

# BILAGA 3

H. Bohlin – arbetsnotat – här återgivet med tillstånd från författaren

## Inledande inventering av institutionella faktorerers betydelse för industri-kommunala energisamarbeten

### 1 Forskningsläge och syfte

Syftet med en tidigare publicerad energisystemstudie är att klarlägga betydelsen av samarbete mellan olika energisystem, lokalt eller regionalt, då detta allmänt leder till lägre totalkostnader. Denna energisystemstudie omfattar ett antal lokala el- och fjärrvärmebolag, samt olika typer av industrier. (s 2). Vidare uppges att de ekonomiska och miljörelaterade fördelar som sådant samarbete mellan offentliga verksamheter och privata industrier erbjuder, samt betydelsen av vidgade energisystemgränser, påvisas i arbetets olika fallstudier. Dessa fallstudier visar tydligt att båda grupperna av aktörer drar fördelar av samarbetet avssende värmeöverföring med potential för kostnadsbesparingar. (Abstract) Källa: Gebremedhin 2000: "The impact of a widened energy system boundary on cost effectiveness". Innan detta har endast en kortare studie skrivits om industri-kommunala samarbeten, då i syfte att "utifrån ett antal enskilda fall generalisera problemställningar som uppkommer när ett samarbete om utnyttjande av industriell spillvärme mellan kommunala och industriella intressen tagit fast form." (s 1) Källa: Wehlander 1983: "Från spillvärme till fjärrvärme". Syftet med denna inventering är att söka generalisera en sådan problemställning, som inte behandlas vare sig i Wehlanders eller Gebremedhins studier; institutionella faktorerers betydelse för ett industri-kommunalt energisamarbete.

### 2 Relevans

Syftet med inventeringen motiveras av att det idag inte någonstans "finns en samlad helhetsbild av samarbetet i energifrågor mellan kommuner och industrier." Johansson och Åkesson (1994): "Ökat värmeunderlag och elproduktionspotential genom samarbete mellan kommuner och industrier". Värmeforsk. Stiftelsen för värmeteknisk forskning, (s 9). Syftet motiveras vidare av att om- eller avregleringen av elmarknaden och dennas konsekvenser för samarbeten mellan kommunala förvaltningar, kommunala energibolag, kommersiella energiföretag och processindustrier under de senaste fem åren ännu är ett relativt outforskat kunskapsområde. De 13 fall som här undersöks är utvalda för att ge en bättre bild av detta genom att illustrera en möjlig gemensam problemställning för 13 industri-kommunala energisamarbeten i Gävle, Helsingborg, Jönköping, Köping, Landskrona, Luleå, Malmö, Oxelösund, Piteå, Timrå, Vänersborg, Örebro (inkl Hallsberg och Kumla) samt Örnsköldsvik. I en rad frågor är det möjligt att jämföra de undersökta fallen och, utifrån detta, generalisera en problemställning utifrån den kunskap en jämförande undersökning kan ge. Samtidigt måste det understrykas att de industriella processlösningar som ligger till grund för denna typ av samarbeten alltid är individuellt utformade och att förutsättningarna på varje processindustri är unika, eftersom olika typer av processindustrier lever under skilda branschförhållanden. Denna teknisk-ekonomiska aspekt påverkar också möjligheten att jämföra de undersökta fallen. Detta är ett nödvändigt metodologiskt påpekande i denna inledande komparativa översikt.

### 3 Bakgrund

Enligt uppgift per telefon från ansvarig för översyn och utveckling av fjärrvärmebolag på Vattenfall, Patrik Petre (070-5241140), så har Vattenfall AB förvärvat hela eller delar av verksamheten i en lång rad kommunala energibolag i Sverige. I kommunerna Lilla Edet, Åtvidaberg, Vilhelmina, Överkalix, Övertorneå, Haparanda och Pajala har Vattenfall 50% av andelarna i lokala fjärrvärmebolag. I Visby är andelen 75%. I Kalix 94%, i Tierp 40% och i Älvkarleby 49%. I Uppsala, Drevviken (i Haninge utanför Stockholm) samt Motala (vilket inkluderar Askersund, Boxholm och Ödeshög) äger Vattenfall 100%. I kommunerna Piteå, Luleå, Boden, Vänersborg samt i företaget Jämtkraft AB samarbetar Vattenfall med lokala aktörer kring en rad energitjänster. Denna inventering kommer att visa på

behovet av att studera betydelsen av institutionella faktorer för utvecklingen av industri-kommunala energisamarbeten. Med industri-kommunala energisamarbeten avses i denna inventering fortsättningsvis utnyttjandet av industriell spillvärme i fjärrvärmenät. Det bör noteras att lokal samverkan mellan kommersiella energibolag, industrier och kommunala förvaltningar sedan en längre tid har pågått på en rad orter i Sverige. Detta långt innan elmarknadsreformen trädde i kraft 1 januari 1996 och Vattenfalls förvärv av ovan nämnda fjärrvärmenät.

#### 4. Upplägg

För att skapa överblick har de studerade fallen delats in i undergrupper enligt följande:

A/ ”**kommersiellt, icke-kommunalt**” ägande. *Vänersborg, Malmö och Örebro*

B/ ”**mellanhandslösningar**” (genom ett tredje, av kommun och industri samägt bolag).  
*Gävle och Luleå*

C/ ”**samägande**” (utan mellanhandsbolag). *Piteå och Timrå*

D/ ”**kommunalt ägande genom bolag**” *Helsingborg, Jönköping, Örnsköldsvik och Oxelösund*

E/ ”**kommunalt ägande i förvaltningsform**”. *Köping och Landskrona*

Denna uppdelning har valts för att på ett inledande stadium undersöka hypotesen att institutionella faktorer är av betydelse för genomförandet och upprätthållandet av ett industri-kommunalt energisamarbete. För att inleda undersökningen har de studerade fallen grupperats utifrån den **ägarform** som reglerar den aktör som enligt avtal har till uppgift att transitera värme från processindustri till lokalt fjärrvärmenät. I mesta möjliga mån har också likvärdiga uppgifter samlats in för de 13 olika fallen, vilket skall möjliggöra och underlätta jämförelser kring energisamarbetenas konstruktioner och utfall. Inventeringen baseras huvudsakligen på årsredovisningar (-99), kommunala energiplaner, uppgifter från hemsidor, telefonintervjuer, jubileumsskrifter, energisystemstudier samt statistik från Fjärrvärmeföreningen (-98).

#### 5. Inventerade fall:

##### 5.1 Grupp A: ”kommersiellt, icke-kommunalt ägande”

**Fallet VÄNERSBORG (A1)** [www.vattenfall.se](http://www.vattenfall.se) Tel: 0520-88452. Vänersborg är en av de kommuner i Sverige som låtit en privat aktör, här Vattenfall, förvärva driften av det lokala fjärrvärmenätet. Detta skedde 1995. Korta data: fjärrvärmenätets utbyggnad påbörjades 1983. Aktuellt fjärrvärmepris till villakund, rörlig del (-99): 40 öre/kWh. Industriell spillvärme utgör 315 GWh av totalt 350 GWh levererad värmemängd, vilket motsvarar 90%. (uppgift från -98) Fjärrvärmerörelsens del av total omsättning: uppgift saknas. Distributionsnätets längd är 37 km (uppgift från -98). Senaste kommunal energiplan är från -87.

Tätorten Vänersborg har 21140 invånare. I och med att Vänersborgs Fjärrvärme AB 1983 inledde utbyggnaden av ett fjärrvärmenät för centrala Vänersborg, kunde spillvärme från Vargön Alloys AB utnyttjas för uppvärmningsändamål. Vargön Alloys har utvecklat egna system för energiåtervinning sedan 1957. Utbyggnaden av fjärrvärmenätet i Vänersborg har inneburit att 1985 kunde cirka 11% av energibehovet i Vänersborgs fjärrvärmenät täckas av industriell spillvärme. I energiplanen från 1987 sägs att fördelningen mellan olika energislag i Vänersborgs kommun har genomgått en markant förändring inom uppvärmningssektorn. Det är främst en minskning av oljeanvändningen som inträffat. Detta har kunnat åstadkommas genom att utnyttja spillvärme från Vargön Alloys AB i ett fjärrvärmenät. Dessutom har konvertering till el samt energihushållning bidragit till minskad oljeförbrukning. Detta har inneburit att oljans andel av uppvärmningsbehovet har minskat från cirka 88% till cirka 68% under perioden 1980-1985. Fjärrvärmeansvarig vid Vattenfall Trollhättan Einar Bjarne (0520-88452) uppger i telefonintervju att den industriella spillvärmen idag står för cirka 85-90 % av total värmeförsel; något som inneburit en omfattande oljereduktion (motsvarande 30000 kubikmeter per år). Vänersborgs fjärrvärmeproduktion litar emellertid till oljepannor för spetslast och reservlägen. Vargön Alloys AB tillverkar idag ferrokisel, chargekrom och specialkvaliteter av

högkromhaltig ferrokrom. Företaget är ett av Europas största tillverkare av ferrokrom, en legering som ger stålet hårdhet och motståndskraft mot korrosion. Ferrokel, en annan av legeringarna som tillverkas, används vid praktiskt taget all ståltillverkning. Ferrolegeringar är nödvändiga råvaror för stålindustrin. Även det stoft som bildas vid ferrokelproduktionen säljs till betongindustrin som en kvalitetshöjande ingrediens i främst höghållfast betong. (slaggen som bildas vid ferrokromtillverkning är ett förstklassigt material vid till exempel vägbyggen).

Vattenfall är elleverantör till Vargön Alloys; Vargön Alloys genererar ingen egen el i sin anläggning. Totalt sett motsvarar de energimängder Vargön återvinner ur de interna energiintensiva processerna nästan hälften av den elenergi som tillförs processen från Vattenfall. Av den tillförda elenergin på cirka 800 GWh återvinns cirka 350 GWh i form av spillvärme/ånga. Spillvärmenergin produceras i avgaspannor på smältugnarna (elektropannor). Därifrån levereras 40 MW hetvatten av Vattenfall för uppvärmning av bostäder och andra lokaler i Vänersborg. Temperaturen på detta utgående hetvatten är 130 grader. Dessutom levereras överhettad högtrycksånga till grannföretaget Holmen Paper AB-Wargöns bruk. I spillvärmesamarbetet mellan Vattenfall och Vargön Alloys tillämpas en fast prissättning per MWh levererad värme. Detta pris baserar sig i sin tur på aktuellt oljepris. Källa: E-mail från fjärrvärmeansvarig Vattenfall Trollhättan Einar Bjarne.

Vilka problem finns då i det aktuella spillvärmesamarbetet? Enligt telefonintervju med VD Vargön Alloys Vänersborg Ingemar Widell (0520-277329) är produktionsskatter på el på den nya elmarknaden ett väsentligt större problem än eventuella meningsskiljaktigheter i samarbetet med Vattenfall. Enligt VD Ingemar Widell diskuteras för närvarande en utvidgning av det existerande spillvärmesamarbetet, vilket möjliggörs av att nya hetvattenackumulatörer installeras i anslutning till smältugnarna. Denna utvidgning kommer att knyta samman fjärrvärmesystemen i Vänersborg och Trollhättan.

**Fallet MALMÖ (A2)** [www.sydskraft.se](http://www.sydskraft.se) (under Sydkraft Värme Syd) Tel: 040-256200. Malmö Energi såldes 1991 av ägaren Malmö Stad till Sydkraft. Utförsäljningen av Malmö Stads ägarandelar i Sydkraft har emellertid skett succesivt. Idag bedrivs fjärrvärmeverksamheten i Malmö av bolaget Sydkraft Värme Syd AB, som är ett helägt dotterbolag i Sydkraftkoncernen. Korta data: utbyggnaden av fjärrvärmenätet påbörjades 1951. Aktuellt fjärrvärmepris till villakund, rörlig del (-99):42 öre/kWh. Industriell spillvärme utgör 230 GWh av totalt 2272 GWh levererad värmemängd, vilket motsvarar 10 % (uppgift från -98). Fjärrvärmerörelsens del av total omsättning är 75 % (uppgift från -99). Distributionsnätets längd är 524 km (uppgift från -98). Senaste kommunal energiplan är från -90.

Tätorten Malmö har 225820 invånare. Gällande spillvärmeavtal med den lokala samarbetspartnern Nordisk Carbon Black AB är från 1984. Sedan 1990 har detta avtal omförhandlats sex gånger. Avtalet består dels av en fast del knuten till en garantivolym. Denna del av avtalet är kolprisbaserad. Den rörliga delen är baserad på kostnaden för alternativt bränsle. Källa: miljö- och bränsleansvarig Sydkraft Värme Syd Göran Andersson telefonintervju (040-256215). I dokumentet "Energi 2000. Handlingsprogram för energifrågor i Malmö stad" görs klart att Malmö stad inte längre är energileverantör och som kommun inte heller har något formellt ansvar för energidistributionen. Mot denna bakgrund menar man att kravet i lagen om kommunal energiplanering från 1977 avseende en kommuns ansvar inte kan avse en kommun utan egen energiverksamhet, eftersom stadens (läs Malmös) möjlighet till påverkan ju då är små. "Det är numera marknaden som äger frågan" sägs det. Dock finns det enligt detta dokument gott om påverkansmöjligheter för staden, främst genom sitt planmonopol och som stadens största fastighetsägare. Källa: "Energi 2000: Handlingsprogram för energifrågor i Malmö stad. September 2000." Den lokala samarbetspartnern i det lokala spillvärmesamarbetet med Sydkraft Värme Syd AB, Nordisk Carbon Black, köper också sin el från Sydkraftkoncernen. I Nordisk Carbon Blacks anläggning bildas överskottsvärme från framställningen av kimirök. Kimrök är kol i finfördelad form framställt genom ofullständig förbränning av organiska ämnen. Vanligtvis utgår man från petroleumprodukter; naturgas eller andra organiska ämnen kan också användas i framställningen. Vad gäller den industriella spillvärmenergin har Nordisk Carbon Blacks anläggning en sammanlagd värmeeffekt på 25 MW. Värmeenergi uppstår genom att brännbar gas eldas i två ångpannor. I den ena, som är på 64 bar, sker i anslutning mottrycksproduktion av el.

Därifrån leds också hetvatten vidare till fjärrvärmenätet. Det finns även en mindre ångpanna på 20 bar, varav 13 MW omformas för leverans till Malmö hamn. Av den totala kapaciteten från Nordisk Carbon Black på 25 MW nyttiggörs idag 20. Källa: produktionschef Nordisk Carbon Black Paul Jönsson telefonintervju (040-288273).

Malmö Stad redovisar att den största delen av fjärrvärmen produceras med hjälp av spillvärme, avfall, biobränslen och naturgas. Källa: Energi 2000. Reduktionen av oljeanvändningen har alltså varit omfattande i Malmö, något som märks på utsläppen av svaveldioxid till luft i staden. År 1981 var halten svavel i luft 46 mikrogram per kubikmeter. 20 år senare är halten två mikrogram per kubikmeter luft. Källa: miljöingenjör Malmö Stad Susanna Gustafsson telefonintervju (040-342037).

**Fallet ÖREBRO (A3)** [www.sydkraft.se](http://www.sydkraft.se) (se under Sydkraft Värme Mälardalen) Tel: 019-15 91 00. Sydkraft Värme Mälardalen AB ansvarar för produktion och leverans av fjärrvärme i kommunerna Örebro, Hallsberg och Kumla. Sydkraft Värme Mälardalen AB är sedan 1997 ett helägt dotterbolag till Sydkraft AB. Korta data: utbyggnaden av fjärrvärmenätet i Örebro påbörjades 1956. Aktuell fjärrvärmepris till villakund, rörlig del (-99): 41 öre/kWh. Industriell spillvärme utgör 61 GWh av totalt 1127 GWh levererad värmemängd, vilket motsvarar 5% (uppgift från -98). Fjärrvärmerörelsens del av total omsättning är 100% (uppgift från -99). Fjärrvärmenätets längd i Örebro är 313 km (uppgift från -98). Senaste kommunal energiplan i Örebro är från -86.

Tätorten Örebro har 89270 invånare. Sedan två-tre år tillbaka har ett spillvärmesamarbete pågått mellan SAKAB och Sydkraft Värme Mälardalen AB. Källa: energiansvarig SAKAB Raimo Huhtala telefonintervju (019-305222). 1997 sålde Örebro kommun samtliga ägarandelar i Örebro Energi AB till Sydkraft AB. Sedan december 2000 är Sydkraftkoncernen huvudägare även till SAKAB. SAKAB bildades 1969 för att lösa de problem med miljöfarligt avfall som uppmärksammades under 1960-talet. Anläggningen i Kumla utanför Örebro erbjuder behandling av förorenade jordar, våtkemisk behandling, ljuskällaåtervinning, kvicksilverstabilisering samt klass 1 deponering av farligt avfall. Jord kan efter tvättning eller biologisk behandling återanvändas. Vid övrig behandling återvinns främst energi i form av värme till fjärrvärmenätet, metaller samt elektricitet. Enligt administrativ chef Sydkraft Värme Mälardalen Börje Engdahl i telefonintervju (019-159467) omfattar gällande leveransavtal avseende spillvärme 70-75 GWh, men kommer på några års sikt att öka till 350 GWh. Detta avtal baserar sig på uppskattad kostnad för alternativbränsle. På SAKAB planerar man för att 2003 bygga en ny panna som blir mer inriktad än tidigare på att generera energi. Idag används en roterugn med tillhörande panna och värmeslingor: en lösning som ger en mindre optimal driftekonomi. För att möta höga miljökrav är idag emellertid befintlig panna, enligt Raimo Huhtala på SAKAB, den enda i Sverige med såväl rökgasrening som skrubber (anläggning för tvättning av gaser).

Värmeproduktionen i Örebro kommun skedde de första åren (från 1956 och framåt) i provisoriska hetvattencentraler. Produktion i Åbyverket påbörjades 1960. Sedan 1960 har Åbyverket i olika etapper till- och ombyggts och omfattade 1985 en mängd produktionsenheter. Åbyverket ägdes tidigare av Örebro Kraftvärmeverk AB, som i sin tur ägdes till 100 % av Örebro kommun. Idag, efter försäljningen av Örebro Energi AB till Sydkraft, drivs Åbyverket vidare av Sydkraft. Örebro Energi var från början en kommunal förvaltning, bestående av enheterna Elverk och Värmeverk (detta förändrades från och med den 30 dec 1986, då verksamheten bolagiserades). Källa: stadsjurist Örebro kommun Staffan Olsson telefonintervju (019-211131). Efter 1986 producerade Örebro Kraftvärmeverk AB (ÖKAB) elkraft och värme som sedan distribuerades inom Örebro tätort av Örebro Energi till konsumenterna. Under denna tid, då Örebro kommun var ägare, kunde elproduktion vid Åbyverket endast åstadkommas när fjärrvärmeproduktionen skedde via oljeeldad ångpanna och turbin med tillhörande kondensator (där fjärrvärmevattnet uppvärmdes), så kallad mottrycks kraft. I januari 1984 hade dock styrelsen för Örebro Kraftvärmeverk AB fattat beslut om riktlinjer för den fortsatta projekteringen av Åbyverkets utbyggnad, vilken sågs som nödvändig. Detta för att kunna uppnå den minskning av oljeberoendet, som riksdagen och senare även kommunfullmäktige, genom fastställelse av oljeminskingsplan för Örebro, bestämt. Styrelsens beslut innebar att projekteringen skulle fullföljas med sikte på att Åbyverket skulle byggas ut med en fastbränsleeldad ångpanna, avsedd för eldnings med såväl kol som inhemska bränslen. Projektering och erforderliga

tillståndsprovningar skulle vidare ske så att den nya ångpannan kunde tas i drift hösten 1988. Källa: kommunal energiplan. Denna fastbränsleeldade panna (P5) står idag för baslasten i Örebro fjärrvärmesystem. Det fasta bränslet består av 60 % träflis, 35% torv och 5% kol. Man har också planerat att konvertera den panna i Åbyverket som står för reservlast (P4), från oljeeldning till fastbränsleeldning, (pellets) men detta har ännu inte skett. Pannan eldas fortfarande med olja. Källa: miljösamordnare Sydkraft Värme Mälardalen Karl-Uno-Lundin telefonintervju (019-159367).

Fjärrvärmeutbyggnaden har också haft konsekvenser för den lokala miljön i Örebro. Inom den del av tätorten som i värmeplanen klassats som fjärrvärmeområde återstod 1986 endast ett mindre antal byggnader med egen panna. Under 80-talet minskade dåvarande ÖKAB:s oljeanvändning kraftigt. Denna minskning har, som framgått ovan, sedan kommit att fortsätta. Förra året släpptes 92 ton svaveldioxid ut från Åbyverket, vilket kan jämföras med i mitten på 70-talet, då motsvarande siffra var 3000 ton. Källa: tillsynsansvarig energianläggningar Länsstyrelsen Örebro Owe Ekholm telefonintervju (019-211467). Lokal samarbetspartner i spillvärmesamarbetet är, som tidigare framgått, SAKAB. I Kumla inleddes ett samarbete med SAKAB redan 1982-83, vilket fortsatte även när Kumla Energi sålts till Örebro Energi 1993. Sedan förra året är Örebro ihopkopplat inte bara med Kumla, utan också med Hallsberg, vilket resulterat i att Hallsbergs energianläggning för nuvarande ligger i malpåse. Källa: miljösamordnare Sydkraft Värme Mälardalen Ylva Lindrooth telefonintervju (019-159365).

De inledande fallen Malmö, Örebro och Vänersborg visar tillsammans på hur kommersiellt ägande av energibolag bygger vidare på en infrastruktur, som är uppbyggd under den "gamla, kommunala eran". I de två senare fallen är dock samarbetets begränsade omfattning i väsentlig grad orsakat av processtekniska orsaker. Jämförelsen mellan dessa tre fall visar kanske framför allt på nödvändigheten av att inkludera de processtekniska lösningarna och möjligheterna i studier av industri-kommunala energisamarbeten.

## **5.2 Grupp B: " mellanhandslösningar"**

**Fallet GÄVLE (B4)** [www.gavleenergi.se](http://www.gavleenergi.se) Tel: 026-178500. Koncernen Gävle Energi består idag av moderbolaget Gävle Energi AB samt de helägda bolagen Gävle Kraftvärme AB och Gävle Energisystem AB. Koncernen Gävle Energi ingår i Gävle Stadshus AB, som i sin tur ägs av Gävle kommun. Korta data: utbyggnaden av fjärrvärmenätet i Gävle påbörjades 1969. Aktuellt fjärrvärmepris till villakund, rörlig del (-99): 35 öre/kWh. Industriell spillvärme utgör 445 GWh av totalt 677 GWh levererad värmemängd, vilket motsvarar 66 % (uppgift från -98 ). Fjärrvärmerörelsens del av total omsättning är 37% (uppgift från -99). Distributionsnätets längd är 172 km (uppgift från -98). Senaste kommunal energiplan är från -93.

Tätorten Gävle har idag 67400 invånare. Till en början skedde värmeförsörjningen i Gävle via små blockcentraler. 1970 lämnade dåvarande Krångede AB (idag Karskär Energi AB) emellertid in ett bud till Gävle kommun om att man ville bygga ett kraftvärmeverk, från vilket hetvatten skulle kunna levereras till fjärrvärmenätet med start 1976. I början av 70-talet byggdes också det oljeeldade kraftvärmeverket Karskärsverken. Verken blev dock inte den framgång som först var tänkt, eftersom de affärsmässiga förutsättningarna kom att gå om intet i och med den första oljekrisen. På 70-talet hade Korsnäs bruket utanför Gävle, (vars produktion idag huvudsakligen utgörs av kartong- och pappersprodukter för förpackningsområdet, fluffmassa för hygienprodukter och sågade trävaror för snickerier), sett en affärsmöjlighet i att sälja överskottsvärme till kommunen. Efter ett antal utredningar skrev Gävle kommun och Krångede AB under det så kallade Krångedeavtalet 1973. Detta avtal skulle löpa ända fram till 2003 och innebar att Gävle kommun avsåg att köpa en succesivt ökad mängd hetvatten från Krångede AB. Avtalet revs dock upp redan 1976 (i efterdyningarna av den första oljekrisen) innan något hetvatten hade levererats från Krångede. När ett nytt avtal blev klart två år senare var det 25-årigt, från 1978 till 2003. Krångede AB, som till största delen ägdes av Korsnäs pappers- och massabruk, lämnade 1978 in ett gemensamt förslag till Gävle kommun om att sälja spillvärme till Gävle Energi. Det nya avtalet mellan Korsnäs/Krångede och det dåvarande kommunala

elverket/ värmeverket avsåg värmeleveranser från Korsnäs pappers- och massabruk samt transitering av dessa leveranser genom Krångede Energi AB:s anläggningar till fjärrvärmenätet.

Denna värme till fjärrvärmenätet kom delvis som spill från rökgaskylning och delvis som spill från kondensorkylning i industnningen på Korsnäs bruk. Industningsprocesserna hade till och med anpassats för att de skulle ge ett större värmeöverskott än som annars varit fallet. Korsnäs skulle beställa nya induststare och dessa skulle kunna dimensioneras för att producera värme till fjärrvärmenätet. Det var alltså fråga om att processen skulle utformas för att producera värme och det är därför värme som eventuellt skulle kunna tas tillvara på annat sätt eller till en del härstammade från extraeldning för fjärrvärmesystemet. Värmeleveranserna från Korsnäs var således inte någon ren spillvärme. Uppskattningsvis var ungefär hälften spillvärme och hälften sådan värme som skulle kunna tas tillvara på bruket, alltså prima värme. Avtalet som reglerade priset för spillvärmeleveranserna var emellertid fram till 1991 oljeprisberoende, och det medförde att kommunen hade små möjligheter att påverka priset för värmen. En stor del av värmeproduktionen för Gävles centrala näts del baserades i början av 90-talet på olja, bland annat genom att marginalbränslet för Korsnäs ångbehov var olja och att en stor del av industningsvärmen låg inom denna marginal Källa: kommunal energiplan. Detta är ett något anmärkningsvärt faktum, eftersom resten av Sverige redan under slutet på 70-talet och början på 80-talet sökte sig bort från oljeanvändning. Bolagsledningen för Gävle Energi AB ville dock med en ny förhandlingsstrategi åstadkomma en övergång från de tidigare, enligt kommunen, alltför ensidiga och obalanserade avtalen, till nya avtal som båda parter kunde uppleva som fördelaktiga. En vidareutveckling av fjärrvärmesystemet bort från oljeanvändning krävdes, men de gamla avtalen medgav inte detta. Sammantaget kan också sägas att det tidigare spillvärmeavtalets längd och omfattning (före 1995) samt det faktum att Krångede (senare Karskär Energi) inte har varit kommunägt har missgynnat Gävle Energis ställning under åren. Det har också lett till ett omfattande oljeberoende. Det har emellertid inte funnits några speciella planer för oljereduktion. I den mån sådana funnits ingår de i befintliga energiplaner. Källa: informationsansvarig Gävle Energi Lars-Rune Öhlund telefonintervju (026-178569)

En längre tids diskussion resulterade 1989 i att man förkortade det 25-åriga (1978-2003) avtalets giltighetstid till slutet av 1995 med 5 års uppsägningstid. 1990 började man också diskutera hur man skulle gå vidare med fjärrvärmeleveranserna efter 1995. Under 90-talets första år enades Gävle Energi med både Korsnäs och Karskär Energi AB om nya avtal avseende spillvärmeleveranser med kortare löptid och förändrade villkor. 1995 blev det 25-åriga avtalet upprivet och ett nytt tvåårigt skrevs på. 1991 ville kommunen köpa värmedelen av Karskär Energi, men det blev ett blankt nej från ägarna till företaget. Ägare till Karskär var nu Sydkraft, dåvarande Stockholm Energi (nu Birka Energi), Korsnäs och Gullspång. Karskär Energi AB ägs idag till 49% av Sydkraft, 42% av Korsnäs och 9% av Birka. Under 90-talet har en rad avtal med två till tre års löptid avlöst varandra. De senaste avtalen löpte över perioden 1998-2000. 1998 slöts separata tvååriga avtal mellan Gävle Energi och Karskär respektive Gävle Energi och Korsnäs. Nya avtal med både Korsnäs och Karskär Energi AB träder alltså i kraft vid utgången av år 2000. Dessa avtal följs nu av separata avtal med Korsnäs för perioden 2001-2003 och med Karskär (KEAB) för perioden 2001-2002 (med option på förlängning över 2003). I årsredovisningen från 1999 konstateras att den monopolliknande situationen för fjärrvärmeproduktionen nyligen har kunnat brytas och ”ett affärsmässigt samarbete har etablerats med Karskär Energi AB och Korsnäs AB”.

1993 sägs i kommunal energiplan att “både KEAB:s och Gävle Energis anläggningar är relativt gamla och till stor del oljebaserade. Ersättningsanläggningar måste till med en bredare bas av olika bränslen och för undvikande av stora miljöinvesteringar/-miljöavgifter”. Det kan därför framstå som anmärkningsvärt att Ersbo-anläggningen, som byggdes 1992, baserades på en oljeeldad hetvattenpanna (80 MW). Denna hetvattenpanna har fungerat som reservanläggning i det lokala energisystemet. Ersboanläggningen fyllde ett leveranssäkerhetsbehov genom en ökad leveranskapacitet från en annan sida av centrala Gävle. Detta var en viktig faktor för de fortsatta förhandlingarna gällande spillvärmeleveranser, då Korsnäs eller Karskär inte längre skulle behöva reservera topplastenergi. Ett tidigare problem för Gävle Energi var nämligen att det 25-åriga avtalet inte gav Gävle Energi någon möjlighet att producera egen värme. För att använda en hetvattenpanna fick man tidigare alltså betala

en avgift till Karskär Energi. Man upplevde i detta läge att man behövde något att balansera Karskärs dyra värme med och det blev hetvattenpannan som blev lösningen på problemet. Dock har denna hetvattenpanna sedan endast använts för spetslast och detta i mycket begränsad omfattning.

Det kan i sammanhanget nämnas att det 1996 kom ett erbjudande från Karskär Energi om att Gävle Energi skulle kunna bli 51% ägare i en ny biopanna och fjärrvärmedelen av Karskär Energi. Gävle Energi hade emellertid inte något intresse av att detta på grund av att erbjudandet innehöll en del restriktioner rörande avkastningskrav och produktionsutrymme för det nya bolaget. Efter detta har Johannesanläggningen projekterats. Den nybyggda Johannesanläggningen på 300 GWh är ett alternativt industri-kommunalt energisamarbete i Gävle, där 75 % av bränslet i den nya biobränsleanläggningen består av bark från Stora Enso's pappersmassafabrik i Skutskär. Källa: Gävle Energis årsredovisning –99. Gävle Energi har med den nya Johannesanläggningen från 1999 större handlingsfrihet än vad som skulle vara fallet med en anläggning där man bara haft delägarskap. Denna Johannesanläggning har dock inte någon direkt effekt på industningsvärmen från Korsnäs. Baslasten i det kommunala fjärrvärmenätet har varit och kommer även fortsättningsvis att vara rökgaskylning från Korsnäs/Karskärs blandbränslepanna och industvärme från fabriken. Redovisningen av fallet Gävle baserar sig, när inte annat framgår, på uppsatserna ”Juridiska aspekter på spillvärmeavtal” (David Sundgren) och ”Samarbeten mellan kommuner och industrier gällande energiförsörjning” (Stefan Grönkvist) i ”Fyra studier av energisamarbeten i Sverige” Arbetsnotat 18 Program Energisystem.

**Fallet LULEÅ (B5)** [www.luleaenergi.se](http://www.luleaenergi.se) Tel: 0920-264400. Moderbolaget ägs till 70% av Luleå Kommunföretag AB och till 30% av Vattenfall AB. Luleå Kommunföretag ägs till 100% av Luleå kommun. Korta data: fjärrvärmenätets utbyggnad påbörjades 1971. Aktuellt fjärrvärmepris till villakund, rörlig del (-99): 23,2 öre/kWh. Industriell spillvärme utgör 668 GWh av totalt 711 GWh levererad värmemängd, vilket motsvarar 94% (uppgift från –98). Fjärrvärmerörelsens del av total omsättning är 30% (uppgift från –99). Distributionsnätets längd är 208 km (uppgift från –98). Senaste kommunal energiplan är från 1987.

Tätorten Luleå har 42740 invånare. Samarbetspartner i det lokala energisamarbetet är SSAB Tunnbrått Luleå. Värmeenergin som används i fjärrvärmenätet köps i huvudsak från kraftvärmeverket Lulekraft, som ägs gemensamt med 50% vardera av Luleå kommun och Svenskt Stål AB. Lulekraft producerar i sitt kraftvärmeverk elkraft, ånga och hetvatten. Elkraften och ångan säljs till SSAB Tunnbrått i Luleå och hetvattnet till Luleå Energi AB för vidare distribution till företag och hushåll.

Varmvalsad tunnbrått är den dominerande produkten i SSAB Tunnbrått Luleå. Halva det tonnage som produceras förädlas vidare i ett eller flera steg till kallvalsad metallbelagd eller förarbetad tunnbrått. 1974 aktualiserades tanken att bygga ett kraftvärmeverk i Luleå . De som diskuterade detta var då nybildade SSAB, Vattenfall och Luleå kommun (genom Luleå energiverk). Det senare skapade bolaget Lulekraft AB för detta ändamål. På olika sätt försvann såväl Energiverket som Vattenfall ur diskussionerna och 1979 beslutade SSAB och Luleå kommun att gemensamt och i ett hälftenägarförhållande bygga värmekraftverket. Man tecknade samtidigt värmeleveransavtal för Energiverkets räkning. Det innebar att i den mån Lulekraft kunde producera värme i tillräcklig mängd för Energiverkets räkning så var man skyldig att ta emot denna. Kraftvärmeverket togs i drift 1982. Verket kan köras antingen för produktion av värme eller elkraft eller för en kombination av båda. Det betyder att under vinterns kalla dagar används gasen till fjärrvärme, eventuellt även utökad med förbränning av olja, medan gasen under sommaren går till elproduktion. En sådan lösning har visat sig fördelaktig rent driftsekonomiskt. Källa: jubileumsskriften ”1896-1996. Elektriciteten i Luleå 100 år”.

Huvudbränslet till kraftvärmeverket är masugns- och koksgas från stålverket med eldningsolja som komplement. Hetvattnet för Luleå's fjärrvärmenät produceras därför utan extra utsläpp eller höjd påverkan på miljön. Kraftvärmeverket använder gas motsvarande 130 000 kubikmeter eldningsolja. Det innebär att oljeeldningen i Luleå minskat i samma omfattning. Kol är däremot helt dominerande i Luleå's energitillförsel. ”Det omvandlas till koks i SSAB:s koksverk. En del av koksen exporteras, men större delen används i masugnarna/.../. Det kanske därför vore korrektare att se kolet som en insatsvara och således inte ta med den som en del i energitillförseln. Men vi (Luleå Energi) har ändå

valt att se kolet som en energibärare, eftersom det avger en väsentlig biprodukt-gas-/.../ av stor betydelse i kommunens energiförsörjning.” Källa: kommunal energiplan 1986. Förra året (2000) installerades en ny masugn i stålverket, vilket ger värme för en expansion av fjärrvärmenätet till villakunder. Denna expansion förutsätter emellertid ett driftbidrag från Lulekraft, vilket möjliggör nyanslutning av villor. 400 GWh värmeenergi kondenseras idag ut i Bottenviken. Själva spillvärmeavtalet är konstruerat kring fasta priser på gas och el. Finns överskott från Lulekraft delas bonus ut enligt en vinstdelningsprincip. Det första avtalet löpte från 1982 till 2007, men har därefter omförhandlats ett antal gånger. Först var spillvärmepriset kopplat till oljepriset. Senare har man dock tillämpat en alternativprissättning. Källa: driftschef Luleå Energi Tomas Andersson telefonintervju (0920-264421). Varför då studera fallet Luleå? Luleå är ett intressant fall, eftersom det på viktiga punkter kontrasterar utvecklingen i Gävle. Mellanhandslösningen visar sig i Luleå vara ett relativt lyckosamt instrument för att organisera ett industri-kommunalt spillvärmesamarbete. Lösningen har också varit mer präglad av konsensus än av konflikt. Driftschefen på Lulekraft, Gunnar Lundkvist (0920-246513), uppger i telefonintervju att det enligt hans uppfattning inte rått någon politisk oenighet vad gäller SSAB:s och kommunens samarbete i bolaget Lulekraft. Energisamordningsansvarig på SSAB Tunnpå, Bo Gustafsson (0920-92825), tillägger att en möjlig konflikt kan vara anslutningen av andra kommuner (till exempel Boden) till det fördelaktiga samarbetet i Luleå. Han menar också att en möjlig konflikt kan komma att uppstå kring den träpelletsbaserade hetvattencentralen i Bergnäset, som färdigställdes år 2000, och fortsatta spillvärmeleveranserna från SSAB. Ingen av dem är dock av uppfattningen att själva mellanhandslösningen orsakat konflikter. Tvärtom. Den har varit en förutsättning för ett konstruktivt samarbete.

Detta pekar också, på ett inledande stadium, på att vare sig industriprocessen eller ägarformen i sig kan vara förklaringsfaktor bakom ett lyckat/misslyckat industri-kommunalt energisamarbete. Det finns andra möjliga faktorer som kan visa sig väl så viktiga. Följande exempel skall understödja detta påstående.

### 5.3 Grupp C:” samägande”

**Fallet PITEÅ (C6)** [www.piteenergi.se](http://www.piteenergi.se) Tel: 0911 - 648 00. AB PiteEnergi ägs till 50% av Piteå kommun och till 50% av Vattenfall AB. Korta data: fjärrvärmenätets utbyggnad påbörjades: 1977. Aktuellt fjärrvärmepris till villakund, rörlig del (-99): 29,6 öre/kWh. Industriell spillvärme utgör 132 GWh av totalt 178 GWh levererad värmemängd, vilket motsvarar 74% (uppgift från -98). Fjärrvärmerörelsens del av total omsättning är 25% (uppgift från -99). Distributionsnätets längd är 61 km (uppgift från -98). Senaste kommunal energiplan är från 1986.

Tätorten i Piteå har 18260 invånare. I senaste energiplan står att ”den hittills viktigaste energiutredningen i kommunen är nog den som banade väg för utnyttjandet av spillvärme från ASSI och därmed efterföljande fjärrvärmeutbyggnad”. Detta energisamarbete har pågått sedan 1977. I övrigt finns inga energisamarbeten mellan ASSI och Pite Energi vad gäller till exempel köp av råkraft. I ASSI:s anläggning, som nu heter ASSI Kraftliner, produceras baspapper för wellpapp. Basmaterialen kallas liner och fluting. Liner fungerar som ytskikt i wellpapp, medan fluting är det vågformiga mellanskiktet. Tillverkningen av nyfiberbaserad liner, så kallad kraftliner, sker vid ASSI Kraftliner i Piteå. I denna anläggning finns tre värmekällor. Ett kokeri med tillhörande lutkylare, en indunstningsprocess som avger kondensvärme samt spetsånga ur en blandbränslepanna. Under årets kalla delar behövs alla tre stegen för att mata ut hetvatten i tillräcklig omfattning. Vid varmare årstid räcker det första steget för att möta aktuella behov. Källa: driftingenjör ASSI Kraftliner Piteå Peder Ögren telefonintervju (0911-97198).

Avtalet från 1977 mellan ASSI och Piteå kommun avseende spillvärmeutnyttjande är fortfarande i kraft. För två år sedan gjordes emellertid smärre justeringar för att kunna ta emot större leveranser. Priset på spillvärmen utgår från ASSI Kraftliners kostnad för den mix av biobränsle och olja som används. Källa: teknisk controller ASSI Kraftliner Piteå Gunnar Lundkvist telefonintervju (0911-97158). Enligt Pite Energis årsredovisning -99 uppges att ”leveranserna från ASSI Domän Kraftliner



har fungerat bra och den ombyggnad som gjorts hos dem för större leveranskapacitet har fungerat mycket bra vilket märks i ökad andel levererad värme.” Källa Pite Energis årsredovisning –99. Enligt telefonintervju med produktionschef Pite Energi Jan-Erik Forsman (0911-64868) innebär detta en leveranskapacitet om idag 130 GWh och på sikt 160-170 GWh.

1977 upprättades den första värmeplanen i Piteå kommun, som enbart omfattande Piteå tätort. Denna plan låg till grund för utbyggnaden av fjärrvärmenätet inom Piteå centralort. Efter 1977 förändrades ett flertal förutsättningar. Därför upprättades en ny värmeplan med aktuella förutsättningar. En riktning för kommunernas oljereduktionsplanering var att till 1985 åstadkomma en reduktion på 25-50 % av oljeanvändningsnivån 1980, samt en reduktion på 50-75 % fram till 1990. Minskningen av oljeförbrukningen har skett genom övergång till fasta bränslen och en ökad användning av elenergi. ASSI Piteå genomförde 1979 också ett fastbränsleprojekt. Syftet var att elda anläggningen med träbränslen och torv. Träbränslet kom från ASSIs egen produktion. Även en övergång från individuell oljeeldning till fjärrvärme har för Piteås del medfört en direkt oljeminskning. Koncentrationen av svaveldioxid i luft har minskat de senaste åren. Sedan 1976 har den totala svaveldioxidemissionen i Piteå minskat från cirka 7000 ton/år till cirka 2500 ton för 1983. Detta beror på det minskade oljeberoendet och den minskade svavelhalten i oljan. Idag är oljepriset grunden för priskonstruktionen kring spillvärmeutnyttjandet. Detta synes ha haft mindre betydelse för möjligheterna till oljereduktioner. 1998-99 användes 5-10 GWh gasol och tjockolja i Piteås energisystem. Idag understiger siffran 0,5 GWh. Källa: produktionschef Pite Energi Jan-Erik Forsman telefonintervju (0911-64868).

**Fallet TIMRÅ (C7)** [www.sydskraft.se](http://www.sydskraft.se) (under Sydkraft Värme Timrå) Tel 060-196792. Sydkraft Värme Timrå ägs till drygt 90 % av Sydkraft Vattenkraft AB och till drygt 9% av Timrå kommun. Sydkraft Värme Timrå AB har dock inga egna anläggningstillgångar. Nyttjade fjärrvärmeanläggningar ägs av Östrand Energi AB, som ingår i Sydkraft Vattenkraft AB. Före 1990 var BÅKAB (Bålforsens Kraft AB) ägare. Korta data: fjärrvärmenätets utbyggnad påbörjades 1982. Aktuellt fjärrvärmepris till villakund, rörlig del (-99): maj-sep 16 öre/kWh, okt-apr 25,8 öre/ kWh. Industriell spillvärme utgör 49 GWh av totalt 68 GWh levererad värmemängd, vilket motsvarar 72% (uppgift från -98). Fjärrvärmerörelsens del av total omsättning är 100 % (uppgift från -99). Distributionsnätets längd är 39 km (uppgift från -98). Senaste kommunal energiplan är från -97.

Tätorten Timrå har 11710 invånare. 1982 beslutade kommunfullmäktige att bygga ut fjärrvärmenätet i centrala Vivsta och Sörberge. Det baserades till 50% på spillvärme från SCA Östrand. SCA Östrand tillverkar årligen 400000 ton blekt men klorfri sulfatmassa samt 60000 ton termomekanisk massa. Den senare används i mjukpappersprodukter och högabsorberande hygienartiklar. Källa: informationsansvarig SCA Forest Products Östrand Björn Lyngfeldt telefonintervju (060-193498). Spillvärmen, i form av vatten med låg temperatur från SCA Östrands sulfatprocess, tas idag tillvara i en värmepumpsanläggning, för att sedan distribueras vidare i fjärrvärmenätet. Energianläggningarna på Östrands massafabrik försörjer också finpappersbruket Wifstavarvs AB med energi i form av ånga. Pannan på Östrand, som varit i drift sedan 1970, har eldats med olja och bark. Källa: kommunal energiplan från 1997 och ansvarig processintegration SCA Forest Products Åke Gustafsson telefonintervju (060-194163). Ett långsiktigt avtal om leverans av ånga, varmvatten och elenergi finns med SCA Östrand. Källa: Sydkraft Värme Timrås årsredovisning –2000. Större omförhandlingar av spillvärmeavtal har inte skett i Timrå. För fyra-fem år sedan kom man emellertid överens om att basera priset för spillvärme på elpris och priset på prima ånga på oljepriset. Källa: ingenjör Sydkraft Värme Timrå Bengt Lindbäck telefonintervju (060-196774). SCA har också erhållit pengar för ett lokalt investeringsprogram (sk “LIP-pengar”), med vilka en konvertering från olja till biobränsle skall ske i SCA:s massafabriks egen generering av mottrycksel. Förutom kväveoxider och stoft kommer också mängden svaveloxider och fossilt koldioxid att minska kraftigt. Avfallsmängden i form av vedaska kommer också att minska trots en ökad mängd biobränsle. Källa: Timrå kommun. Lokalt investeringsprogram för 2001-2002. Ansökan miljö och jobb, juni 2000. Detta uppfattas som en angelägen åtgärd. Under 10-15 års tid har SCA:s utsläpp av till exempel stoft legat på gränsen för tillåtna värden (innevarande år 250 milligram stoft/ kubikmeter luft). Satsningen på oljekonvertering i

Östrandsanläggningen är således välmotiverad. Källa: tillsynsansvarig SCA Länsstyrelsen Västernorrland Bengt Gruvin telefonintervju (0611-349230).

Mot bakgrund av de tidigare redovisade fallen Vänersborg, Malmö, Örebro, Gävle och Luleå visar fallen Piteå och Timrå konsensus kring långvariga samarbeten av betydande omfattning avseende värmeleveranser. Ägarformerna som reglerar dessa samarbeten skiljer sig dock från de i fallen Luleå och Gävle, vilket fortsatt talar för att det måste finnas även andra viktiga institutionella faktorer som påverkar ett samarbets konstruktion och resultat.

#### 5.4 Grupp D: "kommunalt ägda bolag"

**Fallet HELSINGBORG (D8)** [www.oresundskraft.se](http://www.oresundskraft.se) Tel: 042-490 31 00. Helsingborg Energi AB (idag Öresundskraft) är ett helägt dotterbolag till Helsingborg Stadsföretag AB. Helsingborgs Stadsföretag är i sin tur helägt dotterbolag till Helsingborgs Stad. Korta data: utbyggnaden av fjärrvärmenätet påbörjades 1963. Aktuellt fjärrvärmepris till villakund, rörlig del (-99) 33, 8 öre/kWh. Industriell spillvärme utgör 230 GWh av totalt 918 GWh levererad värmemängd, vilket motsvarar 25 % (uppgift från -98). Fjärrvärmerörelsens del av total omsättning är 28% ( uppgift från -99). Distributionsnätets längd är 440 km (uppgift från -98). Senaste kommunal energiplan är från -98.

Tätorten Helsingborg har idag 81000 invånare. Lokal partner i det aktuella industri-kommunala samarbetet är Kemira Kemi AB, som idag också är den största enskilda elförbrukaren i Helsingborg. Avtal har också tecknats med Elektrokoppar om att utnyttja värme från rökgaserna från Elektrokoppar smältugn. Totalt cirka 20 GWh spillvärme bedöms kunna utvinnas ur dessa rökgaser.

Utifrån Kemiras produktion bildas vattenånga och hetvatten. Detta värmeöverskott tillgodogörs i Kemiras eget värmesystem och i Helsingborgs fjärrvärmesystem. Det utgående varmvattnet håller en temperatur på 85-90 grader. Källa: fördjupningsdel till föreslagen men ej antagen Energiplan för Helsingborgs kommun. Kemira Kemi är leverantör av bas- och insatskemikalier inom till exempel massa- och papperstillverkning, vattenrening, lantbruk, tvätt- och diskmedelstillverkning och vägbehandling. Samarbetet mellan Helsingborg Energi AB (idag Öresundskraft) och Kemira Kemi AB har pågått sedan 1974. I Kemira Kemis tillverkning av bas- och insatskemikalier har man övergått från svavelkis till svaveldioxid som huvudsaklig råvara i framställningen av kemikalierna. Detta skedde 1992. Den totala energianvändningen i Kemira Kemis anläggning är 1,2-1,3 TWh. Den interna användningen av energi har ökat sedan -92. Framställningen av bas- och insatskemikalier baserar sig idag till hälften på svavelsyra och på 500 GWh naturgas. Priset på naturgasen upplevs emellertid som ett stort problem på företaget. Som ett annat problem upplevs att man inte får leverera mer industriell spillvärme.

Vad orsakar detta? Enligt energiansvarig på Kemira Kemi vill Öresundskraft producera mer el än tidigare i sitt kraftvärmeverk. Denna förändring inträffade 95-96. Vidare framgår att en del av Kemiras anläggning i Helsingborg kommer att läggas ned. Efter detta kommer uppskattningsvis 250-350 GWh värmeenergi att finnas tillgänglig för fjärrvärmenätet. Källa: energiansvarig Kemira Kemi Jan Bech-Sörensen telefonintervju (vxl 042-171000). Från början tog Kemira enligt avtalet en stor del av den vinst som spillvärmesamarbetet genererade. 1978 skedde emellertid en omfattande ombyggnad i fabriken, vilket resulterade i att värme kunde tas tillvara som tidigare släppts ut i Öresund. Från detta år kom också en vinstdelningsprincip att tillämpas i samarbetsavtalet mellan bolagen. 1983 byggdes ett kraftvärmeverk i Helsingborg, i vilket man först använde olja, sedan kol. Detta bränslebyte kom att betyda mycket för spillvärmepriset i avtalet mellan Kemira Kemi och Öresundskraft (före detta Helsingborg Energi). Avtalet baseras idag på pris för alternativbränsle. Över åren har värmevolymerna från Kemira Kemi varierat kraftigt, från 450 GWh till idag cirka 250 GWh. Det är förändringar i de industriella processerna som ligger bakom dessa variationer i levererad värmemängd. Detta har i viss mån påverkat hur mycket värme man kan leverera till det kommunala fjärrvärmenätet. Källa: vice VD Öresundskraft Bertil Sjöstedt telefonintervju (042-4903080). Under 1999 skrev Kemira Kemi under ett 10-årskontrakt med Öresundskraft och dess

moderbolag Helsingborg Energi, innefattande bland annat leverans av el och naturgas. Detta avtal omfattar också portföljförvaltning av el och inköp av spillvärme. Med tjänsten portföljförvaltning av el får Kemira maximal kontroll på sina elkostnader. Källa: Helsingborg Energis årsredovisning –99. Öresundskrafts vice VD menar vidare att försäljningen av dessa tjänster avsevärt underlättats av att man i övrigt känner varandra väl genom spillvärmesamarbetet. Källa: vice VD Öresundskraft Bertil Sjöstedt telefonintervju.

Den första kommunala energiplanen i Helsingborg kom till år 1983. Den senaste (från –97) har dock ej kunnat antas i kommunfullmäktige. Källa: avdelningschef miljökontoret Helsingborgs stad Ulla Ingers telefonintervju (042-105041). Helsingborgs kommunstyrelse ställde sig 2000-11-18 i stället bakom intentionerna i en remissversion av en energipolicy för Helsingborgs stad. Kommunstyrelsen ansåg att det bland annat genom att energimarknaden avreglerats, inte fanns behov av en kommunal energiplan enligt det första förslaget, utan att det är mer lämpligt att hantera energifrågorna i en energipolicy. Ett flertal remissinstanser till denna energipolicy menar dock att behovet av energiplanen i vissa stycken kvarstår. Miljönämnden menar till exempel i sitt remissyttrande att en koppling/hänvisning till det underlag som det tidigare förslaget till energiplan utgör, skulle underlätta för de aktörer som förväntas arbeta mot målen i policyn under de närmaste åren. Det ovan nämnda förslaget till energiplan hade tydliga, mätbara och delvis tidsatta mål vad gällde hushållning med energi. Om målen i den nu framtagna energipolicyn ska nås krävs en mängd icke preciserade insatser av många aktörer. Kommunstyrelsen konstaterar själv att ”denna policy innehåller huvuddragen i stadens förhållningssätt för dessa frågor och gör inte anspråk på att fullt ut uppfylla det aktuella lagrummets krav. Policyn skall beaktas exempelvis i stadens översiktsplanering och i arbetet med miljöplanen/miljöledningssystemet”. Vidare sägs att ”målen i energipolicyn är steg på vägen men de är inte tillräckliga för att Helsingborg skall uppnå svenska miljö kvalitetsmål ” Källa: Energipolicy för Helsingborgs stad. Dnr B 277/98.

I tidigare nämnd energiplan sägs vidare att ”andelen fossila bränslen är förhållandevis hög i Helsingborg, främst beroende på den betydande koltillförseln pga egen energiproduktion”. Samtidigt nämns också att Helsingborg redan idag har överskott på spillvärme som inte tillvaratas på grund av att den egna elproduktionen skapar hetvatten i så stor omfattning att all spillvärme inte behövs i fjärrvärmesystemet. Källa: föreslagen men ej antagen Energiplan för Helsingborgs kommun. Konstateras kan också att beroende på den höga användningen av fossila bränslen i fjärrvärme- och elproduktionen släppte energisektorn i Helsingborg ut 3,9 ton koldioxid per invånare jämfört med 2,0 ton per invånare i hela före detta Malmöhus län. Källa: fördjupning till denna energiplan. Kemira påpekar emellertid att man under flera år försökt få dåvarande Helsingborg Energi intresserat av de spillvärmekällor som idag inte utnyttjas. Intresset har varit måttligt trots att kostnaden för att nyttiggöra dessa är låg. Inom Kemira finns cirka 500 GWh spillvärme som med hjälp av absorptionsvärmepumpar enkelt skulle kunna förädlas till fjärrvärme utan att förbruka el. Kostnaden är låg i förhållande till kol och olja och värmen är, enligt Kemira Kemi AB, helt utan miljöpåverkan eftersom det är spillvärme. Källa: remissyttrande från Kemira till tidigare nämnd energiplan.

**Fallet OXELÖSUND (D9)** [www.oxeloenergi.com](http://www.oxeloenergi.com) Tel: 0155-383 00. Oxelösunds kommun äger 100% av aktierna i moderbolaget Oxelösunds kommuns Förvaltnings AB, som i sin tur äger samtliga fem dotterbolag till 100% (bland annat Oxelö Energi). Korta data: utbyggnaden av fjärrvärmenätet påbörjades 1978-80. Aktuellt fjärrvärmepris till villakund, rörlig del (-99): 39,8 öre/kWh. Industriell spillvärme utgör 85 GWh av totalt 85 GWh levererad värmemängd, vilket motsvarar 100% (uppgift från –98). Fjärrvärmerörelsens del av total omsättning är 54% (uppgift från –99). Distributionsnätets längd är 36 km (uppgift från –98). Senaste kommunal energiplan är från –86.

Tätorten Oxelösund har 12430 invånare. Initiativet till fjärrvärmeutbyggnad i kommunen förverkligades under perioden 1978-80. Kommunstyrelsen beslutade redan 1976-12-10 om fjärrvärmeutbyggnad i kommunens centrala delar samt större bostadsområden och beslut om att teckna avtal med dåvarande Gränges kraft om fjärrvärmeleveranser. Samarbete med SSAB Oxelösund inleddes, vilket innebar att överskottsvärme från kraftverket OK3 togs tillvara. SSAB Oxelösund ingår i koncernen SSAB Svenskt Stål AB och är tillverkare av grovplåt. Företaget är också verksam inom

specialområdet kylda stål. I Valsverk 2000, som invigdes i augusti 1998, tillverkas årligen mer än 500000 ton grovplåt. De tidigare avtalen avseende leveranser av industriell spillvärme mellan Oxelö Energi och SSAB Oxelösund var 5-åriga. Det nuvarande gäller från 1997 till 2003. Det första avtalet tecknades 1977: kommunstyrelsen beslutade 1977-06-16 att slutligt godkänna fjärrvärmeavtal med dåvarande Gränges kraft samt besluta om finansiering av den beräknade investeringskostnaden på 30,6 miljoner kronor. Fjärrvärmeutbyggnaden startade 1977 och från och med den 4 september 1978 erhöles värmeleveranser från dåvarande Oxelösunds Järnverk, där värmen producerades i OK 2. Bränslet i OK 2 utgjordes av hyttgas med koksgas som stödbränsle. Vid behov ersattes detta med eldningsolja. Den ursprungliga tilltänkta värmeleverantören OK 3, som ägdes av Gränges kraft, var ett hyttgaseldat kondensverk som maximalt kunde producera 70 MW el. Stödbränslet i OK 3 utgjordes av eldningsolja med 1,2 kubikmeter olja/timme. Genom lägre tillgång på hyttgas samt sämre elpriser hade OK 3 endast varit i provdrift vid ett par tillfällen för att sedan 1984 varit lagd i malpåse.

Fjärrvärmenätets huvudledningar dimensionerades redan från början för att kunna uppvärma hela kommunen. Målsättningen var att det var bättre att värma bebyggelsen än att släppa ut det dåvarande Järnverkets spill- och överskottsvärme i luften eller i havet. Vid fjärrvärmestarten erfordrades mycket liten tillsats av olja. Oljeandelen ökade emellertid allt eftersom värmeförsäljningen ökade. För 1982 uppgick oljeandelen till 24%. Överenskommelse träffades 1982 att tillvarata spillvärme vid en av smältugnarna så att fjärrvärmens returvatten kunde förvärmas. Denna anläggning togs i drift i januari 1983 till en kostnad av 3,4 miljoner kronor. Effekten motsvarade 6 MW, med en producerad energimängd om 33 GWh/år. Fjärrvärmevattnet slutvärmades sedan i OK 2. Eventuella störningar i värmeproduktionen hos SSAB har avhjälpats genom att olja tillsatts i pannorna hos SSAB. Vid ett avbrott i leverans från SSAB eller vid störningar på huvudstammen från SSAB kan värme produceras i kommunens panncentraler med olja. Störningar i distributionen av sådan omfattning att den är märkbar hos abonnenten har dock hittills inte inträffat. 1985 var erforderlig oljetillsats i Oxelösund lägre än 10%. Målsättningen i 1982 års energiplan att minska oljeberoendet i bostadsområdena under 10% uppnåddes sålunda på fyra år. Enligt telefonintervju med energiansvarig på SSAB Oxelösund Johan Lundkvist (0155-255129) har fortsatta oljereduktioner i fjärrvärmeverksamheten skett. Driftschef på Oxelö Energi Leif Runman (0155-38315) instämmer i denna beskrivning.

Det bör påpekas att överskott av hyttgas och koksgas för SSAB är en förlust. Företaget har därför strävat efter att minska dessa. Skulle förändringar hos SSAB innebära att värme inte längre kan produceras med hyttgas eller koksgas finns anledning att försöka utöka leverans av spillvärme från process och eventuellt överföra spillvärme även från andra industrier. I det fall SSAB får inskränkningar i driften eller satsar på nya energisnåla processer blir investeringar i ny värmeproducerande utrustning nödvändig. Temporärt kan värmen klaras med befintliga oljepannor, men för att även fortsättningsvis kunna hålla låga värmesatser, måste basvärmen produceras på annat sätt än med oljeeldning. Enligt driftschef Leif Runman har några sådana diskussioner ej behövt föras.

Mellan SSAB Oxelösund och Oxelö Energi existerar idag inga övriga avtal avseende energileveranser. Elleveranserna till Oxelösund sker över två 130 KV-ledningar. Ägare till dessa är Vattenfall, som också levererar huvudparten av den elenergi som förbrukas i Oxelösund. Vattenfall har som abonnenter i Oxelösund bland annat Svenskt Stål AB. Källa: energiansvarig SSAB Oxelösund Johan Lundkvist telefonintervju.

**Fallet ÖRNSKÖLDSVIK (D10)** [www.ovikenergi.se](http://www.ovikenergi.se) Tel: 0660-888 00. Övik Energi är ett helägt dotterbolag till Rodret i Örnköldsvik AB, vilket är moderbolag i en bolagskoncern och ägs till 100 % av Örnköldsviks kommun. Korta data: utbyggnaden av fjärrvärmenätet påbörjades 1977. Aktuellt fjärrvärmepris till villakund, rörlig del (-99): 28,7 öre/kWh. Industriell spillvärme utgör 60 GWh av totalt 171 GWh levererad värmemängd, vilket motsvarar 35% (uppgift från -98). Fjärrvärmeörelsens del av total omsättning: 33%. Fjärrvärmenätets längd är 38 km (uppgift från -98). Senaste kommunal energiplan är från -97.

Örnköldsviks tätort har 30800 invånare. Idag finns i Örnköldsvik två spillvärmeavtal. Ett sedan 1982-83 med massfabriken Domsjö, som tidigare ingick i koncernen MoDo Paper. Avtal har senare

också slutits med koncernen Mreal i Husum 1992. (Detta samarbete är dock av mycket liten omfattning). Källa: energiansvarig Mreal Husum Tomas Hübinette telefonintervju (0663-18590). Samarbetet med Mreal kommer inte att behandlas i denna inventering. I Domsjöns anläggning sker kemisk framställning av viskos, som bygger på användandet av dissolvingmassa. Den färdiga viskosen används sedan i kläder, blöjor, plåster och som medicinbärare i tabletter. I kommunal energiplan framgår att denna spillvärme utgörs dels av ånga och dels av spillvarmvatten som förädlas i värmepumpar. Spillvarmvattnet från Domsjöanläggningens kokprocess, som värmts av frånluften ur en pappersmaskin, samt värmeåtervinningen av rökgaser från sodapannor transiteras sedan ut i det kommunala fjärrvärmenätet. Detta spillvarmvatten håller emellertid en temperatur på 65 grader, medan erforderlig temperatur i fjärrvärmenätet är 85 grader. För att lösa detta problem måste kommunen själv värma spillvärmens ytterligare. Endast marginella justeringar har gjorts i gällande avtal. Avtalet som reglerar samarbetet mellan Domsjö och Övik Energi bygger idag på fasta prisnivåer, men har tidigare konstruerats kring omvärldsfaktorer, som till exempel oljepris. Spillvärmesamarbete i Örnsköldsvik har lett till omfattande oljereduktioner. Från att från början ha varit helt beroende av olja för uppvärmningen utgör detta bränsle idag cirka 3 %. Innan årskiftet kommer en 10 MW biobränslepanna att ha ersatt detta behov helt. Källa: avdelningschef Värmeverket Örnsköldsvik Jan Häggkvist telefonintervju (0660-88528). Värme i form av prima ånga används också av en rad intressenter i Örnsköldsvik: förutom kommunen också SEKAB och Akzo Nobel. Svensk Etanolkemi AB ägs till hälften av Domsjö och Akzo Nobel. Här sker tillverkning av kemiska produkter, baserade på etanol med skogsråvara som bas. Bioetanol levereras bland annat som drivmedel för fordon. Den ökade belastning som denna efterfrågan på ånga leder till är, enligt telefonintervju med processingenjör Domsjö Örnsköldsvik Henrik Lindståhl (0660-75586), en källa till problem. Vad gäller denna fråga så menar företrädaren för energibolaget att belastningsproblemet främst rör dem, eftersom Övik Energi vid belastningstoppar i systemet hänvisas att ordna värmebehovet på annat sätt än genom spillvärmeleveranser. Källa: avdelningschef Värmeverket Jan Häggkvist telefonintervju.

**Fallet JÖNKÖPING (D11)** [www.jonkopingenenergi.se](http://www.jonkopingenenergi.se) Tel: 036-108200. Bolaget Jönköping Energi är ett helägt dotterbolag till Jönköpings Rådhus AB, som i sin tur är ett helägt dotterbolag till Jönköpings kommun. Korta data: utbyggnaden av fjärrvärmenätet i Jönköping påbörjades 1980. Aktuellt fjärrvärmepris till villakund, rörlig del (-99): 60 öre/kWh. Industriell spillvärme utgör 53 GWh av totalt 558 GWh levererad värmemängd, vilket motsvarar 9 % (uppgift från -98). Fjärrvärmerörelsens del av total omsättning är 45% (uppgift från-99). Distributionsnätets längd är 143 km (uppgift från -98). Senaste kommunal energiplan är från -85.

Tätorten Jönköping har 76370 invånare. Lokal samarbetspartner är Munksjö pappersbruk. Förutom tillverkning av toalettpapper finns idag inom Munksjö också produktion av elektromagnetiskt kabelpapper. Samarbetet mellan Munksjö har pågått sedan 84-85. I början av maj 1984 köpte dåvarande Jönköpings Energiverk, efter ett näringspolitiskt beslut, en ångturbincentral från Munksjö pappersbruk. Panncentralen, som bestod av tre oljeeldade ångpannor på totalt 88 MW, genomgick under sommaren 1984 en ombyggnation där kondensurbinen ersattes med en fjärrvärmekondensator. Den största pannan kompletterades också med en pulverbrännare som alternativ till den tidigare oljeeldningen. Kraftvärmeverket Munksjö har allt sedan dess varit den huvudsakliga produktionsanläggningen i Jönköpings fjärrvärmesystem. Källa Stridsman Daniel: Plan och verklighet: Kommunal energiplanering som strategiskt beslutsstöd, s 45. Eldningsolja har ända sedan starten 1980 utgjort en stor del av den tillförda primärenergien i fjärrvärmesystemet. Från 1985 och framåt har oljans andel, med undantag för några enstaka år, legat stadigt mellan 25 och 35 procent. Under 1996 förbrukades drygt 180 GWh eldningsolja i systemet. En bidragande orsak till den relativt höga andelen eldningsolja även under senare år är det skatteavdrag för processvärme inom tillverkningsindustrin som infördes den första januari 1993. Detta skatteavdrag resulterar nämligen i att eldningsolja blir det i särklass billigaste bränslet för produktion av den processånga som säljs till Munksjö pappersbruk. Källa: Stridsman, s 47.

Mellan Munksjö och Jönköping Energi existerar idag också samarbetsavtal avseende elleveranser. Vad gäller spillvärmeavtalet så har detta förhandlats om vid ett flertal tillfällen, men då bara vad gäller

smärre detaljer. I övrigt kan sägas att avtalet är baserat på en alternativbränslekostnadsprincip. Källa: utredningsingenjör Jönköping Energi Tomas Samuelsson telefonintervju (036-108304). Spillvärmen består av 12-13-gradigt avloppsvatten från Munksjö pappersbruk, vars temperatur höjs i värmepumpar. Det är i dagsläget svårt att utnyttja mer spillvärme än vad som redan sker. Detta förklarar något proportionerna mellan eldningsolja och spillvärme i Jönköpings fjärrvärmesystem. Källa: teknisk chef Munksjö pappersbruk Ingvar Gustafsson telefonintervju (036-303409). Daniel Stridsman påpekar dock att ”tillvaratagandet av spillvärme med hjälp av värmepumpar har sedan 1985 med all önskvärd tydlighet visat sin konkurrenskraft i svenska fjärrvärmesystem. På många håll, däribland Jönköping, har dessa anläggningar under långa perioder utgjort den i särklass billigaste produktionstekniken”. Källa: Stridsman s 87.

Fallen Helsingborg, Oxelösund, Örnsköldsvik och Jönköping visar återigen hur skilda lösningarna kan bli, trots att de **ägarformer** som reglerar samarbetena är identiska. I viss mån faller dock exemplet Jönköping utanför mönstret, eftersom möjligheten att nyttiggöra industriell spillvärme här är begränsad av processtekniska faktorer. Jämförelsen mellan Helsingborg, Oxelösund och Örnsköldsvik visar i stället främst på att den politiska viljan att utnyttja spillvärme i fjärrvärmesystemet kan variera avsevärt, vilket påverkar det industri-kommunala samarbetets resultat. Fallen understryker därför ytterligare att inte endast ägarkonstruktionen kring transiteringen av värmeenergin kan förklara ett lyckat spillvärmesamarbete. Det finns även andra institutionella faktorer, som politisk viljeinriktning i de aktuella kommunerna, att ta hänsyn till.

## 5.5 Grupp E: “kommunalt ägande i förvaltningsform”

**Fallet KÖPING (E12)** [www.koping.se/tk](http://www.koping.se/tk) Tel: 0221-252 50. Fjärrvärmedriften i Köping sker helt i kommunal regi genom kommunens tekniska nämnd. Korta data: utbyggnaden av fjärrvärmenätet påbörjades 1969. Aktuellt fjärrvärmepris till villakund, rörlig del (-99): 51 öre/ kWh. Industriell spillvärme utgör 138 GWh av totalt 210 GWh levererad värmemängd, vilket motsvarar 65% (uppgift från -98). Fjärrvärmerörelsens del av total omsättning: uppgift saknas. Distributionsnätets längd är 51 km (uppgift från -98). Senaste kommunal energiplan är från -88.

Tätorten Köping har 18600 invånare. Grunden för fjärrvärmesystemet i Köping är en avfallsugn för baslastproduktion. Då effektbehovet överstiger vad en avfallsugn kan producera påbörjas leverans av industriell spillvärme. Källa: ”Energi ut industriavfall En fallstudie över hinder och drivkrafter”. Statens energiverk 1989:R2, s 49. Lokal samarbetspartner vad gäller denna industriella spillvärme är Hydro Agri, som tillverkar mineralgödselmedel. Några övriga samarbetsavtal mellan Hydro Agri och Köpings kommun existerar inte idag. Spillvärmeleveranserna har pågått sedan 1982 och avtal tecknades 1980-81. Avtalet har omförhandlats 1989 och 1997. Det baseras idag på ett fast pris, men har tidigare varit knutet till oljepriset. Dagens avtal gäller till 2007. Energisamarbetet har möjliggjorts genom att returvärme från exoterma processer kan tillvaratas i 4 värmeväxlare, från vilka vattnet leds vidare ut i det kommunala fjärrvärmenätet. Källa: avdelningschef Värmeverket Köping Runar Molinder telefonintervju (0221-25255) samt produktionschef Hydro Agri Köping Bo Andersson telefonintervju (0221-27834). Varför valdes då industriell spillvärme som värmekälla i kommunen? Enligt en energisystemstudie var det så att ”den lokala energiverket önskade att minska utsläppen av växthusgaser och att bibehålla en låg egenproduktion av värme och övervägde en rad alternativ för att nå dessa mål.” Källa: Gebremedhin 2000, The impact of a widened energy system boundary on cost effectiveness (s 54). I kommunens senaste energiplan från 1988 sägs ”oljeberoendet i fjärrvärme-produktionen har under de senaste åren minskat kraftigt” (s 11), under 1980-talet från cirka 20000 kubikmeter/år till cirka 4000-5000 kubikmeter/år (s 36). År 2000 låg siffran på 700 kubikmeter/år, vilket också innebar låga halter av stoft och svavel till luft. Källa: miljöinspektör Köpings kommun Anna-Lena Olsson telefonintervju (0221-26160).

**Fallet LANDSKRONA (E13)** ([www.landskrona.se/kommun/tv/index.htm](http://www.landskrona.se/kommun/tv/index.htm)) Tel: 0418 - 470 850) Fjärrvärmedriften i Landskrona sker helt i kommunal regi, genom kommunens tekniska nämnd och det kommunala energiverket. Korta data: utbyggnaden av fjärrvärmenätet påbörjades 1981. Aktuellt fjärrvärmepris till villakund, rörlig del (-99): 28,3 öre/kWh. Industriell spillvärme utgör 154 GWh av

totalt 246 GWh levererad värmemängd, vilket motsvarar 62 % (uppgift från -98). Fjärrvärmerörelsens del av total omsättning är 100% (uppgift från -99). Distributionsnätets längd är 246 km (uppgift från -98). Senaste kommunal energiplan är från -97.

Tätorten Landskrona har 26240 invånare. Lokala samarbetspartners i kommunen är/var Hydro Agri (före detta Hydro Supra), Scan Dust och Boliden Bergsöe. Hydro Agris konstgödseltillverkning i Landskrona är numera nedlagd, varför spillvärmesamarbetet upphört. Samarbetet med Hydro Supra pågick sedan 1980. Scan Dust har i Landskrona en uppberednings- och återvinningsanläggning för metallskrot. 1985 inleddes ett spillvärmesamarbete med Scan Dust. Företaget Boliden Bergsöe återanvänder mer än 98% av Sveriges förbrukade blybatterier. Boliden Bergsöe återanvänder allt bly och neutraliserar och renar all batterisyra i egna reningsverk. På motsvarande sätt tar man hand om tennavfall från industrin. Man raffinerar (renar) och legerar (tillsätter element) materialet till nya produkter. 1987-1988 anslöts även spillvärmelieferanser från Boliden Bergsöe till det kommunala fjärrvärmenätet. I sammanhanget kan tilläggas att 1982-83 tog Tekniska verken över Landskronahems panncentraler. I de avtal som reglerat spillvärmesamarbetena har inte många omförhandlingar gjorts. Inledningsvis har alla avtal varit 10-åriga, men med anledning av att Hydro Supra lagts ned är avtalen fortsättningsvis 3-åriga. Källa: värmechef Tekniska verken Landskrona kommun Bengt Hansson telefonintervju (0418-470853).

Tekniska verken och Boliden Bergsöe har tecknat ett nytt avtal från årsskiftet -01 för att kompensera för den värmeförlust som nedläggningen av Hydro Agri (Hydro Supra) inneburit. Spillvärmens från Boliden Bergsöe utgörs av de rökgaser som destillationen av batteriämnen alstrar. Dessa rökgaser används i sin tur för att elda en hetvattenpanna. Totalt alstras 32 GWh värmeenergi, varav 18 levereras till kommunens fjärrvärmenät och 9-10 används internt. Detta innebär att cirka 4 GWh värmeenergi årligen kyls bort. Källa: fabrikschef Boliden Bergsöe Landskrona Nils-Erik Vinkvist telefonintervju (vxl 0418-57200). I Scan Dusts anläggning finns tre källor till spillvärme. I en process genererar förbränningen av stoft i en vattenkyld ugn värmeenergi, som via pump och värmväxlare leds vidare i det kommunala fjärrvärmenätet. I en annan process värmer en gnista i en plasmabrännare gas som blåsts in. Temperaturen i denna process är 3000-6000 grader. Gasen kyls ned med vattenmedium som sedan förs vidare i det kommunala fjärrvärmenätet. Den tredje processen består av en eldad panna med ansluten värmväxlare. Källa: konstruktör Scan Dust Lars-Olov Olsson telefonintervju (0418-437819). I senaste kommunala energiplan för Landskrona framgår att "målsättningen är att sälja energi i form av fjärrvärme inom Landskrona kommun på ur miljö- och ekonomisk synpunkt gynnsammare villkor än andra alternativ. Verksamheten ska ta tillvara ortens tillgångar (biogas, spillvärme et cetera) på affärsmässiga villkor, samt minimera användningen av fossila bränslen". Vidare konstateras att "uppbyggnaden av fjärrvärmesystemet i tätorten, med början 1981, har medfört väsentliga miljöförbättringar i jämförelse med enskild uppvärmning med olja. Tillvaratagandet av spillvärmens från industrin, central värmeproduktion med avancerad reningsteknik och införandet av naturgas i kommunen har minskat emissionerna påtagligt." Källa: kommunal energiplan för Landskrona kommun 1997. 1980 var utsläppsnivån för svaveldioxid 1451 ton i Landskrona kommun. 1999 uppskattades nivån till 423 ton. Källa: E-mail från tillsynsansvarig energianläggningar Länsstyrelsen Malmö Anders Åkesson (040-252305). Bränslekostnaderna har också blivit betydligt lägre än budgeterat främst på grund av gällande oljepris, som styr även gas- och spillvärmepriset. En total översyn har skett av produktionsanläggningarna för att undvika driftavbrott 2001 och framåt när Hydro Agri inte längre levererar spillvärme. Källa: bokslut 2000. Tekniska nämnden Landskrona kommun.

Tekniska Verken har senare, enskilt och tillsammans med spillvärmelieferantörerna respektive ett större energiföretag, genomfört ett flertal utredningar om att bygga kraftvärmeverk i Landskrona. Lönsamhet har dock inte kunnat uppnås, bland annat till följd av den stora mängden spillvärme och den låga värderingen av egenproducerad el. En kraftvärmelanläggning måste ha en lång utnyttningstid för att finansiera de höga kapitalkostnaderna. Då måste alltså spillvärmearvändningen minska. Ökande elpriser minskar således värdet av spillvärmens som, vid lågt elpris, tränger undan de ekonomiska förutsättningarna för lönsam kraftvärmeproduktion. Källa: energiplan för Landskrona kommun 1997. Vad gäller övriga samarbetsavtal så har man en kortare tid levererat el till Scan Dust, men det gör man

inte längre. Plan för oljereduktion finns. Enligt ett beslut från –98 bör all fossileldning ha upphört 2008. Källa: värmechef Tekniska verken Landskrona kommun Bengt Hansson telefonintervju (0418-470853).

Fallen Köping och Landskrona har en rad gemensamma nämnare. En helt kommunal organisation samarbetar med ett kommersiellt industriföretag. Samarbetet präglas både i Landskrona och Köping av konsensus. En möjlig orsak till detta kan vara att nyttiggörandet av spillvärmen är en lönsam affär för båda parter. Jämför vi Landskrona och Köping med tidigare studerade fall blir det emellertid svårt att förklara fallen enbart utifrån variabeln **ägarform**. Den bild som de 13 hittills redovisade fallen ger är mer sammansatt. Den indikerar att **ägarformen** synes ha mindre betydelse för utfallet av ett industri-kommunalt energisamarbete. Hur kan ett sådant resultat förklaras? Är det möjligen motiverat att studera **informella** institutioner (till exempel beteende inordnat i dikotomin konflikt-konsensus) som **formella** institutioner (till exempel ägarskapsförhållanden) kring dylika samarbeten? På ett inledande stadium synes svaret på denna fråga vara ja.