

FE rapport 2008-413

Investeringar i kraftvärme – Ekonomiska och miljömässiga fördelar

Göran Bergendahl



Handelshögskolan
VID GÖTEBORGS UNIVERSITET

FÖRETAGSEKONOMISKA INSTITUTIONEN

Investeringar i kraftvärme – Ekonomiska och miljömässiga fördelar¹

Abstract: This study investigates the advantages of investing in plants for cogeneration, i.e. combined heat and power (CHP), when the heat is utilized for district heating. A focus is set on Swedish municipalities.

The demand for heat is visualized in terms of load curves and duration diagrams. A standard diagram is chosen in order to analyze the dimensioning of a CHP plant. Two alternative sizes are studied: operating a plant with full capacity in eight or in six months of the year. For each alternative, a CHP plant is compared to a heat water plant (a “boiler”) and biological fuel is compared to natural gas.

It is shown a) that a CHP plant based on biological fuel is profitable and outstanding, and that it is an economic advantage to expand the dimension of such a plant in order to operate with full capacity in six months of the year only.

These theoretical findings are then illustrated by case studies from eight large Swedish municipalities – Göteborg, Helsingborg, Linköping, Lund, Malmö, Stockholm, Uppsala, and Västerås. From these studies it becomes evident that the use of cogeneration is often limited both by contracted deliveries of waste heat from industries and sewage destruction plants and by the slope of the duration diagram. The flatter the duration diagram is, the more efficient the use of cogeneration will become.

Keywords: Cogeneration, duration diagrams, taxation principles, cost-benefit analyses, case studies

JEL-code: D61, E22, H23, M11, Q42

Handelshögskolan vid Göteborgs universitet

School of Business, Economics and Law at University of Gothenburg

Företagsekonomiska institutionen

Department of Business Administration

Box 610, 405 30 Göteborg

Göran Bergendahl, tel: 031-786 1495, e-mail: goran.bergendahl@handels.gu.se

1. NÄR ÄR KRAFTVÄRME LÖNSAMT?

I Sverige av idag förbrukar vi årligen ca 150 TWh elenergi. Dessa energimängder kan befaras öka år för år allt eftersom vi får fler och fler elektriska apparater parallellt med en fortsatt ekonomisk tillväxt. Idag produceras elenergin främst i våra vattenkraftstationer och i våra kärnkraftsreaktorer. Riksdagen har emellertid fattat beslut att inte bygga fler kärnkraftverk och på sikt fasa ut dem, som nu är i drift. Ej heller avser man att bygga ut vattenkraften i våra orörda älvar. En ökad elanvändning betyder därför att man antingen måste satsa på en ökad elproduktion från alternativa energikällor eller att öka importen av elenergi. Här har kraftvärmen en central roll att spela.

Idag används en inte obetydlig del av vår producerade elenergi till att värma upp lokaler. Om denna elvärme fortsätter att växa blir konsekvensen ännu en ökad påfrestning på vår elförsörjning. Här kan en utbyggnad av fjärrvärme bli en räddare i nöden. Landets totala behov av varmvatten för uppvärmning uppgår idag till ca 70 TWh i bostäder och ca 24 TWh i övriga lokaler. Av dessa belopp beräknas *fjärrvärmen* idag stå för ca 47-48 %, dvs. upp mot totalt 44 TWh per år.

Fjärrvärme är en modern storskalig form för att producera och distribuera ledningsbunden energi i tätorter. Med ett fåtal produktionsanläggningar och ett vittförgrenat nätverk kan man värma upp byggnader, såsom flerfamiljshus, villor och kontorslokaler. Eftersom det uppstår betydande värmeförluster vid distribution över långa avstånd samtidigt som investeringar i distributionsledning är kostsamma, så sker fjärrvärmedistribution vanligen i form av lokala nätverk som drivs kommun för kommun. Försörjningen av fjärrvärme varierar mellan olika delar av landet. De högsta andelarna (85-90 %) finns i större städer såsom Göteborg, Linköping, Lund, Malmö, Norrköping, Stockholm och Uppsala.

Produktionen av fjärrvärme sker i de flesta fall i *hetvattencentraler* där olika former av bränslen, som skogs- och avfallsprodukter, naturgas, olja och kol, utnyttjas för att producera hetvatten. Värmen överförs sedan via distributionsledningar till företag och hushåll. Detta förfarande har både ekonomiska och miljömässiga fördelar jämfört med individuell uppvärmning av bostäder och lokaler.

Fjärrvärmen kan också produceras i *kraftvärmeverk*, där kemiskt bunden energi i olika bränslen frigörs genom förbränning i avsikt att producera ånga med högt tryck och hög temperatur för att generera elektrisk ström. När ångan passerat elgeneratorerna värmer den sedan upp vatten, som leds ut i fjärrvärmenätet. Kraftvärmeverk anses därför vara mera energieffektiva än kondenskraftverk eftersom enbart 10 % av energin går förlorad i jämförelse med hela 70 % i kondenskraftverk. Sett som investeringsobjekt är dock kraftvärmeanläggningar avsevärt mer kostsamma och kapitalintensiva än kondenskraftverk och hetvattencentraler. Man kan därför förutsätta att kraftvärmeverk kräver *långa driftstider* för att skapa lönsamhet.

Kraftvärmeverk har också stora fördelar i jämförelse med hetvattencentraler i och med att de i framtiden samtidigt kan ge ett kraftigt bidrag till en tryggare försörjning av elenergi och en

stabil grund för fjärrvärmedistribution i svenska kommuner. Trots att dessa fördelar sedan länge varit uppenbara så producerar dessa verk enbart ca 7 TWh elenergi per år. Samtidigt förbrukas ca 3 TWh elenergi vid produktion av fjärrvärme från elpannor och motordrivna värmepumpar². *Kraftvärmerna har därmed hittills givit ett ringa nettotillskott av elenergi.*

”Sverige har en unik situation inom EU genom att endast 30 % av värmeförsörjningen till fjärrvärmesystemen idag kommer från kraftvärmeverk. ”Inget annat land inom EU har så mycket fjärrvärme med så lite kraftvärme” (Öhrlings PricewaterhouseCoopers, 2005, s. 419). Frågan är om denna blygsamma satsning på kraftvärme beror av en bristande lönsamhet avseende investeringar? Eller kan det t ex vara så att en satsning på kraftvärme ansetts alltför riskfull för att attrahera svenska kommuner, risker som kan bero av osäkerhet avseende framtida priser på el och bränsle eller avseende framtida skatter och regleringar? Ett troligt skäl är dock att kraftvärme tidigare missgynnats av en hög beskattning på spillvärme och av låga elpriser. Nu är kraftpriserna högre och kraftvärme skattemässigt fördelaktigare varför det finns anledning att förvänta sig en ökad utbyggnad av kraftvärme.

Kraftvärme medger en trygg framtida försörjning av elenergi och fjärrvärme. Trots detta ger den ett ringa nettotillskott av el. Beror detta på bristande lönsamhet, stora risker eller höga skatter?

Kravet på långa driftstider för ett kraftvärmeverk är till vissa delar en hämsko. Fjärrvärmeproduktionen i svenska kommuner kännetecknas nämligen av varierande driftstider med en basproduktion, som i princip sträcker sig över hela året, en toppproduktion under vintermånaderna december, januari och februari, samt en successiv ökande produktion under hösten och en minskande produktion under våren. Väsentliga frågeställningar är därför:

a) om kapitalintensiva investeringar i kraftvärme verkligen kan vara ett sätt att bemöta en fluktuerande efterfrågan på uppvärmning eller om kraftvärme enbart är en teknik för att tillhandahålla en jämn basproduktion av värme, och

b) givet existerande kapacitet i hetvattencentraler och kraftvärmeverk, vilka utrymmen som idag finns för att genomföra lönsamma investeringar i kraftvärme?

Dessa frågor bör analyseras i termer av *värmebehovens varaktighet*. En basproduktion antas ha en relativt lång varaktighet (kanske bortemot ett helt år) medan en toppproduktion har en kort varaktighet.

Men kraftvärme har dessutom den unika egenskapen att den möjliggör en samtidig produktion (”joint production”) av el och värme³. Här man kan tänka sig att elproduktionen får stå för de huvudsakliga intäkterna när efterfrågan på värme sviker, men att elproduktionen får minska när behovet av värme är som störst⁴. Kraftvärmeverkens krav på lång varaktighet bör då innebära att man måste räkna med längre utnyttjandetider än de 4500 timmar per år som antagits i utredningen ”El från nya anläggningar 2003” (Bärring m fl 2003). Fjärrvärme och kraftvärme anses dessutom ha stora fördelar för miljön eftersom värmeenergin utnyttjas i större utsträckning. Detta glöms ofta bort vid lönsamhetsbedömningar, såvida inte skatter och avgifter direkt avspeglar dessa fördelar.

I denna studie är dessutom ett fokus satt på en tillämpning av investeringskalkyler inom enskilda kommuner, vilka har möjlighet att välja mellan att investera i kraftvärmeanläggningar och hetvattencentraler.

Syftet med denna rapport är därför:

- att undersöka varaktigheten av fjärrvärmebehoven med särskild tonvikt på eventuella skillnader mellan olika kommuner, detta i avsikt att klarlägga behovet av olika anläggningstyper och därmed utrymmet för kraftvärme.
- att undersöka hur olika kommuner utformat en uppsättning av olika anläggningar för värmeproduktion och hur dessa anläggningar används för att möta behov av fjärrvärme med varierande varaktighet.
- att anvisa en metod att jämföra lönsamheten mellan investeringar i hetvattencentraler och kraftvärmeverk i avsikt att klarlägga under vilka betingelser som investeringar i kraftvärmeanläggningar är mer lönsamma och mer miljövänliga än i hetvattencentraler.
- att med hjälp av en sådan metod undersöka potentialen för investeringar i kraftvärme hos några kommunala värmeproducenter.

2. EFTERFRÅGAN PÅ FJÄRRVÄRME OCH DESS VARAKTIGHET

Efterfrågan på fjärrvärme varierar med utomhustemperaturen. Detta betyder att efterfrågan är mindre på somrarna än på vintrarna och mindre på nätterna än på dagarna (eftersom varmvatten och uppvärmd ventilationsluft främst används dagtid). Detta innebär också att efterfrågan på fjärrvärme inte helt samvarierar med efterfrågan på elenergi. Behovet av elenergi i Sverige är i stor utsträckning knuten till näringslivets verksamhet. Detta gör att efterfrågan på el och fjärrvärme varierar på olika sätt, vilket kan tas som intäkt för att driva kraftvärmeverk. Tanken är då att kunna variera de procentuella uttagen av el och värme (för fjärrvärme). Vid höga elpriser produceras en större andel el och vid höga värmebehov en större andel värme. Dessa variationsmöjligheter är dock ofta begränsade eftersom den stora andelen elvärme i Sverige innebär en stor samstämmighet mellan värmebehov och elbehov. Speciella effekttoppar möts då lämpligen med gasturbiner på elsidan och med äldre hetvattencentraler på värmesidan.

Variationerna över årstiderna i konsumenternas förbrukning av fjärrvärme är ofta mycket stora. Värmeförbrukning kan mätas som energiuttag (GWh) per tidsenhet (h = timma). Behovet av värme blir därför ett *effektmått* ($\text{GWh/h} = \text{GW}$) och variationerna i detta behov kan utläsas som statistik över *dygnsmedeleffektens årsvariation*. Variationerna i värmeuttag över individuella dygn antas inte vara lika stora, vilket framgår av statistik över *värmeeffektens dygnsvariation*. Werner (1984) har illustrerat dessa båda förhållanden med hjälp av statistik över värmeuttag i Malmö 1979. Hans analys av dygnsmedeleffektens årsvariation dokumenterar en ungefärlig variation av 5 till 1 mellan vinterdygn och sommarygn. Ett exempel på värmeeffektens dygnsvariation har redovisats i form av data för en vecka i februari 1979 med en ungefärlig variation av 3 till 2 mellan maximi- och minimiuttag (se Frederiksen & Werner 1993).

Det är alltså en uppenbar faktor att energiuttag i form av varmvatten ökar när utomhustemperaturen sjunker. Sambanden mellan utomhustemperatur och energiuttag i ett fjärrvärmenät varierar dock kommun för kommun bl a beroende av sammansättningen av hushållskunder och industrikunder, av kommunens geografiska läge i landet (kustnära,

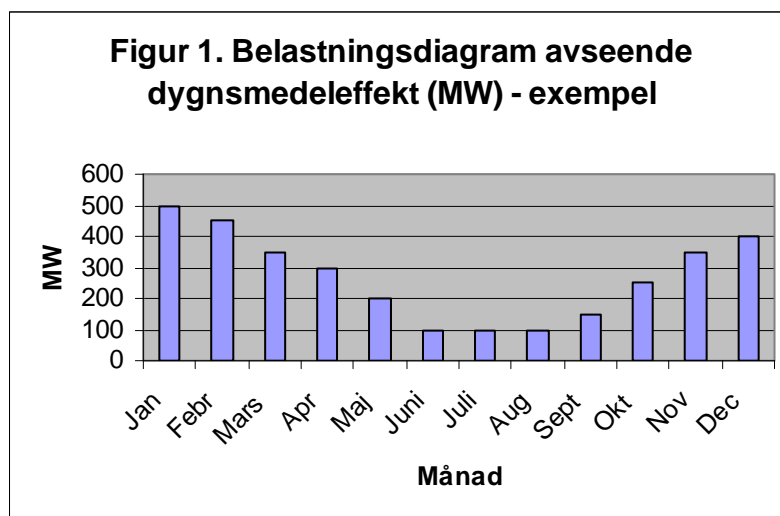
inlandsläge, antal soltimmar per dag), samt av andra väderfaktorer som vindhastighet, soleffekt och luftens fuktighet.

När man önskar göra en lönsamhetsbedömning av att investera i en hetvattencentral eller i ett kraftvärmeverk är således **dygnsmedeleffektens årsvariation** av en avsevärd större betydelse än värmeeffektens dygnsvariation. Här kommer därför ett fokus att läggas på denna årsvariation.

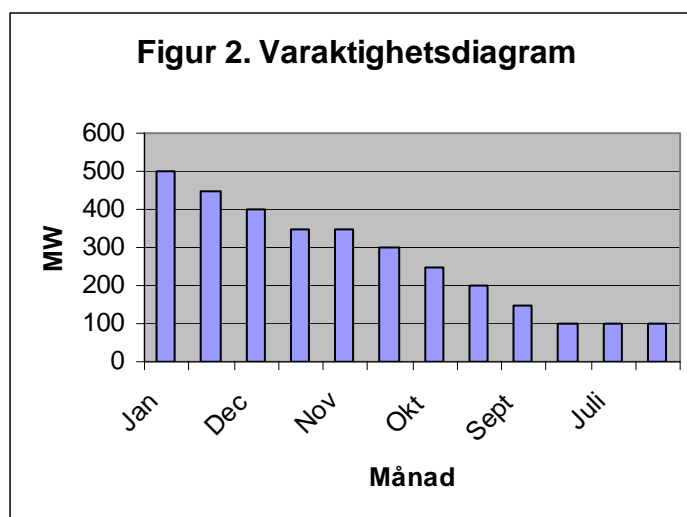
Det finns en stor mängd statistik, som för svenska kommuner belyser dygnsmedeleffektens årsvariation. Johnsson & Rossing (2003, s. 8) visar t ex denna i form av månadsvisa skillnader i fjärrvärmeproduktionen i Uddevalla. Här ser man tydligt den stora skillnad som råder mellan sommarmånader (juni, juli och augusti) och vintermånader (december, januari och februari). Vinteruttaget ligger här kring 45 GWh/månad medan sommaruttaget pendlar mellan 5 och 10 GWh/månad. Här är det elpannor och oljepannor som står för flexibiliteten medan fastbränslepannor används relativt stabilt över året.

Data från ett antal andra kommuner understryker denna variation. Detta betyder att det verkar rimligt att vid investeringsbedömningar utgå från ett fiktivt belastningsdiagram av den karaktär som visas i figur 1. Det innebär att man kan särskilja fyra tidsperioder med olika karaktär, nämligen:

- **Lågbelastning** (juni-augusti): Detta är en period med relativt höga utomhustemperaturer och därmed ett lågt och ganska jämnt och stabilt utnyttjande av värme från fjärrvärmenätet.
- **Expansion** (september-november): Detta är en period med ganska regelbunden temperatursänkning och därmed en successiv ökning av värmeuttaget.
- **Högbelastning** (t ex december-februari): Denna period förutsätts ha de lägsta utomhustemperaturerna under året och därmed också de högsta uttagen av värme från nätet. Genomsnittligt sett kan värmeuttaget här vara 5-10 gånger det under lågbelastning.
- **Retardation** (t ex mars-maj): Under denna period sjunker uttaget av värme relativt regelbundet.



Ett bra hjälpmedel för att bedöma efterfrågan på fjärrvärme är att utforma *varaktighetsdiagram*, dvs. diagram, som anger förhållandet mellan effektuttag (i MW) och varaktighet (i timmar). Ett sådant diagram avspeglar direkt dygnsmedeleffektens årsvariation och värmeeffektens dygnsvariation men nu sorterade i sjunkande ordning av effektbehov⁵. Figur 2 visar hur belastningsdiagrammet i figur 1 kan omvandlas till ett varaktighetsdiagram.



Detta exempel på ett varaktighetsdiagram ger således uttryck för att en efterfrågan på 500 MW har en mycket kort varaktighet (30 dagar), att minst 400 MW efterfrågas under ca tre månader och att slutligen en efterfrågan på minst 100 MW har en extremt lång varaktighet, dovs denna volym finns i princip under alla årets dagar.

3. VARAKTIGHETSDIAGRAM FÖR NÅGRA SVENSKA KOMMUNER.

Har då alla Sveriges kommuner samma form på ett varaktighetsdiagram eller skiljer det sig markant mellan söder och norr, mellan storstad och landsbygd och mellan stora och små kommuner? Detta är viktiga frågor att besvara när man bedömer investeringsbehovet i svenska kommuner.

Generellt sett finns inte varaktighetskurvor eller varaktighetsdiagram för Sveriges kommuner tillgängliga. För att besvara de ställda frågorna görs här därför ett antal beräkningar baserade på exempel från enstaka kommuner, nämligen:

1. Malmö 1979 (konstruerat, se Werner 1984).
2. Piteå 1998 (se Byström 1999, s. 8).
3. Uddevalla 2001 (se Johnsson & Rossing 2003, s. 20-22).
4. Varberg, Falkenberg och Halmstad, normalår 2006 (se Dahlberg-Larsson & Werner 2003, s.15).

Varaktighetsdiagrammen konstruerades på följande sätt. Året delades in i tolfedelar (alternativt i månader) och dessa tidsperioder rangordnades i fallande ordning efter genomsnittligt effektbehov (MW). Resultatet framgår av tabell 1 nedan.

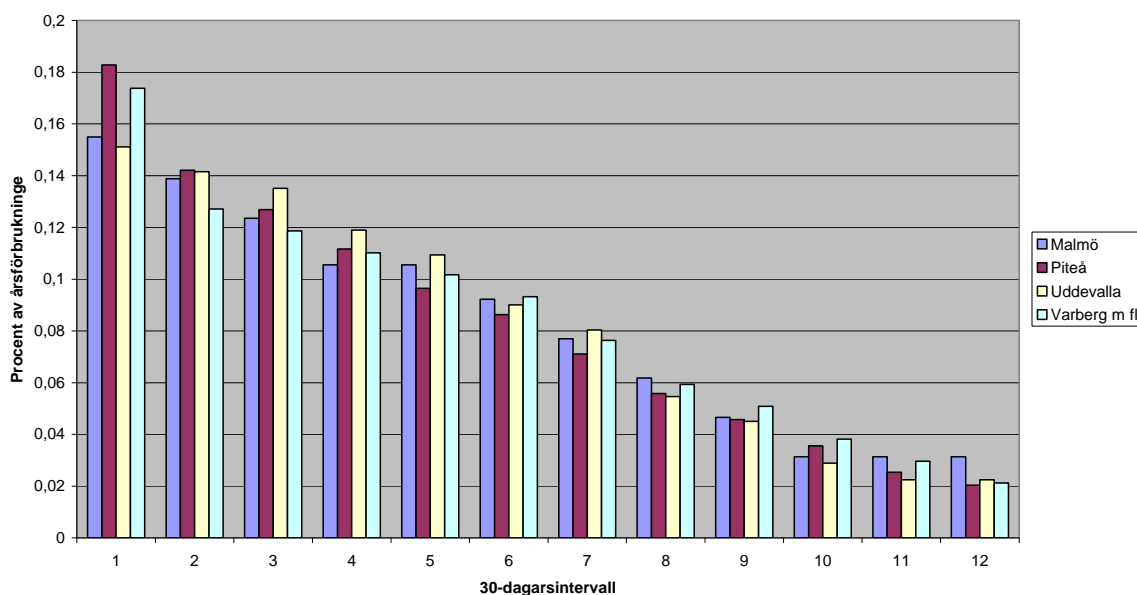
Tabell 1. Periodvisa effektuttag för fyra kommuner under tolv intervall av ett år.

Period	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Malmö 1979	489	438	390	333	333	291	243	195	150	100	100	100
Piteå 1998	3,6	2,8	2,5	2,2	1,9	1,7	1,4	1,1	0,9	0,7	0,5	0,4
Uddevalla 2001	47	44	42	37	34	28	25	17	14	9	7	7
Varberg etc 2006	205	150	140	130	120	110	90	70	60	45	35	25

Effektuttagen per timma för angiven kommun och år har rangordnats i sjunkande ordning och sedan grupperats i 30-dagarsintervall för vilka här angiven effekt (i MW) utgör ett genomsnittsbelopp

Dessa periodvisa effektbehov normerades sedan genom att dividera uttagen energi under perioden (effekt*tim) med totalt uttagen energi under året. Resultatet blev en serie procentsatser, som då kan illustreras i form av *normerade* varaktighetsdiagram. (Se figur 3).

Figur 3. Varaktighet i efterfrågan på fjärrvärme - exempel från fyra olika kommuner



Av de gjorda beräkningarna framgår att de normerade varaktighetsdiagrammen kan skilja sig något mellan olika kommuner och olika år. Malmö och Uddevalla visar på flackare (plattare) varaktighetsdiagram än Piteå och Varberg. Detta kan bero på skillnader mellan olika år. Men det kan också tolkas som att Malmö och Uddevalla procentuellt sett har en större basbelastning än Piteå och Varberg och har i så fall en större potential för kraftvärmeproduktion⁶. När vi nu skall demonstrera en beräkningsgång för lönsamhetsbedömning av kraftvärmeinvesteringar antar vi dock för enkelhets skull en standardiserad fördelning av årsbehovet av fjärrvärme över tolv månadersperioder i enlighet med tabell 2 nedan.

Tabell 2. Standardiserat varaktighetsdiagram för fjärrvärme mätt i procent av årsbehovet för en kommun med en efterfrågan av 1000 GWh per år.

Period	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Procent	16	14	13	11	10	9	7.5	6	5	3.5	2.5	2.5
Kapacitet (MW)	244	213	198	167	152	137	114	91	76	53	38	38

Efterfrågan på fjärrvärme per dag har här först rangordnats i sjunkande ordning över ett år, sedan grupperats i tolv 30-dagarsperioder för vilka det angetts den procentuella andelen av årsbehovet. Slutligen har det genomsnittliga kapacitetsbehovet (i MW) beräknats för varje sådan 30-dagarsperiod givet en årlig efterfrågan på fjärrvärme av 1000 GWh.

Tabell 2 skall tolkas så att om den årliga efterfrågan på fjärrvärme i en kommun är 1000 GWh så kommer *den genomsnittliga efterfrågan på effekt* under de 730 (= 8760/12) högst belastade timmarna att vara $0.16 \cdot 1000 / 730 = 0,2192$ GW, dvs. 219,2 MW. Om man då räknar med produktionsförluster på 10 % så behöver man under varje sådan timme tillhandahålla $219,2 / 0.9 = 243,5$ MW, dvs. det krävs då för denna tolfedel av årets timmar en produktionskapacitet av 243,5 MW. På samma sätt kan man sedan beräkna behovet av produktionskapacitet för samtliga perioder av ett år (I tabellen har alltså årets alla 8760 timmar rangordnats efter efterfrågan på effekt och sedan delats upp i tolv lika stora intervall på 730 timmar).

När man skall bedöma behovet av investeringar i värmeanläggningar kan det därför vara fördelaktigt att arbeta med varaktighetsdiagram istället för att använda sig av diagram över dygnsmedeleffektens årsvariation eftersom varaktighetsdiagrammen direkt kan ge svar på dimensionering av sådana investeringar (se t ex Frederiksen & Werner 1993, avsnitt 7,4). Användningen av varaktighetsdiagram förutsätter dock att kostnader för att stoppa och starta anläggningarna är av mindre betydelse. Sådana krav kan sägas vara uppfyllda för olje- och naturgaspannor. Dock kan start- och stoppkostnader vara markanta för fastbränslepannor (se t ex Johnsson & Rossing 2003, s.15).

I princip bör energibehov med *lång* varaktighet betjänas med anläggningar med låga rörliga men ofta höga fasta kostnader. Sådana anläggningar kan kallas *baslastanläggningar*. Energiförbrukning med *kort* varaktighet kan å andra sidan servas med anläggningar som har låga fasta med desto högre rörliga kostnader. Dessa anläggningar kan då benämnas *topplastanläggningar*.

Avfallsförbränning är en typisk baslastproduktion. Övriga baslastanläggningar är ofta eldade med fasta bränslen eftersom sådana bränslen oftast har ett lågt pris per energiinnehåll. Topplastanläggningar antas därmed ha det motsatta förhållandet, dvs. använda sig av bränslen med ett högt pris per energiinnehåll i kombination med låga fasta anläggningskostnader. Vanligen är anläggningskostnaderna då låga just därför att de fasta investeringskostnaderna kunnat skrivas av under en lång följd av år. Fastbränsleeldade kraftvärmeverk, hetvattencentraler och värmepumpar är då goda exempel på anläggningar för baslast medan hetvattencentraler eldade med olja eller naturgas kan ses som exempel på anläggningar lämpade för topplast.

Ju plattare en varaktighetskurva eller ett varaktighetsdiagram är ju längre blir den genomsnittliga drifttiden för anläggningarna. Detta betyder därmed också att kommuner med relativt platta varaktighetskurvor har en större potential för att investera i kraftvärme.

Kraftvärmeanläggningar kännetecknas dessutom av att det existerar betydande stordriftsfördelar. Den specifika kostnaden per enhet värme minskar och prestanda ökar med storleken, varför förutsättningarna för kraftvärme är bättre i stora fjärrvärmesystem.

Stora årsvariationer tillsammans med något mindre dygnsvariationer leder alltså till ett behov för en kommun av en ”portfölj” av olika typer av produktionsanläggningar. En sådan ”portfölj” bör innehålla:

1. externa anläggningar med kontrakterade värmeleveranser. Här återfinns produktion av spillvärme från industriella processer och varmvatten från kommunala avfallsförbränningsanläggningar.
2. anläggningar med låga rörliga men höga fasta kostnader i avsikt att klara av baslasten i fjärrvärmenätet. Detta innefattar kraftvärmeanläggningar och hetvattencentraler och då främst fastbränslepannor.
3. anläggningar med höga rörliga kostnader men låga fasta sådana (i huvudsak beroende av att dessa anläggningar byggts för många år sedan). Detta gör att äldre anläggningar, som drivs med olja eller kol, kan enbart vara lämpade för toppbelastning.

Eftersom olika kommuner har olika värmebehov, kanske främst beroende av olika medeltemperaturer, så måste rimligen en sådan ”portfölj” variera kommun för kommun. Det bör därför vara en väsentlig uppgift en kommun att fastlägga en effektiv sammansättning av olika produktionskällor och hur denna sammansättning skall förändras över tiden beroende av utbyggnaden av fjärrvärmenäten.

En intressant frågeställning är i vilken utsträckning det går att styra konsumenternas värmebehov med hjälp av en kostnadsanpassad prisdifferentiering. Detta skulle t ex innebära högre priser vintertid än sommartid (”peak load pricing”), vilket kan vara ett instrument att åstadkomma en något plattare varaktighetskurva och därmed ett större användningsområde för kraftvärme. Inom elsektorn är en sådan prisdifferentiering vanligt förekommande.

I avsnitt 4 redovisas först en metod att beräkna lönsamheten av att investera i ett kraftvärmeverk i jämförelse med en hetvattencentral. Här förutsätts en dimensionering så att man i åtta månader kan få avsättning för ett fullt kapacitetsutnyttjande. Därefter ges i avsnitt 5 en analys av vad som händer om man dimensionerar upp anläggningen för att enbart köra med full kapacitet i sex månader och sedan med överkapacitet i ytterligare två månader.

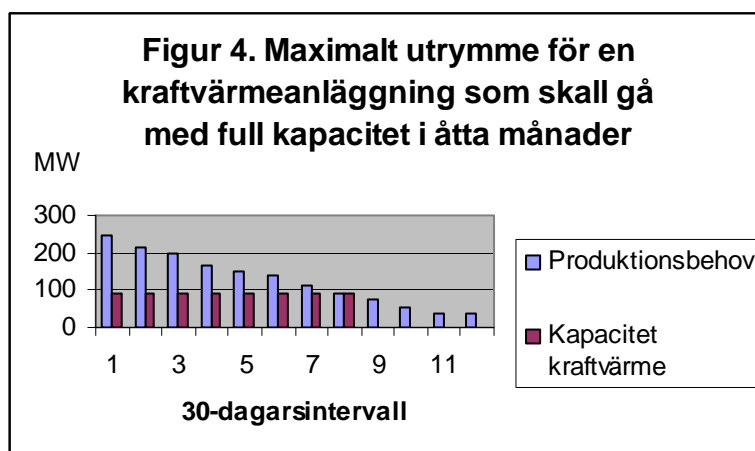
4. LÖNSAMHETEN AV INVESTERINGAR I HETVATTENCENTRALER OCH I KRAFTVÄRMEVERK VID ETT FULLT KAPACITETSUTNYTTJANDE I ÅTTA MÅNADER

Idag bedriver ett stort antal svenska kommuner produktion och distribution av fjärrvärme. Ca 50 kommuner använder sig av kraftvärme för denna produktion. Omfattningen varierar framför allt beroende på storleken på kommunerna och den hittillsvarande utbyggnadstakten.

Stockholm är av naturliga skäl störst med årliga leveranser av ca 7000 GWh per år. Därefter följer Göteborg, Malmö, Uppsala, Västerås, Linköping och Örebro, vilka samtliga distribuerar över 1000 GWh värme per år. Norrköping, Helsingborg och Lund har en distribution något under denna gräns. I intervallet 500-1000 GWh/år återfinns ytterligare sju svenska kommuner nämligen Eskilstuna, Jönköping, Borås, Gävle, Sundsvall, Östersund och Umeå.

När vi i nedanstående beräkningar önskar undersöka lönsamheten för en svensk "standardkommun" så har valet hamnat på en tänkt kommun som distribuerar 1000 GWh fjärrvärme per år. Detta avspeglar alltså situationen för 10-15 svenska kommuner.

Utgå således från en situation för en "standardkommun", som förväntar sig en årlig efterfrågan på fjärrvärme av 1000 GWh. I enlighet med beräkningarna i tabell 2 ovan är då 91 MW värmeproduktion (strikt räknat 91.3 MW) det maximala utrymmet för att investera i en anläggning. Detta förutsätter alltså att en sådan anläggning skall drivas med full kapacitet under åtta månader (dvs. 5840 tim/år). Detta illustreras i figur 4.



För att möta en sådan efterfrågan antas man kunna välja mellan att investera i en hetvattencentral eller i ett kraftvärmeverk, båda med en produktionsvolym av 91.3 MW värme att distribueras över fjärrvärmenätet (dvs. totalt $5840 \cdot 91.3 / 1000 = 533,2$ GWh/år vid ett fullt kapacitetsutnyttjande).

Fyra investeringsalternativ undersöks och jämförs nämligen:

- ett kraftvärmeverk alternativt baserat på biobränsle eller på naturgas.
- en hetvattencentral också alternativt baserad på biobränsle eller på naturgas.

Ett kraftvärmeverk baserat på naturgas antas generera 42.5% värme, 47.5% el och 10 % förluster, dvs. det s.k. alfa-värdet blir $0,475/0,425 = 1.12$. Motsvarande siffror för ett

biobränsleeldat kraftvärmeverk antas vara 60 % värme, 30 % el och 10 % förluster, dvs. ett alfa-värde av $0.3/0.6 = 0.5$ (se Svensk Fjärrvärme 2004, s. 9).

Biobränsleeldade kraftvärmeverk antas dessutom vara utrustade med rökgaskondensering, vilket visserligen betyder en något sänkt eleffekt men i kompensation en kraftigt förhöjd värmeeffekt. För att klara behovet 91.3 MW värme skulle man *utan* rökgaskondensering behöva en kraftvärmeanläggning som utöver värmen ger 45.6 MW el och ca 10 % förluster (dvs. 60 % värme och 30 % el). En sådan anläggning kan beräknas kosta ca 1000 Mkr.

Med rökgaskondensering kan anläggningens storlek minskas och ett värmebehov av 91.3 MW kan genereras i en anläggning som utöver denna värmekapacitet ger 33.6 MW el och har en totalverkningsgrad av 110 %. Investeringskostnaden för en sådan anläggning kan beräknas till ca 750 Mkr inklusive en investering i rökgaskondensering på ca 29 Mkr. Dessa kostnadsuppskattningar baseras på Barring m fl 2003 (s. 52-53).

Konsekvensen blir då en större bränsleåtgång men också en större elproduktion med naturgas än med biobränslen⁷. Därtill kommer att naturgaseldad kraftvärme vanligen antas leda till lägre investeringskostnader men högre driftskostnader än ett verk baserat på biobränsle.

De fyra investeringsalternativen redovisas i tabell 3. Här förutsätts, att livslängden är 20 år och att finansieringen kan ske till en real kalkylränta av 5 %⁸.

Tabell 3. Fyra investeringsalternativ för en anläggning som skall drivas med full kapacitet under åtta av årets tolv månader.

A. Kraftvärmeverk	Alt. Naturgas	Alt. Biobränsle
Kapacitet – värme:	91,3 MW (42.5%)	91.3 MW (66 %)
Kapacitet - el:	102,6 MW (47.5%)	33.6 MW (24 %)
Driftstid:	5840 tim/år	5840 tim/år
Värmeproduktion:	533,2 GWh/år	533,2 GWh/år
Elproduktion:	599,2 GWh/år	196,2 GWh/år
Bränslebehov (brutto):	1 258,2 GWh/år	810,4 GWh/år
Investering:	750 Mkr	750 Mkr
Fasta D & U:	12 Mkr/år	20 Mkr/år
Rörliga D & U:	3 Mkr/år	4 Mkr/år
Bränslepris:	225 kr/MWh ⁹	150 kr/MWh ¹⁰
Koldioxidskatt ¹¹	37.8 kr/MWh	-----
Bränslekostnad:	330,7 Mkr/år	121,6 Mkr/år
Utsläppsrätter ¹²	24.8 Mkr/år	-----
Elpris (exkl. distr.) ¹³	0.43 kr/kWh	0.43 kr/kWh
El-certifikat ¹⁴	---	0.18 kr/kWh
Elintäkt	257,6 Mkr/år	119,7 Mkr/år
Värmepris (exkl. distr.) ¹⁵	0.5 kr/kWh	0.5 kr/kWh
Värmeintäkt	266,6 Mkr/år	266,6 Mkr/år
Nettointäkt	153,7 Mkr/år	240,7 Mkr/år
Nuvärde	1013 Mkr	2050 Mkr

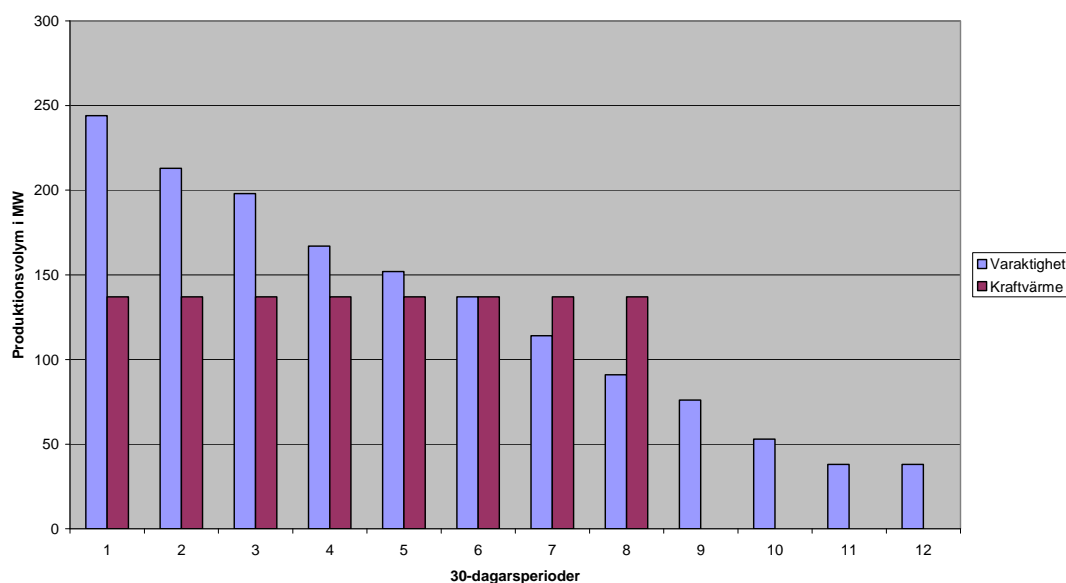
B. Hetvattencentral	Alt. Naturgas	Alt. Biobränsle
Kapacitet	91,3 MWvärme	91,3 MWvärme
Driftstid:	5840 tim/år	5840 tim/år
Värmeproduktion:	533,2 GWh/år	533,2 GWh/år
Bränslebehov (brutto)	592,4 GWh	592,4 GWh
Investering:	130 Mkr	300 Mkr
Fasta D & U:	2 Mkr/år	6 Mkr/år
Rörliga D & U:	1 Mkr/år	1.5 Mkr/år
Bränslepris:	225 kr/MWh	150 kr/MWh
Koldioxidskatt:	180 kr/MWh	-----
Bränslekostnad:	239,9 Mkr/år	88,9 Mkr/år
Utsläppsrätter	11,7 Mkr/år	-----
Värmepris (exkl. distr.):	0,5 kr/kWh	0,5 kr/kWh
Energiskatt	0,2 kr/kWh	-----
Värmeintäkt (efter skatt):	160,0 Mkr/år	266,6 Mkr/år
Nettointäkt	- 94,6 Mkr/år	170,2 Mkr/år
Nuvärde	- 1215 Mkr	1652 Mkr

Beräkningarna i tabell 3 tyder på att kraftvärme är ett klart lönsammare alternativ än en hetvattencentral och att biobränsle är det bästa bränslealternativet. En förutsättning för dessa beräkningar har dock varit att alla alternativen kan utnyttjas till full kapacitet under åtta av årets tolv månader (dvs. under 5840 tim/år). I nästa avsnitt (5) undersöker vi vad som händer med lönsamheten om man dimensionerar en anläggning så att man inte kan utnyttja kapaciteten fullt ut i åtta månader utan enbart i sex av dem.

5. LÖNSAMHETEN AV INVESTERINGAR I HETVATTENCENTRALER OCH I KRAFTVÄRMEVERK VID ETT FULLT KAPACITETSUTNYTTJANDE I SEX MÅNADER

Utgångspunkten är här densamma som i avsnitt 4, nämligen en ”standardkommun” med en efterfrågan på 1000 GWh per år. Men nu undersöks möjligheten av att öka investeringarna till en anläggningsstorlek, som enbart garanterar ett fullt kapacitetsutnyttjande i sex månader. Detta betyder att anläggningen drivs ytterligare två månader under året men då med överkapacitet avseende värmeproduktion. Figur 5 illustrerar produktionsvolym och efterfrågeförhållanden för ett sådant handlingsprogram.

Figur 5. Utrymme för en kraftvärmeanläggning dimensionerad för full kapacitet i sex månader



Beräkningarna i tabell 2 visar dock att det är möjligt att öka kapaciteten i anläggningen till en nivå av 137 MW värmeproduktion. Konsekvensen blir emellertid att man ej kan utnyttja anläggningens fulla kapacitet för värme under två månader. Ett alternativ är då att driva anläggningen med full kapacitet under dessa två månader men att kyla bort värmeöverskotten. Ett annat alternativ är att producera fjärrkyla av överskottsvärmen. I kalkylen nedan bortses dock från sådana möjligheter.

Innebörden av dessa antaganden blir att produktionsnivån för de tänkta alternativen (kraftvärmeverk eller hetvattencentral) kan vara 137 MW värme under sex 30-dagarsperioder men att man under en sjunde period går ner till i genomsnitt 114 MW och under en åttonde sådan period sänker produktionsnivån till i genomsnitt 91 MW. Detta betyder att om man utgår från en årlig produktionsvolym på 1000 GWh så blir utrymmet för värmeproduktionen i ett kraftvärmeverk:

$$(6 \cdot 137 + 1 \cdot 114 + 1 \cdot 91) \cdot 730 / 1000 \text{ GWh} = 749,9 \text{ GWh.}$$

På samma sätt som i tabell 3 analyserar vi nu i tabell 4 fyra investeringsalternativ, nämligen ett kraftvärmeverk resp. en hetvattencentral vardera baserade på naturgas alternativt biobränsle.

Tabell 4. Fyra investeringsalternativ för en anläggning som skall drivas med full kapacitet enbart under sex av årets tolv månader.

A. Kraftvärmeverk	Alt. Naturgas	Alt. Biobränsle
Kapacitet – värme:	137 MW (42,5%)	137 MW (66 %)
Kapacitet - el:	153,1 MW (47,5%)	49,8 MW (24 %)
Driftstid:	5840 tim/år	5840 tim/år
Värmeproduktion ¹⁶	749,9 GWh/år	749,9 GWh/år
Elproduktion:	838,1 GWh/år	290,8 GWh/år
Bränslebehov (brutto):	1 775,6 GWh/år	1 156,3 GWh/år
Investering:	1100 Mkr	1080 Mkr
Fasta D & U:	18 Mkr/år	28 Mkr/år
Rörliga D & U:	4 Mkr/år	6 Mkr/år
Bränslepris:	225 kr/MWh	150 kr/MWh
Koldioxidskatt	37,8 kr/MWh	-----
Bränslekostnad:	466,6 Mkr/år	173,4 Mkr/år
Utsläppsrätter ¹⁷	26,3 Mkr/år	-----
Elpris (exkl. distr.) ¹⁸	0,434 kr/kWh	0,434 kr/kWh
El-certifikat	---	0,18 kr/kWh
Elintäkt	363,3 Mkr/år	178,6 Mkr/år
Värmepris (exkl. distr.)	0,5 kr/kWh	0,5 kr/kWh
Värmeintäkt	375,0 Mkr/år	375,0 Mkr/år
Nettointäkt	224,0 Mkr/år	346,2 Mkr/år
Nuvärde	1469 Mkr	2521 Mkr

B. Hetvattencentral	Alt. Naturgas	Alt. Biobränsle
Kapacitet	137 MW värme	137 MW värme
Driftstid:	5840 tim/år	5840 tim/år
Värmeproduktion:	749,9 GWh/år	749,9 GWh/år
Bränslebehov (brutto)	833,2 GWh	833,2 GWh
Investering:	190 Mkr	440 Mkr
Fasta D & U:	3 Mkr/år	9 Mkr/år
Rörliga D & U:	1,5 Mkr/år	2 Mkr/år
Bränslepris:	250 kr/MWh	150 kr/MWh
Bränslekostnad:	208,3 Mkr/år	125,0 Mkr/år
Utsläppsrätter	16,4 Mkr/år	-----
Värmepris (exkl. distr.):	0,5 kr/kWh	0,5 kr/kWh
Energiskatt:	0,2 kr/kWh	-----
Värmeintäkt	225,0 Mkr/år	375,0 Mkr/år
Nettointäkt	-0,3 Mkr/år	239,0 Mkr/år
Nuvärde	-193 Mkr	2301 Mkr

Dessa beräkningar tyder på att det är lönsamt att dimensionera upp anläggningarna trots att man då får en överkapacitet i två månader. Fortfarande gäller att kraftvärme är klart ett lönsammare alternativ än en hetvattencentral och att biobränsle är det bästa bränslealternativet (främst beroende av beskattningssystemen, som ju skall avspegla skilda miljöeffekter).

Hur kan man nu realisera dessa potentiella vinster från kraftvärmeverk? Vad är skälen till att inte kommunerna i ännu större utsträckning än hittills satsat på investeringar i kraftvärme?

Förekomsten av långtidsavtal avseende stora leveranser av varmvatten utgående från industriell spillvärme och från kommunala avfallsanläggningar medför uppenbara begränsningar för en ökad satsning på kraftvärme. I avsnitt 7 skattas därför det reella utrymmet för kraftvärme i ett antal svenska kommuner som har en energiproduktion i en storleksklass omkring 1000 GWh/år eller mer.

6. YTTERLIGARE FÖRDELAR AV ATT INVESTERA I KRAFTVÄRME

I de två föregående avsnitten (4 & 5) har vi demonstrerat fördelarna av att investera i kraftvärmeanläggningar i jämförelse med hetvattencentraler. Dessa fördelar hänför sig framför allt till låga skatter motiverade av att kraftvärme genererar mindre påfrestningar på naturen och medger ett bättre utnyttjande av tillförd energi. Men fördelarna baseras också på det stora värde det ligger i att kunna producera elenergi till en kostnadsnivå, som ligger långt under marknadspriserna. Det är därför troligt att kalkylerna i avsnitten 4 och 5 underskattar de miljömässiga fördelarna av kraftvärme dels genom att skatterna inte ger fullt uttryck för dessa fördelar dels genom att elintäkterna enbart mäts via marknadspriser på försäld el.

Utsläppen har generellt sett ökat sedan år 2000 (med undantag av stoft) främst beroende av en ökad produktion inom kraftvärmeverken (se t ex STEV 2006). En skattning av dagens nivåer presenteras i tabell 5.

Tabell 5. Utsläpp av skadliga ämnen per MWh bränsle

Energibärarteknik	Svaveldioxid g/MWh	Kväveoxid g/MWh	Koldioxid kg/MWh	Stoft g/MWh	VOC ¹⁹ g/MWh
Olja	756	486	324	5.8	46.8
Kol	284	281	382	104,4	8.3
Avfall	202	202	83	4.3	5.4
Trädbränslen	144	335	11	13.3	82.8
Naturgas	12	237	209	1.2	12.6

När man speciellt fokuserar kraftvärmesektorn så framgår det att betydande miljöförbättringar uppstår när en elproduktion baserad på naturgas eller biobränsle får ersätta en elproduktion baserad på kol eller olja (se STEV 2004, s. 48). Här ser man dessutom, att miljöfördelarna med att basera fjärrvärmeproduktionen på trädbränslen främst hänför sig till en minskning i koldioxidutsläpp medan naturgasen har större fördelar avseende utsläpp av svaveldioxid, stoft och VOC.

Om man strävar efter en samhällsekonomiskt effektiv produktion av fjärrvärme så bör skattesatserna stå i proportion till de miljöföroreningar som uppkommer. Det är tveksamt om nuvarande skatteförhållanden kan sägas ha dessa egenskaper, vilket kan beläggas av tabell 6 över skattesatserna uttryckta i kr/MWh²⁰:

Tabell 6. Skatter på energi, koldioxid och svavel fr.o.m. år 2007

Energibärarteknik	Energiskatt	Koldioxidskatt	Svavelskatt	Totalt
Olja, EO1	75	266	-	341
Olja, EO5 (0.4% S)	70	248	10	328
Kol (0.5% S)	43	315	20	378
Naturgas	20	185	-	197
Torv (0.24% S)	-	-	15	15

Kraftvärme antas alltså ha miljöfördelar genom att producera el som annars skulle komma från kondenskraft och där den genererade värmen kyls bort till ingen nytta. Men om inte skattesatserna på elenergi står i proportion till miljöföroreningarna så kommer de i kalkylerna använda marknadspriserna på elenergi att underskatta dessa fördelar.

Riksdagen har beslutat att stödja kraftvärmeproduktionen i Sverige genom att medge avdrag till 100 % av energiskatten och 100 % av koldioxidskatten. En förutsättning är dock att ”den värme som uppkommer nyttiggörs”, dvs. man får inte skatteavdrag om man kör kondensdrift²¹.

Men det finns ytterligare fördelar med kraftvärme och de härrör sig från förmågan till en flexibel produktion, dvs. att kunna producera värme när den behövs och elenergi när det är ekonomiskt sett effektivt. Man kan kalla dessa möjligheter för *reala optioner*, dvs. att ha

möjligheten men ej skyldigheten att producera el och värme när det är som mest gynnsamt eller när oplanerade behov plötsligt uppstår (se Olsson & Bergendahl 2006).

De ovan gjorda kalkylerna bygger alltså på att man tror sig kunna förutsäga behoven av fjärrvärme över en anläggnings förväntade livslängd, dvs. ca 20 år framåt i tiden. Om avvikelser från dessa antagna behov uppstår är det vanligt att anta att de skall täckas av reservkapacitet i form av äldre ("stand-by") anläggningar, vilka ofta drivs med mindre miljövänliga bränslen såsom olja och kol. Behoven av en sådan reservkapacitet minskar avsevärt vid investeringar i kraftvärme, eftersom en oväntad ökning av efterfrågan på fjärrvärme kan bemötas med att en andel av det producerade hetvattnet släpps förbi elgenereringen för att istället slussas direkt ut till fjärrvärmenätet. En ökad värmeproduktion skulle då alltså tillåtas ske på bekostnad av en minskad elproduktion. I många fall finns det dock tillgång till hetvattencentraler eller värmepumpar, vilka kan vara gynnsammare att använda än att minska elproduktionen och därmed förlora elintäkter och elcertifikatintäkter.

Man kan särskilja två huvudfall av en sådan osäkerhet rörande den framtida efterfrågan på fjärrvärme och därmed också på behovet av kraftvärme:

Risk typ 1: Risk för en ökad efterfrågan på fjärrvärme med samma varaktighet som tidigare.

Detta fall bygger på att det finns en risk för att fjärrvärmebehoven ökar från ett år till ett annat. För en antagen standardkommun, som ovan förutsätts behöva 1000 GWh per år, betyder detta att efterfrågan t ex kan stiga med 3 % per år (jmf STEV 2006, sid 33, som anger att fjärrvärmebehoven stigit med "nästan 30 % de senaste tio åren"). Om en sådan standardkommun förutsätts ha investerat i 91.3 MW kraftvärme (se avsnitt 4 ovan) eller 137 MW kraftvärme (se avsnitt 5 ovan), så kan man tillfredsställa delar av en efterfrågeökning genom att minska elproduktionen. Om man däremot investerat i en hetvattencentral, så tvingas man vid en sådan efterfrågeökning att öka användningen av existerande reservkapacitet i form av äldre oljebaserade eller kolbaserade produktionsanläggningar. Konsekvensen blir att man med kraftvärme kan driva en mer miljövänlig energipolitik. En investering i ett kraftvärmeverk blir på detta sätt en "real option" att öka produktionen av fjärrvärme. Värdet av en sådan option skall inte förringas, även om dess absoluta värde kan vara komplicerat att beräkna (se t ex Olsson & Bergendahl, 2006).

Risk typ 2: Risk för en minskad varaktighet i efterfrågan.

Detta fall utgår från att den framtida årliga efterfrågan på fjärrvärme kan prognostiseras med ganska stor säkerhet, men att det finns risk för plötsliga effekttoppar t ex förorsakade av en serie kalla vinterdygn. På ett varaktighetsdiagram eller på en varaktighetskurva framträder detta som en kraftig upphöjning för de mest belastade dygnen. Även här spelar kraftvärme en viktig roll som reservkapacitet. Vid en sådan extrem situation kan man nämligen bemöta behoven av fjärrvärme genom att under perioder av hög belastning helt stänga av elproduktionen och därmed låta allt hetvatten gå ut i fjärrvärmenätet.

7. PRODUKTION AV FJÄRRVÄRME I ETT ANTAL KOMMUNER

I detta avsnitt skall vi undersöka utrymmet för kraftvärmeverk i några svenska kommuner. Utgångspunkten är de gjorda beräkningarna för en standardkommun med ett årligt behov av 1000 GWh fjärrvärme. För en sådan kommun har vi alltså funnit att ett kraftvärmeverk på 91.3 MW bör stå för ca 533 GWh värmeproduktion vid ett fullt kapacitetsutnyttjande i åtta månader/år (se avsnitt 4 ovan). Om vi sänker ambitionen och enbart kräver ett fullt utnyttjande i sex månader/år så bör kraftvärmeverket dimensioneras upp till en kapacitet av 143 MW med en årlig värmeproduktion av ca 750 GWh (se beräkningar i avsnitt 5 ovan).

Standardkalkyler		
Efterfrågan:	1000 GWh värme	
Kraftvärmeverk – Alt. A:	533 GWh värme	91.3 MW full kapacitet i 8 mån.
Kraftvärmeverk – Alt. B:	750 GWh värme	143 MW full kapacitet i 6 mån.

Om vi utgår från att de gjorda antagandena om energipriser och produktionsförhållanden är relevanta så kan vi nu tillämpa de två standardkalkylerna ”Full kapacitet i åtta månader” (ur avsnitt 4) och ”Full kapacitet i sex månader” (ur avsnitt 5) på några svenska kommuner. Valet hamnar då på kommuner, som befinner sig i något så när likartad storleksklass som gäller för de aktuella räkneexemplen, dvs. att de har en efterfrågan på fjärrvärme runt 1000 GWh/år eller mer. Dessa kommuner är Stockholm, Uppsala, Linköping, Norrköping, Malmö, Lund, Helsingborg, Göteborg, Örebro och Västerås. Baserad på tillgänglig statistik (Svensk Fjärrvärme 2004) kan vi därmed beräkna i tabell 7 utrymmet för kraftvärme i dessa kommuner år 2003.

Tabell 7. Beräknade utrymmen för kraftvärmeinvesteringar år 2003

Kommun	Fjärrvärmeleveranser år 2003 ²² (GWh)	Värme från kraftvärmeverk år 2003 ²² (GWh)	Utrymme KVV fullt utnyttjat 8 mån (GWh)	Kapacitet KVV fullt utnyttjad 8 mån (MW)	Utrymme KVV fullt utnyttjat 6 mån (GWh)	Kapacitet KVV fullt utnyttjad 6 mån (MW)
Stockholm C	2916	1347	1554	266	2187	417
Stockholm V	1038	966	553	95	779	148
Stockholm S	2968	1310	1582	271	2226	424
Uppsala	1483 ²³	844	790	136	1112	212
Linköping	1280	1386	682	117	960	183
Norrköping	948	1024	505	87	711	136
Malmö	2257	871	1203	206	1693	323
Lund	875	207	466	80	656	125
Helsingborg	913	632	487	83	685	131
Göteborg	3450	437	1839	315	2588	493
Örebro	1038	813	553	95	779	148
Västerås	1459	1627	778	133	1094	209

Beräkningarna i tabell 7 visar skillnaderna mellan faktisk levererad värme från kraftvärmeverk (kolumn 3) och beräknat utrymme för ett fullt utnyttjad kraftvärme i åtta månader (kolumn 4) resp. utrymme under antaganden om full kapacitet i enbart sex månader (kolumn 6). Observera dock att hänsyn inte är tagen till kontrakterade leveranser av spillvärme från industrier resp. värmeleveranser från sopförbränningsanläggningar.

Utgångspunkten är nu att en standardkommun med en värmefterfrågan på 1000 GWh/år har ett utrymme för kraftvärme av 533 GWh produktion och 91.3 MW kapacitet om man kräver ett fullt kapacitetsutnyttjande i åtta månader, alternativt 750 GWh produktion och 143 MW kapacitet med ett fullt kapacitetsutnyttjande i enbart sex månader.

Tabell 7 visar då exempelvis att Stockholm C levererade 2916 GWh fjärrvärme år 2003 och hade därför ett utrymme av $2.916 \cdot 533 \text{ GWh} = 1554 \text{ GWh}$ kraftvärmeproduktion om man investerat för full kapacitet i åtta månader. Alternativt skulle man ha kunnat leverera $2.916 \cdot 750 \text{ GWh} = 2187 \text{ GWh}$ om man investerat så mycket att man fått full kapacitet i enbart sex månader och således fått en överkapacitet i två månader. I själva verket hade Stockholm C en produktion av 1347 GWh vilket visar på att man under år 2003 hade ett ytterligare utrymme för kraftvärmeproduktion av $(1554 - 1347) = 207 \text{ GWh}$ om man krävt full kapacitet i åtta månader och $(2187 - 1347) = 840 \text{ GWh}$ om man nöjt sig med full kapacitet enbart i sex månader.

De gjorda beräkningsresultaten i tabell 7 ger därmed vid handen, att år 2003 fanns de största potentialerna för investeringar i kraftvärme i Stockholm Centrala och Syd, i Malmö, i Uppsala, i Lund och i Göteborg. Ett antal intervjuer med berörda bolag har genomförts i avsikt att undersöka hur väl sådana slutsatser stämmer med verkligheten.

7.1 Lunds Energi AB, Lund

Lunds Energi driver idag ett naturgaseldat kraftvärmeverk med en kapacitet av 37 MW värme och 20 MW el. Därtill har bolaget två värmepumpsanläggningar baserade på geotermisk energi, den ena med kapaciteten 20 MW och den andra med kapaciteten 27 MW.

Lunds Energi driver också tre naturgaseldade hetvattenpannor med kapaciteterna 60 MW, 12 MW och 20 MW och tre oljeeldade hetvattenpannor vardera med en kapacitet av 75 MW. Därtill kommer anläggningen Återbruket baserad på returträ, papper och plast och med en kapacitet av 11 MW värme och 4 MW el.

Företaget levererar årligen ca 875 GWh i form av fjärrvärme. För produktion av denna volym används ca 73 GWh träbränsle, 366 GWh från värmepump, 519 GWh naturgas, 48 GWh olja och 11 GWh el.

Lunds Energi har funnit sig ha ett stort utrymme för kraftvärme och planerar därför ett nytt biobränsleeldat kraftvärmeverk i Örtofta med en kapacitet av 100 MW värme och 50 MW el. Här beräknar man att komma att förbränna skogsavfall, torv, rivningsvirke och halm. Anläggningen beräknas kunna vara i drift 5500 timmar per år, dvs. man siktar på ett fullt kapacitetsutnyttjande i nästan åtta månader. Detta innebär alltså ett årligt tillskott av 550 GWh värme. Enligt beräkningarna i tabell 7 ovan så betyder detta att man då kommer att få ett visst värmeöverskott, såvida man inte genomför en utbyggnad av fjärrvärmenätet.

7.2 E.ON Värme Sverige AB, Malmö

I Malmöregionen finns E.ONs största fjärrvärmenät med årliga leveranser av värme på 2.25 TWh. Två inköpsavtal och två egna anläggningar står här för den verkliga baslasten, nämligen:

- 150 GWh från NCB
- 1000 GWh från SYSAV (ett avfallsbolag ägt av 13 kommuner).
- 300 GWh från Flintrännan med flis som bränsle (egen anläggning).
- 200 GWh från egna värmepumpar.

Med dagens värmepriser och elpriser kommer därefter i prioritetsordning den egna kraftvärmeproduktionen i Heleneholmsverket.

Heleneholmsverket är en kraftvärmeanläggning, som drivs med naturgas. Produktionen anpassas till det resterande värmebehovet, vilket innebär en kortare utnyttjandetid än åtta månader.

Tabell 7 pekar på att E.ON skulle ha ett betydande utrymme för ny kapacitet av kraftvärme. Detta utrymme är dock till stor del in-tecknat av ovan nämnda värmeleveranser från NCB och SYSAV. Här bör man särskilt observera att både NCB och SYSAV redan har kraftvärmeproduktion i sin verksamhet och att SYSAV kommer att öka sin kraftvärmeanläggning 2008 med 400 GWh per år.

E.ON är dock på gång med att investera i en ny gaseldad kraftvärmeanläggning, vilken skall ersätta anläggningar såsom Heleneholmsverket m fl. Allt detta sammantaget innebär att det

idag inte tycks finnas någon plats för ytterligare investeringar (såvida man inte expanderar fjärrvärmenätet långt över dagens nivå).

7.3 Öresundskraft Produktion AB, Helsingborg

I Helsingborgsregionen distribueras fjärrvärme av Öresundskraft med en produktion av 1127 GWh år 2006²⁴. Värmen producerades i en ångturbinanläggning i Västhamnen (559 GWh), i en gaskombianläggning i Västhamnen (107 GWh), i en värmepumpänläggning (74 GWh), i en biogasanläggning (37GWh), i en hetvattencentral (42 GWh) och i form av spillvärme (340 GWh). Därtill kom värme från två hetvattencentraler baserade på olja (9 GWh) och på naturgas (1 GWh). Här utgör alltså spillvärmen den verkliga baslasten.

Traditionellt har Öresundskraft använt sig av olja som bränsle men energikrisen 1973 initierade en betydande övergång till energi från spillvärme och kol, en övergång som fortsatte tills dess energipriserna nått en ansevärd höjd på 1980-talet. Ett decennium senare ökade värmebehovet drastiskt. Detta ledde till satsningar på att utnyttja biobränsle i form av rapsolja. 1995 konstruerades en gasturbin i Västhamnen i samarbete med ABB.

Tabell 7 indikerar att Öresundskraft år 2003 hade byggt ut fjärrvärmeproduktionen till den grad att man i princip kan få ett fullt utnyttjande i ca 6 månader. Utnyttjandetiden har dock begränsats av att man har kontrakterat betydande inköp av spillvärme även om en del av denna värme använts för leveranser till Landskrona. Det borde därför vara önskvärt med att under en betydande del av året driva kraftvärmeverken enbart för elproduktion, ett förfarande som dock motverkas av att man då tvingas att betala en betydande energiskatt.

Anläggningen i Västhamnen är utrustad med en betydande flexibilitet. Normal produktionskapacitet är 100 MW värme och 50 MW el. Denna kombination kan dock relativt enkelt förändras mot 120 MW värme och 20 MW el. Den här flexibiliteten har kommit till betydande användning och man kan avläsa ur varaktighetskurvorna från år 2006 hur man framgångsrikt utnyttjade kraftvärmen för att bemöta en ”puckel”, som uppstod i varaktighetskurvan detta år (dvs. *Risk typ 2* i föregående avsnitt).

7.4 AB Fortum Värme samägt med Stockholms stad, Stockholm

Fortum Värme ansvarar för produktion och leverans av fjärrvärme i Stockholmsområdet. Här finns sedan länge fyra särskilda distrikt – Centrala, Västra, Södra och Brista. Sedan några år är dock Västra och Brista sammankopplade och Centrala och Södra skall kopplas ihop under sommaren 2008.

Inom distrikt Centrala finns idag två kraftvärmeverk. Det första, KVV1, som drivs med fossila bränslen eller vegetabiliska oljor, har en maximal värmekapacitet av ca 320MW och en maximal elproduktionskapacitet av ca 190 MW. Dess alfavärde är 0.6. Det andra verket, KVV6, drivs med kol och har en maximal värmekapacitet av 260 MW och en maximal elproduktionskapacitet av ca 100 MW. Alfavärdet är här 0.55. Fjärrvärmeleveranserna utgjorde 2916 GWh år 2003.

Inom distrikt Västra finns ett kraftvärmeverk i Hässelby, som drivs med pellets. Det har en maximal värmeproduktion av 190 MW och en maximal elproduktion av 65 MW. Alfavärdet är här ca 0.35 och fjärrvärmeleveranserna gick upp till 1038 GWh år 2003.

Inom distrikt Södra finns ett kraftvärmeverk i Högdalen, som drivs med hushållsavfall och industriavfall. Det har en maximal värmeproduktion av 220 MW och en maximal elproduktionskapacitet av ca 65 MW. Alfavärdet är här 0.3 och här finns dessutom möjlighet till rökgaskondensering motsvarande ca 50MW. Fjärrvärmeleveranserna var här 2068 GWh år 2003.

Inom distriktet Brista finns ett kraftvärmeverk, som drivs med flis med en maximal värmeproduktion av 105 MW och en maximal elproduktionskapacitet av ca 40 MW. Alfavärdet är här ca 0.55. Dessutom finns möjlighet till rökgaskondensering motsvarande ca 50 MW. Fjärrvärmeleveranserna uppgick här till 188 GWh år 2003.

Som ovan nämnts indikerar tabell 7 att Fortum Värme i Stockholm Centrala och Syd år 2003 hade ett betydande utrymme avseende ny kraftvärmeproduktion.

7.5 Göteborg Energi AB, Göteborg

Göteborg Energi ansvarar för produktion och distribution av fjärrvärme inom Göteborgs kommun. Efterfrågan på fjärrvärme har de senaste fem åren varierat kring 4300 GWh/år varav ca 1000 GWh kommer från avfallsdestruktion (Renova) och ca 1000 GWh från industriell spillvärme (Shell & Preem). Renovas anläggning är konstruerad för kraftvärme och har en kapacitet av 145 MW värme och 40 MW el. Den drivs 11 mån/år. Shell och Preem står för en kapacitet av 198 MW och drivs också 11 mån/år.

Göteborg Energi driver i egen regi tre kraftvärmeverk – Rya, Rosenlund och Högsbo med en kapacitet av 295 MW, 108 MW och 12 MW. Som bränsle använder Rya, Rosenlund och Högsbo enbart naturgas utom vid effekttoppar, då olja kan vara aktuell. Därtill finns i Rya en värmepumpänläggning på 156 MW baserad på pellets, två hetvattencentraler på 110 MW resp. 100 MW baserade på skogsflis och träpellets samt ett antal spets- och reservanläggningar på totalt ca 800 MW baserade på naturgas och bioolja/olja.

Om kraftvärmeverken i Högsbo, Rosenlund och Rya körs med full kapacitet (ca 400 MW) i nio månader per år så innebär detta en årlig produktion av 1000 GWh värme och ca 800 GWh elenergi. Problemet blir dock så att finna avsättning för denna värmeenergi under dessa nio månader. I princip skulle man kunna tänka sig att kyla bort överskottsvärme under ett stort antal dagar varvid Göteborg Energi dock skulle tvingas betala energiskatt på elenergin och lönsamheten urholkas. Liknande konsekvenser skulle uppstå vid tillfällena då elpriset når sådana höjder att man av detta skäl enbart skulle önska använda kraftvärmeverket för kondensdrift. Också då utgår energiskatt och avkastningen skulle försämrats. I realiteten är dock ett sådant förfarande för närvarande inte möjligt eftersom återkylarna ägs av Svenska Kraftnät.

7.6 Tekniska Verken i Linköping AB, Linköping

Tekniska Verken (TV) producerar och distribuerar elenergi och fjärrvärme till ca 200 000 privatpersoner och 4000 företagskunder i Linköpingsregionen. I Linköping har ca 90 % av fastigheterna (43000 hushåll) fjärrvärme med en årlig värmeförbrukning av ca 1300 GWh. Nya kunder leder till en efterfrågeökning av 2 % per år samtidigt som befintliga kunder sparar ca 1% per år. Totalt betyder detta alltså en årlig efterfrågeökning av 1 %.

Produktionen av värme sker i huvudsak i det centrala kraftvärmeverket och i Gärstadsverket. Utöver dessa anläggningar producerar TV fjärrvärme i Katrineholm, Borensberg, Tornby och Kisa. Därtill kommer spillvärme, som levereras från Skärblacka. Ingen industriell spillvärme finns i Linköping. Överskottsvärme sommartid används i viss utsträckning till fjärrkyla med leveranser till universitetet, universitetssjukhuset och som komfortkyla till centrala kontor.

Kraftvärmeverket togs i drift 1964 och innehöll då två oljeeldade pannor. År 1971 togs ytterligare en oljeeldad panna i drift tillsammans med en mottrycksturbin. Två av pannorna byggdes om 1985 till eldning med kol resp. träbränsle. En utbyggnad av Tornby kraftvärmeverk 1991 innebar att två dieselmotorer här kunde producera 14 MW el och 14 MW värme. Under ett normalår är då hela bränsleanvändningen 12000 m³ olja, 25000 ton kol, 17000 ton gummi, 153000 ton trä och 18000 ton plast. Detta medger en maximal kraftvärmeproduktion av 240 MW värme och 77 MW elenergi.

Gärstadsverket togs i drift 1981 med tre pannor. Verket byggdes om 1994 till s.k. gasturbindrift med en kapacitet av 100 MW värme och 50 MW el. En fjärde panna installerades 2004 i den s.k. nya anläggningen till en kostnad av 800 miljoner kr varvid man här kan producera 68 MW värme och 19 MW el. Samtliga pannor eldas med avfall, vilket levereras från 30 omgivande kommuner. Avfallet förbränns i de fyra pannorna på en s.k. rosteryta, varvid värmen i rökgaserna används för att producera ånga. I både den gamla och den nya anläggningen finns möjlighet att producera enbart el eller enbart värme eller en kombination av de båda. Förbränningskapaciteten är 31 ton/tim i den gamla anläggningen och 24 ton/tim i den nya.

TV beräknar att nuvarande produktionskapacitet skall vara tillräcklig för att möta behovet av fjärrvärme i ytterligare 6-7 år varefter man bör investera i en ny anläggning.

7.7 Mälarenergi AB, Västerås

Mälarenergi ägs av Västerås stad och ansvarar som koncern för produktion och distribution av el, värme, vatten och kyla inom västra Mälardalen, dvs. Västerås, Hallstahammar, och runt Kungsör, Arboga och Köping. Redan år 1961 beslöt man att bygga ett kraftvärmeverk bestående av två block, vilka togs i drift 1963. Dessa båda block konverterades från olja till kol 1981 och har nyligen byggts om för eldning med tallbecksolja och torv. Båda blocken har vardera en produktionskapacitet av 100 MW värme och 40 MW el. Ett tredje block på 365 MW värme och 200 MW el togs i drift 1969, men detta kan enbart eldas med olja och används därför bara som reserv. Block 4 togs i drift 1975 men konverterades 1983 från olja till kol och 1998 för eldning med tallbecksolja. Från år 2002 kan detta block också eldas med träpellets eller torv. Block 4 står idag för en driftstid av ca 5000 tim/år.

Ett femte block baserat på bibränsle togs i drift år 2000 och står idag för kraftvärmeverkets basproduktion med en driftstid av ca 8000 tim/år. Blocken 4 och 5 kan nu tillsammans producera 400 MW värme och 210 MW el alternativt 250 MW el.

Tillsammans producerar de fem blocken årligen ca 1800 GWh värme och 700 GWh el. Därtill producerar Mälarenergi 25 GWh fjärrkyla/år via två värmepumpar och en absorbtionsmaskin. Mälarenergis försäljning av värme har ett maximum av 200-250 GWh/mån under januari-mars för att gå ner till ett minimum av 25-35 GWh/mån under juli och augusti.

Miljöpåverkan minimeras genom eldning med bibränslen och torv, vilka idag står för 36 % resp. 28 % av bränsleförbrukningen. Övriga bränslen är kol (31 %) och tallbecksolja (4 %). Därutöver minskas miljöpåverkan genom rökgasrening, som avskiljer minst 95 % av kvävedioxid och svaveldioxid.

Mälarenergi har ingen tillgång till spillvärme varför kraftvärmeverket får stå för 100 % av den producerade värmen. Antalet kunder beräknas årligen öka med 1 % samtidigt som det sker ett sparande av 2-3 % hos existerande kunder, som för närvarande består av ca 12000 kontor och lägenheter samt 15000 villor. Tabell 7 visar att Mälarenergi idag inte har behov av ytterligare kapacitet i kraftvärme.

7.8 Vattenfall AB Värme, Uppsala

Vattenfall Värme, Uppsala ansvarar för produktion och distribution av fjärrvärme, fjärrkyla och ånga inom Uppsala kommun. För dessa uppgifter har man idag fyra produktionsanläggningar, 420 km fjärrvärmenät, 6 km fjärrkylanät och 8 km nät för ånga till industrier och till Akademiska Sjukhuset.

De fyra produktionsanläggningarna är avfallsförbränningen, kraftvärmeverket, Bolandsverket och Husbyborgsverket. Därtill kommer en gasturbinanläggning för beredskapsändamål.

Avfallsförbränningen har en kapacitet av 170 MW värme. Tre av de block som här ingår är byggda på 1970- och 1980-talet. Ett fjärde block togs i bruk år 2005. Avfallet omfattar 35 000 ton/år och består (viktmässigt sett) av 50 % hushållsavfall och 50 % industriavfall. Avfallet levereras från Uppland, Stockholms norra kommuner, Gästrikland, Västmanland, Norge, Åland och Holland. Anläggningen är i princip i drift under hela året, men de fyra blocken tas växelvis ur drift under sommaren för underhållsarbete.

Kraftvärmeverket har en kapacitet av 245 MW värme och 120 MW el och eldas med 80 ton torv eller torvbriketter per timma. Anläggningen är byggd på 1970-talet först baserad på olja, sedan konverterad till pulvereldning (kol och torv). Kolet används dock endast som reservbränsle. Tekniskt sett har kraftvärmeverket en minimibelastning på 100 MW.

Bolandsverket är en hetvattencentral, som eldas med trä och torv och har en kapacitet av 100 MW värme. Här finns också reservkapacitet i form av en elpatron på 10 MW och 50 MW (ångreserv), samt fyra oljepannor på sammanlagt 75 MW.

Husbyborgsverket omfattar en reservkapacitet av tre oljepannor á vardera 50 MW. *Gasturbinanläggningen* har en kapacitet av 16 MW och drivs med lättolja.

Enligt tabell 7 har Vattenfall Värme i Uppsala idag inget större behov av ytterligare kapacitet i kraftvärme. Snarare bör det vara samhällsekonomiskt önskvärt att öka utnyttjandegraden av det existerande kraftvärmeverket – ett förfarande som förmodligen skulle stimuleras om man fick en reduktion av energiskatten i de fall man enbart kör elproduktion i denna anläggning.

7.9 Sammanfattande jämförelser mellan de åtta kommunerna.

De här studerade åtta kommunerna – Göteborg, Helsingborg, Linköping, Lund, Malmö, Stockholm, Uppsala och Västerås – har samtliga en stor potential att på ett lönsamt sätt driva kraftvärmeverk. För flera av dessa kommuner begränsas dock denna potential av förekomsten av lönsamma avtal att ta hand om hetvatten från spillvärme och avfallshantering.

De åtta kommunerna skiljer sig dock något inbördes beträffande varaktigheten hos fjärrvärmebehoven. Sex av dessa kommuner (betecknade ”Kommun 1,..,6”) har redovisat varaktighetskurvor, vilka här har använts för att skatta varaktigheten mätt i procent av årsbehovet (tabell 8). Observera dock att de här presenterade procentsatserna subjektivt urskilts från de redovisade varaktighetskurvorna och är därför behäftade med viss osäkerhet. Eftersom flera av kommunerna uttryckt en känslighet för att avslöja aktuella varaktighetskurvor så anges här inte namnen på dessa sex kommuner.

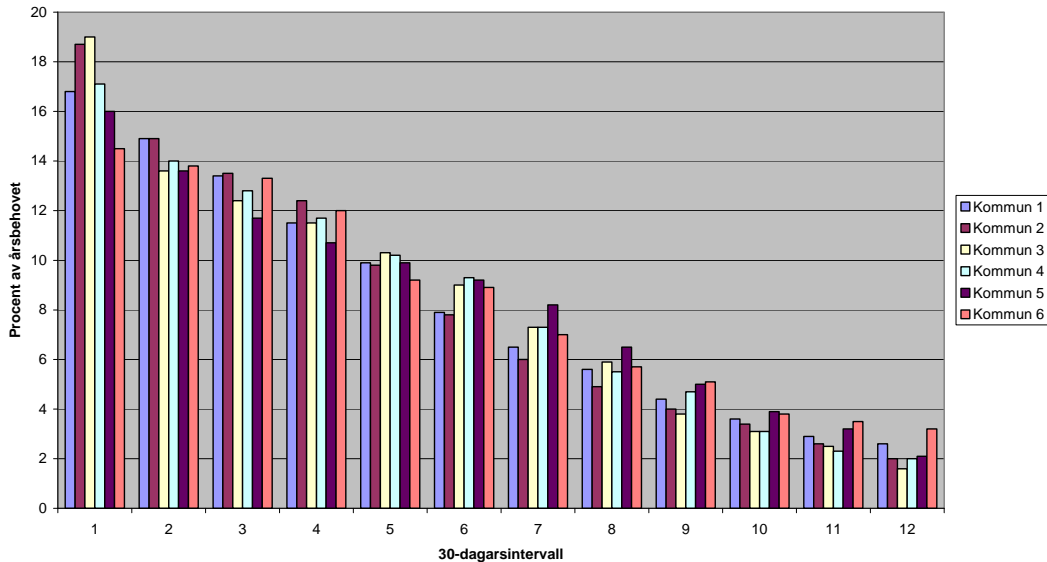
Tabell 8. Varaktighet för skattade fjärrvärmebehov i sex av de åtta kommunerna mätt i procent av årsbehovet.

Period	Kommun 1	Kommun 2	Kommun 3	Kommun 4	Kommun 5	Kommun 6
1	16,8	18,7	19	17,1	16	14,5
2	14,9	14,9	13,6	14	13,6	13,8
3	13,4	13,5	12,4	12,8	11,7	13,3
4	11,5	12,4	11,5	11,7	10,7	12
5	9,9	9,8	10,3	10,2	9,9	9,2
6	7,9	7,8	9	9,3	9,2	8,9
7	6,5	6	7,3	7,3	8,2	7
8	5,6	4,9	5,9	5,5	6,5	5,7
9	4,4	4	3,8	4,7	5	5,1
10	3,6	3,4	3,1	3,1	3,9	3,8
11	2,9	2,6	2,5	2,3	3,2	3,5
12	2,6	2	1,6	2	2,1	3,2

Den procentuella efterfrågan per tidsintervall har alltså skattats med utgångspunkt från varaktighetskurvor redovisade av de olika företagen. Kurvorna då delats in i tolv lika långa tidsintervall varefter ett genomsnitt har skattats för varje intervall. Det är dessa genomsnittsvärden som redovisats i tabell 8.

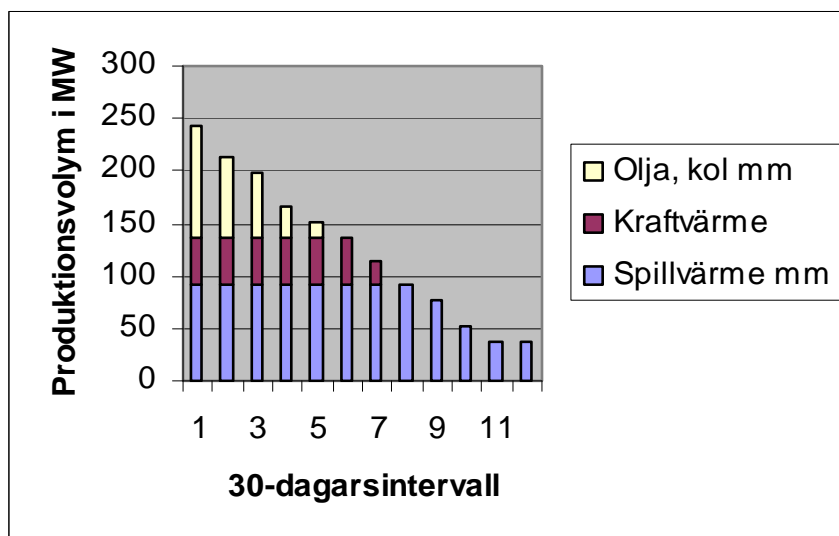
I figur 6 presenteras sedan varaktigheten av den procentuella efterfrågan i diagramform kommun för kommun. Det framgår här att kommunerna 3 och 6 har ett flackare varaktighetsdiagram än övriga kommuner och bör därför relativt sett ha en större potential för kraftvärme än övriga fyra kommuner.

Figur 6. Varaktighet hos fjärrvärmebehoven för sex av de undersökta kommunerna



Det är uppenbart att det är tre huvudfaktorer som ekonomiskt sett begränsar möjligheterna att kraftigt öka investeringarna i kraftvärme. Figur 7 illustrerar detta. Den första faktorn är tillgången på spillvärme från industrier och från avfallsförbränning. Denna begränsning är betydande t ex i Helsingborg, Göteborg och Uppsala. Den andra faktorn är moderniteten hos existerande anläggningar för toppbelastning, anläggningar som idag kan vara eldade med olja, kol eller naturgas. Den tredje faktorn är lutningen på varaktighetsdiagrammen. Ju flackare diagram ju större blir utrymmet för kraftvärme. Insatser för att leverera fjärrkyla ökar energianvändningen sommartid och ökar därmed flackheten. En ökad prisdifferentiering på värme mellan sommar och vinter är en annan komponent, som kan jämna ut efterfrågan på värme över året.

Figur 7. Utrymmet för kraftvärme påverkas av långsiktiga kontrakt på spillvärme, effektiviteten hos existerande anläggningar för toppbelastning, samt lutningen på varaktighetsdiagrammen.



8. SLUTSATSER

Denna rapport har visat på ett antal företeelser som stöder ekonomin bakom ytterligare investeringar i kraftvärmeverk:

1. Olika kommuner har historiskt sett utformat olika sammansättningar av anläggningar för produktion av fjärrvärme, vilket påverkar potentialen av kraftvärmeproduktion. En extrem aktör är Mälarenergi, som enbart producerar fjärrvärme via kraftvärme medan övriga kommuner i varierande utsträckning använder sig av hetvattencentraler.
2. Varaktighetsdiagrammen avseende fjärrvärme skiljer sig åt mellan kommuner dels beroende på klimatskillnader och dels beroende på kundsammansättning. Om den dominerande andelen fjärrvärme går till bostäder så blir varaktigheten annorlunda än om en dominerande andel går till industri.
3. Lönsamheten av att investera i kraftvärme är klart högre än lönsamheten för hetvattencentraler mycket beroende av skillnader i avgifter och skatter men också beroende på prisutvecklingen på elenergi.
4. En avgörande faktor för utrymmet att investera i kraftvärme är vilka långtidskontrakt en kommun har tecknat avseende leveranser av spillvärme och värme från avfallshantering.
5. Lönsamheten av kraftvärme är starkt beroende av den årliga utnyttjandetiden. Full kapacitet i åtta månader ger en klar lönsamhet, men en anläggning som dimensioneras efter full kapacitet i endast sex månader med överkapacitet i två månader ger en ännu högre lönsamhet.
6. Lönsamheten av att investera i kraftvärme ökar om man antar en livslängd över 20 år, vilket inte varit ovanligt för kraftvärmeverk historiskt sett.
7. Användning av biobränsle leder till en högre lönsamhet än naturgas som bränsle främst beroende av de skilda förutsättningarna för att betala energiskatt. En avgörande företeelse är att ett kraftvärmeverk belastas med energiskatt om det enbart används för elproduktion. Detta kan svårligen motiveras av miljöskäl utan kan upplevas som en snedvridning samhällsekonomiskt sett. Denna snedvridning kan alltså ses som en förklaring till varför kraftvärmen hittills givit ett ringa nettotillskott av elenergi.
8. Många företag och förvaltningar upplever således investeringar i kraftvärme som riskfulla. Ett skäl till detta är alltså att man enbart räknar med en livslängd av 20 år, vilket kan tolkas som att kraftvärme av svenska kommuner hanterats som en dold reserv.

Sammantaget betyder allt detta att det idag finns en stor potential för lönsamma investeringar i kraftvärme, en potential som i stort sett enbart begränsas av förväntade tillgångar av avfallsvolymer och av spillvärmeleveranser. Utbyggnadstakten påverkas dock starkt av redan gjorda investeringar i form av värmepumpar och fastbränsleeldade hetvattencentraler med låga (rörliga) produktionskostnader. Konklusionen blir att kraftvärmeanläggningar i fortsättningen på sikt inte bara bör bli en av grundstenarna för vår fjärrvärmeproduktion utan bör också få spela en större roll för landets försörjning av elenergi.

REFERENSER

- Bergendahl, G., "Att styra en bank via dess balansräkning", Ekonomisk Debatt, nr. 4, 1989
- Bärring, M. m fl., El från nya anläggningar. Jämförelse mellan tekniker för elgenerering med avseende på kostnader och utvecklingsmetoder, Elforsk rapport, No. 03:14, Juni 2003.
- Byström, R., Närvärme i Norr fjärden, Lunds Tekniska Universitet, 1999:40.
- Dahlberg-Larsson, C. & Werner, S., Förstudie Regional fjärrvärme Halland, FVB, Analysgruppen Borås, 2003-02-28.
- Fastigheten Nils Holgerssons underbara resa genom Sverige – En avgiftsstudie för år 2006, Fastighetsägarna, Hyresgästföreningen, Riksbyggen, SABO & HSB, 2006.
- Frederiksen, S., & Werner, S., Fjärrvärme. Teori, teknik och funktion, Studentlitteratur, 1993.
- Johnsson, J. & Rossing, O., Samverkande produktions- och distributionsmodeller, FOU 2003:83, Fjärrvärmeföreningen, Stockholm, 2003.
- Olsson, K.O. & Bergendahl, G., Investment in Cogeneration – New Methods to Evaluate Flexibility, School of Business, Economics, and Law, Göteborg University, May 2006.
- Salvadori, N. & Steedman, I., Joint Production of Commodities, Edward Elgar Publ. Ltd, Hants, England, 1990.
- Skatteverket, Ändrade regler för kraftvärmebeskattningen, Stockholm, 2006-07-01.
- Sköldberg, H., Kraftvärme i framtiden, Elforsk rapport 05:37, Elforsk AB, Stockholm, november 2005.
- STEV, Värme i Sverige år 2005, Statens energimyndighet, 2006.
- Svensk Fjärrvärme, Statistik för fjärrvärme och kraftvärme, hemsidan, 2004.
- Svensk Fjärrvärme, Fjärrvärme och kraftvärme i framtiden, Rapport, Stockholm, februari 2004.
- Svenska Kommunförbundet, Fjärrvärmeföreningen & Svensk Energi, Tid för kraftvärme, Stockholm 2002.
- Särnholm, E., Åtgärds kostnader för minskning av koldioxidutsläpp vid kraftvärme- och värmeanläggningar, Svenska Miljöinstitutet, B1650, s. 27, nov. 2005.
- Werner, S., The Heat Load in District Heating Systems, (avh.), Institutionen för Energiteknik, Chalmers Tekniska Högskola, Göteborg 1984.
- Öhrlings PricewaterhouseCoopers, Bedömning av potential för högeffektiv kraftvärme i Sverige. Bilaga 4, SOU 2005:33, Stockholm 2005.

FÖRETAGSKONTAKTER

Denna rapport bygger till stor del på hjälp från följande kontaktpersoner, som välvilligt ställt upp för intervjuer, tillhandahållit grundmaterial och kommenterat texten:

Mats Barring, E.ON Värme Sverige AB, Region Malmö, Malmö.

Bengt Göran Dalman, Göteborg Energi AB, Göteborg.

Erik Dotzauer, AB Fortum Värme, Stockholm.

Anders Ericsson, Mälarenergi AB, Västerås.

Ingvar Karlsson, Tekniska Verken i Linköping AB, Linköping.

David Knutsson, Göteborg Energi AB, Göteborg.

Christer Olsson, Öresundskraft Produktion AB, Helsingborg.

Stefan Persson, Vattenfall AB Värme Uppsala.

Nils-Ove Rasmusson, Eslöv Lund Kraftvärmeverk AB, Lunds Energi, Lund

Ulrik Snygg, Öresundskraft Produktion AB, Helsingborg.

Ove Åsman, AB Fortum Värme, Stockholm.

1 Detta projekt är en direkt fortsättning på projektet ”Investering i kraftvärme – Nya metoder att utvärdera flexibilitet”, vilket finansierats av Göteborg Energis Forskningsstiftelse (se Olsson & Bergendahl i referenslistan nedan). Inriktningen är dock nu på praktiska tillämpningar. Ett stort tack går därför till alla företagsrepresentanter, som välvilligt ställt upp för intervjuer och försett mig med grundmaterial. (Se särskild förteckning nedan). Tack också till Sigrid Sjöstrand, Lunds Universitet, Peter Svahn, Handelshögskolan vid Göteborgs Universitet och Sven Werner, Högskolan i Halmstad, vilka givit mig konstruktiva kommentarer under arbetets gång. Slutligen ett tack till Kungliga Vetenskaps- och Vitterhets-Samhället i Göteborg, vilket bidragit med finansiering av detta projekt.

2 Se t ex Sköldberg 2005, s. iii.

3 Begreppet ”Joint Production” brukar stå för en parallell produktion av två produkter inom en och samma anläggning. Detta är vanligt förekommande inom branscher som energi, kemi, fiske, jordbruk och transport. Även negativa effekter som miljöföroreningar kan ses som en parallell produktion. För en ingående ekonomisk analys se t ex Salvadori & Steedman 1990.

4 En tidigare studie har lagt fast principer för hur man skall analysera och värdesätta en sådan inbyggd flexibilitet hos kraftvärmeverk (se Olsson & Bergendahl, 2006).

5 Den engelska översättningen av varaktighet är ”duration”, vilket är ett begrepp som användes inom finanssektorn som ett mått på ränterisker. Där står duration för den genomsnittliga diskonterade återbetalningstiden. Ju större duration ju större är risken för ränteförluster vid fastförräntade placeringar. Se t ex Bergendahl, 1989.

6 Här kan man också notera, att en ökad global uppvärmning leder till att vintrarna blir varmare och varaktighetskurvorna flackare. En sådan utveckling befrämjar därmed satsningar på kraftvärme.

7 Denna större elproduktion innebär att ”vid ett givet värmebehov kan kraftvärme baserad på naturgas ersätta dubbelt så mycket koleldad kondenskraft på elmarknaden” (Svenska Kommunförbundet m fl. 2002, s. 10). Så även om naturgas som bränsle leder till en lägre lönsamhet än biobränsle så blir miljöfördelarna desto större.

8 Observera att denna räntesats är avsevärt lägre än den på 10 % som användes av Sköldberg (2005, s. 7). I motsats till Sköldberg antas här att riskerna kraftigt reduceras genom användandet av en ekonomisk livslängd så kort som 20 år.

9 Prisnivån för naturgas antas vara 200-250 kr/MWh.

10 Priset avser flis. För träpellets bör man anta priser upp mot 170 kr/MWh.

11 0.21*180 kr/MWh.

12 Antag ett utsläpp av 201 ton CO₂ per GWh bränsle och en prisnivå av 98 kr/ton bränsle. Se Särnholm, nov. 2005, s. 37. Denna prisnivå är möjligen något låg i jämförelse med dagens priser. T.ex. förutsätter Sköldberg (2005, s. 5) en prisnivå av 135 kr/ton bränsle.

13 Se www.nordpool.com för statistik över månadsvisa elpriser 2006. De åtta högsta månadsvärdena hade ett genomsnitt av 0.43 kr/kWh. Jmf också Fastigheten Nils Holgersson, 2006, Figur 3, s. 14.

14 El-certifikat ges i princip enbart för 15 års driftstid. För enkelhets skull antas här dock att de blir giltiga i 20 år.

15 Priser för fjärrvärme inkl distributionskostnader ligger i genomsnitt på 60-70 öre/kWh (se t ex Fastigheten Nils Holgersson, 2006, s. 24-25). En analys av relevanta distributionskostnader återfinns t ex i Frederiksen & Werner, 1993, s. 372-376. De noterar att den reala kapitalkostnaden ofta ligger i intervallet 4-5 öre/kWh och att av den totala distributionskostnaden i ett nytt distributionsnät så utgör kostnaden för värmeförluster ca 20-25 % och underhållskostnaden ca 10-15 %. Därtill kommer kostnader för tryckförluster. Detta innebär att 50 öre/kWh kan anses vara en relevant nivå för priset på fjärrvärme exkl. distribution. Observera dock att samtliga fyra investeringsalternativ utgår från samma värmeproduktion, nämligen 533,2 GWh/år. Detta innebär att valet av fjärrvärmepris inte får någon betydelse för beräkningen av de relativa kostnaderna för de fyra alternativen.

16 $533,2 \text{ GWh} + (7\text{mån})(730\text{tim})(0.114\text{GW}-0.0913\text{GW}) + (6\text{mån})(730\text{tim})(0.137\text{GW}-0.114\text{GW}) = 749,9 \text{ GWh}$

17 Antag ett utsläpp av 201 ton CO₂ per GWh bränsle och en prisnivå av 98 kr/ton bränsle. Se Särnholm, nov. 2005, s. 37.

18 Den marginella ökningen i pris från 0.43 SEK/kWh till 0,434 SEK/kWh är förorsakad av att en något större andel av elförsäljningen nu sker under de sex månaderna som har högst elpris.

19 VOC = Volatile Organic Compounds.

20 Sköldberg, 2005 s. 6.

21 ”Vid samtidig produktion av skattepliktig elkraft och värme i en och samma process, när den värme som uppkommer nyttiggörs (kraftvärmeproduktion), medges, för den del av bränslet som förbrukas för framställning av

1. skattepliktig elkraft, avdrag med 100 procent av energiskatten och med 100 procent av koldioxidskatten.

2. värme, avdrag för energiskatt och koldioxidskatt enligt följande stycken.

Avdrag för bränsle förbrukat för värmeproduktion medges med 100 procent av energiskatten, om elverkningsgraden uppgår till minst 5 procent. ...”. Skatteverket (2007).

22 Se Svensk Fjärrvärme AB, 2004.

23 Beloppet är netto efter avdrag för ånga och kyla.

24 Observera att denna produktionsvolym är avsevärt större än den på 913 GWh, som noterats för år 2003 (se Tabell 5 ovan).