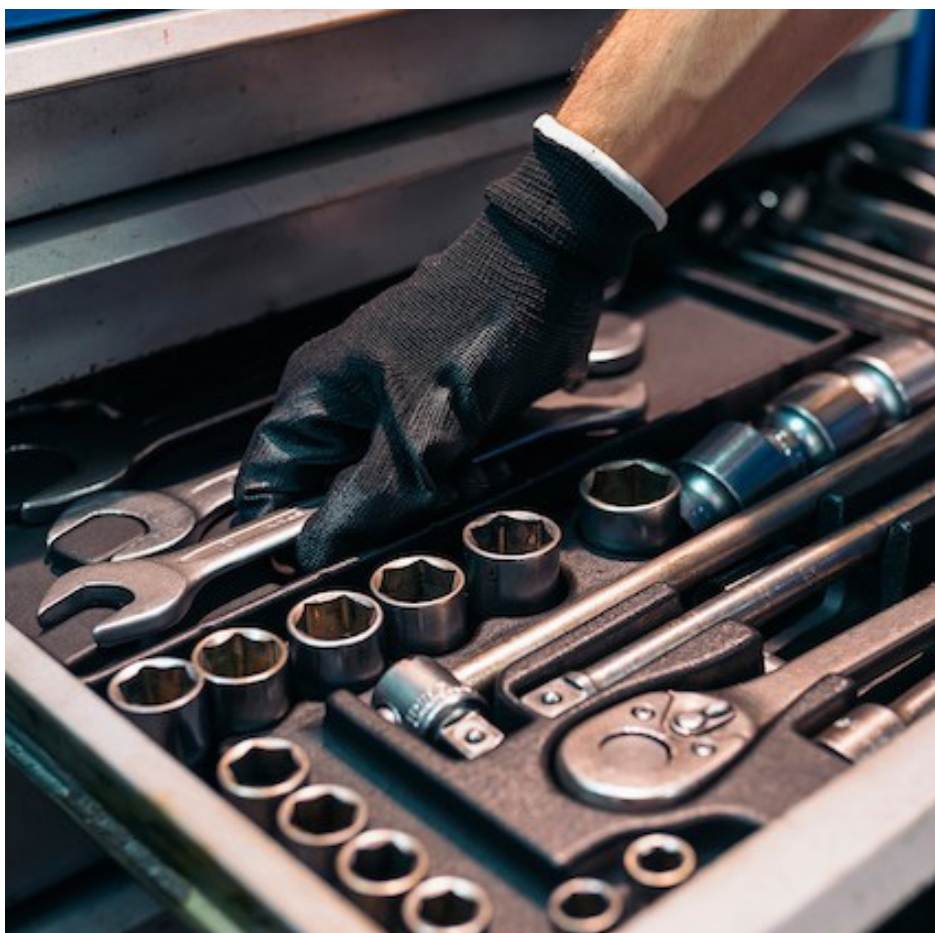


VERKTYGSLÅDA FÖR PROSUMTION INOM FJÄRRVÄRME

RAPPORT 2020:681



Verkttygslåda för prosumtion inom fjärrvärme

JOHAN KENSBY, JONAS OTTOSSON, MELISSA EKLUND, NATHALIE FRANSSON,
LINNEA JOHANSSON

ISBN 978-91-7673-681-4 | © Energiforsk juli 2020

Energiforsk AB | Telefon: 08-677 25 30 | E-post: kontakt@energiforsk.se | www.energiforsk.se

Förord

I strävan mot ett mer resurseffektivt energisystem med ökad andel återvunnen energi är det värdefullt att kunna tillvarata överskottsvärme från även mindre anläggningar är vad som traditionellt sett görs idag. För att förenkla integrationen av prosumenter i fjärrvärmesystemet finns ett behov av standardiserade erbjudanden och lösningar. Det här projektet ger energibolag verktyg så att de kostnadseffektivt ska kunna lansera standardiserade kunderbjudanden för inmatning av värme i fjärrvärmenätet.

Projektet har letts och genomförts av Johan Kensby, Utilifeed, tillsammans med Jonas Ottosson och Nathalie Fransson från IVL Svenska Miljöinstitutet och kollegorna Melissa Eklund och Linnea Johansson på Utilifeed.

En referensgrupp bestående av Holger Feurstein, Kraftringen (sammanhållande); Agneta Filén, Halmstads Energi & Miljö; Christina Hedegaard-Friis, E.ON Värme Sverige; Karolina Falk, Tekniska Verken i Linköping; Magnus Swedblom, Norrenergi; Petter Hansson, Göteborg Energi och Sofia Petersson Svanfeldt, Vattenfall har följt och kvalitetssäkrat projektet.

Projektet ingår i programmet Futureheat vars långsiktiga mål är att bidra till visionen om ett hållbart uppvärmningssystem med framgångsrika företag som utnyttjar nya tekniska möjligheter och där de samhällsinvesteringar som gjorts i fjärrvärme- och fjärrkyla tas till vara på bästa sätt. Detta projekt ingår i programmets andra etapp. Programmet leds av en styrgrupp bestående av Jonas Cognell, Göteborg Energi (ordförande); Anders Moritz, Tekniska verken i Linköping; Anna Hinderson, Vattenfall AB; Charlotte Tengborg, E.ON Värme Sverige; Fabian Levihn, Stockholm Exergi; Holger Feurstein, Kraftringen; Joacim Cederwall, Jönköping Energi; Johan Brossberg, Borlänge Energi; Leif Bodinson, Söderenergi; Lena Olsson Ingvarson, Mölndal Energi; Magnus Ohlsson, Öresundskraft; Niklas Lindmark, Gävle Energi; Per Örvind, Eskilstuna Strängnäs Energi & Miljö; Petra Nilsson, Växjö Energi; Staffan Stymne, Norrenergi; Stefan Hjærtstam, Borås Energi och Miljö; Svante Carlsson, Skellefteå Kraft; Ulf Lindquist, Jämtkraft och Julia Kuylenstierna (adjungerande), Energiforsk. Suppleanter utgörs av Ann Britt Larsson, Tekniska verken i Linköping; Lars Larsson, Borlänge Energi och Peter Rosenkvist, Gävle Energi.



Julia Kuylenstierna, programansvarig FutureHeat

Här redovisas resultat och slutsatser från ett projekt inom ett forskningsprogram som drivs av Energiforsk. Det är rapportförfattaren/-författarna som ansvarar för innehållet.

Sammanfattning

Att kunna ta tillvara på överskottsvärme som annars hade gått till spillo är en av de viktigaste aspekterna hos fjärrvärmesystem. I många fjärrvärmenät finns exempel på samarbeten mellan industriella aktörer och lokala fjärrvärmeföretag. Ofta behandlar sådana samarbeten storskaliga leveranser av värme till fjärrvärmenätet och varje leverans hanteras genom specialskrivna avtal och långvariga förhandlingar. Många stora värmekällor är redan anslutna till fjärrvärmenät men det finns även flera typer av mindre värmekällor som också kan utnyttjas. För att göra omställningen till ett förnybart energisystem måste alla former av energi tas om hand effektivt och för att kunna ta till vara på överskottsvärme från en mångfald olika mindre leverantörer och prosumenter krävs det att processer för deras anslutning till näten förenklas och standardiseras. Denna rapport avser att ge fjärrvärmeföretag verktyg för att utforma standardiserade erbjudanden om småskalig leverans och prosumtion.

I rapporten beskrivs befintliga standardiserade erbjudanden för småskalig leverans till svenska fjärrvärmenät. Den ekonomiska potentialen för två olika typer av prosumenter, en datahall och en livsmedelsbutik, i sex olika svenska typiska fjärrvärmenät beräknas genom simuleringar.

En datahall där en värmepump används för att leverera värme till fjärrvärmesystemet kan under ett år exportera värme till ett fjärrvärmenät till en kostnad som är 880 – 1 710 tkr lägre än vad det hade kostat att generera samma värme för fjärrvärmebolaget. Störst kostnadsbesparing uppnås i typnät med relativt höga marginalproduktionskostnader och minst potential finns i typnät med en redan hög andel överskottsvärme i produktionsmixen. För en studerad livsmedelsbutik är motsvarande potential för kostnadsbesparing 110 – 300 tkr per år beroende på hur produktionsmixen ser ut i nätet.

En viktig del av erbjudandet till leverantörer är prissättningen på den inlevererade värmen. Prissättningen ska spegla den nytta som leveransen innebär för fjärrvärmeföretaget och ersättning per energienhet kan sättas på en konstant nivå, som en funktion av utomhustemperatur eller baseras på löpande produktionsplaneringar. Ju mer avancerad prissättning som används, desto större systemnytta går att uppnå men i många fall kan en enklare modell vara fullt tillräcklig och till och med nödvändig för att kunna sluta avtal med leverantörer.

För att kunna hantera leverantörerna och prosumenterna krävs i många fall endast ett fåtal nya signaler och gränssnitt mellan fjärrvärmeföretag och deras kunder/leverantörer. Informationen som kan behöva delas i kontinuerliga strömmar är energipriser, väderprognoser, leveranstemperaturer och leveransplaner.

Summary

Utilizing excess heat that would otherwise have been wasted is one of the most important aspects of district heating systems. In many district heating grids there are examples of collaborations between the heating company and industrial partners that provide excess heat. Often, such collaborations handle large-scale deliveries of heat to the district heating grid, and each heat supply collaboration is managed with individual agreements and long negotiations. Many large heat suppliers are already connected to district heating grids, but there are also several types of potential smaller heat suppliers that could also be utilized. In order to make the transition towards a renewable energy system, all forms of energy must be utilized efficiently. To be able to utilize excess heat from a variety of smaller suppliers and prosumers, the processes to connect to heating grids must be simplified and standardized. This report intends to provide district heating companies with tools for designing standardized offers for small-scale heat suppliers and prosumers.

In the report, existing standardized offers for small-scale heat supply to Swedish district heating grids are described. The economic potential for two different types of small-scale heat suppliers, a data centre and a grocery store, in six different Swedish type district heating grids calculated through simulations.

A data center utilizing compressor chillers for cooling can deliver the excess heat to district heating grids at a cost that is 880 – 1,710 tSEK/year less than it would have cost the district heating company to generate the corresponding amount of heat. The greatest cost savings are achieved in heat grids with relatively high marginal production costs and least potential in type networks with an already high proportion of excess heat in the production mix. For a studied grocery store, the corresponding economic potential for exporting heat is 110 – 300 tSEK/year, depending on how the production mix looks in the network.

An important part of an offer to potential small-scale heat suppliers is the economic compensation for the delivered heat. The compensation should reflect the benefits that the delivery entails for the district heating company and compensation per energy unit can be set at a constant level, as a function of outdoor temperature or based on ongoing production planning. Models for calculating economic compensation for the heat delivery that better reflect the actual alternative generation cost result in greater system benefits from the heat delivery. However, such models are more complex and, in many cases, a simpler model may be fully sufficient and even necessary to conclude agreements with suppliers.

The added demand for data communication between district heating companies and small-scale heat suppliers is in many cases only a few new signals and interfaces. The information that may need to be shared in continuous data streams are energy prices, weather forecasts, required supply temperature and heat supply forecasts.

Innehåll

1	Inledning	7
2	Prosumenter och småskaliga överskottsvärmeleverantörer i Sverige – en översikt av nuläget	9
2.1	Kraftringen	9
2.2	E.ON	10
2.3	Göteborg Energi	12
2.4	Fyra koncept i detalj: Öppen Fjärrvärme, Delad Energi, Samenergi och Värme Tillsammans	12
2.5	Öppen Fjärrvärme	12
2.6	Delad Energi	18
2.7	SamEnergi	21
2.8	Värme Tillsammans	23
2.9	Lagen om tillträde för tredje part och Prosumenter	26
3	Metod och genomförande	28
3.1	Simulering av potentialen för två typer av prosumenter	28
3.2	typnät	28
3.3	Värdet av effekt	31
3.4	Två typer av prosumenter	31
3.4.1	Datahall	31
3.4.2	Livsmedelskyla	32
3.5	Systemnyttan vid olika ersättningsmodeller för energi	33
4	Resultat	35
4.1	Resultat från simuleringar	35
4.1.1	Datahallen	35
4.1.2	Livsmedelsbutiken	38
4.2	Rekommenderade komponenter i affärsmodellen	39
4.2.1	Ersättning för energi	40
4.2.2	Ersättning för effekt	45
4.2.3	Avdrag vid felaktig leveranstemperatur	45
4.2.4	Övriga fasta avgifter	46
4.3	Gränssnitt och kommunikation i prosumentslösningar	47
4.3.1	Från fjärrvärmebolag till prosument	47
4.3.2	Från prosument till fjärrvärmebolag	48
4.3.3	Från omvärld till prosument och fjärrvärmebolag	48
5	Diskussion	49
6	Slutsatser	51
7	Referenser	52
Bilaga A:	Marginalproduktionskostnader i typnät	54

1 Inledning

Att kunna ta tillvara på överskottsvärme som annars hade gått till spillo är en av de viktigaste aspekterna hos fjärrvärmesystem (Frederiksen & Werner, 2013) och att leverera överskottsvärme till ett fjärrvärmenät i Sverige är inte ovanligt. Det finns många exempel på större industrier som levererar stora mängder överskottsvärme under årets samtliga säsonger och denna värme står för en viktig del av värmeförseln i vissa fjärrvärmenät. Men hur ser det ut för mindre aktörer som vill leverera överskottsvärme till nät? Vid en större överskottsvärmeleverans innebär leveransen och affären ofta specialskrivna avtal som föregås av långdragna förhandlingar. Om mindre värmeleveranser ska vara kostnadseffektiva för fjärrvärmeföretag att hantera krävs det att det finns standardiserade tekniska lösningar, affärsmodeller och avtal på plats. Syftet med detta projekt är att ge energibolag de verktyg de behöver för att de på ett kostnadseffektivt sätt ska kunna lansera standardiserade kunderbjudanden för inmatning av värme i fjärrvärmenätet.

Projektet i sin helhet har två faser och denna rapport avser den första fasen, vilken fokuserar på utveckling av affärskoncept, metoder och verktyg som genom simuleringar används till att beskriva förutsättningarna och potentialen med småskaliga spillvärmeleveranser och prosumtion i olika typer av fjärrvärmenät. Planen för en andra fas är att vidareutveckla resultaten från den första fasen till en IT-lösning som kostnadseffektivt kan appliceras på många fjärrvärmenät och hanterar de funktioner som krävs för att ha ett standardiserat erbjudande för småskalig värmeleverans. Den andra fasen har i skrivande stund inte påbörjats och målet är att tillsammans med en grupp energibolag söka finansiering för det arbetet. I fas två kombineras även resultaten från Fas 1 med utveckling Utilifeed bedriver i projekten Smart Fjärrvärmeanalys och Flexi-Sync. Därmed finns alla möjligheter att ta fram en tjänst som bl.a. automatiskt tar fram prislistor baserat på aktuell produktionsplan och beräknar vilken ersättning varje prosumt ska få varje månad baserat på automatiskt validerade mätdata. En sådan tjänst kan göra startsträckan väldigt kort för energibolag som vill ha ett erbjudande för prosumtion.

Målen för fas ett (som denna rapport beskriver) är att:

- Utföra en nulägesanalys av befintlig kunskap inom området och liknande lösningar i befintliga fjärrvärmenät.
- Värdera potentialen för småskalig spillvärme och prosumtion i olika typnät.
- Beskriva affärsmodellskoncept och ersättningsmodeller.
- Applicera och simulera potentialvärdering och affärslogik på minst en konkret fallstudie. Studien ska inkludera fall där värmepump behövs för att höja temperaturen på överskottsvärmen och ta hänsyn till kostnader kopplade till detta.
- Beskriva vilken data som behövs kommuniceras mellan energibolag och fastighetsägare för att de koncept som tagits fram ska fungera.

Sökord

Prosumtion, Prosumert, Fjärrvärme, Överskottsvärme, Systemperspektiv, Affärsmodell

2 Prosumenter och småskaliga överskottsvärmeleverantörer i Sverige – en översikt av nuläget

I många fjärrvärmenät hör leveranser av spillvärme från större industrier till den ordinarie produktionsmixen. Även om sådana leveranser är vanliga så görs ofta nya lösningar från fall till fall, med speciella avtal skrivna mellan värmeleverantören och fjärrvärmebolaget. I detta projekt ligger fokus vid värmeleveranser från småskaliga värmekällor och prosumenter där prissförhandlingar och avtalsskrivning i så hög grad som möjligt är standardiserad för att effektivt kunna nå ut till olika typer av potentiella prosumenter och leverantörer av överskottsvärme.

Nulägesanalysen sammanställer några kända lösningar för leverans av värme från småskaliga värmekällor och prosumenter till svenska fjärrvärmenät och beskriver fyra fall mer detaljerat avseende teknik, ägandeskap, avtal och affärsmodeller.

En litteratursökning har utförts för att identifiera exempel på lösningar där småskaliga prosumenter och leverantörer av överskottsvärme genom standardiserade koncept och erbjudanden ges möjlighet att leverera värme till fjärrvärmenät. Förutom en litteratursökning i vetenskapliga databaser och genomgångar av Energiforsks rapportdatabaser har även studiens referensgrupp bidragit med material.

Historiskt har många småskaliga lösningar varit i form av enstaka projekt eller pilotanläggningar, en övergripande genomgång av prosumenter i svenska och utländska fjärrvärmesystem utfördes 2016 av Lennermo et al, vilken även rekommenderas för ingående beskrivningar av utformningen av anläggningar för leverans till fjärrvärmenät. I denna studie har några ytterligare svenska exempel som tillkommit sedan rapporten 2016, (Lennermo, Lauenburg. & Brange, 2016), identifierats och beskrivs här. Sedan 2016 har det skett en utveckling i branschen mot att skapa just standardiserade lösningar för prosumenter och Stockholm Exergi, Tekniska verken, Vattenfall Värme och Norrenergi har utvecklat prosumenterkoncept som är kommersiellt mogna eller nära en kommersialisering. I följande kapitel ges först en kort genomgång av några lösningar för prosumenter och småskalig leverans av överskottsvärme som kan klassificeras som större, projektbaserade exempel, därefter beskrivs mer standardiserade koncept i detalj.

2.1 KRAFTRINGEN

Kraftringen i Lund erbjuder inga standardiserade erbjudanden för prosumenter eller leverans av småskalig överskottsvärme men har i sitt fjärrvärmenät flera exempel på storskaliga samarbeten med kunder och leverantörer av värme som har hanterats som enskilda affärer.

Exempel på samarbeten med prosumenter eller småskaliga spillvärmeleverantörer

Brunnshög är en ny stadsdel under uppbyggnad i nordöstra Lund. I Brunnshög utvecklar Krafringen koncept för energi, mobilitet och belysning i samarbete med Lunds Kommun, Science Village Scandinavia, forskningsanläggningarna ESS och MAX IV samt byggherrar i regionen. I Brunnshög utvecklas världens största lågtempererade fjärrvärmenät (35-65°C) som en demonstration inom projektet COOL DH, ett EU-finansierat projekt inom Horizon 2020-programmet (Krafringen, 2019b).

Motivationen till det lågtempererade nätet är att kunna ta tillvara på den överskottsvärme som produceras på MAX IV och framöver även på ESS. I dag återvinns värmen från MAX IV från tre olika flöden på anläggningen. Det varmaste flödet kan kopplas direkt in på Lunds fjärrvärmenät medan de andra två flödena tar hjälp av värmepumpar som höjer temperaturen till 75-80°C till Lunds befintliga fjärrvärmenät. MAX IV kan leverera en maximal värmeeffekt på 4,5MW (Krafringen, 2019b). När det lågtempererade nätet är färdigbyggt kommer största delen av värmen att istället levereras in på det nätet. Det lågtempererade fjärrvärmenätet är planerat för en framledningstemperatur på 65°C och en returledningstemperatur på 35°C. Den första leveransen skedde under 2019 (Krafringen, 2019c). Ett långsiktigt avtal på 20 år skrevs redan 2013 mellan ESS och Krafringen gällande både leverans av överskottsvärmen från ESS till Krafringens fjärrvärmenät samt fjärrvärmeleverans till ESS under byggfasen och vid behov även under drift (Krafringen, 2019b). ESS förväntas påbörja verksamheten 2023 och vara i full drift några år senare (ESS, E.ON & Lunds Energi, 2013).

Datacenter, Lund

Krafringen äger en nybyggd (2018) co-location serverhall i Lund, vid namn Turbinen, som i dag inte genererar någon överskottsvärme. En framtida utbyggnad är dock planerad och det kommer då att genereras tillräckligt med värme för inmatning på fjärrvärmenätet i Lund (Krafringen, 2019).

2.2 E.ON

I E.ONs svenska fjärrvärmenät finns flera exempel på samarbeten med prosumenter eller småskaliga spillvärmeleverantörer, vilka kort redogörs för i detta avsnitt. Dessa exempel är dock större projekt och specialfall där avtalen och lösningarna kan var svåra att översätta generellt till ett större antal prosumenter.

Ectogrid, Lund

Ectogrid är ett energisystemkoncept patenterat av E.ON för att cirkulera, återanvända och fördela energin mellan byggnader i ett område och på så sätt optimera energianvändningen. Värmedelningskonceptet Ectogrid kommer för första gången att testas i Medicon Village Lund, en life science-park, där överskottsenergi kommer att kunna tas tillvara på och energin balanseras i systemet. Ett lågtempererat, 5-40°C, system för värme och kyla kommer byggas och till skillnad från konventionell fjärrvärme kommer inga stora produktionsanläggningar att finnas i systemet. Den låga vattentemperaturen

kräver att varje byggnad installerar en vattenvärmepump som kan höja temperaturen in till byggnaden. För att bättre balansera systemet används ett energilagring i form av en ackumulatortank. Byggandet av EctoGrid-området påbörjades 2017 och med målet att 15 kommersiella byggnader och bostadshus ska vara anslutna till 2020. I dag använder Medicon Village 10 GWh värme och 4 GWh kyla och E.ON uppskattar att med byggnationen av Ectogrid kommer enbart 3 GWh tillförd energi behövas (E.ON, 2019b).

Lågtempererat fjärrvärmenät, Hyllie

I stadsdelen Hyllie i Malmö finns målsättningen att till år 2020 ha en energiförsörjning som består till 100% av förnybar och återvunnen energi. De nybyggda husen i Hyllie är därför byggda med lösningar för att kunna producera egen energi och har till exempel solceller eller solfångare på taken. Fjärrvärmenätet i Hyllie planerades ha en dynamisk framledningstemperatur, och kan hantera lägre temperaturer än ett konventionellt fjärrvärmenät. 2015 hade inte det dynamiska fjärrvärmenätet börjat användas och E.ON arbetade med att utveckla en affärsmodell (Samsyn Hyllie, 2015).

En fallstudie utfördes 2015 som undersökte värmepotentialen för prosumenter i Hyllie och kom fram till att potentialen för prosumenter varierade mellan 50-120% av värmebehovet på årsbasis. Intervallet beror på om Hyllie tilläts leverera värme ut ur stadsdelen eller om all värme var tvungen att förbrukas internt. En begränsning låg i att en stor del av värmen producerades sommartid, då värmebehovet är som lägst. Den största värmepotentialen kom från ett fåtal kunder som hade jämnare kylbehov över året, shoppingcentra, en arena och livsmedelsbutiker. Allt kylbehov i stadsdelen antogs tillgodoses med kompressormaskiner och spillvärmen från dessa antogs regleras till att vara 65°C. Området skulle då byggas så att denna framledningstemperatur är tillräcklig (Brange, Englund, & Lauenburg, 2016).

Solvärme, Malmö, Timrå

E.ON har flera exempel på installationer där solfångare levererar spillvärme till fjärrvärmenätet. Den största andelen ligger i Malmö. I stadsdelen Bo01 och hos Kockum Fritid har E.ON installerat solfångare på fastigheter och ansvarar även för deras drift och underhåll. Ett avtal med fastighetsägarna gav E.ON rätt att installera anläggningen och ansvara för den i 25 år då anläggningen tas över av fastighetsägaren. Installationerna i Bo01 uppgår totalt till en installerad yta på 1291 m² fördelad på 9 byggnader och installationen i Kockum är på 1050 m². Andra anläggningar i Malmö som ägs och driftas av Malmö stad finns i Augustenborg (2005, 426 m²), Helenholm (2007, 1128 m²), Stensjön (2008, 46m²) och Segepark (2008, 230 m²). För dessa installationer finns det ett avtal mellan fastighetsägaren och fjärrvärmeleverantören om inmatning av solvärme i anslutning till fastighetsägarens köp av fjärrvärme. Detta gäller även för solfångarinstallationen i Timrå (2009, 262 m²) (Dalenbäck, Lennermo, Andersson-Jessen, & Kovacs, 2013).

Datacenter, Vallentuna

2019 började Binero Groups datacenter i Vallentuna leverera överskottsvärme till E.ON Värme. Fullt utbyggt beräknas överskottsvärmen täcka en tredjedel av

Vallentunas totala fjärrvärmebehov. Serverhallen kyls av värmepumpar som kopplas mot fjärrvärmenätet. Datacentret har även kylmaskiner men enbart för redundans (E.ON, 2019b).

2.3 GÖTEBORG ENERGI

Ett samarbete mellan Göteborg Energi och Gårdstensbostäder har resulterat i prosumenter som levererar solvärme till fjärrvärmenätet i stadsdelen Gårdsten. Samarbetet utvecklades för att demonstrera direktkoppling av solfångare mot fjärrvärmenätet. Anläggningen på 150m² ägs av Gårdstensbostäder som sedan har ett avtal för inmatning av solvärme på fjärrvärmenätet med Göteborg energi (Dalenbäck, Lennermo, Andersson-Jessen, & Kovacs, 2013). Göteborg Energis fjärrvärmesystem innefattar i övrigt stora överskottsvärmeleveranser från industrier i närområdet, men dessa är storskaliga samarbeten som är svåra att generalisera ner till mindre leverantörer.

2.4 FYRA KONCEPT I DETALJ: ÖPPEN FJÄRRVÄRME, DELAD ENERGI, SAMENERGI OCH VÄRME TILLSAMMANS

Totalt har projektet kunnat identifiera ett tiotal olika koncept eller lösningar som på något sätt tillåter prosumenter eller småskaliga leverantörer av spillvärme att leverera värme till ett fjärrvärmenät och på något sätt få ersättning för detta. Bland dessa koncept bedöms fyra vara mer mogna och passa bättre in på beskrivningen som standardiserade erbjudanden avseende teknik, ägandeskap, avtal och affärsmodeller. De koncept som inte beskrivs mer utförligt är mer av typen enstaka projekt där avtal och ersättning bestäms enskilt från fall till fall. I fallet COOL DH hos Krafringen är leveransen av spillvärme en del av ett större projekt vid en stor etablering av en forskningsanläggning, vilket kan vara svårt att generalisera för andra fjärrvärmenät i Sverige. Ett relativt stort antal installationer där solvärme levererar värme till fjärrvärmenät har identifierats, främst genom den tidigare Fjärrsynrapporten *Solvärme i Fjärrvärmesystem - Utvärdering av Primärkopplade System* (Dalenbäck, Lennermo, Andersson-Jessen, & Kovacs, 2013), men behandlingen av leveransen från dessa installationer har varierat mycket mellan fjärrvärmenät och innebär relativt marginella värmeleveranser.

De fyra koncept som beskrivs mer utförligt kännetecknas av att de är långt utvecklade lösningar. Tre av de fyra lösningarna, (Öppen Fjärrvärme, Delad Energi och SamEnergi) är publikt lanserade medan Värme Tillsammans befinner sig i pilotstadie.

2.5 ÖPPEN FJÄRRVÄRME

Stockholm Exergis erbjudande för prosumenter och småskaliga spillvärmeleverantörer kallas Öppen Fjärrvärme. Över 20 referensfall är i drift inom Öppen Fjärrvärmekonceptet. Öppen Fjärrvärme uppskattades under 2018 att producera tillräckligt med värme för att förse motsvarande 31 000 lägenheter med värme (113 GWh). Erbjudandet riktar sig främst till datahallar, livsmedelsbutiker och annan industriell verksamhet som genererar överskottsvärme. Datahallar står

för den största enskilda värmekällan av den levererade överskottsvärmen till fjärrvärmesystemet (75 GWh) (Stockholm Exergi, 2019).

Stockholm Exergi uppger på sin hemsida flera motivatorer till varför de initierade konceptet Öppen Fjärrvärme och därmed öppnade upp fjärrvärmemarknaden för prosumenter och småskaliga spillvärmeleverantörer. Dels är det en del i det kontinuerliga arbetet med att energieffektivisera och att få en mer effektiv bränsleanvändning. Särskilt ser Stockholm Exergi en framtida konkurrens på marknaden för råvaror och bränslen. Stockholm Exergi ser vidare att denna typ av lösningar kan vara ett alternativ för att bli av med den sista andelen fossila bränslen som finns kvar i produktionsmixen och uppnå det uppsatta målet om 100% förnybar och återvunnen energi. Vidare kan det bidra till en smartare användning av fjärrvärmenätet så att investeringar och utbyggnader kan undvikas. Stockholm Exergi ser även en framtida risk för osäkerhet och svängningar på energimarknaden då andelen förnybara bränslen ökar och ser på tredjepartstillträde som en flexibilitet för att stabilisera marknaden (Stockholm Exergi, 2019).

Öppen Fjärrvärme utgör fortfarande en liten del (113 GWh 2018) av den totala producerade värmen i Stockholm Exergis fjärrvärmenät (8216 GWh 2017) (Energimarknadsinspektionen, 2019). Stockholm Exergi uppger att de internt är nöjda med satsningen på att öppna upp för tredjepartstillträde på fjärrvärmenätet. Återkopplingen har varit positiv och intresset internationellt, särskilt för värmeåtervinning från datahallar, har ökat de senaste åren (Sivengård, 2019).

Under uppstarten av Öppen Fjärrvärme gjordes en del förstudier till projekt och en grov bedömning av potentialen för spillvärmeleverans inom Stockholm Exergis nätområde. 50% av spillvärmen från befintliga datahallar i Stockholmsområdet uppskattas vara tillräckligt lönsamma för att koppla in på nätet och för nya datahallar är motsvarande siffra upp mot 80%. 15-20% av spillvärmepotentialen från livsmedelsbutiker bedöms kunna tas tillvara på och i princip all värme skulle då levereras till fjärrkylanätet. Tillväxtprognosen för livsmedelsbutiker har bedömts som liten. De större industrierna i Stockholm, få till antalet, är redan anslutna och för mindre industrier har potentialen inte utvärderats (Sivengård, 2019).

Stockholm Exergis erbjudande kring spillvärmeleveranser i konceptet Öppen Fjärrvärme har flest leverantörer kopplade till nätet bland standardiserade koncept. De främsta framgångsfaktorerna för detta som har identifierats av Stockholm Exergi är att leverantörerna enkelt har kunnat utvärdera lösningen både ekonomiskt och tekniskt samt att Stockholm Exergi har marknadsfört konceptet ihärdigt. De standardiserade avtalsformerna och prismodellerna underlättar för leverantörer att bedöma intresset för att gå vidare. En lönsamhetskalkyl görs tidigt i projektet av Stockholm Exergi i samråd med leverantören och i flera fall har kalkylen varit avgörande för beslut. De övergripande tekniska lösningarna finns för att till exempel uppnå god prestanda i en värmepumpsanläggning och i övrigt tekniskt utvärdera lösningen genom att Stockholm Exergi har välutvecklade simuleringsmodeller över fjärrvärmenätet. Intresset för att bli spillvärmeleverantörer var initialt lågt och det krävdes både uthållighet i diskussionerna med potentiella leverantörer och ett aktivt marknadsföringsarbete

både nationellt och internationellt, främst riktat mot datahallsbranschen (Sivengård, 2019).

Tekniska aspekter: tekniska lösningar, inkopplingsprinciper

De lokala förutsättningarna för fjärrvärmenätet i den geografiska positionen där en potentiell spillvärmeleverantör befinner sig är direkt avgörande för om inmatningen är möjlig samt vilken avtalsform som kan tillämpas.

Effektbegränsningar och leveranstemperatur är de två villkor som främst påverkas utifrån lokala förutsättningar. Fjärrvärmebolaget behöver ha detaljerade modeller över distributionsnätet för att förstå förutsättningarna i olika punkter (Sivengård, 2019). Normalt sett uppskattar Stockholm Exergi att det tar 6–9 månader att fullständigt kartlägga de tekniska förutsättningarna hos en leverantör (Stockholm Exergi, 2019).

Olika inkopplingsprinciper tillämpas baserat på förutsättningarna för de enskilda fallen. Den vanligaste inkopplingen är Retur/Fram då vatten tas från fjärrvärmenätets returledning, värmeväxlas och återförs till framledningen. I de fall en värmepump används så utgör själva värmepumpen värmeväxlingen. För leveranser från processer som redan håller tillräckligt hög temperatur så installeras enbart en värmeväxlare (Sivengård, 2019).

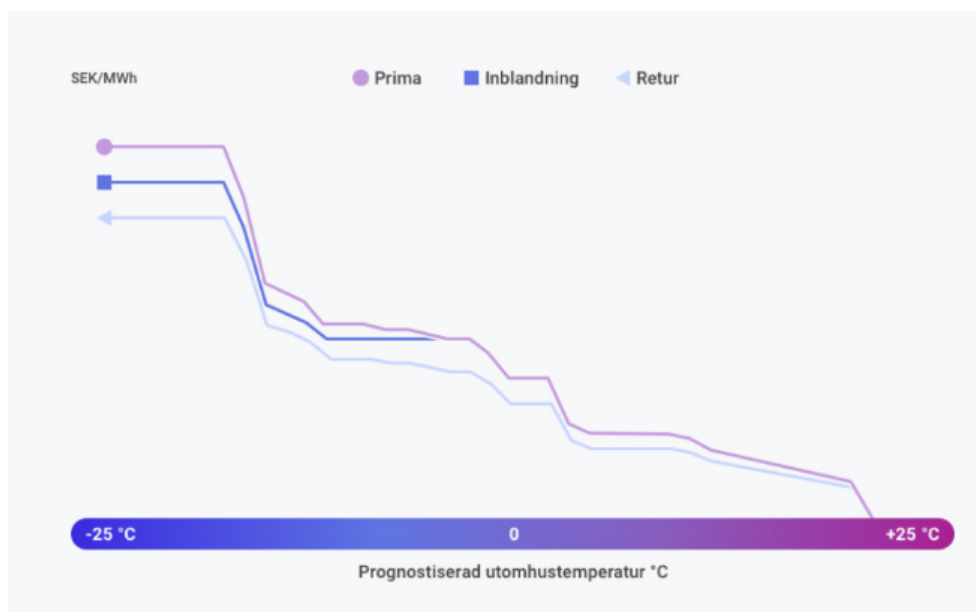
Den tekniska inkopplingen hos en leverantör ser också annorlunda ut beroende på förutsättningar och leverantörens verksamhet (Sivengård, 2019). Stockholm Exergi har flertalet samarbeten i drift med datahallar och har därför utvecklat en principiellt standardiserad lösning för att ta tillvara på överskottsvärmen. I normalfallet, utan restvärmeåtervinning, förses datahallar med kyla från kylmaskiner som sedan vädrar bort värmen i ett kyltorn men genom att datahallen istället investerar i värmepumpar för att täcka kylbehovet kan värmen tas upp i fjärrvärmenätet (Rylander, 2015). Särskilt vid kalla temperaturer är det viktigt att korrekt kunna modellera fjärrvärmesystemet för att mixen av distribuerade lokala värmepumpar och de centrala produktionsenheterna ska resultera i rätt leveranstemperatur hos kund (Sivengård, 2019).

Lastprofilen från de inkopplade spillvärmeleverantörerna är i princip konstant över året. Majoriteten av leverantörerna är datahallar och lasten varierar enbart med några procent på års- och timbasis. Även andra industrikunder inom läkemedel och livsmedel har en stabil leverans med viss dygnsvariation beroende på vilka processer som finns hos respektive leverantör. Leveransen till fjärrvärmenätet har därför kapacitet att ske relativt konstant över året men på grund av att ersättningen kan bli väldigt låg eller obefintlig sommartid avbryter de flesta leverantörer sin leverans då (Sivengård, 2019).

Affärsmodell: Ersättning, avtal och ansvarsfördelning

Ersättningsmodellen för Öppen Fjärrvärme är strukturerad i fyra olika avtalsformer och indelad i två geografier, norra och södra Stockholm (Stockholm Exergi, 2019). Anledningen till att ersättningsnivåerna skiljer sig åt mellan norra och södra Stockholm är att de två näten inte är sammankopplade och produktionskostnaderna skiljer sig åt mellan näten (Sivengård, 2019). De fyra olika avtalsformerna beskrivs nedan:

- **Öppen avropsvärme:** En avtalsform som passar för verksamheter med ett värmeöverskott som är jämnt fördelat över året, t.ex. datahallar. Avtalet bygger på en överenskommen fast effekt som kan avropas av Stockholm Exergi inför kommande dygn vid utomhustemperaturer under 12°C. Leveranstemperaturen är normalt 68°C men kan vara högre. Ersättningsmodellen är uppdelad i två delar, en fast månatlig ersättning för tillhandahållen effekt samt en rörlig energiersättning för levererad värme. Om tillgängligheten på leveransen inte uppfyller avtalad nivå så reduceras ersättningen, en justering som sker på årsbasis.
- **Öppen spotvärme:** Passar verksamheter med varierande värmeöverskott då inga krav ställs på minsta leveransvolym eller garanterad avropbar effekt. Ersättningen beräknas baserat enbart på levererad energimängd. Öppen spotvärme är vidare indelad i tre nivåer med olika krav på leveranstemperatur samt ersättningsnivåer, dessa beskrivs i listan nedan samt principiellt i Figur 1.
 - × *Öppen Spotvärme Prima:* Leveransen sker till fjärrvärmenätets framledning och temperaturen baseras på garantitemperaturen som Stockholm Exergi har till sina kunder, beroende på utomhustemperatur varierar kravet mellan 68-103°C.
 - × *Öppen Spotvärme Inblandning:* Leveransen sker till fjärrvärmenätets framledning och temperaturen är konstant 68°C över hela året.
 - × *Öppen Spotvärme Retur:* Leveransen sker till fjärrvärmenätets returledning och temperaturen ska vara minst 3°C högre än inkommande returtemperatur.



Figur 1 Principiell ersättningsnivå för Öppen Spotvärme, baserad på prognostiserad utomhustemperatur (Stockholm Exergi, 2019).

Förutom ersättningen enligt ovan, som betalas ut från Stockholm Exergi till spillvärmelieferantören månatligen (Stockholm Exergi, 2019), tar Stockholm Exergi ut en leveransavgift för Öppen Fjärrvärmekunder som ska täcka investeringen från deras sida med en viss återbetalningstid (Sivengård, 2019). Uppdelningen av investeringskostnaden består av att Stockholm Exergi investerar i och äger

energimätaren, kommunikationsutrustning för mätvärden och rören fram till och med mätplatsen. Resten av behövlig produktionsanläggning investeras i och ägs av spillvärmeleverantören. Spillvärmeleverantören är ansvarig för att kundcentralen fungerar och kan leverera värme till nätet. I avtalet finns reglerat hur snabbt kunden behöver agera om Stockholm Exergi uppmärksammar en avvikelse som påverkar slutkunder negativt (Stockholm Exergi, 2019), (Sivengård, 2019).

Energipriset och kravet på leveranstemperatur för dagen för de olika avtalsmodellerna och geografiska områdena publiceras på den offentliga hemsidan för Öppen Fjärrvärme senast kl 16 dagen före leverans (Stockholm Exergi, 2019). Priset på energi sätts på timbasis utifrån den prognostiserade alternativkostnaden med en pålagd marginal för avkastning. Alternativkostnaden beräknas i ett egenutvecklat, excel-baserat, program utifrån långsiktiga prognoser för väder, värmelast, bränslepriser samt planerade förändringar i produktionsenheter och nät. Prognosen för värdet på energin ges som en funktion av utetemperaturen och priset för det kommande dygnet beräknas med den aktuella väderprognosen för området, antingen från SMHIs väderstation i Bromma eller Observatorielunden i Stockholm beroende på spillvärmeleverantörens geografiska position. Skillnaden i ersättning mellan olika temperaturer är starkt kopplat till värdet i undviken produktion i de egna anläggningarna. Avtalsformen *Inblandning* används då leveranstemperaturen från leverantören inte är tillräckligt hög för direkt leverans till slutkund och kräver tillskott i värmeproduktionen. Den undvikna kostnaden för att producera tillskottsvärmen som uppstår då den levererade spillvärmen har en högre temperatur är orsaken till de olika ersättningsnivåerna mellan 68°C-103°C. Leverans till returledningen innebär sämre verkningsgrad och negativ påverkan på de befintliga anläggningarna. 1 MWh till returledningen värderas lägre än motsvarande energi på framledningen och det avgör ersättningen. Ett annat alternativ att beräkna ersättningen hade varit att dynamiskt prissätta utifrån aktuellt driftläge. Alternativet valdes dock bort eftersom det ansågs göra det för svårt att utföra en lönsamhetskalkyl inför investeringsbeslutet för de potentiella spillvärmeleverantörerna (Sivengård, 2019).

Innan ett projekt initieras beräknas den uppskattade återbetalningstiden och projekten behöver vara lönsamma för att gå vidare från kalkyl. För datahallsbranschen behöver återbetalningstiden ligga runt 5-7 år för att projektet ska initieras. Utmaningen i kalkylen är ofta att få verklighetsbaserade data på den undvika kostnaden i alternativa kylmetoder för den potentiella leverantören, både för nya och befintliga anläggningar (Sivengård, 2019).

Kontrakten som skrivs mellan fjärrvärmeleverantören och spillvärmeleverantören är långsiktiga. Avropsavtalen skrivs på 10 år med ensidig rätt för spillvärmeleverantören att förlänga i fem år, ersättningsnivåerna i kontraktet indexjusteras årligen. Spotavtalen är tillsvidareavtal med tre månaders uppsägningstid från spillvärmeleverantörens sida och ett års uppsägningstid från Stockholm Exergis sida (Sivengård, 2019).

I de fall då spillvärmeleverantören även köper värme från fjärrvärmebolaget, alltså är en prosumert, så skrivs två separata avtal. Ett standardavtal för inköp av värme från fjärrvärmenätet och ett Öppen Fjärrvärmeavtal för värmeleveransen in på

nätet. Separata energimätare installeras för att mäta respektive flöde. I pilotfasen undersöktes varianter för kombinerade avtal men detta erbjuds inte längre. Mätningen sker med en konventionell energimätare för fjärrvärme. Avläsningsintervallet för inleverans på fjärrvärmenätet är kortare än för leveransen från nätet, för att mer noggrant kunna bevaka leveranstemperaturen (Sivengård, 2019).

Exempel på befintliga leverantörer i Öppen Fjärrvärme

Öppen fjärrvärme innefattar ett 20-tal leverantörer av överskottsvärme i form av datahallar, livsmedelsbutiker och andra verksamheter. I de flesta fall agerar leverantören endast som en leverantör av överskottsvärme, antalet prosumenter i Öppen Fjärrvärme är i minoritet. För att minska antalet avtalsvarianter ligger även värmeåtervinningsaffärer från industriella processer inom Öppen Fjärrvärme (Sivengård, 2019).

Datahallar

Stockholm Exergi har flera samarbeten i drift med datahallar runt om i Stockholm och till antalet utgör datahallar majoriteten av leverantörerna i Öppen Fjärrvärme.

Bahnhof Pionen var ett av pilotprojekten för Öppen fjärrvärme och har nu avtalet Öppen Spotvärme Inblandning. I normal drift levereras 600 kW värme med en temperatur på 68°C. Bahnhofs anläggning består av två seriekopplade kylmaskiner/värmepumpar som kyler ner datahallen och överskottsenergi från kylningen levereras till fjärrvärmenätet. Stockholm Exergi har investerat i distributionsledning från fjärrvärmenätet fram till Bahnhofs datahall (1,3 Mkr). Bahnhof del av investeringen bestod av det nya kylsystemet, t.ex. värmepumpar och rörinstallation (3,4 Mkr). Bahnhof har även behållit de gamla kylmaskinerna som ett reservkylsystem. Samtliga Bahnhofs tre datahallar i Stockholms innerstad är anslutna till Stockholm Exergis fjärrvärmenät (Stockholm Exergi, 2019). En av datahallarna säljer även kyla, som produceras med lokala värmepumpar, till fjärrkylanätet då det finns överskottskapacitet för kylning till datahallen (Sivengård, 2019).

Interxions datahall är kopplad till fjärrkylanätet och köper processkyla vid 14°C av Stockholm Exergi. Processkyla 14°C är ett specialerbjudande mot datahallar där kyla och värmeåtervinning paketerats med larmövervakning och tillgänglighetsgaranti. Hos Interxion värmeväxlas fjärrkylan för att kyla datahallens system och överskottsvärmen från processen resulterar i uppvärmt vatten (cirka 24°C) som återförs till Stockholm Exergi. Stockholm Exergi har värmepumpar centralt som höjer temperaturen ytterligare för leverans till fjärrvärmenätet. Stockholm Exergi har investerat 1,1 Mkr i rör, styr- och övervakningsutrustning och mätutrustning, medan Interxion har investerat 1,5 Mkr i en fjärrkylcentral. Det gamla kylsystemet med kylmaskiner och kyltorn har behållits för redundans (Stockholm Exergi, 2019).

H&Ms datahall i Stockholm är ett annat exempel där Stockholm Exergi kan ta tillvara på överskottsvärmen under dagar då utomhustemperaturen är lägre än 7°C. Samarbetet har varit igång sedan 2013 och var ett av de första pilotprojekten för Öppen Fjärrvärme. Varje år levereras 1,7 GWh värme till fjärrvärmenätet (Stockholm Exergi, 2019).

Livsmedelsbutiker

Coop Rådhuset på Kungsholmen var den första livsmedelsbutik som anslöts genom Öppen Fjärrvärme till Stockholm Exergis fjärrvärmenät. Enbart mindre förändringar av den befintliga kylanläggningen behövde göras för att kunna leverera värme direkt på fjärrvärmenätet, samt en koppling via sekundärkretsen till fjärrkylanätet. En fördel med de allt vanligare koldioxidbaserade kylanläggningarna i livsmedelsbutiker är att temperaturen hos överskottsvärmen från dessa blir tillräckligt hög för att kopplas in direkt på fjärrvärmenätet utan temperaturhöjning. Butiken levererar både överskottsvärme till framledningen på fjärrvärmenätet (cirka 30kW med Öppen spotvärme Prima) och restvärme till returledningen på fjärrkylanätet (cirka 30kW med Öppen Restvärme). Stockholm Exergi investerade 100 000 kr för att ansluta butiken till fjärrvärmenätet, detta innebar bland annat rör, ventiler och mätstation. KF Fastigheter investerade 405 000 kr för anpassning av butiken vilket innebar byte av värmeväxlare och pumpar (Stockholm Exergi, 2019).

Krematorium

Sedan 2015 levererar Räcksta krematorium överskottsvärme till Stockholm Exergis fjärrvärmenät. Värmeleveransen motsvarar värmebehovet hos cirka 400 lägenheter och den valda avtalsformen är Öppen spotvärme (Stockholm Exergi, 2019).

2.6 DELAD ENERGI

Tekniska verken erbjuder sedan 2015 kunder i sina fjärrvärme- och fjärrkylanät möjligheten att leverera överskottsenergi till ledningsnäten. Konceptet kallas Delad Energi och är ett standardiserat erbjudande som ger ett systematiskt sätt att ta emot leveranser av överskottsenergi till näten. Till erbjudandet finns framtaget ersättningsmodell, exempel på tekniska inkopplingsprinciper och avtalsmallar. Exempel på potentiella prosumenter för Delad Energi är livsmedelsbutiker med koldioxid som köldmedie för kyl- och frysanläggningar, industrier med vattenkylda skruvkompressorer, datahallar och kylgrossister

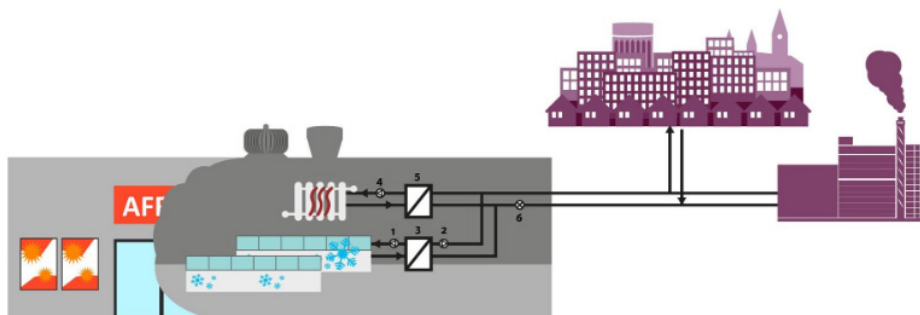
Under 2020 har ett avtal med en leverantör tecknats inom Delad Energi (Falk, 2020).

Tekniska aspekter: tekniska lösningar, inkopplingsprinciper

Delad Energi erbjuds till kunder som har möjlighet att leverera värme eller kyla till näten i någon form. Leverans kan ske till antingen fram- eller returledning och för varje potentiell prosument utformas den tekniska inkopplingen utifrån förutsättningarna hos just den prosumenten. Faktorer som spelar in är bland annat möjlig leveranstemperatur, leveransstorlek och prosumentens placering i nätet. Krav sätts bland annat på lägsta och högsta leveranstemperatur, dessa krav varierar inte över året (Falk, 2020).

Figur 2 nedan visar en illustration för hur Delad Energi i princip kan se ut hos en prosument eller leverantör då temperaturen hos överskottsvärmen är hög nog för leverans till fjärrvärmens framledning (Tekniska verken, 2019b). Inkopplingsprincipen är i detta fall Retur/Fram, intagningssystemet tar vatten från

fjärrvärmenätets returledning, värmeväxlar med prosumentens överskottsvärme och återför det till framledningen (Lennermo, Lauenburg, & Brange, 2016).



Figur 2 Illustration av installation hos leverantör av Delad Energi då värmen kan kopplas in mot fjärrvärmens framledning (Tekniska verken, 2019b)

Tekniska verken har tagit fram ett antal exempel på hur inkopplingen av en prosument skulle kunna se ut och hur driften av anläggningen fungerar. Tre tänkbara fall som kan uppstå under drift är: Internt värmebehov; överskottsvärme och externt värmebehov.

I det första fallet finns behov av värme inom den egna fastigheten och överskottsvärmen kommer då i första hand att förse det behovet och återvinnas inom fastigheten. Pumparna på anläggningens sekundär- och primärsida startar och värmeöverföring sker via produktionsvärmeväxlaren. Överskottsvärmen överförs till sekundärsidan via konsumtionsvärmeväxlaren utan att passera energimätaren. En alternativ inkoppling är att överskottsvärmen tillförs direkt till sekundärsidan.

Fall nummer två uppstår då överskottsvärmen överskrider fastighetens behov av värme och överskottsvärmen matas då ut på fjärrvärmenätet via energimätaren. Det är den uppmätta energin i mätaren som ersätts ekonomiskt inom konceptet Delad Energi och energimätaren kan mäta och integrera flöde i båda riktningar, för leverans eller konsumtion av värme eller kyla.

Fall tre uppstår då fastigheten är i behov av värme och då fungerar installationen som en traditionell fjärrvärmecentral. En backventil hindrar att flödet går genom produktionsvärmeväxlaren (Tekniska verken, 2019b).

Om den tillgängliga överskottsvärmen hos prosumenten inte håller tillräckligt hög temperatur används istället inkopplingsprincipen Retur/Retur, där inmatningssystemet tar vatten från fjärrvärmenätets returledning och återför det till returledningen.

För en befintlig fjärrvärme- eller fjärrkylakund krävs i regel att en ytterligare värmeväxlare med tillhörande rörinstallation samt pumpar installeras för att kunna leverera värme eller kyla till nätet. Utöver detta krävs att en ny energimätare installeras av Tekniska verken för att kunna mäta både levererad och konsumerad energi hos prosumenten. Energimätaren är utrustad med två separata

integreringsverk och fyra temperaturgivare för att mäta energi och volym i båda riktningar (Tekniska verken, 2019b).

Vad gäller övervakning och kommunikation görs inga ytterligare installationer utöver vad som görs hos en vanlig fjärrvärmekund (Falk, 2019).

Affärsmodell: Ersättning

En fjärrvärmekund som ansluter sig till Delad Energi får ett tilläggsavtal till sitt vanliga fjärrvärmeavtal. För den energi som kunden levererar till nätet ersätts denne per kWh och ersättningen betalas ut en gång i månaden (Falk, 2019). Ersättningen per kWh beräknas av Tekniska verken och baseras på den nytta värmen gör i systemet (Tekniska Verken- Delad Energi, 2018). Ersättning utgår endast för levererad energi och inte för någon avtalad, avropningsbar effekt.

Vilken ersättning per kWh en kund får meddelas innan avtal sluts för att denne ska kunna göra en bedömning av sin investering. Ersättningsnivån är högre för leverans av värme på fjärrvärmenätets framledning än för leveranser på returledningen. Ersättningsnivån kan justeras upp av Tekniska verken årligen, för att återspegla eventuella förändrade kostnader hos Tekniska verken (Falk, 2019).

Ersättningsnivån baseras på alternativkostnaden för värmeproduktion och skiljer sig åt mellan Tekniska verkens olika nät. I Linköpingsnätet är till exempel ersättningsnivån uppdelad på tre säsonger precis som fjärrvärmepriset. Detta för att spegla nyttan värmen gör i nätet och kostnaderna för gällande bränslemix. I några av Tekniska verkens mindre nät är ersättningsnivån konstant året runt då produktionskostnaden i de näten är mer likvärdig året runt (Falk, 2019).

Affärsmodell: Avtal och ansvar

I konceptet Delad Energi ansvarar prosumenten för investeringskostnaderna och för installationen av utrustningen som behövs utöver fjärrvärmecentralen för att möjliggöra leverans av överskottsvärme. Detta är analogt med ansvarsfördelningen för en traditionell fjärrvärmekund som endast konsumerar värme. Om prosumenten redan är fjärrvärme- eller fjärrkylakund hos Tekniska verken kan normalt sett samma rörledningar användas. Annars ansvarar Tekniska verken för anslutningen till fjärrvärmenätet och leveranspunkten är definierad till avstängningsventilen mellan Tekniska verkens anläggning och prosumentens anläggning.

I och med att prosumenten äger all utrustning innanför avstängningsventilen har även prosumenten ansvar för anläggningarnas drift och underhåll (Tekniska verken, 2019b).

Tekniska verken har utvecklat en process för hur samarbetet med en prosument kan gå från diskussioner till driftsättning enligt följande steg:

- **Avtal**

En inledande dialog mellan prosumenten och Tekniska verken behandlar avtalets uppbyggnad. Ekonomiska faktorer kring ersättningsmodell och prisnivå samt kraven i de tekniska specifikationerna gällande temperatur, tryck, effekt och inkopplingsprincip.

- **Anslutning till ledningsnät**
Tekniska verken ansvarar sedan för anslutningen till fjärrvärmenätet, om sådan inte redan existerar.
- **Anläggningsinstallation**
Prosumenten bekostar och ansvarar för konstruktion och installation av tillkommande nödvändig utrustning. Anläggningen ska utformas enligt Energiföretagen Sveriges tekniska bestämmelser för fjärrvärmecentraler samt Tekniska verkens lokala regler.
- **Driftsättning**
Innan driftsättning ska anläggningen provtryckas av kundens rörentreprenör. I samband med detta kontaktas Tekniska verken för besiktning. Tekniska verken installerar då även den nya energimätare som krävs för att beräkna konsumerad och levererad energi (Tekniska verken, 2019b).

2.7 SAMENERGI

Vattenfall Värme lanserade under november 2019 SamEnergi. SamEnergi är ett standardiserat erbjudande utformat för att ta till vara på överskottsvärme hos företag som kan leverera värme till Vattenfalls fjärrvärmenät. Målgruppen för erbjudandet är datahallar, matbutiker, idrottsanläggningar, kafferosterier samt livsmedelslager med kyl- och fryslagring. Bland drivkrafterna till att utveckla konceptet SamEnergi har varit att kunna ta till vara på energiresurser och minska utsläpp från värmeproduktion (Vattenfall AB, 2019c). Ett ytterligare skäl till att utveckla SamEnergi är att ge beredskap för att hantera eventuella reglerade tillträden till fjärrvärmenäten enligt fjärrvärmelagen (se även kapitel 2.9).

Konceptet har fram till 2019 implementerats hos två pilotleverantörer av överskottsvärme, Lindvalls kafferosteri i Uppsala och Dagabs frys- och kylager i Jordbro. Lindvalls kafferosteri representerar en prosument, då de både konsumerar fjärrvärme och levererar ut överskottsvärme till nätet. Den beräknade leveransen av överskottsvärme från rosteriet är 500 MWh per år, samtidigt beräknas rosteriet köpa in 250 MWh fjärrvärme per år för att täcka interna värmebehov då rostpannan inte är i drift (Vattenfall, 2018).

Dagabs lager säljer endast överskottsvärme till fjärrvärmenätet och uppskattas kunna leverera 7 500 MWh värme per år (Bionergitidningen, 2017). Under 2019 har även en tredje leverantör knutits till SamEnergi, bageri- och konditorigrossisten Kobia i Tyresö. Kobia planeras börja leverera 400 MWh värme årligen till Vattenfalls fjärrvärmenät med start i maj 2020 (Vattenfall, 2020).

Tekniska aspekter: tekniska lösningar, inkopplingsprinciper

Leverantörer av överskottsvärme kan leverera värme till Vattenfalls nät på framledningen. För varje potentiell värmeleverantör gör Vattenfall en utredning av vilken inkopplingsprincip som passar bäst samt ställer krav på inmatningstryck och leveranstemperatur. Speciellt avgör tillgången på överskottsvärme och leveranstemperaturen vilken typ av erbjudande som är aktuellt för leverantören (Andersson, 2019).

Affärsmodell, ersättning

Genom SamEnergi erbjuder Vattenfall Värme företag att leverera överskottsvärme till fjärrvärmenätet enligt tre standardiserade avtal eller produkter. Dessa benämns som SpotVärme, MicroVärme eller Årsvärme. Gemensamt för alla tre avtal är att Vattenfall Värme betalar en ersättning till leverantören per kWh värme (Vattenfall AB, 2019b). Nivån på ersättningen till leverantören sätts per timme och speglar den kostnadsbesparing som Vattenfall uppnår i sin fjärrvärmeproduktion genom att inte behöva producera värmen i sina egna anläggningar. Produkterna erbjuds i alla geografiska områden, där Vattenfall äger och driver fjärrvärmenät (Vattenfall AB, 2019c).

I SpotVärme sätts ersättningen för inlevererad värme på fjärrvärmenätet per timme, vilka publiceras dagen före leveransdygnet på SamEnergis hemsida, eller genom en direkt koppling till leverantörens styrsystem. Med SpotVärme finns inga krav på hur stor mängd energi som ska levereras eller vid vilken tidpunkt. Leverantören avgör själv när denne vill och kan leverera värme. När leveransen ska ske kan bero på tillgänglig överskottsvärme för stunden och den ersättning som Vattenfall erbjuder för värmen (Vattenfall AB, 2019b). För varje fjärrvärmeområde utför Vattenfall Värme en daglig produktionsplanering för nästkommande dygn. Utifrån denna produktionsplan beräknas marginalproduktionskostnaden av värme per timme, vilket används för att i sin tur sätta priset på inlevererad värme till nätet (Andersson, 2019).

Produkten SpotVärme används som grund även för de två övriga produkterna. MicroVärme riktar sig till leverantörer med låggradig värme som inte lämpar sig för direkt inmatning på fjärrvärmens framledning. Leverantören matar in värme i nätet på samma basis som för SpotVärme, men ersättningen uppgår till en andel av den ersättning som skulle ha erhållits vid en leverans av prima värme. Hur stor denna andel är beror på vilket fjärrvärmenät som leveransen sker till. (Andersson, 2019). Leverantören har inga krav på mängd eller tidpunkt för värmeleveranser utan levererar efter sina egna förutsättningar (Vattenfall AB, 2019b). Leveransen i MicroVärme sker endast genom inblandning på framledningen (Retur/Fram) (Andersson, 2019).

Den tredje produkten kallas ÅrsVärme och riktar sig till leverantörer som kan förutsäga sina leveranser under längre tidsperioder. Med ÅrsVärme får leverantören utöver den rörliga ersättningen för levererad energi även en fast ersättning för den effekt de kan tillhandahålla. För ÅrsVärme behöver Vattenfall och leverantören gemensamt komma överens om en långsiktig plan för hur leveransen ser ut och ersätts. Värmeleveransen från en ÅrsVärme-leverantör innebär att Vattenfall kan undvika, skjuta fram eller minska omfattningen av re- eller nyinvesteringar. Det är de undvikna kostnaderna av detta som ersättningen för varje ÅrsVärme-leverantör baseras på (Andersson, 2019).

För samtliga produkter tillkommer även en årsavgift för leverantören som Vattenfall Värme tar ut för att täcka sina kostnader för mätning, avräkning, fakturering och anslutning till fjärrvärmenätet (Vattenfall AB, 2019b).

Om leverantören även använder fjärrvärme för att täcka egna värmebehov inkluderas detta inte i SamEnergi-affären, utan ett separat, konventionellt, avtal för fjärrvärmeanvändning tecknas (Andersson, 2019).

Avtal och ansvar

I likhet med andra beskrivna koncept ansvarar värmeleverantören i SamEnergi själv för att anpassa sina anläggningar för att kunna leverera enligt den produkt som det tecknats avtal för. Vattenfall kan initialt uppskatta leverantörens årliga intäkter från värmeleveranserna, samt ge råd kring dimensionering och teknisk inkoppling. Baserat på detta är det upp till leverantören att bedöma lönsamheten i att börja leverera värme. Vissa leverantörer behöver göra större investeringar än andra för att möjliggöra detta, exempelvis om värmepumpar behöver installeras för att höja leveranstemperaturen (Vattenfall AB, 2019b).

Vattenfall äger och ansvarar för drift och underhåll av utrustning för mätning av levererad energi och de ledningar som krävs för att ansluta leverantören till fjärrvärmenätet (Andersson, 2019).

2.8 VÄRME TILLSAMMANS

Norrenergi utvecklade under 2019 sitt koncept Värme Tillsammans, vilket är en lösning och erbjudande för att ta tillvara på överskottsvärme hos prosumenter och småskaliga leverantörer genom att leverera in den på Norrenergis fjärrvärmenät. Lösningen befinner sig i en pilotfas och ska då det lanseras rikta sig till samtliga Norrenergis kunder och innefatta en standardiserad prismodell, teknisk lösning och faktureringslösning. Norrenergi har identifierat fastigheter med datahallar som det kundsegment med högst potential då de ofta har ett överskott av värme under perioder då Norrenergi har behov av värme (Swedblom, 2019).

Tekniska aspekter: tekniska lösningar, inkopplingsprinciper

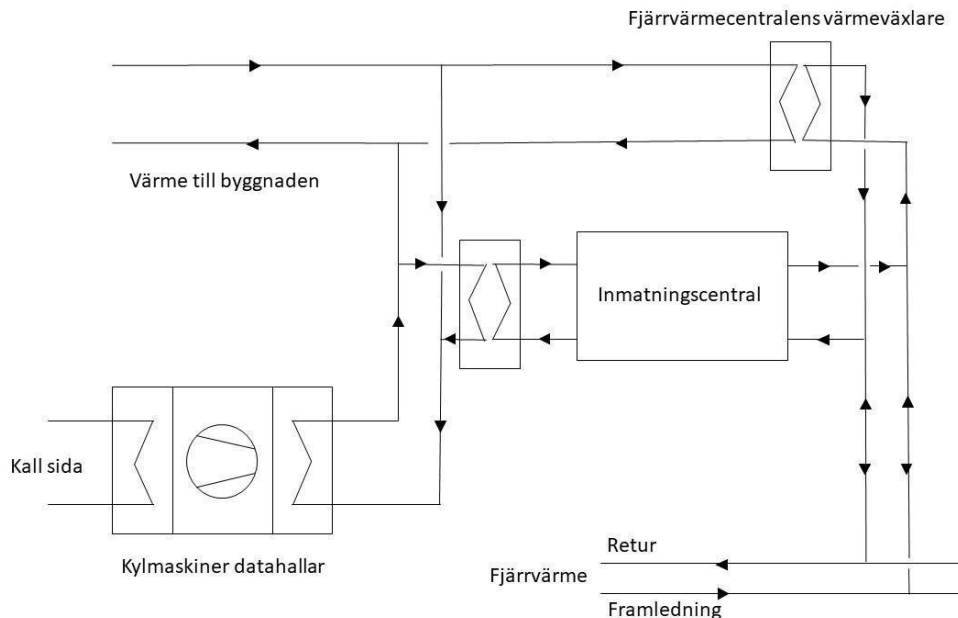
I ett pågående pilotprojekt planeras en standardiserad inmatningscentral användas. Konceptet för den har tagits fram i ett av Energimyndigheten finansierat projekt där också Norrenergi, Skara Energi och Mälarenergi har deltagit. Om lösningen fungerar bra i pilotprojektet planeras den att användas i framtida anslutningar.

Då det ännu inte finns någon färdig anslutning så finns det en del oklarheter i hur den tekniska lösningen ska se ut och vem som ska äga inmatningscentralen. Det är därför också oklart i skrivande stund hur drift- och funktionsansvar ska fördelas mellan leverantören och Norrenergi (Swedblom, 2019).

Den tekniska lösningen i sin helhet kan beskrivas som en inmatningscentral för inmatning av överskottsvärme till fjärrvärmens framledning enligt principen Retur/Fram. Figur 3 visar en principiell inkoppling då en fastighet med datahallar levererar överskottsvärme från kylmaskiner till fjärrvärmenätet.

Inmatningscentralen placeras efter en "värmeåtervinningsväxlare" och tar in fjärrvärmevatten från fjärrvärmereturen och matar in det uppvärmda vattnet på framledningen. Inmatningscentralen ser även till att vattnet har tillräckligt hög temperatur innan det matas tillbaka ut på fjärrvärmenätet. Eftersom större delen

av värmen från kylmaskinerna hos leverantören går till byggnadens interna behov finns ingen växling mot sekundärsystemen för att minimera energiförlusterna. Därför krävs en extra värmeväxling före inmatningscentralen.



Figur 3 Schematisk skiss över värmeåtervinningsprincipen i Värme Tillsammans. Figuren visar ett exempel på hur en datahall kan leverera värme till fjärrvärmesystemet (Swedblom, 2019).

Syftet med inmatningscentralen är att den ska mata in värme på fjärrvärmens framledning med rätt tryck och temperatur när det finns mer värme än det som går åt till det interna behovet i byggnaden. Tanken är att den ska leverera en stabil temperatur oberoende av fjärrvärmens returtemperatur som går in i den. Inmatningscentralen består av cirkulationspump, inmatningspump, flödesmätare, tryckmätare, filter, manometer, övertrycksskydd, flera ventiler och temperaturmätare samt styrsystem.

Systemet för återvinning regleras enligt nedanstående lastfall:

Lastfall 1: All värme behövs för byggnadens behov; inmatningscentralen styr mekaniskt bort leveranser så att de inte går in på fjärrvärmenätet.

Lastfall 2: Delar av värmen går till byggnadens behov; värmebäraren ökar sitt börvärde till $>74^{\circ}\text{C}$. Cirkulation sker tills vattnet nått 74°C då en styrventil i inmatningscentral öppnar mot fjärrvärmenätet. För att sänka temperaturen till fastighetens behov blandas ett delflöde med fjärrvärmereturen.

Lastfall 3: Inget värmebehov i byggnaden; all värme matas ut på Norrenergis fjärrvärmenät.

All mätning för beräkning av ersättning till leverantören sker med en flödesgivare som kan mäta flödet både när Norrenergi levererar fjärrvärme till kunden och när kunden levererar värme till Norrenergis fjärrvärmenät. Till detta kopplas två

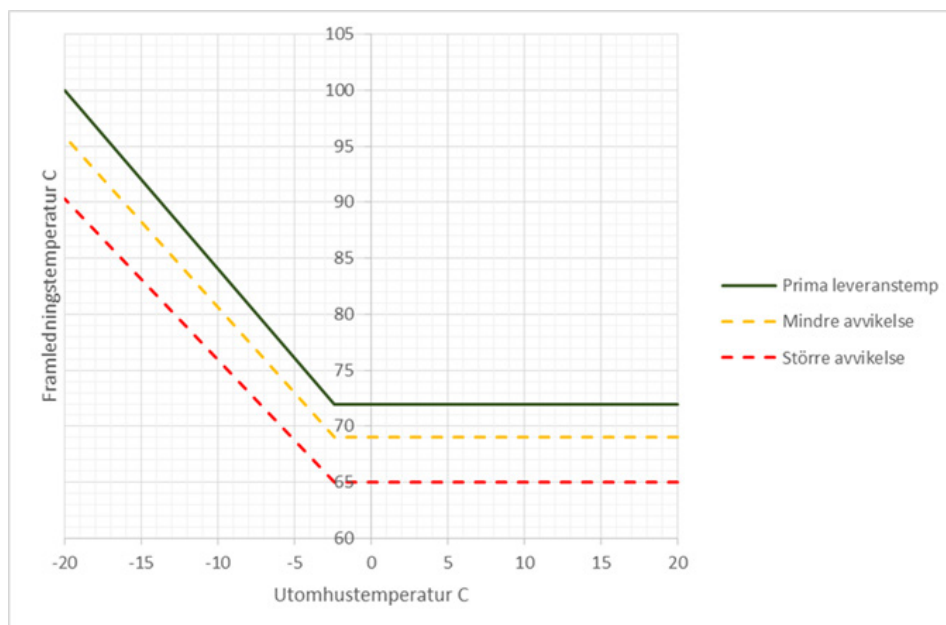
integreringsverk med två temperaturgivarpar som integrerar beroende av vilket håll flödet går åt.

Norrenergi övervakar även med hjälp av samma mätare att inmatningscentralen inte matar in för låga temperaturer som riskerar att störa leveranser till andra kunder. Övervakningen sker centralt i Norrenergis produktionsanläggning, där Norrenergi manuellt kan stänga av leveransen av värme om temperaturen på den avviker från uppsatta krav. För att få leverera värme krävs det också av leverantören att denne kan upprätthålla rätt tryckförhållanden vid inmatningen för att inte orsaka störningar i Norrenergis nät (Swedblom, 2019).

Affärsmodell: Ersättning

Leverantörer och prosumenter i Värme Tillsammans ersätts endast för den mängd energi som de har levererat in på fjärrvärmenätets framledning per månad. Ingen ersättning utgår för tillhandahållen effekt, men detta planeras att utvecklas efter de första pilotprojektens avslutande. Ersättningen för energin bestäms av ett fast energipris per säsong vilken är indelad i sommar, vinter samt vår och höst. Ersättningsnivån beräknas baserat på Norrenergis tidsviktade marginalproduktionskostnad, med en viss marginal för variationer hos Norrenergis bränslekostnader.

Leveransen måste uppfylla vissa krav för att ersättning ska utgå. Utöver kravet att inmatning ska ske vid rätt differenstryck ställs det viktigaste kravet på leveranstemperatur. Kravet på leveranstemperatur varierar med utomhustemperatur, vilket beskrivs i diagrammet i Figur 4.



Figur 4 Temperaturkrav för leverans av prima värme på fjärrvärmens framledning och hur detta principiellt påverkar leverantörens ersättning för leveransen (Swedblom, 2019).

Kunden garanteras inleverans till full ersättning för temperaturer över prima leveranstemperatur, det vill säga ordinarie framledningstemperatur hos respektive

leverantör. Under prima leveranstemperatur har Norrenergi rätt att begära att leveransen avbryts och en lägre ersättning för värmen utgår till leverantören.

För mindre avvikelser sänks leverantörens ersättningsnivå till 50 % av nivån vid prima leveranstemperatur och för större avvikelser får kunden ingen ersättning.

Ersättningen beräknas varje månad i efterhand baserat på uppmätta timvärden för levererad mängd energi beskrivet tidigare och justeras baserat på utomhustemperatur och timmedeltemperaturen på levererad värme enligt principen beskriven i Figur 3. (Swedblom, 2019)

Affärsmodell: Avtal och ansvar

I skrivande stund har Norrenergi ännu inte fastställt hur ägarstrukturer och ansvar för drift och underhåll i Värme Tillsammans kommer att se ut (Swedblom, 2019).

2.9 LAGEN OM TILLTRÄDE FÖR TREDJE PART OCH PROSUMENTER

År 2008 trädde *fjärrvärmelagen*¹ i kraft och reglerade för första gången fjärrvärmeaffären i lagtext. En avsikt med fjärrvärmelagen var att stärka kunders ställning gentemot fjärrvärmeföretag, bland annat genom att till viss del reglera prissättningen av fjärrvärme samt ställa krav på hur information kring prissättningen utförs (Eriksson, Tedebrand, & Werther Öhling, 2013). En aspekt som under lång tid har diskuterats på fjärrvärmemarknaden är så kallade *tredjepartstillträden*. Debatten har kretsat kring konkurrenssituationen i produktionsledet för fjärrvärme, där energiföretag har ansetts inneha en monopolistisk position. För att öka konkurrensen för produktion av fjärrvärme föreslogs det i regeringens utredning *Fjärrvärme i konkurrens*² att produktion och distribution av fjärrvärme skulle separeras och att producenter av värme ska få fritt tillträde att leverera värme till Energiföretags distributionsnät (Abrahamsson & Nilsson, 2015). Utredningen ledde i sinom tid till att externa värmeleverantörers tillträde möjliggjordes och regleras sedan 2014 i fjärrvärmelagen.

I avsnittet *Tillträde till rörledning* i fjärrvärmelagen fastslås det att "Om ett fjärrvärmeföretag får en begäran om tillträde till rörledningarna från någon som vill sälja värme till fjärrvärmeverksamheten eller använda ledningarna för distribution av värme, ska fjärrvärmeföretaget förhandla om tillträde med den som gjort begäran. Skyldigheten att förhandla innebär att fjärrvärmeföretaget ska försöka komma överens om ett tillträde med den som begärt det."

Fjärrvärmeföretag är alltså skyldiga enligt lag att åtminstone utreda om en potentiell leverantör av värme ska få göra det. Om fjärrvärmeföretaget kan visa att värmeleveransen innebär att fjärrvärmeföretaget lider skada kan leveransen nekas. Dessutom gäller skyldigheten endast för inmatning av prima värme på framledningen. De koncept för standardiserad inmatning som har beskrivits i denna rapport erbjuder därmed mer än vad lagen kräver, eftersom de även tillåter leverans av värme som inte är prima till framledningen, samt till returledningen.

¹ Fjärrvärmelagen (2008:263) <http://rkrattsbaser.gov.se/sfst?bet=2008:263>

² SOU 2011:44

Lagen föreskriver även att den som har begärt tillträde till rörledningarna ska betala investeringskostnaden för anslutningen. Samtliga beskrivna koncept är utformade i enlighet med detta, leverantören av värme står för samtliga sina egna investeringskostnader. Däremot kan det noteras att samtliga fjärrvärmeföretag som erbjuder standardiserade lösningar, står för investeringskostnaden för ny mätutrustning och eventuella rörledningar på primärsidan. Dessa tar dock fjärrvärmeföretagen ut en avgift för i Öppen Fjärrvärme och SamEnergi.

Lagen föreskriver även att ett avtal om ett *reglerat* tillträde ska gälla i 10 år. Bland de beskrivna koncepten i denna rapport har det endast angetts att Öppen Fjärrvärmes avtalstider löper över 10 år för avropad värme, medan det för spotvärme rör sig om avtalstider på upp till ett år.

Till sist anger lagen att fjärrvärmeföretag ska betala ersättning för den värme som leverantören matar in. Paragrafen för detta avslutas "Ersättningen ska motsvara fjärrvärmeföretagets nytta". Denna sista formulering har format de koncept som har beskrivits, där fjärrvärmeföretagen har ställts inför utmaningen att själva göra uppskattningen av vilken nytta värmen som levereras gör i deras distribution och nät. I samtliga fall har detta inneburit någon form av uppskattning av produktionskostnaden för värme per tidsperiod eller per utomhustemperatur.

3 Metod och genomförande

3.1 SIMULERING AV POTENTIALEN FÖR TVÅ TYPER AV PROSUMENTER

Systemnyttan för att nyttja värme från två prosumenter i sex olika typnät har beräknats vilket ger totalt tolv studerade fall. Analysen bygger på en simulering över tre år där det för varje timme beräknas om det är ekonomiskt lönsamt ur ett systemperspektiv att exportera värme. Beräkningen för om det är ekonomiskt lönsamt baseras på en jämförelse av den extra elkostnad som det innebär för prosumenten att höja temperaturen på överskottsvärmen så att den kan nyttjas i fjärrvärmenätet och marginalkostnaden för värmeproduktion i fjärrvärmenätet, jämfört med om överskottsvärmen hade kylts bort till omgivningen. Om den extra elkostnaden är lägre än marginalkostnaden för värmeproduktion så sker en export och systemnyttan från exporten sätts till differensen mellan de båda faktorerna.

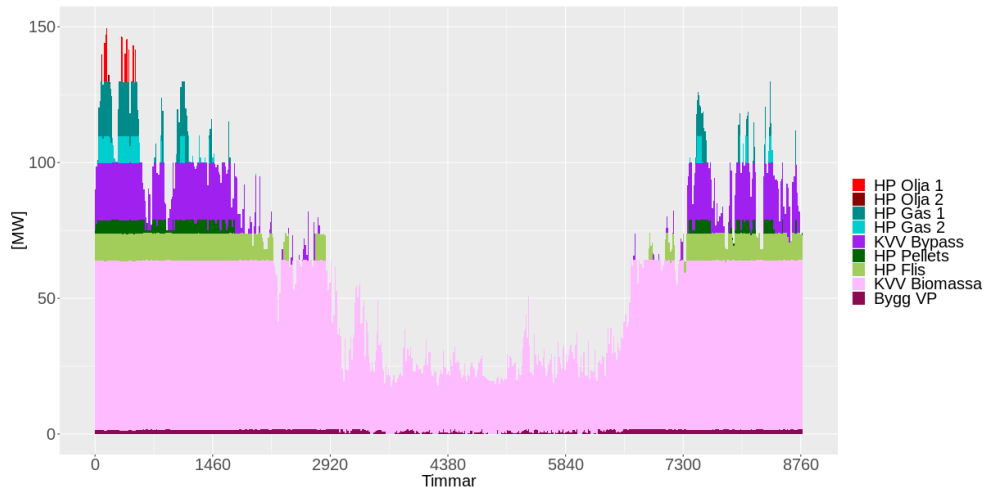
För att ta fram ett resultat som går att analysera utifrån olika förutsättningar som väder och elpriser, har tre olika år simulerats, 2015, 2016 och 2017. Utetemperatur för denna tidsperiod har hämtats från SMHIs MESAN-modell. Elkostnaden består av spotpris (timvärden), elcertifikat (månadsvärden), energiskatt och elnätsavgift.

3.2 TYPNÄT

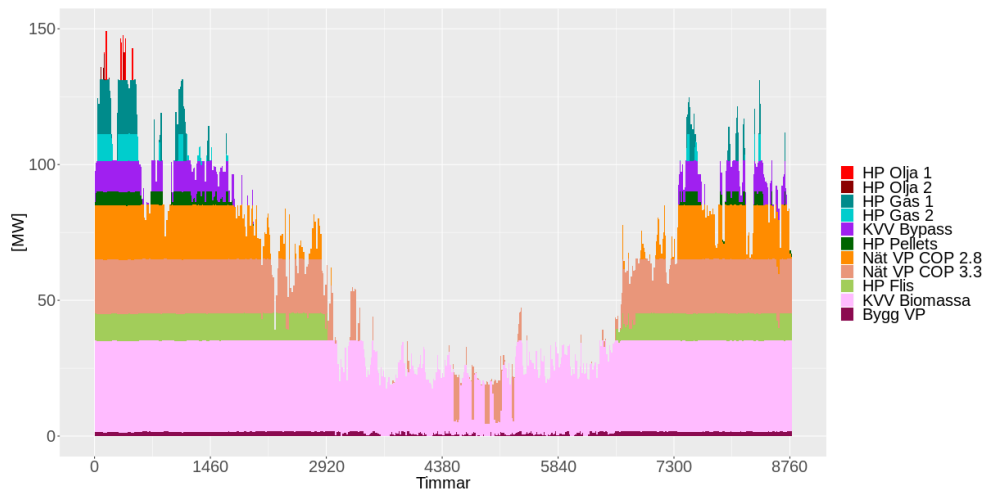
Sex typnät som representerar ett lokalt fjärrvärmenät som prosumenten kan kopplas till har använts i analysen. Typnäten är uppdelade i tre olika bränslemixar, Övervikt kraftvärmevärme, Övervikt värmepump och Övervikt överskottsvärme. Varje bränslemix är sedan uppdelad i en variant med och en utan ackumulatortank, vilket ger totalt sex kombinationer. Årsmedelproduktion för samtliga typnät är 500 GWh värme och ackumulatortankarna har en lagringskapacitet på 500 MWh. Typnäten finns beskrivna i mer detalj i rapporten för ett tidigare FutureHeat-projekt: Värderingsmodell för efterfrågefleksibilitet (Kensby, et al., 2019). Den enda ändring som har gjorts i typnäten i denna studie från den föregående studien är att den olja och gas som används för spetslastpannor (totalt 2% av värmebehovet) har ersatts med bioolja och biogas. Ändringen har gjorts för att spegla ambitionerna i uppvärmningsbranschens färdplan för fossilfri konkurrenskraft, där målet för branschen är att bli fossilbränslefri senast år 2030 (Fossilfritt Sverige, 2019). I Tabell 1 presenteras en översikt av typnäten och profiler för värmeproduktion visas för tre av typnäten i Figur 5, Figur 6 och Figur 7. Det har antagits att bytet av bränsle i spetslastpannorna inte innebär ändringar i typnätens rörliga produktionskostnader. Marginalkostnad för värmeproduktion för samtliga typnät finns redovisad i Bilaga A: Marginalproduktionskostnader i typnät.

Tabell 1 Översikt av typnät som använts för simuleringar

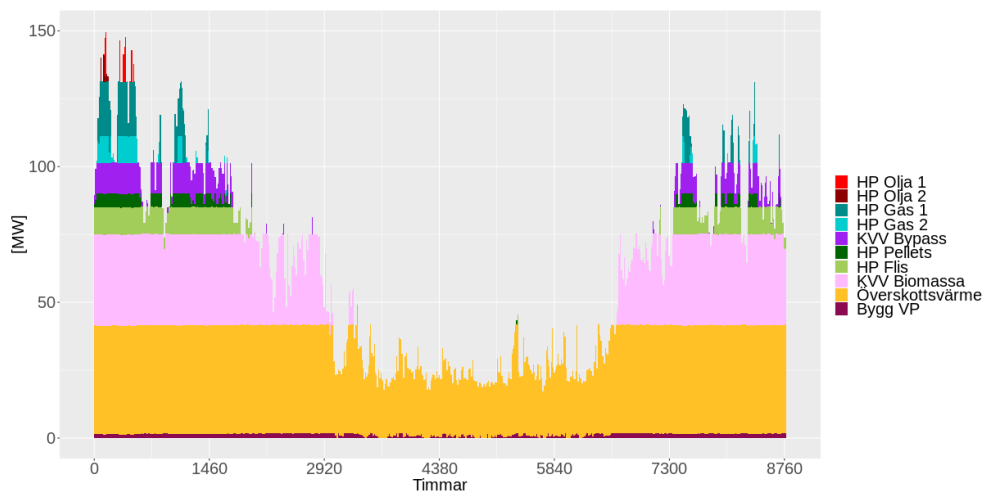
Bränslemix	Installerad värmeeffekt	Andel av årlig värmeproduktion utan ack.tank	Andel av årlig värmeproduktion med ack.tank
Övervikt kraftvärme	Kraftvärme Vid max elproduktion: 62,5 MW värme 21 MW el Vid bypass-drift (ingen el): 83,5 MW värme Hetvattenpannor 95 MW	Kraftvärme 88,9% Hetvattenpannor 11,1%	Kraftvärme 89,7% Hetvattenpannor 10,3%
Övervikt värmepump	Kraftvärme Vid max elproduktion: 33,6 MW värme 11,3 MW el Vid bypass-drift: 44,9 MW värme Värmepumpar 40 MW Hetvattenpannor 95 MW	Kraftvärme 55,7% Värmepumpar 30,7% Hetvattenpannor 13,6%	Kraftvärme 56,1% Värmepumpar 30,7% Hetvattenpannor 13,2%
Övervikt överskottsvärme	Kraftvärme Vid max elproduktion: 33,6 MW värme 11,3 MW el Vid bypass-drift: 44,9 MW värme Överskottsvärme 40MW Hetvattenpannor 95 MW	Kraftvärme 32,0% Överskottsvärme 59,1% Hetvattenpannor 8,9%	Kraftvärme 32,0% Överskottsvärme 59,8% Hetvattenpannor 8,2%



Figur 5 Värmeproduktion 2016 i tynnät: Övervikt kraftvärme utan ackumulatortank



Figur 6 Värmeproduktion 2016 i tynnät: Övervikt värmepump utan ackumulatortank



Figur 7 Värmeproduktion 2016 i tynnät: Övervikt överskottsvärme utan ackumulatortank

3.3 VÄRDET AV EFFEKT

Om prosumenten kan garantera en leverans vid tillfällen när fjärrvärmenätet ligger nära sin dimensionerade last så kan fjärrvärmesystemet klara samma leveranssäkerhet med en lägre produktionskapacitet i andra delar av systemet. Att ansluta prosumenter kan då leda till att energibolaget kan undvika alternativa investeringar eller ställa en existerande spetslastpanna. Information om hur stort det ekonomiska värdet av effekt är har samlats in genom att referensgruppen har uppgett deras kostnader investering i ny produktion och fasta drift och underhållskostnader per MW produktionskapacitet. Analysen i denna rapport bygger på ett medelvärde av uppgifterna som samlats in från referensgruppen. Investeringskostnader är omräknade till en kapitalkostnad per år och när energibolaget inte gjort denna omräkning själva har det antagits en internränta på 8%. De beräknade värdena redovisas i avsnitt 4.2.2.

3.4 TVÅ TYPER AV PROSUMENTER

I detta projekt har en datahall och en livsmedelsbutik valts ut för att analysera systemnyttan för export av överskottsvärme till de olika typnäten.

3.4.1 Datahall

Simuleringar för datahallen är baserad på existerande data från datahallen Bahnhof Thule i Stockholm, vilken sedan 2014 har levererat fjärrvärme och fjärrkyla till Stockholm Exergis nät genom Öppen Fjärrvärme. I anläggningen används tre seriekopplade värmepumpar med en nominell värmeeffekt på cirka 1,5 MW och 1 MW kyleffekt. Kylbehovet i datahallen är i stort sett konstant över året på 0,5 MW och anläggningen är därmed dimensionerad för att täcka ett dubbelt så stort kylbehov som finns lokalt. Hela överskottet av kyla och värme levereras till Stockholm Exergis nät. c Värmepumpens evaporator kyler returledningen på fjärrkylanätet och köldbäraren för datahallens kylsystem samtidigt. Värmepumpens kondensator levererar värme till fjärrvärmenätet genom en Retur/Fram-koppling.

Eftersom denna studie fokuserar på prosumtion inom fjärrvärme anpassas fallstudien för att representera en datahall som endast kan leverera värme till ett fjärrvärmenät och inte fjärrkyla. Därför beaktas endast den del av värmeleveransen från datahallen som kan tillskrivas det interna kylbehovet på ca 0,5 MW. Det har antagits att värmeproduktionen i värmepumpen skalas linjärt med kylproduktionen i ett 1:1-förhållande vilket gör att 0,75 MW_{värme} kan levereras till fjärrvärmenätet från datahallen. En översikt av datahallen ges i Tabell 2:

Tabell 2 Översikt av parametrar för fallstudien datahall

		Notering
Installerad kyleffekt	1 MW	För internt kylbehov och leverans till fjärrkylanätet
Internt kylbehov	0,5 MW	Konstant över året
Installerad värmeeffekt	1,5 MW	För leverans till fjärrvärmenätet
Omskalad värmeeffekt	0,75 MW	Skalad för att motsvara endast det interna kylbehovet
COP _{värme}	3,7	Antagen konstant
Leveranstemperatur fjärrvärme	68°C	Antagen konstant

Om det inte hade funnits en möjlighet att få avsättning för överskottsvärmen från datahallen hade den behövt kylas bort till omgivningen i stället. Vid låga utomhustemperaturer kan spillvärmen från värmepumpen värmväxlas direkt mot omgivningen. Om utomhustemperaturen är högre behöver temperaturen på spillvärmen höjas för att kunna värmväxlas mot omgivningen. Detta innebär i sin tur en viss kostnad i form av elförbrukning och vi antar att värmepumpen som används för att höja temperaturen för fjärrvärmeleverans i stället används för att höja temperaturen till högre än utomhustemperaturen. Det har antagits att en temperaturdifferens på 10° krävs för att dumpa spillvärme till omgivningen. Då värmepumpen används för att temperaturhöja för dumpning av spillvärme har det antagits att värmepumpens COP höjs till 12, eftersom ett mindre temperaturlyft krävs jämfört med vid fjärrvärmeproduktion. Detta är ett högt värde, men är avsett att även spegla elförbrukningen i luftbehandlingsaggregat då utomhustemperaturen är låg nog för direkt värmväxling mot omgivningen. Det har antagits att spillvärmen håller en temperatur av 23°C konstant över året.

Kostnaden för att leverera fjärrvärme med värmepumpen beräknas därmed som mellanskillnaden mellan kostnaden att producera fjärrvärme och kostnaden för att dumpa spillvärme till omgivningen. I simuleringen avgörs om värme ska dumpas eller levereras till fjärrvärmenätet genom att jämföra om elkostnaden som beräknas enligt ekvationen nedan är större eller mindre än marginalproduktionskostnaden för fjärrvärme.

$$\left(\frac{\dot{Q}_{FJV}}{COP_{FJV}} - \frac{\dot{Q}_{FJV} \frac{COP_{FJV}-1}{COP_{FJV}}}{COP_{OMG} - 1} \right) \times Pr_{is_{el}}$$

Där \dot{Q}_{FJV} är den maximala värmeeffekten som kan levereras till fjärrvärmenätet (0,75 MW), COP_{FJV} är COP vid fjärrvärmeproduktion (3,7) och COP_{OMG} är COP vid dumpning av spillvärme till omgivningen (12).

3.4.2 Livsmedelskyla

Den data som använts för att simulera livsmedelsbutiken är baserad på ett examensarbete där potentialen för att exportera värme till ett fjärrvärmenät har studerats (Raka Adrianto & Grandjean, 2018). Elanvändningen för kylsystemet och mängden överskottsvärme från livsmedelsbutiken redovisas i arbetet som en funktion av utomhustemperatur för två olika driftlägen: överskottsvärme dumpas

utomhus och överskottsvärmen värms till en temperatur som går att nytta i fjärrvärmenätet. I denna studie så använder vi skillnaden i elanvändning mellan de två fallen för att beräkna den extra kostnad som är associerad med att exportera spillvärmen till ett fjärrvärmenät. Livsmedelsbutikens kapacitet för att leverera värme varierar mellan 66 kW och 1,2 MW beroende på interna värme och kylbehov. Systemets COP vid värmeexport varierar även det kraftigt i ett spann mellan 2,7 och 8,1.

3.5 SYSTEMNYTTAN VID OLIKA ERSÄTTNINGSMODELLER FÖR ENERGI

Ersättningen för levererad värme som en prosumant får från fjärrvärmeföretaget kan i praktiken bestämmas genom olika metoder som på något sätt speglar värdet av den inlevererade värmen som en undviken alternativkostnad.

Alternativkostnaden för en levererad kWh värme från en prosumant är produktionskostnaden för att producera samma kWh värme i det övriga fjärrvärmenätet.

Vid potentialberäkningen för de simulerade fallstudierna som presenteras i denna rapport har marginalproduktionskostnaden per timme för fjärrvärme ansatts som ersättning för värmen som prosumenter levererar in på nätet. Det approximerar en ersättning som sätts per timme baserat på produktionsplanering, där produktionsplaneringen har haft en prognoshorisont på 72 timmar. Den systemnytta som beräknats representerar därmed ett bästa scenario, där prosumenten levererar värme under alla timmar med positiv systemnytta och inga timmar med negativ systemnytta. Systemnyttan är positiv när den värme som producerats har producerats av den aktör som har lägst produktionskostnad och negativ om värme har producerats av en aktör där produktionen inte har haft lägst kostnad. Genom att basera beslutet om huruvida en prosumant ska exportera värme till nätet eller inte på marginalkostnader för både fjärrvärmebolaget och för prosumenten produceras värme i den anläggning som totalt sett ger lägst kostnad.

Om ersättningen för värme istället sätts per utomhustemperatur eller som en fast ersättning över året kommer prosumenten (ur ett systemperspektiv) att ta fel beslut för exporten av värme på två olika sätt; antingen är ersättningen för fjärrvärme för *hög* under en timme och prosumenten exporterar värme när den inte borde, eller så är ersättningen för *låg* under en timme och prosumenten exporterar inte värme när den egentligen borde göra det. Därutöver kan två ytterligare fall uppstå, att prosumenten exporterar värme när den borde göra det, men får fel ersättning och att prosumenten inte exporterar och inte heller borde göra det. De fyra möjliga fallen visas översiktligt i Tabell 3.

Tabell 3 Översikt av de olika beslut som en prosumant kan ta varje timme och den förändrade systemnytta besluten ger vid jämförelse med referensen; att basera beslutet på marginalproduktionskostnad för fjärrvärme. $C_{marg,FJV}$ är marginalproduktionskostnaden för fjärrvärme och $C_{marg,el}$ är produktionskostnaden för att leverera värme med prosumantens värmepump.

Fall	Marginalersättning (referens)	Fast ersättningsmodell	Ändrad systemnytta [kr]
1	Ej export	Export	$(C_{marg,FJV} - C_{marg,el}) - 0$
2	Export	Ej export	$0 - (C_{marg,FJV} - C_{marg,el})$
3	Export	Export	0
4	Ej export	Ej export	0

Den förändrade systemnyttan som fås vid de olika fallen är den alternativa kostnaden som uppstår på grund av det felaktiga beslutet. Fall 3 och fall 4 innebär ingen skillnad i den totala produktionen av värme i systemet och den ändrade systemnyttan är lika med noll. Däremot förändras intäkterna för både prosumanten och fjärrvärmebolaget jämfört med referensen. I fall 1 har prosumanten exporterat värme eftersom den fasta ersättningen är högre än marginalproduktionskostnaden för fjärrvärme och den förändrade systemnyttan blir marginalproduktionskostnaden för fjärrvärme minus elkostnaden för att producera värme hos prosumanten (vilket blir ett negativt värde i detta fall).

I fall 2 har prosumanten inte exporterat värme trots att marginalproduktionskostnaden för fjärrvärme är lägre än kostnaden för att producera värme hos prosumanten, eftersom den fasta ersättningen är lägre än marginalproduktionskostnaden för fjärrvärme. Den förändrade systemkostnaden blir därför marginalproduktionskostnaden för fjärrvärme minus elkostnaden för att producera värmen hos prosumanten (multiplicerat med minus ett för att påvisa att det är en minskad systemnytta). I avsnitt 4.2.1 visas den förändrade systemnyttan då mer fasta energipriser används jämfört med en prissättning baserad på marginalproduktionskostnader.

4 Resultat

4.1 RESULTAT FRÅN SIMULERINGAR

Resultaten som redovisas är systemnyttan, vilket helt enkelt är värdet av värmeexporten ur ett systemperspektiv minus kostnaderna för den extra el som används för att möjliggöra värmeexporten. Värdet av värmeexporten är den alternativkostnad fjärrvärmebolaget hade haft för att producera samma mängd värme, alltså marginalkostnaden för värmeproduktion multiplicerat med värmeexporten. Värdet av värmeexporten och den extra elkostnaden beräknas för varje enskild timme och summeras över hela tidsperioden. Ingen hänsyn har tagits till hur värdet fördelas mellan producenten, fjärrvärmebolaget, eventuella elhandlare eller andra aktörer. Detta diskuteras i avsnitt 4.2 som hanterar ersättningsmodeller.

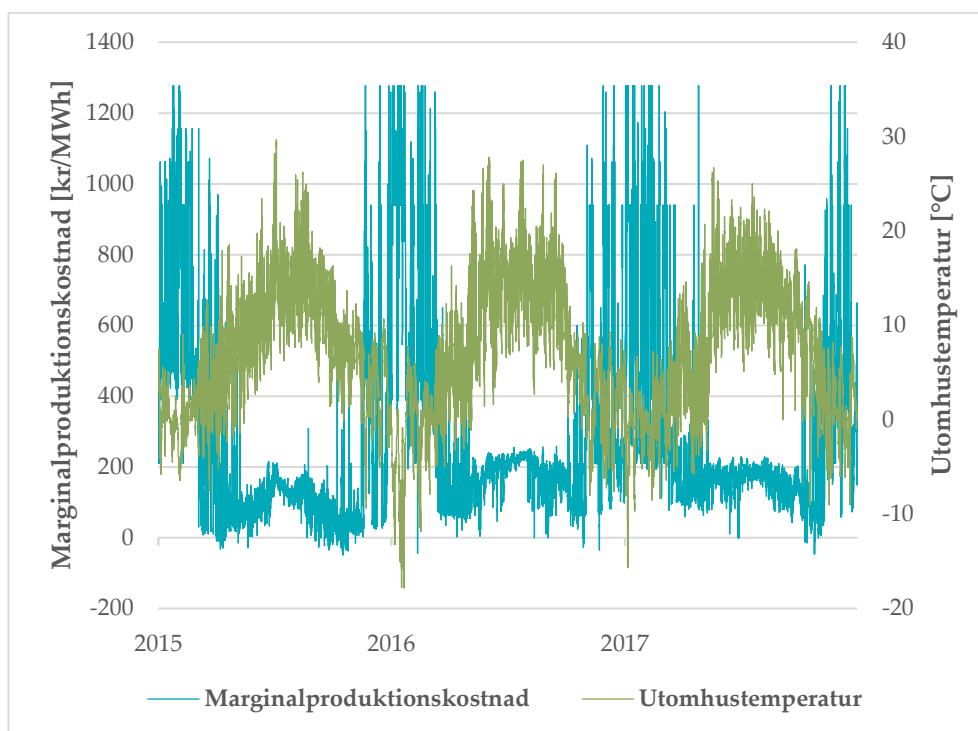
4.1.1 Datahallen

Resultaten skiljer sig en hel del mellan olika typnät och för olika år men generellt uppnås en betydande systemnytta genom att exportera värme vilket visas i Tabell 4. Värdet minus extra elkostnaden varierar mellan 580 tkr/år och 1 710 tkr/år och variationen beror på flera faktorer.

Tabell 4 Resultat för simulering av värmeexport från en datahall till sex olika typnät.

År	Värmeexport [MWh]	Värde värmeexport [tkr]	Extra elkostnad [tkr]	Systemnytta [tkr] (Värde värmeexport – Extra elkostnad)
<i>Typnät: Övervikt kraftvärme utan/med ackumulatortank (vit/grå kolumn)</i>				
2017	4 160	4 630	700	1 310
2016	4 990	5 370	790	1 630
2015	2 400	3 140	450	1 190
<i>Typnät: Övervikt värmepump utan/med ackumulatortank (vit/grå kolumn)</i>				
2017	4 220	5 440	720	1 560
2016	5 260	5 960	850	1 710
2015	4 390	5 180	820	1 530
<i>Typnät: Övervikt överskottsvärme utan/med ackumulatortank (vit/grå kolumn)</i>				
2017	3 100	3 060	520	1 070
2016	2 930	3 040	490	1 150
2015	2 170	2 190	400	880

Genomgående gäller att värdet är störst för året 2016 vilket kan förklaras med en riktigt kall vinter med en längre period med höga marginalkostnader för värmeproduktion i samtliga typnät, vilket exemplifieras för ett av typnäten i Figur 8. Detta får en betydande inverkan eftersom skillnaden i marginalkostnad för värmeproduktionen mellan baslast och spetslast är betydligt större än variationer i spotpriser på el.



Figur 8 Marginalproduktionskostnad och utomhustemperatur under 2015, 2016 och 2017 i typnät med övervikt kraftvärme, utan ackumulator.

Om vi undersöker skillnader mellan typnäten så gäller det i denna studie att systemnyttan är störst i de typnät som har en ackumulatortank. Man kan dock inte dra en generell slutsats att detta gäller för alla nät med en ackumulatortank eftersom många effekter samspekar, till exempel hur produktionsmixen ser ut samt ackumulatortankens maximala i/urladdningseffekt och lagringskapacitet. Att addera en ackumulatortank till ett fjärrvärmenät bör alltid sänka den totala kostnaden för att generera värme tack vare att en större del av värmebehoven kan täckas av värmeproduktion med lägre kostnad. Däremot kan den genomsnittliga marginalkostnaden för värmeproduktion såväl öka som minska. Typnäten med ackumulatortank som studerats i denna studie har generellt högre genomsnittlig marginalkostnad än deras motparter utan ackumulatortank, vilket förklarar den större systemnyttan som uppstår genom att ta emot värme från prosumenter i dessa nät.

En anledning till den högre genomsnittliga marginalkostnaden för värmeproduktion i typnäten med ackumulatortank är att det relativt frekvent inträffar tillfällen när värmeproduktion med lägre driftkostnad producerar på maxkapacitet för att ladda ackumulatortanken men den värme som lagras är inte

tillräcklig för att eliminera hela nästa tillfälle när värmeproduktion med högre driftkostnad behöver nyttjas. Oavsett när under en sådan tidsperiod ett värmetillskott från t.ex. en producent inträffar innebär det att värmekällan med högre driftkostnad behöver nyttjas mindre. Därmed ligger värmeproduktion från värmekällan med högre driftkostnad på marginalen under hela tidsperioden, även under de timmar när den inte är i drift.

Det finns även tillfällen då man helt kan slippa att starta värmeproduktion med högre driftkostnad genom att nyttja ackumulatortanken. Vid dessa tillfällen medför nyttjandet av ackumulatortanken en lägre marginalkostnad för värmeproduktion de timmar när värmeproduktion med högre driftkostnad annars hade varit igång. Är dessa tillfällen mer dominerande än de när en dyrare värmeproduktion inte helt kan elimineras så medför nyttjandet av ackumulatortanken till lägre genomsnittliga marginalkostnader. Detta kan mycket väl vara fallet i andra fjärrvärmenät (än de studerade typnäten) med andra specifikationer på ackumulatortank och produktionsmix. Denna, och flera andra mer komplexa effekter, har fångats genom att marginalkostnader i typnäten har beräknats genom att nyttja modellbaserad optimering och studera hur en ändring av värmelasten varje enskild timme påverkar den totala produktionskostnaden även för de påföljande tre dygnen. Modellen ser aldrig värmen från prosumenten som marginalproduktion, den kontrollerar marginalkostnaden och om denna är högre än värmekostnaden från prosumenten så tas värmen från prosumenten emot.

Även typnätens bränslemix har en betydande påverkan på systemnyttan som uppnås genom att ta emot värme från en prosumert. För typnät med ackumulatortank är det för alla simulerade år nätet med en bränslemix med en betydande andel värmepumpar som uppvisar den största systemnyttan för att ta emot värme från den studerade prosumerten. Samma gäller även för typnäten utan ackumulatortank för två av simuleringsåren och skillnaden mot de andra näten är mindre. Att systemnyttan är störst i näten med centrala värmepumpar beror på att de näten ofta har högre marginalkostnad för värmeproduktion än de andra typnäten där den del som täcks av värmepumpar till stor del täcks av kraftvärme. Att det är så lönsamt att exportera värme till dess typnät kan tyckas vara kontrainuitivt eftersom deras alternativa värmeproduktion ofta är värme från värmepumpar. Anledningen till att det är så lönsamt beror främst på två faktorer:

- Prosumerten har en alternativkostnad för att dumpa värmeöverskottet utomhus som räknas bort från kostnaden för att exportera värmen till nätet.
- Värmepumparna hos prosumenterna som räknats på här har högre verkningsgrad än de för central värmeproduktion i typnäten. Det beror dels på att temperaturkravet inte är lika högt för värmepumpar hos prosumenter och att temperaturen på deras kalla sida ofta är högre.

Systemnyttan som uppnås ska ställas mot investeringskostnaden som möjliggör detta värdeskapande. I våra studerade fall har följande investeringar gjorts:

- Bahnhof: 3.4 Mkr för hela kylanläggningen
- Stockholm Exergi: 1.3 Mkr för anslutningen

Det är viktigt att här ta hänsyn till att systemnyttan som beräknats bara är för den del av värmeleveransen som annars hade behövts dumpas utomhus för att kyla serverhallen (halva kyleffekten i kylmaskinen tillgodoser inte ett lokalt behov utan används för att producera fjärrkyla). Det ska även tilläggas att investeringskostnaden som ska beaktas är den extra investeringskostnad som behövs för att installera en anläggning som kan exportera värme till fjärrvärmenätet relativt en anläggning som dumpar värmen utomhus. Det finns alltså många osäkerheter i beräkningen men det bör ändå vara möjligt att påstå att:

- Den extra investeringskostnaden inte borde vara **lägre** än 1,3 Mkr eftersom rördragningen behövs för att möjliggöra värmeexporten
- Den extra investeringskostnaden inte borde vara **högre** än 3,0 Mkr ($1,3 + 3,4/2$) om vi gör det mycket konservativa antagandet att en anpassning av halva anläggningen inte bör vara dyrare än halva anläggningens kostnad.

Med ett investeringsspann på 1,3 Mkr till 3,0 Mkr och systemnytta i spannet 580 tkr/år till 1 710 tkr/år får vi då en payback-tid i spannet 0,8 år till 5,2 år i typnäten. Detta är utan hänsyn tagen till att prosumenten eventuellt skulle kunna garantera en värmeleverans när det är effektbrist i nätet vilket kan undvika alternativa investeringar i fjärrvärmesystemet.

4.1.2 Livsmedelsbutiken

Likt resultaten för datahallen varierar systemnyttan stort mellan olika typnät och olika år vilket visas i Tabell 5. Det är samma faktorer som orsakar variationer som för datahallen och de har mycket mer att göra med förhållanden i typnätet och variationer i väder och elpris mellan åren än med faktorer hos själva prosumenten. Dock påverkar faktorerna i olika utsträckning eftersom livsmedelsbutiken har betydande variationer i tillgänglig värmeeffekt för export och hur mycket extra el som behövs för att möjliggöra den.

Tabell 5 Resultat för simulering av värmeexport från en livsmedelsbutik till sex olika typnät.

År	Värmeexport [MWh]	Värde värmeexport [tkr]	Extra elkostnad [tkr]	Systemnytta [tkr] (Värde värmeexport – Extra elkostnad)
<i>Typnät: Övervikt kraftvärme utan/med ackumulatortank (vit/grå kolumn)</i>				
2017	430	510	260	160
2016	540	610	310	190
2015	320	400	240	150
<i>Typnät: Övervikt värmepump utan/med ackumulatortank (vit/grå kolumn)</i>				
2017	800	820	340	280
2016	810	830	350	300
2015	680	760	340	280
<i>Typnät: Övervikt överskottsvärme utan/med ackumulatortank (vit/grå kolumn)</i>				
2017	370	420	220	140
2016	360	410	220	140
2015	250	300	180	110

Systemnyttan som skapas bör ställas mot kostnaden för de investeringar som krävs för att möjliggöra det. För denna livsmedelsaffär har vi inga sådana uppgifter. Vi har däremot uppgifter för Coop Rådhuset som levererar värme till Öppen Fjärrvärme:

- Coop Rådhuset: 405 tkr för anpassningar av anläggning för att kunna leverera värme till fjärrvärmenätet
- Stockholm Exergi: 100 tkr för anslutningen

Vi har ingen uppgift om hur lika casen är i vare sig storlek eller konfiguration men om de är jämförbara så indikerar de liknande payback-tider i storleksordningen 1,7 – 7,2 år.

4.2 REKOMMENDERADE KOMPONENTER I AFFÄRSMODELLEN

I samtliga av de identifierade mogna lösningarna i nulägesanalysen för leverans av spillvärme till fjärrvärmenät ersätts leverantören för den energi som levererats till nätet. I enlighet med fjärrvärmelagen bestäms ersättningen utifrån den nytta som värmen gör i nätet. Hur denna nytta bestäms skiljer sig åt bland lösningarna, men i samtliga fall baseras ersättningen per MWh levererad värme utifrån marginalproduktionskostnaden för fjärrvärme i fjärrvärmesystemet i övrigt. Ersättningsnivån kan variera per år, per säsong eller per timme. Då ersättningen sätts per timme görs detta antingen genom att korrelera en viss marginalproduktionskostnad till en utomhustemperatur, eller mer direkt genom

att utgå från den produktionsplan som sätts ett dygn, eller annan specificerad tidsperiod, i förväg.

En standardiserad prosumentlösning hos ett energiföretag bör inkludera ersättningsmodeller för prosumenter som minst inkluderar komponenterna effektersättning och energiersättning. Andra komponenter som kan, men inte måste, ingå är modeller som korrigerar ersättningen för prosumenten baserat på vid vilken temperatur som värme levereras till fjärrvärmenätet och fasta avgifter som avser täcka investeringskostnader vid prosumentens anslutning till fjärrvärmenätet.

4.2.1 Ersättning för energi

Ersättningen per mängd levererad energi kan praktiskt bestämmas på olika sätt, tre av dem har identifierats i vår nulägesanalys:

1. Konstant ersättningsnivå under år/säsong (Tekniska verken)
2. Ersättningsnivå som funktion av utomhustemperatur (Stockholm Exergi)
3. Ersättningsnivå som varierar per timme (Vattenfall)

Den enklaste modellen för beräkning och fastställande av ersättningen för energi är att sätta ett konstant pris per MWh som ges till prosumenten. Det konstanta priset kan sättas på årsbasis, säsongsbasis eller månadsbasis. Fördelen med den konstanta ersättningsmodellen är framför allt dess enkelhet, vilket kan vara en fördel både för fjärrvärmeföretaget och prosumenten. För fjärrvärmeföretaget minimeras utvecklingskostnaderna för att ta fram ett prosumenterbjudande och för prosumenten blir intäkten från värmeleveranser förutsägbar. Nackdelen med en förenklad modell är framför allt att det konstanta priset inte alltid speglar det verkliga värdet på värmen som levereras in på nätet. Om ersättningen sätts baserat på de genomsnittliga produktionskostnaderna i fjärrvärmenätet under ett år innebär prosumentaffären en förlust för fjärrvärmeföretaget när produktionskostnaderna ligger under genomsnittet, vilket vägs upp av vinster som görs under de timmar då produktionskostnaderna är högre än de genomsnittliga. För vissa prosumenter, till exempel sådana där värmen som exporteras utgör ett rent spill som inte hade haft någon annan användning och där kostnaden för att utföra exporten är låg, spelar ersättningsmodellen för energi mindre roll. Det kan då vara fullt tillräckligt med ett fast energipris.

Genom att sätta ersättningen för levererad energi med högre upplösning följer ersättningen närmare de verkliga alternativkostnaderna för värme. Nackdelarna med sådana modeller är att de är mer komplicerade och dyra att utveckla för fjärrvärmeföretaget. För prosumenten är den största nackdelen att intäkten från värmeleveransen blir mindre förutsägbar och kan göra det svårt att ta ett beslut om att göra den investering som det innebär att börja leverera spillvärme. Den mest detaljerade prissättningen som erbjuds prosumenter idag är den som används i Vattenfalls SamEnergi, där ersättningen för värme varje timme bestäms utifrån den produktionsplanering som görs dagen innan leverans. Ett mellanting mellan ersättning per timme och en långsiktig fast ersättning är att koppla produktionskostnaden i fjärrvärmenätet till en utomhustemperatur, vilket ger något mer förutsägbar ersättning för prosumenten, men att göra en säker

väderprognos kvarstår som problem. Dessutom innebär en temperaturbaserad ersättningslista att prosumenter och fjärrvärmeföretaget måste vara överens om vilken utomhustemperatur som används för att bestämma ersättningen – är det vid kundens fastighet, vid en fjärrvärmeanläggning eller någon central mätpunkt i nätet?

Analys: Ersättningsmodellens påverkan på systemnyttan

För att kvantifiera hur mycket systemnyttan förändras då en konstant ersättningsmodell används för att prissätta exporterad värme från en prosumenter har två simuleringar med olika typer av energiprissättning utförts för en datahall belägen i ett typnät med övervikt kraftvärme utan ackumulator utförts. Som referensfall används resultaten från avsnitt 4.1.1, det vill säga då datahallen tog beslut om att exportera eller inte exportera värme baserat på marginalproduktionskostnaden för fjärrvärme. Resultaten för referensen visas igen i Tabell 6.

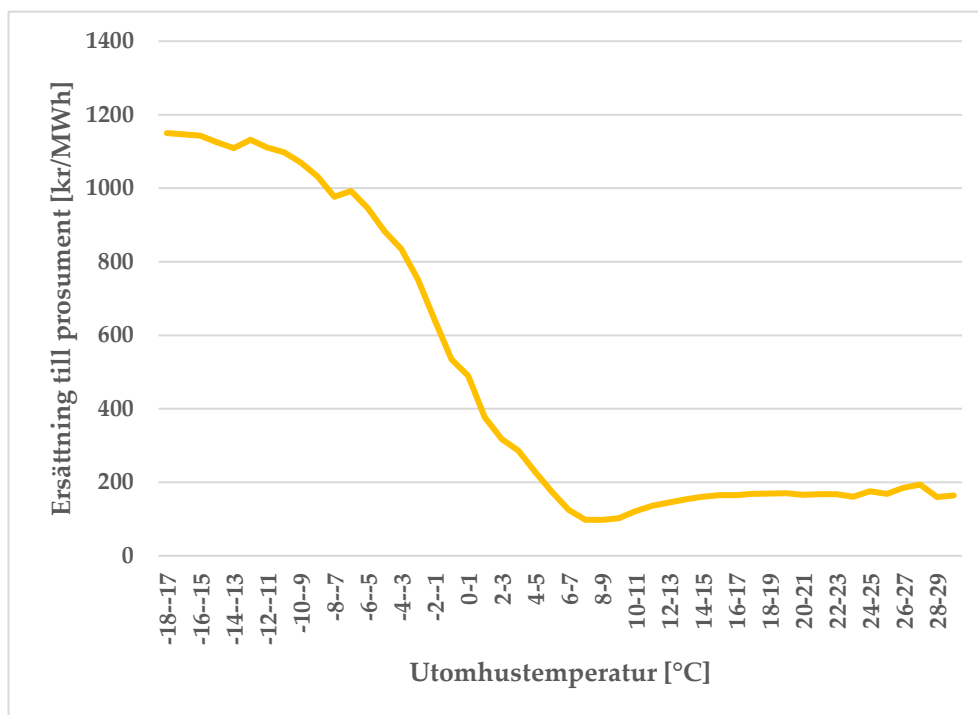
Tabell 6 Referens: Resultat för en datahall i ett typnät med övervikt kraftvärme utan ackumulatortank vid marginalprissättning per timme för fjärrvärme

År	Värmeexport [MWh]	Intäkt värmeexport [tkr]	Extra elkostnad [tkr]	Intäkt värmeexport – Extra elkostnad (Systemnytta) [tkr]
2017	4 160	1 630	700	930
2016	4 990	1 930	790	1 100
2015	2 400	1 254	450	810

I de två simulerade fallen ansätts två olika energipriser för prosumenter; ett konstant pris som är konstant över året och ett energipris som sätts per utomhustemperatur. Båda prissättningar baseras på de simulerade marginalproduktionskostnaderna som användes i referensfallet.

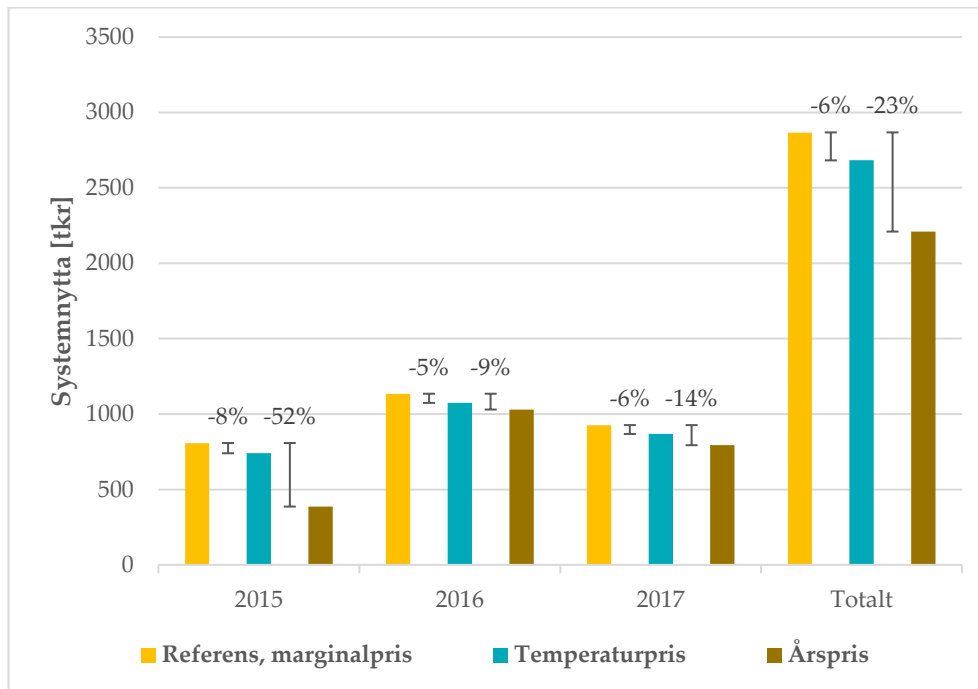
Det konstanta energipriset har satts genom att beräkna medelvärdet av marginalproduktionskostnaderna i typnätet över åren 2015, 2016 och 2017. Detta ger en indikation på vilken nivå ett sådant energipris kan sättas, men representerar troligen inte en verklig prissättning eftersom denna behöver justeras för att ge en vinstmarginal för fjärrvärmeföretaget. Medelkostnaden och därmed energipriset i typnätet är 285,6 kr/MWh.

Det temperaturbaserade energipriset bildas genom att mappa marginalproduktionskostnaden i typnätet mot utomhustemperatur på den ort som typnätet har placerats (södra/mellersta Sverige) under 2015, 2016 och 2017. Detta ger ett förhållande mellan ersättning och utomhustemperatur som visas i Figur 9.



Figur 9 Ersättning för energi till prosument baserat på utomhustemperatur i typnät med övervikt kraftvärme utan ackumulatortank.

Systemnyttan för referensen och i de två simulerade fallen har beräknats enligt Tabell 3 och redovisas i Figur 10. Genom att sätta energipriset per utomhustemperatur minskar systemnyttan i nätet med mellan 5 och 8 procent, beroende på år. Totalt över tre år minskar systemnyttan med 6 procent jämfört med en marginalprissättning. Vid ett fast, årligt energipris minskar systemnyttan med så mycket som 9 till 52 procent under 2015 och totalt 23 procent över de tre åren. Att sätta energipriset per utomhustemperatur kan alltså vara en fullgod approximering för en marginalprissättning men ett årligt energipris kan ge stora förluster av systemnytta. Det kan dock påpekas att det årliga energipriset i denna studie är uträknat på ett förenklat sätt och en mer sofistikerad uträkning kan minska förlusten av systemnyttan. Om ett konstant energipris uppdelat per säsong eller månad bör den minskade systemnyttan hamna någonstans mellan de två ytterligheterna som beräknats här.



Figur 10 Förändrad systemnytta med olika prissättning för energi. Procentuella värden avser skillnad mot referensen.

I Tabell 7 visas fler detaljer från simuleringarna. Med ett temperaturpris uppfylls både fall 1 och fall 2 hos prosumenten, det vill säga att export av värme sker trots att det inte borde och att export inte har skett trots att det borde. Den totala mängden exporterad värme från prosumenten har minskat jämfört med referensen. Med ett årspris uppfylls nästan enbart fall 1 och exporten av värme från prosumenten ökar markant jämfört med referensen. Med båda energipriser får dock prosumenten minskade nettointäkter jämfört med referensen eftersom elkostnaderna för att producera värme hos prosumenten överstiger intäkterna från värmeleveranserna. Detta beror till största del på nivåerna som energipriserna har blivit satta och genom justeringar hade resultatet för prosumenten förändrats.

Tabell 7 Förändrad export av värme från prosumenter i de fall beskrivna i Tabell 3, samt de förändrade intäkter detta ger prosumenter jämfört med referensen.

	2015	2016	2017	Total
Temperaturpris				
Extra exporterad värme med negativ systemnytta (fall 1) [MWh]	310	350	240	900
Ej exporterad värme trots att systemnyttan hade varit positiv (fall 2) [MWh]	380	730	1 260	2 380
Total exporterad värme [MWh]	2 330	4 610	3 130	10 070
Differens nettointäkter prosumenter [tkr]	-245	-171	-89	-505
Årspris				
Extra exporterad värme med negativ systemnytta (fall 1) [MWh]	4 170	1 600	2 400	8 170
Ej exporterad värme trots att systemnyttan hade varit positiv (fall 2) [MWh]	0,75	0	21	21,75
Total exporterad värme [MWh]	6 570	6 580	6 540	19 690
Differens nettointäkter prosumenter [tkr]	-156	-313	-177	-646

Beräkningarna ovan kan ses som hypotetiska men visar ändå vilka avvägningar som ett fjärrvärmeföretag kan göra vid utformningen av ersättningen för energi till prosumenter. I slutändan handlar beslutet om hos vilken aktör som man vill lägga risken i affären och hur komplicerad man vill göra modellen. Riskerna består i vädrets påverkan och oförutsedda problem i produktionen som ökar kostnaderna för värmeproduktionen. Med ett mer upplöst energipris minskar risken för fjärrvärmeföretaget eftersom ersättningen mer korrekt speglar de aktuella produktionskostnaderna. Risken förflyttas delvis till prosumenter, eftersom komplexiteten i affären för prosumenter ökar. Med en mer statisk ersättning för energin ökar risken för fjärrvärmeföretaget främst på grund av vädrets påverkan, vid ett varmt år ges för hög ersättning för värmen från prosumenter.

4.2.2 Ersättning för effekt

Vid en prosumentaaffär där prosumenten har en förutsägbar leverans av värme kan ersättningsmodellen för värme innehålla en effektdel som är satt till en nivå som är statisk över lång sikt eller omförhandlas periodvis. Ofta sätts ersättningsnivån för en utlovad tillgänglig värmeeffekt hos en prosument från fall till fall på affärsmässiga grunder. Värdet för ett fjärrvärmeföretag i att ha en konstant tillgänglig utlovad effekt i nätet bör dock motsvara den undvikna alternativkostnad i nätet som prosumentens effekt innebär. Den undvikna alternativkostnaden är i många fall att en ny spetsproduktionsanläggning för fjärrvärme inte behöver byggas, drivas och underhållas. Denna studie har genom sin referensgrupp kunnat sammanställa typiska sådana kostnader i för fjärrvärmebolag, uttryckt som kronor per installerad produktionskapacitet. Det har antagits att en spetsproduktionsanläggning i det här fallet utgörs av en hetvattenpanna med bioolja som bränsle. Medelvärdet av referensgruppens uppskattningar visas i Tabell 8:

Tabell 8 Alternativkostnader för investering, drift och underhåll av anläggningar för spetsproduktion av fjärrvärme. Värdena avser ett medelvärde av uppskattningar från projektets referensgrupp. Spetsproduktionen antas utgöras av en hetvattenpanna med bioolja som bränsle

Alternativkostnad	tkr/MW _{värme} , år	Kommentar
Investering spetsproduktion	223	Endast fast investeringskostnad, ej projekteringskostnader eller kostnader för mark
Fast drift och underhåll av ovanstående	20,7	Inkluderar ej distribution

Det ska påpekas att spridningen bland uppskattade alternativkostnader är mycket stor och beror i hög grad på lokala förutsättningar. För varje fjärrvärmenät kan alternativkostnaden som undviks variera och det rekommenderas att en ersättning till prosumenter för effekt baserat på denna metod bör beräknas i varje enskilt fall. Värdena i Tabell 8 kan dock ses som en första utgångspunkt för att ge en uppfattning om storleken på ersättning för tillgänglig effekt hos prosumenter. Man kan även tänka sig att vart prosumenten är belägen i ett nät kan påverka framförallt ersättning för effekt (men kanske även ersättning för energi). Detta kan vara värt att överväga om det finns överföringsbegränsningar i nätet vilket begränsar möjligheter att bygga ut eller kräver drift av decentraliserade produktionsanläggningar som är mindre effektiva.

4.2.3 Avdrag vid felaktig leveranstemperatur

Värdet av värmeleveransen beror på vid vilken temperatur den sker och var i nätet som prosumenten befinner sig. Ett sätt att behandla det för ett fjärrvärmebolag kan vara att utgå från det energipris som sätts per timme och reducera priset procentuellt vid olika temperaturnivåer. Anpassningen av ersättningen beroende på leveranstemperatur måste göras från fall till fall i fjärrvärmenät eftersom lokala

förutsättningar varierar stort och därmed också värdet av en korrekt leveranstemperatur. En prosumant som levererar värme till en del av nätet med hög värmelast ger mindre relativ påverkan på systemet vid en felaktig leveranstemperatur än en prosumant på en mindre del av nätet. Genom att göra avdrag på ersättningen till en prosumant beroende på leveranstemperatur ges incitament för att prosumanten ska leverera på så rätt sätt som möjligt, men avdraget speglar inte nödvändigtvis någon direkt kostnad som uppstår på grund av den felaktiga leveransen.

Vi rekommenderar att ett avdrag för felaktig leveranstemperatur utformas utifrån varje prosumants och fjärrvärmenäts förutsättningar, men som ett riktningvisande exempel nämns Norrenergis modell: vid avvikelse med 3 °C reduceras priset till prosumanten med 50%. Vid en avvikelse på 7 °C ges ingen ersättning alls för värmen.

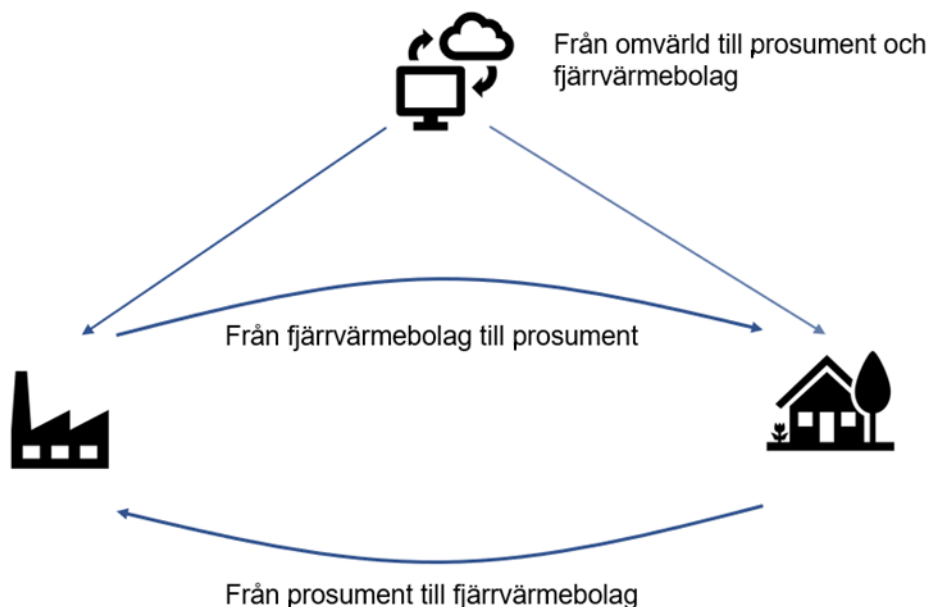
Förutom att justera ersättningen baserat på leveranstemperatur bör det om det är möjligt även finnas en egen ersättningsmodell för leveranser av värme till fjärrvärmens returledning. Denna kan sättas som en andel av ersättningen för leverans till framledningen, det har inte analyserats i denna studie hur stor andelen bör vara men det är viktigt att värdet av en leverans till returledningen beaktas från fall till fall. Exempelvis måste prosumanten för att kunna leverera till returledningen vara belägen så att leveransen av värme kan ske vid en returledning med tillräckligt högt flöde. Hur mycket mindre ersättningen bör variera kan variera mellan olika fjärrvärmenät och kanske även vart i nätet prosumanten är belägen. Olika produktionsanläggningars verkningsgrad påverkas olika av temperaturer vilket gör att det är av betydelse vilka produktionsanläggningar som nås av de högre temperaturerna.

4.2.4 Övriga fasta avgifter

Prosumantaffären kan även innehålla fasta avgifter för prosumanten som avser täcka fjärrvärmebolagets kostnader för utrustning och installation (jämför med anslutningsavgiften för ett vanligt leveransavtal för fjärrvärme). Även dessa avgifter bör bestämmas från fall till fall beroende på förutsättningarna hos varje prosumant och hur stor investering som måste göras av fjärrvärmeföretaget för att behandla värmeleveransen från prosumanten.

4.3 GRÄNSSNITT OCH KOMMUNIKATION I PROSUMENTLÖSNINGAR

För att kunna hantera prosumenter i fjärrvärmenät krävs vissa gränssnitt och kommunikationskanaler mellan fjärrvärmebolaget, prosumenten och omvärlden, se Figur 11.



Figur 11 Gränssnitt och kommunikation för prosumenter och fjärrvärmebolag

I följande avsnitt beskrivs den information och data som behöver delas genom de olika gränssnitten mellan aktörer. Dessa uppgifter kan ses som en första utgångspunkt vid utformning och kravsättning av de tekniska system som installeras för att göra prosumentaffären möjlig. Varje viktig faktor beskrivs kortfattat och där det är applicerbart görs rekommendationer för hur gränssnittet och den data som behandlas bör utformas. Generellt sett gäller det att lokala förutsättningar från fall till fall måste beaktas vid utformningen av prosumentaffären och det gäller även när gränssnitten för kommunikation utformas.

4.3.1 Från fjärrvärmebolag till prosument

Energipriser

Fjärrvärmeföretaget behöver meddela prosumenten vilken ersättning som ges för inlevererad värme. Beroende på hur ersättningen utformas kan denna information meddelas på olika sätt. Med en enklare ersättningsmodell som utgörs av ett fast pris över år eller säsong behöver inte kommunikationen ske mer än i en publik prislista som uppdateras årligen.

Det finns två huvudsakliga alternativ för hur informationen från fjärrvärmeföretaget ska nå prosumenten. Antingen publicerar fjärrvärmeföretaget information om ersättning på en hemsida eller API-tjänst där prosumenten själv får aktivt hämta in informationen (prosumer pull) eller så skickas informationen

direkt till prosumentens anläggning genom att integrera informationsflödet i prosumentens styrsystem (utility push).

Om energipriset förändras från timme till timme genom en koppling till aktuell produktion eller genom en temperaturkoppling bör ersättningen till prosumenten uppdateras och göras tillgänglig minst så långt i förväg som prosumenten planerar sin egen verksamhet. Vi rekommenderar att nästkommande dygns energipriser görs tillgängliga kl 12:00 dagen innan leveransdygnet eftersom detta sammanfaller med publiceringen av priser på NordPool spot vilket kan påverka produktionsplaneringen för både fjärrvärmeföretaget och prosumenten.

Leveranstemperatur

Krav på leveranstemperaturen från prosumenten varierar över året och med utomhustemperatur och kan påverka om prosumenten vill exportera eller ej. Därför bör kraven meddelas prosumenten vid samma tillfällen som energipriser meddelas, för att ge ett fullständigt underlag för prosumentens produktionsplanering.

4.3.2 Från prosument till fjärrvärmebolag

Planerad värmeexport

Beroende på storleken av prosumentens värmeexport kan den påverka produktionsplaneringen hos fjärrvärmeföretaget. Är leveransen så pass stor att den påverkar vad som utgör marginalen i fjärrvärmeproduktionen kan det vara nödvändigt att prosumenten meddelar fjärrvärmeföretaget om huruvida värme kommer att levereras en viss timme eller ej.

Uppmätt levererad energi från prosumenten behöver inhämtas av energiföretaget för debitering. Detta skiljer sig inte nämnvärt från förfarandet vid en traditionell fjärrvärmeleverans. I övrigt är behovet för kommunikation från prosumenten till fjärrvärmeföretaget litet.

4.3.3 Från omvärld till prosument och fjärrvärmebolag

Väderprognoser

Om ersättningen för inlevererad energi baseras på aktuell utomhustemperatur behöver prognostiserad och uppmätt temperatur delas med både fjärrvärmeföretaget och prosumenten. Det är viktigt att båda parter är överens om vid vilken position i nätet som ersättningen baseras på.

NordPool spotpriser

För en prosument som aktivt planerar och försöker optimera sin leverans av värme till nätet kan elpriser från NordPools spotmarknad utgöra underlag för exporten. I fjärrvärmens produktionsplanering ingår ofta denna data som underlag redan, vid kraftvärmeproduktion eller för centrala värmepumpar.

5 Diskussion

Syftet med diskussionskapitlet är främst att reflektera över de antaganden som gjorts och hur de resultat som tagits fram i denna studie förhåller sig till vad man kan förvänta sig i en verklig tillämpning i ett fjärrvärmenät.

Hur allmängiltigt är den systemnytta som beräknats? I denna studie har systemnyttan simulerats för två prosumenter (datahall och livsmedelsaffär) i sex olika typnät. Simuleringen har utförts med elpriser och väderförhållanden för tre olika år (2015, 2016 och 2017). Resultaten visar därmed ett spann för hur stor systemnytta kan vara under olika förhållanden och syftet är att de flesta fjärrvärmebolag ska kunna identifiera sig med något av fallen och därmed få en god uppskattning om värdet för dom. Alla olika möjliga förutsättningar täcks såklart inte in men det bör gå att utgå från denna analys och dra grova slutsatser om systemnyttan under andra förhållanden. Här är några faktorer som påverkar:

Produktionsmix i fjärrvärmenät: Det är framför allt marginalkostnaden som har betydelse och för en produktionsmix med högre marginalkostnad ökar systemnyttan från den värme som tas emot.

Elpriser: Kan påverka på flera sätt. De simulerade åren har varierande elpriser men i skrivande stund (maj 2020) är elpriserna lägre än de var någon gång under simuleringsperioden. Många potentiella småskaliga spillvärmeleverantörer behöver använda en värmepump för att höja temperaturen på värmen och ett lägre elpris sänker denna kostnad vilket ökar systemnyttan. Lägre elpriser minskar lönsamheten för kraftvärme vilket ökar det relativa värdet av värme från andra källor när kraftvärme ligger på marginalen.

Prestanda för värmepumpar hos den småskaliga spillvärmeleverantören: Detta påverkar kostnaden för att göra överskottsvärme möjlig att sälja till ett fjärrvärmenät. Bättre prestanda (högre COP) leder naturligt till lägre kostnader och därmed större systemnytta från värmeleveransen. Värmepumparna som sitter i datahallen i fallstudien är inte av senaste modell och använder R134a som köldmedium. Nyare värmepumpar använder andra köldmedier vilket i praktiken inte påverkar prestanda speciellt mycket, men man får som regel inte ut samma effekt vilket gör dem större och dyrare. Samtidigt bör man ha i åtanke att den elkostnad man räknar med bara är den extra elkostnad som är associerad med att exportera värmen och bör därmed inte inkludera elkostnader som hade uppstått ändå, till exempel om överskottsvärmen kommer från ett kylsystem hade man annars behövt dumpa värmen utomhus vilket är associerat med en elkostnad.

Hur komplex/verklighetsnära ersättningsmodell är lagom att tillämpa? Studien av olika ersättningsmodeller för energi (kapitel 4.2.1) visar att det finns ett betydande värde ur systemperspektiv att ha en ersättningsmodell som så träffsäkert som möjligt speglar systemnyttan av den värme som levereras vid varje tidpunkt. Detta gäller dock bara om ersättningsnivån har betydelse och om den småskaliga värmeleverantören faktiskt har möjlighet att agera efter en mer dynamisk prislista. För rena spillvärmeleveranser eller i lösningar som inte kan hantera en dynamisk prislista kommer värmeleveransen vara densamma oavsett

vilken av ersättningsmodellerna som används. Man bör även beakta att det finns kostnader associerade med samtliga ersättningsmodeller i form av utvecklingskostnader och/eller manuell hantering av mätdata och fakturor. För att använda någon av de mer komplexa ersättningsmodellerna (temperaturpris eller prognostiserad marginalkostnad) behöver den extra kostnaden vara ekonomiskt motiverad genom att systemnyttan ökar. Resultaten från kapitel 4.2.1 kan användas för att bedöma när så är fallet. Kostnaden för att ta fram och tillämpa samtliga ersättningsmodeller kan minskas kraftigt genom standardiserade IT-lösningar som tillämpas i flera fjärrvärmenät, vilket är ett av målen att utveckla i en andra fas av detta projekt. Att sådana lösningar saknas skulle kunna vara en bidragande faktor till att det enbart är några av de största fjärrvärmebolagen som tagit fram erbjudanden för småskaliga värmeleverantörer.

Hur kan värdet som skapas fördelas? Det pris som fjärrvärmeföretaget erbjuder leverantörer av värme ska spegla den nytta som leveransen gör för fjärrvärmeföretaget. Det ekonomiska värde som skapas i och med leveransen från prosumenten är fjärrvärmebolagets alternativa kostnad för att producera samma mängd energi (samt eventuellt att garantera samma effekt) minus prosumentens merkostnad för att leverera värmen och fjärrvärmebolagets merkostnad för att ta emot värmen. Om fjärrvärmebolaget ersätter prosumenten med hela fjärrvärmebolagets alternativkostnad (minus deras merkostnad för att ta emot leveransen) tillfaller hela det ökade ekonomiska värdet prosumenten. Om det ökade värdet ska delas bör ersättningen till prosumenten då vara lägre än denna ersättningsnivå. Hur mycket lägre är upp till varje fjärrvärmebolag att besluta men det är bra att beakta fördelningen av investeringskostnader mellan fjärrvärmebolaget och prosumenten när ersättningsnivån sätts. För att få en så hög standardisering som möjligt kan det vara bra att lägga hela (eller större delen av) investeringen på prosumenten och ha en ersättning som ligger nära fjärrvärmebolagets alternativa produktionskostnad. Detta ger även rätt incitament för ett styrsystem som beslutar när värme ska exporteras eftersom ersättningen speglar verkliga kostnader ur ett systemperspektiv. Om ersättningen är betydligt lägre än fjärrvärmebolagets alternativa produktionskostnad riskerar man att gå miste om leveranser som är lönsamma ur ett systemperspektiv (prosumentens merkostnad för att exportera värme är lägre än fjärrvärmebolagets alternativkostnad men samtidigt högre än den ersättning prosumenten hade fått).

Hur påverkas casen om det finns andra verksamheter i samma fastighet som producenten? Många datahallar är inte fristående utan är t.ex. inhysta i kontorsfastigheter. Det kan då finnas en annan verksamhet i samma fastighet som enklare skulle kunna nyttja överskottsvärmen eftersom den inte behövs höjas till de temperaturer som krävs i fjärrvärmenätet och exporteras. Goda möjligheter finns att uppnå stor systemnytta genom att nyttja energiflöden mest effektivt i fastigheten. I dessa fall är det möjligt för fastighetsägaren att göra dubbla vinster genom att ta betalt från datahallsägaren för avkylning och använda värmen för att minska mängden köpt fjärrvärme. För att skapa rätt incitament ur ett systemperspektiv är det viktigt att fjärrvärmebolagets prismodeller speglar deras faktiska kostnader vilket ofta inte är fallet, speciellt för effekterrelaterade kostnader. Det är också viktigt att ha ett systemperspektiv när analyser utförs, system designas och beslut fattas gällande energilösningarna i sådana fastigheter.

6 Slutsatser

I nulägesanalysen ges en översikt av befintlig kunskap inom området och fyra koncept beskrivs i mer detalj: Öppen fjärrvärme, Delad Energi, Samenergi och Värme tillsammans. Det är en mycket liten andel av fjärrvärmebolagen i Sverige som har ett standardiserat erbjudande riktat till småskaliga värmeleverantörer. Detta trots att både praktiska erfarenheter och resultaten från simuleringsstudien i denna rapport visar att det finns förutsättningar för lönsamhet. Ett mål med detta arbete är att tillämpningar av resultaten ska effektivisera de aktiviteter ett fjärrvärmebolag behöver genomföra för att ta emot värme från småskaliga leverantörer. En andra fas i detta projekt är att förbättra dessa förutsättningar ytterligare genom att vidareutveckla resultaten från den första delen till en IT-lösning som kostnadseffektivt kan appliceras på många fjärrvärmenät och hanterar de funktioner som krävs för att ha ett standardiserat erbjudande för småskalig värmeleverans.

Systemnyttan som kan uppnås genom småskalig spillvärmeleverans och prosumtion har studerats för sex olika typnät där två småskaliga leverantörer har använts som fallstudier. Resultaten varierar en hel del men generellt så finns en potential för lönsamhet ur ett systemperspektiv under många olika förutsättningar. Det förhåller sig helt enkelt så att merkostnader kopplade till att exportera värme från en potentiell småskalig leverantör tillräckligt ofta är tillräckligt mycket lägre än marginalkostnaden för värmeproduktion i de studerade typnäten. Detta är grundförutsättningen för att det ska vara värt att en sådan värmeleverans ska vara önskad.

Med utgångspunkt i systemnyttan har affärsmodellskoncept och ersättningsmodeller beskrivits och applicerats på de två fallstudierna. Gällande ersättning för energi ger en ersättningsmodell som ligger nära det verkliga värde värmeleveransen skapar varje timme incitament att leverera värme när det är mest lönsamt ur ett systemperspektiv. Om en småskalig värmeleverantör kan garantera att tillhandahålla effekt när den behövs i nätet kan en effektkomponent vara en del av ersättningen. Hur stor den ersättningen ska vara beror främst på hur stor fjärrvärmebolagets alternativkostnad för effekt är vilket varierar mellan olika nät. I rapporten presenteras medelvärden baserat på ett antal nät vilket kan ge en god indikation.

För att kunna hantera leverantörerna och prosumenterna krävs i många fall endast ett fåtal nya signaler och gränssnitt mellan fjärrvärmeföretag och deras kunder/leverantörer. Informationen som kan behöva delas i kontinuerliga strömmar är energipriser, väderprognoser, leveranstemperaturer och leveransplaner.

7 Referenser

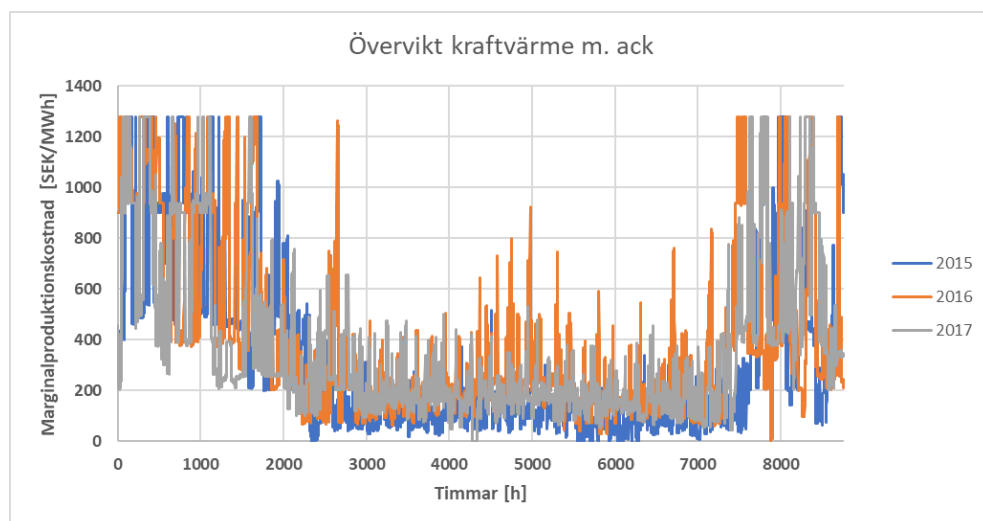
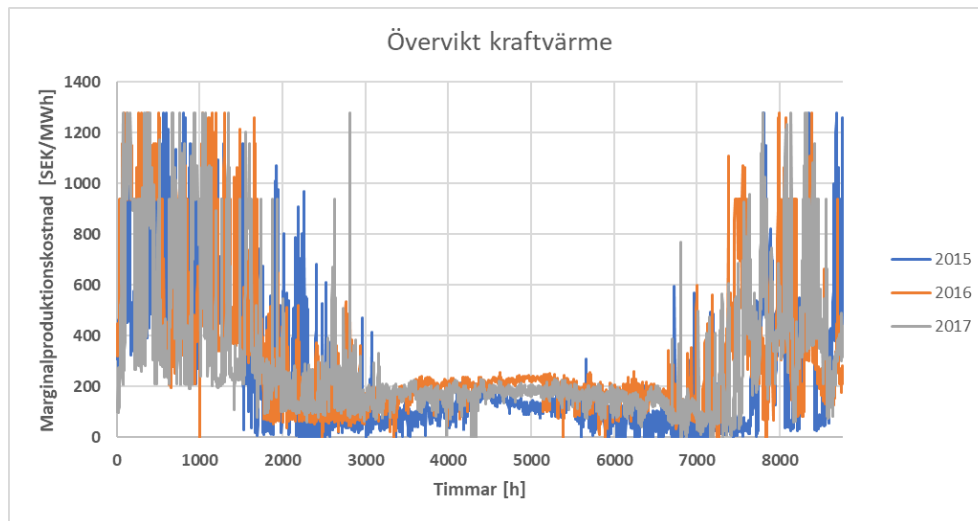
- Abrahamsson, K., & Nilsson, J. (2015). *Utvärdering av branschinitiativet Prisdialogen Ei R2015:04*. Eskilstuna: Energimarknadsinspektionen.
- Andersson, S. (den 06 12 2019). Vattenfall Värme.
- Bionergitidningen. (2017). *Dagabsamarbete är det första i Vattenfalls nya affärsmodell SamEnergi*. Hämtat från <https://bioenergitidningen.se/biovarme/dagabsamarbete-ar-det-forsta-vattenfalls-nya-affarsmodell-samenergi> den 17 10 2019
- Brange, L., Englund, J., & Lauenburg, P. (2016). Prosumers in District Heating Networks - A Swedish Case Study. *Applied Energy*, 492-500.
- Dalenbäck, J.-O., Lennermo, G., Andersson-Jessen, P.-E., & Kovacs, P. (2013). *Solovärme i Fjärrvärmesystem - Utvärdering av Primärkopplade System*. Stockholm: Energiforsk - Fjärrsyn.
- E.ON. (den 02 10 2019). E.ON. Hämtat från <https://www.eon.se/>
- E.ON. (den 02 10 2019b). *Ectogrid*. Hämtat från <https://www.eon.se/om-e-on/innovation/ectogrid.html>
- Eriksson, M.-L., Tedebrand, L., & Werther Öhling, L. (2013). *Prisförändringsprövning och likabehandlingsprincip för fjärrvärme Ei R2013:07*. Eskilstuna: Energimarknadsinspektionen.
- ESS, E.ON & Lunds Energi. (2013). *Proposal for a Sustainable Research Facility - ESS Energy Concept Final Report*.
- Falk, K. (2020). Tekniska verken.
- Fossilfritt Sverige. (2019). *Färdplan för fossilfri konkurrenskraft: Uppvärmningsbranschen*. Stockholm: Fossilfritt Sverige.
- Fortum Värme. (2017). *Installationsanvisning Öppen Fjärrvärme Version 2017*.
- Frederiksen, S., & Werner, S. (2013). *District heating and cooling*. Studentlitteratur AB, Lund.
- Göteborg Energi AB. (2018). *Års- och hållbarhetsredovisning 2017*. Göteborg: Göteborg Energi.
- Kensby, J., Johansson, L., Jansson, S. & Carlsson, J., (2019). *Värderingsmodell för efterfrågeflexibilitet*, Energiforsk.
- Kraftringen. (den 02 10 2019). *Kraftringen*. Hämtat från <https://www.kraftringen.se/>
- Kraftringen. (den 02 10 2019b). *Max IV och ESS*. Hämtat från <https://www.kraftringen.se/om-kraftringen/om-oss/framtiden/brunnshog/MAX-IV-och-ESS/>
- Kraftringen. (den 02 10 2019c). *CoolDH*. Hämtat från <https://www.kraftringen.se/om-kraftringen/om-oss/framtiden/brunnshog/cool-dh/>
- Lennermo, G., Lauenburg, P., & Brange, L. (2016). *Små värmekällor - kunden som prosumert - Fjärrsyn rapport 2016:289*. Stockholm: Energiforsk.
- Lerum Energi. (den 02 10 2019). *Lerum Energi*. Hämtat från <https://www.lerumenergi.se>
- Norrenergi. (den 02 10 2019). *Hur fungerar vår fjärrvärme?* Hämtat från <https://www.norrenergi.se/fjarrvarme-fjarrkyla/hur-fungerar-det-hos-oss/norrenergis-fjarrvarme/>
- Norrenergi. (den 28 10 2019b). *Priser fjärrkyla*. Hämtat från <https://www.norrenergi.se/norrenergi-dig/foretag-fastighetsagare/fjarrkyla/priser-fjarrkyla/>
- Raka Adrianto, L. & Grandjean, P.-A., 2018. *Heat Recovery from CO2 Refrigeration System in Supermarkets to District Heating Network*, KTH, Skolan för industriell teknik

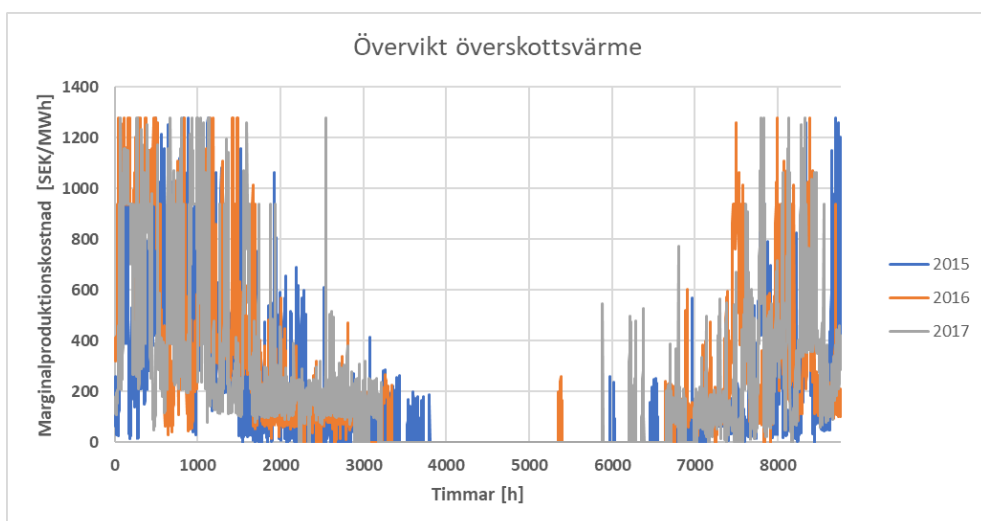
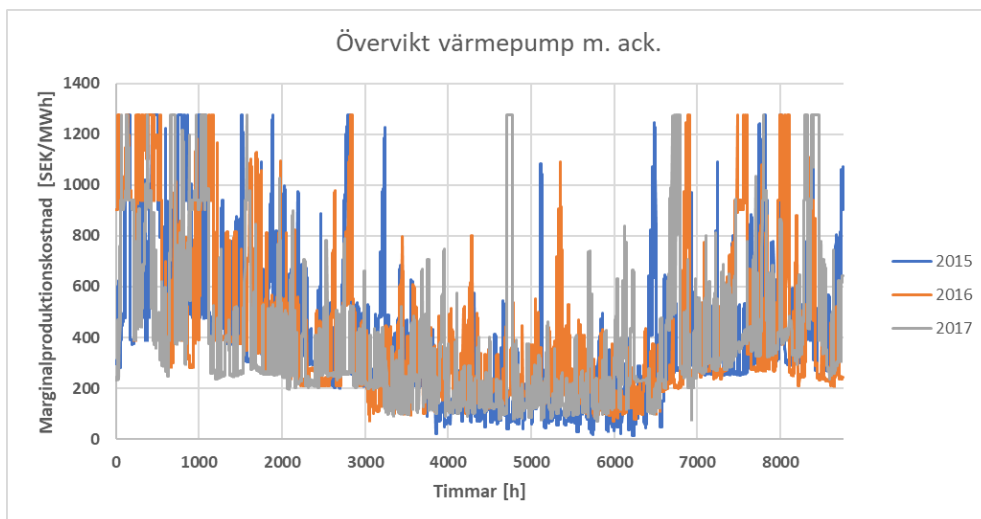
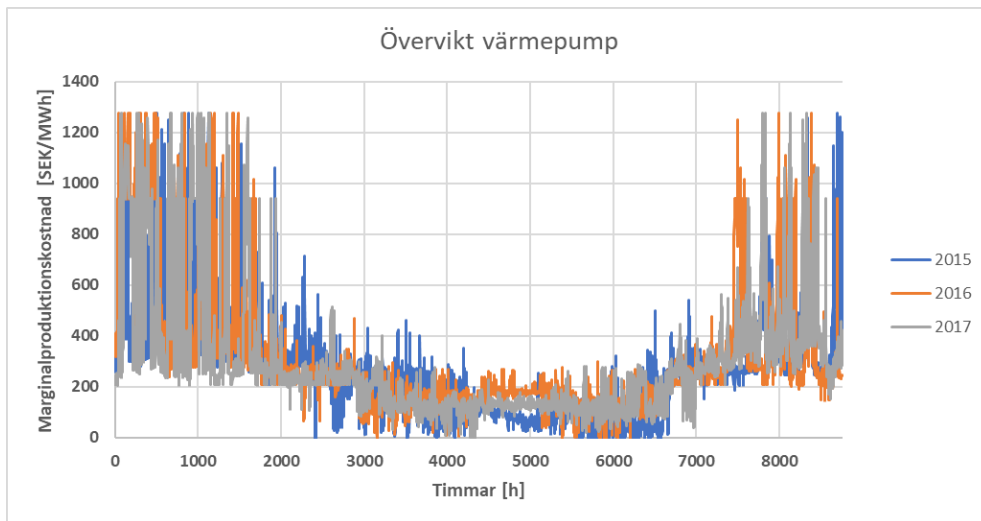
- och management (ITM), Energiteknik, Tillämpad termodynamik och kylteknik.
- Rylander, E. (den 01 21 2015). *Öppen Fjärrvärme*. Hämtat från <https://www.oppenfjarrvarme.se/media/Heat-Recovery-from-Data-Centers-Rylander-20150121.pdf>
- Samsyn Hyllie. (den 13 10 2015). *Dynamiskt nät gör framtidens Hylliebor till prosumenter*. Hämtat från <http://www.hyllie.com/artikelarkiv/dynamiska-ledningar-ska-goera-hyllieborna-till-prosumenter.aspx>
- Sivengård, P. (den 16 10 2019). Business Developer. (N. Fransson, Intervjuare) Stockholm Exergi. (den 16 10 2019). *Öppen Fjärrvärme*. Hämtat från <https://www.oppenfjarrvarme.se/erbjudande/> den 17 10 2019
- Swedblom, M. (den 01 11 2019). Affärs- och projektutvecklare. (J. Ottosson, Intervjuare) Tekniska verken. (den 24 09 2019). *Tekniska verken*. Hämtat från <https://www.tekniskaverken.se/>
- Tekniska verken. (den 04 09 2019b). *Delad Energi*. Hämtat från <https://www.tekniskaverken.se/foretag/fjarrvarme/delad-energi/>
- Vattenfall AB. (den 03 12 2019b). *SamEnergi - Whitepaper*. Hämtat från <https://www.vattenfall.se/4ad2c1/globalassets/foretag/fjarrvarme/samenergi/samenergi---whitepaper.pdf>
- Vattenfall. (2018). *Lindvalls Kaffé i Uppsala säljer och köper värme i energisamarbete med Vattenfall*. Hämtat från <https://group.vattenfall.com/se/nyheter-och-pers/nyheter-persmeddelanden/persmeddelanden/2018/lindvalls-kaffe-i-uppsala-saljer-och-koper-varme-i-energisamarbete-med-vattenfall> den 17 10 2019
- Vattenfall. (den 02 10 2019). *Därför blir gamla verksamheter nya värmeleverantörer*. Hämtat från <https://energyplaza.vattenfall.se/blogg/nya-varmeleverantorer>
- Vattenfall. (den 08 05 2020). *Vattenfall inleder energisamarbete med bagerigrossisten Kobia i Stockholm*. Hämtat från <https://group.vattenfall.com/se/nyheter-och-pers/nyheter-persmeddelanden/persmeddelanden/2019/vattenfall-inleder-energisamarbete-med-bagerigrossisten-kobia-i-stockholm>
- Vattenfall. (den 02 10 2019). *Fjärrvärme*. Hämtat från <https://www.vattenfall.se/fjarrvarme/>
- Vattenfall AB. (den 03 12 2019c). *Återvinn din överskottsenergi med SamEnergi*. Hämtat från <https://www.vattenfall.se/foretag/fjarrvarme/samenergi/>

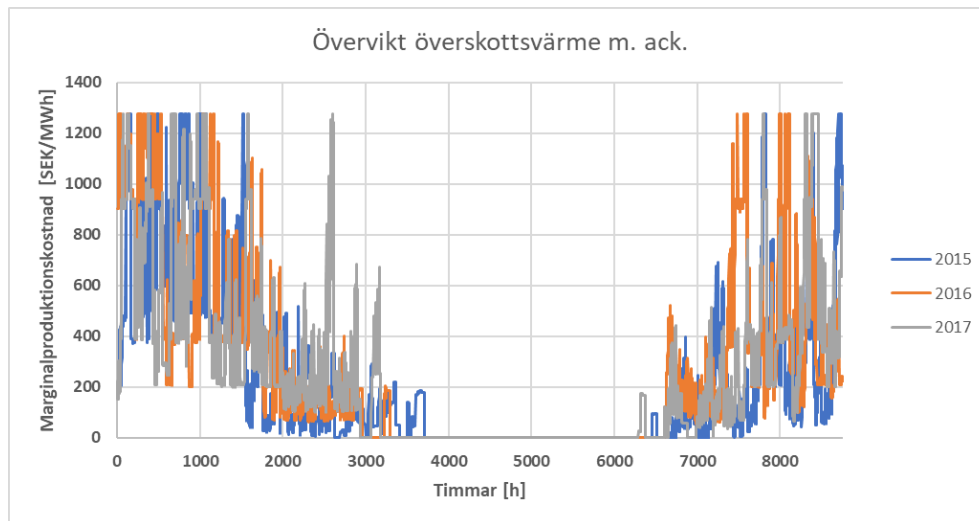
Bilaga A: Marginalproduktionskostnader i typnät

I denna bilaga redovisas marginalproduktionskostnader för fjärrvärme i alla sex typnät som använts för simuleringar i studien. Dessa presenteras som kostnaden per timme i varje år som simulerats (2015, 2016 och 2017) varaktighetsdiagram som ett medelvärde över de tre åren för varje typnät samt kostnaden per utomhustemperatur och medelkostnaden per utomhustemperatur.

ÅRLIGA MARGINALPRODUKTIONSKOSTNADER I VARJE TYPNÄT PER TIMME

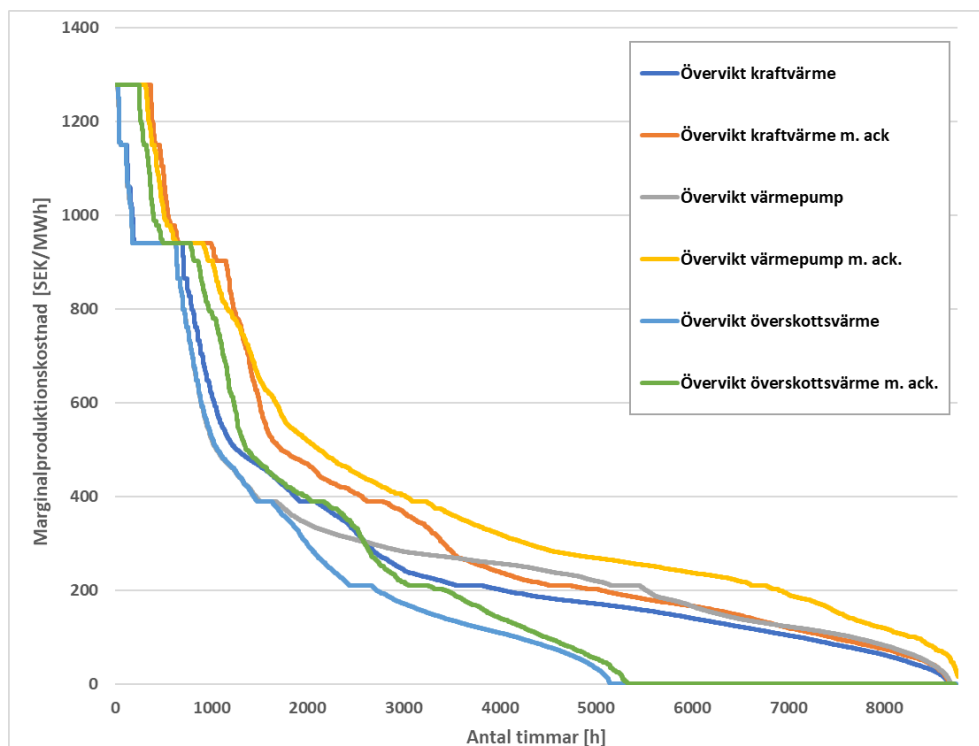




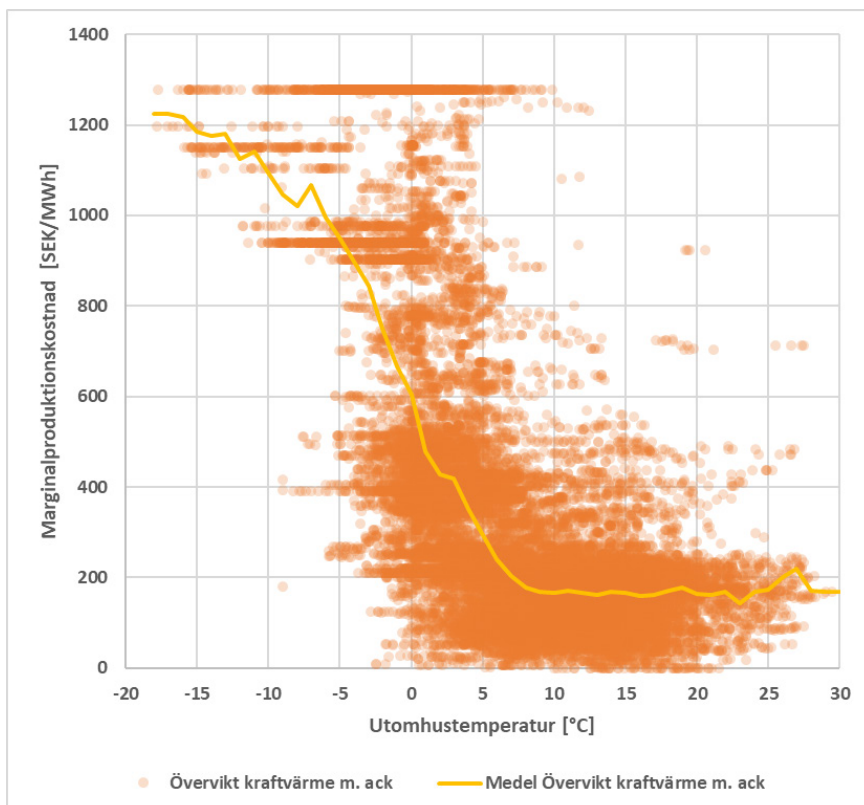
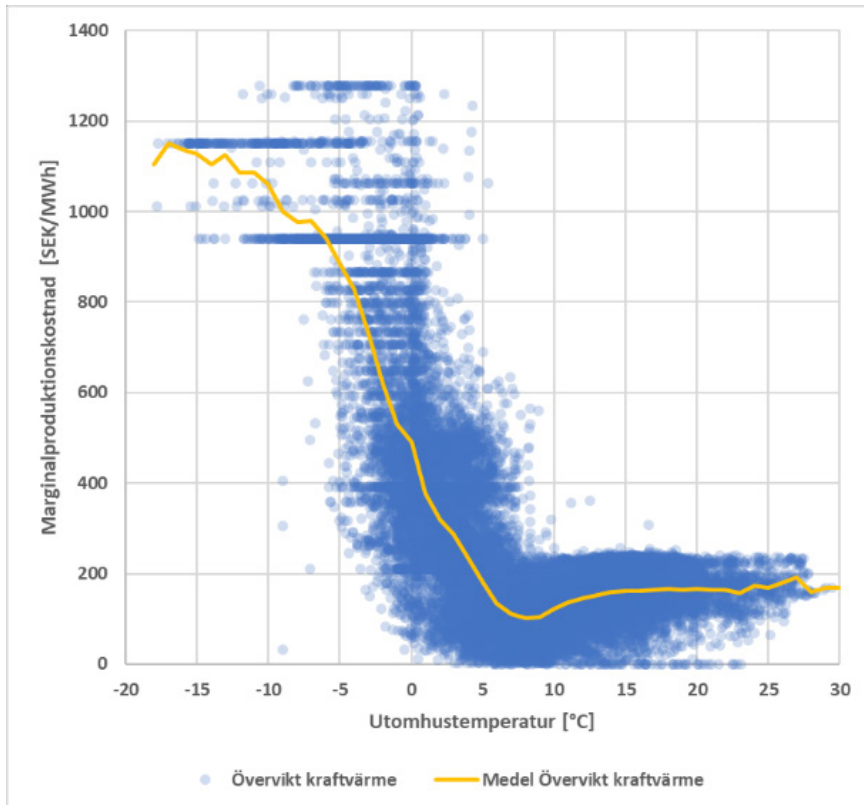


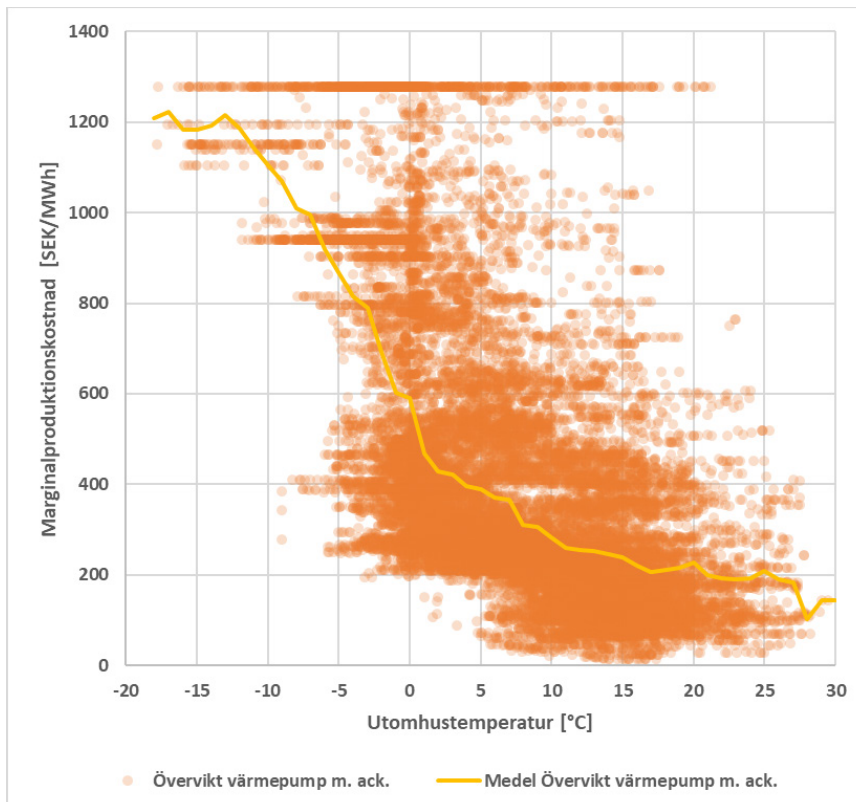
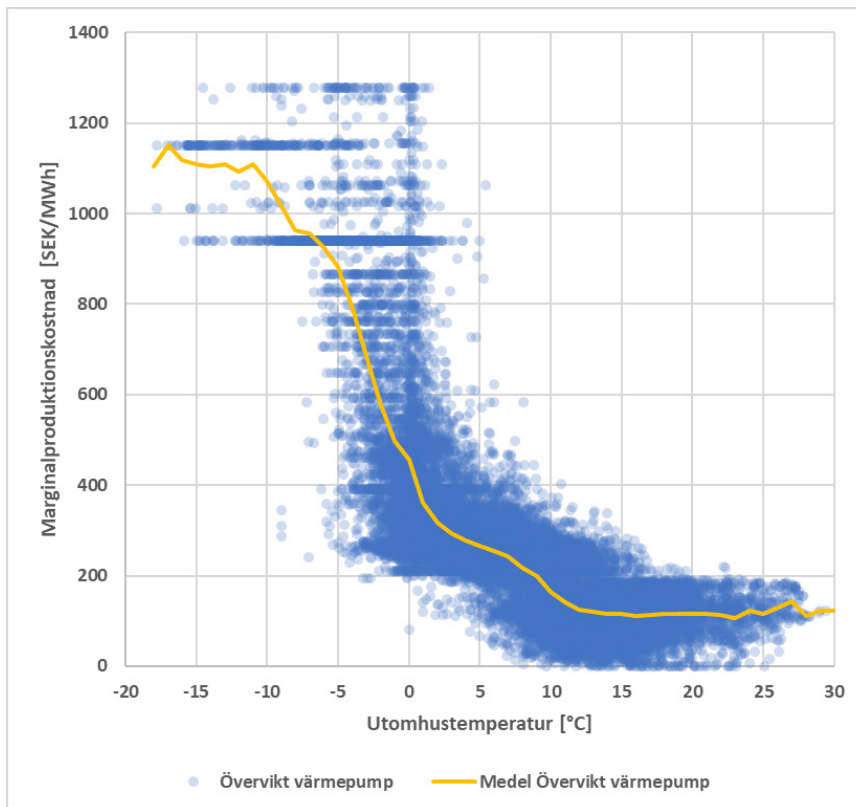
VARAKTIGHETSDIAGRAM

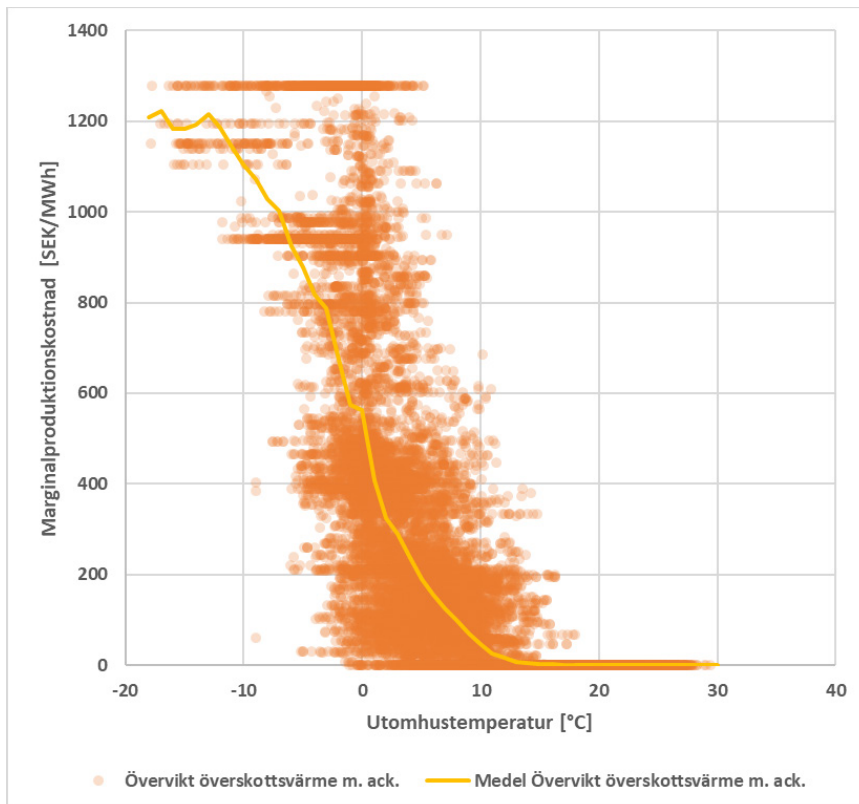
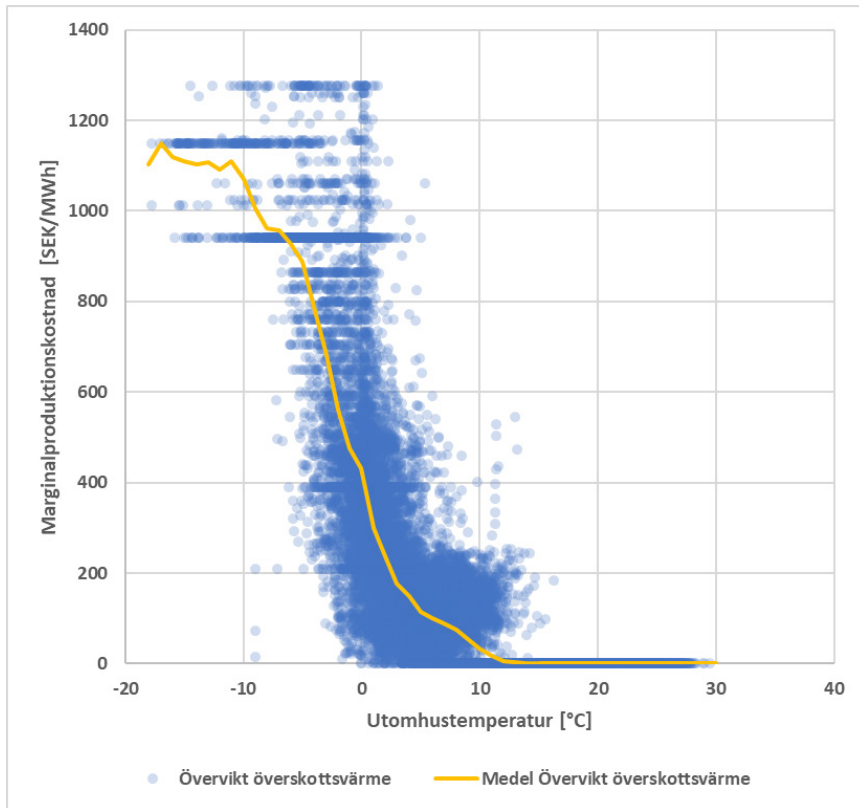
Varaktighetsdiagrammet visar marginalproduktionskostnaden för samtliga nät i genomsnitt per år för hela perioden 2015-2017.



MARGINALPRODUKTIONSKOSTNAD SOM FUNKTION AV UTMHUSTEMPERATUR







VERKTYGSLÅDA FÖR PROSUMTION INOM FJÄRRVÄRME

Här beskrivs de standardiserade erbjudanden som finns för småskalig leverans av värme till svenska fjärrvärmenät. Rapporten ger fjärrvärmeföretag verktyg för att själva utforma standardiserade erbjudanden om småskalig leverans och prosumtion.

Att kunna ta tillvara på överskottsvärme som annars går till spillo är en av de viktigaste aspekterna i ett fjärrvärmesystem. I många fjärrvärmenät pågår samarbeten mellan industriella aktörer och lokala fjärrvärmeföretag. Många stora värmekällor är redan anslutna till fjärrvärmenät men det finns även mindre värmekällor som kan utnyttjas. I omställningen till ett förnybart energisystem måste alla former av energi tas om hand effektivt och för att kunna ta till vara på överskottsvärme från en mångfald olika mindre leverantörer och prosumenter krävs det enkla och standardiserade processer för hur anslutningen ska gå till.

Förutom de befintliga standardiserade erbjudanden, har den ekonomiska potentialen för två olika typer av prosumenter, en datahall och en livsmedelsbutik, i sex typiska fjärrvärmenät beräknats genom simuleringar.

Ett nytt steg i energiforskningen

Energiforsk är en forsknings- och kunskapsorganisation som samlar stora delar av svensk forskning och utveckling om energi. Målet är att öka effektivitet och nyttiggörande av resultat inför framtida utmaningar inom energiområdet. Vi verkar inom ett antal forskningsområden, och tar fram kunskap om resurseffektiv energi i ett helhetsperspektiv – från källan, via omvandling och överföring till användning av energin.