

ENERGI

MAGASINET

Nr 7 1992

Årgång 13

33
• SVENSK ELEXPORT
GER VÄLFÄRDSVINST
OCH HÖGRE ELPRIS

• NY METOD
REVOLUTIONERAR
RÖKGASRENING?

Posttidning

Nu är den här

VENTILATIONS- MÄTAREN

*som mäter allt
med samma sond

MÄTER

- Flöde i l/s
- Tryck i Pa
- Temperatur
- Lufthastighet
- Relativ fuktighet
- Daggpunkt

HAR

- Teleskopsond l = 750 mm
- Automatisk nollställning
- Minne
- Medelvärdesberäkning
- Tröghet, som Du bestämmer själv
- Skrivarutgång
- 2 års garanti
- Och mycket mer, Ring oss!

Verklig storlek



Vi finns i monter
C 3215 på
Energi och indoor Clima





Är det lönsamt att "spara fjärrvärme"?

• Sparåtgärder konkurrerar med kraftvärme och sopor i Malmö

Det finns inga samhällsekonomiskt lönsamma åtgärder för samhället att spara fjärrvärme. För den enskilde konsumenten kan det däremot dock finnas vissa åtgärder som är lönsamma.

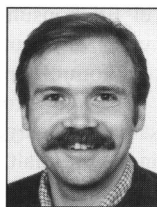
Det visar det här exemplet från Malmö.

När man producerar elektricitet i kondensanläggningar används bränslen för att förångna vatten. Denna ånga används sedan för att driva en turbin som i sin tur är kopplad till en generator. För att få ut så mycket effekt som möjligt i turbinen är det viktigt att skillnaden i ångtryck är stor mellan in- och utlopp. Därför används en kondensator som många gånger kyls med kallt vatten från ett närliggande vattendrag. Tyvärr måste huvuddelen av energin i bränslet

Artikelförfattarna



Björn
Karlsson



Stig-Inge
Gustafsson

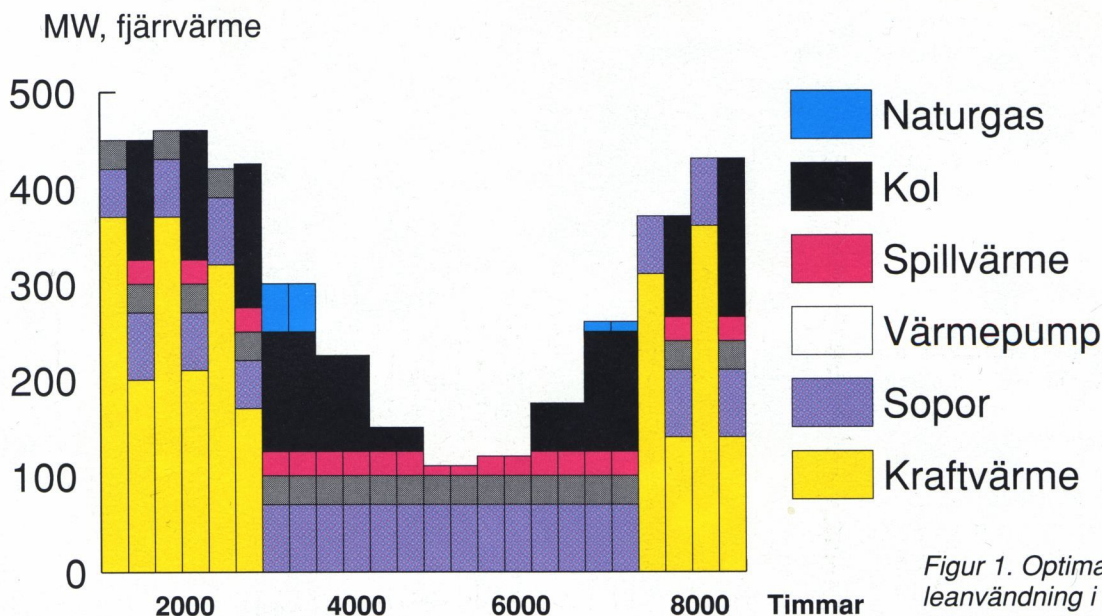
**Linköpings Tekniska Högskola,
Institutionen för energisystem.**

kylas bort på detta sätt medan resten kan användas för den nyttiga elproduktionen. Verkningsgraden är 30-40 procent. Om spillvärmen kunde tas till vara i exempelvis ett fjärrvärmesystem skulle bränslet till processen utnyttjas mycket bättre. Tyvärr har kylvattnet för låg temperatur om elproduktionen prioriteras. Genom att höja temperaturen i kondensorn kan en vattentemperatur som är lämplig för fjärrvärmenätet erhållas men

samtidigt förloras då en del av möjligheterna till elgenerering. Denna minskning är dock förhållandevis liten, cirka 15 procent, varför det ändå är lönsamt att använda spillvärmen under förutsättning att det finns avsättning för den, [1].

Prissättning

I många kommuner med möjlighet till kraftvärmegenerering räcker oftast kapaciteten inte till för att man ska bli helt självförsörjande på värme och el. El måste köpas från det nationella elnätet och värme måste produceras i en traditionell fjärrvärmearläggning, åtminstone under vissa av årets månader. Det finns möjligheter att både sälja el till, och köpa el från nätet. Då kommunens anläggning är så liten i förhållande till nätets kapacitet kan inte försäljning eller köp påverka priset i någon större omfattning. I [2] visas att det optimala priset för el i det lokala nätet då måste vara det pris som tas ut i det nationella om förluster m m försummas. Antag att kommunen pga kapa-



citetskäl måste köpa el utifrån. Kraftvärmeanläggningen utnyttjas maximalt om detta är billigare än att köpa ytterligare el. Priset på värmen från denna måste då bli mycket lågt då värmekonsumenten endast borde betala för den förlust av elproduktion som orsakas av att temperaturen i kondensorn höjs till en lämplig nivå.

Beräkningar i samma referens, [2], som avser förhållanden i Västerås 1987, visade att elpriset under optimala förhållanden borde vara cirka 17 öre/kWh under vinter vardagar och värmepriset 3 öre/kWh under samma tidsperiod. Under sommarnätter skulle priserna istället vara 9 respektive 8 öre/kWh. Notera att det optimala fjärrvärmepriset är lägre på vintern än på sommaren. Alla fjärrvärmesystem är i dag konstruerade så att det motsatta förhållandet råder. Samhället gör således stora förluster med denna prissättning.

Sparande

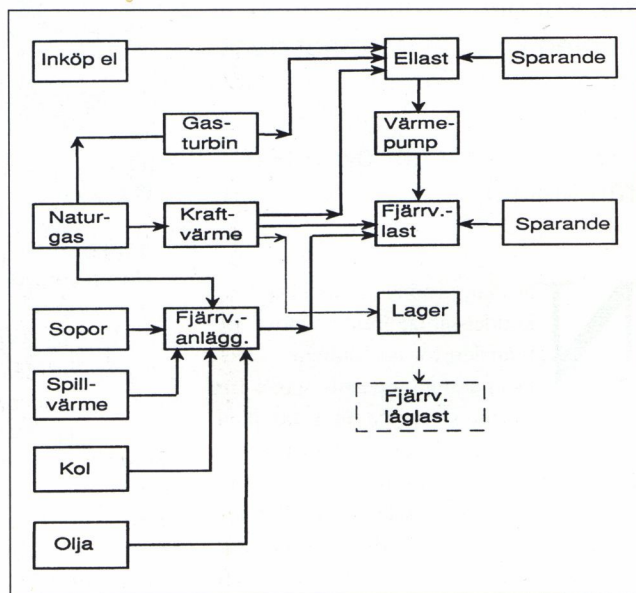
När man skall avgöra om energisparåtgärder ska genomföras i bebyggelsen räknar man i bästa fall med de taxor som varje husägare känner av för både värme och el. På senare år har metoderna för sådana överväganden förfinats och det finns nu möjligheter att optimera, d v s hitta det absolut bästa utfallet av, tänkbara strategier. En sådan metod kallas OPERA, Optimal Energy Retrofit Advisory, och med hjälp av denna kan en precis avvägning göras av tjocklek på isolering, fönsterbyten, frånluftvärmepumpar, m m [3]. Traditionella värmesystem kan hanteras, som oljepannor, men också mer komplicerade, som fjärrvärme med differentierade taxor och bivalenta system

uppbyggda med en oljepanna för höglasttid och med en värmepump, vilken tar hand om baslasten. Erfarenheter från denna metod visar att bivalenta system ofta är mycket konkurrenskraftiga, åtminstone för större hus med fler än cirka 20 lägenheter. Detta system levererar värme till ett pris på omkring 15 öre/kWh räknat under en årscykel och detta innebär i förlängningen att inte många åtgärder på klimatskalet lönar sig. Tilläggsisoleringar och fönsterbyten blir endast optimala om renoveringsåtgärder ändå behövs, d v s byggnadsdelarnas befintliga livslängd är till ända. I sådana situationer skall dock en större satsning göras på energisparande än vad som är brukligt idag [4]. Om priserna på värme och el till konsumenten avviker från de kostnader distributör och producent tillämpar kommer naturligt nog inte produktionsanläggningarna att användas optimalt. Om konsumentens pris är högre används anläggningarna för lite medan en bristsituation kommer att uppstå om priset är för lågt.

Optimering

För att kunna undersöka vad som är en bästa fördelning mellan sparande av el och värme, och ökad produktion, måste man först bestämma vad som är en bästa lösning. Vi anser att

begreppet livstidskostnad, d v s summan av byggnadsåtgärder, underhållsåtgärder och driftkostnader, är lämpligt att använda. När livstidskostanden, på engelska förkortad till LCC, är så låg som möjligt har vi funnit den bästa lösningen. För att beräkna denna kostnad måste man använda sig av nuvärdesmetoden. Med denna flyttas kostnader i framtiden till ett och samma basår. Kostnaderna kan på detta sätt summeras samtidigt som man tar hänsyn till tidsaspekten. Tyvärr måste man då ta ställning till vilken real ränta som ska användas samt projektets livslängd. Dessa värden kan vara olika för olika aktörer och ekonomerna tvistar om t ex vilken ränta som lämpligen bör användas. Genom att utföra beräkningar för några olika räntor kan man ändå många gånger avgöra vilket som är den bästa strategin.



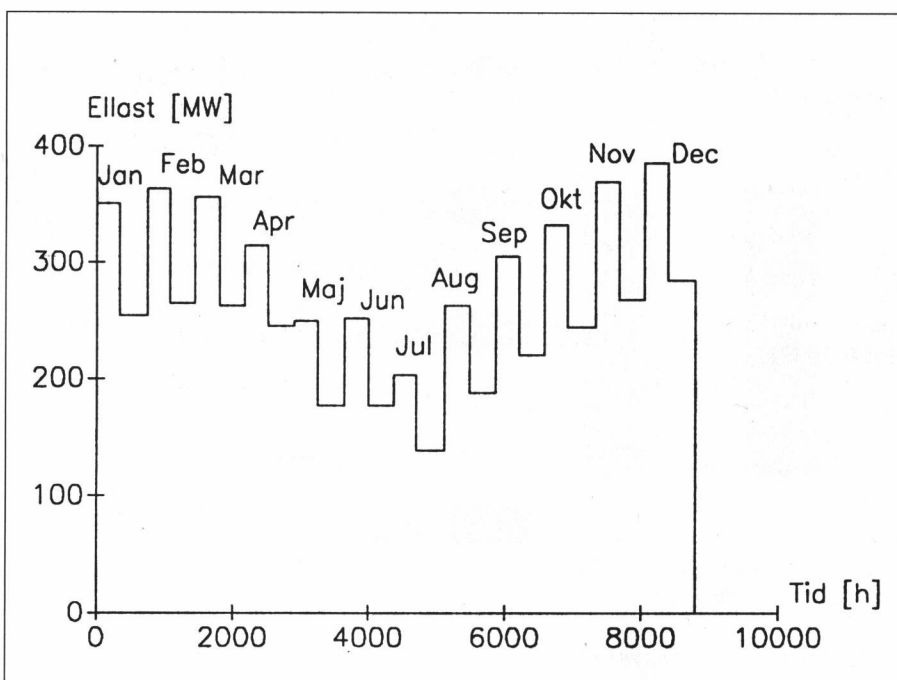
Figur 2. Energisystemet i Malmö.

En annan svårighet är att avgöra vilken av alla möjliga strategier som är den bästa utan att behöva räkna ut LCC för varje enskilt fall, det kan finnas tusentals olika kombinationer, vilka alla i så fall måste prövas. Vi har därför använt en metod som kallas för blandad heltalsprogrammering [5].

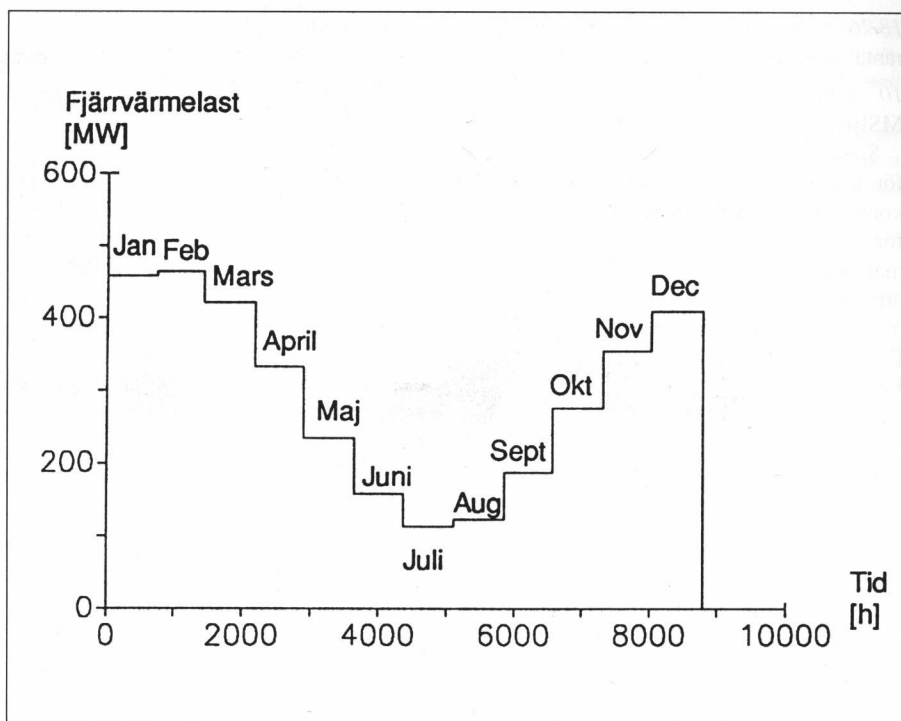
Energisystemet Malmö

Som ett exempel har vi valt kraftvärmesystemet i Malmö, se figur 2. Kommunen kan köpa el från Sydkraft eller producera egen el i en befintlig kraftvärmeanläggning. Om värmen från denna inte räcker för att täcka fjärrvärmebehovet kan ett antal andra värmekällor användas, exempelvis eldning av sopor, spillvärme eller värmepumpar i avloppsreningsverket. Vidare finns i modellen möjlighet att bygga en hetvattenackumulator, där värme kan lagras och urladdas. En gasturbinanläggning har också tagits med i modellen för att se om en sådan kan vara optimal att installera. Dessutom har modellen försetts med en möjlighet att spara energi, både vad gäller el- och värmelast.

Som nämnts ovan kan el köpas från Sydkraft eller produceras i en egen kraftvärmeanläggning, eldad med naturgas. Den el som köps debiteras efter en tidsdifferentierad taxa där kostnaden är högst under vintertid och lägst under sommarnätter. Dessutom finns en effektavgift som tas ut för maximal effekt under månaderna november till mars under högkostnadstid. Ellasten finns redovisad på motsvarande sätt, för hög- och lågkostnadstid för varje månad under året, se figur 3. Vi har funnit det lämpligt att



Figur 3. Ellast i Malmö kommun.



Figur 4. Värmelast i Malmö.

använda samma tidsindelning i modellen, d v s 24 tidssegment, samt ett element för att simulera maxeffekt.

Värmelasten har tyvärr inte redovisats med samma tidsindelning. Därför har vi, med hjälp av Malmö Kommunala Bostads AB, antagit att värmelasten i Malmö kan simuleras som klimat- och tappvarmvattenlast i en byggnad, se figur 4. Denna byggnad har konstruerats så att verklig och antagen värmeåtgång är lika, sedd över ett år. Som synes i figuren har vi antagit att värmeeffekten är lika stor under ellastens hög- resp lågkostnadstid.

Mängden värmeenergi varierar dock beroende på hur många timmar varje element innehåller. Det är inte möjligt här att redovisa samtliga indata, och ekvationer, i modellen utan vi vill i stället referera till [7] eller [8] för den intresserade läsaren. Vi skall dock visa hur den matematiska modellen byggts upp i princip.

I en optimeringsmodell som ska lösas med hjälp av linjärprogrammering, eller blandad heltalsprogrammering, måste man börja med att ta fram en sk målfunktion. Denna ska innehålla de kostnader som är förknippade med energisystemet, d v s den ovan omtalade LCC. Målfunktionen är således den funktion som ska minimeras.

Om vi börjar med produktionen av el och värme i kraftvärmeverket har följande uttryck använts:

$$[EDH1 \times 336 \times 85 / 0.85 + EDL1 \times 408 \times 85 / 0.85 + HEH1 \times 336 \times [(85 / 0.85) + 29] + HEL1 \times 408 [(85 / 0.85) + 29]] \times 18.26 \times 10^{-6}$$

där:

EDH1 = Eleffekt i MW, kraftvärme, under högpristid i januari

336 = Antalet timmar under högprisperioden i januari

85 = Priset på naturgas i SEK/MWh

0.85 = Verkningsgraden på ångpannan

EDL1 = Eleffekt i MW, kraftvärme under lågpristid i januari

408 = Antalet timmar under lågpristid i januari

HEH1 = Värmeeffekt i MW, kraftvärme, under högpristid i januari

29 = Skatt på naturgas i SEK/MWh för värmedelen

HEL1 = Värmeeffekt i MW, kraftvärme, under lågpristid i januari

18.26 = Nuvärdesfaktor, 5 procent real ränta, optimeringstid 50 år

10^6 = Faktor för att uttrycka kostnaden i MSEK.

Som synes ovan gäller uttrycket endast för januari månad och det måste därför kompletteras med värden och variabler för ytterligare elva månader. Den matematiska modellen måste också innehålla uttryck som säkerställer att tillräckligt mycket el, och värme, finns tillgängligt. Detta sker med sk villkorsekvationer och för elanvändningen fås:

$$(EDH1+GTH1+REH1-EHPH1) \times 336 \geq 117.9 \times 10^{-3} \quad (2)$$

$$(EDL1+GTL1+REL1-EHPL1) \times 408 \geq 103.5 \times 10^{-3} \quad (3)$$

där

GTH1 = Effekt i MW på en ny gasturbinanläggning, högpristid

REH = Inköp av el i MW, högpristid

EHPH1 = Effekt i MW till värmepump, högpristid

117.9 = Nödvändig tillgång på elenergi i GWh, högpristid

Uttryck (3) visar förhållandena för lågprisperioden och bägge uttrycken gäller även här endast för januari månad. Kostnaden för att köpa in el är 235 SEK/MWh under högpristid och 142 SEK/MWh under lågpristid i januari. Detta innebär att målfunktionen måste kompletteras med:

$$(REH1 \times 336 \times 235 + REL1 \times 408 \times 142) \times 18.26 \times 10^{-6} \quad (1a)$$

På motsvarande sätt konstrueras uttryck för exempelvis maximalt inköpt eleffekt eller maximal storlek på den nya gasturbinanläggningen, och därmed förknippa

de kostnader. Principiellt annorlunda är hanteringen då man skall avbilda förhållandet att kraftvärmeanläggningen antingen måste vara helt avstängd, effekten 0, eller köras i intervallet 40 - 120 MW_{el}. Här kommer därför binära variabler, INT i uttrycken (4) till (7) nedan, in d v s de kan endast anta värdet 0 eller 1. Följande uttryck konstrueras:

$$EDH1 - INTH1 \times 120 \leq 0 \quad (4)$$

$$EDL1 - INTL1 \times 120 \leq 0 \quad (5)$$

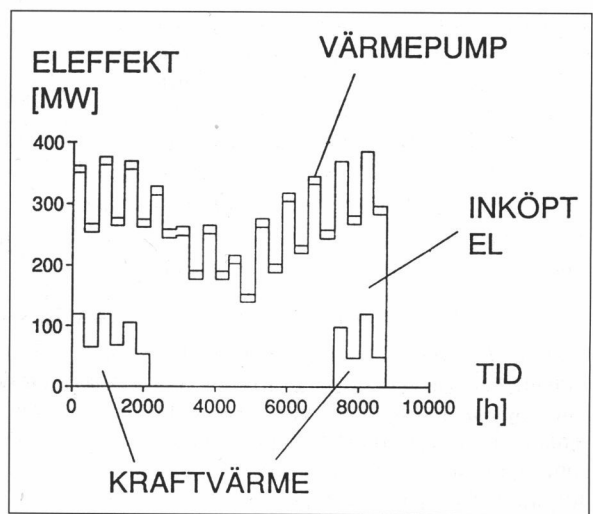
$$EDH1 - INTH1 \times 48 \geq 0 \quad (6)$$

$$EDL1 - INTL1 \times 48 \geq 0 \quad (7)$$

Om variabeln INTH1 = 0 måste enligt uttryck (4) EDH1 vara ≤ 0 men samtidigt enligt uttryck (6) vara ≤ 0 . Om INTH1 = 0 blir därför EDH1 = 0 d v s kraftvärmeverket är avstängt. Om INTH1 = 1 kommer samma uttryck att säkerställa att verket måste köras med en effekt mellan 48-120 MW. Med hjälp av binära variabler löses också problemet att avbilda det olinjära sambandet mellan en tilläggsisolerings tjocklek och den mängd värme som sparas genom en sådan åtgärd. Metoden är beskriven i [6] varför den inte repeteras här.

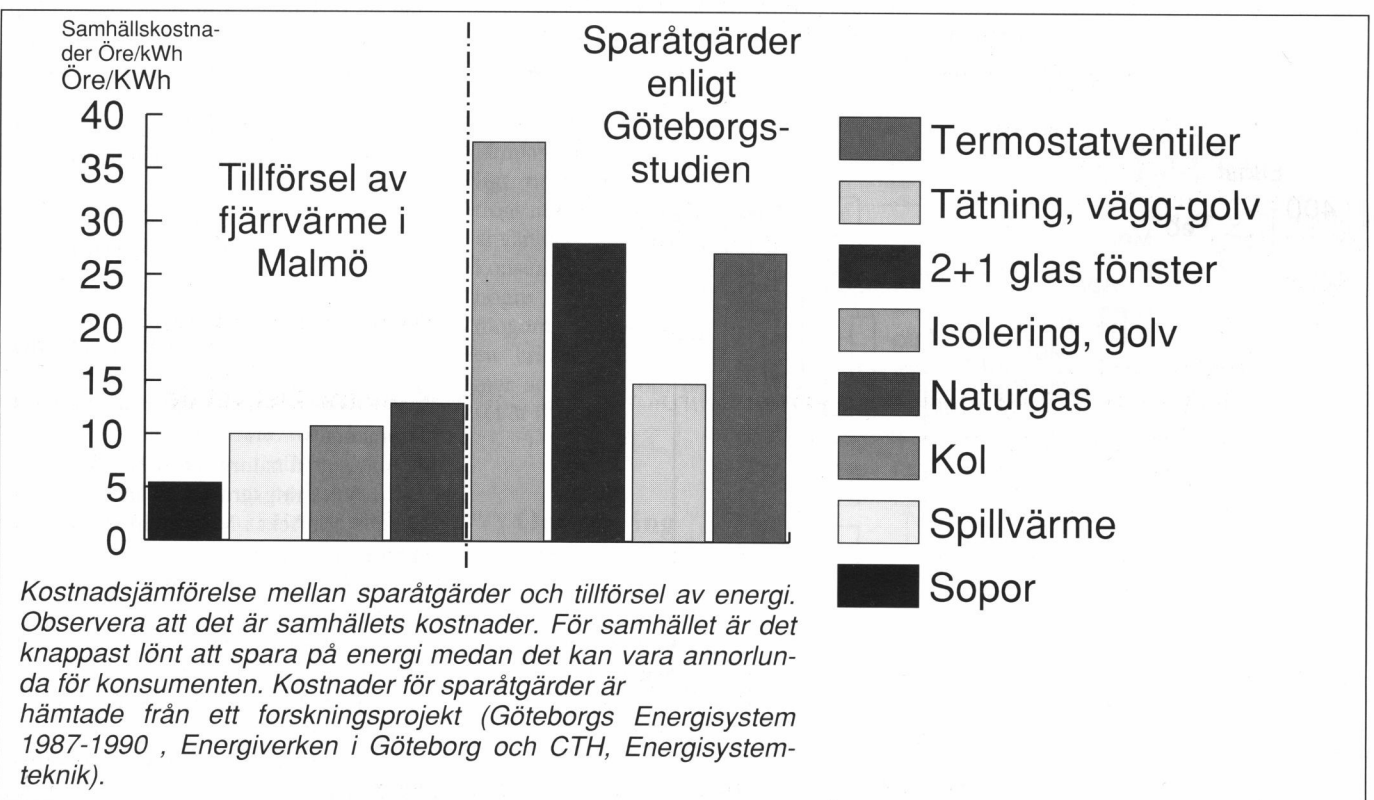
Resultat

Då modellen är färdigutvecklad måste den optimeras. Vi använder två olika kommersiella programsystem för detta,



Figur 5. Kraftvärmeanvändning under optimala förhållanden.

ZOOM [10] och LAMPS [9]. I figur 5 visas att det är optimalt att använda kraftvärmeanläggningen endast under vintermånaderna. Maximal effekt skall dock endast användas under högpristiden i december. Under sommarmånaderna skall anläggningen inte användas alls. Den värmepump som finns installerad i avloppsreningsverket ska användas med maximal effekt under så gott som alla av årets månader, men något mindre under högpristid i januari, 35 MW i stället för maximala 40 MW, och dessutom vara avstängd under högpristid i november och december. I figur 1 framgår att värmen från kraftvärmeverket kommer in som billigaste värmekälla då verket används. Under högpristid i november och december är det inte ens optimalt att ta in anspråk



full effekt, 65 MW, från sopeldningen. Under högpriestid i januari används 358 MW värme från kraftvärmeverket, 65 MW sopeldning och 35 MW värme från värmepumpen. Under lågpriestid används 198 MW, 65 MW och 40 MW respektive men också 30 MW spillvärme och 125 MW kol. De dyrare bränslena kommer således in endast under eltariffens lågpriestid.

Under sommartid, då kraftvärmeanläggningen skall vara avstängd kommer mera bränslen att användas. Under exempelvis april månad används 65 MW sopor, 40 MW värmepump, 30 MW spillvärme, 125 MW kol och 72 MW naturgas eller olja. Naturgasen som är det dyraste bränslet i undersökningen skall endast användas i två ytterligare tidssegment, under hög- och lågpriestid i oktober. I [11] redogöres närmare för den optimala strategin.

Det synes naturligt att energisparåtgärder får svårt att konkurrera prismässigt med den bränslemix som redovisats i figur 1, och faktum är att inga som helst åtgärder faller ut som optimala, det är billigare för samhället att låta den befintliga byggnadsstocken vara som den är.

Det ska poängteras att förhållandena i andra kommuner kan vara annorlunda. I [12] redovisas att sparande av värme kan vara lönsamt inom fjärrvärmeområden även om lönsamheten är begränsad. Bespa-

ringsåtgärder för att sänka elanvändningen visar en avsevärt högre lönsamhet men även här är det billigare att köpa in mera el från Sydkraft än att t ex tilläggsisolera byggnaderna. En åtgärd som visat lönsamhet är att föra över värme som måste genereras med el från lågpriestid till högpriestid. Tappvarmvattenuppvärmning med el endast under nattetid synes därför vara en åtgärd att rekommendera även om varmvattenberedaren därvid måste göras större. Det är dock mycket viktigt att notera att de kostnader som använts ovan är de som belastar kommunen vid produktion eller inköp av värme och el. Den enskildes kostnader är avsevärt högre och därför kommer det vara optimalt för denne att spara mera. Det är också viktigt att notera att elproducentens, Sydkrafts, kostnader kanske inte fullt täcks av tariffen, exempel under kalla vintervardagar. En höjning av effektavgifterna i denna skulle således kunna ge ett helt annat utfall vad gäller elsparandet.

Referenser:

[1] Van Wyle G J, Sonntag R E, 'Fundamentals of Classical Thermodynamics', John Wiley & Sons, Inc., Singapore 1985.

[2] Bohman M, Andersson R, 'Pricing Cogenerated Electricity and Heat in Local Communities', Journal of Public Economics, Vol.33, pp 333-356, North-Holland, 1987.

[3] Gustafsson S-I, 'The OPERA model,

A Computer Model for Optimal Energy Retrofits in Multi-family Buildings', Document D21:1990, Byggnadsforskningrådet, Stockholm, 1990.

[4] Gustafsson S-I, Karlsson B G, 'Energy Conservation and Optimal Retrofits in Multi-Family Buildings'. Energy Systems and Policy, Vol 14, pp 37-49, 1990.

[5] Foulds L, 'Optimization Techniques', Springer Verlag, New York Inc., 1981.

[6] Gustafsson S-I, Karlsson B G, 'Insulation and Bivalent Heating System Optimization: Residential Housing Retrofits and Time-Of-Use Tariffs for Electricity'. Applied Energy Vol 34 pp-303-315, 1989.

[7] Gustafsson S-I, Karlsson B G, 'Production or Conservation in CHP networks'. Heat Recovery Systems & CHP, Volume 10, No 2, pp 151-159, 1990.

[8] Gustafsson S-I, Karlsson B G, 'Linear Programming Optimization in CHP Networks', publicerad i Heat Recovery Systems CHP Volume 11, No 4, pp 231-238.

[9] 'LAMPS', Advanced Mathematical Software Ltd, 45 Bedford Row, London, 1984.

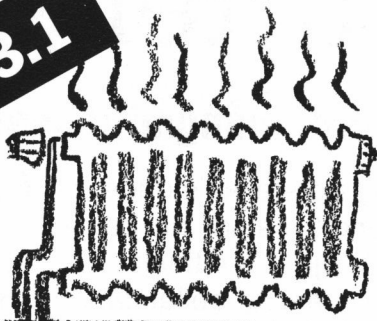
[10] Marsten R, 'ZOOM-Zero/One Optimization Methods', Dept of Management Information Systems, University of Arizona, Tucson, 1985.

[11] Gustafsson S-I, Karlsson B G, 'Heat Accumulators in CHP Networks', publicerad i Energy Conversion and Management Volume 33, No:12 pp 1051-1061.

[12] Gustafsson L, 'Framtida Fjärrvärmesystem', Inst för Miljö och Energisystem, Lund, 1989.

KOSTNADER PÅ DRIFT? STYR RÄTT MED ESS 200.

NU FÖR WINDOWS 3.1



ESS 200 från VITEC är ett mångsidigt och lättanvänt datorprogram för uppföljning av driftskostnader.

Full kontroll över energi- och vattenförbrukning ger bättre ekonomi. Det vet de fastighetsförvaltare som redan använder ESS 200. Tillsammans sparar de mer än 100 MSEK per år.

Nu finns ESS 200 i en version för Windows 3.1 som gör det ännu enklare att tjäna pengar. Har Du råd att vara utan ESS 200? Ring så berättar vi mer.



VITEC AB, Box 1465, 901 24 UMEÅ, TEL. 090/15 49 00

STEG2