.	295.	372.	357.	
"	324.	320.	342.	302.	427.	502.	
"	544.	558.	554.	527.	560.	434.	
"	377.	320.	301.	277.	270.	245.	oktober
"	268.	322.	364.	368.	378.	380.	
"	371.	352.	378.	372.	401.	475.	
"	578.	571.	567.	608.	570.	491.	
"	434.	390.	312.	254.	304.	280.	november
"	263.	344.	401.	360.	432.	451.	
"	437.	427.	384.	417.	437.	551.	
"	635.	610.	581.	545.	651.	501.	
"	468.	448.	361.	307.	282.	287.	december
"	265.	300.	348.	351.	391.	477.	
"	455.	448.	414.	412.	520.	552.	
"	557.	564.	564.	544.	632.	604.	

Figur 5.14 Tappvarmvattenbelastning i Watt medeleffekt per timme under typisk vardag i varje månad.

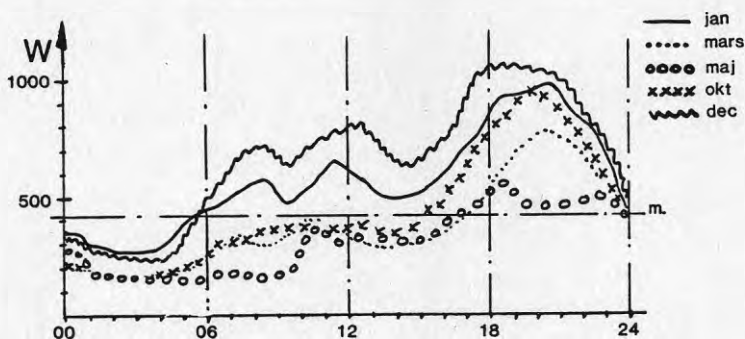
Den värmeförlust som görs genom att kallt tappvatten värms upp några grader vid passage genom husets rör-system är liten, men inte alldeles försumbar. Till denna värmeförlust har dock inte tagits hänsyn.

5.2.6 Hushållsel

I huset finns även en hushållsförbrukning av el. Denna räknas inte in i elbelastningen då sådan förbrukning ändå skulle ha funnits oberoende av uppvärmningssätt. Hushållselen ger dock upphov till gratisvärme. 70 % av hushållselen anses komma huset till del som värme. Denna siffra är en approximation. Sannolikt är gratisvärmedelen större under vintern på grund av att en

större andel av hushållselen då går till belysning.

Även för hushållselen har samma data använts som i den tidigare ovannämnda studien, d v s grundade på Statens Vattenfallsverks Piteå-mätningar. Dessa data visas i tabellen i figur 5.16. På samma sätt som för tappvarmvattnet sättes det typiska dygnet i period 1 = dygn i januari etc. Både period 12 och 13 sättes = december. Årsförbrukningen blir ungefär 3 700 kWh - ett ganska lågt värde.



Figur 5.15 Hushållsbelastningens dygnsvariation i olika månader. m = årsmedelvärdet.

Figur 5.15 ovan visar typisk dygnsvariation i hushållslasten för några olika månader. Det är behovet av belysning som främst skiljer månaderna åt. Mätningarna i Piteå är säkert inte representativa för hela Sverige, då man i denna Norrlands-stad vintertid bör ha större belysningsbehov under tiden 06 - 18 än vad man har längre söderut. Bättre mätningar finns dock ej tillgängliga.

Tid	Effekt W						
01-06	295.	277.	275.	332.	435.	462.	januari
07-12	538.	582.	465.	542.	627.	530.	
13-18	495.	498.	547.	645.	768.	922.	
19-24	938.	964.	851.	781.	560.	342.	
"	222.	215.	200.	288.	378.	412.	februari
	481.	527.	417.	432.	415.	297.	
	281.	262.	312.	418.	620.	768.	
	821.	870.	725.	640.	401.	254.	
"	182.	177.	162.	162.	208.	277.	mars
	330.	287.	360.	400.	388.	314.	
	278.	321.	310.	351.	477.	580.	
	684.	788.	722.	592.	388.	222.	
"	182.	177.	154.	155.	157.	191.	april
	197.	285.	281.	315.	327.	280.	
	267.	244.	298.	354.	428.	490.	
	525.	685.	677.	594.	387.	228.	
"	161.	150.	144.	141.	142.	175.	maj
	160.	245.	274.	360.	297.	310.	
	304.	291.	320.	402.	467.	375.	
	432.	442.	464.	494.	362.	205.	
"	148.	145.	132.	140.	150.	155.	juni
	167.	212.	255.	264.	277.	291.	
	254.	301.	351.	365.	415.	340.	
	338.	367.	400.	401.	312.	194.	
"	182.	155.	152.	148.	151.	177.	juli
	171.	195.	224.	260.	291.	300.	
	250.	242.	274.	354.	348.	315.	
	355.	358.	385.	380.	307.	167.	
"	180.	168.	155.	155.	154.	202.	augusti
	174.	218.	255.	301.	284.	304.	
	250.	270.	295.	350.	454.	371.	
	424.	540.	568.	577.	397.	215.	
"	178.	160.	148.	148.	165.	184.	september
	194.	255.	318.	380.	357.	381.	
	347.	342.	345.	424.	557.	572.	
	728.	802.	741.	585.	361.	215.	
"	167.	157.	164.	188.	212.	308.	oktober
	302.	348.	375.	362.	351.	377.	
	310.	352.	437.	551.	710.	820.	
	961.	891.	791.	644.	381.	215.	
"	192.	192.	214.	291.	370.	431.	november
	501.	518.	485.	532.	498.	502.	
	437.	508.	512.	732.	917.	921.	
	912.	918.	821.	617.	387.	231.	
"	277.	242.	237.	312.	412.	524.	december
	671.	701.	612.	725.	788.	808.	
	642.	614.	690.	798.	1008.	1045.	
	1044.	1022.	960.	775.	587.	355.	

Figur 5.16 Hushållsbelastning i Watt medeleffekt per timme under typisk vardag i varje månad.

5.2.7 Övrig gratisvärme

Övrig gratisvärme härrör från personer som vistas i huset. I de simuleringar som gjorts har antagits att tre personer, vardera med en värmeavgivning på 100 W, kontinuerligt befinner sig i bostaden. Detta är en viss överskattning av denna gratisvärme under dagtid.

5.2.8 Totalt nettovärmebehov

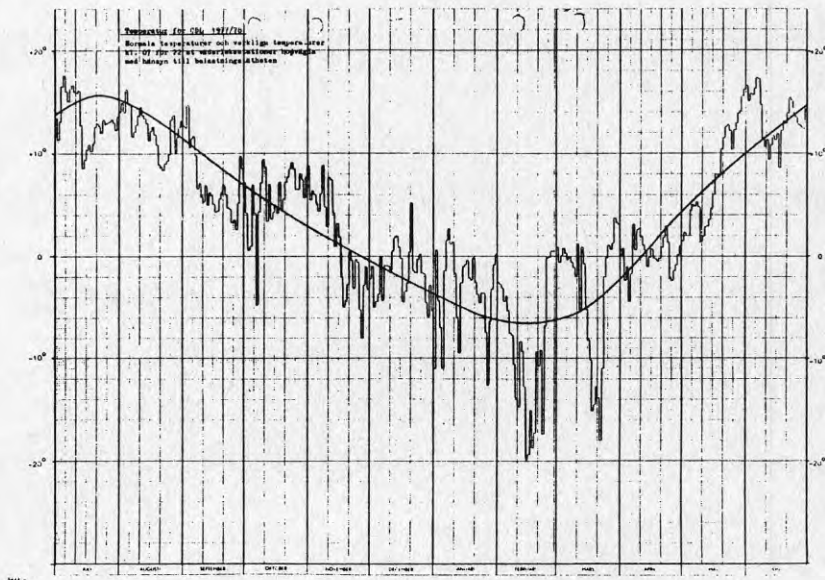
Det totala nettovärmebehovet i huset blir med dessa förutsättningar och det klimat som beskrivs i nästa kapitel ca 21 500 kWh/år. Detta är mer än för dagens typiska nybyggda småhus, men det här använda huset är en sammanvägning av både nya och gamla hus.

5.3 Klimat

Värmebehoven styrs till största delen av klimatet. Omfattande arbete har tidigare lagts ned på olika klimatmodeller. För många orter i landet finns statistik över temperaturer, solinstrålning och molnighet, vilket kan användas för att ge en god bild av lokalklimatet. För denna studie krävs dock en modell av det sammanlagrade klimatet för hela landet. Speciellt viktigt är att ha en god bild av sammanlagrade temperaturvariationer och extremer. Det är ju t ex inte så att de mest extrema temperaturunderskotten uppträder överallt i hela landet samtidigt.

5.3.1 Dygnets och veckans medeltemperatur

Det finns en viss statistik över sammanlagrade dygnsvariationer. Inom kraftindustrin hopsamlas t ex temperaturavläsningar från flera orter kl 07.00 varje morgn och dessa sammanvägs sedan i förhållande till elbelastningens fördelning. Resultatet kan se ut som i figur 5.17, som visar temperaturförloppet under 1 år. (1977/78). I figuren har även inlagts en kurva, CDLs normaltemperatur, som visar veckomedelvärden från kl 07.00-temperaturer under flera års observationer.



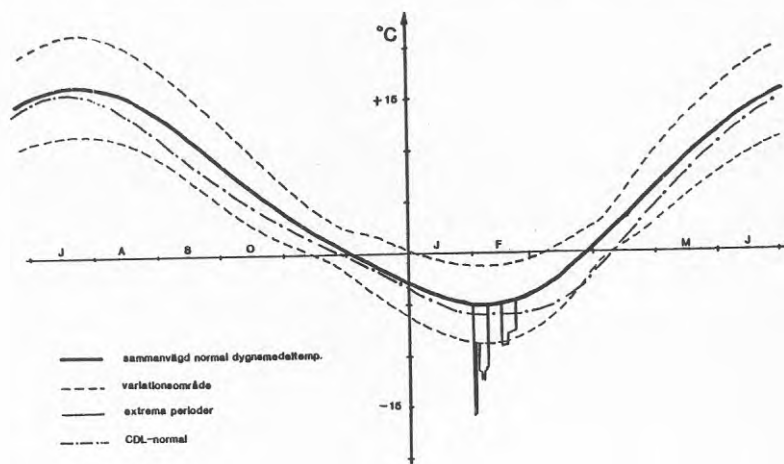
Figur 5.17 Temperatur för CDL 1977/78. Sammanvägs värden över hela landet kl 07.00

För denna studie duger inte den utslätade normaltemperaturkurvan, då vi ju är speciellt intresserade av belastningstoppar som orsakas av stora kortvariga temperaturunderskott. Att direkt ta temperaturvariationerna från ett aktuellt år är inte heller praktiskt, då det ger alltför stora datamängder att behandla. Enskilda år är dessutom inte representativa och slutligen är temperaturen kl 07.00 inte bestämmande för värmebehovet. Vintertid inträffar ofta dygnets lägsta temperatur just vid den tidpunkten, men värmebehovet styrs mer av dygnets medeltemperatur. Skillnader i kl 07.00-temperaturer mellan nära följande dagar och veckor bör dock i medeltal vara ungefär lika stora som motsvarande skillnader i dygnsmedeltemperaturer.

För detta projekt har framtagits ett "typiskt" temperaturår. Ett år som har

1. Normalårets graddagsinnehåll
2. Växling mellan varma och kalla perioder
3. En extremt kall period
4. Typisk dygnsvariation i utetemperaturen

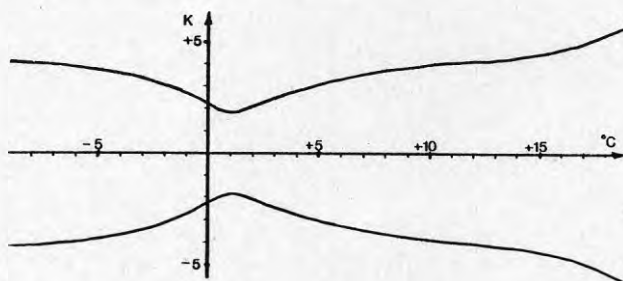
Dygnsmedeltemperaturen har beräknats genom att uppgifter från SMHI över medeltemperaturen för olika orter sammanvägts på samma sätt som i CDL-statistiken. Detta har gjorts för dygn nr 1, 6, 11, 21 och 26 i varje månad. Samma orter som i CDL-statistiken eller närliggande har använts. Södra Sverige har störst betydelse i sammanvägningen.



Figur 5.18 Sammanvägda kurvor för dygnsmedeltemperatur, variationsområde och extrema perioder.

Denna sammanvägda dygnsmedeltemperaturer förlöper enligt den heldragna linjen i figur 5.18. I samma figur har även CDLs kl 07-00-temperaturer inritats streckprickad. Avvikelsen är ganska stor.

Variationerna kring dygnsmedelvärdena är av utomordentligt stort intresse. I figur 5.18 har också inritats på liknande sätt sammanvägda medelvärden för dygnets max- och min-temperaturer. Man ser att temperaturvariationerna är relativt större under sommaren och vintern än under vår och höst. Det verkar att finnas ett starkare beroende mellan dygnets medeltemperatur och variationsområdet. Detta illustreras också i figur 5.19. Denna tendens är lika för alla de sammanvägda orterna. Som senare visas beror de stora variationerna sommartid mest på solens regelbundna inverkan, medan de vintertid mer beror på slumpmässigt passerande vädersystem.



Figur 5.19 Dygnstemperaturens variationsområde som funktion av dygnsmedeltemperatur. Sammanvägt över hela landet.

5.3.2 Kalla perioder

Statistikmaterialet för kalla perioder är sämre. Tillräckligt goda data finns bara för åtta orter, Kiruna, Luleå, Östersund, Bromma, Karlstad, Torslanda, Visby, Malmö och i de flesta fall från dessa orters flygplatser. Vikterna för sammanvägning har därför blivit annorlunda. I princip har det gått till så att vikterna i CDL-statistiken hänförs till dessa orter med hjälp av en karta över hur årets lägsta utetemperatur fördelas över landet.

Nu uppstår inte de kalla perioderna samtidigt över hela landet. Vid vinterhögtryck i söder fås lågtrycksbanor över norra Sverige som ökar den relativa temperaturen där och vice versa. En gränslinje mellan söder och norr i detta avseende anses gå ungefär mellan Leksand och Söderhamn. Ett rimligt sätt att sammanlagra temperaturer förefaller vara att ta medeltemperaturen på ena sidan om linjen och lägga ihop extremt kalla perioder på den andra sidan. Belastningsmässigt uppstår de värsta förhållandena då extrem kyla föreligger på linjens södra sida.

I statistiken finns kalla perioder med olika frekvens. Här har valts sådana med årsfrekvensen 0,5 ggr/år i januari och 0,5 ggr/år i februari. D v s sådana perioder som med stor sannolikhet uppstår varje år. Det finns också statistik över perioder av olika längd. Både 1- och 5-dagarsperioder har studerats. I statistiken verkar dessa ofta infalla under samma vecka med 1-dagarsperioder först följt av en litet varmare dag och därefter 5-dagarsperioden.

Årets typiskt sammanvägda kallaste vecka och näst kallaste får då följande dygnsmedeltemperaturer:

Dag	1	2	3	4	5	6	7
Kallaste	-15,6	-8,4	-11,1	-11,5	-12,4	-11,4	-11,1
Näst kallaste	- 8,9	-8,8	- 8,8	- 7,7	- 7,7	- 7,6	- 7,6

I figur 5.18 har den kallaste perioden inritats i början av februari och den näst kallaste något efter med en normal vecka emellan.

För denna studie är en sådan uppdelning på enskilda dagar för fin. Kraftbalansprogrammet räknar med 5 st i alla avseenden identiskt lika arbetsdagar per vecka och med en mycket förenklad bild av lördagar och söndagar. Därför har de kallaste perioderna förenklats ytterligare. De blir vardera av en hel veckas längd. Den kallaste ges en medeltemperatur av -15°C och den näst kallaste $-7,7^{\circ}\text{C}$. Sett över 30 år missas då den allra kallaste period som kan förekomma, d v s den som ger den dimensionerande utetemperaturen. (DUT, LUT och ELUT).

Även i det sammanlagrade fallet görs troligen en viss miss av lägsta temperaturen. Genom att extremprioden sätts så lång som en vecka så blir dock antalet grad-dagar under t ex -10°C möjligen något större än i verkligheten, men det blir en viss risk att den sammanlagrade allra högsta effekten från de eldrivna värmelasterna underskattas något.

5.3.3 Växlande veckomedeltemperatur

Som visas senare beror de stora dygnsamplituderna under vintern inte på någon regelbunden temperaturvariation utan måste bero på den mer slumpmässiga passagen av vädersystem. Vädersystemens passagetid kan vara ganska lång - ett till flera dygn - och den påverkan de ger på elbelastningen blir mer lik den påverkan de kraftiga variationer från vecka till vecka ger, än den som fås p g a regelbunden dygnsrytm. För att uppnå en sådan liknande variation överlagras temperaturförändringar ovanpå den jämnare medeltemperaturkurvan. Storleken på dessa ändringar har valts så att de ungefär motsvarar skillnaden mellan den totala och den regelbundna dygnstemperaturvariationen och så att de ger ett rimligt utseende på varaktighetskurvan för temperaturunderskott jämfört med

statistiskt framtagna varaktighetskurvor. Detta gör att medeltemperaturen ökas med 3 K i vecka 1 och 3, minskas med 3 K i vecka 2 och 4, ökas med 2 K i vecka 6 och 9 samt minskas med 2 K i vecka 8 och 10.

5.3.4 Regelbunden dygnsvariation

Den regelbundna dygnsvariationen i utetemperatur beror på solens upp- och nedgång. Denna temperaturvariation anses inte så avgörande för värmebehovet i ett hus p g a värmetrögheten i byggnadsdelarna. Utetemperaturens variation inverkar dock ganska snabbt på den del av värmebehovet som beror på ventilationen, vilket kan innebära stor inverkan i vissa rum.

I de fall då ett hus värms med värmepumpar som har uteluften som värmekälla är det viktigt att ha med dygnsvariationen i lufttemperaturen eftersom denna påverkar värmepumpens uteffekt och dess värmefaktor. Därigenom påverkas husets behov av el för drift av värmepump och tillsatsvärme.

Ofta sätts att utetemperaturens dygnsvariation följer en enkel sinuskurva som varierar mellan dygnets uppmätta och statistiskt framräknade max- och min-temperaturer. Detta gör att tidsskillnaden mellan max- och min-temperatur blir 12 timmar. Verkligheten är annorlunda. Figur 5.20 visar att lägsta temperaturen inträffar strax före solens uppgång och den högsta någon gång på eftermiddagen. Under de månader på året som är intressanta för denna studie och som har påtaglig regelbunden dygnsvariation i temperaturen - d v s oktober, februari, mars och april, förefaller minimum att inträffa omkring kl 05 och 06 och maximum mellan kl 14 och 16, d v s med 9 - 10 timmars tidskillnad.

En mer lämplig funktion för utetemperaturens regelbundna variation bör vara

$$\Delta t = \Delta \hat{\theta} \left[0,26(3 \sin^4 \left(\frac{x+90^\circ}{2} \right) - \cos x) - 0,323 \right]$$

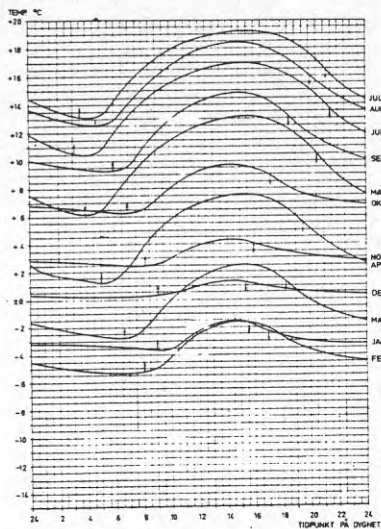
där $x = (\text{klocks lag} - 7) \cdot 15^\circ$

eller om x mäts i radianer

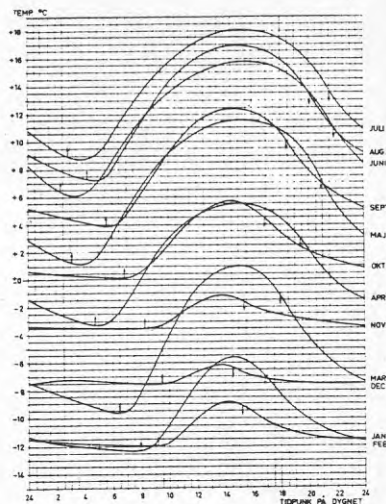
$$\Delta t = \Delta \hat{\theta} \left[0,26(3 \sin^4 \left(\frac{x}{2} + \frac{\pi}{4} \right) - \cos x) - 0,323 \right]$$

där $x = (\text{klocks lag} - 7) \cdot \frac{\pi}{12}$

Sambandet har framtagits genom passningsräkning. Tiden mäts i hela och hundratals timmar och $\Delta \hat{\theta}$ är skillnaden mellan dygnstemperaturens regelbundna maxvärde och minvärde.

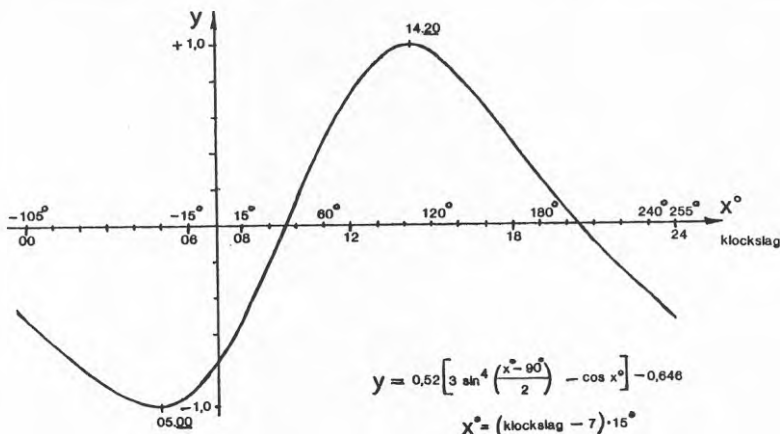


Strömstad



Sveg

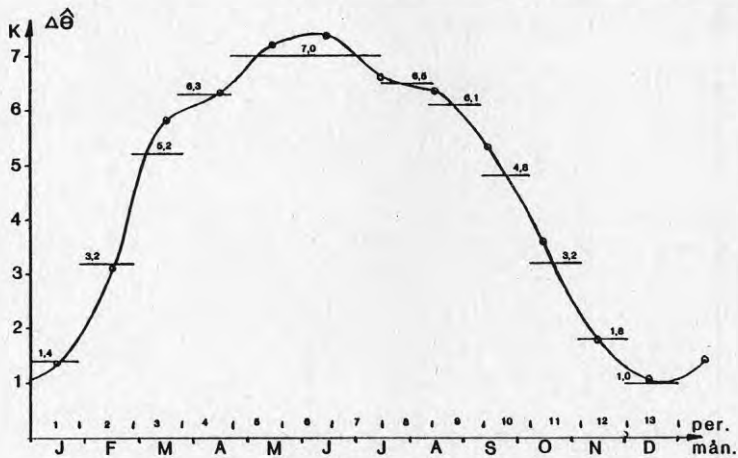
Figur 5.20 Temperaturens genomsnittliga dygnsförlopp under olika månader



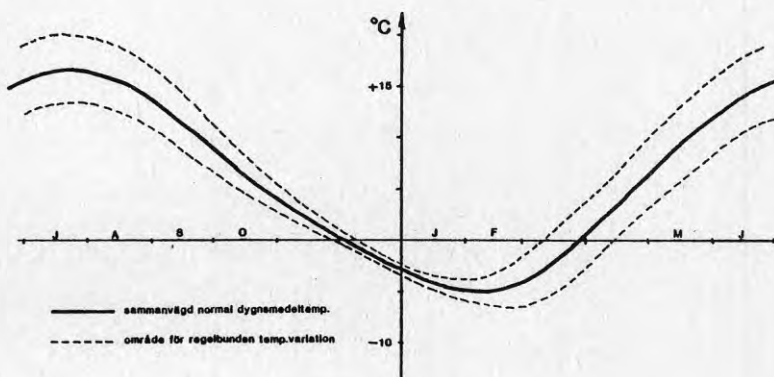
Figur 5.21 Approximativ funktion för utetemperaturens regelbundna variation

Denna funktion, som för $\Delta \hat{\theta} = 2$ avbildas i figur 5.21 ovan, har minimum kl 05 och maximum kl 14,33 (14²⁰) och torde kunna användas under alla månaderna september - april. Det är möjligt att ställa upp en liknande funktion, men med andra konstanter och med fler trigonometriska funktioner av ännu högre ordning än \sin^4 och att anpassa den till varje enskild månad, men en sådan ytterligare ökning av noggrannheten har säkert mycket liten betydelse för slutresultatet. Månaderna maj - augusti har dygnets lägsta temperatur något tidigare på morgonen och en annorlunda kurvform, men från uppvärmningssynpunkt och kraftbalanssynpunkt är dessa månader mindre intressanta.

Den framtagna funktionen måste kombineras med information om $\Delta \hat{\theta}$, d v s skillnaden mellan de regelbundna max- och min-värdena. Sådan information har erhållits från SMHI för Kiruna, Luelå, Östersund, Stockholm, Visby, Karlstad, Göteborg och Malmö och dessa data har sammanvägts på ett liknande sätt som angivits för tidigare temperaturdata. Figur 5.22 nedan innehåller i princip samma information som figur 5.19 men variationsområdet $\Delta \hat{\theta}$ framställs istället som funktion av tiden. I datorsimuleringarna har använts en stegvis variation av $\Delta \hat{\theta}$ som också indikeras i figuren.



Figur 5.22 Bredden för dygnets regelbundna temperaturvariation under årets olika månader



Figur 5.23 Sammanvägda kurvor för dygnsmedeltemperaturen och området för den regelbundna temperaturvariationen

Figur 5.23 ovan visar de regelbundna variationsgränserna inritade i samma diagram som dygnsmedeltemperaturen. Vid jämförelse med figur 5.18 framgår klart, att de totalt sett stora variationerna i temperatur under vintern till största delen måste bero på oregelbundna variationer som inte kan orsakas av annat än passage av vädersystem.

5.3.5 Typiskt temperaturår

Tabellen i figur 5.24 nedan visar de siffervärden som valts för utetemperaturen och dygnets regelbundna temperaturvariation. Detta år får 4 117 grad dagar eller 98 800 gradtimmar om man på konventionellt sätt räknar under $+17^{\circ}\text{C}$ och sätter eldningsgränserna så att endast dygn med medeltemperatur under $+11^{\circ}\text{C}$ tas med. Detta motsvarar ungefär förhållandena på en ort med ca $+5,5^{\circ}\text{C}$ årsmedelstemperatur.

I tabellen visas dels årsvariationen i normal dygnsmedeltemperatur - för perioderna 5 - 11 används en grövre variation - dels ett temperaturtillägg som görs i perioderna 1 - 3 för att få "typåret" samt i sista kolumnen siffervärden för $\Delta\theta$. Studier har också gjorts av ett tillägg med mindre extrema kallperioder och av ett tillägg med enbart de extrema perioderna. Skillnaden mellan dessa i inverkan på kraftproduktionen är liten och det har därför varit naturligt att göra studierna med de temperaturförhållanden som ligger närmast verkligheten.

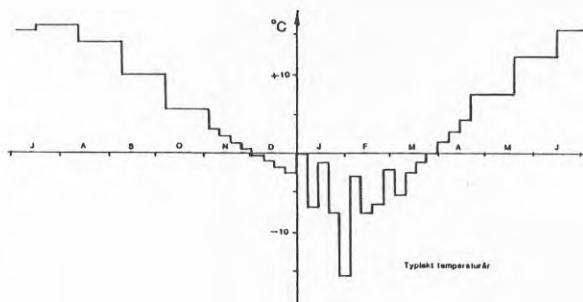
En kraftbalans har också gjorts med en elvärmelast baserad på den mer utslätade normalkurvan. Skillnaden mellan denna och en balans gjord på typåret är också liten då det gäller baskraft, men tillräckligt stor då det gäller toppkraft för att man skall välja att basera alla vidare studier på "typåret".

Temperaturen i °C och K

Period	Vecka	Dygnsmed normalår (a) °C	Tillägg f typår (b) K	Dygns- variation topp-topp K
1	1	-3,1	+3	1,4
	2	-3,7	-3	1,4
	3	-4,2	+3	1,4
	4	-4,5	-3	1,4
2	5	-4,8	-10,8	3,2
	6	-4,8	+2	3,2
	7	-4,7	-3	3,2
	8	-4,5	-2	3,2
3	9	-4,0	+2	5,2
	10	-3,2	-2	5,2
	11	-2,4		5,2
	12	-1,1		5,2
4	13	+0,1		6,3
	14	+1,5		6,3
	15	+2,8		6,3
	16	+4,2		6,3
5	17	+5,5		7,0
	18	+6,8	+7,5	7,0
	19	+8,2		7,0
	20	+9,4		7,0
6	21	+10,6		7,0
	22	+11,8	+12,3	7,0
	23	+12,9		7,0
	24	+13,9		7,0
7	25	+14,7		7,0
	26	+15,4	+15,6	7,0
	27	+16,0		7,0
	28	+16,4		7,0
8	29	+16,6		6,5
	30	+16,5	+16,3	6,5
	31	+16,2		6,5
	32	+16,0		6,5
9	33	+15,5		6,1
	34	+14,7	+14,2	6,1
	35	+13,8		6,1
	36	+12,9		6,1
10	37	+11,5		4,8
	38	+10,6	+9,9	4,8
	39	+9,4		4,8
	40	+8,2		4,8
11	41	+7,1		3,2
	42	+6,0	+5,5	3,2
	43	+4,9		3,2
	44	+3,9		3,2
12	45	+3,0		1,8
	46	+2,1		1,8
	47	+1,3		1,8
	48	+0,5		1,8
13	49	-0,3		1,0
	50	-1,0		1,0
	51	-1,8		1,0
	52	-2,5		1,0

Figur 5.24 Temperaturtabell. Normalår, typår och regelbunden dygnsvariation

I figur 5.25 nedan visas temperaturåret grafiskt. Bilden kan jämföras med figur 5.17 och 5.18



Figur 5.25 Typiskt temperaturår

5.3.6 Solstrålning och molnighet

För solstrålning och molnighet har samma data använts som i den tidigare BFR-studien [1].

5.4 Grundlasten

5.4.1 Klimatets inverkan på grundlasten

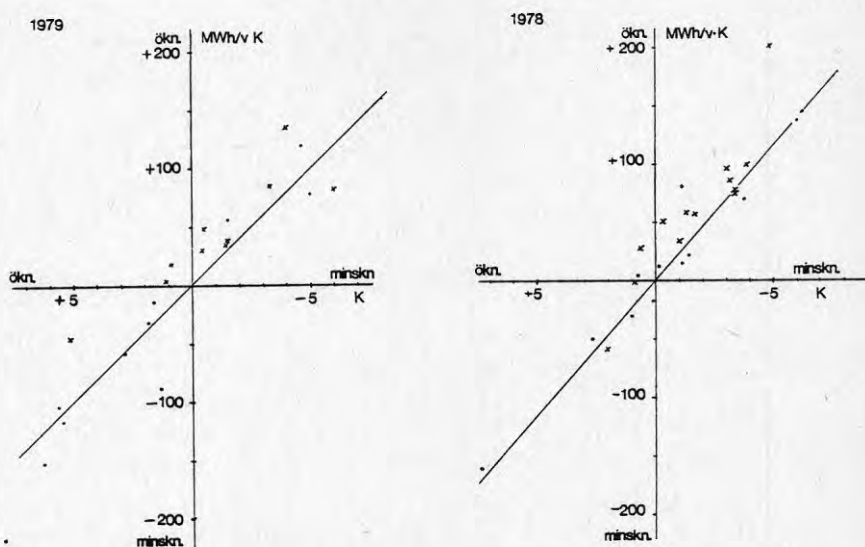
Studiens syfte är att utröna hur kraftsystemet påverkas av nytillkommande elvärmelast och värmepumplast. Klimatet styr dessa nya laster mycket starkt, men det påverkar även den existerande grundlasten. Erfarenhetsmässigt vet man att det finns en mycket stark koppling mellan grundlasten och klimatet som kan ge lika stora lastvariationer som de värmepumplaster vi vill studera. Kopplingen mellan klimat och ellast har studerats vid flera olika tillfällen. Inte bara temperaturen har en inverkan, utan för enskilda orter och skelområden har man även kunnat konstatera en viss men liten inverkan av vind och molnighet.

För hela landet har man genom regressionsanalys kunnat konstatera, att 1 K temperaturändring under vintern ger ungefär 1 % lastförändring. Inverkan av vind och strålning är försumbar för last sammanlagd över ett så stort område.

För denna studie krävs en annan modell som direkt ger grundlastens temperaturberoende i eleffekt eller veckoenergi per grad istället för i procent per grad och

som kan tillämpas både år 1990 och år 2000. Det ligger nära nära hands att antaga, att temperaturberoendet är helt kopplat till den kända och dolda totala elvärmelasten. Om så är fallet skulle det finnas en möjlighet att prognosera grundlastens temperaturkänslighet.

För att konstatera om hypotesen är sann har en enkel belastnings- och temperaturanalys utförts. För eldningsmånaderna under åren 1978 och 1979 har konsekutiva veckor jämförts med avseende på skillnad i total elenergianvändning och skillnad i sammanvägd veckomedeltemperatur kl 07.00. Innan ett meningsfullt samband kan tas fram mellan veckoenergi och temperaturskillnad måste dock alla veckor tas bort där det helt säkert finns andra orsaker till stora skillnader i energianvändning. Detta innebär, att jul, nyår, sportlov, påsk och 1:a majveckorna bortfaller. Veckorna 50 och 51 måste också behandlas med försiktighet då den ökade julhandeln med längre öppethållande i butiker måste medföra en belastningsökning.



Figur 5.26 Samband mellan ändringar i sammanvägd veckomedeltemperatur kl 07.00 och veckobelastning för hela landet. x = höstveckor. · = vårveckor

Figur 5.26 ovan visar diagram för 1978 och 1979 där ökning (plus) och minskning (minus) prickats in. Höst- och vårveckor har indikerats olika. Sambandet framgår klart, men det går inte att utan vidare med minsta kvadratmetoden dra en rät linje genom punktsvärmarna. Mellan konsekutiva höstveckor finns nämligen en relativt konstant ökning i lasten p g a ökat

belysningsbehov och på våren finns på samma sätt en relativ konstant minskning i last. Dessutom finns en generell årlig tillväxt i elanvändningen. Det finns inte heller lika många representativa vår- som höstveckor. Vidare måste en linje genom punktswärmen gå igenom origo. Det går dock att med en modifierad minsta kvadratmetod dra en sådan linje vars lutning påverkas lika mycket av alla höstveckor tillsammans som av alla vårveckor tillsammans och som blir oberoende av den konstanta belastningsökningen under året.

För 1978 och 1979 fås ett temperaturberoende på 23 MWh resp 20 MWh per vecka och grad.

Den totalt kända elvärmen i småhus har från abonnemang beräknats till 7,8 TWh år 1978 (Energikommisionen) men bara cirka 75 % av detta kan förmodas vara temperaturberoende. Den totalt kända elvärmen i lokaler har på samma sätt uppskattats till 3,4 TWh och här kan nästan allt förmodas vara temperaturberoende. Till detta kommer så kallad elvärme som anses ligga mellan 0 och 2 TWh samt förluster på cirka 10 % i elnätet. Totalt skulle detta ge en temperaturberoende last på mellan 10,3 och 12,5 TWh. De elvärmade småhusen och lokalerna är relativt nya och bör gissningsvis inte ha några nämnvärda temperaturberoende värmebehov då utetemperaturer ligger över $+15^{\circ}\text{C}$. Landets sammanvägda årsmedeltemperatur ligger omkring $+5,5^{\circ}\text{C}$, vilket då ger ett gradtimtal (VVS-handboken) på $87\ 000^{\text{x}}$ eller 518 gradveckor. Detta i sin tur ger ett temperaturberoende på mellan 19,9 och 24,1 MWh per vecka och grad.

Resultatet verkar överensstämma mycket väl med den enkla analysen av last och temperaturvariationen. Det finns visserligen så stor osäkerhet i uppskattningen, att överensstämmelsen kan vara en ren händelse, men för det fortsatta arbetet har på dessa indicier antagits, att den temperaturberoende ellasten är helt hänförlig till elvärme och att temperaturberoendet liksom elvärmen kan prognoseras.

Eftersom temperaturberoendet antages uppkomma på grund av elvärme och eftersom värmebehov ej påverkas så starkt av timvariationer i utetemperaturer så antas grundlasten påverkas enbart av dygnets medeltemperatur. Vidare antas temperaturberoendet vara linjärt, vilket säkert även är en approximation. En del av den dolda elvärmen bör ju, i den mån den är tillsatsvärme, inte komma fram förrän vid lägre utetemperaturer och de i ledningsnätet uppstående förlusterna är klart inte linjärt beroende av utetemperaturer. Å andra sidan kan en del dolda elvärme ligga i tappvattenvärmning och en sådan last visar mycket litet temperaturberoende.

^xvilket motsvarar cirka 98 000 gradtimmar med övre gränsen vid $+17^{\circ}\text{C}$

5.4.2 Grundlastens storlek och sammansättning

Storleken och sammansättningen av den grundlast, på vilken värmepumplasterna överlagras, kommer att ha betydelse för vilka kraftslag som användes för den tillkommande lasten.

Om grundlasten väljs liten i förhållande till den existerande produktionskapaciteten, kommer de tillkommande lasterna att fördela sig mer på de existerande baskraftslagen, t ex kärnkraft. En liknande effekt fås om grundlasten har ett mycket litet temperaturberoende, d v s bara litet elvärme. Ett resultat baserat på liten grundlast måste vara mindre intressant än det som man får vid en studie där grundlasten väljs så stor att man närmar sig gränsen för kraftsystemets kapacitet. Man vet då att verkligheten sannolikt kommer att visa sig lindrigare än resultatet. Detta resonemang är väsentligt för valet av grundlastnivå för år 1990. Summan av grundlast plus marginallast bör också ligga nära en sannolik utveckling.

För år 2000 är valet av grundlastnivå inte så viktigt. Vid denna tid skall en stor del av kärnkraftkapaciteten vara avvecklad, vilket innebär att man då oberoende av grundlastens storlek måste bygga nya kraftverk. Kostnadsoptimering leder då till en blandning av nya kraftslag som blir ganska oberoende av storleken på själva grundlasten.^x Dock kan kraftslagsblandningen påverkas starkt av lastens variation under året, d v s formen på själva lastkurvan. (figur 3.3) Även här kan det finnas skäl till att valet av nivå - och speciellt sammansättning av grundlasten - ligger något åt det ogynnsamma hållet.

För år 1990 och år 2000 väljes sålunda:

	1990	2000
Totalgrundlast:	127 TWh	140 TWh
Varav temperaturberoende ca:	17 TWh	19 TWh
Temperaturberoendet under eldningssäsongen i % av årslast per gradvecka:	0,026 %	0,026 %

För år 1990 har en högre grundlastnivå testats innan valet avgjordes. Grundlastnivån för år 1990 plus de marginella laster som lagts på har visat sig väl samstämmig med utförda prognoser. För år 2000 finns inga prognoser då detta skrives. 140 TWh motsvarar en rätlinjig framskrivning av den trend som prognoserats för närmast kommande 10-årsperiod.

^xmed reservation för naturliga begränsningar i tillgänglig kraftvärmepotential

Den temperaturberoende lasten motsvaras av en total på konventionellt sätt definierad nettoelvärmedel på cirka 18-19 resp 20-21 TWh. I olika prognoser för år 1990 har större elvärmelast förutsatts. Före jämförelse med dessa skall dock de marginella elvärmelaster eller värmepumplaster som använts i studien adderas till ovan nämnda värden. Om elvärmedelen i grundlasten blir något litet större eller mindre bedöms detta följande ha så stor inverkan på resultatet, speciellt inte på den högre lastnivån för år 2000.

5.4.3 Grundlastens fördelning i tiden

Grundlasten som anges i TWh per år måste fördelas i tiden. Det har tidigare vid olika tillfällen gjorts studier på hur grundlasten fördelas på årets olika veckor (långtidskurva) och hur veckofördelningen i sin tur ligger på dygnets olika timmar (korttidskurva). Dessa studier har sammanfattats i de tabeller som redovisas i figur 5.27 a, b, c och d. Vissa av kolumnerna adderas inte upp till jämnt 100 %. Detta fel justeras dock automatiskt av dataprogrammet. Långtidskurvan är baserad på tidigare i kraftbalansstudier använda normalårskurvor - d v s med mer utslästat temperaturförlopp - men något justerad kring stora helger. För att få fram grundlasten under typår har ett speciellt grundlasttillskott beräknats för temperaturvariationerna.

Korttidskurvorna som beskriver lasten timme för timme i relation till veckans medellast, finns framtagna för årets alla tretton perioder, men vissa är så lika att de för denna studie slagits samman. En ny korttidskurva har konstruerats för långa helgperioder.

Period	Vecka	Långtidsskurva		Korttidsskurva		Grundlast tillskott
		Grundlast förd % av årslast (1990=127 TWh) (2000=140 TWh)		Lastens dygns- förd % av vecko- medellast		p g a temp variation
1	1	2,23	Nyår	Tabell fig b	per 13	} Enl tabell fig d
	2	2,40		Tabell fig c		
	3	2,42		" "		
	4	2,42		" "		
2	5	2,40	" "	per 2		
	6	2,38	" "	"		
	7	2,38	" "	"		
	8	2,34	" "	"		
3	9	2,31	" "	per 2		
	10	2,27	" "	"		
	11	2,21	" "	"		
	12	2,14	" "	"		
4	13	1,89	Påsk	Tabell fig b	per 4	
	14	2,02		Tabell fig c		
	15	1,98		" "		
	16	1,92		" "		
5	17	1,79	" "	per 4		
	18	1,79	" "	"		
	19	1,79	" "	"		
	20	1,79	" "	"		
6	21	1,62	" "	per 6		
	22	1,62	" "	"		
	23	1,62	" "	"		
	24	1,62	" "	"		
7	25	1,37	" "	per 6		
	26	1,37	" "	"		
	27	1,37	" "	"		
	28	1,37	" "	"		
8	29	1,39	" "	per 6		
	30	1,39	" "	"		
	31	1,39	" "	"		
	32	1,39	" "	"		
9	33	1,65	" "	per 10		
	34	1,65	" "	"		
	35	1,65	" "	"		
	36	1,65	" "	"		
10	37	1,81	" "	per 10		
	38	1,81	" "	"		
	39	1,81	" "	"		
	40	1,81	" "	"		
11	41	2,02	" "	per 10		
	42	2,02	" "	"		
	43	2,02	" "	"		
	44	2,02	" "	"		
12	45	2,12	" "	per 13		
	46	2,15	" "	"		
	47	2,19	" "	"		
	48	2,23	" "	"		
13	49	2,28	" "	per 13		
	50	2,32	" "	"		
	51	2,32	" "	"		
	52	2,08	Jul	Tabell fig b		

Totalt 31 st

Tot 6 korttidsskurvor

Figur 5.27 a. Tabell över grundlastens fördelning i tiden.
Långtidss- och korttidsskurvor

% av veckans medelbelastning

	Veckodag	Lördag	Söndag
7-8	91,81	101,94	91,81
8-9	93,35	105,07	93,35
9-10	95,82	106,77	95,82
10-11	99,03	106,88	99,03
11-12	100,44	107,14	100,44
12-13	106,63	106,63	99,78
13-14	104,48	104,48	98,01
14-15	103,74	103,74	97,30
15-16	106,96	106,96	99,51
16-17	113,17	113,17	105,29
17-18	115,93	115,93	109,16
18-19	114,55	114,55	109,43
19-20	110,92	110,92	108,76
20-21	107,65	107,65	106,92
21-22	104,75	104,75	102,40
22-23	100,29	100,29	96,24
23-0	95,83	95,83	91,77
0-1	92,81	92,81	89,94
1-2	90,56	90,56	89,40
2-3	89,45	89,45	88,85
3-4	89,17	89,17	89,28
4-5	89,00	89,00	90,81
5-6	89,85	89,85	96,97
6-7	92,36	92,36	111,08

$$2 \overline{398,55} \times 5 + 2 \overline{445,90} + 2 \overline{361,35} = 16\ 800$$

Figur 5.27 b. Tabell över lastfördelning under dagar i helgvecka (V 52 Jul, V 01 Nyår, V 13 Påsk)

Utdrag ur
"Nya mätvärden för SKP104'as typdagar"

Medelvärde för driftåren 1976/77 och 1977/78 enl väderkorr SKN-statistik (ca 90 % av CDL)
Värden i proc av resp periods timmedeleffekt under helgfria veckor.

Period: Klockan	2			4			6		
	Må-Fre	Lördag	Söndag	Må-Fre	Lördag	Söndag	Må-Fre	Lördag	Söndag
7 - 8	117,36	89,74	83,65	119,30	87,60	81,96	119,48	88,91	78,48
8 - 9	119,38	92,41	85,04	122,96	91,57	84,88	125,46	94,00	82,02
9 - 10	118,27	94,65	87,48	121,59	93,64	87,27	125,25	96,31	85,12
10 - 11	118,17	94,46	89,14	121,63	92,77	88,25	125,94	95,84	85,24
11 - 12	117,11	94,20	90,24	120,83	92,73	88,50	125,51	95,81	85,51
12 - 13	113,32	92,62	89,05	117,04	91,67	87,40	122,09	93,77	84,71
13 - 14	112,03	90,61	86,47	115,60	89,28	84,64	120,73	91,17	81,67
14 - 15	111,91	88,76	85,36	115,03	87,06	83,30	120,10	88,50	80,17
15 - 16	112,11	89,65	86,05	113,91	86,31	83,83	118,62	87,39	80,57
16 - 17	109,20	92,90	89,26	107,49	86,22	83,92	110,38	86,41	80,80
17 - 18	113,47	98,81	95,63	105,69	87,52	85,50	107,89	86,95	82,61
18 - 19	114,91	100,24	98,04	105,09	89,43	88,48	104,03	86,67	85,34
19 - 20	112,16	97,92	98,14	109,63	93,82	96,10	103,67	86,56	88,94
20 - 21	107,99	94,87	96,63	109,89	95,05	98,43	105,34	89,97	93,52
21 - 22	102,79	92,67	93,21	104,83	92,90	94,74	100,25	89,91	91,17
22 - 23	95,26	89,26	87,64	96,52	89,66	89,11	92,61	85,32	85,50
23 - 24	89,39	84,65	84,26	90,33	85,99	85,49	87,80	81,10	82,39
0 - 1	86,66	81,66	82,77	87,45	82,72	83,77	85,96	79,23	81,60
1 - 2	85,87	80,63	82,48	86,87	81,86	83,67	83,44	76,81	79,86
2 - 3	85,29	79,86	82,13	86,57	81,07	83,81	81,00	74,20	77,75
3 - 4	85,38	79,70	82,27	86,79	81,33	84,35	81,43	73,30	79,26
4 - 5	86,39	79,69	83,87	86,84	80,29	85,56	88,71	74,64	87,74
5 - 6	90,66	80,49	89,31	89,08	78,14	88,97	100,80	76,75	103,10
6 - 7	100,51	82,33	101,22	98,80	79,16	101,41			

Period: Klockan	10			13		
	Må-Fre	Lördag	Söndag	Må-Fre	Lördag	Söndag
7 - 8	118,52	85,36	77,58	117,80	87,94	81,53
8 - 9	122,36	89,61	81,00	121,31	91,83	83,80
9 - 10	121,31	91,50	83,83	119,30	92,98	86,81
10 - 11	121,82	91,31	85,29	119,43	92,97	89,02
11 - 12	121,41	91,23	86,26	118,75	93,39	91,43
12 - 13	118,20	91,00	85,80	115,25	92,48	90,79
13 - 14	116,97	88,58	82,90	114,95	91,65	88,38
14 - 15	117,16	86,93	81,30	116,55	92,65	88,58
15 - 16	115,96	85,80	81,08	119,57	97,02	92,69
16 - 17	110,41	86,30	82,50	118,90	102,02	96,98
17 - 18	111,01	89,31	85,74	117,24	101,68	98,17
18 - 19	116,55	96,26	93,52	115,92	100,36	98,95
19 - 20	117,21	98,20	98,37	112,60	97,25	98,31
20 - 21	112,53	95,08	97,25	108,03	93,49	96,67
21 - 22	105,58	91,89	92,97	102,33	91,30	92,23
22 - 23	95,80	87,65	86,47	93,58	87,44	86,18
23 - 24	88,55	82,73	82,01	86,76	82,16	81,83
0 - 1	85,16	79,32	80,22	83,04	78,05	80,21
1 - 2	83,97	77,89	79,37	81,76	76,88	79,32
2 - 3	83,36	76,94	78,60	80,99	75,99	79,02
3 - 4	83,43	76,23	79,00	80,78	75,54	79,22
4 - 5	84,36	75,94	80,82	81,63	75,43	80,69
5 - 6	88,24	75,09	86,00	86,30	76,10	86,50
6 - 7	97,81	75,26	98,25	96,81	78,14	99,97

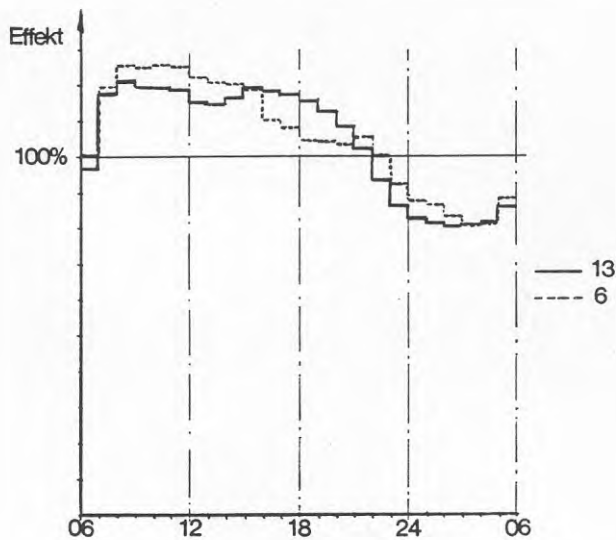
Figur 5.27 c Tabell över lastfördelning under normala veckor. Källa "Nya mätvärden för SKP104'as typdagar".

Temp. beroende 0,026 %/grad.v.

Vecka	"Normalår"	Typår
1	0	-0,078
2	0	+0,078
3	0	-0,078
4	0	+0,078
5	0	+0,280
6	0	-0,052
7	0	+0,078
8	0	+0,052
9	0	-0,052
10	0	+0,052

Tot Σ blir 100,052

Figur 5.27 d Grundlasttillskott (berör endast långtidskurvan) p g a temperaturvariation. Tillskottet fördelas jämnt på veckans alla dagar. Anges i $\frac{1}{2}$ av årslast.



Figur 5.28 Korttidskurvor för arbetsdagar i period 06 och 13.

Figur 5.28 ovan visar grafiskt typiska korttidskurvor för arbetsdagar i period 6 och 13. Observera att 100 % är ett relativvärde olika för olika veckor enligt tabell över långtidskurvan. Som synes har dygnslasten två utpräglade toppar. Morgontoppen är störst och

representerar den svåraste belastningen för kraftproduktionssystemet. Eftermiddagstoppen är något lägre. På sommaren kommer eftermiddagstoppen senare och är relativt ännu lägre. Detta kan förklaras av levnadsvanor och belysningsförhållanden.

Det bör nämnas, att den fina uppdelning av lasten som här gjorts på enskilda timmar, inte medverkar till ökad noggrannhet i resultatet. Dessa variationer tas till största delen av vattenkraft och en grövre uppdelning hade säkert kunnat användas. Detta underlag fanns dock tillgängligt.

5.5 Kraftproduktionssystemet

Det kraftproduktionssystem som behövs för att täcka den totala elasten består både av existerande kraftstationer och nytillkommande. För optimering av de totala produktionskostnaderna behövs uppgifter om dels vilka olika kraftslag som redan finns tillgängliga omkring år 1990 och år 2000, dels vad kostnaderna är för att utnyttja dem och för att bygga och driva nya produktionsutrustningar. Dessutom behövs information om eventuella praktiska begränsningar i hur mycket av olika produktionsutrustningar som kan få byggas.

Först behandlas dock klimatets inverkan på kraftproduktionen.

5.5.1 Klimatets inverkan på kraftproduktionen

Klimatet har en mycket stor inverkan på speciellt vattenkraften. Nederbörden styr vattentillgången i älvar och magasin och isläggningen på vintern ändrar strömningsförhållandena. Denna information finns redan inbyggd i datorprogrammet KR 70 baserat på 30 års observationer. Kopplingen till utetemperaturens något kortare variationer är mycket liten och försumbar.

Även när det gäller kondenskraftverk är utetemperaturens inverkan på produktionsförmågan mycket liten. En viss inverkan på driftkostnaden är tänkbar då förbränningsprocessen i stora pannor påverkas något litet av förbränningsluftens temperatur. Kylvattentemperaturen påverkar också produktionsförmågan litet grand i alla kondenskraftverk. Låg kylvattentemperatur har en förmånlig inverkan. För kraftbalansstudier kan man dock helt bortse från båda dessa ytterst marginella variationer.

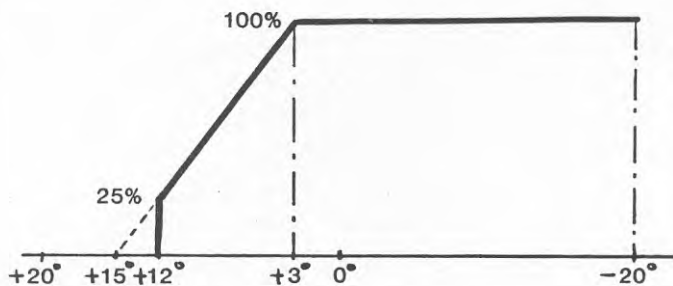
Situationen är annorlunda för kraftvärme. Kraftvärmeverkets produktionsförmåga styrs starkt av värmeunderlagets storlek och något litet av temperaturnivån i fjärrvärmesystemet och båda dessa varierar med utetemperaturen.

För mycket låga värmeunderlag sommartid är det inte lönsamt att köra kraftvärmeturbiner. Verkningsgraden

blir för låg och elpriserna är för låga. Ett typiskt kraftvärmeverk startas inte förrän värmeunderlaget vuxit så stort att man kan köra med ca 1/4 eleffekt från ett aggregat och detta inträffar inte förrän dygnets medeltemperatur har gått ned till ca $+12^{\circ}\text{C}$. (Här förutsätts för enkelhets skull att varje station bara har ett aggregat). Den uttagbara eleffekten ökar sedan vartefter som uttemperaturen sjunker och värmeunderlaget ökar. Inget kraftvärmeverk dimensioneras för värmeunderlagets maxeffekt utan av ekonomiska skäl bara för knappt hälften och denna nivå nås typiskt redan vid ca $+3^{\circ}\text{C}$ utetemperatur. Resten av värmeunderlaget täcks med stora hetvattenpannor. När uttemperaturen sjunker alltmer måste temperaturen i fjärrvärmesystemet börja ökas, vilket höjer ångans kondensationstemperatur efter turbinen. Detta i sin tur gör att det möjliga eleffektuttaget minskar. Vid extrem kyla kan eleffekten ha gått ned mer än 5%. För denna studie tas dock inte hänsyn till effektminskningen vid sträng kyla.

Några stora kraftvärmeverk kan kopplas om till kondensdrift om elbehovet skulle bli stort. Värmebehovet klaras då på annat sätt. Det antages dock att priset för el i framtiden i regel inte skall vara så högt i förhållande till bränslepriset att detta blir attraktivt.

För kraftvärmedieslar gäller att de i princip kan leverera full eleffekt oberoende av värmeunderlaget, men även för dem antages att ett sådant köringssätt inte blir ekonomiskt attraktivt utan att den tillgängliga eleffekten i praktiken varierar på samma sätt som vid ångturbindrift. I beräkningarna kan då flera kraftvärmedieslar behandlas som om de vore ett stort ångkraftaggregat, vilket sannolikt leder till en något gynnsammare kostnadsbild för hela kraftvärmesidan. Totalt torde användningen av kraftvärmedieslar bli marginell jämfört med annan kraftvärmeproduktion.



Figur 5.29 Förhållandet mellan dygnets medeltemperatur och tillgänglig kraftvärmeeffekt

Figur 5.29 ovan visar vilket förhållande mellan medeltemperatur och tillgänglig kraftvärmeeffekt som använts i studien. Enskilda anläggningar kan givetvis avvika från detta mönster.

5.5.2 Existerande och tillkommande kraftproduktion

För år 1990 kan man med god noggrannhet förutse vilka produktionsanläggningar som kommer att finnas då beslut om dessa i princip redan måste ha fattats. För år 2000 vet man också idag ganska väl vilka anläggningar som helt säkert kommer att finnas. Kraftslagen genomgås nedan kortfattat i tur och ordning. Grundmaterialet har i stor utsträckning tagits från Energi-kommissionen och Konsekvensutredningen, men har justerats på några punkter.

Vattenkraft

Vattenkraften anses fullt utbyggd år 1990 och år 2000, dvs bara några TWh ytterligare utöver dagens nivå.

Kärnkraftkondens

Avvecklingsprogrammet efter år 1990 har tagits med i beräkningen så att produktionsförmågan antagits till ca 58 TWh år 1990 och bara 39 TWh år 2000.

Industriellt mottryck

Här har räknats med en produktionsförmåga på ca 8,2 TWh år 1990 och 10,2 TWh år 2000. Då har ett masugns-gaseldat kraftvärmeverk i Luleå lagts in som industriellt mottryck på de speciella bränslekostnaderna som motiverar ett liknande driftsätt.

Kraftvärme

Här har de största justeringarna skett jämfört med EK och KU. Alla kända beslutade ändringar och utbyggnader har lagts in som utförda till år 1990. Uppskattningarna av vad som kan byggas och konverteras från olja till koleldning ändras dock snabbt och det är ej möjligt att åstadkomma en sann bild. De siffror som ges måste tas som en "bästa uppskattning". Torv- och fliseldade anläggningar har kostnadsmässigt behandlats som koleldade om de är större än 30 MWe och oljeeldade om de är mindre. I verkligheten blir de sannolikt dyrare än kol- och oljeeldade anläggningar. För år 2000 finns en begränsning i potential för kraftvärme. Det går nämligen ej att bygga ut mer än vad som finns lämpligt värmeunderlag för. Den ansats som gjorts är frikostigt tilltagen.

Den totala kraftvärmén kommer i praktiken att vara uppdelad på en kombination av stora och små aggregat med olika kostnadsdata. För kraftbalanserna har endast använts kostnadsdata för stora anläggningar, vilket bör leda till en något större användning av kraftvärme

KRAFTSYSTEM

	1 9 8 0		1 9 9 0		2 0 0 0		2 0 0 0 tillägg	
	Installerad effekt MW	Red. ta1	Installerad effekt MW	Red. ta1	Installerad effekt MW	Red. ta1	Tillgänglig Mellan	Tillgänglig eff. Stort
Vattenkraft	15000	-	16200	-	16200	-		
Kärnkraft	3700	0.83	9440	0.83	6310	0.83	5280	
KVv kol	-	0.91	470	0.91	4750	0.91	4330	
Kol kond	-	-	-	-	-	0.85	-	1100
Ind MT	900	0.83	1270	0.83	1580	0.83	1310	
KVv olja	1950	0.91	1610	0.91	600	0.91	550	
Olje kond 1		0.93	1450	0.93	1450	0.93	1350	
2	3100	0.93	380	0.93	380	0.93	350	
3		0.93	710	0.93	710	0.93	660	
GT ord	1800	0.78	1800	0.78	1800	0.78	1400	
GT ext 1		-	-	-	-	0.78	-	500
2		-	-	-	-	0.78	-	500
3		-	-	-	-	0.78	-	500
4		-	-	-	-	0.78	412	825

Figur 5.30 Kraftproduktionssystem år 1980, 1990 och år 2000 anges två alternativ för den utvidgning som är nödvändig för täckande av marginella uppvärmningslaster. "Tillgänglig effekt" är en statistisk storhet som för kraftbalanserna används till att ungefär beräkna den praktiskt möjliga energiproduktionen. Den största orsaken till att den tillgängliga medeleffekten blir lägre än installerad effekt är olika former av underhåll.

än vad man kan räkna med i praktiken. Koleldade anläggningar antages försedda med rökgasavsvavling. För år 2000 har antagits att en större del av kraftvärmens är koleldad och endast en mindre del oljeeldad. Även detta är ett antagande som troligen är alltför gynnsamt för att kunna infrias. Det totala utfallet för oljeanvändning i kraftvärme kan således i verkligheten endast bli sämre. Det har senare visat sig, att användningen av kraftvärme i första hand begränsas av vad som kan byggas ut och i andra hand av kostnaderna, beroende på att det enda alternativet kolkondens är så pass mycket dyrbarare.

Fossilkondens

Viss oljekondens antas avvecklad. Till år 1990 kan inget kolkondensverk hinna byggas. År 2000 får så många kolkondensverk läggas in som kostnadsoptimeringen kräver. Det har visat sig, att ungefär ett stort kolkondensverk behövs. I verkligheten kan man nog räkna med att kraftvärme i mindre anläggningar inte kan byggas ut i så hög grad som antagits och att därför något mer kolkondens kommer att byggas istället. Detta kommer att leda till större kolmängder.

Nya oljekondensverk får ej byggas.

Gasturbiner

Dagens gasturbineffekt antas finnas kvar både år 1990 och år 2000. Dessutom får så många nya gasturbiner läggas in i kraftbalansen som kostnadsoptimeringen kräver.

Vindkraft

Vindkraft har ej tagits med i studien. Detta kraftslag är ett rent baskraftslag något liknande oreglerad vattenkraft och kommer knappast att påverka resultatet av denna studie.

Pumpkraft

Pumpkraft för korttidsutjämning i produktionen är i Sverige begränsad och kommer sannolikt att förbli så inom den studerade tidsramen. Pumpkraft ger ingen extra energiproduktion. De idag existerande pumpkraftverken ligger dock med i kraftbalanserna.

En sammanfattning av kraftproduktionssystemet ges i tabellen i figur 5.30 som också för jämförelsens skull ger data för år 1980. Både installerad och tillgänglig effekt anges. I kraftbalanserna används den tillgängliga effekten. Reduktionen mellan installerad och tillgänglig effekt beror på att det alltid finns störningar i produktionen.

För år 2000 kan inte det kraftsystem som behövs för grundlasten även klara av tillkommande värmepumplaster. Två stycken utbyggnadsfall behövs därför "Mellan" och "Stort". Storleken på dessa har bedömts efter inled-

ande kraftbalanser och handräkningar. Det har visat sig bara finnas kraftslagen kolkondens och gasturbiner att tillgå då alla andra kraftslag nått sina begränsningar. Kraftbalanserna visar då i hur pass hög grad man med vattenreglering kan undvika att utnyttja de dyrare oljeeldade kraftslagen.

5.5.3 Kostnader för kraftproduktionen

De kostnader som använts är baserade på kostnadsstudier som kontinuerligt utföres inom kraftindustrin. För denna studie har valts kostnader som tagits fram med s k realkalkyl och en realränta på 4 %. Kostnaderna redovisas i tabellen i figur 5.31. Från speciella energiskatter bortses.

För själva kraftbalansstudien används endast de rörliga kostnaderna. De fasta kostnaderna behövs dock för att bedöma lämplig kombination av kraftslag i balanserna. Dessutom används de fasta kostnaderna vid utvärdering av de totala merresurser som krävs för att producera värmepumparnas drivenergi.

Dessa kostnadsdata skall givetvis endast betraktas som typiska. Speciellt de fasta kostnaderna i enskilda verk kan avvika kraftigt. Kostnaderna för elproduktion i kraftvärme har baserats på att den totala produktionen i kraftvärmeverket krediteras fullt ut med vad det skulle ha kostat att få fram samma värmeeffekt och värmeenergi i hetvattencentraler eldade med samma bränsle. Det är inte alltid en så stor kreditering kan göras i praktiken och det kräver mycket god kunskap om tillgängligheten i värmeproduktionsutrustningar och om värdet av värmebrist innan man ger en kraftvärmeturbin full kredit för värmeeffekten. För denna studie har inte heller antagits att värmeeffektreserver kan ligga i elpannor, vilket kraftigt skulle påverka resultatet i ogynnsam riktning.

Kreditering för värmeeffekt är förklaringen till att den fasta kostnaden för viss äldre kraftvärmeel kan förefalla bli "0" eller t o m negativ. I situationer med ett högre förhållande mellan el och värmepriser kan andra kalkylmetoder vara mer riktiga.

Det bör observeras att fasta årskostnader inte endast beror på kapital utan även på personal, visst underhåll, avveckling m m.

För redan byggda anläggningar beaktas ej kapital- och avvecklingskostnader då dessa ej anses påverkas av användningen.

OBS. De fasta kostnaderna anges per KW installerad effekt. Fasta kostnader per KW tillgänglig effekt kan beräknas med hjälp av reduktionstalen för kraftslagen.

	Fasta kostn kr/KW och år		Rörliga kostn Kr/KWh	
	Nya	Gamla	1990	2000
Vattenkraft	-	-	-	-
Kärnkraft	-	154	0.058	0.065
KVV kol	291	(-62)	0.098	0.119
Kol kond	402	-	-	0.205
Ind MT	0	0	0.130	0.165
KVV olja	212	(-29)	0.130	0.180
OK 1	-	60	0.210	0.267
2	-	60	0.226	0.287
3	-	60	0.275	0.350
GT ord	-	32	0.460	0.584
GT ext 1	110	-	-	"
2	110	-	-	"
3	110	-	-	"
4	110	-	-	"

Jämförbart pris för eldningsolja till småpannor blir år 1990 - 12,1 öre/KWh
2000 - 15,3 öre/KWh
vilket med hänsyn till pannverkningsgraden ger en rörlig värmekostnad på 16,1 resp 20,4 öre

GT ext har i kraftbalanserna lagts in till något högre rörliga kostnader än GT för att en klar skiktning skall fås. I utvärderingen används dock samma kostn. som för GT ord. Även det industriella mottrycket har år 2000 givits något lägre kostnad än oljekraftvärmen för att få bättre skiktning. En viss verklig kostnadsskillnad kan dock motiveras.

Figur 5.31 Ansats för produktionskostnader för år 1990 och år 2000. 1981 års penningvärde. Energi-skatter är exkluderade

5.5.4 Omvandlingstal i kraftproduktionen

Projektet syftar till att få fram en uppskattning på hur mycket primärenergi som krävs för att driva olika sorters värmepumpar. För detta behövs uppgifter om verkningsgraden i olika kraftverk.

Verkningsgraden i typiska fossileldade kraftverk kan inte anges med stor noggrannhet, ty dels beror den på storlek, utförande och ålder av kraftverken, dels på hur de drivs och hur hårt de belastas.

För detta projekt används dock verkningsgrader och omräkningstal från elenergi till primärenergi enligt tabellen i figur 5.32. Omräkningstalen är verkningsgradernas inverterade värde utom för industriellt mottryck, där omräkningstalet dessutom påverkas av att endast 80 % av bränslet antas vara olja. Kärnkraftsel behandlas här som primärenergi då omvandling till värmeinnehåll i bränsle eller annat mått på primärenergi inte kan ske på ett allmänt vedertaget sätt.

I verkligheten har nog flera av anläggningarna något bättre uppmätta verkningsgrader även i verklig drift. Observera att gasturbiner till största delen bränner lätt eldningsolja som betingar ett högre pris. Verkningsgraderna för oljekondens 1, 2 och 3 har satts i direkt proportion till de priser på el som råder i de effektskikt där dessa typer av kraftstationer brukar startas.

6. DIREKTA KRAFTBALANSRESULTAT FÖR ÅR 1990

6.1 År 1990, inledande studier

För år 1990 har först gjorts simuleringar för att testa att den valda grundlastnivån 127 TWh ligger på en lämplig nivå för att intressanta resultat skall nås. Det visar sig att man endast behöver utnyttja viss oljekondens under torrår. En ökning av grundlasten med 10 - 11 TWh innebär att man även får utnyttja en hel del gasturbiner för att klara torråret, men det är inte lönsamt att komplettera kraftsystemet med någon ytterligare produktionsutrustning för energi. Totalt bedöms att det föreslagna kraftsystemet och grundlastnivån har en lämplig anpassning för att visa resultat av simuleringar med marginallaster. Utnyttjningstiderna (kol 4 x kol 3/kol 2 i tabellen i figur 6.1) antyder en nära optimal användning av de existerande värmekraftslagen för att täcka grundlasten. Senare redovisade balansresultat visar att marginallasterna för upp belastningen till en nivå som ligger strax under gränsen för kraftsystemets produktionsförmåga.

Simuleringar har även utförts som visar skillnader mellan ett mer utjämnat normalår "N.år" för utetemperatur och det "Typår" som redovisats tidigare. "Typ-året" ger ett litet men bestämt utslag i kraftslagsanvändningen och därför har detta år använts i alla övriga simuleringar.

Resultatet av de inledande simuleringarna visas i tabellen i figur 6.1 nedan. Observera, värdena är avrundade och sammanvägda från torrår, våtår och normala vattenår.

Kolumnen 1 visar kraftslagen, kolumnen 2 den i praktiken producerbara elenergin från resp kraftslag och kolumnerna 4.1 - 4.3 hur stor del av energin i kolumn 3 som verkligen används. Datorprogrammet räknar ut användningen i energienheter, men här har valts presentation i procentuella värden för att öka överskådligheten.

Observera att "Tillgänglig effekt" inte är den maximalt möjliga effekten utan en rimligt uppnåelig medel-effekt som beräknats med hänsyn till avställning för underhållsåtgärder. Den används i kraftbalanserna för att beräkna tillgänglig energi. Tillgänglighetsbegreppet varierar något beroende på till vilket ändamål det används.

1	2	3	4.1	4.2	4.3
Kraftslag	Tillg Eff MW	Tillg En TWh	138 TWh N år %	127 TWh N år %	127 TWh Typ år %
Vatten		65,0	100,0	100,0	100,0
Kärn	7090	57,76	99,1	98,1	98,1
KVV kol	430	2,20	97,9	91,5	91,4
Ind MT	1050	8,20	81,8	22,0	20,2
KVV olja	1470	7,52	71,0	14,4	16,1
OK 1	1350	10,20	10,1	4,3	4,7
OK 2	350	2,68	6,6	0,1	0,2
OK 3	660	5,13	5,6	-	-
GT	1400	5,43	1,7	-	-

Figur 6.1 Resultat av inledande kraftbalanser för år 1990. Förklaringar i texten.

Som synes utnyttjas vattenkraften till 100 %. Datorprogrammet KR 70 är speciellt avsett att användas för planering av vattenanvändningen. Industriellt mottryck och oljeeldad kraftvärme skall här ses som ett gemensamt kraftslag då de ligger med samma rörliga produktionskostnad. Den oljeeldade kraftvärmen är dock i mindre grad tillgänglig under den varma årstiden men kan belastas mer vintertid. Detta förklarar att utnyttjningen av kraftvärmen stiger mer än för det industriella mottrycket under det s k typåret.

6.2 År 1990, 127 TWh plus 5 TWh elvärme, Fall 1

1	2	3	4a	5a	4b	5b	4b - 4a
Kraftslag	T Eff MW	Till En TWh	127 TWh Grundlast %	TWh Grundlast %	Grundlast + Elvärme %	Grundlast + Elvärme %	Elv förd GWh
Vatten		65,0	100,0	51,2	100,0	49,3	-35
Kärn	7090	57,76	98,1	44,6	98,7	43,2	335
KVV Kol	430	2,20	91,4	1,6	93,9	1,6	54
Ind MT	1050	8,20	20,2	1,3	53,7	3,3	2601
KVV olja	1470	7,52	16,1	1,0	31,6	1,8	1292
OK 1	1350	10,20	4,7	0,3	8,7	0,7	445
OK 2	350	2,68	0,2	0,0	5,6	0,1	147
OK 3	660	5,13	-	-	2,3	0,1	120
GT	1400	5,43	-	-	0,1	0,0	4
			Summa	100		100	4963

Figur 6.2 Resultat av kraftbalans för år 1990 med marginell elvärmelast. Fall 1. Förklaringar i texten

Kolumnerna i tabellen i figur 6.2 har samma betydelse som i föregående tabell. Beteckningen a hänför sig här till grundlast och beteckningen b till grundlast plus marginallast. Kolumnerna 5 uttrycker hur stor del av landets totala elbehov som täcks av respektive kraftslag.

Skillnadsvärdena i kolumn 4b -4a har räknats ut i energienheter och före avrundning och har bara en skenbart hög noggrannhet. Svårigheten att få hög noggrannhet ligger i förutsättningarna för kraftbalanserna. Den verkliga noggrannheten i fördelningen mellan kraftslag torde därför inte vara bättre än 10 % av respektive siffervärde. Repetitionsnoggrannheten är dock hög vid jämförelse av olika typer av marginal-laster eftersom förutsättningarna då är lika i alla de studerade fallen.

6.3 År 1990, 127 TWh grundlast + ca 5 TWh L/V med avfrostning och el för tillsatsvärme. Fall 2.1

Observera att i detta fall värms ca 2,7 ggr så många hus som i fall 1 med bara elvärme och effektbehovet den kallaste dagen blir också 2,7 ggr så stort.

1	4b	5b	4b - 4a
Kraftslag	Grundlast + värmepump		VP förd
	%	%	GWh
Vatten	100,0	49,3	-60
Kärn	98,7	43,2	324
KVV KOL	93,4	1,6	42
Ind MT	51,4	3,2	2415
KVV olja	32,5	1,9	1362
OK 1	9,8	0,8	562
OK 2	6,3	0,1	165
OK 3	2,9	0,1	148
GT	1,7	0,1	90
	Brist	0,0	20
	Summa	100	5068

Figur 6.3 Resultat av kraftbalans för 1990 med marginell värmepumplast. Fall 2.1. Förklaringar i texten.

För att undersöka om bristmarkeringen beror på för liten genereringseffekt eller för liten transmissionskapacitet från norra till södra Sverige genomfördes en kraftbalans med obegränsad transmissionsmöjlighet. Resultetet ses i figur 6.4 nedan:

1	4b	5b	4b - 4a
Kraftslag	Grundlast + värmepump %	VP förd %	VP förd GWh
Vatten	100,0	49,3	-8
Kärn	98,6	43,2	276
KVV Kol	94,3	1,6	62
Ind MT	56,6	3,5	2844
KVV olja	28,8	1,6	1079
OK 1	8,0	0,6	373
OK 2	5,9	0,1	154
OK 3	2,6	0,1	133
GT	0,6	0,0	31
	Brist 0,0		4
	Summa	100	4948

Figur 6.4 Resultat av kraftbalans för år 1990 med marginell värmepumplast. Fall 2.1 utan begränsningar i transmissionskapacitet. Förklaringar i texten.

Man kan se en mycket gynnsam inverkan av att ta bort transmissionsbegränsningen, vilket yttrar sig i att marginallasten lägger sig i större utsträckning på kraftslagen med lägre rörliga kostnader. Vattenkraften kan i högre grad sparas till att möta effekttoppar som annars hade fått tas med gasturbiner.

En liten bristmarkering fås fortfarande och den beror på begränsning i genereringseffekt. I praktiken kan man räkna med att denna brist kan undvikas. Det är dock klart att man med vattenkraften inte förmår reglera bort all gasturbinkörning. Detta är förenknappast önskvärt. Ett värdefullt resultat av denna extra balans är att den visar att studien verkligen ligger strax under gränsen för kraftsystemets produktionsförmåga.

Man bör också notera att den lilla återstående minskningen i vattenkraftutnyttjande genom ökat spill totalt sett är mycket liten och att också den i praktiken nog kan undvikas. Det går aldrig att i ett datorprogram simulera en vattenanvändningsfilosofi som helt motsvarar det sätt på vilket vattenkraftstationer köres.

I verkligheten vet man aldrig med full säkerhet hur vattentillrinning och belastning kommer att se ut nästa vecka eller nästa månad och även om programmet eftersträvar att optimera vattenanvändningen i en dylik situation av osäkerhet så kan det inte helt ersätta bedömningsförmågan hos kraftföretagens driftansvariga.

6.4 År 1990, 127 TWh grundlast plus ca 1,9 TWh L/V med avfrostning och el för tillsatsvärme. Fall 2.2

Detta fall är likt föregående, men den totala tilläggsbelastningen från värmepumpsystemen har valts så stor att den från dessa och tillsatsvärmen totalt tillsammans utlevererade värmeenergin uppgår till ca 5 TWh.

1	4b	5b	4b - 4a
Kraftslag	Grundlast + värmepump %	%	VP Förd GWh
Vatten	100,0	50,4	-29
Kärn	98,3	44,0	76
KVV KOL	90,3	1,5	-26
Ind MT	32,2	2,1	840
KVV Olja	23,1	1,4	654
OK 1	6,5	0,5	222
OK 2	2,7	0,1	70
OK 3	0,7	0,0	38
GT	0,0	0,0	2
	Summa	100	1847

Figur 6.5 Resultat av kraftbalans för år 1990 med marginell värmepumplast. Fall 2.2. Förklaringar i texten

6.5 År 1990, 127 TWh grundlast plus ca 5 TWh L/V med avfrostning, men med tillsatsvärme från någon eldningsanläggning. Fall 5.

1	4b	5b	4b	4a
	Grundlast + värmepump %		VP Förd GWh	
Vatten	100,0	49,3	-16	
Kärn	98,7	43,2	341	
KVV KOL	93,9	1,6	53	
Ind MT	54,2	3,4	2643	
KVV Olja	31,8	1,8	1304	
OK 1	8,2	0,6	396	
OK 2	5,2	0,1	136	
OK 3	2,0	0,1	105	
GT	-	-	-	
	Summa	100	4962	

Figur 6.6 Resultat av kraftbalans för år 1990 med marginell värmepumplast. Fall 5.

Belastningsfallen 1, 2 och 5 som prövats ovan är de mest extrema och bör ge de största skillnaderna i resultat. För år 1990 studeras därför inte fler fall än dessa.

6.6 Sammanfattning av kraftbalansresultat för år 1990.

I nedanstående tabell, figur 6.7, har resultaten räknats om till procentuell fördelning och avrundats. Bristen i fall 2 har lagts på kraftslaget gasturbiner och avrundats nedåt.

Kraftslag	Fall 1 Elv 5 TWh	Fall 2,1 (andra kol utan tr begr)	L/V 5 TWh	Fall 2,2 L/V 1,9 TWh	Fall 5 L/V 5 TWh tills ej el
Vatten	-0,7	-1,2	(-0,2)	-1,6	-0,3
Kärn	6,8	6,4	(5,6)	4,1	6,9
KVV Kol	1,1	0,8	(1,3)	-1,4	1,1
Ind MT	52,4	47,7	(57,5)	45,5	53,2
KVV Olja	26,0	26,9	(21,8)	35,4	26,3
OK 1	9,0	11,1	(7,5)	12,0	8,0
OK 2	3,0	3,3	(3,1)	3,8	2,7
OK 3	2,4	2,9	(2,7)	2,1	2,1
GT	0,08	2,1	(0,7)	0,11	-
	100	100	(100)	100	100

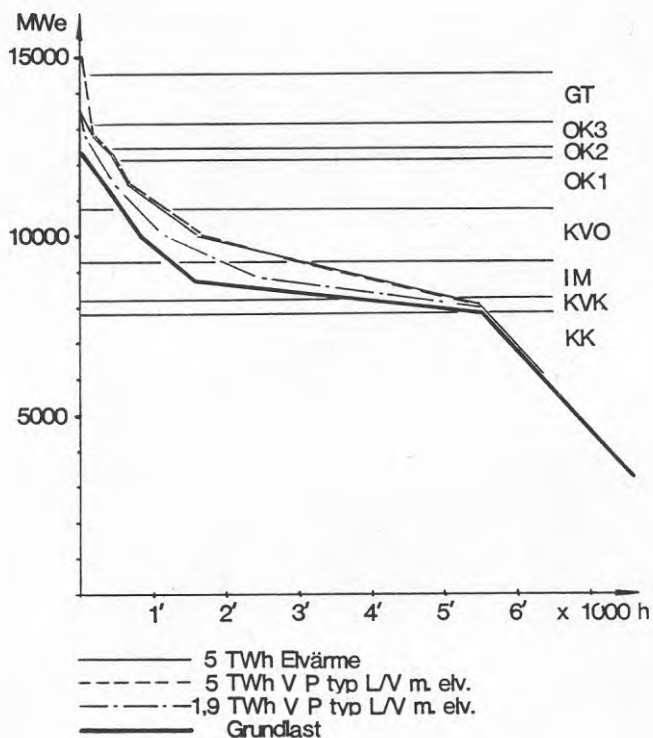
Figur 6.7 Marginella uppvärmningslasters procentuella fördelning på olika kraftslag. År 1990. Grundlastnivå 127 TWh

Man kan se att alla uppvärmningslasterna med de här använda förutsättningarna i första hand lägger sig på det industriella mottrycket och därefter på den oljeeldade kraftvärmen. Skillnaderna i fördelning kan förklaras med formen på själva belastningskurvan där värmepumpplasten i fall 2.1 och 2.2 är relativt lägre under vår, sommar och höst än under vintern.

Den behöver inte dra lika mycket energi från det industriella mottrycksskiktet. För fall 5 gäller att lasten faller bort den allra kallaste tiden, vilket förskjuter energibehovet så att bilden relativt sett blir något mer lik elvärmen under höst och vår. Värmepumparna med el för tillsatsvärme belastar relativt sett de sk toppkraftslagen något mer än elvärmen, men möjligheterna att ta belastningstoppar med vattenkraften gör att denna effekt är ganska marginell jämfört med hur det hade blivit i ett kraftsystem utan vattenkraft.

Baserat på kraftbalansresultaten är det möjligt att rita upp en form av varaktighetsdiagram för den del av den totala belastningen som täcks av värmekraft, dvs den del som återstår att täcka då vattenkraften fått ta sin del. Sådana varaktighetskurvor visas i figur 6.8 nedan. Kurvorna är skrivbordsprodukter och endast avsedda att illustrera. De är något osäkra just

i själva toppen då de effektskikt som använts för toppkraften är ganska "tjocka".



Figur 6.8 Varaktighetsdiagram för den del av totalbelastningen som ej täcks med vattenkraft. Totalbelastningen utgörs dels av endast grundlast, dels av grundlast plus olika uppvärmningslaster. År 1990. Förklaringar i texten.

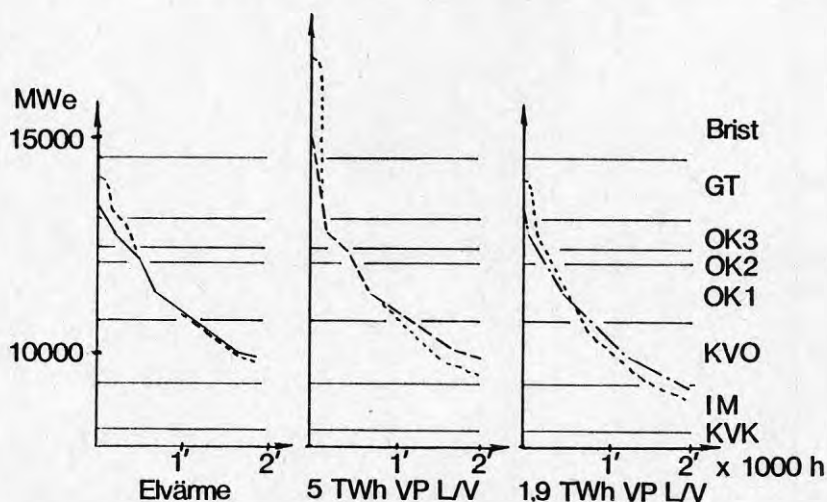
De olika kraftslagen är lagrade i effektskikt med avseende på hur de av driftskostnadsskäl tas i bruk allteftersom belastningen ökar. Kärnkraft ligger i botten och gasturbiner i toppen. Ovanför gasturbiner ligger "brist".

Man kan se hur belastningstoppen sträcker sig upp genom de olika skikten. Ytan som avskäres inom de olika skikten motsvarar energiproduktionen från respektive kraftslag. Om den totala värmekraftproduktionen och dess fördelning på olika kraftstationer kunde registreras och ett verkligt varaktighetsdiagram ritas så skulle diagrammet få ett något mer splittrat utseende och med en viss negativ lutning på effektskikten. (Jämför med figur 3.3). Man ser i

alla fall att de olika marginella lasterna från elvärme och värmepumpar lägger sig ovanpå grundlasten och mest fördelar sig på skikten IM, KVO och OK 1. Fall 5 - 5 TWh av L/V-värmepump utan elvärmets tillsats - har inte ritats in då den nästan skulle sammanfalla med elvärmekurvan utom just i den översta spetsen där en liten avtrubning skulle uppstå.

Man kan lätt inse, att om den totala grundlasten hade varit lägre i förhållande till produktionskapaciteten, så hade de marginella uppvärmningslasterna förskjutits nedåt i figuren och fördelningen ökat för kärnkraft och koleldad kraftvärme men minskat för oljekondens och gasturbiner. En ökning av grundlasten hade givit motsatt effekt.

Den gynnsamma effekten av vattenkraften illustreras i figur 6.9 nedan



Figur 6.9 Övre delen av varaktighetsdiagram som i figur 6.8 för olika fall av grundlast och uppvärmningslast. Punktmarkerade kurvor visar det ungefärliga utseendet om ytterligare regleringsmöjligheter inte funnits i vattenkraften.

Figuren visar endast den övre delen av varaktighetsdiagrammen för grundlast plus uppvärmningslast. Dels visas samma kurvor som i figur 6.8, dels visas med punktmarkerade kurvor vad utfallet skulle ha blivit om man inte haft några möjligheter att göra ytterligare ändringar i driften av vattenkraften. De punktmarkerade kurvorna har konstruerats genom att de sammanlagrade uppvärmningslasternas separata varaktighetskurvor direkt lagts ovanpå grundlastskurvan. Detta är möjligt att göra då någon gynnsam sammanlagrings-effekt mellan dessa inte finns. Man ser tydligt att vattenkraften kan utjämna produktionen så att el-

energin i något mindre utsträckning behöver produceras i gasturbinanläggningar. Kurvorna är ritade för "medelår" i vattenhänseende. Under ett torrår är vattenkraftens utjämningsförmåga mindre. Som visades för fall 2.1 kan det med ökad transmissionsförmåga vara möjligt att utnyttja vattenkraften för att utjämna ännu mer, men detta kräver en ny kraftledning mellan norra och södra Sverige och hinner knappast genomföras till år 1990. För kraftbalanserna år 2000 antas att det inte finns några transmissionsbegränsningar.

7. DIREKTA KRAFTBALANSRESULTAT FÖR ÅR 2000

7.1 År 2000 inledande studier

För år 2000 ansättes en grundlast på 140 TWh som en ganska måttlig framskrivning av de senaste prognoserna för utvecklingen fram till år 1990. Det visade sig att de kraftsystem, som ansatts med ett optimistiskt antagande om kraftig utbyggnad av koleldad kraftvärme och i stort sett bibehållen oljekondens och gasturbinkapacitet, precis kan klara av att täcka denna grundlast utan att brist behöver uppstå. De enda konventionella kraftslag som därutöver är planeringsmässigt tillgängliga för att täcka större delen av tillkommande last är kolkondens, oljekondens och gasturbiner. Oljekondens skulle inte få användas enligt förutsättningarna. Detta gör att valet av kraftslag för den nytillkommande lasten blir enkelt.

Ett problem är att en marginallast inte kan läggas på utan att en motsvarande mängd kolkondens samtidigt läggs till, men att kolkondens ensamt har så gynnsam inverkan på kraftsystemet att det totala utfallet blir bättre än i utgångsfallet. Detta redovisas i de två tabellerna i figur 7.1 och figur 7.2 nedan. Observera att siffrorna i fördelningskolumnerna är angivna i % av tillgänglig energi och att i figur 7.2 endast har angivits skillnaden gentemot sista kolumnen i figur 7.1 då även kraftslagen inom parentes får användas.

Kraftslag	Tillg Eff	Tillg En	Grundlast fördeln %
	MW	TWh	
Vatten	-	65	100,0
Kärn	5280	39	99,1
KVV kol	4330	22,2	97,2
Kol kond	(1100)	(7,9)	-
Ind MT	1311	10,2	97,9
KVV olja	550	2,8	81,3
OK 1	1350	10,2	14,7
OK 2	350	2,7	8,4
OK 3	660	5,1	7,2
GT ord	1400	5,4	4,1
GT ext 1	(500)	(0,84)	-
GT ext 2	(500)	(0,84)	-
GT ext 3	(500)	(0,84)	-
GT ext 4	(825)	(1,39)	-

Figur 7.1 Kraftslagsutnyttjning år 2000 med grundlast 140 TWh. (Kraftslagen med effekt och energivärden inom parentes användes ej vid den första grundlaststudien).

Kraftslag	Enbart Grundlast	Grundlast 140 TWh + 5 TWh	
		Elv	VP L/V 2b
Vatten	-0,1	0	0
Kärn	0	+ 0,05	0,05
KVV kol	0	+ 0,8	0,6
Kol kond	+15,6	+62,9	+61,7
Ind MT	+ 0,1	+ 0,4	+ 0,3
KVV olja	+ 0,4	+ 2,9	+ 3,1
OK 1	- 7,1	- 4,5	- 3,3
OK 2	- 2,5	- 5,7	- 0,9
OK 3	- 3,2	- 1,1	- 0,7
GT ord	- 4,1	- 2,1	- 1,2
GT ext 1	0	0	+ 1,7
GT ext 2	0	0	+ 1,0
GT ext 3	0	0	+ 0,2
GT ext 4	0	0	0

Figur 7.2 Ändring i %-utnyttjning jämfört med figur 7.1 då kraftslagen kolkondens och GT extra tillföres. Kolumnen "Enbart grundlast" hänför sig till en andra grundlaststudie

För att rätt utvärdera vilken ändring i primärenergianvändning som de marginella uppvärmningslasterna medför måste jämförelsen göras på samma kraftproduktions-system, d v s med kolkondensen och de extra gasturbinerna redan tillagda. Varje annan typ av liknande marginallast hade nämligen också krävt utbyggnad med samma kraftslag eftersom inga andra finns att tillgå.

Den lilla minskning i vattenanvändning som fås med kolkondensutbyggnaden beaktas inte vid beräkning av primärenergianvändningen då den i praktiken skulle kunna undvikas och ersättas med minskad koleldning. I slutredovisningen överförs således dessa energimängder till kraftslaget kolkondens.

Vid beräkning av de marginella lasternas kostnadskonsekvenser i kraftsystemet har kostnaden för den ökade produktionskapaciteten tagits med i den mån den utnyttjas liksom även effekten av att den i sig själv medverkar till en minskning av oljeanvändningen. Utan de marginella lasterna hade ju kolkondensen och de

extra gasturbinerna ej alls behövts och man får alltså inte bortse från dem.

För den kraftbalans som körts med mindre marginallast - 1,9 istället för 5 TWh - har gjorts en ungefärligen motsvarande minskning av kapaciteten i kolkondens och extra gasturbiner. Detta system blev dock litet för överstarkt då kapaciteten bara skars ned till hälften istället för till 1,9/5. Genom detta fås dock en viss uppfattning av hur känsligt resultatet är för små ändringar i kolkondenskapaciteten.

Den kolkondenskapacitet som lagts till, 1 100 MW i tillgänglig effekt, är med ansatta kostnader nära optimal för nästan alla marginallasterna på 5 TWh. Värmeplasten på 1,9 TWh skulle egentligen krävt 430 MW kolkondens. Resterande del av lasten bör tas av gasturbiner och ökad utnyttjning av de existerande kraftslagen kombinerad med vattenomlagring. Nybyggnad av oljekondens har inte ansetts vara ett tillåtet alternativ.

I figur 7.3 nedan visas resultatet av handräkningar på ett sådant system. Speciellt intressant är att studera hur kraftbalansresultaten kommer att skilja sig från dessa.

	1 Elv 5 TWh	2,1 L/V 5 TWh	2,2 L/V 1,9 TWh	3 J/V 5 TWh	5 L/V u el 5 TWh	7 L/V avk 4,4 TWh
Tillg eff kolkond MW	1100	1100	550	1100	1100	1100
GT MW	640	3570	1190	1180	260	340
Energi förd kolkond %	97	84	89	93	96	96
GT %	3	16	11	7	4	4

Figur 7.3 Marginallaster, kolkondens och gasturbiner i i isolerat system. Beräknad effekt och energimässig fördelning

Detta skall jämföras med resultatet av de utförda kraftbalanserna som visar att både kolkondens och speciellt gasturbiner ej behöver utnyttjas lika hårt p g a möjligheten att använda kapacitet i existerande anläggningar och p g a vattenkraftens förmåga att jämna ut belastningstoppar.

Transmissionsbegränsningar har inte använts vid kraftbalanserna för år 2000.

7.2 Sammanfattning av kraftbalansresultat för år 2000.

En detaljerad redogörelse för varje kraftbalansresultat görs ej. Resultatet visas endast i en sammanfattande tabell i kapitel 8 över de olika marginella uppvärmningslasternas procentuella fördelning på de olika kraftslagen. Metodiken har varit densamma som för studierna på 1990 års belastningsnivå.

Effektbehovet för år 2000 har bättre kunnat studeras genom att det översta gasturbinskiktet delats upp i flera mindre och genom att en speciell utskrift av kraftslagsfördelningen under den kallaste veckan under torråret begärts ur kraftbalansprogrammet. Även detta redovisas i den totala sammanfattningen och utvärderingen i kapitel 8. Det framgår tydligt att det mest effektkrävande fallet 2.1 inte kräver mer än ca 1800 MW av den extra gasturbineffekten istället för ca det dubbla 3570 MW enligt den enkla manuella kalkylen i figur 7.3. Skillnaden är av samma storleksordning som skillnaden mellan effekttopparna i det mittersta diagrammet i figur 6.9. Detta illustrerar väl vattenkraftens höga värde som verktyg för att utjämna belastningstoppar om kraftsystemet ges tillräcklig transmissionskapacitet.

Trots utjämningen är dock belastningstopparna så betydande att ny gasturbinkapacitet verkligen behövs i fallet 2.1 och man måste vara uppmärksam på att denna typ av belastning på sikt inte blir för stor.

8. TOTALREDOVISNING OCH UTVÄRDERING

8.1. Uppvärmningsformernas kraftslagsfördelning

Det totala resultatet presenteras översiktligt i tabellen i figur 8.1. För år 1990 har lagts till en tidigare inte redovisad kolumn för ytjordvärme. Denna kolumn är inte direkt baserad på kraftbalanser utan har beräknats ur resultatet för elvärme (Elv.) år 1990 samt för elvärme (Elv.) och ytjordvärme (J/V) år 2000. Som tidigare nämns bör de negativa siffrorna för vattenkraft år 1990 sättas =0 eller rätteligen dras ifrån det industriella mottrycket (IM) eller den oljeeldade kraftvärmens (KVV olja). För år 2000 bör på samma sätt siffrorna för vattenkraft läggas till på kolkondensen.

Ingen kraftbalans har genomförts för år 2000 med fallet grundlast och det något mindre produktionssystemet. Istället har för detta fall en interpolering gjorts mellan grundlastfallet med och utan 1100 MW kolkondens. Denna interpolering har gjorts med två olika metoder vilket givit olika resultat. Den ena metoden ger sannolikt för låg användning av både oljekondens och gasturbiner medan den andra sannolikt ger något för höga värden. I slutresultatet användes medelvärde mellan båda dessa och kolumnen 2.1.

VÄRMEFORMERNAS KRAFTSLAGSFÖRDELNING

	1 9 9 0				2 0 0 0				140 TWh					
	2.1 L/V 5 TWh	2.2 L/V 1.9 TWh	3 J/V Interp	5 L/V u el 5 TWh	2.1 L/V 5 TWh	2.2 L/V 1.9 TWh	3 J/V 5 TWh	5 L/V u el 5 TWh	1 EIV 5 TWh	2.1 L/V 5 TWh	2.2 L/V 1.9 TWh	3 J/V 5 TWh	5 L/V u el 5 TWh	7 L/V avk 4.4 TWh
Kärn	6.8	4.1	6.9	6.9	3.6	3.8	3.6	3.6	3.4	3.8	3.8	3.6	3.6	4.2
KVv kol	1.1	-1.4	0.9	1.1	2.6	1.4	2.6	3.5	3.4	1.4	1.4	2.9	3.5	3.6
Kol kond					75.9	88.2	80.0	78.6	78.0	88.2	80.0	78.2	78.6	79.5
Ind MT	52.4	45.5	52.5	53.2	0.6	0.1	0.6	0.5	0.8	0.1	0.1	0.5	0.5	0.6
KVv olja	25.3	33.8	25.5	26.0	1.6	1.0	1.6	2.0	1.4	1.0	1.5	2.0	1.7	
OK	9.0	12.0	9.1	8.0	7.7	-0.2	5.8	6.1	6.9	1.0	7.0	6.1	4.9	
1	3.0	3.8	2.9	2.7	0.8	0.2	0.6	0.4	0.8	0.2	0.8	0.4	0.3	
2	2.4	2.9	2.2	2.1	3.6	3.6	4.3	3.1	3.2	3.6	4.3	3.1	2.4	
3	0.08	0.11	-	-	3.2	1.9	3.0	2.4	2.1	1.9	3.0	2.4	2.4	
GT ord					0.3	-	-	-	-	-	-	-	-	
GT ext					0.2	-	-	-	-	-	-	-	-	
2					0.0	-	-	-	-	-	-	-	-	
3					0.0	-	-	-	-	-	-	-	-	
4					0.0	-	-	-	-	-	-	-	-	

Något överstarkt system med avseende på kolkondens

Figur 8.1 Tabell över olika uppvärmningsbelastningars procentuella fördelning på kraftslag. Om grundlastnivån för år 2000 blir så låg att kolkondens kan undvikas fördelas marginallasterna istället till största delen på koleldad kraftvärme.

8.2 Uppvärmningsformernas primärenergianvändning

Det antal primärenergienheter som behövs för att framställa 100 enheter värme har beräknats och redovisas i tabellen i figur 8.2. I figuren görs också en jämförelse med individuell oljeeldning. Observera att totalsiffran vid foten av varje kolumn skall betraktas med försiktighet. Olika sorts primärenergi kan egentligen inte läggas ihop och jämföras på annat sätt än att man räknar om mängderna till pengar. I ett längre perspektiv kan det dock vara av visst intresse att betrakta energisummorna.

Som grund för tabellen ligger kraftslagsfördelningen i figur 8.1, omräkningstalen i figur 5.31 och värmesystemens totala värmefaktor. Dessutom har 10 % transmissionsförluster tagits med i beräkningen.

Vid jämförelse mellan å ena sidan värmepumpar och å andra sidan elvärme och oljeeldning får man inte glömma att de värmepumpar som här används har mycket hög årsvärmefaktor - kring 3. De små värmepumpsystem som då detta skrives (1982) är tillgängliga på marknaden har i bästa fall en årsvärmefaktor på 2,5.

Figur 8.3 visar primärenergianvändningen för typhuset uttryckt både i kWh och i kg bränsle. För fallet 2 år 2000 användes ett medelvärde av 2.1, 2.2a och 2.2b.

	1 9 9 0					2 0 0 0					1 4 0 TWh					
	1 Elv 5 TWh	2.1 L/V 5 TWh	2.2 L/V 1.9 TWh	3 J/V Interp	5 L/V u el 5 TWh	1 Elv 5 TWh	2.1 L/V 5 TWh	2.2 L/V 1.9 TWh	3 J/V 5 TWh	5 L/V u el 5 TWh	1 Elv 5 TWh	2.1 L/V 5 TWh	2.2 L/V 1.9 TWh	3 J/V 5 TWh	5 L/V u el 5 TWh	7 L/V avk 4.4
Kärnkraft-el	7.5	2.6	1.7	2.3	2.3	3.7	1.5	1.6	1.2	1.2	1.2	1.6	1.6	1.2	1.2	1.3
KVV MT kol	1.2	0.4	-0.7	0.4	0.5	4.7	1.3	0.7	1.2	1.5	1.4	0.7	0.7	1.2	1.5	1.4
Kol kond						214.5	78.1	90.7	82.3	65.8	61.8	90.7	82.3	65.8	66.5	61.8
Kol totalt	1.2	0.4	-0.7	0.4	0.5	219	79	91	83	67	63	91	83	67	68	63
Ind MT	57.6	19.6	18.7	17.7	18	0.9	0.3	0.0	0.0	0.2	0.7	0.0	0.0	0.2	0.2	0.7
KVV MT olja	34.8	13.2	17.4	10.7	11.0	1.9	0.8	0.5	0.5	0.6	0.7	0.5	0.5	0.6	0.9	0.7
Olja kond 1	24.8	11.4	12.3	7.7	6.8	19.0	7.9	-0.2	5.9	5.9	3.8	-0.2	5.9	5.9	5.2	3.8
2	8.9	3.7	4.2	2.6	2.5	2.4	0.9	0.3	0.7	0.7	0.4	0.3	0.7	0.7	0.4	0.3
3	9.3	4.2	3.0	2.6	2.5	12.3	5.2	5.2	6.2	3.7	3.2	5.2	6.2	3.7	3.4	3.2
Tjock- olja totalt	135	52	56	41	41	37	15	6	13	11	10	6	13	11	10	8
GT ord	0.4	3.6	0.2			9.4	5.2	3.1	4.9	3.2	3.2	3.1	4.9	3.2	3.2	2.8
GT ext 1						-	0.6	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2						-	0.4	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3						-	0.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4						-	0.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Oljeeld- ning	133				10.7										10.7	17.3
Lättolja totalt	133	0.4	4	0.2	11	9	6	3	5	3	14	3	5	3	14	20
Totalt	133	145	59	57	55	269	102	102	103	82	93	102	103	82	93	92

Figur 8.2 Antal primärenergienheter som behövs för att alstra 100 enheter värme för uppvärmningsändamål. Om grundlastnivån blir avsevärt lägre för år 2000 minskas kolmängderna till ca hälften

1 ton kol antages innehålla 7 500 KWh värme
 1 ton olja " " 11 300 KWh värme

Kol och oljemängder under 500 KWh eller
 500 kg avrundade till 10-tal, övriga till
 100-tal. Negativa värden = 0

PRIMÄNERGIN UTTRYCKT I ENERGI- ENHETER	1 9 9 0					2 0 0 0				
	1 Elp	2 L/V	3 ^x J/V	5 L/V u e l		1 Elp	2 L/V	3 J/V	5 L/V u e l	7 L/V avk
Kärnkraftsel	1600	500	500	500		800	300	300	300	300
Kol	260	0	80	110		47200	18200	14400	14600	13600
Tjockolja	29100	11600	8800	8800		8000	2400	2400	2200	1700
Lättolja	90	450	0	2400		1900	1000	600	3000	4300
Bränslemängderna därav uttryckt i vikt										
Kol	30	0	10	10		6300	2400	1400	2000	1800
Tjockolja	2600	1000	800	800		700	200	200	190	150
Lättolja	10	40	0	210		170	90	60	270	380

Som jämförelse

Individuell oljeeldning:	(Täckningsgr.	Verkn.gr.	Kulvert för l
oljeeldad hetvattencentral:	100 %	75 %	0 %
kol och oljeeldad hetvattencentr:	100 %	90 %	5 %
torv och oljeeldad hetvattencentr:	90 %	87 %	7 %
	10 %	90 %	7 %
	80 %	85 %	7 %
	20 %	90 %	7 %

Figur 8.3 Mängd primärenergi för olika marginellt tillkommande eldrivna uppvärmningsformer uträknat för ett typhus med ett uppvärmningsbehov på 21 534 KWh. Som jämförelse anges motsvarande vid olika direkta eldnings-system. Om grundlastnivån för år 2000 blir avsevärt lägre minskas kolmängderna till ca hälften

8.3 Uppvärmningsformernas behov av eleffekt

De olika uppvärmningsformerna förorsakar olika effektbelastning på elnätet. Det är svårt att göra en noggrann beräkning av detta, men kostnaderna för effekten spelar en så avgörande roll i den totala kostnads-kalkylen för ett elmatat uppvärmningssystem, att man bör eftersträva att åtminstone få fram en uppskattning av effektbehovet.

För kraftbalanserna år 1990 har en grafisk analys använts, i princip samma som diagrammen i figur 6.8 och 6.9. För kraftbalanserna år 2000 lades flera effektskikt in för toppkraften och dessutom begärdes utskrift från programmet av hur kraftslagen i detalj användes under den kallaste veckan under ett torrår. Detta ger ännu något bättre möjlighet att uppskatta effektbehovet. Resultatet redovisas i figur 8.4.

Genom att dividera totaleffekterna för kraftslagen med det antal "typiska hus" som ingår i belastningen fås en uppskattning av den ökning i användningen av genereringseffekt som behövs för varje hus. Detta redovisas i figur 8.5.

Observera att det inte i regel är frågan om att bygga nya kraftstationer för att täcka in effekttopparna utan att istället öka användningen av redan existerande utrustning, men även detta resulterar i viss ökning i effektkostnader. Ökningarna är angivna i förhållande till ett kraftsystem som för år 2000 redan kompletterats med kolkondens. Kolkondensens effekt är således redan tillgodoräknad.

Förutom ökning i användningen av genereringseffekt ökas också effektbelastningen på transmissions- och distributionsledningar och här är det mer tänkbart att ökningen kan leda till krav på nybyggnad.

Den effekttökning som krävs för transmission och distribution kan utläsas ur varaktighets- och belastningsdiagrammen i kapitel 5.1. Eftersom dessa diagram gäller för ett sammanlagrat klimat kan man räkna med att de bör ge en rimlig bild av effekttökningen i transmissionssystemet med en viss överskattning på den högsta stamnätetsnivån och vice versa. Från förluster i ledningsnätet bortses, vilket bör motverka överskattningen på den högsta nivån.

Att fallet 2.1 för år 1990 kräver mindre effekt per hus beror delvis på brister i den grafiska metoden att uppskatta effekten. Delvis kan det också bero på att totaleffekten legat uppe i bristskiktet vid kraftbalanskörningen och att styrningen av vattenanvändningen därmed blivit hårdare. Att vattenanvändningen styrts mycket hårdare i fallet 2.1 än för 1 eller 2.2 kan också ses i figur 6.9. Detta visar på effektproblematikens komplexitet.

ÄNDRING I ELEFFEKTANVÄNDNING RÄKNAT PER TYPHUS. kWe

	1 9 9 0			2 0 0 0			1 4 0 TWh				
	1 Elv 5 TWh	2.1 L/V 5 TWh	2.2 L/V 1.9TWh	3 J/V Interp	5 L/V u e l 5 TWh	1 Elv 5 TWh	2.1 L/V 5 TWh	2.2a o b L/V 1.9TWh	3 J/V 5 TWh	5 L/V u e l 5 TWh	7 L/V avk 4.4 TWh
Vatten						1.0	1.7	3.1	1.3	-1.6	-1.6
Kärn											
KWv kol						x	x	x	x	x	x
Kol kond											
Ind MT											
KWv olja											
OK 1											
2											
3	3.4	1.3	3.4	3.4	1.0	1.1	0.4		0.3	0.3	0.3
GT ord	8.5	3.2	8.4	0.5		7.4	3.2	5.9	2.3	1.7	1.7
GT ext 1		Brist 1.1-2.2									
2											
3											
4											
Summa genererings- effekt	11.9	5.6-6.7	11.8	3.9	1.0	9.5	9.3	9.0	3.9	0.4	0.4

Dessutom tillkom- mer transmissions- och distributions- effekt KW	7.5	7.5	7.5	3.0	1.7	7.5	7.5	7.5	3.0	1.7	1.7
x Obs att kolkondenseffekt också skall läggas till i en total utvärdering.											

Figur 8.5 Ändring i utnyttjad genereringseffekt kW för olika elektriska uppvärmningssystem insatta i ett typhus. Dessutom visas ungefärlig effektbelastning från varje hus på distributions- och transmissionsnät.

Effektfrågorna förtjänar att studeras mer i framtiden då för detta ändamål mer anpassade speciella kraftbalansprogram blivit utvecklade och testade.

8.4 Uppvärmningsformernas konsekvenskostnader

I tidigare punkter har de behandlade uppvärmningsformernas behov av olika sorts primärenergi och el-effekt uppskattats. Det enda sättet att göra en sammanvägning av detta resursutnyttjande är att uppskatta dess kostnader. Med information om de ungefärliga merkostnader som en ökad värmepump användning kan medföra dels i kraftsystemet, dels i behov av speciella tillsatsvärmesystem, blir det också möjligt att uppskatta vilken kostnadsnivå som samhället kan acceptera för själva värmepumparna.

I figur 8.6 redovisas de rörliga årskostnader som förorsakas för uppvärmning av ett typhus med ett värmebehov på drygt 21000 kWh/år. Siffrorna har härletts ur figur 5.30 och figur 8.1 med hänsyn till värmefaktorer och transmissionsförluster.

RÖRLIGA KOSTNADER I KR/AR FÖR PRODUKTION AV VÄRME TILL TYPHUS

	1 9 9 0					2 0 0 0					1 4 0				
	2.1		2.2		3	2.1		2.2		3	2.1		2.2		3
	L/V 5 TWh	L/V 1.9TWh	L/V 1.9TWh	L/V 1.9TWh	J/V Interp	L/V u el 5 TWh	L/V 5 TWh	L/V 5 TWh	L/V 1.9TWh	J/V 5 TWh	L/V 5 TWh	L/V 5 TWh	L/V 5 TWh	L/V 5 TWh	J/V 5 TWh
Kärnkraft	93.3	32.7	21.0	29.0	29.2	52.3	20.7	21.9	22.1	16.9	17.1	18.3			
KVV MT kol	25.5	6.9	-12.2	6.5	7.9	95.8	27.3	14.8	14.5	25.0	30.4	28.6			
Kol kond						3787.5	1375.6	1602.3	1453.3	1159.9	1176.3	1091.5			
Ind MT	1613.5	547.4	522.2	495.0	504.9	31.2	8.7	0.9	0.8	5.9	5.9	6.7			
KVV MT olja	779.1	295.0	387.9	293.2	246.8	59.6	25.4	15.8	16.2	19.5	26.3	20.5			
Olja kond 1	447.7	205.8	222.4	138.6	122.6	436.4	181.5	-3.7	136.0	136.0	118.9	87.6			
2	160.6	65.8	75.8	47.4	44.5	54.4	20.2	5.1	5.5	16.6	8.4	5.8			
3	156.3	70.3	51.0	43.8	42.2	217.5	91.2	110.8	133.9	64.4	60.7	55.8			
GT ord	9.3	91.4	4.7			185.5	105.3	96.6	154.5	64.7	65.2	57.5			
GT ext 1							15.5								
2							10.3								
3							-								
4							-								
Summa	3283.3	1315.3	1272.8	1053.5	998.1	4920.2	1881.7	1864.5	1936.8	1508.9	1509.2	1372.3			
Tillik för kompl olja					277.4						351.4	571.1			
Totalsumma avrundad	3280	1320	1270	1050	1280	4920	1880	1860	1940	1510	1860	1940			

Jämför med individuell oljeeldning år 1990 - 3 470:-, år 2000 4390:-

Figur 8.6 Rörliga årskostnader för att producera värme till ett typhus med ett uppvärmningsbehov av 21534 kWh/år. 1981 års penningvärde

Figur 8.7 visar kostnaderna för den ändring i genereringseffekt som uppstår. Tabellen är baserad på figur 5.30 och figur 8.5

Observera att siffrorna i figur 8.6 och 8.7 inte är baserade på någon eltariff, utan på de kostnadsändringar som uppstår i kraftstationer. Detta skiljer sig starkt från eltariffer som ju skall fördela alla kostnader på alla abonnenter på ett rimligt vis.

För år 2000 behövdes kolkondens läggas till kraftsystemet innan kraftbalanser gjordes med de olika uppvärmlasterna. Kostnaderna för detta måste också läggas till. I figur 8.8 visas kostnadsskillnaderna i kraftsystemet när man bara har grundlast men lägger till kolkondens. Datorstudierna visade på en liten minskning av vattenanvändningen då kolkondens tillfördes systemet, men detta har i tabellen med samma motivering som i kapitel 7 justerats mot kolanvändningen. Ändringen i effektutnyttjning av vattenkraften redovisas dock. Den föranleder inga kostnadsändringar.

Årskostnaderna som redovisats ovan måste diskonteras till en tidpunkt för att kunna jämföras med investeringen i en värmepump. Då energipriser och driftkostnader ändras hela tiden är det svårt att göra detta på ett rättvisande sätt. Här väljs för enkelhetens skull att multiplicera årskostnaderna med en nuvärdesfaktor motsvarande 4 % ränta och 15 år. Från 1990 års kostnadsdata bör man då få fram ett "nuvärde" såsom det kan komma att kalkyleras någon gång under mitten av 80-talet, säg "1985". För år 2000 kan man då säga att kalkylsituationen motsvarar mitten av 1990-talet, säg "1995".

Effektkostnaderna är inte alltför svåra att komma åt i det enskilda fallet när man kan utgå från gällande eller prognoserade tariffer för högspänningsleveranser och lägga till kända kostnader för nätförstärkningar och nätbyggnad på lägre spänningsnivåer. I en övergripande kalkyl är det svårare. Här har valts metoden att försöka uppskatta en nätkostnad per kW transmissionseffekt utgående från en uppskattning av hela det svenska kraftnätets nyanskaffningsvärde.

År 1978 angavs att nyanskaffningsvärdet för alla regionala och lokala kraftnät kunde uppskattas till 37 milliarder kronor i 1977 års penningvärde, vilket år 1981 skulle motsvara ca 50 milliarder i löpande penningvärde. [3]. En uppskattning baserad på kända ledningslängder [4], en normal nätuppbbyggnad och kända kostnadsdata [5] [6], ger ca 45 milliarder för år 1980. D v s samma storleksordning. Till detta kommer nät på högre spänningsnivåer som från kända ledningslängder och kostnadsdata kan uppskattas till minst 28 milliarder år 1980. Mot den bakgrunden bör man med säkerhet kunna säga, att det totala kraftnätets nyanskaffningsvärde år 1981 är minst 70 milliarder kronor. Drifts- och underhållskostnader ligger i regel

ÄNDRING I FASTA ÅRSKOSTNADER FÖR GENERERING RÄKNAT PER NORMALHUS

		1 9 9 0 127 TWh				2 0 0 0 140 TWh					
		2.1 L/V 5 TWh	2.2 L/V 1.9TWh	3 J/V Interp	5 L/V u e l 5 TWh	1 E l v 5 TWh	2.1 L/V 5 TWh	2.2a o b L/V 1.4 TWh	3 J/V 5 TWh	5 L/V u e l 5 TWh	7 L/V avk 4.4 TWh
Vatten						0	0	0	0	0	0
Kärn											
KVV kol											
Kol kond											
Ind MT											
KVV olja											
OK	1										
	2										
	3	204	204	204	60	66	24	18	18	18	18
GT ord		272	269	16		237	102	189	74	54	54
GT ext	1										
	2						440				
	3										
	4										
		476	301-422	473	220	60	303	566	189	92	72

Figur 8.7 Ändring i fasta årskostnader för genereringseffekt beräknad per typus med 21534 kWh årligt uppvärmningsbehov. Kr/år. 1981 års penningvärde.

VARDERING AV KOLKONDENSENS NETTOKOSTNADER ÅR 2000 SOM SKALL BELASTA VÄRMEFORMERNA

	System med 1100 MW kolkondens				System med 550 MW kolkondens			
	Energi- ändring GWh	Ändring i rörl års- kostn Mkr	Ändring i effektanv MW	Ändring i fasta års- kostn Mkr	Energi- användn GWh	Ändring i rörl års- kostn Mkr	Ändring i effektanv MW	Ändring i fasta års- kostn Mkr
	a	b	a	b	a	b	a	b
Vattenkraft	0	-	-214	0				
Kärnkraft	14	0.9	-	-	7	7	0.5	0.5
KVV MT kol	-7	-0.8	-	-	-3	-3	-0.4	-0.4
kol kond	1202	246.4	+1096	440.6	598	744	122.6	152.5
Ind MT	5	0.8	-	-	3	3	0.5	0.5
KVV MT olja	14	2.5	-	-	7	7	1.3	1.3
Olja kond 1	-727	-194.1	-	-	-363	-422	-96.9	-112.7
2	-67	-19.2	-	-	-33	-33	-9.5	-9.5
3	-213	-74.6	-219	-13.1	-106	-120	-37.1	-42.0
GT ord	-221	-129.1	-663	-21.2	-110	-183	-64.2	-106.9
GT ext	-	-	-	-	-	-	-	-
2	-	-	-	-	-	-	-	-
3	-	-	-	-	-	-	-	-
4	-	-	-	-	-	-	-	-
Total ändring av årskostnad	0	-167.2	+239.1 Mkr	+406.3	0	0	-83.2	-116.7

Fall a + 123.0 Mkr Fall b + 89.5 Mkr

Figur 8.8 Nettokostnaden per år för att lägga 1100 MW respektive 550 MW kolkondens till ett produktionssystem som endast behöver täcka grundlasten. Data vid 1100 MW baseras på kraftbalanskörning. Fall a och b vid 550 MW är interpolerade ur kraftbalansen för 1100 MW med två olika metoder. 1981 års penningvärde.

kring 2 % per år på nyanskaffningsvärdet. Ett nuvärde av detta baserat på 15 år och med 4 % ränta ger ett tillägg till investeringen på 22 % och totalbeloppet av nätkostnaden blir minst 85 milliarder.

Kraftnätets kapacitet står i viss relation till den maximalt efterfrågade eleffekten eller den maximalt tillgängliga generatoreffekten. Den förstnämnda låg för 1981 på när 20 000 MW och den senare på nära 27 000 MW.

Kostnaden för näteffekt kan därför i medeltal uppskattas till ca 4000 kr/kW och är helt säkert större än 3000 kr/kW. I det enskilda fallet kan effektkostnaderna variera mellan 0 och det mångdubbla värdet. I de efterföljande beräkningarna ansätts därför båda alternativen 0 och 3000 kr/kW, vilket gör det möjligt att i efterhand linjärt interpolera eller extrapolera till något andra förutsättningar.

Figur 8.9 visar de totala "diskonterade" årskostnaderna per typhus för kraftproduktion, kraftnät och tillsatseldning och dessutom ges jämförelsevärden för individuell oljeeldning.

8.5 Tillåten investeringskostnad för uppvärmningsutrustningarna

Skillnaden mellan jämförelsevärdena för oljeeldning och de totala kringkostnaderna för de olika värmepumpsystemen ger en uppskattning av vad de senare rimligtvis bör få kosta för att de skall vara de mest önskvärda systemen i flertalet av de svenska enfamiljs-husen. Dessa värden har uträknats dels för jämförelse med oljeeldning, dels för jämförelse med elpanna och för olika konverteringssituationer och redovisas i figur 8.10. Värmepumpar kan givetvis få vara mer kostsamma än vad som visas i figur 8.10, men de blir då önskvärda endast i en mindre del av husbeståndet.

Den starka inverkan av nätkostnaden framgår klart. Den slår speciellt hårt mot elpannan, L/V-värmepumpen med el för tillsatsvärme, men även mot J/V-systemet. Om nätkostnaden blir dubbelt så hög, 6000 kr/kW istället för 3000 kr/kW, slår den ännu hårdare och man kan befara att värmesystem av typen 1 och 2 då blir omöjliga. Ytjordvärme och andra system liknande typ 3 pressas ned till samma nivå som systemen 5 och 7 som utnyttjar oljeeldning för tillsatsvärme.

För systemen 5 och 7 har räknats med en kostnad för oljeeldningsutrustningen på 14000 kr. För varje krona som denna eldningsutrustning blir billigare kan värmepumpen få bli motsvarande dyrare och vice versa.

J/V-system typ 3 representerar här inte bara ytjordvärme utan även grundvattenvärme och sjövattnvärme av olika typer. I tillåten kostnad för dessa skall också tas med kostnader för de värmeupptagande rör-

	ca 1985				ca 1995				
	1 Elv	2 L/V	3 J/V	5 L/V u e1	1 Elv	2 L/V	3 J/V	5 L/V u e1	7 L/V avk
"Diskontering" görs med 4 % över 15 år. Diskonterings- faktorn blir 11.12									
Diskonterade rörliga kostn. i elprod.	36500	14400	11700	11100	54700	21100	16800	16800	15300
Diskonterade fasta kostn. i elprod.	5300	4400	2400	700	3400	3500	1000	800	800
Diskonterade nettokostn. för kolkondenskomplettering					12600	5300	3900	3900	3600
Summa kraftprod. kostn.	41800	18800	14100	11800	70700	29900	21700	21500	19700
Diskonterade rörliga kostn. för kompletterande olje- eldning	-	-	-	3100	-	-	-	3900	6400
Merkostnad för kompletterande oljepanna med tank + skorsten	-	-	-	14000	-	-	-	14000	14000
Summa	41800	18800	14100	28900	70700	29900	21700	39400	40100
Ev. kan kraftnätskostnader upp till dessa värden tillkomma. (Spec för år 2000)	22500	22500	9000	5100	22500	22500	9000	5100	5100
Summa	64300	41300	23100	34000	93200	52400	30700	44500	45200

Jämförelsekostnad för individuell
oljeeldning exkl. rör och ledningar
men inkl. panna m (14 000) och
diskonterade oljekostnader.

52500

62800

Figur 8.9 Kraftsystemkostnader och kostnader för kompletterande
oljeeldning nödvändiga för olika elmatade uppvärmnings-
system i ett "typiskt hus" med ett värmebehov av 21534 kWh/år.
Värdena är avrundade till jämna 100-tal. 1981 års penningvärde.

Jämförelse med:	ca 1985			ca 1995					
	1	2	3	5	1	2	3	5	7
Nybyggnad	Elp	L/V	J/V	L/V u e1	Elp	L/V	J/V	L/V u e1	L/V avk
Utan nätkostnad									
oljepanna	10700	33700	38400	23600	-7900	32900	41100	23400	22700
elpanna	-	31000	35700	20900	-	48800	57000	39300	38600
dir elv	-1000	22000	26700	11900	-1000	39800	48000	30300	29600
Med max nätkostnad									
oljepanna	-11800	11200	29400	18500	-30400	10400	32100	18300	17600
elpanna	-	31000	49200	38300	-	48800	70500	56700	56000
dir elv	-1000	22000	40200	29300	-1000	39800	61500	47700	47000
Konvertering									
Utan nätkostnad									
god oljep	-3300	19700	24400	23600 ^x	-21900	18900	27100	23400 ^x	22700 ^x
dålig oljep	10700	33700	38400	23600	-7900	32900	41100	23400	22700
god elpanna	-	23000 ^{xx}	27700	12900	-	40800 ^{xx}	49000	31300	30600
Med max nätkostnad									
god oljep	-25800	-2800	15400	18500 ^x	-44400	-3600	18100	18300 ^x	17600 ^x
dålig oljep	-11800	11200	29400	18500	-30400	10400	32100	18300	17600
god elpanna	-	23000 ^{xx}	41200	30300	-	40800 ^{xx}	62500	48700	48000

x) Om gamla pannan behålles får värmepumpen vara 14 000 kr dyra^e
 xx) Egentligen blir det naturliga valet att behålla elpannan och att skaffa en värmepump av typ 5 eller 7 som sidokopplas till denna.

Figurtext 8.10 Vad får tillkommande eldriven värme (elpanna eller värmepump) kosta? Antagna kostnader: Oljepanna m m 14 000:-, elpanna 8 000:-, rörsystem och radiatorer 14 000:-. Dir elv tot 13 000:-. 1981 års penningvärde. Observera att moms ej ingår och att effekten av energiskatter ej beaktats.

systemen, borrhål och brunnar. I verkligheten ligger kostnaderna för dessa värmeupptagningsanordningar ungefär i intervallet 5000 - 20 000 kr per anläggning, dvs av samma storleksordning som den antagna kostnaden för oljeeldad tillsatsvärme.

Det finns mot denna bakgrund mycket goda skäl att utveckla billiga oljeeldade tillsatsvärmesystem för användning ihop med L/V-värmepumpar. En förutsättning för att de i praktiken skall finna en viss marknad är dock att man från eldistributörernas sida erbjuder ett tariffsystem som till abonnenterna för vidare de kostnadsskillnader som uppstår i kraftnät och kraftproduktion mellan de olika uppvärmningsformerna. Ett sådant tariffsystem måste för att inte bli för komplicerat, arbeta med prislelement som tar hänsyn till vad "abbonenterna har bakom elmätaren". Tariffsystem som arbetar med höst, vinter, vår- och sommartaxa blir för okänsliga.

Effektkomplikationerna i kraftsystemet och behovet av dylika nya tariffstrukturer uppstår dock inte generellt förrän fram mot mitten av 1990-talet. Lokalt kan problemen komma tidigare.

Om figur 8.10 jämföres med prisnivån för värmepumpar ses att det under 1980-talet blir naturligt att förse nybyggda småhus med elpannor - eller om tillåtet - med direktverkande el. Konvertering från olja till elpanna eller värmepump blir i regel bara rimlig i de fall där oljepannan är i sådant skick att den i alla fall måste bytas. Under 1990-talet kan man se ett incitament till konvertering bort från elpannor eller ett stopp för nyanskaffning. Det krävs då att värmepumparna kan ta upp konkurrensen med individuell oljeeldning.

I figur 8.11 nedan visas vilken maximal kostnad som de olika värmesystemen får ha för att det skall vara rimligt att få den installerade i en del av de typiska småhusen.

		Med ingen eller låg nätkostnad	Med nätkostnad = 3000 kr/kW
Elpanna	ca 1985	ca 11000	(- 11000)
	ca 1995	(- 7000)	(- 30000)
L/V	ca 1985	31000	12000
	ca 1995	33000	11000
J/V	ca 1985	39000	30000
	ca 1995	42000	33000
L/V u el	ca 1985	21000	19000
	ca 1995	24000	19000
L/V avk	ca 1995	23000	18000

Figur 8.11 Var får maximala kostnadsnivån ligga för elpannor och elvärmepumpar för att det skall finnas ett intresse att få dem introducerade i typiska småhus? Observera, moms och energiskatter ingår ej. Tabellen baseras på kostnadsdata i figur 8.10. Om gammal oljepanna kan behållas får de två sista typerna kosta 14 000 kr mer.

Man kan av bilden dra slutsatsen att det bör finnas en marknad för alla typer av värmepumpar under tiden 1980 - 1990. Under 1990 - 2000 blir troligtvis effektproblemen svårare, samtidigt som försäljningen av värmepumpsystem på grund av större marknadsmättnad mer måste inriktas mot småhus med små och medelstora värmebehov. L/V-värmepumpen med el som tillsatsvärme faller då bort. Den kan sannolikt inte produceras och installeras för så låg kostnad som blir nödvändigt.

I fall där nätkostnaden går upp mot 6 000 kr/kW faller även ytjordpumparna sannolikt bort.

8.6 Om belastningsutvecklingen för år 2000 blir lägre

Om belastningsutvecklingen för år 2000 blir så låg att kolkondens inte behöver introduceras i kraftsystemet, kommer den delen av marginallasterna som fördelats på detta kraftslag att istället fördelas på koleldad kraftvärme.

Inverkan av detta blir att kostnaderna i den marginala kraftproduktionen sjunker motsvarande i enlighet med figur 5.30 och att kolmängderna minskar till ca hälften.

Kraftsystemkostnaderna enligt figur 8.9 sjunker med för:

fall 1	Elp	29 700:-
2	L/V	12 600:-
3	J/V	9 300:-
5	L/V u el	9 200:-
7	L/V avk	8 500:-

Detta betyder också att värmeutrustningarna kan få bli motsvarande mycket dyrare. Säg en tillåten kostnadsökning med ca 30 000:- för elvärmerna och ca 9 - 13 000:- för värmepumparna. Detta har störst betydelse för elvärmerna som därmed blir konkurrenskraftig med oljeeldning. Elpannan kan få kosta ända upp mot 20 000:-. Eftersom den i verkligheten kostar ca hälften kommer elpannan därmed att bli huvudkonkurrenten till värmepumparna istället för oljeeldningen och den tillåtna prisökningen på 9 - 13 000:- kan därför knappast tas ut.

8.7 Om värmepumparna får sämre värmefaktor

Om värmepumparna överlag skulle få en värmefaktor på bara 2,5 istället för 3, d v s om någon prestandautveckling inte skulle ske jämfört med dagens (1981) bästa system, så minskar den tillåtna kostnaden i fallen utan och med nätkostnad enligt figur 8.12:

		Med ingen eller låg nätkostnad	Med nätkostnad = 3000 kr/kW
Elpanna	ca 1985	-	-
	ca 1995	-	-
L/V	ca 1985	- 3800	- 3800
	ca 1995	- 6000	- 6000
J/V	ca 1985	- 2800	- 4600
	ca 1995	- 4300	- 6100
L/V u el	ca 1985	- 2400	- 3400
	ca 1995	- 4300	- 5300
L/V avk	ca 1995	- 4000	- 5000

Figur 8.12 Hur mycket minskar (-) den maximalt tillåtna kostnadsnivån enligt figur 8.11 om årsvärmefaktorn blir ca 2,5 istället för ca 3,5, d v s en minskning med 17 %.

9. STORA VÄRMEPUMPAR I FJÄRRVÄRMESYSTEM

Några kraftbalanser med stora värmepumpar har inte genomförts. Stora värmepumpar för fjärrvärmesystem arbetar dock med värmekällor som avloppsvatten, sjövattnet eller spillvärme och de dimensioneras inte för att täcka hela värmeenergibehovet utan bara basbehovet. Drifftiden blir lång och några effekttoppar i elbelastningen uppstår inte på dessa värmepumpar. Man kan därför med säkerhet säga, att de som elbelastning kommer att fördela sig på kraftslag ungefär som fallen J/V, L/V utan eltilsats och L/V av avkopplingsbar typ. För år 1990 års elanvändningsnivå på 127 TWh kommer de alltså att till 50 - 55 % fördela sig på oljeeldad industriellt mottryck och till minst 25 % på oljeeldad kraftvärme. För lägre förbrukningsnivåer fördelar de sig i ökad utsträckning på kärnkraft. Observera att detta gäller utrustningar som skaffas kring år 1990. Inte dem som installeras i 80-talets början och som i mycket stor utsträckning lägger sig på kärnkraft.

För den elanvändningsnivå som ansatts för år 2000, dvs 140 TWh, kommer de stora värmepumparna att lägga sig till minst 75 % på kolkondens. För lägre elanvändningsnivåer kommer de i ökande grad att lägga sig på koleldad kraftvärme.

Kraftbalanserna visar klart att kraftvärmens får en mycket stor betydelse i framtiden som ersättare för den avvecklade kärnkraften. Samtidigt är tillgången på kraftvärmeunderlag begränsad. Så mycket som 140 TWh klaras inte i praktiken utan byggande av åtminstone ett kolkondensverk. Det är tveksamt om även 130 TWh år 2000 skulle klaras utan kolkondens.

Värmepumpar i stora fjärrvärmesystem inkräktar på kraftvärmeunderlagen samtidigt som de kräver kraftvärme eller kolkondens för produktion av sin driftsel. Rent termodynamiskt talar detta för att långsiktig installation av värmepumpar i de största fjärrvärmesystemen skall undvikas.

För mindre fjärrvärmesystem, som aldrig kan komma ifråga som kraftvärmeunderlag, blir den stora värmepumpen en gynnsammare investering.

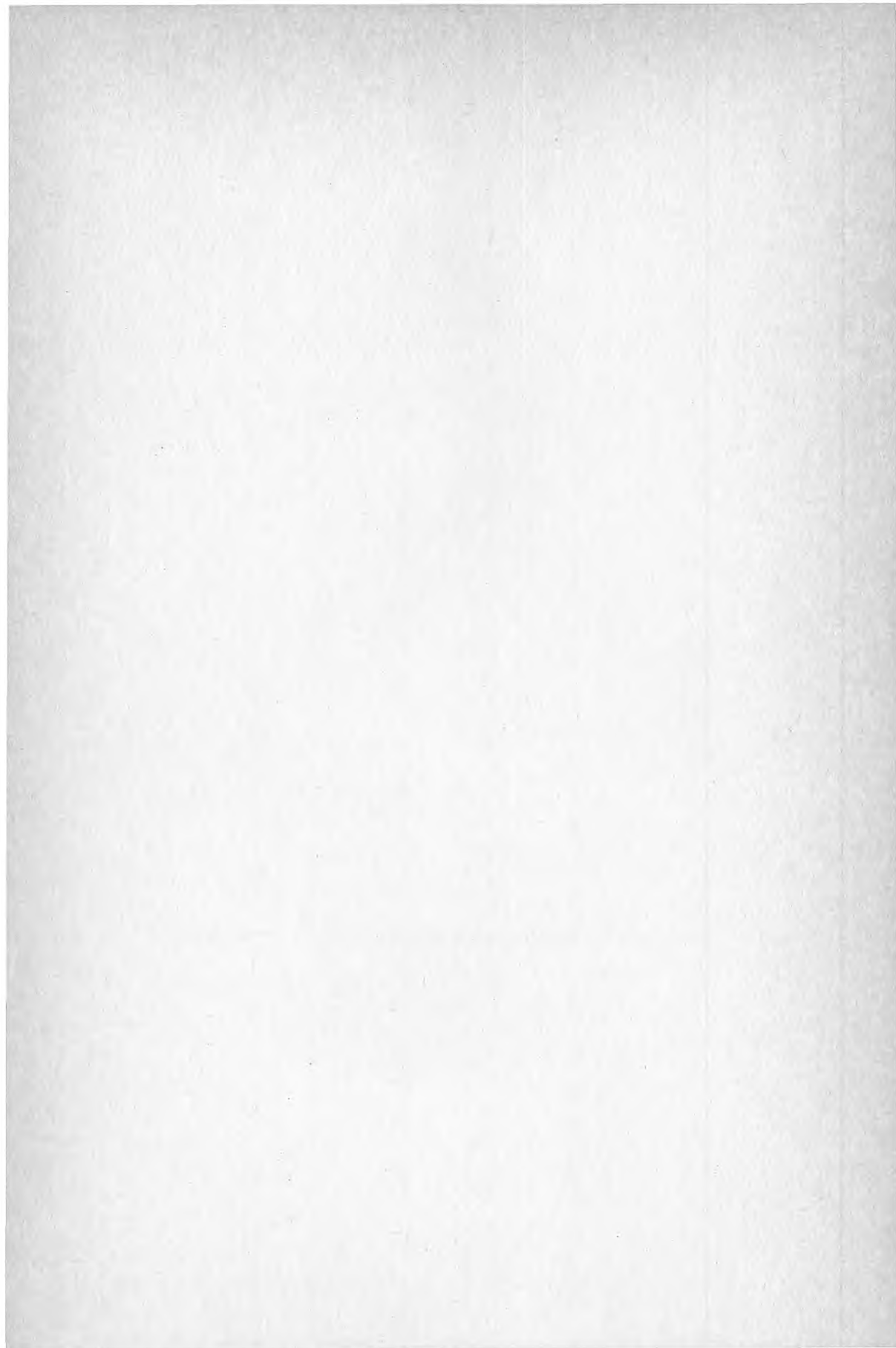
Referenser till rapporten

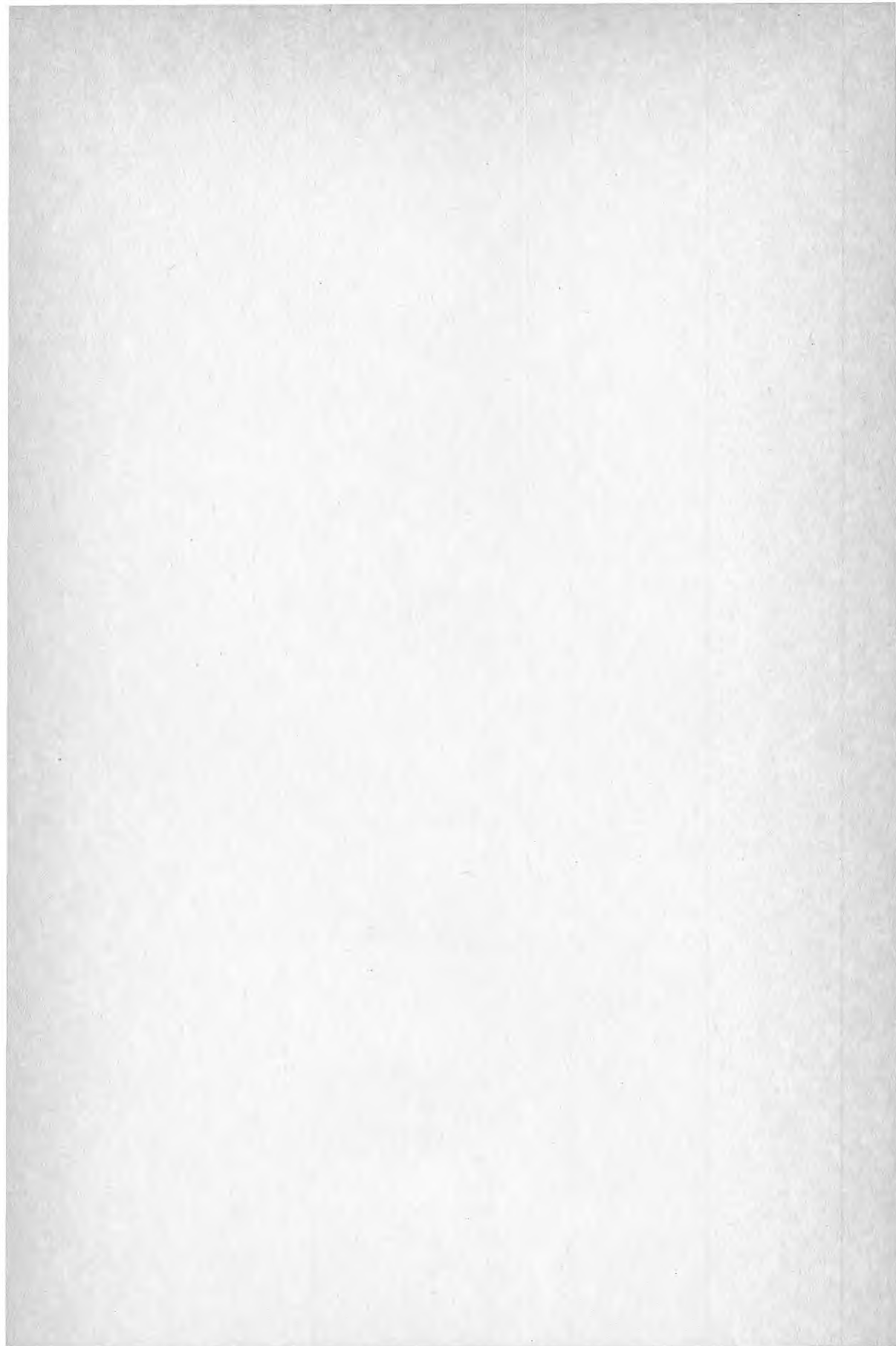
- 1 "Simulation model of heat pump system for single family dwellings - by Jan Sundell." Huvudrapport 1980 och delrapport 3 mars 1979. BFR anslag 75 07 91 - 3 KTH Inst för Elektrisk Anläggningsteknik
- 2 "Principles of Power Balance calculations---" Svenska Vattenkraftföreningens publikationer 1959:11 Nr 476
- 3 "Eldistributionsteknik nu och i framtiden" Svenska Elverksföreningens handlingar 1978 nr 5 sid 65
- 4 "Kraftledning i fysisk planering" Statens Planverk Rapport 46 1978
- 5 "EBR kostnadskatalog" KLG 1:81
- 6 "Eldistributionsnät (landsbygd)" VASTs distributionskommitté Mars 1971

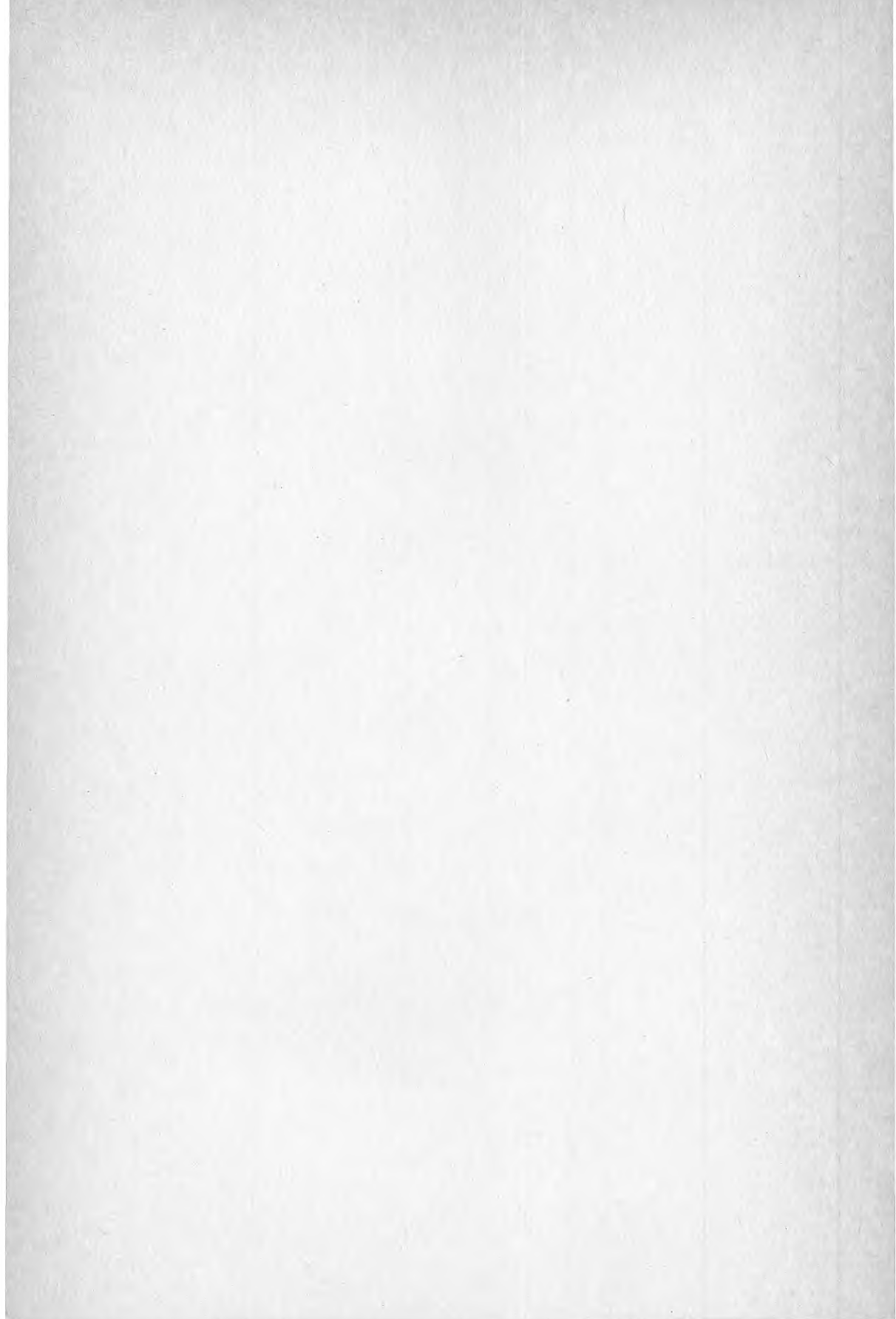
Övrig litteratur om värmepumpar

- "Värmepumpar"
Rapport från symposium i Stockholm 26-27 nov 1974, Statens Råd för byggnadsforskning - Centrala Driftledningen. Ca 310 sidor
- "Värmepumpboken"
av Lars Olof Glas. Ca 150 sidor
- "Varmepumpanlaeg for boligopvarmning 1979"
Kompedium från DEFU. Ca 280 sidor.
(Danske Elvaerkeres Forenings Udrednings-
afdeling, Lundtoftevej 100, 2800 Lyngby, Danmark)
- "Villavärmepumpar"
Rapport från VAST. VAST, Kraftverksföreningens utvecklingsavdelning. Maj 1981
- "Analys av belastningsmätningar vid uppvärmning av villor med värmepump samt utvärdering...etc"
Examensarbete vid Institutionen för Elektrisk Anläggningsteknik vid KTH av Roger Fransson
(Statens Vattenfallsverk)
- "Utvärdering av belastningsmätningar vid några olika uppvärmningsformer för villor"
Examensarbete vid Institutionen för Elektrisk anläggningsteknik KTH av Thomas Gustafsson.
(Statens Vattenfallsverk)

- Uh-informationer 1977:6, 1977:10, 1978:12, 1978:01
m fl från Televerkets Centralförvaltning, Sektionen
för fastighetsnormer
 - En mycket stor mängd av utförliga rapporter från
Byggeforskningsrådet. (Rapportförteckning och rapporter
kan beställas från Svensk Byggtjänst i Stockholm)
 - Wärmepumpentechnologie Band I-VI
(Vulkan-Verlag, Postfach 103962,
4300 Essen, Västtyskland)
-







Denna rapport hänför sig till forskningsanslag
791198-2 från Statens råd för bygnadsforskning
till Kraftverksföreningens Utvecklingsavdelning,
VAST, Stockholm.

R140: 1982

ISBN 91-540-3846-4

Statens råd för bygnadsforskning, Stockholm

Art.nr: 6700640

Abonnemangsgrupp:
W. Installationer

Distribution:
Svensk Byggtjänst, Box 7853
103 99 Stockholm

Cirka pris: 35 kr exkl moms