

# Analys av metoder för att öka incitament för spillvärme- samarbeten

ER 2008:16

Böcker och rapporter utgivna av Statens  
energimyndighet kan beställas från  
Energimyndighetens publikationsservice.  
Orderfax: 016-544 22 59  
e-post: publikationsservice@energimyndigheten.se

© Statens energimyndighet  
Upplaga: 40 ex

ER 2008:16

ISSN 1403-1892

## Förord

Denna rapport är framtagen av ÅF-Process på uppdrag av Energimyndigheten. Den utgör underlag för Energimyndighetens förstudie om industriell spillvärme. Bakgrund till förstudien är att även om industriell spillvärme används till fjärrvärme idag, så finns det outnyttjad potential. Syftet med förstudien är bland annat att analysera vad som kan göras för att öka incitamenten för mer spillvärmeutnyttjande och att utgöra underlag för hur Energimyndigheten ska arbeta vidare med frågan om att underlätta spillvärmeutnyttjande i olika former. Förstudien har också resulterat i en rapport med Energimyndighetens bedömningar: ER 2008:15 Styrmedel för industriell spillvärme.

Denna rapport innehåller analys av styrmedel för att öka incitamenten för spillvärmesamarbeten, översikt över hinder och möjligheter för spillvärmesamarbeten, möjligheten att sätta en enhetlig definition på spillvärme och översikt av gjorda potentialbedömningar.

Projektledare på ÅF-Process har varit Stefan Grönkvist och övriga författare till rapporten är Linn Dahlberg, Håkan Lundberg, Carina Martinsson och Maria Stenkvist.

Författarna svarar själva för analyser och slutsatser i rapporten.



Thomas Levander  
Enhetschef  
Energimyndigheten



Kristina Holmgren  
Handläggare  
Energimyndigheten



## Innehåll

<b>Sammanfattning</b>	<b>7</b>
<b>1 Inledning</b>	<b>11</b>
1.1 Energimyndighetens beskrivning av uppdragets bakgrund.....	11
1.2 Rapportens upplägg .....	12
<b>2 Vad är industriell spillvärme?</b>	<b>15</b>
2.1 Utnyttjandet av industriell spillvärme som ett av huvudargumenten för fjärrvärme.....	15
2.2 Utnyttjande av spillvärme för fjärrvärmeproduktion idag.....	16
2.3 Kort om beskattning i samband med industriell tillverkning och fjärrvärmeproduktion.....	19
2.4 Möjliga sätt att definiera industriell spillvärme.....	21
2.5 Fördelar och nackdelar med spillvärmesamarbeten .....	24
<b>3 Allokering av utsläpp från spillvärme</b>	<b>25</b>
3.1 Syftet med olika former av utsläppskalkylering.....	25
3.2 Argument för allokering av utsläpp från industriell spillvärme .....	27
3.3 Argument för att inte allokera utsläpp från industriell spillvärme .....	28
<b>4 Möjligheter till olika bedömning av primär respektive sekundär spillvärme med avseende på hur stöd kan fördelas</b>	<b>31</b>
<b>5 Industriföreträdares syn på lyckade eller mindre lyckade spillvärmeprojekt</b>	<b>33</b>
5.1 Spillvärmeavtalet .....	34
5.2 Vem tar investeringen? .....	34
5.3 Värdering av spillvärmerna .....	35
5.4 Långsiktighet och flexibilitet/konkurrens.....	36
5.5 Betydelsen av personliga kontakter och kulturskillnader för samarbetet .....	37
5.6 Öppenhet och förtroende .....	38
5.7 Fördelar utöver själva spillvärmerna .....	39
5.8 Synpunkter på driftsfasen .....	39
5.9 Orter med spillvärmepotential men där något samarbete inte har kommit till stånd eller där det funnits vissa svårigheter med samarbetet.....	40
<b>6 Översikt av potentialuppskattningar för utnyttjandet av industriell spillvärme i fjärrvärmenät</b>	<b>41</b>
6.1 Översikt av potentialuppskattningar uppdelade efter årtionden.....	41
<b>7 Granskning av olika använda eller tänkbara metoder för att främja utnyttjandet av spillvärme för produktion av fjärrvärme</b>	<b>49</b>

7.1	Tekno-ekonomiska förutsättningar – ett fundament.....	49
7.2	Olika faser i ett spillvärmeprojekt .....	50
7.3	Riktade informationskampanjer.....	52
7.4	Kompetenscentrum för hjälp i olika skeden av en samarbetsprocess .....	54
7.5	Koppling av spillvärmesatsningar till PFE-programmet .....	55
7.6	Vilka effekter kan en utökning av investeringsstöd av typen LIP/Klimp tänkas få? .....	59
7.7	Vad innebär lagen om kommunal energiplanering för möjligheten att stötta spillvärmeprojekt. Kan den förändras? .....	61
7.8	Hänsyn till spillvärmekällor vid prövning enligt Miljöbalken .....	62
7.9	Andra typer av styrmedel. Är olika styrmedel i olika sektorer ett hinder för spillvärmesamarbeten i sig?.....	63
<b>8</b>	<b>Diskussion och slutsatser</b>	<b>67</b>
	<b>Bilaga 1 Halmstad</b>	<b>73</b>
	<b>Bilaga 2 Lysekil, Uddevalla, Trollhättan och Vänersborg</b>	<b>75</b>
	<b>Bilaga 3 Oxelösund/Nyköping</b>	<b>79</b>
	<b>Bilaga 4 Sundsvall</b>	<b>83</b>
	<b>Bilaga 5 Åhus</b>	<b>91</b>

# Sammanfattning

Energimyndigheten har gett ÅF uppdraget att analysera olika metoder för att öka incitament för spillvärmesamarbeten. Syftet med uppdraget är i första hand att genom litteraturstudier och erfarenhet från området översiktligt strukturera och utvärdera olika faktorer av betydelse för att uppmuntra spillvärmesamarbeten och deras respektive styrkor och svagheter. Sex olika föreslagna metoder i form av styrmedel är med i utvärderingen. Förutom analys av dessa metoder innefattade även uppdraget diskussion om vad industriell spillvärme egentligen är och om det bör finnas skillnader i hur stöd ska fördelas till primär respektive sekundär spillvärme. Vidare skulle även en diskussion om eventuell allokering av utsläpp från spillvärme innefattas samt en översikt över gjorda potentialuppskattningar för hur mycket spillvärme som finns att tillgå ingå. Slutligen skulle även en översikt över industriföreträdares syn på spillvärmesamarbeten vara en del av utredningen.

Sammanfattningsvis syftar således projektet till att ge en översiktlig bild av olika möjligheter som finns för att underlätta för framtida spillvärmesamarbeten genom olika former av styrmedel. Meningen är också att utvärderingen därefter kan ligga till grund för eventuella fortsatta satsningar inom området spillvärmesamarbeten.

I kapitlet om vad industriell spillvärme egentligen är presenteras två olika definitioner av industriell spillvärme. I den diskussion som följer framkommer problem med både definitionerna, varför slutsatsen blir att det troligtvis inte finns någon bra definition för spillvärme. Resonemanget tydliggör också den konflikt som kan uppkomma mellan att utnyttja industriell överskottsenergi internt, vilket blir en energieffektivisering, eller externt för produktion av fjärrvärme.

Analysen av olika argument för att på något sätt utnyttja en allokering av utsläpp från spillvärmekällan för att kunna gynna vissa former av spillvärmesamarbeten framför andra visar på fler och starkare argument för att inte utnyttja någon form av allokering av utsläppen än för att göra det. Samma typ av fråga ställdes också för utnyttjandet av primär respektive sekundär spillvärme men inte heller där fanns det egentligen några hållbara argument för att exempelvis gynna utnyttjandet av primär industriell spillvärme framför sekundär.

Det kapitel inklusive bilagor som handlar om industriföreträdares syn på spillvärmeprojekt ligger huvudsakligen till grund för den granskning av de föreslagna metoderna som utgör utredningens kärna. För att komplettera information från tidigare studier har företrädare för industri och fjärrvärmebolag intervjuats på ett antal orter. Urvalskriteriet för dessa orter har varit att det på orten har identifierats en potential för att tillvarata spillvärme för fjärrvärmeproduktion, men att något spillvärmesamarbete inte blivit av eller att spillvärmesamarbetet av någon anledning inte löpt helt problemfritt. Intervjuerna har förstärkt en bild som i viss mån lyfts fram i tidigare studier - idag finns det två

dominerande hinder för spillvärmesamarbeten och det är lönsamheten för avfalls- och biokraftvärme. Dessa två hinder är dessutom påtagliga på grund av andra styrmedel som rör deponering och förbränning av avfall samt möjligheten att erhålla elcertifikat för biokraftvärmegenererad elektricitet.

Den genomgång av studier om spillvärme potentialer som gjorts visar att det idag inte finns någon bra information om hur stora potentialerna är. En bra kartläggning skulle emellertid vara en förutsättning för ett styrmedel som skulle utnyttja riktad information, vilket är en av de metoder som diskuteras för att gynna spillvärmesamarbeten.

För att kunna diskutera effektiviteten hos olika metoder för att gynna spillvärmesamarbeten är det viktigt att ha en bild av vilka de olika hindren för spillvärmesamarbeten egentligen är. Flera studier har tidigare belyst ett antal betydelsefulla hinder för spillvärmesamarbeten som inte är av tekno-ekonomisk art. Exempel på sådana är kulturskillnader mellan kommuner och industri, prestige, viljan att ha en egen fjärrvärmeanläggning och viljan att vara oberoende. I arbetet med den här studien har det emellertid blivit tydligt att dessa hinder överskuggas av de två hinder som redovisats ovan, lönsamheten för avfalls- och biokraftvärme. Ett hinder av något lägre dignitet är de risker med ett spillvärmeprojekt som framförallt företrädare för fjärrvärmebolagen ger uttryck för, men också företrädare för industrin.

På grund av dessa hinder har vi också lyft fram att det inte verkar speciellt troligt att någon av de diskuterade metoderna för att öka incitamenten för spillvärmesamarbeten blir särskilt effektiv om inte förutsättningarna för avfalls- och biokraftvärme förändras på något sätt. Det är också viktigt att vissa principiella frågor belyses i samband med utformandet av nya styrmedel:

- Är det önskvärt att förändra förutsättningarna för avfalls- och biokraftvärme så att spillvärmesamarbeten gynnas?
- Är det önskvärt att inskränka det kommunala självbestämmandet när det gäller hur man vill producera fjärrvärme?

De metoder som presenterades i samband med uppdraget är riktad information, utnyttjandet av ett kompetenscentrum för att ge stöd i olika skeden av ett spillvärmesamarbete, koppling av PFE<sup>1</sup>-programmet till spillvärmesamarbeten, utökning av ett Klimp<sup>2</sup> och förändring av lagen om kommunal energiplanering. Dessa har kompletterats med en diskussion om hur Miljöbalken skulle kunna förändras för att gynnas spillvärmesamarbeten och ett förslag om att staten skulle kunna gå in med garantier gällande värmeleveranser ifall industrin skulle läggas ned.

---

<sup>1</sup> Program för energieffektivisering, se avsnitt 7.5.

<sup>2</sup> Klimatinvesteringsprogrammet, ett stödprogram för klimatinvesteringar med syfte att minska växthuseffekten, se avsnitt 7.6.



Slutsatserna från granskningen av de olika metoderna är att det enda som möjligen skulle kunna överbrygga de hinder som lönsamheten för avfalls- och biokraftvärme innebär, är en relativt kraftig skärpning av Miljöbalken. Här kommer dock frågan om en inskränkning av det kommunala självbestämmandet in, se ovan.

Om vi däremot bortser från de två hindren kan troligtvis alla metoder som diskuterats kunna ha en positiv effekt på utnyttjandet av spillvärme för fjärrvärmeproduktion i Sverige, möjligen med undantag av de olika förändringarna av PFE som togs upp. Något tydligt sätt att utnyttja ett modifierat PFE för att främja spillvärmesamarbeten hittades inte. De andra metoderna konkurrerar inte med varandra utan skulle kunna ses som komplement. Flera av metoderna skulle förmodligen fungera bättre om de infördes gemensamt.

Slutligen diskuterades även vissa aspekter av det som brukar benämnas tredje-partstillträde till fjärrvärmenäten, det vill säga en öppning av fjärrvärmenäten för att tillåta konkurrens på ett likartat sätt som gjorts för elnätet och gasnätet. Det är inte otänkbart att en sådan öppning skulle inverka positivt på möjligheten att utnyttja industriell spillvärme där det redan finns en spillvärmeledning. När det gäller etableringen av nya spillvärmesamarbeten är kanske situationen den omvända eftersom industrier kanske inte alltid är intresserade av de relativt stora investeringar med lång återbetalningstid som ofta krävs för att kunna nyttja industriell spillvärme för fjärrvärmeproduktion.



# 1 Inledning

## 1.1 Energimyndighetens beskrivning av uppdragets bakgrund

Projektet Industriell spillvärme är ett egeninitierat projekt inom Energi-myndigheten vars syfte är att utreda vilka metoder och styrmedel som kan vara lämpliga för att öka incitamenten att utnyttja industriell spillvärme.

Andelen fjärrvärme för uppvärmning av bostäder och lokaler står för ca 50 % av den totala uppvärmningen och 2005 levererades drygt 47 TWh. En av fjärrvärmens affärsidéer är att kunna utnyttja värme som annars hade varit svårt att utnyttja. Det vill säga spillvärme från industrier, värme från kraftvärme-anläggningar (kan räknas som spillvärme från elproduktion) och värme från avfallsförbränningsanläggningar (kan räknas som spillvärme från avfalls-hantering). Idag står också denna typ av värme för en stor del av den totala fjärrvärmeproduktionen.

Enligt Energimyndighetens statistik publicerad i ”Energiläget i siffror 2006” har spillvärmeleveranserna ökat kontinuerligt sedan industriell spillvärme började användas för fjärrvärmeproduktion på 1970-talet. Spillvärmeleveranserna har ökat betydligt de senaste åren men undersökningar visar att det finns ytterligare outnyttjad potential.

Forskning och utredningar har visat att det finns många viktiga punkter när spillvärmesamarbeten ska komma till stånd. Exempel på detta är:

- utförda energikartläggningar, som alla inblandade får tillgång till
- drivande nyckelpersoner i organisationen, ”eldsjälar”
- ett helhetstänkande hos individerna, d.v.s. inte bara fördelar för den egna organisationen, utan för hela orten

Fördelar med denna typ av projekt är ett minskat behov av primärenergi samt de ekonomiska besparingar och miljömässiga fördelar det för med sig. Nackdelar är att flexibiliteten för företag minskar då de blir bundna av ett kontrakt. Viktigt att vara medveten om är kulturella skillnader i företagen. För industrin är detta en perifer fråga, medan det är kärnverksamhet för fjärrvärmebolagen. En aspekt som kan gå emot spillvärmesamarbeten är exempelvis en vilja hos fjärrvärmebolagen att ha egna anläggningar. Faktorer som kan ”trigga” spillvärmesamarbeten är exempelvis utbyggnad av fjärrvärmenät. Eller när industrier har gjort stora investeringar, då blir fjärrvärmebolagen trygga med att industrierna kommer att stanna kvar.

## 1.2 Rapportens upplägg

Rapportens inledande delar handlar till stor del om en översikt av vissa grundläggande begrepp och fakta om spillvärmesamarbeten i Sverige. Därefter kommer frågeställningar rörande definitionen av spillvärme, om det går att göra rimliga allokeringar på utsläpp från spillvärme eller om det går att bedöma om det går att göra skillnad på hur stöd kan ges beroende på om spillvärmerna är primär eller sekundär. Vidare beskrivs kunskapsläget för hur industriföreträdare ser på lyckade eller mindre lyckade projekt, vilket innefattar en litteraturstudie och intervjuer med olika aktörer på fem olika orter eller regioner i Sverige. Informationen från intervjustudien är samlad i rapportens bilagor. En översikt och bedömning av potentialuppskattningar för utnyttjad spillvärmekapacitet behandlas därefter.

Sedan följer en granskning av olika former av styrmedel som har använts, eller kan tänkas användas, för att främja utnyttjandet av industriell spillvärme för fjärrvärmeproduktion och rapporten avslutas med ett diskussionskapitel. I uppdraget ingår en granskning av följande metoder för att uppmuntra spillvärmesamarbeten (nedan benämnda metod 1 till 6):

### Metod 1

Riktade informationskampanjer för att ytterligare väcka intresse för spillvärme hos energiföretag och industrier. Skulle det kunna ha effekt? Till vilka skulle en kampanj i så fall vändas? Vilka frågeställningar är mest angelägna att ta upp?

### Metod 2

Att koppla spillvärmesatsningar till PFE-programmet. Hur skulle det kunna läggas upp och vilken effekt skulle det kunna ha? Vilka hinder kan finnas för detta? En svårighet i utformningen är att värme inte beskattas utan bränslen. Det gör att det inte är lika enkelt att utföra skattenedsättningen som i PFE-programmet där eleffektiviseringar innefattas och elskatten sänks som incitament för företag att delta. Hur skulle denna fråga kunna hanteras?

### Metod 3

Någon typ av kompetenscentrum bestående av oberoende parter där aktörer exempelvis kan få information, råd i hur man kan gå tillväga för att få igång samarbeten och vilka fallgropar som kan finnas samt få stöd med kontraktskrivningar och förhandlingar. Vilka områden är viktigast att fokusera på för ett eventuellt kompetenscentrum? Vilken effekt skulle det kunna få?

### Metod 4

Spillvärmesamarbeten har fått stöd från LIP<sup>3</sup>/Klimp<sup>4</sup>-bidragen. I Kontrollstation 2008 föreslås att Klimp-bidragen ska förändras till mer riktade

---

<sup>3</sup> Lokalt investeringsprogram, ett stödprogram för projekt som ökar den ekologiska hållbarheten i samhället, se avsnitt 7.6.

<sup>4</sup> Klimatinvesteringsprogrammet, ett stödprogram för investeringar som syftar till att minska växthuseffekten, se avsnitt 7.6.

klimatestiveringsstöd. De ska inriktas på åtgärder med betydelse på lång sikt, områden där andra klimatpolitiska styrmedel är svaga eller där en skärpning av andra generellt verkande ekonomiska styrmedel bedöms som svåra att åtgärda. Ett ökat utnyttjande av spillvärme bedöms som ett möjligt område detta stöd kan inrikta sig mot. Vilka effekter skulle detta kunna få?

#### Metod 5

Det finns en lag som kräver att kommuner ska ha kommunal energiplanering. Det finns dock inga sanktioner om detta inte utförs. Av detta följer att effekterna av energiplanering torde skilja mellan olika kommuner. Skulle kommunal energiplanering kunna vara ett verktyg för att stötta spillvärmesamarbeten? Vad skulle behöva förändras i energiplaneringen och regelverket runt den?

#### Metod 6

Förslag till övriga andra typer styrmedel om så är möjligt. En tänkbar diskussion i det här sammanhanget är om det faktum att styrmedlen skiljer sig mellan industrin och fjärrvärmesektorn i sig är ett hinder för spillvärmesamarbeten.



## 2 Vad är industriell spillvärme?

### 2.1 Utnyttjandet av industriell spillvärme som ett av huvudargumenten för fjärrvärme

Fjärrvärme har som teknisk lösning för att värma bostäder ett antal principiella fördelar i förhållande till andra tekniker, varav utnyttjande av överskottsvärme eller spillvärme från industrier är en. Andra fördelar är att fjärrvärme möjliggör ett utnyttjande av dåliga bränslen som torv, hushålls-, jordbruks-, och skogsbruksavfall samt att effektiv rökgasrening oftast är enklare från en stor anläggning än från många små<sup>5</sup>. Historiskt och internationellt sett har möjligheten till kraftvärme varit huvudargumentet för fjärrvärme, men bilden börjar bli mer mångfacetterad även inom EU. I en resolution från Europaparlamentet<sup>6</sup> står bland annat följande:

*Heating and cooling: A major market for low-temperature renewable energies*  
22. Notes that the heating and cooling of buildings accounts for roughly 40% of all energy use in the EU and urges a systemic approach that will integrate best available technologies for reducing heat and cooling demand with low-density energy from low-temperature renewables or co- or tri-generation units;

27. Highlights the market potential of renewable energies, such as biomass and geothermal energy, for the growing central district-heating and district-cooling sector by producing green electricity and using low-temperature "waste" energy to heat or cool buildings;

28. Highlights the potential offered by district heating and cooling networks, which as infrastructures make it possible to optimally use and combine a large spectrum of "fossil-fuel free" energy inputs: surplus heat from electricity production, different forms of renewable heat (e.g. geothermal energy, heat/cold from deep-sea or lake water or biomass), heat pumps, and heat from biodegradable waste incineration and/or from industrial processes;

*Research and development: A priority for renewable energy and energy efficiency*  
85. Believes that technology platforms should be foreseen for solar electricity production, for wind power, for biomass and for integration of renewable energies into the building sector including renewables-based combined heat and power and district heating and cooling (CHP/DHC);

---

<sup>5</sup> Werner, S., 1991. District heating in Sweden 1948-1990. Fernwärme International. 20:11, 603-616.

<sup>6</sup> European Parliament resolution on the share of renewable energy in the EU and proposals for concrete actions (2004/2153(INI)).

Även inom EU kan därför utnyttjandet av industriell spillvärme bli ett av argumenten för att bygga fjärrvärme som en följd av att ett större fokus på ett effektivare utnyttjande av resurser.

## 2.2 Utnyttjande av spillvärme för fjärrvärmeproduktion idag

### 2.2.1 Statistik över utnyttjad spillvärme

Information om den industriella spillvärmens andel av den energi som tillförs för fjärrvärmeproduktion i andra länders fjärrvärmenät är svår att hitta, men i Tyskland redovisas att industriell spillvärme står för 1 % av den totala energitillförseln till fjärrvärmenäten<sup>7</sup>. Hur stor andelen spillvärme är kan emellertid redovisas på flera sätt, vilket bland annat avspeglas i tillgänglig svensk statistik. Utvecklingen för tillförd energi för fjärrvärme och icke industriell kraftvärme redovisas enligt Svensk Fjärrvärmes statistik i tabell 1 nedan för åren 2000 till 2004. Produktionen i värmepumpar och avfall finns också redovisade då utvecklingen för dessa tekniker också har med utvecklingen för utnyttjandet av industriell spillvärme att göra.

Tabell 1: Statistik från Svensk Fjärrvärme över utvecklingen för utnyttjandet av industriell spillvärme, värmepumpar och avfall för produktion av fjärrvärme och icke industriell kraftvärme<sup>8,9</sup>. Alla värden i TWh/år.

	2000	2001	2002	2003	2004
Primärenergi	51,1	56,6	58,6	59,5	60,0
Levererad fjärrvärme	41,4	46,6	47,0	47,5	47,8
Producerad kraftvärme (el, netto)	3,7	4,4	5,2	6,0	6,1
Industriell spillvärme	3,5	3,5	3,7	4,8	6,1
Produktion i värmepumpar	7,1	7,1	6,6	6,1	5,8
Avfall	5,5	5,7	6,7	6,2	6,4

Motsvarande statistik från Energimyndigheten<sup>10</sup> återfinns i tabell 2. Här redovisas statistik även för åren 2005 och 2006. Antalet kommuner med någon form av spillvärmesamarbete mellan industri och fjärrvärmebolag är ca 50, men i samma kommun kan det naturligtvis finnas mer än ett spillvärmesamarbete. Andra källor redovisar strax under 60 svenska spillvärmesamarbeten<sup>11</sup>. I Energimyndighetens statistik är primärenergien för kraftvärmeproduktionen borträknad, vilket kan göras på olika sätt beroende på hur exempelvis fjärrvärme från rökgaskondensering

<sup>7</sup> AGFW Branchenreport 2006. Arbeitsgemeinschaft für Wärme und Heizkraftwirtschaft (AGFW).

<sup>8</sup> Fjärrvärme- och kraftvärmeverksamheten i sammandrag 2002, Svensk Fjärrvärme.

<sup>9</sup> Fjärrvärme- och kraftvärmestatistik 2004, Svensk Fjärrvärme.

<sup>10</sup> Energiläget i siffror 2006, Energimyndigheten.

<sup>11</sup> Ett överslag från uppgifter i: ”Statistik 2004, Svensk Fjärrvärme, Februari 2006” och ”Ökat industriellt mottryck och spillvärmeutnyttjande för CO<sub>2</sub>-reduktion – en känslighetsanalys relativt referensscenariet i Klimatrapporten – etapp I. Statens Energimyndighet, ÅF-Energikonsult Stockholm AB, 1999”. En del av de samarbeten som redovisas i dessa källor har avslutats men fler har troligtvis kommit till stånd.



räknas eller om det är netto- eller bruttoproduktionen av elektricitet som allokeringen av bränsle är baserad på.

Tabell 2: Statistik från Energimyndigheten<sup>12</sup> över utvecklingen för utnyttjandet av industriell spillvärme, värmepumpar och avfall för produktion av fjärrvärme. Alla värden i TWh/år.

	2000	2001	2002	2003	2004*	2004	2005*	2005	2006
Primärenergi	45,8	50,9	51,8	52,2	54,7	51,6	54,8	52,1	55,4
Levererad fjärrvärme	41,3	45,1	45,6	46,5	46,7	46,7	47,1	46,9	47,5
Industriell spillvärme	4,6	4,9	4,3	5,3	6,4	6,4	3,7	7,4	4,6
Produktion i värmepumpar	7,5	7,6	7,7	6,6	6,7	6,7	6,1	6,2	5,6

\* Värden som redovisades i Energimyndighetens statistik från 2006<sup>13</sup>. Eftersom värdet för utnyttjandet av spillvärme skrevs upp från 3,7 TWh/år till 7,4 TWh/år verkar det troligt att anta att också värdet för 2006 kommer att justeras.

När statistiken granskas mer i detalj kan flera märkligheter upptäckas. I vissa fall har värme från avfallsförbränning rapporterats som spillvärme<sup>14</sup>, vilket är en av orsakerna till varför det är svårt att bedöma den faktiska utvecklingen för användningen av industriell spillvärme för fjärrvärmeproduktion i Sverige. I statistiken från Svensk Fjärrvärme finns både avfall och hetvatten med som kategorier för tillförd värme och den förra borde vara självklar för internt genererad fjärrvärme från avfallsförbränning medan den andra möjligen är den mest naturliga för externt inköps fjärrvärme från avfallsförbränning. Energimyndighetens statistik bygger på uppgifter från Statistiska centralbyrån (SCB). I den senare finns kategorin ”sopor” och även kategorin ”från andra sektorer” som skulle kunna användas för externt inköpt avfallsproducerad fjärrvärme. I Energimyndighetens statistik är däremot avfall inkluderat i en kategori som även innefattar biobränslen och torv.

En annan omständighet som påverkar statistiken är hur fjärrvärme producerad av brännbara restgaser från industriella processer redovisas i statistiken. Det gäller i Sverige nästan uteslutande restgaser från järn- och stålproduktion i Luleå och Oxelösund. Den fjärrvärme som kan produceras från restgaserna inkluderas i senare upplagor av Svensk Fjärrvärmes statistik över industriell spillvärme, men är i Energimyndighetens och SCB:s statistik exkluderad därifrån. I Energimyndighetens statistik är restgaserna istället redovisade i användningen av kol för fjärrvärmeproduktion.

En annan fråga som kan ställas är hur värme från rökgaskondensering ska rapporteras. Ska värmen rapporteras som spillvärme om den kommer från en barkpanna i industrin, medan den rapporteras som något annat om den kommer från fjärrvärmebolagens anläggningar? Svensk Fjärrvärme är medvetna om att det finns problem med den nuvarande statistiken och ska ge ut ny kvalitetssäkrad

<sup>12</sup> Energiläget i siffror 2007 Energimyndigheten.

<sup>13</sup> Energiläget i siffror 2006, Energimyndigheten.

<sup>14</sup> Information från Tore Carlsson, Halmstad Energi och Miljö AB, driftschef för en kundavdelning, tel. 035-138172 samt från Hans Elfberg, Statistiska centralbyrån (SCB), 019-176 801.

statistik i början av 2008<sup>15</sup>. Med tanke på de märkligheter som finns i de tillgängliga databaserna från Energimyndigheten/SCB och Svensk Fjärrvärme, går det inte att dra några säkra slutsatser om de senaste årens utveckling gällande utnyttjandet av industriell spillvärme i Sverige. Den huvudsakliga orsaken till varför det är svårt att göra en bedömning är osäkerheten om hur fjärrvärme producerad från avfall och industriella restgaser är redovisad i olika statistiska underlag.

## 2.2.2 Restgaser från industriella processer

Vid vissa industriella processer uppstår brännbara restgaser som en biprodukt. Exempel på industrier där brännbara restgaser uppkommer är järn- och stålindustrin, raffinaderier och andra petrokemiska krackningsanläggningar samt elektrolytiska processer. I många fall kan dessa restgaser utnyttjas för intern värmegenerering, vilket också tillämpas i många processer. I vissa fall behövs inte den energi som kan genereras internt utan det uppstår ett överskott av brännbara restgaser. Dessa restgaser kan exempelvis benämnas överskottsgas eller spillgas. Att det finns oklarheter om hur exempelvis fjärrvärme producerat från dessa restgaser ska redovisas framgår av avsnitt 2.2.1 ovan. Vi ska här gå igenom vilka restgaserna är och hur de kan användas för att på så sätt tydligare kunna förstå hur de passar in i diskussionen om industriell spillvärme.

I Sverige utnyttjas överskottsgas för fjärrvärmeproduktion via kraftvärmeverk i Luleå och Oxelösund, där stora mängder överskottsgas produceras. Ett annat exempel är i Malmö där överskottsgas från Nordisk Carbon Black används för kraftvärmeproduktion. I Luleås och Oxelösunds kombinerade järn- och stålverk produceras stora mängder överskottsgas i tre olika processer:

- Koksverket där kol blir koks. Gasen kallas då koksgas.
- Masugnen där malm blir råjärn. Gasen kallas då hyttgas.
- Färsknigen, där råjärnet blir stål. Gasen kallas då LD-gas<sup>16</sup>.

Koks är hårdare än kol och behövs i masugnen för att bitar av det reducerande kolet ska vara hela även vid stark hetta så att gas kan passera mellan bitarna. Ungefär en fjärdedel av kolet blir gas som leds iväg, kyls och renas. Koksgasen används för uppvärmning i koksverket, men leds också iväg till LuleKrafts kraftvärmeverk. Masugnsgas uppstår i masugnen då malm (järnoxider) reduceras till järn med hjälp av koks. LD-gasen uppstår då råjärnet färskas, det vill säga då en stor del av det smälta råjärnets kol bränns bort genom syrgasblåsning.

---

<sup>15</sup> Telefonkontakt med Sonya Trad, Svensk Fjärrvärme, tel- 08-677 2709.

<sup>16</sup> LD står för Linz-Donowitz, vilket i sin tur är namnet på de två städer i Österrike där den här färskningsprocessen uppfanns.

I Luleå levereras totalt över 2 TWh/år<sup>17</sup> överskottsgas från SSAB till LuleKraft<sup>18</sup>. Värmevärdet för de olika överskottsgaserna är emellertid lågt utom för koksgas. I Luleå är det effektiva värmevärdet 3,1 MJ/Nm<sup>3</sup> för hyttgasen, 17,6 MJ/Nm<sup>3</sup> för koksgasen och 7,8 MJ/Nm<sup>3</sup> för LD-gasen, vilket kan jämföras med effektiva värmevärden omkring 20 MJ/Nm<sup>3</sup> för stadsgas eller 35-40 MJ/Nm<sup>3</sup> för naturgas. För att kunna brännas, behöver hyttgasen spetsas med LD-gas eller koksgas. Anledningen till de låga värmevärdena för koksgas och LD-gas är att de innehåller höga halter kvävgas och koldioxid. På grund av den låga energitätheten passar gaserna relativt dåligt för transport till annat än närbelägna användare om de inte uppgraderas på något sätt.

I Sverige finns minst ett annat exempel där överskottsgas från annan industriell tillverkning än järn- och stålindustrin används för fjärrvärmeproduktion. Det är vid Nordisk Carbon Black i Malmö<sup>19</sup>. De kolmonoxidrika restgaserna från kimröksproduktionen på Nordisk Carbon Black används för produktion av elektricitet, processånga och fjärrvärme i en kraftvärmeanläggning som ägs av företaget. Restgaserna bildas då en oljeblandning förbränns med ett underskott av syre för att bilda det sot (kolpulver) som kallas kimrök. Dessa restgaser brändes från början upp direkt i en destruktionsanläggning. Flera andra industrier, främst de petrokemiska, har stora mängder restgaser ifrån sina processer. Dessa används huvudsakligen för den interna processens uppvärmningsbehov och i viss mån även för andra närliggande industriers uppvärmningsbehov. Det senare exemplet på återvinning finns i Stenungsund där bränngaser från Borealis krackeranläggning används i såväl Borealis polyetenanläggning som i andra petrokemiska fabriker som Hydro Polymers, Akzo Nobel Surface Chemistry AB och Neste Oxo. Vid Carbide Swedens karbidfabrik i Sundsvall (i Akzo Nobels industrikonglomerat) produceras processånga för torkning av den egna produkten av restgaser från karbidugnar (en kolmonoxidrik gas) och den elektrolytiska natriumkloratproduktionen (vätgas). Man har emellertid ett överskott av gas som skulle kunna användas till annat.

### **2.3 Kort om beskattning i samband med industriell tillverkning och fjärrvärmeproduktion**

För att bedöma och förstå vissa effekter av värmeleveranser från fjärrvärmebolag respektive industrier är det viktigt med en översikt av den svenska beskattningen

---

<sup>17</sup> Totalt levererades under år 2006 1550 GWh hyttgas, 172 GWh koksgas och 433 GWh LD-gas från SSAB i Luleå till LuleKraft. Dessa energigaserna och 37 GWh olja producerade sedan 770 GWh fjärrvärme, 23 GWh processånga samt 654 GWh el (brutto) 625 GWh el (netto) av överskottsgasen. Den producerade processångan levererades tillbaks till SSAB. Informationen har erhållits från Per Söderberg, driftsansvarig LuleKraft tel. 0920-246 514 och Jan Hermansson, SSAB, tel. 0920-92 865.

<sup>18</sup> LuleKraft ägs av Luleå kommun (50 %) och av SSAB (50 %).

<sup>19</sup> Information från Mikael Möller, Plast & Kemiföretagen, tel. 08-783 8144.

av energi och de regler för skattebefrielse och återbetalning som finns<sup>20</sup>. För fossila bränslen gäller befrielsen för skatt enligt tabell 3 nedan. Biobränslen beskattas generellt sett inte.

Tabell 3: Befrielse från koldioxid- och energiskatt för olika typer av verksamheter.

	Befrielse från energiskatt	Befrielse från koldioxidskatt
Bränsle till elproduktion (utan kraftvärme)	100 %	100 %
Bränsle till fjärrvärmeproduktion	0 %	0 %
Bränsle till kraftvärmeproduktion, > 5 % elverkningsgrad, bränsle för elproduktion	100 %	100 %
Bränsle till kraftvärmeproduktion, 5 % elverkningsgrad, värmedelen*	100 %	19 %
Bränsle till kraftvärmeproduktion, 15 % elverkningsgrad, värmedelen*	100 %	79 %
Bränsle till industriell tillverkning (generell)**	100 %	79 %

\* För elverkningsgrader mellan 5 och 15 % är befrielsen från koldioxidskatt för bränsle som förbrukats för värme proportionerlig mellan 19 och 79 %.

\*\* För vissa processer där bränslet används för något processspecifikt ändamål, exempelvis i vissa metallurgiska reduktionsprocesser, befrias bränslet helt från både energi- och koldioxidskatt.

För elektricitet är energiskatten 0,5 öre per kilowattimme för industriell verksamhet i tillverkningsprocessen, 20,4 öre per kilowattimme för vissa kommuner i Sverige och 26,5 öre per kilowattimme för alla andra kommuner. För de 0,5 öre per kilowattimme som betalas för industriell tillverkning kan emellertid skatteavdrag göras för de företag som deltar i programmet för energieffektivisering (PFE), se avsnitt 7.5. Skatteavdrag kan även göras för den elektricitet som används för vissa processspecifika ändamål, exempelvis elektrolytiska processer, i likhet med den skattebefrielse som gäller för bränslen. För energi- och koldioxidskatten för elektricitet och bränslen som används för produktion av värme (hetvatten eller ånga) som levereras till industriell tillverkning gäller samma regler om skattebefrielse och -avdrag för en extern leverantör som för industrin.

För att begränsa effekterna av koldioxidskatten för energiintensiva industrier gäller en nedsättning för den koldioxidskatt som överstiger 0,8 % av de framställda produkternas försäljningsvärde. För biobränslen betalas inte någon energi- eller koldioxidskatt och det som förutom detta gör biobränslen attraktiva för exempelvis kraftvärmeproduktion, är de intäkter som kan genereras via elcertifikatsystemet.

<sup>20</sup> Beskrivningen är en sammanfattning av SFS (Svensk författningssamling) 1994:1776, Lag om skatt på energi, samt SFS 2006:1508, Lag om ändring i lagens (1994:1776) om skatt på energi.

## 2.4 Möjliga sätt att definiera industriell spillvärme

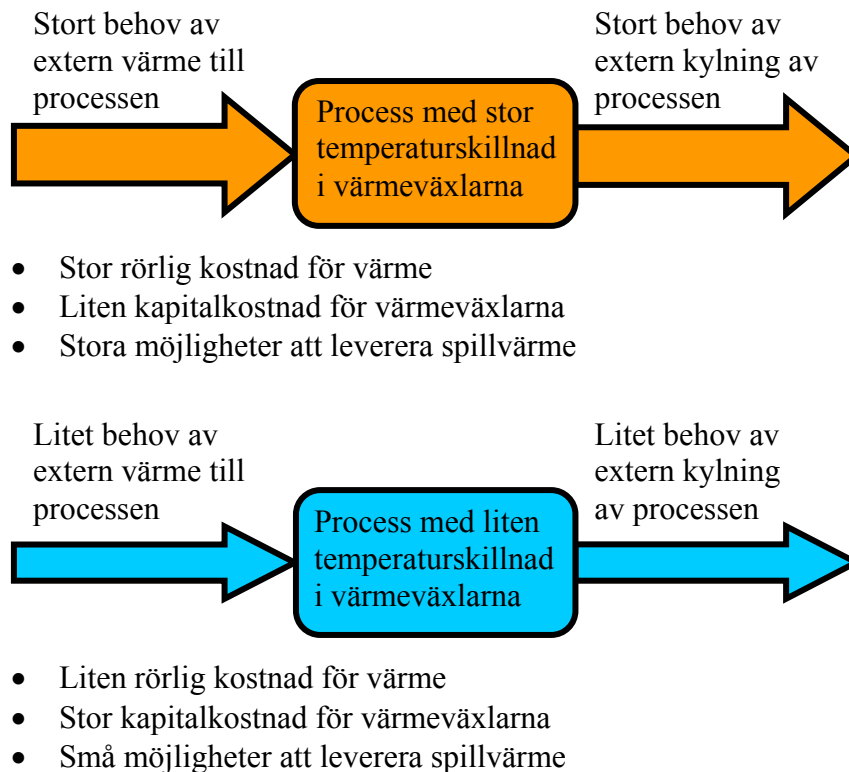
Efter genomgången av olika sätt att redovisa utnyttjandet av industriell spillvärme för fjärrvärmeproduktion i avsnitt 2.2, är det helt uppenbart att det finns många sätt att göra detta på. I Energimyndighetens uppdragsbeskrivning står det att uppdraget, förutom industriell spillvärme i form av ånga/hetvatten, även ska inkludera energigaser som uppkommit som restprodukt från industriprocesser. En beskrivning av var sådana restgaser produceras ges i avsnitt 2.2.2. Tidigare nämns oklarheter om hur dessa industriella överskottsgaser redovisas och i exempelvis statistiken från Svensk Fjärrvärme för år 2004 inkluderas fjärrvärme producerat med överskottsgaser från järn- och stålindustrins processer i statistiken för industriell spillvärme<sup>21</sup>. Med någon typ av termodynamiskt angreppssätt är det dock inte möjligt att kalla överskottsgasen för spillvärme, eftersom det inte är värmeinnehållet i gasen som utnyttjas utan den värmeenergi som frigörs vid förbränning av den. Vad som är att betrakta som industriell spillvärme är emellertid inte alls helt uppenbart. Vi ska här gå igenom ett par tänkbara definitioner av industriell spillvärme och vissa problem med var och en av definitionerna.

En möjlig definition av industriell spillvärme är: *värme som har blivit över sedan en industriell process har blivit (termodynamiskt) optimerad.*

För att klargöra vad som menas med optimerad behövs en liten översikt över det som kallas processintegration (på engelska pinch technology). Inom processindustrin finns ofta många strömmar av gaser och vätskor som behöver värmas eller kylas. Många gånger går det då att utnyttja värmeväxlare där energin från en ström som ska kylas kan användas för att värma en annan ström, för att på så sätt minska det totala behovet av värmning och kylning för processen. Strömmar som ska kylas kallas inom processintegration för varma strömmar och strömmar som ska värmas kallas i analogi med detta kalla strömmar. Strukturen för placering av värmeväxlarna och kapaciteten kan optimeras med hjälp av processintegrationstekniken. Återbetalningstiden på dessa värmeväxlarnät styrs av investeringskostnaden och möjligheten att minska kostnaderna för energi. Minskade energikostnader kan åstadkommas genom att mer värme värmeväxlas internt vilket i sin tur både minskar behovet av extern värme och kyla. Det externa värmebehovet kostar pengar, medan det externa kylbehovet utgör grunden för det som kallas industriell spillvärme, vilket i sin tur kan generera pengar. Intern värmeväxling kan åstadkommas genom att temperaturskillnaden mellan kalla och varma strömmar minskas men kapitalkostnaden ökar då i allmänhet för värmeväxlarna. Vid någon temperatur är temperaturskillnaden mellan kalla och varma strömmar som lägst och det är den temperaturen som blir styrande för utformningen av värmeväxlarnätet. På engelska kallas den för pinch (nypa på svenska), därav det engelska namnet på processintegration. Se figur 1 för illustration av en process där man valt en stor respektive liten temperaturskillnad mellan varma och kalla strömmar i värmeväxlarnätet.

---

<sup>21</sup> Statistik 2004, Svensk Fjärrvärme, februari 2006.



Figur 1: Illustration över värmeflöden i en process med mer respektive mindre intern värmeväxling.

Mot bakgrund av figur 1 blir det nu uppenbart att det finns flera faktorer att beakta när det gäller den interna processintegrationen och att exempelvis ett avancerat och kapitaltungt val av värmeväxlare, men liten temperaturskillnad mellan varma och kalla strömmar ger en låg värmekostnad men också spillvärme av lägre kvantitet och temperatur. Det blir alltså tydligt att det kan föreligga en konflikt mellan att utnyttja överskottsenergi internt (intern energieffektivisering) och att utnyttja överskottsenergin externt för produktion av fjärrvärme. Inkomsten för spillvärmeleveranser påverkar också en investeringskalkyl för en intern energieffektivisering negativt om energieffektiviseringen i sin tur påverkar möjligheten att leverera spillvärme. Leveranser av industriell spillvärme till ett fjärrvärmenät kan alltså innebära att en intern effektivisering, som annars skulle vara kostnadseffektiv, ej väljs. Vad som blir mest effektivt när det gäller att minimera behovet av extern värme sett till systemet industri och fjärrvärme måste emellertid beaktas i varje enskilt fall.

Något som framgår av resonemanget, är att det inte går att definiera vad som är äkta spillvärme enligt definitionen: *spillvärme är värme som har blivit över sedan en industriell process har blivit (termodynamiskt) optimerad*. Det går helt enkelt inte att säga när en process har blivit optimerad. Förutom olika varianter av värmeväxlarnät går det också att välja olika typer av processutrustning som ger olika energibehov, vilket ger motsvarande problem med den här definitionen.

En annan tänkbar definition av spillvärme är: *överskottsvärme som inte kan utnyttjas direkt i den industriella processen.*

Den här definitionen är mer använd och återfinns bland annat i ett underlag till Fjärrvärmeutredningen<sup>22</sup>, där den exakta ordalydelsen är: *”Överskottsenergi som ej kan nyttiggöras internt och där alternativet är att värmen släpps ut till omgivningen. Värmen kan vara bunden i vätskor eller gaser”.*

Den här definitionen blir enklare, speciellt mot bakgrund av tidigare resonemang om optimering genom processintegration. Även här stöter man dock på problem. Är processen att betrakta som statisk exempelvis? Kan en process vara hur optimerad som helst och ändå generera spillvärme eller ska det finnas vissa krav på optimeringsgraden? Om det senare är fallet, är vi genast tillbaka till problemen med den första definitionen. Om vi däremot tillåter en process att vara precis som den är, kan man ju också tänka sig att värme från kraftvärmeproduktion ska betraktas som spillvärme när möjligheten till kondensdrift saknas. Det är naturligtvis fullt möjligt att göra något mer av värmen som produceras via kraftvärme om man inte tar ut den för fjärrvärmeproduktion, eftersom det är självklart att använda värmen för elproduktion i de fall man inte har ett närliggande fjärrvärmenät. En gränsdragning skulle då bygga på att processer för elproduktion ska bedömas på ett helt annat sätt än andra typer av industriella processer. Men skiljelinjen mellan industriella processer och elproduktion är allt annat än självklar, eftersom många industriella processer är uppbyggda kring industriellt mottryck, det vill säga industriell kraftvärme.

För viss energianvändning är skatten helt olika beroende på om användningen är industriell eller inte. I dessa fall kan definitionen av vad som är industriell spillvärme eller inte bli ekonomiskt intressant. Följande tänkbara beskrivning av vad olika typer av beskattning skulle kunna leda fram till visar på några uppenbara märkligheter.

Idag skulle man kunna tänka sig att skapa en industriell produktion vars egentliga syfte är att producera industriell spillvärme för ett fjärrvärmenät. Om man bygger en anläggning för att producera destillerat vatten skulle man kunna tänka sig att kondensera ut det destillerade vattnet vid en temperatur som passar ett fjärrvärmenät. Man har då både en produkt som går att sälja (destillerat vatten) och fjärrvärme skapat med primärenergi som är beskattad enligt skatten för industriell produktion och inte för ren fjärrvärmeproduktion. För exempelvis elektricitet och alla former av fossila bränslen skulle därigenom skattesituationen kunna undvikas, samtidigt som man också kan få en extra inkomst genom att sälja det destillerade vattnet.

---

<sup>22</sup> SOU 2005:33, *Fjärrvärme och kraftvärme i framtiden, Betänkande av Fjärrvärmeutredningen, Bilaga 2, Tekniska förutsättningar för tredjepartstillräde*, ÅF Energi och Miljö AB.

Sammanfattningsvis är även den andra definitionen, att spillvärme är värme som inte kan utnyttjas direkt i den industriella processen, inte helt oantastlig. Frågan om vad som är att betrakta som industriell spillvärme blir, oavsett definition, en fråga om vad som är rimligt i varje enskilt fall.

## 2.5 Fördelar och nackdelar med spillvärmesamarbeten

Att redovisa för- och nackdelar när det gäller spillvärmesamarbeten är ofta en fråga om lokala förutsättningar i varje enskilt fall. Det är därför problematiskt med generaliseringar. En generell fördel är emellertid den minskade användningen av primärenergi för produktionen av fjärrvärme och de miljöfördelar det kan föra med sig i form av minskade lokala utsläpp av exempelvis kväveoxider, svaveldioxid, koldioxid och partiklar. Något som däremot inte går att svara på är huruvida spillvärmesamarbeten leder till en minskad miljöbelastning globalt sett. En annan fördel för båda parter sammantaget är att ett spillvärmesamarbete ibland inte kräver lika stora personalresurser för industrin och fjärrvärmebolaget sammantaget som två separata anläggningar. Villkoren för ett minskat personalbehov beror naturligtvis på lokala förutsättningar som behovet av spetslast och annan kompletterande fjärrvärmeproduktion. En tydlig generell nackdel med spillvärmesamarbeten är att man behöver samarbeta, med allt vad det innebär i form av förpliktelser, risker och ofrihet på grund av det avtal som tecknats och de investeringar som tagits.

Vilka för- och nackdelar som finns på respektive ort beror på en mängd omständigheter. Investeringskostnaden för leveranser av spillvärme och annan fjärrvärmeproduktion som behöver fungera ihop med spillvärmelösningen behöver vägas mot alternativen med helt separata lösningar. Om man har ett investeringsbehov som kan undvikas genom spillvärmesamarbetet är det naturligtvis fördelaktigt för spillvärmealternativet. Exempel på sådana investeringsbehov kan från fjärrvärmebolagets sida vara en ny fjärrvärmeanläggning eller från industrins sida ett behov av ett nytt kyltorn. När det gäller rörliga kostnader för båda parter sammantaget är de naturligtvis mycket låga för fjärrvärmeproduktion med industriell spillvärme. Hur kostnaden i realiteten blir för fjärrvärmebolaget beror på en mängd faktorer som alternativkostnader, industrins investeringskostnad, kalkylräntan med mera och bestäms slutligen av avtalet. Det finns också ett par typer av fjärrvärmeproduktion där de rörliga kostnaderna är mycket låga, eller till och med negativa. De två tydligaste exemplen på det är kraftvärmeproduktion med avfall eller biomassa som primärenergi, se kapitel 8.



## 3 Allokering av utsläpp från spillvärme

### 3.1 Syftet med olika former av utsläppskalkylering

För vissa aktiviteter som rör energianvändning har olika allokeringsprinciper skapats för att kunna kvantifiera vad en viss aktivitet bedöms ge upphov till för utsläpp av exempelvis växthusgaser. Skattningen av de utsläpp av växthusgasen koldioxid som en aktivitet ger upphov till kallas också utsläppskalkylering, på engelska emissions accounting. För aktiviteter som rör användningen eller produktionen av nätbunden elektricitet finns ett flertal metoder föreslagna och diskuterade<sup>23,24,25</sup>. Det centrala för olika metoder för utsläppskalkylering är att besvara frågan vad skillnaden i utsläpp blir om en aktivitet, exempelvis en energieffektiviseringsåtgärd eller ökad produktion av elektricitet, genomförs eller ej.

Det finns ett antal sammanhang där utsläppskalkylering kan vara ett viktigt verktyg och det kanske viktigaste är att ge beslutsfattare och andra hjälp med att förutse vad olika beslut som exempelvis främjandet av en viss teknik eller annat kan antas ge för effekter på utsläppen av koldioxid i ett land eller globalt. Ett sammanhang där utsläppskalkylering spelar en helt avgörande roll är för uppskattningen av vad de utsläppsreduktioner som projekt inom Kyotoprotokollets flexibla mekanismer, mekanismen för ren utveckling (Clean Development Mechanism, CDM) och mekanismen för gemensamt genomförande (Joint Implementation, JI), ger upphov till. Andra tillämpningsområden är vid så kallad livscykelanalys, där olika produkters totala miljöbelastning under hela deras livslängd skattas.

Utsläppskalkylering i samband med förändringar som rör nätbunden elektricitet går ut på att skatta vad som händer med utsläpp från produktionskapacitet i olika delar av nätet när elektricitet tas från eller tillförs nätet i förhållande till om ingenting görs. För elektricitet är det en mycket komplex uppgift att bedöma vad som egentligen händer och det gäller både på kort och lång sikt. För produktion av fjärrvärme är uppgiften på ett sätt enklare då det oftast bara finns en eller ett fåtal produktionsanläggningar att ta hänsyn till. Ett så enkelt exempel som byte av en oljepanna till spillvärmeleveranser från industri kan belysa vissa av svårigheterna med att göra en korrekt bedömning av hur de totala utsläppen påverkas. Ytligt

---

<sup>23</sup> Grönkvist, S. and Sjödin, S.: 2003. Models for assessing net CO<sub>2</sub> emissions applied on district heating technologies. *Int. J. Energy Research*, Vol. 27 (6), 601-613.

<sup>24</sup> Sjödin, J. and Grönkvist, S.: 2004. Emissions accounting for use and supply of electricity in the Nordic market. *Energy Policy*, Vol. 32 (13), 1555-1564.

<sup>25</sup> Grönkvist S.: 2005. All CO<sub>2</sub> molecules are equal, but some CO<sub>2</sub> molecules are more equal than others. Doctoral Thesis, KTH - Royal Institute of Technology, Stockholm, Sweden. ISBN 91-7178-163-3.

betraktat kan det verka som att vi här har reducerat utsläppen av växthusgaser med den mängd som släpptes ut av oljepannan före bytet. Här följer emellertid exempel på ett antal frågor som måste besvaras innan en korrekt bedömning av nettoeffekten av förändringen kan utföras.

- Vad skulle de pengar som investerats i spillvärmeprojektet ha använts till om de inte hade använts för just detta?
- Kan någon annan teknik för fjärrvärmeproduktion blivit så attraktiv i förhållande till oljepannan att fjärrvärmebolaget hade valt att investera i den tekniken om inte spillvärmeprojektet kommit i vägen?
- I förhållande till dessa två frågor: ska spillvärmealternativet jämföras med oljepannan eller med det alternativ som annars hade valts?
- Har den olja som inte används när spillvärmeprojektet har genomförts någon effekt på det omgivande energisystemet?
- Påverkar investeringen i spillvärmeprojektet och spillvärmeleveranserna som sådana andra tänkbara investeringar i industrin?
- Vad ger projektets effekter på den omgivande ekonomin för nettoeffekter på utsläppen av växthusgaser?

Det här är bara exempel på frågor som måste besvaras för att ge en korrekt skattning av nettoeffekten på utsläppen och listan av frågor inkluderar exempelvis inte alls sådant som har med livscykelanalys av materialen för de olika alternativen att göra. Frågan om en definition av industriell spillvärme blir också förknippad med frågan om allokering av spillvärme. Idealt ska därför inget förändras på produktionssidan då spillvärme levereras. Som framgår av avsnitt 2.4 finns det inte något enkelt sätt att definiera vad som är spillvärme. Eftersom det uppstår problem med att säga vad som är spillvärme enligt båda de redovisade definitionerna, blir det också svårt att hävda att utnyttjandet av spillvärme för fjärrvärmeproduktion inte genererar några utsläpp. Frågan om allokering av utsläpp från spillvärme blir därför bland annat en fråga om vilka primärenergilag som används i den industriella processen från vilken spillvärme levereras. Trots detta handlar troligtvis frågan om allokering av utsläpp i samband med utnyttjandet av industriell spillvärme för fjärrvärmeproduktion mest om att bedöma vad de alternativa produktionssätten för fjärrvärme ger upphov till för utsläpp.

### 3.2 Argument för allokering av utsläpp från industriell spillvärme

Tänkbara argument för att hitta metoder för att allokera utsläpp från spillvärme kan vara:

- att gynna eller missgynna spillvärmeleveranser från olika former av industriell produktion med olika typer av energianvändning genom att någon typ av ekonomiskt styrmedel kan riktas via allokeringen.
- att ge avdragsmöjligheter eller bidrag för spillvärmeleveranser då ett spillvärmesamarbete inleds som en följd av något som kan liknas vid ett PFE-system för spillvärme.
- att kunna användas för att skatta miljöbelastningen i förhållande till andra alternativ för uppvärmning eller fjärrvärmeproduktion.

Att använda ett styrmedel för att specifikt gynna eller missgynna spillvärmeutnyttjande från olika typer av industrier med olika energianvändning är troligtvis inte önskvärt, eftersom samtliga typer av spillvärmesamarbeten bör vara önskvärda om målsättningen är att minska användningen av primärenergi eller att uppfylla nationella klimatåtaganden. Ett undantag kan vara att spillvärmesamarbeten kan göra det svårare att uppfylla mål som rör andelen förnyelsebar energi, eftersom spillvärmesamarbeten kan minska underlaget för kraftvärmeproduktion.

Argumentet att man genom någon form av allokering av utsläpp skulle kunna hitta avdrags- eller bidragsmöjligheter då ett spillvärmesamarbete inleds är möjligen gångbart. Styrmekanismen kommer då att likna den som används vid program för energieffektivisering (PFE), se avsnitt 7.5, där en reduktion av elskatten är styrmedlets lockbete. Frågan är då varför man ska skilja mellan olika typer av spillvärmesamarbeten, vilket av tidigare redovisade skäl även kommer att bli en diffus analys.

En annan form av allokering som inte baseras på spillvärmekällans utsläpp skulle kunna vara att allokera indirekta utsläpp för den energi som åtgår för att höja temperaturen på sekundär spillvärme. Genom att belasta värmepumpsenergin med en avgift eller skatt som baseras på indirekta utsläpp, skulle det bli en tydligare åtskillnad mellan primär och sekundär spillvärme om så är önskvärt. Ett annat alternativ är att bidrag ges i förhållande till spillvärmeleveranserna storlek, men att ett avdrag görs för den energi som används för temperaturhöjande åtgärder i värmepumpen.

För den här studien om styrmedel för olika former av spillvärmeutnyttjande är argumentet att på något sätt kunna bedöma miljöbelastningen från fjärrvärmeproduktion av olika former av spillvärme i förhållande till andra alternativ inte av särskilt stort intresse. Anledningen till det är den stora osäkerheten i sådana bedömningar som bland annat redovisats i avsnitt 3.1.

### 3.3 Argument för att inte allokera utsläpp från industriell spillvärme

Samtliga former av spillvärmesamarbeten är sannolikt gynnsamma för att reducera de nationella och globala utsläppen av koldioxid. Undantag kan vara då någon typ av miljöförstörande industri bygger en stor del av sin ekonomi kring leveranser av spillvärme för produktion av fjärrvärme eller då något inte bör kvalificera sig som ett spillvärmeprojekt. I det senare faller bör emellertid skatteverket upptäcka att det inte handlar om rena spillvärmeleveranser. Hur gynnsamma spillvärmesamarbetena är beror huvudsakligen på andra omständigheter än av typen av energianvändning på den industri från vilken spillvärmerna levereras. Att gradera spillvärmesamarbetena utifrån en allokering av utsläpp från industrin, varifrån spillvärmerna kommer, är inte rimligt. Att gradera spillvärmesamarbetena från andra yttre omständigheter, som exempelvis alternativ teknik som används för fjärrvärmeproduktionen, är ogörligt, se avsnitt 3.1.

Osäkerheten i olika former av utsläppskalkylering, vilket också inkluderas någon form av allokering av utsläpp från spillvärme är oftast stor, eftersom skenbart rimliga metoder kan ge extremt olika resultat<sup>26</sup>. Att använda utsläppskalkylering som ett underlag för beslutsfattande bör därför göras med stor försiktighet<sup>27</sup>.

Inom den nationella rapporteringen för FN:s klimatkonvention och motsvarande utsläppsberäkningar för dess Kyotoprotokoll (på engelska: National Reporting och Kyoto Accounting) är huvudprincipen att man inte skattar vad exempelvis användandet av elektricitet ger upphov till för utsläpp<sup>28</sup>. Samma sak gäller det europeiska handelssystemet för utsläppsrätter, EUETS, och det finns flera skäl till varför det är ett rimligt förhållningssätt. Ett skäl är att det går att göra bra mätningar och bokföring av de faktiska utsläppen där de sker. Ett annat är att man slipper risken för dubbelbokföringar om man inte gör någon utsläppskalkylering för exempelvis användandet av elektricitet. Ett tredje skäl är att det inte finns någon bra metod att skatta vad effekten av ett användande av en viss mängd av exempelvis elektricitet faktiskt ger upphov till för effekter på produktionssidan. Ett tydligt undantag från principen att inte utnyttja utsläppskalkylering görs samband med de tidigare nämnda skattningarna för projekt som genomförs inom Kyotoprotokollets flexibla mekanismer, mekanismen för ren utveckling (CDM) och mekanismen för gemensamt genomförande (JI). I stort sett samma argument som kan användas för varför det är olämpligt med utsläppskalkylering som huvudprincip för bindande internationella klimatåtaganden kan också användas

---

<sup>26</sup> Grönkvist, S. and Sjödin, S.: 2003. Models for assessing net CO<sub>2</sub> emissions applied on district heating technologies. *Int. J. Energy Research*, Vol. 27 (6), 601-613.

<sup>27</sup> Grönkvist S.: 2005. All CO<sub>2</sub> molecules are equal, but some CO<sub>2</sub> molecules are more equal than others. Doctoral Thesis, KTH - Royal Institute of Technology, Stockholm, Sweden. ISBN 91-7178-163-3.

<sup>28</sup> Undantaget är vid beräkningar i samband med skattningar av utsläppsreduktioner för projekt genomförda inom de flexibla mekanismerna mekanismen för ren utveckling (CDM) och mekanismen för gemensamt genomförande (JI).

för att hävda att allokering av utsläpp i samband med utnyttjandet av industriell spillvärme för fjärrvärmeproduktion inte är ett rimligt tillvägagångssätt.



## 4 Möjligheter till olika bedömning av primär respektive sekundär spillvärme med avseende på hur stöd kan fördelas

I avsnitt 3.2 presenterades ett par sätt att göra tydligare åtskillnad mellan primär och sekundär spillvärme, det vill säga spillvärme som kan utnyttjas direkt i fjärrvärmesystemet (primär) eller spillvärme vars temperatur behöver höjas genom värmepumpning för att kunna utnyttjas i fjärrvärmesystemet (sekundär). Insatsenergin i värmepumparna är vanligen mekanisk, som i kompressionsvärmepumpar (även kallade mekaniska värmepumpar), men den kan även vara termisk, som i absorptionsvärmepumpar.

Värmepumpar har använts för att producera fjärrvärme under flera decennier i Sverige och används fortfarande i relativt stor utsträckning, se tabell 2. Vanliga värmekällor för fjärrvärmesystemens värmepumpar är kommunalt avloppsvatten, industriella spillvärmekällor och, åtminstone tidigare, havs- eller sjövattnen. En värmepump har bättre värmefaktor (coefficient of performance, COP) när temperaturhöjningen är mindre, vilket betyder att insatsenergin per producerad energimängd fjärrvärme blir mindre. Eftersom industriell spillvärme, även om det är sekundärt, oftast har en högre temperatur än kommunalt avloppsvatten och liknande, behövs mindre insatsenergi för att leverera lika stora mängder fjärrvärme. För fjärrvärmebolagets är emellertid risken att värmen från exempelvis avloppsvatten ska utebli självklart mycket låg och värmekällan kan oftast utnyttjas utan någon kostnad. Att avloppsvattnet dessutom ofta har samma ägare som fjärrvärmebolaget, det vill säga kommunen, gör att avloppsvattnen ändå kan ses som fördelaktigare som värmekälla för fjärrvärmeproduktion via värmepumpning.

Ett argument för att göra åtskillnad mellan primär och sekundär spillvärme när det gäller hur stöd kan fördelas är att den insatsenergi som behövs av någon anledning inte ska gynnas som en del i en klimatstrategi eller liknande. Sekundär spillvärme är emellertid redan missgynnad i förhållande till primär spillvärme genom att den rörliga kostnaden för insatsenergin tillkommer. Att utnyttja sekundär spillvärme gör även att investeringskostnaden för värmepumpen blir högre, vilket också missgynnar utnyttjandet av sekundär spillvärme i förhållande till primär. Om ett stöd är utformat på så sätt att bidragets storlek beror på värmeleveransernas storlek är det naturligtvis rimligt att bara ge bidrag för själva spillvärmeleveranserna och inte för fjärrvärmeproduktionen, varvid utnyttjandet av sekundär spillvärme i viss mån skulle bli missgynnad. Det finns ett mindre uppenbart argument för att inte missgynna utnyttjandet av sekundär spillvärme i förhållande till primär och det är att utnyttjandet av sekundär spillvärme inte

konkurrerar med intern energieffektivisering i industrin på samma sätt som kan bli fallet vid utnyttjandet av primär spillvärme, se avsnitt 2.4. Om inkomsten från spillvärmeleveranser minskar eller uteblir som en följd av en intern energieffektivisering, påverkar det investeringskalkylen negativt för energieffektiviseringen. Den här konflikten kan också uppkomma vid utnyttjandet av sekundär industriell spillvärme men den blir betydligt mindre påtaglig eftersom värmepumpen troligtvis kan ställas om för en lägre spillvärmemetemperatur. Industrins specifika inkomst för leveranser av sekundär spillvärme är förmodligen också lägre än då primär spillvärme kan levereras, vilket också gör konflikten mindre påtaglig. Om spillvärmeleveranser ska ges någon form av stöd vid investeringen eller vid drift, är det därför av flera skäl rimligt att ge likartat stöd för utnyttjandet av både primär och sekundär spillvärme. En åtskillnad skulle istället kunna vara utnyttjandet av industriell spillvärme till förmån för värme från avloppsvatten och liknande. Ett argument för det är att det förra alternativet antagligen kräver mindre insatsenergi medan det senare alternativet kanske väljs av ovan redovisade skäl.



## 5 Industriföreträdares syn på lyckade eller mindre lyckade spillvärmeprojekt

I det här kapitlet görs en översikt av litteratur som finns om industriföreträdares syn på spillvärmeprojekt. Vilka faktorer som är av betydelse för framgångsrika spillvärmesamarbeten har studerats i olika sammanhang under de senaste åren. Rapporten ”Spillvärme från industri till fjärrvärmenät - Sammanfattning av intervjuer på 5 orter”<sup>29</sup> särskiljer inte industriföreträdare och fjärrvärmeföretag från varandra, men framhåller följande faktorer som viktiga för ett framgångsrikt spillvärmesamarbete:

- Ta fram faktaunderlag i form av energikartläggningar för ett effektivt informationsutbyte och meningsfulla diskussioner.
- Tillåt båda parter att tjäna pengar.
- Utforma stabila spillvärmeavtal.
- Involvera erfarna personer inom verket.
- Utbilda driftspersonalen.
- Var öppen och lita på varandra.
- Fokusera på de totala vinster som uppstår som en följd av spillvärmesamarbetet.
- Energivinster bör i det gemensamma underlaget uttryckas i kW, kWh etc. Parterna kan värdera en kWh värme helt olika, beroende på hur den egna aktuella energisituationen ser ut.

I en förstudie från 2005 identifierar Profu<sup>30</sup> tre huvudskäl till varför spillvärme inte utnyttjas för fjärrvärmeproduktion:

- Värmeunderlaget räcker inte till för att ta emot spillvärmes (särskilt problematiskt under sommarhalvåret). Orsaken kan vara konflikt med annan baslastproduktion med låga rörliga kostnader, t.ex. avfallsförbränning.
- Investeringskostnaderna för att nyttiggöra spillvärmes är för höga.
- Oenighet kring den ekonomiska ersättningen för spillvärmeleveransen (värderingsprincip och prisnivå).

---

<sup>29</sup> ”Spillvärme från industri till fjärrvärmenät - Sammanfattning av intervjuer på 5 orter”, Svensk Fjärrvärme, Jernkontoret och EnerGia, 2004.

<sup>30</sup> ”Förstudie om orsaker till att spillvärme från industrin inte utnyttjas för fjärrvärmeproduktion”, Profu, bilaga 3 i SOU 2005:33, Fjärrvärme och kraftvärme i framtiden, Betänkande från Fjärrvärmeutredningen.

I förstudien intervjuas företrädare för industri respektive fjärrvärmeföretag på tre orter i Sverige med en delvis outnyttjad spillvärmepotential. Fyra industriföretag omfattas. I avsnitten som följer nedan presenteras en översikt över industriföreträdares synpunkter på ett antal betydelsefulla områden när det gäller spillvärmesamarbete.

## 5.1 Spillvärmeavtalet

Processen fram till ett lyckat spillvärmesamarbete mellan industri och fjärrvärmebolag kan ta lång tid och inbegripa diskussioner kring många mer eller mindre komplicerade aspekter på det planerade samarbetet. Det är inte ovanligt att 5 – 10 år går från idé till avtal. Det kritiska är att nå fram till ett avtal som båda parter känner sig nöjda med<sup>31</sup>.

- Parterna behöver enas om två viktiga frågor för att ett avtal ska komma till stånd:
- Hur ska investeringen fördelas mellan industrin och fjärrvärmebolaget?
- Hur ska spillvärmens värderas?

En vanligt förekommande typ av avtal är vinstdelning, där båda parter bidrar med en del av investeringskostnaden och får del av vinsten i proportion till sin investering. Det förekommer också att värmebolaget står för hela investeringen mot att hela avkastningen från spillvärmeutnyttjandet går till värmebolaget tills investeringen är återbetald<sup>32</sup>.

## 5.2 Vem tar investeringen?

Ett investeringsbeslut innebär en avvägning mellan risk och återbetalningstid. Utifrån perspektivet att mottagaren av spillvärmens, d.v.s. fjärrvärmesystemet med dess värmekunder, står för ett relativt förutsägbart behov över tid, så är risken relativt låg i projektet för industrin som ska leverera spillvärmens. Att industrin ska finnas kvar på orten är avhängigt marknaden som industrin verkar på och är en större osäkerhetsfaktor. Å andra sidan är kraven på korta återbetalningstider högre i industrin än i energisektorn, särskilt när det gäller energiinvesteringar som för industrin är en biverksamhet. Projekt för att ta tillvara spillvärme från industrin är normalt relativt investeringstunga med lång återbetalningstid. Det kan därför trots låg risk vara svårt att motivera dessa projekt i industrin<sup>33</sup>.

---

<sup>31</sup> ”Spillvärme från industri till fjärrvärmennät - Sammanfattning av intervjuer på 5 orter”, Svensk Fjärrvärme, Jernkontoret och EnerGia, 2004.

<sup>32</sup> ”Driving forces and obstacles with regard to co-operation between municipal energy companies and process industries in Sweden”, Grönkvist och Sandberg, Energy Policy, Vol. 34 (13), 1508-1519, 2006.

<sup>33</sup> ”Fyra studier av energisamarbeten i Sverige”, Program Energisystem 2001.

Av en utredning från 2005 om värderingsprinciper<sup>34</sup> framgår att fjärrvärmeföretaget i nära hälften av spillvärmesamarbetena har investerat i utrustning inom industrin för att möjliggöra spillvärmeutnyttjandet. Hur stor andel av den totala investeringen inom industrin som fjärrvärmeförtaen stått för framgår dock ej av enkätsvaren.

När det gäller investeringar för själva spillvärmeutvinningen inom industrin, så ger de intervjuade industriföreträdarna i Profus förstudie<sup>35</sup> uttryck för olika syn på vilken part som bör stå för dessa:

- Fjärrvärmeföretaget bör göra investeringarna. Då behöver industriföretagets verkställande ledning inte gå till styrelsen för att begära medel till investeringen. Dessutom har industriförtaen genomgående större krav på kort payofftid för investeringar av den typ som spillvärmeutnyttjande representerar.
- Industriföretaget bör göra investeringarna. Man vill inte släppa in någon annan i sin industriella process. Eftersom fokus ligger på tillverkningsprocessen vill man ha full kontroll över denna.

### 5.3 Värdering av spillvärmén

Oenighet kring värderingsprinciper och prisnivå på spillvärmén kan, i linje med vad som tidigare sagts, vara en orsak till att spillvärmesamarbeten inte blir av. Profu fann i sin förstudie att ett problem i samband med industriell spillvärme är att det saknas en vedertagen värderingsprincip. ”Ett fjärrvärmeförtaen kan anse att man bör dela lika på nyttan med spillvärmén, medan ett industriförtaen menar att värderingen bör ligga strax under alternativkostnaden för fjärrvärmeförtaen.” I en senare studie har en kartläggning gjorts av de värderingsprinciper som förekommer i existerande spillvärmesamarbeten<sup>36</sup>. Den har visat att förutsättningarna skiljer sig mycket mellan olika avtal och att en generell värderingsmodell inte är att rekommendera. De lokala förutsättningarna måste styra värderingsprincipen.

Bland de nuvarande principerna för värdering av spillvärmén är de mest frekvent använda principerna:

- värdering ”i förhållande till kostnaden för den fjärrvärme som istället skulle ha producerats om spillvärmén inte utnyttjats”, 40%.

---

<sup>34</sup> ”Principer för värdering av spillvärme – kartläggning och diskussion”, Svensk Fjärrvärme och Profu, Rapport 2005:3.

<sup>35</sup> ”Förstudie om orsaker till att spillvärme från industrin inte utnyttjas för fjärrvärmeproduktion”, Profu, bilaga 3 i SOU 2005:33, Fjärrvärme och kraftvärme i framtiden, Betänkande från Fjärrvärmeutredningen.

<sup>36</sup> ”Principer för värdering av spillvärme – kartläggning och diskussion”, Svensk Fjärrvärme och Profu, Rapport 2005:3.

- utan uttalad princip för värderingen, 30%.
- värdering efter marginalkostnaden för produktionen, drygt 10%<sup>37</sup>.
- värdering i förhållande till fjärrvärmepriset, ca 6%.

I studien om värderingsprinciper har ett enkätutskick riktats enbart till fjärrvärmebolagen. Därför saknas industriparternas perspektiv i subjektiva frågor som exempelvis hur samarbetet eller olika prismodeller upplevs. Den modell som av fjärrvärmebolagen upplevs ge rimligast pris är den som sätter priset i förhållande till kostnaden för den fjärrvärme som skulle ha producerats om inte spillvärmens funnits, d.v.s. i förhållande till alternativkostnaden. Av fjärrvärmebolagens enkätsvar kan dock inga tydliga skillnader urskiljas mellan de olika värderingsprinciperna vad gäller hur väl samarbetena fungerar.

Ett argument som industrin kan få bemöta i förhandlingar är att spillvärmens värde noll om den inte används för fjärrvärmeproduktion. Enligt Profu finns det industriföretag som har övervägt att skapa lokal opinion för större spillvärmeutnyttjande som ett sätt att sätta ökad press på fjärrvärmeföretaget i förhandlingar om spillvärmeutnyttjande<sup>38</sup>.

## 5.4 Långsiktighet och flexibilitet/konkurrens

Ett avtal om spillvärmeutnyttjande måste räcka åtminstone lika länge som det tar för investeringen att betala sig. Eftersom återbetalningstiden i de här sammanhangen ofta är lång kräver spillvärmesamarbeten en viss långsiktighet från båda parter. Med tanke på att omvärldsförutsättningarna ofta förändras för såväl industri som värmebolag, så är långa avtal som begränsar företagets flexibilitet inte oproblematiska.

Genomgående i intervjuerna med företrädare för industrin nämns energi- och miljöskatter som en osäkerhetsfaktor<sup>39,40,41</sup>. Skattesystemet är ständigt föremål för utredningar och förändringar och det ger en osäkerhet om framtida villkor och ekonomi som kan försvåra diskussionerna om ett spillvärmeprojekt.

Även om värmeunderlaget i fjärrvärmenätet kan betraktas som relativt stabilt, kan förutsättningarna för spillvärmens plats i produktionsmixen förändras. En

<sup>37</sup> I huvudsak bör denna kostnad bero av kalkylräntan eftersom någon egentlig produktionskostnad inte ska föreligga om det är fråga om ren spillvärme, se avsnitt 2.4.

<sup>38</sup> "Förstudie om orsaker till att spillvärme från industrin inte utnyttjas för fjärrvärmeproduktion", Profu, bilaga 3 i SOU 2005:33, Fjärrvärme och kraftvärme i framtiden, Betänkande från Fjärrvärmeutredningen.

<sup>39</sup> "Spillvärme från industri till fjärrvärmenät - Sammanfattning av intervjuer på 5 orter", Svensk Fjärrvärme, Jernkontoret och EnerGia, 2004.

<sup>40</sup> "Konflikt eller konsensus kring gemensamma resurspooler – en studie av fjärrvärmesystemen i Göteborg och Sundsvall", Program Energisystem 2001.

<sup>41</sup> "Driving forces and obstacles with regard to co-operation between municipal energy companies and process industries in Sweden", Grönkvist och Sandberg, Energy Policy, Vol. 34 (13), 1508-1519, 2006.

förutsättning för att spillvärmesamarbetet ska vara en god affär för fjärrvärmebolaget även när det är etablerat, är att kostnaden för inköpt spillvärme är lägre än för de alternativ som finns för fjärrvärmebolaget. Två alternativ som idag kan konkurrera ut spillvärmesamarbetet är avfalls- och biokraftvärme, som i vissa fall till och med kan ha negativa rörliga kostnader.

Profu noterar att ”missnöjet med hur fjärrvärmeföretagen förhåller sig till mottagande av industriell spillvärme är större hos industrier som får minskat leveransutrymme/lägre spillvärmepris än bland företag som aldrig etablerat sig som spillvärmeleverantör”. En åsikt som framförts i intervjustudien (och som också är tämligen självklar) är att det kan vara lättare att nyttiggöra spillvärme genom nyetablering av fjärrvärme på en ort, än på orter där man ”tävlar” med existerande fjärrvärmeproduktion.

## **5.5 Betydelsen av personliga kontakter och kulturskillnader för samarbetet**

Ingen av de intervjuade industrirepresentanterna lyfter enligt Profu fram personliga motsättningar i kontakten med fjärrvärmeföretaget som någon orsak till att spillvärme inte utnyttjas i högre grad för fjärrvärmeproduktion<sup>42</sup>. Av de 29 fjärrvärmeföretag som svarat på en enkät i en annan studie uppger 94 % att samarbetet fungerar mycket bra eller bra<sup>43</sup>. Men de personliga relationerna är viktiga för att spillvärmesamarbeten ska fungera bra. Enligt en studie som utförts av EnerGia var många intervjupersoner eniga om att samarbetsklimatet var en av de viktiga faktorerna för framgångsrika spillvärmeprojekt: ”En fungerande personkemi mellan nyckelpersonerna hos båda parter är en förutsättning för ett lyckat spillvärmesamarbete”<sup>44</sup>. Det finns exempel på att personmässiga motsättningar åtminstone har varit en del av orsaken till att spillvärmeprojekt inte kommit till stånd<sup>45</sup>.

När det gäller samarbete mellan ett industriföretag och ett kommunalt ägt energibolag, finns det kulturskillnader som kan försvåra samarbetsprojektet. Industrin har möjlighet att ta snabbare beslut än vad som är möjligt för det kommunalägda energibolaget med politisk styrning, där man måste följa den demokratiska beslutandeprocessen i kommunen.

---

<sup>42</sup> ”Förstudie om orsaker till att spillvärme från industrin inte utnyttjas för fjärrvärmeproduktion”, Profu, bilaga 3 i SOU 2005:33, Fjärrvärme och kraftvärme i framtiden, Betänkande från Fjärrvärmeutredningen.

<sup>43</sup> ”Principer för värdering av spillvärme – kartläggning och diskussion”, Svensk Fjärrvärme och Profu, Rapport 2005:3.

<sup>44</sup> ”Spillvärme från industri till fjärrvärmesystem - Sammanfattning av intervjuer på 5 orter”, Svensk Fjärrvärme, Jernkontoret och EnerGia, 2004.

<sup>45</sup> ”Konflikt eller konsensus kring gemensamma resurspooler – en studie av fjärrvärmesystemen i Göteborg och Sundsvall”, Program Energisystem 2001.

Grönkvist och Sandberg<sup>46</sup> fann dock i sin studie att industrins attityd gentemot samarbete med ett kommunalt bolag varierade i hög grad bland de intervjuade företagen. I några fall stöder företagsledningen samarbetet och man drar nytta av spillvärmeprojektet som god reklam. I andra fall har spillvärmesamarbete inte uppmuntrats med hänvisning till att det faller utanför kärnverksamheten. Ett samarbetsprojekt accepteras endast om det kräver tillräckligt litet engagemang från industrin.

## 5.6 Öppenhet och förtroende

Bland intervjuade industrirepresentanter i Profus studie ansåg några att fjärrvärmeföretagen inte varit tillräckligt öppna och att det därför varit svårt att förstå deras argumentation kring värderingen av spillvärme<sup>47</sup>. I studien som utförts av EnerGia visar intervjuundersökningen på att förtroende mellan parterna är en betydelsefull faktor för ett lyckat samarbete. Det är viktigt under hela samarbetet, men kanske särskilt viktigt under planeringsprocessen. Att någon försöker eller misstänks försöka vinna dolda ekonomiska fördelar på motpartens bekostnad kan vara en orsak till att planerna går om intet. Det faktum att inga generella, allmängiltiga principer finns att luta sig mot när det gäller värderingen av spillvärmens underlättar naturligtvis inte situationen.

En annan faktor som lyfts fram är vikten av öppenhet gällande faktaunderlaget i planeringsarbetet<sup>48</sup>. Energikartläggningar som beskriver utrustningar och energiflöden inom relevanta delar av industrin och inom fjärrvärmesystemet måste finnas tillgängliga för ett effektivt informationsutbyte och meningsfulla diskussioner. Allt faktaunderlag ska vara tillgängligt för båda parter.

I det här sammanhanget kan nämnas att industrin kan ha vissa reservationer mot att lämna ut energitekniskt underlagsmaterial, om samarbetspartnern är ett energibolag med flera roller och intressen förutom fjärrvärme. Det kan handla om att energibolaget har intresse av att överta högspänningsnätet inom industrin, svara för produktion av tryckluft, sälja olika energitjänster m.m. På den punkten kan det vara en fördel, som underlättar öppenheten mellan parterna, om fjärrvärmeföretaget är ett renodlat kommunalägt värmebolag.

---

<sup>46</sup> ”Driving forces and obstacles with regard to co-operation between municipal energy companies and process industries in Sweden”, Grönkvist och Sandberg, Energy Policy, Vol. 34 (13), 1508-1519, 2006.

<sup>47</sup> ”Förstudie om orsaker till att spillvärme från industrin inte utnyttjas för fjärrvärmeproduktion”, Profu, bilaga 3 i SOU 2005:33, Fjärrvärme och kraftvärme i framtiden, Betänkande från Fjärrvärmeutredningen.

<sup>48</sup> ”Spillvärme från industri till fjärrvärmennät - Sammanfattning av intervjuer på 5 orter”, Svensk Fjärrvärme, Jernkontoret och EnerGia, 2004.

## 5.7 Fördelar utöver själva spillvärmern

Något som tydliggörs i studien som utförts av EnerGias är att ett spillvärme-samarbete bör fokusera på de totala vinster som samarbetet kan leda till, inte bara den egna ekonomiska vinsten. Det ger bättre förutsättningar för att lyckas. Grönkvist och Sandberg skriver att i majoriteten av de framgångsrika samarbetsprojekt som de studerat har det funnits en vilja hos drivande personer på båda sidor att göra en god sak för kommunen, vilket normalt inkluderar både den lokala industrin, invånarna och miljön<sup>49</sup>.

Av Profus förstudie om orsaker till att spillvärme inte utnyttjas framgår att både industriföreträdare och fjärrvärmeföretag ser fördelar utöver de rent ekonomiska med ett spillvärmeprojekt. Att tillvarata spillvärme handlar om resurshushållning och minskade utsläpp, och det ger goodwill för företagen. Man anger också att det faktum att man ansträngt sig för att nyttiggöra spillvärme kan underlätta i samband med miljöprovning av den industriella verksamheten, vilket är en potentiell fördel.

Det finns också andra faktorer utöver själva spillvärmeleveransen som kan bidra till att samarbetet upplevs som lyckat. Ett enkelt konkret exempel från en industrirepresentant är att spillvärmeprojektet innebar att rörbryggor måste byggas inom industriområdet. Dessa kunde även användas för andra rör, och löste ett därigenom gammalt problem.

## 5.8 Synpunkter på driftfasen

En kritisk fråga för industrin är att störningar i produktionsprocessen inte får riskeras. Nya komponenter såsom värmeväxlare eller avgaspannor kan behöva införas i industriprocessen för att kunna ta tillvara spillvärmern. En farhåga hos industrin är att dessa tillkommande komponenter kan ge en ökad risk för produktionsavbrott, t.ex. genom igensättning.

Synpunkter från industrirepresentanter tyder på att ett lyckat samarbete inbegriper engagerad produktionspersonal. Idén om spillvärmeutnyttjandet bör förankras hos produktionspersonalen från början och dessa bör involveras i processen. Driftutbildning är viktigt liksom ett gott samarbete mellan operatörer på fjärrvärmeverk respektive industri<sup>50</sup>.

I Profus förstudie efterfrågades i något fall en bättre ”driftdialog” mellan industri och fjärrvärmeföretaget, för att maximera nyttan med spillvärmeutnyttjandet, ”Det skulle kunna handla om att lämna information om kommande driftstörningar som

---

<sup>49</sup> ”Driving forces and obstacles with regard to co-operation between municipal energy companies and process industries in Sweden”, Grönkvist och Sandberg, Energy Policy, Vol. 34 (13), 1508-1519, 2006.

<sup>50</sup> ”Spillvärme från industri till fjärrvärmernät - Sammanfattning av intervjuer på 5 orter”, Svensk Fjärrvärme, Jernkontoret och EnerGia, 2004.

påverkar spillvärmeleveranserna och, i andra riktningen, information kring tillfällen då spillvärmerna är extra värdefulla, t.ex. på grund av revision av andra fjärrvärmeproduktionsanläggningar”.<sup>51</sup>

## **5.9 Orter med spillvärmepotential men där något samarbete inte har kommit till stånd eller där det funnits vissa svårigheter med samarbetet**

I bilaga 1 till 5 följer en genomgång av orter där potential för att använda spillvärme för produktion av fjärrvärme har identifierats. Gemensamt för dessa är att fjärrvärmesamarbetet antingen inte blivit av eller att det på något sätt har varit vissa svårigheter med spillvärmesamarbetet. Huvudsakligen har industriföreträdare intervjuats, men information har även inhämtats från företrädare för fjärrvärmeföretaget på respektive ort. Intervjuerna har ägt rum under januari 2008 och det rör sig om orter med både små och stora mängder spillvärme. Informationen som erhållits i samband med intervjuerna har använts i analysen av de olika metoderna för att främja spillvärmesamarbeten.

---

<sup>51</sup> ”Förstudie om orsaker till att spillvärme från industrin inte utnyttjas för fjärrvärmeproduktion”, Profu, bilaga 3 i SOU 2005:33, Fjärrvärme och kraftvärme i framtiden, Betänkande från Fjärrvärmeutredningen.



## 6 Översikt av potentialuppskattningar för utnyttjandet av industriell spillvärme i fjärrvärmenät

### 6.1 Översikt av potentialuppskattningar uppdelade efter årtionden

I den genomgång av litteratur om att utnyttja spillvärme för fjärrvärmeproduktion som följer nedan presenteras i många fall uppskattningar av hur stor potentialen för fjärrvärmeproduktion från industriell spillvärme kan tänkas vara. Genomgången börjar på 1970-talet eftersom det var då som Sveriges första spillvärmesamarbete startades i Helsingborg 1974 samt på grund av att flera relativt stora kartläggningar genomfördes under 1970-talets senare del.

#### 6.1.1 1970-talet

Konferens: Spillvärme till nytta – industri och samhälle i samverkan, Lidingö 1976. I kapitlet Vad är spillvärme – hur mycket finns det? gjorde Ulf Norhammar, ÅF, följande uppskattning:

Hösten 1975 finns spillvärmepotential, tillgänglig med välkänd teknik motsvarande minst 160 000 m<sup>3</sup> per år ( $\approx 1,68$  TWh/år). Med mer exklusiv teknik stiger mängden till 185 000 m<sup>3</sup> olja per år ( $\approx 1,94$  TWh/år).

Plan för NE-programmet fjärrspillvärme, Nämnden för energiproduktionsforskning 1977-06-15. I rapporten finns följande uppskattning för värmeleveranser i området 30–50°C:

Tabell 4: Uppskattning av tillgängliga värmeleveranser i rapporten *Plan för NE-programmet fjärrspillvärme*, Nämnden för energiproduktionsforskning 1977-06-15.

Massa och papper	5 – 6 TWh/år
Järn och stål	3 – 4 TWh/år
Övrig processindustri	0,5 – 1 TWh/år

Med hjälp av värmepumpar kunde man enligt rapporten erhålla ytterligare 4 TWh/år.

*Styrmedel för en framtida energihushållning*. Ds (Departementsserien, vår förklaring) I 1977:18, Bilagedel 3. På sidan 19:8 följande:

I SIND (Statens industriverk, vår förklaring) 1977:6 redovisas, att de mängder spillvärme inom industrin som är möjliga att utnyttja i fjärrvärmenät bör kunna

medföra oljebesparingar på ca 265 000 ton olja per år (det vill säga ungefär 3,0 TWh per år).

*Inventering av spillvärmertilgångar inom massa- och pappersindustrin.* Nämnden för energiproduktionsforskning (NE) och ÅF, 1978:

Resultat anges som totalt tillgängligt spillvärme över angivna temperaturer vintertid. Observera att kartläggningen gäller de då existerande 102 industri- enheterna inom massa- och pappersindustrin.

Tabell 5: Uppskattning av tillgänglig spillvärme enligt rapporten *Inventering av spillvärmertilgångar inom massa- och pappersindustrin.* Nämnden för energiproduktionsforskning (NE) och ÅF, 1978.

Temp, °C	65	50	40	30	0
Avlopp, MW	-	35	125	505	3890
Våtluft, MW	70	250	675	980	1560
Rökgas, MW	175	485	620	680	830

*Kartläggning av industrins spillvärme.* Nämnden för energiproduktionsforskning och Allmänna Ingenjörbyrå (AIB), 1978:

Summan av redovisade spillvärmertilgångar för hela landet uppgår till ungefär 13 TWh/år.

*Utnyttjande av fjärrspillvärme,* Rapport 124, Ingenjörsvetenskapsakademien (IVA). Sammanställning av föredrag hållna vid ett av Ingenjörsvetenskapsakademien anordnat symposium den 28 april 1978. På sidan 18 finns nedanstående sammanställning:

Tabell 6: Uppskattning av tillgängliga spillvärmemängder enligt rapporten *Utnyttjande av fjärrspillvärme,* Rapport 124, Ingenjörsvetenskapsakademien (IVA). Sammanställning av föredrag hållna vid ett av Ingenjörsvetenskapsakademien anordnat symposium den 28 april 1978.

	Spillvärme, TWh/år
Kärnkraft	30 – 50
Konventionell värmekraft	2 – 5
Industri, inkl. existerande värmeåtergivning	20 – 30
Byggnader	5 – 20
Omgivningen via värmepump	1 – 2

Samtliga dessa kartläggningar från 1970-talet är naturligtvis idag att betrakta som gamla, men eftersom de var kartläggningar från ett utgångsläge då man i princip inte hade något utnyttjande av spillvärme är de relativt grundliga i sin analys. Kartläggningarna har dessutom oftast gjorts för olika temperaturintervall vilket är ovanligt i senare studier. Här har man alltså gjort en tydlig uppdelning efter primär och sekundär spillvärme.

### 6.1.2 1980-talet

*Från spillvärme till fjärrvärme*, Linköpings tekniska högskola (LiTH), Licentiatavhandling av Hans Wehlander, 1983:

Tabell 7: Redovisning av tillgängliga spillvärmemängder i Hans Wehlanders licentiatavhandling *Från spillvärme till fjärrvärme*, Linköpings tekniska högskola (LiTH), 1983.

Värden från två utredningar från 1975-76:	TWh/år
AIB för industrin exkl. massa och papper	6,9
ÅF för massa och papper	10,3
Summa	17,2

Dessutom har man uppskattat ej utnyttjad restenergi i Domnarfvets Järnverk till 411,5 GWh/år i en prognos för 1987. Det är något diffust hur Wehlanders redovisning av uppgifter från de två utredningarna från AIB respektive ÅF går ihop med den skattning som finns i rapporterna.

### 6.1.3 1990-talet

*Ökat värmeunderlag och elproduktionspotential genom samarbete mellan kommuner och industrier*. Värmeforsk / ÅF-Energikonsult, Sören Johansson och Hans Åkesson, december 1993. Här nämns flera diskuterade, då ej genomförda, spillvärmesamarbeten:

Tabell 8: Uppskattning av tillgängliga spillvärmemängder enligt rapporten *Ökat värmeunderlag och elproduktionspotential genom samarbete mellan kommuner och industrier*. Värmeforsk / ÅF-Energikonsult, Sören Johansson och Hans Åkesson, december 1993.

Projekt	GWh/år	MW
Norrköping – MoDo (Skärblacka)	730	100
Surahammar – Alfax	24	3
Bålsta – Gyproc	20	3
Skövde – Cementa	9	2
Bollnäs – Milko	8	
Surahammar – Bruket	5	

Skövde – Cementa kan öka från knappt 2 MW till 4 MW med investeringar. Med högre värmepumpskapacitet kan Umeå – Obbola öka från befintliga 20 MW till 55 MW. För Älvkarleby – Stora Cell fanns en option att gå upp från 6,5 MW till 10 MW.

*Ökat industriellt mottryck och spillvärmeutnyttjande för CO<sub>2</sub>-reduktion – en känslighetsanalys relativt referensscenariet i Klimatrapporten – etapp I*. Statens Energimyndighet, ÅF-Energikonsult Stockholm AB, 1999:

Totalt bedöms det finnas en utbyggnadspotential på ca 0,3 TWh/år spillvärme med möjligheter till avsättning i fjärrvärmenäten. Förutom att den totala utbyggnadspotentialen bedöms som anmärkningsvärt låg kan man även konstatera

att så pass stora potentiella spillvärmeleverantörer som Scanraff (nuvarande Preenraff) i Lysekil och Skärblacka bruk i Norrköping inte finns omnämnda i rapportens uppräkningslista.

Vid en jämförelse med flera potentialbedömningar från 1970-talet är 1980- och 1990-talets kartläggningar klart mindre omfattande.

#### 6.1.4 2000-talet

De potentialuppskattningar som gjorts under 2000-talet får ses som aktuella även för att bedöma de framtida potentialerna. En stor del av den potential som under tidigare decennier uppskattats för utnyttjande av industriell spillvärme för fjärrvärmeproduktion är idag utnyttjad men många faktorer har också förändrats sedan 1970-talets relativt omfattande kartläggningar. Antalet industrier inom basindustrin har reducerats, men den totala slutliga energianvändningen inom industrisektorn var i stort sett densamma 1970, 154,2 TWh, som 2005, 155,6 TWh<sup>52</sup>. Mellan dessa år har emellertid ett för år 1990 normaliserat produktionsindex, d.v.s. produktionsindex för 1990 = 100, ökat från 73 till 207, d.v.s. en ökning med 184 %.

Ökningen av produktionsindex visar att den svenska industrin har blivit bättre på energieffektivitet om måttet är baserat på produktionsvärde. Förutsatt att även produktionsvolymen har ökat mellan dessa år har även energieffektiviteten ökat med avseende på produktionsvolym. Enligt resonemanget om processintegration i avsnitt 2.4 är en trolig följd av energieffektiviseringen att temperaturen på spillvärmerna generellt sett blivit lägre. Många fjärrvärmeföretag har emellertid arbetat med att sänka returtemperaturerna under många år och det är därför svårt att säga något om huruvida utvecklingen har påverkat möjligheten att tillvarata industriell spillvärme för fjärrvärmeproduktion. Det kan även finnas steg i utvecklingen som inte påverkar den industriella spillvärmerna nedåt i temperatur. Ett sådant exempel är att inköpet av en ny pappersmaskin på AssiDomän Carton AB i Frövifors 1997 gjorde att man helt plötsligt hade en spillvärme med en temperatur av 72°C istället för 50°C. Temperaturhöjningen var en viktig komponent för att spillvärmesamarbetet mellan bruket och Linde Energi i Lindesberg blev av<sup>53</sup>. Några säkra slutsatser om huruvida vi har mer eller mindre spillvärme att tillgå nu i förhållande till 1970-talet och vid vilka temperaturer spillvärmerna finns går därför inte att göra utan vidare.

*Industriell spillvärme – processer och potentialer*, Svenska Fjärrvärmeföreningen tillsammans med ÅF-Energikonsult AB, 2002:

Studien är en relativt omfattande utredning av möjligheten att utnyttja industriell spillvärme för fjärrvärmeproduktion i Sverige. I studien har en teoretisk potential för spillvärmeutnyttjande räknats fram med hjälp av från Statistiska centralbyrån inhämtade branschspecifika uppgifter över spillvärmeleveranser och insatt bränsle

<sup>52</sup> Energiläget i siffror 2006, Statens energimyndighet, ET 2006:44

<sup>53</sup> "Fyra studier av energisamarbeten i Sverige", Program Energisystem 2001

i industrin. I huvudsak bygger beräkningen på antagandet att samtliga företag inom en och samma branschgrupp skulle ha likvärdiga förutsättningar att leverera spillvärme men beräkningarna har även justerats med hjälp av kompletterande information. Den på detta sätt framräknade potentialen för utnyttjandet av spillvärme i svenska fjärrvärmenät blir då 9,5 TWh/år vilket även inkluderar de 4,7 TWh/år som levererades vid tillfället. Den potentiella möjligheten till ökning av utnyttjandet av industriell spillvärme för fjärrvärmeproduktion bedömdes därför till i storleksordningen 4,8 TWh per år.

*Svenska Värmenät - Potential för utökad värmeunderlag för kraftvärme och spillvärme genom sammanbyggnad av fjärrvärmenät*, Svenska Fjärrvärmeföreningen tillsammans med ÅF-Energikonsult, 2003:

Studien redovisar olika möjligheter att koppla samman svenska fjärrvärmenät för att effektivare kunna utnyttja exempelvis kraftvärme och industriell spillvärme. Den redovisar dock inget om potentialer för utnyttjandet av industriell spillvärme.

*Möjligheter och potential för högtemperaturvärmepumpar i kommunala och industriella energisystem – etapp 1*. Chalmers tekniska högskola, 2002 – 2003. Information tagen från den sammanfattande projektbeskrivningen:

I resultaten från förstudien redovisas att 10 av Sveriges ungefär 60 spillvärmesamarbeten mellan industrier och fjärrvärmeföretag utnyttjar värmepumpar för att uppgradera värmen. I energitermer redovisas detta som att ca 1 TWh/år av de 4,5 TWh/år spillvärme som levereras från svenska industrier till fjärrvärmenät är värme som uppgraderats via värmepumpar. I förstudien har man också uppskattat att ”potentialen för utökad användning av värmepumpar drivna på industriell spillvärme, med avsättning av värmen i ett fjärrvärmenät, är ca 1 TWh/år, d.v.s. en fördubbling av dagens leverans”.

*Goda möjligheter med spillvärme – en utvärdering av LIP-finansierade spillvärmeprojekt*. Naturvårdsverket (rapporten är utarbetad av ÅF Energi och Miljö), rapport nr 5373, 2004:

I studien redovisas att ca 10 % av de 3,7 TWh spillvärme som levererades från svenska industrier till fjärrvärmenät år 2003 kommer från LIP-projekt (lokala investeringsprogram) och att ungefär hälften av dessa är vidareutvecklingar av befintliga spillvärmesamarbeten medan den andra hälften är nya spillvärmeåtgärder. Man redovisar att i de existerande installationer för spillvärmeleveranser som gjorts finns en potential på ytterligare ca 50 GWh/år om bara värmeunderlaget ökades genom utbyggnader av fjärrvärmenäten. Man redovisar också att den totala ”teoretiska” potentialen för spillvärmeutnyttjande i de svenska spillvärmenäten är 9,5 TWh/år, vilket är ett värde från studien *Industriell spillvärme – processer och potentialer*, Svenska Fjärrvärmeföreningen tillsammans med ÅF-Energikonsult AB, 2002, som redovisats ovan.

*Fjärrvärme och kraftvärme i framtiden. Betänkande från Fjärrvärmeutredningen, Statens offentliga utredningar, SOU 2005:33:*

I utredningen hänvisas till två olika källor för skattningar av potentialer för utnyttjande av spillvärme för fjärrvärmeproduktion. Den ena källan är *Industriell spillvärme – processer och potentialer*, Svenska Fjärrvärmeföreningen tillsammans med ÅF-Energikonsult AB, 2002, se ovan. Däremot redovisas inte 9,5 TWh per år utan ett värde anges till ca 10 TWh per år. Den andra källan som man hänvisar till är bilaga 2 i utredningen: *Tekniska förutsättningar för tredjepartstillträdd till fjärrvärmenäten – En rapport av ÅF Energi & Miljö*, där följande står: ”En försiktig men optimistisk bedömning av tillkommande spillvärmepotential kan vara 3-4 TWh/år om dagens industristruktur består.”. Den uppskattningen baseras också huvudsakligen på den tidigare teoretiska bedömningen av 9,5 TWh per år. Både källorna har dessutom sitt ursprung ifrån samma utredningsgrupp på ÅF.

*KTH-forskare vill frakta spillvärme med godståg. Ny Teknik, publicerad 2007-05-23:*

Det pågår studier om att lagra spillvärme från stålverket i Oxelösunds i zeolit-fyllda containrar som skulle kunna fraktas på lastbil eller tåg eftersom stålverket ligger långt bort från något större fjärrvärmenät. Stålverket har idag 2,5 TWh/år spillvärme, se kommentarer om detta i bilaga 3.

*Stålverkets överskottsvärme ska ta tåget till storstäderna. Ny Teknik, publicerad 2007-10-16:*

”Från Oxelösunds stålverk kan man ta vara på motsvarande 2 TWh spillvärme per år men bara fem procent, 100 GWh/år, används idag i stålverket och som fjärrvärme i Oxelösunds samhälle kommentarer om detta i bilaga 3. Hela den svenska industrin släpper ut mer än 100 TWh/år spillvärme som man nu försöker ta vara på genom att frakta den till städer och tätorter där den kan användas som värme eller som kyla.”

Båda de ovanstående artiklarna är publicerade i Ny Teknik och ska läsas med det i åtanke.

*Åtgärds möjligheter i Sverige – en sektorsvis genomgång. Delrapport 3. Energimyndigheten och Naturvårdsverket för kontrollstation 2008:*

Följande citat finns i utredningen: ”Uppskattningar från Svensk fjärrvärme och Fjärrvärmeutredningen indikerar att ytterligare 3 – 5 TWh/år spillvärme skulle vara möjlig.” Det finns inte någon direkt referens till detta men det troliga är att det är *Fjärrvärmeutredningens slutbetänkande* samt studien *Industriell spillvärme – processer och potentialer* från Svenska Fjärrvärmeföreningen och ÅF

Energikonsult AB som åsyftas. Om så är fallet har båda uppskattningarna sitt ursprung i den senare studien, se ovan.

*Tillgång på förnybar energi - En rapport om energi och miljömål.* Underlagsrapport till ET2007:21 Energi som miljömål. Statens energimyndighet, ER 2007 20:

Här hänvisas till tre olika källor, varav källa ett och tre är *Industriell spillvärme – processer och potentialer*, Svenska Fjärrvärmeföreningen tillsammans med ÅF-Energikonsult AB, 2002, samt *Fjärrvärme och kraftvärme i framtiden*. Betänkande från Fjärrvärmeutredningen, Statens offentliga utredningar, SOU 2005:33, se tabell 9. I rapporten konstateras även att ”ÅF-Energikonsult har varit inblandade i framtagningen av samtliga tre refererade potentialberäkningar”. Den senare har sitt ursprung i den första, se ovan. Referens två är däremot studien *Ökat industriellt mottryck och spillvärmeutnyttjande för CO<sub>2</sub>-reduktion – en känslighetsanalys relativt referensscenariet i Klimatrapporten – etapp I*. Statens Energimyndighet, ÅF-Energikonsult Stockholm AB, 1999. Utredningens kommentar om referens två är emellertid att studien är något äldre och redan nästan överträffad av verkligheten.

Sammanfattningsvis har alltså i stort sett samtliga skattningar av spillvärmepotentialer från 2000-talet sin grund i studien *Industriell spillvärme – processer och potentialer*, Svenska Fjärrvärmeföreningen tillsammans med ÅF-Energikonsult AB, 2002.

Tabell 9: Redovisade spillvärmepotentialer enligt olika studier från Energimyndighetens rapport *Tillgång på förnybar energi - En rapport om energi och miljömål*. ER 2007 20.

Källa	Potential [TWh]	År som avses	Typ av potential	Viktiga antaganden	Bakomliggande källor	Övriga kommentarer
Svensk Fjärrvärme (2005)	9,5	Ej angivet	Teoretisk potential	Dagens samarbeten utgör mall för hela industri-branscher		Mest utnyttjade källa. Förefaller vara den bäst underbyggda bedömning.
ÅF-Energikonsult (1999) (på uppdrag av Energi-myndigheten)	5	2010	Praktisk potential	Endast ökning av pågående samarbeten		Något äldre. Redan nästan överträffad av verkligheten.
SOU 2005:33 Fjärrvärme-utredningen	7-8	Ej angivet	Teoretisk/praktisk potential	Dagens samarbeten utgör mall för hela industri-branscher	Svensk Fjärrvärme (2002)	”Försiktig men optimistisk bedömning” enligt författaren

### 6.1.5 Utformning och behov av nya potentialbedömningar

Av genomgången ovan framgår det att det idag inte finns någon uppdaterad potentialuppskattning för möjligheten att utnyttja industriell spillvärme i svenska fjärrvärmenät. De mest grundläggande kartläggningarna genomfördes i slutet av 1970-talet och innefattade bland annat temperaturnivåer, vilket naturligtvis är avgörande för möjligheterna att nyttiggöra spillvärmerna. Idag innefattar de få studier som gjorts inte någon grundläggande lokal information, vilket är nödvändigt för en mer korrekt potentialbedömning. Exempel på faktorer som är av avgörande betydelse för att kunna bedöma den ekonomiska realiserbarheten i ett spillvärmesamarbete är:

- Temperaturnivåer, typ av medium (exempelvis vatten, ånga eller luft) och tillgänglig effekt vid olika temperaturnivåer
- Om det finns några speciella hinder på industrin som gör att utvinningen av spillvärme kan bli särskilt kostsam.
- Avstånd och annan geografisk information (vattendrag).
- Fakta om fjärrvärmesystemet, såsom varaktighetsdiagram och information om befintlig fjärrvärmeproduktion (speciellt viktig är informationen om tillgänglig avfallsförbränning och biokraftvärme)

Först när detta är gjort går det att göra en uppskattning av den ekonomiska potentialen i ett eventuellt samarbete, vilket i sig är nödvändigt för att göra en skattning om det finns en potential eller inte och hur stor den är. Utifrån dessa specifika data kan sedan en sammantagen potential för en region eller hela Sverige bedömas. Insamlad data är emellertid färskvara.

En kartläggning av det här slaget skulle vara mycket användbar, om inte oundgänglig, vid utformningen av olika former av styrmedel och uppskattningar av deras respektive effekter. Viss kompletterande information kan även behövas beroende på vad syftet med styrmedlet är (om det exempelvis syftar till att dämpa Sveriges totala påverkan på klimatet). Ett exempel på annan relevant information är om det finns alternativa interna industriella tillämpningar för överskottsvärmen. För ett av de styrmedel som beskrivs senare, riktade informationskampanjer, se avsnitt 7.3, är den ovan beskrivna också informationen nödvändig för tillämpningen av själva styrmedlet.



## **7 Granskning av olika använda eller tänkbara metoder för att främja utnyttjandet av spillvärme för produktion av fjärrvärme**

I det här kapitlet görs en översikt över olika typer av faktorer som kan hindra, eller i vissa fall underlätta, spillvärmesamarbeten mellan industrier och fjärrvärmebolag. En sådan översikt gör det lättare att granska och värdera hur olika typer av styrmedel för att uppmuntra spillvärmesamarbeten mellan industrier och fjärrvärmebolag fungerar eller kan tänkas fungera. Analysen är bland annat baserad på information från litteraturen men framför allt på information som erhållits genom intervjuer med olika aktörer från genomförda eller inte genomförda spillvärmesamarbeten. I samband med uppdraget har information inhämtats från fem olika orter eller regioner där det finns potential för spillvärmesamarbeten men där sådana inte blivit av eller där det tidigare varit någon typ av problem med samarbetet, se bilaga 1 till 5. Information har även inhämtats från en intervjustudie som utfördes under år 2000 och 2001 inom forskarskolan Program Energisystem<sup>54</sup>.

### **7.1 Tekno-ekonomiska förutsättningar – ett fundament**

Goda tekno-ekonomiska förutsättningar är något som i stort sett alltid är en förutsättning för att spillvärmesamarbeten ska vara intressanta. Det är oftast inte heller intressant att gå vidare med att granska olika typer av hinder i ett enskilt fall om inte sunda tekno-ekonomiska förutsättningarna är uppfyllda.

Grundförutsättningar som alltid beaktas i samband med investeringskalkylering är faktorer som mängden av och temperaturen på den industriella spillvärmens samt om tillgången är kontinuerlig eller stötvis, avståndet mellan industri och fjärrvärmenät, lastprofilen över året för fjärrvärmesystemet, möjlighet till avsättning i fjärrvärmenäten och alternativkostnad för fjärrvärmeproduktionen. Olika former av risker är också en komponent som i hög grad påverkar bedömningen av huruvida ett spillvärmeprojekt är lönsamt eller ej. En kommun, och troligtvis även ett privatägt fjärrvärmebolag, kan ofta acceptera en lägre kalkylränta än en industri för olika typer av investeringar men en upplevd eller reell risk i samband med investeringen kan naturligtvis högst avsevärt påverka vilken bedömning av kalkylräntan man är beredd att acceptera.

---

<sup>54</sup> “Fyra studier av energisamarbeten i Sverige”, Program Energisystem 2001.

Vanliga faktorer som kan påverka de tekno-ekonomiska förutsättningarna positivt eller negativt är förändrade interna och externa förutsättningar. Exempel på förändrade interna förutsättningar är effektivisering av den industriella processen eller behov av ny fjärrvärmeproduktion. Exempel på förändrade externa förutsättningar är en förändrad prisbild för exempelvis industrins eller fjärrvärmeföretagets primärenergi. En annan extern faktor som kan påverka situationen är när konkurrerande teknik för exempelvis fjärrvärmeproduktion plötsligt blir mer eller mindre attraktiv. Ett sådant exempel är att avfallsförbränning blev så attraktivt att det påverkade situationen negativt för spillvärmesamarbeten<sup>55</sup>. Även de mycket goda förutsättningarna för biobränslebaserad kraftvärme har på samma sätt haft inverkan på möjligheten att få till stånd spillvärmesamarbeten på vissa orter.

När det gäller möjligheten att kunna påverka hinder som har med de tekno-ekonomiska förutsättningarna att göra så kan naturligtvis olika typer av ekonomiska styrmedel som långsiktiga förändringar av skatten eller investeringsbidrag vara av betydelse. I viss mån kan även olika former av informationskampanjer ha betydelse, eftersom frågor som goodwill och annat kan räknas som ekonomiskt positivt för både fjärrvärmeföretagen och industrin.

## 7.2 Olika faser i ett spillvärmeprojekt

De tekno-ekonomiska förutsättningarna är av förklarliga skäl viktigast innan projektet har genomförts fram till spillvärmeleveranser men de ligger även kvar och kan påverka spillvärmesamarbetet under hela dess livstid. Ett spillvärmeprojekt genomgår ett antal faser och det kan förenklat beskrivas med följden:

- Idé
- Nätverkande
- Kalkylering
- Avtal och beslut om projektets genomförande
- Projektfas
- Leveranser av spillvärme

I samtliga dessa faser kan spillvärmesamarbetet misslyckas på ett flertal olika sätt. I fasen om avtal och beslut måste exempelvis båda parter vara överens om hur investeringen ska fördelas och hur spillvärmerna ska värderas, vilket kan vara en svår process. I alla steg fram till ett färdigt avtal och projektfas kan också organisatoriska, personliga och kulturella faktorer fälla avgörandet för om projektet genomförs eller inte<sup>56</sup>. Beslutsprocessen i industrin skiljer sig exempelvis mycket

---

<sup>55</sup> Goda möjligheter med spillvärme – en utvärdering av LIP-finansierade spillvärmeprojekt. Naturvårdsverket och ÄF Energi och Miljö, Rapport nr 5373, 2004.

<sup>56</sup> ”Driving forces and obstacles with regard to co-operation between municipal energy companies and process industries in Sweden”, Grönkvist och Sandberg, Energy Policy, Vol. 34 (13), 1508-1519, 2006.

åt från beslutsprocessen i kommunalägda fjärrvärmebolag, vilket kan vara ett stort hinder inför ett spillvärmesamarbete. En ovilja att bli beroende av en industri kan vara ett annat hinder från fjärrvärmebolagets sida. Det har ofta också visat sig vara svårare att genomföra spillvärmesamarbeten i större kommuner än i mindre, vilket inte alltid kan förklaras med skalfördelar för den egna fjärrvärmeproduktionen. Flera studier har visat att lokala eldsjälar som brinner för att driva genom spillvärmesamarbeten är mycket viktigt för att överbrygga alla hinder i samband med spillvärmesamarbeten<sup>55,56</sup>. Även om den här typen av hinder är lika viktiga, eller kanske viktigare, än olika slags tekno-ekonomiska hinder, är de mer diffusa och svåra att genomskåda. Att hitta fungerande styrmedel som kan fungera för att överbrygga dessa hinder är därför också en mer komplext än då det enbart är tekno-ekonomiska hinder som ska överbryggas.

En sammanfattning av olika typer av hinder och drivkrafter för utnyttjandet av industriell överskottsvärme ges i tabell 10 nedan<sup>57</sup>. I tabellen tas såväl tekno-ekonomiska som vissa andra faktorer upp och den redovisar även hinder för att utnyttja överskottsvärme internt i den industriella processen. En summarisk översikt av hur så kallad processintegration kan användas för att hitta optimala internt värmeutnyttjande ges i avsnitt 2.4, där även konflikten mellan internt och externt utnyttjande av överskottsvärme tas upp. Tabellen redovisar i stort sett samma drivkrafter och hinder för spillvärmesamarbeten som finns beskrivna i en artikel av Grönkvist och Sandberg<sup>58</sup>.

---

<sup>57</sup> Tabellen är hämtad från: Överskottsvärme från kemiska massabruk - En socioteknisk analys av interna och externa användningspotentialer. Johanna Jönsson, Mikael Ottosson och Inger-Lise Svensson, Arbetsnotat Nr 38, Program Energisystem, juni 2007.

<sup>58</sup> ”Driving forces and obstacles with regard to co-operation between municipal energy companies and process industries in Sweden”, Grönkvist och Sandberg, Energy Policy, Vol. 34 (13), 1508-1519, 2006.

Tabell 10: Översikt över olika former av hinder och drivkrafter för externt och internt utnyttjande av industriellt överskottsvärme.

Externt utnyttjande	
<i>Hinder</i>	<i>Drivkrafter</i>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Befintliga, eller alternativt planerade, anläggningar med hög(re) lönsamhet i systemet</li> <li>• Avstånd mellan industri och fjärrvärmenät (både fysiskt "reellt" och psykiskt "upplevt" avstånd)</li> <li>• Liknande samarbete redan etablerat med annan part</li> <li>• Rädsla för driftsstörningar med påföljande leveransavbrott</li> <li>• Kommunal "självkänsla" och vilja att vara oberoende</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tydliga och gemensamma mål med samarbetet</li> <li>• God kommunikation och ett öppet samarbete mellan parterna</li> <li>• Långsiktighet och strategisk syn på samarbetet</li> <li>• Social legitimitet med Goodwill för båda parter</li> <li>• Bra metoder för fördelning av lönsamhet (vinstdelning) och investeringsbörda</li> <li>• Klimp, LIP, ev. kommande investeringsbidrag</li> </ul>
Internt utnyttjande	
<i>Hinder</i>	<i>Drivkrafter</i>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• "Vi har jobbat med detta i flera år och har redan gjort alla lönsamma åtgärder"</li> <li>• Etablerade samarbeten med extern part om värmets kan förhindra att alternativa interna användningsområden utreds</li> <li>• Operativ, kortsiktig syn på energieffektiverande investeringar vilket leder till hårdare återbetalningskrav</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Elcertifikatsystemet</li> <li>• Ekonomiska fördelar med att ligga i framkant</li> <li>• PFE vilket har lett till en ökad medvetenhet om frågan och de egna energiflödena (genom energianalys) samt att pengar för eleffektiviseringar "örönmärks"</li> </ul>

### 7.3 Riktade informationskampanjer

Information brukar tillsammans med t.ex. miljömärkning kallas för informella styrmedel för att skilja ut dom från de administrativa styrmedel (exempelvis lagar och förordningar) och ekonomiska styrmedel (exempelvis skatter, avgifter och bidrag). Allmänna informationskampanjer kan vara ett sätt att nå ut till många parter men informationen blir också relativt generell, vilket med all säkerhet fungerar bättre för enklare mer generaliserbara miljöåtgärder, som byten av glödlampor mot lågenergilampor, än för mer komplexa projekt som spillvärme-samarbeten.

Den första frågan man måste fråga sig är vilka man ska rikta informationen till. I huvudsak är det tre parter som kan vara med och påverka huruvida ett specifikt spillvärmesamarbete blir av eller inte: kommunens politiker, fjärrvärmebolaget och den industri som har spillvärmestillgångarna. Det inflytande som kommunens politiker kan utöva är till stor del beroende av om fjärrvärmebolaget ägs av kommunen eller av någon extern part. Det finns också skäl att tro att mer allmän typ av information kan fungera bättre på kommunpolitiker än på representanter för fjärrvärmebolaget eller industrin. Ett av skälen är att kommunpolitikerna måste ta ställning till en stor mängd av frågor och därför sällan har möjlighet att fördjupa sig i enskilda frågor. Ett annat skäl är att kommunpolitikerna av förklarliga skäl måste vara opinionskänsliga och att en sak som

spillvärmeleveranser från en lokal industri till kommunens fjärrvärmenät troligtvis är relativt lätt att utnyttja i politiska sammanhang. Det är därför troligt att en allmän information som framställer lyckade spillvärmesamarbeten i olika kommuner kan påverka politiker i andra kommuner.

För beslutsfattare inom respektive fjärrvärmebolag och industri kan naturligtvis positiv allmän information om lyckade spillvärmesamarbeten få en viss effekt. Dessa parter är dock medvetna om att det inte alltid går att kopiera en lösning från en annan ort med helt andra förutsättningar, varför mer specifik och riktad information sannolikt skulle vara betydligt effektivare. För att kunna ge mer riktad information och för att informationen i sin tur ska kunna bli effektiv behövs flera bitar:

- Till vilka ska den specifika informationen riktas? Här behövs information om i vilka orter det finns tekniska och ekonomiska förutsättningar att genomföra spillvärmesamarbeten. Här är alltså en kartläggning av det slag som presenterades i avsnitt 6.1.5 en förutsättning.
- Hur ska informationen se ut? För att uppnå någon typ av effekt med den riktade informationen är det förmodligen helt nödvändigt med någon typ av personlig kontakt. En förutsättning för den personliga kontakten är därför att det finns någon person eller grupp vars uppgift är att förmedla informationen.
- När informationen förmedlas gäller det även att det finns något specifikt att komma med, vilket förslagsvis kan vara information om någon form av inte helt bekant ekonomiskt styrmedel<sup>59</sup>.

Den eller de som förmedlar informationen bör vara väl pålästa och ha erfarenhet från andra spillvärmesamarbeten när det gäller teknik, ekonomi och avtalsfrågor. Något som också är betydelsefullt är att personerna har insikt i vilka skillnader som föreligger mellan beslutsprocesserna i kommuner respektive industrier. Dessa förutsättningar gör att styrmedlet riktad information har mycket gemensamt med det förslag till kompetenscentrum för olika delar av en samarbetsprocess som presenteras i avsnitt 7.4.

Det är naturligtvis mycket känsligt hur informationen förs fram och det är viktigt att det blir fråga om en dialog och inte en fråga om att förklara för de olika parterna vad man bör göra. Utförd på rätt sätt kan den riktade informationen bli ett kostnadseffektivt styrmedel för att öka andelen spillvärmesamarbeten i landet och det har tidigare visat sig att information och erfarenhet från andra lyckade

---

<sup>59</sup> Förslaget om någon form av statlig försäkring för att reducera risken för att spillvärmeleveranserna ska minska eller upphöra under projektets återbetalningstid presenterades för ett antal aktörer i samband med de telefonintervjuer som genomfördes i detta uppdrag. Förslaget mottogs positivt av samtliga som det presenterades för eftersom risken för förändrade spillvärmeleveranser ses som ett av de största hindren för spillvärmesamarbeten.

spillvärmeprojekt kan vara en viktig komponent i processen fram till ett etablerat spillvärmesamarbete<sup>60</sup>.

## **7.4 Kompetenscentrum för hjälp i olika skeden av en samarbetsprocess**

Följande avsnitt om kompetenscentrum för hjälp i olika skeden av en samarbetsprocess var i uppdragsbeskrivningen satt som metod 3 men läggs här direkt efter avsnittet om riktade informationskampanjer, eftersom de två metoderna har mycket gemensamt.

Att utnyttja ett kompetenscentrum för att kunna erbjuda hjälp i olika delar av en samarbetsprocess har vissa likheter med funktionen hos kommunernas energirådgivare. Energirådgivarens funktion är att ge kostnadsfria och opartiska råd till småföretag, organisationer och privatpersoner gällande energikostnader, uppvärmningssystem, bidrag och mycket annat som kan ha med energifrågor att göra.

Ett kompetenscentrum som skulle användas som ett styrmedel för att gynna spillvärmesamarbeten bör i likhet med energirådgivaren vara opartisk för att nå trovärdighet och eftersom kommunen oftast är part i målet när det gäller spillvärmesamarbeten kan det inte ha någon koppling till respektive kommun. Ett troligt behov av djupare analys i varje enskilt fall är något som skiljer ett kompetenscentrums roll från energirådgivarens. Detta gör också att ett eventuellt kompetenscentrum för spillvärmesamarbeten bör bestå av en grupp som har kunskap om flera spillvärmesamarbeten och därför också kan svara på frågor för hela Sverige.

De som skulle kunna tänkas fråga om råd om spillvärmesamarbeten är huvudsakligen fjärrvärmebolag och energiintensiva processindustrier; parter som normalt sett har en stor kunskap om investeringar och energifrågor. Det är därför inte allmänna frågor som ett eventuellt kompetenscentrum skulle behöva kunna svara på. I likhet med de personer som beskrevs i samband med riktad information i avsnitt 7.3, bör de personer som skulle utgöra ett kompetenscentrum i princip ha kunskaper om teknik, ekonomi, lagar, avtal och annat som har med samarbetsprocessen att göra. De bör dessutom ha erfarenheter från andra spillvärmesamarbeten för att kunna ge stöd i olika förhandlingssituationer och tvister.

---

<sup>60</sup> Under 2006 och 2007 fördes diskussioner mellan Eka Chemicals AB i Alby och Ånge kommun om att leverera spillvärme från kloratfabriken till kommunen. Eka Chemicals kände sig osäkra i kontakterna med kommunen, bland annat när det gällde kommunens beslutsprocess. Eka Chemicals fick dock reda på att ett liknande samarbetsprojekt hade genomförts mellan AssiDomän Frövi och Linde Energi, varvid de åkte på studiebesök för att studera detta spillvärmesamarbete. Informationen som man erhöll underlättade processen fram till det spillvärmesamarbete som nu har inletts.

Skillnaden mellan styrmedlet riktad information och metoden att utnyttja ett kompetenscentrum för att gynna spillvärmesamarbeten består därför huvudsakligen inte i vilken kompetens personerna i gruppen ska besitta utan i sättet att arbeta. När det gäller den riktade informationen så är det personerna i informationsgruppen som aktivt söker upp olika parter såsom beslutsfattare inom fjärrvärmebolag eller industrier, medan ett kompetenscentrum skulle finnas till för att ta emot frågor. En annan skillnad som följer av de olika funktionerna är att de som bedriver riktad information är i behov av kartläggning av de möjligheter till spillvärmesamarbeten som finns på respektive ort liknande den kartläggning som beskrivs i avsnitt 6.1.5.

Även om arbetssättet mellan dessa två metoder skiljer sig åt finns det egentligen inte någon anledning till varför en grupp enbart skulle ägna sig åt den ena av de två metoderna. Ingen vet hur effektiv metoderna är i praktiken. Om syftet är att gynna spillvärmesamarbeten och personerna som ska utföra arbetet besitter samma kompetens är det dock, åtminstone till en början, klokt att inte utesluta något av arbetssätten. Det ena arbetssättet utesluter definitivt inte det andra utan metoderna utgör snarare en naturlig kedja - efter information om möjligheter finns även hjälp med genomförandet. När olika aktörer i de intervjuer som genomförts i uppdraget har fått frågan om de tror att ett oberoende kompetenscentrum skulle kunna vara till hjälp i olika skeden av en samarbetsprocess har de flesta svarat jakande. En förutsättning är dock att kompetenscentret är helt oberoende från branschorganisationer och liknande som kan anses vara part i målet<sup>61</sup>.

## **7.5 Koppling av spillvärmesatsningar till PFE-programmet**

Den första juli 2004 infördes en energiskatt på elkraft för industriell verksamhet i tillverkningsprocessen motsvarande 0,5 öre/kWh. Skatten infördes som följd av en anpassning till EG:s energiskattedirektiv och drabbade företag som använder el i sin tillverkningsprocess. Som kompensation för skattetillägget erbjöds energiintensiva företag i tillverkningsindustrin att få skattebefrielse på den nya skatten under förutsättning att de åtar sig att arbeta strukturerat med energifrågor och genomför energieffektiviserande åtgärder inom programmet för energieffektivisering, PFE. Syftet med PFE är därför i princip att man ersätter ett styrmedel, elskatten, med ett annat styrmedel som ger lika mycket, PFE. Totalt deltar 120 företag på 270 produktionsorter och dessa företag står tillsammans för drygt hälften av industrins elanvändning i landet.

---

<sup>61</sup> Något som har efterfrågats av bland annat följande personer är en oberoende part som tittar på helheten med vad som har betecknats "ett helikopterperspektiv": Ingrid Bodin, chef varuför-sörjning, Preem, tel. 010-450 1113 och Conny Andersson, driftschef, Oxelö Energi AB, tel. 0155-383 19.

Ett företag definieras som energiintensivt om det passerar minst ett av följande två kriterier:

- om kostnaden för köpt och internt genererad energi i företaget uppgår till minst 3 procent av företagets produktionsvärde.
- om företagets energi-, koldioxid- och svavelskatter uppgår till minst 0,5 procent av företagets förädlingsvärde.

Ett företag kan delta i PFE med hela företaget (all verksamhet inom organisationsnumret) eller med sådan del som är energiintensiv och drivs självständigt med egna medel.

De åtgärder som ska genomföras under programtiden ska motsvara samma eleffektiviseringsnivå som det deltagande företaget skulle ha genomfört med en elskattenivå motsvarande skattereduktionen som incitament. Åtgärder med en återbetalningstid längre än tre år behöver inte genomföras om det inte krävs för att företaget ska nå en eleffektivisering motsvarande den som företaget genomfört om skatten fått verka. En form av krav som Energimyndigheten har förmedlat är att nivån på eleffektiviseringarna minst ska motsvara en besparing som är jämförbar med den kostnad som den extra skatten skulle ha medfört. I de flesta fall har PFE gett elbesparingsåtgärder långt utöver den nivån<sup>62</sup>.

Programmet ger en nedsättning av skatten på elektricitet men i de krav som finns för att företagen ska kunna få nedsättningen ingår delar där all energianvändning på företaget ska beaktas. Företaget ska bland annat genomföra en energikartläggning av produktionsprocesser och stödsystem under de två första åren av deltagande i programmet och i den kartläggningen ingår elektricitet, värme och energiprodukter. Meningen med kartläggningen är att olika typer av energieffektiviserade åtgärder ska kunna identifieras, men det är bara för de eleffektiviserande åtgärderna som det inom PFE finns krav. Även andra energieffektiviseringsåtgärder som identifierats och utförts på grund av energikartläggningen rapporteras dock till den ansvariga myndigheten, d.v.s. Energimyndigheten.

Ett annat krav för att företaget ska få ingå i programmet är att ett så kallat energiledningssystem<sup>63</sup> införs och att företaget certifieras för detta via ett så kallat certifieringsorgan. Energiledningssystemet har stora likheter och även kompletterar miljöledningssystemet ISO 14001<sup>64</sup>. Energiledningssystemet ställer krav på att företagen identifierar alla energiaspekter och att man upprättar en energipolicy och målsättningar för energianvändning och ”Standarden ställer krav på ständig förbättring i form av effektivare energianvändning och/eller ökad användning av förnybar energi och/eller ökat energiutbyte med omgivande samhälle”. I kravet om ökat energiutbyte med omgivande samhälle återfinns

---

<sup>62</sup> Information från Karolina Petersson, ansvarig för PFE på Energimyndigheten, tel. 016-544 2065.

<sup>63</sup> Energiledningssystem – Kravspecifikation, Svensk Standard SS 62 77 50, Fastställd 2003-10-24.

<sup>64</sup> SS-EN ISO 14001 Miljöledningssystem – Kravspecifikation med vägledning för användning (ISO 14001:1996).



naturligtvis möjligheten till spillvärmesamarbeten, men eftersom energiledningssystemet inte ställer några specifika kriterier på energianvändningen är dess huvudsakliga funktion att öka medvetenhet om energianvändningen och energiutbyte med omgivningen. I standarden ingår även att utbilda personal, övervaka energianvändningen och genomföra revisioner av energiledningssystemet.

PFE-kraven på energikartläggning och införandet av ett energiledningssystem innefattar följaktligen energibärare i form av elektricitet, bränslen och värme inklusive överskottsenergi, vilket innebär att spillvärmesamarbeten redan i viss mån innefattas av programmet. Det finns även ett exempel där utnyttjandet av spillvärmeleveranser har genomförts som en eleffektiviseringsåtgärd inom PFE. Ett sådant exempel är att SCA Graphics Sundsvall AB redovisat att installationen av rögskondensering och annan spillvärmeåtervinning på SCA Ortviken ger elbesparing på SCA:s sågverk i Tunadal. Sågverket får hetvatten från Sundsvall Energis avfallsförbränningsanläggning som i sin tur får returvatten från Sundsvalls fjärrvärmenät med högre temperatur tack vara spillvärmeleveranserna från Ortviken, se bilaga 4. Elanvändningen på sågverket har på grund av dessa hetvattenleveranser kunnat minskas med 19 % enligt ansökan<sup>65</sup>, men att beteckna dessa spillvärmeleveranser som en elbesparingsåtgärd är kanske att tänja på begreppen.

I en nyligen publicerad rapport om spillvärmesamarbeten<sup>66</sup> ställs frågan om effekten av PFE i förhållande till spillvärmesamarbeten och de företrädare för industrin som intervjuats svarade att PFE varit mycket lyckat på grund av det ökade fokus på energianvändning som uppnåtts inom företagen. Industrieföreträdarna påpekade att PFE har bidragit till att ökat den interna användningen av överskottsvärme men att de också var tveksamma till ett utökat PFE med redovisningsskyldigheter för värme- och bränsleeffektiviseringar. En av de anledningar som lades fram var att processindustrier som massabruk redan idag har ett stort fokus på värmebesparande åtgärder och att ett utökat PFE därför inte skulle göra någon större skillnad. Argumentet blir kanske något paradoxalt med tanke på att industrieföreträdarna påpekat att det nuvarande PFE ökat det interna utnyttjandet av överskottsenergi på grund av det ökade fokus på energifrågor som programmet medfört.

Som styrmedel för att gynna spillvärmesamarbeten finns det inte några indikationer på att PFE i dagsläget skulle vara effektivt, möjligen med undantag för det ovan beskrivna exemplet i Sundsvall. Frågan är därför om det finns något sätt att modifiera PFE för att främja utnyttjandet av industriell spillvärme för fjärrvärmeproduktion. Ett sätt skulle kunna vara att behålla samma stimulans som

---

<sup>65</sup> Information från Karolina Petersson, ansvarig för PFE på Energimyndigheten, tel. 016-544 2065.

<sup>66</sup> Överskottsvärme från kemiska massabruk - En socioteknisk analys av interna och externa användningspotentialer. Johanna Jönsson, Mikael Ottosson och Inger-Lise Svensson, Arbetsnotat Nr 38, Program Energisystem, juni 2007.

idag, d.v.s. möjligheten att få skatten på elektricitet nedsatt, men att utöka kraven på redovisade energieffektiviseringsåtgärder till att även innefatta interna och externa värmeeffektiviseringsåtgärder som innebär en minskning av primärenergianvändningen. Att i det här sammanhanget enbart gynna värmeeffektiviseringsåtgärder som för externa leveranser skulle kunna ge märkliga suboptimeringseffekter. Ett problem med att locka med skattesänkningen 0,5 öre/kWh elektricitet är att det ekonomiska lockbetet troligen är för svagt eftersom investeringar i system för externt spillvärmeutnyttjande normalt sett är relativt stora investeringar där återbetalningstiden ofta är åtta till tio år. Detta ska jämföras med att det hittillsvarande generella kravet för eleffektiviseringsåtgärder inom PFE har varit åtgärder med en återbetalningstid under tre år.

Ett annat alternativ är att incitamentet för PFE förändras till att antingen ge en reduktion av en viss del av bränsleskatten då spillvärmesamarbetens kommer till stånd eller att istället ge någon form av bidrag för spillvärmesamarbeten som genomförs. Förslaget att gynna ett externt utnyttjande av industriell spillvärme genom en reduktion av den koldioxidskatt som är kopplad till industrins primärenergi har vissa tydliga svagheter. I dagsläget finns det ingen energi- eller koldioxidskatt för bibränslen. Vidare är industriell tillverkning befriad från energiskatten på bränslen och koldioxidskatten för industriell verksamhet är reducerad med 79 procent. För energiintensiva industrier finns det ytterligare nedsättningar, se avsnitt 2.3. Det finns således utrymme för ytterligare nedsättningar av koldioxidskatten men inte på energiskatten för fossila bränslen. För industrier som enbart använder bibränslen finns det inga möjligheter för ytterligare skattereduktion kopplad till värmeproduktionen. Följaktligen kommer dessa företag inte att gynnas av en nedsättning av skattesatsen. Det blir alltså en fråga om att skilja mellan hur olika spillvärmeflöden är ”producerade”, vilket i sig är svårt att fastställa. I det här fallet skulle styrmedlet dessutom selektivt gynna spillvärme från industrier där fossila bränslen används, vilket inte kan vara önskvärt.

Att inom ett PFE-liknande system istället ge bidrag för spillvärmesamarbeten som kommit till stånd i förhållande till levererad värmemängd är en tänkbar idé. Här skulle även ges möjligheter att skilja mellan primär och sekundär spillvärme om det är eftersträvänsvärt, se kapitel 4. Ett enkelt sätt att genomföra detta på är att bidrag ges för levererad värmemängd oavsett temperaturnivå medan den energi som åtgår för att höja temperaturen på den sekundära spillvärmes skattas enligt gängse skattesatser för fjärrvärmeproduktion, se avsnitt 2.3. En uppenbar nackdel med det här styrmedlet skulle vara att det favoriserar externt utnyttjande av överskottsenergi gentemot internt utnyttjande av överskottsenergin, vilket kan leda till suboptimeringseffekter. Detsamma gäller också för andra former av styrmedel som skulle ge bidrag i förhållande till levererad mängd spillvärme. Själva lockbetet i ett styrmedel som ger bidrag till levererad mängd spillvärme är dessutom väsentligt annorlunda utformat än PFE-programmets elskatteavdrag. Det är därför svårt att se det här styrmedlet inom ett modifierat PFE, även om

kraven energikartläggning och införandet av ett energiledningssystem skulle ingå. Slutsatsen blir därför att det inte finns något uppenbart sätt att utnyttja ett utökat eller modifierat PFE för att stimulera leveranser av industriell spillvärme till fjärrvärmenät.

## **7.6 Vilka effekter kan en utökning av investeringsstöd av typen LIP/Klimp tänkas få?**

Investeringsstöd för olika typer av projekt, bland annat spillvärmeprojekt, har funnits sedan 1998, under perioden 1998-2002 i form av så kallade lokala investeringsprogram (LIP) och sedan 2003 i form av stöd till Klimatinvesteringsprogram (Klimp).

Åtgärderna i ett klimatinvesteringsprogram ska bidra till att minska utsläppen av växthusgaser i Sverige. Det är i huvudsak kommuner som kan söka bidrag, i samverkan med näringsliv och andra aktörer i kommunen, men även landsting och regioner och företag har sökt och beviljats Klimp-bidrag. För att beviljas Klimp-bidrag ska ansökan både innehålla ett program eller strategi för att minska utsläppen av växthusgaser och åtgärder som minskar utsläppen. Åtgärderna i ett Klimpprogram får inte följa av skyldighet enligt lag eller ligga inom normalverksamhet. Åtgärderna ska vara kostnadseffektiva, men får inte vara lönsamma på kort sikt, det vill säga ha kortare återbetalningstid än 5 år.

Till och med juni 2007 har 1500 miljoner kronor beviljats i Klimatinvesteringsbidrag till drygt 700 åtgärder i totalt 95 Klimatinvesteringsprogram. Den sista utdelningen av statliga bidrag för Klimatinvesteringsprogram kommer att ske under våren 2008. Därefter har regeringen föreslagit att stödet ska ändra inriktning till ett stöd för utveckling av Hållbara städer.

Klimatinvesteringsprogrammen har fram till september 2007 bidragit med att spillvärmeprojekt motsvarande 110 GWh spillvärmeleveranser per år kommer att komma till stånd (förutsatt att projekten genomförs i enlighet med uppgifter i ansökningshandlingarna). Totala investeringarna i dessa projekt uppgår till 225 miljoner och bidraget till drygt 40 miljoner. Det finns inga utvärderingar av spillvärmeprojekten som finansierats med Klimp-medel idag.

Enligt en utvärdering av samtliga LIP-finansierade spillvärmeprojekt<sup>67</sup> har dessa projekt sammantaget bidragit med 370 GWh spillvärmeleveranser per år. Det kan jämföras med den totala volymen spillvärmeleveranser i Sverige som är 3,7 TWh/år under 2003. De totala investeringar i dessa projekt har uppgått till 1150 miljoner kronor, varav LIP-bidraget stått för 240 miljoner. I genomsnitt har projekten erhållit 22 % bidrag, men bidragets andel varierar mellan projekten.

---

<sup>67</sup> Goda möjligheter med spillvärme – en utvärdering av LIP-finansierade spillvärmeprojekt, Naturvårdsverkets Rapport 5373.

Dessa projekt skulle enligt uppgift inte ha kommit till stånd utan bidrag. Investeringsbidraget har förutom att underlätta genomförandet finansiellt också haft en pådrivande effekt så att aktörerna valt att ta steget att genomdriva projekten. I utvärderingen konstateras att det finns en rad viktiga förutsättningar som måste vara uppfyllda för att spillvärmeprojekt ska genomföras. Exempelvis är det nödvändigt med ömsesidigt förtroende mellan de parter som deltar i projekten. Det är också viktigt att det finns eldsjälarna hos båda parter i projekten och att avtalen upprättas som är fördelaktiga för båda parter m.m. Bidraget har således lett till ett ökat intresse för att driva dessa projekt och att hitta lösningar på ovan nämnda frågor. Totalt har LIP och Klimp således bidragit med spillvärmeleveranser motsvarande ca 500 GWh/år under perioden 1998-2007.

Även i en rapport från forskarskolan Program Energisystem angående spillvärme<sup>68</sup> dras slutsatsen att investeringsbidrag som LIP och Klimp kan fungera som drivkrafter för ett samarbete, då de kan subventionera delar av investeringar som måste göras. Ett sådant investeringsstöd bedöms inte ha en avgörande effekt, men det underlättar och påskyndar processen enligt denna rapport

#### **7.6.1 . För- och nackdelar med investeringsstöd**

Sett enbart till kostnadseffektivitet för att bidra till att nå klimatmålen kan investeringsstöd i form av Klimp ifrågasättas. Generellt sett bedöms skatter vara mer kostnadseffektiva än investeringsstöd, eftersom en skatt har förutsättningar att leda till att aktörerna vidtar de, enligt deras bedömningar, billigaste åtgärderna först. En skatt ger också tydliga signaler till marknadsaktörer och därmed incitament till teknikutveckling. För långsiktiga investeringar som spillvärmeprojekt, kan investeringsbidrag dock ha en fördel i att de ger en säkrare kostnadsbild för investeraren jämfört med skatteincitament som kan förändras under anläggningens livslängd och därmed resultera i osäkerheter i intäkts- och kostnadsflöden.

Sett ur kostnadseffektivitetssynpunkt ska ett bidrag ge alla aktörer och åtgärds-typer samma marginalbidrag. Utvärderingar av Klimpprogrammen<sup>69</sup> har visat att så inte varit fallet, vilket bland annat tros bero på att programmen innehåller många olika typer av åtgärder och antalet projekt i vissa åtgärdstyper är mycket få, vilket gjort det svårt för myndigheterna att bedöma dessa åtgärders kostnadseffektivitet. Energimyndigheten och Naturvårdsverket har därför föreslagit att ett eventuellt framtida investeringsstöd bör fokusera på tydligt definierade åtgärder och sektorer. Ett sådant område som pekas ut är åtgärder som har betydelse på lång sikt, exempelvis spillvärmeprojekt.

---

<sup>68</sup> Jönsson m.fl, 2007, Överskottvärme från kemiska massabruk – En socioteknisk analys av interna och externa användningspotentialer.

<sup>69</sup> En utvärdering av kostnadseffektiviteten i klimatinvesteringsprogrammet, Samakovlis E, Konjunkturinstitutet.

Ett annat viktigt krav är att bidraget ska bidra till att uppsatta mål nås till lägsta möjliga kostnad för samhället. Enligt Energimyndighetens och Naturvårdsverkets bedömning<sup>70</sup> kan det kortsiktiga klimatmålet nås med befintliga styrmedel. Men för att nå klimatmålet på lång sikt kommer en mängd ytterligare styrmedel att behövas. I detta sammanhang kan ett investeringsstöd vara ett möjligt styrmedel.

En nackdel med investeringsstödet i dess nuvarande form är att ansökningsförfarandet innebär att sökande, som är den som har bäst kunskap om projektet, har incitament att visa att stödet är nödvändigt för att projektet ska genomföras samt att överdriva miljöeffekten av åtgärden. Det kan innebära, om den utdelande myndigheten inte genomskådar uppgifterna, att medel delas ut till projekt på felaktiga grunder och medlen inte går till de mest kostnadseffektiva åtgärder. Vetskapen om möjligheten att erhålla investeringsstöd kan också innebära att man avvaktar med att genomföra åtgärden för att kunna tilldelas investeringsstöd i ett senare skede.

### **7.6.2 Slutsats om investeringsstöd**

De erfarenheter som finns visar att investeringsstöd kan fungera som en drivkraft för att få till stånd ett spillvärmesamarbete genom att det subventionerar delar av de investeringar som måste göras och på så sätt kan öka intresset hos de inblandade parterna. Med tanke på att spillvärmeprojekt innebär långsiktiga investeringar med lång återbetalningstid bedöms investeringsstöd också vara fördelaktigare än ett skattestöd då det ger en säkrare kostnadsbild för investeraren jämfört med skatteincitament.

## **7.7 Vad innebär lagen om kommunal energiplanering för möjligheten att stötta spillvärmeprojekt. Kan den förändras?**

Lagen om kommunal energiplanering<sup>71</sup> föreskriver följande:

”2 § Kommun skall vid sin planering undersöka förutsättningarna att genom samverkan med annan kommun eller betydande intressent på energiområdet såsom processindustri eller kraftföretag gemensamt lösa frågor som har betydelse för hushållningen med energi eller för energitillförseln. Finnes förutsättning för sådan gemensam lösning föreligga, skall den tagas till vara i planeringen.”

Omfattning och utformning av energiplanerna varierar dock från kommun till kommun. I vissa kommuner har man valt att upprätta energiplaner som endast omfattar åtgärder som kommunen har rådighet över, det vill säga energianvändningen i kommunägda fastigheter.

<sup>70</sup> Styrmedel i klimatpolitiken, Delrapport 2 i Energimyndighetens och Naturvårdsverkets underlag till Kontrollstation 2008.

<sup>71</sup> Lagen om kommunal energiplanering, Svensk författningssamling, SFS 1977:439.

I Energimyndighetens utvärderingar av den kommunala energiplaneringen<sup>72,73</sup> omnämns inte spillvärmeprojekt, vilket gör det svårt att bedöma energiplaneringarnas betydelse för spillvärmeprojekt. Vid en sökning på Internet hittades ett tiotal energiplaner som innehöll spillvärmeprojekt vilket visar att sådana projekt förekommer i den kommunala energiplaneringen.

Klart är också att kommunal energiplanering kan fungera som incitament till spillvärmeprojekt. En energiplan innehåller en genomgång av energianvändning och energitillförsel i kommunen, vilket ger möjligheter att identifiera spillvärmekällor. En annan viktig del i arbetet är att formulera mål för energianvändning och energitillförsel och sedan identifiera projekt som ska genomföras för att nå målen samt att ange tidplan och åtgärdsägare för de aktuella projekten. I detta arbete deltar ofta kommunens viktiga aktörer, såsom fastighetsägare, energibolag och ibland större industrier. Denna arbetsgång skapar goda förutsättningar för att identifiera och starta samarbetsprojekt som spillvärmeleveranser mellan industrier och fjärrvärmebolag.

Det finns dock inga sanktionsregler som inträder om en kommun inte följer lagen om kommunal energiplanering. Många kommuner saknar fortfarande en energiplan eller har en plan som är inaktuell. Enligt Energimyndighetens enkätundersökning från år 2006 saknade 25 % av de tillfrågade kommunerna en energiplan.

För att fungera som drivkraft för spillvärmeprojekt bör lagen förändras så att sanktioner införs om lagen inte följs. Lagen kan dock endast ses som ett av flera incitament som krävs för att få till stånd fler spillvärmeprojekt. Lagen skulle exempelvis också kunna underlätta för en grupp som bedriver riktad information och/eller verkar som ett oberoende kompetenscentrum, se avsnitt 7.3 och 7.4. Förutom lagen om kommunal energiplanering finns också en annan lag som möjligen skulle kunna användas för att befärma resurshushållning via spillvärmesamarbeten, miljöbalken, och dess tillämplighet analyseras i avsnitt 7.8.

## **7.8 Hänsyn till spillvärmekällor vid prövning enligt Miljöbalken**

Förutom kommunal energiplanering finns andra möjliga administrativa styrmedel som skulle kunna främja spillvärmeprojekt. Här nedan följer en genomgång av möjligheterna att ta hänsyn till spillvärmekällor vid tillståndsprövning av energianläggningar enligt Miljöbalken (MB).

---

<sup>72</sup> Energimyndigheten (2002) "Kommunal energiplanering: en enkätundersökning av Sveriges kommuner", ER 16:2002.

<sup>73</sup> Energimyndigheten (2006) "Kommunal energiplanering: en enkätundersökning av Sveriges kommuner", ER 2006:40.

I genomgången av industriföreträdarens syn på spillvärmeprojekt framgår att etablering av avfallsförbränningsanläggningar och även biokraftvärmeanläggningar har kunnat konkurrera ut spillvärmeleveranser. Ett sätt att främja spillvärmeprojekt skulle därför kunna vara att ställa krav på att hänsyn ska tas till spillvärmekällor vid lokalisering av avfallsförbrännings- och biokraftvärmeanläggningar. Med det menas att man bör undvika att lokalisera energiproduktionsanläggningar på platser där det finns spillvärmekällor som är möjliga att utnyttja, om etableringen innebär att spillvärmekällan inte längre tas tillvara.

Lokaliseringen av energianläggningar är en del i tillståndsprövningen enligt Miljöbalken. I MB 2 kap 6§ anges att man ska välja en plats som är lämplig med hänsyn till att ändamålet ska kunna uppnås med minsta intrång och olägenhet för människors hälsa och miljö. Vidare anger miljöbalken i 2 kap 5§ att ”Alla som bedriver en verksamhet eller vidtar en åtgärd skall hushålla med råvaror och energi samt utnyttja möjligheterna till återanvändning och återvinning.” Detta skulle kunna tolkas som att en lokalisering av en energianläggning som innebär att spillvärmeleveranser inte tas tillvara inte får äga rum enligt Miljöbalkens regler. Kravet på energihushållning i Miljöbalken sträcker sig dock inte utanför själva verksamheten. Det går alltså inte att ställa krav på att en verksamhetsutövare ska hushålla med landets eller regionens naturresurser, endast att hushållning ska ske inom den anläggning som denne söker tillstånd för.

För att kunna kräva att sådan hänsyn tas skulle Miljöbalken behöva kompletteras med en liknande bestämmelse som den som gäller för vattenverksamheter i MB 11 kap 6 och 7 §. MB 11 kap 6§ anger att ”En vattenverksamhet får bedrivas endast om dess fördelar från allmän och enskild synpunkt överväger kostnaderna samt skadorna och olägenheterna av den” samt 7§ ”En vattenverksamhet skall utföras så att den inte försvårar annan verksamhet som i framtiden kan antas beröra samma vattentillgång och som främjar allmänna eller enskilda ändamål av vikt. Detta krav gäller om vattenverksamheten kan utföras på detta sätt utan oskälig kostnad”.

Med miljöbalkens mål i åtanke om god hushållning med mark och vatten och den fysiska miljön och mot bakgrund av att sådana bedömningar redan görs vid prövning av vattenverksamhet blir bedömningen att det är rimligt att ställa krav på att sådana avvägningar ska göras även för andra miljöstörande verksamheter än vattenverksamheter i tillståndsprövningen. Miljöbalken skulle därför kunna bli ett av de verktyg som kan användas för att befrämja spillvärmesamarbeten om så är önskvärt.

## **7.9 Andra typer av styrmedel. Är olika styrmedel i olika sektorer ett hinder för spillvärmesamarbeten i sig?**

De flesta av de styrmedel som styr Sveriges energianvändning idag verkar på olika sätt beroende på sektor. Om det i sig är ett hinder för, eller kanske till och

med underlättar, spillvärmesamarbeten går inte att svara på entydigt. Just för spillvärmesamarbeten är det troligt att industrins låga energi- och koldioxidskatter i förhållande till fjärrvärmebolagens kan ha positiva effekter för spillvärmesamarbeten då användningen av energi ofta är mycket billigare i industrin än i fjärrvärmebolag, se avsnitt 2.3.

Eftersom lönsamheten för spillvärmesamarbeten kan påverkas positivt av den asymmetriska beskattningen kommer också frågor om effektivisering i industrin i förhållande till spillvärmeleveranser in samt definitionen om vad spillvärme egentligen är, se avsnitt 2.4<sup>74</sup>. Leveranser av spillvärme till fjärrvärmenät kan genom sin lönsamhet bli ett hinder för ytterligare effektiviseringsåtgärder i industrin om dessa minskar eller omintetgör möjligheterna för spillvärmeleveranser. Huruvida det i sin tur gör att resursutnyttjandet blir mer optimalt eller inte för industrin och fjärrvärmebolaget gemensamt kräver en analys i det enskilda fallet. Om man inte ser spillvärmesamarbeten som ett mål i sig utan mer ser det hela ur ett nationalekonomiskt perspektiv, d.v.s. någon form av hushållning av samhällets knappa resurser, är troligtvis en asymmetrisk beskattning och olika typer av styrmedel för olika delar av samhällets sektorer ogynnsamt. Samma kostnader för energi i alla samhällssektorer ökar tendensen till att olika former av effektivisering och resurshushållning bedöms lika i olika delar av samhället, vilket i sig borde gynna ett mer resurseffektivt nationellt energisystem.

Även om priset för användandet av energi är lika i olika samhällssektorer är det dock inte självklart att åtgärder för att främja resurshushållning av energi bedöms lika i olika samhällssektorer. Det finns en mängd faktorer som påverkar processen fram till ett beslut om åtgärder, se exempelvis avsnitt 7.2 och skillnader gällande tillgång till information och olika avkastningskrav mellan olika sektorer kan påverka vilka åtgärder som i realiteten genomförs. Se Jaffe och Stavins<sup>75</sup> för en strukturering av orsaker som kan påverka varför energieffektiviseringsåtgärder bedöms så olika i olika samhällssektorer. Deras analys grundar sig på orsaker utöver den asymmetriska fördelning av skatter och styrmedel som återfinns i Sverige och perspektivet är tydligt samhällsekonomiskt så till vida att den enbart ser energieffektivisering som ett mål för att hushålla med samhällsliga resurser. Om den huvudsakliga frågeställningen istället skulle handla om att minska användningen av energi eller att minska klimatpåverkan blir frågan än mer komplex. En anledning till det är att resurshushållning och effektivitet i sig kanske genererar mer ekonomisk tillväxt vilket i sig kan generera mer användning av energi och ökad klimatpåverkan. Styrmedel som definitivt verkar hindrande för etableringen och även möjligheter till spillvärmeleveranser vid redan etablerade spillvärmesamarbeten, är de

---

<sup>74</sup> Den här avvägningen brukar också betecknas konflikten mellan internt och externt utnyttjande av överskottenergi.

<sup>75</sup> Jaffe, B. and Stavins, R.N.: 1994. The energy-efficiency gap – What does it mean?, Energy Policy, Vol. 22 (10), 804-810.



styrmedel som rör deponering och förbränning av avfall<sup>76</sup> samt möjligheten att erhålla elcertifikat för elektricitet producerad i biokraftvärmeverk<sup>77</sup>. Effekterna av dessa två styrmedel diskuteras bland annat i kapitel 8, men eftersom det egentligen inte rör sig om styrmedel som riktar sig asymmetriskt mot en specifik sektor, diskuteras deras effekter inte vidare här.

Ett förslag som har berörts tidigare i utredningen är idén om att staten på något sätt skulle kunna gå in med någon typ av garanti för att fjärrvärme kommer att levereras till dess att fjärrvärmebolagets investering är återbetald om exempelvis industrins verksamhet på orten upphör. Idén har sitt ursprung i vissa avtalsmodeller där man från industrins sida på koncernnivå förbundit sig att leverera en viss kvantitet värme under fjärrvärmebolagets återbetalningstid. Det gällde alltså även om förhållandena för den lokala industrin skulle ha förändrats drastiskt under återbetalningstiden. En vanlig återbetalningstid för en investering av det här slaget kan vara åtta till tio år och avtalsmodellen har kommit fram i det läget då fjärrvärmebolaget känt att risken i spillvärmeinvesteringen har varit mycket stor i jämförelse med alternativen.

Eftersom den upplevda eller reella risken för att spillvärmeleveranserna ska upphöra ofta är ett av de största hindren för spillvärmesamarbeten kan en statlig garanti av samma slag som den ovan beskrivna troligtvis få en avsevärd effekt på möjligheterna att komma till stånd med spillvärmesamarbeten. För statens del skulle det troligtvis vara ett billigt ekonomiskt styrmedel eftersom risken för att försäkringen skulle lösa ut i de flesta fall är liten. En analys skulle naturligtvis behöva göras innan några garantier beviljas och en sådan analys skulle förslagsvis kunna utföras av samma kompetenscentrum som diskuterats i avsnitt 7.4. Det skulle dessutom kunna fungera som ett extra lockbete för en grupp som arbetar med riktad information, vilket kanske är samma personer som i kompetenscentret. Idén har utan djupare analys prövats på flera av de intervjuade aktörerna och samtliga har varit positivt inställda till idén om någon form av statlig garanti under återbetalningstiden.

---

<sup>76</sup> Det finns flera styrmedel som på olika sätt styr och har styrt deponering och förbränning av avfall samt även kraftvärmeproduktion med avfallsbränslen, exempelvis den så kallade deponiskatten, förbudet mot deponi av utsorterat brännbart och organiskt avfall samt avfallsförbränningsskatten.

<sup>77</sup> Lag (2003:113) om elcertifikat, SFS 2003:113 och förordning (2003:120) om elcertifikat, SFS 2003:120.



## 8 Diskussion och slutsatser

Den huvudsakliga fördelen med att utnyttja industriell spillvärme för fjärrvärme-  
produktion är det minskade behovet av primärenergi för fjärrvärmebolaget och de  
fordelar i form av ekonomiska vinster och miljövinster som det kan föra med sig.  
Syftet med den här utredningen är att analysera olika metoder vars syfte är gynna  
utnyttjandet av industriell spillvärme för fjärrvärmeproduktion.

För att kunna bedöma effekten av en metod för att gynna spillvärmesamarbeten är  
det viktigt med en bild av vilka de viktigaste drivkrafterna och hindren är i  
samband med etableringen och den fortsatta driften av samarbetet. I den här  
rapporten redovisas sådana hinder och drivkrafter bland annat i avsnitt 7.2. Flera  
studier om spillvärmesamarbeten har lyft fram att andra faktorer än tekniska och  
ekonomiska är betydelsefulla för spillvärmesamarbeten. Betydelsefulla faktorer  
för om ett spillvärmesamarbete blir av eller ej är bland annat lokala eldsjälar på  
var sida av samarbetet, att relationerna redan innan är goda och att båda parter ser  
utöver den egna vinsten på så sätt att de ser projektet som något gott för bygden,  
miljön och samhället i stort<sup>78,79</sup>. Vanliga hinder som har redovisats i dessa studier  
är ofta kulturskillnader mellan industrin och det ofta kommunalt styrda fjärr-  
värmebolaget, viljan ha en egen anläggning för fjärrvärmeproduktion och den risk  
som både fjärrvärmebolaget och industrin upplever med spillvärmesamarbetet.  
Fjärrvärmebolaget uttrycker ofta att risken för att spillvärmeleveranserna av  
någon anledning skall upphöra är ett hinder för samarbetet. Företrädare för  
industrin uttrycker däremot risker med att det kommunala fjärrvärmebolagets  
politiska styrning medför att den långsiktiga stabiliteten inte alltid är den bästa.  
Andra risker som både fjärrvärmebolaget och industrin uttrycker är att  
förutsättningarna för samarbetet snabbt kan förändras via förändringar i  
lagstiftningen.

I den här studien har två hinder som uppkommit under 2000-talet visat sig haft  
avgörande betydelse för både möjligheten att etablera spillvärmesamarbeten, men  
även möjligheterna för fortsatta spillvärmeleveranser i de fall där ett samarbete  
redan är etablerat. De två hindren är den goda lönsamheten för avfalls- respektive  
biokraftvärme, vilket i sin tur beror på de styrmedel som rör deponering och  
förbränning av avfall<sup>80</sup> samt på möjligheten att erhålla elcertifikat för elektricitet

---

<sup>78</sup> Goda möjligheter med spillvärme – en utvärdering av LIP-finansierade spillvärmeprojekt.  
Naturvårdsverket och ÅF Energi och Miljö, Rapport nr 5373, 2004.

<sup>79</sup> ”Driving forces and obstacles with regard to co-operation between municipal energy companies  
and process industries in Sweden”, Grönkvist och Sandberg, Energy Policy, Vol. 34 (13), 1508-  
1519, 2006.

<sup>80</sup> Det finns flera styrmedel som på olika sätt styr och har styrt deponering och förbränning av  
avfall samt även kraftvärmeproduktion med avfallsbränslen, exempelvis den så kallade  
deponiskatten, förbudet mot deponi av utsorterat brännbart och organiskt avfall samt  
avfallsförbränningsskatten. Dessa har styrt olika i olika perioder och under den första hälften av 00-

producerad i biokraftvärmeverk<sup>81</sup>. Av samtliga hinder för energisamarbeten som diskuterats i den här studien framstår dessa som de två mest betydelsefulla. De styrmedel som rör deponering av avfall har i vissa fall medfört att förbränning av avfall har kunnat generera negativa rörliga kostnader, vilket naturligtvis gör det svårt för andra alternativ att konkurrera. Styrmedlen som rör deponering och förbränning av avfall har emellertid förändrats under 00-talet och i dagsläget styr de exempelvis kraftigt mot kraftvärmedrift istället för mot värmeproduktion. Att biokraftvärme blivit så lönsam beror, förutom på elcertifikaten, även på de senaste årens prisutveckling för elektricitet. Ett högt pris på elektricitet gynnar också avfallsförbränning i kraftvärmedrift.

Här kan vi också påpeka att det inte verkar speciellt troligt att någon av de diskuterade metoderna för att öka incitamenten för spillvärmesamarbeten blir särskilt effektiv om inte dessa två hinder förändras eller överbryggs på något sätt. Det gäller också investeringsstöd som i form av LIP- och Klimp-bidrag tidigare visat sig gynna spillvärmesamarbeten<sup>82</sup>. Anledningen till att det kan vara svårt att med investeringsbidrag långsiktigt påverka situationen är att avfalls- och biokraftvärme i vissa fall har konkurrerat ut spillvärmealternativet även i de fall där spillvärmeleveranser redan har etablerats. Det skulle naturligtvis finnas andra sätt att genom förändringar i lagstiftningen påverka så att exempelvis avfallskraftvärme inte lokaliseras där det finns goda tillgångar på industriell spillvärme, se avsnitt 7.8 där en mild variant av den här tanken presenteras<sup>83</sup>. Det hela kommer då att principiellt att handla om följande frågeställningar:

- Är det önskvärt att förändra förutsättningarna för avfalls- och biokraftvärme så att spillvärmesamarbeten gynnas?
- Är det önskvärt att inskränka det kommunala självbestämmandet när det gäller hur man vill producera fjärrvärme?

Det kan även finnas en konflikt mellan att utnyttja industriell överskottsvärme externt och att utnyttja den internt genom olika former av energieffektiviseringar. En uppskattning av vad som övergripande blir det bästa ur resurshushållnings- eller klimatperspektiv, och andra frågeställningar att ta hänsyn till vid utformandet av styrmedel är vad syftet med ett gynnande av spillvärmesamarbeten är och om det alltid är fördelaktigt att styra mot spillvärmesamarbeten.

---

talet kunde även avfallsförbränning utan kraftvärmedrift vara mycket lönsam vilket sedan reglerades via avfallsförbränningskatten.

<sup>81</sup>Lag (2003:113) om elcertifikat, SFS 2003:113 och förordning (2003:120) om elcertifikat, SFS 2003:120.

<sup>82</sup> Vid intervjuer har även andra tankar om investeringsbidrag av typen LIP och Klimp framförts. Bidragen kan i något fall även ha verkat hämmande då den generösa utdelningen av investeringsbidrag kan göra att olika aktörer väljer att avvakta med investeringar när det inte finns några möjligheter att erhålla investeringsbidrag.

<sup>83</sup> Det finns naturligtvis även andra möjligheter för staten att påverka. Flera större energibolag köper idag upp kommunala fjärrvärmebolag och eftersom ett av de företag som expanderar kraftigt på fjärrvärmemarknaden, Vattenfall, är statligt ägt så skulle staten kunna utnyttja sin ägarroll för att påverka möjligheten för spillvärmeutnyttjande på de orter där men är etablerade.

Så länge marginalintäkterna för drift av avfalls- och biokraftvärme är så goda som de varit under ett antal år, är möjligheterna att gynna spillvärmesamarbeten genom de metoder som diskuterats i den här studien begränsade. Ett undantag kan vara en relativt kraftig skärpning av Miljöbalken. De metoder som diskuteras skulle kunna ha en positiv effekt på utnyttjandet av spillvärme för fjärrvärmeproduktion i Sverige, möjligen med undantag av de olika förändringar av PFE som diskuteras i avsnitt 7.5. Metoderna konkurrerar emellertid inte utan skulle kunna ses som komplement till varandra.

De personer som skulle ägna sig åt riktad information av det slag som diskuteras i avsnitt 7.3 skulle exempelvis utgöra det oberoende kompetenscentrum där olika aktörer skulle kunna få information och stöd vid förhandlingar och annat som diskuteras i avsnitt 7.4<sup>84</sup>. Förändringar i lagen om kommunal energiplanering och miljöbalken skulle tillsammans med en långsiktig förändring av Klimp-bidragen och statliga leveransgarantier vara en del av den information en grupp som arbetar med riktad information skulle kunna arbeta med i varje enskilt fall. Förslaget att staten skulle kunna gå in med någon form av garantier för värmeleveranser under spillvärmeprojektets återbetalningstid skulle reducera risken för fjärrvärmebolaget och på så sätt vara ett fungerande styrmedel<sup>85</sup>. Det måste emellertid analyseras och administreras i varje enskilt fall.

I den här studien hittades däremot inte något uppenbart sätt att förändra PFE-programmet så att spillvärmesamarbeten skulle gynnas. Ett krav på redovisningsskyldigheter för värme- och bränslebesparingsåtgärder skulle kunna få en viss effekt på intern energieffektivisering men dagens lockbete om 0,5 öre per kWh elektricitet är för lågt för att få någon effekt på spillvärmeprojekt där återbetalningstiden oftast är betydligt längre än de 3 år som idag är kravet inom PFE. Att hitta ett PFE-liknande styrmedel där istället ett avdrag skulle kunna få göras på koldioxidskatten för industrins primärenergi skulle innebära att en skillnad mellan olika typer av spillvärmesamarbeten skulle skapas. Spillvärmesamarbeten med industrier med fossil primärenergi skulle gynnas i förhållande samarbeten med industrier med biobränslen, vilket troligtvis inte är önskvärt. Som alternativ finns då bara att utnyttja någon form av bidrag för investering eller drift av spillvärmesamarbetet och i det finns inte någon direkt koppling till PFE-programmet.

En fråga som ofta kommer upp vid diskussionen om spillvärmeleveranser till fjärrvärmenät, är frågan om så kallat tredjepartstillträde genom en öppning av fjärrvärmemarknaden på ett sätt som liknas med avregleringen av el- och gasmarknaden. Det finns även en organisation som heter Industrigruppen

---

<sup>84</sup> Det kompetenscentrum som diskuteras i den här utredningen har till viss del samma funktioner som den fjärrvärmenämnd som presenteras i regeringens förslag om ny fjärrvärmelag kallad Lagrådsremiss m.m. från den 15 november 2007. Återfinns på: <http://www.regeringen.se/content/1/c6/09/25/04/808a6ce4.pdf>

<sup>85</sup> Det här förslaget om statliga garantier för spillvärmeleveranser under projektens återbetalningstid har många intervjuade aktörer ställt sig positiva till.

Återvunnen Energi<sup>86</sup> som driver frågan om en öppning av fjärrvärmenäten. Organisationen har medlemmar från ett antal svenska industrier och syftet med organisationen beskrivs enligt följande: "Medlemmarna i Industrigruppen Återvunnen Energi arbetar för att mer värme ska tas tillvara". Bland annat föreslår organisationen att det ska ske genom en öppning av fjärrvärmenäten för konkurrens och genom att införa krav på att pröva tillvaratagandet av återvunnen energi i plan och tillståndsprocessen.

Frågan om tredjepartstillträde till fjärrvärmenäten har diskuterats under ganska lång tid nu men någon helt genomlysande studie hur det skulle kunna fungera har inte genomförts. I en bilaga till fjärrvärmeutredningen<sup>87</sup> görs en analys av de tekniska förutsättningarna för ett öppnande av fjärrvärmenäten för tredjepartstillträde och i den studien framhålls ett antal problem med ett tredjepartstillträde till fjärrvärmenäten. Problem som nämns är att de flesta näten behöver byggas ut med grövre dimensioner och tvärförbindelser vid en öppning av fjärrvärmenäten för konkurrens och att kostnaden för mätningar kommer att bli dyrare. Andra problem som tas upp är att det inte är självklart hur balansansvaret fördelas i systemet och att nätens struktur är ett problem för hur en värmeleverantör ska kunna uppfylla effektåtaganden gentemot kunder i olika delar av nätet. På grund av slutsatserna i bilagan föreslog inte fjärrvärmeutredningen en lagstadgad rätt till så kallat tredjepartstillträde. Ett annat problem med en öppning av fjärrvärmenäten för fri konkurrens är att fjärrvärme är en mycket mer heterogen produkt än elektricitet och gas. En MWh fjärrvärme är inte detsamma som en MWh fjärrvärme i en annan del av nätet eftersom temperaturen är helt avgörande för hur värdefull värmen är och hur den kan användas i olika delar av nätet vid olika tidpunkter.

Frågan om tredjepartstillträde till fjärrvärmenätet är emellertid långt ifrån färdigdiskuterad och regeringen aviserar också en fördjupad utredning om frågan samtidigt som regeringens förslag på ny fjärrvärmelag presenterades<sup>88</sup>. En kommentar från en annan industriföreträdare<sup>89</sup> är att de som driver frågan om avreglering av fjärrvärmenäten har tillgång till primär spillvärme av hög temperatur och att frågan förmodligen är ganska komplex att lösa. Att skapa förutsättningar för ett öppet tredjepartstillträde till fjärrvärmenäten är naturligtvis möjligt, speciellt om näten redan från början byggs för det. Det är också något som kommunen Täby norr om Stockholm planerar för<sup>90</sup>. Om det främjar utnyttjandet av industriell spillvärme i fjärrvärmenäten är dock inte självklart eftersom industrier kanske inte alltid är intresserade av de relativt stora investeringar med lång återbetalningstid som ofta krävs för att kunna nyttja

---

<sup>86</sup> Information om Industrigruppen Återvunnen Energi finns på : <http://www.atervunnenenergi.se/>

<sup>87</sup> Tekniska förutsättningar för tredjepartstillträde i fjärrvärmenäten – En rapport av ÅF Energi & Miljö AB, Bilaga 2 till Fjärrvärme och kraftvärme i framtiden, SOU 2005:33.

<sup>88</sup> Se pressmeddelandet på:

<http://www.demokratitorget.gov.se/sb/d/1879/a/92164.jsessionid=a8qS7ITQC-e7>

<sup>89</sup> Patrik Halling, teknisk direktör, investeringsverksamheten och energiinköp, SCA Graphics Sundsvall AB.

<sup>90</sup> Se information på: <http://www.taby.se/templates/TswNewsPage.aspx?id=10957>

industriell spillvärme för fjärrvärmeproduktion. Dessutom är det inte säkert att avkastningen på investeringen alltid blir vad man hade kalkylerat med då avtal som reglerar leverans- och mottagningskyldigheter troligen inte skulle bli lika långsiktiga i ett helt marknadsanpassat system. Därigenom skulle också risken för investeringen bli hög.

Om fria marknadskrafter helt får råda är det inte säkert att lösningen blir optimal gällande frågor som ett minimerat resursutnyttjande eller minimal klimatpåverkan. Det är därför viktigt med ett övergripande perspektiv när det gäller målsättningar inom miljöpolitiken. Av helt naturliga marknadsmässiga skäl ser varken energibranschen eller industrin på energisystemet som något där det viktigaste är att minimera resursutnyttjandet utan som en plats där det gäller att maximera avkastningen på investerat kapital. Något som ger god avkastning är däremot ett minimerat resursutnyttjande per producerad enhet, alltså ett intensitetsperspektiv, vilket inte är samma sak som ett minimerat resursutnyttjande, då avkastningen också blir bättre med en ökad försäljning. Investeringskalkylen för olika alternativ är följaktligen inte alltid en god indikator på vad som blir det bästa resursutnyttjandet på längre sikt. Här skulle ett oberoende kompetenscentrum som förfogar över ett antal verktyg kunna få en viktig roll i miljöpolitiken då den skulle kunna göra bedömningen i ett annat ljus än de två parter som är involverade i ett presumtivt spillvärmesamarbete<sup>91</sup>.

---

<sup>91</sup> En del av de funktioner som ett oberoende kompetenscentrum enligt den här studien skulle få finns även hos den fjärrvärmekommittén som fanns med i förslaget till en ny fjärrvärmelag kallad Lagrådsremiss m.m. Förslaget presenterades den 15 november 2007 och återfinns på: <http://www.regeringen.se/content/1/c6/09/25/04/808a6ce4.pdf>





# Bilaga 1 Halmstad

I Halmstad byggdes det första fjärrvärmenätet ut i Fyllinge på grund av möjligheterna att kunna leverera spillvärme från Pilkington Floatglas AB<sup>92</sup>. De första leveranserna av spillvärmeproducerad fjärrvärme gjordes i november 1980. Planglastillverkningen på Pilkington startade 1976. Tillverkningen sker kontinuerligt i kampanjer som sträcker sig över flera år, varvid några driftsstopp som kan förorsaka begränsningar i leveranserna av spillvärme knappast förekommer. Den första pågick fram till 1986, den andra till 1999 och den tredje, som man nu är inne i, planeras att pågå fram till 2014. Idag kan man leverera fjärrvärme motsvarande 5 MW och 110°C kontinuerligt, och upp till 10 MW under vissa perioder då produktionen tillåter det. Temperaturen skulle kunna höjas då kyltemperaturen i avgaspannan för rökgaserna från glasugnarna är 160°C. Det finns också möjligheter att leverera en högre effekt, men både temperaturen och effekten begränsas av vad man tar emot på fjärrvärmenätet. När man inte levererar till fjärrvärmenätet kyls rökgaserna i en luftkylare.

Något som gör situationen i Halmstad speciell är att man har möjligheten att leverera så höga temperaturer att det räcker till spetslasttemperaturer under vintern och att dessa dessutom kan levereras kontinuerligt. Spillvärmeleveranserna från Pilkington kan därför användas som spetslast av kommunen, vilket idag också är det enda sättet på vilket spillvärmesystemet levereras.

Ballasten i Halmstad är sopförbränningsanläggningen som också har möjligheten till kraftvärmeproduktion. Maxeffekterna är 60 MW värme respektive 7 MW el. Fjärrvärmebolaget Halmstad Energi köpte tidigare in värmen från sopförbränningen från Halmstad Renhållnings AB men den 1 november 2006 slogs bolagen ihop till Halmstad Energi och Miljö AB. I övrigt har man en hetvattenpanna för skogsflis i hamnen, vilken kan ge totalt 32 MW med rökgaskondensering och en mindre bibränslepanna i Bäckagård. Det finns driftsmässiga faktorer som påverkar att inte spillvärmesystemet från Pilkington tillvaratas i full utsträckning. Dessa är att hetvattenpannan inte kan köras under 10 MW (det är en fluidiserad bädd), att den ligger mer centralt placerad än Pilkington och att överföringskapaciteten i fjärrvärmenätet från Pilkington in till centrala Halmstad är begränsad. Halmstad Energi och Miljö AB bygger dessutom en ny bibränsleeldad kraftvärmeanläggning, som enligt planerna kommer att vara klar för drift i april 2008. Den nya anläggningen kommer att ge ytterligare 15 MW fjärrvärme och 3 MW el, vilket troligtvis inte underlättar för möjligheten att leverera spillvärme till fjärrvärmenätet. Något som också påverkar situationen är

---

<sup>92</sup> Informationen om spillvärmeleveranser från Pilkington Floatglas AB kommer från Staffan Karlsson, teknisk chef, tel. 035-153 039. Information om Halmstads fjärrvärmesystem kommer från Tore Carlsson, driftschef för en kundavdelning, Halmstad Energi och Miljö AB, tel. 035-138 172.

att utbyggnadstakten för spillvärme i Halmstad idag effektmässigt motsvarar mellan 5 och 10 MW per år.

Pilkington uttrycker att man gärna skulle vilja få leverera sin spillvärme till fjärrvärmenätet, men att man i dagsläget är utestängd från den möjligheten. Man skulle kunna leverera till ett mycket lågt pris då alternativet till dessa fjärrvärmeleveranser är att kyla bort dem i luftkylaren. Man är också övertygande om att ett marknadsöppnande av fjärrvärmenäten, liknande det som gjorts för elnätet och gasnätet, skulle kunna få mycket gynnsamma effekter för möjligheten att leverera spillvärme till fjärrvärmenäten i Halmstad. Detta har också bidragit till att man är medlem i Industrigruppen Återvunnen Energi, vars huvudsyfte är att öppna för tredjepartstillträde till fjärrvärmemarknaden, se kapitel 8.

På Halmstad Energi och Miljö har man en annan syn på sopförbränningen som baslast. Eftersom sopor vanligtvis är ett bränsle med negativa kostnader samt att det för med sig problem med bland annat lukt och metanutsläpp om soporna får ligga och ruttna, är det också rationellt att en sopförbränningsanläggning körs kontinuerligt och året om, när en sopförbränningsanläggning väl är på plats. Det finns också vissa driftstekniska problem med att låta Pilkington leverera sin spillvärme kontinuerligt, då den biobränsleeldade hetvattenpannan inte kan leverera mindre än 10 MW värme. Man poängterar också att man driftsmässigt hellre prioriterar sina egna anläggningar när så är möjligt, då de rörliga kostnaderna för Halmstad Energi och Miljös hetvattenpanna är ungefär desamma som för spillvärmen från Pilkington. Den idag maximala kapaciteten för spillvärmeleveranser från Pilkington, 10 MW, är i normala fall en för hög effekt för överföringskapaciteten in till Halmstad. När man väl har biokraftvärmeanläggningen på plats blir det också troligtvis så att prioriteringsordningen blir sopförbränning, biokraftvärme, biopannan och Pilkington men det beror på driftsförhållandena.

Halmstad är ett exempel där fjärrvärmeproduktion via sopförbränning och biokraftvärme (men faktiskt också en biobränsleeldad hetvattenpanna) i princip har slagit ut industriell spillvärme på grund av den goda lönsamheten för drift av de förra. I det här fallet verkar inte heller Pilkington ha några möjligheter att genom ett lägre pris få möjligheter att börja leverera till fjärrvärmenätet igen. Pilkington påpekar att hela systemet verkar suboptimerat, då sopor importeras från närliggande kommuner och Norge för att brännas i sopförbränningsanläggningen. Den borde enligt Pilkington kanske ha lagts i någon annan kommun, där det inte finns tillgång till industriell spillvärme.

## Bilaga 2 Lysekil, Uddevalla, Trollhättan och Vänersborg

### Preemraff

Preemraff i Lysekil är Skandinavien största raffinaderi med en kapacitet att raffinera 11,4 miljoner ton råolja och oljekomponenter per år. Industrins processer skapar även stora värmeöverskott där det finns stora möjligheter att tillvarata värme för fjärrvärmeproduktion<sup>93</sup>. Det mest närliggande samhället Lysekil är litet, avstånden till omgivande orter är relativt stora och de geografiska förhållandena i övrigt innebär problem. Det gör att det finns svårigheter med att tillvarata värmeöverskottet för fjärrvärmeproduktion. Fjärrvärmenätet i närliggande Lysekil förses helt och hållet med spillvärme från Preemraff sedan leveranserna kom igång 2003. År 2007 levererades 36,7 GWh<sup>94</sup>. Energimässigt brukar Preemraff poängtera att man för fjärrvärmeproduktion troligtvis skulle kunna utnyttja 700-800 GWh överskottsvärme per år vid temperaturintervall runt 100°C. Uppskattningen förefaller inte orimlig, eftersom Preemraff i Göteborg, som är ungefär hälften så stort, levererar i storleksordningen 450 GWh överskottsvärme per år till Volvo och Göteborg Energi<sup>95</sup>.

Under hösten 2008 kommer Preem att besluta om man ska bygga en så kallad cokeranläggning vid Preemraff i Lysekil. Investeringskostanden är omkring 8 miljarder kronor och om beslut tas om att den skall byggas kan anläggningen vara i drift under 2012. I en cokeranläggning omvandlas tunga oljor till diesel och den planerade anläggningen kommer att bli vattenkyld, vilket gör det enklare och billigare att installera värmeväxlare för fjärrvärmeproduktion. Tidigare uppskattades investeringskostnaden för värmeväxlare och annan utrustning för att möjliggöra leveranser av överskottsvärme till Uddevalla och Trollhättan till ungefär 400 miljoner kronor<sup>96</sup>.

### Uddevalla

Fjärrvärmenätet i Uddevalla började byggas ut 1965. Idag produceras fjärrvärme huvudsakligen i Hovhultsverket, vilket är en hetvattenpanna för torv och biomassa

---

<sup>93</sup> Information om Preemraff Lysekil har huvudsakligen erhållits från Bengt Allén, raffinaderiutveckling, Preemraff i Lysekil, tel. 010-450 3503.

<sup>94</sup> Conny Johansson, vd LEVA i Lysekil (f.d. Lysekil Energi AB), tel. 0523-667 800.

<sup>95</sup> Under 2006 levererades 282 GWh till Göteborg Energi och 149 GWh till Volvo. Information från Stefan Nyström, raffinaderiutveckling, Preemraff Göteborg, tel. 010-450 4173.

<sup>96</sup> Uppgifterna om investeringskostnaden för att möjliggöra spillvärmeleveranser från Preemraff har varierat mellan 250 och 400 miljoner kronor, troligtvis på grund av att det var några år sedan den senaste utredningen genomfördes och att möjligheten till spillvärmeleveranser har undersökts vid flera tillfällen.

som kan leverera 60 MW värme inklusive rökgaskondensering<sup>97</sup>. Under år 2006 levererades totalt 259 GWh fjärrvärme i Uddevalla. Förutom Hovhultsverket håller Uddevalla Energi på att färdigställa en avfallsförbränningsanläggning för kraftvärmedrift (30 MW värme och 8 MW el) i Lillesjö utanför Uddevalla.

Diskussioner om att leverera spillvärme från Preemraff till Uddevalla har förts vid flera tillfällen. Bland annat 2003-04, vilket var före investeringsbeslutet om avfallsförbränning. Diskussionerna fördes då mellan Preemraff, Uddevalla Energi och Trollhättan Energi. I det läget behövdes mer effekt för fjärrvärme-produktionen i både Uddevalla och Trollhättan och det mest seriöst diskuterade spillvärmealternativet var att dra en 40 km lång ledning från Preemraff till Uddevalla och sedan bygga samman Uddevallas och Trollhättans fjärrvärmenät genom en 20 km lång kulvert. Enligt dessa planer skulle Preemraff stå för investeringen inne på sitt område och Roger Johansson minns att investeringskostanden för Preemraff var ca 250 miljoner kronor. Investeringskostnaden för spillvärmeledningen till Uddevalla var ca 400 miljoner kronor<sup>98</sup>. De priser som diskuterades för spillvärmeleveranserna var 10-15 öre per kWh. Man jämförde sedan investeringen med ett antal andra alternativ för att öka fjärrvärmeeffekten i Uddevallas och Trollhättans fjärrvärmenät. Det visade sig att för Uddevallas del var investeringen i en avfallsförbränningsanläggning det mest lönsamma alternativet följt av spillvärmealternativet. Roger Johansson lyfter fram att eftersom det enda spillvärmealternativ som visade på rimlig lönsamhet, byggde på en sammanlänkning av fjärrvärmenäten och ett behov av ökad effekt, finns det idag inte några möjligheter för en spillvärmeledning på grund av att båda kommunerna har byggt ut sin fjärrvärmekapacitet.

## **Trollhättan**

I Trollhättan började fjärrvärme byggas ut i form av en blockcentral 1967. Trollhättan Fjärrvärme AB bildades 1978 då verksamheten växte kraftigt och bytte namn till Trollhättan Energi AB 1991. Man har tidigare haft spillvärme-samarbeten med flera industrier<sup>99</sup> och de företag som levererade spillvärme var huvudsakligen Eka Nobel och Ferrolegeringar, varav den första slutade leverera i mitten av 1990-talet och den sista i slutet av 1980-talet. Ett annat företag som levererade spillvärme under en period var Union Carbide. Det bioeldade kraftvärmeverket Lextorp, som togs i drift i början av 2006 kan leverera 17 MW värme och 3,6 MW elektricitet. Den bioeldade hetvattenpannan i Stallbacka är effektmässigt fortfarande störst med 32 MW inklusive rökgaskondensering. De totala fjärrvärmeleveranserna är ungefär lika stora som Uddevallas, eller 265 GWh för år 2004<sup>100</sup>.

---

<sup>97</sup> Information från Roger Johansson, verkställande direktör för Uddevalla Energi AB, tel. 0522-696 210.

<sup>98</sup> Bengt Allén, raffinaderiutveckling, Preemraff i Lysekil, tel. 010-450 3503.

<sup>99</sup> Information om Trollhättan Energi från Peter Augustsson, ledningsgruppen (staben), Trollhättan Energi AB, tel. 0520-497 082, och Mats Johansson, verkställande direktör, Trollhättan Energi AB, tel. 0520 - 497 586.

<sup>100</sup> Fjärrvärme- och kraftvärmestatistik 2004, Svensk Fjärrvärme.

Eftersom lokala industrier som Volvo Aero och SAAB samt sjukhuset idag vill öka sin användning av fjärrvärme ser man över möjligheten att öka produktionen av fjärrvärme. Här skulle alltså spillvärmeleveranser från industrier kunna bli aktuella igen. Diskussioner har vid flera tillfällen förts mellan Trollhättan Energi och Preemraff i Lysekil, se ovan, men även med ferrolegeringsverket Vargön Alloys i Vänersborg. Mellan Preemraff och Trollhättan skulle ledningsavståndet vara ca 60 km. Det huvudalternativ för spillvärmeleveranser som diskuterades år 2000 byggde på en sammankoppling av Uddevallas och Trollhättans fjärrvärmenät, se ovan. Mellan Vargön Alloys och Trollhättan skulle ledningsavståndet vara mellan 7 till 8 km. För leveranser från Vargön Alloys är det också en fråga om man har spillvärme så det räcker, då verket redan levererar stora mängder till Vänersborg och Holmen Paper.

Enligt Peter Augustsson är det däremot inte helt entydigt varför man valde att bygga kraftvärmeverket i Lextorp istället för att satsa på en spillvärmeledning från Preemraff. Beslutet togs innan elpriser och elcertifikat gjorde det så extremt lönsamt med biokraftvärme. Det som har vägt in var att Uddevalla för sin del hade sett avfallsförbränningen som det mest lönsamma och att den spillvärmelösning som ändå diskuterades byggde på att fjärrvärmebolagen i de två kommunerna kopplade samman sina nät. En spillvärmeledning som bara skulle leverera spillvärme till Trollhättan var troligtvis aldrig något alternativ. Andra faktorer som också vägde in för beslutet om att inte satsa på lösningen med spillvärmeleveranser från Preemraff var enligt Mats Johansson och Peter Augustsson den stora investeringen. Man ansåg att risken för kommunen var för stor. Lönsamheten på biokraftvärmeanläggningen har varit mycket god på grund av möjligheten till elcertifikat och de höga elpriserna. Idag har man dessutom tagit beslut om att bygga en ny biokraftvärmeanläggning för RT-flis (returflis från byggmaterial och annat). Man tar just nu in offerter för biokraftvärmeanläggningen. Storleken på anläggningen är inte helt bestämd, men det blir troligtvis i spannet 25-35 MW värme och 4-5 MW elektricitet. Mats Johansson understryker att man definitivt inte stängt dörren till spillvärmediskussioner med Preemraff, men att man behöver mer fjärrvärmeeffekt nu och att de mest aktuella diskussionerna om industriell spillvärme nu förs med Vargön Alloys i Vänersborg. En faktor som inte ska glömmas bort är, enligt Peter Augustsson, de effekter på viljan att investera i biobränslebaserad fjärrvärmeproduktion som de allt högre biobränslepriserna kan föra med sig.

## **Vänersborg**

Vänersborg är en av de kommuner som ligger i det relativa närområdet kring Lysekil. Idag ägs fjärrvärmenätet i Vänersborg av Vattenfall Värme<sup>101</sup> och man har spillvärmeleveranser från Vargön Alloys sedan 1983-84<sup>102</sup>. Fjärrvärmenätet behöver idag en topp effekt på ca 40 MW och värmebehovet är idag 130-140 GWh

---

<sup>101</sup> Info från Einar Bjarne, chef Vattenfall Värme i Vänersborg, tel. 070-561 1947.

<sup>102</sup> Bo Flink, produktionsdirektör, Vargön Alloys AB, tel. 0521-277 300.

per år. Spillvärmelieferanserna från Vargön Alloys täcker ca 85 % av värmebehovet i fjärrvärmenätet och de övriga 15 % kommer från två mindre oljepannor som körs som spetslast vid vissa tider under året. När fjärrvärmebolaget ägdes av kommunen var man också med i diskussioner om spillvärmelieferanser från Preemraff (dåvarande Scanraff), men bara perifert.

Vargön Alloys tillverkar legeringarna ferrokrom och ferrokisel som används inom stålindustrin. Tillverkningen sker i ugnar vid hög temperatur och man har värmeåtervinningssystem för processånga och hetvatten vid varje ugn. Processången (400°C, 30 bar) levereras till det närbelägna Holmen Paper AB-Wargöns Bruk och hetvattnet levereras till fjärrvärmenätet. De totala värmelieferanserna från Vargön Alloys var 257 GWh under 2006, vilket motsvarar 41 % av företagets elanvändning. Bo Flink poängterar att värmeåtervinningen är en väsentlig del av företagets ekonomi. Både Einar Bjarne och Bo Flink påpekar att spillvärmesamarbetet i Vänersborg har varit lyckosamt för båda parter.

## Bilaga 3 Oxelösund/Nyköping

SSAB Oxelösund AB är ett så kallat integrerat stålverk, vilket innebär att både råjärn och stål tillverkas i samma verk. Produktionen av stål uppgår till ca 1,6 Mton per år och stålämnen går dels till det egna valsverket för tillverkning av grovplåt, dels till SSAB Tunnbrått i Borlänge. Eftersom energimängderna i produktionen är väldigt stora och processerna dessutom producerar brännbara energigas, se avsnitt 2.2.2, har olika former av värmeöverföring diskuterats från Oxelösund till det närliggande Nyköping. Verkets konsumtion av kol är ungefär 8 TWh årligen, vilket genererar stora mängder värme i olika delar av processen<sup>103</sup>. Verkets energianläggningar heter OK2 och OK3, varav den första är en central för processånga bestående av två pannor och den senare en kraftvärmeanläggning där huvudsakligen el och fjärrvärme produceras. Verket har hela tiden ägt OK2 och anläggningen byggdes någon gång på 1920-talet medan ägandet av OK3, som togs i drift 1972, har skiftat under årens gång. Då Svenskt Stål AB (SSAB) bildades av Domnarvet, Norrbottens Järnverk AB (NJA) och Gränges AB med Oxelösunds järnverk 1978, behöll Gränges kraftproduktionen OK3 genom bolaget Grängeskraft. OK3 köptes av Statens Vattenfallsverk 1980 för den symboliska summan en krona och OK3 drevs därefter till 1983. Under den perioden var kapaciteten för att tillvarata hyttgas mycket låg och pannan eldades nästan uteslutande med olja. Året 1995 tog Vattenfall beslut om att man nu skulle börja driva OK3 igen men nu med det överskott av energigas som fanns på bruket varvid OK3 togs i drift under 1996. Verket hade fram till dess kört en så stor del som möjligt av energigaserna på OK2, men resten av gaserna hade facklats. Vid slutet av en avtalsperiod år 2000 hade SSAB en möjlighet att köpa tillbaka OK3 från Vattenfall, vilket man också utnyttjade och därefter har OK3 drivits i SSAB:s regi.

Utredningar om att överföra fjärrvärme från Oxelösund till Nyköping har pågått sedan mitten av 1970-talet, vilket är innan något fjärrvärmenät hade etablerats i Oxelösund eller Nyköping<sup>104</sup>. I Oxelösund började fjärrvärmenätet byggas ut 1977 och i Nyköping började fjärrvärmen byggas ut i öar efter ett kommunalt principbeslut om fjärrvärmeutbyggnad 1979. Mellan åren 1976 och 1979 utreddes frågan om en kulvert för överföring av överskottsvärme från Oxelösund till Nyköping av Studsvik Energiteknik AB och K-konsult. Kulverten skulle bli 12 km lång och det fanns flera uppskattningar av tillgänglig effekt, bland annat 70 MW totalt, varav 40 MW från kraftvärmeverket OK3 samt i ett annat fall 250 MW i maximal överföringseffekt. Båda dessa förslag innefattade kalkyler med

---

<sup>103</sup> Den huvudsakliga informationen om SSAB Oxelösund har erhållits från Johan Lundqvist, energisamordnare, SSAB Oxelösund, te. 0155-255 129. Information om samarbetet med Oxelö Energi AB har även erhållits från Conny Andersson, driftschef, Oxelö Energi AB, tel. 0155-383 19.

<sup>104</sup> Information om beslutsprocessen, utredningar, årtal och annat har erhållits från Per Ljung, chef för Vattenfall Värme Nyköping, tel. tel. 0155-293 251.

olika typer av subventionering, bland annat i form av så kallade fjärrvärmelån och energisparbidrag. Argumentet för bidragen var en minskad oljeanvändning. I ansökan om bidrag för fjärrvärmeutbyggnad och uppdimensionering av vissa delar av Oxelösunds fjärrvärmenät från Nyköpings kommun 1978 står det att ”kommunen ser det som angeläget att ett spillvärmeutnyttjande kommer till stånd”. Under slutet av 1970-talet tyder även andra dokument på att Nyköpings kommun ville utnyttja spillvärme från Oxelösund, men i anteckningar från möten mellan kommunerna står det också att kommunen inte får vara beroende av industriella spillvärmeleveranser. OK3:s dåvarande ägare Grängeskraft fick 1980 avslag på en ansökan till Statens industriverk (SIND) om investeringsstöd för en utbyggnad av en fjärrvärmekulvert mellan orterna.

En av konsulterna på Studsvik Energiteknik AB som utförde utredningar om möjligheten till en sammanlänkning mellan Oxelösund och Nyköping, Lars-Åke Cronholm<sup>105</sup>, påpekar att man i redovisningar för bland annat Nyköpings kommun i slutet av 1970-talet framförde vissa fördelar med en fjärrvärmekulvert även om stålverket skulle läggas ned. Bland det som framfördes var att Oxelösund har en bra hamn i jämförelse med Nyköping, vilket skulle ha underlättat transporter av bränsle, och att man dessutom hade två värmeanläggningar på plats i form av OK2 och OK3, vilka skulle kunna ha använts för fjärrvärmeproduktion till Nyköping. Studsvik Energiteknik lade också fram förslaget om att fjärrvärme-systemen i de båda orterna skulle ha lagts under ett och samma bolag då det skulle kunna ha gett en gynnsam helhetslösning. Att fjärrvärmenätet i Oxelösund byggdes ut och fjärrvärmen producerades från SSAB:s kraftvärmeverk berodde till stor del på dåvarande gatuchefen Anders Norling, som också hade ansvar för energifrågor i kommunen, samt Carl-Bertil Cederbaum, som var ansvarig för energi och media på Stålverket. En av huvudkulvertarna i Oxelösund dimensionerades också för framtida transitleveranser till Nyköping, vilket indikerar att det för Anders Norling var mycket troligt att en sammanvävning mellan Oxelösund och Nyköping skulle komma till stånd.

Mellan 1980 och 1982 pågick diskussioner mellan olika parter om olika förslag. Bland annat föreslog Nyköpings kommun vid två tillfällen att man skulle köpa kraftvärmeverket OK3 från Grängeskraft. Man utredde också egna kraftvärmealternativ och en kulvert mellan Nyköping och Oxelösund för att öka baslastunderlaget för kraftvärmeverket. Grängeskraft dåvarande ägare Statens Vattenfallsverk utreder i sin tur olika lösningar med koleldad kondens eller kraftvärme i Oxelösund. Nyköpings kommun uttrycker viss oro över dröjsmål för beslut om byggandet av nya anläggningar i Oxelösund samt en oklar ägandesituation för dessa och kände sig tvingade till ett relativt snabbt beslut om en egen fjärrvärmeproduktion. Under den här tiden verkar det som att det är Statens Vattenfallsverk som driver på för att en kulvertlösning ska komma på plats. Olika konsultutredningar ger skilda resultat rörande lönsamheten för samverkansprojektet, och det visar på svårigheten med att göra korrekta

---

<sup>105</sup> Lars-Åke Cronholm, f.d. konsult på Studsvik Energiteknik AB, nu på ÅF-Process, tel. 010-505 1413.



antaganden om framtida energipriser och volymer. Under 1982 tog Nyköpings kommun ett beslut om att bygga egen basproduktion med leverans från 1984, vilket också blev fallet genom byggandet av Idbäckverket med två koleldade hetvattenpannor på ca 40 MW vardera.

I samband med att nya alternativ studerades 1989, kom både Margen Consult AB och Fjärrvärmebyrån AB fram till att det kunde vara ekonomiskt försvarbart med en kulvert för att ett nytt kraftvärmeverk i Nyköping skulle få ett större värmeunderlag. Här är det alltså i princip samma tankar som i början av 1980-talet, vilket kan förefalla märkligt med tanke på Stålverkets stora mängd industriell spillvärme och restgas. Samma år togs även beslutet om att bygga en ny panna för fliseldning och kraftvärmedrift. Ombyggnaden av Idbäckverket genomfördes 1993 – 1994. Med byggandet av det nya biokraftvärmeverket minskades möjligheterna till spillvärmesamarbete mellan Oxelösund och Nyköping på ett påtagligt sätt.

När Vattenfall 1997 köpte Nyköping Energi diskuterades olika alternativ till samverkan internt inom Vattenfall, eftersom man redan ägde OK3. År 2002 visade ett alternativ att en kulvert var lönsam under förutsättningarna att man hade ett gemensamt kontrollrum, att kraftvärmeverket i Nyköping togs ur drift och att man inte tog hänsyn till intäkten för gröna certifikat för el från kraftvärmeverket. Både Vattenfall och SSAB genomförde under år 2006 utredningar som indikerade att en kulvert inte var lönsam. Vattenfalls utredning visade att även om kulverten skulle ha varit fullständigt bidragsfinansierad, skulle SSAB ändå i princip ha behövt betala för att leverera spillvärme, vilket till stor del berodde på intäkterna från gröna certifikat, ett högt elpris och ett lågt bränslepris i Nyköping. Samma typ av slutsatser fanns också i SSAB:s utredning.

Per Ljung påpekar att det inte finns någon utredning sedan 1970-talet som visar på lönsamhet för en kulvert utan bidrag. Han framhåller också att den effekt som krävs för ett gemensamt nät i Oxelösund och Nyköping är 140 MW och att nya källor med primär spillvärme som hittats vid nyligen genomförda inventeringar är i storleksordningen 55 MW. Om större effekter ska matas in i ett fjärrvärmenät sker det på bekostnad av investeringar hos SSAB eller genom en minskad elproduktionsskapacitet i kraftvärmeverket OK3.

Vid samtal med SSAB i Oxelösund framträder en bild som delvis är annorlunda i jämförelse med beskrivningen från Vattenfall Värme i Nyköping. Johan Lundqvist<sup>106</sup> anser att värmeleveranser till Nyköping i form av spillvärme, värme från energigaser eller från kraftvärmeproduktion, borde vara den bästa helhetslösningen för de bägge orterna. Att någon helhetslösning med fjärrvärmekulvert mellan orterna inte kommit till stånd är ganska begripligt under den senare delen av 1970-talet, då stålindustrin inte har någon stabil situation. Vid beslutet om - och byggandet av - biokraftvärmeverket var emellertid stålindustrin

---

<sup>106</sup> Johan Lundqvist, energisamordnare, SSAB Oxelösund, tel. 0155-255 129.

inne i en stabil fas, varvid risken för drastiskt förändrade förhållanden på stålverket inte kan ha bedömts som särskilt stor.

I SSAB:s OK3-panna produceras 105 bars ånga (525°C) och den körs idag tillsammans med två pannor 30 MW för 36 bars processånga (450°C). Vid fullast kan 210 MW brännas i OK3 men vid normallast är bränslelasten mellan 130 och 140 MW. De två pannorna för processånga går normalt på halvlast, det vill säga 15 MW vardera. I OK3 produceras i normalfall 30 MW el och över året ungefär 110 GWh fjärrvärme, varav 50 GWh till bruket och 60 GWh till Oxelö Energi AB. Produktionen av processånga från OK3 är ganska liten, men kraftvärmeverket byggdes för full kondens, vilket också utnyttjas under sommaren. Sammanlagt används ungefär 1 TWh gasbränsle per år och en mindre mängd olja i de tre pannorna. Energimässigt är fördelningen 85 % hyttgas, 14 % koksugns gas och 1 % olja.

Till kommunen levereras också ytterligare 40 GWh/år i form av spillvärme från stålverket. Spillvärmén kommer från kylning av heta gaser från LD-ugnen<sup>107</sup> varvid 15-20 bars hetvatten produceras för ett ackumulatorsystem. Idag facklas all LD-gas från stålverket, vilket motsvarar ungefär 300 GWh/år. De två veckor man har sommaruppehåll facklas även koksugns gasen, eftersom koksverkets produktion inte kan avbrytas. Anledningen till att så stora mängder energi facklas är att LD-gasen kommer intermittert och att man skulle behöva olika typer av ackumulatorsystem för att kunna använda gasen i pannorna. Investeringskostnaden för att tillvarata LD-gasen har nyligen uppskattats till ca 250 miljoner kronor.

Johan Lundqvist påpekar att det finns ett antal möjligheter till att tillvarata värme från SSAB i Oxelösund och att man utan problem skulle kunna täcka Nyköpings fjärrvärmebehov både energi- och effektmässigt. Idag pågår också forskning om att tillvarata spillvärmén från Oxelösund genom olika former av värmelagring för att transportera värmen till mottagare via tåg men det är naturligtvis effektivare att transportera värmen via ett rörledningssystem<sup>108</sup>.

---

<sup>107</sup> Linz-Donawitz, ugn för att reducera kolinnehållet i råjärnet med hjälp av syrgasblåsning, vilket kallas färskning.

<sup>108</sup> Undersökningarna genomförs av forskningsföretagen Ecostorage Sweden AB och ClimateWell.

## Bilaga 4 Sundsvall

### SCA Ortviken

I Sundsvall beslutade stadsfullmäktige om att börja bygga ut fjärrvärme 1969<sup>109</sup> som en nödvändig förutsättning för att senare kunna bygga och driva ett kraftvärmeverk<sup>110</sup>. Det första året man började leverera fjärrvärme var 1970. De första officiella överläggningarna om ett samarbete mellan Svenska Cellulosa AB (SCA) i Ortviken kommunen och det dåvarande Energiverket i Sundsvall hölls redan 1972. Diskussionen då gällde samarbete rörande kraftvärmeproduktion via lite olika alternativ som sop- och barkförbränning och att en gemensam anläggning skulle ligga i anslutning till SCA Ortviken. Kommunen och SCA började samma år att samarbeta genom gemensamt inköp av olja. Kommunen kunde på så sätt dra nytta av att SCA var en mycket större aktör på oljemarknaden. I överläggningarna om samarbete fanns tidigt idén om ett gemensamt bolag, AB Sundsvall Kraftvärmeverk. Det blev inget av detta samarbete även om förslaget om en gemensam kraftvärmearläggning har diskuterats vid olika tillfällen<sup>111</sup>. Kommunfullmäktige beslutade istället att bygga ett huvudfjärrvärmeverk för Sundsvalls fjärrvärmeförsörjning i Korsta 1975 och 1976 började man bygga hetvattencentralen bestående av två oljeeldade hetvattenpannor på 80 MW styck. Handlingar från Sundsvalls kommun tyder på att SCA år 1976 erbjöd kommunen leveranser av spillvärme och hetvatten (det vill säga prima värme)<sup>112</sup>. Enligt olika uppskattningar skulle bruket vid den tiden kunna leverera 20 till 30 MW spillvärme och upp till 100 MW prima värme. Effektbehovet i Sundsvalls fjärrvärmenät beräknades emellertid stiga kraftigt under de kommande åren och kommunen verkar aldrig haft i åtanke att helt förlita sig på leveranser från SCA Ortviken. Fjärrvärmeverket var i drift 1978 och med det också fjärrvärmeledningen som gick förbi SCA Ortviken, vilket också öppnade upp för värmeleveranser från bruket.

Ett avtal om värmeleveranser från SCA Ortviken till Energiverkets fjärrvärmenät kom till stånd 1979<sup>112</sup> och 1980 började man leverera värme från bruket. Avtalet föreskrev 16 MW värmeleveranser, vilket då huvudsakligen skulle innefatta spillvärmeleveranser, och 55 MW reglervärme, det vill säga leveranser av prima värme till från bruket. Avtalet var för reglerat för femton år. Grundprincipen för avtalet var att Energiverket skulle betala investeringen med avkastningen under de första tio åren och att vinsten därefter skulle delas lika mellan parterna de

---

<sup>109</sup> ”Konflikt eller konsensus kring gemensamma resurspooler – en studie av fjärrvärmesystemen i Göteborg och Sundsvall”, Program Energisystem 2001.

<sup>110</sup> Informationen om historiken för utbyggnaden av fjärrvärme i Sundsvall har till stor del erhållits från Anders Jonsson, verkställande direktör, Sundsvall Energi AB, tel. 060-192 072.

<sup>111</sup> Bjarne Öberg, blockledare, Ångcentralen, SCA Ortviken, tel. 060-194 227.

<sup>112</sup> ”Konflikt eller konsensus kring gemensamma resurspooler – en studie av fjärrvärmesystemen i Göteborg och Sundsvall”, Program Energisystem 2001.

kommande fem åren. Avtalet var mycket komplicerat och det uppstod en diskussion om huruvida Energiverket var prismässigt extra gynnat. Avtalet ledde på så sätt till spänningar mellan parterna. Anders Jonsson påpekar att det redan innan värmeleveranserna börjat kan ha funnits spänningar mellan den politiska kommunledningen och SCA och att dessa spänningar till viss del hade ideologisk grund.

Dialog och samverkan har hela tiden varit enklare när den sköts av tjänstemän från Energiverket/Sundsvall Energi och SCA än när politikerna har varit med i förhandlingarna. Avtalets omfattning och utformning tyder på en misstänksamhet mellan parterna, men trots det kom värmeleveranserna igång. Även reglervärme köptes in under de första åren fram till det att den första avfallspannan (20 MW) och elpannan (55 MW) togs i drift 1984. Avtalet reglerade både leverans- och mottagningskyldigheter och på grund av vissa fel i avtalets beräkningar kunde inte Ortviken leverera de spillvärmemängder som avtalet föreskrev. Man fick i efterhand satsa prima värme för att nå upp till de avtalade leveranserna av spillvärme, vilket inte förbättrade relationen mellan parterna. Den ursprungliga felaktigheten i avtalet rättades dock till efter några år. Att relationerna var frostiga kan också förklara varför det inte finns någon utredning om en gemensam anläggning för bruket och fjärrvärmenätet under 1980-talet.

En annan faktor som inte underlättade samarbetet mellan kommunen och SCA var kommunens vilja att ha en egen kraftvärmeanläggning. Det fanns, enligt Anders Jonsson, tydliga indikationer på att ett oljeeldat kraftvärmeverk kanske inte var det bästa alternativet, men att ”man skulle ha kraftvärme” trots att det redan tidigt identifierade en konflikt med underlaget för den billigare spillvärmens<sup>113</sup>. Det oljeeldade kraftvärmeverket i Korsta stod klart 1981 (59 MW el och 110 MW fjärrvärme). Med tanke på det låga elpriset som uppstod på grund av den svenska kärnkraftsutbyggnaden och det kraftigt ökade oljepriset som följde av den andra energikrisen 1979, verkar naturligtvis färdigställandet av kraftvärmeverket forcerat, åtminstone i efterhand.

När den andra delen av avtalet skulle förhandlas fram för perioden 1990 till 1995, arbetades väldigt mycket om eftersom många delar i det ursprungliga avtalet inte gick att tillämpa enligt den likadelningsprincip som nu skulle inträda. Flera möten fick hållas för att man skulle kunna bli ense om en kompromiss. Resultatet blev en kraftfull prishöjning på värmeleveranserna från Ortviken från och med år 11. En något märklig följd av prishöjningen och den sedan tidigare frostiga relationen mellan parterna var att kommunen var avogt inställd till att ta emot spillvärme från Ortviken, eftersom det nya avtalet var mindre fördelaktigt än det tidigare. Det var emellertid hela tiden fördelaktigt att ta emot spillvärmeleveranser, vilket också gjordes. Det avtal som gällde från och med 1996 och fram till slutet av 2005 var i stort sett liktydigt med avtalet innan, men innebar att man gjorde årliga överenskommelser.

---

<sup>113</sup> ”Konflikt eller konsensus kring gemensamma resurspooler – en studie av fjärrvärmesystemen i Göteborg och Sundsvall”, Program Energisystem 2001.

Relationerna blev under 1990-talet efter hand helt normala mellan parterna och förhandlingarna sköttes helt av tjänstemän från Sundsvall Energi istället för av politiker. I mitten av 1990-talet hade långt gångna diskussioner om en bioenergi-anläggning med gemensamt driftbolag och ångleveranser från Korsta till Ortviken. Man var i slutförhandlingarna med en pannleverantör när förändringar i energibesiktningen gjorde det hela olönsamt. 1996-97 utreddes även frågan om att bjuda in en tredje extern part och flera energibolag, bland annat Vattenfall, Sydkraft och IVO (dåvarande Fortum), var involverade i utredningar om en anläggning med kombinerade ång- och fjärrvärmeleveranser till Ortviken och Sundsvalls fjärrvärmenät. Någon breddad samverkan blev inte av. Och efter dessa utredningar bestämde sig Sundsvall Energi och SCA för att utreda lösningar utan inblandning av tredje part.

Att gå över till bioenergi på Korstaverket hade på olika sett utretts, men en idé om att konvertera oljekraftvärmepannan till biobränsle valdes bort då det började bli mer och mer känt att det ofta blev korrosionsproblem i överhettare i pannor som konverterats till biobränsle. 1998 ansökte man om LIP-pengar (lokala investeringsprogram) och fick det för ett projekt innefattande en ny biopanna, ny ångturbin, högtrycksångledning från Korsta till Ortviken, rökgaskondensering på SCA:s panna och möjligen också en hetvattenledning till Tunadals sågverk. Man hade på allvar börjat kalkylera på projektet när nya förändringar i energiskattesystemet år 2000 gjorde projektet olönsamt trots bidraget. SCA Ortviken var också med och stoppade processen. Ett av deras huvudargument var att oljan kostade 10 dollar fatet år 2000<sup>114</sup>.

Sundsvall Energi gav då upp idén om att bygga en biokraftvärmeanläggning. Man började istället undersöka möjligheterna till en avfallsförbränningsanläggning. Idén provades därefter försiktigt hos kommunen som gav klartecken för att bygga en avfallsförbränningsanläggning. Investeringsbeslutet kom 2004. Möjligheten till LIP-bidrag fanns fortfarande kvar för stora delar av projektet, men inte för avfallspannan. Man höll möjligheten till en ångledning till Ortviken öppen. SCA bestämde sig för att satsa på sitt sågverk i Tunadal och det blev inte någon ångledning till Ortviken, utan istället en (120°C) hetvattenledning till Tunadal för att ersätta sågverkets oljeeldning. På så sätt fick Sundsvall Energi även en värmesänka för avfallsförbränningen under sommaren. Helhetslösningen blev avfallskraftvärme, mer spillvärmeleveranser till fjärrvärmenätet från Ortviken via rökgaskondensering samt elersättning på Tunadals sågverk genom den nya hetvattenledningen. Rökgaskondenseringen på Ortviken kom på plats 2006 tillsammans med den nya avfallsanläggningen (60 MW bränsleeffekt) med tillhörande hetvattenledningen till Tunadals sågverk (80 GWh per år). I avfallsanläggningen eldas idag sopor från Sundsvall, kranskommuner, Västernorrland och Norge.

---

<sup>114</sup> Patrik Halling, teknisk direktör, investeringsverksamheten och energiinköp, SCA Graphics Sundsvall AB, tel. 060-164 244.

Både Sundsvall Energi och SCA är mycket nöjda med den helhetslösning som man hittat och Anders Jonsson framhåller också att de många åren med ett mindre gott samarbetsklimat mellan SCA och Sundsvall Energi är över sedan ett antal år. Han har dragit några generella slutsatser om hur samarbetsprojekt ska kunna drivas igenom på ett lyckosamt sätt. Det ena är att uppslagen ska ligga rätt i tiden för båda parter och det andra att de ska innebära en ömsesidig nytta och helst kopplat till båda parter kärnverksamhet. Att uppfylla nytta för båda parter kärnverksamheter är något som sällan finns med i spillvärmesamarbeten eftersom industrin sällan fokuserar på spillvärmens och vad man gör med den.

Sundsvalls fjärrvärmesystem har med den baslast av avfallsförbränning som finns ett utrymme för ungefär 200 GWh spillvärme per år om temperaturen är 60°C. År 2007 levererades 112 GWh spillvärme från Ortviken, varav huvuddelen är från den nya rökgaskondenseringen<sup>115</sup> på panna 1 och 3. Upp till mellan 150 och 200 GWh per år borde vara möjligt genom intrimning av befintlig teknik. Topp-effekten är ungefär 40 MW och då står rökgaskondenseringen för runt 80 % av spillvärmeeffekten<sup>116</sup>. Ortviken har levererat i storleksordningen 30-40 GWh spillvärme per år sedan spillvärmekulverten drogs samt även en del reglervärme under de första åren. Processerna har emellertid inte varit statiska utan mycket har förändrats på Ortviken sedan leveranserna började 1980. Innan de trycksatta raffinörerna kom 1984 hade man ej trycksatta slipstolar<sup>117</sup>. Raffinörerna är idag trycksatta till 4,5 bar varvid den värme som bildas vid malningen kan tillvaratas genom värmeväxling mot 2,5 bars lågtrycksånga. Det är bara ett av många sätt genom vilka brukets specifika energiförbrukning har kunnat minskas de senaste decennierna. På 1970-talet förbrukade bruket över 120 000 m<sup>3</sup> olja medan produktionen av papper var under 500 000 ton. Motsvarande siffror för år 2007 är 830 000 ton papper och 3700 m<sup>3</sup> olja. Bara under de senaste fem åren har bruket minskat sin interna energianvändning med 100 GWh/år genom bland annat effektivare värmeväxling trots att produktionen har ökat med drygt 100 000 ton papper. Bjarne Öberg påpekar att anledningen till den snabba utvecklingen är de höga energipriserna, vilket också gynnar olika typer av energisamarbeten.

När det gäller samarbetet med Sundsvall Energi är bilden från Ortviken den att det huvudsakligen har varit affärsmässiga skäl som gjort att samarbetet inte flutit helt friktionsfritt<sup>118</sup>. Att driva affärer med en politisk motpart, där ägaren kan skifta över ett val, är inte alltid befrämjande för den för långsiktiga affärer så viktiga stabiliteten. Att samarbetet under de senaste åren har blivit fantastiskt bra med den

---

<sup>115</sup> Information och data om rökgaskondensering och spillvärmeåtervinning på SCA Ortviken har huvudsakligen erhållits från Bjarne Öberg, blockledare, Ångcentralen, SCA Ortviken, tel. 060-194 227 och Tommy Lindström, maskinist, skift 3, Ångcentralen, SCA Ortviken, tel. 060-194 265.

<sup>116</sup> De momentana värdena när jag pratar med Tommy Lindström den 11/1-07 är 19,4 MW från rökgaskondenseringen, 8 MW från processen och att fjärrvärmereturen värms från 42°C till 56°C.

<sup>117</sup> SCA Ortviken är ett bruk där termomekanisk massa (TMP) tillverkas, vilket innebär att ved eller flis värmebehandlas med ånga varefter fibrerna friläggs genom malning.

<sup>118</sup> Patrik Halling, teknisk direktör, investeringsverksamheten och energiinköp, SCA Graphics Sundsvall AB, tel. 060-164 244.

nya helhetslösningen är man dock helt överens med Sundsvall Energi om. Tankarna om att sälja Sundsvall Energi under början av 2000-talet påverkade inte beslutet om det senaste samarbetet, där bland annat rökgaskondenseringen var en stor investering. Man såg utförsäljningen som överspelad i det läget. Enligt det nya avtalet har man en garanterad avsättning för värme från rökgaskondenseringen under tio år.

## Karbidfabriken

I Sundsvall har även andra spillvärmesamarbeten diskuterats och ett av dessa är mellan det industrikonglomerat som ägs av Akzo Nobel i Stockvik söder om Sundsvall och Sundsvall Energi. I Stockvik finns bland annat en natriumkloratfabrik där vätgas bildas som en biprodukt i en elektrolysprocess. Vätgasen används som råvara för hydrering i en annan fabrik på området och eldas dessutom i Stockviks ångcentral. Trots det blir det ett överskott av vätgas<sup>119</sup> som släpps ut i luften. I en annan av Stockviks fabriker, Carbide Sweden AB, tillverkas kalciumkarbid sedan 1941. I processen blandas koks med bränd kalk (CaO) och smälts med elektricitet vid ca 3000°C, varvid en karbidugnsgas som mest består av kolmonoxid, men även av koldioxid, vätgas och kvävgas, bildas. Karbidugnsgasen bränns för att torka koks, men huvuddelen bränns i ångcentralen. Även här bildas ett överskott av gas som inte kan släppas ut direkt, utan i det här fallet måste facklas bort. Över året är det sammanlagda överskottet av karbidugnsgas och vätgas ca 25 GWh, men det är inte jämt fördelat. Det största överskottet kommer under sommaren. På Akzo Nobel i Stockvik finns även möjligheter att tillvarata varm luft och varmt vatten från olika processer och skattningar av hur mycket värme som finns att tillgå har genomförts i olika konsultrapporter<sup>120</sup>.

Diskussioner om olika typer av samarbeten mellan Sundsvall Energi<sup>121</sup> och Akzo Nobel i Stockvik har pågått i flera omgångar. En av de diskussioner som fördes i början av 1990-talet gällde en fjärrvärmeanslutning från Stockvik till Kvissleby fem km söderut. Enligt Kennet Thorsell på Stockviksverken var diskussionerna när det gällde den här samarbetsmöjligheten aldrig så långt gångna men Akzo Nobel lade trots det fram ett bud som inte accepterades av Sundsvall Energi. Ett annat potentiellt samarbetsprojekt där planerna hade gått mycket längre var möjligheten att via en fjärrvärmeledning förse Bredsand med fjärrvärme från Stockviksverken. Bredsand ligger 1,5 km norrut och meningen var att ca 10 GWh/år spillgas skulle kunna användas för att täcka norra bredsands fjärrvärmebehov. Investeringen skulle omfatta 8 miljoner kronor och fjärrvärmens

---

<sup>119</sup> Informationen om Akzo Nobels industrikonglomerat i Stockvik har erhållits från Göran Ekmarker, f.d. chef miljöavdelningen, nu internkonsult, tel. 060- 134 406 och Kennet Thorsell infrastrukturchef, tel. 060-134 093.

<sup>120</sup> Den senaste är troligen: Energiprojekt AB (EPRO), Sundsvall Energi, Översiktstudie avseende industriell spillvärme, Markus Persson och Bo Edberg, 2002-10-09. Observera att studien genomfördes efter att planerna på en fjärrvärmeledning till Bredsand hade avbrutits.

<sup>121</sup> Den information som erhållits om Sundsvall Energis planerade samarbete med Stockviksverken kommer från Jan Kroppegård, fjärrvärmechef, Sundsvall Energi AB, tel. 060-191 621.

skulle produceras genom eldning av spillgas i Stockviksverkens befintliga ångcentral. Konceptet var att priset på fjärrvärmens skulle vara lågt och att Sundsvall Energi skulle stå för investeringen. Diskussioner fördes även med andra delar av koncernen Akzo Nobel. Sundsvall Energi hade fått klartecken från styrelsen om att ledningen skulle dras om man fick bra villkor. Samarbetsprojektet föll på att Akzo Nobel ansåg att lönsamheten var för låg och att det även fanns farhågor om att de skulle behöva öka oljeanvändningen för att generera processånga om spillgasprojektet blev av<sup>122</sup>. Jan Kroppegård framhåller här att ett kommunalägt fjärrvärmebolag kan acceptera mycket lägre lönsamhetskrav på investeringar än vad som är möjligt inom industrin. En återbetalningstid på 10 år är exempelvis inte ovanligt för fjärrvärmeinvesteringar, medan det är helt omöjligt för industrin att acceptera så långa återbetalningstider. Det fanns även andra diskussioner om långsiktighet och garantier i ett kommande avtal. Kennet Thorsell påpekade att Akzo Nobel bara var beredda att garantera 3 till 4 års leveranser, medan Sundsvall Energi ville ha garantier om 10 år för att täcka avskrivningstiden. Följden blev att Sundsvall Energi drog en 4 km lång fjärrvärmeledning från stadsnätet till Bredsand istället för den kortare ledningen till Stockvik. Både Jan Kroppegård och Kennet Thorsell uttryckte besvikelse över att projektet inte blev av eftersom man hade satsat resurser och kommit långt i diskussionerna.

Även om det var Akzo Nobel som drog sig ur planerna på att leverera fjärrvärme från Stockviksverken och Bredsand, så beskriver Anders Jonsson Sundsvall Energis prioriteringsordning för mottagandet av industriell spillvärme på följande sätt. Sundsvall har tre stora industrikomplex, SCA Ortviken, aluminiumtillverkaren Kubikenborg Aluminium AB (Kubal) och Akzo Nobel i Stockvik. Geografiskt ligger Ortviken mycket bra till för värmeleveranser till fjärrvärmenätet, Kubal ligger i utkanten av fjärrvärmenätet och Stockvik utanför fjärrvärmesystemet. Det är också det geografiska läget som har fått bestämma prioriteringsordningen för samarbeten mellan de olika industrikomplexen även om kartläggningar av spillvärmekällor har visat att möjligheterna till leveranser av spillvärme finns på vid samtliga industrikomplex<sup>123</sup>. Eftersom basalsten i fjärrvärmesystemet tas upp och styrs av avfallsförbränningen, finns idag inte heller något större utrymme för att utnyttja mer industriell spillvärme i det befintliga fjärrvärmesystemet. Kostnaden är idag negativ för att köra avfallsförbränningen och man får dessutom intäkter för den producerade elektriciteten. Anders Jonsson framhåller också att eldning av avfall kan anses ha samma berättigande som utnyttjandet av industriell spillvärme eftersom det i båda fallen handlar om en resurs som inte tillvaratas om den inte utnyttjas för fjärrvärmeproduktion. Prioriteringsordningen mellan de olika anläggningarna är idag: den nya avfallspannan med kraftvärmedrift, den gamla avfallspannan,

---

<sup>122</sup> Brev från Magnus Davidsson, produktionschef, Eka Chemicals AB, Stockviksverken till Jan Kroppegård, Sundsvalls Energi, brevet är daterat den 2 maj 2001.

<sup>123</sup> Energiprojekt AB (EPRO), Sundsvall Energi, Översiktstudie avseende industriell spillvärme, Markus Persson och Bo Edberg, 2002-10-09.



rökgaskondensering Ortviken, spillvärme från Ortvikens processvatten<sup>124</sup>,  
oljekraftvärme från Korsta (går idag på 75 % mineralolja och 25 % tallbäcksolja)  
och elpannan i Korsta om priset är lågt.

---

<sup>124</sup> Den inbördes ordningen för värmeleveranser från Ortviken bestäms av industrin.



## Bilaga 5 Åhus

I Åhus ägs fjärrvärmenätet av det kommunala energibolaget i Kristianstad kommun, C4 Energi AB, som förutom i Åhus också driver fjärrvärmenät i tätorterna Kristianstad, Fjälkinge och Vä<sup>125</sup>. Värmeleveranserna i Åhus omfattar idag ca 15 GWh per år, men nätet byggs kontinuerligt ut och man uppskattar att en rimlig potential är 20-25 GWh/år. I ett projekt som genomfördes för att Åhus fjärrvärmenät skulle bli fossilbränslefritt, erhöles bidrag från det lokala investeringsprogrammet (LIP). Ursprungsidén var att man skulle bygga en fliseldad panncentral, men år 2001 genomfördes en förstudie om att istället använda sig av spillvärme från gipsplattfabriken Knauf Danogips AB i Åhus hamn. Samtidigt som man undersökte möjligheterna att utnyttja den industriella spillvärmen studerade man även möjligheterna för fjärrvärmeproduktion med pelletseldade hetvattenpannor. Enligt C4 Energi visade förstudien att lönsamheten för fjärrvärmeproduktion med spillvärme var ungefär lika god som lönsamheten för pelletseldning, men att investeringen för återvinning av den industriella spillvärmen var ungefär dubbelt så stor. En av anledningarna till den höga investeringskostnaden var att spillvärmen från gipsplattfabriken kom från många källor. Man valde alternativet med de pelletseldade pannorna och den nya panncentralen som togs i bruk 2003 har av flexibilitetsskäl två pelletspannor. Förutom de relativt höga investeringskostnaderna för spillvärmeåtervinningen spelade även det faktum att Knauf Danogips AB hade en tysk ägare in i beslutet att inte satsa på industriell spillvärme. C4 Energi bedömde att förhållandet att gipsplattfabriken ingick i en internationell koncern med samma typ av produktion i andra länder medförde att risken för nedläggning var större än om fabriken hade haft en svensk ägare.

Andra industrier ligger i dagsläget för långt bort för att göra spillvärmeåtervinning lönsam, men Karl-Åke Johansson på C4 Energi påpekar att de ökade energipriserna, vilket också inkluderar bioenergi, kan få till följd att det blir lönsamt med allt längre dragningar av spillvärmeledningar. I regionen finns spillvärmeleveranser från Nymölla bruk till Bromölla sedan 1999 och 2007 skrevs avtalet om att spillvärmeleveranser från samma bruk till Sölvesborg, där spillvärmeledningen även har dragits 1,2 km på sjöbotten. I Sölvesborg ska spillvärmen ersätta en pelletspanna. Karl-Åke Johansson svarar också att en statlig försäkring av den typ som föreslås i avsnitt 7.9, sannolikt medfört att risken för gipsplattfabrikens nedläggning hade bedömts annorlunda. Det hade troligtvis underlättat betydligt med statliga garantier om fjärrvärmeleveranser även om fabriken lagts ner.

---

<sup>125</sup> Information om fjärrvärmenätet i Åhus har erhållits från Karl-Åke Johansson, affärsområdschef, värme, C4 Energi AB, te. 044-780 7601.

Martin Ohlander på Knauf Danogips AB i Åhus tycker det är synd att kommunen drog sig ur diskussionerna om att tillvarata spillvärme från fabriken<sup>126</sup>. Det finns flera processer i gipsplattfabriken med stora möjligheter att tillvarata energi som går till spillo. En av de processer där man har haft planer på att tillvarata mer värme är fabriken propanförångare. Propan förbränns i flera av fabriken processer, men för att möjliggöra förbränningen krävs en förångning av det propan som levereras i flytande form till fabriken. I förångaren eldas gasol och rökgaserna från processen värmeväxlas rökgaserna först för förvärmning av inkommande luft. I nästa steg värms vatten för lokaluppvärmning till mellan 70 och 75°C i en rökgasförvärmare (en så kallad ekonomiser) som idag levererar ca 2 MW. Processvatten värms också i rökgasförvärmaren, då det kommunala vattnet speciellt under vintern är för kallt för processerna. Man har idag ett stort överskott av värme för att värma fabrikslokalerna. Genom att investera i en ny rökgasförvärmare skulle man kunna tillvarata ca 3 MW värme här. Den energin skulle internt kunna användas för att förånga propan för att minska åtgången på gasol, eller externt för att generera fjärrvärme.

Det finns många andra ställen där värme skulle kunna återvinnas i processen, exempelvis igenom rökgaskondensering av fuktiga rökgaser. Fabriken förbränner 40 MW propan i olika processer och för torkning av gipsskivorna används tre brännare där 2 är på 7,5 MW och den tredje på 3,5 MW. Resterande mängd propan används kalcineringsprocesserna för gipstillverkningen, där industrigips (även kallat reagips) från Karlshamnsverkens rökgasrening och råsten (även kallad gipssten eller naturgips) kalcineras i kvarnar. Rökgaserna från dessa kvarnar är på grund av kalcineringen fuktiga. Värme skulle därför kunna återvinnas genom rökgaskondensering. Det finns även exempel på andra ställen i fabriken där värme skulle kunna återvinnas i processen.

Andra idéer som inte har med återvinning av energi att göra, men som ändå kan visa på att flera alternativ ständigt övervägs är att man bland annat diskuterat att gå över till biobränsleeldning för kalcineringen om man blir en del av utsläppshandelssystemet. Askpartiklar påverkar inte andra egenskaper än färgen på gipset, men för torkning av skivorna är det svårare att konvertera till biobränsle då skivorna inte får bli missfärgade. När det gäller biobränsleeldningen uttryckte Martin Ohlander att det kan finnas möjlighet att samverka med fjärrvärmeproduktionen i Åhus. Han beklagar att C4 Energi och Knauf Danogips inte längre diskuterar olika samarbetsmöjligheter.

---

<sup>126</sup> Information från Martin Ohlander, underhållschef, Knauf Danogips AB, tel. 044-289 532.