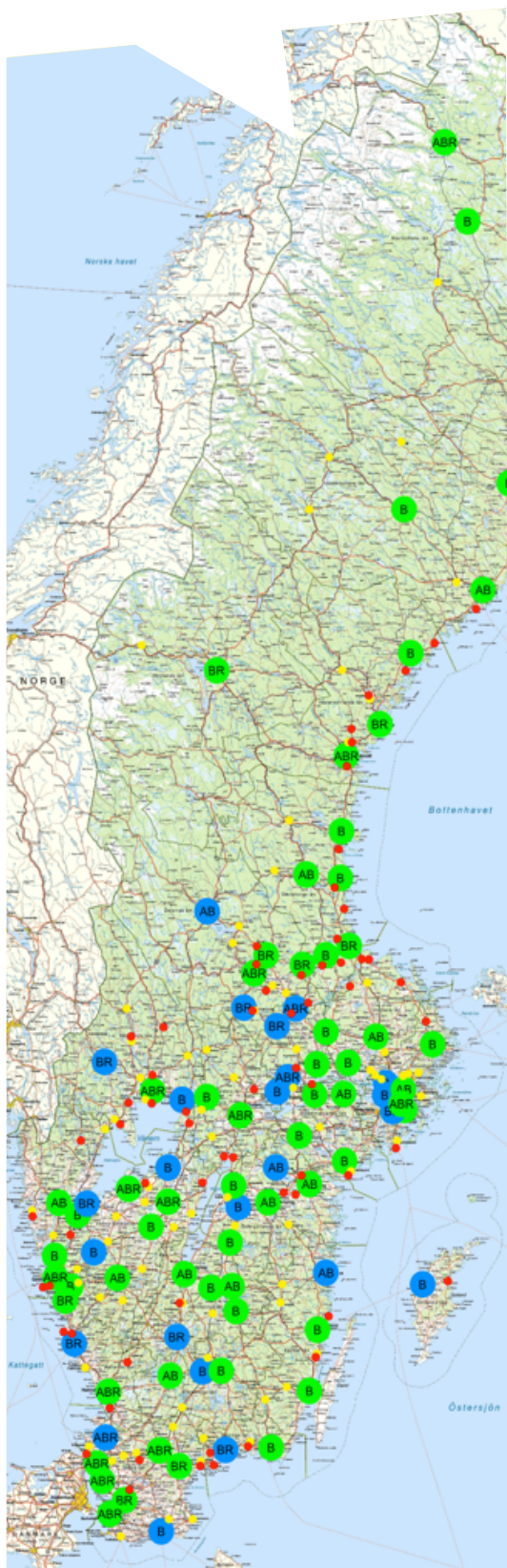


REGIONALA FJÄRRVÄRMESAMARBETEN

RAPPORT 2015:102



REGIONALA FJÄRRVÄRMESAMARBETEN

DRIVKRAFTER OCH FRAMGÅNGSFAKTORER

ANNA LILJEBLAD
MARCUS JANSSON
INGRID NOHLGREN

FÖRORD

Projektet har syftat till att identifiera drivkrafter och hinder för utvecklingen av regionala fjärrvärmesystem och sammanställa dessa för att underlätta nya fjärrvärmesamarbeten. Inom ramen för projektet har befintliga fjärrvärmesamarbeten och nya potentiella samarbeten analyserats. Rapporten kan även utgöra ett kunskapsunderlag som kan bidra till genomförandet av EU:s energieffektiviseringsdirektiv som ställer krav på åtgärder för att främja effektiva värme- och kylsystem. En uppföljning och utvärdering ska genomföras i projektet under hösten 2016 som planeras avrapporteras i början av 2017.

Studien har genomförts av Ingrid Nohlgren, projektledare, Anna Liljeblad och Marcus Jansson på WSP Sverige.

Projektet har följts av en referensgrupp bestående av Leif Bodinson (Söderenergi, ordförande i referensgruppen), Mats Didriksson (Krafttringen AB), Charlotte Tengborg (E.ON), Peter Sivengård (Fortum Värme samägt med Stockholms stad), Stig Andersson (Vattenfall), Peter Maksinen (Mölnadal Energi AB), Håkan Knutsson (Indepro) och Erik Thornström (Svensk Fjärrvärme AB).

Projektet ingår i forskningsprogrammet Fjärrsyn som finansieras av Svensk Fjärrvärme och Energimyndigheten. Forskningen inom Fjärrsyn ska stärka fjärrvärme och fjärrkyla, uppmuntra konkurrenskraftig och affärs- och teknikutveckling och skapa resurseffektiva lösningar för framtidens hållbara energisystem till nytta för fjärrvärmebranschen, kunderna, miljön och samhället i stort.

Carina Bergsten
Ordförande Svensk Fjärrvärmes Omvärldsråd

Rapporten redovisar projektets resultat och slutsatser. Publicering innebär inte att Fjärrsyns programråd, Svensk Fjärrvärme eller Energiforsk har tagit ställning till innehållet.

SAMMANFATTNING

Fjärrvärmen är väl utbyggd i Sverige sedan en lång tid tillbaka och i de flesta fall är systemen begränsade till en lokal marknad. Fjärrvärmemarknaden i Sverige är dock under ständig förändring och påverkas starkt av förutsättningarna inom landet såväl som förändringar i omvärlden. Värmebehovet hos befintliga kunder minskar då bostäder och lokaler energieffektiviseras och alternativa uppvärmningstekniker såsom värmepumpar ger en mer konkurrensutsatt marknad. Hittills har den minskade efterfrågan ofta vägts upp av en utbyggnad till nya kunder, men underlaget för nyanslutningar är begränsat och energikraven på nybyggnationer blir allt tuffare. Ett sätt att effektivisera fjärrvärmesystem är att koppla samman lokala fjärrvärmenät till större regionala nät. Regionala fjärrvärmenät finns idag etablerade på ett antal orter i Sverige och fler regioner utreder möjliga framtida samarbeten. Det finns dock ett behov av att studera regionala förutsättningar för ökad resurseffektivitet genom att kartlägga och identifiera gynnsamma förhållanden för regionala fjärrvärmenät för att på så sätt underlätta för fler regionala fjärrvärmesystem.

Syftet med föreliggande studie har varit att identifiera hinder och drivkrafter för utvecklingen av regionala fjärrvärmesystem och utifrån dessa sammanställa framgångsfaktorer för att underlätta för nya fjärrvärmesamarbeten. Vidare har nya potentiella fjärrvärmeregioner identifierats och analyserats. Studien har bland annat genomförts genom intervjuer med 20 fjärrvärmeaktörer där 12 av dessa idag ingår i ett befintligt regionalt fjärrvärmesystem medan övrig åtta eventuellt har potential att sammankoppla sitt nät med ett närliggande nät.

De mest framträdande *drivkrafterna* för att sammankoppla lokala fjärrvärmenät till ett större regionalt fjärrvärmenät kan kategoriseras inom de tre huvudområdena;

- (1) Lönsamhet,
- (2) Produktion samt
- (3) Miljö.

Av dessa tre är ekonomisk lönsamhet den mest framträdande och avgörande drivkraften då lönsamhet är en förutsättning för att en sammankoppling ska realiseras. Trots de potentiella fördelarna med regionala fjärrvärmesystem och de drivkrafter som identifierats, finns det *hinder som måste övervinnas* för att sammankopplingarna ska komma till stånd, vilka kan kategoriseras inom huvudområdena;

- (1) Brist på lönsamhet samt
- (2) Samarbete

På samma sätt som möjlighet till ekonomisk lönsamhet är den främsta drivkraften för att en sammankoppling av fjärrvärmenäten ska komma till stånd, är också brist på lönsamhet det största hindret. Erhålls ekonomisk lönsamhet så finns det ändå

möjliga hinder som kan ha stor betydelse för om sammankopplingen realiserar eller inte, vilka alla kan kategoriseras inom gruppen samarbete.

För att fler sammankopplingar ska realiserar finns det därmed ett antal *förutsättningar som krävs*;

- (1) investeringen måste vara ekonomisk lönsam där det potentiella investeringsutrymmet som driftnyttan med sammankopplingen medför överstiger överföringsledningens investeringskostnad,
- (2) erhålls ekonomisk lönsamhet måste det även finnas goda samarbetsmöjligheter där alla parter (när det är olika parter som äger näten) tillsammans arbetar fram ett gemensamt investeringsunderlag och samarbetsform där alla parter känner att samarbetet gynnar dem,
- (3) slutligen måste ett antal omvärldsfaktorer vara gynnsamma för projektet

Vid bedömning av ekonomisk lönsamhet asveende en fjärrvärmesammankoppling bör även aspekter som tryggad energiförsörjning, ökad redundans, riskspridning och andra synergieffekter beaktas. Dessa aspekter skapar ett värde med sammankopplingen som är svårt att värdera i ekonomiska termer men som bör ställas i relation till investeringskostnaden och driftnyttan med sammankopplingen.

I föreliggande studie har vare sig tekniska eller miljömässiga hinder för en sammankoppling identifierats. Det kan finnas tekniska förutsättningar eller skyddsvärda naturområden som komplicerar förläggningen av ledningen. Detta kan innebära en fördyrande och tidskrävande process, men bedöms inte vara ett hinder för regionala fjärrvärmenät.

När ett regionalt fjärrvärmesamarbete ska realiserar men även då det har kommit till stånd är det viktigt att alla inblandade parter strävar efter att få sammankopplingen framgångsrik. I föreliggande studie har därför *framgångsfaktorer för sammankopplingar/samarbeten* identifieras, både avseende framgång inför en sammankoppling och avseende framgång under drift, vilka kan kategoriseras utifrån fyra huvudområden;

- (1) Samarbete inför sammankoppling,
- (2) Samarbete under drift,
- (3) Produktion och
- (4) Lönsamhet

Framgångsrikt samarbete inför sammankopplingen kan erhållas genom att parterna tillsammans arbetar fram en gemensam målbild och investeringsunderlag samtidigt som affärsmässiga grunder för alla involverade parter arbetas fram. Vidare, när samarbetet väl realiserats, är det viktigt att parterna fortsätter att stärka affärsrelationerna och involverar alla som berörs i organisationen. Det är även tydligt att gemensam produktionsoptimering är en framgångsfaktor, då detta medför att hela systemet ses som ett gemensamt stort system och därmed kan maximal nytta med ledningen uppnås, både avseende lönsamhet och miljöeffekter.

I föreliggande studie har även tio potentiella kluster i Sverige identifierats där det skulle kunna finnas potential att sammankoppla fjärrvärmenäten. Det som varit tydligt är att där det i Sverige skulle kunna finnas en rimlig potential med en sammankoppling har aktörerna redan utrett eller utför just nu egna utredningar kring möjligheterna att sammankoppla sina fjärrvärmenät. Detta visar att branschen är mycket kostnadsmedvetna och öppna för samarbeten och därmed vill minska sina kostnader genom att samarbeta med angränsade nätägare då det är ekonomiskt attraktivt. Av de tio identifierade klustren har fyra studerats i mer detalj där det även genomförts ekonomiska beräkningar för två av klustren, vilket dock visar att ekonomisk lönsamhet saknas med en sammankoppling. De övriga två klustren har själva genomfört ekonomiska beräkningar, som visar att det finns möjlighet att uppnå ekonomisk lönsamhet med en sammankoppling men där förutsättningarna varierar och där den ekonomiska lönsamheten är beroende av flera faktorer, där en av de avgörande är hur stor spillvärmepotentialen är. För dessa samarbeten är det även ett stort antal parter som tillsammans ska komma överens och utforma ett affärsupplägg som är gynnsamt för alla inblandade parter vilket kan komplicera processen ytterligare.

Att inte fler sammankopplingar har realiserats trots alla utredningar och diskussioner beror på de faktorer som diskuterats ovan. Analysen i detta arbete visar därför att den nationella potentialen för ytterligare regionala fjärrvärmesamarbeten är blygsam med nuvarande förutsättningar. Många fjärrvärmenät har effektiviserat sin fjärrvärmeproduktion både avseende produktionskostnad och klimatpåverkan. Därför finns idag ofta endast mindre skillnader mellan de närliggande bolagens rörliga produktionskostnader, vilket gör att den faktor som har störst inverkan på förutsättningarna för ekonomisk lönsamhet ofta är för liten för att motivera en sammankoppling. De fjärrvärmenät som har stora skillnader i produktionskostnad och ligger nära varandra har i allmänhet redan kopplat samman näten. Det kan därför tänkas att det främst kommer att ske sammankopplingar av fjärrvärmenät då en aktör står inför en större re- eller nyinvestering och en överföringsledning till angränsade nätägare är ett bättre ekonomiskt alternativ. Så länge antalet fjärrvärmesamarbeten inte ökar beroende på att det inte är ekonomiskt eller miljömässigt gynnsamt med en sammankoppling, så är detta inte negativt utan innebär att den mest kostnads- och resurseffektiva fjärrvärmeproduktionen är i två separata nät. Om fjärrvärmesammankopplingar däremot inte kommer till stånd på grund av att riskfördelning och formering av avtal inte kan göras gynnsam för alla parter, kan det få konsekvenser i form av ökad primärenergianvändning eller högre fjärrvärmepriser för kunden.

Sammanfattningsvis kan säjas att ekonomisk lönsamhet är en förutsättning för att fler regionala fjärrvärmesamarbeten ska komma till stånd och om den ekonomiska lönsamheten finns krävs att tid och resurs läggs på att utforma samarbetsformer och affärsupplägg som är gynnsamma för alla involverade parter. Vidare har det varit tydligt att de regionala sammankopplingar som har en rimlig potential redan har utretts eller utreds just nu av aktörerna själva, vilket visar på att branschen arbetar aktivt med att reducera kostnader och är öppna för samarbeten där det är ekonomiskt attraktivt.

SUMMARY

The use of district heating systems is wide spread in Sweden but usually limited to local systems. However, the Swedish market for district heating is changing and is affected by national conditions as well as global changes. The heating demand is decreasing due to more energy efficient buildings, and competition from alternative heating techniques, such as heat pumps, gives a more competitive market. Market expansion through new customers have so far counteracted the reduced heat demand, but the potential for market expansion is limited and energy requirements for new buildings are becoming tougher. Connecting local district heating systems into a larger regional system could potentially make district heating a more cost efficient. Regional district heating systems are established at several locations in Sweden and more regions are investigating future regional cooperation. However, there is a need to study the regional conditions for increased resource efficiency by mapping and identifying conditions for favorable regional district heating systems to facilitate the development of new district heating clusters.

The overall aim with this project has been to identify obstacles and driving forces for the development of regional district heating systems and based on that, compile success factors for new district heating collaborations. Furthermore, new potential district heating clusters have been identified and analyzed. The project is based on open literature and in-depth interviews with 20 district heating suppliers where 12 of these have an existing regional district heating system, whereas the others eventually have the potential to connect their district heating network with another adjacent network.

The most important driving forces for merging local district heating system to a larger regional system can be categorized in the main groups;

- (1) Profitability
- (2) Production
- (3) Environment

Profitability is crucial for merging district heating networks, and is a prerequisite for realization of a regional system. Despite the benefits with regional systems and the driving forces that have been identified in this study, there are some obstacles that need be overcome. The obstacles identified in this study can be categorized in the main two groups;

- (1) Lack of profitability
- (2) Cooperation

Lack of profitability is the largest obstacle for new regional district heating systems. There are also other obstacles that will affect the realization of regional systems

which all can be categorized as cooperation. For more regional district heating systems to be realized, there are thus a number of required conditions;

1. The investment needs to be profitable where the total operational cost savings due to the connection of the systems must be higher than the investment cost of the transmission pipes
2. If financial profitability is obtained, successful cooperation are required, where all partners are working together towards the same goal and vision and where all partners are satisfied with the cooperation
3. Finally, the business environment have to be favorable for the project

Technical or environmental obstacles have not been identified in the study. There may be technical or environmental factors affecting the installation of the pipes, which may cause higher installation costs and is time-consuming. However, this is not considered to be an obstacle for new regional district heating systems.

When a regional district heating cooperation is planned but also after it has been realized it is important that all partners are working for a successful cooperation. In this study, several success factors have been identified, which can be categorized in the four main groups;

- (1) Cooperation before the merging
- (2) Cooperation during operation
- (3) Production
- (4) Profitability

The partners need to have a joint target to work toward as well as commercial basis for all involved partners to achieve a successful cooperation. Furthermore, joint production optimization is a success factor, where the whole system is seen as one large system and thus maximum benefit with the merging can be achieved, both regarding profitability and environmental impacts.

In this study, ten potential clusters in Sweden have been identified where it could be a potential to connect the district heating networks. However, one conclusion is that most market actors already have investigated the opportunity to connect their networks. This shows that the district heating sector is cost-conscious and open to cooperate with other adjacent network owner. Four of the identified potential clusters have been analyzed further, where economic calculations have been carried out for two of the clusters. The calculation shows that there is no profitability for regional systems. The other two clusters have recently made their own profitability calculations which shows that there are opportunities to achieve profitability with regional district heating system but the profitability depends on different factors, for example the waste heat potential. Furthermore, there are several partners in these clusters that will work together and form the commercial agreement which can make the process more complex.

The analysis in this study shows that the Swedish potential for more regional district heating systems is limited under current market conditions. Several district heating networks have optimized their production, both regarding the production cost and climate impact. The heat production costs are, therefore, often similar between different companies which means that there are no incentive to motivate an investment in a transmission pipe. District heating networks with large production cost differences and, which are geographically close to each other, have generally already connected the networks to a large regional system. It is, therefore, likely that new regional district heating systems will mainly occur when a district heating supplier is in need of re-investment or investment in new production capacity and a transmission pipe to an adjacent network is a more profitable option. As long as the lack of profitability or lack of environmental benefits are the reason for the number of regional district heating system to not expand, it is not negative since it only implies that the most cost- and resource effective district heating production is in two separate systems. However, if the number of regional district heating system does not expand because the perceived risk is considered too high or that there is no willingness to cooperate, it can lead to an increased primary energy use or higher district heating costs for the customer.

In summary, financial profitability is a prerequisite for more regional district heating systems to be realized. If the investment is profitable, time and resources are needed to form cooperation agreements that are favorable for all involved partners. Furthermore, where it could be a potential to connect the district heating networks, the market actors have already investigated or are currently investigating the opportunities. This shows that the district heating sector is cost-conscious and open to cooperation with adjacent network owners.

INNEHÅLL

1	INLEDNING	19
1.1	BAKGRUND	19
1.2	SYFTE	21
1.3	PROJEKTGENOMFÖRANDE	21
1.3.1	Teori- och enkätstudie	21
1.3.2	Intervjustudie	22
1.3.3	Intervjustudie fas 1 – Befintliga regionala fjärrvärmesystem	22
1.3.4	Intervjustudie fas 2 – Potentiella regionala fjärrvärmesystem	23
1.4	RAPPORTUPPLÄGG	23
2	ÖVERSIKTIG BESKRIVNING AV FJÄRRVÄRMEMARKNADEN	25
2.1	PRODUKTION AV FJÄRRVÄRME	25
2.2	DISTRIBUTION AV FJÄRRVÄRME	25
2.3	KONKURRENS OCH PRISSÄTTNING	26
2.4	STYRMEDEL OCH REGLERINGAR PÅ FJÄRRVÄRME-MARKNADEN	27
2.4.1	Reglerat tillträde till fjärrvärmenät	27
2.4.2	Kostnadsnyttoanalyser vid investeringar	28
3	REGIONALA FJÄRRVÄRMESYSTEM	29
3.1	STOCKHOLMS FJÄRRVÄRMENÄT	31
3.2	KÖPENHAMNS FJÄRRVÄRMENÄT	32
4	INTERVJUADE BEFINTLIGA REGIONALA FJÄRRVÄRME SYSTEM	35
4.1	LINKÖPING – MJÖLBY	37
4.2	HALLSBERG - ÖREBRO – KUMLA	38
4.3	HELSINGBORG - LANDSKRONA	39
4.4	HELSINGBORG – LANDSKRONA – LUND	39
4.5	GÖTEBORG – MÖLNDAL	40
4.6	KUNGÄLV – GÖTEBORG	41
4.7	FALUN - BORLÄNGE	41
4.8	SAMARBETS- OCH ÄGANDEFORMER	42
4.9	AFFÄRSMODELLER	44
4.10	MILJÖASPEKTER	45
4.11	ANDRA VIKTIGA ASPEKTER SOM FRAMKOMMIT UNDER INTERVJUERNA	46

5	DRIVKRAFTER & HINDER	47
5.1	DRIVKRAFTER FÖR FLER REGIONALA FJÄRRVÄRME-SYSTEM	47
5.1.1	Lönsamhet – den främsta drivkraften	48
5.1.2	Produktion - Sammankoppling möjliggör flexibla och robusta system	48
5.1.3	Miljö - Minskade koldioxidutsläpp och primärenergi-användning	49
5.1.4	Sammankoppling stärker fjärrvärmens konkurrenskraft	49
5.2	HINDER FÖR FLER REGIONALA FJÄRRVÄRMESYSTEM	49
5.2.1	Brist på lönsamhet - det största hindret	50
5.2.2	Samarbetet - Viktigt för att sammankopplingen ska realiseras	51
5.2.3	Riskhantering - Viktigt med affärsmodeller som sprider risk och är gynnsamma för alla parter	51
5.3	VAD KRÄVS FÖR ATT FLER SAMMANKOPPLINGAR SKA KOMMA TILL STÅND	52
5.3.1	Omvärldsfaktorer – Fjärrvärmemarknaden står under förändring	53
5.3.2	Lönsamhet - Sammankoppling kan minska investerings-volymen	53
5.3.3	Samarbete - Vilja att samarbeta med syftet att maximera den totala gemensamma nyttan	53
6	FRAMGÅNGSFAKTORER	55
6.1	FRAMGÅNGSFAKTORER KOPPLAT TILL SAMARBETE INFÖR EN SAMMANKOPPLING	56
6.2	FRAMGÅNGSFAKTORER KOPPLAT TILL SAMARBETE UNDER DRIFT	57
6.3	FRAMGÅNGSFAKTORER KOPPLAT TILL PRODUKTION	57
6.4	FRAMGÅNGSFAKTORER KOPPLAT TILL EKONOMISK LÖNSAMHET	58
7	IDENTIFIERING AV POTENTIELLA FJÄRRVÄRMEKLUSTER	59
7.1	METODIK OCH URVAL	59
8	POTENTIELLA FJÄRRVÄRMEREGIONER	65
8.1	POTENTIELL FJÄRRVÄRMESAMMANKOPPLING MELLAN TROLLHÄTTAN OCH VÄNERSBORG	65
8.1.1	Drivkrafter och hinder för en sammankoppling	66

8.1.2	Ekonomiska förutsättningar med en fjärrvärmeledning	67
8.1.3	Vad krävs för att sammankopplingen ska realiseras	67
8.2	POTENTIELL FJÄRRVÄRMESAMMANKOPPLING MELLAN GÄVLE OCH SANDVIKEN	68
8.2.1	Drivkrafter och hinder för en sammankoppling	69
8.2.2	Ekonomiska förutsättningar med en fjärrvärmeledning	69
8.2.3	Vad krävs för att sammankopplingen ska realiseras	70
8.3	POTENTIELL FJÄRRVÄRMESAMMANKOPPLING MELLAN LULEÅ OCH BODEN	70
8.3.1	Drivkrafter och hinder för en sammankoppling	71
8.3.2	Ekonomiska förutsättningar med en fjärrvärmeledning	71
8.3.3	Vad krävs för att sammankopplingen ska realiseras	73
8.4	POTENTIELL FJÄRRVÄRMESAMMANKOPPLING MELLAN HÄSSLEHOLM OCH KRISTIANSTAD	73
8.4.1	Drivkrafter och hinder för en sammankoppling	74
8.4.2	Ekonomiska förutsättningar med en fjärrvärmeledning	74
8.4.3	Vad krävs för att sammankopplingen ska realiseras	76
9	SAMMANFATTANDE DISKUSSION OCH ANALYS	77
9.1	EKONOMISK LÖNSAMHET	77
9.2	SAMARBETE INFÖR EN SAMMANKOPPLING	78
9.3	SAMARBETE UNDER DRIFT AV EN SAMMANKOPPLING	79
9.4	PRODUKTION OCH TEKNIK	80
9.5	MILJÖ	80
9.6	FJÄRRVÄRMENS KONKURRENSKRAFT	81
9.7	LAGFÖRÄNDRINGAR SOM PÅVERKAR FJÄRRVÄRME-MARKNADEN	82
9.8	OMVÄRLDSFAKTORER	83
9.9	POTENTIAL FÖR NYA FJÄRRVÄRMESAMARBETEN	83
10	SLUTSATSER	85
11	REFERENSER	89
BILAGA A - BERÄKNINGSMETODIK		91
A.1	ÖVERGRIPANDE BERÄKNINGSMETODIK	91
A.1.1	Insamlade uppgifter från aktörerna	92
A.1.2	Antagna elpriser	93
A.1.3	Antagna bränslepriser	93
A.1.4	Antagna miljövärden	94

BILAGA B - SAMMANKOPPLING AV LULEÅ - BODEN	97
B.1 LULEÅ	97
B.1.1 Antaganden och förenklingar	98
B.2 BODEN	98
B.3 POTENTIELL SAMMANKOPPLING AV LULEÅ OCH BODENS FJÄRRVÄRMESYSTEM	99
B.3.1 Förändringar av produktionskostnaderna vid en samman- koppling av fjärrvärmenäten	99
B.3.2 Överföringseffekt i transitleddningen	100
B.3.3 Ekonomisk bedömning	102
B.3.4 Miljö	103
B.3.5 Kommentarer kring beräkningarna	103
BILAGA C- SAMMANKOPPLING AV HÄSSLEHOLM - KRISTIANSTAD	105
C.1 HÄSSLEHOLM	105
C.1.1 Antaganden och förenklingar	105
C.2 KRISTIANSTAD	106
C.2.1 Antaganden och förenklingar	106
C.3 POTENTIELL SAMMANKOPPLING AV HÄSSLEHOLM OCH KRISTIANSTADS FJÄRRVÄRMESYSTEM	106
C.3.1 Förändringar av produktionskostnaderna vid en samman- koppling av fjärrvärmenäten	107
C.3.2 Överföringseffekt i transitleddningen	108
C.3.3 Ekonomisk bedömning	109
C.3.4 Miljö	110
C.3.5 Kommentarer kring beräkningarna	110
BILAGA D- INTERVJUFRÅGOR FAS 1	111
BILAGA E- INTERVJUFRÅGOR FAS 2 (A)	115
BILAGA F- INTERVJUFRÅGOR FAS 2 (B)	119

1 INLEDNING

1.1 Bakgrund

Fjärrvärmen är väl utbyggd i Sverige sedan en lång tid tillbaka. Många gånger har kommunala initiativ legat till grund för utbyggnad av fjärrvärmenät och i de flesta fall är systemen begränsade till lokal eller kommunal nivå. Fjärrvärmemarknaden i Sverige är dock under ständig förändring och påverkas starkt av förutsättningarna inom landet såväl som förändringar i omvärlden. Värmebehovet hos befintliga kunder minskar då bostäder och lokaler energieffektiviseras och alternativa uppvärmningstekniker såsom värmepumpar ger en mer konkurrensutsatt marknad. Hittills har den minskade efterfrågan ofta vägts upp av en utbyggnad till nya kunder, men underlaget för nyanslutningar är begränsat och energikraven på nybyggnationer blir allt tuffare. Dessutom stramas regler för miljöpåverkan och resursförbrukning i energisystemen åt, vilket ställer allt högre krav på fjärrvärmens utformning, exempelvis i och med det nya Energieffektiviseringsdirektivet från EU(2012/27/EU) som håller på att implementeras i Sverige.

Ett sätt att effektivisera fjärrvärmesystem är att koppla samman lokala fjärrvärmenät till större regionala nät. Med ett större värmeunderlag ges möjlighet att utnyttja de mest effektiva produktionsanläggningarna för fjärrvärme och därigenom minska primärenergiutnyttjandet och miljöpåverkan. Sammankopplingar av fjärrvärmenät till regionala system kan även ge ökad tillgång till industriell spillvärme och resurseffektiva produktionsanläggningar såsom effektiva kraftvärmeverk och därmed ökad elproduktion. Regionala fjärrvärmenät finns idag etablerade på ett antal orter i Sverige och fler regioner utreder möjliga framtida samarbeten. Det finns dock ett behov av att studera regionala förutsättningar för ökad resurseffektivitet genom att kartlägga och identifiera gynnsamma förhållanden för regionala fjärrvärmenät för att på så sätt underlätta för fler regionala fjärrvärmesystem.

Studier av fjärrvärmesammankopplingar på regional nivå har gjorts för bland annat hela Skåne-regionen (Bernstad, 2009), västra Skåne-regionen (Eriksson, 2010), Stockholmsregionen (Djuric, et al., 2009), Hallandsregionen (Larsson Dahlberg, 2012) Nyköping/Oxelösund (Lindow, 2009) (Arnell et al., 2012), Västkustregionen (från Kungälv till Värö) (Arnell et al., 2012) och Blekingeregionen (Broman et al., 2013). Dessa studier är alla inriktade på specifika fjärrvärmesystem och områden och tar således inget helhetsgrepp på fjärrvärmesamarbeten generellt. Olika studier pekar på olika problemområden som kan hindra utvecklingen av regionala fjärrvärmesystem. Lönsamheten kan bedömas vara för låg om värmeunderlaget är lågt i förhållandet till avståndet mellan fjärrvärmenäten, det kan vara svårt att få till mellan-kommunal samverkan i den komplexa situation som uppstår då olika aktörer som agerar på flera marknader ska samarbeta eller det kan uppstå konkurrenssituationer mellan olika fjärrvärmekällor, exempelvis då spillvärme finns tillgängligt samtidigt som det finns befintlig kapacitet i ett kraftvärmeverk som inte nyttjas maximalt. Dessutom kan det råda oklarheter kring vilka miljöeffekter som ska prioriteras vid en

eventuell sammankoppling, exempelvis om minskade utsläpp av växthusgaser eller minskad primärenergiförbrukning prioriteras, vilket får betydelse för hur utnyttjande av spillvärme värderas i förhållande till biobränsleeldad kraftvärmeproduktion. I ett mer omfattande forskningsprojekt från Linköping universitet (Magnusson, 2013) utreds utvecklingen av Stockholms fjärrvärmenät under 1978-2012. Bland annat beskrivs hur kommuner, kommunala energibolag och regionala aktörer agerat och vilka strategier som används då regionala energisystem kommit till. Ett hinder mot en vidare utveckling av regionala fjärrvärmesystem som identifieras i rapporten är förekomsten av den stora variationen mellan kommuner i Stockolmsregionen med starka kommuner och svaga regioner. Dessutom bedöms privatiseringen på energimarknaden ha lett till att kommuner fått svårare att planera för utveckling av fjärrvärmen jämfört med tiden före den avreglerade värmemarknaden i Sverige.

I studien *Svenska värmenät* (Sundlöf, 2003) analyserades möjliga sammankopplingar av orter utan fjärrvärme till befintliga fjärrvärmenät eller till industrier med spillvärme. Studien utfördes med GIS-verktyg och resultaten presenterades grafiskt på kartbilder. I studien bedömdes omkring 550 orter kunna kopplas samman i ett hundratal fjärrvärmekluster, där kraftvärme eller spillvärme utgör huvudsaklig värmekälla. Det är över tio år sedan studien publicerades och sedan den genomfördes har stora förändringar skett inom svensk fjärrvärmeproduktion, främst genom en stor ökning av antalet avfallsförbränningsanläggningar. Dessutom studerades endast möjliga utökningar av befintliga fjärrvärmenät till orter utan fjärrvärme. Sammanslagningar av två eller fler befintliga fjärrvärmenät till regionala system som blir mer resurseffektiva än de lokala systemen studerades inte, vilket är ett intressant område som behöver kompletteras.

Dessa studier visar att fjärrvärmesamarbeten är komplexa åtaganden som kräver analyser och bedömningar inom såväl tekniska och ekonomiska frågeställningar som miljömässiga konsekvenser. Dessutom är olika möjliga samarbetsformer och andra juridiska aspekter av sammankopplade fjärrvärmesystem ytterst viktigt för att nå framgångsrika samarbeten. Ovanstående studier, är alla inriktade på specifika fjärrvärmesystem och områden och tar således inget helhetsgrepp på fjärrvärmesamarbeten generellt. Problemområden som identifierats i dessa studier varierar mellan tekniska, ekonomiska, miljömässiga och juridiska aspekter. Det saknas därmed en generell genomgång av förutsättningarna för att utöka regionala samarbeten inom fjärrvärmeområdet i Sverige.

Genom att samla erfarenheter och utvärdera befintliga och planerade regionala fjärrvärmesamarbeten på olika platser i Sverige kan gemensamma drivkrafter och hinder identifieras och analyseras. I analysen identifieras även potentiella nya regionala fjärrvärmenät och förutsättningar för nya samarbeten studeras. Dessutom identifieras framgångsfaktorer för regionala fjärrvärmesamarbeten.

1.2 Syfte

Syftet med föreliggande studie är att identifiera hinder och drivkrafter för utvecklingen av regionala fjärrvärmesystem och utifrån dessa sammanställa framgångsfaktorer för att underlätta för nya fjärrvärmesamarbeten.

Med utgångspunkt från de identifierade framgångsfaktorerna har sedan nya potentiella fjärrvärmeregioner och kluster identifierats och analyserats.

Målsättningen är att studien ska bidra till att fler av de potentiella sammanslagningar av fjärrvärmenät som finns i Sverige utreds i detalj och att därigenom fler gynnsamma fjärrvärmesamarbeten kommer till stånd.

1.3 Projektgenomförande

Den huvudsakliga metodiken som har använts i projektet är en kvalitativ studie som omfattar dels en litteraturstudie och dels fallstudier utförda genom intervjuer med aktörer på fjärrvärmemarknaden. Avseende litteraturstudien har information om fjärrvärmemarknaden, fjärrvärmeaktörer, prissättning, befintliga regionala fjärrvärmesystem samt lagstiftning inom fjärrvärmeområdet studerats. Intervjuerna har genomförts i två faser, dels med aktörer som idag ingår i ett regionalt fjärrvärmesystem/samarbete och dels med aktörer där det eventuellt finns potential att koppla samman fjärrvärmenäten eller där utredningar avseende detta pågår. Intervjuerna har gjorts med syfte att göra en djupare tolkning av vilka hinder och drivkrafter som finns med regionala fjärrvärmenät samt för att få fram vad som krävs för att fler regionala fjärrvärmesystem/samarbeten ska realiseras. Vidare har intervjuerna genomförts för att få fram aktörernas erfarenheter avseende samarbetsformer och affärsmodeller samt för att kunna utvärdera en potentiell sammankoppling mellan två fjärrvärmenät där aktörerna för närvarande genomför utredningar avseende en sammankoppling. Slutligen har en kvantitativ studie genomförts, där ett antal ekonomiska beräkningar utförts för att kunna skildra en eventuell driftnytta med att sammankoppla fjärrvärmenäten i två intressanta regioner i Sverige (se Bilaga A, B och C).

1.3.1 Teori- och enkätstudie

Befintliga regionala fjärrvärmesamarbeten i Sverige identifierades och sammanställdes genom en litteratursökning och litteraturgenomgång, vilket också kompletterades med en enkätstudie som skickades ut till Svensk Fjärrvärmes medlemsföretag. Totalt skickades enkäten till 139 aktörer varav 73 svarade. Enkäten bestod av fem frågor:

- (1) Har ni idag ett fjärrvärmsamarbete (fysiskt ihopkopplade med annan fjärrvärmenätägare)?
- (2) Om JA, med vilka aktörer?
- (3) Om NEJ, har ni fört diskussioner, gjort förstudie/utrett, eller fattat beslut om fysisk sammankoppling med annan fjärrvärmenätägare?
- (4) Om JA på fråga 3, Med vilken aktör?

- (5) För ALLA, Vad är din personliga åsikt av vad som krävs för att ett fjärrvärmesamarbete ska komma till stånd?

Av de 73 aktörer som svarade på enkäten angav 14 aktörer att de idag har kopplat samman fjärrvärmenätet med annan aktörs nät till ett regionalt fjärrvärmesystem. Det var även 23 aktörer som angav att de har diskuterat/gjort förstudier/utrett eller beslutat om att sammankoppla bolagets fjärrvärmenät med ett annat fjärrvärmenät.

Vidare identifierades hinder och drivkrafter samt framgångsfaktorer genom litteraturen. För att komplettera och fördjupa analysen samt för att få fram ytterligare hinder, drivkrafter samt framgångsfaktorer genomfördes en intervjustudie med fjärrvärmeaktörer på den svenska markanden.

1.3.2 Intervjustudie

Intervjustudien var indelad i två olika faser, där fas 1 avsåg intervjuer med aktörer som idag ingår (eller inom den närmsta tiden) i ett regionalt fjärrvärmesystem medan fas 2 avsåg intervjuer med aktörer där det finns eventuell potential att ingå i ett regionalt fjärrvärmesystem.

Intervjuerna genomfördes som kvalitativa intervjuer där intervjun utgick från ett intervjuformulär, se Bilaga D, E och F. Det är emellertid viktigt att poängtera att intervjuerna var fritt styrda och den intervjuade gavs stort utrymme att själv styra samtalet. Alla intervjuer har genomförts via telefon.

1.3.3 Intervjustudie fas 1 – Befintliga regionala fjärrvärmesystem

Huvudsyftet med intervjuerna i fas 1 var att djupare kartlägga vilka hinder och drivkrafter som finns med regionala fjärrvärmesamarbeten och vad som krävs för att fler sammankopplingar ska komma till stånd. Vidare var syftet att ta del av erfarenheter avseende samarbetsformer och affärsmodeller samt att identifiera framgångsfaktorer. I samråd med projektets referensgrupp fastställdes vilka företag av de identifierade befintliga regionala fjärrvärmesystemen som skulle ingå i intervjustudien och därmed analyseras. Totalt har 12 fjärrvärmeaktörer som idag har eller inom kort kommer att ha ett regionalt fjärrvärmesystem/samarbete deltagit i intervjustudien. De identifierade regionala fjärrvärmesystemen, urvalsmetodiken samt de intervjuade personerna presenteras i Kapitel 3 respektive Kapitel 4. Intervjufrågorna i fas 1 var indelade i huvudområdena:

- (1) **Allmänt** (företaget, kontaktperson, värme- och elproduktion, bränsle etc.)
- (2) **Bakgrund** (sammankopplade nät, när och hur initierades sammankopplingen, motivering till investeringsbeslut)
- (3) **Tidsperspektiv** (hur lång tid tog processen, driftsättning av sammankopplingen, drifttiden etc.)
- (4) **Tekniska aspekter** (teknisk utformning, överföringskapacitet, storlek etc.)
- (5) **Ekonomi & juridik** (investeringskostnad, ägandeform, prismodell, etc.)
- (6) **Miljö** (CO₂-utsläpp, primärenergi- samt användning av industriell spillvärme)

- (7) **Samarbete** (hur ser aktörerna på samarbetet)
- (8) **Framtid** (planer på fler sammankopplade nät, drivkrafter och hinder för fler sammankopplingar etc.)

Det fullständiga intervjufrågeformuläret återfinns i Bilaga D.

1.3.4 Intervjustudie fas 2 – Potentiella regionala fjärrvärme-system

Huvudsyftet med intervjuerna i fas 2 har varit att djupare kartlägga eventuell potential att sammankoppla fjärrvärmenäten i ett antal regioner i Sverige. Detta för att djupare kunna studera de utvalda klustren utifrån ekonomi, teknik och miljö. Metodiken kring urvalet av de utvalda fjärrvärmeklustren beskrivs i Kapitel 7.

Totalt har åtta fjärrvärmeaktörer där det finns en eventuell potential att sammankoppla två fjärrvärmenät deltagit i studien. De intervjuade personerna presenteras i Kapitel 8 där även resultatet presenteras.

Intervjufrågorna i fas 2 hade ett litet annat fokus än frågorna i fas 1 och har varierat beroende på om den ekonomiska aspekten har analyserats djupare eller inte. I huvuddrag var frågorna indelade i områdena:

- (1) **Allmänt** (företaget, kontaktperson)
- (2) **Bakgrund** (fjärrvärmeproduktion, tidigare utredningar om fysisk sammankoppling, varför ledningen ej kommit till stånd, hur situationen på fjärrvärme-marknaden upplevs etc.)
- (3) **Ekonomi** (eventuell driftnytta, investeringskostnad, investeringsbehov, framtida värmebehov)
- (4) **Tekniska aspekter** (teknisk komplicerad sträckning, längden på sträckningen, dimension ledning etc.)
- (5) **Miljö** (naturskyddade områden, markförhållanden, miljömål etc.)
- (6) **Samarbete** (Samarbetsform, vad krävs för att ledningen ska realiseras)
- (7) **Övriga aspekter** (möjlighet till nyanslutningar, hinder, drivkrafter, etc.)

För de potentiella fjärrvärmesystem där den ekonomiska aspekten har analyserats djupare har de ekonomiska beräkningarna sammanställts i Bilaga A, B och C. Det fullständiga intervjufrågeformuläret återfinns i Bilaga E respektive F.

1.4 Rapportupplägg

Efter denna inledning (kapitel 1) följer kapitel 2 där en översiktlig beskrivning av fjärrvärmemarknaden ges. Detta är ingen analys eller heltäckande beskrivning av fjärrvärmemarknaden utan utgör endast bakgrundsinformation för att förstå vidare resultat och analys. I kapitel 3 presenteras de befintliga regionala fjärrvärmesystemen som identifieras i föreliggande studie utifrån litteraturen och enkätstudien. Det ges även en beskrivning av hur Stockholms respektive Köpenhamns fjärrvärmesystem är uppbyggt. I kapitel 4 presenteras de befintliga regionala fjärrvärmesystem som

inkluderats i intervjustudien där bakgrunden till sammankopplingen, ägandeform, nyanslutningar etc. beskrivs. Baserat på enkätstudien, intervjustudien samt litteratur och egen analys av författarna har därefter hinder och drivkrafter samt vad som krävs för utveckling av regionala fjärrvärmesystem identifierats, vilket presenteras i kapitel 5, och utifrån dessa har framgångsfaktorer för att underlätta för nya fjärrvärmesamarbeten sammanställts i kapitel 6.

Kapitel 7 beskriver metodiken kring hur urvalet gjorts kring de fyra utvalda fjärrvärmeklustren som studeras djupare avseende en eventuell fjärrvärmesammankoppling. I dessa fyra potentiella fjärrvärmekluster ingår totalt åtta fjärrvärmeaktörer vilka intervjuats och resultatet presenteras i kapitel 8. Kapitel 9 ger en sammanfattande diskussion och analys och avslutningsvis presenteras studiens slutsatser i kapitel 10.

2 ÖVERSIKTLIG BESKRIVNING AV FJÄRRVÄRME-MARKNADEN

2.1 Produktion av fjärrvärme

Fjärrvärme produceras genom att vatten värms upp i en produktionsanläggning som kan utgöras av en anläggning som enbart producerar värme (normalt benämnt fristående värmeverk), anläggningar för överföring av överskottsvärme från industrier eller kraftvärmeverk som utöver värme även producerar el. Fjärrvärme producerades tidigare framförallt i värmeverk men på senare tid har det blivit allt vanligare med produktion i kraftvärmeverk. De bränslen som idag används för fjärrvärmeproduktion är huvudsakligen bibränsle och avfall, som utgjorde 68 procent av den energi som användes för fjärrvärmeproduktion år 2012. Fossila bränslen utgjorde samma år sammanlagt 16 procent. Värmpumpar stod för cirka 9 procent av fjärrvärmeproduktionen 2012 medan överskottsvärme från industriella processer, (här benämnd industriell spillvärme) endast stod för omkring 6 procent. (Energimyndigheten, 2013) Användningen av avfall har ökat det senaste decenniet och avfallsförbränning används i flera svenska städer som basen för fjärrvärmeproduktionen. Ökningen beror huvudsakligen på förbudet mot deponering av brännbart avfall från 2002 och förbudet mot deponi av organiskt avfall som infördes 2005 (Energimyndigheten, 2013).

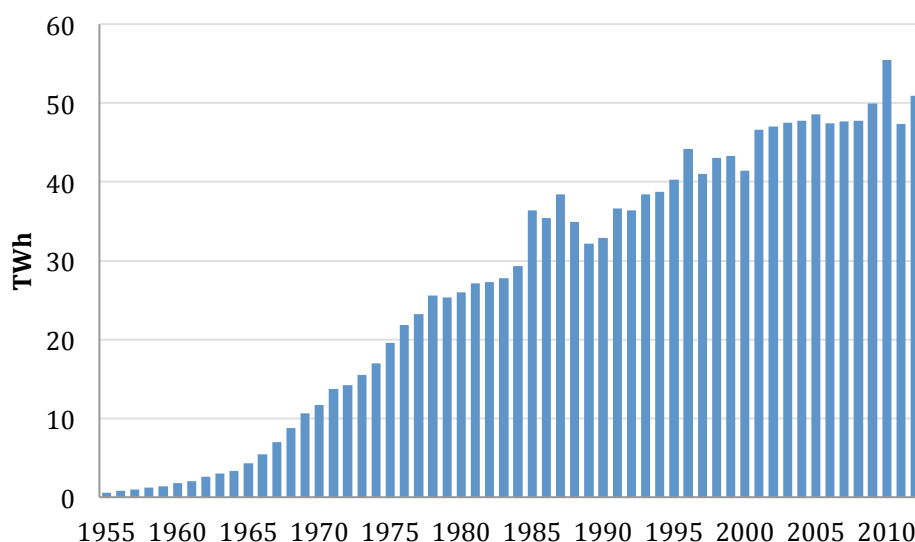
2.2 Distribution av fjärrvärme

Fjärrvärme distribueras från produktionsanläggningarna till de byggnader som är anslutna till fjärrvärmesystemet via ett slutet rörledningssystem. För att distribuera fjärrvärmevattnet används pumpar som höjer trycket för att kompensera för tryckförluster i rörsystemet. Det första kommunala fjärrvärmenätet byggdes i Karlstad 1948 efter att ett antal mindre nät byggts på 1800-talet. Efter det första nätet följde ett flertal kommuner efter och byggde egna nät, bland annat i Göteborg, Malmö, Norrköping, Stockholm och Linköping. Utbyggnaden av fjärrvärmesystem tog sedan fart i mitten av 1950-talet och fjärrvärme byggdes i många svenska kommuner under årtioende som följde. Idag bedrivs fjärrvärmeverksamhet på mer än 500 orter i landet. (Näringsdepartementet, 2011), (Djuric, et al., 2009)

Till mitten av 1990-talet var fjärrvärmen huvudsakligen kommunalägt och bedrevs som kommunala energi- eller fjärrvärmebolag eller i en kommunal förvaltningsform där prissättningen skedde efter självkostnadsprincipen. I samband med elmarknadsreformen 1996 infördes ett krav som innebar att fjärrvärmeverksamheten skulle drivas på affärsmässiga grunder. Detta innebar att cirka 70 kommunala fjärrvärmebolag såldes till privata företag under perioden 1990-2004. Samtidigt blev det möjligt för kommunala fjärrvärmeföretag att bedriva verksamheter i angränsande kommuner. Därmed kom en betydande del av fjärrvärmen att prissättas enligt affärsmässiga

principer. Fjärrvärmeföretag som är samägda mellan kommuner och privata företag förekommer på cirka 20 orter i Sverige. (Näringsdepartementet, 2011)

Som kan ses i Figur 1 har fjärrvärmeleveranserna ökat sedan 1985 (leveranserna har dock minskat något de sista åren) trots att det specifika värmebehovet i flerbostadshus har minskat. Den totala energianvändningen för uppvärmning och varmvatten i bostäder och lokaler (år 2012) har dock minskat med 27 procent sedan 1985. Med temperaturkorrigering har energianvändningen minskat med 22 procent under samma tidsperiod. (Energimyndigheten, 2013:22) Minskningen kan förklaras både av att energibesparingar genomförts och att äldre fastighetsbestånd rivits och ersatts av nya med lägre uppvärmningsbehov. Samtidigt som energianvändningen i bostadssektorn minskar har konkurrensen från alternativa uppvärmningsalternativ (exempelvis värmepumpar) ökat.



Figur 1. Fjärrvärmeleveranser i Sverige 1955-2012 (Svensk Fjärrvärme, 2013).

2.3 Konkurrens och prissättning

Konkurrensen från alternativa uppvärmningsalternativ har som nämns ovan ökat de senaste åren, främst då det handlar om att kunden står inför valet av uppvärmningsalternativ. Längre var elvärme den främsta konkurrenten men under senare år har värmepumpar med bergvärme som värmekälla blivit en allt större konkurrent.

Det genomsnittliga priset på fjärrvärme för flerbostadshus uppgick första halvåret 2014 till 831 SEK/MWh inklusive moms. Fjärrvärmepriset i Sverige varierar dock kraftigt mellan olika kommuner, där Luleå Energi erbjuder det lägsta (487 SEK/MWh första halvåret 2014) medan Mörbylånga kommun har det högsta (1040 SEK/MWh första halvåret 2014) (Nils Holgerssongruppen, 2014). Att priset varierar så kraftigt beror på faktorer som geografiska förutsättningar, fjärrvärmebolagens ägarstruktur,

avkastningskrav, kundernas förbrukningsprofil, tillgång på insatsvaror (bränslen, industriell spillvärme etc.), val av teknik för energiomvandling samt lokala logistiska förutsättningar.

2.4 Styrmedel och regleringar på fjärrvärmemarknaden

Fjärrvärmemarknaden regleras i dag genom fjärrvärmelagen (2008:263) som trädde i kraft 1 juli 2008. Lagen innehåller bestämmelse som syftar till att stärka fjärrvärmekundernas ställning och öka insynen i fjärrvärmeverksamheten. Vidare omfattas fjärrvärmemarknaden av olika klimat- och energipolitiska styrmedel (exempelvis energiskattesystemet, elcertifikatsystemet och utsläppshandelssystemet). Under våren 2014 beslutades även bland annat om reglerat tillträde till fjärrvärmenät samt att kostnadsnyttoanalyser ska genomföras inför investeringar i fjärrvärmeproduktionsanläggningar, se nedan.

2.4.1 Reglerat tillträde till fjärrvärmenät

Fjärrvärmemarknaden har traditionellt varit en sluten marknad där det bolag som äger nätet har monopol på distribution av värme över nätet. På liknande sätt som elnäten tidigare avreglerats och öppnats upp för konkurrens beslutade regeringen i mars i år (2014) om lagförändringar som möjliggör för nya aktörer att få tillträde till fjärrvärmenäten. Motiveringen till att ge reglerat tillträde till fjärrvärmenät är att förenkla för industrier och andra aktörer att sälja överskottsvärme till fjärrvärmenät. Genom detta kan fjärrvärmen bli mer energieffektiv, då värme kan utnyttjas som annars skulle kylts bort som industriell spillvärme.

Lagändringen som trädde i kraft den 1 augusti 2014 ger fjärrvärmeföretag en skyldighet att medge reglerat tillträde till fjärrvärmenäten för aktörer som vill mata in prima värme på framledningen¹. Tillträdesrätten gäller dock inte förutsättningslöst, och fjärrvärmeföretaget har möjlighet att neka ett reglerat tillträde om företaget kan visa att det finns risk för att det lider skada genom tillträdet. Med skada avses främst ekonomisk skada, men kan även gälla en driftteknisk skada så att fjärrvärmeföretag ska få lov att neka tillträde till anslutningar som minskar driftsäkerheten. Exempel på ekonomisk skada kan vara kundbortfall på grund av att en ny aktör levererar värme från fossila energislag vilket ger en ändrad miljöprofil för fjärrvärmen. (Hatt & Sandberg, 2014), (Prop. 2013/14:187)

Vid reglerat tillträde ska den aktör som begär tillträde själv betala kostnaden för anslutningen till fjärrvärmenätet. Fjärrvärmeföretaget ska ta emot värme i skälig omfattning från den som får tillträde till rörledningarna och betala ersättning för den inmatade värmen. Tvister om reglerat tillträde prövas av Energimarknadsinspektionen som är tillsynsmyndighet för dessa ärenden.

¹ Värme med sådant tryck och temperatur att det kan matas in på framledningen utan att ytterligare värme eller pumpenergi behövs.

2.4.2 Kostnadsnyttoanalyser vid investeringar

Ytterligare en ny lagförändring är lagen om kostnadsnyttoanalyser vilken trädde i kraft 1 juni 2014. Lagen har införts som en del i genomförandet av EU:s energi-effektiviseringsdirektiv och den ställer krav på att utredningar av potentialen för kraftvärme, fjärrvärme och fjärrkyla samt industriell spillvärme genomförs vid vissa investeringsbeslut.

Enligt lagen ska en kostnadsnyttoanalys som tar hänsyn till utnyttjande av industriell spillvärme genomföras:

- Vid planeringen av ett nytt nät för fjärrvärme eller fjärrkyla.
- Vid planering av fjärrvärmeproduktionsanläggning med en total tillförd effekt på mer än 20 MW inom befintligt fjärrvärme-/fjärrkylanät samt vid omfattande uppgraderingar av en sådan befintlig produktionsanläggning.
- Vid planering av en ny industrianläggning med mer än 20 MW tillförd effekt samt vid omfattande uppgraderingar av en sådan befintlig industri-anläggning.

Dessutom ska en kostnadsnyttoanalys genomföras med avseende på potentialen för kraftvärmeproduktion vid planeringen av en ny termisk elproduktionsanläggning, vilket är mindre relevant för svenska förhållanden. Kostnadsnyttoanalysen ska utföras med i första hand nettonuvärdesmetoden, men även andra metoder får användas. Vid positivt nettonuvärde (då intäkterna överstiger kostnaderna enligt nuvärdesberäkningar) är det rationellt att investeringen görs men det är inget tvång. (Friberg, et al., 2013) (SFS 2014:268)

3 REGIONALA FJÄRRVÄRME-SYSTEM

Ett fjärrvärmesystem består av en eller flera produktionsanläggningar och ett nät för fjärrvärmedistribution, vilket oftast sträcker sig inom stadsgränsen och kallas då ett lokalt fjärrvärmesystem. På vissa håll i landet har fjärrvärmenäten i viss mån dock utvecklats till regionala infrastrukturer genom att fjärrvärmenäten i närliggande orter har kopplats samman genom överföringsledningar, dessa benämns då regionala fjärrvärmesystem.

Det finns naturliga orsaker till att fjärrvärmesystemen vanligen är lokala till sin karaktär i jämförelse med el och gas. Både el och gas produceras ofta långt från de områden där den stora förbrukningen sker och det är därför nödvändigt att överföra energin över stora avstånd. Ofta jämförs dock villkoren för fjärrvärmeverksamhet med de reformerade el- och gasmarknaderna. Likheten mellan energislagen är att respektive produkt (el, gas eller värme) distribueras via stora kapitalintensiva distributionsnät med lång livslängd. Annars framstår dock skillnaderna som fler än likheterna. El- och gasnäten är vanligen stora och integrerade till internationella marknader och produkterna (exklusive biogas) produceras ofta långt från de områden där stor förbrukning sker och det är därför nödvändigt att kunna transportera energin lång väg. Fjärrvärmesystemen är däremot mer lokala då värmen distribueras med vatten som är en inkompressibel vätska som distributionsmedium och distributionen blir därmed mer utrymmeskrävande. (Näringsdepartementet, 2011)

Genom att koppla samman lokala fjärrvärmesystem på närbelägna orter kan dock förbättrade förutsättningar skapas för samkörning och stora produktionsanläggningar med överkapacitet och outnyttjad industriell spillvärme ges möjlighet att användas mer effektivt då ett större värmeunderlag skapas. Detta innebär att anläggningar som används för billig basproduktion kan köras på maximal effekt under en större del av året än vad de tidigare kunnat och sammankopplingen ger möjlighet till rationaliseringsvinster genom att kunna utnyttja de produktionskällor och bränslen som är mest effektiva vid varje tidpunkt samt att optimera reserv- och topplast-resurser. Vidare innebär det att tilltänkta investeringar i de lokala näten inte behöver göras om det redan finns billig och miljövänlig produktion att tillgå i det sammankopplade regionala nätet. Att koppla samman flera fjärrvärmenät medför också en tryggad energiförsörjning och ett robustare system. Sammankopplingar ger även möjlighet till utökade fjärrvärmeleveranser genom att bebyggelse i mindre orter, belägna i anslutning till överföringsledningen, kan anslutas till fjärrvärmesystemet. I de fall det finns presumtiva spillvärmeleverantörer längs överföringsledningen ökar även förutsättningarna för utnyttjande av industriell spillvärme.

Regionala fjärrvärmenät finns idag etablerade på ett antal orter i Sverige, vilka sammanställs i Tabell 1. Det finns även andra typer av fjärrvärmesamarbeten som inte studeras djupare i föreliggande studie, exempelvis där industrier producerar fjärrvärme i egna anläggningar, utan att leveransen är att betrakta som industriell

spillvärme. Exempel på sådana samarbeten är fjärrvärmeleveranserna från Stora Enso Skoghall till fjärrvärmenäten i Hammarö och Karlstad samt leveranserna från Stora Enso Kvarnsveden till fjärrvärmebolaget i Borlänge. Ett annat väl utvecklat samarbetet är det som finns mellan Korsnäs och Gävle Energi som inleddes 2010 genom att de bildade ett gemensamt bolag; Bomhus Energi, i syfte att bygga och driva ett bibränsleeldat kraftvärmeverk vid Korsnäs industriområde. (Näringsdepartementet, 2011)

Sju av de befintliga regionala fjärrvärmesystemen som listas i Tabell 1 har studerats djupare i föreliggande studie och beskrivs närmare i Kapitel 4.

Tabell 1. Etablerade regionala fjärrvärmesystem

Sammankopplade fjärrvärmesystem	Bolag	Studerats djupare i Kap 4
Stora delar av Stockholms fjärrvärmenät	Fortum Värme, Norrenergi, Söderenergi, Södertörn Fjärrvärme, Telge Nät, E.ON Värme	
Linköping – Mjölby – Skänninge	Tekniska Verken i Linköping, Mjölby Svartådalen Energi	Se kap 4
Örebro – Kumla – Hallsberg	E.ON Värme Sverige	Se kap 4
Helsingborg – Landskrona	Öresundskraft, Landskrona Energi	Se kap 4
Helsingborg – Landskrona – Lund (2015)	Öresundskraft, Landskrona Energi, Krafringen	Se kap 4
Lomma – Lund – Eslöv	Krafringen	
Mölnadal – Göteborg	Mölnadal Energi, Göteborg Energi	Se kap 4
Göteborg – Kungälv	Göteborg Energi, Kungälv Energi	Se kap 4
Falun – Borlänge (hösten 2014)	Falu Energi och Vatten, Borlänge Energi	Se kap 4
Malmö – Burlöv – Stora Bernstorp	E.ON Värme Sverige	
Karlstad – Hammarö	Karlstad Energi, Hammarö Energi	
Norrköping – Söderköping	E.ON Värme Sverige	
Bromölla – Sölvesborg	Bromölla Energi och Vatten, Sölvesborg Energi	

Vilka företag och regionala fjärrvärmesystemen som skulle ingå i intervjustudien och därmed analyseras fastställdes i samråd med referensgruppen. Fokus för urvalet var de regionala fjärrvärmenäten i mellanskiktet som idag har en leverans mellan 100 GWh och 2 TWh. Tillsammans med referensgruppen valdes dock att även inkludera fjärrvärmenätet i Göteborg som har större leverans av fjärrvärme, för att på så sätt få med erfarenheter från ett större nät. Vidare valdes urvalet utifrån att inkludera både kommunal- och privatägda nät samt för att få en geografisk spridning. Andra faktorer som också beaktades var produktionsmix och om det fanns industriell spillvärme i nätet.

Förutom de regionala fjärrvärmenäten som studerats djupare i föreliggande studie finns både ett antal mindre regionala fjärrvärmenäten och ett större i Sverige. Det största regionala fjärrvärmenätet i Sverige är idag Stockholms fjärrvärmenät. Systemet är komplext och det är flera aktörer som är involverade, både avseende produktion och distribution. Ett större regionalt fjärrvärmenät existerar även i Köpenhamn där flera

olika parter är involverade. Nedan presenteras hur Stockholms regionala fjärrvärmesystem samt Köpenhamns fjärrvärmesystem är uppbyggda.

3.1 Stockholms fjärrvärmenät

Idag finns två stora regionala fjärrvärmesystem i Stockholmsregionen; det norra nätet och det södra nätet. Det norra nätet består av Fortum Värme norra nät, inklusive Sollentuna, tillsammans med E.ON Värme nät i Järfälla. Det södra nätet består av Fortum Värme centrala och södra nät tillsammans med näten i Södertälje, Botkyrka-Huddinge och Nykvarn, som huvudsakligen försörjs från Söderenergis produktionsanläggningar, samt Norrenergis nät i Solna-Sundbyberg. (Näringsdepartementet, 2011) Tillsammans levererar dessa system cirka 12-14 TWh årligen (Svensk Fjärrvärme, 2013). Utöver dessa två finns det ytterligare ett relativt stort fjärrvärmesystem i Haninge/Tyresö där det årliga värmebehovet uppgår till cirka 0,5 TWh. Nätet ägs av Vattenfall. Vidare finns det ett sammankopplat fjärrvärmenät i Kungsängen/Bro/Bålsta. Dessutom finns det ett antal separata fjärrvärmsystem på orter i Stockholms län, såsom Ekerö, Norrtälje, Nynäshamn, Vaxholm, Täby, Åkersberga, Vallentuna, Gustavsberg, Fisksätra och Österåker. Dessa bedöms dock vara för små eller ligga för långt bort från Stockholm för att en fysisk sammankoppling med något fjärrvärmenät i Stockholm ska komma att aktualiseras (Näringsdepartementet, 2011).

En bidragande orsak till utvecklingen av det regionala fjärrvärmesystemet i Stockholm var samarbetsorganet STOSEB (Stor-Stockholms Energi AB), vars syfte var att kommunerna skulle samarbeta över kommungränserna gällande energifrågor. STOSEB bildades 1978 då NOSEB (Norra Stor-Stockholms Energiaktiebolag) och SÖSEB (Södra Stor-Stockholms Energiaktiebolag) slogs samman. STOSEB ägdes och utvecklades av kommunerna i Stockholms län (dåvarande Stockholm Energi (nuvarande Fortum) ägde 49 procent) och hade redan under 80-talet stora planer på att koppla samman alla fjärrvärmesystem i regionen. STOSEB lades dock ned 2003. (Djuric, et al., 2009), (Magnusson, 2013)

Fortum Värme, som är den dominerande aktören på fjärrvärmemarknaden i Stockholmsregionen, har produktionssamarbete med såväl Söderenergi som med Norrenergi och E.ON Värme. Avtal om produktionssamarbete mellan Fortum Värme och Söderenergi tecknades 1997 och ett nytt samarbetsavtal tecknades 2007 i samband med att Söderenergis produktionsanläggning i Södertälje, Igelstaverket, byggdes ut med ett nytt kraftvärmeblock. Avtalet omfattar samarbete med avseende på gemensam produktionsplanering för det södra fjärrvärmesystemet, informationsutbyte avseende investeringar och ett effektavtal som syftar till att utnyttja tillgänglig kapacitet hos Söderenergi för hela det södra nätet. (Näringsdepartementet, 2011)

Den gemensamma produktionsoptimeringen som är avtalad bygger på att den anläggning i det sammankopplade systemet som i varje driftsituation har lägst produktionskostnad ska användas i första hand. Den driftvinst som sedan uppstår delas lika mellan parterna, där jämförelsen görs mot den driftkostnad som respektive part (Fortum Värme centrala och södra nät respektive Södertörns Fjärrvärme nät i

Huddinge-Botkyrka och Telge Energis fjärrvärmenät i Södertälje) hade haft om systemen körts var för sig. (Näringsdepartementet, 2011)

Fortums värmeutbyte med Norrenergi, mellan Fortums centrala fjärrvärmenät och Norrenergis fjärrvärmenät i Solna-Sundbyberg, och med E.ON Värme mellan Fortums norra fjärrvärmenät och nätet i Järfälla är volymmässigt betydligt mindre. De affärer som sker, görs upp i förhand avseende pris och regleras i efterhand enbart mot levererad volym. (Näringsdepartementet, 2011)

3.2 Köpenhamns fjärrvärmenät

Fjärrvärme har en stark position på den danska värmemarknaden. Den första förbränningsanläggningen som levererade fjärrvärme till delar av Köpenhamn startades 1903, men den mer betydande utvecklingen startade på 1930-talet i samband med moderniseringen av landets elproduktionsanläggningar. (Näringsdepartementet, 2011)

Köpenhamn stad och Köpenhamn Energi var mycket aktiva och drivande vid utvecklingen av fjärrvärmenätet och som en följd av oljekrisen på 1970-talet genomfördes en omfattande planering för värmeförsörjningen som omfattade både kommuner och energibolag. 1984 lanserades Värmeplanen (Varmeplan Kopenhagen) och därefter fastlades en skyldighet att ansluta till fjärrvärmenätet.

I Danmark är fjärrvärme reglerad av en fjärrvärmelag vilket bland annat innebär att ett fjärrvärmebolag inte får göra vinst. Däremot är fjärrvärmeföretagen tillåtna, efter godkännande från regleraren, att spara vinster i fem år för att göra framtida investeringar. Vidare regleras fjärrvärmen bland annat genom en obligatorisk anslutningsplikt och förbud mot elvärme. (Wårell, et al., 2009)

Idag finns mer än 1500 km fjärrvärmeledning i Köpenhamn och fjärrvärmenätet i Köpenhamn är en del av ett större fjärrvärmenät runt regionen kring Köpenhamn som är ett av världens största och äldsta system (Elsman, 2009). I det sammankopplade nätet är tre olika transmissionsföretag verksamma; Centalkommunernas Transmissionselskab (CTR), Vestegnens Kraftvarmeselskab (VEKS) samt Köbenhavns Energie (KE). Köpenhamns fjärrvärmenät karakteriseras av ett producentsamarbete där producerande företag säljer varmvatten till transmissionsföretagen. Detta innebär att fjärrvärmeverken (kraftvärmebolagen, avfallsförbränningsverk, spillvärme etc.) är separerade från transmissions- och distributionsnätverket.

Fem kommuner i Köpenhamnsområdet äger CTR som bildades 1984. CTR köper värmen och transporterar den genom transmissionssystemet till de fem ägarnas kommuner, som i sin tur distribuerar och säljer värmen till slutkund. CTR:s motsvarighet i västra Köpenhamnsregionen, VEKS, transporterar värme till 19 lokala fjärrvärmenät i 11 kommuner. Transmissionsföretagen står för drift, övervakning och underhåll av transmissionsnätet samt äger eller hyr de anläggningar för topplast- och reservproduktion som finns i distributionsnäten. Det främsta syftet med transmissionsföretagen är att använda produktionsresurserna så optimalt som möjligt. Värmeproduktionen för det samlade transmissionsområdet produceras i kraftvärme-

anläggningar, avfallsförbränningsanläggningar och i en försöksanläggning för utvinning av geotermisk värme. Produktionen från avfallsförbränningsanläggningarna är enligt lag prioriterad och ska användas som baslast i de danska fjärrvärmesystemen. (Wårell, et al., 2009), (Elsman, 2009), (Näringsdepartementet, 2011)

Det stora fjärrvärmenätet i Köpenhamn är mycket flexibelt och kan enkelt byta mellan produktionsanläggningar och bränslen. Hela systemet optimeras timme per timme baserat på lägsta kostnad inklusive energiskatter och kostnadskvoten för koldioxidutsläpp. I syfte att sköta optimeringen har en särskild organisation, Varmelast.dk, etablerats i samarbete mellan transmissionsföretagen samt Dong Energy och HOFOR (vilka står för cirka 60 procent av all producerad värme i kraftvärmeverken). HOFOR är sedan 1 januari 2014 ägare till kraftvärmeanläggningen Amagerverk som tidigare ägdes av Vattenfall. Varmelast.dk har till uppgift att planera värmeproduktionen för nästa produktionsdygn i samarbete med producenterna, övervaka driftstatus och utveckla verktygen för lastoptimering samt säkerställa driftdatastatistik. (Näringsdepartementet, 2011)

4 INTERVJUADE BEFINTLIGA REGIONALA FJÄRRVÄRME-SYSTEM

I syfte att djupare kartlägga hinder och drivkrafter för regionala fjärrvärmesystem och vad som krävs för att fler sammankopplingar ska komma till stånd samt för att undersöka hur samarbeten och affärsmodeller kan vara utformade har 12 telefonintervjuer genomförts med aktörer på den svenska marknaden, se Tabell 2. De intervjuade aktörerna har idag, eller kommer inom kort att sammankoppla fjärrvärmenätet till, ett regionalt fjärrvärmesystem.

Tabell 2. Intervjuade representanter för befintliga regionala fjärrvärmesystem

Företag	Intervjuad person	Datum intervju
Tekniska verken i Linköping	Mile Elez	14 mars 2014
Mjölby-Svartådalen Energi	Malin Danckwardt Lillström, Anders Ejhed	12 maj 2014
E.ON Värme	Håkan Björliden	7 april 2014
Öresundskraft	Lars-Inge Persson	19 mars 2014
Landskrona Energi	Johan Holmstedt	28 mars 2014
Krafttringen	Mats Didriksson	19 mars 2014
Mölnadal Energi	Peter Maksinen	21 mars 2014
Göteborg Energi	Lars Larsson	1 april 2014
Kungälv Energi	Hans Larsson, Ola Thorson	27 mars 2014
Falu Energi och Vatten	Bengt Östling	18 mars 2014
Borlänge Energi	Johan Brossberg	18 mars 2014
Grundledningen	Mathias Bjurman	12 mars 2014

Totalt har sju regionala fjärrvärmesystem studerats genom intervjustudien. Dessa fjärrvärmesystem skiljer sig en del avseende exempelvis när de driftsattes (från tidigt 80-tal till planerad driftsättning 2015), hur lång överföringsledningen är samt vilken överföringskapacitet ledningen har och vilken mängd värme som överförs årligen, se Tabell 3. De skiljer sig också avseende ägande av överföringsledningen, hur samarbetet är utformat samt vilken affärsform som används.

Intervjuformuläret, som använts som ledning i intervjuerna, återfinns i Bilaga D.

Tabell 3. Sammanställning över intervjuade aktörer med sammankopplade fjärrvärme

Samman- koppling	Bolag	Initiering	Driftsättning	Km	Överfö- kapaci- teter (MW)
Linköping – Mjölby – Skänninge	Tekniska Verken i Linköping, Mjölby- Svartådalens Energi	1999-2000	2001	28	20
Örebro – Kumla – Hallsberg	E.ON Värme Sverige	Kring 1997	K-H 1999 K-Ö 2000	n/a	40
Helsingborg – Landskrona	Öresundskraft, Landskrona Energi	Början av 2000- talet	2005	16	40
Landskrona – Lund (i drift 2015)	Landskrona Energi, Krafttringen, Öresundskraft	2009-2010	2015	29	60
Mölndal – Göteborg	Mölndal Energi, Göteborg Energi	1980-talet	1980-talet, 2010	n/a	35–
Göteborg – Kungälv	Göteborg Energi, Kungälv Energi	2007	2008	n/a	12 (19 MW hösten
Falun – Borlänge (i drift hösten 2014)	Falu Energi och Vatten, Borlänge Energi	Kring 2004	2015	18,5	30

¹ Svensk Fjärrvärme, 2013

4.1 Linköping – Mjölby

Samarbetet mellan Tekniska verken i Linköping och Mjölby-Svartådalens Energi initierades under 1999/2000, men frågan hade diskuterats även tidigare. Mjölby-Svartådalens Energi övervägde möjligheterna att bygga en halmpanna i Mantorp med ett tillhörande fjärrvärmenät och som ett alternativ till att bygga egen produktionskapacitet undersöktes möjligheten att sammankoppla Mjölby-Svartådalens fjärrvärmenät med fjärrvärmenätet i Linköping. Att bygga ihop fjärrvärmenäten till ett gemensamt regionalt fjärrvärmenät visade sig vara mer ekonomiskt fördelaktigt än att bygga en halmpanna.

Överföringsledningen driftsattes 2001 och är cirka 28 km lång. Värme överförs i ledningen året runt (med undantag för de allra kallaste dagarna).

De främsta samkörningsvinsterna erhålls genom att fjärrvärmeuppbyggnaden hos bolagen är olika, där värmeproduktionen hos Tekniska verken i Linköping främst utgörs av avfallsförbränning och kraftvärmeproduktion medan Mjölby-Svartådalens Energi har hetvattenpanna som eldas med biobränsle. Genom att överföra värme i ledningen kan Tekniska verken i Linköping öka sin drifttid och därmed producera mer el under sommarhalvåret genom kraftvärmeproduktion samtidigt som Mjölby-Svartådalens kan ta sina pannor ur drift delar av året (sommartid). Tidigare hade Tekniska verken ett större kylbehov för att upprätthålla sin elproduktion under sommarhalvåret. Under de allra kallaste dagarna är produktionskostnaderna för baslasten i princip densamma hos båda aktörerna vilket medför att det inte finns någon ekonomisk vinning med att överföra värme mellan parterna. Vilken anläggning som ska producera fjärrvärme och i vilken riktning värmen ska flöda styrs av en gemensam produktionsoptimering, där hela fjärrvärmesystemet ses som ett och samma system.

I samband med sammankopplingen av fjärrvärmenäten kunde nätet även byggas ut mot Mantorp, Sjögestad, Sya och Vikingstad som ligger längs vägen (där flertalet villor konverterade från olja till fjärrvärme).

Det regionala fjärrvärmenätet utgörs av två separata system som separeras genom en värmeväxlare vid Vikingstad. Att systemen separeras via en värmeväxlare beror på att Linköpings fjärrvärmenät är äldre (60 år) och därmed har ett lägre tryck (10 bar) jämfört med den nya överföringsledningen och Mjölbys nät, vilka har ett tryck om 16 bar. Parterna äger överföringsledningen fram till kommungränsen som ligger vid Mantorp och där finns även en mätstation.

Både Tekniska verken i Linköping och Mjölby-Svartådalens Energi har investerat i nya kraftvärmeverk som beräknas att driftsättas under 2016 respektive hösten 2015. Detta kommer att medföra att Mjölby-Svartådalens Energi inte kommer att vara lika beroende av värme från Linköping under vinterhalvåret. Under sommarhalvåret kommer det dock med stor sannolikhet överföras värme från Linköping till Mjölby då Mjölby-Svartådalens Energis nya kraftvärmeverk kommer att eldas med trädbränsle medan Tekniska verken i Linköpings nya anläggning kommer att vara avfallsbaserat och därmed ha billigare baslast. Innan båda parter tog ett investeringsbeslut avseende nya kraftvärmeverk studerades möjligheten att bygga ett gemensamt kraftvärmeverk

som var större och med bättre effektivitet som skulle kunna försörja båda orter med värme. Infrastrukturkostnaderna (väg- och rörinfrastruktur) skulle dock bli för höga och det saknades även tydliga skalfördelar med ett bygga en riktigt stor anläggning. Det var därmed mer ekonomiskt gynnsamt att bolagen investerade i separata anläggningar.

Ingen av aktörerna har några direkta planer på att sammankoppla näten med någon ytterligare aktör. Tekniska verken i Linköping har dock planer på att utveckla näten i staden då de äger en del nät i kransorterna som de planerar att sammankoppla med det centrala nätet framöver. Mjölby-Svartådalens har funderingar på att eventuellt sammankoppla deras nät med en annan ort, men det är fortfarande endast funderingar och det finns inga konkreta planer.

4.2 Hallsberg - Örebro – Kumla

Det regionala fjärrvärmenätet i Hallsberg, Örebro och Kumla ägs av E.ON Värme² och kopplades samman under 1999/2000. Kumlas nät är även sammankopplat med SAKABs anläggning för förbränning av farligt avfall. Bakgrunden till sammankopplingen var bland annat att fjärrvärmeproduktionen i både Kumla och Hallsberg var fossilbaserad samtidigt som biokraftvärmeverket i Örebro hade viss överkapacitet. Genom att koppla samman orterna kunde produktionskostnaden därmed minskas. Detta har bland annat medfört att E.ON kunnat bibehålla en lägre kostnadsutveckling för fjärrvärmekunderna än vad fallet utan ledning troligen varit.

Överföringsledningen är i drift hela året och under sommaren levereras värme i huvudsak från SAKAB i Kumla. Under vinterhalvåret kompletteras basproduktionen från SAKAB med värme från kraftvärmeverket i Örebro.

Fjärrvärmesystemet har värmeväxlare vilket beror på att det är höjdskillnader i nätet. I Hallsberg finns också en ackumulator. Genom en sammankoppling av de lokala fjärrvärmenäten till ett regionalt nät har en stor del fossilt kunnat fasas ut och produktionen styrs idag av gemensam produktionsoptimering från kontrollrummet i Örebro.

Sammankopplingen av orterna har även medfört att nya kunder och områden anslutits. Detta har dock medfört att ledningen blivit underdimensionerad. Under 2004 byggdes ledningen därmed ut med fler pumpstationer och nya ledningar för att klara en större effekt än den ursprungliga ledningen samt för att hantera tryckproblem.

E.ON Värme har inga planer på att sammankoppla det regionala fjärrvärmesystemet i Hallsberg, Örebro och Kumla med någon annan ort.

² Det regionala fjärrvärmenätet i Hallsberg, Örebro och Kumla ägas av E.ON Värme och är det enda regionala fjärrvärmesystemet som inkluderas i föreliggande studie där det är en och samma ägare för hela systemet.

4.3 Helsingborg - Landskrona

Samarbetet mellan Öresundskraft i Helsingborg och Landskrona Energi i Landskrona initierades i början av 2000-talet då Landskrona Energi var i behov av ytterligare produktionskapacitet samtidigt som det fanns överskott av industriell spillvärme i Helsingborg. Avtal mellan parterna slöts dock först några år senare, då beslutsunderlag, framtagande av affärsmodeller etc. var framtagna. Parterna äger i princip 50 procent vardera av ledningen (respektive part äger fram till kommungränsen).

Överföringsledningen driftsattes 2005 och är 16 km lång. Värme levereras i ledningen nästintill hela året, främst från Helsingborg till Landskrona. De främsta samkörningsvinsterna erhålls genom att bolagens produktion kompletterar varandra och de har gemensam produktionsoptimering (som Öresundskraft ansvarar för) som styr produktionsordningen. Under sommaren och vintern levereras i huvudsak värme från Helsingborg till Landskrona, vilket medför att Landskrona Energi kan stänga ned sin produktion under sommarhalvåret. Under höst- och vårsäsong levererar Landskrona Energi i sin tur till Helsingborg. Under de allra kallaste perioderna levereras ingen värme i ledningen då båda bolag har naturgas som spets och det finns då ingen vinst med att leverera värme mellan varandra. Sammankopplingen har inte medfört att nya regioner anslutits till fjärrvärmenätet. Systemet har redan genererat en gemensam vinst om 150 MSEK sedan 2005. Priset hos kund har inte sänkts men däremot har ledningen medfört att de kunnat dämpa en prisökning.

Fjärrvärmesystemet är ett oväxlat system, det vill säga det finns ingen värmeväxlare som delar systemen. Helsingborg ligger dock högre geografisk än Landskrona och Helsingborgs ackumulator står därmed för trycknivån. Det finns även en pumpstation på vardera sida av nätet.

Öresundskraft samt Landskrona håller för närvarande på att sammankoppla deras regionala fjärrvärmesystem med Kraftringens nät i Lund, se Kapitel 4.4. Öresundskraft har även studerat möjligheterna med en överföringsledning mellan Helsingborg och Helsingör. I nuläget saknas dock lönsamhet med en ledning över sundet.

4.4 Helsingborg – Landskrona – Lund

Diskussionerna mellan Kraftringen i Lund, Öresundskraft i Helsingborg samt Landskrona Energi i Landskrona initierades under 2009/2010, där en av anledningarna var att se hur parterna kunde optimera respektive anläggning var för sig samt tillsammans i ett regionalt fjärrvärmenät. Vidare diskuterades hur de framtida spillvärmeleveranserna såg ut i regionen. Under samma period var Kraftringen i en situation där tillståndprocessen med deras nya kraftvärmeverk i Örtofta fick avslag, vilket medförde att de hade två alternativ; (1) söka nytt tillstånd eller (2) se över alternativen med annan värme, det vill säga genom en ledning till ett annat nät. Detta medförde att diskussionerna mellan parterna blev mer konkreta och under maj 2013 skrevs avtal mellan parterna. Kraftringen kommer att äga 50 procent av överföringsledningen medan Landskrona Energi och Öresundskraft tillsammans kommer äga resterande 50 procent.

Ledningen kommer att vara nästan 30 km lång och anläggas från Landskrona Energis kraftvärmeverk till Krafringens kraftvärmeverk i Örtofta. Driftsättningen beräknas till oktober 2015. Ledningen är dimensionerad för att kunna ansluta Kävlinge som ligger längs den tänkta sträckningen. Detta förutsätter dock att Kävlinge kommun vill satsa på fjärrvärme. Fjärrvärmesystemet kommer att vara ett växlat system med en värmeväxlare vid Örtofta för att på så sätt hålla näten separerade och justera tryckhållningen. Värme kommer att flöda i båda riktningarna och produktionsordningen för systemets anläggningar kommer att styras från en gemensam produktionsoptimering där ansvaret för optimeringen kommer att växlas årsvis mellan parterna.

Genom att koppla samman fjärrvärmenäten till ett regionalt fjärrvärmesystem, från Helsingborg till Lund via Landskrona, kommer ett robustare fjärrvärmesystem erhållas med ökat nyttjande av industriell spillvärme, avfallsförbränning i Helsingborg, biobränsleförbränning i Lund och PTP-anläggning (papper, trä, plats) i Landskrona. Detta kommer medföra att dyrare fjärrvärmeproduktion kan trängas undan till fördel för mer industriell spillvärme och ökad elproduktion. Koldioxidutsläppen uppskattas reduceras med cirka 26 000 ton årligen.

4.5 Göteborg – Mölndal

Samarbetet mellan Göteborg Energi och Mölndal Energi initierades redan under 80-talet. Idag finns två fjärrvärmesammankopplingar mellan orterna. En i Krokslätt (från 80-talet) och en i Eklanda som driftsattes 2010. Bakgrunden till att näten sammankopplades även vid Eklanda var att Mölndal Energi hade viss överkapacitet i sitt nya biokraftvärmeverk som driftsattes 2009, samtidigt som Göteborg hade visst underskott.

Respektive part äger ledningarna fram till kommungränsen. Sammankopplingen mellan fjärrvärmenäten medförde inte att nya områden kunde anslutas, vilket främst beror på att fjärrvärmen redan var relativt utbyggt fram till kommungränserna.

Under sommaren levererar Göteborg Energi industriell spillvärme till Mölndals nät medan Mölndal Energi under resterande månader levererar värme till Göteborg. Hur flödet av värme går bestäms av det ekonomiska flödet, det vill säga vilket bolag som har den billigaste produktionen. Parterna har dock ingen gemensam produktionsoptimering utan utbytet/handeln mellan dem styrs genom en daglig handelsprognos.

Sammankopplingen mellan Göteborg och Mölndal har medfört att andelen biobränsle och elproduktionen har ökat väsentligt samtidigt som en större andel industriell spillvärme kan nyttjas.

Det regionala fjärrvärmesystemet är ett oväxlat system där Göteborg Energi står för tryckhållning och vattenförsörjning. Systemet har ett avräkningssystem.

Ingen av parterna har planer på att sammankoppla fjärrvärmenäten med någon annan ort. Göteborg Energi har bland annat sammankopplat sitt fjärrvärmenät med Kungälv (se Kapitel 4.6) samt kopplat ihop näten som drivs av Partille Energi (Göteborg Energi äger 50 procent) och Ale Energi (Göteborg Energi äger 91 procent)

med nätet i Göteborg. Mölndal Energi har utrett en potentiell sammankoppling med Kungsbacka, men i nuläget finns inga ekonomiska förutsättningar.

4.6 Kungälv – Göteborg

Samarbetet mellan Göteborg Energi och Kungälv Energi initierades 2007 av Kungälv Energi då de byggde ut sitt fjärrvärmenät och därmed var i behov av ökad kapacitet. Samtidigt planerade Göteborg Energi att utöka sitt fjärrvärmenät mot Ale kommun, vilket medförde att avståndet mellan Göteborg Energis nät och Kungälv Energis nät kortades, och en sammankoppling blev därmed aktuell.

Ledningen driftsattes 2008 och värme flödar i huvudsak från Göteborg till Kungälv, främst under sommarmånaderna (maj – september) då industriell spillvärme levereras. Det går dock att ändra riktningen på värmeflödet om det skulle uppstå ett behov från Göteborg. Idag sker dock handel mellan bolagen utifrån framtagna avtal, där samarbetet är utformat så att Kungälv Energi i princip är en större fjärrvärmekund och Göteborg Energi en fjärrvärmeleverantör. Fjärrvärmenäten ägs av respektive part fram till kommungränsen och näten är skilda genom en värmeväxlare precis vid kommungränsen i Kungälv. Sammankopplingen har inte medfört att nya områden har kunnat anslutas. Däremot har sammankopplingen medfört att Kungälv Energi kan stänga ned sin fjärrvärmeproduktion under sommarhalvåret vilket därmed medför att användningen av dyrare bränslen minskat och spillvärmeanvändningen ökat. Samtidigt förenklas underhållsperioderna och driften av Kungälv Energis panna eftersom de nu kan genomföra service på anläggningen när den är ur drift. Koldioxidutsläppen uppskattas ha reducerats med 5800 ton.

Ingen av parterna har några planer på att sammankoppla fjärrvärmenäten med annan aktör. Däremot har Kungälv Energi tagit fram en idéskiss gällande en sammankoppling med Stenungsunds kemiindustri. Detta är dock inga konkreta planer utan endast på idébasis.

4.7 Falun - Borlänge

Samarbetet mellan Falu Energi och Vatten samt Borlänge Energi avseende en fjärrvärmeledning startade under 2012. En gemensam dricksvattentäckt skulle byggas där städerna därmed skulle sammankopplas med en vattenledning. I samband med detta beslutades att även anlägga en fjärrvärmeledning då beräkningar och studier påvisade ekonomisk lönsamhet med att sammankoppla fjärrvärmenäten. Dessutom påvisades samordningsvinster med att anlägga fjärrvärmeledningen samtidigt med vattenledningen som reducerade totala anläggningskostnaden med cirka 15 procent. Frågan om att anlägga en fjärrvärmeledning mellan Falun och Borlänge har varit aktuell flera gånger tidigare och under 2004, i samband med större ny- och reinvesteringar, genomfördes en förstudie. Förstudien visade dock att lönsamhet saknades och separata produktionsanläggningar byggdes istället.

Överföringsledningen beräknas driftsättas under hösten 2014 och uppskattas bli drygt 18 km. De främsta samkörningsvinsterna kommer att erhålls genom att fjärrvärmeuppbyggnaden hos bolagen är olika, då Borlänge Energis fjärrvärme-

produktion främst utgörs av industriell spillvärme från Stora Enso Kvarnsveden och SSAB samt avfallsförbränning medan Falu Energi och Vattens produktion främst utgörs av biokraftvärme. I det inledande skedet finns det inga planer på att nyanslutna nya områden längs sträckningen, då ekonomisk lönsamhet saknas, men det kan komma att bli aktuellt i framtiden.

Företagen har tillsammans startat ett handelsbolag, Grundledningen, som äger överföringsledningen. Värme kommer att flöda i båda riktningar, där det under sommarhalvåret i huvudsak kommer att gå från Borlänge till Falun medan det under vår och höst kommer att flöda från Falun till Borlänge. Under de kallaste dagarna ($> -10^{\circ}\text{C}$) kommer inga större volymer värme flöda i ledningen då bolagens rörliga produktionskostnader för topplasten är likvärdiga. Vilken produktionsordning som kommer att väljas kommer att styras genom en gemensam driftoptimering där billigaste produktionsanläggning kommer att köras först. Inom en viss framtid kommer troligen investeringar i produktionen behövas, vilket bolagen planerar att genomföra tillsammans via handelsbolaget. Detta skulle då innebära en ytterligare större driftnytta med ledningen.

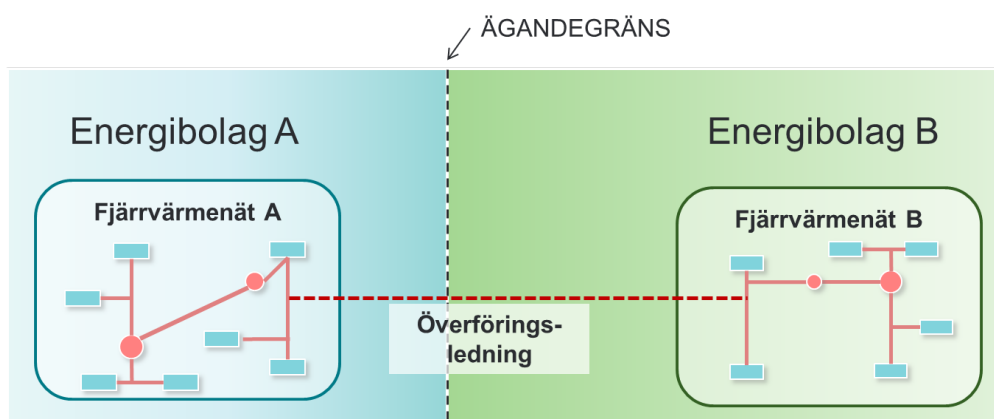
Fjärrvärmenäten kommer vara sammankopplade i ett oväxlat system. För att överföra värme i ledningen har två tryckstegringsstationer byggts vilka även används för att kompensera för höjdskillnad mellan de två ackumulatorerna (en i varje nät) på respektive ort.

4.8 Samarbets- och ägandeformer

Samarbetsformer och ägande för de regionala fjärrvärmesystemen varierar bland de intervjuade och kan delas in som:

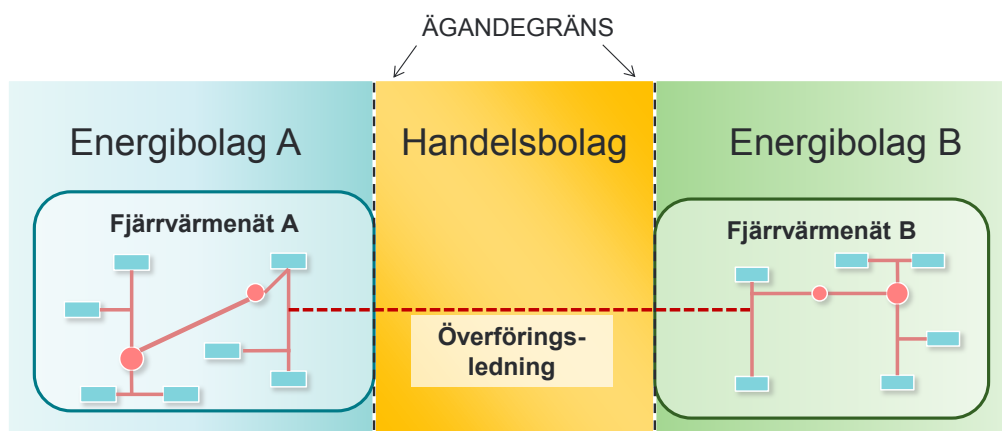
- Enskilt ägande fram till en specifik punkt
- Gemensamt ägt handelsbolag eller aktiebolag
- Delat ägande av ledningen (50/50)

Den absolut vanligaste samarbetsformen är att fjärrvärmebolagen äger överföringsledningen fram till en specifik punkt (oftast kommungränsen), där den andra parten tar vid ägandet, se Figur 2. Samarbetet regleras vanligen genom avtal där det ofta finns vissa skyldigheter om att leverera en viss värmeleverans. För de flesta system finns en tydlig driftregleringsgräns för vem som ansvarar för drift och underhåll samt tryckhållning och vattenförsörjning. För ett fåtal samarbeten (med oväxlat system) är det dock en part som står för tryckhållning och vattenförsörjning.



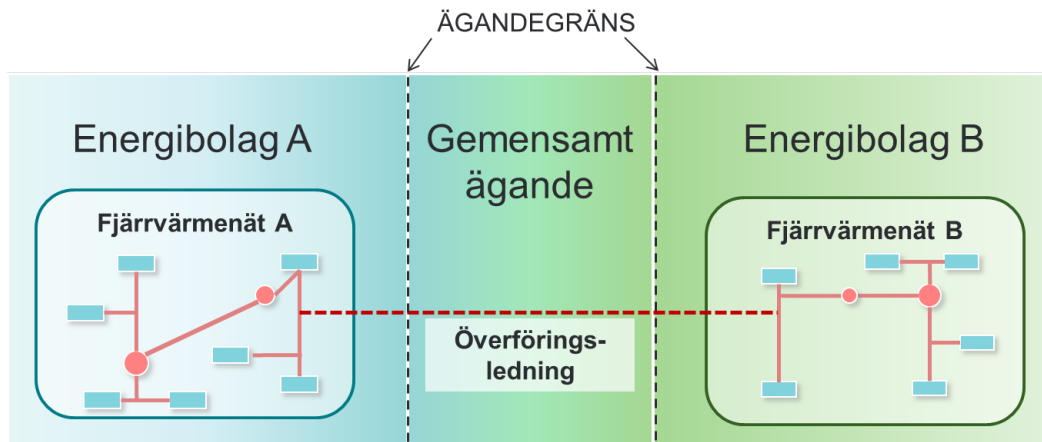
Figur 2. Enskilt ägande, där överföringsledningen ägs av en part fram till en viss punkt där den andra parten tar vid.

Ett av de intervjuade samarbetena, mellan Falu Energi och Vatten och Borlänge Energi, har bildat ett gemensamt handelsbolag Grundledningen, där Grundledningen äger överföringsledningen, se Figur 3.



Figur 3. Gemensamt ägt handelsbolag, där av överföringsledningen ägs av handelsbolaget från en bestämd punkt till en annan bestämd punkt. Handelsbolaget i sin tur ägs av Energibolag A och Energibolag B.

En annan ägandeform av ledningen är delat ägande där parterna äger 50 procent vardera av ledningen. Detta är fallet med den kommande överföringsledningen mellan Lund, Landskrona och Helsingborg, där Krafringen kommer att äga 50 procent av ledningen och Landskrona Energi och Öresundskraft tillsammans kommer äga resterande 50 procent, se Figur 4.



Figur 4. Gemensamt ägande där överföringsledningen ägs av båda parter från en bestämd punkt till en annan.

Ytterligare en ägandeform, utöver de tre som nämnts ovan, är potentiellt möjlig där en tredje part (inte fjärrvärmeproducenterna) äger ledningen. Detta är dock ingen ägandeform som framkommit under intervjuerna eller som befintliga regionala fjärrvärmenät använder sig av i nuläget.

4.9 Affärsmodeller

Fem av de sju intervjuade fjärrvärmeklustren har idag gemensam ekonomisk produktionsoptimering för hela fjärrvärmesystemet där optimeringen styr anläggningarnas produktionsordning. Hur affärsupplägget och affärsmodellen utformats varierar dock något mellan de intervjuade aktörerna.

Parterna som har ett gemensamt handelsbolag har tagit fram ett affärsupplägg där handelsbolaget optimerar produktionen utifrån att den billigaste produktionen får producera. Det bolag som köper värmen som överförs i nätet betalar ett alternativkostnadspris för värmen till handelsbolaget. Priset baseras på kostnaden bolaget skulle ha haft om ledningen inte existerat. Det bolag som producerar värmen får sedan täckning för sina faktiska kostnader för värmeleveransen. Överskottet som kvarstår i handelsbolaget går sedan till kostnader för exempelvis vatten, pumpenergi, löner etc. Det som kvarstår (samordningsvinsten) i handelsbolaget när alla kostnader är betalda delas lika mellan handelsbolagets ägare. Avfallets mottagningsavgift, elintäkter samt elcertifikat inkluderas i kalkylen och krediteras i modellen. Utsläppsrätter inkluderas dock inte. Genom att affärsupplägget är utformat på följande sätt är det enligt aktörerna allas intresse att hitta så låga kostnader som möjligt i systemet, då det blir den bästa och gynnsammaste lösningen för alla.

De övriga bolagen med gemensam produktionsoptimering har utformat affärsupplägget på liknande sätt, där den uppkomna driftnyttan (d.v.s. det verkliga utfallet jämfört med om det inte funnits någon ledning) delas lika (50/50) mellan bolagen

alternativt att driftnyttan fördelas utifrån respektive bolags nytta. I de flesta fallen är det endast de rörliga kostnaderna som ingår i det optimerade systemet.

Två av de intervjuade fjärrvärmeklustren har inte gemensam produktionsoptimering utan har löst affärsupplägget genom olika avtal. I ett kluster fungerar samarbetet mer som vanliga kunder med ett marknadsavtal, där de kommit överens om ett sommar- och ett vinterpris med en fast och en rörlig avgift utan vinstdelning. I avtalet regleras även vilken mängd värmeeffekt som ena parten ska tillhandahålla. I det andra klustret har parterna löst affärsupplägget genom att i avtal reglera hur kostnader ska fördelas, hur ersättningen ska se ut och hur samarbetet ska ske. Parterna har daglig kontakt med varandra och skickar dagligen en handelsprognos som styr utbytet. Vilken värme som säljs och i vilken riktning bokförs på timbasis i en handelsdagbok. Handelsutbytet bygger på marginalprissättning där differensen mellan marginalpriserna i systemet delas mellan parterna.

Det som varit tydligt i intervjuerna är att gemensam produktionsoptimering skapar förutsättningar för gynnsamma samarbeten och ger en transparens i samarbetet. Genom gemensam produktionsoptimering, optimeras det regionala fjärrvärmesystemet som ett enda stort gemensamt nät där systemets totala maximala nytta på så sätt kan erhållas. I regionala fjärrvärmesamarbeten där det saknas gemensam produktionsoptimering (exempelvis i Göteborgsregionen som är ett komplext system med många involverade parter) och där det saknas transparens mellan parterna finns det en risk att det skapas misstänksamhet och missnöje mellan parterna, vilket inte gynnar ett långsiktigt samarbete. Vidare finns det en risk att det regionala fjärrvärmesystemets resurseffektivitet inte utnyttjas maximalt.

4.10 Miljöaspekter

En fördel med sammankopplade regionala fjärrvärmesystem är att befintliga produktionsanläggningar kan nyttjas mer effektivt och att behovet av spetslastanläggningar kan minskas. Detta innebär att andelen fossila bränslen som oftast är dyra att eldas kan minskas och därmed kan växthusgaseffekterna reduceras. Vidare, genom att anläggningarna används mer effektivt samtidigt som andelen industriell spillvärme och avfall ökar kan primärenergianvändningen minskas.

Vilken effekt sammankopplingarna av fjärrvärmenät enligt ovan gett är dock oklart då aktörerna i många fall inte har beräkningar på detta tillgängligt. Det är dock tydligt att utsläppen av växthusgaser reducerats och att primärenergianvändningen minskat. Exempelvis kommer koldioxidutsläppen att reduceras med cirka 26 000 ton per år genom överföringsledningen mellan Lund, Landskrona och Helsingborg. Kungälv Energi uppger att deras reduktion uppgår till cirka 5 800 ton koldioxid årligen. Vidare anger de flesta att mer industriell spillvärme har kunnat nyttjats genom ledningarna samtidigt som en stor andel fossilt kunnat fasats ut, och på så sätt har primärenergianvändningen minskat.

4.11 Andra viktiga aspekter som framkommit under intervjuerna

Genom att sammankoppla lokala fjärrvärmenät till större regionala system kan fler synergieffekter än enbart ökad ekonomisk lönsamhet och reducerade koldioxidutsläpp uppnås. Aktörerna som intervjuats har bland annat nämnt synergieffekter som;

- Minskat ny- och reinvesteringsbehov
- Gemensam driftövervakning och bränsleinköp
- Kompetensutbyte mellan bolagen
- Gemensam semesterplanering
- Tryggad långsiktig produktionskostnad
- Utökat samarbete avseende beredskap och försörjningstrygghet
- Totalt mindre installerad effekt på grund av riskavlastning för störningar

Aktörerna har bland annat nämnt att de produktionsoptimerar tillsammans och på så sätt kan dra fördel av ledningen maximalt. Vidare nämns att genom sammankopplingen kan delar av produktionen stängas av periodvis vilket underlättar vid revisioner och semesterplaneringar. Andra synergieffekter som nämns är gemensamt bränsleinköp, gemensam driftövervakning, kompetensutbyte mellan bolagen och gemensam semesterplanering. En sammankoppling av fjärrvärmenäten har även medfört att aktörerna inte behövt ny- och reinvestera i samma omfattning som utan ledningen och samtidigt tryggar ledningen produktionskostnaden långsiktigt. Detta medför att aktörerna kunnat hålla lägre prisökningar ut mot kund jämfört med hur det annars hade varit utan en ledning.

En viktig reflektion från intervjuerna är att för att samarbetena avseende en sammankoppling ska komma till stånd och vara framgångsrika, måste alla parter vara medvetna om att det inte går att uppnå millimeterrättvisa. Det är därmed viktigt att se det regionala fjärrvärmesystemet som ett och samma system, där syftet är att maximera den totala gemensamma nyttan. För att kunna maximera den totala nyttan med systemen har det även understrukits att det är viktigt med en bra dialog mellan kontrollrummen och att alla inblandade parter kommunicerar med varandra.

5 DRIVKRAFTER & HINDER

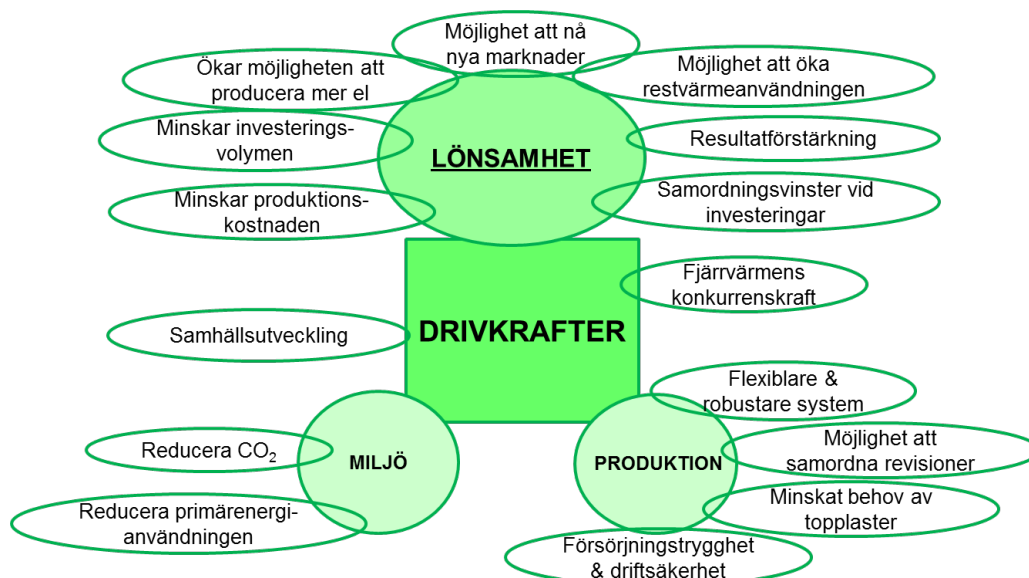
Under föreliggande studie har ett flertal drivkrafter och hinder för regionala fjärrvärmesystem och för att fler ska komma till stånd identifierats. Drivkrafterna och hindren har identifierats från litteraturen, enkätstudien (se Kapitel 1.3.1) samt från intervjustudien med de befintliga regionala fjärrvärmesystemen (se Kapitel 1.3.3 och Kapitel 4). Baserat på intervjuerna och litteraturen samt på analys av författarna har även ett antal faktorer som krävs för att fler sammankopplingar ska komma till stånd identifierats.

5.1 Drivkrafter för fler regionala fjärrvärmesystem

De mest framträdande drivkrafterna för att sammankoppla lokala fjärrvärmenät till ett större regionalt fjärrvärmenät kan kategoriseras inom tre huvudområden;

1. Lönsamhet
2. Produktion
3. Miljö

Inom respektive område finns det även ett antal undergrupper med ytterligare drivkrafter för regionala fjärrvärmesystem, se Figur 5.



Figur 5. Drivkrafter för regionala fjärrvärmesystem kan delas in i grupperna lönsamhet, miljö och produktion, där ekonomisk lönsamhet är den främsta drivkraften.

5.1.1 Lönsamhet – den främsta drivkraften

Den främsta drivkraften för fler regionala fjärrvärmesamarbeten är ekonomisk lönsamhet då ekonomisk lönsamhet är en förutsättning för att en sammankoppling ska realiseras. Koppat till den ekonomiska drivkraften finns ett stort antal drivkrafter som påverkar det ekonomiska utfallet. Genom att koppla samman två lokala fjärrvärmenät med olika produktionsresurser till ett regionalt nät kan det sammanslagna systemet optimeras så att de effektivaste och billigaste produktionsanläggningarna används i större grad vilket ger möjligheter till rationaliseringsvinster och därmed en resultatförstärkning i den ekonomiska resultatredovisningen. Detta kan innebära att en befintlig spillvärmeleverantör kan utöka spillvärmeleveranserna genom att tränga undan dyrare produktion i det nät som eventuellt inte hade industriell spillvärme innan sammanslagningen, förutsatt att spillvärmeleverantören har mer kapacitet att leverera än innan sammanslagningen. Dessutom kan en sammankoppling av fjärrvärmenäten möjliggöra att en spillvärmeleverantör längs den tänkta sträckningen kan anslutas, vilket i sin tur påverkar produktionskostnaden. Vidare kan en sammankoppling möjliggöra ökad elproduktion (i de fall det finns ett eller flera kraftvärmeverk i nätet).

En sammankoppling av två lokala fjärrvärmenät till ett större regionalt fjärrvärmenät ger även möjlighet till utökade fjärrvärmeleveranser genom att bebyggelser i mindre orter belägna i anslutning till överföringsledningen kan anslutas till fjärrvärmesystemet. Det kan då handla om små samhällen med så små värmeunderlag att de inte kommit i åtanke för fjärrvärmeutbyggnad eller att det tidigare inte funnits ekonomi för att ansluta dem. Vidare, en sammankoppling av näten medför även att investeringsvolymen kan minskas, då en sammankoppling kan medföra att ny- eller reinvesteringar inte behöver genomföras i den takt som annars hade krävts för att tillgodose värmebehovet, och därmed är det en drivkraft för en sammankoppling.

5.1.2 Produktion - Sammankoppling möjliggör flexibla och robusta system

En annan viktig drivkraft, som indirekt även påverkar det ekonomiska utfallet, kan kategoriseras som produktion. Genom en sammankoppling av två nät kan ett flexibla och robusta system erhållas vilket möjliggör en ökad försörjningstrygghet och driftsäkerhet samtidigt som det minskar riskutsättningen för snabba förändringar av bränslepriser och skatter.

Ett regionalt fjärrvärmesystem där flera parter är inblandade möjliggör också att revisioner och personalplanering kan samordnas, vilket även påverkar det ekonomiska utfallet. Dessa aspekter kan vara svåra att sätta ett värde på i en lönsamhetsbedömning, men det är viktigt att ta detta i beaktande vid lönsamhetsbedömningen.

5.1.3 Miljö - Minskade koldioxidutsläpp och primärenergi-användning

Vidare medför en sammankoppling att behovet av topplaster minskar då mer effektiva produktionsanläggningar kan användas. Genom att använda mer effektiva produktionsanläggningar och därmed minska behovet av topplaster, som i många fall utgörs av anläggningar som nyttjar fossila bränslen, kan också koldioxidutsläppen och primärenergianvändningen reduceras. Därmed kan andra viktiga drivkrafter för en sammanslagning kategoriseras inom miljö och minskad miljöpåverkan.

5.1.4 Sammankoppling stärker fjärrvärmens konkurrenskraft

Andra drivkrafter för regionala fjärrvärmesystem som identifierats är att bevara fjärrvärmens konkurrenskraft samt regional samhällsutveckling. Fjärrvärmemarknaden står inför ett antal utmaningar där konkurrensen från andra alternativa uppvärmningstekniker ökar, främst värmepumpar, och där värmeunderlaget minskar till följd av energieffektiviseringar i lokaler och bostäder. Detta medför att fjärrvärmeaktörerna måste effektivisera och optimera sina produktionssystem och en sammanslagning med ett närliggande fjärrvärmenät är en form av effektivisering, där systemet kan optimeras efter billigast och effektivast värmeproduktion.

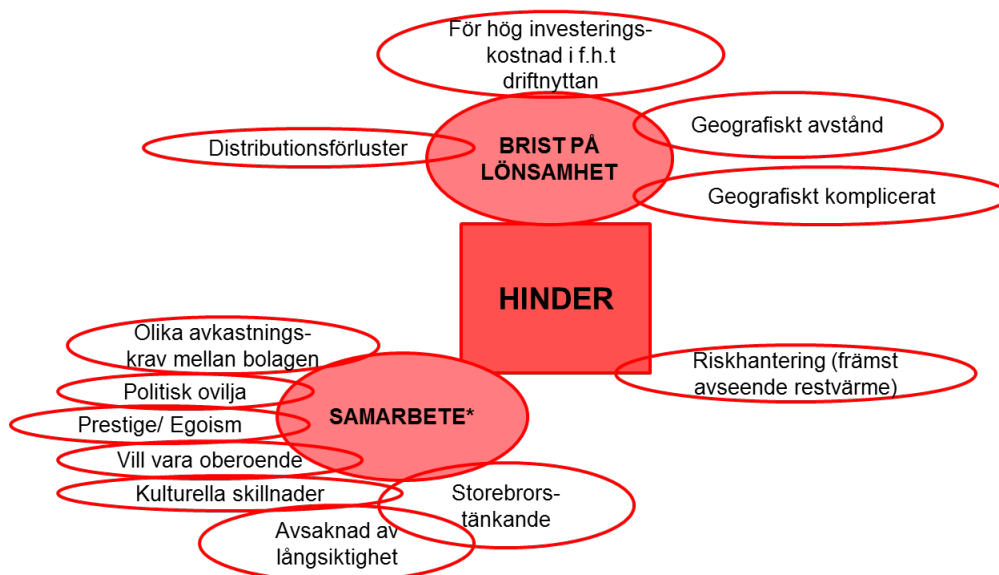
Sammansfattningsvis, den främsta drivkraften är i huvudsak ekonomisk lönsamhet. Kan inte en överföringsledning uppvisa ekonomisk lönsamhet är det svårt att motivera en investering i en sammankoppling trots eventuella miljö- och produktionsfördelar. Miljö- och produktionsfördelarna som kan uppnås, påverkar dock det ekonomiska utfallet (genom exempelvis miljömässigt motiverade styrmedel) och kan på så sätt medföra att sammankopplingen blir ekonomisk lönsam.

5.2 Hinder för fler regionala fjärrvärmesystem

De mest framträdande hindren för att sammankoppla lokala fjärrvärmenät till ett större regionalt fjärrvärmenät kan kategoriseras inom två huvudområden;

1. Brist på lönsamhet
2. Samarbete

Inom områdena brist på lönsamhet och samarbete finns det även ett antal undergrupper med ytterligare hinder för regionala fjärrvärmesystem, se Figur 6.



Figur 6. Hinder för regionala fjärrvärmesystem kan delas in i brist på lönsamhet samt samarbete. *Vid sammankoppling av bolagets egna nät är inte samarbetsaspekterna något hinder.

5.2.1 Brist på lönsamhet - det största hindret

På samma sätt som möjlighet till ekonomisk lönsamhet är den främsta drivkraften för att en sammankoppling av fjärrvärmenäten ska komma till stånd, är också avsaknad av ekonomisk lönsamhet det största hindret. Ekonomisk lönsamhet är därmed en förutsättning för att en sammankoppling ska komma till stånd. Hinder kopplat till utebliven ekonomisk lönsamhet kan vara att investeringskostnaden för överföringsledningen är för hög i förhållande till den eventuella årliga driftnyttan (minskade produktionskostnader genom sammanslagningen), vilket i sin tur kan bero på att avståndet mellan de lokala näten är för långt i förhållande till potentiell överförd värmemängd. Att investeringskostnaden blir för hög för att lönsamhet ska uppnås kan också bero på att det finns tekniska hinder, exempelvis geografiskt komplicerad sträckning, vilket ger en fördyrande läggning av ledningen. Ju längre avstånd mellan näten desto större blir distributionsförlusterna vilket också påverkar den ekonomiska lönsamheten. Förlusterna är i princip proportionella mot ledningens temperatur och yta och således oberoende av hur mycket energi som transporteras i ledningen. Långa överföringsledningar innebär därmed ökade sammanlagda årliga värmeförluster, vilket utgör en ekonomisk gräns för hur lång ledning som är ekonomiskt försvarbar att bygga. Den ekonomiska gränsen beror på skillnaden mellan produktionskostnaden för värmen som avges från ledningen genom förlusterna och kostnaden för den värme som ersätts genom att ledningen byggs. Under antaganden om att den värme som avges från ledningen produceras med industriell spillvärme eller avfallsbaserad kraftvärme och att den värme som ersätts är biobränslebaserad kraftvärmeverk ligger begränsningen kring tre till fem mil (Näringsdepartementet, 2011). Vid bedömning av ekonomisk lönsamhet avseende en fjärrvärmesammankoppling bör även aspekter som

tryggad energiförsörjning, ökad redundans, riskspridning och andra synergieffekter beaktas. Dessa aspekter skapar ett värde med sammankopplingen som är svårt att värdera i ekonomiska termer men bör ställas i relation till investeringskostnaden och driftnyttan med sammankopplingen.

5.2.2 Samarbetet - Viktigt för att sammankopplingen ska realiseras

Erhålls ekonomisk lönsamhet så finns det ändå möjliga hinder som kan ha stor betydelse för om sammankopplingen realiseras eller inte, vilka alla kan kategoriseras inom gruppen samarbete. Dessa hinder är kopplade till om de lokala fjärrvärmenäten som ska sammankopplas har olika ägare. Samarbetshindren kan exempelvis uppstå då det är stora kulturella skillnader mellan bolagen, då storleken på bolagen markant skiljer sig eller då det ena företaget har privata ägare medan det andra exempelvis är kommunalägt. Exempelvis kan eventuellt ett bolag värdera samhällsaspekter som minskad miljöpåverkan högre än vad ett annat bolag har råd med och därmed tillåta längre återbetalningstider än vad det andra bolaget kan. Det kan också finnas en ovilja att samarbeta hos bolagen då ett samarbete innebär ett slags beroende till ett annat bolag och det kan då upplevas som att kontrollen förloras över värmeproduktionen och kunderna. För kommunalägda bolag kan det också finnas en önskan från ägarna att säkerställa att arbetstillfällena bevaras inom kommunen. För att undvika att samarbetshinder stoppar en eventuell sammankoppling av lokala fjärrvärmenät till ett regionalt nät är det därmed viktigt att bolagen kommunicerar med varandra och tillsammans sätter upp gemensamma mål och en viljeinriktning. Att ta hjälp av en oberoende tredje part kan underlätta vid framtagande av relevant samsarbetsform och för utformningen av avtalet.

5.2.3 Riskhantering - Viktigt med affärsmodeller som sprider risk och är gynnsamma för alla parter

Som nämns under kapitel 5.1 är en drivkraft för en sammankoppling av fjärrvärmenäten att mer industriell spillvärme kan användas, och även att spillvärmeleverantörer som tidigare inte levererat spillvärme nu eventuellt kan anslutas till överföringsledningen. På samma sätt som detta är en drivkraft kan det utgöra ett hinder för samarbetet och överföringsledningen. Ju fler parter som är involverade desto mer komplext blir samarbetet och utformandet av avtalet med tillhörande affärsupplägg. Dessutom anser fler fjärrvärmebolag att det finns en viss risk med att ingå samarbete med industrier (leverantörer av spillvärme) då dess framtid styrs av andra faktorer än efterfrågan av fjärrvärme och att det därmed finns en risk att spillvärmeleveranserna uteblir framöver. Det är härmed oerhört viktigt att hitta affärsmodeller där den här typen av risk hanteras och där alla involverade parter känner att affärsmodellen och samarbetet är gynnsamt för alla inblandade.

5.3 Vad krävs för att fler sammankopplingar ska komma tillstånd

Under föreliggande studie har det framkommit att det finns flera drivkrafter för regionala fjärrvärmesystem vilka kan kategoriseras som (1) Lönsamhet, (2) Produktion samt (3) Miljö. Trots de potentiella fördelarna med regionala fjärrvärmesystem och de drivkrafter som identifierats, finns det hinder som måste övervinnas för att sammankopplingarna ska komma tillstånd. Dessa hinder kan kategoriseras som (1) Brist på lönsamhet och (2) Samarbete. För att fler sammankopplingar ska realiseras finns det därmed ett antal förutsättningar som krävs. De främsta förutsättningarna som kan kopplas till vad som krävs för att fler sammankopplingar ska realiseras kan kategoriseras inom (se Figur 7):

1. Lönsamhet
2. Samarbete
3. Omvärldsfaktorer

Som kan ses i Figur 7, är många faktorer desamma som de som presenteras under kapitlen om drivkrafter (Kapitel 5.1) och hinder (Kapitel 5.2). Detta beror på att drivkrafterna måste vara tillräckligt starka och hindren övervinnas för att fler sammankopplingar ska realiseras.



Figur 7. Faktorer som krävs för att fler sammankopplingar ska realiseras. * Vid sammankoppling av bolagets egna nät är inte samarbetsaspekterna något hinder.

5.3.1 Omvärldsfaktorer – Fjärrvärmemarknaden står under förändring

Fjärrvärmemarknaden i Sverige står under förändring och påverkas starkt av förutsättningarna inom landet såväl som förändringar i omvärlden. Värmebehovet hos befintliga kunder minskar då bostäder och lokaler energieffektiviseras och alternativa uppvärmningstekniker såsom värmepumpar ger en mer konkurrensutsatt marknad. Dessutom stramas regler för miljöpåverkan och resursförbrukning i energisystemet åt vilket ställer allt högre krav på fjärrvärmens utformning. Dessa omvärldsfaktorer kräver delvis nytänkande från branschens aktörer, där ett sätt att effektivisera fjärrvärmesystemet är som tidigare nämnts att koppla samman lokala fjärrvärmenät till större regionala nät.

5.3.2 Lönsamhet - Sammankoppling kan minska investeringsvolymen

För att nya sammankopplingar ska realiseras måste dock ekonomisk lönsamhet uppnås, där den årliga ekonomiska driftnyttan (vinsten) med sammankopplingen medför ett högre investeringsutrymme än den totala investeringskostnaden. En hög ekonomisk driftnytta kan komma av stora skillnader i produktionskostnaden mellan näten, möjlighet att exempelvis öka utnyttjningstiden för anläggningar med låg produktionskostnad, möjlighet att öka elproduktionen samt av andra samordningsvinster. Om produktionsstrukturen på närliggande orter däremot är likartad är produktionskostnaderna med stor sannolikhet i princip lika, och därmed kommer det med stor sannolikhet vara svårt att ekonomiskt motivera en investering i en ledning.

Andra faktorer som påverkar möjligheten till att uppnå ekonomisk lönsamhet med en sammankoppling är om någon av parterna står in för ny- eller reinvesteringar. Inför en ny- eller reinvestering är det alltid relevant att utreda vilket alternativ som ger bäst lönsamhet (oavsett om det är investeringar i en produktionsanläggning eller i en sammankoppling av nät). En fjärrvärmesammankoppling skulle därmed kunna medföra att investeringsvolymen kan minskas om den andra parten har tillgänglig kapacitet och det kan då finns incitament till en sammankoppling. Andra aspekter som påverkar lönsamheten är om det finns tillgång till värme med låga kostnader, exempelvis om det finns möjlighet att nyttja mer industriell spillvärme. För att lönsamhet ska uppnås måste det även vara rimligt avstånd mellan näten i förhållande till potentiell överförd värme mängd.

5.3.3 Samarbete - Vilja att samarbeta med syftet att maximera den totala gemensamma nyttan

Även om beräkningar visar att det går att erhålla ekonomisk lönsamhet med en sammankoppling av två lokala nät är det inte givet att investeringen realiseras då det finns som nämns tidigare (se Kapitel 5.2) möjliga hinder som kan ha stor betydelse för om sammankopplingen realiseras eller inte. Dessa hinder kan kategoriseras inom gruppen samarbete och förekommer endast i de fall då näten ägs av olika bolag. Det krävs därför att de parter som diskuterar en potentiell sammankoppling av fjärrvärme-

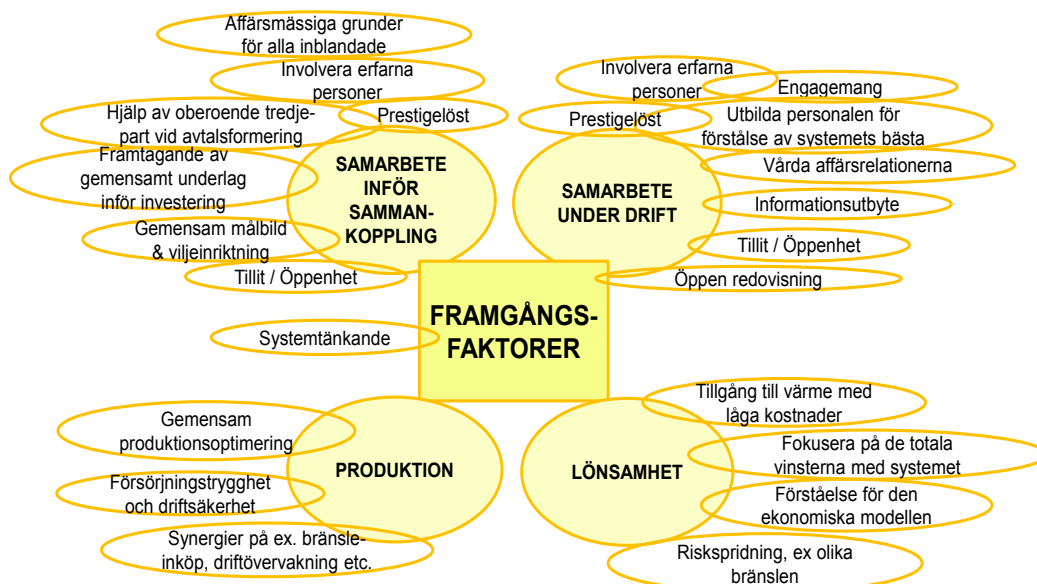
näten går in med en vilja att samarbeta och därmed tar fram ett gemensamt investeringsunderlag med gemensamma mål. Det krävs även att utformandet av avtalen tas på allvar, där det kan underlätta om parterna tar hjälp av en oberoende tredje part. Vidare, för att samarbetet ska realiseras krävs öppenhet hos alla inblandade parter samt att parterna bygger upp en tillit och förtroende för varandra. Vidare kräver en utbyggnad av regionala nät stora investeringar och det är då en förutsättning att alla inblandade parter är beredda att göra dessa långsiktiga investeringar. Visserligen skulle ett enskilt företag eventuellt kunna finansiera hela investeringen för att ett samarbete ska realiseras, men då uppkommer samtidigt frågan om hur regionala fjärrvärmenät bör styras och vilka ägandeförhållanden som ska råda. Detta har inte skett i något av de intervjuade befintliga regionala fjärrvärmesystemen och därmed är sannolikt risken som detta medför för aktörerna för stor, och det är därmed troligen inte en optimal väg att gå.

För att ett samarbete ska komma till stånd krävs det även att alla parter är medvetna om att det inte går att nå millimeterrättvisa i den här typen av samarbete, men däremot kommer systemet långsiktigt kunna vara gynnsamt för alla inblandade parter om avtal och affärsupplägg är utformade på så sätt. Därmed är det viktigt att gå in med inställningen att se systemet som ett och samma system där syftet är att maximera den totala gemensamma nyttan. Det är även viktigt att projektplanering, projektutvärdering och driftoptimering utgår från vad som är optimalt för hela systemet och är skilt från avräkning och vinstfördelning där särskilda överenskommelser måste göras.

6 FRAMGÅNGSFAKTORER

Hur förutsättningen för en sammankoppling ser ut präglas delvis av lokala förutsättningar, avstånd mellan näten, ägare av näten, produktionen i de båda näten etc. När ett regionalt fjärrvärmesamarbete ska komma till stånd men även då det har kommit till stånd är det dock viktigt att bolagen tillsammans sträva efter att få sammankopplingen framgångsrikt. Framgångsrik sammankoppling går dock inte enbart att likställas till maximal ekonomisk lönsamhet för bolagen utan det finns även andra aspekter som medför att det kan vara framgångsrikt, exempelvis att eventuella konflikter minimeras, att miljönyttan är markant etc. I föreliggande studie har därför framgångsfaktorer för sammankopplingar/samarbeten identifierats, både avseende framgång inför en sammankoppling och avseende framgång under drift. Faktorerna har identifierats genom intervjuer med aktörer i befintliga regionala fjärrvärmesystem, enkätstudie (se Kapitel 1.3.1), litteraturen samt från analys av författare. Dessa framgångsfaktorer kan kategoriseras utifrån fyra huvudområden (Se Figur 8):

1. Samarbete inför sammankoppling
2. Samarbete under drift
3. Produktion
4. Lönsamhet



Figur 8. Faktorer för framgångsrika sammankopplingar/samarbeten.

Det som övervägande har varit tydligt bland de intervjuade aktörerna är att management, strategi och avtalsfrågor avseende samarbetet med en annan part är komplexa frågor och tar tid att utforma och därmed inte bör underskattas. Som kan ses i figuren, är det ett stort antal framgångsfaktorer som identifierats i föreliggande

studie, där de till en övervägande del härrör till samarbete inför sammankoppling samt samarbete under drift. Dessa framgångsfaktorer är dock enbart aktuella i de fall där det är olika parter som äger näten som ska sammankopplas.

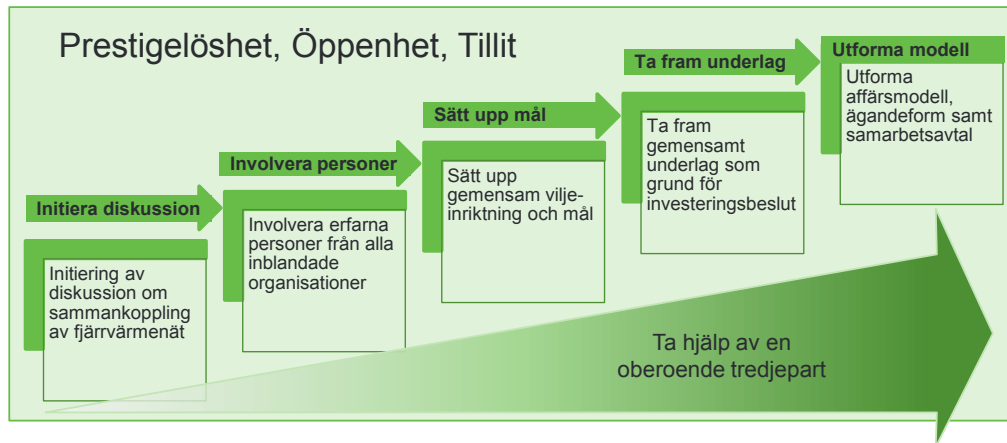
6.1 Framgångsfaktorer kopplat till samarbete inför en sammankoppling

När två parter inleder diskussioner om att undersöka möjligheten att sammankoppla lokala fjärrvärmenät till ett regionalt fjärrvärmenät är det viktigt att involvera erfarna personer från alla inblandade organisationer och inte underskatta projektets komplexitet (se Figur 9). Det krävs att företagen går in med ett stort engagemang och en vilja att delvis förändras eller åtminstone att hitta ett sätt att mötas, eftersom det är två eller flera företagskulturer och värderingar som ska hitta ett effektivt sätt att samarbeta. När projektorganisation är fastställd från respektive part är det viktigt att hela projektorganisationen sätter upp en gemensam målbild och viljeinriktning att jobba efter där alla parter är överens. För att samarbetet ska bli framgångsrikt är det även viktigt att parterna tar fram gemensamma underlag för investeringen. När underlag är framtaget för investeringsbeslut, bör parterna tillsammans utarbeta vilken affärsmodell de ska arbeta efter, vilken form av ägande överföringsledningen ska ha samt hur samarbetsavtalet ska utformas. Avseende ägandeform så finns det tre former som kan ses som möjliga vid den här typen av samarbeten (se Kapitel 4.8);

- (1). Delat ägande där vardera part äger var sin del av ledningen,
- (2). Samägande av hela ledningen samt
- (3). Ägande genom ett gemensamt ägt aktiebolag eller handelsbolag

Val av ägandeform kommer att innebära att ett antal detaljerade överväganden och bedömningar behöver göras från alla inblandade parter vilket kan påverka projektets struktur, fördelning av risker, skattemässiga förhållanden etc. Detta medför att det är av stor vikt att tidigt starta processen och avsätta tid och resurser för detta. Denna process kan underlättas genom att ta hjälp av en oberoende tredjepart, speciellt vid utformandet av avtalen och vid framtagande av möjligt affärsupplägg. Detta för att undvika oenigheter och målkonflikter.

För att samarbetet ska realiseras är det också av stor vikt att alla inblandade parter känner att de är överens om upplägget, där utgångspunkten bör vara att affärsmodellen ska vara så gynnsam som möjlig för alla inblandade parter, d.v.s. den ekonomiska vinst som samarbetet innebär ska komma alla parter tillgodo och alla parter ska därmed ha en förståelse för den ekonomiska modellen. Det är även genomgående viktigt att parterna går in med prestigelöshet och öppenhet i arbetet inför en sammankoppling (och även vid drift om samarbetet realiseras) och arbetar med att skapa tillit för varandra. Som ett framgångsrikt exempel kan nämnas sammankopplingen av fjärrvärmenäten i Falun och Borlänge där parterna tog hjälp av en extern oberoende tredjepart för att på så sätt hitta den bästa samarbetsformen, där alla kunde känna att samarbetet är en win-win-lösning.



Figur 9. Framgångsfaktorer inför en sammankoppling av fjärrvärmenät, där näten ägs av två eller flera parter.

6.2 Framgångsfaktorer kopplat till samarbete under drift

Flera av de framgångsfaktorer som nämns kring inledningsarbetet och inför samarbetet kan även kopplas till samarbeten när sammankopplingen realiserats och då för att samarbetet ska fortsätta vara framgångsrikt. På samma sätt som att öppenhet och tillit är viktigt inför sammankopplingen är det lika viktigt vid fortsatt samarbete för att på så sätt bygga upp och stärka affärsrelationerna. Det är även viktigt att vårda affärsrelationerna och inte underskatta detta. För att kunna få ut maximal driftnytta och maximera vinsten med sammankopplingen är det även viktigt att målbilden förankras i hela organisationen och att personal utbildas för att på så sätt få förståelse för systemets bästa. Vidare bör informationsutbyte mellan organisationerna ske kontinuerligt och där eventuella konkurrensfrågor som inte rör fjärrvärmesamarbetet hanteras separat, för att på så sätt undvika eventuella konflikter. Om tid och resurser läggs på utformandet av avtalen inför samarbetet, kan en stor del av eventuella konflikter undvikas.

6.3 Framgångsfaktorer kopplat till produktion

Det har även varit tydligt att gemensam produktionsoptimering bidrar till ett framgångsrikt samarbete (då det är olika parter som äger näten) då det kan medföra att konflikter och oenighet avseende vem som ska producera kan undvikas. Detta kan även hänföras till framgångsfaktorer som i Figur 8 kopplas till produktionen och lönsamhet. Syftet med produktionsoptimeringen är att maximera systemet efter den totala nyttan och det är därmed viktigt att detta hålls avskilt från avräkning och vinstfördelning, vilket kräver särskilda överenskommelser. Saknas gemensam driftnytta finns det en stor risk att systemtänkandet försvinner, där aktörerna som är involverade istället ser till det egna bolagets vinstnytta på bekostnad av effektiviteten i det totala systemet. Vidare finns det risk att misstänksamhet och ett missnöje skapas

då en gemensam samsyn på systemet saknas. Några av de intervjuade bolagen har även påpekat att det underlättar om det är en part som styr driftoptimeringen, men här finns det olika lösningar som kan vara framgångsrika. Vidare är det viktigt att gå in i samarbetet med inställningen att det inte kommer att gå att nå millimeterrättvisa, men att systemet på lång sikt kommer vara till fördel för alla parter.

Som kan ses i Figur 8, finns det ytterligare framgångsfaktorer som kan kopplas till produktionen och för att det regionala fjärrvärmesystemet ska bli framgångsrikt. Framgångsrik sammankoppling går dock inte, som nämns ovan, enbart att likställas till maximal ekonomisk lönsamhet utan det finns även andra aspekter som medför att det kan vara framgångsrikt, exempelvis;

- Bidrar till samhällsutvecklingen
- Ökar försörjningstryggheten
- Ökar driftsäkerheten
- Minskar riskutsättningen

Ett regionalt fjärrvärmesystem där lokala fjärrvärmenät kopplats samman till ett större system kan medföra att fjärrvärmen är med och bidrar till samhällsutvecklingen och därmed utvecklingen av regionen, samtidigt som ett större nät möjliggör en ökad försörjningstrygghet och driftsäkerhet. Detta i sin tur minskar riskutsättningen för snabba förändringar av bränslepriser och skatter (se Figur 5 avseende lönsamhet) och skapar därmed en god dynamik.

6.4 Framgångsfaktorer kopplat till ekonomisk lönsamhet

Som tidigare har nämnts (bland annat i Kapitel 5.3) är lönsamhet en förutsättning för att regionala fjärrvärmesamarbeten ska komma till stånd. En framgångsfaktor som kan medföra att investeringen blir lönsam är tillgången till värme med låga kostnader, exempelvis industriell spillvärme och i vissa fall kan spillvärmepotentialen vara ett incitament till ett regionalt nät. Därmed kan ett regionalt nät medföra att fjärrvärmebolagen med framgång kan upprätta spillvärmesamarbete mellan en industri och det regionala nätet. Samtidigt kan dock ett utökat samarbete där även en eller flera industriparter ska inkluderas i framtagande av samarbetsformer och affärsupplägg komplicera realiseringen av ledningen.

Som nämndes i inledningen präglas ett samarbete eller en sammankoppling till stor del av lokala förutsättningar, ägandeform på näten etc. men det är ändå tydligt att det finns ett stort antal gemensamma faktorer som kan bidra till ett framgångsrikt samarbete och en framgångsrik sammankoppling. Slutligen, för att sammankopplingen även ska upplevas framgångsrikt av kommuninvånarna, är det viktigt att fjärrvärmeaktörerna kommunicerar med marknaden och kunderna och på så sätt förmedlar vad bolagen vill åstadkomma med sammankopplingen och vilken nytta det ger.

7 IDENTIFIERING AV POTENTIELLA FJÄRRVÄRME- KLUSTER

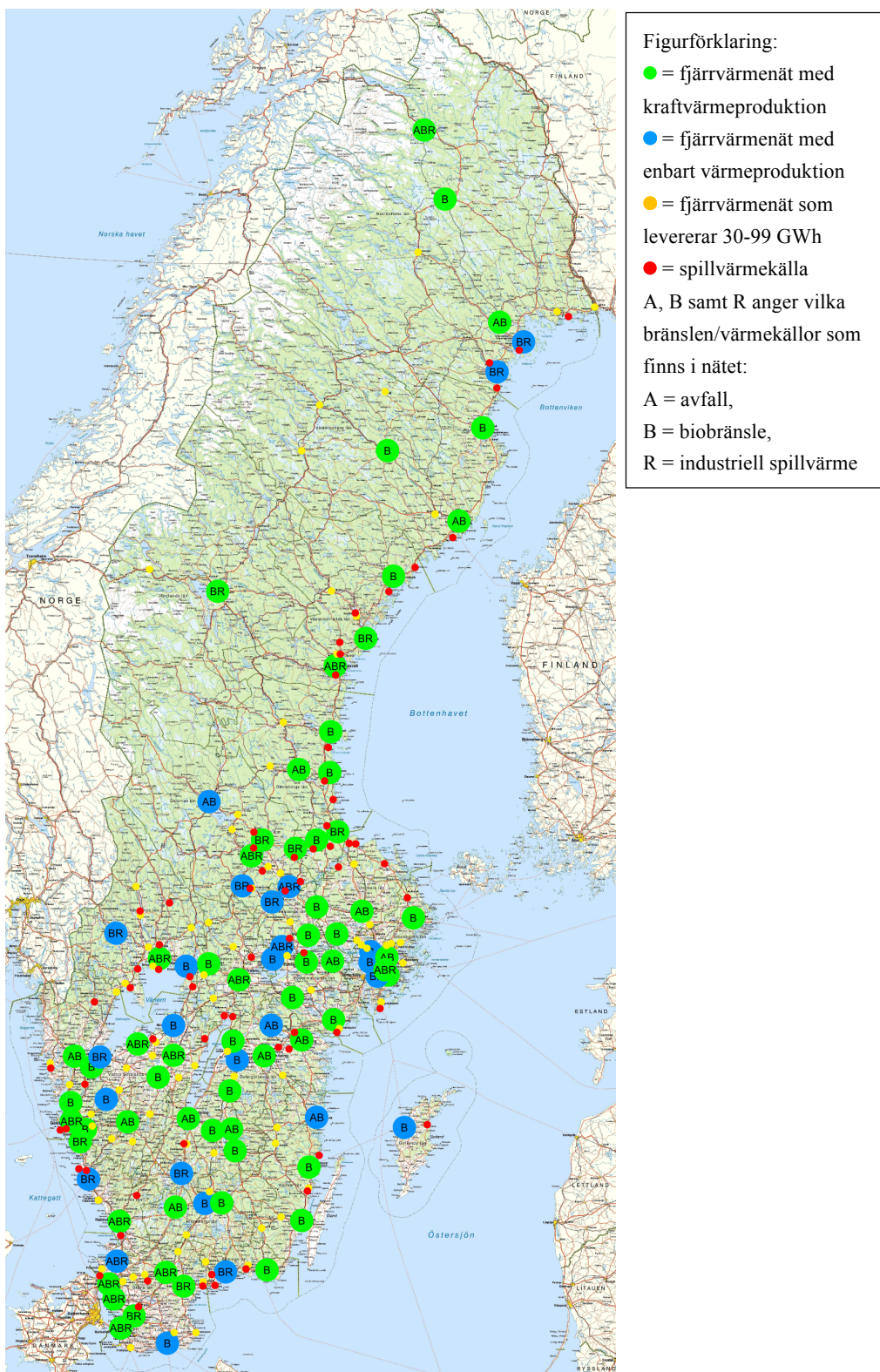
Som nämndes i kapitel 1.3.4 har ett antal potentiella fjärrvärmekluster identifierats i föreliggande studie, med syfte att djupare kartlägga eventuell potential att sammankoppla fjärrvärmenäten i ett antal regioner i Sverige. Identifieringen baseras på ett antal urvalskriterier som i sin tur baseras på en litteraturstudie, intervjuer med aktörer som ingår i befintliga regionala fjärrvärmesystem, bearbetning av statistik samt genom kartanalyser.

7.1 Metodik och urval

Det stora antalet små och medelstora fjärrvärmenät som finns på den svenska marknaden medför att en fullständig analys av alla nät och alla möjligheter till sammankopplingar som finns blir mycket tidskrävande. Därför har identifieringen av potentiella fjärrvärmeregioner utgått från ett antal urvalskriterier som begränsar antalet relevanta nät. Utgångspunkten har varit att endast nät med minst 100 GWh i årliga leveranser är intressanta. Detta omfattar drygt 90 fjärrvärmenät, vilka antas kunna sammankopplas med närliggande nät som har både större och mindre fjärrvärmeleveranser än 100 GWh. En begränsning har dock gjorts i att nät som har mindre årliga leveranser än 30 GWh beaktas ej i föreliggande studie. Figur 10 visar den geografiska fördelningen av de fjärrvärmenät som beaktats vid identifieringen av nya potentiella regionala fjärrvärmenät.

En förutsättning för att sammankoppling av lokala fjärrvärmenät till ett regionalt nät ska komma till stånd är, enligt resultatet från analysen av de befintliga fjärrvärmesamarbetena (se Kapitel 5), ekonomisk lönsamhet. Möjlighet till ekonomisk lönsamhet kan bland annat anses bero på (se också Figur 7):

- Skillnaden i värmeproduktionskostnad mellan näten
- Avståndet mellan näten (d.v.s. längden på en överföringsledning mellan näten) i förhållande till överförd värmemängd
- Kapacitet i produktionsanläggningar
- Värmebehovet i regionen
- Behov av ny- och/eller reinvestering i produktionsanläggningar



Figur 10. Geografisk fördelning av de fjärrvärmenät som beaktats vid identifieringen av nya potentiella regionala fjärrvärmenät. Källa: Den ursprungliga Sverigekartan är hämtad från © Lantmäteriet.

Figur 10 visar att det finns ett stort antal potentiella fjärrvärmekluster, d.v.s. fjärrvärmenät som ligger geografiskt nära varandra. I föreliggande studie har det dock inte varit möjligt att genomföra en utvärdering av potentialen för en sammankoppling för alla dessa, för att på så sätt identifiera de med störst potential att vara lönsamma och därmed framgångsrika. Istället har ett metodiskt urval gjorts baserat på ett antal kända faktorer som påverkar möjligheten till ekonomisk lönsamhet. Dessa utgörs av:

1. Avstånd mellan de lokala fjärrvärmenäten, vilket påverkar investeringskostnaden för en eventuell sammankoppling och även driftsnyttan genom värmeförluster och behov av pumpenergi.
2. Storleken på nuvarande (2012) värmeleveranser i respektive nät i förhållande till avståndet mellan orterna. Ett längre avstånd kan vara relevant om det finns potential för en större mängd överförd värme.
3. Produktionsmixen i respektive nät, vilket antas utgöra ett grovt mått på skillnaden i produktionskostnad.
4. Kraftvärme eller inte i området, vilket antas utgöra ett grovt mått på skillnaden i produktionskostnad.

Andra faktorer som kan ha stor betydelse för ekonomiska förutsättningar för det specifika fallet är exempelvis behov av ny- eller reinvestering i produktionsanläggningar, överkapacitet eller behov av mer/mindre värme alternativt möjlighet att öka spillvärmeleveranserna. Dessa faktorer är svåra att ta hänsyn till på en övergripande nivå och har därför inte inkluderats i den metodiska urvalsprocessen. I Figur 10 har dock spillvärmekällor illustrerats med röda prickar. Det bör dock observeras att de potentiella spillvärmekällorna inte gör anspråk på att vara fullständig och mängden spillvärme har inte värderats.

Avseende första punkten, avståndet mellan näten, har det antagits att avståndet mellan orterna högst får vara 40 km för att ekonomisk lönsamhet ska vara möjligt att uppnå. Som nämns i kapitel 5.2 beror den ekonomiska gränsen avseende längden på ledningen på skillnaden mellan produktionskostnaden för värmen som avges från ledningen genom förluster och kostnaden för den värme som ersätts genom att ledningen byggs. Under antaganden om att den värme som avges från ledningen produceras med industriell spillvärme eller avfallsbaserad kraftvärme och att den värme som ersätts är bibränslebaserad kraftvärmeverk ligger begränsningen kring 30 till 50 km (Näringsdepartementet, 2011). Längsta avståndet mellan näten bland de befintliga sammankopplingarna som intervjuats i föreliggande studie uppgår till knappt 30 km. För att säkerställa att inga relevanta sammankopplingar sorteras bort har ett avstånd om 40 km, ansatts. Detta avser dock avståndet från en central punkt i en ort till en central punkt i den andra orten, då avståndet mellan fjärrvärmenäten inte varit tillgängligt i den övergripande analysen. Detta har medfört att det kvarstår knappt 70 möjliga sammankopplingar. Vidare, avseende andra punkten, har avståndet jämförts med potentiell överförd mängd, där det antagits att maximalt 30 procent av den totala värmeleveransen i ett sammanslaget nät överförs i ledningen. Om 30 procent av det sammanslagna värmebehovet överstiger värmemängden i det

minsta nätet, har det antagits att maximal överförd värme är den totala värmemängden i det minsta nätet. Faktorn (GWh/km) som erhålls då potentiell överförd värmemängd jämförs med avståndet mellan orterna har ansatts till att vara 5 eller högre för att vara en intressant region att studera vidare. Uppskattningar om överförd värmemängd och dess relation till avståndet är även dessa baserad på erfarenheter från de befintliga fjärrvärmesammankopplingarna och med viss marginal för att säkerställa att inga relevanta potentiella sammankopplingar sorteras bort. Detta medför att det kvarstår 10 intressanta regioner, se Tabell 4.

För de tio intressanta regionerna som kvarstår har olika aspekter beaktats, bland annat avseende skillnad i produktionsmix samt om det finns kraftvärme eller inte i området. Det bör dock tilläggas att ovanstående antaganden är grova uppskattningar och baseras delvis på uppgifter från de intervjuade aktörerna för de sammankopplade näten som finns i dag (se Tabell 4).

Som kan ses i Tabell 4 var det 10 potentiella kluster med 19 olika fjärrvärme-aktörer som hade en faktor GWh/km högre än 5. Alla dessa kan ha en potential för att bli ett framgångsrikt fjärrvärmesamarbete, dock har endast fyra kluster studerats djupare i detta arbete avseende förutsättningarna för en potentiell sammankoppling av fjärrvärmenäten. De kluster som studerats är Vänersborg-Trollhättan, Gävle-Sandviken, Boden-Luleå och Kristianstad-Hässleholm. De intervjuade personerna presenteras i Tabell 5 i kapitel 8 där även resultatet för respektive kluster presenteras.

Ytterligare tre kluster med sex aktörer har fått frågan om att delta i föreliggande studie, men aktörerna har tackat nej på grund av olika anledningar. I två fall (Växjö – Alvesta samt Enköping – Västerås) har aktörerna pågående diskussioner om en eventuell sammankoppling vilket har medfört att de ansett det känsligt att delta i studien. I ett annat fall (Mölnlycke – Mölndal) hade Solör Bioenergi precis förvärvat verksamheten och hade därmed inte möjlighet att prioritera att delta i denna studie.

Tre potentiella kluster som presenteras i Tabell 4 har avskrivits för djupare studier av olika anledningar. Detta gäller Malmö-Lund, Ängelholm-Helsingborg och Nyköping-Oxelösund. Anledningen att Malmö-Lund har avskrivits trots att det är två stora nät som ligger nära varandra är att Lund för närvarande sammankopplas med Landskrona och därmed också Helsingborg, vilket gör det svårt att djupare studera detta samarbete i dagsläget. Dessutom har denna sammankoppling utretts tidigare av Eriksson (Eriksson, 2010) och Bernstad (Bernstad, 2009). Ängelholm-Helsingborg är två nät som båda ägs av Öresundskraft, som uppger att de delvis utrett frågan om sammankoppling och bedömt att det inte är ekonomiskt lönsamt i dagsläget, vilket gör det mindre intressant att studera i detta arbete. Dessutom kan också en sådan sammankoppling påverkas av den pågående sammankopplingen mellan Landskrona-Lund (och därmed också Helsingborg) på samma sätt som nämnts ovan för Malmö och Lund. Nyköping-Oxelösund är ett potentiellt fjärrvärmesamarbete som har utretts flera gånger tidigare (senast (Lindow, 2009)) men som inte har visat ekonomisk lönsamhet, och har därför inte studerats djupare i detta arbete.

Tabell 4. Intressanta regioner att studera avseende en potentiell fjärrvärmesammankoppling.

Potentiellt kluster	Aktör	Km	Värmeleveranser 2012 (GWh)	Huvudsakliga bränslen för värmeproduktion ^[1]	GWh/km (30 % av lev.)	Kommentar
Malmö – Lund	E.ON Kraftringen	18,6	2244 888	ABR BR	47,7	Två stora nät med relativt nära avstånd. För närvarande sammankopplas Kraftringens nät med Öresundskrafts samt Landskrona Energi, vilket komplicerar en utvärdering av potentialen. Frågan har utretts i ett större perspektiv av bl.a. (Eriksson, 2010) samt (Bernstad, 2009).
Vänersborg - Trollhättan	Vattenfall Trollhättan Energi	13	145 346	BR B	10,7	Fjärrvärmenäten utgörs av olika produktionsmixar samtidigt som avståndet mellan orterna är relativt kort i förhållande till potentiell överförd mängd värme. Utredningar har dock genomförts samt pågår.
Gävle - Sandviken	Gävle Energi Sandviken Energi	24	732 232	BR B	9,7	Fjärrvärmenäten utgörs delvis av olika produktionsmixar samtidigt som avståndet mellan orterna är relativt kort i förhållande till potentiell överförd värmemängd. Frågan utreds för närvarande.
Boden – Luleå	Boden Energi Luleå Energi	37	305 806	AB BR	8,2	Fjärrvärmenäten utgörs av olika produktionsmixar samtidigt som det finns potential att öka andelen restgaser som eldas i Luleå. Frågan har dock utretts tidigare enligt enkät svar i den inledande enkätstudien.
Ängelholm – Helsingborg	Öresunds-kraft	28	194 1002	ABR ABR	6,9	Fjärrvärmenäten utgörs av olika produktionsmixar. Frågan är dock utredd enligt intervju med Öresundskraft och i nuläget är det ej ekonomiskt lönsamt med en sammankoppling.
Enköping – Västerås	Ena Energi Mälaren energi	35	1535 211	B B	6,0	Relativt långt avstånd i förhållande till potentiell överförd värmemängd då produktionsmixarna i princip är densamma i båda näten.
Växjö – Alvesta	Växjö Energi Alvesta Energi	19	557 106	B B	5,6	Fjärrvärmenäten utgörs av olika produktionsmixar samtidigt som avståndet mellan orterna är relativt kort. Frågan har delvis utretts enligt enkät svar i den inledande enkätstudien.
Nyköping – Oxelösund	Vattenfall Oxelö Energi	15	284 82	B R	5,5	Fjärrvärmenäten utgörs av olika produktionsmixar samtidigt som mer industriell spillvärme kan utnyttjas. Frågan har utretts tidigare, bl.a. av Lindow (2009). Studier visar att ekonomisk lönsamhet saknas.
Mölnlycke – Mölndal	Solör Mölndal Energi	9	47 389	B B	5,5	Fjärrvärmenäten utgörs av olika produktionsmixar samtidigt som avståndet mellan orterna är kort. Det föreligger dock stora höjdskillnader mellan orterna.
Kristinestad – Hässleholm	C4 Energi Hässleholm Energi	32	353 193	BR ABR	5,1	Relativt långt avstånd i förhållande till potentiell överförd värmemängd då båda nät har kraftvärmeproduktion.

^[1] A = Avfall, B = Biobränsle, R = Industriell spillvärme

Av de fyra potentiella kluster som har studerats djupare har två kluster (Trollhättan – Vänersborg och Gävle – Sandviken) studerats kvalitativt medan de andra två klustren (Boden – Luleå och Sandviken – Gävle) studerats mer kvantitativt. Detta beror på att de kluster som studeras kvalitativt nyligen själva genomfört detaljerade ekonomiska beräkningar och det fanns därmed ingen anledning att genomföra översiktliga beräkningar i föreliggande studie.

Genom den valda metodiken, där endast fjärrvärmenät som levererar 30 GWh värme eller mer inkluderas, finns det risk att mindre regioner med potential att sammankopplas missas. Dessutom kan bolag som har en lägre faktor av GWh/km ha möjlighet till ekonomisk lönsamhet om de exempelvis har väldigt stor skillnad i produktionskostnad mellan näten. Detta är dock begränsningar som gjorts för att få rimligt omfång på denna studie, och innebär alltså att Tabell 4 inte gör anspråk på att vara fullständig. Vidare har det inte tagits hänsyn till att fjärrvärmebolag i många fall har flera nät som ligger i nära anslutning till varandra, exempelvis ett centralt nät och flera mindre närvärmenät i kransområden inom kommunen. För dessa nät skulle det i vissa fall kunna finnas potential att koppla samman näten till ett större nät inom det egna bolaget. Denna typ av expansion av fjärrvärmenät har inte inkluderats i detta arbete bland annat för att bolagen själva förutsätts ha möjlighet att bedöma potentialen för sådana sammankopplingar och att genomföra kostnads-effektiviseringar av den egna verksamheten.

8 POTENTIELLA FJÄRRVÄRME-REGIONER

Som nämndes i kapitel 7 har fyra potentiella fjärrvärmekluster studerats djupare avseende en eventuell sammankoppling av de lokala fjärrvärmenäten. Två av dessa (Trollhättan – Vänersborg och Gävle – Sandviken) har studerats kvalitativt medan de andra två (Boden – Luleå och Hässleholm – Kristianstad) främst har studerats kvantitativt. Vilka personer som har intervjuats listas i Tabell 5. Intervjuformulären, som använts som ledning i intervjuerna återfinns i Bilaga E och F, där E avser intervjuerna med Trollhättan Energi, Vattenfall, Gävle Energi samt Sandviken Energi. Bilaga F avser intervjuerna med Boden Energi, Luleå Energi, Hässleholm Miljö samt C4 Energi.

Tabell 5. Intervjuade representanter för potentiella regionala fjärrvärmesystem

Företag	Intervjuad person	Datum intervju
Trollhättan Energi	Anders Ericsson	25 juni 2014
Vattenfall	Morgan Romvall	7 juli 2014
Gävle Energi	Niklas Lindmark	19 juni 2014
Sandviken Energi	Göran Panth	24 juni 2014
Boden Energi	Hardy Lundberg	17 juni 2014
Luleå Energi	Magnus Johansson	23 juni 2014
C4 Energi	Annika Sjöstrand	3 juli 2014
Hässleholm Miljö	Leif Holmberg	30 juni 2014

8.1 Potentiell fjärrvärmesammankoppling mellan Trollhättan och Vänersborg

De två grannorterna Trollhättan och Vänersborg ligger i Västergötland med ett avstånd mellan orterna om drygt 13 km. Trollhättans kommun har nästan 57 000 invånare medan Vänersborgs kommun knappt har 38 000 invånare. I de båda orterna täcks värmebehovet till stor del av fjärrvärme, men värmeproduktionen skiljer sig dock avsevärt mellan kommunerna. Produktion och distribution av värme i Trollhättan sker i Trollhättan Energis regi (kommunalägt) och utgörs i huvudsak av produktion från biobränsle och då främst skogsflis. Vänersborgs fjärrvärmenät ägs och drivs av Vattenfall (statligt ägt) och värmeförsörjningen sker främst med hjälp av industriell spillvärme från Vargön Alloys tillverkning samt från fjärrvärmeproduktion från bioolja.

Avståndet mellan fjärrvärmenäten i orterna är endast cirka 6-7 km och en eventuell sammankoppling av fjärrvärmenäten i Trollhättan och Vänersborg har diskuterats och utretts flera gånger, bland annat under 80-talet/början av 90-talet samt kring år 2000. Bland annat utreddes frågan under slutet av 90-talet då en cykelbana

skulle anläggas mellan kommunerna, men då visade utredningen att det saknades ekonomisk lönsamhet för en sammankoppling av fjärrvärmenäten. Kring 2009 genomfördes en utredning av en sammankoppling igen och det var då mycket nära en investering i en ledning, eftersom kalkylerna påvisade lönsamhet. Bakgrunden var att Holmen AB (tidigare Holmen Bruk) som tidigare funnits på Vargön beslutat att lägga ned pappersproduktionen 2008. Detta medförde att Vargön Alloys som levererade energi till Holmen nu fick ett överskott av industriell spillvärme som de kylde bort i älven. I samband med detta utreddes om fjärrvärmenäten i Vänersborg och Trollhättan kunde sammankopplas, vilket då skulle möjliggöra att överskottet av spillvärme hos Vargön Alloy skulle kunna levereras till Trollhättans fjärrvärmenät. Under de pågående utredningarna kom dock finanskrisen vilket medförde att förutsättningarna ändrades och Vargön Alloys fick nya ägare samt ändrade körstrategier, vilket medförde att spillvärmekällan blev för liten för att kunna förse även Trollhättan med industriell spillvärme och därför lades utredningen ned.

För cirka 4-5 år sedan startades nya diskussioner och utredningar, då Preem genomförde utredning för revisioner och investeringar. Bland annat utreddes då de ekonomiska förutsättningarna för att koppla samman de lokala fjärrvärmenäten till ett stort regionalt nät från Preem i Lysekil, till Uddevalla, Vänersborg samt Trollhättan. Utredningen visade dock att investeringskostnaden var för hög i förhållande till den risk som fanns med investeringen då flera privata aktörer (spillvärmeleverantörer) var involverade. Det som dock framkom via utredningen var att det fanns ekonomisk lönsamhet med att koppla samman fjärrvärmenäten i Uddevalla, Trollhättan samt Vänersborg. Uddevalla har i huvudsak avfallsförbränning med ett överskott under sommarhalvåret, Trollhättan har fliseldning medan Vänersborgs fjärrvärme främst utgörs av industriell spillvärme. Vid fördjupade utredningar visades dock att det fanns störst lönsamhet för en ledning mellan Trollhättan och Vänersborg, samtidigt som det bedömdes vara relativt tekniskt komplicerat (och därmed hög investeringskostnad) att dra en ledning till Uddevalla. Därmed är det endast Trollhättan Energi och Vattenfall som utreder frågan i nuläget.

8.1.1 Drivkrafter och hinder för en sammankoppling

En sammankoppling av fjärrvärmenäten i Trollhättan och Vänersborg kan leda till ett ökat utnyttjande av industriell spillvärme, förutsatt att Vargön Alloys har kapacitet till att leverera mer spillvärme än idag, och därmed minskade utsläpp. Vidare kan dagens användning av skogsbränsle öka och därmed ersätta dyrare värmeproduktion som baseras på bioolja och fossil olja. Genom en fjärrvärmesammankoppling kan eventuellt även nyanslutningar ske, dock förekommer inga större områden längs den eventuella sträckningen, men det skapar däremot nya förutsättningar för nyanslutningar i framtiden.

Drivkrafterna för en sammankoppling av fjärrvärmenäten mellan orterna skiljer sig delvis mellan aktörerna då de utgår från olika situationer. En drivkraft är att bättre kunna utnyttja befintliga anläggningar och samtidigt minska reservbehovet. Vidare

ger ett regionalt fjärrvärmenät bättre robusthet och ökad försörjningstrygghet samtidigt som det är ett sätt att effektivisera och rationalisera fjärrvärmesystemet.

8.1.2 Ekonomiska förutsättningar med en fjärrvärmeledning

Varken Trollhättan Energi eller Vattenfall står inför någon större investering inom de närmsta åren. Vattenfall har dock mindre behov av reinvesteringar i deras reservpannor, vilket skulle kunna minskas med en sammankoppling.

Företagen har tillsammans utrett frågan under cirka ett år med hjälp av en extern konsult. De har tillsammans identifierat ett stort antal möjliga scenarier där cirka 75-80 procent av fallen visar att det finns en ekonomisk driftnytta med att bygga en ledning. Aktörerna har uppskattat investeringskostnaden för ledningen till 60 – 70 MSEK (inklusive pumpar etc.) beroende på vilken dimension som väljs (troligen DN350-400). Överförd mängd uppskattas till 50 – 150 GWh, beroende på vilket scenario som avses.

Aktörerna bedömer att det inte finns några direkta tekniska svårigheter med att anlägga ledningen då sträckningen främst består av åkermark. Dessutom finns redan en cykelväg mellan orterna där den troliga sträckningen skulle ske.

8.1.3 Vad krävs för att sammankopplingen ska realiseras

Som nämns tidigare visar kalkylerna att det finns (i de flesta fallen) ekonomisk lönsamhet med en sammankoppling mellan orterna. För att en sammankoppling verkligen ska realiseras är det dock även andra aspekter som påverkar. För att sammankopplingen verkligen ska realiseras krävs framförallt, förutom ekonomisk lönsamhet, att alla tre parter, Trollhättan Energi, Vattenfall samt industriparten Vargön Alloys, kommer överens om upplägget och en affärsmodell som är långsiktigt gynnsam för alla tre parter. Idag samarbetar, som tidigare nämnts, redan Vattenfall och Vargön Alloys, genom att Vargön Alloys förser Vattenfall med industriell spillvärme.

Eftersom det finns en ekonomisk lönsamhet (i de flesta fallen) är det framförallt, som nämns i kapitel 5.3, samarbetsvillkoren mellan parterna som måste utformas samt att omvärldsfaktorerna är gynnsamma för projektet för att en sammankoppling ska komma till stånd. Vidare måste politikerna i respektive kommun vara positiva till en sammankoppling, åtminstone i Trollhättan eftersom Trollhättan Energi är ett kommunalägt bolag med politisk tillsatt styrelse. Parterna har under hela utredningen haft kontinuerlig dialog med politikerna i respektive kommun, så de är därmed informerade om situationen.

En potentiell risk med sammankopplingen är Vargön Alloys framtid. Frågeställningar som uppkommit är;

- (1) kommer industrin finnas kvar på samma ställe,
- (2) kommer de kunna fortsätta leverera industriell spillvärme och i så fall,
- (3) har de tillgänglig kapacitet att även leverera till Trollhättan?

Den största risken för att ledningen inte ska bli av är om Vargön Alloys enbart kan levererar precis så att det täcker Vattenfalls behov i Vänersborg men inget utöver detta som ger spillvärmeleveranser till Trollhättan. Detta skulle i så fall medföra att det inte finns något direkt incitament för att anlägga ledningen. Trollhättan Energi ser dock fler möjligheter än risker, då de har potential att leverera en viss del fjärrvärme till Vänersborg under april till september ifall Vargön Alloys verksamhet skulle minska eller försvinna. En annan risk för ledningens realisering är avtalsfrågan där tre parter ska komma överens, där parterna har olika utgångspunkter och agendor.

Nästa skede för parterna är att genomföra en mer detaljerad utredning (bland annat med projektering) för att få fram mer detaljer kring de ekonomiska förutsättningarna samt vilken samarbetsform som är mest gynnsam för alla inblandade parter.

8.2 Potentiell fjärrvärmesammankoppling mellan Gävle och Sandviken

Gävle och Sandviken ligger i Gästrikland med ett avstånd om cirka 24 km mellan varandra. Gävle kommun har nästan 100 000 invånare medan Sandvikens kommun har drygt 37 000 invånare. På båda orterna täcks värmebehovet i huvudsak av fjärrvärme som till stor del utgörs av fjärrvärme från biokraftvärmeverk. Produktion och distribution av värme i Sandviken sker i Sandviken Energis regi och utgörs i huvudsak av produktion från deras kraftvärmeverk som eldas med biobränsle samt torv. Gävles fjärrvärmenät ägs och drivs av Gävle Energi och värmeförsörjningen sker i huvudsak från industriell spillvärme samt från biokraftvärme (dels från Gävle Energis egna kraftvärmeverk Johannes samt en liten del från Bomhus Energis kraftvärmeverk som ägs av Gävle Energi samt Korsnäs Billerud). Både Gävle Energi samt Sandviken Energi är kommunalägda bolag.

En eventuell sammankoppling av de lokala fjärrvärmenäten i Sandviken och Gävle har diskuterats och utretts flera gånger (minst tre gånger sedan 1998). Ekonomisk lönsamhet har dock hittills saknats för en sammankoppling. I ett fall (i samband med att en investering i avfallsförbränning utreddes) uppvisade en sammankoppling av fjärrvärmenäten lönsamhet men då saknades ett intresse för en sammankoppling hos ägarrepresentanterna (dvs kommunpolitiker). Sedan juni 2011 utreds en sammankoppling mellan Sandviken, Gävle och Skutskär där Sandviken Energi, Gävle Energi, Bionär, Bomhus Energi AB, Stora Enso, Sandvik AB samt Billerud Korsnäs är involverade. Projektet initierades denna gång av Gävle Energi, Sandviken Energi och Gästrike Vatten som ville utreda en samförläggning av diverse infrastrukturer (gas, fjärrvärme, el, vatten/avlopp) mellan orterna och på så sätt erhålla samordningsvinster. Flera olika aktörer var involverade, bland annat två VA-bolag, ett gasbolag, tre industriföretag samt tre energibolag. En förstudie har visat att det finns en potential med samförläggning, främst avseende fjärrvärme och gas. Det ursprungliga projektet har nu delats upp i delprojekt, där en sammankoppling av fjärrvärmenäten är ett av delprojekten.

8.2.1 Drivkrafter och hinder för en sammankoppling

En sammankoppling av fjärrvärmenäten i Gävle och Sandviken skulle med stor sannolikhet medföra ett ökat utnyttjande av industriell spillvärme och därmed minskade utsläpp och användning av primärenergi. Drivkraften för en sammankoppling är dock främst möjligheten till ökad ekonomisk lönsamhet för aktörerna.

En annan drivkraft är att Sandviken Energi har ett behov av både re- och nyinvestering i deras produktionsanläggningar. Nyinvestering av produktionskapacitet väntas dock ske först om cirka 10 år men sammankopplas fjärrvärmenäten till ett större regionalt nät kan eventuellt investeringsbehovet skjutas något ytterligare på framtiden. Genomförs sammankopplingen finns det även potential till att nyansluta något eller några mindre samhällen längs sträckningen. Detta är dock ingen direkt drivkraft för att sammankopplingen ska realiseras då effekten från dessa nyanslutningar kommer vara marginell. Målet är ändå att ansluta dessa om ledningen realiseras.

8.2.2 Ekonomiska förutsättningar med en fjärrvärmeledning

Som nämndes ovan står Sandviken inför ett visst reinvesteringsbehov inom den närmsta tiden samt inför ett större investeringsbehov på lite längre sikt. Genom att bygga en överföringsledning ändras förutsättningarna för kommande investeringsbehov och därmed bör investeringarna minskas eller kunna skjutas på framtiden. Gävle Energi står också inför ett visst behov av reinvestering, som dock inte påverkas av om ledningen byggs eller ej.

Aktörerna arbetar för närvarande tillsammans i en arbetsgrupp och har en extern konsult till sin hjälp. De har tillsammans räknat fram en driftnytta där näten var för sig jämförs med tre olika alternativ; (1) sammankoppling mellan Gävle och Sandviken, (2) sammankoppling mellan Gävle och Skutskär samt (3) sammankoppling mellan Sandviken, Gävle samt Skutskär. Beräkningarna har visat en första indikation på att investeringen med en överföringsledning skulle vara ekonomiskt lönsamt. Förutsättningarna har dock förändrats i projektet vilket medför att beräkningarna kommer att uppdateras baserat på de nya förutsättningarna. Det som är avgörande för den ekonomiska driftnyttan är hur mycket industriell spillvärme som kommer att finnas tillgängligt i det sammankopplade systemet. Det finns dels en viss mängd spillvärme tillgängligt från Stora Enso i Skutskär (cirka 200 GWh) och dels eventuellt en viss mängd hos Sandvik AB. Hur mycket spillvärme som finns att tillgå hos Sandvik är dock osäkert och utredningar pågår för närvarande avseende detta.

Investeringskostnaden för en ledning har grovt uppskattats till 10 000 SEK per meter av aktörerna och den överförda effekten uppskattas till omkring 50 MW. En detaljstudie med kostnadskalkyl och dimensionering av ledning etc. är dock nästa steg i projektet.

Aktörerna har inte studerat de geografiska förhållandena eller vilken sträckning som är mest lämplig. Detta har dock studerats i tidigare utredningar och det har då framkommit att ett antal större vägar kommer att passeras, men det är inga oöverstigliga hinder. Tryckhållningen mellan näten skiljer sig också då Gävle har

betydligt högre tryck än Sandviken. Detta bedöms inte heller vara något oöverstigligt hinder, dock kommer någon tryckstegring krävas längs sträckningen.

8.2.3 Vad krävs för att sammankopplingen ska realiseras

Som nämns tidigare har en ekonomisk driftnytta med ledningen räknats fram. Beräkningarna ska dock uppdateras baserat på nya förutsättningar avseende spillvärmepotentialen. Den avgörande frågan för sammankopplingens framtid är därmed för närvarande om det finns ekonomisk lönsamhet, vilket i sin tur främst beror på om det finns potentiell industriell spillvärme och hur spillvärmekällan kan nyttjas. Dels finns potential att utnyttja spillvärme (200 GWh) från Stora Enso i Skutskär och dels finns det eventuellt potential att ta ut spillvärme från Sandvik AB. Hur stor potentialen är från Sandvik AB är dock oklart och för närvarande pågår utredningar för att fastställa detta. För att spillvärmen från Stora Enso ska kunna nyttjas under lönsamma förhållanden kommer det med stor sannolikhet krävas en ledning som går från Skutskär, via Gävle och vidare till Sandviken.

Aktörerna som intervjuats, Sandviken Energi samt Gävle Energi, är eniga om att det måste finnas en bra affär, d.v.s. ekonomisk lönsamhet, med sammankopplingen för att den ska realiseras samt att sammankopplingen inte medför negativa miljövärden. Visar beräkningarna att det finns ekonomisk lönsamhet måste dessutom ägarrepresentanterna (dvs politikerna) i respektive ort komma överens och ha en gemensam vilja om att investera i ledningen. Vidare är det ett stort antal aktörer (tre energibolag samt upp till tre industrier) som ska komma överens om en affärsmodell och avtal där alla parter känner att affärsmodellen och avtalen är gynnsamma för dem. Vidare krävs att omvärldsfaktorerna (fjärrvärmens konkurrenskraft, bränslepriser etc.) är gynnsamma för projektet för att samarbetet ska realiseras. Se mer under kapitel 5.3 avseende vad som krävs för att en sammankoppling ska realiseras.

Kommer det bli aktuellt med en sammankoppling av fjärrvärmenäten kommer övriga aktörer avseende gas, VA och el som var med i inledningen av projektet att bjudas in och informeras och eventuellt kommer även dessa samarbeten realiseras i samband med att fjärrvärmeledningen anläggs.

8.3 Potentiell fjärrvärmesammankoppling mellan Luleå och Boden

Luleå och Boden ligger i Norrbotten och avståndet dem emellan är knappt 37 km. Luleå kommun har drygt 75 000 invånare medan Bodens kommun knappt har 28 000. Båda orterna har utbyggd fjärrvärme som täcker en stor del av värmebehovet. I Boden förser Boden Energi invånarna med fjärrvärme och deras produktion utgörs i huvudsak av avfallsförbränning (både från ett kraftvärmeverk och från en hetvattenpanna). De har även en hetvattenpanna som eldas med biobränsle. I Luleå ser situationen något annorlunda ut då fjärrvärmen i huvudsak produceras i ett kraftvärmeverk som ägs av bolaget Lulekraft som i sin tur ägs av Luleå Energi och SSAB. Bränslet som används i kraftvärmeverket utgörs av en mix av restgaser (blandgas från

masugns gas, stålverksgas och koksgas) från SSAB. Fjärrvärmen distribueras dock av Luleå Energi som även äger ett antal spetsanläggningar.

En eventuell sammankoppling av fjärrvärmenäten i Luleå och Boden har diskuterats och utretts två gånger tidigare. Den senaste gången frågan utreddes var 2004/2005 i samband med att Boden Energi stod inför en nyinvestering av ett nytt kraftvärmeverk då de var i behov av ökad kapacitet. Utredningen genomfördes av en extern part tillsammans med representanter från båda bolagen och flera alternativa lösningar studerades. Resultatet från utredningen visade dock att ekonomisk lönsamhet saknades, då båda bolagen hade billig baslast samtidigt som de hade ett behov av värme vintertid och ett överskott under sommartid.

För närvarande pågår ingen utredning om en sammankoppling men Luleå Energi och Boden Energi har kontinuerlig dialog med varandra och de har tillsammans bland annat besökt Falun och Borlänge, där de för närvarande anlägger en överföringsledning för att sammankoppla fjärrvärmenäten, se kapitel 4.7 Det är dock först framöver när någon part står inför en större investering som aktörerna bedömer att det eventuellt kommer att bli aktuellt med en sammankoppling av Luleå och Bodens fjärrvärmenät. Alternativt att SSAB ställer om sin produktion eller lägger ned och att Luleå därmed står med kapacitetsbrist.

En sammankoppling av fjärrvärmenäten mellan orterna bedöms inte vara teknisk komplicerat, då detta är utrett i tidigare utredningar. Idag finns det ett väl utbyggt fjärrvärmenät med tillräcklig dimension på ledningen från Luleås centralort fram till regionsjukhuset i Sunderbyn som ligger cirka 20 km från Boden. Detta medför att det uppskattningsvis skulle behövas en ledning om cirka 20 km för att koppla ihop nätet med Boden.

8.3.1 Drivkrafter och hinder för en sammankoppling

En sammankoppling av fjärrvärmenäten i Boden och Luleå kan leda till ett ökat utnyttjande av anläggningar med låg produktionskostnad och att dyrare bränslen därmed kan fasas ut. Det kan även bidra till att elproduktionen kan öka något. I nuläget förbränner Boden Energi främst avfall medan Luleå Energi producerar fjärrvärmen från restgaser. Detta skulle därmed kunna medföra att en sammankoppling av näten medför att endera användningen av restgaserna eller användningen av avfall minskar, vilket kan ge upphov till ett kvittblivningsproblem. En sammankoppling av fjärrvärmenäten skulle troligen inte medföra att nya områden kan nyanslutas, i varje fall inte i någon större utsträckning.

Drivkrafterna för en sammankoppling av fjärrvärmenäten hos aktörerna är främst av ekonomisk karaktär där drivkraften är att hitta en bra affärsmodell. Samtidigt ser aktörerna att genom ett sammankopplat större system skulle aktörerna bli starkare och systemet mer robust för eventuella störningar.

8.3.2 Ekonomiska förutsättningar med en fjärrvärmeledning

Både Luleå Energi och Boden Energi har vissa behov av framtida investeringar. Luleå Energi har behov av investeringar på vissa spetslastanläggningar medan Boden

Energi eventuellt kommer att behöva byta ut helt eller delvis någon av deras äldre pannor, främst den äldre avfallspannan. Boden Energi bedömer dock att en investering inte kommer att ske inom den närmsta femårsperioden.

Som nämnts tidigare har aktörerna genomfört utredningar avseende en potentiell sammankoppling av fjärrvärmenäten. Senaste gången var dock 2004/2005 i samband med att Boden Energi stod inför en nyinvestering. Sedan Boden Energis avfallskraftvärmeverk driftsattes har dock inte förutsättningarna för en sammankoppling studerats varför beräkningar har genomförts i föreliggande studie, se Bilaga A och B.

De beräkningar som genomförts inom ramen för detta projekt visar att en sammankoppling av fjärrvärmenäten i Luleå och Boden skulle kunna innebära att totalt cirka 115 GWh värme årligen överförs mellan de båda fjärrvärmenäten. Av detta förväntas 95 GWh värme överföras till Boden medan 20 GWh förväntas gå i motsatt riktning. Baserat på detta antas att en överföringskapacitet kring 40 MW krävs med en överföringsledning med dimensionen DN400. Längden på ledningen uppskattas till cirka 20 km. Investeringskostnaden har uppskattats till cirka 180 MSEK³ inklusive kulvertskarvning, kulvertmaterial, rörarbeten, markarbeten samt projektering och kontroll.

Den ekonomiska driftnyttan av att koppla samman fjärrvärmenäten vid de angivna antaganden som beskrivs i Bilaga B uppgår till drygt 8,6 MSEK per år där den ekonomiska driftnyttan främst kommer av möjligheten att öka utnyttjandet av anläggningarna med låg produktionskostnad. Baserat på driftnyttan har ett investeringsutrymme beräknats, se Bilaga B, vilken uppgår till cirka 120 MSEK med en kalkylränta på 6 procent och en avskrivningstid på 30 år. Enligt dessa förutsättningar är således investeringen inte lönsam eftersom investeringsutrymmet är lägre än den uppskattade investeringskostnaden (180 MSEK).

Sammankopplingen av fjärrvärmenäten innebär enligt beräkningsmodellen att mer fjärrvärme produceras från restgaser och flis medan avfallsvolymen minskar tillsammans med spetslastproduktionen från bioolja, träpulver samt EoI (se Bilaga B). Detta innebär att Boden Energi skulle kunna få ett överskott av avfall som i nuläget eldas i deras hetvattenpanna, vilket kan ge upphov till ett kvittblivningsproblem. Mängden avfallsvärme som minskas i det sammankopplade systemet uppgår till 60 GWh (det vill säga cirka 21 200 ton avfall/år och ytterligare 7,3 GWh flis/år). I framtiden kan det dock antas att mängden avfall som genereras både lokalt i närområdet kring Boden och nationellt, kommer att minskas något i takt med att Sverige närmar sig de mål som finns avseende ökad materialåtervinning. Boden Energi anger själva att de på sikt skulle kunna minska avfallsvolymererna något, bland annat så importeras en viss mängd idag. Hur mycket de kan minska är dock oklart. Om avfallsmängden som tas emot i Boden inte kan minskas så kommer det att medföra en

³ Observera att uppskattningen är en grov uppskattning och har tagits fram med hjälp av Kulvertkostnadskatalogen från Svensk Fjärrvärme (Svensk Fjärrvärme, 2013) samt FVBs rapport (Larsson Dahlberg, 2012). Uppskattningen bygger på att ca 50% av sträckningen går genom ytterområde och ca 50% av sträckningen i exploateringsområde. Inga djupare beräkningar eller kostnadskalkyler har genomförts.

kostnad vilken då bör inkluderas i den uppskattade driftsnyttan. Exempelvis skulle samma volym avfall kunna eldas som de gör idag och att Luleå Energi kör kondensdrift vid de tillfällen som det finns ett överskott av värme, på samma sätt som det görs idag utan en sammankoppling av näten.

Under föreliggande studie har även miljöeffekterna avseende CO₂-utsläpp samt primärenergianvändning beräknats, se Bilaga B. Utsläppen av växthusgaser mätt i CO₂-ekvivalenter beräknas reduceras med drygt 7 500 ton per år för det sammanslagna systemet. En sammankoppling av fjärrvärmenäten medför även att primärenergianvändningen minskar med nästan 3 GWh.

8.3.3 Vad krävs för att sammankopplingen ska realiseras

Som kan ses under föregående kapitel, visar beräkningarna att det inte finns någon indikation på att det skulle vara ekonomisk lönsamt att koppla samman Luleå och Bodens fjärrvärmenät. Beräkningarna är baserade på grova uppskattningar och det har inte genomförts några detaljstudier, varken avseende optimeringen av fjärrvärmesystemet eller investeringskostnaden för ledningen. Beräkningarna ger dock en indikation till att ekonomisk lönsamhet med att koppla samman näten saknas. Aktörerna själva har också uppgett att det först vid behov av nyinvesteringar kommer bli aktuellt med en sammankoppling alternativt att SSAB minskar sin produktion alternativt lägger ned/flyttar produktionen och därmed levererar mindre volymer restgaser.

Ändras förutsättningarna, exempelvis avseende SSAB:s produktion eller att ett investeringsbehov uppkommer, och det genomförs mer detaljerade studier avseende en sammankoppling, och dessa påvisar ekonomisk lönsamhet blir nästa steg att komma fram till en samarbetsform och affärsmodell som är gynnsam för båda parter. Dessutom måste ägarrepresentanterna (d.v.s. kommunpolitikerna) i båda kommunerna (då båda bolagen är kommunalägda företag) komma överens och sträva efter ett gemensamt mål.

8.4 Potentiell fjärrvärmesammankoppling mellan Hässleholm och Kristianstad

Hässleholm och Kristianstad ligger i Skåne och avståndet mellan orterna är 32 km. Hässleholm kommun har drygt 50 000 invånare medan Kristianstad har cirka 81 000 invånare. Båda orterna har idag utbyggd fjärrvärme som täcker en stor del av orternas värmebehov. I Hässleholm förser Hässleholm Miljö invånarna med fjärrvärme och deras produktion utgörs till 50 procent av avfallsförbränning och resterande i huvudsak av förbränning av flis i hetvattenpannor samt någon procent olja som spets. I Kristianstad produceras fjärrvärmen i huvudsak genom ett fliseldat kraftvärmeverk som ägs och drivs av C4 Energi.

Parterna började diskuteras en sammanskoppling av orternas lokala fjärrvärmenät till ett gemensamt regionalt fjärrvärmenät under våren 2014. De har dock inte genomfört några detaljerade studier utan endast fört inledande diskussioner samt genomfört enklare beräkningar där Hässleholms produktionsdata för 2013 jämförts

med C4 Energis spetslast. C4 Energi levererar inte bara fjärrvärme, utan levererar också ånga till en av sina kunder, vilket medför att de måste köra sitt kraftvärmeverk även under sommartid.

Aktörerna bedömer inte att anläggningen av en överföringsledning mellan orterna skulle vara teknisk komplicerat, dock förekommer viss höjdskillnad mellan orterna. Dessutom är det cirka 10-12 vattendrag samt Natura2000-områden som kommer att passeras längs sträckningen som kan innebära ökade kostnader för ledningsdragningen.

8.4.1 Drivkrafter och hinder för en sammankoppling

En sammankoppling av de lokala fjärrvärmenäten i Kristianstad och Hässleholm till ett större regionalt fjärrvärmesystem skulle kunna leda till ett ökat utnyttjande av billig avfallsförbränning och därmed mindre behov av dyrare produktion som spetslastproduktion. Det finns dock ett antal aspekter som eventuellt hindrar en maximal optimering av ett eventuellt sammankopplat system då C4 Energi bland annat levererar ånga till en av sina kunder, vilket medför att de måste köra sitt kraftvärmeverk året runt. Vidare är avståndet mellan orterna relativt långt, 32 km vilket medför att det sannolikt krävs betydande volymer värme som flödar i överföringsledningen för att ekonomisk lönsamhet skall uppnås. Längs den potentiella sträckningen finns ett antal mindre samhällen som eventuellt skulle kunna anslutas till fjärrvärmenätet så att värmeunderlagen ökar. Det finns även en möjlighet att öka andelen industriell spillvärme vid behov då Hässleholm Miljö redan idag tar emot spillvärmeleveranser från Paroc, vilka kan leverera mer än de gör idag vid behov (hur mycket de kan öka är dock oklart).

Drivkrafterna för aktörerna att slå samman fjärrvärmenäten är bland annat att kunna optimera användningen av sina produktionsenheter samtidigt som de kan utgöra reserv åt varandra. Ekonomisk lönsamhet och affärsmässiga grunder är dock en förutsättning för att ledningen ska komma till stånd.

8.4.2 Ekonomiska förutsättningar med en fjärrvärmeledning

Ingen av parterna har något större investeringsbehov under de närmsta åren. Hässleholm Miljö uppger dock att de inom en tioårsperiod kommer att vara i behov av ny- eller reinvestering då deras två äldre flispannor kommer att vara i behov av utbyte eller skrotning. C4 Energi är eventuellt i behov av ny reservkapacitet för de allra kallaste dagarna. Detta behov skulle dock kvarstå även om de kopplar samman sig med Hässleholm Miljö, då Hässleholm Miljö inte har tillräcklig kapacitet att förse Kristianstad med värme under de allra kallaste dagarna.

Som nämns ovan har parterna inlett en dialog med varandra om en sammankoppling och de har genomfört enklare beräkningar där Hässleholm Miljös produktionsdata jämförts med spetslasten hos C4 Energi. Då inga beräkningar genomförts där alla anläggningar i systemen ingår, har en grov modellering av sammankoppling genomförts för att på så sätt få fram en första indikation på en eventuell driftnytta. Se Bilaga A och C för beräkningsdetaljer.

Vid en sammankoppling av fjärrvärmenäten i Hässleholm och Kristianstad bedöms totalt cirka 60 GWh värme årligen kunna överföras mellan de båda fjärrvärmenäten. Av detta förväntas cirka 35 GWh värme överföras från Hässleholm till Kristianstad medan 25 GWh förväntas gå i motsatt riktning. Rördimensionen har antagits till en DN400 med överföringskapaciteten 37 MW eller lägre. Längden på ledningen uppskattas till 32 km. Investeringskostnaden har uppskattats till cirka 290 MSEK⁴ inklusive kulvertskarvning, kulvertmaterial, rörarbeten, markarbeten samt projektering och kontroll.

Den ekonomiska driftnyttan av att koppla samman fjärrvärmenäten vid de angivna antaganden som beskrivs i Bilaga C uppgår till 7,2 MSEK per år. Den ekonomiska driftnyttan kommer av möjligheten att öka utnyttjandet av anläggningarna med låg produktionskostnad samt att sammankopplingen möjliggör en något ökad elproduktion och minskar behovet av kylning. Baserat på driftnyttan har ett investeringsutrymme beräknats, se Bilaga C, vilken uppgår till nästan 100 MSEK med en kalkylränta på 6 procent och en avskrivningstid på 30 år.

Enligt förutsättningar som är givna i Bilaga C är investeringen inte lönsam eftersom investeringsutrymmet (100 MSEK) är betydligt lägre än den uppskattade investeringskostnaden (290 MSEK). Inte ens då kalkylräntan sänks samtidigt som avskrivningstiden ökas till 40 år erhålls lönsamhet för investeringen, se Bilaga C. Hässleholm Miljö har dock själva uppskattat investeringskostnaden till drygt 200 MSEK (6 500 SEK/meter) vilket skulle medföra att ekonomisk lönsamhet uppnås vid kalkylräntan 2 procent med en avskrivningstid om 40 år. Vidare har Hässleholm Miljö uppskattat att värdet för den redundans som erhålls genom sammankopplingen skulle kunna antas vara i storleksordningen 1-2 MSEK per år vilket därmed skulle öka driftnyttan för sammankopplingen. Eventuellt värde för ökad redundans har dock inte beaktats i föreliggande beräkningar.

En orsak till att den ekonomiska kalkylen inte ger ett bättre resultat är att mängden värme som förväntas överföras, cirka 60 GWh, är för liten i förhållande till avståndet mellan orterna (32 km). En annan faktor som delvis påverkar resultatet är att det i nuläget finns ett antal krav som aktörerna måste ta hänsyn till. Bland annat måste C4 Energi köra sitt fliseldade kraftvärmeverk under sommartid då de har avtal med en kund om leverans av ånga. Samtidigt finns tillgänglig kapacitet under sommarperioden i Hässleholm Miljös avfallseldade kraftvärmeverk som hade kunnat täcka delar av värmebehovet i Kristianstad. En annan fördyrande faktor, vilket hänsyn inte tagits till, är att ett stort antal vattendrag samt Natura2000-område måste passeras. Detta medför att den uppskattade investeringskostnaden kan vara något underskattad.

Under föreliggande studie har även miljöeffekterna avseende CO₂-utsläpp samt primärenergianvändning beräknats, se Bilaga C. Syftet med en sammankoppling av

⁴ Observera att uppskattningen är en grov uppskattning och har tagits fram med hjälp av Kulvertkostnads katalogen från Svensk Fjärrvärme (Svensk Fjärrvärme, 2013) samt FVB:s rapport (Larsson Dahlberg, 2012). Uppskattningen bygger på att ca 50% av sträckningen går genom ytterområde och ca 50% av sträckningen i exploateringsområde. Inga djupare beräkningar eller kostnadskalkyler har genomförts.

fjärrvärmenäten är dels att befintliga produktionsanläggningar ska kunna utnyttjas mer effektivt och därmed ge positiva miljöeffekter i form av minskade utsläpp av växthusgaser samt minskad användning av primärenergi. Utsläppen av växthusgaser mätt i CO₂-ekvivalenter beräknas reduceras med cirka 145 ton per år för det sammanslagna systemet. En sammankoppling av fjärrvärmenäten medför dock att primärenergianvändningen ökar med nästan 5 GWh. Att primärenergianvändningen ökar beror delvis på att användningen av bioolja minskar betydligt samtidigt som flisanvändningen ökar, där bioolja har en betydligt lägre primärenergifaktor än flis.

8.4.3 Vad krävs för att sammankopplingen ska realiseras

För att en sammankoppling av de lokala fjärrvärmenäten i Kristianstad och Hässleholm ska komma till stånd måste det finnas en ekonomisk lönsamhet med affärsmässiga grunder. Som nämns under föregående kapitel, uppvisar dock inte de ekonomiska beräkningarna att det finns någon indikation på att en sammankoppling i nuläget skulle vara ekonomiskt lönsamt. I nuläget är den värmemängd som skulle överföras i en överföringsledning för liten i förhållande till längden på ledningen. Dessutom finns det andra krav och villkor som måste uppfyllas i näten vilket medför att optimeringen av systemen inte helt går att maximera efter billigast produktion.

En sammankoppling skulle dock kunna bli aktuell om förutsättningarna förändras eller om någon av aktörerna i framtiden står inför en större investering och då är i behov av ny kapacitet.

9 SAMMANFATTANDE DISKUSSION OCH ANALYS

I föreliggande studie har intervjuer med fjärrvärmeaktörer på den svenska marknaden som ingår i ett regionalt fjärrvärmesystem genomförts för att på så sätt djupare kartlägga vilka hinder och drivkrafter som finns med regionala fjärrvärmenät samt vad som krävs för att fler sammankopplingar ska komma till stånd (se Kapitel 4 och Kapitel 5). Vidare har ytterligare åtta intervjuer genomförts med fjärrvärmeaktörer på den svenska marknaden som för närvarande inte ingår i ett regionalt fjärrvärmesystem för att djupare kunna studera förutsättningarna för att fler regionala fjärrvärme-sammankopplingar ska realiseras (se Kapitel 7 och 8).

Det är tydligt att det finns ett flertal fördelar och drivkrafter med regionala fjärrvärmesystem och flertalet studier av fjärrvärmesammankopplingar på regional nivå har tidigare genomförts. Vidare angav över 20 fjärrvärmeaktörer i den enkäten som skickades ut under föreliggande studie (se Kapitel 1.3.1) att de själva genomfört utredningar och diskuterat frågan om en sammankoppling med närliggande fjärrvärmenätsägare. Detta påvisar att branschen är väl medvetna om de utmaningar de står inför och att de söker efter alternativa och optimala lösningar.

Ett företag som kontinuerligt arbetat med frågan är Öresundskraft, som idag är sammankopplad med Landskrona och inom en snar framtid även med Lund (se Kapitel 4.3 och 4.4). Öresundskraft har även utrett frågan om en överföringsledning mellan Helsingborg och Helsingör där fjärrvärmenätet ägs av Forsyning Helsingör. I nuläget saknas dock lönsamhet med en överföringsledning över sundet.

Att inte fler sammankopplingar realiseras trots alla utredningar påvisar dock att det finns flera faktorer som påverkar om en sammankoppling av två lokala fjärrvärmenät till ett större regionalt nät kommer till stånd eller inte, vilka diskuteras i en sammanhållen analys nedan. Dessa faktorer diskuteras dels på en generell nivå och dels specifikt för vissa fjärrvärmeregioner, eftersom det finns både generella och specifika aspekter på dessa faktorer. Fokus på nedanstående diskussion och analys är regionala fjärrvärmesystem där näten som sammankopplas har olika nätägare. Fjärrvärmebolag har i många fall flera nät som ligger i nära anslutning till varandra, exempelvis ett centralt nät och flera mindre närvärmenät i kransområden inom kommunen. För dessa nät skulle det i vissa fall kunna finnas potential att koppla samman näten till ett större nät inom det egna bolaget. Denna typ av expansion av fjärrvärmenät har inte inkluderats i detta arbete bland annat för att bolagen själva förutsätts ha möjlighet att bedöma potentialen för sådana sammankopplingar och att genomföra kostnadseffektiviseringar av den egna verksamheten.

9.1 Ekonomisk lönsamhet

Det har genomgående (både avseende de befintliga regionala fjärrvärmenäten samt där diskussioner om en sammankoppling sker) varit tydligt att ekonomisk lönsamhet är en förutsättning för att en sammankoppling av två lokala fjärrvärmenät till ett

större regionalt nät ska komma till stånd. Möjlighet till ekonomisk lönsamhet har diskuterats i kapitel 5.3 och kan bland annat anses bero på (se också Figur 7):

- Skillnaden i värmeproduktionskostnad mellan näten
- Avståndet mellan näten (d.v.s. längden på en överföringsledning mellan näten) i förhållande till överförd värmemängd
- Kapacitet i produktionsanläggningar
- Värmebehovet i regionen
- Behov av ny- och/eller reinvestering i produktionsanläggningar

Det är dock inte givet att en sammankoppling uppvisar ekonomisk lönsamhet bara för att ovanstående faktorer är gynnsamma, då det även kan bero på lokala förutsättningar och villkor. Detta har bland annat varit tydligt bland de intervjuade aktörerna som presenteras i kapitel 8. För de två klustren där ingen ekonomisk beräkning genomförts i föreliggande studie (se Kapitel 8.1 samt 8.2) går det inte självklart att förutse ekonomisk lönsamhet, vilket även de intervjuade aktörerna påpekat. I dessa fall är det ett stort antal aspekter som sammankopplingens eventuella lönsamhet beror på och där spillvärmepotentialen har en avgörande betydelse. Även om en sammankoppling av fjärrvärmenäten inte uppvisar lönsamhet i nuläget, kan förutsättningarna på marknaden avseende exempelvis spillvärmetillgång, bränslepriser och elpriser förändras över tid och en sammankoppling kan därmed vara ekonomiskt motiverad om ett antal år.

Som kan ses för de två kluster (se Kapitel 8.3 och 8.4) där beräkningar genomförts i föreliggande studie är den uppskattade investeringskostnaden betydligt högre än det framräknade investeringsutrymmet som i sin tur baseras på den årliga ekonomiska driftnyttan. Avsaknaden av lönsamhet beror på flera olika faktorer men delvis på att aktörerna har avtal om mottagande av avfall, restgaser, ångleveranser etc. vilket medför begränsningar vid sammankopplingen av systemen. Vidare är den möjliga överförda mängden värme för liten i förhållande till avståndet mellan näten, vilken kan relateras till en av punkterna ovan.

9.2 Samarbete inför en sammankoppling

Som nämndes ovan är det tydligt att ekonomisk lönsamhet är en förutsättning för en sammankoppling. Det räcker dock inte enbart med att en sammankoppling kan uppvisa ekonomisk lönsamhet för att investeringen ska realiseras, i alla fall inte då näten som ska sammankopplas ägs av olika ägare. Finns ekonomisk lönsamhet krävs också goda samarbetsmöjligheter, vilket bland annat kan ses i de potentiella klustren som beskrivs i Kapitel 8.1 – 8.2. Det har varit tydligt bland alla de intervjuade aktörerna att management, strategi och avtalsfrågor avseende samarbetet med en annan part är komplexa frågor och tar tid att utforma och därmed inte bör underskattas. Hinder med samarbetsutformningen kan exempelvis uppstå då det är stora kulturella skillnader mellan bolagen, då storleken på bolagen markant skiljer sig eller då det ena företaget har privata ägare medan det andra exempelvis är kommunalägt. Ett större bolag som har verksamhet på flera olika orter har med stor sannolikhet

även andra delar av verksamheten att ta hänsyn till som kan påverka processen för utformning av ett fjärrvärmesamarbete. Vidare, ju fler aktörer samarbetet ska omfatta desto mer komplicerat blir framtagande av samarbets- och affärsmodeller.

Som kan ses i kapitel 8, är två av de potentiella fjärrvärmesammankopplingarna (Trollhättan – Vänersborg samt Gävle – Sandviken) beroende av spillvärmesamarbeten med industripartner för att uppnå lönsamhet och för att samarbetena ska realiseras. Fler fjärrvärmebolag har under intervjuerna uppgett att det finns en viss risk med att ingå samarbete med industrier (leverantörer av industriell spillvärme) då spillvärmeleveranser inte är industriernas kärnaffär. Industrins framtid styrs därmed av tillgång och efterfrågan av industrins produkter. Det kan därför finnas en viss risk att spillvärmeleveranserna uteblir framöver och därmed även lönsamheten med ledningen. Det är härmed oerhört viktigt att hitta affärsmodeller där den här typen av risk hanteras och där alla involverade parter känner att affärsmodellen och samarbetet är gynnsamt för alla inblandade. Parterna som står inför en eventuell sammankoppling har dock delvis uppgett att de har samarbetat med industrin sedan lång tid tillbaka och därmed är vana att hantera den här typen av risk genom olika former av avtal. Det kan ändå komplicera samarbetet avseende en överföringsledning, då det är fler parter som ska komma överens och utforma en gemensam målbild och affärsupplägg, där alla parter måste känna att samarbetet gynnar dem. Det är dessutom fler parter som kan påverka att ledningen inte realiseras, då det är fler parter som ska besluta om ett investeringsbeslut. Har ett energibolag redan ett upparbetat spillvärmesamarbete med en industri sedan lång tid tillbaka, ökar inte direkt risken med att en överföringsledning byggs, utan risken kanske rentutav minskas då värmeunderlaget ökar. Detta kan tänkas vara fallet bland de befintliga klustren (se Kapitel 4) där flera av de befintliga klustren idag har industriell spillvärme i sina nät (exempelvis Göteborg - Mölndal, Borlänge – Falun och Helsingborg - Landskrona). Dessa kluster hade dock spillvärme i näten redan innan sammankopplingen och industrierna har inte haft någon direkt inverkan på själva processen att formera ett regionalt kluster, utan samarbetet fanns redan på plats då energibolagen tog investeringsbeslut för dessa kluster.

9.3 Samarbete under drift av en sammankoppling

När en sammankoppling väl realiserats är det av stor vikt att upprätthålla samarbetet och stärka affärsrelationen genom att dra nytta av varandras organisationer där eventuella konkurrensfrågor som inte rör fjärrvärmesamarbetet bör hanteras separat. Detta för att på så sätt undvika eventuella konflikter. Som nämnts i kapitel 6, är det även viktigt att målbilden förankras i hela organisationen och att personal utbildas för att få förståelse för systemets bästa för att på så sätt kunna få ut maximal driftnytta med sammankopplingen. Det har genomgående varit tydligt under intervjuerna att gemensam produktionsoptimering kan bidra till ett framgångsrikt samarbete (då det är olika parter som äger näten) då det kan medföra att konflikter och oenighet avseende vem som ska producera kan undvikas. Vidare har det varit tydligt att projektplanering, projektutvärdering och driftoptimering måste baseras på vad som är

optimalt för hela systemet och skilt från exempelvis avräkning och vinstfördelning vilket måste hanteras separat genom särskilda överenskommelser. Saknas gemensam produktionsoptimering finns det en stor risk att systemtänkandet försvinner, där aktörerna som är involverade istället ser till det egna bolagets vinstnytta på bekostnad av effektiviteten i det totala systemet. Vidare har det framkommit under studien, att det är lättare att någon form av konflikt uppstår där gemensam maximering av den totala driftnyttan saknas, då det är svårt att i avtal reglera alla eventuella förändringar som kan uppstå i en köp- och säljrelation. Som har nämnt flera gånger i föreliggande studie är det också oerhört viktigt att gå in i samarbetet med inställningen att det inte kommer att gå att nå millimeterrättvisa, men att systemet på lång sikt kommer vara till fördel för alla parter.

9.4 Produktion och teknik

Huvudsyftet med en sammankoppling av fjärrvärmenäten är att åstadkomma en mer kostnad- och resurseffektiv fjärrvärmeproduktion genom att öka användning av produktionsanläggningar med lägre rörliga kostnader och använda mindre fossila bränslen. Detta innebär att gemensam produktionsoptimering är ett viktigt steg för att uppnå detta när en sammankoppling har skett. En sammankoppling kan ge ett flexiblere och robustare system som ger ökad försörjningstrygghet och driftsäkerhet samtidigt som det minskar riskutsättningen för snabba förändringar av bränslepris och skatter. En gemensam produktionsoptimering möjliggör därmed att alla fördelar med sammankopplingen tas tillvara. Dessa värden som skapas genom sammankopplingen kan vara svåra att värdera vid en lönsamhetsbedömning. Det är dock viktigt att ha med i beaktande då ledningens investeringskostnad ställs i relation till värdet det skapar.

Det finns inte direkt några tekniska hinder eller utmaningar med att bygga en längre överföringsledning. Däremot kan lokala geografiska förhållanden påverka sträckningen för ledningen vid genomförandet, exempelvis om det är stora höjdskillnader eller om berg ska passeras. Detta kan påverka både investerings- och driftskostnad. Aktörerna upplever dock detta som ett mindre hinder som endast påverkar tidplan och kostnader för en överföringsledning.

9.5 Miljö

En av drivkrafterna för en sammankoppling av fjärrvärmenäten till regionala fjärrvärmesystem är att produktionsanläggningarna kan användas mer effektivt och därmed minska behovet av topplaster (och ibland även mellanlast) som i många fall utgörs av anläggningar som nyttjar fossila bränslen. Detta medför att koldioxidutsläppen och primärenergianvändningen kan reduceras. Under intervjuerna med de som idag ingår i ett befintligt regionalt fjärrvärmenät har det varit tydligt att fjärrvärmebranschen är miljömedvetna och ständigt arbetar med att reducera koldioxidutsläppen. Det är dock ytterst få av de intervjuade som har kunnat sätta en miljönytta på överföringsledningen och därmed kunnat redogöra för vad sammankopplingen inneburit för koldioxidutsläppen och primärenergianvändningen. Om

detta beror på att det saknas fokus på uppföljningar eller om det är andra personer i organisationerna som sitter på data är dock oklart. Några av aktörerna har dock nämnt att data går att få fram men att det är tidskrävande, vilket ger en bild av att uppföljning av klimatnyttan med ledningen inte är något som prioriterats i organisationerna.

Det har emellertid varit tydligt att överföringsledningarna som funnits en längre tid bidragit till att fossila bränslen kunnat fasas ut samt att mer industriell spillvärme kunnat nyttjas i fjärrvärmesystemen och därmed har miljönyttan troligen varit stor. För nya potentiella sammankopplingar finns det dock med stor sannolikhet en mindre potential att reducera koldioxidutsläppen samt minska primärenergianvändning med en överföringsledning då branschen medvetet arbetat intensivt med att fasa ut fossila bränslen och övergå till mer förnybara energikällor. Detta medför således att miljönyttan blir mindre och i många fall kan den mer ses som en bonus än som en stor drivkraft. För vissa fjärrvärmenät kan en sammankoppling till och med medföra att primärenergianvändningen ökar, vilket var fallet då en sammankoppling av Hässleholm och Kristianstad studerades, se kapitel 8.4. Anledningen till att primärenergianvändningen ökade något var att andelen flis ökade medan bioolja minskade. Bioolja har en lägre primärenergifaktor jämfört med flis då det klassas som en restprodukt. I beräkningarna har dock ingen hänsyn tagits till överföringsförluster i nätet.

Lokala miljöaspekter kan påverka sträckningen för överföringsledningen vid genomförandet, exempelvis om skyddsvärda naturområden ska passeras. Detta upplevs dock av aktörerna som ett mindre hinder som endast påverkar tidplan och investeringskostnaden för en överföringsledning.

9.6 Fjärrvärmens konkurrenskraft

Fjärrvärme är ett konkurrenskraftigt uppvärmningsalternativ och det finns många faktorer som talar för att det kommer att fortsätta att vara det i framtiden. Fjärrvärmeföretagen står dock inför flera utmaningar som påverkar företagets utvecklingsförutsättningar där de främsta utmaningarna är energieffektiviseringar och konkurrens från andra uppvärmningsalternativ (främst värmepumpar). De aktörer som intervjuats i föreliggande studie har dock inte märkt av energieffektiviseringar samt konkurrensen från andra uppvärmningsalternativ i så stor utsträckning än eftersom nyanslutningar till stor del vägt upp bortfallet. Däremot är de medvetna om att de står inför en stor förändring och att de måste ligga i framkant för att bibehålla sin position på marknaden. Vidare kan tänkas att nyanslutningar har medfört att levererad volym inte förändrats i så stor utsträckning, men däremot så medför nyanslutningar ökade krav på investeringar vilket påverkar bolagens lönsamhet. Nyanslutningar och nya användningsområden för fjärrvärme bedöms dock i framtiden inte väga upp för minskade leveranser och det är därmed troligt att många fjärrvärmeföretag kommer att leverera mindre fjärrvärme om 15 år än vad de gör idag (Göransson, et al., 2009). Detta medför att fjärrvärmeaktörerna måste effektivisera och optimera sina produktionssystem där en form av effektivisering är att sammankoppla fjärrvärmenätet med ett närliggande nät, där systemet kan optimeras efter billigast och

effektivast värmeproduktion. I de fall där ekonomiska förutsättningarna funnits för att sammankoppla näten till ett större regionalt nät (se kapitel 4 där befintliga sammankopplingar presenteras) har effekten varit att produktionskostnaderna minskat och att kundpriset därmed kunnat bibehållas eller åtminstone inte ökat i den utsträckning som annars troligen varit fallet om bolagen varit tvungna att ny- eller reinvestera i produktionskapacitet. Detta är en viktig aspekt för framtida sammankopplingar och för branschen, då det i ett långsiktigt perspektiv är viktigt att kunna erbjuda kunderna ett attraktivt fjärrvärmepris, då det annars finns risk att kunden väljer att helt eller delvis byta uppvärmningsalternativ. Andra utmaningar fjärrvärmebranschen står inför är bland annat regelförändringar, förändrade kundkrav samt bristande förtroende för fjärrvärmen.

Ett sätt att förbättra fjärrvärmens konkurrenskraft är att öka förtroendet för fjärrvärmen som ibland upplevs saknas. Idag är fjärrvärmekunderna ofta utlämnade till en leverantör och ett uppvärmningsalternativ och för att öka förtroendet krävs därmed att fjärrvärmebolagen informerar om exempelvis hur avtalet är uppbyggt och hur priserna sätts för att på så sätt öka kunskapen om fjärrvärmeverksamheten hos kunderna. Vid en sammankoppling av två fjärrvärmenät är det därmed av stor betydelse att informera fjärrvärmekunderna i respektive kommun om investeringen och påvisa vad det får för konsekvenser, så att det inte upplevs som att kunderna i en kommun får finansiera en överföringsledning för att kunderna i den andra kommunen ska kunna få billigare fjärrvärme. Ett annat sätt att skapa ett större förtroende för fjärrvärmen är att påvisa dess fördelar och hur fjärrvärmen har producerats och därmed visa vilket miljövänligt och hållbart alternativ fjärrvärmen är. En sammankoppling av fjärrvärmenäten kan möjliggöra att spillvärmeanvändningen ökar samt att befintliga produktionsanläggningar kan användas mer effektivt och på så sätt fasa ut de fossila bränslen som fortfarande finns kvar i systemet och därmed bidra till ett hållbart energisystem.

9.7 Lagförändringar som påverkar fjärrvärme- marknaden

Som nämns under kapitel 2 infördes i augusti 2014 en lagförändring (reglerat tillträde till fjärrvärmenäten) som möjliggör för nya aktörer att få tillträde till fjärrvärmenäten. Motiveringen till lagförändringen är att förenkla för industrier och andra aktörer att sälja industriell spillvärme till ett fjärrvärmenät. Lagändringen ger fjärrvärmeföretag en skyldighet att medge reglerat tillträde till fjärrvärmenäten för aktörer som vill mata in prima värme på framledningen. Tillträdesrätten gäller dock inte förutsättningslöst, och fjärrvärmeföretaget har möjlighet att neka ett reglerat tillträde om företaget kan visa att det finns risk för att det lider (ekonomisk) skada genom tillträdet. Ytterligare en ny lagförändring som införts på den svenska marknaden är lagen om kostnadsnyttoanalyser vilken trädde i kraft 1 juni 2014. Lagen har införts som en del i genomförandet av EU:s energieffektiviseringsdirektiv och den ställer krav på att en kostnadsnyttoanalys genomförs som tar hänsyn till utnyttjande av industriell spillvärme vid planering av ett nytt nät för fjärrvärme och fjärrkyla eller vid investering av ny fjärrvärmeproduktionsanläggning med en total tillförd effekt på mer

än 20 MW (se kapitel 2). Dessa två lagförslag skulle kunna underlätta för att en överföringsledning mellan två lokala fjärrvärmenät och en industri realiseras, vilket kan medföra att fjärrvärmesystemet därmed blir mer energieffektivt, då värme kan utnyttjas som annars skulle kylts bort. Aktörerna som intervjuats enligt kapitel 8, anser dock att dessa lagförändringar inte kommer medföra någon större skillnad då detta är aspekter som redan idag beaktas vid en investering.

9.8 Omvärldsfaktorer

Omvärldsfaktorer som påverkar förutsättningarna för att en sammankoppling av två fjärrvärmenät ska uppvisa ekonomisk lönsamhet och därmed realiseras är bland annat variationer i bränslepriser, variationer i elpris, spillvärmeförbrukningen, styrmedel samt förändrade energiskatter. Hur bränsle- och elpriser kommer variera beror på flera olika faktorer men styrs främst av tillgång och efterfrågan. Tillgången till industriell spillvärme är dock mer komplex och styrs av specifika förutsättningar för den industri som tillhandahåller spillvärmesystemet men är ofta kopplad till konjunktur och det är därmed svårt för ett energibolag att påverka. Under föreliggande studie har inga känslighetsanalyser gjorts avseende bränslepriser och elpriser för de två kluster där ekonomiska beräkningar genomförts. Även om en sammankoppling av fjärrvärmenäten idag inte uppvisar lönsamhet kan förutsättningarna på marknaden förändras och en sammankoppling kan därmed vara ekonomiskt motiverad om ett antal år. De kluster där sammankopplingar redan genomförts (se kapitel 4) är troligen mer robusta och mindre känsliga för snabba förändringar av bränsle-, elpriser och skatter då de genom sammankopplingen har ett effektivare fjärrvärmesystem med troligen större flexibilitet i fjärrvärmeproduktionen.

9.9 Potential för nya fjärrvärmesamarbeten

Som nämnts tidigare har enkätstudien, intervjuerna samt arbetet med att identifiera nya möjliga fjärrvärmesamarbeten visat att de flesta fjärrvärmeaktörer själva har genomfört utredningar och diskuterat frågan om en sammankoppling i större eller mindre utsträckning med närliggande fjärrvärmenätsägare. Något som också varit tydligt är att diskussionerna inom bolagen återkommer trots att förutsättningarna inte alltid ändrats i så stor utsträckning vilket kan indikera att bolagen själva har svårt att göra heltäckande studier och bedöma och hantera riskerna. Det kan därför vara fördelaktigt att ta hjälp av en tredje oberoende part som besitter expertkompetens inom området.

Att inte fler sammankopplingar har realiserats trots alla utredningar och diskussioner beror på ett antal faktorer som diskuterats ovan, där ekonomisk lönsamhet är en förutsättning. Analysen i detta arbete visar därför att potentialen för ytterligare regionala fjärrvärmesamarbeten är blygsam. En anledning till detta skulle kunna vara att bolagen tidigare bortsett från möjligheten att sammankoppla fjärrvärmenäten med ett närliggande fjärrvärmenät och därmed gjort andra investeringar i enskilda produktionsanläggningar vilket till viss del kan medföra att potentialen för regionala fjärrvärmesystem har byggts bort. Många fjärrvärmenät har

också effektiviserat sin fjärrvärmeproduktion både avseende produktionskostnad och klimatpåverkan. Därför finns idag ofta endast mindre skillnader mellan de rörliga produktionskostnaderna, vilket gör att den faktor som har störst inverkan på förutsättningarna för ekonomisk lönsamhet ofta är för liten för att motivera en sammankoppling. De fjärrvärmenät som har stora skillnader i produktionskostnad och ligger nära varandra har i allmänhet redan kopplat samman näten. Det kan därför tänkas att det främst kommer att ske sammankopplingar av fjärrvärmenät då en aktör står inför en större re- eller nyinvestering och en överföringsledning till angränsade nätagare är ett bättre ekonomiskt alternativ.

Så länge anledningen till att antalet fjärrvärmesamarbeten inte ökar beror på att det inte är ekonomiskt eller miljömässigt gynnsamt med en sammankoppling, så är det inte negativt utan innebär bara att den mest kostnads- och resurseffektiva fjärrvärmeproduktionen är i två separata nät. Det finns dock potentiella fjärrvärmesamarbeten där det råder osäkerhet kring den ekonomiska lönsamheten, exempelvis där spillvärmeleveranser från industriparters påverkar lönsamheten. Detta kan göra att processen och utredningarna förlängs på grund av osäkerheten kring framtida spillvärmeleveranser och utformandet av avtalen mm. Om fjärrvärmesammankopplingar inte kommer till stånd på grund av att riskfördelning och utformande av avtal inte kan göras gynnsam för alla parter, kan det få konsekvenser i form av ökad primärenergianvändning eller högre fjärrvärmepriser för kunden.

10 SLUTSATSER

Syftet med föreliggande studie har varit att identifiera hinder och drivkrafter för utvecklingen av regionala fjärrvärmesystem och utifrån dessa sammanställa framgångsfaktorer för att underlätta för nya fjärrvärmesamarbeten. Vidare har nya potentiella fjärrvärmeregioner identifierats och analyserats. Studien har bland annat genomförts genom intervjuer med 20 aktörer där 12 av dessa idag ingår i ett befintligt regionalt fjärrvärmesystem medan övrig åtta eventuellt har potential att sammankoppla sitt nät med ett närliggande nät. Alla de intervjuade aktörerna har varit mycket insatta i området och villiga att dela med sig av sina erfarenheter.

De mest framträdande *drivkrafterna* för att sammankoppla lokala fjärrvärmenät till ett större regionalt fjärrvärmenät kan kategoriseras inom de tre huvudområdena;

- (1) Lönsamhet,
- (2) Produktion
- (3) Miljö

Av dessa tre är ekonomisk lönsamhet den mest framträdande och avgörande drivkraften då detta är en förutsättning för att en sammankoppling ska realiseras. Lönsamhet kommer bland annat av att en sammankoppling kan möjliggöra ökad elproduktion, ökad användning av industriell spillvärme och att det minskar eventuell investeringsvolym. En annan viktig drivkraft, som indirekt även påverkar det ekonomiska utfallet, kategoriseras som produktion. Genom en sammankoppling av fjärrvärmenäten kan ett flexiblere och robustare system erhållas med större redundans vilket möjliggör ökad försörjningstrygghet och driftsäkerhet samtidigt som det minskar riskutsättningen för snabba förändringar av bränslepriser och skatter. Drivkrafter kopplade till miljö och minskad miljöpåverkan innebär att koldioxidutsläppen och primärenergianvändningen kan reduceras genom en sammankoppling då mer effektiva produktionsanläggningar kan användas och därmed minskar behovet av topplaster, som i många fall utgörs av anläggningar som nyttjar fossila bränslen. I de fall där regionala fjärrvärmesamarbeten realiserats i Sverige har samarbetena initierats genom att möjligheter till att reducera produktionskostnaderna har identifierats och därmed möjlighet till att uppnå ekonomisk lönsamhet, till exempel genom att ett fjärrvärmebolag varit i behov av ny kapacitet medan disponibel produktionskapacitet funnits tillgänglig på en närliggande ort eller att bolagen haft fjärrvärmeproduktion med olika produktionsmixar som därmed kompletterat varandra.

Trots de potentiella fördelarna med regionala fjärrvärmesystem och de drivkrafter som identifierats, finns det *hinder som måste övervinnas* för att sammankopplingarna ska komma till stånd, vilka kan kategoriseras inom huvudområdena;

- (1) Brist på lönsamhet
- (2) Samarbete

På samma sätt som möjlighet till ekonomisk lönsamhet är den främsta drivkraften för att en sammankoppling av fjärrvärmenäten ska komma till stånd, är också brist på lönsamhet det största hindret. Erhålls ekonomisk lönsamhet finns det ändå möjliga hinder som kan ha stor betydelse för om sammankopplingen realiserar eller inte, vilka alla kan kategoriseras inom gruppen samarbete. För att fler sammankopplingar ska realiserar finns det därmed ett antal *förutsättningar som krävs*;

- (1) investeringen måste vara ekonomisk lönsam där det potentiella investeringsutrymmet som driftnyttan med sammankopplingen ger överstiger överföringsledningens investeringskostnad,
- (2) erhålls ekonomisk lönsamhet måste det även finnas goda samarbetsmöjligheter där alla parter (när det är olika parter som äger näten) tillsammans arbetar fram ett gemensamt investeringsunderlag och samarbetsform där alla parter känner att samarbetet gynnar dem,
- (3) slutligen måste ett antal omvärldsfaktorer vara gynnsamma för projektet.

En sammankoppling kan vid ett initialt skede uppvisa lönsamhet. När sedan samarbetsformer och affärsupplägg är framtaget, vilket tar lång tid (kan ta flera år), kan dock förutsättningarna på marknaden avseende bränslepriser, styrmedel etc. ha förändrats vilket kan förändra de ekonomiska förutsättningarna. En sammankoppling av fjärrvärmenät skapar dock ett robustare system genom den diversitet som erhålls genom olika produktionsanläggningar och investeringen är därmed normalt sett inte lika känslig för omvärldsfaktorer som investeringar i enskilda produktionsobjekt. Investeringskalkyler bör ändå hållas aktuella och utgå från de förutsättningar som är aktuella på marknaden.

I föreliggande studie har vare sig tekniska eller miljömässiga hinder för en sammankoppling identifierats. Det kan dock finnas tekniska förutsättningar eller skyddsvärda naturområden som komplicerar förläggningen av ledningen. Detta kan innebära en fördyrande och tidskrävande process, men bedöms inte vara ett hinder för regionala fjärrvärmesystem.

När ett regionalt fjärrvärmesamarbete ska realiserar men även då det har kommit till stånd är det viktigt att alla inblandade parter strävar efter att få sammankopplingen framgångsrik. Framgångsrik sammankoppling eller samarbete går dock inte enbart att likställas till maximal ekonomisk lönsamhet för bolagen utan det finns även andra aspekter som medför att det kan vara framgångsrikt, exempelvis att eventuella konflikter minimeras, att miljönyttan är markant etc. I föreliggande studie har därför *framgångsfaktorer för sammankopplingar/samarbeten* identifieras, både avseende framgång inför en sammankoppling och avseende framgång under drift, vilka kan kategoriseras utifrån fyra huvudområden;

- (1) Samarbete inför sammankoppling,
- (2) Samarbete under drift,
- (3) Produktion och
- (4) Lönsamhet

Framgångsrikt samarbete inför sammankopplingen kan erhållas genom att parterna tillsammans arbetar fram en gemensam målbild och investeringsunderlag samtidigt som affärsmässiga grunder för alla involverade parter arbetas fram. Vidare, när samarbetet väl realiserats, är det viktigt att parterna fortsätter att stärka affärsrelationerna och involverar alla som berörs i organisationen. Det är även tydligt att gemensam produktionsoptimering är en framgångsfaktor, då detta medför att hela systemet ses som ett gemensamt stort system och därmed kan maximal nytta med ledningen uppnås, både avseende lönsamhet och miljöeffekter. Det är även viktigt att projektplanering, projektutvärdering och driftoptimering genomförs gemensamt och då baserat på vad som är optimalt för hela systemet. Däremot bör den gemensamma planeringen hållas skild från den ekonomiska vinstfördelningen mellan bolagen, som kräver särskilda överenskommelser och avtal. Dessutom kan gemensam produktionsoptimering medföra att konflikter och missnöje undviks.

Baserat på de begränsningar som den valda metodiken i föreliggande studie medför samt utifrån de identifierade framgångsfaktorerna och de förutsättningar som krävs för att sammankopplingar ska realiseras har tio kluster i Sverige identifierats där det skulle kunna finnas potential att sammankoppla fjärrvärmenäten. Det som dock varit tydligt är att där det skulle kunna finnas en rimlig potential med en sammankoppling har aktörerna redan utrett eller utför just nu egna utredningar kring möjligheterna att sammankoppla sina fjärrvärmenät. Detta visar att branschen är mycket kostnadsmedvetna och öppna för samarbeten och därmed vill minska sina kostnader genom att samarbeta med angränsade nätägare. Av de tio identifierade klustren har fyra (Trollhättan – Vänersborg, Gävle – Sandviken, Luleå – Boden, Hässleholm – Kristianstad) studerats i mer detalj. I två av dessa kluster har ekonomiska beräkningar genomförts i föreliggande studie, vilka visar att ekonomisk lönsamhet saknas baserat på de förutsättningar beräkningarna utgått ifrån. De övriga två klustren (Trollhättan – Vänersborg samt Gävle – Sandviken) har själva genomfört ekonomiska beräkningar, som visar att det finns möjlighet att uppnå ekonomisk lönsamhet med en sammankoppling men där förutsättningarna varierar och där den ekonomiska lönsamheten är beroende av flera faktorer, där en av de avgörande är hur stor spillvärmepotentialen är. För dessa samarbeten är det även ett stort antal parter som tillsammans ska komma överens och utforma ett affärsupplägg som är gynnsamt för alla inblandade parter. Att formera samarbetet ska inte underskattas och ju fler inblandade parter desto mer komplicerat kan det antas vara.

Sammanfattningsvis kan säjas att ekonomisk lönsamhet är en förutsättning för att fler regionala fjärrvärmesamarbeten ska komma till stånd och om den ekonomiska lönsamheten finns krävs att tid och resurs läggs på att utforma samarbetsformer och affärsupplägg som är gynnsamma för alla involverade parter. Vidare har det varit tydligt att de regionala sammankopplingar som har en rimlig potential har utretts eller utreds just nu av aktörerna själva. Detta visar att branschen är mycket kostnadsmedveten och öppna för samarbete med angränsande nätägare där detta är ett ekonomiskt attraktivt alternativ.

11 REFERENSER

- Arnell J., Bolin, L., Holmgren, K., Staffas, L., Adolfsson, I., Lindblad, M., 2012. *Förutsättningar för ökad nytta av restvärme, (Fjärrsynrapport 2012:14)*, Stockholm: Svensk Fjärrvärme
- Bergman, L., 2014. *De svenska energimarknaderna - en samhällsekonomisk analys (SOU 2014:37)*, Stockholm: Regeringskansliet.
- Bernstad, A., 2009. *Fjärrvärme idag och i framtiden (Handelskammarens rapport nr 4.2009)*, Skåne: Sydsvenska industri- och handelskammaren.
- Broman G., Cesar Levy F., Trygg L., 2013. *Sustainable cities in a backcasting perspective, (Fjärrsyn 2013:20)*, Stockholm: Svensk Fjärrvärme.
- Djuric, D., Henriksson, M. & Magnusson, D., 2009. *Stockholms fjärrvärmenät idag och imorgon - en tvärvetenskaplig studie av ett regionalt energisystem*, Linköping: Linköpings Universitet.
- Elsman, P., 2009. *Application for the Global District Energy Climate Award - Copenhagen District Heating System*, Köpenhamn: Global District Energy Climate Awards.
- Energimyndigheten, 2013:22. *Energistatistik för småhus, flerbostadshus och lokaler 2012 (ES 2013:06)*, Eskilstuna.
- Energimyndigheten, 2013. *Energiläget 2013 (ET 2013:22)*, Eskilstuna.
- Energimyndigheten, 2014. *Övervakningsrapport avseende skattebefrielse för vissa biobränslen vid användning som bränsle för uppvärmning år 2013 - Version 2*, Eskilstuna.
- Energimyndigheten, 2014. *Trädbränsle- och torvpriser nr 2 2014*, Eskilstuna.
- Eriksson, C.-M., 2010. *Samhällsekonomiska vinster med regionala fjärrvärmenät (Examensarbete)*, Lund: Lunds Tekniska Högskola.
- Friberg, D., Nilsson, L., Holmgren, K. & Kannesten, A., 2013. *Princip för redovisning av restvärmepotential vid projektering av ny fjärrvärmeproduktion (ER 2013:09)*, Eskilstuna: Energimyndigheten.
- Gode, J., Fredén, J., Adolfsson, I. & Ekvall, T., 2013. *Värdering av fjärrvärmens resurseffektivitet och miljöpåverkan (Fjärrsynrapport 2013:3)*, Stockholm: Svensk Fjärrvärme.
- Gode, J., Martinsson, F., Hagberg, L., Öman, A., Höglund, J., Palm, D., 2011. *Miljöfaktaboken 2011 - Uppskattade emissionsfaktorer för bränslen, el, värme och transporter (Värmeforskrappport 1183)*, Stockholm: Värmeforsk.
- Göransson, A., Johansson, J., Sköldberg, H., Stridsman, D., Unger, T., Westholm E., 2009. *Fjärrvärme i framtiden - Behovet (Fjärrsynrapport 2009:21)*, Stockholm: Svensk Fjärrvärme.
- Hatt, A.-K. & Sandberg, D., 2014. *Reglerat tillträde till fjärrvärmenäten (Lagrådsremiss)*, Stockholm: Näringsdepartementet.
- Larsson Dahlberg, C., 2012. *Regional fjärrvärme i Halland*, Halland: Länsstyrelsen i Halland.

- Lindow, V., 2009. *Sammankoppling av fjärrvärmenäten i Nyköping och Oxelösund (Examensarbete 2009:01)*, Uppsala: Institutionen för energi och teknik, SLU.
- Magnusson, D., 2013. *District Heating in a Liberalized Energy Market: A New Order? (Examensarbete)*, Linköping: Linköpings Universitet.
- Näringsdepartementet, 2011. *Fjärrvärme i konkurrens (SOU 2011:44)*, Stockholm: Regeringskansliet.
- Nils Holgerssongruppen, 2014. *Årets undersökning av fjärrvärmepriset*. [Online]
Available at: <http://www.nilsholgersson.nu/rapporter/aktuell-rapport/undersokning-2014/fjaerrvaerme/> [Använd augusti 2014].
- Nord pool spot, 2014. *Elspot prices*. [Online]
Available at: <http://www.nordpoolspot.com/Market-data1/Elspot/Area-Prices/ALL1/Hourly/> [Använd juni 2014].
- Regeringens proposition 2013/14:187, 2014. *Reglerat tillträde till fjärrvärmenäten*, Stockholm.
- SFS 2014:268, 2014. *Lag om vissa kostnads-nyttoanalyser på energiområdet*.
- Sundlöf, C., 2003. *Svenska Värmenät*, Stockholm: Svenska Fjärrvärmeföreningen.
- Svensk Fjärrvärme och Svensk Energi, 2013. *Miljövärdering 2013 - Guide för allokering i kraftvärmeverk och fjärrvärmens elanvändning*, Stockholm.
- Svensk Fjärrvärme, 2007. *Kulvertkostnadskatalog (2007:1)*, Stockholm.
- Svensk Fjärrvärme, 2013. *Fjärrvärmeleveranser 1955-2012*. [Online]
Available at: <http://www.svenskfjarrvarme.se/Statistik--Pris/Fjarrvarme/Leveranser/> [Använd mars-juni 2014].
- Svensk Fjärrvärme, 2013. *Miljövärden 2013*. [Online]
Available at: <http://www.svenskfjarrvarme.se/Fjarrvarme/Miljovardering-av-fjarrvarme/Miljovarden-2013/> [Använd juni-augusti 2014].
- Svensk Fjärrvärme, 2013. *Tillförd energi till värmeproduktion 2013*. [Online]
Available at: <http://www.svenskfjarrvarme.se/Statistik--Pris/Fjarrvarme/Energitillforsel/> [Använd juni-augusti 2014].
- Svenska Kraftnät, 2014. *Cesar*. [Online]
Available at: <http://certifikat.svk.se/WebPartPages/SummaryPage.aspx> [Använd juni 2014].
- Wårell, L., Söderholm, P. & Delsing, J., 2009. *Brännhett om fjärrvärmen i Sverige (Fjärrsynrapport 2009:30)*, Stockholm: Svensk Fjärrvärme.

BILAGA A

BERÄKNINGSMETODIK

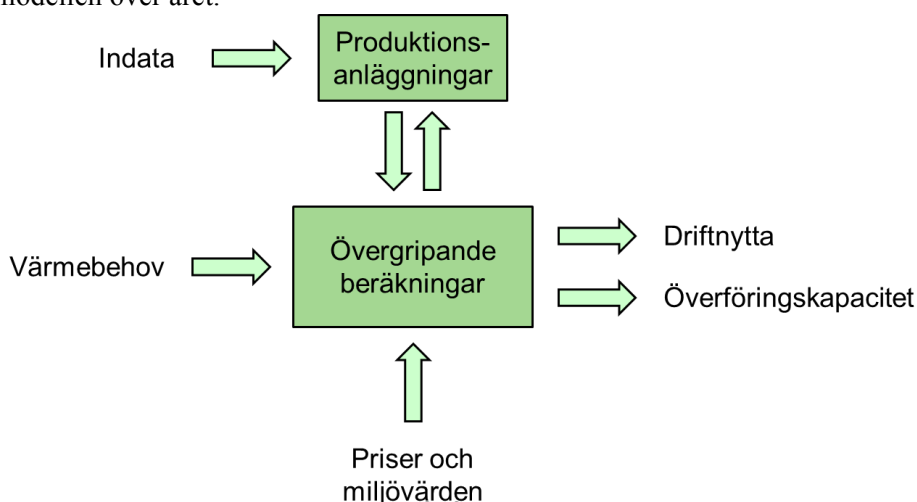
A.1 Övergripande beräkningsmetodik

Beräkningarna har utförts med hjälp av Excel där en modell tagits fram med syftet att, på en övergripande nivå, undersöka om en regional sammankoppling av fjärrvärmenät kan leda till en ekonomisk och/eller en miljömässig driftnytta. För att få fram den ekonomiska driftnyttan har de rörliga produktionskostnaderna (exkl. kostnaden för DoU) tagits fram. I modellen är det endast de faktorer som påverkas av en sammankoppling som ligger till grund för beräkningarna.

Den framräknade produktionskostnaden för det sammankopplade fjärrvärmesystemet har sedan jämförts med produktionskostnaden för fjärrvärmesystemen var för sig för att på så sätt se om en sammankoppling medför en ekonomisk driftnytta. En eventuell ekonomisk driftnytta är ett resultat av förändringar i bränslekostnader för produktionen och skillnader i intäkter för el och elcertifikat. Kostnader för drift och underhåll har exkluderats i beräkningarna.

Den eventuella miljömässiga driftnyttan baseras på förändringar i primärenergi-användning samt skillnad i totala utsläpp av koldioxidekvivalenter.

Slutligen har ett investeringsutrymme räknats fram baserat på den eventuella ekonomiska driftnyttan, vilken sedan jämförts med en uppskattad investeringskostnad för en överföringsledning. Den framtagna dimensionen på transitleddningen är en grov uppskattning och baseras på de överföringseffekter som framgår av beräkningsmodellen över året.



Figur 11. Principskiss över beräkningsförfarandet.

Fjärrvärmesystemen har modellerats utifrån insamlade anläggnings- och produktionsdata från aktörerna, först som separata system och sedan sammankopplade till regionala fjärrvärmesystem. Anläggningarnas produktionsordning har i de separata

systemen baserats på den körordning aktörerna angivit att de har idag. För det sammankopplade systemet har produktionsordningen baserats på bränslepriserna, där lägsta pris prioriterats först. Det förekommer dock undantag då det vid vissa tillfällen föreligger särskilda krav.

Värmebehovet, bestående av aktörernas samlade produktionsdata, har normalårs-korrigerats med hjälp av graddagar från SMHI för respektive ort. Värmebehovet antas vara oförändrat under hela investeringsperioden. Aktörerna har delgivit sin totala produktion istället för kundernas faktiska värmebehov och systemets alla förluster. Eftersom produktionen måste tillgodose både kundernas faktiska behov och alla förluster i nätet gör det att hela fjärrvärmesystemens behov ingår i underlaget, men omfattningen på förlusterna är därför okänd. Att värmebehovet består av produktionsdata gör samtidigt att produktionsstörningar felaktigt ser ut som förändrat värmebehov i underlaget, även om kundernas faktiska värmebehov kan vara oförändrat.

Värmebehovet tillgodoses i modellen av anläggningarna utifrån den körordning som valts med ett antagande om att anläggningarna körs hela året, utan driftstörningar. Tidsaspekter har inte inkluderats i beräkningarna, alla anläggningar förutsätts kunna starta och stoppa utan fördröjning och omgående kunna gå upp på fullast.

A.1.1 Insamlade uppgifter från aktörerna

För att kunna beräkna driftnyttan med en sammankoppling av fjärrvärmesystemen har fjärrvärmeaktörerna fått specificera ett antal parametrar rörande systemens anläggningar, tillsammans med information kring körstrategier vid olika laster och årstider. Tabell 6 visar de parametrar som aktörerna bistått med.

Tabell 6. Anläggningsdata från aktörerna för modellering

Anläggningsdata	Enhet
Anläggningstyp	-
Bränsletyp	-
Produktionsordning	-
Installerad termisk effekt	MW
Installerad eleffekt	MW
Tillgänglig värmeeffekt	MW
Rökgaskondenseringsseffekt (RGK)	MW
Pannverkningsgrad	%
Alfavärde (exkl. RGK)	-
Min.last	%

Flera anläggningar använder olika bränslen över året, varför även bränsleförbrukningen uppdelad på respektive bränsle samlats in för år 2013.

Utöver anläggningsdata, bränsleförbrukning och total utlevererad värmemängd har vissa aktörer också delgivit information kring vissa bränslepriser och miljövärden. De

har också lämnat information om befintliga avtal eller andra förutsättningar som begränsar beräkningarna på ett eller annat sätt.

Vid kondensdrift av kraftvärmeverk kylv värme bort, istället för att levereras ut på fjärrvärmenätet, vilket innebär en kostnad för kylning. Vid beräkningarna har ett antagande gjorts kring kostnaden för kylning utifrån information från aktörerna där kondensdrift förekommer.

A.1.2 Antagna elpriser

Elpriset för aktörernas försålda el (se Tabell 7) är ett uträknat snitt för år 2013 och de fyra elområdena, hämtat från spotmarknaden Nord Pool (Nord pool spot, 2014). Priset på elcertifikat är ett volymvägt medelpris för år 2013, hämtat från Svenska Kraftnätets system för kontoföring av elcertifikat och ursprungsgarantier, Cesar (Svenska Kraftnät, 2014).

Tabell 7. Antagna elpriser i beräkningarna

Elpriser	Värde	Enhet
Elpris, exkl. elcertifikat	341	kr/MWh
Elcertifikatspris	199	kr/MWh

A.1.3 Antagna bränslepriser

Bränslepriserna som använts i beräkningarna har i huvudsak hämtats från Energimyndigheten. Ett antal kompletterande priser har dock erhållits från respektive aktör. Kostnaden för avfallsbränslen är negativ då omhändertagandet av avfall vanligen medför en mottagningsavgift. Intäkterna från avfall har i föreliggande beräkningar baserats på uppgifter från aktörerna. Priset på restgaserna som eldas i LuleKrafts kraftvärmeverk är uppskattat till 0 kr/MWh baserat på att det är en restprodukt som måste omhändertas på något sätt men som inte har något annat värde då avsättningen endast är lokal. För ”rena” spillvärmekällor har den rörliga produktionskostnaden antagits till 100 SEK per MWh. Naturligtvis finns en överenskommen prisnivå mellan fjärrvärmeaktören och spillvärmeleverantören, vilket dock ansetts var konfidentiellt av aktörerna i föreliggande beräkningar.

Tabell 8. Antagna bränslepriser, inkl. eventuella skatter

Bränslepriser	Värde	Enhet	Källa
Pellets	296	kr/MWh	(Energimyndigheten, 2014)
Skosflis	199	kr/MWh	(Energimyndigheten, 2014)
Fossilolja – Eo1	888	kr/MWh	(Energimyndigheten, 2014)
Fossilolja – Eo5	755	kr/MWh	(Energimyndigheten, 2014)
Industriell spillvärme	100	kr/MWh	Uppskattning av WSP
Avfall	"Uppgift från aktören"	kr/MWh	-
Biogas	"Uppgift från aktören"	kr/MWh	-
Bioolja (ersätter Eo1)	717	kr/MWh	(Energimyndigheten, 2014)
Bioolja (ersätter Eo5)	530	kr/MWh	(Energimyndigheten, 2014)
El (förbrukning)	341	kr/MWh	(Nord pool spot, 2014)
Deponigas	"Uppgift från aktören"	kr/MWh	-
Gasol	"Uppgift från aktören"	kr/MWh	-
Torv	155	kr/MWh	(Energimyndigheten, 2014)
Restgas från SSAB	0	kr/MWh	Uppskattning av WSP
Träpulver	"Uppgift från aktören"	kr/MWh	-
Kylning vid kondensdrift	"Uppgift från aktören"	kr/MWh	-

A.1.4 Antagna miljövärden

Vid beräkning av miljömässig driftnytta har primärenergianvändning samt koldioxidutsläppen beräknats för respektive enskilt fjärrvärmesystem. Detta har sedan jämförts med primärenergianvändningen samt koldioxidutsläppen för det sammanlagda systemet. För fjärrvärme som produceras i en kraftvärmeanläggning har miljöpåverkan allokteras mellan den producerade elen och värmen. Allokeringsmetoden som valts vid klimatberäkningarna baseras på den metod som rekommenderas av Svensk Fjärrvärme, vilket är alternativproduktionsmetoden. I alternativproduktionsmetoden fördelas utsläppen mellan el och värme baserat på om motsvarande mängd el och värme hade producerats i separata kondensanläggningar respektive hetvattenanläggningar. Om fjärrvärme däremot produceras i en hetvattenanläggning görs beräkningar utifrån allt insatt bränsle. (Svensk Fjärrvärme och Svensk Energi, 2013)

Primärenergifaktorer och emissionsfaktorer har för samtliga bränslen hämtats från Svensk Fjärrvärme (Svensk Fjärrvärme, 2013). För deponi- och biogas har dock Fjärrsynrapport 2013:3 (Gode, et al., 2013) och Värmeforskrapport 1183 Miljöfaktaboken (Gode, et al., 2011) använts. Beräkningarna inkluderar totala emissionsfaktorerna, vilka inkluderar både utsläpp vid energiomvandling och utsläpp vid produktion och transport av bränslet.

Tabell 9. Miljövärden som antagits i beräkningarna

Miljövärden	Primär- energi- faktor	Koldioxidekv. energiomvandling [g CO ₂ ekv/kWh]	Koldioxidekv. produktion och transport av bränslet [g CO ₂ ekv/kWh]	Totalt [g CO ₂ ekv/kWh]
EO1	1,11	270	21	291
EO2	1,11	280	21	301
EO3-5	1,11	280	21	301
Övrigt fossilt	1,11	280	21	301
Industriell spillvärme	0	0	0	0
Avfall	0,04	97	4	101
Avfalls- och restgas	0,15	0	10	10
Avfallsgas från stålindustrin	0	0	0	0
Primära trädbränslen	1,05	9	28	37
Sekundära trädbränslen	0,03	9	7	16
Pellets, briketter och pulver	0,11	6	13	19
Bioolja	0,04	6	4	9
Övriga biobränslen	1,05	9	28	37
Torv (fjärrvärme och el)	1,01	393	40	433
El (Nordisk residual)	2,23	258	0	258
Deponigas	0,002	0	0,097	0
Biogas	0,28	0	31	31

BILAGA B

SAMMANKOPPLING AV LULEÅ - BODEN

För beskrivning av övergripande beräkningsmetodik hänvisas läsaren till Bilaga A.

B.1 Luleå

Luleå Energis fjärrvärmenät består huvudsakligen av värme från LuleKrafts (samägt av Luleå Energi och SSAB) kraftvärmeverk som eldar restgaser från SSAB. Vid tillfällen då kraftvärmeverket ej är i drift förbränns restgaserna istället i Luleå Energis gaspanna. Vid de tillfällen då värmebehovet är större eldas även träpulver i en hetvattenpanna och/eller startas en större elpanna. Vilken kapacitet som utnyttjas beror på elpriset respektive tillgången på träpulver. Vid riktigt kalla dagar finns även ett par oljepannor som används som spetslast. Tabell 10 visar befintliga produktionsanläggningar i Luleå, listade i produktionsordning.

Tabell 10. Produktionsanläggningar i Luleå

Produktionsanläggningar	Bränsle
KVV	Restgas
HVC 2 Gas	Restgas
HVC 4	Träpulver
HVC 1 EP	El
HVC 2 OP	Olja
HVC 1 o 5 OP	Olja

LuleKraft har ett leveransavtal med Luleå Energi som bland annat omfattar ett leveransåtagande av värme från kraftvärmeverket då värmebehov finns i nätet. Det innebär exempelvis att om LuleKraft inte klarar av att leverera enligt avtal från sitt kraftvärmeverk, antingen genom att elda gas eller vid gasbrist elda olja, måste LuleKraft köpa in produktion från Luleå Energis anläggningar för att täcka upp mellanskillnaden. Luleå Energi betalar ett grundpris för värmen från kraftvärmeverket och har reglerade priser vid avvikelser i avtalet. Utöver fjärrvärme till Luleå Energi levererar LuleKraft ånga till SSAB samt varma rökgaser för torkning av pelletsråvara till Bioenergis träpelletsfabrik.

I de fall gastillgången är stor men värmebehovet är lågt körs LuleKrafts kraftvärmeverk i kondensdrift och kyler bort värmen i Bottenviken. Det gör att elproduktionen ökar och mer el kan säljas till elnätet, samtidigt som det innebär en utebliven fjärrvärmeintäkt.

Eftersom LuleKrafts kraftvärmeverk eldar restgaser från SSAB är fjärrvärmeproduktionen beroende av produktionen på SSAB. Tillgången på restgaser är följaktligen beroende av marknadens efterfrågan på SSAB:s produkter.

B.1.1 Antaganden och förenklingar

Fjärrvärmesystemet i Luleå är komplext och det är många krav som måste uppfyllas. I föreliggande beräkningar har därför ett antal antaganden och förenklingar gjorts för att ge en övergripande uppfattning om en eventuell driftnytta.

- Systemgränsen är satt att inkludera LuleKrafts kraftvärmeverk på samma sätt som övriga anläggningar, detta för att beräkningarna ska inkludera eventuell påverkan på elproduktionen i denna anläggning, vilket påverkar driftnyttan.
- Restgaser från SSAB förväntas flöda konstant med en effekt om 240 MW utifrån en angiven total årlig leverans om 2 100 GWh. Detta motsvarar en ungefärlig maximal årlig leverans med dagens produktion på SSAB, effekten varierar dock vanligtvis.
- Kraftvärmeverket körs på konstant last hela året baserat på 240 MW bränsle. Värme kylv bort vid tider av lågt värmebehov samtidigt som elproduktionen ökas sommartid för att representera kondensdrift. Detta antagande baseras på att restgasen måste omhändertas och att det är mer ekonomiskt gynnsamt att köra kraftvärmeverket på kondensdrift än att fackla bort gasen. Det är också det förfarande som används idag av LuleKraft. Kostnaden för att kyla bort värmen har ansatts till 0 SEK men däremot uteblir intäkt för fjärrvärmen.
- Kraftvärmeverket förväntas köra året runt utan stopp vilket medför att gaspannan från 70-talet som i ”verkligheten” körs av Luleå Energi vid driftstopp på kraftvärmeverket nu är exkluderad från systemet
- Ång- och torkgasleverans från kraftvärmeverket har inte inkluderats i beräkningarna för att förenkla systemet, skillnader mellan referensfall och sammankoppling är sannolikt marginella.
- Värmebehovet har normalårskorrigerats med SMHI:s graddagar för Boden för båda orter då graddagar för Luleå saknats.

B.2 Boden

Bodens fjärrvärmeproduktion är i huvudsak baserad på avfallseldning i ett kraftvärmeverk och i en hetvattenpanna med rökgaskondensering. När värmebehovet är större eldas biobränsle och torv i en hetvattenpanna med rökgaskondensering. Vid riktigt kalla dagar eldas även bioolja och fossil olja i ett antal oljepannor, däribland i ett antal yttre panncentraler. Tabell 11 visar befintliga produktionsanläggningar i Boden, listade i produktions-ordning.

Tabell 11. Produktionsanläggningar i Boden

Produktionsanläggningar	Bränsle
KVV	Avfall
HV P14	Avfall
HV P16	Flis och torv
HV	Bioolja
HV (5 st)	Olja, Eo1
HV (3 st)	Olja, Eo4

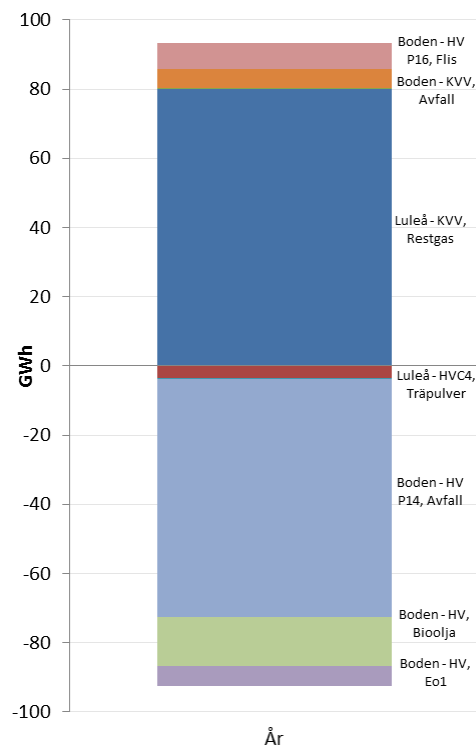
B.3 Potentiell sammankoppling av Luleå och Bodens fjärrvärmesystem

Vid en sammankoppling av fjärrvärmenäten i Luleå och Boden rangordnas samtliga anläggningar i en körordning som huvudsakligen baseras på bränslepriserna, där lägsta bränslepris prioriteras. I botten körs Bodens avfallseldade kraftvärmeverk där bränslepriset istället är en intäkt och där el produceras till försäljning. Som nästa anläggning i ordningen körs LuleKrafts kraftvärmeverk där bränslepriset antagits till 0 SEK/MWh och som producerar el till försäljning. Därefter kommer Bodens avfallseldade hetvattenpanna där bränslepriset är en intäkt, men som inte ger någon intäkt för elproduktion. I beräkningarna har det förutsatts att SSAB måste bli av med sina restgaser och därför har LuleKrafts kraftvärmeproduktion prioriterats före Bodens avfallsbaserade hetvattenproduktion, trots något sämre lönsamhet. Bodens möjligheter att minska mottagandet av avfall (åtminstone långsiktigt) har antagits vara större än Luleås möjligheter att hantera ett överskott av restgaser vid en sammankoppling. Detta har dock inte analyserats vidare i denna rapport.

Efterföljande anläggningar prioriteras utifrån bränslepriset, från flis till fossil olja.

B.3.1 Förändringar av produktionskostnaderna vid en sammankoppling av fjärrvärmenäten

Figur 12 visar förändringarna av värmeleveranserna från de olika anläggningarna i det sammankopplade systemet. Den beräknade ekonomiska driftnyttan av att koppla samman fjärrvärmenäten vid de angivna antaganden som beskrivs ovan uppgår till drygt 8,6 MSEK per år. Driftnyttan för det framräknade året har antagits som ett representativt värde under hela investeringens avkastningstid. Den ekonomiska driftnyttan kommer av möjligheten att öka utnyttjandet av anläggningar med låg produktionskostnad samt att sammankopplingen möjliggör en något ökad elproduktion. Kylbehovet hos Luleå minskar med totalt 80 GWh enligt ovan nämnda körordning jämfört med referensfallet och medför att Luleå istället kan leverera värme till Boden, framför allt under vår och höst.



Figur 12. Förändringarna av värmeleveranserna från de olika anläggningarna i det sammankopplade systemet

Som kan ses i figuren minskar avfallsåtgången i Boden i och med att den avfallseldade hetvattenpannan körs mindre än vid referensfallet för Boden. Här finns därmed potentiella problem med bränsletillgång och lagringsmöjligheter gällande avfallet i Boden; netto minskar avfallsbaserad värme med cirka 60 GWh jämfört med referensfallet, även om den avfallsbaserade kraftvärmens och följaktligen elproduktionen ökar något. På sikt är det möjligt för Boden att minska mängden mottaget avfall, exempelvis genom att reducera importen. Det är dock sannolikt att avfallsmängden inte skulle minska lika mycket i verkligheten som i föreliggande beräkningar. Resultatet baseras på ett konstant flöde av restgaser till Luleå Krafts kraftvärmeverk. I verkligheten kommer värme, vid de tillfällen restgaser saknas för att producera tillräcklig effekt, istället kunna produceras i Bodens avfallseldade hetvattenpanna. Detta medför att avfallsmängden sannolikt inte skulle minska lika mycket som beräknat i föreliggande beräkningar.

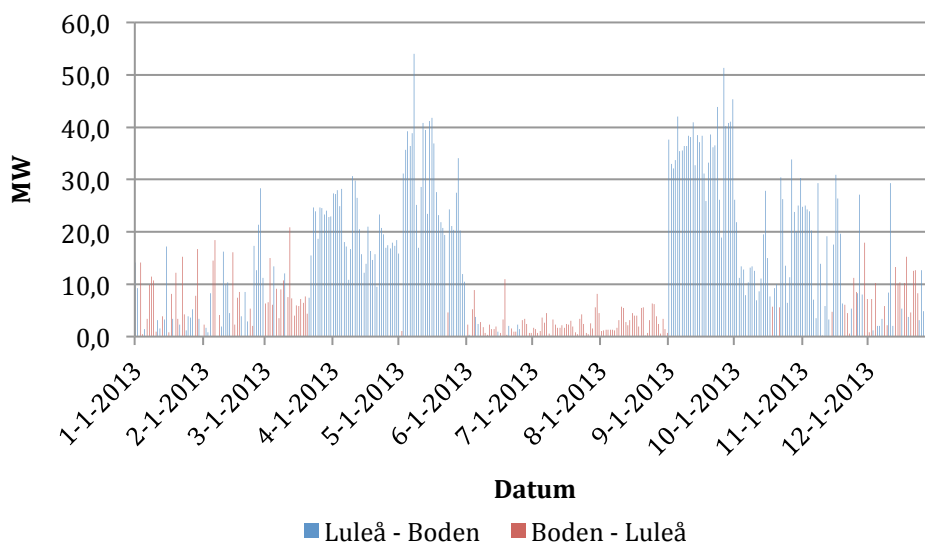
B.3.2 Överföringseffekt i transitleddningen

Vid en sammankoppling av fjärrvärmenäten i Luleå och Boden bedöms totalt cirka 115 GWh värme årligen överföras mellan de båda fjärrvärmenäten. Av detta förväntas 95 GWh värme överföras till Boden medan 20 GWh förväntas gå i motsatt riktning. Resultatet avseende överföringen av värme i överföringsledningen mellan orterna i det regionala fjärrvärmesystemet illustreras i Figur 13. Vid beräkningarna

förutsatts alla anläggningar kunna köra hela året, starta och stoppa utan fördröjning och omgående gå upp på fullast. Tidsaspekter har inte heller inkluderats i beräkningarna. Detta resulterar i att vissa perioder i diagrammet är missvisande, i verkligheten svänger det inte lika snabbt i leveranserna.

I simuleringen körs LuleKrafts kraftvärmeverk delvis i kondensdrift sommartid och kyler bort värme då Luleås värmebehov är lågt. Samtidigt har Boden överskott av värme från sin kraftvärmeproduktion vilket gör att värme levereras till Luleå (se Figur 13). I verkligheten är det inte givet att Boden kommer producera på fullast sommartid och leverera värme till Luleå (som redan har överskott av värme), eller om de kommer att gå ned på dellast. Det beror på företagens gemensamma driftstrategi och vilka priser som råder för tillfället. Boden har ingen egen möjlighet till kondensdrift men skulle med en sammankoppling öka möjligheterna att producera mer värme sommartid, framförallt om tillgången på restgaser är låg i Luleå.

Vår och höst kan Luleå enligt simuleringarna leverera värme till Boden istället för att kyla bort motsvarande mängd, samtidigt som Boden kan låta sin avfallseldade hetvattenpanna stå still. Under vintermånaderna utbyts en del mellan- och spetsproduktion åt bägge håll beroende på vilka förutsättningar som råder.



Figur 13. Överföring av effekt mellan systemen vid en sammankoppling.

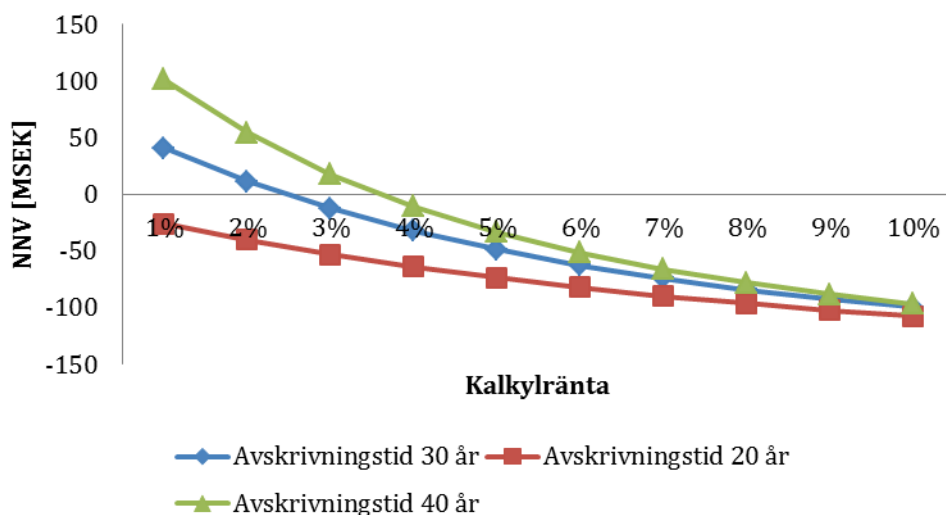
Dimensionen på överföringsledningen baseras på det framräknade överföringsbehovet i ledningen. I beräkningsförutsättningarna har ingen begränsning satts på möjligheten att överföra effekt mellan systemen. Därför uppstår ett mindre antal toppar kring 40-54 MW i effektöverföringen (se Figur 13), vilket inträffar då någon större anläggning i det ena systemet är otillgänglig. Bortsett från dessa toppar uppskattas den överförda värmeeffekten till kring 40 MW eller lägre. Utifrån detta har rördimensionen valts till 400 mm, vilken bedöms ge fullt tillräcklig överföringskapacitet. Längden på ledningen uppskattas till 20 km.

B.3.3 Ekonomisk bedömning

Investeringskostnaden för överföringsledningen har tagits fram med hjälp av Kulvertkostnads katalogen från Svensk Fjärrvärme (Svensk Fjärrvärme, 2007) samt från FVB:s rapport (Larsson Dahlberg, 2012) och uppskattas till cirka 180 MSEK⁵ inklusive kulvertskarvning, kulvertmaterial, rörarbeten, markarbeten samt projektering och kontroll. Investeringskostnaden är en grov uppskattning och inga tryckfallsberäkningar för den valda dimensionen har genomförts. Det har inte heller tagits hänsyn till hur det ser ut för respektive nät, eller om det vid anslutningspunkten är nödvändigt med förstärkning av det befintliga fjärrvärmenätet.

Med en uppskattad årlig driftnytta om drygt 8,6 MSEK samt givet en kalkylränta på 6 procent och en avskrivningstid på 30 år erhålls ett så kallat investeringsutrymme om nästan 120 MSEK. Enligt dessa förutsättningar är således investeringen inte lönsam eftersom investeringsutrymmet är lägre än den uppskattade investeringskostnaden (180 MSEK). Analysen påverkas dock av vilka förutsättningar som antas för kalkylränta, avskrivningstid, värmebehov och bränslepriser.

En analys av nettonuvärdet för investeringen vid olika kalkylräntor och avskrivningstider presenteras därför i Figur 14. Ett positivt nettonuvärde innebär en lönsam investering medan nettonu värden under noll innebär att investeringen inte är ekonomiskt lönsam.



Figur 14. Investeringskalkyl med en sammankoppling med nettonuvärde för investeringen vid olika kalkylräntor och avskrivningstider.

⁵ Observera att uppskattningen är en grov uppskattning och har tagits fram med hjälp av Kulvertkostnads katalogen från Svensk Fjärrvärme (Svensk Fjärrvärme, 2013) samt FVB:s rapport (Larsson Dahlberg, 2012). Uppskattningen bygger på att ca 50% av sträckningen går genom ytterområde och ca 50% av sträckningen i exploateringsområde. Inga djupare beräkningar eller kostnadskalkyler har genomförts.

Som kan ses i figuren, erhålls endast lönsamhet för kalkylräntor kring 1-3 procent med avskrivningstiderna 30 respektive 40 år.

B.3.4 Miljö

Genom att befintliga produktionsanläggningar kan utnyttjas mer effektivt kommer en sammankoppling av fjärrvärmenäten i Luleå och Boden ge positiva miljöeffekter i form av minskade utsläpp av växthusgaser samt minskad användning av primärenergi. Utsläppen av växthusgaser mätt i CO₂-ekvivalenter beräknas minska med cirka 7 500 ton per år för det sammankopplade systemet. Denna minskning är alltså skillnaden mellan utsläppen från det sammankopplade systemet och de totala utsläppen från systemen utan en sammankoppling. En sammankoppling av fjärrvärmenäten medför även att primärenergianvändningen minskar nästan 3 GWh. Eftersom värme kan levereras till Boden istället för att kylas bort minskar totala värmeproduktionen med 80 GWh, samtidigt som elproduktionen kan öka något i jämförelse med referensfallen.

B.3.5 Kommentarer kring beräkningarna

Beräkningarna förutsätter ett antal förenklingar, exempelvis att restgas kan levereras från SSAB till LuleKrafts kraftvärmeverk med konstant effekt. Både mängden gas och dess sammansättning (energivärde) varierar dock i verkligheten med SSAB:s produktion.

Vid brist på restgaser tvingas LuleKraft i realiteten att använda olja i sitt kraftvärmeverk eller att köpa in produktion från Luleå Energi för att tillgodose leveransavtalet med Luleå Energi. Att genom en sammankoppling istället kunna köpa in avfallsbaserad värme från Boden har potential att öka totala driftnyttan ytterligare. Detta fångas inte i föreliggande beräkningar eftersom konstant tillförsel av restgaser till LuleKrafts kraftvärmeverk förutsätts.

BILAGA C

SAMMANKOPPLING AV HÄSSLEHOLM - KRISTIANSTAD

För beskrivning av övergripande beräkningsmetodik hänvisas läsaren till Bilaga A.

C.1 Hässleholm

Hässleholm Miljö AB baserar i huvudsak sin fjärrvärmeproduktion på avfall, industriell spillvärme och flis. Ett avfallseldat kraftvärmeverk, med möjlighet till kondensdrift genom att kyla bort värme med kylfläktar, står för baslastproduktionen i fjärrvärmenätet. När det inte finns produktionsöverskott från kraftvärmeverket köps industriell spillvärme in från en intilliggande industri. När det är kallare finns ett antal fliseldade hetvattenpannor med rökgaskondensering att tillgå. För riktigt kalla dagar finns ett antal mindre oljepannor för spetslastproduktion. Tabell 12 visar befintliga produktionsanläggningar i Hässleholm, listade i prioritetsordning.

Tabell 12. Produktionsanläggningar i Hässleholm

Produktionsanläggningar	Bränsle
KVV	Avfall
Industriell spillvärme	Industriell spillvärme
HV HR150	Flis
HV HR130	Flis
HV HH40	Flis
HV HH50	Flis
HV Olja (flera)	Olja

Det avfallseldade kraftvärmeverket körs året runt på hög effekt. Då fjärrvärmebehovet är lågt kyls värme bort med kylfläktar. Det gör att avfall kan eldas året runt samtidigt som elproduktionen ökar och mer el kan säljas till elnätet. Kylningen innebär dock en kostnad i form av elförbrukning i fläktar.

C.1.1 Antaganden och förenklingar

I föreliggande beräkningar körs det avfallseldade kraftvärmeverket på fullast året runt. Vid lågt värmebehov kyls värmen bort vilket leder till en kylkostnad. Industriell spillvärme köps in hela året, förutom vid överskott av avfallsbaserad värme.

C.2 Kristianstad

C4 Energi i Kristianstad baserar sin fjärrvärmeproduktion i huvudsak på flis, biogas och deponigas. Ett större kraftvärmeverk producerar baslasten. Kraftvärmeverket har två ångpannor med två turbiner med ett gemensamt ång- och matarvattensystem. Kraftvärmeverken eldar flis, biogas och deponigas samt har rökgaskondensering. Vid kallare väderlek eldas bio- och deponigas i en gaspanna samtidigt som kraftvärmeverket då eldas på fullast med flis. Vid sjukhuset finns dessutom en panncentral som eldar bioolja. Vidare finns ett par oljepannor samt ett par gasolpannor för spetslastproduktion vid riktigt kall väderlek. En bioolja används även för tryckhållning i Åhus när det är kallt ute och måste därför köras vid kall väderlek och kan inte ersättas av annan produktion. Utöver nämnda anläggningar finns också en mindre leverans av industriell spillvärme, relativt jämt fördelat över året. Tabell 13 visar befintliga produktionsanläggningar i Kristianstad, listade i prioritetsordning.

Tabell 13. Produktionsanläggningar i Kristianstad

Produktionsanläggningar	Bränsle
Industriell spillvärme	Industriell spillvärme
KVV 1 & 2	Flis, bio- och deponigas
HV Gas	Bio- och deponigas
HV CSK	Bioolja
HV Åhus	Bioolja
HV Olja	Olja, Eo1
HV Gasol (2 st)	Gasol

Kraftvärmeverkets ena ångpanna är dimensionerad för att täcka sommarlasten (det vill säga pannans minlast är låg nog för att pannan ska kunna hållas igång sommartid). Året runt tappas ånga från en av turbinerna för leverans av ånga till en kund.

C.2.1 Antaganden och förenklingar

Beräkningarna har förenklats till att inte ta hänsyn till att bioolja i Åhus måste köras vid kall väderlek, däremot har anläggningen prioriterats först av spetslastpannorna.

I beräkningarna förutsätts tillräcklig mängd deponigas och biogas finnas för att uppfylla ovan nämnd körordning. Detta är en förenkling där tillgången på framförallt biogas varierar kraftigt över året beroende på leverantören.

C.3 Potentiell sammankoppling av Hässleholm och Kristianstads fjärrvärmesystem

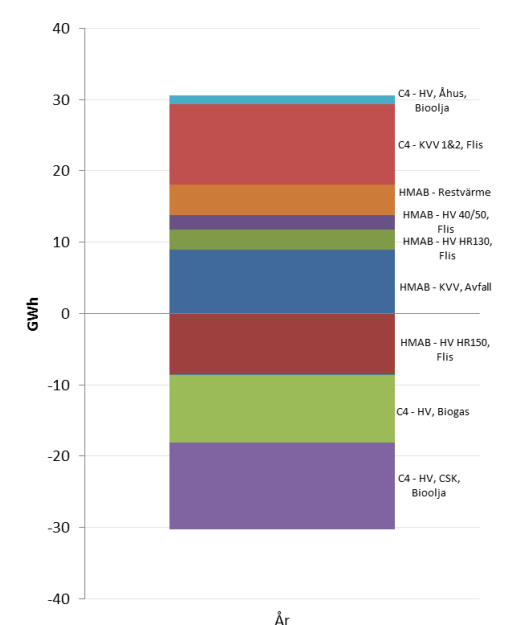
Vid en sammankoppling av fjärrvärmenäten i Hässleholm och Kristianstad rangordnas samtliga anläggningar i en körordning, huvudsakligen baserad på bränslepriserna. I botten körs Hässleholms avfallseldade kraftvärmeverk där bränslepriset

istället är en intäkt (p.g.a. mottagningsavgifter) och där el produceras till försäljning. Därefter körs spillvärmekällorna i både Hässleholm och Kristianstad. Nästa anläggning i ordningen är Kristianstads kraftvärmeverk som bland annat levererar ånga till en kund hela året samt producerar el till försäljning. Detta medför att Kristianstad måste ha en kraftvärmepanna i drift hela året. Därefter kommer Hässleholms fliseldade hetvattenpannor följt av Kristianstads olje-, gas- och gasolpannor.

C.3.1 Förändringar av produktionskostnaderna vid en sammankoppling av fjärrvärmenäten

Figur 15 visar förändringarna av värmeleveranserna från de olika anläggningarna i det sammankopplade systemet. Den ekonomiska driftnyttan av att koppla samman fjärrvärmenäten vid de angivna antaganden som beskrivs ovan uppgår till nästan 7,2 MSEK per år. Driftnyttan för det framräknade året har antagits som ett representativt värde under hela investeringens avskrivningstid. Den ekonomiska driftnyttan kommer av möjligheten att öka utnyttjandet av anläggningarna med låg produktionskostnad, ökad användning av industriell spillvärme samt att sammankopplingen möjliggör en något ökad elproduktion och minskar behovet av kylning.

Kylbehovet kan för Hässleholm minska med cirka 9 GWh enligt ovan nämnda körordning jämfört med referensfallet för Hässleholm. Detta innebär att Hässleholm istället levererar värme till Kristianstad. Kylbehovet påverkas dock av kravet på ångleverans i Kristianstad. Utan ett krav på ångleverans skulle kylbehovet eventuellt kunna minskas ytterligare då kraftvärmeverket i Kristianstad vid tillfällen skulle kunna stå still.



Figur 15. Förändringarna av värmeleveranserna från de olika anläggningarna i det sammankopplade systemet.

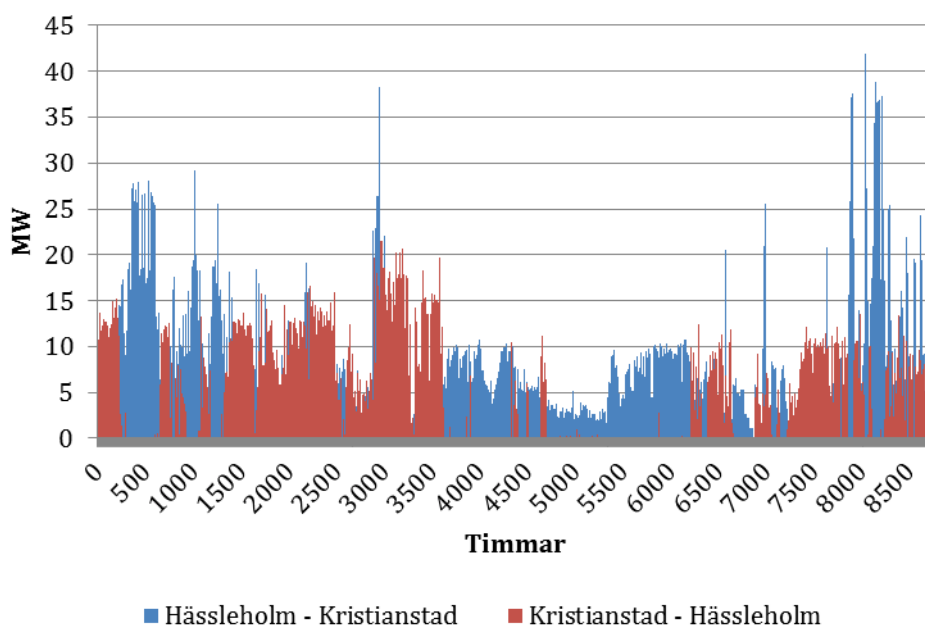
Som kan ses i figuren ökar andelen kraftvärmebaserad värmeproduktion samt industriell spillvärme vid en sammankoppling av fjärrvärmenäten samtidigt som andelen biooljebaserad produktion minskar.

C.3.2 Överföringseffekt i transitleddningen

Vid en sammankoppling av fjärrvärmenäten i Hässleholm och Kristianstad bedöms totalt cirka 60 GWh värme årligen överföras mellan de båda fjärrvärmenäten. Av detta förväntas cirka 35 GWh värme överföras från Hässleholm till Kristianstad medan 25 GWh förväntas gå i motsatt riktning. Resultatet avseende överföringen av värme i transitleddningen mellan orterna i det regionala fjärrvärmesystemet illustreras i Figur 16. Vid beräkningarna förutsätts alla anläggningar kunna köra hela året, starta och stoppa utan fördröjning och omgående gå upp på fullast. Tidsaspekter har inte heller inkluderats i beräkningarna.

Enligt de övergripande beräkningarna kan Hässleholm leverera värme till Kristianstad sommartid och delvis vintertid. Kristianstad kan leverera värme till Hässleholm under vår och höst. I modellen körs Hässleholms kraftvärmeverk på fullast hela året och kyler bort värme då värmebehovet är lågt och Kristianstad har överskott från sin egen produktion.

Om Kristianstad inte skulle ha en ångleverans till en kund, som tvingar till drift av kraftvärmeverket i Kristianstad, finns eventuellt en möjlighet till ökad driftnytta då mindre värme skulle behöva kylas bort i Hässleholm. Samtidigt skulle totala elproduktionen och dess intäkter minska. Ingen känslighetsanalys kring ovanstående diskussion har utförts.



Figur 16. Överföring av effekt mellan systemen vid en sammankoppling.

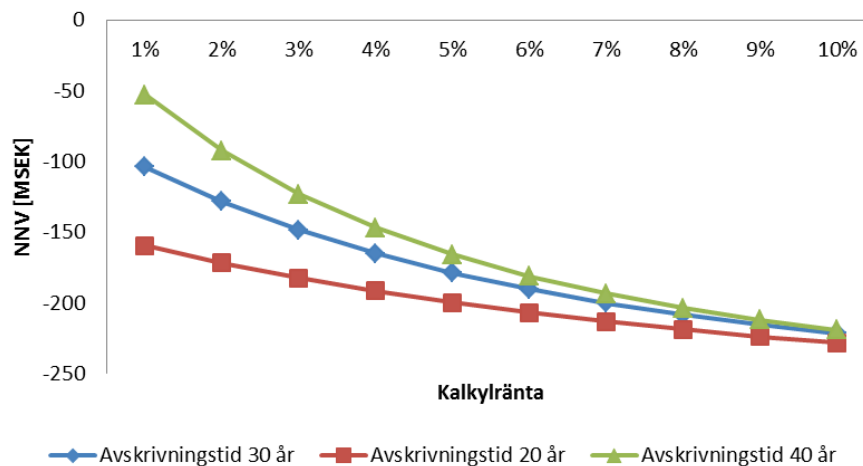
Dimensionen på överföringsledningen baseras på det framräknade överföringsbehovet i ledningen. I beräkningsförutsättningarna har ingen begränsning satts på möjligheten att överföra effekt mellan systemen. Därför uppstår ett mindre antal toppar kring 38-42 MW i effektöverföringen, vilket inträffar då någon större anläggning i det ena systemet är otillgänglig. Bortsett från dessa toppar uppskattas den överförda värmeeffekten hållas kring 37 MW eller lägre. Utifrån detta har rördimensionen valts till 400 mm, vilken bedöms ge fullt tillräcklig överföringskapacitet, se Figur 16. Längden på ledningen uppskattas till 32 km.

C.3.3 Ekonomisk bedömning

Investeringskostnaden för överföringsledningen har tagits fram med hjälp av Kulvertkostnadskatalogen från Svensk Fjärrvärme (Svensk Fjärrvärme, 2007) samt från FVB:s rapport (Larsson Dahlberg, 2012) och uppskattas till cirka 290 MSEK⁶ inklusive kulvertskarvning, kulvertmaterial, rörarbeten, markarbeten samt projektering och kontroll. Investeringskostnaden är en grov uppskattning och inga tryckfallsberäkningar för den valda dimensionen har genomförts. Det har inte heller tagits hänsyn till hur det ser ut för respektive nät, eller om det vid anslutningspunkten är nödvändigt med förstärkning av det befintliga fjärrvärmenätet.

Med en uppskattad årlig driftnytta om knappt 7,2 MSEK samt givet en kalkylränta på 6 procent och en avskrivningstid på 30 år erhålls ett så kallat investeringsutrymme om knappt 100 MSEK. Enligt dessa förutsättningar är således investeringen inte lönsam eftersom investeringsutrymmet är betydligt lägre än den uppskattade investeringskostnaden (290 MSEK). Analysen påverkas dock av vilka förutsättningar som antas för kalkylränta, avskrivningstid, värmebehov och bränslepriser. En analys av nettonuvärdet för investeringen vid olika kalkylräntor och avskrivningstider presenteras därför i Figur 17. Ett positivt nettonuvärde innebär en lönsam investering medan nettonuvärden under noll innebär att investeringen inte är ekonomiskt lönsam. Som kan ses i figuren, erhålls inte lönsamhet för någon kalkylränta som analyserats (kalkylräntor 1-10 procent) med avskrivningstiderna 20, 30 respektive 40 år.

⁶ Observera att uppskattningen är en grov uppskattning och har tagits fram med hjälp av Kulvertkostnadskatalogen från Svensk Fjärrvärme (Svensk Fjärrvärme, 2013) samt FVB:s rapport (Larsson Dahlberg, 2012). Uppskattningen bygger på att ca 50% av sträckningen går genom ytterområde och ca 50% av sträckningen i exploateringsområde. Inga djupare beräkningar eller kostnadskalkyler har genomförts.



Figur 17. Investeringskalkyl med en sammankoppling med nettonuvärde för investeringen vid olika kalkylräntor och avskrivningstider.

C.3.4 Miljö

Syftet med en sammankoppling av fjärrvärmenäten är dels att befintliga produktionsanläggningar ska kunna utnyttjas mer effektivt och därmed ge positiva miljöeffekter i form av minskade utsläpp av växthusgaser samt minskad användning av primärenergi. Utsläppen av växthusgaser mätt i CO₂-ekvivalenter beräknas reduceras med cirka 145 ton per år för det sammanslagna systemet. En sammankoppling av fjärrvärmenäten medför dock att primärenergianvändningen ökar med knappt 5 GWh. Att primärenergianvändningen ökar beror delvis på att användningen av bioolja minskar betydligt samtidigt som flisanvändningen ökar, där bioolja har en betydligt lägre primärenergifaktor än flis.

C.3.5 Kommentarer kring beräkningarna

Beräkningarna förutsätter att tillräcklig mängd deponi- och biogas finns tillgänglig i referensfallet C4 Kristianstad. I realiteten är den årliga tillgången på deponi- och biogas lägre än den mängd gas som används i beräkningarna för referensfallet. Detta medför att en del av den gasbaserade värmeproduktionen i realiteten kommer vara biooljebaserad. Detta ökar produktionskostnaden för referensfallet med 2-4 MSEK beroende på gastillgång, vilket följaktligen ökar driftnyttan vid en sammankoppling med motsvarande summa. Skillnaden påverkar dock inte resultatet nämnvärt, en sammankoppling anses fortfarande inte vara lönsam.

BILAGA D

INTERVJUFRÅGOR FAS 1

Vi behöver din hjälp – Regionala fjärrvärmesamarbeten

WSP genomför på uppdrag av Fjärrsyn och Energimyndigheten studien ”Regionala Fjärrvärmesamarbeten” där projektet ämnar kartlägga statusen för befintliga och planerade fjärrvärmesystem i Sverige. Vidare syftar projektet att identifiera hinder och drivkrafter för regionala fjärrvärmesystem/samarbeten och utifrån dessa sammanställa framgångsfaktorer för att underlätta nya regionala fjärrvärmesystem. Utifrån framgångsfaktorerna kommer sedan en kartläggning av nya möjliga fjärrvärmekluster att genomföras.

Genom att slå samman lokala fjärrvärmesystem till större regioner ökar bland annat möjligheten att använda de mest effektiva produktionsanläggningarna, öka produktionen från förnybara energikällor samt ta till vara på industriell överskottsvärme. Dessa åtgärder leder tillsammans till en minskad miljöpåverkan från det svenska fjärrvärmesystemet och en minskad användning av primärenergi.

För att identifiera hinder och drivkrafter med fjärrvärmesamarbeten i Sverige behöver vi Er hjälp! Vi är mycket tacksamma för att just Ert bolag ställer upp och deltar i intervjustudien, tack!

För mer information om projektet, se [Fjärrsyns hemsida](#) eller kontakta Anna Liljeblad (anna.liljeblad@wspgroup.se eller 010 – 722 86 81)

1. ALLMÄNT

Datum för intervjun:

Företag:

Ägandeform av bolaget:

Kontaktperson:

Bakgrund:

Arbetsuppgifter idag:

Telefonnummer:

E-postadress:

1.1 Värmeproduktion (installerad effekt (MW), spillvärme, från kraftvärmeverk, annan produktion, producerad mängd (GWh)):

1.2 Elproduktion från kraftvärme (i nätet)(installerad effekt (MW), producerad mängd (GWh)):

1.3 Bränsleanvändning (bränsletyp (GWh)):

2. BAKGRUND – Eftersom ni har ett fjärrvärmesystem där ett eller flera nät fysiskt är sammankopplat med ett annat nät har vi ett antal frågor avseende detta!

2.1 Vilka nät har sammankopplats och vem ägde näten innan sammankopplingen?

2.2 När och hur initierades fjärrvärmesamarbetet/sammankopplingen?

2.3 Hur har investeringsbeslut motiverats? Vilka drivkrafter var viktiga för investeringsbeslutet? (ekonomiska incitament, miljö, politiskt?)

3. TIDPERSPEKTIV

3.1 Hur lång tid tog processen (från idé till sammankoppling)? Vilket moment tog mest tid (t.ex. förhandlingar, byggprocessen, tillståndprocessen etc.)?

3.2 När driftsattes sammankopplingen (fysiskt)?

3.3 Hur ser drifttiden ut fördelat över året (hur stor del av året överförs värme i näten, (vilken säsong)):

4. TEKNISKA ASPEKTER

4.1 Hur har sammanslagningen utformats tekniskt? (ex. antal km), hur har de ”ursprungliga” näten kopplats samman?

4.2 Hur stor är överförningskapaciteten (MW)? Vilken storlek har ni valt på ledningen (diameter)? Hur valdes överförningskapaciteten?
Hur mycket värme överförs årligen (GWh)? Hur flödar värmen?

4.3 Hur har sammankopplingen av näten påverkat produktionen i de ingående fjärrvärmenäten?

4.4 Upplevde ni några tekniska utmaningar, problem/hinder vid anläggningsfasen av ledningen (geografiska förhållanden etc.)?

5. EKONOMI & JURIDIK

5.1 Vad kostade den totala investeringen (sammankopplingen, inklusive värmeväxlare, pumpar etc.)?

5.2 Hur har samarbetet utformats juridiskt? (ägarform av förbindelseledningen mellan näten, hur regleras samarbetet i avtal, vem får producera, etc.) Hur lång är avtalstiden mellan parterna?

5.3 Hur har ni utformat affärsupplägget (avtal, prismodell etc.)?

5.4 Möjliggjorde sammankopplingen nyanslutningar av nya kunder/nya regioner? I vilken omfattning?

5.5 Har sammankopplingen medfört att värmeproduktionskostnaden förändrats? Har det lett till förändrade fjärrvärmepriser mot slutkund?

5.6 Hur har kundnyttan av sammankopplingen bedömts? Är det möjligt att kvantifiera nyttan av sammankopplingen?

6. MILJÖ

6.1 Hur har sammankopplingen påverkat miljön och primärenergianvändningen (reducerat ton CO₂, reducerat GWh primärenergi, andra miljöfördelar)?

6.2 Möjliggjorde sammankopplingen att spillvärme kunde tillgodogöras/anslutas?

7. SAMARBETE

7.1 Anser ni att det är ett lyckat samarbete? Vad tror ni krävs för att alla parter ska anse att samarbetet är lyckat? Hur bedömer ni att ett samarbete är lyckat?

7.2 Bedömer ni att värdet av sammankopplingen hade varit större om ett företag ägde allt och planering samt drift varit helt centraliserat?

7.3 Vad var drivkrafterna för att samarbetet realiserades?

7.4 Har ni upplevt några hinder med ert samarbete? För att ert samarbete skulle realiseras?

7.5 Hade investeringen/sammankopplingen genomförts idag om ni utgått från de förutsättningar som finns på marknaden idag?

8. FRAMTID

8.1 Har ni planer på att koppla samman flera nät? (egna nät eller med vem i så fall)

8.2 Vad tror ni krävs för att fler regionala fjärrvärmesamarbeten/sammankopplingar ska komma till stånd?

8.3 Vad bedömer ni är drivkrafterna för att fler samarbeten/sammankopplingar ska realiseras/komma till stånd?

8.4 Om ni skulle ange ett antal framgångsfaktorer för regionala fjärrvärmesystem, vad skulle ni säga då?

8.5 Vad bedömer ni är hindren/svårigheterna för att fler sammankopplingar ska realiseras/komma till stånd? (Ekonomi, Teknik, Juridik, annat)

BILAGA E

INTERVJUFRÅGOR FAS 2 (A)

Vi behöver din hjälp – Regionala fjärrvärme-samarbeten

WSP genomför på uppdrag av Fjärrsyn och Energimyndigheten studien ”Regionala Fjärrvärmesamarbeten” där projektet ämnar kartlägga statusen för befintliga och planerade fjärrvärmesystem i Sverige. Vidare syftar projektet att identifiera hinder och drivkrafter för regionala fjärrvärmesystem/samarbeten och utifrån dessa sammanställa framgångsfaktorer för att underlätta för nya regionala fjärrvärmesystem. Projektet ska även identifiera ett antal potentiella fjärrvärmeregioner och utvärdera dessa utifrån ekonomi, teknik och miljö.

Genom att slå samman lokala fjärrvärmesystem till större regioner ökar bland annat möjligheten att använda de mest effektiva produktionsanläggningarna, öka produktionen från förnybara energikällor samt ta till vara på industriell överskottsvärme. Dessa åtgärder leder tillsammans till en minskad miljöpåverkan från det svenska fjärrvärmesystemet och en minskad användning av primärenergi.

För att utvärdera det potentiella fjärrvärmeklustret i er region avseende ekonomi, teknik och miljö behöver vi Er hjälp! Vi är mycket tacksamma för att just Ert bolag ställer upp och deltar i intervjustudien, tack!

För mer information om projektet, se [Fjärrsyns hemsida](#) eller kontakta Anna Liljeblad (anna.liljeblad@wspgroup.se eller 010 – 722 86 81)

ALLMÄNT

Datum för intervjun:

Företag:

Ägandeform av bolaget:

Kontaktperson:

Bakgrund:

Arbetsuppgifter idag:

Telefonnummer:

E-postadress:

1. BAKGRUND

- 1.1 Vad har ni för fjärrvärmeproduktion idag? (Anläggningar, bränslen, ålder etc.)
- 1.2 Har ni fört diskussioner, gjort förstudie/utrett, eller fattat beslut om fysisk sammankoppling med annan fjärrvärmenätägare? Med vem?
- 1.3 Gällande de utredningar/förstudier ni genomför/genomfört gällande en eventuell sammankoppling mellan Trollhättan - Vänersborg: Vad är status? Vilka nätägare är involverade? Övriga parter? För ni diskussioner även med andra parter?

- 1.4 När och hur initierades diskussionerna om en fjärrvärmesammankoppling?
- 1.5 Har frågan även utretts tidigare? Vad är anledningen till att ingen sammankoppling realiserades då?
- 1.6 Vilka är drivkrafterna och vad är det som gör att det är intressant att utreda en möjlig fjärrvärmesammankoppling mellan orterna? (produktionsmix, investeringsbehov etc.)
- 1.7 Hur upplever ni situationen på fjärrvärmemarknaden? Hur upplever ni konkurrenssituationen från alternativa uppvärmningsalternativ och från eventuella energieffektiviseringar som sker? Hur möter ni den eventuellt förändrade situationen?
- 1.8 Vilken påverkan har de nya reglerna (reglerat tillträde och kostnadsnyttoanalys) för en potentiell sammanslagning av fjärrvärmesystemen? För era framtida investeringar och satsningar?

2. EKONOMI

- 2.1 Bedömer ni att ni har ett investeringsbehov (ny- eller reinvestering) i produktionskapacitet inom 5 år? I så fall vilket? Om en sammankoppling sker, återstår fortfarande detta investeringsbehov?
- 2.2 Har ni räknat fram någon första indikation på ekonomisk driftnytta med en sammankoppling?
- 2.3 Om nej på fråga 2.2, vad är anledningen till att ni inte räknat fram en driftnytta?
- 2.4 Om ja på fråga 2.2, visar beräkningarna att en sammankoppling ger en ekonomisk driftnytta?
- 2.5 Har ni tagit fram en investeringskostnad för ledningen? Vilken storleksordning handlar det om? Vad uppskattar ni för dimensionen på ledningen?
- 2.6 Hur bedömer ni att värmebehovet kommer att förändras inom en femårsperiod? Kommer ni vara i behov av ökad produktionskapacitet eller ha ett minskat behov?
- 2.7 Vad ser ni för risker med att ingå samarbete med flera olika parter? Hur hanteras risken?

3. TEKNISKA ASPEKTER

- 3.1 Vad är er uppfattning, utifrån ett tekniskt perspektiv, om att anlägga en fjärrvärmeledning mellan Trollhättan och Vänersborg? Är de geografiska förhållandena gynnsamma eller anser ni att det är en tekniskt komplicerat sträckning? (exempelvis kraftiga höjdskillnader, berg, vattendrag, korsning av större vägar/järnvägar/andra ledningar etc.)
- 3.2 Har ni någon uppfattning om hur lång den totala fjärrvärmesträckningen skulle bli? Vilken överföringseffekt behövs och vilken värmemängd uppskattar ni skulle överföras i ledningen?

4. MILJÖ

- 4.1 Vet ni om det finns naturskyddade områden mellan orterna (den tilltänka sträckningen)?

4.2 Vet ni hur markägarförhållandena ser ut mellan orterna? (Privat ägande/vem äger marken, fler ägare etc.)

4.3 Vad har ni för uttalade miljömål i er organisation? Hur ser era mål ut kopplat till att energieffektivisera?

5. SAMARBETE

5.1 Hur har samarbetet mellan er och de andra parterna sett ut hittills avseende en potentiell sammankoppling? Har ni arbetat tillsammans eller har var och en för sig gjort utredningar? Har ni någon gemensam projektgrupp som arbetar med frågan?

5.2 Vad tror ni krävs för att sammankopplingen/samarbetet mellan Trollhättan Energi och Vattenfall ska realiseras?

5.3 Har ni kommit så långt i processen att ni diskuterat eventuella samarbetsformer om ledningen kommer till stånd? Hur värmeöverförningen kommer att styras (gemensam produktionsoptimering) etc.?

6. ÖVRIGT

6.1 Kan en sammanslagning komma att möjliggöra nyanslutningar av nya kunder/nya regioner längs ledningen? I vilken omfattning?

6.2 Finns det, så vitt du är medveten om, industriell spillvärme som idag inte nyttiggörs som skulle kunna tillgodagöras genom en sammankoppling? Och i så fall ungefär hur mycket?

6.3 Vad bedömer ni är drivkrafterna för att fjärrvärmesamarbeten/sammankopplingar ska komma till stånd i regionen Trollhättan - Vänersborg?

6.4 Vad bedömer ni är hindren/svårigheterna för att sammankopplingen ska realiseras/komma till stånd? (Ekonomi, Teknik, Juridik, annat)

6.5 Vad skulle underlätta för er för att sammankoppling ska realiseras?

6.6 Hur ser er plan/tidplan ut nu? Hur går ni vidare med den potentiella sammankopplingen?

BILAGA F

INTERVJUFRÅGOR FAS 2 (B)

Vi behöver din hjälp – Regionala fjärrvärme-samarbeten

WSP genomför på uppdrag av Fjärrsyn och Energimyndigheten studien ”Regionala Fjärrvärmesamarbeten” där projektet ämnar kartlägga statusen för befintliga och planerade fjärrvärmesystem i Sverige. Vidare syftar projektet att identifiera hinder och drivkrafter för regionala fjärrvärmesystem/samarbeten och utifrån dessa sammanställa framgångsfaktorer för att underlätta för nya regionala fjärrvärmesystem. Projektet ska även identifiera ett antal potentiella fjärrvärmeregioner och utvärdera dessa utifrån ekonomi, teknik och miljö.

Genom att slå samman lokala fjärrvärmesystem till större regioner ökar bland annat möjligheten att använda de mest effektiva produktionsanläggningarna, öka produktionen från förnybara energikällor samt ta till vara på industriell överskottsvärme. Dessa åtgärder leder tillsammans till en minskad miljöpåverkan från det svenska fjärrvärmesystemet och en minskad användning av primärenergi.

För att utvärdera det potentiella fjärrvärmeklustret i er region avseende ekonomi, teknik och miljö behöver vi Er hjälp! Vi är mycket tacksamma för att just Ert bolag ställer upp och deltar i intervjustudien, tack!

För mer information om projektet, se [Fjärrsyns hemsida](#) eller kontakta Anna Liljeblad (anna.liljeblad@wspgroup.se eller 010 – 722 86 81)

ALLMÄNT

Datum för intervjun:

Företag:

Ägandeform av bolaget:

Kontaktperson:

Bakgrund:

Arbetsuppgifter idag:

Telefonnummer:

E-postadress:

1. BAKGRUND - POTENTIELL SAMMANKOPPLING

- 1.1 Vad har ni för fjärrvärmeproduktion idag? (Anläggningar, bränslen, ålder etc.)
- 1.2 Har ni fört diskussioner, gjort förstudie/utrett, eller fattat beslut om fysisk sammankoppling med annan fjärrvärmenätägare? Med vem?
- 1.3 Om ja i föregående fråga, vad har utfallet varit? Vad är anledningen till att ingen sammankoppling realiserats?
- 1.4 Om ja på 1.2, vem tog initiativet till utredningen/diskussionerna? Vad var anledningen/drivkrafterna?

1.5 Hur ser situationen ut idag? För ni några diskussioner med någon annan part om en sammanskoppling?

1.6 Tycker ni att det skulle vara intressant att samarbeta med en grannkommun avseende en gemensam fjärrvärmeledning mellan orterna?

1.7 Hur upplever ni situationen på fjärrvärmemarknaden? Hur upplever ni konkurrenssituationen från alternativa uppvärmningsalternativ och från eventuella energieffektiviseringar? Hur möter ni den förändrade situationen?

1.8 Vilken påverkan har de nya reglerna (reglerat tillträde och kostnadnyttoanalys) för en potentiell sammanslagning av fjärrvärmesystemen? För era framtida investeringar och satsningar?

2. EKONOMI – för en utvärdering av ev. driftnytta med en sammankoppling

Behandlas främst i separat dokument avseende indata för WSP:s beräkningar av ekonomisk driftnytta. WSP kontaktar er separat i denna fråga!

2.1 Hur lång avskrivningstid har ni på era befintliga fjärrvärmeledningar eller vid nyinvesteringar av ledningar?

2.2 Bedömer ni att ni har ett investeringsbehov (ny- eller reinvestering) i produktionskapacitet inom 5 år? I så fall hur omfattande?

2.3 Hur bedömer ni att värmebehovet kommer att förändras inom en femårsperiod? Kommer ni vara i behov av ökad produktionskapacitet eller ha ett minskat behov?

3. TEKNISKA ASPEKTER

3.1 Vad är er uppfattning, utifrån ett tekniskt perspektiv, om att anlägga en fjärrvärmeledning mellan städerna? Är de geografiska förhållandena gynnsamma eller anser ni att det är en tekniskt komplicerat sträckning? (exempelvis kraftiga höjdskillnader, berg, vattendrag, korsning av större vägar/järnvägar/andra ledningar etc.)

3.2 Finns det möjlighet att koppla en överföringsledning till exempel till knutpunkten eller någon förgrening som ligger relativt nära grannkommunen? Har ni någon uppfattning om hur lång sträckningen skulle behöva bli ungefär?

4. MILJÖ

4.1 Känner ni till om det finns naturskyddade områden mellan orterna?

4.2 Vet ni hur markägarförhållandena ser ut mellan orterna? (Privat ägande/vem äger marken, fler ägare etc.)

4.3 Vad har ni för uttalade miljömål i er organisation? Hur ser era mål ut kopplat till att energieffektivisera?

5. ÖVRIGT

5.1 Vad tror ni krävs för att sammankopplingen/samarbetet mellan bolagen ska realiseras?

5.2 Tror ni att en sammanslagning skulle möjliggöra nyanslutningar av nya kunder/nya regioner längs ledningen? I vilken omfattning?

5.3 Finns det, så vitt du är medveten om, industriell spillvärme som idag inte nyttiggörs som skulle kunna tillgodagöras genom en sammankoppling? Och i så fall ungefär hur mycket?

5.4 Vad bedömer ni är drivkrafterna och vad tror ni generellt krävs för att regionala fjärrvärmesamarbeten/sammankopplingar ska komma till stånd i Sverige? Vad skulle kunna underlätta för en sammankoppling?

5.5 Vad bedömer ni är hindren/svårigheterna för att sammankopplingar ska realiseras/komma till stånd? (Ekonomi, Teknik, Juridik, annat)

REGIONALA FJÄRRVÄRMESAMARBETEN

Den här studien, som bland annat har genomförts genom intervjuer med 20 fjärrvärmeaktörer, visar att ekonomisk lönsamhet är en förutsättning för att fler regionala fjärrvärmesamarbeten ska komma till stånd. Resultaten visar också att även när det finns en ekonomisk lönsamhet behöver man lägga tid och resurser på att utforma samarbetsformer och affärsupplägg som är gynnsamma för alla parter.

Det är tydligt att de regionala sammankopplingar där det finns en rimlig potential redan har utretts eller just nu utreds av aktörerna själva. Det visar att fjärrvärmebranschen arbetar aktivt med att reducera kostnader och att fjärrvärmeföretagen är öppna för samarbeten där det är ekonomiskt fördelaktigt.



FORSKNING SOM STÄRKER FJÄRRVÄRME OCH FJÄRRKYLA, uppmuntrar konkurrenskraftig affärs- och teknikutveckling och skapar resurseffektiva lösningar för framtidens hållbara energisystem. Kunskap från Fjärrsyn är till nytta för fjärrvärmeföretagen, kunderna, miljön och samhället i stort. Programmet, som drivs av Energiforsk AB, finansieras av Energimyndigheten tillsammans med fjärrvärmebranschen och omsätter cirka 20 miljoner kronor om året. För mer information om projekt, resultat och ny kunskap från forskningen: www.fjarrsyn.se