

Konsekvenser av tredjepartstillträde för en lokal fjärrvärmemarknad

– En fallstudie av fjärrvärmenätet i Helsingborg

Anders Palm
Mattias Wesslau

Företagsekonomiska institutionen
Ekonomihögskolan, Lunds Universitet
Box 7080, S-220 07
Lund

Institutionen för Teknik och samhälle, avdelningen för Miljö- och energisystem,
Lunds Tekniska Högskola
Box 118, S-221 00
Lund

Examensarbete i Technology Management – Nr 187/2009
ISSN 1651-0100
ISRN LUTVDG/TVTM--09/5187--/SE

KFS i Lund AB
Lund 2009

Sammanfattning

- Titel:** Konsekvenser av tredjepartstillträde för en lokal fjärrvärmemarknad
- Författare:** Anders Palm och Mattias Wesslau
- Handledare:** Karin Ericsson – *TeknD, Institutionen för Miljö- och energisystem, Lunds Tekniska Högskola*
- Stefan Yard – *Professor, Företagsekonomiska institutionen, Lunds Universitet*
- Christer Nilsson – *Teknikchef, Öresundskraft Produktion AB*
- Magnus Ohlsson – *Chef fjärrvärme- och fjärrkylanät, Öresundskraft Produktion AB*
- Frågeställningar:** Det finns starka krafter från bland annat politiskt håll som driver på för att tredjepartstillträde ska införas på fjärrvärmerna, likt det redan införts på t.ex. el- och gasnäten. Men vad blir konsekvenserna av ett sådant införande? Kommer konkurrens att skapas, och kommer priset till kund att kunna pressas? Vad blir konsekvenserna för den nuvarande monopolisten?
- Syfte:** Syftet är att undersöka konsekvenser av ett införande av tredjepartstillträde för en lokal fjärrvärmemarknad.
- Metod:** Syftet har besvarats genom en studie på Helsingborgs fjärrvärmenät. Kvalitativa intervjuer har genomförts med personal hos energibolaget Öresundskraft i Helsingborg samt med personer med nyckelkompetens hos myndigheter, organisationer och andra företag. Utöver detta har sekundärdata från böcker, artiklar, utredningar etc. använts i studien. På grund av osäkerhet i vissa steg har scenarioanalys tillämpats i analysdelen.
- Slutsats:** Trots att Helsingborg har ett av de större fjärrvärmenäten i Sverige, kan vi inte se att det är tillräckligt stort för att förutsättningar för konkurrens på handels- och/eller produktionssidan kan skapas med hjälp av tredjepartstillträde. Detta medför bland annat att priset kommer att fortsätta sättas efter kundens alternativkostnad även med tredjepartstillträde.
- Befintliga industriella restvärmeproducenter kommer dock att ges möjlighet att sälja direkt till slutkund. Med dagens förutsättningar kommer det resultatmässigt inte att bli någon

nämnvärd skillnad för befintliga restvärmeproducenter att sälja direkt till slutkund i jämförelse med att fortsätta enligt dagens leverantörsmodell.

Då inte konkurrens kommer att skapas för ett av Sveriges större nät, bör det inte heller kunna bli någon nämnvärd konkurrens i flertalet av Sveriges fjärrvärmenät.

Tack vare tredjepartstillträde kommer den industriella restvärmen att ges möjlighet att ansluta sig till det lokala fjärrvärmenätet, och därigenom få avsättning för restvärmen. Om alternativet är att inte alls få avsättning för restvärmen, visar våra beräkningar att de ekonomiska vinningarna i att få möjlighet att sälja restvärmen är så pass stora att det motiverar en anslutning även om det skulle medföra en stor anslutningsinvestering.

Nyckelord: Tredjepartstillträde, TPA, fjärrvärme, industriell restvärme, naturligt monopol

Abstract

- Title:** Consequences of Third Party Access for a Local District Heating Market
- Authors:** Anders Palm and Mattias Wesslau
- Tutors:** Karin Ericsson – *PhD, Department of Environmental and Energy System Studies, Lund Institute of Technology*
Stefan Yard – *Professor, Department of Business and Administration, Lund University*
Christer Nilsson – *Technical Manager, Öresundskraft Produktion AB*
Magnus Ohlsson – *District Heating/Cooling Distribution Manager, Öresundskraft Produktion AB*
- Problems:** There are strong forces from for instance politicians, who want to allow third party access to the district heating market, as has already been done in the electricity and gas markets. But what would be the consequences of a third party access to the district heating market? Will it create a competitive market, and will it be able to put any pressure on the prices? What will be the consequences for the current monopoly holder?
- Purpose:** The purpose is to investigate the impact of allowing third party access to a local district heating market
- Methods:** The questions raised have been answered with a case study at the district heating system in Helsingborg. Qualitative interviews have been carried out with employees at the energy company Öresundskraft in Helsingborg and with people with key competences within the appropriate authorities, organisations and other companies. In addition to this, secondary data from books, articles, government investigations etc. have been used in the study. Due to uncertainties in some areas, scenario analysis has been applied in the analysis.
- Conclusions:** Although the district heating distribution network in Helsingborg is one of the largest in Sweden, we can not see that it is large enough to create conditions for competition neither on the market nor on the production side with third party access. The price will continue to be set according to the alternative price for the customer even with third party access.

Existing industrial surplus heat producers will however get the possibility to sell their heat direct to the end user. With current conditions, there will be no change in profit to mention for the existing surplus heat producers if they choose to sell direct to end customer in comparison the supplier model of today.

Since no competition will be created in one of the larger distribution networks in Sweden, this implies that there will be no competition worth mentioning in the majority of the district heating systems in Sweden.

Thanks to the third party access, the industrial surplus heat will get the possibility of connecting to the local district heating systems, and thereby give the surplus heat producers the possibility to sell off the surplus heat.

If the alternative is to get nothing at all for the surplus heat, our calculations show that the economical gain generated by the sold surplus heat is large enough that it motivates to connect it to the district heating distribution network even if it results in large initial investments.

Key words: Third party access, TPA, district heating, industrial surplus heat, natural monopoly

Förord

Examensarbetet är gjort för Lunds Universitet under våren 2009 som ett avslutande moment på inriktningen Technology Management. Efter en lärorik, utmanande och kul vår är det dags för oss att rikta vår tacksamhet till dem som bidragit med tid, kunskap, råd och engagemang till arbetet. Till att börja med vill vi rikta ett varmt tack till våra handledare på Öresundskraft, Christer Nilsson och Magnus Ohlsson. Era råd och synpunkter samt de diskussioner vi haft med er har varit ovärderliga för detta arbete. Vi vill även tacka våra handledare på Lunds Universitet, Stefan Yard och Karin Ericsson, som har kommit med värdefulla synpunkter och råd under hela arbetets gång. Vidare vill vi tacka alla vi intervjuat och alla på Öresundskraft som hjälpt oss. Till sist vill vi rikta ett speciellt tack till Charlotta Mühlow på Öresundskraft, som bidragit med mycket engagemang och kunskap.

Helsingborg 2009-06-03

Anders Palm och Mattias Wesslau

Innehållsförteckning

1 INLEDNING	1
1.1 BAKGRUND	1
1.2 PROBLEMFÖRMULERING	2
1.3 SYFTE	2
2 METOD	3
2.1 ARBETSPROCESS	3
2.2 METODANGREPPSÅTT	3
3 FJÄRRVÄRME	6
3.1 HISTORIA	6
3.2 PRODUKTION	6
3.3 DISTRIBUTION	8
3.4 ABONNENTANLÄGGNINGAR	9
3.5 FJÄRRVÄRME I SVERIGE	10
4 BESKRIVNING FJÄRRVÄRMEN HELSINGBORG	12
4.1 ÖRESUNDSKRAFT	12
4.2 NÄTET	12
4.3 PRODUKTION	12
4.4 KEMIRA	15
4.5 KUNDER	15
5 INDUSTRI- OCH KONKURRENSANALYS AV FJÄRRVÄRMEMARKNADEN I HELSINGBORG	17
5.1 ÖVERGRIPANDE EKONOMISKA KÄNNETECKEN	18
5.2 KONKURRENSANALYS	20
5.3 FJÄRRVÄRMEBRANSCHENS FÖRÄNDRINGSKRAFTER	23
5.4 KONKURRENSPOSITIONER	24
5.5 KONKURRENTERNAS NÄSTA STRATEGISKA STEG	25
5.6 BRANSCHENS FRAMGÅNGSFAKTORER	26
5.7 BRANSCHATTRAKTIVITET OCH MÖJLIGHET TILL HÖG LÖNSAMHET	27
6.1 MONOPOL	28
6.2 OLIGOPOL	28
6.3 NÄTVERKSINDUSTRIER OCH NATURLIGA MONOPOL	28
7 TIDIGARE AVREGLERING AV ANDRA MARKNADER	31
7.1 ELMARKNADEN	31
7.2 NATURGASMARKNADEN	32
8 TPA-UTFORMNING FÖR FJÄRRVÄRME – DISKUSSION	35
8.1 SYSTEMANSVAR	35
8.2 NÄTÄGARE	36
8.3 FJÄRRVÄRMEHANDELSFÖRETAG	38
8.4 FJÄRRVÄRMEPRODUCENTER	39
9 VAL AV TPA-UTFORMNING	40
9.1 SYSTEMANSVARIG	40
9.2 NÄTÄGARE	40
9.3 FJÄRRVÄRMEANVÄNDARE	40
9.4 FJÄRRVÄRMEHANDELSFÖRETAG	40

Konsekvenser av tredjepartstillträde för en lokal fjärrvärmemarknad

9.5 FJÄRRVÄRMEPRODUCENT	41
10 KONSEKVENSER MED VALD TPA UTFORMNING FÖR AKTÖRERNA I HELSINGBORG	42
10.1 NÄTÄGARE.....	42
10.2 FJÄRRVÄRMEHANDELSFÖRETAG	45
10.3 PRODUCENTER	45
11 BERÄKNING FÖR INDUSTRIELL RESTVÄRME	48
11.1 INTÄKTER	50
11.2 KOSTNADER.....	51
11.4 RESULTAT	53
12 SCENARIOANALYS.....	55
12.1 STEG 1: GENOMSLAG OCH OSÄKERHET	55
12.2 STEG 2: IDENTIFIERING AV MÖJLIGA KOMBINATIONER	57
12.3 STEG 3: SCENARIOUPPBYGGNAD	58
13 SLUTSATSER	67
LITTERATURFÖRTECKNING.....	70
APPENDIX.....	75

1 Inledning

1.1 Bakgrund

Fjärrvärme är en metod för att förse fastigheter med värme och varmvatten. Vatten värms upp i centrala anläggningar och distribueras sedan ut i ledningar till anslutna kunder. Fördelarna med denna kollektiva uppvärmning är att det blir energieffektivare och bättre ur miljösynpunkt än om varje fastighet skulle ha haft separat uppvärmning, då den ökade verkningsgraden vid kollektiv uppvärmning är större än de förluster det innebär att distribuera värmen. Fjärrvärme står idag för hälften av all uppvärmning av bostäder och lokaler i Sverige och väntas öka ytterligare i framtiden. (Svensk Fjärrvärme AB, 2004, s. 5)

När fjärrvärmen började byggas ut i Sverige i mitten av 1900-talet så gjordes detta oftast i kommunal regi, vilket är en anledning till att näten idag är lokalt utbyggda, och det finns inget nationellt nät för fjärrvärmen som det exempelvis gör för elektricitet. Men ett nationellt nät är heller inte möjligt i praktiken bland annat på grund av de oundvikliga värmeförluster som uppstår då varmt vatten ska transporteras längre sträckor. (Nilsson, 2009)

Fjärrvärmebranschen är en så kallad nätverksindustri vilka brukar kännetecknas av naturliga monopol. Detta beror på att det inte är ekonomiskt försvarbart att bygga upp parallella, konkurrerande nät, eftersom genomsnittskostnaden minskar med storleken. Fjärrvärmenät är naturliga monopol av denna anledning, utbyggnad av ett nät innebär stora investeringar. Andra exempel på nätverksindustrier är infrastrukturerna länkade med elektricitet, telekommunikationer, naturgas, vatten och järnväg. (Bergman, 1999, ss. 40-41)

Staten har historiskt sett ofta valt att ha dessa branscher som offentliga monopol med argument som att tjänsternas tillgänglighet för alla är viktig ur ett samhällsperspektiv osv. Men sedan mitten av 70-talet har inställningen ändrats och rösterna har istället höjts för främjande av marknadskonkurrens. (Bergman, 2001, s. 374) Sedan början av 90-talet har en rad branscher i Sverige öppnats upp för konkurrens genom så kallad tredjepartsaccess (TPA), vilket innebär att förutom den tidigare monopolisten och kunden ges tredje part tillträde till nätet. Tele-, el-, tåg-, post- och flygbranschen är några av dem som öppnats och den senaste i raden är marknaden för naturgas som öppnades upp 1 juli 2007.

Sedan ett par år tillbaka har även införande av TPA för fjärrvärme varit ett inslag i den allmänna debatten. I argumentationen för ett öppnande lyfts främst två delar fram. För det första handlar det om att kunderna har en svag ställning i förhållande till fjärrvärmeleverantörerna främst eftersom de inte har möjlighet att välja leverantör av fjärrvärme. Det andra handlar om effektiv energianvändning och tillvaratagande av industriell restvärme. Många menar att även industrier med restvärme anses ha en svag ställning gentemot fjärrvärmeföretagen, eftersom det är helt upp till fjärrvärmeföretagen att bestämma om restvärmen ska köpas in eller om annan produktionskapacitet ska byggas ut/ansvändas.

Mot bakgrund av denna debatt gjordes år 2005 en utredning på uppdrag av regeringen. (Birgersson, 2005) Denna utredning kom fram till att det skulle vara tekniskt möjligt att införa TPA för fjärrvärme, men att ett lagstadgat TPA ändå inte rekommenderas eftersom det inte skulle vara till fördel för kund, miljö eller fjärrvärmeföretag. För att stärka kundernas ställning och främja en effektivare energianvändning föreslogs istället en ny fjärrvärmelag. Denna innehöll bland annat regler för bättre kundvillkor och ökad transparens när det gäller priser. En fjärrvärmenämnd infördes också dit kunder och värmeleverantörer kan vända sig om de är missnöjda. Den nya fjärrvärmelagen (2008:263) trädde i kraft 1 juli 2008 och samtidigt meddelade regeringen att en ny utredning av TPA för fjärrvärme skulle göras. Denna utredning startade våren 2009.

1.2 Problemformulering

Tidigare utredningar av TPA för fjärrvärme har kommit fram till att lösningen rent tekniskt är möjlig att införa. Men det finns flera frågetecken för hur en avreglering av fjärrvärme ska utformas såväl teoretiskt som praktiskt. När det gäller själva utformningen uppkommer frågor som hur gemensamma kostnader ska fördelas mellan producent och nätägare. Hur ska prissättningen utformas för producentens nyttjande av nätet? Hur ska förhållandet mellan de olika parterna se ut avseende leverans kvalitet, rättigheter och skyldigheter samt ansvar och avtalsskrivning? Vidare finns frågetecken för vad ett införande av TPA skulle innebära i praktiken för de olika parterna. Hur kommer prisbilden påverkas för kund, leverantör och nätägare? Kommer storkund och villakund påverkas olika? Hur kommer det att påverka incitamenten för en fortsatt utbyggnad av fjärrvärmenätet?

1.3 Syfte

Syftet är att undersöka vilka konsekvenser ett införande av tredjepartstillträde kommer att få för de olika aktörerna på en lokal fjärrvärmemarknad. Konsekvenserna för kund, distributör och producent kommer att undersökas, där fokus kommer att ligga på den nuvarande monopolisten.

2 Metod

2.1 Arbetsprocess

Examensarbetets syfte har besvarats genom en fallstudie på Öresundskrafts fjärrvärmenät i Helsingborg. Vår arbetsplan har varit att arbetet skulle utföras i en stegvis process, där det första steget bestod av två delar vilka studerades parallellt: instudering av fjärrvärme och fjärrvärmesituationen i Helsingborg, samt studie av TPA och hur det kan utformas för fjärrvärme. Efter att ett första utkast gjorts, skulle det andra steget påbörjas där en vald TPA-utformning skulle tillämpas på fallet. Första steget sågs från början som informationsinsamling och det andra steget sågs som en analys. Men en bit in i arbetet omvärderades detta till viss del. Detta berodde på två saker.

För det första när det gäller TPA-utformningen, där vår utgångspunkt från början var att finna en trolig utformning av TPA, upplevde vi efter ett tag att det inte fanns en trolig utformning av TPA, då tidigare utredningar var väldigt öppna i hur utformningen skulle se ut. De som intervjuades ansåg också de att det mesta var möjligt, och för frågor där det fanns bestämda åsikter tyckte ofta intervjuobjekten tvärt emot varandra. Detta gjorde att denna del utmynnade i mer analys och antaganden från vår sida, för att en TPA-utformning skulle kunna bestämmas.

För det andra insåg vi under studien av fjärrvärmesituationen i Helsingborg att det även här krävdes mer analys från vår sida. Detta berodde på att vi upplevde att det inte fanns tillräckligt material till att bara måla upp bilden av konkurrensen och branschen. Detta ledde till att en bransch- och konkurrensanalys gjordes för att bättre kunna beskriva fallet.

Efter att ha genomfört analys innehållande bland annat beräkningar för att prediktera marknadssituationen med TPA, uppfattades delar av beräkningen som väldigt osäker. Mot denna bakgrund gjordes en scenarioanalys, där de faktorer med störst kombinerad osäkerhet och genomslag identifierades, och runt vilka sedan olika scenarier byggdes upp. (Johnson, 2006, s. 76)

2.2 Metodangreppssätt

2.2.1 Kvalitativ ansats

För att samla in data kan en kvalitativ eller kvantitativ ansats användas. Beroende på problemformulering och undersökningssyfte, lämpar sig den kvalitativa eller kvantitativa ansatsen bäst. En kvantitativ ansats bör användas när problemet från början är tillräckligt tydligt för att kunna struktureras upp. Detta lämpar sig när flera enheter ska undersökas för att kunna generalisera en större population. En kvalitativ ansats bör istället användas när problemet är mer oklart och flexibilitet och öppenhet krävs. (Jacobsen, 2002, s. 145) Vid tillämpning av fallstudie som metod, passar en kvalitativ ansats bäst (Backman, 1998, s. 49), vilket också är det vi valde att tillämpa. Dels för att det är en fallstudie, och dels för att den information som behövde samlas in krävde öppna intervjuer och flexibilitet för att kunna anpassa datainsamlingen under arbetets gång.

2.2.2 Datainsamling

Datainsamlingen har anpassats efter de två delarna i det första steget. För instudering av fjärrvärme och fjärrvärmesituationen i Helsingborg gjordes en primärdatainsamling genom intervjuer företrädevis med personer från Öresundskraft, och sekundärdata insamlades genom litteraturstudier. För studien av TPA-utformningen insamlades primärdata genom intervjuer med personer i branschen både inom och utanför Öresundskraft samt med personer inom andra marknader där TPA införts. Våra sekundärdata här är hämtad från tidigare utredningar, rapporter och lagar.

Intervjuerna har genomförts med båda författarna närvarande för att på så sätt minska risken för subjektivitet och feltolkningar. Vid intervjuer med personer utanför Öresundskraft har frågor och diskussionsunderlag skickats i förväg till intervjuobjektet, för att ge förutsättningar till en så bra diskussion som möjligt. Vidare har dessa intervjuer i samförstånd med intervjuobjektet spelats in för att ytterligare minska risken för feltolkningar. Ungefär hälften av intervjuerna har gjorts personligen, medan andra hälften har gjorts med hjälp av högtalartelefon. Detta då intervjuobjekten utanför Öresundskraft varit utspridda geografiskt, och vinningen av att intervjua personligen inte vägt upp det resande det skulle medföra att utföra intervjuerna personligen. När det gäller intervjuer med personal inom Öresundskraft har, eftersom vi har tillbringat mycket av tiden på Öresundskrafts kontor, intervjuerna alltid utförts personligen och varit av en mer informell karaktär där frågorna bara i enstaka fall har skickats till intervjuobjektet i förväg. Vidare har dessa intervjuer heller inte spelats in, då närheten till intervjuobjektet gjort att vi lätt kunnat återkomma med följdfrågor eller frågor gällande tolkningar av svar. Detta har gett goda förutsättningar för öppna diskussioner och möjlighet till att enkelt återkomma till intervjuobjektet om någonting i efterhand varit oklart eller om nya frågor uppkommit. Vad gäller längden på intervjuerna, har de flesta intervjuer som genomförts med intervjuobjekt utanför Öresundskraft varit någonstans mellan en och två timmar långa, medan intervjuer inom Öresundskraft varit allt från informella samtal på tio minuter till flera timmar långa samtal. Platsen för intervjuerna har varierat. Totalt har 17 intervjuer genomförts, varav flertalet har gjorts i kontorsmiljö, men även hotell och restauranger har använts för att genomföra intervjuer.

Vid intervjuer av personer inom Öresundskraft har val av intervjuobjekt till stor del styrts av vilken kunskap eller kompetens vi varit ute efter. För att hitta rätt personer har våra handledare ofta tipsat oss om vem som passar bäst för intervjun, och dessa personer har sedan hjälpt oss vidare till andra personer i händelse av att nya frågor dykt upp som andra personer kunnat besvara bättre. Vid val av intervjuobjekt utanför Öresundskraft, har personerna huvudsakligen valts efter att deras namn figurerat i olika sammanhang med anknytning till vårt examensarbete. Även här hände det att vi slussades vidare till andra personer, då det tänkta intervjuobjektet inte kunde svara på alla frågor. Enstaka intervjuer har även gjorts på inrådan av Öresundskraft, utan att intervjuobjektet figurerat i någon utredning vi studerat.

Något som varit genomgående för i princip alla intervjuobjekt, är att de är mer eller mindre partiska i frågan om TPA och fjärrvärme, och ofta har intervjuobjektets egenintresse färgat svaren. Detta är något vi har varit medvetna om från början, och därför lades stor vikt vid att alla parter intervjuades, så att en så heltäckande bild som

Konsekvenser av tredjepartstillträde för en lokal fjärrvärmemarknad

möjligt skulle kunna erhållas. Bortsett från avsaknaden av objektivitet, tillskriver vi intervjuobjekten hög kompetensstatus. Inom Öresundskraft har tillgängligheten av intervjuobjekt varit i det närmsta obegränsad, och även utanför Öresundskraft har vi genomgående fått möjlighet att träffa de personer vi velat.

3 Fjärrvärme

Fjärrvärme är en teknik för produktion och distribution av värme. Värmen transporteras i form av upphettat vatten i rör till flerbostadshus, villor och lokaler, där den överförs via en värmeväxlare till husets eget uppvärmningssystem där den används till dels uppvärmning av radiatorer, och dels till uppvärmning av tappvarmvatten. (Frederiksen, 1993, ss. 11-12)

3.1 Historia

Det finns dokumenterat att fjärrvärme användes i Frankrike redan under 1300-talet, där urborrade trädstammar användes till att transportera varmt vatten från en geotermisk vattenkälla. Under slutet av 1800-talet kom de första moderna fjärrvärmenäten i USA, där vatten upphettades till ånga med hjälp av förbränning av kol. Som exempel kan Manhattans fjärrvärmenät nämnas som byggdes 1882, vilket fortfarande är i drift. Under första halvan av 1900-talet skedde en begränsad utbyggnad av fjärrvärmen i Europa, och det var först i samband med oljekriserna under 70-talet som fjärrvärmen fick sitt egentliga genombrott, då många länder tog med fjärrvärmen i sin nationella energipolitik. (Werner, 2006, s. 9)

3.2 Produktion

För produktion av värme kan en rad olika produktionsmetoder användas, där ett antal olika energikällor kan omvandlas till värmeenergi. Nedan följer en presentation av de olika typerna av produktionsanläggningar som finns.

3.2.1 Värmeverk

I ett värmeverk upphettas vatten genom att energi omvandlas. Detta sker vanligtvis genom förbränning av något bränsle såsom olja, kol, biobränsle eller hushållsavfall, men kan även ske genom omvandling av elektrisk energi. (Vattenfall - hemsida, 2009) Att använda el var vanligt i Sverige under 80-talet då elpriset var väldigt lågt, men elbaserad värmeproduktion har fått ge större och större plats åt kraftvärmeproduktion, och är idag mer eller mindre helt utfasat. (Energimyndigheten 2008a, s. 28-29) (Werner, 2006, s. 38)

3.2.2 Kraftvärmeverk

I ett kraftvärmeverk produceras både el och värme. De huvudsakliga energikällorna för ett kraftvärmeverk, ur ett internationellt perspektiv, är kol, olja och naturgas, men även sopförbränning och förnyelsebara bränslen förekommer (Werner, 2006, s. 19). Principen för ett kraftvärmeverk är enligt följande:

En förbränningspanna eller reaktor upphettar ånga genom tryckkokning av vatten till strax över 500 grader och med ett tryck på över 100 bar. Denna ånga passerar sedan med hög hastighet genom en turbin tack vare att ett undertryck skapas på andra sidan turbinen. På denna sida turbinen kyls ångan ner till vanligt vatten igen, vilket pumpas tillbaka till förbränningspannan för återuppvärmning. I ett renodlat kraftverk används

t.ex. havsvatten för att kyla ner ångan, men i ett kraftvärmeverk används istället fjärrvärmevattnet, vilket under kylningen av ångan samtidigt blir upphettat. Genom att använda fjärrvärmevatten istället för t.ex. havsvatten som kylmedium, medför det att det inte går att få lika stor temperaturskillnad före och efter turbinen. Detta leder i sin tur till en lägre tryckdifferens och därmed ett lägre flöde av ånga genom turbinen och därigenom en lägre uteffekt på turbinen. Detta kompenseras dock många gånger om av det faktum att värmen, som när havsvatten används bara spolas ut i havet, istället används till uppvärmning. (Nilsson, 2009) Detta leder till att ett kraftvärmeverk har en verkningsgrad på över 90% (Svensk Fjärrvärme - hemsida, 2009) jämfört med ett kondenskraftverk som har en verkningsgrad någonstans mellan 38% (modernt kolkraftverk) och 55% (naturgaskraftverk). Just den låga verkningsgraden vid enbart elproduktion var en av de pådrivande faktorerna bakom utvecklingen av kraftvärmeverken. (Werner, 2006, s. 19)

3.2.3 Industriell restvärme

I industrin finns flertalet processer där mycket värme skapas och där kylning av någon form behövs. Genom att kyla med fjärrvärmevattnet erhålls samma resultat som i ett kraftvärmeverk eller för en hetvattenpanna, dvs. processen blir kyld samtidigt som fjärrvärmevattnet blir upphettat. (Nilsson, 2009)

3.2.4 Geotermisk värme

I jordens inre pågår ständigt radioaktivt sönderfall av olika grundämnen, vilket skapar värme (Sanders, 2003). Genom att borra i jordskorpan, kan denna värme användas till att upphetta fjärrvärmevattnet. Alternativt kan vatten från varma källor användas direkt som fjärrvärmevatten. Trots förhållandevis stora möjligheter att använda geotermisk värme till fjärrvärme runt om i Europa, används det i mycket liten utsträckning idag, och det är egentligen bara Island som utnyttjar detta i någon större omfattning. (Werner, 2006, s. 31)

3.2.5 Solvärme

Att använda solvärme till fjärrvärme görs idag bara i väldigt liten utsträckning. I Europa finns det idag ett litet antal anläggningar, och i de länder där det förekommer solvärme, står den bara för några enstaka promille av den totala värmeproduktionen. (Werner, 2006, s. 37)

3.2.6 Värmepump

Uppvärmning av fjärrvärmevatten med hjälp av en värmepump och en lågtempererad värmekälla kräver tillförsel av elenergi. En förutsättning för att detta ska bli lönsamt är att elpriset är lågt i förhållande till värmepriset, då det krävs en tillförsel av elenergi till processen. Som bas för produktionen, dvs. värmekälla, kan kommunalt avloppsvatten, havs- och sjövattnet, geotermisk värme, industriell restvärme, kondenseringsvärme i rökgaser etc. användas. (Frederiksen, 1993, s. 120)

3.2.7 Vilken energikälla används var?

I Europa dominerar kol, olja och naturgas, där kol och olja är vanligare i de östra delarna av Europa, medan naturgas dominerar i övriga Europa. Undantag är Island, Norge, Schweiz och Sverige. På Island dominerar geotermisk värme helt, i Norge och Schweiz erhålls merparten av värmen genom soppförbränning, och i Sverige dominerar förnybara energikällor såsom biobränslen, och även till viss del soppförbränning. (Werner, 2006, s. 15)

3.2.8 Bas- och spetsproduktion

Efterfrågan på värme varierar stort under året beroende på årstid. Därför är det viktigt att ha en värmeproduktion i fjärrvärmenätet som är tillräckligt flexibel för att kunna svara mot denna variation i efterfrågan, då efterfrågan kan vara så mycket som 14 gånger så stor en kall vinterdag som en högsommardag (Nilsson, 2009).

Basproduktionen är den värmeproduktion som är igång större delen av året. För att komplettera basproduktionen när den inte räcker till används spetsproduktion, som bara används under kortare perioder av året. För basproduktion gäller det att ha så låga rörliga kostnader som möjligt, då det är stora volymer som produceras, medan det för spetsproduktion tvärt om är viktigt att ha låga fasta kostnader, då det bara är små volymer som produceras. Stora fjärrvärmenät har ofta även mellanproduktionsanläggningar som ligger mitt emellan bas- och spetsanläggningar produktionsekonomiskt sett, för att på så sätt ska kunna minimera den totala produktionskostnaden. (Frederiksen, 1993, ss. 382-383)

Basproduktionen kommer typiskt från kraftvärme eller industriell restvärme, medan spetsproduktionen ofta kommer från någon form av värmeverk eldade med olja eller gas (Birgersson, 2005, s. 340). Anledningarna till att dessa bränslen används är huvudsakligen två. Till att börja med är det ofta äldre hetvattenpannor från tiden innan biobränsle etc. utnyttjades inom fjärrvärmeproduktion som används. Eftersom kravet på låga fasta kostnader (t.ex. kapitalkostnader) är stora på en anläggning som bara används några veckor om året är en redan avskriven gammal hetvattenpanna perfekt för detta ändamål. För det andra är olja och gas betydligt effektivare i uppstarten än andra bränslen, vilket innebär att det går fortare att få igång anläggningen vid behov, vilket är av stor vikt för såväl reserv- som spetsproduktion. Även vid nyinvestering av en hetvattenpanna till reserv- och spetsproduktion är olja eller gas att föredra, då investeringsbeloppet är betydligt lägre för en sådan i jämförelse med en fastbränslepanna som är betydligt mer komplicerad. (Nilsson, 2009)

3.3 Distribution

Det upphettade vattnet eller vattenångan transporteras i rör nergrävda i marken, eller i vissa fall ovan jord. På grund av den stora investering det innebär att bygga nät samt de värme- och tryckförluster som förekommer, kan näten inte vara hur stora som helst ur ett ekonomiskt perspektiv. Därför bör uttaget av värme högst ske några mil från produktionen för att det ska vara ekonomiskt försvarbart. (Frederiksen, 1993, s. 133) Alternativa transportsätt undersöks, däribland möjligheten att transportera värme med tåg eller båt i form av kemiskt lagrad värme, och t.ex. undersöks på KTH

i Stockholm möjligheten att frakta värme i containrar fyllda med zeolit. (Pehrsson, 2007) Andra alternativ är att använda medier med såväl högre som lägre kokpunkt än vatten, och både olja och ammoniak har testats som värmebärare. (Frederiksen, 1993, s. 133)

Ett annat alternativ är att tillföra vattnet vissa ämnen, t.ex. polymerer eller tensider, så att vattnets friktion mot insidan av röret minskar, vilket kan leda till att tryckförlusterna minskar med upp till 80%. (Frederiksen, 1993, s. 334) Temperaturen på vattnet som lämnar produktionen kommer framöver att kallas framledningstemperatur, och temperaturen på vattnet som kommer tillbaka till produktionsanläggningen kommer att kallas returledningstemperatur. (Nilsson, 2009)

Framledningstemperaturen varierar relativt mycket från system till system. I Ryssland och forna Sovjet finns det en tradition för höga framledningstemperaturer på mellan 150-200 grader (Frederiksen, 1993, s. 140), medan det i Norden är vanligt med runt 90 graders framledningstemperatur (Ohlsson, 2009). En något lägre framledningstemperatur gynnar elproduktionen i kraftvärmeverk, då tryckskillnaden före och efter turbinen blir större med en lägre temperatur. (Nilsson, 2009) En högre temperatur medför också högre värmeförluster, då värmeförlusten är proportionell mot differensen mellan fjärrvärmevattnets och det omkringliggande mediets temperatur. Den ökade förlusten p.g.a. högre framledningstemperatur kompenseras dock till viss del av att det lägre flödet medför att mindre rördiameter kan användas, vilket minskar rörens totala mantelarea och därmed också värmeförlusten jämfört med ett system med större rördiameter. Utöver temperaturdifferensen, påverkas värmeförlusterna av graden av isolering, rörens diameter samt hur långt värmen ska transporteras. (Frederiksen, 1993, s. 44) Framledningstemperaturen får dock aldrig någonstans i nätet komma under 55 grader, då det medför en risk att legionellabakterier uppkommer i tappvarmvattenbehållare etc. (Ohlsson, 2009)

3.4 Abonnentanläggningar

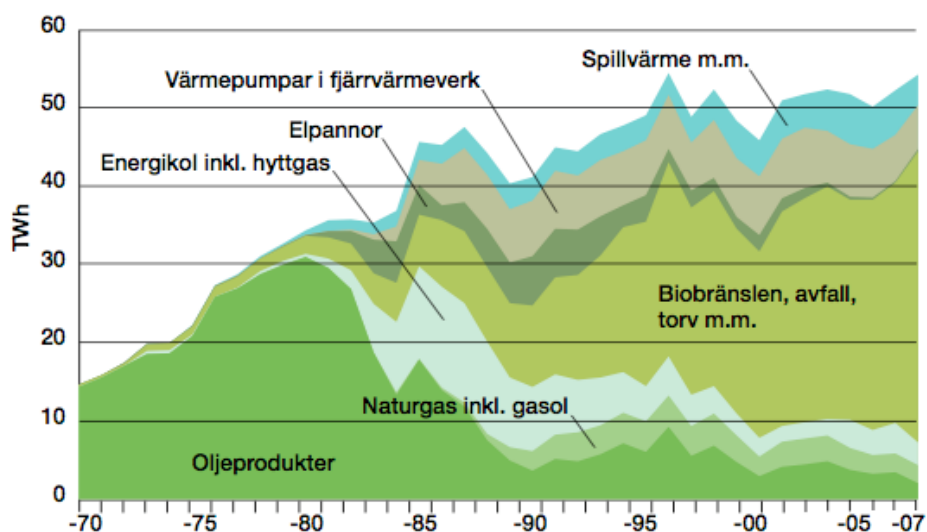
Värmen från fjärrvärmenätet överförs till abonnenten via en eller flera värmväxlare. Denna/dessa kan antingen sitta hos abonnenten i en så kallad abonnentcentral, eller högre upp i nätet i en så kallad gruppcentral. (Frederiksen, 1993, ss. 230-231) Hos abonnenten kan systemet delas upp i två delar: en del som står för uppvärmning av lokalen, ett så kallat radiatorsystem, och en del som värmer upp tappvarmvattnet. (Frederiksen, 1993, s. 222) En förutsättning för fjärrvärme är att abonnenten har ett vattenburet radiatorsystem (Ohlsson, 2009).

Själva värmväxlaren kan antingen vara ett varmvattenförråd eller en direktväxlare. Varmvattenförråd innebär att en behållare med flera hundra liter vatten värms upp av fjärrvärmevattnet genom en värmväxlarkonstruktion. Direktväxlaren är en värmväxlare som endast rymmer några få deciliter. När abonnenten vill ha varmvatten, går det uppvärmda vattnet genom direktvärmväxlaren som då momentant värmer upp vattnet. Detta är möjligt tack vare att vattnet går genom plattor uppvärmda av fjärrvärmevattnet, och på så sätt exponeras mot en stor uppvärmningsyta per volymenhet. Det finns flera fördelar med en direktväxlare. Till att börja med "läcker" den ingen värme i jämförelse med ett varmvattenförråd, som hela tiden innehåller en relativt stor mängd uppvärmt vatten. Sedan kan

varmvattenförrådet tappa i temperatur, dvs. varmvattnet ”tar slut”, om belastningen blir för hög under en viss tid. (Ohlsson, 2009)

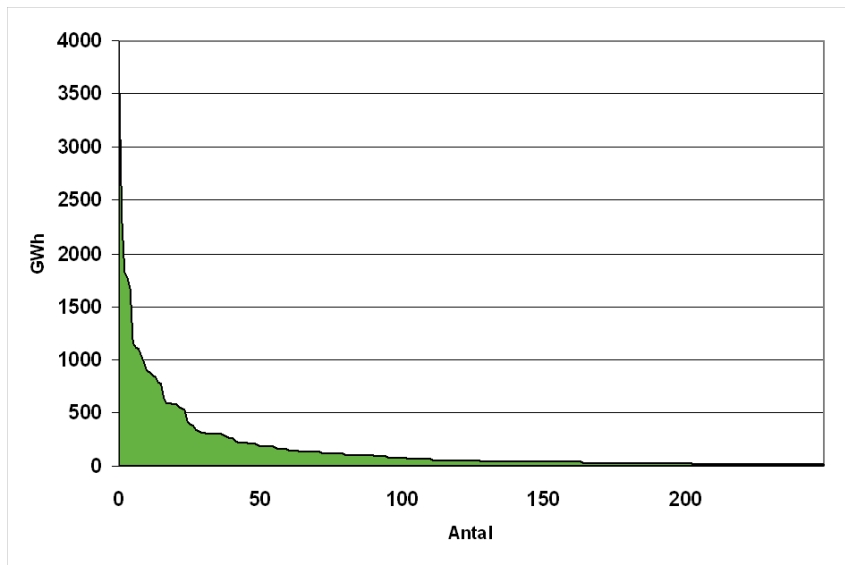
3.5 Fjärrvärme i Sverige

Fjärrvärmerna började byggas ut i Sverige i slutet av 1940-talet. Anledningen var, som redan nämnts, den betydligt högre verkningsgraden kraftvärmeproduktion har i jämförelse med kondenskraftproduktion. Först ut var Karlstad 1948, och därefter följde ytterligare nio städer efter under 1950-talet. Fjärrvärmerna expanderade sedan kraftigt under perioden 1975-1985 i och med oljekriserna, tack vare att fjärrvärmerna har en stor bränsleflexibilitet. Oljan ersattes under perioden till viss del med energi från kol, biobränslen, elpannor, värmepumpar och industriell restvärme. Att elpannor och värmepumpar byggdes ut var relativt unikt i världen och berodde framför allt på att Sverige hade väldigt låga priser på el tack vare ett elöverskott och avsaknaden av möjlighet att få avsättning för elen utanför Sverige. I andra länder byggdes huvudsakligen kraftvärmeverk istället. De senaste 20 åren har elcertifikatsystem, koldioxidbeskattning och förändrad kraftvärmebeskattning gjort att produktion med kraftvärmeverk drivna på biobränslen och avfall ökat kraftigt i Sverige och idag står för merparten av den svenska fjärrvärmeproduktionen. (Energimyndigheten, 2008b, ss. 94-96)



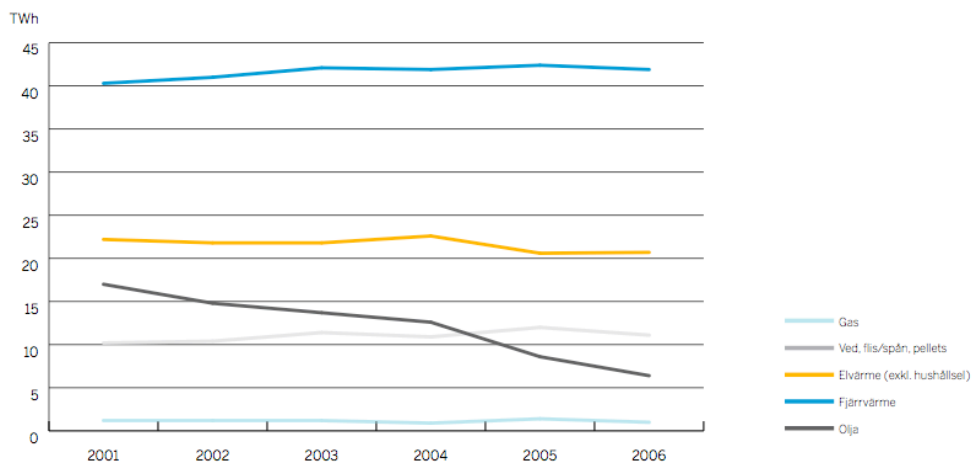
Figur 1 Tillförd energi i fjärrvärme 1970 - 2007 (Energimyndigheten, 2008b, s. 96)

I Sverige finns det idag cirka 250 fjärrvärmenät, vilka kan ses sorterade efter levererad fjärrvärme 2007 i figur 2. Dessa har en stor spridning i storlek med endast 22 nät som har energileveranser på över 500 GWh per år. Det är också ett så stort antal som 75 nät som har energileveranser på mindre än 20 GWh per år. Några företag äger flera nät vilket gör att det finns drygt 170 företag som erbjuder fjärrvärme i Sverige idag. Av dessa äger de tre stora energibolagen Vattenfall, Fortum och E.ON nästan en tredjedel av dessa företag medan i princip alla resterande energiföretag är kommunalägda. (Svensk Fjärrvärme - hemsida, 2007)



Figur 2 Levererad fjärrvärme i Svenska fjärrvärmenät 2007 (Svensk Fjärrvärme - hemsida, 2007)

För bostäder och lokaler var den totala energianvändningen för uppvärmning och tappvarmvatten i Sverige 81,4 TWh år 2006. Av dessa 81,4 TWh stod fjärrvärmerna för hälften vilket kan ses i figur 3. I flerbostadshus stod fjärrvärmerna för 76% av uppvärmningen medan motsvarande siffra för villor är ca 10% (Energimarknadsinspektionen, 2009, ss. 6,15).



Figur 3 Uppskattad energianvändning för uppvärmning och varmvatten per uppvärmningsform. (Energimarknadsinspektionen, 2009, s. 11)

4 Beskrivning fjärrvärmens Helsingborg

4.1 Öresundskraft

Öresundskraft AB är ett energiföretag ägt av Helsingborgs stad som bedriver produktion, distribution och försäljning av fjärrvärme i Helsingborg. Utöver fjärrvärme har Öresundskraft produktion, distribution och försäljning av el och fjärrkyla, distribution och försäljning av gas samt tillhandahållande av nät för bredbandstjänster. Företaget har även dotterbolag med fjärrvärmeverksamhet i Höganäs och Ängelholm. Koncernens totala omsättning 2007 var 3,7 miljarder kronor, och av dessa stod försäljning av fjärrvärmens för drygt 500 miljoner kronor. (Öresundskraft - hemsida 2009a)

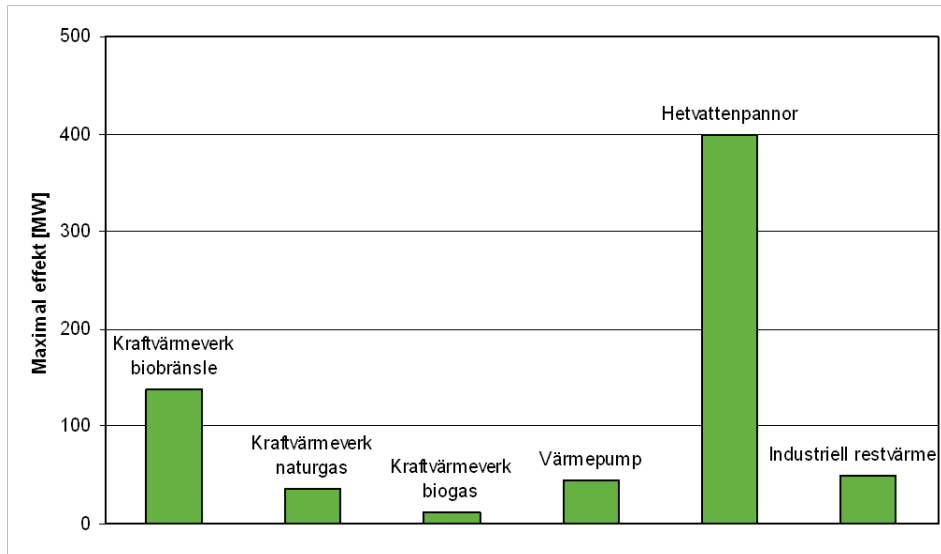
4.2 Nätet

Helsingborgs fjärrvärmenät var ett av de första svenska näten som började byggas ut, och är idag det ett av de större i Sverige med en värmeproduktion 2007 på 1060 GWh. (Öresundskraft - hemsida 2009a) I figur 2 i föregående kapitel kan värmeproduktionen sättas i relation till Sveriges övriga fjärrvärmenät. Nätet har genomsnittliga värmeförluster på 15%, vilket innebär en värmeleverans på 900 GWh. (Erlandsson, 2009)

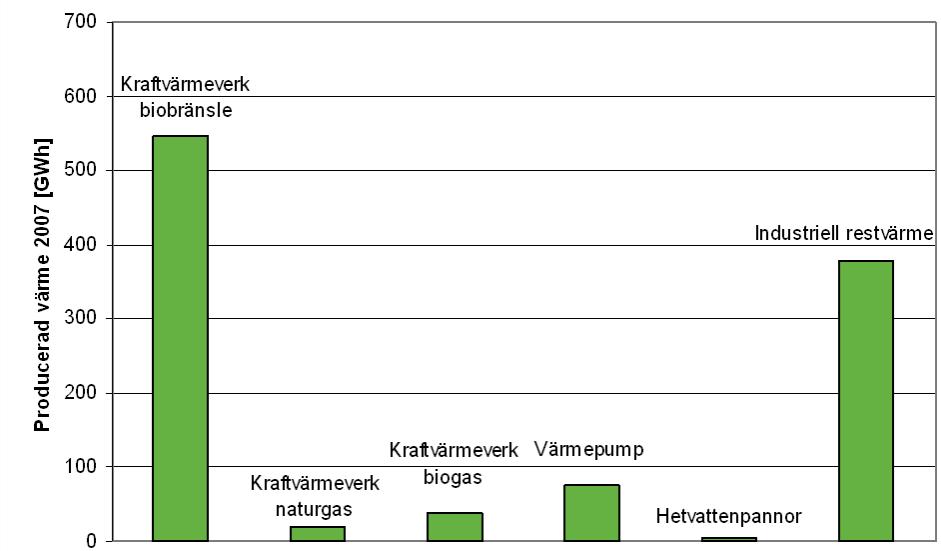
Sedan slutet av 2005 är nätet i Helsingborgs sammankopplat med Landskronas fjärrvärmenät. Ledningen som är 16 km lång byggdes mot bakgrund av att Landskrona var i behov av att ny fjärrvärmekapacitet, samtidigt som Öresundskraft hade överkapacitet och därmed möjlighet att tillgodose detta behov genom sina befintliga anläggningar. Ledningen har en kapacitet på 50 MW vilket motsvarar värme och varmvatten för 5000 villor. (Öresundskraft - hemsida 2009a)

4.3 Produktion

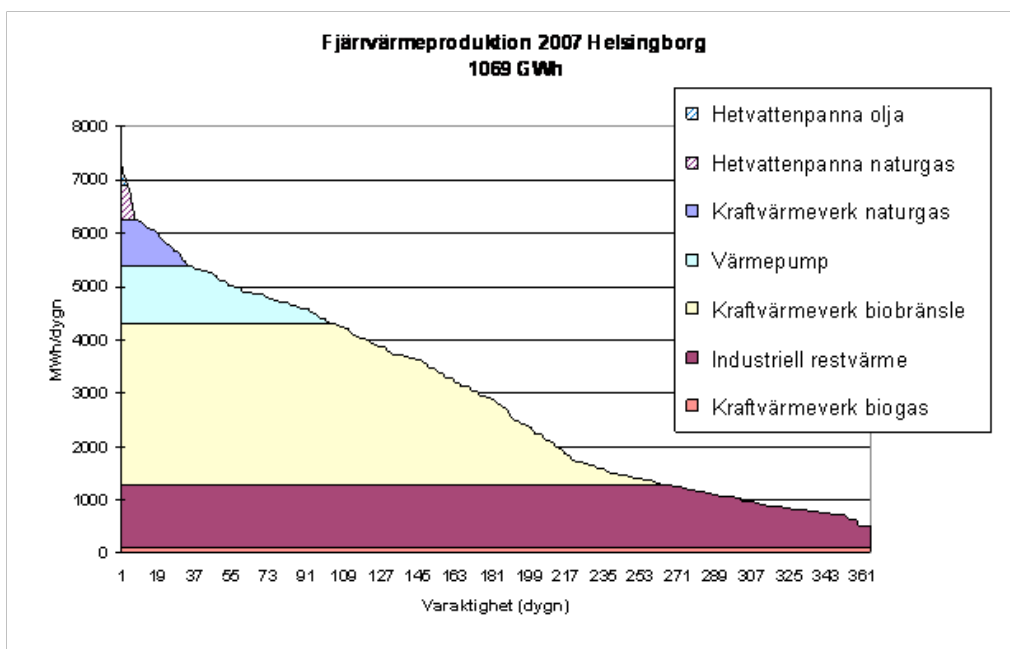
Öresundskraft har idag ett flertal produktionsanläggningar, med allt ifrån utpräglad bas- till ren spetsproduktion. De anläggningar som finns idag är tre olika kraftvärmeverk (ett bibränsleeldat, ett naturgaseldat samt ett biogaseldat), en värmepump, tre hetvattenpannor (två oljeeldade samt en kombinerad naturgas/oljeeldad) och tillvaratagande av industriell restvärme. Biogaskraftvärmeverket är ett samarbete mellan Öresundskraft och Nordvästra Skånes Renhållning AB (NSR), där Öresundskraft står för själva anläggningen, och NSR står för gasen.



Figur 4 Kapacitet för respektive produktionsanläggning 2007 (Nilsson, 2009)



Figur 5 Produktion för respektive produktionsanläggning 2007 (Nilsson, 2009)



Figur 6 Varaktighetsdiagram för fjärrvärmeproduktion i Helsingborg 2007 (Dahl, A., 2009)

Som synes i figur 5 och 6 är det biogaseldade kraftvärmeverket tillsammans med den industriella restvärmens typisk basproduktion. Den största industriella restvärmekällan är Kemira Kemi AB med en restvärmekapacitet på cirka 35 MW, vilket motsvarar drygt 300 GWh vid ett års produktion. Förutom Kemira levererar Elektrokoppar och krematoriet också restvärme med en maximal kapacitet på 8 MW respektive 1 MW. När detta sedan inte räcker till, används det biobränsleeldade kraftvärmeverket. Vad gäller värmepumpen, använder den avloppsvattnet som värmekälla. Vad gäller det naturgaseldade kraftvärmeverket, är det bara igång en dryg månad om året, och fungerar som spetsproduktion tillsammans med hetvattenpannorna. Hetvattenpannorna var endast i drift knappt tio dagar under 2007, och är rena spets- och reservanläggningar. Som synes i figur 4 är deras kapacitet 400 MW, vilket innebär att de ensamma kan försörja hela Helsingborg med värme i händelse av driftstopp i de andra anläggningarna. (Nilsson, 2009)

I vilken ordning de olika anläggningarna sätts igång när värmeunderlaget ökar bestäms utifrån anläggningarnas rörliga produktionskostnader, vilka varierar på grund av olika faktorer. En viktig faktor är bränslepriset, eftersom de olika anläggningarna drivs av olika bränslen. Här påverkar också olika typer av miljömässiga politiska styrmedel som gör att eldning med exempelvis fossila bränslen blir ännu dyrare. En annan viktig faktor är elpriset. Ett högt elpris gör att den rörliga produktionskostnaden för värme i kraftvärmeverken minskar. Detta beror på att intäkterna från elen dras bort från produktionskostnaderna för värme. För värmepumpen har ett högt elpris en motsatt effekt eftersom den drivs av el. Ett högt elpris ger därmed ökade produktionskostnader för värmen med värmepumpen. (Nilsson, 2009)

Det finns idag långt gångna planer på att bygga ett avfallseldat kraftvärmeverk med en effekt på 65 MW i Helsingborg, vilket delvis ska ersätta det biobränsleeldade kraftvärmeverket. Detta då det biobränsleeldade kraftvärmeverket börjar bli gammalt, vilket leder till att det 2012 inte längre kommer få elcertifikat, vilka idag innebär en intäkt på 80 miljoner kronor om året. Anledningen till detta är att kraftvärmeverk som är 30 år gamla eller äldre inte får några elcertifikat om inte betydande delar av produktionsutrustningen byts ut. (Baaring, 2009)

4.4 Kemira

Kemira Kemi producerar kemikalier för massaindustrin, tvättmedel, blekmedel och vattenrening, och är som redan nämnts den klart största leverantören av industriell restvärme i Helsingborg. Tack vare restvärmens stora andel av den totala värmeproduktionen i Helsingborg, är Kemira en av huvudaktörerna på värmemarknaden där. Kemiras huvudverksamhet som är tillverkning och försäljning av kemikalier är beroende av att de får avsättning för den värme tillverkningsprocessen ger upphov till. Om de inte får någon ersättning alls för värmen, hade de inte kunnat erbjuda ett konkurrenskraftigt pris på sina kemiska produkter. Idag använder de en del av värmen själva internt. Sedan får de avsättning för en del genom försäljning till andra industrier som har sin verksamhet inom Kemiras industripark genom ett internt värmenät. Resten levereras ut på fjärrvärmenätet via Öresundskraft. Kemira har levererat värme till Öresundskraft sedan 70-talet, och de har nyligen slutit ett tioårsavtal, som innebär att Öresundskraft köper Kemiras värme till ett fast pris året runt. Kemira är starka förespråkare för TPA, och vid en större marknadsförändring, såsom t.ex. ett införande av TPA, ingår det i avtalet att det ska förhandlas om. (Sjöberg, 2009)

4.5 Kunder

Öresundskraft hade 2007 totalt cirka 10 500 leveranspunkter. En leveranspunkt kan vara allt från en enskild villa till ett helt flerbostadshus eller någon annan större lokal. Den största kundgruppen sett till levererad värme är flerbostadshus. Samtidigt har de relativt få leveranspunkter eftersom varje lägenhet i en fastighet inte har en egen leveranspunkt. Detta gör att kostnaden att ansluta ett flerbostadshus i relation till levererad värme blir mycket mindre jämfört med villor, där varje villa ansluts var för sig. Detsamma gäller kostnaden för administration som blir dyrare för villor sett till administrationskostnad per levererad MWh. Vidare transporteras värmen till villorna i rör med mindre diameter än till ett flerbostadshus, där värmen istället kommer i ett rör med lite större diameter, vilket leder till större värmeförluster totalt sett för ett antal villor med samma förbrukning som ett flerbostadshus. Eftersom prissättningen mellan de olika kunderna idag inte skiljer sig nämnvärt medför detta att ett flerbostadshus är en attraktivare kund jämfört med ett antal villor med motsvarande förbrukning. (Ohlsson, 2009)

I lokaler inryms alla offentliga lokaler, industrilokaler och andra lokaler för näringsidkare. Denna grupp har likt flerbostadshus få antal leveranspunkter i relation till levererad värme i jämförelse med villor. Här finns exempelvis sjukhuset som är den enskilda fastighet som förbrukar överlagset mest fjärrvärme, cirka 15 GWh per år. Den enskilda lokal som efter sjukhuset förbrukar mest är ett lokalt

Konsekvenser av tredjepartstillträde för en lokal fjärrvärmemarknad

tillverkningsföretag med en årlig förbrukning på ca 2 GWh. Detta är relativt lite om det sätts i relation till den totala årliga förbrukningen i hela Helsingborg på 900 GWh. En skillnad mellan bostadsfastigheter och lokaler är att tappvarmvattenförbrukningen i lokaler är avsevärt mindre. Detta medför att förbrukningsmönstret sett över ett år skiljer sig mer åt för lokaler än för bostadsfastigheter, då lokalernas värmebehov är så gott som noll när det är sommar. I ett bostadshus finns det däremot så gott som alltid ett behov av tappvarmvatten, då de flesta personer duschar i varmvatten oavsett hur varmt det är utomhus.

Det finns kunder med flera fastigheter, såsom fastighetsbolag. De tre största fastighetsbolagen i Helsingborg har en gemensam förbrukning på 225 GWh, och står därigenom för 27% av Helsingborgs fjärrvärmeförbrukning. (Ödman, 2009)

5 Industri- och konkurrensanalys av fjärrvärmemarknaden i Helsingborg

Fjärrvärmemarknaden är en del av uppvärmningsmarknaden, och konkurrerar med alternativa uppvärmningssätt som exempelvis värmepump, pelletspanna och oljepanna. Även om de olika alternativen konkurrerar med samma slutprodukt, värme, skiljer sig fjärrvärmemarknaden på flera sätt från alternativen. För det första är det drivande företaget för fjärrvärmens energibolaget som säljer värme. Energibolaget tjänar inga eller väldigt lite pengar på själva anslutningen. För alternativen är de drivande företagen istället återförsäljare/installatörer samt tillverkare av exempelvis värmepanna eller värmepump, vilka inte tjänar några pengar på själva värmeförbrukningen. (Ödman, 2009)

För det andra består fjärrvärmens av flera lokala monopolmarknader. Fjärrvärmens är konkurrensutsatt av alternativen, men det finns ingen konkurrens inom själva fjärrvärmens. Alternativen till fjärrvärmens är däremot konkurrensutsatta även inom varje uppvärmningssätt. Det finns flera återförsäljare, tillverkare och installatörer för alla alternativen till fjärrvärme. Dessa agerar även många gånger inte bara lokalt utan även nationellt och ibland internationellt.

Eftersom fjärrvärmemarknaden skiljer sig relativt mycket från alternativen så kommer industri och konkurrensanalysen nedan att utgå från fjärrvärmemarknaden och inte värmemarknaden. Alternativen kommer istället att ses som konkurrerande substitut. Nedan följer en industri- och konkurrentanalys i sju steg (Strickland, 1995, ss. 73-112):

1. Övergripande ekonomiska kännetecken
2. Konkurrensanalys
3. Fjärrvärmebranschens förändringskrafter
4. Konkurrenspositioner
5. Konkurrenternas nästa strategiska steg
6. Branschens framgångsfaktorer
7. Branschattraktivitet och möjlighet till hög lönsamhet

Det första steget, övergripande ekonomiska kännetecken, görs för att få en överblick över branschen. Här finns ett antal standardfrågor som behöver besvaras vilka kan användas till alla branscher. Det handlar om marknadsstorlek, marknadstillväxttakt, antalet kunder, in- och utträdesbarriärer, möjligheter till skalekonomi m.m. (Strickland, 1995, ss. 77-78)

Konkurrensanalysen syftar till att identifiera konkurrenskrafterna samt bedöma deras styrka. Analysen utgår från Porters femkraftsmodell. De fem krafterna är befintlig konkurrens, hot från nya aktörer, hot från substitut, kundernas förhandlingsstyrka, samt till sist leverantörernas förhandlingsstyrka. (Porter, 1980, kap 1)

För att få en bra bild av branschen behöver en förståelse skapas för de förändringskrafter som påverkar branschen. Det finns ett antal övergripande kategorier som täcker in de flesta förändringskrafter som kan påverka en bransch. Exempel på dessa är påverkan av regelverk och politik, förändringar i den långsiktiga

tillväxten, förändringar i samhällsintresse, samhällsattityder och livsstilar. (Strickland, 1995, ss. 93-100)

Det fjärde steget, konkurrenspositioner, syftar till att undersöka hur konkurrenter är positionerade mot varandra i branschen. Viktigt är att identifiera de konkurrensmedel som är viktigast i branschen. (Strickland, 1995, ss. 100-103)

I nästa steg undersöks konkurrenternas nästa strategiska steg. Först måste de viktigaste konkurrenterna identifieras. Sedan gäller det att försöka förutspå vad konkurrenternas nästa steg kommer att bli, vilket kan göras genom att se vad cheferna säger om deras strategiska plan. (Strickland, 1995, ss. 103-106)

I det näst sista steget gäller det att identifiera branschens framgångsfaktorer. Detta görs genom att ta reda på vad kunden vill ha och vad företagen måste göra för att överleva konkurrensen. (Strickland, 1995, ss. 106-108)

Till sist används det som kommit fram ur de första sex stegen för att avgöra hur attraktiv branschen är. (Strickland, 1995, ss. 108-109)

5.1 Övergripande ekonomiska kännetecken

Marknads storlek: Marknaden för värme i Helsingborg omsätter årligen ca 500 miljoner SEK och 950 GWh. (Erlandsson, 2009)

Konkurrensomfång: Fjärrvärmens konkurrerar endast lokalt. Öresundskraft konkurrerar därför bara på värmemarknaden i Helsingborg.

Marknadens tillväxttakt: Då nya hus i allt större utsträckning blir mer och mer energieffektiva samtidigt som gamla hus renoveras och isoleras bättre genom byte av fönster etc. minskar marknaden hela tiden. Detta bromsas till viss del upp av att nya hus byggs och att Helsingborg växer som stad (Helsingborgs stad - hemsida 2009). Summan av detta är att värmebehovet i Helsingborg de senaste åren minskat med någon procent per år. (Ohlsson, 2009)

Branschens livscykel: Mot bakgrund av branschens tillväxttakt bedömer vi branschen som mogen på gränsen till nedåtgående.

Antal företag i branschen: På grund av det naturliga monopolet finns det bara ett fjärrvärmeföretag i Helsingborg.

Kunder: Kunderna kan delas upp i flerbostadshus, villor, offentliga lokaler, industrier och övriga lokaler. Fördelningen i antal och förbrukning kan ses i tabell 1. (Erlandsson, 2009)

Tabell 1 Antal leveranspunkter till fjärrvärmekunder i Helsingborg idag

	Antal leveranspunkter	Total årsförbrukning GWh
Flerbostadshus	1 500	565 GWh
Villor	8 500	165 GWh
Offentliga lokaler	190	60 GWh
Industrier	90	25 GWh
Övriga lokaler	450	85 GWh
Totalt	10 730	900 GWh

Värt att notera är att villakunderna står för 80% av det totala antalet leveranspunkter men endast för knappt 20% av förbrukningen. Flerbostadshusen står däremot bara för knappt 15% av leveranspunkterna men för mer än 60% av förbrukningen.

Grad av vertikal integration: Värdekedjan för fjärrvärme har en hög grad av vertikal integration. Produktion, distribution och marknad/försäljning är idag vertikalt integrerat. Dock är varken förädling av bränsle eller askhantering integrerat i dagsläget.

In- och utträdesbarriärer: På grund av de höga ekonomiska inträdesbarriärerna, huvudsakligen i form av kostnaden för att bygga ett parallellt nät, i kombination med avsaknaden av möjligheten att i dagsläget få hyra in sig på ett befintligt nät, är inträdesbarriärerna höga. Vad gäller utträdesbarriärerna är de också höga, då ofta väldigt stora belopp finns bundet i anläggningarna och nätet, vilka inte kan användas till något annat. Enda möjligheten är egentligen att hitta en köpare som är villig att ta över verksamheten. (Ohlsson, 2009)

Teknologi/innovation: För fjärrvärmens sker teknologisk utveckling huvudsakligen i form av utveckling i bättre produktionsteknik och bättre rör. Men teknikutvecklingen och innovationstakten är ändå relativt låg.

Produktkaraktäristiken: Det som skiljer fjärrvärme från fjärrvärme är uteslutande hur den är producerad, och miljöpåverkan skiljer sig stort åt mellan olika produktionsalternativ.

Skalekonomi: För fjärrvärmens finns klara skalfördelar i hela verksamheten, då centralisering och stordrift är en av huvudtankarna med fjärrvärme. (Fellsson, 2003, s. 33)

Kunskap och erfarenhetseffekt: Fjärrvärmens har en relativt stark erfarenhetseffekt, speciellt när det gäller produktion och nät. I produktionen kan kostnaderna påverkas avsevärt genom val av bränslemix och optimering av anläggningarna. I driften av nätet och utbyggnaden av nätet har erfarenhet och kunskap också stor betydelse för att det skall göras på bästa sätt. (Nilsson, 2009)

Kapacitetsutnyttjande: Då efterfrågan på värme varierar stort under året, innebär det att kapacitetsutnyttjandet är väldigt låg under de månader med lägst efterfrågan. Det faktum att det dessutom finns reservkapacitet i nätet medför att

kapacitetsutnyttjandet blir ännu lägre. Detta medför att kapacitetsutnyttjandet även under de kallaste månaderna är långt ifrån fullt.

Lönsamhet i industrin: Då fjärrvärmeverksamheten inte är särredovisad hos alla energiföretag är det svårt att få ett exakt grepp om lönsamheten totalt sett i branschen, men generellt sett kan lönsamheten sägas vara god i fjärrvärmebranschen, delvis tack vare den monopolställning den befinner sig i. (Mühlow, 2009)

5.2 Konkurrensanalys

För att analysera konkurrensen och bedöma styrkan i de olika konkurrenskrafterna används nedan Porters femkraftsmodell.

5.2.1 Befintlig konkurrens

Öresundskraft är idag som naturlig monopolist ensam aktör på fjärrvärmemarknaden i Helsingborg, och saknar därför konkurrens från andra fjärrvärmeaktörer.

5.2.2 Hot från nya aktörer

Fjärrvärmens naturliga monopol gör att det idag inte finns något hot i att nya aktörer ska komma in på marknaden och öka konkurrensen om inte TPA skulle bli verklighet. Ett införande av TPA skulle innebära konkurrensutsättning på alla delar av verksamheten utom nätverksamheten, som genom sina stora skalfördelar kommer att fortsätta vara ett naturligt monopol. Att nya aktörer skulle komma in som producenter eller försäljningsbolag med någon form av TPA är ett möjligt framtida hot. Hur stort detta hot är beror på utformningen av ett eventuellt TPA. Hur attraktivt fjärrvärmemarknaden är för nya aktörer beror på flera faktorer.

En faktor som påverkar fjärrvärmemarknadens attraktivitet för nya konkurrenter givet ett TPA är tillväxten på marknaden. När tillväxten på en marknad är låg kommer konkurrensen att öka för att företagen måste ta marknadsandelar av varandra för att åstadkomma egen tillväxt. Det framtida behovet av värme i Helsingborg beror på flera saker. Marknaden för fjärrvärme i Helsingborg kan idag ses som en mogen marknad då större delen av staden idag har fjärrvärme. Som tidigare nämnts har tillväxten för marknaden de senaste åren varit negativ, främst beroende på att bättre hus med mindre värmeförluster byggs samt att investeringar i värmebesparande åtgärder för befintliga fastigheter blir allt vanligare. Detta minskar därmed hur attraktivt det är att gå in på marknaden för en ny konkurrent.

Stora skalfördelar är en typisk barriär som kan hindra nya konkurrenter att gå in på marknaden. Med ett TPA finns dessa barriärer på produktionssidan där anläggningarna oftast kräver storskalighet. Även för ett möjligt försäljningsbolag finns skalfördelar i kundtjänst, om än inte alls i samma utsträckning som på produktionssidan.

Sedan finns barriärer i form av de stora kapitalbehov som krävs för investeringar i produktionsanläggningar. Detta gör att endast företag med mycket stora resurser har möjlighet att investera i större produktionsanläggningar.

Det finns även en barriär för nya konkurrenter då Öresundskraft skulle ha fördelen av att redan ha starka relationer med kunderna och en mycket god kunskap om marknaden i Helsingborg. Här kommer också erfarenhetskurvan in som gör att Öresundskraft kan ha stora fördelar av den kunskap som finns i företaget då de funnits länge på marknaden.

Osäkerheten är också något som påverkar marknadens attraktivitet. Stor osäkerhet råder gällande bränslepriserna och dess utveckling. Politiska beslut om utformningen av miljöskatter, förutsättningar för elcertifikat etc. spår ytterligare på osäkerheten.

Kärnprodukten värme är en standardiserad vara vilken är svår att differentiera. Som redan nämnts är själva värmen helt odifferentierbar. Däremot kan kringtjänster erbjudas såsom energirådgivning, energipaket med både el och värme. Hur värmen är producerad kan också bidra till differentiering, då olika produktionstekniker och bränslen har olika miljöpåverkan. Men kärnprodukten är dock ändå värme där det viktigaste säljargumentet idag är pris. Detta gör att Öresundskraft inte har en särskilt stor fördel i varumärkeskänedom och kundlojalitet när det gäller differentiering av sitt erbjudande.

5.2.3 Hot från substitut

Det finns ett antal produkter/tjänster som tillgodoser värmebehovet förutom fjärrvärmen. Givet att en fastighet har ett vattenburet värmesystem, som är en förutsättning för fjärrvärme, är värmepump, pelletspanna, oljepanna, naturgaspanna, elpanna och solfångare alternativ till fjärrvärme.

För kunden blir den totala kostnaden för varje alternativ summan av kapital-, drift- och underhållskostnaden. Kostnadsmässigt är idag el- och oljepanna inte konkurrenskraftiga mot något av de andra alternativen när en ny uppvärmning skall väljas. När en kund i Helsingborg står i situationen där den skall välja uppvärmningssätt är i princip endast värmepump ett konkurrenskraftigt alternativ till fjärrvärmen idag. Fjärrvärmen är överlägsen med 95% marknadsandel i Helsingborg, och resterande del av marknaden består främst av värmepumpar. Andra alternativ som pelletspanna, oljepanna, elpanna och solvärme står endast för en mycket liten del av värmemarknaden i Helsingborg.

Tillverkare, återförsäljare och installatörer, vilka är de drivande företagen i värmepumpsbranschen, består av flertalet konkurrerande aktörer vilket gör att det finns relativt god konkurrens inom alternativet. För värmepumpar har teknikutvecklingstakten spelat en stor roll de senaste åren. Utvecklingen har gjort att verkningsgraden har ökat betydligt, vilket stärkt värmepumpens konkurrenskraft. Då det finns ett teoretiskt maxvärde för verkningsgraden (Palm, 2009), kan denna utveckling dock inte fortskrida i samma takt alltid, utan kan förväntas plana ut. Då en värmepump är eldriven, är en viktig faktor för värmepumpens konkurrenskraft det framtida elpriset.

Något som blir vanligare och vanligare är att fjärrvärmeanslutna fastigheter inte byter ut fjärrvärmen, utan istället kompletterar den med en mindre värmepump. Detta gör

att abonnenten stannar kvar som fjärrvärmekund, men med en mindre förbrukning, då basproduktionen täcks av värmepumpen. (Ohlsson, 2009)

Solvärme är ett alternativ som kan komma att få större konkurrenskraft i framtiden. Teknikutveckling och ökad efterfrågan kommer att minska kostnaden för solvärme. Alternativet har potential eftersom det har en liten miljöpåverkan och låga löpande kostnader (Energimyndigheten - hemsida, 2009) (Svensk solenergi - hemsida, 2008). Men samtidigt ska det sägas att solvärmen idag har en försumbart liten marknadsandel i Helsingborg, samt att solvärmen, i de fall den idag används, fungerar som ett komplement till andra uppvärmningssätt. Detta då solvärme idag inte ensamt kan tillgodose värmebehovet i en fastighet.

5.2.4 Kundernas förhandlingsstyrka

Kundernas förhandlingsstyrka är låg eftersom de allra flesta kunderna är väldigt små. De kunderna som har något större förhandlingskraft är de stora fastighetsbolagen med Helsingborgshem i spetsen samt kommunen.

Det andra som gör att förhandlingsstyrkan hos kunderna är låg är att kostnaden för att byta uppvärmningssätt till något av substituten är höga. Även om driftkostnaden för något av alternativen vid ett tillfälle skulle vara lägre än för fjärrvärme, är investeringsutgiften för att byta relativt hög. Det är exempelvis inte troligt att en fastighetsägare som precis investerat i en ny fjärrvärmeanslutning är intresserad av att köpa en värmepump som kräver en ny stor investering för anslutning.

5.2.5 Leverantörernas förhandlingsstyrka

Leverantörer, som levererar bränsle till produktionsanläggningarna, har en låg förhandlingskraft. Bränslet i form av pellets, olja och naturgas är typiska ”commodities” eller standardprodukter som handlas till världsmarknadspris.

När det gäller leverantörer av industriell spillvärme i Helsingborg idag, kan det vid en första anblick se ut som att de har väldigt liten förhandlingsstyrka då fjärrvärmen i de flesta fall är enda möjligheten att få avsättning för restvärmen. Dock innebär industriell restvärme att Öresundskraft i det här fallet får tillgång till värme till ett pris de inte kan komma i närheten av genom egen produktion. Det innebär att om leverantören är tillräckligt stor, uppstår ett ömsesidigt beroende, där ett bortfall av leverantören skulle innebära att produktionskostnaderna skulle öka betydligt (Nilsson, 2009). För mindre leverantörer är beroendet dock mer ensidigt, då intäkterna är viktiga för leverantören, men volymerna av sådan storlek att de inte påverkar Öresundskraft i nämnvärd utsträckning.

5.2.6 Sammanfattningsvis

Konkurrensen i branschen kommer främst från substitut idag. Styrkan i konkurrensen från övriga krafter är relativt låg. Hur stark konkurrensen är från substituten är inte helt lätt att avgöra. Vad som kan sägas är att fjärrvärmens stora marknadsandel i Helsingborg betyder att fjärrvärmen är konkurrenskraftig mot alternativen.

5.3 Fjärrvärmebranschens förändringskrafter

Förändringskrafterna analyseras utifrån de vanligaste kategorierna för förändringskrafter. (Strickland, 1995, ss. 93-99)

5.3.1 Påverkan av regelverk och politik

Lagstiftning och styrmedel är en mycket viktig förändringskraft för branschen. Det är politikerna som sätter fjärrvärmemarknadens spelregler. Detta är speciellt aktuellt nu med dagens diskussioner om ett eventuellt tredjepartstillträde samt med den nya fjärrvärmelagen.

Det finns en rad politiska styrmedel som direkt påverkar fjärrvärmen. Elcertifikat, handel med utsläppsrätter och koldioxidbeskattning har gjort att kraftvärmeproduktion med biobränsle har ökat kraftigt. Dessa styrmedel blir direkt avgörande för investeringar i produktionsanläggningar och för bränslmixen i produktionen, vilket i slutändan påverkar priset på fjärrvärme till kund.

På kommunal nivå är det inte ovanligt att fjärrvärmen gynnas genom att anslutningsavgiften bakas in i tomtpriset, och att fjärrvärmenätet redan är framdraget då huset byggs. Detta tillämpas i Helsingborg idag, och medför att när fastighetsägaren ska välja uppvärmningssätt, kan anslutningsavgiften för fjärrvärmen räknas bort eftersom den redan är betald. (Ödman, 2009)

För att minska uppvärmningen med direktverkande el och oljepannor finns konverteringsstöd från staten. Detta ökar incitamentet för att byta till andra miljövänligare alternativ som värmepump, solvärme, biobränslen eller fjärrvärme. (Energimyndigheten, 2008b, s. 9)

Det är inte bara politiken i Sverige som spelar roll utan även politik på EU-nivå. Ett exempel är om marknaden för el öppnas upp inom EU. Detta skulle kunna medföra höjda elpriser i Sverige vilket skulle gynna fjärrvärmen både genom att kraftvärmen blir billigare tack vare ökade intäkter från elförsäljningen, men också genom att konkurrerande alternativ såsom värmepump skulle bli dyrare.

5.3.2 Förändringar i den långsiktiga tillväxten

Då mycket talar för att miljömedvetenheten snarare kommer öka än minska, kommer energieffektiviseringsåtgärder att fortsätta genomföras i fastighetsbranschen, samtidigt som nya hus blir mer och mer energisnåla. Detta talar för att den negativa tillväxten i värmebranschen som tidigare beskrivits kommer att hålla i sig.

5.3.3 Ny teknologi

Teknologiutvecklingen i branschen görs till stor del genom den gemensamma branschorganisationen Svensk Fjärrvärme. Utveckling sker främst inom utveckling av produktionsteknik samt inom utveckling av nya rör, men ny teknologi kan ändå sägas spela en relativt liten roll när det gäller förändringskraften i branschen.

5.3.4 Förändringar i samhällsintresse, samhällsattityder och livsstilar

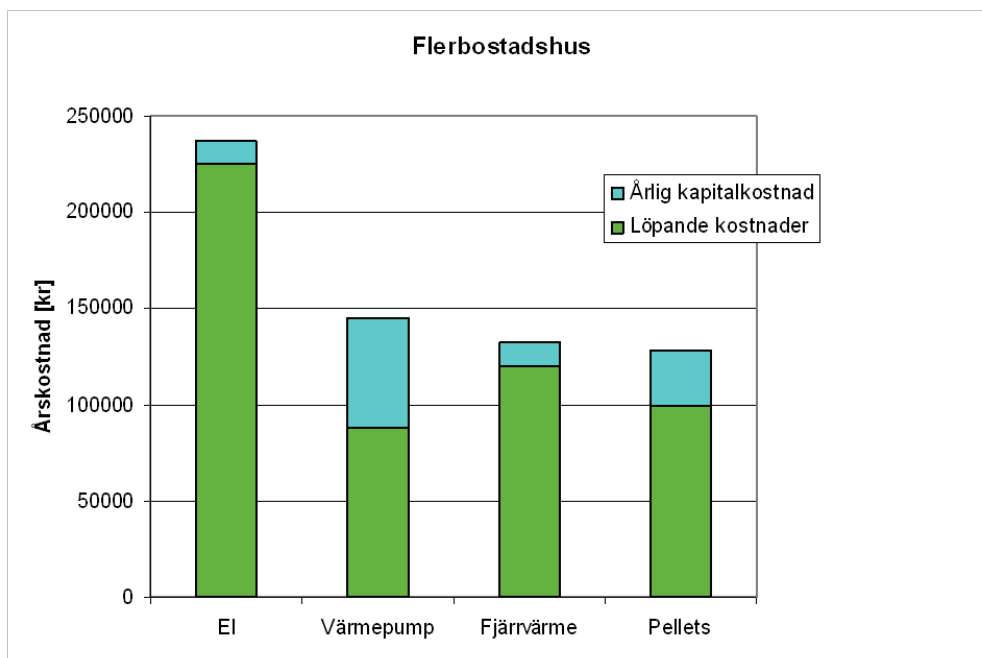
Förändringar i intressen och attityder i samhället är en kraft som påverkar fjärrvärmebranschen. Även om fokus på miljö- och klimatfrågor ökar incitamenten för energieffektiviseringar, påverkar det även fjärrvärmens positivt. Det hänger ihop med de politiska styrmedel som skapas för att minska miljö- och klimatpåverkan. Sedan kan det också påverka kundernas val direkt eftersom miljöargument till viss del är säljande.

5.3.5 Marknadsinnovation

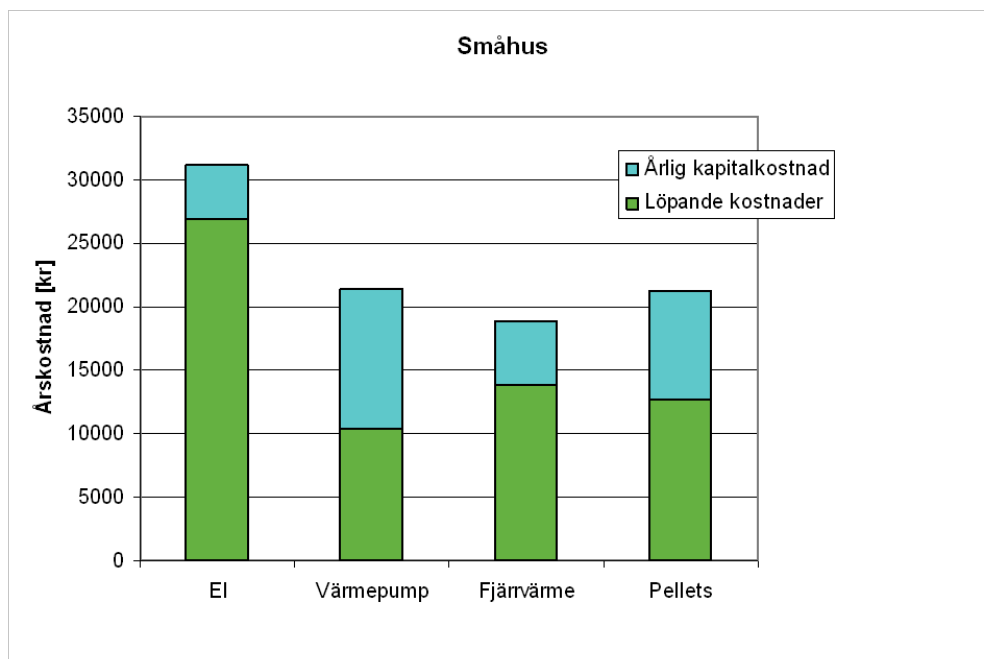
Marknadsinnovation har historiskt inte varit en stark förändringskraft för fjärrvärmens. Kritiker menar att fjärrvärmeföretagen kan göra mycket mer på detta område. I branschen menar många också att marknadsinnovation genom nya sätt att paketera och marknadsföra sina tjänster kommer att spela en allt större roll framöver.

5.4 Konkurrenspositioner

För att studera hur de olika alternativen är positionerade mot varandra har en kostnadsjämförelse för kund i Helsingborg gjorts. Detta eftersom kostnaden är det viktigaste konkurrensmedlet. Kostnaden som jämförs är den totala uppvärmningskostnaden som inkluderar kostnaden för investering, drift, underhåll och energi.



Figur 7 Årskostnaden (kostnad för investering, drift, underhåll och energi) för ett flerbostadshus (årlig förbrukning på 193 MWh) i Helsingborg 2008. (Energimarknadsinspektionen, 2009, ss. 56-59)



Figur 8 Årskostnaden (kostnad för investering, drift, underhåll och energi) för en villa (årlig förbrukning på 20 MWh) i Helsingborg 2008. (Energimarknadsinspektionen, 2009, ss. 56-59)

För ett flerbostadshus ligger kostnaden för fjärrvärme i Helsingborg något under värmepumpen och ungefär i paritet med pellets. För en villa är fjärrvärmens ensam överlag det billigaste alternativet lite under värmepump och pellets. Nackdelen med pellets är att det kräver hantering och kontinuerlig påfyllning samt att det kräver relativt stort utrymme.

5.5 Konkurrenternas nästa strategiska steg

Konkurrenter till fjärrvärmens i Helsingborg är idag främst substitutet värmepump. För att få en bild av framtidens konkurrens kommer de viktigaste spelarna inom värmepumpar att identifieras för att kunna undersöka deras troliga strategier och framtida mål.

De som driver värmepumpsbranschen är som tidigare nämnts återförsäljare/installatör samt tillverkare. De tre största tillverkarna i Sverige är Nibe, IVT och Thermia, vilka alla tre tillhör de ledande företagen på den europeiska värmemarknaden. Alla tre företagen har en fortsatt tillväxt som mål. Deras situation är att marknaden i Sverige efter flera års tillväxt har börjat mogna medan det fortfarande finns stor tillväxtpotential i andra länder. Sverige är fortfarande en viktig marknad, men deras fokus ligger inte på att konkurrera ut fjärrvärmens i Helsingborg. (NIBE - hemsida 2009) (IVT - hemsida 2009) (Thermia - hemsida 2009) (Hägerstrand, 2008)

Återförsäljare/installatör agerar lokalt eller regionalt. Det finns ett 80-tal aktörer i Skåne. Några jobbar endast med värmepumpar medan många har flera andra affärsområden som exempelvis luftkonditionering, kyl- och frysrum. (SVEP -

hemsida 2009) Deras fokus har tidigare legat på att konvertera fastigheter med oljepanna. Men även med en avsevärd minskning av andelen möjliga oljepannor att konvertera senaste åren, kommer fokus ligga på att konvertera fastigheter uppvärmda enbart med elvärme snarare än att ta marknadsandelar från fjärrvärmen. (Energimarknadsinspektionen, 2009, s. 22) (Lindberg, 2008)

5.6 Branschens framgångsfaktorer

Utgångspunkten för att analysera branschens framgångsfaktorer är att titta på vad kunden vill ha och vad företagen måste göra för att överleva konkurrensen. Men fjärrvärmens monopol gör att konkurrensen kommer från substitut med helt andra förutsättningar för konkurrens. Detta gör att det inte går att jämföra vad fjärrvärmeföretag gör med vad substitutföretag gör för att överleva konkurrensen. Vår analys av framgångsfaktorer för fjärrvärmen tar därför istället utgångspunkt i vad kunderna vill ha och vilka parametrar Öresundskraft idag främst jobbar med för att vara konkurrenskraftiga.

5.6.1 Vad vill kunden ha?

Det som driver köp för kund vid val av uppvärmningssätt är i första hand priset. Det skall vara en låg årskostnad, det vill säga investeringskostnad inklusive löpande kostnader. Utöver priset, som är den absolut viktigaste faktorn, spelar även miljö, långsiktig stabilitet/trygghet, valfrihet och enkelhet/komfort in. Miljöaspekten blir starkare och starkare som säljargument. Även om fjärrvärme ur många aspekter är väldigt miljövänligt, finns det exempel på stora kunder som valt bort fjärrvärmen till förmån för värmepump, vilken sedan drivs med grön el. Enkelheten med fjärrvärmen är en fördel som säljer, och det finns ett värde i att exempelvis slippa drift av en egen pelletspanna. Valfriheten kan spela roll och påverkar då fjärrvärmen negativt eftersom det idag inte finns en valfrihet i val av fjärrvärmeleverantör. (Persson, 2009) (Nilsson, 2009)

5.6.2 Vilka är värdedrivarna för fjärrvärmen?

Den låga diversifieringsgraden medför som redan nämnts att det huvudsakligen är pris som används som konkurrensmedel. Detta medför att låga kostnader är den centrala värdedrivaren i fjärrvärmebranschen.

Den dominerande kostnaden för fjärrvärme är bränslekostnaden, vilken kan påverkas på olika sätt. Generellt finns i Sverige tre värmekällor för basproduktion som har strategiska fördelar: kraftvärme baserad på biobränsle eller avfallsförbränning samt industriell restvärme. Industriell restvärme är många gånger väldigt konkurrenskraftig, eftersom priset på restvärmen fjärrvärmeföretaget får betala ofta är långt under deras egna billigaste produktionsalternativ. Avfallsförbränning har de senaste åren blivit mycket konkurrenskraftig i Sverige tack vare deponiförbudet av brännbart avfall i Sverige. Industriell restvärme tillsammans med avfallseldad kraftvärme räcker dock inte till att täcka värmebehovet, och som tredje alternativ är biobränsleeldad kraftvärme det bästa alternativet. Detta då produktionen ger elcertifikat givet att vissa grundförutsättningar uppfylls, samt att bränslekostnaden är relativt låg jämfört med alternativen. (Sköldberg & Werner, 2007)

Öresundskraft minimerar sina bränslekostnader genom att optimera bränslemixen. Detta görs på kort sikt genom val av vilka anläggningar som skall köras, och på längre sikt görs det genom val av vilka anläggningar som skall byggas. Utöver detta görs det regelbundna investeringar i produktionsanläggningarna för att öka effektiviteten och därigenom minska bränsleförbrukningen.

En annan betydande kostnad för Öresundskraft idag är värmeförlusterna som uppstår då det uppvärmda vattnet transporteras i ledningarna. Dessa kostnader är svåra att påverka, och en reinvestering för att byta ut gamla rör till nya går inte att räkna hem enbart med minskade värmeförluster. Dock kan bättre isolerade rör väljas väl när en reinvestering av någon annan anledning ska göras. Slutligen innebär nyanslutningar stora kostnader. Dessa kan påverkas främst genom att pengar investeras i forskning för att ta fram nya och billigare anslutningsmetoder. (Persson, 2009) (Nilsson, 2009)

5.7 Branschattraktivitet och möjlighet till hög lönsamhet

Efter genomgången av de sex stegen i industri och konkurrensanalysen av fjärrvärmemarknaden i Helsingborg är den sammantagna bilden en bransch med något negativ tillväxt men med god lönsamhet. Branschen karaktäriseras av skalfördelar, stora kapitalbehov och en hög grad av osäkerhet och risk när det gäller bränslepriser, politisk påverkan och framtida teknik. Samtidigt har fjärrvärmerna en stark och stabil position på marknaden och behovet av värme kommer alltid att finnas. Fokus på miljö och klimat stärker också fjärrvärmerna ytterligare.

6 Marknadsstruktur

6.1 Monopol

I ett monopol finns endast en säljare av varor eller tjänster i en bransch och det finns inga nära substitut. Eftersom det inte finns någon konkurrens från andra aktörer kan monopolisten sätta priset på den för monopolisten mest gynnsamma nivån. Ett högre pris minskar efterfrågad kvantitet. Så länge ökade intäkter genom prishöjningen täcker upp för förlorade intäkter genom minskad kvantitet, kommer monopolisten att gynnas av ett högre pris. Detta leder till att priset sätts över marginalkostnaden i ett monopol. (Perloff, 2004, s. 351)

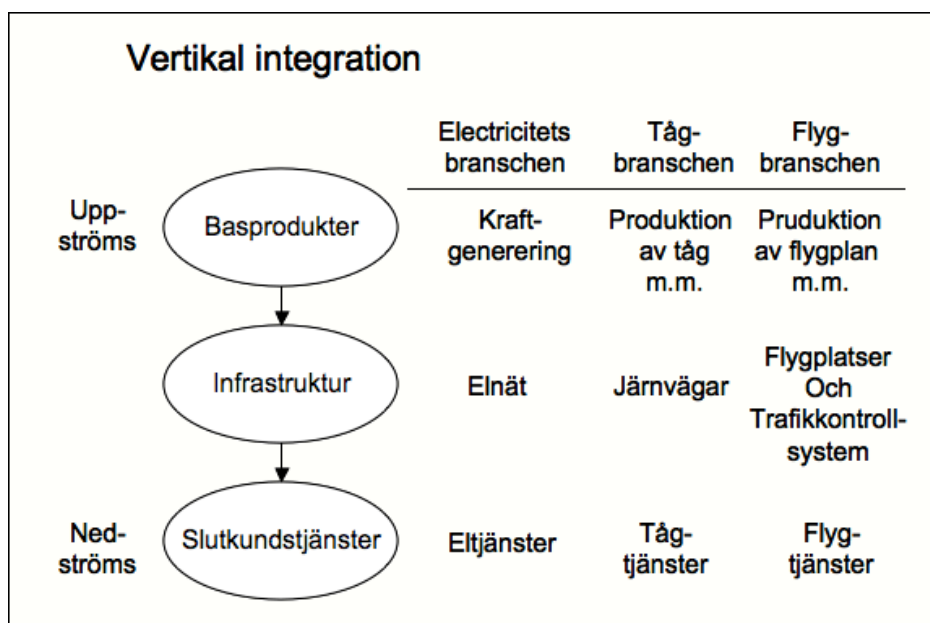
6.2 Oligopol

I ett oligopol finns endast ett fåtal aktörer som säljer varor eller tjänster. Eftersom aktörerna är få kan varje aktör påverka marknadspriset. Beslut som en aktör tar påverkar de andra aktörerna i hög grad. Detta gör att hänsyn till konkurrenternas nästa troliga beslut måste tas vid strategisk planering. I oligopol finns en möjlighet för aktörerna att i någon form samarbeta och sätta priset som om det vore ett monopol då detta gynnar samtliga aktörerna. (Perloff, 2004, s. 423)

6.3 Nätverksindustrier och naturliga monopol

Gemensamt för alla nätverksindustrier är att det finns en produktion och en infrastruktur som tillsammans ger förutsättningar för att tjänster ska kunna levereras till konsumenterna. Elektricitet är ett exempel på en nätverksindustri, där produktion av elektricitet i kombination med ett elnät ger förutsättningar att sälja elektricitet. Andra exempel på nätverksindustrier är tele, vatten, post, järnväg, flyg och naturgas. Det brukar talas om att nätverksindustrier är en vertikal industri med tre delar: uppströms produktion, en infrastruktur och nedströms tjänster. Denna vertikala industri kan vara strukturerad på flera olika sätt. Några exempel är:

- Vertikal integration och monopol där ett företag ensamt driver infrastruktur, produktion och försäljning till konsument
- Vertikal integration med konkurrens i antingen verksamheten uppströms eller nedströms
- Vertikal separation med uppströms konkurrens och/eller nedströms konkurrens där företaget som har hand om infrastrukturen varken har verksamhet uppströms eller nedströms
- Konkurrerande företag nedströms och uppströms som gemensamt äger infrastrukturen



Figur 9 Strukturen för en nätverksindustri (Bergman et al, 1999, ss. 33-38)

Det finns flera särdrag som är vanliga för en nätverksindustri. Investering i infrastruktur är ofta dyr och irreversibel. Att exempelvis bygga upp infrastrukturen för naturgas med ledningar och utrustning för att pumpa runt naturgas är väldigt investeringstungt samtidigt som investeringen är irreversibel i den meningen att det inte finns någon alternativ användning för ledningarna om de av någon anledning inte skulle användas till gasdistribution mer.

Nätverksindustrier tar sig ofta formen som naturliga monopol. Detta beror på att de fasta kostnaderna är stora jämfört med rörelsekostnaderna vilket skapar stordriftsfördelar. När infrastrukturen för exempelvis naturgas är uppbyggd så är kostnaden för att sedan transportera gas i nätet inte särskilt hög. De höga investeringsbeloppen skapar däremot inträdesbarriärer för andra företag, som medför att en duplicering av infrastrukturen inte är kostnadseffektiv. Det är helt enkelt inte ekonomiskt försvarbart att bygga upp flera parallella nät. När detta är fallet blir infrastrukturen ett naturligt monopol. Men nätverksindustrier måste inte vara naturliga monopol. Ett exempel är telekomindustrin där kostnaderna för att bygga upp infrastrukturen har fallit betydligt och gjort det möjligt att t.ex. ha fyra parallella 3G-nät (Hultkrantz, 2001, ss. 385-386). Andra exempel är posten, där Citymail bedriver postverksamhet parallellt med posten i flera tätorter i Sverige (Bergman, 2001, s. 376).

För de nätverksindustrier som det ändå finns möjlighet att bygga upp parallell infrastruktur blir resultatet oftast oligopol. Detta beror på de irreversibla investeringarna som gör att företag avskräcks från att gå in på marknaden. Risken är helt enkelt ofta för hög vilket gör att det blir en hög marknadskoncentrationen. Eftersom dessa marknader också oftast har en bakgrund i ett offentligt monopol kan den före detta monopolisten ha en fördel i att vara välkänd hos kunderna och att de redan ha en stark relation med kunderna, vilket ytterligare kan öka marknadskoncentrationen. Samtidigt kan monopolisten ha en nackdel i sin historia

som monopolist, genom att det kan vara svårt och ta tid att förändra och anpassa sig till en ny konkurrenssituation.

I de nätverksindustrier där det är möjligt med konkurrens nedströms och uppströms kan det innebära svårigheter för den som driver nätet att samordna och koordinera. Ett exempel på detta är energibranschen där det kan vara svårt att samordna många olika aktörer för att kunna upprätthålla leveranssäkerhet på lång och kort sikt. Det bästa är om detta kan lösas med marknadsmekanismer. På den nordiska elmarknaden är lösningen en gemensam börs, Nordpool. Där styrs produktionen av att el handlas på timbasis till spotpriser. (Bergman et al, 1999, ss. 39-49)

7 Tidigare avreglering av andra marknader

Två marknader med många likheter med fjärrvärmemarknaden är marknaden för naturgas och marknaden för el. Alla tre är energimarknader med en gemensam tillsynsmyndighet i Energimarknadsinspektionen och med en gemensam central förvaltningsmyndighet i energimyndigheten. Vidare är alla tre också nätverksindustrier. Skillnaden är att både el- och naturgasmarknaden avreglerats genom införande av TPA i motsats till fjärrvärmemarknaden.

Elmarknaden började avregleras 1996 med införande av konkurrens för elhandelsbolag och produktionsbolag. Utvecklingen skedde stegvis, och sedan 1999 har alla kunder fritt kunnat välja från vilket elhandelsbolag de ska köpa el. (Svensk energi - hemsida 2009)

Naturgasmarknaden har stegvis avreglerats sedan augusti 2000. Den 1 juli 2005 öppnades marknaden för samtliga näringsidkare anslutna till det svenska naturgassystemet. Den 1 juli 2007 genomfördes det sista steget i marknadsöppningen vilket innebär att även konsumenter kan välja från vilken gasleverantör de vill köpa sin gas. (Gasföreningen - hemsida 2009)

Även om de tre marknaderna på vissa väsentliga punkter skiljer sig åt, vilket vi återkommer till längre fram, kan utformningen av dessa två avregleringar ge en bra fingervisning för hur utformningen skulle kunna se ut för fjärrvärme. Utformningarna är dock väldigt omfattande och detaljerade, vilket gör att en fullständig bild inte kommer att redovisas här, utan fokus kommer att ligga på övergripande och för fallet viktiga frågor. Dessutom kommer väsentliga skillnader mot fjärrvärmemarknaden att belysas.

7.1 Elmarknaden

Elmarknaden skiljer sig först och främst mot fjärrvärmemarknaden genom att elnätet är ett sammanbundet nationellt nät som täcker hela Sverige. Dessutom är nätet sammankopplat med näten i våra grannländer, vilket ger möjlighet till export/import av el. Denna import/export är dock begränsad på grund av ledningarnas begränsade överföringsförmåga. Vidare finns inga alternativ till el som det gör för fjärrvärme. Detta gör att tillgång till el ses som en rättighet för alla i Sverige. (Svensk energi - hemsida 2009)

De aktörer som finns på elmarknaden är: (Svensk Energi, 2009, s. 15)

- Elproducenter
- Nätägare
- Elanvändare
- Elhandelsföretaget i rollen som
 - elleverantör
 - trader
 - balansansvarig
- Elbörs
- Systemansvarig

Elproducent producerar el och matar in den i inmatningspunkter på nätet. Elproducenten och elhandelsföretag kan finnas i samma företag eller i separata företag. Elhandelsföretag köper in el från producenter och säljer den till elanvändare. Elhandelsföretaget har ett balansansvar, vilket innebär att de är ansvariga för att se till att den energimängd deras abonnenter tar ut också tillförs systemet. Det måste finnas en balansansvarig för varje in- och utmatningspunkt i nätet.

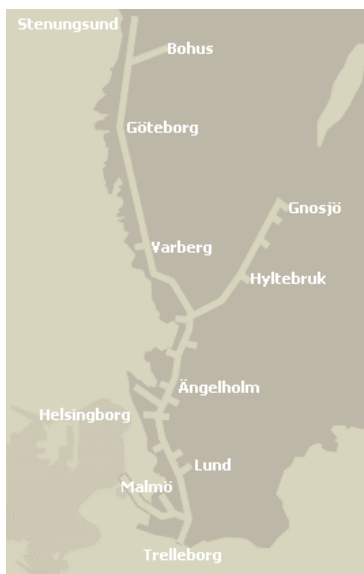
Elanvändaren måste ha ett avtal med en elleverantör om köp av el och ett avtal med nätägaren för att utnyttja nätet. Elanvändaren betalar elleverantören för abonnemanget och för förbrukad el. Den betalar också nätägaren för transporten av el. (Svensk Energi, 2009, s. 17)

Nätägaren ansvarar för att transportera elenergin från elproducenter till elanvändare. En juridisk person som bedriver nätverksamhet får inte bedriva produktion av eller handel med el. (Ellag, 1997:857, kap 3, § 1-1b) Transporten sker via stamnät, regionnät och lokala nät, vilka ägs av olika nätbolag. Nätägaren är skyldig att ansluta en anläggning till nätet på skäliga villkor om det inte föreligger särskilda skäl. (Ellag, 1997:857, kap 3, §6-7) Det finns nätförluster i elnätet vilka nätägaren ansvarar för, genom att anskaffa el för att täcka förlusterna genom upphandling. (Ellag, 1997:857, kap 3, §16) Energimarknadsinspektionen, som har tillsynsansvar för nätavgiften, har nyligen avskaffat sin prissättningsmodell, och det är idag inte klart vilken modell som kommer att ersätta den gamla. Mycket pekar dock på att samma prismodell som idag är på gång att tas fram för gasen även kommer att användas för elen. (Åhlin, 2009)

Systemansvarig ska se till att det är elbalans i Sverige det vill säga att produktion och import motsvarar konsumtion och export. Detta genom att sammanställa alla balansansvarigas mätvärden och reglera eventuell obalans i systemet med den balansansvariga. Den ska även se till att det svenska systemets anläggningar samverkar driftsäkert. Svenska kraftnät äger stamnätet och har rollen systemansvarig. För att kunna sköta den kortsiktiga balansen i nätet har systemansvarig möjlighet att beordra elproducenter att minska eller öka sin produktion mot en marknadsmässig ersättning. (Svensk Energi, 2009, s. 15)

7.2 Naturgasmarknaden

Naturgasnätet skiljer sig precis som elnätet från fjärrvärmenäten genom att det inte är lokala nät på samma sätt som fjärrvärmen. Större delen av Europa är ihopkopplade i ett naturgasnät men till skillnad från elen, där nätet är utbyggt i hela Sverige, är det svenska naturgasnätet endast utbyggt längs med västkusten, se figur 10. (Göransson, 2009)



Figur 10 Karta över det svenska gasnätet (Swedegas - hemsida 2009)

Naturgasen i Sverige skiljer sig också mot fjärrvärmens och elen genom att det inte finns någon produktion/utvinning av naturgas i Sverige, utan all naturgas levereras in på det svenska nätet genom en ledning från Dragör i Danmark till Malmö. (Swedegas - hemsida 2009)

Gas skiljer vidare sig från fjärrvärme genom att det är en oförädlad energiform som konkurrerar direkt med andra bränslen, medan fjärrvärme är en förädlad energiform som inte på samma sätt konkurrerar med andra bränslen. Gas går också att lagra vilket inte på samma sätt går att göra med fjärrvärme till rimliga kostnader. (Johansson, 1999)

Vidare finns det inga förluster i nätet som det gör för fjärrvärme och till viss del även för el. Förluster i gasnätet kan endast uppkomma vid läckor.

De aktörer som finns på naturgasmarknaden är: (Gasföreningen, 2008, kap 2, s. 6)

- Gasproducenter
- Nätägare
- Lagerägare
- Gasanvändare
- Gashandelsföretag i rollen som
 - gasleverantör
 - trader
 - balansansvarig
- Systemansvarig

Gasproducenter producerar gas för överföring i det svenska systemet. Gasproducenternas anläggningar finns främst i Danmark och levereras via det danska naturgasnätet (Gasföreningens - hemsida 2009).

Ett gashandelsföretag köper in gas från gasproducenter (eller annat gashandelsföretag) och säljer sedan gasen vidare till användaren. Förutom denna gasleverantörsroll måste gashandelsföretaget ha en balansansvarig för alla sina inmatnings- och uttagspunkter, vilket de vara själv alternativt att de låter någon annan sköta det åt dem. Ett gashandelsföretag har möjlighet att sälja gas till gasanvändare antingen genom att följa den faktiska förbrukningen eller i form av en i förväg bestämd fysisk mängd. (Gasföreningen, 2008, kap 2, s. 7)

Nätägaren ansvarar för att gasen överförs till gasanvändarna. Det svenska stamnätet ägs av Swedegas, som i sin tur ägs av E.ON, Dong, Statoil och Fortum. Sedan finns det ett antal bolag som äger de regionala näten, och slutligen finns det lokala nät som ägs av de lokala energibolagen. Nätägaren ansvarar för mätning i inmatnings- och uttagspunkter och för att förse gasleverantörer, balansansvariga och systemansvariga med denna information. (Göransson, 2009) Nätägaren är även ansvarig för att reservkapacitet finns vilket måste köpas in av nätägaren genom upphandling. (Gasföreningen, 2008, kap 2, s. 7) Nätägaren är på samma sätt som för elnätägaren skyldig att på skäliga villkor ansluta andra naturgasledningar samt lagringsanläggningar. (Naturgaslag, 2005:43, kap 3 §2) Nätägaren är även skyldig att ansluta en kund till sitt nät mot en avgift som nätägaren bedömer skälig vilket bedöms från fall till fall. Energimarknadsinspektionen har tillsynsansvar att avgiften som sätts är skälig. Detta kommer de att göra genom en prismodell som idag är under framtagning tillsammans med nätägarbolagen. (Göransson, 2009)

Systemansvarig är Svenska Kraftnät vilket innebär att de har det övergripande ansvaret för balansen mellan in- och uttag. Svenska Kraftnät har även ansvar för att sköta den totala balansavräkningen för hela nätet och reglera det ekonomiska ansvaret för obalanser mellan de balansansvariga.

Lagerägare äger en anläggning som lagrar gas åt marknadens aktörer. Tillträde för andra aktörer är reglerad så att innehavaren är skyldig att på skäliga villkor lagra naturgas för annans räkning.

Varken en nätägare eller en lagerägare får lov att bedriva handel med gas. Här har, på samma sätt som för elen, en juridisk separation valts. Detta har man ansett vara tvunget för att en fungerande konkurrens ska kunna uppstå. Gasleverantörer utan nät hade annars konkurrerat på andra villkor än gasleverantörer som äger nät.

En gasanvändare måste ha ett avtal med en gasleverantör och en nätägare. Gasanvändaren betalar gasleverantören för förbrukad gas och nätägaren för anslutning och överföring. (Gasföreningen, 2008, kap 2, ss. 8-9)

8 TPA-utformning för fjärrvärme – diskussion

På motsvarande sätt som för elmarknaden och gasmarknaden kan ett antal möjliga aktörer för fjärrvärme identifieras. De aktörer som finns på el- och gasmarknaden har egentligen alla motsvarigheter på fjärrvärmemarknaden, förutom lagerägare på gasen, då fjärrvärme inte går att lagra på samma sätt som gas. Eftersom det är lokala nät är det också tveksamt om det går att få till en börs motsvarande elbörsen, men mer om detta senare. De aktörer som identifieras till en början är därmed:

- Fjärrvärmeproducenter
- Nätägare
- Fjärrvärmeanvändare
- Fjärrvärmehandelsföretag i rollen som
 - fjärrvärmeleverantör
 - trader
 - balansansvarig
- Systemansvarig

Grundtanken med TPA är att konkurrens ska åstadkommas inom fjärrvärmerna för att priserna mot kund ska pressas. Därför har vår utgångspunkt varit att skapa en TPA-utformning med gynnsamma förutsättningar för att nya aktörer ska komma in, vilket är ett måste för att konkurrens ska skapas. Samtidigt har utgångspunkten varit att TPA-utformningen måste vara rimlig. För att den ska vara rimlig, kommer mycket av utformningen hämtas från el- och gasmarknaden, men den måste dock anpassas efter fjärrvärmens förutsättningar. Nedan kommer därför en diskussion utifrån vissa ansvars-, skyldighets- och utformningsfrågor tas upp, för vilka fjärrvärmerna kan ha speciella förutsättningar. Resonemangen kommer från diskussioner med personal på Öresundskraft samt från intervjuer med personer från energimyndigheten, branschorganisationen Svensk Fjärrvärme, Kemira samt tidigare utredningar av TPA inom fjärrvärme. (Westin, 2009) (Dahl, P., 2009) (Sjöberg, 2009) (Birgersson, 2009)

8.1 Systemansvar

Vad gäller systemansvaret, kommer det på samma sätt som för el och gas att krävas att någon har det övergripande ansvaret för att uppnå balans i varje nät på kort sikt, och att detta uppfylls kommer att kontrolleras av Energimarknadsinspektionen. Någon behöver även bestämma vilken framledningstemperatur och vilket tryck det ska vara i näten.

När det gäller att bestämma framledningstemperatur och tryck har varje enskilt nät dimensionerats för en viss nivå av framledningstemperatur. Detta i form av vilken rördiameter olika ledningar har, hur stora radiatorer som finns hos abonnenterna, vilka reglersystem som används etc. (Frederiksen, 1993, s. 143) Därför måste framledningstemperaturen ligga runt en viss nivå i nätet, givet att nätet inte dimensioneras om. Beroende på att utomhustemperaturen varierar måste också framledningstemperaturen variera. Ju kallare utomhustemperatur, desto varmare framledningstemperatur krävs för att de mest perifera abonnenterna i nätet ska få rätt temperatur på fjärrvärmevattnet. Framledningstemperaturen brukar därför följa någon form av kurva, en så kallad framledningstemperaturkurva, där

framledningstemperaturen kan ses som funktion av utomhustemperaturen. Med TPA kommer flera olika konkurrerande produktionsanläggningar kunna vara anslutna till nätet. Vilken framledningstemperatur som är mest gynnsam ur ett producentperspektiv kan variera mellan olika producenter. Därför är det viktigt att framledningstemperaturen bestäms på systemtekniska grunder av en så oberoende instans som möjligt, så att vissa producenters egenintresse inte ligger till grund för hur framledningstemperaturkurvan ser ut.

Utöver att bestämma den aktuella framledningstemperaturen, måste även trycket i nätet bestämmas. Om det råder 10 bar i nätet i en viss punkt och en producent som är ansluten i den punkten bara har 8 bars tryck, skulle det resultera i att vattnet i producentens anläggning började gå baklänges. Därför är det av stor vikt att, förutom framledningstemperaturen, även trycket i nätet sätts på systemtekniska grunder, och inte efter vad som passar en enskild producent så bra som möjligt.

Samtidigt som det är önskvärt att systemansvarig agerar så objektivt som möjligt, måste dock hänsyn tas till att fjärrvärmenäten är lokala. Ur ett systemkompetenstekniskt perspektiv, torde nätägaren vara den som har mest kunskap om hur nätet är dimensionerat och fungerar, och därför även bäst kan bestämma temperatur och tryck. Ett alternativ till detta är att låta en helt utomstående part bestämma. Även med en juridisk separation kan inte risken uteslutas att det produktionsbolag som tillhör samma koncern kommer att kunna gynnas vid bestämning av tryck och temperatur. Detta borde dock inte vara omöjligt att kontrollera, och kräva redovisning av hur värdena har tagits fram. Att låta en utomstående part vara systemansvarig är ur ett jävperspektiv den bästa lösningen, men nackdelen är att denne inte har någon lokal systemkompetens till skillnad mot nätägaren. Det skulle medföra betydande kostnader för en utomstående part att sätta sig in i hur systemet fungerar, och ändå skulle det bli svårt att på kort sikt nå samma kunskapsnivå som nätägaren har idag.

Om en oberoende aktör skulle sköta tryck, temperatur och den övergripande balansen för vart och ett av Sveriges 250 nät hade detta även blivit mycket kostsamt. Valet av vem som ska ha systemansvar har därför fallit på varje lokal nätägare. På några få ställen som exempelvis i Stockholm, finns flera ihopkopplade nät med flera olika nätägare. Här kan systemansvaret tänkas få lyftas ut i ett separat bolag som exempelvis skulle kunna samägas av samtliga nätägare. Men i princip kommer detta endast att vara aktuellt i undantagsfall och för alla andra nät väljer vi att nätägaren blir systemansvarig.

8.2 Nätägare

För både el- och gasmarknaden har en separation gjorts, där en juridisk person som bedriver nätverksamhet inte får bedriva produktion eller handel. Detta för att undvika att nätägaren gynnar sitt eget handels- och produktionsföretag. Eftersom nätägaren har valts till systemansvarig för fjärrvärmen uppstår ytterligare behov av att nätägaren agerar oberoende. Detta gör att en separation även är ett troligt alternativ för fjärrvärmen. Ur konkurrenssynvinkel är en separation i så stor utsträckning som möjligt önskvärd. Dock innebär en högre grad av separation också högre kostnader, och en total separation där varje bolag måste ha olika ägare känns inte rimlig. En

juridisk separation på samma sätt som för el- och gasmarknaden har därför istället valts.

De betydande värmeförlusterna som uppstår vid transport av fjärrvärme innebär kostnader. Nätägaren kan i viss utsträckning påverka värmeförlusterna genom val av ledningar när nätet byggs ut eller när ledningar byts. Eftersom ingen annan än nätägaren kan påverka dessa värmeförluster, är det rimligt att nätägaren får det ekonomiska ansvaret för värmeförlusterna. På elen görs detta genom att nätägaren köper in kraft för att täcka förlusterna genom upphandling. Men på fjärrvärmesidan har vi valt att varje producent får producera för att även täcka värmeförlusterna och sedan fakturera nätägaren för dessa förluster. Detta har valts för att förenkla simulering av konsekvenserna längre fram i rapporten.

Om en ny producent vill ansluta sig till nätet är det ur konkurrenssynpunkt viktigt att nätägaren är tvingad att ansluta. Detta måste dock på samma sätt som för el och gas ske på skäliga villkor. Ofta är det inte bara att ansluta till närmaste punkt i nätet, utan av systemtekniska skäl kan det bli tvunget att dra ledningar flera kilometer bort från närmsta anslutningspunkt till en punkt där det går att ansluta. Detta medför att valet av anslutningspunkt måste göras av nätägaren.

Om nätägaren skulle stå för anslutningsinvesteringen, skulle det kunna bli risk för att stora investeringar görs av nätägaren som abonnenterna får betala för, utan någon garanti från den nye producenten. Samtidigt skulle det medföra att den nyanslutne producenten skulle kunna konkurrera på lika villkor med produktionsanläggningar som var anslutna innan TPA-införandet. Om istället producenten skulle stå för investeringen, medför det en kostnad för nyanslutna producenter som inte befintliga producenter har. Men detta anser vi inte väger upp det faktum att det annars skulle drabba alla kunder i form av en högre nätavgift varje gång en ny producent ansluts, samt det faktum att en producent inte skulle vara ekonomisk bunden att stanna kvar som producent genom en anslutningsinvestering. Genom att låta producenten själv stå för anslutningen anser vi heller inte att det behövs några regleringar i frågan om vem som får ansluta sig, så länge de tekniska specifikationerna i fråga om temperatur och tryck som nätägaren bestämt uppfylls av producenten. Alla som vill och kan hitta ekonomi i att ansluta sig kommer därför att få ansluta sig, givet att de finansierar anslutningen själva.

När nya nätanvändare ska anslutas idag betalar användaren en engångsavgift för anslutning till nätet. Men när många områden idag ska anslutas behöver stora investeringar göras för att bygga ut nätet till området. Engångsavgiften från kunderna täcker sällan investeringsbeloppet, men affären kan trots det räknas hem, då intäkterna från såld värme även kan räknas med. Vid en separation av nätägare från övrig verksamhet, kan intäkter från försäljning inte räknas med, och det är endast nätavgiften som ska täcka upp differensen mellan investeringsbeloppet och anslutningsavgiften från kunderna. Då inte längre värmeförsäljningsvinsten får räknas med, kommer de investeringar som i dagsläget ligger på gränsen till att vara olönsamma bli olönsamma. Därför är det viktigt att det, när nätägare separeras från övriga aktörer, fortfarande finns incitament att nyinvestera. Dock måste det hållas i åtanke att fjärrvärme är en uppvärmningsform för i huvudsak tätorter och städer, och att det aldrig är eller kommer bli lönsamt att dra fjärrvärmenät ut till enstaka villor långt utanför befintligt nät, där istället andra uppvärmningsformer är att föredra. Vi

ser att det finns olika modeller för att skapa dessa incitament. Exempelvis skulle producenter/handelsföretag kunna tvingas vara med och betala delar av investeringen, då nya anslutningar även gynnar dem. En annan variant är att vissa investeringar kan ges statliga subventioner, och en tredje möjlighet är att en högre nätavgift tillåts vilket medför att alla befintliga kunder får vara med och finansiera nyanslutningar. Hur detta löses är viktigt men kommer inte att påverka vår tillämpning i särskilt hög grad. Vi har valt att användaren betalar en skälig engångsavgift och att nätägaren står för investeringen för att det förenklar tillämpningen.

8.3 Fjärrvärmehandelsföretag

På samma sätt som för el och gas kommer rimligtvis handelsföretag att ha ett balansansvar, så att de köper in lika mycket värme som de säljer. De har ett avtal med fjärrvärmeanvändaren att täcka kundens förbrukning och har därför ett ansvar att ha spets- och reservkapacitet. Men frågan är hur förhållandet mot producenten ska se ut.

En tanke som dykt upp under arbetets gång är att det bildas en marknad för varje fjärrvärmenät där handelsföretagen och producenterna möts, motsvarande elmarknadens Nordpool. Detta skulle möjligen kunna fungera för Storstockholm, där flera nät är sammanbundna, men övriga nät i Sverige är för små för att detta skulle kunna fungera. (Birgersson, 2009)

Ett sätt att komma runt det här problemet är att skapa en fiktiv nationell marknad. Huruvida detta skulle fungera är en fråga som kommit upp i diskussioner med olika personer inom branschen, och därför tas denna diskussion upp här och nu. På Nordpool handlas elen nationellt. Det har gjort att i praktiken kan en abonnent i Haparanda köpa el av ett handelsföretag som i sin tur köper elen av en producent i Ystad. Dock är det föga troligt att det är just den elen som är producerad i Ystad som abonnenten i Haparanda får. Betydligt mer troligt är att det är el producerad i närheten av Haparanda. Det viktiga är bara att det som plockas ut på ett ställe skjuts in någonstans i det nationella nätet.

Vad som händer om ett fiktivt nationellt fjärrvärmenät skapas, där abonnenterna har möjlighet att köpa värme av en producent tillhörande ett annat fysiskt nät än det abonnenten är ansluten till, är precis som för elen att någon producent i abonnentens nät måste producera värmen. Den stora skillnaden är att en elproducent kan få avsättning för sin el någon annanstans i Sverige, medan en fjärrvärmeproducent bara kan producera värme åt abonnenterna tillhörande det lokala nätet. Vi har inte lyckats hitta en lösning på denna problematik, och kommer därför inte att gå vidare med denna värmehandelsmodell som en tänkbar lösning.

Alternativet är att värmehandelsföretag köper värme av en producent som åtar sig att producera efter handelsbolagets kunders värmeförbrukning. Detta innebär att varje producent själv väljer hur de ska optimera sin produktion för att klara av kundernas värmebehov. Optimeringen av produktionen skulle sannolikt innehålla en viss del spetsproduktion som producenten kan skaffa antingen genom att köpa in en egen spetsproduktionsanläggning eller genom att köpa in värme av en annan producent då detta behövs. Detta innebär att det heller inte finns utrymme för rollen som trader, där

fasta mängder av fjärrvärme köps och säljs. Detta är en modell som i högsta grad är genomförbar för fjärrvärmerna, och är därför den värmehandelsmodell vi valt, och är den som kommer tillämpas längre fram i rapporten.

8.4 Fjärrvärmeproducenter

Valet av handelsmodell innebär att producenterna får ansvaret att ha spets och reservkapacitet. För att leveranssäkerheten hos producenterna ska kunna säkras krävs regler för vilka nivåer av reservkraft som krävs. Idag finns det en tumregel inom branschen som säger att reservkapaciteten i ett nät bör motsvara den största produktionsanläggningen. Därför väljer vi att nätägaren får sätta krav på varje producent att ha tillgång till en reservkapacitet som minst motsvarar detta. Tanken är att varje producent kan välja att göra detta antingen genom att teckna avtal med andra producenter med ledig kapacitet alternativt själv köpa in anläggningar.

9 Val av TPA-utformning

Nedan beskrivs kort principerna för den TPA-utformningen vi valt. Texten ska betraktas som övergripande där långtifrån alla detaljer tas upp.

- Fjärrvärmeproducenter
- Nätägare
- Fjärrvärmeanvändare
- Fjärrvärmehandelsföretag i rollen som
 - fjärrvärmeleverantör
 - balansansvarig
- Systemansvarig

9.1 Systemansvarig

Den systemansvarige sköter det totala balansansvaret för varje nät, vilket innebär att den gör en balansavräkning mellan de balansansvariga och ser till att varje balansansvarig gör rätt för sig ekonomiskt. Den systemansvarige bestämmer även framledningstemperaturkurvan och trycket i nätet. Den övervakar vidare nätet så att alla produktionsanläggningar samverkar driftsäkert.

9.2 Nätägare

Nätägaren har i de allra flesta fall rollen som systemansvarig. En juridisk person som har fjärrvärmenätverksamhet får inte bedriva fjärrvärmehandel eller produktion. Nätägaren har det ekonomiska ansvaret för värmeförlusterna i nätet, och blir fakturerad för detta av producenterna till marknadsmässiga priser. Nätägaren är på skäliga villkor skyldig att ansluta nya producenter, som själva står för anslutningsinvesteringen. Med skäliga villkor menas att nätägaren ställer krav på anslutningspunkt i nätet och även krav på tryck och framledningstemperatur. När det gäller anslutning av nya nätanvändare, är nätägaren skyldig att ansluta dessa till en skälig anslutningsavgift. Energimarknadsinspektionen kommer att kontrollera att nätägarens nätavgift är skälig.

9.3 Fjärrvärmeanvändare

Fjärrvärmeanvändaren är den som konsumerar fjärrvärme, och kan vara allt från en industri till ett hushåll. Fjärrvärmeanvändaren har ett avtal med en fjärrvärmeproducent om köp av fjärrvärme. Vidare betalar fjärrvärmeanvändaren för överföring av värmen i nätet. För nyanslutningar betalar nätanvändaren en engångsavgift.

9.4 Fjärrvärmehandelsföretag

Ett fjärrvärmehandelsföretag köper fjärrvärme från producent och säljer denna till fjärrvärmeanvändare. Handelsföretaget måste teckna avtal med producenten att denna täcker handelsföretagets kunders förbrukning. Handelsföretaget har ett balansansvar

där den bär det ekonomiska ansvaret för att det är balans i samtliga inmatnings- och uttagspunkter som den har balansansvar för.

9.5 Fjärrvärmeproducent

Fjärrvärmeproducenterna producerar fjärrvärme för inmatning i fjärrvärmenätet. Fjärrvärmeproducent och fjärrvärmehandelsföretag kan antingen vara i samma bolag eller i separata. Fjärrvärmeproducenten tecknar avtal med handelsföretag att täcka dess kunders förbrukning.

10 Konsekvenser med vald TPA utformning för aktörerna i Helsingborg

I tillämpningen av TPA-utformningen på fallet Helsingborg kommer konsekvenser för de olika aktörerna att gås igenom. Konsekvenserna som uppstår för en aktör kan få effekter för en annan aktör, och samtidigt kan vissa konsekvenser bero på olika faktorer. Detta kan låta kryptiskt, men exempelvis kan nivån på nätavgiften som nätägaren tillåts sätta, i hög grad påverka förutsättningarna för producenterna. Nätavgiftens tillåtna nivå beror på vilken prismodell tillsynsmyndigheten väljer vid tillsyn. Detta gör att aktörerna måste gås igenom i en viss ordning.

10.1 Nätägare

Den första konsekvensen för Öresundskraft vid ett införande av TPA-utformningen är att nätägaren måste separeras från fjärrvärmeproduktion och fjärrvärmehandel, till ett eget juridiskt bolag, framöver kallat Öresundskraft Nät. Den huvudsakliga kostnaden för en sådan separation, är den kostnad en viss grad av kompetensdubbling medför. Detta bör dock bara bli kännbart för mindre energiföretag, där enstaka personer sitter inne på nyckelkompetenser, och kommer därför inte drabba Öresundskraft nämnvärt (Nilsson, 2009).

Eftersom Helsingborgs fjärrvärmenät är ihopkopplat med Landskronas uppstår frågan om systemansvaret ska lyftas ut till ett nytt bolag. Detta är en möjlighet, men samtidigt är överföringskapaciteten mellan näten idag begränsad vilket medför att en full konkurrens på näten som om de vore ett nät inte är möjlig. Vi kommer därför att behandla nätet i Landskrona och nätet i Helsingborg som två olika nät där systemansvaret för respektive nät ligger hos varje nätägare. Därmed kommer Öresundskraft Nät att bli systemansvarig för nätet i Helsingborg.

Konsekvenser för nätägaren i form av lönsamhet kommer att påverkas av vilken modell Energimarknadsinspektionen väljer för tillsyn av nätägarens avgifter. Idag håller en metod på att arbetas fram för gasen, vilken går ut på att en intäktsram baserad på verksamhetens kostnader bestäms. Sannolikt skulle en liknande modell kunna användas för fjärrvärmen efter mindre justeringar. Arbetet är idag inte klart, men i det material som finns att tillgå finns en fingervisning om hur intäktsramen ska fastställas. Dock går det idag inte att utläsa hur värderingen av nätet ska göras. Detta är en central del i kostnadsberäkningen, då värderingen ligger till grund för hur kapitalkostnaden ska bestämmas, vilken för fjärrvärmenätets ägare är en av de verkligt stora kostnadsposterna.

10.1.1 Nätavgiften

För att bestämma nätavgiften har Öresundskraft Nät, har samtliga kostnader förknippade med nätverksamhet identifierats. En uppskattning vad de kan tänkas bli med vald TPA-utformning har sedan gjorts baserat på 2007 års kostnader (Ohlsson, 2009) (Mühlow, 2009). Detta arbete har till stor del gjorts tillsammans med personal på Öresundskrafts nätavdelning. Kostnadsposterna är följande:

Förebyggande och avhjälpande underhåll

Detta handlar, precis som det låter, om underhåll av nätet dels i förebyggande syfte, och dels för att laga uppkomna skador.

Drift

Drift innefattar huvudsakligen de två posterna personal till driftcentral samt kostnad för själva vattnet.

Beredskap

Beredskapskostnaden är kostnaden för beredskap för oförutsägbara händelser såsom läckor etc.

Marknadskostnader

Marknadskostnader innefattar kostnader för debitering, manuell samt fjärravläsning av mätare och marknadsinformation.

Dokumentation

Dokumentationskostnaden består huvudsakligen av kostnader för de datorprogram som används för att uppdatera kartor och hålla koll på allt underhåll etc. som utförs på nätet. Utöver det innefattar kostnadsposten också den tid som läggs på dokumentation och som inte kan härledas till investeringar.

Nätförluster

Nätförluster är de kostnader som uppstår av att vattnet tappar i temperatur när det fraktas genom nätet samt vid läckage.

Kapitalkostnad

Kapitalkostnaden är avskrivningskostnad plus ränta för de anläggningarna (huvudsak nätet) nätägaren besitter. Det finns flera olika metoder för att beräkna denna kapitalkostnad, och vilken metod Energimarknadsinspektionen kommer att tillämpa går idag inte att förutsäga. Kapitalkostnaden har därför beräknats med både nominell linjär metod (NL) och real annuitetsmetod (RA). Dessa två metoder representerar två olika sätt att se på kapitalkostnad, och de är båda sannolika. (Yard, 2009)

Nominell linjär metod bygger på nominella anskaffningsvärden, vilka skrivs av linjärt, och där ränta beräknas på bokfört värde baserat på kalkylräntan. Real annuitetsmetod bygger istället på nuanskaffningsvärdet, vilket multipliceras med annuitetsfaktorn för att få en konstant kapitalkostnad under den ekonomiska livslängden. Nuanskaffningsvärdet har beräknats genom att alla anskaffningsvärden under nuvarande ekonomisk livslängd har nuvärdesberäknats och summerats. Då det inte är säkert att alla fjärrvärmeföretag har tillgång till historiska anskaffningsvärden, kan det bli aktuellt med andra sätt att beräkna nuanskaffningsvärdet. Detta är dock något vi inte valt att fördjupa oss inom.

Koncessionsavgift

Koncessionsavgift är en kostnad som måste betalas till Helsingborgs stad för att få bedriva fjärrvärmenätsverksamhet i staden.

Ej fördelad overhead

Overheadkostnader för koncernen innehållande bl.a. företagsledning, IT, ekonomi, försäkringar etc. För att få fram hur stor del av de totala kostnaderna som tillhör fjärrvärmens nätverksamhet används schabloner.

Sammanställning

De faktiska kostnaderna 2007 samt de beräknade kostnaderna, givet den valda TPA-utformningen för dessa poster kan ses i tabell 2 nedan. Av sekretesskäl kan några kostnadsposter inte särredovisas. De kostnadsposter som inte särredovisas har samlats under en gemensam kostnadspost kallad drift och underhåll.

Tabell 2 Kostnader för Öresundskraftnät med ett TPA utifrån kostnaderna 2007

Kostnadsposter	2007 [Mkr]	Med TPA [Mkr]
Drift och underhåll	21,3	23,3
Marknad	2,5	6,5
Nätförluster	48,8	48,8
Kapitalkostnad NL/RA	-	63,8/101,7
Totalt NL		142,4
Totalt RA		180,3

Ökningen på 2 Mkr av kostnadsposten drift och underhåll beror på ökad driftkostnad samt en ökning av ej fördelade overhead. Drift ökar för att det krävs att producenterna får realtidsuppdaterad förbrukning för sina abonnenter. Ansvaret ligger på nätägaren och det torde medföra vissa kostnadsökningar jämfört med dagsläget. Ej fördelade overheadkostnader bör öka, då en del av de synergieffekter som erhålls av att ha verksamheten inom samma juridiska bolag försvinner vid en separation. Resterande kostnadsposter under drift och underhåll anses inte påverkas av ett TPA. Vad gäller marknadskostnaden, bör den öka relativt kraftigt. Detta då kostnaden för debitering kommer att öka, då alla abonnenter vid ett införande av TPA-utformningen ska debiteras nätavgiften. Detta kommer även att medföra att någon form av kundtjänst kommer att behövas. Vidare ställs som ovan nämnts ökade krav på avläsning av mätare. Kostnaden för nätförluster kommer däremot inte att påverkas. Idag fungerar det som så att nätavdelningen faktureras marknadspris för den värme som går förlorad i nätet. Vad marknadspriset kommer att bli för fjärrvärme med TPA är i det här stadiet svårt att prediktera, så vi antar här att kostnaden för nätförlusterna inte kommer att förändras. Vad gäller kapitalkostnaden, använder inte Öresundskraft samma definition som vi gör, och därför finns inga siffror för 2007 års verksamhet att tillgå. Vi har istället beräknat med ovan nämnda modeller vad kapitalkostnaden blir med respektive modell. Som synes skiljer sig kapitalkostnaden åt med mer än 35 miljoner beroende på val av metod.

10.1.1.11 Resultat

Dessa totalkostnader medför följande kostnader per levererad MWh beroende på val av kapitalberäkningsmetod:

Nätavgift (NL): 158 kr/MWh

Nätavgift (RA): 200 kr/MWh

Det troligaste är att nätavgiften kommer att vara indelad i en fast och en rörlig del alternativt endast en fast del. I denna rapport antas dock att hela nätavgiften kommer att vara rörlig. Detta ger en tillräckligt bra bild av förhållandet mellan nätavgift och kostnaden för värme som senare tas fram. Anledningen till denna förenkling är att underlätta beräkningar gjorda senare i rapporten.

Att som nätägare kunna påverka vinsten i någon större utsträckning kommer att bli svårt. Detta då sänkta kostnader automatiskt kommer leda till en lägre intäktsram. Det kommer dock att finnas möjlighet till god lönsamhet för en nätägare, även om möjligheten att påverka är väldigt liten. Valet av kapitalkostnadsberäkningsmodell är den faktor tillsammans med nätförlusterna som påverkar intäktsramen klart mest. Nätbolag som har gjort avskrivningar snabbare än den avskrivningstid som gäller för beräkning av kapitalkostnad, kommer få god lönsamhet. Motsatsen är dock även möjlig, där en längre avskrivningstid har tillämpats än den som Energimarknadsinspektionen kommer fram till ska tillämpas. Detta skulle leda till att nätägaren har högre faktiska kapitalkostnader än de som får tas med när intäktsramen ska beräknas.

10.2 Fjärrvärmehandelsföretag

För att det ska uppstå valfrihet för kunden att välja leverantör och för att det ska uppstå konkurrens mellan handelsföretagen krävs det att flera handelsföretag kommer in på marknaden. Hur skulle då situationen se ut för handelsföretagen och vad skulle deras funktion vara? I den valda TPA-utformningen måste handelsföretaget teckna avtal med producenten så att denna täcker handelsföretagets kunders förbrukning. Handelsföretag skulle i detta fall sköta all kundhantering med fakturering, administration och övrig kundservice, marknadsföring samt hantering av mätvärden. Det finns inget som hindrar att en aktör har produktion och handel inom ett och samma bolag/koncern, analogt med Öresundskrafts upplägg idag. Men det finns samtidigt möjlighet till skalfördelar för handelsföretag, vilket gör att det finns fördelar för flera producenter att ha ett gemensamt handelsföretag.

På samma sätt som för el och gas, består handelsföretagets kostnader till en försvinnande liten del av det slutliga priset till kund. För el och gas har alla i princip samma förutsättningar när det gäller inköpspris, och med konkurrens mellan handelsföretagen pressas marginaler. Konkurrensmedel är lägre kostnad, bättre service och kreativa erbjudanden. Om flera handelsföretag kommer in på fjärrvärmemarknaden bedömer vi att resultatet skulle bli detsamma.

10.3 Producenter

För att det ska bli konkurrens på producentsidan behöver det finnas flera aktörer som tillsammans har överkapacitet. Vår TPA-utformning gör att producenten kommer få åta sig att leverera efter värmeanvändarnas värmeförbrukning under året. Handelsbolagen knyter till sig kunder med värmebehov, och avtalar med producenter som producerar till dessa efter kundernas förbrukningsmönster.

Riskerna med att investera i nya produktionsanläggningar ökar med TPA. När fjärrvärmeföretaget tidigare stod inför ett investeringsbeslut, valde de att investera i

det produktionssätt som ansågs ha de bästa förutsättningarna under en viss tid framöver. Eftersom dessa förutsättningar ofta är mycket osäkra genom att bränslepriser kan ändras, nya statliga subventioner kan införas eller tas bort och ny teknik kan utvecklas, kan en anläggning bara några få år efter den byggts ha mycket sämre förutsättningar än andra produktionssätt. Idag riskerar inte fjärrvärmeföretaget att en annan producent bygger en ny anläggning med bättre förutsättningar. Fjärrvärmeföretaget vet att de kommer att få avsättning för sin värme som produceras i den anläggning de valt att bygga, men med ett TPA uppkommer denna risk. Ett konkurrerande företag hade om förutsättningarna för produktion förändras kunnat komma in på marknaden med en anläggning som har klara konkurrensfördelar.

Basproduktion med konkurrensfördelar i produktionskostnad är spillvärme, bibränsleeldad kraftvärme och avfallseldad kraftvärme. För att det ska vara intressant att gå in och konkurrera krävs en kraftig konkurrensfördel i produktionskostnad. Detta eftersom det handlar om en begränsad marknad med ett minskande värmeunderlag. Dessutom handlar det om en mycket kapitaltung verksamhet, vilket gör det riskfullt att gå in om man riskerar att inte få avsättning för sin värme. Utöver detta finns stora osäkerheter i förutsättningarna för olika produktionssätt med bränslepriser, elpris och statliga subventioner.

10.3.1 Möjligheter för kraftvärmeverk

Eftersom ett bibränsleeldat kraftvärmeverk har högre produktionskostnader än både avfall och industriell restvärme bedömer vi det som mindre troligt att ett nytt bolag skulle gå in med en ny sådan anläggning i Helsingborg. Detta bolag skulle i så fall konkurrera med producenter som har tillgång till billigare produktion vilket skulle vara ohållbart i längden.

Det bränsle som ger lägst totala produktionskostnader för ett kraftvärmeverk idag är avfall. Möjligheten att nya bolag ska komma in med fjärrvärmeproduktion i Helsingborg genom avfallseldad kraftvärme bedömer vi som väldigt små, då Öresundskraft med sin nya avfallsförbränningsanläggning kommer att förbränna allt avfall i Helsingborg med omnejd. Dessutom är sannolikheten att Helsingborgs kommun skulle bevilja bygglov för ett konkurrerande avfallseldat kraftvärmeverk i Helsingborg försvinnande liten, vilket leder till att det är föga troligt att det kommer att byggas något mer avfallseldat kraftvärmeverk i Helsingborg än det Öresundskraft planerar att bygga. Enda möjligheten som vi ser det är om Öresundskraft väljer att inte bygga en ny avfallsförbränningsanläggning i Helsingborg.

10.3.2 Möjligheter för industriell restvärme

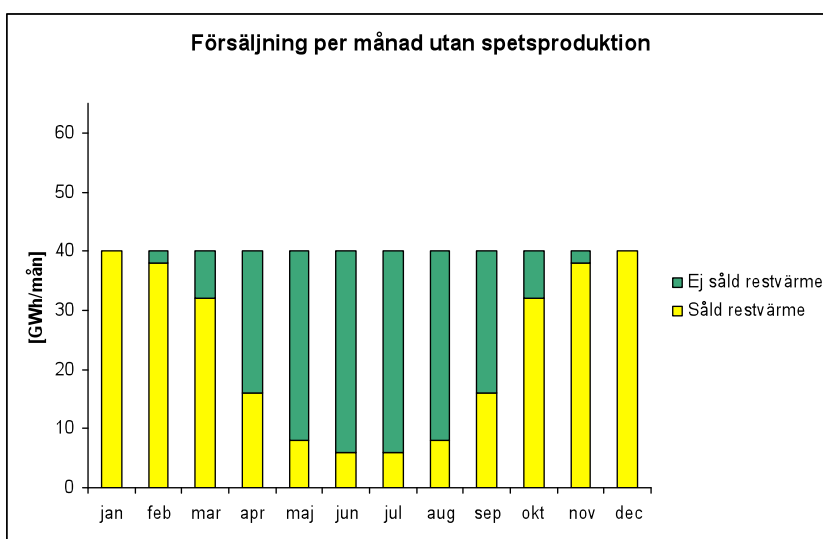
Industriell restvärme har de bästa förutsättningarna för att konkurrera i produktionen då värmen tas fram som en biprodukt till en annan verksamhet, och de rörliga såväl som de fasta kostnaderna är därigenom nära noll. Redan idag har Öresundskraft tagit tillvara på den restvärmen som finns i Helsingborg. Detta gör de genom att köpa in restvärme till ett fast pris året runt. Att det skulle etableras ny industri med restvärme i Helsingborg tack vare de nya förutsättningar TPA medför är inte särskilt troligt, då industrier med restvärme genom ovan nämnda avtal har goda förutsättningar i Helsingborg idag utan TPA. Det skulle i så fall vara om de anser att priset

Öresundskraft idag erbjuder för restvärmen är för lågt och att förutsättningarna skulle bli gynnsammare med ett TPA där de inte måste sälja till Öresundskraft. Det finns dock goda möjligheter att ansluta en eller flera nya industrier på industritomterna bredvid Kemira, vilket skulle medföra låga anslutningsbelopp, då det finns möjligheter att ansluta sig genom Kemiras anslutning.

Sammanfattningsvis bedömer vi att möjligheterna för att det ska komma in nya producenter i Helsingborgs nät inte är särskilt sannolika med den valda TPA-utformningen. Om det skulle komma något är det mest troliga att det är industriell restvärme som ansluter sig genom Kemiras anslutning. Detta gäller med antagandet att Öresundskraft bygger den nya avfallsförbränningsanläggningen samt att kapaciteten i ledningen till Landskrona inte ökas. För att undersöka huruvida restvärmen verkligen gynnas av TPA-utformningen, och om ja, i vilken utsträckning, har en beräkning gjorts för att bedöma hur mycket den industriella restvärmen i Helsingborg skulle tjäna på att sälja direkt till slutkund. Beräkningen bygger på vilka intäkter och kostnader det skulle innebära att producera och leverera värme till egna kunder. Då handelsföretagen inte kommer ha någon större påverkan på slutpriset till kund har vi för enkelhetens skull i beräkningen valt att varje producent har ett eget handelsföretag inom sitt eget bolag.

11 Beräkning för industriell restvärme

I detta kapitel kommer resultatet att beräknas för en restvärmeproducent i Helsingborg som väljer att sälja direkt till slutkund. Försäljningsmönstret kommer att följa kundernas förbrukningsmönster istället för en konstant mängd värme varje månad som det är då restvärmeproducenten fungerar som leverantör till Öresundskraft. Detta kommer att leda till att en stor del av värmen kommer att gå förlorad, då det inte går att teckna avtal med fler kunder än att det går att förse dem med värme under den kallaste månaden av året, se figur 11.



Figur 11 Exempel med genomsnittliga försäljningsvolym per månad exklusive spets

Till viss del kan detta lösas genom att komplettera restvärmeproduktionen med spetsproduktion som kan användas under de kallaste månaderna, se figur 12. Det medför att företaget kan sälja värme till fler kunder, och att de därigenom får avsättning för en större andel av sin restvärme under sommaren. Spetsproduktion är dock som redan nämnts väldigt dyrt att producera, och det säljs i princip alltid med negativt täckningsbidrag. Detta medför att ett optimeringsproblem nu erhållits, där förlusten som uppstår genom att sälja spetsproducerad värme ska ställas mot den extra vinst som görs under sommaren tack vare de extra kunderna spetsproduktionen medför.

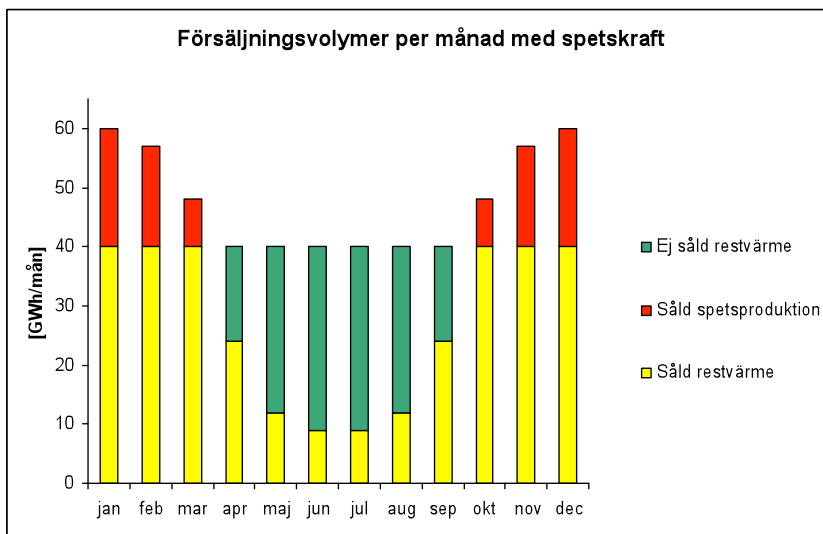


Figure 12 Exempel med genomsnittliga försäljningsvolym per månad inklusive spets

Vi har valt att räkna med en konstant effekt varje månad, genom att använda antalet producerade/sålda GWh per månad, trots att vi är väl medvetna om att effektbehovet varierar under en månad beroende på vädervariationer, tid på dygnet etc. Denna förenkling spelar dock liten roll initialt i beräkningen, och kommer längre fram att tas i beaktning.

Att lösa detta optimeringsproblem analytiskt blir snabbt komplext, och därför har en numerisk lösningsmetod tillämpats. Med bestämd restvärmekapacitet, kan sedan resultatet med olika mycket spetsproduktion beräknas, och därigenom kan det ur resultatsynpunkt optimala förhållandet mellan restvärmeproduktion och spetsproduktion för ett restvärmeföretag bestämmas. Den totala försäljningsvolymen månaden med störst försäljning kommer framöver att benämnas maximal månadsförsäljning.

Som utgångspunkt i beräkningen har vi antagit att de tre restvärmeproducenterna i Helsingborg samarbetar, genom att Kemira står för all restvärmeförsäljning i Helsingborg. I TPA-utformningen krävs det att varje producent har reservkapacitet, antingen genom egna anläggningar, eller genom avtal med andra producenter. I fallet Helsingborg är det så att Öresundskraft Produktion har ledig kapacitet, och kan därigenom mot en överenskommen avgift stå för Kemiras reservkapacitet och spetsproduktion. Vi väljer dock att räkna på vad det skulle kosta för Kemira att ha egen reservkapacitet och spetsproduktion, då priset Öresundskraft Produktion skulle sätta på tjänsten att tillhandahålla reservkapacitet och producera spets sannolikt hade motsvarat den kostnad Kemira skulle ha av att göra det själv. Då Kemira genom sin huvudverksamhet är storkunder av gas, kan de gasabonnemang de redan har utnyttjas, vilket gör att naturgaseldade hetvattenpannor är det naturliga valet för Kemira att ha till reservkapacitet och spetsproduktion (Nilsson, 2009).

Som första steg beräknas intäkterna. Detta görs genom att försäljningsvolymen samt marknadspris för fjärrvärme exklusive nätavgift beräknas. När detta är gjort blir nästa steg att beräkna vilka kostnader en försäljning direkt till slutkund skulle medföra. Vi

har identifierat att följande kostnadsposter skulle uppstå vid försäljning direkt till slutkund för Kemira:

- Kapitalkostnad gaspanna
- Inköp av gas till spetsproduktion
- Nätavgift gas
- Kostnad för extra anställda

Genom att beräkna intäkterna och kostnaderna för alla möjliga nivåer av maximal månadsförsäljning, dvs. för alla olika förhållande mellan restvärmeproduktion och gasproducerad spets, erhålls vilken som, ur ett resultatperspektiv, är den optimala maximala månadsförsäljningen, dvs. hur mycket spetsproduktion de ska ha. I Helsingborg idag är den maximala restvärmekapaciteten ca 44 GWh/mån. Då restvärmekapaciteten ständigt varierar hos de tre producenterna, har vi valt att räkna med en restvärmekapacitet på 40 MW istället för 44 MW. En effekt på 40 MW motsvarar en månadsproduktion på 28,8 GWh, och utifrån det är den optimala maximala månadsförsäljningen 41 GWh/mån, givet de förutsättningar som presenteras i resultatberäkningen nedan.

11.1 Intäkter

Första steget blir att välja vilken kundkategori som är mest lönsam att sälja till. Enligt tidigare resonemang har bostadsfastigheter en jämnare årsförbrukning än lokaler. Vidare är det mindre administrationskostnader per såld MWh för flerbostadshus än villor, vilket leder till att flerbostadshus är den mest lönsamma kundkategorin. Förbrukningsmönstret för flerbostadshus ser ut enligt följande, där varje månads procenttal är storleken på förbrukningen i relation till den månad då förbrukningen är som störst (Erlandsson, 2009).

Tabell 3 Förbrukningsvariation per månad

jan	feb	mar	apr	maj	jun	jul	aug	sep	okt	nov	dec
100	98,7	94,8	60,0	40,1	29,5	24,9	22,2	31,4	46,5	70,1	87,6
%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%

Detta innebär att försäljningsvolymen per månad, med en maximal månadsförsäljning på 41 GWh kommer bli följande:

Tabell 4 Försäljningsvolym per månad

Månad	Såld värme
januari	$1,000 \cdot 41 = 41,0$ GWh
februari	$0,987 \cdot 41 = 40,5$ GWh
mars	$0,948 \cdot 41 = 38,9$ GWh
april	$0,600 \cdot 41 = 24,6$ GWh
maj	$0,401 \cdot 41 = 16,4$ GWh
juni	$0,295 \cdot 41 = 12,1$ GWh
juli	$0,249 \cdot 41 = 10,2$ GWh
augusti	$0,222 \cdot 41 = 9,1$ GWh
september	$0,314 \cdot 41 = 12,9$ GWh
oktober	$0,465 \cdot 41 = 19,1$ GWh
november	$0,701 \cdot 41 = 28,7$ GWh
december	$0,876 \cdot 41 = 35,9$ GWh
totalt	289,4 GWh

När den årliga försäljningsvolymen är bestämd, blir nästa steg att bestämma marknadspriset för fjärrvärme. Då vi som redan nämnts inte kan se att det blir någon konkurrens på produktionssidan med TPA, kommer priset att fortsätta sättas mot alternativet för kund. Detta innebär att totalkostnaden för fjärrvärme inte får överstiga totalkostnaden för värmepump, som är det enda verkliga alternativet i Helsingborg. Det pris som då erhålls är 359 kr/MWh exklusive skatt och nätavgift (se appendix, A1) (Energimarknadsinspektionen, 2009, bilaga 1). För att fjärrvärmerna inte ska tappa kunder vid nyanslutning, har vi antagit att priset kommer hamna strax under det pris som ger samma totalkostnad som värmepumpsalternativet. Priset vi har räknat med på fjärrvärme exklusive skatt och exklusive nätavgift är därför 350 kr/MWh. Med denna försäljningsvolym och detta pris blir försäljningsintäkterna 101,3 Mkr (se appendix, A2).

11.2 Kostnader

11.2.1 Spetsproduktion och reservkapacitet

En stor del av kostnaderna för en fjärrvärmeproducent är att ha reservkapacitet och spetsproduktion. För att ta reda på hur stor kostnaden för reservkapaciteten blir, måste först reservkapacitetsbehovet tas fram. Förutsättningen är att reservkapaciteten på egen hand ska klara av att förse Kemiras fjärrvärmekunder med värme vilken dag som helst på året. Effektbehovet under kortare perioder kan vara upp till 50% större än genomsnittseffektbehovet under en månad (Ohlsson, 2009), beroende på temperaturvariationer etc. (senare benämnd månadsvariationskonstant). En maximal månadsförsäljning på 41 GWh är detsamma som en genomsnittlig effekt under denna månad på 57 MW. För att kompensera för ovanstående effektvariation inom en månad krävs därför en reservkapacitet på 85 MW (se appendix A3).

11.2.1.1 Kapitalkostnad gaspanna

För att beräkna kapitalkostnaden måste investeringsbeloppet för en gaspanna tas fram. Detta har uppskattats genom att investeringsbeloppet för två gaspannor med olika effekt har tagits i beaktning (se appendix, A4). Dessa två investeringar har sedan med hjälp av linjär regression använts för att ta fram ett förhållande mellan önskad effekt och investeringsbelopp. Sambandet som då erhöles är att investeringsbeloppet blir 24,7 Mkr plus 1,18 Mkr per MW (Nilsson, 2009), vilket medför att en reservkapacitet på 85 MW kräver en investering på 125 Mkr (se appendix, A5). Den årliga kapitalkostnaden beräknas sedan med hjälp av real annuitetsmetod (Yard, 2009), vilken blir 11,8 Mkr (se appendix, A6) (Svensk Fjärrvärme AB, 2007, s. 27 (Björnör, 2009).

11.2.1.2 Inköpskostnad gas

Nästa steg blir att bestämma kostnaden för själva gasen. Den gasvolym som kommer att behövas per år ges i tabell 5.

Tabell 5 Produktionsmix Kemira

Månad	Såld värme	Restvärmekapacitet	Såld spetsproduktion
januari	41,0 GWh	28,8 GWh	12,2 GWh
februari	40,5 GWh	28,8 GWh	11,7 GWh
mars	38,8 GWh	28,8 GWh	10,0 GWh
april	24,6 GWh	28,8 GWh	0 GWh
maj	16,4 GWh	28,8 GWh	0 GWh
juni	12,1 GWh	28,8 GWh	0 GWh
juli	10,2 GWh	28,8 GWh	0 GWh
augusti	9,1 GWh	28,8 GWh	0 GWh
september	12,9 GWh	28,8 GWh	0 GWh
oktober	19,1 GWh	28,8 GWh	0 GWh
november	28,7 GWh	28,8 GWh	0 GWh
december	35,9 GWh	28,8 GWh	7,1 GWh
totalt	289,4 GWh		41,1 GWh

Därefter ska priset de kommer att få betala för gasen bestämmas. Som utgångspunkt har Öresundskrafts naturgaspriser använts. Priset för gas är 253,50 kr/MWh (Öresundskraft - hemsida 2009b), och till detta kommer sedan en energiskatt. Tillverkningsindustrin är till stor del befriad från denna skatt, men då fjärrvärme inte räknas som tillverkande industri, måste denna skatt på 228,50 kr/MWh betalas. Då Kemira är storkunder, ligger deras pris i dagsläget istället runt 200 kr/MWh plus skatt, vilket ger ett pris inklusive skatt på 428,50 kr/MWh för själva gasen. (Lithell, 2009) Om det ska produceras 41,1 GWh spets under ett år, och gaspannan har en verkningsgrad på 90% (Nilsson, 2009), medför det en kostnad på 19,6 Mkr (se appendix, A7).

11.2.1.3 Nätavgift gas

Nästa steg blir att beräkna nätavgiften. Vad gäller nätavgiften, är den indelad i en del som beror på anläggningens effekt samt en del som beror på transiterad energimängd (se appendix, A8). För att minska nätavgiften kan ett grundabonnemang kompletteras med ett utökad abonnemang, som har en lägre effektavgift, men i gengäld en högre

rörlig del (se appendix, A9). Då Kemira som tidigare nämnts redan är storkunder av gas, kan de befintliga gasabonnemangen utnyttjas för inköp av gas till värmeproduktionen. Typiskt för reservproduktion är att den utnyttjas i väldigt liten grad, dvs. en liten energimängd transiteras i jämförelse med abonnemangseffekten. Därför bör det faktum att Kemira genom sin huvudverksamhet redan idag har såväl ett grundabonnemang som ett utökad abonnemang utnyttjas, och hela effekten för spetsproduktion och reservkapacitet läggas i det utökade abonnemanget, då det har en lägre rörlig och högre fast kostnad. Då det av naturliga skäl inte går att förutsäga när reservkapaciteten behövs, behöver abonnemanget täcka hela året och omfatta reservkapacitetsbehovet. Eftersom det utökade abonnemanget Kemira idag har redan är på 365 dagar, kan det användas genom att effekten det omfattar helt enkelt utökas. (Klinga, 2009) Nätavgiften för spetsproduktionen blir 4,8 Mkr (se appendix, A10).

11.2.2 Kostnad för extra personal

Avslutningsvis kommer det behöva anställas ny personal för den ökade administration det innebär att sälja direkt till slutkund i form av fakturering, kundtjänst och försäljning. Då Kemira kommer rikta in sig på storkunder, innebär det att de inte behöver ha speciellt många kundkontakter. Vi har uppskattat att två personer kan sköta dessa administrativa uppgifter. Vad gäller driften, kommer uppskattningsvis två personer kunna sköta de extra arbetsuppgifter som har med reglering av spetsproduktion etc. att göra. Totalt kommer alltså fyra personer att behöva anställas, och med en kostnad på 600 000 kr/år/anställd (Ohlsson, 2009), medför det en kostnad på 2,4 Mkr.

Tabell 6 Vinst vid optimering

Intäkter försäljning	
Försäljning värme	101,3 Mkr
Kostnader	
Kapitalkostnad gaspanna	11,8 Mkr
Inköpskostnad gas	19,6 Mkr
Nätavgift gas	4,8 Mkr
Ökad personalkostnad	2,4 Mkr
Summa kostnader	39,6 Mkr
Vinst	62,7 Mkr

11.4 Resultat

Genom att införskaffa reserv- och spetskapacitet och börja sälja direkt till slutkund, kan vinsten ökas från 58,8 Mkr (se appendix, A11) med dagens leverantörsmodell till 62,7 Mkr enligt ovanstående beräkning. Huruvida en vinstökning med 3,9 Mkr är tillräckligt incitament för Kemira att börja sälja direkt till slutkund är inte helt säkert. Vad beräkningen av Kemiras vinst vid försäljning direkt till slutkund inte tar i beaktning är den riskökning det innebär att bryta dagens modell och börja sälja direkt till slutkund. Beräkningsmodellen bygger på många antaganden och prediktioner av olika slag. Även om förbrukningsmönstret är noggrant framtaget varierar vädret från år till år, och med en riktigt kall vinter följt av en varm sommar, skulle kostnaderna

för spetsproduktion öka, samtidigt som intäkterna under sommaren skulle minska. Vidare innebär leveransansvaret att de är tvungna att leverera värme alltid. Ett längre oförutsett driftstopp vintertid skulle kosta stora summor pengar, då all värmeproduktion skulle behöva köras i gaspannorna. Dessa risker är dock svåra att kvantifiera, så vi nöjer oss med att säga att för att det ska vara värt för Kemira att sälja direkt till kund måste vinstökningen vara av betydande storlek. De 3,9 miljoner som den är i exemplet ovan räcker mot den bakgrunden inte som incitament. Detta pekar på att priset Kemira får idag väl motsvarar det de skulle tjäna vid egen försäljning. Däremot är beräkningen baserad på många antaganden, och genom att förutsättningarna ändras, kan också utfallet variera. Därför har en scenarionanalys gjorts, där först de faktorer med störst genomslag och osäkerhet identifierats, varefter olika scenarios byggts upp baserade på dessa faktorer.

12 Scenarioanalys

De finns flera faktorer som i olika grad är osäkra, och beroende på vad dessa sätts till kan förutsättningarna på marknaden förändras. Mot denna bakgrund, följer här en scenarioanalys, uppbyggd enligt följande tre steg:

1. Identifiering av faktorer med störst genomslag och högst osäkerhet
2. Identifiering av möjliga utslag och kombinationer av faktorerna
3. Scenarioskapande genom val av kombinationer

För att identifiera faktorer med hög genomslagskraft och hög osäkerhet kan faktorerna plottas i ett diagram med genomslag på ena axeln och osäkerhet på andra axeln. (Johnson, 2006, ss. 74-77)

12.1 Steg 1: Genomslag och osäkerhet

För att avgöra hur stort genomslag varje faktor får på resultatet i beräkningsmodellen, följer här en känslighetsanalys, där den relativa förändringen av den vinst som erhålls vid försäljning direkt till slutkund undersökts. Detta har gjorts genom att var och en av de variabler och konstanter som bestämts i beräkningen i föregående kapitel har ändrats en i taget 10%, för att se genomslaget på Kemiras vinst. Vad gäller kundernas förbrukningsmönster har endast månaderna maj – sep ändrats med 10% då det är förhållandet mellan de månader med störst och respektive minst försäljning som är intressant. Restvärmekapaciteten har inte undersökts enligt ovanstående, då den förutom att påverka den vinst Kemira får vid försäljning direkt till slutkund, även påverkar försäljningsvolymen, och därigenom intäkten Kemira skulle ha fått om de fortsatte att leverera värme som leverantör till Öresundskraft enligt nuvarande modell. Därför blir det missvisande att bara titta på resultatet vid försäljning direkt till slutkund. Däremot spelar restvärmekapaciteten hos Kemira stor roll för Öresundskraft, då det handlar om hur stor del av deras försäljningsvolymerna kommer att förlora till Kemira. Därför kvantifieras inte restvärmekapacitetens genomslag, utan vi nöjer oss med ett kvalitativt resonemang, där det konstateras att restvärmekapaciteten har stor genomslagskraft för fjärrvärmemarknaden i Helsingborg vid ett införande av TPA.

Tabell 7 Känslighetsanalys

Variabel	Resultatförändring
Marknadspriset fjärrvärme exklusive nätavgift	16,0%
Månadsvariationskonstant	2,0%
Förbrukningsmönster fjärrvärme	3,3%
Verkningsgrad gaspanna	3,4%
Ekonomisk livslängd gaspanna	0,8%
Gaspris inkl energiskatt exklusive nätavgift	3,1%
Nätavgift gas	0,4%
Real kalkylränta Kemira	1,0%
Antal extra anställda	0,4%

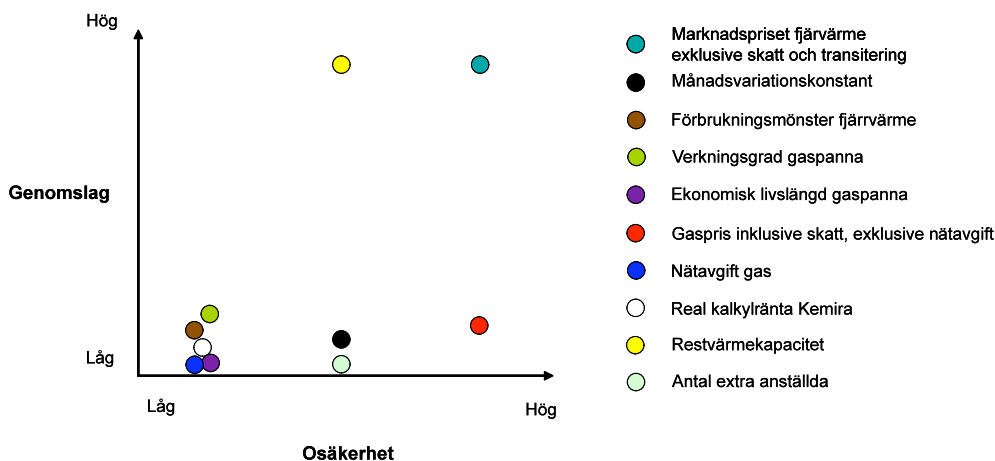
Som synes sticker marknadspriset på fjärrvärme ut som den faktorn med klart störst inverkan på resultatet.

Vad gäller osäkerheten, är den svårare att kvantifiera än genomslagskraften, och istället har osäkerheten för respektive faktor bedömts som antingen hög, medel eller låg. Vad gäller marknadspriset på fjärrvärme exklusive nätavgift, finns det en rad faktorer som kommer att påverka det. Som tidigare visats kommer fjärrvärmens totalkostnad att sättas mot värmepumpens. Det innebär att alla de faktorer som påverkar värmepumpspriset automatiskt även påverkar fjärrvärmepriset. Sedan kommer valet av TPA-utformning att spela roll för värmepriset. T.ex. spelar valet av kapitalkostnadsberäkningsmodell roll för hur mycket fjärrvärmeproducenten kan ta betalt för värmen. Detta sammantaget innebär att vi anser att osäkerheten kring marknadspriset för fjärrvärme exklusive nätavgift är hög. Månadsvariationskonstanten, handlar som tidigare nämnts om hur mycket tillfälliga effektoppar orsakade av temperaturvariationer inom en månad avviker från det genomsnittliga månadseffektbehovet. Även om den baseras på historisk väderdata, finns alltid en viss varians, vilket leder till att osäkerheten sätts till medel (Ohlsson, 2009). Förbrukningsmönstret för fjärrvärme innebär hur värmebehovet varierar under ett år, och är baserat på förbrukningen månadsvis 2005-2008 i Helsingborg. Variationer i förbrukningsmönstret är relativt små, och större förändringar är osannolika. Osäkerheten kan därför antas vara låg.(Ohlsson, 2009) Vad gäller verkningsgrader för en gaspanna, erhålls mer eller mindre den verkningsgrad köparen betalar för. Osäkerheten ligger i teknikutvecklingen, vilken leder till bättre gaspannor till ett lägre pris. När sedan en gaspanna väl är inhandlad förändras dess verkningsgrad ytterst lite. Detta sammantaget, medför att osäkerheten kring verkningsgrader för en gaspanna är låg.(Nilsson, 2009) När det sedan gäller en gaspannas ekonomiska livslängd, bestäms den till stor del av dess ägare, vilket medför att dess osäkerhet är låg. Gaspriset exklusive nätavgift följer till viss del oljepriset, vilket gör att osäkerheten kring gaspriset är stor.(Göransson, 2009) Däremot är osäkerheten kring nätavgiften för gas låg, då modellerna som används för att beräkna avgiften sällan ändras, samt att de som tar ut nätavgiften står under myndighetskontroll.(Göransson, 2009) Den reala kalkylräntan bestäms av Kemiras avkastningskrav på kapital. Osäkerheten här bedöms som låg.(Björnör, 2009) När det gäller restvärmekapaciteten, bedöms osäkerheten som hög, främst för att värmeproduktionskapaciteten varierar beroende på efterfrågan av huvudverksamhetens produkter.(Sjöberg, 2009) Avslutningsvis handlar det om hur många extra anställda ett införande av TPA medför. Osäkerheten här bedöms som medel, då antalet kan skifta med högst någon person.(Nilsson, 2009)

Tabell 8 Osäkerhetsanalys

Variabel	Osäkerhet
Marknadspriset fjärrvärme exklusive nätavgift	Hög
Månadsvariationskonstant	Medel
Förbrukningsmönster fjärrvärme	Låg
Verkningsgrad gaspanna	Låg
Ekonomisk livslängd gaspanna	Låg
Gaspris inkl energiskatt exklusive nätavgift	Hög
Nätavgift gas	Låg
Real kalkylränta Kemira	Låg
Restvärmekapacitet	Medel

För att illustrera vilka faktorer som har den största påverkan eller genomslaget samt den högsta osäkerheten plottas nedan faktorerna in i ett diagram med osäkerhet på x-axeln och genomslag på y-axeln.



Figur 13 Faktorerna plottade efter osäkerhet och genomslag

Detta visar att de faktorer som har störst genomslag och störst osäkerhet är marknadspriset på fjärrvärme och restvärmekapaciteten.

12.2 Steg 2: Identifiering av möjliga kombinationer

Den framtida restvärmekapaciteten kan bli både lägre och högre än dagens kapacitet på ca 40 MW, vilket motsvarar en kapacitet på 28,8 GWh/månad. Ett utfall med en lägre effekt skulle exempelvis kunna inträffa genom att efterfrågan på Kemiras produkter minskar. Ett utfall med högre effekt kan exempelvis inträffa genom att efterfrågan på Kemiras produkter ökar och/eller att en ny industri med industriell restvärme etablerar sig på industriparken hos Kemira. Valda möjliga utfall för framtida maximal restvärmekapacitet är satta till:

- 20 GWh/mån
- 30 GWh/mån
- 40 GWh/mån

Det framtida marknadspriset, det vill säga det pris produktionsbolagen kan ta ut utan att fjärrvärmens ska förlora kunder mot alternativet värmepump, beror till stor del på det framtida elpriset och på vilken kapitalkostnadsmetod för nätet som används för att beräkna nätavgiften. Ett högre elpris gör värmepumpen dyrare i drift vilket ökar dess totalkostnad, och en mindre nätavgift gör att ett större utrymme i pris ges för produktion. Det framtida elpriset är inte enkelt att prediktera. Eftersom fossila bränslen till stor del används som råvara till elproduktion i övriga Europa, kan elpriserna öka ytterligare när tillgången på fossila bränslen minskar (Bruno, 2009). För beräkning av nätavgiften har de två beräkningsmodeller som använts gett nätavgifter på 326 kr/MWh respektive 371 kr/MWh, vilket innebär en skillnad på 45 kr/MWh.

Att skapa scenarier där Kemira skulle förlora pengar på att börja sälja direkt till slutkund ser vi inte skulle tillföra rapporten något, då konsekvenserna för marknaden i ett sådant fall blir väldigt små. Därför har prisnivåerna valts så att den första nivån motsvarar det pris som räknats fram tidigare. Vi har valt att den andra nivån har samma totalkostnad till slutkund, men en 20 kr/MWh lägre nätavgift, vilket leder till ett högre marknadspris på fjärrvärme. I det tredje fallet har vi valt att räkna med samma nätavgift som i den första prisnivån, men där istället totalkostnaden för värmepumpen har ökat med 40 kr/MWh i jämförelse med dagens pris, vilket ger utrymme för fjärrvärmeproducenterna att höja värmepriset lika mycket. De valda möjliga utfallen är:

- 350 kr/MWh
- 370 kr/MWh
- 390 kr/MWh

I dagens avtal mellan Öresundskraft och Kemira, står det att om Öresundskraft höjer priset mot kund, medför det att priset Öresundskraft betalar Kemira för restvärmen ska höjas procentuellt lika mycket. I fallet med en värmeprisökning från 350 kr/MWh till 370 kr/MWh medför det ingen ökning av summan av nätavgift och värmepris, då nätavgiften sänks lika mycket som värmepriset ökar. Därför ska Kemira inte heller få någon ökning av det pris Öresundskraft betalar för restvärmen. I fallet med 390 kr/MWh, ökar dock summan av nätavgift och värmepris med 40 kr/MWh för kund, och därigenom ökas också priset Kemira får för restvärmen från 170 kr/MWh till 181 kr/MWh.

12.3 Steg 3: Scenarioupbyggnad

För att förutsättningarna ska förändras behöver Kemira kunna gå in och sälja direkt till några storkunder. Detta skulle de kunna tänkas göra om de ser att de kan tjäna mer pengar på detta sätt jämfört med det de tjänar idag. Med två faktorer med vardera tre möjliga utfall, blir antalet möjliga kombinationer nio stycken. I tabell 9 redovisas hur mycket mer Kemira skulle tjäna på att sälja direkt till kund i jämförelse med att fortsätta enligt dagens leverantörsmodell.

Tabell 9 Hur mycket Kemira tjänar på att sälja direkt till kund i jämförelse med dagens leverantörsmodell

		Maximal restvärmekapacitet [GWh/månad]		
		20	30	40
Fjärrvärmens marknadspris till kund exklusive nätavgift [kr/MWh]	350	1,8 Mkr	5,2 Mkr	8,5 Mkr
	370	5,9Mkr	11,3Mkr	16,6 Mkr
	390	8,0 Mkr	14,3 Mkr	20,6 Mkr

I tabell 9 kan ses att alla kombinationer medför en vinstökning för Kemira när de säljer direkt till kund, i jämförelse med att fortsätta enligt dagens leverantörsmodell. Detta kan främst ses som en fingervisning om vilken förhandlingsstyrka Kemira

kommer att ha vid en omförhandling av det pris de har som leverantör idag, då Kemira inte ser något egenvärde i att sälja direkt till kund (Sjöberg, 2009). Däremot är de beredda att göra det om de anser att de inte får det pris de förtjänar för värmen (Sjöberg, 2009), och nedan kommer konsekvensen för Öresundskraft Produktion i händelse att Kemira skulle välja att sälja direkt till kund att analyseras för tre av ovanstående scenario. Vid val av dessa tre har följande tagits i beaktning. Till att börja med vill vi att alla tre restvärmekapacitetsnivåerna är representerade. Vidare ska det vara scenarier där det medför en betydande vinst för Kemira att bryta dagens leverantörsförhållande. Var den gränsen går är svårt att säga, men vi har valt att en vinstökning på mindre än 8 Mkr inte är tillräckligt incitament att börja sälja direkt till slutkund. Utöver detta är även det extremaste fallet, där såväl Kemira som prisökningen är som störst, intressant att analysera vidare. Avslutningsvis ser vi även att de båda prisnivåerna 370 kr/MWh och 390 kr/MWh bör finnas representerade i analysen. Med detta i åtanke, har följande tre scenarier valts:

- Scenario 1: 390 kr/MWh och 20 GWh/mån
- Scenario 2: 370 kr/MWh och 30 GWh/mån
- Scenario 3: 390 kr/MWh och 40 GWh/mån

I vart och ett av de tre scenarierna har vi valt att ha med ett referensscenario, där Kemira fortsätter att leverera värme till Öresundskraft Produktion enligt dagens modell, men där i övrigt scenariots förutsättningar är tillämpade på Öresundskraft Produktion.

12.3.1 Öresundskraft Produktions produktionsstrategi

Hur Öresundskraft Produktions produktionsmix kommer att se ut i de olika scenarierna beror på vilka anläggningar de kommer att ha i framtiden. Centralt är om den nya avfallsanläggningen kommer att byggas eller inte. Då det fortfarande råder osäkerhet i frågan, kommer produktionsmixen beräknas både med och utan avfallsförbränningsanläggningen. De anläggningar hos Öresundskraft Produktion som tagits med i analysen är:

- Det avfallseldade kraftvärmeverket
- Värmepumpen
- Det bibränsleeldade kraftvärmeverket
- Det gaseldade kraftvärmeverket
- Gas och oljeeldade hetvattenpannor

Då det biogaseldade kraftvärmeverket eventuellt kommer tas ur drift 2012 (Baaring, 2009), har vi valt att inte ta med det i beräkningarna.

Principen för i vilken ordning de olika produktionsanläggningarna körs i är att turordningen bestäms efter den rörliga produktionskostnaden per MWh, där den anläggningen med lägst rörlig produktionskostnad per MWh körs igång först. Ett undantag är att värmepumpen inte körs igång om den inte täcker upp resten av värmeunderlaget. Anledningen till detta är att Öresundskraft Produktion vill undvika att köra nästa anläggning, det bibränsleeldade kraftvärmeverket, för ett litet värmeunderlag. När detta går för fullt kommer dock värmepumpen tas i bruk igen

istället för det gaseldade kraftvärmeverket. Ett annat undantag från turordningen är att avfallsanläggningen måste stå stilla en månad om året på grund av underhåll.

Vidare kommer hetvattenpannorna och det gaseldade kraftvärmeverket att behöva köras som spets- respektive reservanläggning utöver vad som behövs för att täcka värmebehovet. Hur mycket dessa körs har beräknats med en schablon på 0,4% av den totala produktionen vardera. I fall där det gaseldade kraftvärmeverket används i väldigt liten utsträckning kommer anläggningen att läggas ner om det gynnar det totala resultatet. När anläggningen läggs ner har det antagits att alla fasta kostnader försvinner samt att utraneringsvärdet är noll. Schablonen för hetvattenpannorna höjs i detta fall till 0,8% av Öresundskraft Produktion's totala produktion. Till sist har det antagits att Kemira köper in sin spets och reserv från Öresundskraft Produktion till samma pris som det hade kostat för dem att ha egen spets och reserv. Alla siffror är hämtade från produktionsåret 2007. Turordningen för de olika anläggningarna inklusive de rörliga produktionskostnaderna visas i tabell 10. (Nilsson, 2009)

Tabell 10 Rörlig produktionskostnad per anläggning

Anläggning	Rörlig kostnad
Avfallseldat kraftvärmeverk	-176 kr/MWh
Värmepump	105 kr/MWh
Biobränsleeldat kraftvärmeverk	300 kr/MWh
Gaseldat kraftvärmeverk	740 kr/MWh
Olja och gaseldade hetvattenpannor	759 kr/MWh

Anledningen till att det avfallseldade kraftvärmeverket har en negativ rörlig kostnad är att de får betalt för att ta hand om sopor (Baaring, 2009). När kostnader och intäkter räknas ut för Öresundskraft Produktion kommer det avfallseldade kraftvärmeverket att antas gå fullt året om, oberoende av värmeunderlaget, förutom den månad anläggningen måste stå stilla. Den värme som produceras från anläggningen under sommaren när det inte finns värmeunderlag för hela kapaciteten kommer endast med som en intäkt och finns därmed inte med i diagrammen för den årliga produktionsmixen.

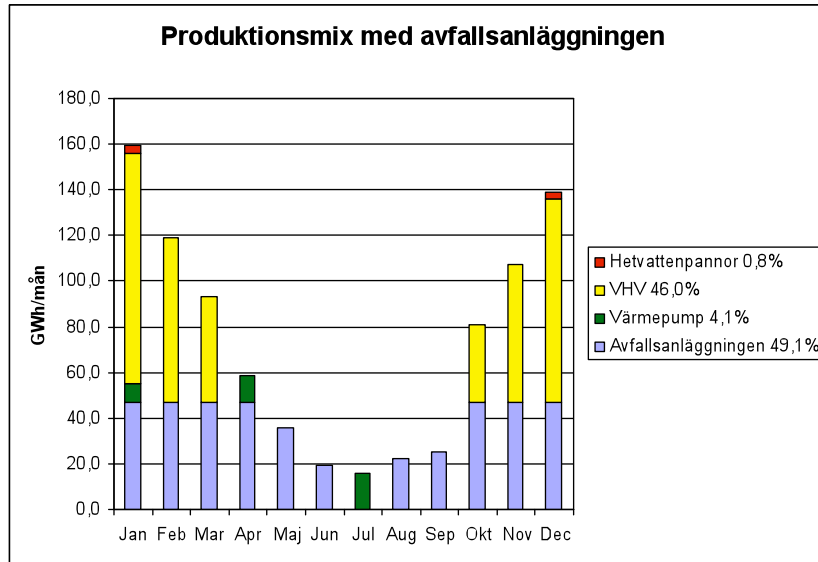
För att kunna jämföra resultatet för Öresundskraft Produktion i scenarierna där Kemira kommer att sälja direkt till kund kommer ett resultat även räknas fram med den enda skillnaden att Kemira fortsätter sälja till Öresundskraft Produktion med samma leverantörsmodell som gäller idag.

12.3.2 Scenario 1: 390 kr/MWh och 20 GWh/mån

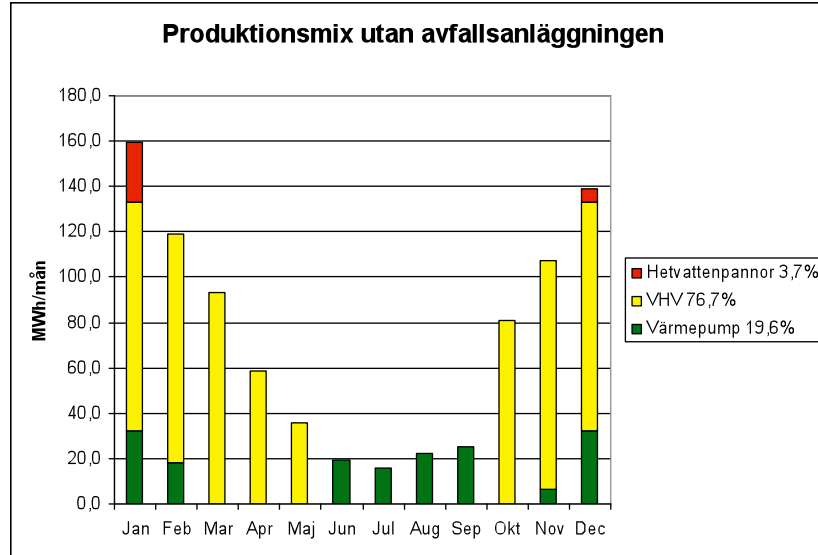
Optimering i beräkningsmodellen för Kemira ger en maximal försäljning per månad på 33 GWh. Den totala årsförsäljningen inklusive värmeförluster blir 232,9 GWh vilket ungefär motsvarar att Kemira skulle ta de tre kunder som förbrukar mest i Helsingborg. Av Kemiras totala värmeproduktion, kommer 17% att komma från gas.

Det värmeunderlag som finns kvar för Öresundskraft Produktion ger en årsproduktion på 827,1 GWh inklusive värmeförluster. När Kemiras spets- och reservbehov tas med, blir produktionsvolymen 876 GWh/mån. Med den valda

produktionsstrategin för Öresundskraft Produktion ges produktionsmixen per månad i figur 14 och 15.



Figur 14 Produktionsmix Öresundskraft Produktion scenario 1 med avfallsanläggning



Figur 15 Produktionsmix Öresundskraft Produktion scenario 1 utan avfallsanläggning

I tabellerna nedan har Öresundskraft Produktion alla rörliga och fasta kostnader för produktionsanläggningarna, kostnaderna för marknadsavdelningen samt intäkter för såld fjärrvärme summerats. I samtliga fall har det visat sig vara lönsammare för Öresundskraft Produktion att lägga ner det gaseldade kraftvärmeverket.

Tabell 11 Resultat för Öresundskraft Produktion scenario 1 med avfallsanläggningen

	Kemira säljer till kund	Kemira säljer till Öresundskraft Produktion
Intäkter	359 600 tkr	413 400 tkr
Totala produktionskostnader	283 100 tkr	317 500 tkr
Totala kostnader marknad	9 100 tkr	9 100 tkr
Resultat	67 400 tkr	86 800 tkr
Vinstmarginal	19%	21%

Tabell 12 Resultat för Öresundskraft Produktion scenario 1 utan avfallsanläggningen

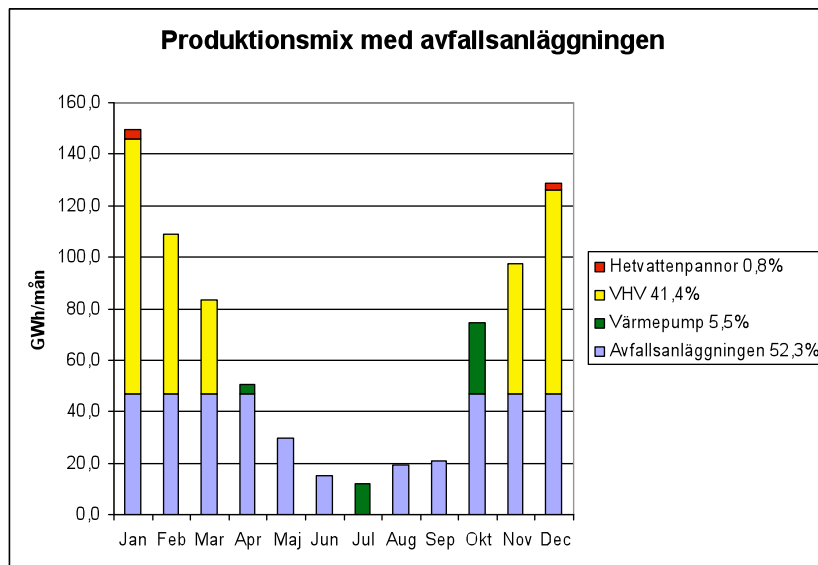
	Kemira säljer till kund	Kemira säljer till Öresundskraft Produktion
Intäkter	359 600 tkr	413 400 tkr
Totala produktionskostnader	340 600 tkr	370 000 tkr
Totala kostnader marknad	9 100 tkr	9 100 tkr
Resultat	9 900 tkr	34 300 tkr
Vinstmarginal	3%	8%

Vad som kan utläsas ur tabell 11 och tabell 12 är att resultatet för Öresundskraft blir sämre om Kemira skulle ta de tre största kunderna och även vinstmarginalen blir något sämre. Störst påverkan på Öresundskraft Produktions resultat och marginal har frågan om avfallsanläggningen byggs eller inte.

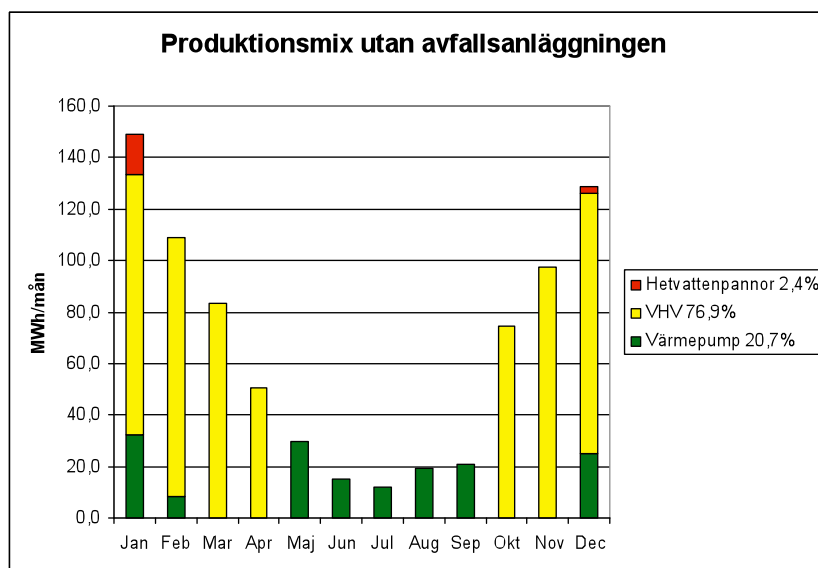
12.3.3 Scenario 2: 370 kr/MWh och 30 GWh/mån

Optimering i beräkningsmodellen ger en maximal försäljning per månad på 47 GWh. Den totala årsförsäljningen inklusive värmeförluster blir 331,7 GWh vilket motsvarar att Kemira ungefär skulle ta fyra av de största kunderna i Helsingborg. Av Kemiras totala värmeproduktion, kommer 15% att komma från gas.

Det värmeunderlag som finns kvar för Öresundskraft Produktion ger en årsproduktion på 728,3 GWh. När Kemiras spets och reserv inkluderas blir det 790,4 GWh/år. Med den valda produktionsstrategin ges produktionsmixen i figur 16 och 17.



Figur 16 Produktionsmix Öresundskraft Produktion scenario 2 med avfallsanläggning



Figur 17 Produktionsmix Öresundskraft Produktion scenario 2 utan avfallsanläggning

Resultatet för Öresundskraft Produktion visas i tabellerna nedan. På samma sätt som i scenario 1 visar det sig att lönsamheten ökar om det naturgaseldade kraftvärmeverket läggs ner i samtliga fall.

Tabell 13 Resultat för Öresundskraft Produktion scenario 2 med avfallsanläggningen

	Kemira säljer till kund	Kemira säljer till Öresundskraft Produktion
Intäkter	317 300 tkr	392 200 tkr
Totala produktionskostnader	260 700 tkr	319 400 tkr
Totala kostnader marknad	9 100 tkr	9 100 tkr
Resultat	47 500 tkr	63 700 tkr
Vinstmarginal	15%	16%

Tabell 14 Resultat för Öresundskraft Produktion scenario 2 utan avfallsanläggningen

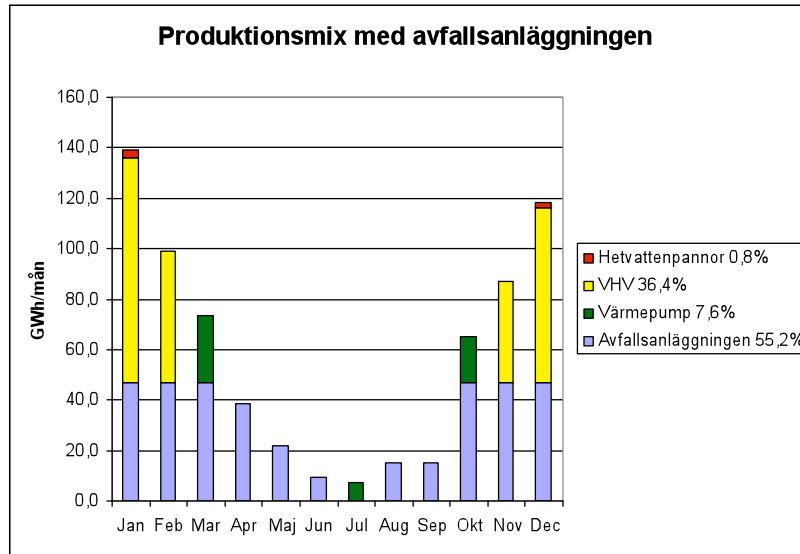
	Kemira säljer till kund	Kemira säljer till Öresundskraft Produktion
Intäkter	317 300 tkr	392 200 tkr
Totala produktionskostnader	310 400 tkr	360 700 tkr
Totala kostnader marknad	9 100 tkr	9 100 tkr
Resultat	-2 200 tkr	22 400 tkr
Vinstmarginal	-1%	6%

Som i scenario 1 blir resultatet för Öresundskraft Produktion sämre när Kemira här tar fyra av de största kunderna i Helsingborg. På samma sätt som i scenario 1 blir det en markant försämring av resultat och marginal utan avfallsanläggningen.

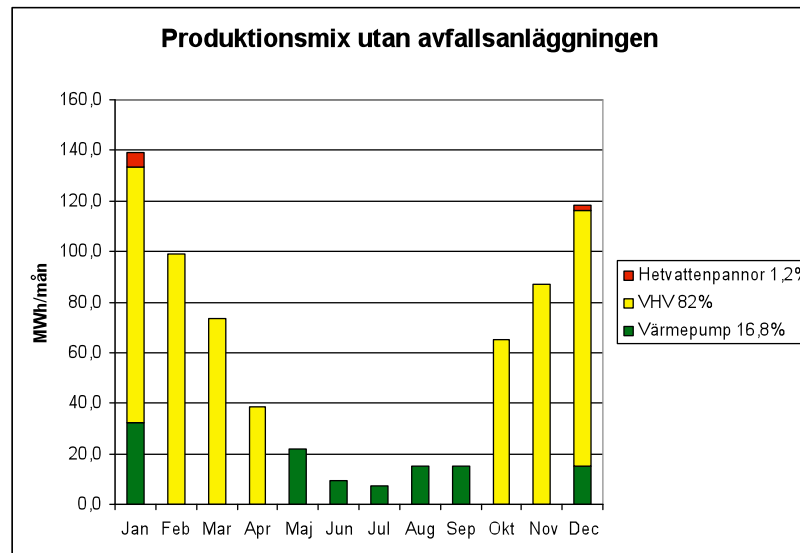
12.3.4 Scenario 3: 390 kr/MWh och 40 GWh/mån

Optimering i beräkningsmodellen ger en maximal försäljning per månad på 67 GWh. Den totala årsförsäljningen inklusive värmeförluster blir 472,9 GWh. Volymen motsvarar 45% av det totala värmeunderlaget i Helsingborg, och Kemira skulle med denna volym kunna förse de 15 största kunderna med värme. Av Kemiras totala värmeproduktion, kommer 18% att komma från gas.

Det värmeunderlag som finns kvar för Öresundskraft Produktion ger en årsproduktion på 587,1 GWh. Om Kemiras spets och reserv inkluderas blir årsproduktionen 689,6 GWh. Med den valda produktionsstrategin ges produktionsmixen i figur 18 och 19.



Figur 18 Produktionsmix Öresundskraft Produktion scenario 3 med avfallsanläggning



Figur 19 Produktionsmix Öresundskraft Produktion scenario 3 utan avfallsanläggning

En sammanställning av resultatet för Öresundskraft Produktion i scenariot visas i tabell 15 och 16. På samma sätt som i de föregående scenarierna blir det lönsammare om det gaseldade kraftvärmeverket läggs ner.

Tabell 15 Resultat för Öresundskraft Produktion scenario 3 med avfallsanläggningen

	Kemira säljer till kund	Kemira säljer till Öresundskraft Produktion
Intäkter	303 500 tkr	413 400 tkr
Totala produktionskostnader	238 200 tkr	328 200 tkr
Totala kostnader marknad	9 100 tkr	9 100 tkr
Resultat	56 200 tkr	76 100 tkr
Vinstmarginal	19%	18%

Tabell 16 Resultat för Öresundskraft Produktion scenario 3 utan avfallsanläggningen

	Kemira säljer till kund	Kemira säljer till Öresundskraft Produktion
Intäkter	303 500 tkr	413 400 tkr
Totala produktionskostnader	284 600 tkr	362 200 tkr
Totala kostnader marknad	9 100 tkr	9 100 tkr
Resultat	9 800 tkr	42 100 tkr
Vinstmarginal	3%	10%

I detta scenario är marknadspriset detsamma som i scenario 1, med den skillnaden att Kemira har en betydligt högre restvärmekapacitet. Det som kan ses är att en hög restvärmekapacitet där Kemira optimalt tar 45% av det totala värmeunderlaget i Helsingborg inte slår hårt mot Öresundskraft Produktion. Om vi börjar med resultatet med avfallsanläggningen, så blir vinstmarginalen för Öresundskraft Produktion samma som i scenario 1 när Kemira säljer direkt till användare. Detta beror på att Kemira vid optimeringen får en större andel spets och reserv med en högre restvärmekapacitet, vilket ger ökade intäkter för Öresundskraft Produktion från försäljning av spets och reserv som gör att vinstmarginalen inte försämras i jämförelse med scenario 1, även om de tappar en större del av kundunderlaget.

Resultatet utan avfallsanläggningen ger i princip samma resultat för Öresundskraft Produktion när Kemira tar kunder jämfört med scenario 1. Även vinstmarginalen blir densamma. I fallet utan avfallsanläggningen där Kemira fortsätter sälja till Öresundskraft Produktion blir både resultat och vinstmarginal bättre jämfört med scenario 1. Anledningen till detta är att de totala produktionskostnaderna blir lägre med en högre andel restvärme i produktion.

13 Slutsatser

Grundtanken med TPA är att konkurrens ska åstadkommas inom fjärrvärmerna, och de roller vi ser skulle kunna konkurransutsättas är handelsföretag och producenter. Konsekvenserna av ett möjligt framtida TPA är helt beroende av utformningen av TPA. Den TPA-utformning vi har tagit fram bedömer vi som realistisk, där utgångspunkten har varit att skapa gynnsamma förutsättningar för nya aktörer samt att vem som helst ska få sälja/köpa värme av/till vem som helst. Dock krävs det att nya aktörer kommer in på marknaden för att det ska bli konkurrens. Slutsatserna med vår TPA-utformning kommer att gås igenom för producent, handelsföretag, kund och slutligen Öresundskraft uppdelat i nätägare och producent/handelsföretag.

De producenter som skulle kunna tänkas komma in på fjärrvärmemarknaden i Helsingborg och sälja värme själva måste ha konkurrenskraftig basproduktion jämfört med Öresundskraft. Med konkurrenskraftig menas på fjärrvärmemarknaden i första hand lägre kostnader, då priset är det absolut viktigaste konkurrensmedlet. Trots relativt god lönsamhet i branschen talar en nedåtgående marknad, hög politisk risk, inträdesbarriärer i form av kapitalbehov och skalfördelar för att en ny producent måste ha tillgång till en mycket konkurrenskraftig värmekälla. De värmekällor som skulle kunna konkurrera ut Öresundskraft Produktions basproduktion, förutsatt att det avfallseldade kraftvärmeverket byggs, är först och främst industriell restvärme. Dagens leverantörer av industriell restvärme är de som har den största möjligheten att sälja direkt till kunder vid ett TPA-införande. Men det visar sig att till och med för en redan ansluten restvärmeleverantör, är det inte självklart att en försäljning direkt till kund ger ett bättre resultat än dagens leverantörsmodell.

Den beräkningsmodell som används för att undersöka vinsten för Kemira när de säljer direkt till slutkund, visar att de med dagens förutsättningar skulle göra ett marginellt bättre resultat vid försäljning direkt till slutkund i jämförelse med att fortsätta som leverantör till Öresundskraft. Att någon annan industri med restvärme som måste investera i anslutning till nätet skulle välja att etablera sig i Helsingborg på grund av ett TPA är därför med dagens förutsättningar inte troligt, då ett TPA-införande inte skapar märkbart gynnsammare förutsättningar än de som finns idag.

Det finns dock en osäkerhet i variablerna för beräkningsmodellen som gör att Kemiras vinst vid försäljning direkt till kund kan ändras markant. Den variabel som har hög osäkerhet samt ger störst genomslag är fjärrvärmepriset. En förändring i marknadspriset för fjärrvärme skulle kunna skapa tillräckliga incitament för att Kemira skulle sälja direkt till användare. En ökning av fjärrvärmepriset tillsammans med de goda anslutningsmöjligheter det finns vid Kemira, medför att det skulle kunna vara möjligt för nya industrier med industriell restvärme att etablera sig på Kemiras industripark.

Men sammantaget är det inte troligt att det kommer in tillräckligt många producenter för att konkurrens ska skapas. Till detta ska läggas att även om det kommer in ett par restvärmeföretag till, finns möjligheten att de går ihop för att stärka sin position emot Öresundskraft Produktion, och då blir det fortfarande bara två aktörer på marknaden, och med endast två producenter finns det inga förutsättningar för pressade priser till kund. Kemira eventuellt tillsammans med någon ytterligare restvärmeproducent

skulle kunna ta några stora kunder genom att erbjuda ett lite lägre pris. Detta då restvärmen har så pass mycket lägre produktionskostnader än Öresundskraft Produktion, vilket leder till att restvärmen kan gå in och ta de kunder de vill ha, utan att Öresundskraft Produktion har möjlighet att bjuda under.

Handelsföretagets funktion blir i vår TPA-utformning att köpa värme av producenter och sälja till användare. Handelsföretaget måste teckna avtal med producenten, så att denna täcker handelsföretagets kunders förbrukning. Handelsföretag skulle i detta fall sköta kundkontakten och försäljning. Uppgifterna inkluderar all kundhantering med fakturering, administration och övrig kundservice, marknadsföring samt hantering av mätvärden. Denna roll skulle kunna skötas centralt för flera olika lokala fjärrvärmesnät. Detta tillsammans med att det finns stordriftsfördelar i verksamheten gör att det skulle kunna vara attraktivt för nya handelsföretag att etablera sig på fjärrvärmemarknaden i Helsingborg. Större energibolag skulle kunna se ett värde i att kunna erbjuda en fullständig portfölj med energitjänster även på orter där de inte har värmeproduktion. Men för att handelsföretag ska komma in på marknaden krävs det att det finns producenter som erbjuder värme. Utan konkurrens i produktionen kan vi inte se att det finns någon anledning för producenter att sälja värme till fler än ett handelsföretag. Handelsföretaget kan då antingen vara inom samma företag eller fristående.

Den valda TPA-utformningen kommer i bästa fall påverka de största kunderna genom att Kemira skulle erbjuda dem ett tillräckligt mycket bättre pris för att de skulle vara intresserade av att byta värmeproducent. Då Kemira i första hand kommer att rikta in sig på storkunder, behöver priset inte vara många procent under marknadspriset för att det ska bli aktuellt att byta till dem som värmeleverantör. Tanken med TPA är att det skulle skapa konkurrens och valfrihet för kunden, vilket enligt vår TPA-utformning inte kommer att hända. Vidare kommer inte priset att pressas, då inte tillräckligt många aktörer kommer att etablera sig.

Konsekvenserna för nätägaren beror till stor del på vilken intäktsram energimarknadsinspektionen väljer att använda vid tillsyn av skäliga nätavgifter. Den stora osäkerheten ligger i vilken modell som kommer användas för att beräkna kapitalkostnaden. Med två olika metoder för beräkning av kapitalkostnaden skiljer sig kapitalkostnaden med nästan 40 miljoner, vilket motsvarar 45 kr per levererad MWh.

För Öresundskraft Produktion finns möjligheten, med ett högt marknadspris, att Kemira tar ett antal stora kunder. I det mest extrema scenariot vi räknat med innebär detta att Kemira tar hela 45% av det totala värmeunderlaget i Helsingborg. Detta medför att Öresundskraft Produktion kommer att tappa en stor del av sina större kunder. Detta behöver dock inte vara så dåligt för Öresundskraft Produktion som det initialt verkar. Då Kemiras behov av reservkapacitet och spetsproduktion ökar med dess försäljningsvolym, innebär detta en stor intäktskälla för Öresundskraft Produktion givet att det är de som förser Kemira med spetsproduktion och reservkapacitet. I samtliga fall i scenarioanalysen har det förutsatts att så blir fallet. Om det inte skulle bli så, utan Kemira väljer att vara oberoende av Öresundskraft Produktion, medför det t.ex. för scenario 3 med avfallsförbränningsanläggningen att resultatet sjunker från 64 Mkr till 19 Mkr och vinstmarginalen från 20% till 8%. Vidare kan det ses i samtliga scenario vilken stor betydelse

avfallsförbränningsanläggningen har. Skulle dessutom inte avfallsanläggningen bli av skulle det resultera i kraftiga förluster för Öresundskraft Produktion.

Givet att Öresundskraft Produktion bygger avfallsförbränningsanläggningen och att Kemira väljer att köpa sin spets och reservkapacitet av Öresundskraft Produktion, kommer inte frågan huruvida Kemira väljer att sälja direkt till slutkund eller inte slå speciellt hårt mot Öresundskraft Produktion. Det viktiga för Öresundskraft Produktion är alltså att ersätta större delen av det bibränsleeldade kraftvärmeverket med ett avfallseldat kraftvärmeverk eller något annat med liknande produktionskostnader när bibränsleanläggningen förlorar sina elcertifikat. Vidare är det av stor vikt för Öresundskraft Produktion att Kemira väljer att köpa spetsproduktion och reservkapacitet från dem istället för att själva stå för det.

Vilka är då det teoretiska och det empiriska bidraget i det här examensarbetet? Vad gäller det teoretiska bidraget, är det inte lika framträdande som det empiriska. En studie av befintliga teorier som behandlar TPA och naturliga monopol gjordes initialt, och efter avslutat arbete kan vi inte se att de behöver kompletteras i någon utsträckning med något som framkommit i vårt arbete. Däremot har vi inte hittat någon empirisk studie som tittar på konsekvenserna av ett TPA-införande på ett enskilt fjärrvärmenät i den utsträckning vi gjort.

Genom vårt arbete, kan vissa generella konsekvenser dras för TPA och fjärrvärmes i Sverige. Trots att Helsingborgs fjärrvärmenät tillhör ett av de större fjärrvärmenäten i Sverige, är vår slutsats att det är för litet för att någon egentlig konkurrens ska kunna uppstå. Det enda fjärrvärmenät som skulle kunna ha någon form av fungerande värmemarknad är Storstockholm, där flera lokala nät är sammanbundna. I övrigt ser vi inte att det skulle kunna bli någon fungerande konkurrens i något annat nät.

Vidare medför våra beräkningar att ett företag med industriell restvärme kan beräkna sitt resultat, efter att eventuellt vissa mindre justeringar görs för att anpassa dem till de lokala förhållanden som gäller. Gällande resultatet för den industriella restvärmen i Helsingborg, kan vissa slutsatser dras för TPA och industriell restvärme i stort. Detta då det måste hållas i åtanke att den industriella restvärmen redan idag har goda förutsättningar i Helsingborg i jämförelse med många andra kommuner, där de i vissa fall inte alls har tillträde till näten. Om alternativet är att inte alls få avsättning alls för sin värme, medför TPA stora intäkter för den som ansluter sig till nätet, även om det initialt innebär en stor anslutningsinvestering. I det avseendet kommer TPA att medföra att industriell restvärme kommer ges möjlighet att komma in på de marknader där de idag inte har tillträde på grund av den monopolställning fjärrvärmeföretagen idag sitter i. Detta kommer inte leda till vare sig någon större valfrihet eller sänkt pris för kunderna enligt de resonemang som är förda i rapporten, men det kommer leda till ökad vinst för de industrier som börjar sälja värme, samtidigt som det kan gynna miljön, då industriell restvärme handlar om att ta tillvara annars bortkastad energi.

Litteraturförteckning

Muntliga källor

Baaring, Jesper. Projektledare Öresundskraft AB, 2009-04-23

Birgersson, Bengt-Owe. Pensionerad f. d. professor i statsvetenskap, Uppsala Universitet, (tidigare utredare TPA fjärrvärme) 2009-02-19

Björnör, Åsa. Ekonomichef, Industri Park of Sweden AB. 2009-05-28

Bruno, Ola. Chef fysisk Handel, Marknad, Öresundskraft Energy Trading AB, 2009-06-05

Dahl, Anders. Ekonomisk strateg, KF Ekonomi och Finans, Öresundskraft AB, 2009-05-18

Dahl, Peter. Ansvarig för marknadsfrågor, Svensk Fjärrvärme AB, 2009-02-24

Erlandsson, Anders. Energiingengör, AO Marknad, Öresundskraft AB, 2009-04-30

Göransson, Lars. Chef Gasdistribution, AO Nät, Öresundskraft AB, 2009-02-12

Klinga, Johan. Gasingenjör, AO Nät, Öresundskraft AB, 2009-04-14

Lithell, Christer. Försäljningschef Gas, AO Marknad, Öresundskraft AB, 2009-04-30

Mühlow, Charlotta. Controller, KF Ekonomi och Finans, Öresundskraft AB, 2009-04-02

Nilsson, Christer. Teknikchef, AO Kraft och Värme, Öresundskraft AB, 2009-04-28

Ohlsson, Magnus. Chef fjärrvärme- och fjärrkylanät, 2009-04-27

Persson, Lars-Inge. AO Chef, Öresundskraft, 2009-03-04

Sjöberg, Hanna. Energiansvarig Kemira Kemi. 2009-02-23

Westin, Paul. Enhetschef, Energimarknader och tillförsel, Energimyndigheten, 2009-02-27

Yard, Stefan. Professor företagsekonomi, företagsekonomiska institutionen, Lund Universitet, 2009-04-24

Åhlin, Jonas. Kundansvarig Elnät, AO Nät, Öresundskraft AB, 2009-02-11

Ödman, Per. Produkt och försäljningsansvarig, AO Marknad, Öresundskraft AB, 2009-02-14

Böcker

Backman, J. (1998). *Rapporter och Uppsatser*. Lund: Studentlitteratur.

Bergman, L., Doyle, C., Gual, J., Hultkrantz, L., Neven, D., Röller, L-H., & Waverman, L. (1999). *Europas Nätverksindustrier*. Stockholm: Smegraf.

Frederiksen, S., & Werner, S. (1993). *Fjärrvärme*. Lund: Studentlitteratur.

Jacobsen, D. I. (2002). *Vad, hur och varför?*. Lund: Studentlitteratur.

Johnson, G., Scholes, K., & Whittington, R. (2006) *Exploring Corporate Strategy, enhanced media edition*. Harlow: Prentice Hall.

Perloff, J. M. (2004). *Microeconomics*. Pearson Addison Wesley.

Porter, M.E. (1980) *Competitive Strategy*. New York: The Free Press.

Strickland III, A. J., & Thompson, A. A. (1995). *Crafting and executing strategy*. Singapore: Boston: McGraw-Hill.

Rapporter

Birgersson, B-O. (2005). *Fjärrvärme och kraftvärme i framtiden SOU 2005:33*. Statens offentliga utredningar

Energimarknadsinspektionen. (2009). *Uppvärmning i Sverige 2008*.

Energimyndigheten, (2008a). *Energiläget 2008 i siffror*.

Energimyndigheten, (2008b). *Energiläget 2008*.

Felleson, M. (2003). *Strategier för framtidens fjärrvärme FOU 2003:100*. Svensk fjärrvärme

Gasföreningen. (2008). *Svensk Gasmarknadshandbok, Version 5.0*.

Johansson, B. (1999). *Handel med gas i konkurrens SOU 1999:115*. Statens offentliga utredningar.

Sköldberg, S., & Werner, H. (2007). *Fjärrvärmens omvärld - Beskrivning av kunskaps- och forskningsläge*. Svensk Fjärrvärme AB.

Svensk Energi. (2009). *Svensk Elmarknadshandbok, Utgåva 09A*.

Svensk Fjärrvärme AB. (2004). *Fjärrvärme och kraftvärme i framtiden, 2007:2*.

Svensk Fjärrvärme AB. (2007). *Analys av uppvärmningalternativens kostnadsposter, 2007:2*.

Werner, S. (2006). *Possibilities with more district heating in Europe*. Euroheat & Power.

Artiklar

Bergman, M. (2001). Avreglering - Erfarenheter från tre marknader. *Ekonomisk Debatt*, årg 29 nr 5.

Hultkrantz, L. (2001). Avreglering - Erfarenheter från tre marknader. *Ekonomisk Debatt*, årg 29 nr 5.

Elektroniska källor

Ellag. (1997:857). Hämtad från notisums hemsida:

<http://www.notisum.se/rnp/SLS/LAG/19970857.htm> den 10 april 2009

Energimyndigheten. (u.d.). *Forskning*. Hämtat från Energimyndighetens hemsida:

<http://www.energimyndigheten.se/sv/Forskning/Byggforskning/Solvarme/Solvarme--en-sammanfattning--/> den 18 april 2009

Fjärrvärmelag. (2008:263). Hämtad från lagen.nu:

<https://lagen.nu/2008:263> den 7 mars 2009

Gasföreningen. *Fakta om Gas*. (u.d.). Hämtat från Gasföreningens hemsida:

<http://www.gasforeningen.se/FaktaOmGas/Naturgas/avregleringen.aspx> den 13 maj 2009

Helsingborgs stad. (u.d.). *Statistik om Helsingborg och dess omvärld, nr 3:2008*.

Hämtat från Helsingborg stads hemsida:

<http://www.helsingborg.se/upload/OM%20Helsingborg/Kalla%20fakta%20om%20Helsingborg/PERSPEKTIV0308.pdf> den 05 april 2009

Hägerstrand, A. (2008-05-06). *NIBE: Svenska värmepumpsmarknaden vände upp i april*. Hämtat från Affärsvärldens hemsida:

<http://www.affarsvarlden.se/hem/nyheter/article366345.ece?service=print>

IVT. (u.d.). <http://www.ivt.se/> den 03 maj 2009

Lindberg, U. (2008-12-02). *Regler och förordningar som kommer att påverka framtidens uppvärmning och komfortkyla, seminarium om framtidens uppvärmning*.

Hämtat från Sveriges värmepumpförenings hemsida:

http://www.svepinfo.se/usr/svep/resources/filearchive/9/hur_kommer_nya_lagar_och_direktiv_att_paverka_forutsattningarna_for_varmepumpar_i_sverige_.pdf den 08 maj 2009

Naturgaslag. (2005:43). Hämtad från notisums hemsida:

<http://www.notisum.se/rnp/SLS/LAG/20050403.htm> den 10 april 2009

NIBE. (u.d.). <http://www.nibe.com/> den 03 maj 2009

- Palm, B. (2009-02-03). *Vilken värmefaktor når värmepumparna 2020?* Hämtat från Svenska värmepumpföreningens hemsida:
http://www.svepinfo.se/usr/svep/resources/filearchive/9/vilken_varmefaktor_nar_var_mepumparna_2020_bjorn_palm.pdf den 28 april 2009
- Pehrsson, S. (2007-05-23). *KTH-forskare vill frakta spillvärme med godståg: Nyheter*. Hämtat från NyTekniks hemsida:
http://www.nyteknik.se/nyheter/innovation/forskning_utveckling/article44091.ece den 28 mars 2009
- Sanders, R. (2003-12-10). *Radioactive potassium may be major heat source in Earth's core*. Hämtat från Bekeley University of Californias hemsida:
http://berkeley.edu/news/media/releases/2003/12/10_heat.shtml den 05 mars 2009
- Svensk energi. (u.d.) *Fakta om elmarknaden*. Hämtat från Svensk Energis hemsida:
<http://www.svenskenergi.se/sv/Om-el/Fakta-om-elmarknaden/> den 13 maj 2009
- Svensk Fjärrvärme. (2007). *Statistik*. Hämtat från Svensk Fjärrvärmes hemsida:
http://www.svenskfjarrvarme.se/index.php3?use=biblo&cmd=list_dir&directory=11&lang=1 den 19 april 2009
- Svensk Fjärrvärme. (u.d.). *Hur producerar man?* Hämtat från Svensk Fjärrvärmes hemsida:
<http://www.svenskfjarrvarme.se/index.php3?use=publisher&id=1203&lang=1> den 13 maj 2009
- Svenska solenergiföreningen. (2008-03). *Solenergisystem i Sverige*. Hämtat från Svensk solenergis hemsida:
<http://www.svensksolenergi.se/pdf/MarknadutvSSE2009.pdf> den 30 mars 2009
- Svenska värmepump föreningen. (u.d.). *Våra medlemmar*. Hämtat från Svenska värmepumpföreningens hemsida:
<http://www.svepinfo.se/medlemmar/aterforsaljare/skane> den 04 mars 2009
- Swedegas. (u.d.). *Naturgas*. Hämtat från Swedegas hemsida:
<http://www.swedegas.se/?page=180> den 19 maj 2009
- Thermia. (u.d.). <http://www.thermia.se/> den 03 maj 2009
- Vattenfall. (u.d.). *Så fungerar ett värmeverk*. Hämtat från Vattenfalls hemsida:
http://www.vattenfall.se/www/vf_se/vf_se/518304omxva/526164energ/526194avfal/526284sxxpr/index.jsp den 5 mars 2009
- Öresundskraft. (u.d.)(b). *Våra naturgaspriser*. Hämtat från Öresundskrafts hemsida:
<http://www.oresundskraft.se/templates/GenericPage.aspx?id=18961> den 27 april 2009
- Öresundskraft. (u.d.)(a). *Öresundskraft i korthet*. Hämtat från Öresundskrafts hemsida:
<http://www.oresundskraft.se/templates/TemplateOneABD.aspx?id=18344> den 23 mars 2009

Appendix

A1

Siffrorna är baserade på ett flerbostadshus i Helsingborg med en årlig förbrukning på 193 MWh. Alla kostnader är exklusive moms.

Totalkostnad värmepump: 601,30 kr/MWh

Kapitalkostnad fjärrvärme: 15 313 kr/år = 63,40 kr/MWh

Nätavgift fjärrvärme: 179 kr/MWh

Värmepris fjärrvärme: $601,3 - 63,4 - 179 = 359$ kr/MWh

A2

Försäljningsvolym: 289,4 GWh

Pris: 350 kr/MWh

Försäljningsintäkt: $289,4 \cdot 1000 \cdot 350 = 101,3$ Mkr

A3

Genomsnittlig maximal månadseffekt: 57 MW

Månadsvariationskonstant: 1,5

Reservkapacitetsbehov: $57 \cdot 1,5 = 85$ MW

A4

En gaspanna på 30 MW medför en investering på 60 Mkr, medan två gaspannor å 100 MW medför en investering på 260 Mkr. Kostnaden per MW har sedan approximerats fram genom en linjär regression av de båda investeringarna.

A5

Önskad effekt: 85 MW

Investeringsbelopp: $24,7 + 1,18 \cdot 85 = 125$ Mkr

A6

K: Årlig kapitalkostnad [Mkr]

I: Investeringsbelopp [Mkr] (se appendix, A2)

r: real kalkylränta [-]

n: Ekonomisk livslängd [år]

$$\text{Årlig kapitalkostnad } I \cdot \frac{r}{1 - (1 + r)^{-n}} = \left[\begin{array}{l} I = 112 \text{ Mkr} \\ r = 7\% \\ n = 20 \text{ år} \end{array} \right] = 11,8 \text{ Mkr}$$

A7

Producerad volym: 41,1 GWh

Verkningsgrad: 90%

Gaspris: 428,50 kr/MWh

$$\text{Kostnad: } \frac{41,1}{0,9} \cdot 1000 \cdot 428,5 = 19,6 \text{ Mkr}$$

A8

Effekt	Fast avgift [kr/år]	Effektavgift [kr/MW/år]	Energiavgift 1/4 - 31/10 [kr/MWh]	Energiavgift 1/11 - 31/3 [kr/MWh]
< 0,2 MW	3 400	0	96	96
0,2 – 2,5 MW	7 880	107 000	14	37
2,5 – 20 MW	56 175	90 000	11,60	36,80
> 20 MW	303 450	84 000	9,50	34,60

Till att börja med bestäms det vilket effektintervall anläggningen ligger i. Det ger den fasta avgiften samt effektavgiften då den exakta effekten multipliceras med den effektavgift per MW som gäller för effektintervallet. Energiavgiften bestäms sedan genom att transiterad energimängd multipliceras med kostnaden per MWh för gällande intervall med avseende på såväl effekt som tid.

A9

För att minska kostnaden kan grundabonnemanget kompletteras med ett utökat abonnemang, för vilket det krävs ett grundabonnemang på minst 2,5 MW samt en årsförbrukning på minst 3 GWh. Den fasta avgiften samt effektavgiften multipliceras med:

$$\frac{80 + 0,6 \cdot d}{960}, \text{ där } d \text{ är det antal dagar om året abonnemanget ska gälla.}$$

Energiavgiften å sin sida multipliceras istället med 1,5. Detta är framför allt gynnsamt för de abonnenter där kortare effekttoppar förekommer. Dessa kan då läggas i ett utökat abonnemang, medan baseffekten läggs i ett grundabonnemang.

A10

Kemiras befintliga abonnemang ligger i effektkategorin > 20 MW. Eftersom ett befintligt abonnemang ska användas, påverkas inte den fasta avgiften. Då abonnemanget är ett utökat abonnemang, medför det att effektavgiften ska multipliceras med $\frac{80 + 0,6 \cdot d}{960} = [d = 365] = 0,31$ (se appendix, A9)

Rservkapacitetsbehov: 85 MW

Verkningsgrad: 90%

Utökat abonnemangskonstant: 0,31

Konsekvenser av tredjepartstillträde för en lokal fjärrvärmemarknad

Producerad gasvärme: 41,1 GWh

Transiterad gasmängd: $\frac{41,1}{0,9} = 45,7$ GWh

Gasabonnemangseffekt: $\frac{85}{0,9} = 94$ MW

Effektavgift: $94 \cdot 84000 \cdot 0,31 = 2,4$ Mkr

Energiavgift: $45,7 \cdot 1000 \cdot 34,6 \cdot 1,5 = 2,4$ Mkr

Total gasnätsavgift: $2,4 + 2,4 = 4,8$ Mkr

Då merparten av gasen kommer att behöva inhandlas under vinterhalvåret baserat på värmekundernas förbrukningsmönster, används energiavgiften som gäller för vinterhalvåret.

A11

Pris Öresundskraft betalar Kemira för restvärme: 170 kr/MWh

Månadsproduktion Kemira: 28,8 GWh/mån

Resultat enligt dagens leverantörsmodell: $28,8 \cdot 12 \cdot 170 = 58,8$ Mkr