

# AFFÄRSMODELLER FÖR FJÄRRVÄRME OCH VÄRMEPUMPAR I FASTIGHETER

RAPPORT 2020:678





# Affärsmodeller för fjärrvärme och värmepumpar

JONAS OTTOSSON, LINNEA JOHANSSON, JOHAN KENSBY, KRISTINA LYGNERUD,  
JOHANNA NILSSON OCH ANNA NILSSON

ISBN 978-91-7673-678-4 | © Energiforsk juli 2020

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



## Förord

**Att värma fastigheter på ett så effektivt sätt som möjligt är eftersträvansvärt. I fastigheter som både har fjärrvärme och värmepumpar kan uppvärmningen optimeras med avseende på energipriset genom att den, för stunden, mest lönsamma energikällan används i fastigheten. Optimeringen skulle kunna utföras av energibolag som producerar fjärrvärme och i projektet *Affärsmodeller för fjärrvärme och värmepumpar i fastigheter* har affärsmodeller för detta undersökts.**

Projektet har letts och genomförts av Jonas Ottoson, IVL Svenska Miljöinstitutet tillsammans med Linnea Johansson och Johan Kensby från Utilifeed samt kollegorna Kristina Lygnerud, Johanna Nilsson och Anna Nilsson.

En referensgrupp bestående av Per Örvind, Eskilstuna Strängnäs Energi & Miljö (sammanhållande); Agneta Filén, Halmstads Energi & Miljö; Ann Björnsjö, Telge Nät; Cecilia Ibanez Sörenson, Vattenfall; Chirster Boberg, Stockholm Exergi; David Edsbäcker, Kraftringen; Emil Berggren, Tekniska Verken i Linköping; Johan Thelander, Karlstad Energi; Lena Olsson Ingvarsson, Mölndal Energi; Magnus Gunnarsson, Öresundskraft; Mattias Tellrud, Norrenergi; Petter Hansson, Göteborg Energi och Stefan Hjärtstam, Borås Energi och Miljö 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 Ingvarsson, Mölndal Energi; Magnus Ohlsson, Öresundskraft; Niklas Lindmark, Gävle Energi; Per Örvind, Eskilstuna Strängnäs Energi & Miljö; Petra Nilsson, Växjö Energi; Staffan Stymne, Norrenergi; Stefan Hjärtstam, Borås Energi och Miljö; Svante Carlsson, Skellefteå Kraft; Ulf Lindquist, Jämtkraft och Julia Kuylenstierna (adjungerande), Energiforsk. Suppleanter är 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

**Vårt energisystem består av flera olika delsystem och vilket av dessa som bör utnyttjas för mest effektiv uppvärmning av fastigheter varierar beroende på väder och pris på energi. Ju fler energisystem en fastighetsägare har tillgång till, desto mer optimerad kan uppvärmningen göras. I fastigheter där uppvärmningen kan ske både genom att utnyttja ett fjärrvärmesystem och elsystemet finns det möjlighet att göra optimeringar som är till nytta för båda system samtidigt. Ett energiföretag som producerar fjärrvärme har därför en unik position för att erbjuda sådan optimering. Denna studie utreder hur affärsmodeller för detta kan se ut.**

I studien har två olika koncept identifierats, vilka tillåter kontinuerlig växling mellan värmekällor så att den som är mest lönsam för stunden används i fastigheten. Växlingen kan ske genom olika grader av involvering från ett energiföretag. En möjlighet är att erbjuda en produktorienterad lösning, där en optimeringsprodukt installeras och drifhålls hos kunder av ett energiföretag. Samtidigt kan nya prismodeller med högre tidsupplösning än vad som är vanligt idag utvecklas. Alternativt kan växlingen av värmekälla inkluderas i ett mer heltäckande tjänsteerbjudande där kundens fastighet värms upp genom ett komfortavtal, där energiföretaget nyttjar kundens egendom (värmepumpen).

Båda koncepten innebär att energiföretag behöver utveckla och bredda sin portfölj av erbjudna energitjänster. Energiföretag har kommit olika långt i arbetet med tjänsteutveckling och för vissa innebär det produktorienterade konceptet färre hinder än tjänsteavtalet. Oavsett vilket koncept som används, blir relationen och samarbetet mellan energiföretag och kunder allt mer viktigt och kan för ett energiföretag innebära det största värdet i affären, även om det är svårt att sätta siffror på.

Ett hinder för att energiföretag ska kunna erbjuda kunder att optimera driften av kundens anläggningar ligger i att lagstiftningen inte är helt anpassad till att exempelvis kommunala energiföretag ska kunna erbjuda tjänster där flera värmekällor ingår samtidigt. Analyser i denna studie visar att det bör gå att utforma erbjudandena som inte bryter mot konkurrenslagstiftning, fjärrvärme- eller ellagarna eller LOU, men det är viktigt att göra en juridisk bedömning av erbjudandena från fall till fall.

Genom simuleringar baserade på marginalproduktionskostnader för fjärrvärme och spotpriser på NordPool visar denna studie att fastigheter med en värmepump och fjärrvärme kan minska sina årliga totala uppvärmningskostnader med mellan 2 – 33 % om uppvärmningen optimeras för lägsta uppvärmningskostnad. Storleken på besparingen beror mycket på hur det lokala fjärrvärmenätet ser ut. För samma fastigheter kan utsläppen av CO<sub>2</sub>-ekvivalenter minskas med mellan 0 – 75 % till följd av växlingen. Minskningen beror mycket på hur det lokala fjärrvärmesystemet är utformat, störst minskning fås i fjärrvärmenät med tillgång till industriell spillvärme.

## Summary

**Our energy system consists of several different subsystems. Which subsystem that should be used for the most efficient heating of buildings varies depending on weather and price of energy. The more energy systems a property owner have access to, the more optimized heating can be achieved. In properties where the heating can take place both by utilizing a district heating system and the electricity system, there is an opportunity to make optimizations that are useful for both systems at the same time. A utility that produces district heating therefore has a unique position to offer such optimization. This study investigates what business models for such offers can look like.**

The study has identified two different concepts, which allow continuous shifting between heat sources so that the most cost-efficient heat source for the moment is used in a building. The heat source shifting can take place at different degrees of involvement from a utility that provides district heating. One possibility is to offer a product-oriented solution, where an optimization product is installed and operated by customers of a utility. At the same time, new pricing models with higher time resolution than is usual today are developed. Alternatively, the heat source shifting can be included in a more comprehensive service offering where the customer's building is heated under an energy performance contract, where the utility uses the customer's property (the heat pump).

Both concepts mean that utilities need to develop and broaden their portfolio of energy services. Utilities are at different stages in the service development process and for some, the product-oriented concept poses fewer obstacles than the energy performance contract. Regardless of which concept is used, the relationship and collaboration between utilities and customers is becoming increasingly important and, for a utility, can give the greatest value, although it is difficult to quantify this value.

One obstacle for utilities to offer customers optimization of the operation of the customer's equipment lies in the fact that legislation is not fully adapted to, for example, municipal utilities being able to offer services where several heat sources are included. Analyses in this study show that it should be possible to design offers that do not violate competition law, district heating or electricity laws or LOU, but it is important to make a legal assessment of the offers on a case-by-case basis.

Through simulations based on marginal production costs for district heating and spot prices from NordPool, this study shows that buildings with a heat pump and district heating can reduce their annual total heating costs by between 2 - 33% if the heating is optimized for lowest heating cost. The size of the savings depends heavily on what the local district heating network looks like. For the same buildings, emissions of CO<sub>2</sub> equivalents can be reduced by between 0 and 75% as a result of shifting heat sources. The reduction depends on the nature of the local district heating system, the largest reduction is obtained in district heating networks with access to industrial waste heat.

# Innehåll

<b>1</b>	<b>Inledning</b>	<b>9</b>
<b>2</b>	<b>Teori och Metod</b>	<b>12</b>
2.1	Rapportens disposition	12
2.2	Syfte och sammanfattning av använda metoder	12
2.3	Nuläge: Optimerade värmepumpar med fjärrvärme i fastigheter	14
2.3.1	Värderingsmodell för efterfrågefleksibilitet	16
2.3.2	Göteborg: Potentialstudie	16
2.3.3	Effsys Expand	17
2.3.4	Göteborg: SmartHeat	18
2.3.5	HybridFX	18
2.4	Affärsmodeller	19
2.4.1	Vad är en affärsmodell?	19
2.4.2	Business Model Canvas	20
2.4.3	Tjänstefiering	22
2.5	Värmepumpar som flexibilitet för elnätet	26
<b>3</b>	<b>Genomförande</b>	<b>28</b>
3.1	Fallstudier	28
3.1.1	Fallstudie 1: Brf., bergvärmepump	28
3.1.2	Fallstudie 2: Kommunalt bostadsbolag, frånluftsvärmepump 1	29
3.1.3	Fallstudie 3: Kommunalt bostadsbolag, frånluftsvärmepump 2	29
3.1.4	Fallstudie 4: Privat fastighetsägare, bergvärmepump	30
3.2	Intervjustudie affärsmodeller	31
3.3	Simuleringar	32
3.3.1	Tynnät 32	
3.3.2	Marginalkostnader	34
3.3.3	Kostnadsoptimering	36
3.3.4	Antaganden för beräkning av kostnadsbesparingar - Nya och befintliga prismodeller för fjärrvärme	36
3.3.5	Estimering av saknade data	39
3.3.6	Påverkan på utsläpp av CO <sub>2</sub> -ekvivalenter	40
3.3.7	Reglermarknader	43
3.4	Avtal	44
<b>4</b>	<b>Resultat</b>	<b>45</b>
4.1	Resultat: Intervjustudie, affärsmodeller hos energiföretag	45
4.1.1	Värdeerbjudandet	45
4.1.2	Kundsegment	48
4.1.3	Kanaler	49
4.1.4	Kundrelationer	49
4.1.5	Intäktströmmar	50



4.1.6	Nyckelresurser	50
4.1.7	Nyckelaktiviteter	51
4.1.8	Nyckelpartners	52
4.1.9	Kostnadsstruktur	52
4.2	Resultat: Intervjustudie, kunders uppfattning av en förändrad affärsmodell	53
4.2.1	Värden	53
4.2.2	Förväntningar på energiföretagets åtaganden	55
4.2.3	Kanaler	56
4.2.4	Nyckelresurser	56
4.2.5	Kundrelationer	56
4.2.6	Nyckelpartners	57
4.3	Resultat: Nya intäktskoncept	58
4.3.1	Koncept 1: <i>Produkten</i>	58
4.3.2	Koncept 2: <i>Tjänsten</i>	62
4.4	Kundsegment för koncepten	65
4.5	Sammanfattning av affärsmodellförändringar	65
4.6	Koncepten och reglermarknader	66
4.7	Koncepten ur perspektivet tjänstefiering	67
4.8	Resultat: Simuleringar	69
4.8.1	Marginalkostnad för uppvärmning med fjärrvärme och värmepump	70
4.8.2	Uppvärmningskostnad	72
4.8.3	Lastfördelning mellan värmekällor	75
4.8.4	Påverkan på utsläpp av CO <sub>2</sub> -ekvivalenter	79
4.8.5	Reglermarknaden mFRR	81
4.8.6	Kostnadsbesparingar i relation till koncepten <i>Produkten</i> och <i>Tjänsten</i>	85
4.9	Tekniska krav för optimering av värmepumpar	86
4.9.1	Signaler från energiföretag till kundens fastighet	87
4.9.2	Signaler från kundens fastighet till energiföretaget	88
4.9.3	Signaler från externa källor till energiföretaget	91
4.10	Avtal	92
4.10.1	Gemensamt för <i>Produkten</i> och <i>Tjänsten</i>	93
4.10.2	Avtal: <i>Produkten</i>	95
4.10.3	Avtal: <i>Tjänsten</i>	98
4.10.4	Avtalen i förhållande till konkurrenslagstiftning och LOU	103
<b>5</b>	<b>Diskussion</b>	<b>108</b>
5.1	Affärsmodeller och energitjänster	108
5.2	regler- och reservmarknader	110
5.3	Energidistrikt	110
5.4	Begränsningar från antaganden	112

<b>6</b>	<b>Slutsatser</b>	<b>113</b>
<b>7</b>	<b>Referenser</b>	<b>116</b>
<b>Bilaga A:</b>	<b>Värmepumpar på regler- och reglermarknader</b>	<b>119</b>
<b>Bilaga B:</b>	<b>Avtalsförslag för <i>Produkten</i></b>	<b>127</b>
<b>Bilaga C:</b>	<b>Avtalsförslag för <i>Tjänsten</i></b>	<b>128</b>

# 1 Inledning

**För att fortsatt vara konkurrenskraftiga behöver energiföretag arbeta aktivt med nya lösningar som utnyttjar möjligheterna som digitaliseringen av energisystemet innebär på ett lönsamt och hållbart sätt. En sådan möjlighet är att i större utsträckning vara med och optimera kundernas energianvändning, genom att erbjuda nyttjande av olika värmekällor och en kostnadsoptimerad styrning av dessa. En möjlig utveckling är kostnadsoptimerad styrning av kundanläggningar där värmepumpar och fjärrvärme kombineras.**

De tekniska förutsättningarna för att erbjuda optimerade lösningar och tjänster är redan goda och kommer att bli alltmer relevanta i framtiden. Svårigheterna ligger inte bland tekniska detaljer utan mer i utformningen av den nya typ av affär som tjänsten innebär för energiföretag. Att öka kunskapen kring affärsmässiga och juridiska aspekter av tjänstefiering är högst relevant för fjärrvärmeföretag och deras framtida konkurrenskraft. I denna studie undersöks därför hur energiföretags affärsmodeller förändras om kunders anläggningar optimeras av energiföretaget. Därtill belyses vilket värde tjänsten skapar för kunder, energiföretag och energisystemet i sin helhet.

Syftet med denna studie är att utreda och visa hur kunders anläggningar kan bidra till fjärrvärmesystemets optimering. Studien visar hur affären mellan ett energiföretag och en kund kan utformas när styrningen av kundens anläggningar (värmepump och fjärrvärme) görs med avseende på produktionsförutsättningar för stunden i fjärrvärmesystemet och elsystemet. Därtill kvantifieras den nytta och det värde som styrningen och optimeringen kan ge både energiföretaget och kunden.

Studien omfattar:

- en intervjustudie med fjärrvärmeföretag och fastighetsägare
- en juridisk analys och granskning av avtalsutformning och konkurrensaspekter
- en simuleringsstudie av potentialen för en fastighetsägare att växla värmelaster från värmepumpar till fjärrvärme mer frekvent, uttryckt både ekonomiskt och miljömässigt.

I studien identifieras två olika koncept som tillåter att lastväxling utförs i fastigheter med olika grader av involvering från ett energiföretag. En möjlighet är att erbjuda en produktorienterad lösning, där en optimeringsprodukt installeras och drifhålls hos kunden av ett energiföretag som samtidigt även utvecklar nya prismodeller med högre tidsupplösning än vad som är vanligt idag. Alternativt kan lastväxlingen inkluderas i ett mer heltäckande erbjudande där kundens fastighet värms upp genom ett komfortavtal, där energiföretaget har rätt att nyttja kundens värmepump.

Enligt intervjustudien blir påverkan på energiföretags befintliga affärsmodeller relativt liten, men detta kan skilja sig från energiföretag till energiföretag beroende

på hur långt företaget har kommit i sin process för att utveckla och erbjuda energitjänster. Affärsmodeller för fjärrvärme i kombination med kunders värmepumpar kommer att påverka kundrelationen, genom att närheten mellan energiföretaget och kunden ökar. Denna relation kan potentiellt utgöra det största värdet i affären för energiföretag genom att ökad närhet leder till ökad transparens, tillit och långsiktigt engagemang. Dessa aspekter är alla sådana som stärker fjärrvärmeföretags konkurrenskraft jämfört med andra uppvärmningsformer. Vissa juridiska hinder, som oklarheter kring konkurrenssituationen vid upphandling av kombinerade energitjänster, för att erbjuda optimeringstjänsterna som föreslagits i studien har identifierats, men dessa bör enligt den juridiska granskningen kunna överbryggas för varje enskilt fall genom anpassning av avtal och erbjudandets paketering. Framför allt är det viktigt att erbjudandenas värde i form av ökad systemnytta belyses i paketeringen.

För samtliga fastigheter som använts som fallstudier i studien ger en optimering av värmepumpar kostnadsbesparingar för fastighetsägare, under antagandet att energiföretag erbjuder optimeringslösningar som gör att optimeringen kan utföras baserat på marginalproduktionskostnader i fjärrvärmenätet. Optimeringen har utförts med målet att minimera kostnaden för uppvärmning i en enskild fastighet, vilket även innebär att de övergripande systemkostnaderna också minimeras. Besparingspotentialerna som redovisas är alltså de högsta möjliga att uppnå och kan reduceras beroende på hur övriga fasta avgifter för fjärrvärme och el utformas. Tre fallstudier visar att fastighetsägare med värmepump och fjärrvärme kan göra årliga besparingar genom *växlande* drift på mellan 2 - 33 % beroende på värmepumpinstallationen i fastigheten och vilket fjärrvärmetypnät som antagits. Med växlande drift avses att värmepumpar stängs av till förmån för fjärrvärmeanvändning. Växlande drift kan också innebära motsatsen, att fjärrvärmeanvändningen i en fastighet minskar till förmån för en värmepump om detta ger den minsta systemkostnaden. Högst besparingspotential finns för en bergvärmepump i ett typnät med stora mängder överskottsvärme och lägst besparingspotential finns för en frånluftsvärmepump i ett nät med centrala värmepumpar.

Att lastväxla mellan värmepumpar och fjärrvärme baserat på dess marginalproduktionskostnader ger även upphov till minskade utsläpp av CO<sub>2</sub>-ekvivalenter från energianvändningen i fastigheter. För en enskild fastighet kan utsläppen minskas med 0 – 75 % per år ur ett systemperspektiv, med beräkningar utförda genom konsekvensanalys. Minskningen av utsläpp är i mycket hög grad beroende av i vilket typnät som en fastighet är belägen. Minskningen av utsläpp härleds främst till minskad elanvändning i värmepumpar till förmån för fjärrvärmeanvändning. I ett fjärrvärmenät med mycket spillvärme nås störst utsläppsminskning eftersom värmeanvändningen i fastigheter ofta flyttas från elsystemet till timmar då det finns outnyttjad spillvärme tillgänglig i fjärrvärmesystemet under vår, höst och sommar. Lägst utsläppsminskning nås i ett nät med stor andel centrala värmepumpar. Även elpriser på spotmarknaden har en påverkan på resultaten, för fastigheten med en bergvärmepump varierar besparingspotentialen för fastighetsägaren med 10 % mellan 2015 och 2016. Spridningen i resulterande besparingar är alltså stor mellan fallstudier och särskilt

mellan typnät, varför det rekommenderas att nyttan med lastväxling mellan fjärrvärme och värmepumpar studeras i varje enskilt fall.

I en fastighet där en bergvärmepump utöver att styras baserat på marginalkostnader i fjärrvärmenätet och spotpriser på elmarknaden kan ytterligare besparingar för fastighetsägaren och systemet som helhet fås genom att utföra en kostnadsoptimering i ett andra steg på reglerkraftsmarknaden mFRR. En bergvärmepump i en fastighet skulle slås av ytterligare mellan 65 och 770 timmar under ett år till förmån för lokal fjärrvärmeanvändning om värmepumpen hade kunnat användas som nedregleringsbar effekt på marknaden. Den extra intäkten från denna reglering är dock relativt liten i jämförelse med besparingarna från att optimera mot spotmarknaden. Dessutom är dagens krav på minsta budvolym på reglerkraftsmarknader för höga för att enskilda värmepumpar ska kunna delta i handeln. Genom att aggregera flera värmepumpar i ett bestånd kan dock potentialen nyttjas i ett framtida scenario. Det finns även andra sätt för energiföretag att dra nytta av flexibel styrning av värmepumpar som kompletteras med fjärrvärme, exempelvis genom att undvika straffavgifter vid höga effektuttag mot överliggande distributionsnät.

## Sökord

*Fjärrvärme, värmepump, affärsmodell, simulering, lastväxling, komfortavtal, optimering*

## 2 Teori och Metod

### 2.1 RAPPORTENS DISPOSITION

Denna rapport är uppdelad i 4 kapitel. Kapitel 1 är inledande, i kapitel 2 belyses teori och metod. I ett inledande avsnitt, 2.3 *Nuläge: Optimerade värmepumpar med fjärrvärme i fastigheter* görs en kort genomgång av forskning och befintliga erbjudanden som behandlar växling mellan värmepumpar och fjärrvärme i fastigheter. Därefter, i avsnitt 2.4, behandlas de teoretiska ramar med vilka energiföretags affärsmodeller och utveckling av tjänster beskrivs i rapporten. I avsnitt 2.5 redovisas hur värmepumpar kan medverka på andra elmarknader än NordPools spotmarknad. I kapitel 3, *Genomförande* beskrivs de fallstudier som har använts som grund för studien samt de intervjuer, simuleringar och analyser som utförts baserat på dessa. Samtliga resultat redovisas i kapitel 4 och delas in i resultat från intervjuer, föreslagna intäktskoncept baserat på intervjurens resultat och simulerade resultat i form av ekonomiska och miljömässiga besparingar för en fastighetsägare. Avsnitt 4.9 ger en översikt av tekniska krav och aspekter som behöver tas hänsyn till för att kunna implementera koncepten som föreslagits. Slutligen redovisas under avsnitt 4.10 de faktorer som är viktiga att tänka på gällande juridiska aspekter för de föreslagna koncepten.

### 2.2 SYFTE OCH SAMMANFATTNING AV ANVÄNDA METODER

Denna studie är en fortsättning av det arbete som beskrivits i FutureHeat-rapporten *Värderingsmodell för efterfrågefleksibilitet*, (Kensby, Johansson, Jansson, & Carlsson, 2019). I den tidigare rapporten beräknades potentialen för ekonomiska och miljömässiga besparingar från tre olika typer av efterfrågefleksibilitet i fjärrvärmenät; värmelagring i byggnader, fastighetsnära borrhålslager och lastväxling mellan fjärrvärme och värmepumpar i fastigheter med båda värmekällorna. I det tidigare arbetet studerades flexibilitetstyperna på en övergripande nivå och potentialen uttrycktes utifrån minskade rörliga kostnader ur ett systemperspektiv, besparingar för en enskild fastighet behandlades mindre detaljerat.

Syftet med denna studie är att utöka analyserna som utfördes i föregående nämnda studie och studera hur energiföretags affärsmodeller kan utformas för att möjliggöra efterfrågefleksibilitet från lastväxling mellan fjärrvärme och värmepumpar i fastigheter. Här studeras potentialen för lastväxlingen i en enskild fastighet i detalj, vilket är ett komplement till tidigare studie. Studien omfattar en intervjustudie, en kvalitativ analys av avtalsfrågor och en simuleringsstudie utgående från verkliga fallstudier i fyra svenska fjärrvärmenät.

I intervjustudien kartläggs faktorer som påverkar energiföretags affärsmodell om de väljer att erbjuda en optimeringstjänst för fjärrvärme och värmepumpar till sina kunder. Respondenter i intervjustudien har varit energiföretag och deras kunder (fastighetsägare). Båda respondentgrupperna har blandade erfarenheter av optimerande tjänster. En respondent bland energiföretagen och en fastighetsägare hade erfarenheter av lösningar med optimerade kombinationer av fjärrvärme och

värmepumpar. Övriga respondenter hade erfarenheter av fjärrvärme och värmepump i kombination och/eller energitjänsteavtal men inte båda faktorer i samma erbjudande. Med utgångspunkt i intervjustudien föreslås två olika möjliga affärsmodeller för energiföretag som vill erbjuda optimeringen.

Analysen av hur avtal för nya affärsmodeller kan utformas har baserats på en sammanställning av befintliga avtal för energitjänster från svenska fjärrvärmeföretag. Analysen har verifierats och kompletterats av oberoende avtalsjurister.

I simuleringsstudien har tre fastigheter placerats i sex olika typnät, vilka är representativa för en stor del av fjärrvärmenäten i Sverige. För varje kombination av de tre fastigheterna och de sex typnäten beräknas den potentiella kostnadsbesparing och undvikna CO<sub>2</sub>-emissioner som en fastighetsägare kan erhålla genom att aktivt växla mellan fjärrvärme och värmepump. Potentialerna är beräknade under antagandet att energiföretaget har utvecklat en prismodell med energipriser baserade på timvisa marginalproduktionskostnader. Antagandet har gjorts för att kunna beskriva den maximala besparingen eller systemnytta som kan uppnås genom att växla mellan värmepumpar och fjärrvärme. Att utveckla en ny prismodell är ett stort arbete vilket kan ta flera år från ett första beslut om ändring av prismodellen till det att den är helt implementerad. Att utveckla prismodeller fullt ut ligger därmed utanför begränsningarna för detta projekt och en förenklad prismodell baserad på marginalkostnader för fjärrvärmeproduktion antas och används i simuleringar och beräkningar. Fallstudierna har använts som utgångspunkt för att kartlägga påverkan på energiföretagens affärsmodeller, utveckling och verifiering av intäktskoncept samt beräkningar av potentialen för besparing vid optimerad styrning av värmepumpar tillsammans med fjärrvärme.

### 2.3 NULÄGE: OPTIMERADE VÄRMEPUMPAR MED FJÄRRVÄRME I FASTIGHETER

Att kombinera värmepumpar med fjärrvärme är inte ovanligt i svenska fjärrvärmenät, både i det centrala produktionssystemet för fjärrvärme och i enskilda fastigheter. Åtminstone 3 % av svenska flerfamiljsbostäder har både en värmepump och en fjärrvärmeanslutning installerade, baserat på energideklarationer (Boverket, 2018) och det är vanligt förekommande att en befintlig fastighet där enbart fjärrvärme har använts tidigare kompletteras med en värmepump (Boss, 2012). Anledningarna till att fastighetsägare väljer att installera värmepumpar som komplement till en fjärrvärmeanslutning är bland annat för att uppnå ekonomiska besparingar och för att uppfylla energianvändningskrav. Kombinerade installationer kan göras på ett flertal olika sätt, med värmepump och fjärrvärme kopplade i serie eller parallellt relativt varandra. Beroende på typ av värmepump, fastighetens övriga värmesystem och prisnivåer på el och fjärrvärme används värmepumpen i olika utsträckning till att producera både tappvarmvatten och rumsuppvärmning, eller endast rumsuppvärmning. Då värmepumpens installerade effekt inte räcker till för att täcka behovet av rumsuppvärmning eller tappvarmvatten används fjärrvärme (Boss, 2012). En värmepump som installeras i kombination dimensioneras inte för att täcka hela årets energibehov, bland annat på grund av att värmepumpens värmefaktor (COP) sjunker då temperaturen på värmepumpens värmekälla sjunker, eller då framledningstemperaturen i fastigheten ökar. Detta sker vid låga utomhustemperaturer och det blir då lönsamt för fastighetsägaren att använda fjärrvärme istället för värmepumpen (Boss, 2012). Den vanligaste typen av värmepump som kombineras med fjärrvärme är frånluftsvärmepumpar, i snitt dimensioneras de för att täcka 56% av flerbostadsfastigheters rumsuppvärmningsbehov, förutsatt att de endast används för att producera rumsuppvärmning och inte tappvarmvatten (Kensby, Trüschel, & Dalenbäck, 2017). Andra typer av värmepumpar, som bergvärmepumpar, har generellt högre effektivitet och kan användas för tappvarmvatten i högre utsträckning. Typiskt dimensioneras en bergvärmepump för att täcka 95 % av det totala årliga energibehovet i en fastighet och 65 - 70 % av det maximala effektbehovet (Energikontoren, 2020)

Ur fjärrvärmeleverantörens perspektiv är en så kallad delkonvertering (då en värmepump kombineras med fjärrvärme) ofta problematisk, av flera anledningar. Beroende på inkoppling av värmepumpen kan fjärrvärmens returtemperaturer öka, vilket minskar effektiviteten i fjärrvärmesystemet som helhet. Dessutom innebär en delkonvertering att mängden levererad energi minskar drastiskt för fjärrvärmeleverantören. Fjärrvärmeleverantören har innan delkonverteringen utfördes investerat i anslutningen av fastigheten till fjärrvärmenätet och med minskad energileverans påverkas lönsamheten hos investeringen negativt. Därutöver sker fjärrvärmeleveransen ofta endast då fastigheten har ett stort totalt värmebehov, som inte går att täcka med värmepumpen, vid årets kallaste timmar. Under dessa timmar är typiskt spetsproduktionsanläggningar med höga rörliga kostnader i drift i fjärrvärmeproduktionen (Boss, 2012).



Genom att införa tariffer baserade på det högsta effektuttaget för fjärrvärme minskar lönsamheten för att installera en kombinerad värmelösning, eftersom effektopparna för fjärrvärme inte minskar i samma utsträckning som energianvändningen vid en delkonvertering. Boss tar även upp att säsongsdifferentierade energipriser för fjärrvärme är en avgörande anledning till att vinster från att använda värmepumpar för tappvarmvattenproduktion under sommartid minskar (Boss, 2012).

Kombinerade värmelösningar innebär även fördelar, genom kombinationen kopplas ett lokalt fjärrvärmesystem ihop med det överliggande elsystemet och det går att dra nytta av fördelarna från båda systemen. Värmepumpar är mycket effektiva inom vissa driftintervall och ger mycket låga uppvärmningskostnader vid låga elpriser samtidigt som fjärrvärme är mycket leveranssäkert och har ofta miljöfördelar jämfört med att använda el för uppvärmning (Kensby, Johansson, Jansson, & Carlsson, 2019). Vissa fastighetsägare utnyttjar dessa fördelar till viss del, genom att exempelvis manuellt stänga av värmepumpar under sommarmånader, då många fjärrvärmeleverantörer erbjuder mycket låga energipriser (Lindahl, Gustafsson, Markusson, & Haglund Stignor, 2017). En nackdel med att komplettera fjärrvärme med värmepumpar är att eleffektbehovet ökar vilket bidrar till ökad risk för effektbrist och överstigande av abonnerade effektgränser i lokala elnät (Axelsson, Blomqvist, & Unger, 2018).

Det finns dock utrymme för att dra ännu mer nytta av de fördelar som finns, om mer sofistikerade metoder för att minimera uppvärmningskostnaderna i en fastighet med kombinerade värmekällor används. Elpriser på NordPools spotmarknad varierar timvis, och även om fjärrvärmepriser som erbjuds kunder inte varierar mer än mellan säsonger, så gör produktionskostnaderna för fjärrvärme det. Om värmekällan som ger lägst produktionskostnader i både elsystemet och det lokala fjärrvärmesystemet används undviks suboptimeringar av två system separat och en överliggande systemnytta kan uppnås (Kensby, Trüschel, & Dalenbäck, 2017). Att optimera användningen av kombinerade värmekällor kan förutom att ge systemnytta (genom att exempelvis mer spillvärme kan användas för uppvärmning istället för att kylas bort, eller att mer el kan produceras i kraftvärmeverk med biomassabränslen) även rendera minskade uppvärmningskostnader för fastighetsägaren (Kensby, Johansson, Jansson, & Carlsson, 2019). För att utföra optimeringen krävs att energiföretaget på något sätt exponerar kunden för produktionssituationen i systemet, genom att nya prissignaler eller andra lösningar skapas.

Att optimera användningen av värmepumpar och fjärrvärme i fastigheter har undersökts tidigare. Därtill finns erfarenhet från både Göteborg Energi och Krafringen i form av pilotprojekt. Nedan sammanfattas tre teoretiska studier och två pilotprojekt. Studierna och pilotprojekten har identifierats genom en litteratursökning med sökord som "kombination", "värmepump", "fjärrvärme", "optimering" i olika kombinationer samt genom förslag från studiens referensgrupp.

### 2.3.1 Värderingsmodell för efterfrågeflexibilitet

I projektet *Värderingsmodell för efterfrågeflexibilitet* studerades hur ofta frånluftsvärmepumpar i fastigheter med fjärrvärmeanslutning skulle växla värmekälla om dessa optimerades utifrån marginalproduktionskostnader för fjärrvärme (Kensby, Johansson, Jansson, & Carlsson, 2019). Simuleringar i sex svenska typnät (samma typnät används även för simulering och analys i denna studie) utfördes och slutsatserna var följande:

Baserat på energideklarationer från fyra studerade svenska städer bör det finnas 81 fastigheter med både frånluftsvärmepump och fjärrvärme i ett typnät med en årlig värmeproduktion på 500 GWh. Dessa värmepumpar bedöms ha en total maximal värmeeffekt på 1,8 MW. Frånluftsvärmepump är den i särklass vanligaste värmepumpinstallationen att kombinera med fjärrvärme. Om dessa värmepumpar styrs flexibelt kan systemets totala driftkostnad (fjärrvärme + värmepumpar i byggnader) minska med 0,22–1,12 Mkr/år. Minskningen är störst för typnät med mycket överskottsvärme och minst för typnät med värmepumpar. Kostnadsminskningen blir ungefär lika stor i ett typnät med ackumulatortank som i ett typnät utan ackumulatortank. Slås besparingen ut per nyttjad värmepump är den 2,7–13,6 kkr/år vilket också kan uttryckas som 120–610 kkr per år och MW reglerbar värmeeffekt i värmepumpar i byggnader. Totalt uppnås även minskning av utsläpp av CO<sub>2</sub>-ekvivalenter på 0,4–2,3 kton/år. Den balanserande effekten på elnätet är tveksam eftersom värmepumparna i byggnaderna konsumerar relativt mer el vid höga elpriser när de styrs flexibelt. Detta beror på att marginalkostnaden i fjärrvärmenätet tenderar att variera mer och vara låg vid låga elpriser. Dock ökar den balanserande effekten på elnätet från kraftvärmens i fjärrvärmenät om värmepumparna i fastigheterna styrs flexibelt.

### 2.3.2 Göteborg: Potentialstudie

Potentialen för att lastväxla mellan frånluftsvärmepumpar och fjärrvärme i fastigheter studerades 2017 i Göteborgs fjärrvärmesystem (Kensby, Trüschel, & Dalenbäck, 2017). Potentialen beräknades genom att jämföra marginalproduktionskostnader för fjärrvärme och kostnaden för att producera värme med värmepumpen baserat på elpriser på spotmarknaden.

Den vanligaste kombinationen av värmepump och fjärrvärme i Göteborg är frånluftsvärmepumpar inkopplade parallellt med fjärrvärme och värmepumpen används endast för rumsuppvärmning. Anledningen till detta är att Göteborg Energi ställer krav på att inkopplingsprincipen ska användas för att undvika förhöjda returtemperaturer i fjärrvärmenätet och de mycket låga energipriserna för fjärrvärme under sommarmånader i Göteborg på grund av en stor mängd tillgänglig spillvärme. Bland alla flerbostadsfastigheter i Göteborg har 2,7 % en frånluftsvärmepump installerad i kombination med fjärrvärme. I hela Sverige uppges motsvarande siffra vara 2,2 %. Om frånluftsvärmepumparna hade styrts optimerat baserat på marginalproduktionskostnader för fjärrvärme och spotpriser för el under åren 2013 och 2014 hade en genomsnittlig flerbostadsfastighet kunnat sänka sina årliga uppvärmningskostnader (fjärrvärme och el till värmepump) med 3,2 %.

### 2.3.3 Effsys Expand

I Energimyndighetens forskningsprogram med fokus på utveckling av värmepumpsteknik *Effsys Expand* ingick projektet *Värmepumpar i fjärrvärmesystem* (Lindahl, o.a., 2018). I projektet togs en algoritm fram som beräknar när det är bäst med avseende på energipriser att använda fjärrvärme respektive värmepump för en fastighet som har både fjärrvärme och en frånluftsvärmepump installerade och har möjlighet att växla mellan de båda uppvärmningsalternativen.

Algoritmen som utvecklades i projektet väljer det energislag med lägst rörlig kostnad på timbasis, värmen från antingen fjärrvärme eller värmepumpen ska täcka både rumsuppvärmning och tappvarmvattenproduktion. För utvärdering av algoritmen användes en fallstudie i form av ett flerfamiljshus med fjärrvärme och frånluftsvärmepump. En fiktiv frånluftsvärmepump applicerades i fallstudien och väderdata och spotpriser på el från NordPool år 2015 användes. Algoritmen beaktar endast den rörliga delen av elpriset och inte fasta kostnader som elcertifikat, energiskatt, elbolagets påslag eller överföringsavgifter.

I utvärderingen av algoritmen sattes priset på fjärrvärme enligt Tekniska verkens priser i Linköping, där endast de rörliga delarna av priset inkluderades, det vill säga energi- och flödespris. Utöver detta utgjordes fjärrvärmepriset av ett effektpris, vilket algoritmen inte tar hänsyn till.

I fallstudien, med väderdata och elpriser från 2015, användes värmepumpen för rumsuppvärmning och tappvarmvattenproduktion från oktober till april. Under maj till september används i stället fjärrvärme då det ger lägre rörliga kostnader. Under stor del av året krävs dock tillsatsuppvärmning från fjärrvärme.

Projektet utförde även ett antal känslighetsanalyser, värmepumpens COP varierades och elpris från flera olika år användes som indata. Man fann att lastväxlingen gav störst besparingspotential då elpriserna är höga och varierar kraftigt, vilket var fallet år 2010. Värmepumpens COP hade i jämförelse med elpriser betydligt mindre påverkan på potentialen.

Besparingspotentialen för en lösning med lastväxling mellan värmepump och fjärrvärme beräknades i projektet i jämförelse med en traditionellt inkopplad värmepump i kombination med fjärrvärme. Det vill säga att värmepumpen prioriteras under alla timmar under året och fjärrvärme endast används då värmepumpens kapacitet inte räcker till för att täcka hela värmebehovet. Dessutom gjordes en jämförelse med fallet då enbart fjärrvärme används för all uppvärmning. I den studerade fastigheten uppgick den årliga besparingen i uppvärmningskostnad till 2 - 4% med lastväxling jämfört med traditionell styrning av värmepumpen. Högst besparing erhöles under år med höga och varierande elpriser, lägst besparingar gavs under år med låga elpriser.

Projektet beskrivs även i en vetenskaplig publikation där slutsatserna diskuteras vidare. I projektet är det fastighetsägaren som uppnår besparingar genom att lastväxla, men författarna menar att det även kan finnas fördelar för fjärrvärmeföretag då värmepumpar prioriteras över fjärrvärme eftersom dyr spetslastproduktion av fjärrvärme potentiellt kan undvikas. Förutsättningen för detta är att elpriserna samtidigt råkar var låga. Man tar även upp att om priset på

både fjärrvärme och el varierar mer än de gör idag ökar nyttan med att lastväxla (Lindahl, Gustafsson, Markusson, & Haglund Stignor, 2017).

#### 2.3.4 Göteborg: SmartHeat

I ett pilotprojekt kallat SmartHeat kombineras bergvärmepumpar med fjärrvärme hos en av Sveriges största bostadsrättsföreningar, HSB Brf Backadalen. I projektet har Brf:en samarbetat med Göteborg Energi och totalentreprenören Energiförbättring Väst. Brf Backadalen delkonverterade under 2014 från fjärrvärme till en konventionell bergvärmepumpsinstallation för uppvärmningen av en del av föreningens huskroppar, för att täcka spetsbehov behölls fjärrvärmeanslutningen. Alternativet till att behålla fjärrvärmeanslutningen var att täcka spetslaster med en elpatron, vilket sågs som riskfyllt avseende framtida elpriser. Fjärrvärmen sågs dessutom som en driftsäker backup till värmepumparna (Fahlberg, 2020).

I en andra etapp, 2017, delkonverterades resterande huskroppar från fjärrvärme till bergvärmepumpar. Göteborg Energi mötte då kunden med ett erbjudande om att samoptimera kundens värmepumpsanläggning med resten av fjärrvärmenätet. Brf Backadalen äger värmepumpar och tillhörande borrhålslager och Göteborg Energi har genom avtal nyttjanderätt till dessa. Borrhålslagret laddas under sommartid med fjärrvärme från industriell spillvärme. Under höst och vinter används den inladdade värmen för att höja temperaturen på värmepumparnas värmekälla och därmed deras effektivitet (Hansson P. , 2019).

Avtalet mellan Göteborg Energi och Brf Backadalen är ett så kallat komfortavtal, där Göteborg Energi tar över ansvaret för hela Brf:ens uppvärmningssystem och tillhandahåller en utlovad inomhustemperatur hos de boende i föreningen till ett fast pris. Brf:en har insyn i hur deras anläggningar driftas, men kan inte själva styra anläggningarna. I och med att ansvaret för uppvärmningen nu helt ligger hos Göteborg Energi ser Brf Backadalen ett stort mervärde i den trygghet det innebär att inte behöva bekymra sig över drift och underhåll av sina system, vilket de ändå hade varit tvungna att anlita en extern entreprenör för (Fahlberg, 2020).

SmartHeat är ett gott exempel på hur energiföretag och kunder tillsammans kan utforma lösningar som skapar nytta för båda parter och för energisystemet som helhet (Hansson P. , 2019) (Göteborg Energi, 2020).

#### 2.3.5 HybridFX

Kraftringen erbjuder genom en samarbetspartner en lösning för flerbostadsfastigheter som kombinerar frånluftsvärmepumpar med fjärrvärme kallad HybridFX. Kraftringen agerar återförsäljare av HybridFX-lösningen och erbjuder kunder att investera i lösningen till en engångskostnad. Värmepumpslösningen i HybridFX är särskilt utformad i samarbete mellan leverantören (Högfors GST) och Kraftringen för att samverka med fjärrvärmesystemet då installationen exempelvis inte ger någon påverkan på returtemperaturen i fastigheten. Kraftringen ser även alternativet att erbjuda HybridFX som en del av ett komfortavtal som en möjlig affärsmodell. HybridFX tillåter även en optimering av uppvärmningssystemet baserat på gällande el- och fjärrvärmepriser (Edsbäcker, 2019).

## 2.4 AFFÄRSMODELLER

De exempel som tagits upp här visar alla på en teknisk och ekonomisk potential i att på olika sätt lastväxla mellan värmepumpar och fjärrvärme. Med undantag för de två exemplen från Krafringen och Göteborg Energi finns det lite empirisk kunskap och information om hur energiföretag kan bli delaktiga i lastväxlingen. Hur påverkas energiföretags befintliga affärsmodeller om optimeringen av kunders anläggningar ska erbjudas av ett energiföretag? För att svara på den frågan börjar vi med att undersöka hur den befintliga affärsmodellen för energiföretag ser ut och vad innebörden av att erbjuda fler och mer avancerade tjänster till företagens kunder kan bli.

### 2.4.1 Vad är en affärsmodell?

Begreppet *affärsmodell* används i många olika branscher och sammanhang. Enligt Teece (2010) använder sig alla företag, explicit eller implicit, av en affärsmodell som beskriver på vilket sätt företaget levererar värde till kunder, skapar betalningsvilja för tjänster eller produkter och genererar vinst. Begreppet affärsmodell saknar en entydig och universell definition och används på många olika sätt och med olika syften i både teori och praktik (Zott, Amit, & Massa, 2011). En väl utformad affärsmodell blir framgångsrik om den är differentierad, svår att imitera och skapar förtjänster på ett effektivt sätt (Teece, 2010).

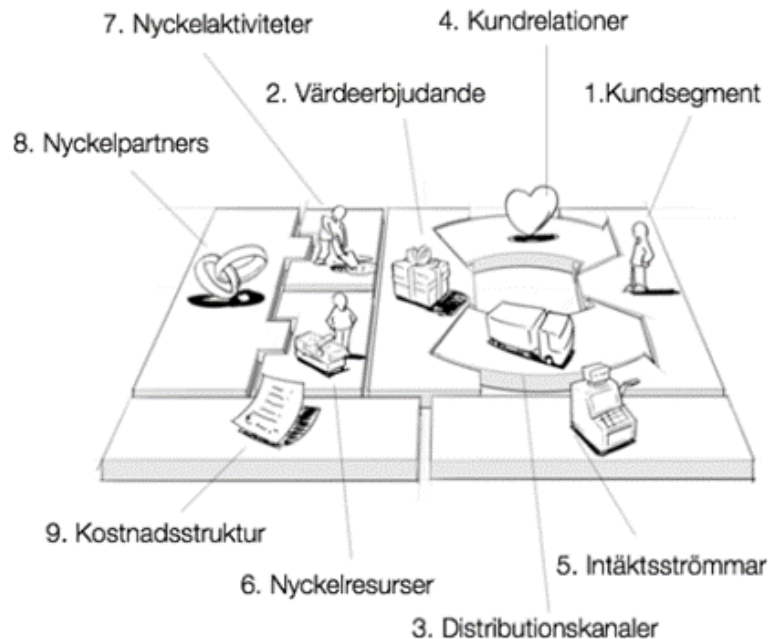
En affärsmodell är, sammanfattningsvis, en beskrivning eller återspeglning av den organisatoriska och ekonomiska arkitekturen i ett företag för att leverera ett kundvärde. Affärsmodellen bygger på antaganden kring kunder, intäkter, kostnader, kundbehov och konkurrenter (Teece, 2010).

Affärsmodeller är mer generiska än en affärsstrategi och affärsmodellen måste ofta sammankopplas med den övergripande strategin hos företaget. Teece påpekar att en analys av sin strategi är nödvändig att utföra vid utformandet av en långsiktigt hållbar affärsmodell. Affärsmodell är dock inte att förväxla med strategi.

Att utveckla en ny affärsmodell är ingen lätt uppgift och kräver stor kännedom om kunder, konkurrenter och leverantörer. Den effektiva affärsmodellen visar sig ofta inte direkt, utan dess utveckling är en iterativ och inkrementell process där modellen ständigt förändras, anpassas och förbättras (Teece, 2010).

### 2.4.2 Business Model Canvas

Ett vanligt verktyg eller ramverk för att illustrera ett företags affärsmodell är den så kallade Business Model Canvas. Den generella affärsmodellen för ett företag kan enligt ramverket beskrivas genom 9 byggstenar som reflekterar företagets affärslogik, se Figur 1 (Osterwalder & Pigneur, 2013).



Figur 1 Business Model Canvas (Osterwalder & Pigneur, 2013)

Genom att beskriva varje byggsten strukturerat fås enklare en överblick av hur ett företag är tänkt att fungera. Varje byggsten beskrivs här kortfattat:

1. **Värdeerbjudandet** är central i modellen och är anledningen till att kunder väljer ett visst företag framför ett annat. Värdeerbjudandet beskriver kombinationen av den/de produkt/er och/eller tjänster som skapar värde för en kund. För fjärrvärmeföretag har värdeerbjudandet historiskt inneburit uppvärmning och varmvatten.
2. **Kundsegment** anger målgruppen för företagets erbjudande. Vissa kundsegment kan vara mer attraktiva och lönsamma än andra och det kan vara värt att lägga extra fokus på de kunderna (så kallade premiumsegment). För fjärrvärmeföretag är majoriteten av kunderna professionella fastighetsägare även om det på vissa orter även finns ett betydande småhussegment.
3. **Distributionskanaler** avser både kommunikationskanaler och försäljnings- och distributionskanaler. För ett fjärrvärmeföretag innebär kanaler därför både kommunikationskanaler som kundmöten, annonser och kundtjänst samt den fysiska leveransen av värme.

4. **Kundrelationer** beskriver de typer av relationer ett företag etablerar med kunder. Relationen påverkas av vilken verksamhet som bedrivs - t.ex. karaktäriseras relationen kopplat till produkter av större avstånd än relationer kopplade till tjänster. Kundrelationer har över tid blivit viktigare för fjärrvärmeföretag. Man har gått från att betrakta kund som en värmesänka i systemet till att vara en aktör som man, i allt större utsträckning, för en dialog med.
5. **Intäktsflödena** avser hur företagets intäkter uppstår, och när. Oesterwalder och Pigneur delar upp intäktsströmmarna i transaktionsintäkter och fasta intäkter. Transaktionsintäkter är ett resultat av engångsbetalningar från kunder medan fasta intäkter är ett resultat av pågående betalningar för att leverera ett värdeerbjudande eller ge support till kunder efter köpet. Ett fjärrvärmeföretags prismodell kan sägas innehålla komponenter inom båda dessa intäktsströmmar. Intäkter för energileveranserna under en viss period utgör transaktionsintäkter medan en effektagift eller en fast avgift kan kategoriseras som en fast intäkt – en betalning för att leverera ett värdeerbjudande till kunder (erbjudande om uppvärmning). Anslutningsavgifter och serviceavtal bör också betecknas som fasta intäkter.
6. **Nyckelresurser** är de viktigaste tillgångarna som företaget har. Det kan vara allt från produktionsanläggningar till ekonomiska eller intellektuella resurser. I fjärrvärmesektorn är produktionsanläggningar och distributionsnät viktiga resurser. Därtill är det viktig med kunnig personal. Avseende personal har behovet av kunskap att hantera kunddialog, över tid, visat sig vara en nyckel till framgång i sektorn.
7. **Nyckelaktiviteter** beskriver vad företaget måste göra för att affärsmodellen ska fungera. För ett fjärrvärmeföretag är centrala nyckelaktiviteter att producera och leverera värme till kunderna. Andra nyckelaktiviteter som tar en större plats i affärsmodellen är utveckling och tillhandahållande av tjänster till kunderna.
8. **Nyckelpartner** är det nätverk av leverantörer och partners som får affärsmodellen att fungera. För ett fjärrvärmeföretag kan nyckelpartners till exempel vara bränsleleverantörer eller ett elnätstföretag inom samma koncern.
9. **Kostnadsstruktur** beskriver kostnaderna som uppkommer när verksamheten bedrivs i enlighet med affärsmodellen. Typiska kostnader för ett fjärrvärmeföretag är rörliga bränslekostnader och stora fasta kostnader för investering i produktionsanläggningar och distributionsnät. (Gåverud, Sernhed, & Sandgren, 2016), (Lygnerud, 2018), (Osterwalder & Pigneur, 2013).

Fjärrvärmeföretags historiska affärsmodell och hur de kan utvecklas över tid har studerats i en svensk kontext i (Lygnerud, 2018). I sin analys av fem fjärrvärmeföretags utveckling identifieras en utveckling från att leverans av värme och varmvatten varit i fokus till att värdeerbjudandet går i riktning mot tilläggsförsäljning av tjänster, flexibla uppvärmningslösningar och energieffektivitetsåtgärder. Från att dialogen med kund skett genom fakturan och riktade kampanjer har kunddialogen stärkts och kundrelationen baseras alltmer på ett långsiktigt förtroendeskapande. Från att tekniska resurser (i form av produktionsanläggning och distributionsnät) och nyckelaktiviteter (drift, underhåll) varit dominanta identifieras ett ökat fokus på resurser som på ett effektivt sätt genomför värdeskapande aktiviteter i relation till eller tillsammans med kund. Detta är en utveckling som identifieras hos fem progressiva fjärrvärmeföretag i Sverige och det är troligt att allt fler företag i branschen kommer att gå i samma riktning framöver (Ibid).

### 2.4.3 Tjänstefiering

Att erbjuda kunder olika typer av optimering av sina anläggningar blir, beroende på hur erbjudandet ser ut, en typ av tjänst utöver den ordinarie leveransen av fjärrvärme. Därför blir begreppet *tjänstefiering*, det vill säga en övergång från leverans av tillverkade produkter till leverans av tjänster, aktuellt att titta närmare på i denna rapport. Nedan följer en kort genomgång av hur utvecklingen av tjänster ser ut på uppvärmningsmarknaden och hos fjärrvärmeleverantörer. Under kapitel 3.4, *Resultat* kommenteras hur de föreslagna nya affärsmodellerna i denna rapport relaterar till utvecklingen av tjänster i sektorn i övrigt.

#### *Tjänstefiering av värmesektorn*

Energisektorn och fjärrvärmesektorn i synnerhet har traditionellt sett haft *produktionsorienterade* affärsmodeller, vilket har inneburit att fjärrvärmeföretag har erbjudit sina kunder en initial försäljning av en kapitalvara, en undercentral, och därefter försälja en konsumtionsvara, värmeenergi och/eller -effekt (Rydén, o.a., 2013), (Lygnerud, 2019), (Kindström, Ottosson, Thollander, & Kienzler, 2015). Denna inriktning har bland annat uppstått på grund av att fjärrvärmen har haft fördelar gentemot andra alternativ genom exempelvis enkel och ren uppvärmning till ett konkurrenskraftigt pris, tack vare fördelar genom storskalig produktion och distribution av värme. Historiskt sett var alternativen till fjärrvärme egen förbränning av ved, olja eller koks men de alternativa värmekällor som utgör konkurrensen till fjärrvärme idag är mer och mer miljövänliga och har betydligt mer konkurrenskraftiga kostnadslägen (Rydén, o.a., 2013). Utöver detta har energieffektiviseringar i befintlig bebyggelse idag och i framtiden, varmare klimat och det faktum att nybyggda byggnader kräver mindre och mindre energi för uppvärmning gjort att underlaget för produktionsorienterade affärsmodeller, baserade på mängden såld värme, minskar. Det har hävdats av till exempel Kindström m.fl. att energiföretag tvingas gå från produktionsorienterade affärsmodeller till mer *kund- och tjänsteorienterade* modeller (Kindström, Ottosson, Thollander, & Kienzler, 2015). Denna övergång kan också benämnas som en *tjänstefiering* av fjärrvärmeaffären och de nya tjänsterna som utvecklas därigenom



kan kallas *energitjänster* (Hansson, Lindesson, Halldórsson, Haraldsson, & Ludvig, 2019).

#### *Begreppet Tjänstefiering*

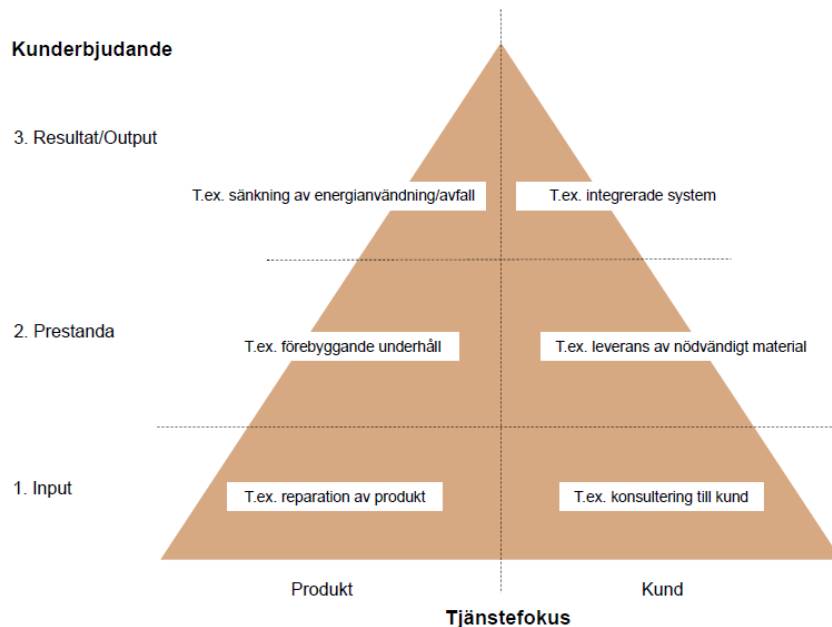
Att inkludera tjänster i ett företags kunderbudande kan ge fördelar för ett företag gentemot konkurrenter eftersom tjänster kan vara svårare att kopiera än rena produkter. Tjänsterna kan även skapa grundläggande förutsättningar för att kunna leverera ett högre kundvärde och att hitta nya kundsegment. Genom att komplettera produkter med tjänster går det att förlänga produkternas livscykel och företaget som tillverkar produkten ges nya intäkter utan att produktionskostnaderna för själva produkten nödvändigtvis behöver öka (Hansson, Lindesson, Halldórsson, Haraldsson, & Ludvig, 2019). Att erbjuda tjänster innebär inte enbart fördelar för ett tillverkande företag. De tjänster som har högst potential att ge ökade intäkter är även förknippade med hög risk eftersom sådana tjänster generellt är mer avancerade och kräver mer resurser och insikter kring kunders verkliga behov. Den ytterligare risken är att företagets totala vinst blir lägre om tjänsterna som erbjuds kräver mer personalresurser än vad tillverkningen av en produkt gör (Hansson, Lindesson, Halldórsson, Haraldsson, & Ludvig, 2019). När företag som historiskt sett har haft produktfokus övergår till att erbjuda fler tjänster ställs det krav på strukturella, organisatoriska och strategiska förändringar som förflyttar fokuset från produktionen av en produkt till lägsta kostnad till att förstå och reagera på kunders behov och önskemål. Det kan sägas att värdeskapandet ändras från att utgå från devisen "tillverka och sälj" till "uppfatta och reagera" (Alvarez, Marins, & Silva, 2015). Många kunder vill inte enbart ha en produkt, utan en kundanpassad lösning som svarar på ett specifikt behov (Hansson, Lindesson, Halldórsson, Haraldsson, & Ludvig, 2019).

I termer av affärsmodell så innebär tjänstefieringen att innehållet i de olika komponenterna i business model canvas förändras. Den stora förändringen ligger i kundvärdet, relationen till kund och i de resurser som fjärrvärmeföretaget behöver komplettera med.

Tjänsteerbjudanden kan delas in i tre nivåer baserat på hur avancerade tjänsterna som erbjuds är. Kategoriseringen i dessa nivåer bygger på forskning av (Coreynen, Matthyssens, & Von Bockhaven, 2017) och beskrivs i en *tjänstepyramid* enligt Figur 2. I den första nivån finns den enklaste typen av tjänster där företaget enbart utför en handling åt kunden, det vill säga baserat på input till kunden. Exempelvis utför företaget reparationer av den levererade produkten åt kunden eller konsultationer. På den andra nivån har tjänsterna fokus på att upprätthålla en viss prestanda hos kundens produkt, genom att till exempel utföra förebyggande underhåll av produkten hos kunden eller tillhandahålla förbrukningsmaterial. I den tredje och högsta tjänstenivån kommer kunden och leverantören överens om att ett visst resultat ska uppnås genom tjänsten. Resultatet kan vara att en sänkning av kundens energianvändning ska uppnås genom nya lösningar där produkter och tjänster erbjuds i paket. Resultaten kan även uppnås genom att kundens och leverantörens system integreras med varandra, och leverantören kan få tillgång till data från kunden vilket i sin tur kan leda till utveckling av nya tjänster (Hansson, Lindesson, Halldórsson, Haraldsson, & Ludvig, 2019). Ett exempel från

energisektorn på denna nivå är energy performance contracts eller EPC:er (Kindström, Ottosson, Thollander, & Kienzler, 2015).

Förutom hur avancerade eller till vilken nivå som tjänsterna tillhör görs i tjänstepyramiden även en andra kategorisering. Den andra dimensionen i tjänstepyramiden speglar huruvida tjänsterna som erbjuds är utformade för att stötta den levererade produktens funktioner, eller för att stötta kundens egna processer. På produktsidan kan till exempel, reparationer, förebyggande underhåll och sänkning av energianvändningen delas in. De tjänster som kan sägas ha ett fokus på kundens processer är konsultering till kund innan en produkt köps och levereras, leverans av förbrukningsmaterial och högst upp i pyramiden återfinns tjänster som syftar till att integrera kundens och leverantörens system för att ge fördelar för båda parter. Enligt (Hansson, Lindesson, Halldórsson, Haraldsson, & Ludvig, 2019) skapar tjänster med fokus på kundens processer mer värde och konkurrenskraft än tjänster med produktfokus.



Figur 2 Tjänstepyramiden. Bildkälla (Hansson, Lindesson, Halldórsson, Haraldsson, & Ludvig, 2019)



typer av analys-, rådgivnings och kartläggningstjänster. På den andra tjänstenivån finns tjänster som innebär direkta förbättringar hos kunder genom driftoptimering samt service-, drift- och underhållsavtal för de produkter som installerats. Tjänster med ett kundfokus på prestandanivån är exempelvis tjänster för att dela med sig av energiföretagets mätdata till kunder för att stödja kundernas interna processer. Energitjänsterna som erbjuds på den högsta nivån är funktionsavtal i form av komfortavtal, i Kindströms et als undersökning uppgav 10 av 23 tillfrågade energiföretag att de erbjöd komfortavtal 2015 (Kindström, Ottosson, Thollander, & Kienzler, 2015).

## 2.5 VÄRMEPUMPAR SOM FLEXIBILITET FÖR ELNÄTET

I de tidigare beskrivna fallen och studierna optimeras driften av fastigheteters värmepumpar och fjärrvärmeanslutning baserat på elens spotpris på marknaden NordPool. Förutom denna marknad tillhandahåller NordPool även flera marknader där eleffekt och -energi kan handlas med för att upprätthålla balans i elnätet på olika tidskalor samt tillgodose olika marknader för effektreserver. Kan värmepumpar i fastigheter i kombination med fjärrvärme även vara delaktiga på dessa marknader? Följande avsnitt sammanfattar vilka möjligheter som finns för värmepumpar i fastigheter att utgöra reglerbar effekt på balans- och effektmärnaderna, för en mer utförlig beskrivning hänvisas till Bilaga A.

Fastighetsägare, eller andra aktörer som kan styra en större mängd värmepumpar, har möjlighet att upplåta värmepumpars flexibilitet på reglermarknaderna, framförallt genom att agera på mFRR-marknaden. FCR-N kräver symmetriska bud vilket kan utgöra hinder för en värmepump som då måste kunna regleras lika mycket upp som ned. FCR-D upphandlas enbart på kapacitet vilket innebär att det finns lägre möjligheter för intäkter. På aFRR-marknaden är det i dagsläget inte möjligt att agera med förbrukningsflexibilitet då de befintliga IT-systemen hos Svenska Kraftnät inte kan hantera detta.

Det som kan utgöra hinder för aktörer att buda in flexibilitet från värmepumpar även för mFRR kan vara tekniska krav, krav på att man är balansansvarig eller har avtal med balansansvarig samt krav på minsta budstorlek. Dessa hinder gäller både för fastighetsägare som själva förvaltar värmepumpar, men även för fjärrvärmeföretag som genom avtal med kunder med värmepumpar skulle kunna buda in flexibilitet på mFRR.

De tekniska kraven som ställs bör utvärderas i förhållande till hur värmepumpar i praktiken kan driftsättas, exempelvis kan aktiveringstid vara ett krav som kan stänga ute vissa tekniker på marknader som aFRR och FCR-marknaderna. Å andra sidan är kravet på aktivering minst 15 minuter för mFRR, vilket en värmepump skulle kunna ha större möjlighet att uppfylla.

Vidare är krav på minsta budstorlek för mFRR ett hinder i dagsläget, speciellt för enskilda fastighetsägare som har ett begränsat antal objekt att förfoga över. För mFRR krävs 5 eller 10 MW beroende på elområde, och det går endast att aggregera objekt inom samma elområde. Som exempel kan nämnas att man i projektet KlokEl beräknades att omkring 2 kW flexibilitet finns tillgängligt per villakund med värmepump (Wolf & Andersson, 2018), det innebär att man skulle behöva

aggregera runt 2 500 villor för att komma upp i den lägsta budnivån på 5 MW. Det kan dock vara något mindre utmanande för en aggregator att komma upp i denna nivå då denne kan ha möjlighet att förfoga över fler objekt inom ett elområde, och kanske även över större värmepumpar.

Ett fjärrvärmeföretag har möjlighet att agera som aggregator genom att teckna bilaterala avtal med ägare av värmepumpar och en balansansvarig aggregator. De skulle därmed kunna ha en större möjlighet att uppnå den minsta budstorleken i ett elområde. Dock kvarstår kravet på att de som agerar på reglermarknaderna är balansansvariga eller har avtal med reglerobjektets balansansvarige, detta gäller även fastighetsägare eller andra aktörer som vill bidra med systemtjänster. Rent praktiskt innebär det att fjärrvärmebolaget, om det inte är balansansvarigt, måste teckna avtal dels med varje värmepumpsägare men därtill också varje balansansvarig för varje enskild värmepumpsägare. Vanligtvis är det någon av de större elhandlarna som är balansansvariga för sina elkunder (Sweco, 2018). När kunden byter elhandlare, vilket den är fri att göra, kan detta försvåras än mer då de därmed också kan byta balansansvarig. Sammanfattningsvis är det alltså en relativt stor administrativ börda att verka som aggregator av värmepumpar på reglermarknaderna idag. Därutöver är ett stort hinder kraven för minsta budvolym på marknaderna. Om detta förändras i framtiden återstår att se.

### 3 Genomförande

Projektets genomförande grundar sig på fyra fallstudier från svenska fjärrvärmenät. Varje fallstudie består av en fastighet eller område där värmepumpar har ersatt en del av energileveransen som tidigare skett med enbart fjärrvärme.

Fallstudierna har använts som utgångspunkt för att kartlägga påverkan på energiföretagens affärsmodeller, utveckling och verifiering av intäktskoncept samt beräkningar av potentialen för besparing vid optimerad styrning av värmepumpar tillsammans med fjärrvärme.

#### 3.1 FALLSTUDIER

En översikt av fallstudierna ges i Tabell 2.

Tabell 2 Fallstudier

	Energiföretag	Kund	Typ av kund	Kort beskrivning
1	Norrenergi	Brf Tornbacka	Bostadsrättsförening	Bergvärmepump med fjärrvärme som spets
2	Kraftringen	Lunds Kommuns Fastighet AB	Kommunalt bostadsbolag	Frånluftsvärmepump med fjärrvärme som spets
3	Karlstads Energi	Karlstad Bostad AB	Kommunalt bostadsbolag	Frånluftsvärmepump med fjärrvärme som spets
4	Möln dal Energi	Husvärden AB	Privat fastighetsägare	Lokalt energidistrikt med bergvärmepumpar samt kyla och lagring med fjärrvärme som spets

##### 3.1.1 Fallstudie 1: Brf., bergvärmepump

I den första fallstudien behandlas en bostadsrättsförening belägen i Sundbyberg där en delkonvertering från enbart fjärrvärme till att använda två bergvärmepumpar i kombination med fjärrvärme utfördes år 2007.

Bostadsrättsföreningen består av tre flerbostadshus i två våningar med en total boarea på 2000 m<sup>2</sup>. Bergvärmepumparna är av typen NIBE F1330 med en maxeffekt på 60 kW<sub>värme</sub> och en värmefaktor på minst 4,5 vid 0/35°C. Den sammanlagda maximala värmeeffekten hos värmepumparna är 120 kW. Värmepumparna används för både rumsuppvärmning och tappvarmvatten.

Fastighetens totala värmelast beräknas genom att summera levererad värme från fjärrvärme med levererad el till värmepumpen dividerat med värmepumpens värmefaktor. Då endast den totala levererade elen till fastigheten är känd (ej inkluderat el till lägenheter) har antaganden för övrig elanvändning gjorts och

subtraherats ifrån den levererade elen. Den totala årliga värmelasten inklusive tappvarmvatten i fastigheten är ungefär 650 MWh och den högsta uppmätta totala värmeeffekten under perioden 2015 – 2018 var i genomsnitt 170 kW. Baserat på historisk drift i fastigheten har värmepumpen täckt cirka 95 procent av den årliga värmeenergin och har en effekttäckningsgrad om cirka 70 procent.

### 3.1.2 Fallstudie 2: Kommunalt bostadsbolag, frånluftsvärmepump 1

Den andra fallstudien utgörs av en fastighet som ägs och förvaltas av ett kommunalt bostadsbolag. I fastigheten installerades av Kraftringen under 2019 en frånluftsvärmepump i kombination med byggnadens befintliga fjärrvärmeanslutning under erbjudandet HybridFX. Frånluftsvärmepumpen installeras parallellt med undercentralen och används för både rumsuppvärmning och tappvarmvatten. Valet av värmekälla (värmepump eller fjärrvärme) görs baserat på gällande, manuellt inställda, fasta el- och fjärrvärmepriser men avses styras efter spotpriser på elmarknaden i framtiden, vilket installationen är förberedd för. Det finns inga planer på att förändra prismodellen för fjärrvärme specifikt för erbjudandet HybridFX. En stor anledning till att värmepumpen installerades i fastigheten är för att ta tillvara på spillvärme i fastighetens frånluftsventilation.

Fastigheten är ett trevånings flerbostadshus med en uppvärmningsyta på ca 2500 m<sup>2</sup>. Värmepumpen är av modellen Thermia M och har en maxeffekt på 35,4 kW, värmepumpen kan dock bara leverera denna maxeffekt 1 timme per dygn och övrig tid har den en maxeffekt på 28,8 kW<sub>värme</sub>. I simuleringen nyttjar värmepumpen sin högsta effekt under den av dygnets timmar med högst värmebehov. Då ingen data för värmepumpens värmeproduktion finns tillgängligt fås fastighetens värmebehov från levererad fjärrvärme från perioden innan installationen av värmepumpen. Fastighetens totala uppmätta värmelast inklusive tappvarmvatten var under perioden 2017 – 2018 230 MWh och den högsta uppmätta effekten var 70 kW. Den installerade frånluftsvärmepumpen avses täcka cirka 75 procent av den årliga värmeenergin i fastigheten och 43 procent av det högsta effektbehovet.

### 3.1.3 Fallstudie 3: Kommunalt bostadsbolag, frånluftsvärmepump 2

Den tredje fallstudien utgörs av en fastighet som ägs och förvaltas av ett kommunalt bostadsbolag. 2018 installerades en frånluftsvärmepump av typen IVT Geo 238 med en maxeffekt på 40 kW<sub>värme</sub>. Värmepumpen har en värmefaktor på 3.6 vid 7°C utomhustemperatur. Sedan tidigare hade en frånluftsvärmepump varit installerad i fastigheten, installationen 2018 gjordes för att byta ut den gamla värmepumpen vars prestanda hade försämrats över tid.

Fastigheten, belägen i Karlstad, består av ett 6-vånings flerbostadshus med en uppvärmningsyta på ca 7000 m<sup>2</sup>. Värmepumpen är inkopplad i serie med fjärrvärmeanslutningen och värmepumpen producerar både tappvarmvatten och rumsuppvärmning. Användningen av värmepumpen prioriteras fram till den punkt då den begärda framledningstemperaturen för antingen varmvatten eller rumsuppvärmning inte kan uppnås, varmed fjärrvärme används. Fastighetens totala värmelast fås perioden före installationen av värmepumpen från levererad

fjärrvärme till fastigheten. Värmelasten för perioden efter installationen av värmepumpen fås genom en summering av levererad fjärrvärme och timmedelvärdet av värmepumpens värmeproduktion per månad. Den totala årliga uppmätta värmeenergin som används i fastigheten under 2018 – 2019 var 430 MWh och den högsta uppmätta effekten var cirka 170 kW. Frånluftsvärmepumpen har därmed en energitäckningsgrad om 64 procent och en effekttäckningsgrad om 24 procent.

I dagsläget stängs frånluftsvärmepumparna av manuellt under sommarmånaderna, till förmån för fjärrvärme då fjärrvärmepriset i Karlstad är lågt under denna period. Under tiden som värmepumparna är avstängda utförs även underhåll och reparationer av dem.

#### 3.1.4 Fallstudie 4: Privat fastighetsägare, bergvärmepump

Inom studien ingick initialt en fjärde fallstudie där ett område som tidigare värmts med enbart fjärrvärme delvis kopplades bort från fjärrvärmenätet till förmån för en avancerad lösning där centrala värmepumpar och kylmaskiner distribuerar värme och kyla inom området. Bortkopplingen från fjärrvärmenätet skedde år 2014, bland annat genom finansiering från delegationen för Hållbara Städer och sågs då som ett innovativt exempel på effektiva energiområden. Området består främst av kontorsfastigheter och mindre industrier där en stor del av byggnaderna är antingen nybyggda enligt Miljöbyggnad nivå Guld eller äldre byggnader som blivit renoverade för låg energianvändning. De flesta byggnaderna i området använder låga framledningstemperaturer och värms enbart av värmepumpar, men en äldre byggnad har ett radiatorsystem som kräver höga framledningstemperaturer och värms med fjärrvärme. I området utgörs ungefär en tredjedel av den nyttiga värmen av fjärrvärme, övrig värme levereras av värmepumpar (Olsson, 2019).

I en central energianläggning på området produceras värme och kyla i tre värmepumpar med nominella effekter på 480 kW<sub>värme</sub> respektive 466 kW<sub>kyla</sub> vardera vid driftfall för värmeproduktion och kylproduktion. Värmepumparna är kopplade till borrhål som används för att höja värmefaktorn i värmepumparna i värmeläge och för kylproduktion genom frikyla. Cirka 80 procent av områdets kylbehov täcks av frikyla genom ren värmeväxling mot borrhålen. Borrhålen nyttjas även som värmelagring genom att de värms av spillvärme från kylproduktion i värmepumparna. Utöver värmelagring i form av borrhål finns centrala och lokala ackumulatortankar i systemet för utjämning av dygnsvariationer i värmelasten. I dagsläget finns det möjlighet för energiproduktionen i området att styras med avseende på spotpriser på elmarknaden, men detta används inte.

På grund av problem med datainsamling från områdets system kunde inte fallstudien inkluderas i simuleringarna i denna studie. Fallstudien är dock representerad i intervjustudien och möjliga affärsmodeller tas upp i rapportens diskussionskapitel, kapitel 5.

Värmelaster och tekniska förutsättningar för de tre fallstudier som inkluderats i studiens simuleringar sammanfattas i Tabell 3.



Tabell 3 Översikt av fallstudier som används för simuleringar

Fallstudie	A <sub>temp</sub> [m <sup>2</sup> ]	Effekt VP [kW <sub>värme</sub> ]	Total värme [MWh/år]	Högsta effekt totalt [kW <sub>värme</sub> ]	SCOP VP [-]	Andel av energi från VP per år [%]
1: Berg- värmepump	2000	120	650	170	4.5	95
2: Frånlufts- värmepump	2500	30	230	70	3.8	75
3: Frånlufts- värmepump	7000	40	430	170	3.6	64

### 3.2 INTERVJUSTUDIE AFFÄRSMODELLER

Tio semistrukturerade intervjuer har hållits med energiföretag och deras kunder. Urvalet av energiföretag består av de företag som ingår i projektets fallstudier, samt dessas tillhörande kunder. Därutöver har två kunder som inte är delaktiga i projektets fallstudier intervjuats, båda dessa kunder har erfarenhet av kombinationen av fjärrvärme och värmepump. Intervjustudien har använts för att kartlägga hur energiföretag anser att deras affärsmodell påverkas av att erbjuda styrning och optimering av kunders värmepumpar, utifrån ramverket Business Model Canvas, beskrivet i avsnitt 2.4.2. Genom att inkludera kunder i intervjustudien kan energiföretagens bild av affärsmodellen jämföras och verifieras mot kundernas förväntningar och önskemål. Bland kunderna kartlades samtliga element i Business Model Canvas förutom kostnadsstrukturer och intäktströmmar då dessa komponenter är affärshemligheter och innehåller information som respondenterna inte vill dela.

Följande representanter från energiföretag har deltagit i intervjustudien:

Tabell 4 Representanter från energiföretag i intervjustudien

Energiföretag	Befattning
Norrenergi	Produktansvarig
Kraftringen	Projektledare
Karlstads Energi	Distributionschef
Mölndal Energi	Distributionschef
Mölndal Energi	Marknadsansvarig Privata kunder

Följande kunder till energiföretag har deltagit i intervjustudien:

**Tabell 5 Representanter från energiföretags kunder i intervjustudien**

<b>Företag</b>	<b>Befattning</b>
Brf Tornbacka	f.d. Styrelseordförande
Karlstads Bostads AB	Teknisk specialist Värme
Husvärden AB	Teknisk konsult, styrelsemedlem
Kalmarhem AB	Projektledare Energi och Miljö
Brf Backadalen	Styrelsemedlem, ansvarig för SmartHeat

### 3.3 SIMULERINGAR

För att undersöka värdet av en flexibel styrning av värmepumpar i fastigheter simuleras tre fallstudier, för åren 2015–2017. Varje fallstudie simuleras i de sex typnät som används i rapporten Värderingsmodell för efterfrågefleksibilitet (Kensby, Johansson, Jansson, & Carlsson, 2019). Genom att ta fram en marginalprisvektor för varje typnät kan den jämföras mot driftkostnaden för värmepumpen i varje fallstudie. I sektionen nedan finns information om de sex typnäten, beräkning av marginalkostnad samt optimeringsberäkningar.

#### 3.3.1 Typnät

De sex typnäten för fjärrvärme består av tre olika bränslemixar som simuleras med och utan ackumulatortank. Bränslemixarna är baserade på rikssnittet av svenska fjärrvärmenät år 2017 och typnäten är utformade för att representera en majoritet av de svenska fjärrvärmenäten. Typnäten har alla samma lastprofil och en årlig genomsnittlig värmeproduktion på ca 500 GWh. De sex typnäten har alla sex hetvattenpannor med en total installerad effekt på 95 MW. I Tabell 6 visas en kort sammanställning av de sextypnätens installerade effekt samt rörliga driftkostnad. Överskottsvärme antas vara värme där den rörliga driftkostnaden är försumbar, exempelvis spillvärme från industri eller avfallspannor. De ackumulatortankar som finns i tre av typnäten har en lagerstorlek på 11 300 m<sup>3</sup> eller 500 MWh. I Tabell 7 finns en sammanställning över alla produktionsanläggningar och de bränslen som används. En utförlig beskrivning av typnäten finns i (Kensby, Johansson, Jansson, & Carlsson, 2019).

Tabell 6 Översikt av typnät som använts för simuleringar

Bränslemix	Installerad effekt	Rörlig driftkostnad utan ack. tank	Rörlig driftkostnad med ack. tank
Övervikt kraftvärme	95 MW hetvattenpannor Ca 80 MW kraftvärme	99.7 Mkr/år	92.7 Mkr/år
Övervikt värmepump	95 MW hetvattenpannor Ca 40 MW kraftvärme 40 MW värmepump	109.1 Mkr/år	104.6 Mkr/år
Övervikt överskottsvärme	95 MW hetvattenpannor Ca 40 MW kraftvärme 40 MW överskottsvärme	47.0 Mkr/år	42.4 Mkr/år

En viktig skillnad som gjorts mot typnäten beskrivna i ovan nämnda rapport är att fossil olja och naturgas i typnäten är ersatta av bio-olja och biogas i denna studie. Detta för att spegla ambitionerna i uppvärmningsbranschens färdplan för fossilfri konkurrenskraft, där målet för branschen är att bli fossilbränslefri senast år 2030 (Fossilfritt Sverige, 2019). Det har antagits att bränslekostnaderna för fossilfria alternativ (olja och gas) är desamma som för fossilbaserade bränslen, varmed meritordningen i fjärrvärmeproduktionen inte påverkas av bytet av bränsle. I Tabell 7 ges en sammanställning över produktionsanläggningarna som används i olika kombinationer i typnäten samt vilka bränslen som används i respektive anläggning.

Tabell 7 Översikt över produktionsanläggningar som kombineras och används i typnäten.

Värmeproduktion fjärrvärme	Bränsle
Hetvattenpanna (10 MW)	RT-flis
Hetvattenpanna (5 MW)	Pellets
Hetvattenpannor (20 MW och 10 MW)	Biogas
Hetvattenpannor (40 MW och 10 MW)	Bio-olja
Kraftvärme	RT-flis
Värmepump	El
Överskottsvärme	Industriell spillvärme

### 3.3.2 Marginalkostnader

#### *Fjärrvärme*

För att beräkna marginalkostnaden för fjärrvärme i de olika typnäten används en optimeringsmodell för värmeproduktionen i fjärrvärmenät. För att generera marginalkostnaden simuleras och beräknas först den totala driftkostnaden för systemet under normal drift och sedan den totala driftkostnaden för systemet om lasten höjs med 1 kW under en enstaka timme. Detta görs för simuleringsårens alla timmar. En jämförelse mellan den normala driftens totala systemkostnad och systemkostnaderna när lasten höjts ger marginalkostnaden per kW för simuleringsårens alla timmar.

Ett grundantagande som gjorts är att den värmelast som värmepumparna står för är så liten i förhållande till hela nätets värmelast att huruvida värmepumpen är på eller av inte påverkar vilken värmekälla som ligger på marginalen i fjärrvärmesystemet.

För att förenkla simuleringen är simuleringshorisonten 72 timmar. Detta innebär att när vi undersöker hur systemkostnaden förändras då lasten höjs med 1 kW för varje individuell timme under ett dygn beräknas endast hur produktionskostnaden förändras under det aktuella dygnet samt för de två efterföljande dygnen. En höjning av värmelasten under en timme antas alltså påverka produktionssystemet i maximalt 48 till 72 timmar.

Eftersom produktionsmixen innehåller kraftvärme och intäkten för såld el inkluderas i den totala produktionskostnaden kan marginalkostnaden bli negativ. Men då det inte anses vara rimligt att fjärrvärmebolaget skulle erbjuda ett negativt pris för levererad värme korrigeras negativa marginalkostnader till noll.

Fjärrvärmens driftkostnad beräknas enligt:

$$\sum_1^n [\text{Startkostnad}_{\text{panna } 1} + (\text{Driftkostnad}_{\text{panna } 1} * \text{Last}_{\text{panna } 1})] - \text{Intäkt}_{\text{såld el}}$$

Där  $n$  är antalet pannor i drift och  $\text{Driftkostnad}_{\text{panna}}$  beräknas enligt:

$$\begin{aligned} \text{Driftkostnad}_{\text{panna}} &= \text{Bränslekostnad} + \text{Energiskatt} + \text{Koldioxidskatt} \\ &+ \text{Utsläppsrätter} + \text{DochU} \end{aligned}$$

För produktionsanläggningarna beskrivna i Tabell 7 har bränslekostnader antagits och följande totala driftkostnader enligt ovan beräknats till värden i Tabell 8:

**Tabell 8 Driftkostnader per produktionsanläggning för fjärrvärme i typnäten. Driftkostnaden inkluderar antagen bränslekostnad, energiskatt, koldioxidskatt, utsläppsrätter samt drift- och underhållskostnader.**

Värmeproduktion fjärrvärme	Bränsle	Driftkostnad [SEK/MWh <sub>fjärrvärme</sub> ]	Kommentar
Hetvattenpanna (10 MW)	RT-flis	200	
Hetvattenpanna (5 MW)	Pellets	400	
Hetvattenpannor (20 MW och 10 MW)	Biogas	900	
Hetvattenpannor (40 MW och 10 MW)	Bio-olja	1200	
Kraftvärme	RT-flis	200	Exklusive intäkter för såld el
Centrala värmepumpar	El	Varierar	NordPool spot + elcertifikat + energiskatt + elnätsavgift (100 kr/MWh)
Överskottsvärme	Industriell spillvärme	0	

### Värmepumpar

För att beräkna marginalkostnaden för värmepumpar används elpriset och värmefaktorn för värmepumparna i varje fallstudie. Elpriset beräknas enligt:

$$Elpris = Elpris_{spot} + Elcertifikat + Nätavgift + Energiskatt + DochU$$

Kostnaden för nyttig värme från en värmepump beräknas genom att elpriset (definierat ovan) divideras med värmepumpens värmefaktor. Värmepumpens värmefaktor varierar med utomhustemperatur och framledningstemperatur i fastigheten. Baserat på (Gustafsson & Karlsson, 2015) och (Lindahl, o.a., 2018) antas värmefaktorn variera med 0.05 per °C för både frånluftsvärmepumpar och bergvärmepumpar. Produktblad för respektive värmepump i fallstudierna har använts för att ta fram värmefaktorn för en specifik utomhustemperatur. Detta förhållande gäller främst då värmepumpen används för rumsuppvärmning. Vid produktion av tappvarmvatten krävs högre framledningstemperaturer för värmepumpen, vilket gör att värmefaktorn sjunker och varierar mycket lite med utomhustemperaturen. I denna studie bortses denna effekt, med konsekvensen att värmepumpars effektivitet överskattas. Om värmepumpen styrs baserat på dess marginalkostnad jämfört med kostnaden för fjärrvärme blir besparingspotentialen underskattad genom detta antagande.

Värmefaktorn som funktion av utomhustemperaturen för de olika fallstudierna kan beskrivas enligt:

$$COP_{Fall 1} = 0.05 * T_{ute} + 4.10$$

$$COP_{Fall 2} = 0.05 * T_{ute} + 3.45$$

$$COP_{Fall 3} = 0.05 * T_{ute} + 3.25$$

### 3.3.3 Kostnadsoptimering

För varje fallstudie i varje typnät simuleras användningen av fjärrvärme och värmepump i vad som benämns som "normal" och "växlande" drift. Med *normal* drift avses den vanliga styrstrategin som används i många fastigheter med båda värmekällor. Det vill säga att värmepumpen täcker så mycket av värmelasten den har kapacitet för varje timme och fjärrvärme täcker resterande värmebehov. Vid *växlande* drift väljer ett system som tillhandahålls av energiföretaget huruvida värmepumpen skall nyttjas varje timme baserat på marginalkostnaden för fjärrvärme kontra kostnaden för värme från värmepumpen. Om värmepumpen är det billigare alternativet men dess kapacitet inte kan täcka värmelasten nyttjas fjärrvärmens för det resterande värmebehovet.

För att beräkna värdet av den *växlande* driften av värmesystemet jämförs den mot den *normala* driften.

### 3.3.4 Antaganden för beräkning av kostnadsbesparingar - Nya och befintliga prismodeller för fjärrvärme

Ett grundläggande antagande i studien är att de högsta potentiella besparingarna för en kund och högsta systemnytta uppstår då kunders värmepumpar optimeras med hänsyn tagen till faktiska omständigheter i produktionen i

fjärrvärmesystemet. Detta leder i sin tur till antagandet att marginalproduktionskostnaden för fjärrvärme är en indikator som går att använda för att beskriva faktiska produktionsförutsättningar, vilket har argumenterats för av bland annat (Sjödin & Henning, 2004) och (Rydén, o.a., 2013). Priser på elmarknaden varierar med en upplösning om en timme och optimeringen av kunders värmepumpar bör därför utföras med samma upplösning. För att undersöka den största möjliga potentialen i optimeringen bör därför även information om priset eller kostnaden för fjärrvärme göras tillgänglig med samma upplösning. Med detta i åtanke krävs det alltså att kunder med värmepump och fjärrvärme på något sätt behöver exponeras för fjärrvärmepriser som sätts per timme, något som generellt sett inte görs på den svenska fjärrvärmemarknaden idag (Rönning, 2016).

Fjärrvärmemarknaden i Sverige präglas av en hög grad av heterogenitet. Det finns en stor varians av produktionsanläggningar, storlek på distributionsnät och inte minst av prismodeller. Mellan olika fjärrvärmenät varierar inte bara prisnivåerna för kunder utan även strukturerna för prisets uppbyggnad. I tidigare forskning (baserat på ett Fjärrsynprojekt, (Li, Wallin, & Song, 2017)) gjordes år 2017 en kartläggning av svenska fjärrvärmebolags prismodeller (Song, Wallin, & Li, 2017). Vid tiden för studien hade 33% av de 80 största fjärrvärmebolagen i Sverige prismodeller uppbyggda med säsongsvarierat energipris och 87% av dem tillämpade en effektagift (51% använde sig då av kategorital för att bestämma avgiftsgrundande effekt). I projektet från 2017 testades nya prismodeller och en generell prismodell som ansattes för att spegla den allmänna trenden i branschen var en prismodell med två olika säsongspriser för energi och en effektagift baserat på uppmätt högsta dygnsmedeleffekt. En uppföljande undersökning utförd i denna studie av 80 fjärrvärmebolags prismodeller visar att 65% av bolagen har infört en prismodell med säsongsdifferentierat energipris år 2020. Så gott som samtliga tillämpar en effektagift. Bland de bolag med säsongsdifferentierat pris har 54% delat in året i tre säsonger. Exempel på andra priskomponenter som används är hög/låglaststariffer för energi, fasta energitariffer, fasta avgifter, flödesavgifter och olika former av returtemperaturavgifter.

Simuleringarna i denna studie utförs med avsikt att undersöka hur stor kostnadsbesparing en fastighetsägare kan uppnå genom att optimera driften av sin värmepump baserat på timpriser för både fjärrvärme och el. Det finns två större komplikationer med detta:

1. Typnäten som simuleringarna och beräkningarna baseras på är inga verkliga nät och inga faktiska prismodeller existerar för dem. Det går därför inte att ansätta en referens för besparingarna som fås om en kund skulle byta prismodell och därefter optimera driften av sin värmepump.
2. Att utveckla en ny prismodell är ett stort arbete vilket kan ta upp till 3 år från ett första beslut om ändring av prismodellen till det att den är helt implementerad. Enbart utredningsstadiet av arbetet, där själva prismodellen tas fram kan ta upp till ett år i anspråk hos ett fjärrvärmebolag (Rydén, o.a., 2013). Att utveckla prismodeller fullt ut ligger därmed utanför begränsningarna för detta projekt och en förenklad prismodell baserad på marginalkostnader för fjärrvärmeproduktion antas och används i simuleringar och beräkningar.

För att behandla ovanstående problematik har det i projektet gjorts en del antaganden för att kunna beräkna en besparingspotential för varje fastighetsägare i de sex typnäten. Dessa antaganden sammanfattas:

1. En kund som erbjuds en optimeringstjänst erbjuds även en ny prismodell, som skiljer sig från den befintliga prismodellen i typnätet.
2. Inga befintliga prismodeller antas för de sex typnäten. En befintlig prismodell skulle kunna vara uppbyggd av en effekttariff samt energipriser per säsong.
3. En ny prismodell som möjliggör optimering innebär att energipriset för fjärrvärme sätts dynamiskt per timme har utvecklats.
4. Den nya prismodellen är utformad så att den totala kostnaden för fjärrvärme under ett år är oförändrad för en kund som *inte* förändrar sin energianvändning. Det vill säga, kunden optimerar *inte* driften av sin värmepump baserad på de nya priserna utan kör värmepumpen på samma sätt som tidigare.

Antagandena ovan beskrivs här i närmare detalj:

*Ny prismodell – marginalkostnad med jämkad fast avgift*

Det antas att det i alla typnät införs en ny prismodell som är tillgänglig för samtliga kunder i nätet. Prismodellen består av:

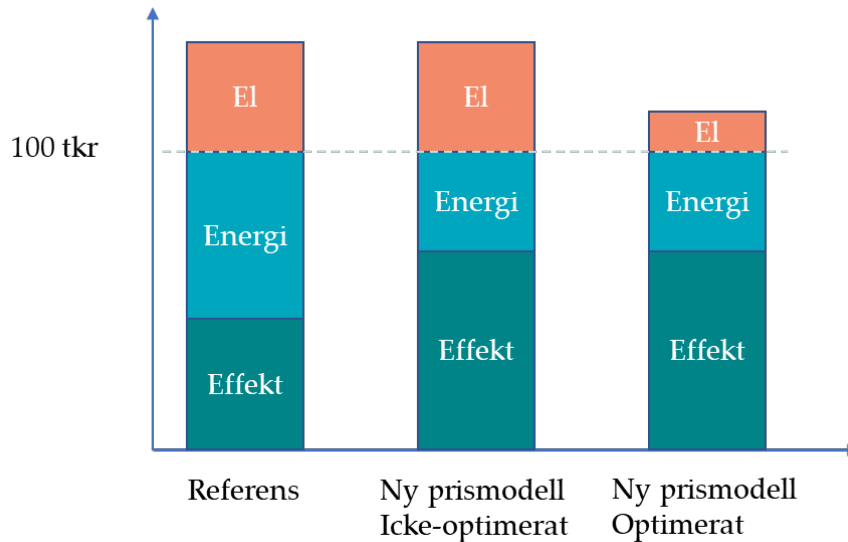
- Ett energipris varierande per timme baserat på marginalproduktionskostnad [kr/kWh]
- Ett fast pris per år, prisnivån sätts för att täcka investeringskostnader och andra fasta kostnader i produktion och nät som kan härledas till kunden.

Det antas att den nya prismodellen justeras genom att den fasta delen av prismodellen utformas så att kundens totala kostnad för fjärrvärme är oförändrad vid bytet från den befintliga prismodellen till den nya prismodellen, om ingen förändring i energianvändning hos kunden sker. Därmed utgörs den nya prismodellen av en fast del som ger kostnadstäckning kopplade till investeringar för fjärrvärmebolaget, medan det rörliga energipriset motsvarar fjärrvärmens produktionskostnader utan täckningsbidrag, det vill säga det absolut lägsta priset som skulle kunna sättas på fjärrvärmerna. Detta fjärrvärmepris jämförs i optimeringen mot kundens elpris som utgörs av spotpris, elnätsavgift, energiskatt och elcertifikat. Elhandelsbolagets eventuella påslag bortses.

I och med antagandena ovan går det att beräkna besparingen som fås av att optimera driften av kundens värmepump mellan fallen befintlig, säsongsbaserad prismodell och en ny prismodell med optimerad drift, samt mellan en ny prismodell utan optimerad drift och en ny prismodell med optimerad drift. Även om besparingarna blir hypotetiska går det att uttrycka dem både i absoluta tal och som en andel av kundens totala kostnad. Figur 4 nedan redovisar ett exempel på hur antagandet ser ut för en fastighetsägare som har en totala kostnad om 100 000 kr per år för fjärrvärme med dagens prismodell som sätts som referens. Med en ny prismodell blir totala kostnaden oförändrad om fastighetsägaren inte utför några optimeringar, men fördelningen mellan energi och effektagifter förändras. Om fastighetsägaren utöver att byta prismodell även optimerar driften, ökar



kostnaderna för fjärrvärme eftersom mer fjärrvärme används, men totalkostnaderna för all uppvärmning minskar eftersom elförbrukningen minskar.



Figur 4 Totala kostnader för en kund med befintlig prismodell (referens), ny prismodell utan att optimera driften utifrån de nya priserna samt om kunden med en ny prismodell driftoptimerar.

En liknande prismodell baserad på marginalkostnader och fasta avgifter undersöktes i ett examensarbete av (Rönning, 2016). Det konstaterades där att prismodeller med denna uppbyggnad ger korrekta incitament för kunder att energieffektivisera genom att priserna på energi vid låga utomhustemperaturer ökar. Däremot ökar volatiliteten för fjärrvärmebolagets vinster och blir mer väderberoende än med mindre differentierade prismodeller. Jämfört med en säsongsbaserad prismodell fås med en marginalbaserad prismodell mycket stora vinster för fjärrvärmebolaget under ett kallt år, eftersom energipriset då oftare sätts efter kostnader för spetsproduktion, vilket ger vinster för all övrig produktion. Å andra sidan fås under ett varmt år mycket låga vinster. Det ska också påpekas att fördelningen mellan fasta och rörliga intäkter från en kund enligt vissa rekommendationer bör fördelas så att 60% av det totala fjärrvärmepriset utgörs av energidelar för att uppnå kostnadsriktighet jämfört med produktionskostnader för energiföretaget (Gåverud, Sernhed, & Sandgren, 2016).

### 3.3.5 Estimering av saknade data

För att simulera fallstudierna krävs värmelasten för alla simuleringsår med timupplösning samt kännedom om värmepumpens egenskaper. För alla fallstudier saknas delar av tidsserien för värmelasten, denna data har därför estimerats genom simulering. Beroende på hur stor datamängd som saknas har olika metoder för att estimerar data använts, dessa beskrivs i Tabell 9.

Tabell 9 Översikt av behandling av saknade data för värmelaster i fallstudierna för åren 2015-2017.

Typ av saknade data	Metod för att ersätta data
Hela år av data saknas	Den kända värmelasten för andra har fördelats baserat på temperaturdata för de saknade året.
Enstaka timmar eller dagar saknas	Saknade data ersätts med data för närliggande timmar eller dygn.
Data finns med endast månadsupplösning	I de fall information finns om lastfördelningen för systemet i fallstudien eller liknade system används denna för att fördela den totala månadslasten på månadens timmar, i annat fall fördelas lasten jämt under den aktuella månaden

### 3.3.6 Påverkan på utsläpp av CO<sub>2</sub>-ekvivalenter

För att redogöra för vilken påverkan på globala utsläpp av växthusgaser eller CO<sub>2</sub>-ekvivalenter som en produkt eller tjänst har kan förenklat sagt två olika metodiker användas. Antingen beaktas utsläppen som en aktivitet har bidragit till, i efterhand, genom så kallad *bokföringsanalys* eller så är konsekvensen av en förändring i fokus i en *konsekvensanalys*.

I en konsekvensanalys studeras effekter av att något förändras i ett system. För fastigheter innebär detta att effekter som uppstår i energisystemet för olika val av teknologier eller användning av dem studeras. Dessa effekter varierar bland annat beroende på vilken tidshorisont som studeras. I en konsekvensanalys brukar effekter delas in som kortsiktiga och långsiktiga. Energilösningar som implementeras i fastigheter har en lång livslängd vilket gör att de påverkar systemet på både kort – och lång sikt. På grund av detta brukar en uppdelning på drift- och byggmarginal göras. Driftmarginalen studerar vilka tekniker i det befintliga energisystemet som kommer att ändra sin produktion utifrån energilösningens energianvändning. Byggmarginalen studerar vilka tekniker som byggs eller rivs på grund av förändringar under en längre tid (Hagberg, Gode, Ekvall, Adolfsson, & Martinsson, 2017).

Bokföringsanalys är ett annat sätt att miljövärdera energi än konsekvensanalysen. I en bokföringsanalys kartläggs resursanvändning och emissioner för ett system som hör till en aktör eller en funktion. Resultatet blir en miljöprofil för aktören eller funktionen som anger hur stor miljöbelastning de ansvarar för. Bokföringsanalysen tar normalt inte hänsyn till driftordningen mellan olika anläggningar, eller vid vilken tidpunkt de körs, utan medelvärden för utsläpp över exempelvis ett helt år används. Att använda bokföringsdata som underlag för analys av miljökonsekvenser av olika byggnadslösningar är vanligt förekommande, men riskerar att leda till felaktiga slutsatser (Hagberg, Gode, Ekvall, Adolfsson, & Martinsson, 2017).

Genom att ändra driften av värmepumpar förändras även utsläppen av CO<sub>2</sub>-ekvivalenter kopplad till fastighetens uppvärmning. Eftersom det är en förändring

av ett befintligt system som sker bör de förändrade utsläppen kvantifieras ur ett konsekvensperspektiv. Det innebär att de marginella utsläppen från värme- och elproduktion som påverkas från en förändrad energianvändning ska användas för att beräkna en eventuell besparing. En vanlig metod för att uppskatta sådana förändringar i en fastighet som använder fjärrvärme är *tidstegen-metoden* (Hagberg, Gode, Ekvall, Adolfsson, & Martinsson, 2017), (Gode, Nilsson, Ottosson, & Sidvall, 2020). Metoden används även i denna studie genom att emissionsfaktorerna för fjärrvärmeproduktion och produktionsmixen på marginalen i det nordeuropeiska elsystemet ansätts i simuleringarna. En annan vanligt förekommande och likartad metodik som används i många energiföretag är *klimatbokslutet* (Profu, 2020). I klimatbokslutet görs liknande konsekvensanalyser ur perspektivet "vad hade hänt om ett fjärrvärmeföretag inte hade funnits i en viss ort?" I klimatbokslutet ställs användningen av fjärrvärme i bebyggelsen mot andra alternativa uppvärmningsformer för att sammanställa ett fjärrvärmesystems hela direkta och indirekta klimatpåverkan. I tidstegen ställs större fokus på enskilda fastigheters påverkan vid förändrad energianvändning, varför tidstegen används i denna studie.

#### *Tidstegen*

Ur ett konsekvensperspektiv innebär en minskad användning av el i en fastighet i Sverige att den marginella elproduktionen i det nordeuropeiska elsystemet minskar på kort sikt eftersom elanvändningen minskar, men även på lång sikt eftersom underlaget för att ta fler produktionsanläggningar i drift minskar. Om elanvändningen i en värmepump ersätts av lokalt producerad fjärrvärme blir konsekvensen att utsläppen av CO<sub>2</sub>-ekvivalenter minskar med nettoskillnaden mellan utsläppen för fjärrvärme och marginalmixen i nordeuropeiska elsystemet den timme då förändringen sker.

*Tidstegen* har ett långsiktigt perspektiv och tar hänsyn till hur utsläppen från elproduktion i det nordeuropeiska elsystemet kan utvecklas i framtiden. I *tidstegen* ges emissionsfaktorer för tre olika tänkbara scenarier som beror på vilka tekniker som får genomslag i elsystemet. Scenarierna är ett klimattungt, ett klimatsnålt och ett referensscenario som ligger mellan de båda tidigare scenarierna. I den här rapporten ansätts medelvärden för emissionsfaktorer från marginell elproduktion över perioden 2020 - 2040 i *tidstegen*'s referensscenario. Dessa beror på vilken tid på dygnet och året som elproduktionen sker, och sammanfattas i Tabell 10. Samtliga utsläpp beräknas ur ett livscykelperspektiv och tar hänsyn till uppströms utsläpp såsom produktion och transport av bränslen och nedströms utsläpp vid exempelvis förbränningen av bränslet.

**Tabell 10 Emissionsfaktorer för marginell elproduktion i det nordeuropeiska elsystemet enligt tidstegens referensscenario, medelvärde över 2020–2040 (Hagberg, Gode, Ekvall, Adolfsson, & Martinsson, 2017).**

Tidsteg	Emissionsfaktor marginell elproduktion, [kg CO <sub>2e</sub> /MWh <sub>el</sub> ]
Vinter, natt	982
Vinter, dag	650
Vår, dag	750
Vår, natt	136
Sommar, dag	515
Sommar, natt	127
Höst, dag	750
Höst, natt	136

Emissionsfaktorer för fjärrvärmeproduktion per produktionsanläggning har satts ur ett livscykelperspektiv enligt tidstegen och överenskommelse i värmemarknadskommittén (Hagberg, Gode, Ekvall, Adolfsson, & Martinsson, 2017), (Värmemarknadskommittén, 2019). Tabell 11 visar ansatta emissionsfaktorer för värmeproduktion i fjärrvärmesystemet och för värmepumpar i både kunders fastigheter och centrala värmepumpar.

**Tabell 11 Samtliga emissionsfaktorer ges ur ett livscykelperspektiv och är hämtade från (Hagberg, Gode, Ekvall, Adolfsson, & Martinsson, 2017). Emissionsfaktorn för industriell spillvärme är hämtad från överenskommelse i värmemarknadskommittén 2019 (Värmemarknadskommittén, 2019).**

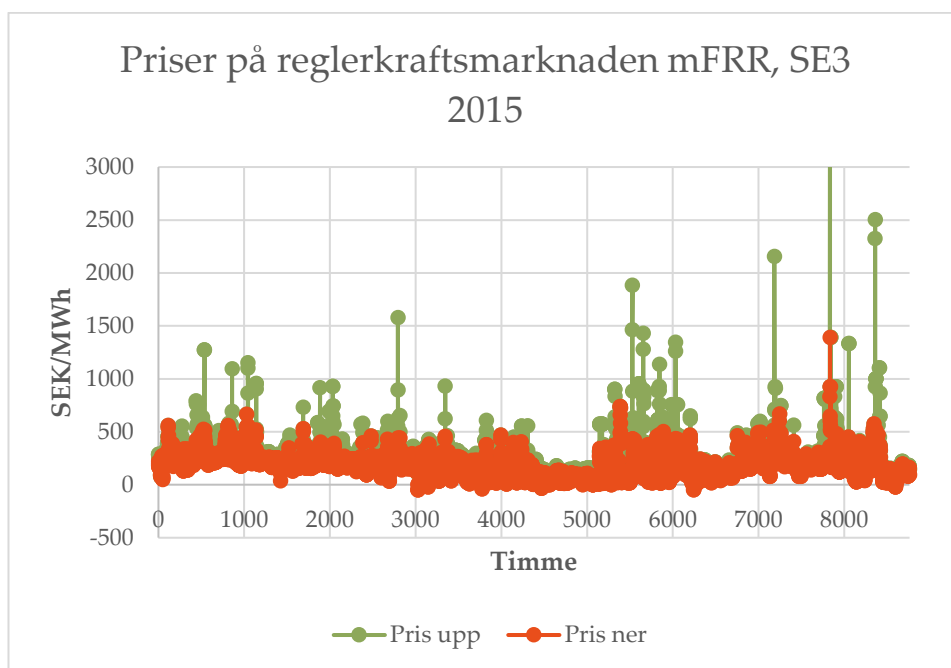
Värmeproduktion fjärrvärme	Bränsle	kg CO <sub>2e</sub> /MWh
Hetvattenpanna (10 MW)	RT-flis	11
Hetvattenpanna (5 MW)	Pellets	19
Hetvattenpannor (20 MW och 10 MW)	Biogas	10
Hetvattenpannor (40 MW och 10 MW)	Bio-olja	9
Kraftvärme	RT-flis	11
Värmepump	El	Nordeuropeisk marginalmix. Varierar med säsong och tid på dygnet enligt Tabell 1010.
Överskottsvärme	Industriell spillvärme	0

En svårighet i att använda konsekvensanalys är att konsekvensen av en förändring måste jämföras med ett alternativ. Detta blir tydligt då avfall används som bränsle för fjärrvärme- och elproduktion i kraftvärmeverk. Ponera att en åtgärd i en byggnad skulle innebära att den totala värmelasten i fjärrvärmesystemet skulle minska. Det innebär i sin tur att underlaget för att producera el och värme från avfall skulle minska. Vad händer då med avfallet i stället? I tidstegen används tre scenarier för vad som skulle ske med avfall i stället för förbränning i Sverige. I korthet innebär dessa scenarier att avfall istället för att importeras till Sverige för förbränning antingen förbränns i ett annat europeiskt land, deponeras i ett annat europeiskt land eller att mängden förbränt avfall i Sverige är oberoende av värmelasten i ett fjärrvärmenät eftersom det finns en mottagningsplikt för avfallet, vilket ansätts som referensscenariot. Referensscenariot innebär alltså att oavsett hur stort behovet för fjärrvärme är, så kommer samma mängd avfall att förbrännas i fjärrvärmeproduktionen. Är värmebehovet för litet kyls överskottsvärmen från avfallsförbränningen bort. För värmeproduktion genom avfallskraftvärme har tidstegens referensscenario för avfallshantering ansatts. Det vill säga att både värme och el från avfallskraftvärme har emissionsfaktorn  $0 \text{ g CO}_2\text{e/kWh}$ . Se (Hagberg, Gode, Ekvall, Adolfsson, & Martinsson, 2017) och (Gode, Nilsson, Ottosson, & Sidvall, 2020) för ytterligare diskussion kring utsläpp från avfallskraftvärme. Genom att använda tidstegens referensscenario för alternativ hantering av avfall för förbränning skiljer sig resultat och metod i denna studie från vad som ansätts i klimatbokslut för energiföretag. I klimatbokslut görs för varje studerat fjärrvärmenät en analys av vad som är det alternativa scenariot för avfallet i det aktuella fjärrvärmenätet och i många fall ansätts detta som deponering i Storbritannien. Vid detta alternativa scenario ges förbränning av avfall i svenska kraftvärmeverk en minskad klimatpåverkan ur konsekvensperspektiv eftersom utsläppen från deponin undviks. Referensscenariot som används i denna studie innebär att konsekvensen av ett förändrat värmeunderlag när avfallsförbränning är på marginalen är lika med noll. Därmed ger våra beräkningar lägre minskning av utsläpp än vad ett klimatbokslut skulle ge.

### 3.3.7 Reglermarknader

För att undersöka hur stor ekonomisk potential det finns i att låta kombinerade värmepumpar agera på reglermarknader utförs även en enklare simulering av detta. Efter att ha simulerat den optimerade driften av en värmepump baserat på elspotpriser och marginalkostnader för fjärrvärme tas hänsyn till de aktiverade buden på reglermarknaden mFRR i elområdet SE3 i en av fallstudierna i projektet. För varje timme av fastighetens optimerade drift baserat på spotpriser ges i en andra simulering fastigheten även möjligheten att byta driftfall om en lägre totalkostnad fås genom att stänga av värmepumpen och istället använda fjärrvärme samt ges intäkten från mFRR-marknaden. Detta utgör en ytterligare besparing för fastighetsägaren som kan fördelas beroende på avtalen som ingåtts mellan energiföretag, fastighetsägare och en eventuell aggregator. Intäkten fås alltså genom att fastighetsägaren ersätts för sin upp- eller nedreglerade effekt från värmepumpen enligt det gällande priset per timme på marknaden mFRR i elområdet SE3 under åren 2015 – 2017. Figur 5 visar hur priset för upp- och nedreglering av eleffekt har varierat under år 2015. Det ska nämnas att det under

året finns priser och bud för varje timme, men effekten som erbjuds avropas inte alltid av Svenska Kraftnät. Simuleringen tillåter endast att en fastighetsägare kan få ersättning för sitt effektbidrag under timmar då ett bud faktiskt har aktiverats. Till exempel aktiverades under 2015 reglering upp eller ned under 4914 av årets timmar. Medelpriset för nedreglering var 180 SEK/MWh och för uppreglering 229 SEK/MWh på mFRR i SE3 under 2015.



Figur 5 Priser för upp- eller nedreglerad effekt på reglerkraftsmarknaden mFRR i SE3 under 2015.

Besparingarna eller intäkterna från reglerkraftsmarknaden för en fastighetsägare är hypotetisk, eftersom den minsta budstorleken för mFRR i SE3 är 10 MW, vilket kräver att en stor mängd värmepumpar måste aggregeras. Diskuterade framtida utvecklingar av reglermarknaderna pekar dock på att den minsta budstorleken kan komma att sänkas, kanske till så lite som 1 MW, vilket skulle ge ökade förutsättningar för att potentialen som beräknas i detta projekt kan förverkligas.

### 3.4 AVTAL

En kvalitativ analys av hur avtal mellan kunder och energiföretag påverkas av att kunders värmepumpar styrs av energiföretaget utfördes genom att sammanställa och studera befintliga avtal för fjärrvärmeleveranser, energitjänster och komfortavtal hos de ingående fallstudierna. Analysen granskades och kompletterades av advokatfirman Glimstedt i Göteborg och redovisas i resultatkapitlet, 4.

## 4 Resultat

### 4.1 RESULTAT: INTERVJUSTUDIE, AFFÄRSMODELLER HOS ENERGIFÖRETAG

De fyra energiföretag vars kunder ingår som fallstudier i projektet intervjuades i syfte att kartlägga hur deras affärsmodeller påverkas då styrning och optimering av kundernas värmepumpar inkluderas i erbjudanden till kunder. Intervjuerna utformades med grund i business model canvas och sammanfattas i följande avsnitt under respektive rubrik ur canvasen.

#### 4.1.1 Värdeerbjudandet

Under intervjustudien har följande, tillkommande vid optimering, värden identifierats:

- Minskade uppvärmningskostnader då värmekällan växlas baserat på aktuella priser.
- Om det kan påvisas: ett grönt värde i form av minskade utsläpp av CO<sub>2</sub>-ekvivalenter – det gröna värdet.
- Energiföretaget utgår från kundbehovet.
- Kunden kan påverka sitt uppvärmningssystem i större utsträckning.
- Vetskapen hos kund att man kan bidra till ett mer effektivt utnyttjande av befintlig infrastruktur i samhället.
- Leveransrygghet och närvaro av fjärrvärmeleverantör, jämfört med enbart en installerad värmepump.

Värdena som listats ovan är generella och kommer att spela en större eller mindre roll beroende på den enskilda kundens behov och nuvarande kundrelation samt hur den lokala värmemarknaden är utformad. Varje värde utvecklas och diskuteras med utgångspunkt i detta i följande avsnitt.

#### *Minskade uppvärmningskostnader*

Det mest uppenbara värdet i att en värmepump stängs av oftare till förmån för fjärrvärme då det är kostnadseffektivt är att kundens uppvärmningskostnader minskar. Detta värde är enklast att förmedla i form av kostnadsbesparingskalkyler och projekteringar.

#### *Det gröna värdet*

Beroende på kunden och hur det lokala energisystemet ser ut kan det gröna värdet vara betydande. Först och främst bör det påpekas att det gröna värdet i form av exempelvis undvikna utsläpp av CO<sub>2</sub>-ekvivalenter måste kvantifieras för varje lokalt energisystem eftersom fjärrvärmemarknaden i Sverige är mycket heterogen och produktionsmixen för fjärrvärme kan skilja sig kraftigt mellan olika nät. Vissa energiföretag har exempelvis lyckats med att ställa om sin fjärrvärmeproduktion till att vara fullständigt fossilfri, medan andra har viss fossilbaserad produktion för att täcka de värsta spetslasterna i nätet. I sammanhanget går det också att påpeka att ett högt pris eller hög produktionskostnad inte alltid innebär höga

utsläppsnivåer. Hos ett intervjuat energiföretag består spetsproduktionen av en hetvattenpanna eldad med bio-olja, ett dyrt men miljövänligt bränsle. Även faktumet att utsläppen från elen som används i värmepumparna kan variera beroende på produktion av intermittert förnybar el, import- och exportsituationen i det nordiska elsystemet och efterfrågan för el.

Samtidigt uppger många energiföretag att det gröna värdet ökar i betydelse för kunder. För vissa kunder kan det gröna värdet väga lika tungt om inte tyngre än värdet av en direkt kostnadsbesparing. Samtliga intervjuade energiföretag har en tydlig miljöprofil och påpekar att fjärrvärme i många avseenden är ett miljövänligt alternativ till uppvärmning med el som primär energikälla.

Fjärrvärmeproduktionen är som nämnts fullt fossilfri bland en del av de intervjuade energiföretagen, vilket används för att stärka företagets varumärke. Att erbjuda kunder att optimera sina anläggningar för att potentiellt kunna göra ytterligare besparingar av klimatpåverkande utsläpp ses som ett ytterligare led i att stärka fjärrvärmeföretagets varumärke.

I ett fall menar det tillfrågade energiföretaget att det bland kunder i deras nät ibland säljs in värmepumpar som en åtgärd med ett grönt värde. Framför allt gäller detta för installationer av bergvärmepumpar då geoenergin som utgör värmepumpens värmekälla ses som en förnybar energikälla som annars inte utnyttjas. För att kunna argumentera för det gröna värdet i att växla från värmepumpen till fjärrvärme måste det kunna bevisas att fjärrvärmens under de tidpunkterna har lägre klimatpåverkan än elen som skulle ha använts i värmepumpen.

Generellt sett är de intervjuade energiföretagen överens om att det gröna värdet i att styra värmepumpar kan vara en viktig faktor för deras kunder. Många kunder, såväl mindre såsom bostadsrättsföreningar, som större fastighetsägare har det gröna värdet högt upp på sin agenda. Utmaningen för energiföretag ligger i att förmedla nyttan i att använda fjärrvärme i stället för el genom att använda värmepumpar under de tider då fjärrvärmens bränslemix ger mindre utsläpp än mixen i elsystemet.

#### *Anpassning till kundens behov och möjligheter för kunden att påverka*

Bland de intervjuade energiföretagen råder det konsensus kring att värdet som kunder upplever genom att de blir sedda, hörda och får sina behov bemötta av sitt energiföretag kan vara det enskilt största värdet i att deras värmeleverans optimeras och styrs. Energiföretagen misstänker att den ekonomiska potentialen för deras del i att styra och optimera kunders värmepumpar blir relativt liten jämfört med övriga kostnader och intäkter i fjärrvärmesystemet, även om besparingspotentialen för en enskild fastighet kan vara betydande. Om relationen och dialogen med kunden utökas och fördjupas kan kunder se ett stort mervärde i att energiföretaget visar god vilja och intresse av att erbjuda lösningar som ger fördelar för kunden och ett mer effektivt utnyttjande av befintlig infrastruktur. En intervjuperson uttryckte sig kring värdet av ett mer kundanpassat erbjudande på följande sätt:



*”Det här ser vi som något som kommer att bli mycket viktigt i framtiden. Vi kan inte fortsätta vara ett bolag som bara vill värna om att vår egen produktion ska gå så bra som möjligt. Vi måste anpassa oss efter kunderna och deras behov i större utsträckning och sådana här satsningar är ett led i det.”*

Det bör dock nämnas att storleken på värdet skiljer sig mellan kundgrupper, då värdet i att ha en engagerad energileverantör är större bland kunder med lägre teknisk kunnighet kring sina anläggningar än en insatt kund som gärna förbättrar och ändrar på sitt system på egen hand. Samtidigt går det att utforma sina erbjudanden på ett sätt som även tilltalar den sistnämnda kundgruppen, varpå värdet av anpassningen ökar igen.

Ett energiföretag menar att en utökning av detta värde för kunden är att energiföretaget uppvisar en vilja av flexibilitet och vilja att erbjuda kunden olika alternativ för uppvärmning. Genom att styra värmepumpar och kanske till och med bli återförsäljare av värmepumpar ges kunderna fler valmöjligheter och större möjlighet att påverka sin egen uppvärmning. Fjärrvärme har varit och är föremål för debatt kring dess monopolsituation. Genom att vara öppna för andra alternativa värmekällor minskas känslan av ett monopol. Att det sedan är energiföretaget som styr driften av värmepumpen behöver inte nödvändigtvis ses som en ökad monopolsituation, syftet för det är framför allt att öka tryggheten hos kunden att anläggningen körs på ett effektivt och optimerat sätt. Energiföretagen besitter stora kunskaper inom området vilket kan komma deras kunder till gagn.

#### *Värdet av effektivt utnyttjad infrastruktur*

Ett värde av troligtvis mindre betydelse för slutkunder är att med en optimerad drift av värmepump och fjärrvärme utnyttjas befintlig infrastruktur på ett mer effektivt sätt. Detta i form av en ökad leverans av fjärrvärme under de timmar då en värmepump ger en dyrare värmeproduktion. Om dessutom värmepumpar stängs av till förmån för fjärrvärme då det råder effektbrist i elnätet blir effekten av detta värde fördubblas. Intervjustudien pekar dock på att få kunder kan värdesätta detta då deras egen direkta nytta av det är svår att kvantifiera.

#### *Leveranstrygghet och framtidssäkring*

Jämfört med installationen av en värmepump innebär en fjärrvärmeanslutning en mer långsiktig relation mellan kunden och leverantören av värmelösningen. När värmepumpen väl är installerad och garantitiden är slut upphör ofta kontakten med värmepumpsinstallatören, såvida inte serviceavtal eller liknande tecknas. En fjärrvärmeanslutning innebär å andra sidan att en leverantör, ditt energiföretag, ständigt och under lång tid framöver kommer att vara närvarande i fastigheten i någon utsträckning. Detta är således inte ett nytt värde utan reflekterar det befintliga värdet med fjärrvärme vilket är, ”tryggt, säkert och stabilt”. Genom att erbjuda lösningar som innebär att energiföretaget i ännu större utsträckning blir inblandad i driften av en kunds anläggning ökar energiföretagens konkurrenskraft gentemot exempelvis en värmepumpsleverantör.

#### 4.1.2 Kundsegment

Samtliga energiföretag ser att det viktigaste kundsegmentet att erbjuda värmepumpstyrning är ägare av flerbostadsfastigheter. Beroende på hur den lokala marknaden ser ut hos energiföretagen innebär detta antingen privata fastighetsvärdar, allmännyttan eller bostadsrättsföreningar. Majoriteten av de intervjuade energiföretagen (3 av 4) ser större privata fastighetsvärdar och allmännyttan som det främsta kundsegmentet eftersom det i många fall finns en tätare relation mellan energiföretaget och sådana kunder än med de mer utspridda bostadsrättsföreningarna.

Ett energiföretag ser bostadsrättsföreningar som det främsta kundsegmentet, till stor del beroende på en stor andel bostadsrättsföreningar bland de befintliga kunderna samt att det i energiföretagets erfarenhet är något enklare att erbjuda tjänster och produkter som kan ge direkta kostnadsbesparingar hos dessa kunder. I energiföretagets mening kan större fastighetsägare ofta ha fler utvärderingsgrunder vid valet av en energilösning än bara direkt kostnadsbesparing. Andra grunder kan vara att öka fastighetens värde över tid eller att öka fastighetens driftnetto. Detta gör bedömningen av lösningens potential mer komplex vilket i sin tur gör det svårare att kvantifiera värdet av den erbjudna lösningen.

Kundsegmenten som är aktuella att exponera för erbjudanden kring styrning och optimering av värmepumpar går att grovt dela in i två underkategorier; tekniker och icke-tekniker. Teknikerna är kunder som är insatta i driften av sin anläggning och som idag kanske till och med gör egna optimeringar manuellt eller genom olika grad av automation. Icke-tekniker har liten kunskap kring hur deras anläggning fungerar och har även inte något särskilt intresse för hur den fungerar eller ska drivas. Erbjudandena som presenteras för dessa två kundgrupper måste sannolikt utformas på olika sätt. Teknikerna värdesätter sannolikt att endast bli erbjudna en ny signal som de kan styra sin anläggning efter på ett mer effektivt sätt, medan icke-tekniker värdesätter erbjudanden där energiföretagen är mer närvarande på lång sikt.

Ett naturligt segment inom kundsegmentet större fastighetsägare att börja med, är befintliga kunder i fjärrvärmenäten som även har en värmepump installerad. Efter att erbjudandet har testats bland dessa kunder kan sedan tjänsten eller produkten erbjudas till nya kunder vid exempelvis nybyggnationer.

Samtliga energiföretag anser att villamarknaden är för liten i sammanhanget för att vara aktuell att erbjuda styrning av värmepumpar. Även fastighetsägare med förvaltningskontrakt av mer kortsiktig natur ses som icke intressanta i sammanhanget.

### 4.1.3 Kanaler

Erbjudandet att styra och optimera kunders värmepumpar kommer med sannolikhet att vara ett nischat erbjudande som inte tilltalar samtliga energiföretagets kunder och potentiella kunder. För att nå ut med värdeerbjudandet kommer det krävas uppsökande arbete hos energiföretagen för att först identifiera möjliga kunder som kan vara mottagliga för erbjudandet och när väl kontakt har upprättats kommer distributionen av erbjudandet att präglas av en långsiktig dialog mellan kunden och energiföretaget. Ett energiföretag uppger att man tror att de potentiella kunderna kommer att vara tekniskt insatta och då blir personlig kommunikation mellan parterna viktig där trovärdighet och lyhördhet spelar stora roller.

### 4.1.4 Kundrelationer

Bland de förväntade kundvärden som energiföretag identifierade var en utökad och fördjupad relation med kunderna ett av de största värdena. Detta är en utveckling som pågår och fördjupas genom ett nytt erbjudande. För energiföretag är en ökad dialog med sina kunder alltid positiv, som en intervjuperson uttrycker sig.

Ett energiföretag uttrycker tankegångar som gör gällande att många kunder som faktiskt kontaktar energiföretaget överlag är nöjda med relationen. Däremot finns det ett stort mörkertal i form av kunder som är missnöjda men väljer att inte uttrycka detta för energiföretaget. I det mörkertalet kan en stor del av de kunder som har valt att installera en värmepump i kombination med fjärrvärme finnas. Genom att söka upp dessa kunder med ett erbjudande som kan hjälpa dem att optimera sin drift och sänka kostnader, går det sannolikt att vända en dålig relation till en god sådan.

Ett energiföretag erbjuder redan liknande tjänster. Företaget uppger att den största drivkraften bakom att erbjuda optimering av värmepumpar och fjärrvärme är att stärka relationen med kunden. Värdet för kunden i en närmre relation leder till ett ökat samarbete kring energilösningar mellan energiföretaget och dess kunder.

Till sist går det att återigen påpeka att relationen mellan energiföretag och kund redan är olik den mellan en värmepumpsleverantör och dess kunder. Energiföretaget är fysiskt sammankopplad med kunden och har redan ett intresse av att kunden använder energin som levereras på rätt sätt på grund av påverkan på bland annat returtemperaturer. Att ta steget därifrån till att börja bry sig mer om kundens övriga uppvärmningssystem är inte långt.

#### 4.1.5 Intäktströmmar

Energiföretagen fick under intervjuerna ge synpunkter på ett antal möjliga koncept för intäktstrukturer som tagits fram av projektet. Konzepten sträcker sig från en produktorientering till ett kundfokuserat erbjudande till kunder. Generellt sett förespråkar energiföretag att prismodellen som används ska vara så enkel som möjligt för att kunna erbjudas till och förstås av majoriteten av företagets kunder. För komplicerade intäktsstrukturer ökar risken för att kunder inte tackar ja till erbjudandet, antingen för att de inte förstår hur det fungerar, eller för att de får känslan av att energiföretaget försöker maximera sin egen vinst på kundens bekostnad. Energiföretag som har större erfarenhet av energitjänster som exempelvis komfortavtal är mer positivt inställda till att applicera sådana intäktsstrukturer även i fallet med värmepumpar i kombination med fjärrvärme.

Intäktsstrukturerna presenteras och diskuteras i närmare detalj i Avsnitt 4.3.

#### 4.1.6 Nyckelresurser

Beroende på hur affärsmodellen och kunderbidandet ställs upp kommer energiföretagens nyckelresurser att påverkas mer eller mindre, jämfört med hur dessa ser ut i dagsläget. För erbjudanden där energiföretaget endast utformar en ny prismodell eller endast erbjuder styrning och optimering av kunders värmepumpar som en produkt behövs sannolikt inga större nya nyckelresurser i form av hårdvara och mjukvara säkras. Däremot kan energiföretagens organisation komma att behöva stärkas med kompetenser inom framför allt värmepumpar för fastighetsmarknaden samt kring IT-lösningar för kommunikationen med värmepumparna.

Om kunderbidanden utformas där energiföretaget i någon utsträckning tar över ägandeskapet eller ansvaret för kundernas värmepumpar blir själva värmepumparna en ny nyckelresurs för energiföretaget. Detta gäller även under antagandet att energiföretaget verkar som leverantör av värmepumpen tillsammans med optimeringslösningen. Detta medför även att energiföretagets bundna kapital ökar i jämförelse med dagsläget, då energiföretagen ofta inte äger kundernas undercentraler.

Nya nyckelresurser i form av ökad kompetens hos energiföretagets personal om teknik i kundernas fastigheter kommer sannolikt att uppstå i och med den ökade närvaron hos företagets kunder. Generellt sett kan det förväntas att energiföretagens avdelningar för utveckling och försäljning av energitjänster kommer att öka i betydelse och bli en allt mer viktig nyckelresurs.

En optimeringslösning kommer också att innebära att energiföretaget hanterar mer data från kundens anläggning, denna data kan i sig själv utgöra en ny resurs för energiföretaget som kan användas för att utforma nya tillkommande tjänster och erbjudanden.

#### 4.1.7 Nyckelaktiviteter

Att erbjuda en optimerad styrning av kunder värmepumpar kommer att innebära vissa nya nyckelaktiviteter för energiföretag, många av dem kommer dock att vara snarlika de aktiviteter som energiföretaget redan utför.

En av de nya nyckelaktiviteterna som måste utföras är att generera beräknade marginalkostnader för produktion av värme. Ju högre upplösning och precision för marginalkostnaderna som beräknas, desto större potential för optimeringstjänsten. Eftersom den dagliga produktionsplaneringen sker på timbasis hos samtliga tillfrågade energiföretag innebär aktiviteten i sig inte någon större skillnad mot dagens aktiviteter. Den stora skillnaden ligger i att, om kostnaderna ska användas direkt som en prissignal till kundernas värmepumpar, paketera kostnaderna i ett format som lämpar sig för det kommunikationsgränssnitt som värmepumpsstyrningen kräver. Det ska också tilläggas att marginalkostnaden ofta kan ha en komplex uppbyggnad, särskilt då fjärrvärmenätet innefattar lagring i form av exempelvis ackumulatortankar. Hur inladdad och uttagen värme ska värdesättas är ett ämne för ytterligare diskussion.

Efter det att en kostnadssignal tagits fram återstår nyckelaktiviteten att utföra själva optimeringen hos kunderna. Denna optimering måste vara automatiserad i så hög grad som möjligt, så att själva nyckelaktiviteten för energiföretaget då optimeringen är i drift endast består i att följa upp, utvärdera och om nödvändigt korrigera och förbättra optimeringen. Ett energiföretag påpekar att volymen styrd energi hos kunder med värmepumpar kommer att vara liten jämfört med resten av systemet och optimeringen av dem riskerar att hamna i skymundan.

Tvåvägskommunikationen som uppstår med de decentraliserade värmepumparna innebär en ny utmatning, då värmepumparna kan ha indirekt koppling till energiföretagets övriga produktionsplanering. Den indirekta kopplingen uppstår om värmepumpars drift påverkar prognosen för värmebehov som används i produktionsplaneringen. Detta kräver att kommunikationen utformas noga för att undvika intrång och datasäkerhet blir en viktig faktor att ta hänsyn till.

Om erbjudandet från energiföretaget innebär ett utökat ansvar för kundens anläggning, antingen genom att äga anläggningen eller ha ett tillsyns- och driftansvar, kommer energiföretagets nyckelaktiviteter att förändras kraftigt. För många energiföretag blir det en stor omställning att övervaka, kontrollera och serva kunders anläggning då avtalsgränsen i många fall idag går vid avstängningsventilen mellan kundens anläggning och energiföretagets distributionsnät. Om det dessutom handlar om värmepumpar av varierande fabrikat, ålder och typ gör att denna aktivitet kan bli omfattande och resurskrävande. För energiföretag med erfarenhet av att erbjuda komfortavtal blir förändringen mindre betydande, även om just värmepumpar kan ligga utanför organisationens kompetensområde. Sannolikt väljer många energiföretag att ingå ett partnerskap med en serviceleverantör istället för att inkludera serviceåtagandet av kundernas anläggningar i de interna nyckelaktiviteterna.

#### 4.1.8 Nyckelpartners

Oavsett hur erbjudandet till energiföretagets utformas, kommer optimerade värmepumpar att innebära flera nya partnerskap för energiföretaget.

Energiföretagen kommer att behöva ingå partnerskap med leverantörer som kan utveckla och driftsätta själva optimeringsalgoritmen som ska integreras med kunders värmepumpar, vilka kan skilja sig markant från kund till kund. Vissa energiföretag utför sin produktionsplanering med hjälp av nyckelpartners, vilka på ett naturligt sätt potentiellt skulle kunna integrera kundernas värmepumpar i den ordinarie produktionsmixen. För andra energiföretag skulle en nyckelpartner enbart leverera en plattform som fungerar som överbryggnings mellan energiföretagets produktionsplanering och de decentraliserade värmepumparna.

Om erbjudandet utformas på ett sådant sätt att energiföretaget även levererar en ny värmepump till kunden måste ett partnerskap ingås med en värmepumpsleverantör samt installatörer för denna och övrig nödvändig utrustning. Ett sådant partnerskap underlättar sannolikt även integreringen av värmepumpens styrning ihop med fjärrvärme då energiföretaget potentiellt kan påverka utformningen av värmepumpens kommunikationsgränssnitt.

Eftersom optimeringen innefattar signaler från både värme- och elsystemet kan ett elhandelsbolag bli en nyckelpartner. Energiföretag med elhandelsföretag inom sin koncern kan ingå partnerskap med dessa och erbjuda kunder paketlösningar som innefattar värme, el och en optimering av de två.

Vid erbjudanden där energiföretaget tar över ansvar för tillsyn och drifhållning av kundens anläggning kan nya nyckelpartners i form av serviceleverantörer knytas till energiföretaget.

#### 4.1.9 Kostnadsstruktur

De flesta intervjuade energiföretag ser inte att själva optimeringen av kunders anläggningar innebär en signifikant kostnadsförändring, jämfört med dagens kostnader. Själva installationen av den hårdvara som krävs kommer självklart att innebära en kostnad, men den förväntas inte bli stor i sammanhanget och i jämförelse med andra fasta kostnader för produktion och distribution av fjärrvärme.

Om erbjudandet däremot innebär ett utökat underhållsansvar kommer energiföretagets kostnader att öka, jämfört med dagens affärsmodell. Störst förändring av energiföretagets kostnader fås om energiföretaget tar över ägandet av kunders värmepumpar i form av högre kapitalkostnader.

## 4.2 RESULTAT: INTERVJUSTUDIE, KUNDERS UPPFATTNING AV EN FÖRÄNDRAD AFFÄRSMODELL

För att färdigställa affärsmodellskanvasen intervjuades även energiföretags kunder. Tre intervjuer utfördes med de kunder som utgör fallstudier i projektet och för att komplettera analysen utfördes även två intervjuer med kunder som inte ingick bland fallstudierna, men som har erfarenhet av kombinationen värmepumpar och fjärrvärme.

### 4.2.1 Värden

Samtliga tillfrågade fjärrvärmekunder fick rangordna de tre faktorer som de satte högst värde på i energiföretagens erbjudande generellt. De resulterande bedömningarna visas i Tabell 12.

Tabell 12 Kundernas värdering av energiföretagens erbjudande

Faktor i energiföretags erbjudande	Rankning av kunder (1: mest viktig, 3: minst viktig)
Leveranssäkerhet	1, 1, 1, 2
Uppvärmningskostnad	2, 2, 3
Värdet i att energiföretaget intresserar sig för och anpassar sig efter kundens behov.	1, 2, 3, 3
Det gröna värdet	1, 2, 3, 3

Leveranssäkerheten hos fjärrvärme ses av kunderna som tydligast mest värdefullt, därefter är resultaten blandade. Samtliga tillfrågade kunder har delkonverterat från fjärrvärme till värmepump och motivationen för detta var att sänka sina uppvärmningskostnader. Samtliga kunder uppger att kostnader i första hand styr valet av uppvärmningssystem och ingen av kunderna har rankat fjärrvärmens prissättning som det största värdet med fjärrvärme. Däremot värdesätter kunderna i lika stor utsträckning att få känna att energiföretaget som leverantör lyssnar och förstår deras behov och samtidigt är beredda att anpassa sig efter dessa. Samtliga kunder uppger att denna faktor är den som har förändrats mest över tid hos energiföretag. Energiföretagen har ökat sin vilja och förmåga att anpassa sig på senare tid, vilket ger ett stort värde för kunderna.

Lika stort värde sätts vid att fjärrvärme kan, beroende på situation, vara ett mer miljövänligt alternativ än andra. Om det kan påvisas, är det en faktor som kunderna värderar högt:

*”Hållbarhet är inte något som vi direkt sätter kronor och ören på, men det genomsyrar allt vårt arbete och är väl inarbetat”.*

Ett kommunalt bostadsbolag rankade det gröna värdet hos fjärrvärme som allra högst. I det fallet hade bostadsbolaget och energiföretaget en nära relation och intervjupersonen på bostadsbolaget hade god kännedom om det lokala fjärrvärmesystemet. Genom denna kännedom fick de lättare att sätta ett högt värde på miljöfördelarna, vilket även går ihop med bostadsbolagets uttalade hållbarhetsprofil. Ett exempel på vad som kan ske om kunden har mindre kännedom om fjärrvärmesystemet finns hos det andra kommunala bostadsbolaget:

*”Oftast är det energiföretaget som tar upp miljönyttan med fjärrvärme. Miljö ligger ju på vår agenda också, men det är svårt att veta vad man faktiskt gör för nytta med att använda fjärrvärme istället för el. Det behöver kommuniceras tydligare, det är svårt för oss att veta vilken påverkan vi gör genom våra olika val.”*

Det kommunala bostadsbolaget där denna syn fanns värderade därför det gröna värdet lågt, trots att man uppger att miljö låg på bolagets agenda.

Kunderna tillfrågades även hur de värdesatte energiföretagens övriga tjänsteutbud i förhållande till listan i Tabell 12. Det övriga tjänsteutbudet värdesattes generellt sett inte i samma paritet som de övriga faktorerna. Det kan dock bero på att de tillfrågade kunderna inte har haft någon erfarenhet av de tjänster som faktiskt erbjuds och därför har svårt att sätta ett värde på dessa. Två kunder uttryckte det som att tjänsterna som erbjudits dem har motsvarat aktiviteter som kunden utför internt, och man har ansett sig kunna utföra de aktiviteterna mer effektivt själva, utan energiföretaget.

Det ska även nämnas att olika kunder värdesätter olika faktorer. Speciellt lyfte de båda Brf:erna att viljan hos energiföretaget att vara mer delaktiga och involverade i driften av deras anläggningar sågs som mycket positivt. Brf:erna värdesatte en utökad relation med energiföretaget högt, speciellt uttryckte den mindre Brf:en det:

*”Det jag värdesätter mest är att det finns någon som tar sig tid att svara på frågor och faktiskt ge relevanta svar på dem. Som Brf har man ofta lågt tekniskt kunnande och det finns inte tid, kompetens eller resurser till att göra mer komplexa utredningar och installationer, då gäller det att hitta bra leverantörer som kan ta de rollerna. Jämfört med andra leverantörer vi har så har fjärrvärmebolaget varit väldigt bra i det avseendet på sistone.”*

Även hos de större fastighetsägarna sågs det som positivt att energiföretagen uppvisar större flexibilitet och vilja att anpassa sig efter kundernas behov, men då handlar det mer om att dela på resurser eller ge tillgång till varandras utrymmen. I Brf:ernas fall värdesattes att till exempel få stöd och hjälp i processer högre.



Om kunderna skulle erbjudas en tjänst eller produkt som optimerar driften av deras värmepumpar uppger samtliga kunder att det största värdet för dem ligger i de kostnadsbesparingar som går att uppnå. Den mindre Brf:en sammanfattar det:

*”Jag tror att det är främst besparingspotentialer för brf:en som ska visas upp då för att erbjudandet ska bli attraktivt”*

Man ser även ett värde i leveranstryggheten som fås vid kombinationen av fjärrvärme med värmepumpar, eftersom man ser fjärrvärme som en bra backup till värmepumpen som kan vara mer benägen till driftstörningar.

I intervjuer med energiföretag föreslogs det att kunder kan se ett värde i att befintliga resurser utnyttjas på ett mer effektivt sätt, men detta värde sågs inte som betydande av någon av de tillfrågade kunderna. En kund förde ett resonemang kring att man kunde se det för ett allmännyttigt bostadsbolag, men att det var svårt att omsätta det i verksamheten. Framför allt överskuggas värdet av värdet i rena kostnadsbesparingar.

#### 4.2.2 Förväntningar på energiföretagets åtaganden

Kunderna tillfrågades om de ansåg att de med hjälp av enbart interna resurser hade kunnat optimera sin anläggning för kostnadsminimering, givet att de hade fått tillgång till rätt prissignaler. Den privata fastighetsägaren och ett kommunalt bostadsbolag ansåg att de hade tillräckligt med resurser för att kunna göra det, men övriga kunder tyckte att de inte besatt tillräcklig kunskap för att göra detta. De två förstnämnda kunderna kan sägas delas in i kundkategorin ”tekniska kunder”. Däremot ansåg alla tillfrågade kunder utom de båda Brf:erna att om de blev erbjudna en produkt för optimering som installerades av en extern part, skulle deras organisationer sannolikt kunna ta hand om driften av denna.

Oavsett hur optimeringstjänsten erbjuds kunden förväntar sig kunderna att energiföretaget är närvarande under längre tid än enbart under till exempel installation och driftsättning. Kunderna förväntar sig att energiföretaget tar ansvar för att optimeringen fungerar på avsett och avtalat sätt. Detta uppmärksammades även av energiföretagen själva. Speciellt uttryckte ett kommunalt bostadsbolag det som:

*”[energiföretaget] måste säkerställa att värmepumpen körs korrekt, till exempel får de inte köra kompressorn för hårt då det påverkar livslängden på något som vi har investerat i en gång i tiden. Det gäller att man tecknar noggranna avtal som fördelar ansvaret vid sådana situationer noggrant.”*

Att säkerställa funktionen innebär att energiföretag behöver följa upp prestandan för optimeringen som utförs och dessutom tillse anläggningen på plats hos kunden, vilket kan innebära nya aktiviteter för ett energiföretag. Samtidigt uppmärksammade samtliga intervjuade energiföretag detta som tänkbara tillkommande aktiviteter i affärsmodellen. Om energiföretaget skulle ta ansvar för hela fastighetens uppvärmningssystem förväntar sig fastighetsägaren att energiföretaget tar ett stort ansvar och ställer upp med tjänster som exempelvis jourutryckningar för att avhjälpa akuta fel. Tekniska kunder i allmännyttan ser en risk i att hänvisa till en extern aktör då hyresgäster klagat på bristande komfort:

*”Vi vill själva ha kontroll över vår egen anläggning. Jag har inte förtroende nog att helt lämna över kontrollen över hela anläggningen till energiföretaget. När våra kunder ringer och klagar på att de fryser, vad ska vi säga då om det är ett annat bolag som har ansvaret?”*

Samtliga kunder ansåg att det bör finnas ett grönt värde i att optimera driften av en värmepump i kombination med fjärrvärme, men storleken på det gröna värdet måste kommuniceras tydligt av energiföretaget, vilket kan innebära tillkommande aktiviteter för energiföretag.

#### 4.2.3 Kanaler

Om energiföretag optimerar kunders anläggningar uppstår nya kanaler för kommunikation mellan kunden och energiföretaget som inte har funnits på plats tidigare. Det ger möjligheter till den utökade relation som identifierats tidigare då uppföljning av prestandan hos kundens anläggning görs. Uppföljningen blir ett tillfälle till dialog mellan energiföretaget och kunden och potentiellt kan ytterligare energitjänster erbjudas som en följd av denna dialog, om man till exempel gemensamt upptäcker förbättringsåtgärder i kundens fastighet. Att enbart förlita sig på att en IT-lösning är tillräcklig som kommunikationskanal kan dock vara förenat med risk då kunderna värdesätter att bli sedda som individer, det förväntas då finnas en personlig kontakt mellan kunden och energiföretaget, utöver utbytet av rena data.

#### 4.2.4 Nyckelresurser

I erbjudanden där energiföretaget tar över ansvaret för hela fastighetens uppvärmningssystem uppstår frågan om vem som ska stå för ägandet och investeringen av den kostsamma anläggning som en värmepump utgör. I intervjustudien är den större Brf:en kund till Göteborg Energi i projektet SmartHeat, där avtalet är utformat så att Brf:en äger värmepumpsanläggningen, men energiföretaget får nyttja den. På frågan om det någonsin var aktuellt att energiföretaget även skulle äga värmepumpen var svaret att det inte var uppe för diskussion. Om energiföretaget hade ägt värmepumpen hade Brf:en varit tvungna att binda upp sig till avtalet med energiföretaget under en betydligt längre tid, vilket man som kund ville undvika. Från energiföretagets sida var det inte heller aktuellt eftersom det hade inneburit en stor kapitalbindning hos kunden.

#### 4.2.5 Kundrelationer

Samtliga intervjuer med energiföretagens kunder tyder på att energiföretag har ett tydligare fokus på att utöka relationen med sina kunder, jämfört med kundernas tidigare erfarenheter. Ett exempel ges av den mindre Brf:en:

*”Vi har historiskt sett inte haft någon direkt djup relation. I stort sett installerade de en undercentral på 80-talet och efter det syntes inte fjärrvärmebolaget till. Just nu har det dock börjat förändras: ... Jag kände att någon brydde sig om mig och mina behov och jag fick alltid relevanta svar på mina frågor. Det var något som jag uppskattade väldigt mycket.”*

Den mindre Brf:en beskrev sin relation med energiföretaget som minimal historiskt sett, det enda egentliga utbytet uppstod då månadsfakturan kom. Brf:en upplevde att energiföretaget inte brydde sig nämnvärt om dem som kunder tidigare. De senaste åren har dock relationen förändrats markant, då energiföretaget efter det att Brf:en hört av sig till energiföretaget angående en post på en faktura som behövde förklaras. Efter denna kontakt utvecklades en starkare relation, då energiföretaget bistod kunden med mindre typer av tjänster som energiberäkningar och uppföljning av hur kundens anläggning fungerade. Detta satte kunden ett väldigt stort värde, vilket beskrivits i föregående avsnitt.

Ett kommunalt bostadsbolag beskrev sin relation med energiföretaget som ett partnerskap, med stort utbyte mellan aktörerna som ofta mynnade ut i lösningar som gynnade båda parter. På frågan om det fanns någonting i energiföretagets tjänsteportfölj som saknades var svaret helt enkelt nej. Den privata fastighetsägaren och den större Brf:en beskrev hur energiföretagen historiskt sett har agerat utan särskild flexibilitet och utan att lyssna på deras behov, men att utvecklingen på senare tid har gått i en helt annan riktning. De upplever att energiföretagen "har börjat fatta" att de måste ändra sina sätt att tänka för att vara konkurrenskraftiga och vara öppna för många olika typer av lösningar. Brf:en uttryckte det hela:

*"De har förstått att om de ska klara konkurrensen och omställningen måste man ha ett helt annat bemötande mot kunder än vad man har haft tidigare. Då betedde de sig mer som myndigheter och styrde och ställde mer. Nu har man börjat öppna upp mer och lyssnar på oss kunder och vad vi behöver."*

Samtliga kunder ansåg även att om energiföretaget erbjöd sig att optimera driften av deras befintliga värmepumpar visade det på en vilja att förstå kundens system och behov, vilket har positiva effekter för relationen mellan aktörerna. Beroende på vilket segment kunden hör till finns det olika uppfattning kring hur djupt relationen behöver gå, icke-tekniska kunder kan tänka sig att låta energiföretaget ta över ansvaret för driften av fastighetens värmesystem. Mer tekniska kunder uttrycker en vilja att behålla kontrollen över sina egna anläggningar och ser gärna samarbeten där energiföretaget verkar mer som en leverantör av en optimeringstjänst än att de tar över helhetsansvaret för fastigheten.

#### 4.2.6 Nyckelpartners

Två kunder som intervjuades, ett kommunalt bostadsbolag och den privata fastighetsägaren, uttryckte att relationen mellan energiföretaget och kunden gärna får utvecklas till att bli ett partnerskap. Det kommunala bostadsbolaget ansåg att man redan arbetade i ett partnerskap med det lokala energiföretaget, medan den privata fastighetsägaren gärna såg ett större samarbete kring energifrågor:

*"Vi skulle gärna se att man hade ett bredare perspektiv och se möjligheterna med att dela energi på bästa sätt på fler sätt än vad som görs idag. Skulle inte vi kunna köpa och sälja energi av varandra när det blir bäst för samhället i stort?"*

Den privata fastighetsägaren ansåg att samoptimering mellan fjärrvärme och deras värmepumpar skulle vara ett bra första steg, men att det går att ta det hela längre

och utforma exempelvis energidistrikt som optimerar energianvändningen på systemnivå.

### 4.3 RESULTAT: NYA INTÄKTSKONCEPT

Baserat på resultaten från intervjustudien samt genom dialog med projektets referensgrupp och de energiföretag som har bidragit till projektets fallstudier har två möjliga intäktskoncept för energiföretag som erbjuder optimering av kunders värmepumpar tillsammans med en fjärrvärmeanslutning utvecklats. Principiellt kan koncepten beskrivas genom att placera in dem längs en axel som går mellan ytterligheterna "Produktorienterat erbjudande" och "Kundorienterat erbjudande", jämför med tjänstepyramiden som presenterades i avsnitt 2.4.3, tjänstefiering. Oavsett på vilket sätt som energiföretag väljer att ta betalt för att optimera kunders anläggningar krävs det att minst två praktiska aspekter beaktas:

- För att en fastighetsägares värmepump ska kunna styras baserat på en extern prissignal krävs det att extern hårdvara installeras hos fastighetsägaren. Detta kan inkludera:
  - × att värmepumpens utomhusgivare byts ut eller modifieras och används för att indirekt styra värmepumpen genom att förses den med modifierade temperatursignaler.
  - × extra styrutrustning och modifiering av kundens fjärrvärmecentral.
  - × eventuell internetuppkoppling för styrning och övervakning.
  - × eventuell värmepump och kringutrustning (om erbjudandet inkluderar en ny värmepump).
- För att maximera växlingen från värmepump till fjärrvärme krävs det att energiföretag kan uppskatta eller beräkna ett energipris till kunder med samma upplösning som elpriser på marknaden varierar. Det vill säga per timme. Hur denna prissättning sker eller används kan variera med intäktskoncept.

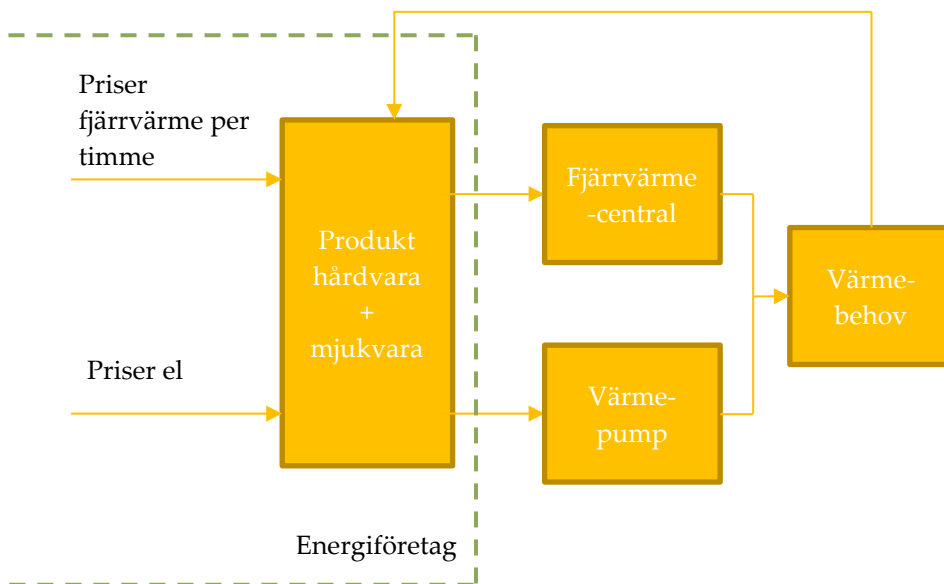
De två koncept som har utvecklats och utvärderats i projektet benämns som *Produkten* och *Tjänsten*. Koncepten beskrivs i följande avsnitt.

#### 4.3.1 Koncept 1: *Produkten*

I konceptet *Produkten* erbjuder energiföretaget kunden en paketslösning som kopplar upp kundens värmepump och fjärrvärmecentral mot ett nytt styrsystem med erforderlig hårdvara. Styrsystemet innebär att energiföretaget tar över styrningen av kundens värmepump och ger den signaler för när den ska vara av, på eller köras i dellast-läge om värmepumpen tillåter detta. Fastighetens styrsystem tar fortfarande fram signaler som beskriver fastighetens totala värmebehov, vilket måste mötas av de båda värmekällorna fjärrvärme och värmepump exempelvis uttryckt i form av en framledningstemperatur. I praktiken kan valet av värmekälla göras utan att behovet i fastigheten prognostiseras, eftersom valet endast innebär en prioritering av värmekällorna där det ena valet inte utesluter det andra.

Om värmepumpen ska användas för att den har lägst driftkostnad för stunden kan fortfarande värmebehov som inte går att täcka med värmepumpen täckas av

fjärrvärme. Lösningen måste ta hänsyn till värmepumpens prestanda vid olika driftfall, vilket påverkar dess driftskostnad.



Figur 6 Principiell skiss över konceptet produkten. Energiföretagets ansvarsgräns går vid styrsignalerna för värmepump och fjärrvärmecentral.

I konceptet agerar energiföretaget som en återförsäljare av produkten *värmepumpsoptimering* vilket inkluderar hårdvara och mjukvara som genererar styrsignaler till de båda värmekällorna hos kunden. Det föreslås att *Produkten* erbjuds till kunder till en månadskostnad som avser att täcka energiföretagets kostnader för att köpa in eller utveckla och installera optimeringspaketet hos kunden över en fastställd period i paritet med energiföretagets övriga krav på återbetalningstider.

Utöver intäkten från den fasta månadskostnaden för optimeringspaketet innebär *Produkten* även en ökad intäkt för energiföretaget i form av ökade volymer levererad fjärrvärme, jämfört med alternativet att värmepumpens drift inte optimeras. Månadskostnaden måste därför relateras till denna ökade intäkt och sättas till en nivå som ger skäligen fasta intäkter per månad för energiföretaget. Även kundens besparing från optimeringen måste tas i beaktning när månadsavgiften bestäms.

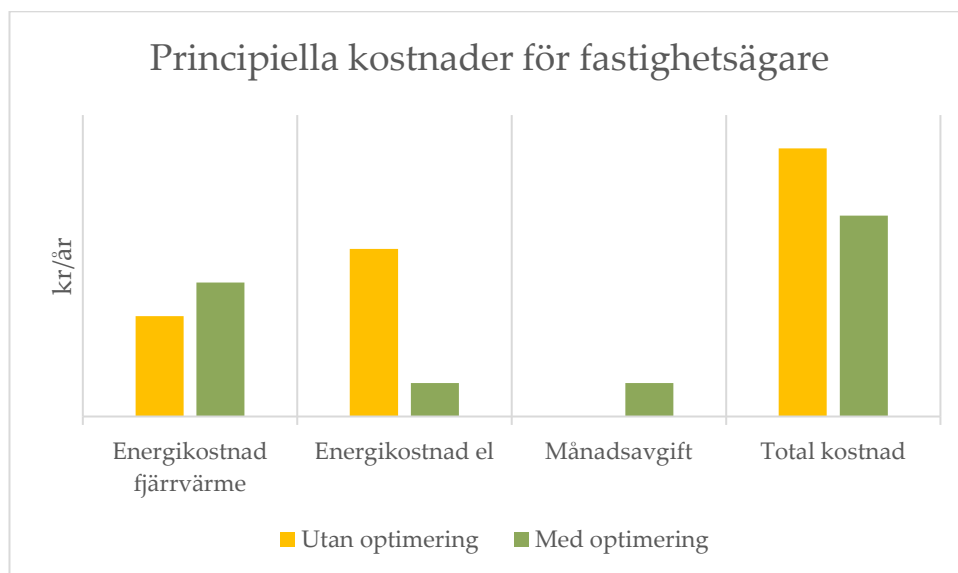
I konceptet *Produkten* tar inte energiföretaget över ansvar eller ägandeskap av kundens anläggningar utan ansvarar för att en korrekt styrsignal ska genereras till fjärrvärmecentralen och värmepumpen. Alternativt kan det i månadskostnaden för *Produkten* inkluderas ett avtal om tillsyn av *Produktens* funktion hos kunden, vilket i så fall skulle innebära en förhöjd månadsavgift för kunden.

I konceptet ingår att energiföretaget utvecklar nya prismodeller där energipriset sätts på timbasis, till exempel enligt en prognostiserad marginalproduktionskostnad. Ett sätt att förenkla dynamisk prissättning av fjärrvärme på timbasis är att basera prissättningen på utomhustemperatur, vilket har gjorts av bland annat Umeå Energi och Stockholm Exergi (i Stockholm Exergis

fall handlar det om att värdesätta värme som levereras *till* deras nät) (Umeå Energi, 2019) (Stockholm Exergi, 2019). Fjärrvärmens marginalproduktionskostnader följer det totala värmebehovet i systemet som i sin tur är beroende av utomhustemperaturen. Denna förenkling är dock förknippad med osäkerheter då den lokala fjärrvärmeproduktionen inte alltid följer utomhustemperaturen, exempelvis genom att systemet innehåller lagring av värme. Marginalproduktionskostnaden beror då även på hur värmebehovet har varierat innan den aktuella leveranstimmen och hur mycket värme som finns lagrat i systemet. Behovet av varmvatten i fastigheter har dessutom starkare koppling till vilken veckodag samt tid på dygnet det är än vilken utomhustemperatur som gäller. Konceptet *Produkten* kan även implementeras utan att nya energiprismodeller för fjärrvärme utvecklas, men detta minskar optimeringens potential till kostnadsbesparingar och utnyttjandegrad.

Elpriser kan hämtas från NordPools spotmarknad oavsett vilket elavtal kunden har, så länge det är ett rörligt avtal. Har kunden ett fast elavtal blir sannolikt besparingspotentialen i att optimera driften mindre än vid rörliga elavtal.

Kundens kostnadsbild då *Produkten* implementeras kan sammanfattas i Figur 7, vilken visar hur en kunds kostnader fördelas om från ett vanligt förekommande nuläge till upplägget i *Produkten*. Om erbjudandet från energiföretaget ska vara attraktivt måste kundens totalkostnad minska från fallet då ingen optimering sker. Energiföretaget kan påverka sina intäkter genom att sätta månadsavgiften för *Produkten* och marginalpåslaget för fjärrvärme per timme så att kunden fortfarande får en viss total besparing.



Figur 7 Principiella kostnader för kunder med och utan optimering med konceptet *Produkten*

I projektet utvärderas konceptet *Produkten* genom beräkningar av besparingen som en kund kan få av att optimera driften av sin värmepump. Besparingen baseras på resultat från simuleringar av driften av en värmepump och fjärrvärmeanslutning i projektets typnät och fallstudie-fastigheter. Simuleringarna utförs genom att jämföra marginalproduktionskostnaden för fjärrvärme i typnätet med spotpriser

på elmarknaden och låta värmepumpen hos kunden stängas av då kostnaden för att leverera värme till fastigheten genom fjärrvärmeanslutningen är lägre. Detta kommer att innebära en kostnadsbesparing för kunden, jämfört med referensfallet: att inte styra värmepumpen optimerat. *Produkten* ger genom sitt abonnemang stabila intäkter för energiföretaget, samtidigt som leveransen av fjärrvärme ökar.

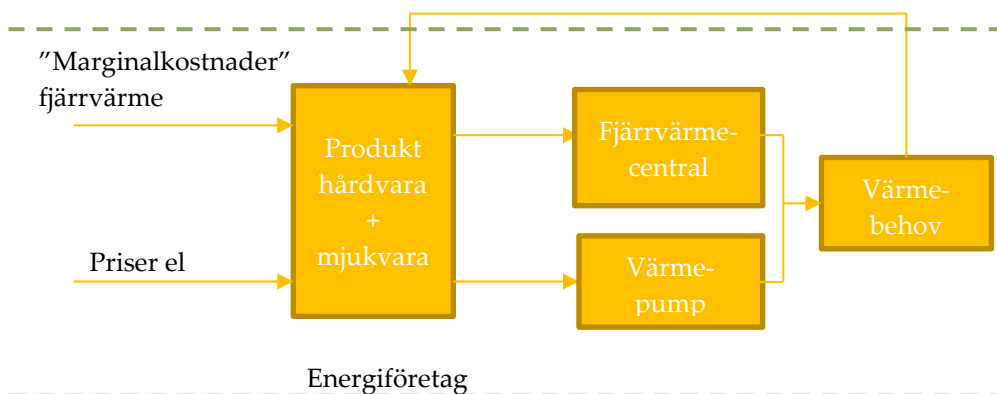
Vid en vidare utveckling av affärsmodellen kan lönsamhetskalkyler ur energiföretagets och fastighetsägarens perspektiv ställas upp. Kalkylerna får stå som bas för hur erbjudandet av *Produkten* till kunden utformas i detalj och kommer att påverkas av faktorerna som listas i Tabell 13, antaget att fastighetsägaren äger värmepumpen oavsett om det gäller en ny eller befintlig värmepump:

**Tabell 13** Översikt över kostnads- och intäktstruktur för energiföretaget och fastighetsägaren i konceptet *Produkten*

	Fastighetsägaren	Energiföretaget
<b>Kostnader</b>	Eventuell investerings- och installationskostnad för värmepump	Kostnader för inköp och/eller utveckling av och installation av optimeringsprodukt
	Kostnad för investering och installation av optimeringsprodukt	Personalkostnader för att drifva, underhålla och följa upp optimering och styrning internt  Personalkostnader för tillsyn och service, kan inkludera värmepumpen
<b>Intäkter</b>	Besparing i form av minskade elkostnader jämfört med <i>normal</i> drift	Ökad volym såld fjärrvärme  Försäljningsmarginaler från optimeringsprodukt och eventuellt värmepump  Försäljningsmarginal för service och tillsyn

### 4.3.2 Koncept 2: Tjänsten

Det andra undersökta konceptet kallas för *Tjänsten* och innebär att energiföretaget tar ett större ansvar för uppvärmningen av kundens fastighet. Konceptet innebär att energiföretaget erbjuder kunden ett komfortavtal och garanterar att exempelvis en viss inomhustemperatur ska hållas i fastigheten under årets alla timmar. Det är upp till energiföretaget att underhålla och optimera fastighetens värmesystem, inklusive en eventuell värmepump. Ett liknande koncept har implementerats av Göteborg Energi i pilotprojektet Smart Heat och Krafringen överväger att erbjuda kunden en paketslösning där HybridFX kan kombineras med komfortavtal (Hansson P. , 2019), (Edsbäcker, 2019).

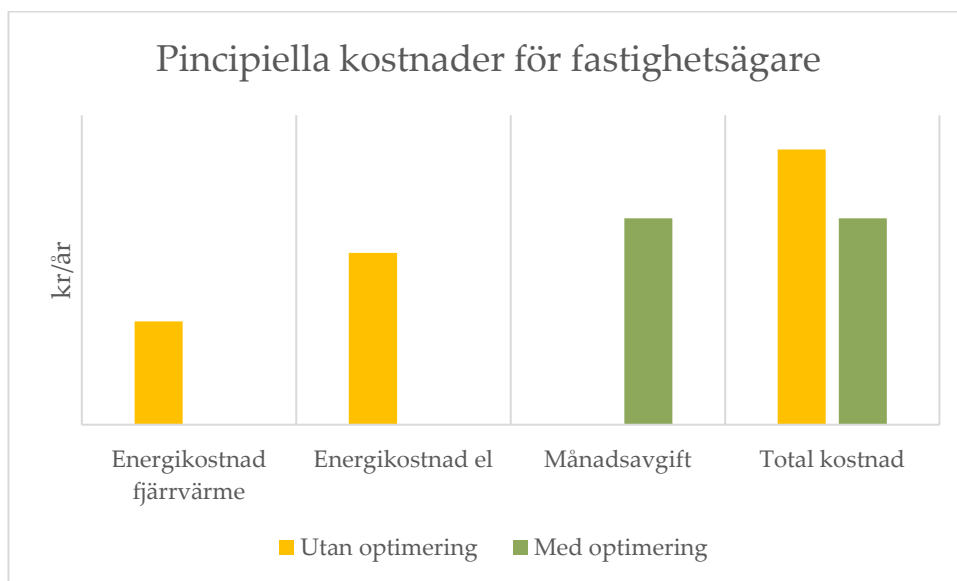


Figur 8 Principiell skiss över konceptet *Tjänsten*. Energiföretagets ansvarsgräns flyttas in i fastigheten och innefattar hela värmesystemet.

Med ett komfortavtal betalar kunden en fast månadsavgift för att energiföretaget ska leverera en bestämd inomhustemperatur. Upplägget ger incitament för energiföretaget att leverera värme till fastigheten till minsta möjliga kostnad för att uppnå intäkter från den fasta månadsavgiften. Om kunden har en värmepump som kan leverera värme ingår även denna i kostnadsminimeringen. Värmepumpen kan ses som en produktionsanläggning bland energiföretagets ordinarie produktionsmix och optimeras tillsammans med övriga anläggningar på samma sätt som energiföretaget optimerar resten av sin produktion i dagsläget. Detta innebär i slutändan att fastighetens värmepump och fjärrvärmeanslutning optimeras mot marginalkostnader i fjärrvärmeproduktionen och timupplösta spotpriser på elmarknaden (om värmepumpen har ett elavtal med timpriser för el).

Den fasta månadsavgiften för kunden sätts av energiföretaget baserat på kundens alternativkostnad, det vill säga att använda värmepumpen på konventionellt sätt med fjärrvärme som spets. Månadsavgiften måste sättas på en nivå som ger lägre totala uppvärmningskostnader än om *Tjänsten* inte hade implementerats. Se Figur 9 för en principiell bild av kundens kostnadsbild med och utan konceptet *Tjänsten*. Om inte energiföretaget lyckas med att optimera energileveransen till en lägre kostnad än den fasta månadsavgiften görs en förlust. Förutom att producera och leverera fjärrvärme till kundens fastighet måste även energiföretaget ta över kostnaderna för att driva värmepumpen i fastigheten. Notera hur kundens energikostnader för el i Figur 9 är lika med noll, eftersom dessa kostnader förflyttas till energiföretaget.





Figur 9 Principiella kostnader för kunder med och utan optimering med konceptet Tjänsten

Konceptet *Tjänsten* innebär i många fall störst skillnader i var energiföretagets ansvarsgräns dras, jämfört med konceptet *Produkten*. Med *Tjänsten* ligger det i energiföretagets intresse att energieffektiviseringsåtgärder utförs i fastigheten och att hela fastighetens värmesystem underhålls och driftas optimalt. Ansvarsgränsen kan flyttas så långt in som till kundernas radiatorer, vilket ställer nya, större krav på energiföretagets organisation när det kommer till kompetens och kunskap kring fastigheters värmesystem och servicetjänster. Det kan också innebära att ytterligare ny hårdvara behöver installeras i kundens fastighet.

Konceptets utvärderas i projektet genom att studera besparingen som går att uppnå genom att optimera driften av värmepumpen. Besparingen utgörs av den förändrade drift som fås genom att styra fastigheternas värmepumpar med avseende på spotpriser på el och marginalproduktionskostnad för fjärrvärme utan marginalpåslag. Jämfört med i konceptet *Produkten* blir kundens värmepump en mer integrerad del av energiföretagets fjärrvärmeproduktion och någon ny, direkt prissättning för fjärrvärme på timbasis behövs inte.

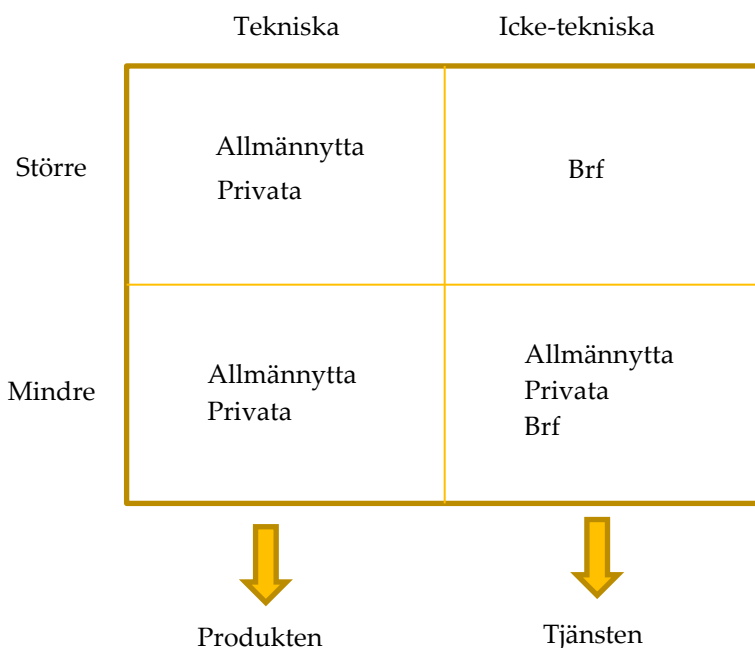
För konceptet *Tjänsten* antas det att en ny värmepump installeras i fastigheten, lönsamhetskalkylen förändras beroende på om fastighetsägaren eller energiföretaget står för ägandet av den. Det antas inte vara troligt att energiföretag i konceptet *Tjänsten* skulle ta över ägandet av kunders befintliga, begagnade värmepumpar. Faktorer som inverkar på lönsamheten för båda parter listas i Tabell 14.

Tabell 14 Översikt över kostnads- och intäktstruktur för energiföretaget och fastighetsägaren i konceptet Tjänsten

	Fastighetsägaren	Energiföretaget
<b>Kostnader</b>	Eventuell investerings- och installationskostnad för värmepump	Kostnader för inköp och/eller utveckling av och installation av optimeringsprodukt
	Kostnad för <i>Tjänsten</i> inklusive optimering, styrning, drift och underhåll.	<p>Kostnader för produktion av fjärrvärme</p> <p>Kostnader för el till värmepump</p> <p>Kostnader för teknisk upprustning av fastigheten – exempelvis inomhustemperaturgivare</p> <p>Personalkostnader för att drifva, underhålla och följa upp optimering och styrning internt</p> <p>Personalkostnader för service och underhåll av fastighetens system</p> <p>Kostnader i form av risker: oväntat beteende hos boende, prestanda hos tekniska system, väder</p>
<b>Intäkter</b>	Besparing i form av minskade uppvärmningskostnader jämfört med <i>normal</i> drift	<p>Marginal mellan månadsavgift för <i>Tjänsten</i> och att producera och leverera komfort till fastigheten</p> <p>Marginal för service och tillsyn</p>

#### 4.4 KUNDSEGMENT FÖR KONCEPTEN

De identifierade kundsegmenten från intervjustudien delas in längs dimensionerna "Större/mindre" fastighetsägare och "teknisk/icke-tekniska" fastighetsägare enligt Figur 10. Konceptet *Tjänsten* riktar sig mot mer icke-tekniska kunder som Brf:er och mindre privata och allmännyttiga fastighetsägare som värdesätter tryggheten i att förflytta risken i att drifva anläggningen själva helt och hållet till energiföretaget. Konceptet *Produkten* är mer aktuellt att erbjuda tekniska kunder som uttrycker en ovilja att lämna över kontrollen över sina anläggningar helt och hållet till en extern aktör.



Figur 10 Kundsegment för respektive koncept

#### 4.5 SAMMANFATTNING AV AFFÄRSMODELLSFÖRÄNDRINGAR

Sammanfattningsvis pekar intervjustudien på att energiföretags affärsmodeller får de tillkommande faktorer som visas i Tabell 15. I båda koncept har hittills beskrivits hur energiföretag optimerar kunders värmepumpar genom att följa elpriser på spotmarknaden. Oavsett om energiföretag väljer att erbjuda kunder *Produkten* eller *Tjänsten* innebär detta att affärsmodellen framförallt förändras i sättet som värde skapas för kunderna. Även om det finns ett uppenbart värde i form av kostnadsbesparingar ligger ett stort värde i att bli erbjuden tjänster och lösningar som innebär att energiföretaget anpassar sig efter kundens behov genom dialog och fördjupade relationer. Det gröna värdet, vilket kan vara svårdefinierat, växer i betydelse men värderas olika av olika aktörer.

Tabell 15 Tillkommande faktorer i energiföretags affärsmodell vid optimering av kunders värmepumpar, jämfört med den konventionella affärsmodellen kartlagd i avsnitt 2.4.2

Nyckelpartners	Nyckelresurser	Värdeerbjudande	Kundsegment
Värmepumptillverkare	Kompetenser	Minskade	Tekniska
Systemleverantörer	IT-infrastruktur	kostnader	Icke-tekniska
Kunder		Gröna värdet	Privat, allmännyttan,
Serviceleverantörer		Flexibilitet och lyhördhet	Brf.
	Nyckelaktiviteter	Kanaler	Kundrelation
	Tjänster	Uppföljning	Dialog som bygger
	Kunddialog	Styrning	förtroende, lojalitet
	Tillsyn, service		och långsiktighet

Energiföretagens nya affärsmodeller handlar i stor utsträckning om att öka och vårda relationen med kunder och att utöka antalet nyckelpartners. Energiföretaget går från att verka i en värdekedja till att bli en del av ett större, mer integrerat värdenätverk där energiföretaget blir navet för att förmedla värde till kunder på mer avancerade sätt, med utbyte med samtliga aktörer i nätverket.

#### 4.6 KONCEPTEN OCH REGLERMARKNADER

I båda koncept har hittills beskrivits hur energiföretag optimerar kunders värmepumpar genom att följa elpriser på spotmarknaden. Genom att ingå partnerskap med aggregatorer eller BSPer, exempelvis Power2U (Power2U, 2019), som agerar på reglermarknader kan även exempelvis handel på mFRR-marknaden ge extra intäkter för energiföretaget under konceptet *Tjänsten*, då energiföretaget står som anläggningsägare för värmepumpen. Genom ett bilateralt avtal med aggregatorn delas intäkterna från handeln på reglermarknaden mellan energiföretaget och aggregatorn och resultatutrymmet kan öka för energiföretaget i komfortavtalet med fastighetsägaren.

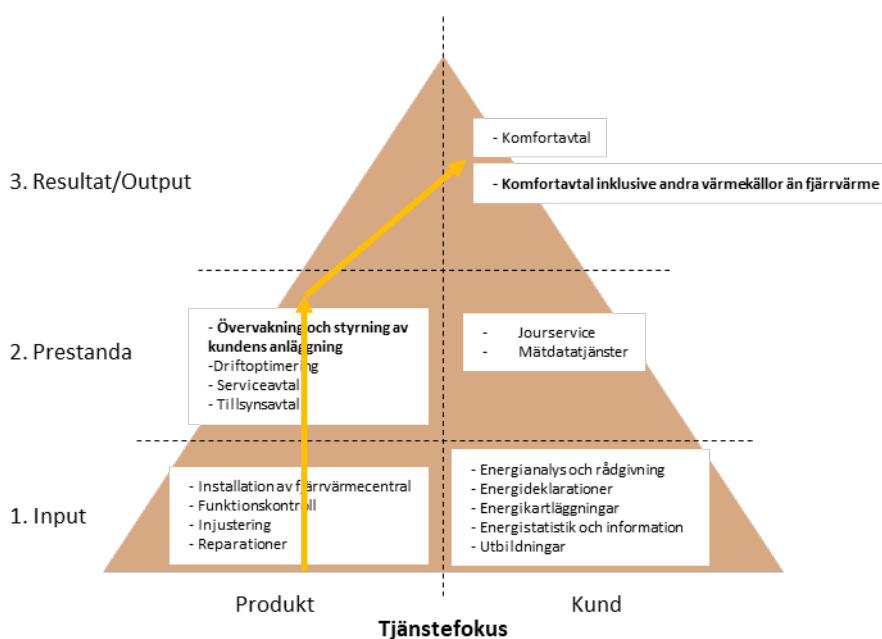
I konceptet *Produkten* är det troligare att det är fastighetsägaren som ingår ett avtal med en aggregator om att upplåta sin värmepump som handlingsbar last på reglermarknaden, eftersom energiföretaget inte är anläggningsägare. Om energiföretaget ingår bilaterala avtal och fungerar som mellanhand mellan fastighetsägare och aggregator kan energiföretaget ta del av vinsterna från handeln med värmepumpens ellast, men eftersom denna ska delas mellan aggregatorn, energiföretaget och fastighetsägaren minskar vinsten för varje aktör.

#### 4.7 KONCEPTEN UR PERSPEKTIVET TJÄNSTEFIERING

Genom att erbjuda konceptet *Produkten* eller konceptet *Tjänsten* tar energiföretag steg mot ett utökat tjänsteutbud.

*Produkten* kan sägas tillhöra den andra tjänstenivån, där fokus ligger på att optimera prestandan hos kundens tekniska installationer. Med prestanda menas i det här fallet minskade uppvärmningskostnader. I Figur 11 markeras detta som "Övervakning och styrning av kundens anläggning".

Konceptet *Tjänsten* placeras här i den högsta nivån av tjänster, med fokus på kundsidan, se Figur 11. Här placeras även konventionella komfortavtal där enbart fjärrvärme ingår i avtalet, konceptet *Tjänsten* särskiljs i figuren genom att komfortavtalet görs mer avancerat då även värmepumpar inkluderas.



Figur 11 Koncepten Produkten och Tjänsten indelade och markerade i energiföretags tjänstepyramid

Traditionellt sett har energiföretag arbetat med tjänstefiering genom att utveckla ny teknik inkrementellt och har haft ett produktfokus. Utvecklingen har alltså skett vertikalt på tjänstepyramidens vänstra sida. Här återfinns också konceptet *Produkten*, som har ett tydligare fokus på teknik än vad komfortavtalet *Tjänsten* har. För att erbjuda *Tjänsten*, det vill säga ett komfortavtal där andra värmekällor än fjärrvärme ingår, krävs det att energiföretaget skiftar fokus från *Produkten* till kundens behov, att erhålla en inomhustemperatur, vilket kan vara svårt för energiföretag enligt intervjustudien. Pilarna i Figur 11 visar hur utvecklingen av tjänsterna behöver göra ett skifte för att komma till konceptet *Tjänsten*.

I intervjustudien identifierades även följande barriärer för att nå högre nivåer i tjänstepyramiden genom att optimera kunders värmepumpar:

- Prismodeller som stödjer optimeringen fullt ut existerar inte för många energiföretag
- Dagens IT-infrastruktur kan inte hantera det diversifierade beståndet av värmepumpar hos kunder
- Kunderna, speciellt tekniska kunder, har en uppfattning av att energiföretaget inte har tillräcklig kompetens kring värmepumpar och fastighetssystem. Det visas också i faktumet att två allmännyttiga bostadsbolag i intervjustudien påtalade att man var orolig för att behöva hänvisa till en extern aktör om deras boende hade klagomål på försämrade komfort på grund av problem i fastighetens uppvärmningssystem. Det kan möjligtvis bero på att värmepumpar så länge varit en stor konkurrent till fjärrvärme och del- och helkonverteringar har bemötts med skepsis. Om kunden har en befintlig värmepump som kunden har investerat i finns det en oro för att energiföretagets styrning av värmepumpen ska skada den fasta tillgången som värmepumpen utgör.

Det bör tilläggas att, även om det historiska tekniska fokuset kan utgöra ett hinder för att nå upp till de högsta nivåerna i tjänstepyramiderna, så har det också inneburit en möjliggörare. Utan den långa tekniska utvecklingen av fjärrvärme hade den inte varit den leveranssäkra och ofta prismässigt konkurrenskraftiga lösning det är idag. Utan de förutsättningarna hade kanske inga energitjänster kunnat utvecklas alls. Utvecklingen mot mer avancerade tjänster är inkrementell, vilket även påpekades av (Kindström, Ottosson, Thollander, & Kienzler, 2015).

## 4.8 RESULTAT: SIMULERINGAR

I detta kapitel presenteras samtliga simuleringsresultat. För varje fallstudie, typnät och år har *normal* drift jämförts mot *växlande* drift. Simuleringsresultaten presenteras genom tre jämförelseparametrar: Uppvärmningskostnad, Lastfördelning mellan värmekällor och Utsläpp av CO<sub>2</sub>-ekvivalenter. För varje parameter redovisas medelvärdet för de tre simulerade åren för varje fallstudie och typnät. För varje parameter redovisas även den fallstudie och typnät där störst respektive minst förändring på jämförelseparametern noterats mellan *normal* och *växlande* drift.

För den fallstudie där störst förändring noterats vid jämförelsen av *normal* och *växlande* drift har ytterligare simuleringar utförts där även möjligheten att medverka på reglermarknaden mFRR i elområde SE3 inkluderats. Den fallstudie med störst förändringar i det första simuleringssteget (jämförande fjärrvärmekostnad mot spotpriser) är Fallstudie 1 och därför har det för denna fallstudie utförts en simulering där driften av värmepumpen och fjärrvärmeanslutningen tillåts ändras baserat på möjliga intäkter från reglerkraftsmarknader.

#### 4.8.1 Marginalkostnad för uppvärmning med fjärrvärme och värmepump

De parametrar som avgör hur växlingen mellan fjärrvärme och värmepump ska ske i en fastighet är kostnaden för uppvärmning med respektive värmekälla. Därför följer här en redogörelse för hur marginalproduktionskostnaderna för nyttig värme förhåller sig till varandra i de olika typnäten och fallstudierna.

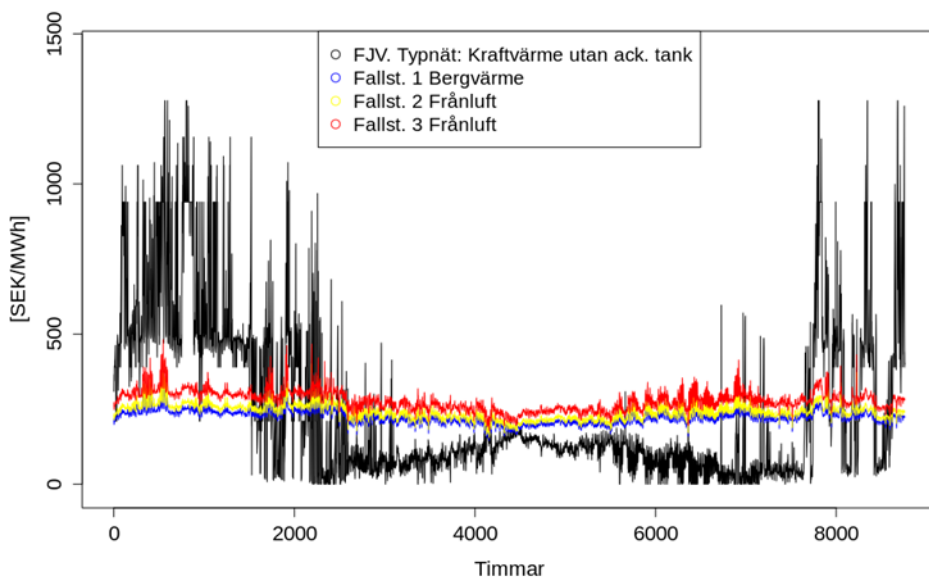
Jämförelsen görs för fallstudie ett till tre för "Typnät: Överskott kraftvärme utan ackumulatortank".

Marginalproduktionskostnaden för fjärrvärme anges per MWh producerad värme och baseras på den rörliga driftkostnaden per produktionsanläggning. Marginalkostnaden för producerad fjärrvärme varierar mer kraftigt jämfört med marginalkostnaden för producerad värme ifrån värmepumpar över året. Detta blir tydligt både när man jämför marginalkostnadernas variation med utomhustemperaturen, se Figur 14, samt över tid, se Figur 12. Marginalkostnaden för uppvärmning med värmepump är lägst för en bergvärmepump och högst för en frånluftsvärmepump.

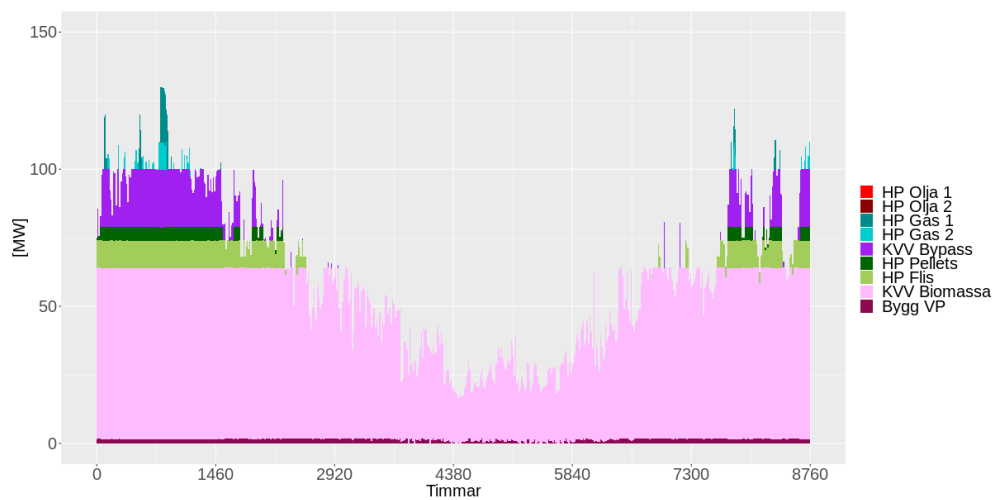
Marginalkostnaden för värmeproduktion med värmepump påverkas av två faktorer, elpriset och värmefaktorn. Båda dessa faktorer har relativt små variationer över både tid och temperatur, under de antaganden som gjorts i denna studie, se avsnitt 3.3.2 för detaljer. Marginalkostnaden för fjärrvärme beror på värmeproduktionsmixen och kostnaderna för denna. Ett exempel på detta ses vid en jämförelse av formen på marginalkostnadskurvan för fjärrvärme i Figur 12 och formen på värmeproduktionskurvan i Figur 13. I typnätet som visas, "Övervikt kraftvärme utan ackumulatortank", fås låga marginalproduktionskostnader under särskilt sommaren genom kraftvärmeproduktionen och dyrare spetslast i form av hetvattenpannor.

Det visar sig tydligt att under de kallare månaderna av året är fjärrvärmen alltid betydligt dyrare än värme från samtliga tre studerade värmepumpar. Under sommarmånader är fjärrvärmen oftast det billigaste alternativet, medan det under vår och höst ofta varierar mellan vilket uppvärmningsalternativ som ger lägst kostnad.

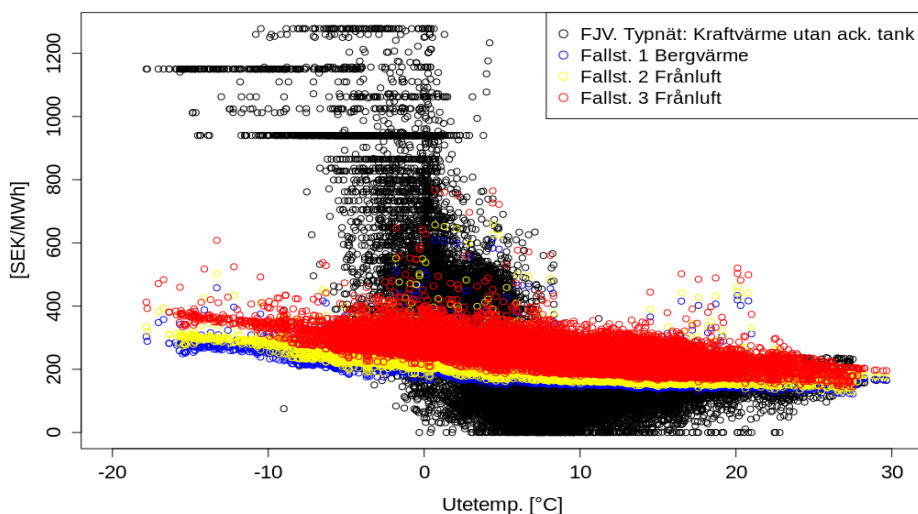




Figur 12 Marginalproduktionskostnad för fjärrvärme samt värme från värmepumpar för fallstudie 1-3, under 2015.



Figur 13 Värmeproduktion 2015 för Tynät: övertikt kraftvärme utan ackumulatortank



Figur 14 Marginalproduktionskostnad för fjärrvärme samt värme från värmepump för fallstudie 1-3 som funktion av utomhustemperatur under 2015-2017.

Notera att marginalkostnaden för uppvärmning med värmepumpar har ett linjärt samband med utomhustemperaturen i Figur 14, även vid högre utomhustemperaturer då värmelasten i en fastighet ofta enbart består av tappvarmvatten. Vid tappvarmvattenproduktion sjunker typiskt värmefaktorn i en värmepump på grund av det höga temperaturlyft som krävs. I denna studie har denna effekt bortsetts från, vilket innebär att en värmepump kan ha valts för värmeproduktion när fjärrvärme egentligen är billigare. Värmelasten under timmar med höga utomhustemperaturer är dock relativt liten och bedöms ha en liten påverkan på resultaten.

#### 4.8.2 Uppvärmningskostnad

Vid växlande drift har driften av fastighetens värmesystem optimerats för lägsta totala kostnad baserat på marginalproduktionskostnader för fjärrvärme och värmepump per timme. Beräkningen av uppvärmningskostnaden görs endast med hänsyn till marginalkostnaden för fjärrvärme kontra värmepump, beskrivet i avsnitt 3.3.2, inga andra kostnader är inkluderade. En jämförelse av den totala uppvärmningskostnaden vid *normal* och *växlande* drift visar den potentiella besparingen för en fastighetsägare.

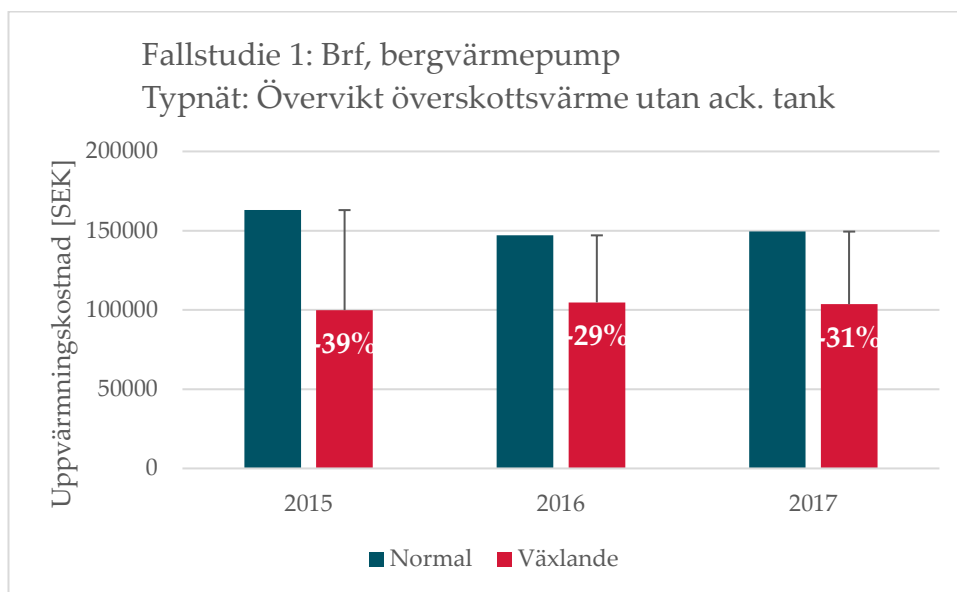
I Tabell 16 visas en sammanställning av medelvärdet av uppvärmningskostnaden för de tre simulerade åren för varje fallstudie och tynät. Sett till procentuella minskningar är det tydligt att Fallstudie 1 är den fallstudie där störst reduktion av uppvärmningskostnaden har beräknats. Detta trots att fallstudien innefattar en bergvärmepump med betydligt högre värmefaktor än i övriga fallstudier. Detta tros bero på att de två värmepumparna i Fallstudie 1 är dimensionerade för att täcka en större del av fastighetens värmelast än i de övriga fallstudierna och det finns därmed en större mängd värmeenergi att växla från värmepump till fjärrvärme, trots att värmepumparna i fallstudie 1 har en högre värmefaktor än i övriga fallstudier. Fallstudie 2 har liknande procentuella kostnadsminskningar

som Fallstudie 3: "Kommunalt bostadsbolag, frånluftsvärmepump 2". Jämförs de olika typnäten går det att se att det typnät med lägst rörlig driftkostnad (se Tabell 8) ger störst reduktion av uppvärmningskostnaden vid en implementering av *växlande* drift, nämligen Typnät: "Övervikt överskottsvärme utan ackumulatortank". Det innebär i praktiken att värmepumpen i fastigheten under sommaren har stängts av till förmån för användning av fjärrvärme från industriell spillvärme. Man kan också se att typnät överskott värmepumpar har den minsta reduktionen av uppvärmningskostnaden, vilket är väntat då kostnaden för värme från nätets värmepumpar följer kostnaden för värme från fastighetens värmepumpar.

**Tabell 16** Årlig reduktion av total uppvärmningskostnad vid växlande drift jämfört med normal drift i alla fallstudier i alla typnät. Kostnadsreduktionen i tabellen redovisas både som absoluta tal per år {SEK/år} och relativ minskning och avser perioden 2015-2017.

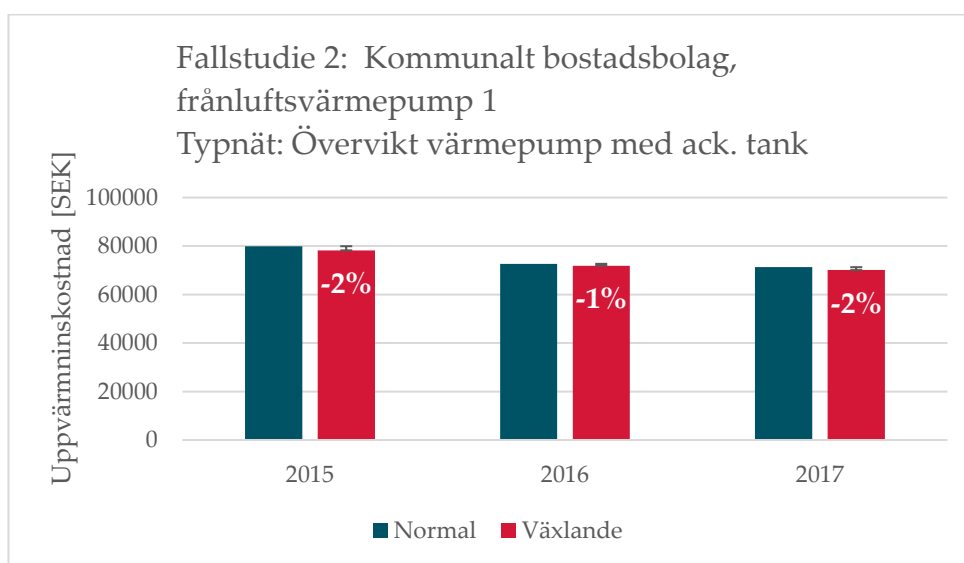
Fall-studie	Typnät KVV u. ack	Typnät KVV m. ack.	Typnät VP u. ack.	Typnät VP m. ack	Typnät ÖV m. ack	Typnät ÖV u. ack.
<b>1: BVP</b>	25 000	17 000	11 000	5 000	50 000	43 000
	-16%	-10%	-7%	-3%	-33%	-28%
<b>2: FVP</b>	8 000	6 000	3 000	1 000	15 000	13 000
	-12%	-7 %	-4%	-2%	-23%	-18%
<b>3: FVP</b>	19 000	14 000	9 000	5 000	33 000	29 000
	-12%	-8%	-6%	-3%	-23%	-18%

I Figur 15 visas skillnaden i uppvärmningskostnad för Fallstudie 1: "Brf. Bergvärme" vid *normal* kontra *växlande* drift för Typnät: Övervikt överskottsvärme utan ackumulatortank. Detta är den kombination av fallstudie och typnät som resulterade i den största reduktionen av fastighetens uppvärmningskostnad vid en övergång till *växlande* drift, vilket visas i Tabell 16. Fallstudie 1: "Brf. Bergvärmepump" har störst förändring på grund av att värmepumparna i fallstudien har en högre energi- och effekttäckningsgrad än i de övriga fallstudierna och att typnätet med överskottsvärme har mycket låga marginalkostnader under sommaren.



Figur 15 Uppvärmningskostnad för Fallstudie 1: "Brf. Bergvärme" vid normal och växlande drift för Typnät: Övervikt överskottsvärme utan ackumulatortank.

I Figur 16 visas skillnaden i uppvärmningskostnad för Fallstudie 2: "Kommunalt bostadsbolag, frånluftsvärmepump 1" vid *normal* kontra *växlande* drift för typnät: "Övervikt värmepump med ackumulatortank". Detta är den kombination av fallstudie och typnät som resulterade i den minsta reduktionen av uppvärmningskostnad. Typnät "Övervikt värmepump" har under sommarmånaderna, vilket är de månader då fjärrvärmen är som billigast, värmepumpar på marginalen vilket gör att det blir den minst lönsamma bränslemixen att optimera mot. Fallstudie 2 och 3 är har många likheter och den procentuella skillnaden i uppvärmningskostnad mellan dem är så pass liten att den ligger inom felmarginalen för simuleringen. Därför är det svårt att säga huruvida någon av de två har större potential än det andra. I detta fall var det fallstudie 2 som hade den minsta reduktionen.



Figur 16 Uppvärmningskostnad för Fallstudie 2: "Kommunalt bostadsbolag, frånluftsvärmepump 1" vid normal och växlande drift för Typnät: "Övervikt värmepump med ackumulatortank"

### 4.8.3 Lastfördelning mellan värmekällor

Vid *normal* drift levererar värmepumparna den maximala andelen av värmelasten som de har kapacitet att täcka. Vid *växlande* drift ökar därför alltid nyttjandet av fjärrvärme jämfört med *normal* drift.

I Tabell 17 visas en sammanställning av medelvärdet för de tre simulerade åren för varje fallstudie och typnät. Studeras den procentuella ökningen av använd fjärrvärme ses tydligt att Fallstudie 1: "Brf. Bergvärmepump" är den fallstudie där störst ökning skett. Fallstudie 2: "Kommunalt bostadsbolag, frånluftsvärmepump 1" har lika stor procentuell ökning jämfört med Fallstudie 3: "Kommunalt bostadsbolag, frånluftsvärmepump 2". Detta beror på att de två värmepumparna i Fallstudie 1: Brf. bergvärmepump är dimensionerade för att täcka en högre andel av den årliga energin och högsta effekt än värmepumparna i de övriga två fallstudierna.

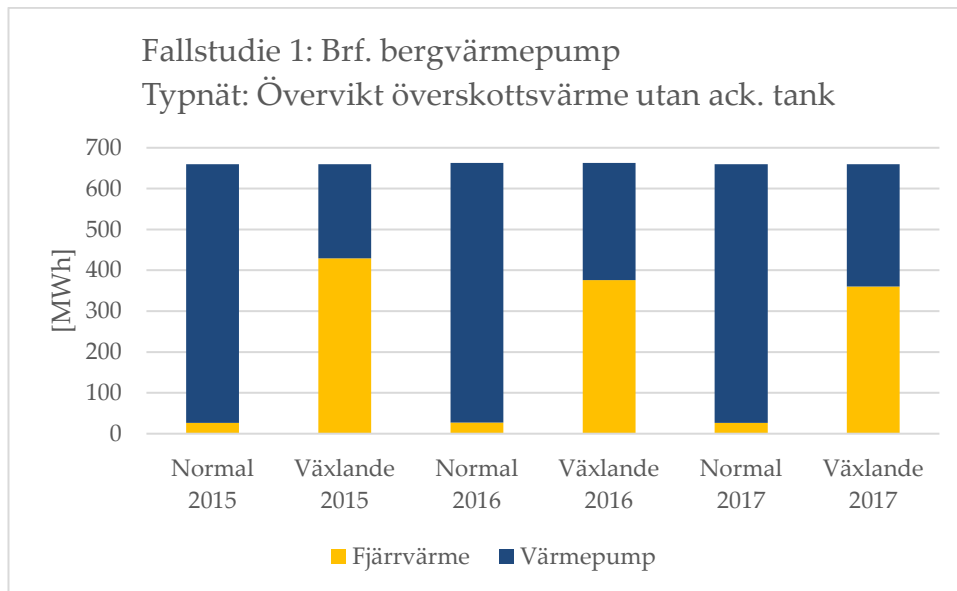
Jämförs de olika typnäten går det att dra samma slutsatser som för fallstudiernas förändrade uppvärmningskostnader. Typnät: "Övervikt överskottsvärme" har störst ökning och Typnät: "Övervikt värmepump" ger lägst ökning och därmed även minst skillnad i hur driften förändras mellan *normal* och *växlande* drift. Detta är i linje med resultaten som visas i Tabell 16 där uppvärmningskostnaden hade reducerats betydligt mer för Fallstudie 1: "Brf. Bergvärmepump" jämfört med övriga fallstudier. Då den *växlande* driften optimerats baserat på driftkostnaden är det väntat att störst förändring i lastfördelning sker för det typnät med lägst rörlig driftkostnad.

Tabell 17 Årlig ökning av nyttjandet av fjärrvärme i fastigheter vid växlande drift jämfört med normal drift, mängden nyttigt värme från värmepumpen har alltså minskat med motsvarande summa. Värmeanvändningen i tabellen redovisas både som absoluta tal per år [MWh/år] och relativ ökning och avser perioden 2015-2017.

Fall-studie	Typnät KVV u. ack	Typnät KVV m. ack.	Typnät VP u. ack.	Typnät VP m. ack	Typnät ÖV u. ack	Typnät ÖV m. ack.
<b>1: BVP</b>	+250	+190	+120	+66	+360	+300
	+929 %	+720%	+451%	+245%	+1343%	+1124%
<b>2: FVP</b>	+76	+59	+32	+19	+100	+89
	+133%	+104%	+56%	+33%	+184%	+156%
<b>3: FVP</b>	+150	+120	+126	+80	+190	+170
	+96%	+79%	+82%	+52%	+122%	+107%

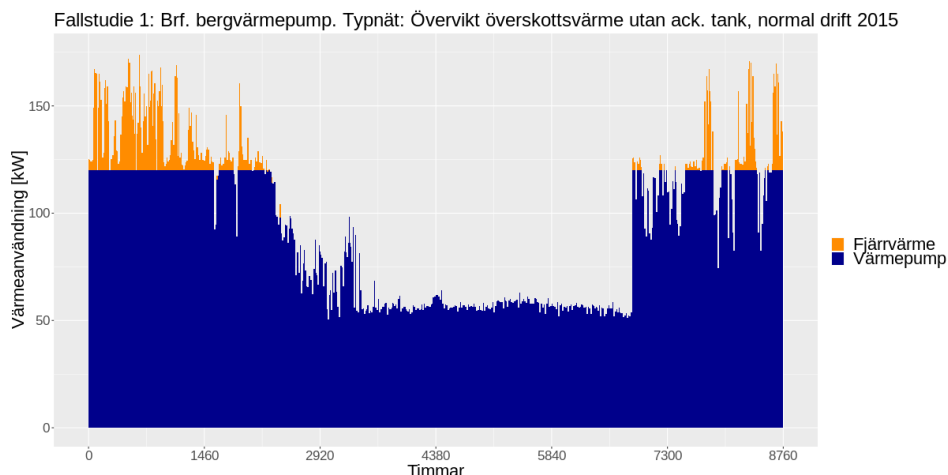
I Figur 17 visas värmeanvändning från fjärrvärme respektive värmepump för Fallstudie 1: "Brf. Bergvärmepump" vid *normal* och *växlande* drift för Typnät: "Övervikt överskottsvärme utan ackumulatortank". Detta är den kombination av fallstudie och typnät där nyttjandet av fjärrvärme ökade som mest. Fallstudie 1: "Brf. Bergvärmepump" har störst förändring på grund av överdimensioneringen av värmepumparna och typnätet med överskottsvärme har störst förändring på

grund av dess låga driftkostnad. Förändringen blir därför störst i denna kombination.

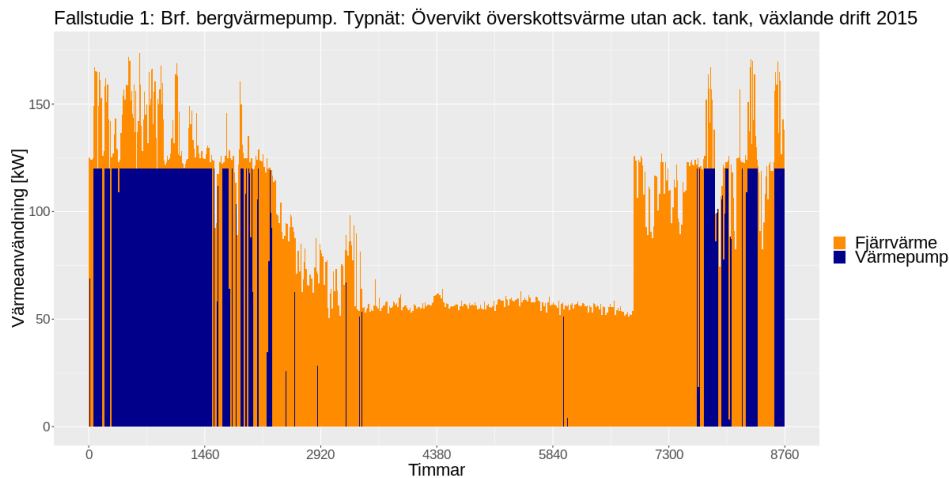


Figur 17 Värmeanvändning från fjärrvärme respektive värmepump för Fallstudie 1: "Brf. Bergvärmepump" vid normal och växlande drift för Tynät: "Övervikt överskottsvärme utan ackumulatortank"

För samma fallstudie i Tynät: "Övervikt överskottsvärme" visas värmeanvändningen i fastigheten under varje timme år 2015 i Figur 18 och Figur 19. För Fallstudie 1: "Brf. Bergvärmepump" var Tynät: "Övervikt överskottsvärme utan ackumulatortank" under 2015 det fall som genererade den största procentuella skillnaden i värmeproduktionskostnad. Vid *normal* drift används fjärrvärme endast som spetslast under vintermånader medan det vid *växlande* drift används fjärrvärme under större delen av både vår och höst och till och med under längre perioder på höstvintern. Det förekommer också flera perioder när prioriteringen mellan värme från värmepumpen och fjärrvärme frekvent skiftar.

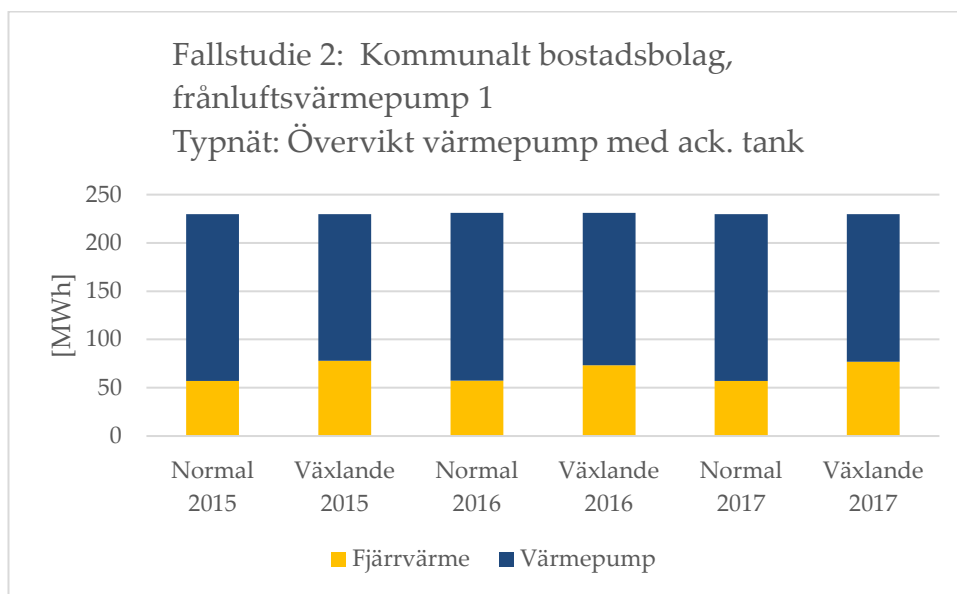


Figur 18 Normal drift under 2015 för Fallstudie 1: "Brf. Bergvärmepump" och Tynät: "Övervikt överskottsvärme utan ackumulatortank"



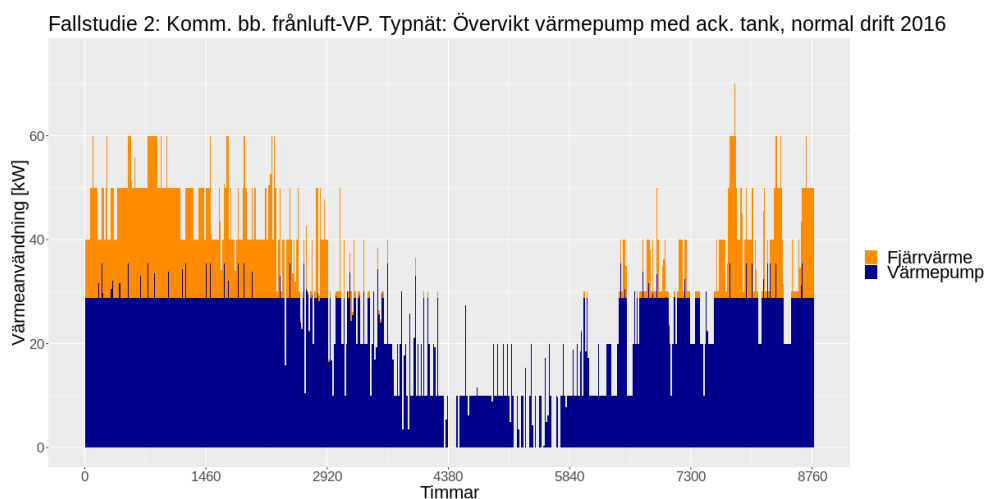
**Figur 19** Växlande drift under 2015 för Fallstudie 1: "Brf. Bergvärmepump" och tynnät: "Övervikt överskottvärme utan ackumulatortank"

I Figur 20 visas värmeanvändning från fjärrvärme respektive värmepump för Fallstudie 2: "Kommunalt bostadsbolag, frånluftsvärmepump 1" och Tynnät: "Övervikt värmepump med ackumulatortank". Detta är den kombination av fallstudie och tynnät där nyttjandet av fjärrvärme ökade minst. Detta beror på att Tynnät: "Övervikt värmepump" under sommarmånaderna, vilket är de månader då fjärrvärmen är som billigast, har värmepumpar på marginalen vilket gör att det blir den minst lönsamma bränslemixen att optimera värmepumpsanvändning i fastigheter mot. Därför är det också det fall där fjärrvärmen ersätter värmepumpen i fastigheten mest sällan. Se Figur 21 och Figur 22, där värmeanvändningen i fastigheten per timme under ett år visas. Fallstudie 2: "Kommunalt bostadsbolag, frånluftsvärmepump 1" och Fallstudie 3: "Kommunalt bostadsbolag, frånluftsvärmepump 2" har många likheter och den procentuella skillnaden i uppvärmningskostnad mellan dem är så pass liten att den ligger inom felmarginalen för simuleringen. Därför är det svårt att säga huruvida någon av de två har större potential än det andra.



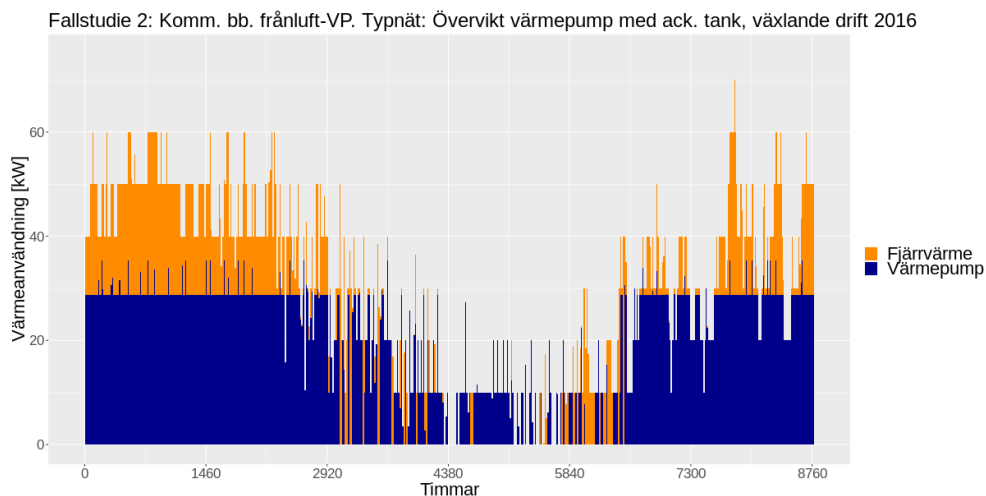
Figur 20 Värmeanvändning från fjärrvärme respektive värmepump för Fallstudie 2: "Kommunalt bostadsbolag, frånluftsvärmepump 1" vid normal och växlande drift för Typnät: "Övervikt värmepump med ackumulatortank"

Fallstudie 2: "Kommunalt bostadsbolag, frånluftsvärmepump 1" med Typnät: "Övervikt värmepump med ackumulatortank" under 2016 var det fall som genererade den minsta procentuella skillnaden i uppvärmningskostnad. I Figur 21 och Figur 22 jämförs värmeanvändningen i fastigheten för *normal* drift och *växlande* drift.



Figur 21 Normal drift under 2016 för Fallstudie 2: "Kommunalt bostadsbolag, frånluftsvärmepump 1" med Typnät: "Övervikt värmepump med ackumulatortank"





Figur 22 Växlande drift under 2016 för Fallstudie 2: "Kommunalt bostadsbolag, frånluftsvärmepump 1" med Tynnät: "Övervikt värmeväxling med ackumulatortank"

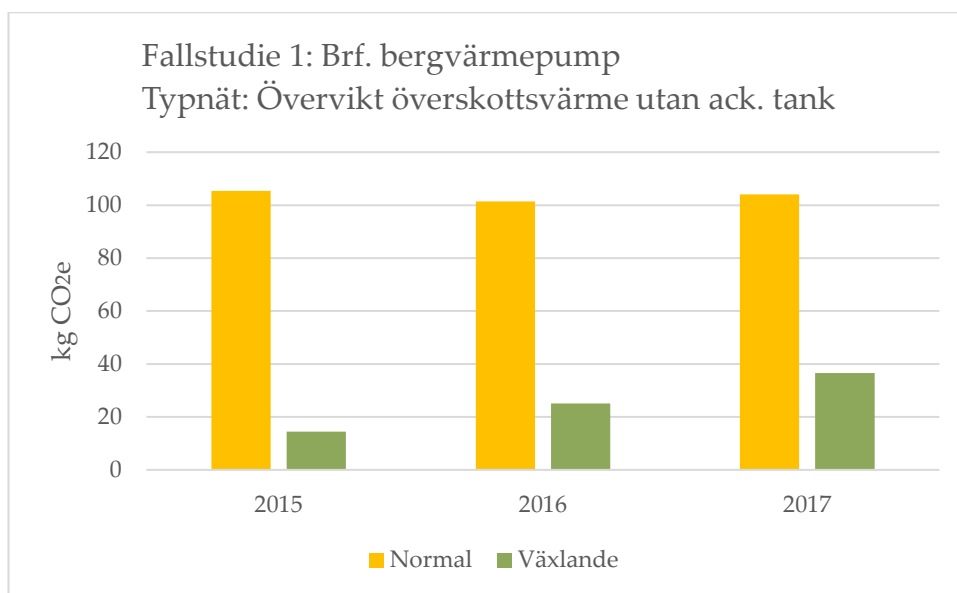
#### 4.8.4 Påverkan på utsläpp av CO<sub>2</sub>-ekvivalenter

I Tabell 18 visas en sammanställning av medelvärdet under 2015 - 2017 för förändringen av utsläpp CO<sub>2</sub>-ekvivalenter vid ett skifte från *normal* till *växlande* drift för de tre simulerade åren för varje fallstudie och tynnät. I samtliga fall minskar utsläppen vid en växlande drift jämfört med normal drift. Reduceringen av utsläpp av CO<sub>2</sub>-ekvivalenter är i stort sett proportionell mot reduktionen i uppvärmningskostnad som visas i Tabell 16. Detta beror på att produktionsanläggningarnas driftkostnad ofta är proportionell mot dess utsläpp eftersom CO<sub>2</sub>-skatt, energiskatt samt utsläppsrätter är inkluderade i driftkostnaden för fjärrvärme. Av samma anledning kan man notera att i likhet med resultaten i Tabell 16, baserat på den procentuella reduktionen av utsläpp av CO<sub>2</sub>-ekvivalenter, är Fallstudie 1: "Brf. Bergvärmepump" den fallstudie där störst reduktion skett. Fallstudie 2: "Kommunalt bostadsbolag, frånluftsvärmepump 1" och Fallstudie 3: "Kommunalt bostadsbolag, frånluftsvärmepump 2", visar upp relativt likartade utsläppsminskningar. Den relativa minskningen av CO<sub>2</sub>-ekvivalenter är dock större än den relativa minskningen av uppvärmningskostnad. Ur ett konsekvensperspektiv med de antaganden som gjorts i denna studie ger undvikna elanvändning till förmån för fjärrvärmeanvändning lägre utsläpp. Hur stora utsläpp som kan undvikas beror mer på vilket tynnät som en fastighet befinner sig i än vilken typ av värmepump som används. I tynnät där en stor del av värmeproduktionen består av centrala värmepumpar minskar utsläppen minst både på grund av att minst mängd värme växlar men också för att utsläpp från produktionen av värme i nätet och i fastigheten baseras på samma bränsle. Det ska påpekas att utsläppen från marginalproduktionen av fjärrvärme beräknas för varje timme för tynnäten i simuleringarna, medan utsläppen från marginalmixen i elsystemet endast varierar mellan 8 olika värden, baserat på tid på dygnet och året.

Tabell 18 Årlig reduktion av total utsläpp av CO<sub>2</sub>-ekvivalenter [kg CO<sub>2</sub>e/år] vid växlande drift jämfört med normal drift i alla fallstudier i alla tynnät. Utsläppen i tabellen redovisas både som absoluta tal per år och relativ minskning och avser perioden 2015-2017

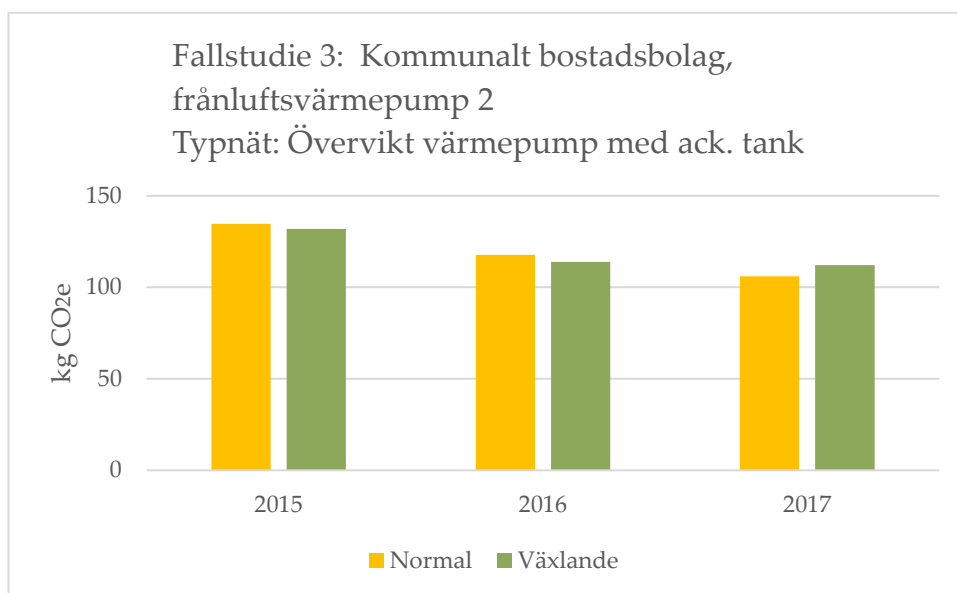
Fall-studie	Tynnät KVV u. ack	Tynnät KVV m. ack.	Tynnät VP u. ack.	Tynnät VP m. ack	Tynnät ÖV u. ack	Tynnät ÖV m. ack.
<b>1: BVP</b>	-67	-53	-30	-15	-78	-61
	-64%	-49%	-28%	-13%	-75%	-56%
<b>2: FVP</b>	-18	-14	-6	-3	-23	-18
	-43%	-30%	-12%	-5%	-61%	-39%
<b>3: FVP</b>	-36	-30	-7	-0.2	-40	-33
	-40%	-30%	-7%	-0.2%	-54%	-34%

I Figur 23 visas orsakade utsläpp av CO<sub>2</sub>-ekvivalenter från värmeanvändning vid *normal* och *växlande* drift för Fallstudie 1: "Brf. Bergvärmepump" och Tynnät: "Övervikt överskottsvärme utan ackumulatortank". Detta är den kombination av fallstudie och tynnät där utsläppen av CO<sub>2</sub>-ekvivalenter reducerades mest. Minskningen av utsläpp från fastigheten är motsatt proportionell mot användningen av fjärrvärme som presenterades i Figur 20. År 2015 användes mest fjärrvärme i fastigheten, vilket gav upphov till störst mängd undvikna utsläpp. År 2017 fås den minsta mängden undvikna utsläpp från fastigheten.



Figur 23 Utsläpp av CO<sub>2</sub>-ekvivalenter för Fallstudie 1: "Brf. Bergvärmepump" vid normal och växlande drift för Tynnät: "Övervikt överskottsvärme utan ackumulatortank"

I Figur 24 visas förändringen i orsakade utsläpp av CO<sub>2</sub>-ekvivalenter vid *normal* och *växlande* för Fallstudie 3: "Kommunalt bostadsbolag, frånluftsvärmepump 2" vid *normal* och *växlande* drift med Tynnät: "Övervikt värmepump med ackumulatortank". Detta är den kombination av fallstudie och tynnät där utsläppen av CO<sub>2</sub>-ekvivalenter reducerades minst. Under 2017 ökade utsläppen faktiskt genom lastväxlingen från värmepump till fjärrvärme. Lastväxlingen, vilken minimerar värmekostnaderna för byggnaden, har växlat från värmepumpar i byggnaden till centrala värmepumpar eftersom det är det billigaste alternativet, trots att värmefaktorer för centrala värmepumpar i allmänhet är lägre än för fastighetsvärmepumpar. Det antas dock att centrala värmepumpar har en lägre elnätsavgift än fastighetsvärmepumpar, vilket ger lägre kostnader, men en högre användning av marginal-el på systemnivå och därmed också ökade utsläpp. Detta visar hur viktigt det är att göra en analys för varje byggnad och fjärrvärmenätverk när då undvika utsläpp beräknas vid förändrad energianvändning.



Figur 24 Utsläpp av CO<sub>2</sub>-ekvivalenter för Fallstudie 3: "Kommunalt bostadsbolag, frånluftsvärmepump 2" vid normal och växlande drift för Tynnät: "Övervikt värmepumpar med ackumulatortank"

#### 4.8.5 Reglermarknaden mFRR

Analys av effekten av reglermarknaden mFRR i elområde SE3 har endast genomförts för Fallstudie 1: "Brf. Bergvärmepump", då detta är den fallstudie där den största reduktionen av uppvärmningskostnaden noterats. De två tynnät som innehåller värmepumpar är inte inkluderade i analysen eftersom värmepumpar en betydande del av året ligger på marginalen i dessa nät, vilket skulle resultera i att en värmepump stängs av samtidigt som en annan startas vilket inte ger någon balanserande effekt på elnätet.

I Tabell 19 visas antalet timmar per år och tynnät som värmepumpen stängts av på grund av att budet på reglermarknaden gjorde det till ett billigare alternativ än att ha den på. Det är dock viktigt att notera att alla bud för att reducera elförbrukningen, alltså stänga av värmepumpen inte aktiveras under alla årets timmar. Under 2015 var det totalt 2387 timmar då det fanns aktiverade bud på

reglermarknaden för att reducera elförbrukningen. Motsvarande antal timmar var 1561 och 1889 för år 2016 respektive 2017. Det är alltså endast under dessa timmar som en värmepump har tillåtits stängas av till förmån för fjärrvärmeanvändning i simuleringarna.

**Tabell 19 Antal timmar per år och typnät som värmepumpen stängts av på grund av reglermarknaden mFRR i elområde SE3**

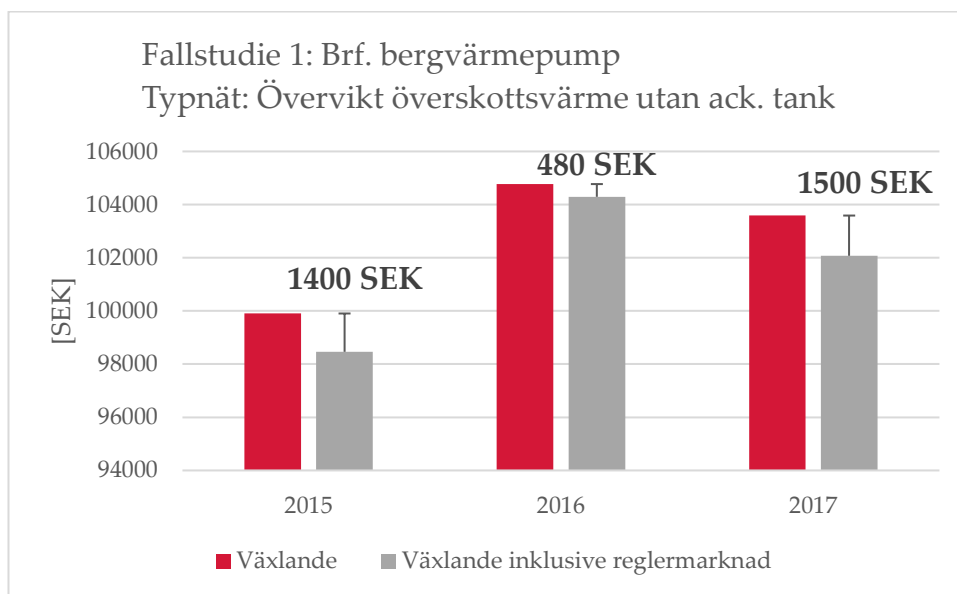
	Typnät kraftvärme u. ack. tank	Typnät kraftvärme m. ack. tank	Typnät överskottsvärme u. ack. tank	Typnät överskottsvärme m. ack. tank
2015	65	78	77	46
2016	329	340	114	166
2017	446	451	282	309

I Tabell 20 visas antalet timmar per år och typnät som värmepumpen startats på grund av att budet på reglermarknaden gjorde det till ett billigare alternativ än att använda fjärrvärme. Bud för att öka elförbrukningen, alltså starta värmepumpen finns inte för årens alla timmar. Under 2015 var det totalt 2617 timmar då det fanns bud på reglermarknaden för att öka elförbrukningen. Motsvarande antal timmar var 2873 och 2079 för år 2016 och 2017 respektive. Under dessa timmar har det i simuleringen tillåtits att värmepumpen slås på om det i det tidigare optimeringssteget valts att den skulle vara avstängd.

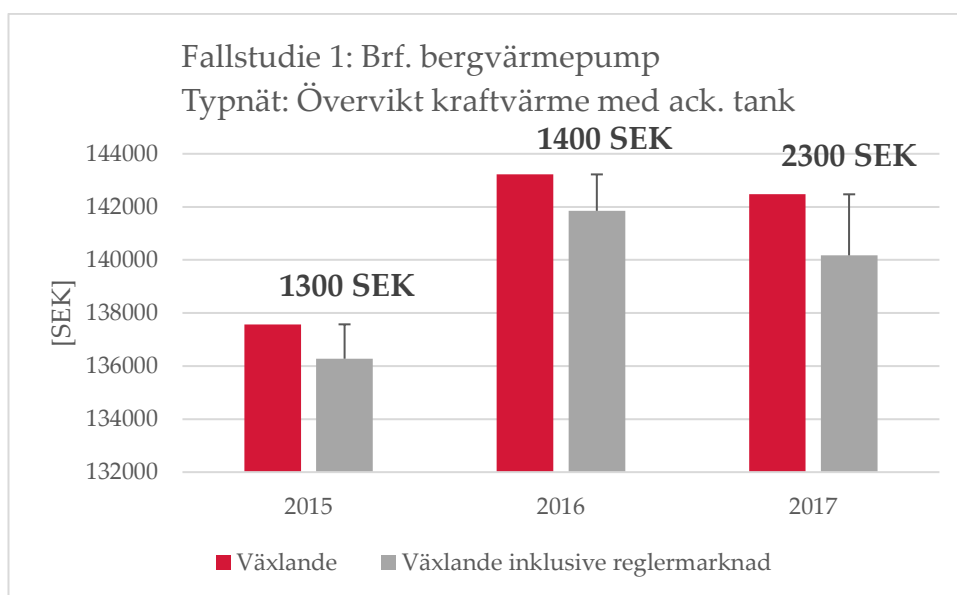
**Tabell 20 Antal timmar per år och typnät som värmepumpen startats på grund av reglermarknaden mFRR i elområde SE3**

	Typnät kraftvärme u. ack. tank	Typnät kraftvärme m. ack. tank	Typnät överskottsvärme u. ack. tank	Typnät överskottsvärme m. ack. tank
2015	36	54	16	25
2016	103	81	59	59
2017	141	108	44	34

I Figur 25 och Figur 26 visas två exempel på den årliga reduktionen av driftkostnad om man jämför *växlande drift* mot *växlande drift inklusive reglermarknad mFRR* i elområde SE3. Figur 25 visar kostnadsbesparingen i typnätet med övervikt överskottsvärme utan ackumulatortank och Figur 26 visar samma resultat för typnätet med övervikt kraftvärme med ackumulatortank. Den ekonomiska vinningen är i storleksordningen 1 procent av den totala energikostnaden och detta gäller för alla simulerade fall.

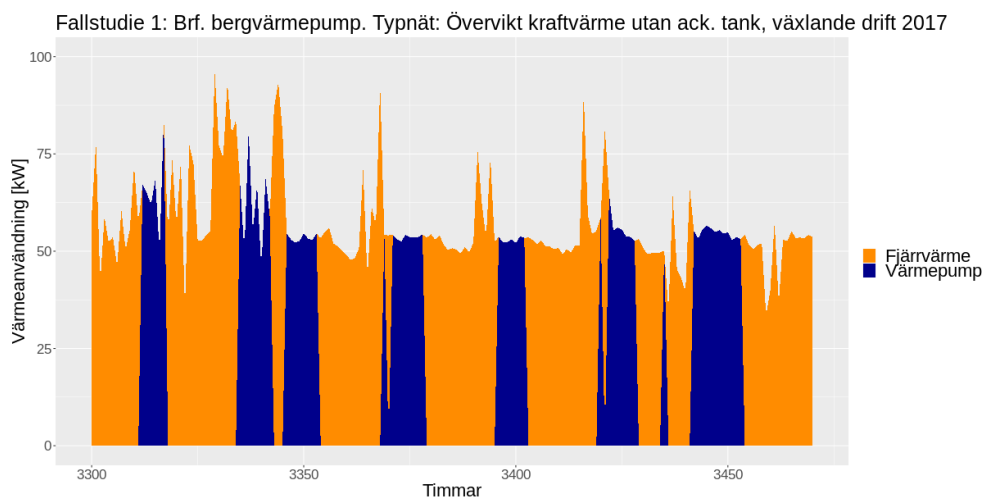


Figur 25 Årlig driftkostnad växlande drift och växlande drift inklusive reglermarknad mFRR i elområde SE3 för Fallstudie 1: "Brf. Bergvärmepump" i Typnät: "Övervikt överskottsvärme utan ackumulatortank."

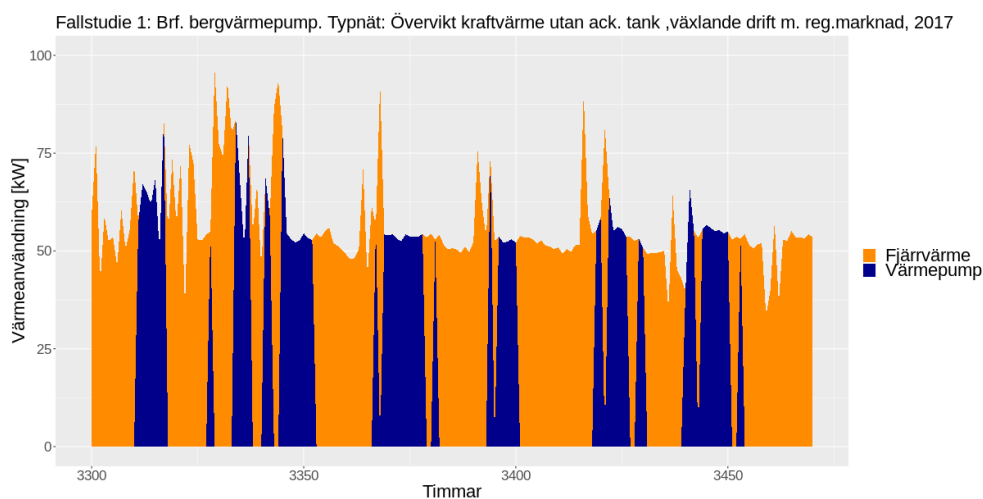


Figur 26 Årlig driftkostnad växlande drift och växlande drift inklusive reglermarknad mFRR i elområde SE3 för Fallstudie 1: "Brf. Bergvärmepump" i Typnät: "Övervikt kraftvärme med ackumulatortank"

I Figur 27 och Figur 28 visas värmeanvändningen per energikälla i fastigheten under cirka 3 veckor i maj 2017. Jämförs dessa båda figurer kan det noteras att det under denna korta period både finns timmar där värmepumpen stängs av och startar på grund av reglermarknaden mFRR i elområde SE3. Det har alltså funnits timmar då det både har varit lönsamt med hänsyn tagen till reglermarknaden att flytta värmelast både till och från fjärrvärmesystemet.



**Figur 27** Värmeanvändningen vid växlande drift per källa i fastigheten under cirka 3 veckor i maj 2017 för Fallstudie 1, "Brf. Bergvärmepump" i Tynnät: "Övervikt kraftvärme utan ackumulatortank"



**Figur 28** Värmeanvändningen vid växlande drift med reglermarknad mFRR i elområde SE3, per källa i fastigheten under cirka 3 veckor i maj 2017 för Fallstudie 1, "Brf. Bergvärmepump" i Tynnät: "Övervikt kraftvärme utan ackumulatortank"

#### 4.8.6 Kostnadsbesparingar i relation till koncepten *Produkten* och *Tjänsten*

De potentiella kostnadsbesparingarna som beräknats är gällande oavsett vilket av intäktskoncepten *Produkten* och *Tjänsten* som har implementerats. För *Produkten* ger besparingspotentialen hos en fastighetsägare en indikation på vilken prisnivå som energiföretaget kan erbjuda optimeringsprodukten till kunder. Läsaren bör komma ihåg att resultaten som presenterats bygger på att fjärrvärme prissätts till marginalproduktionskostnaden och att ett vinstpålägg på fjärrvärmepriset kan tillkomma. Utöver det kan fjärrvärmepriset även inkludera en fast avgift av något slag, men det har antagits att denna fasta avgift blir oförändrad för en kund som växlar värmekälla jämfört med en kund som inte gör det.

För *Tjänsten* ger besparingspotentialen en indikation för ett energiföretag vilket utrymme det kan finnas för att inkludera värmepumpsstyrning i ett komfortavtal. Huruvida det är lönsamt eller inte att erbjuda ett komfortavtal för en fastighet påverkas i mycket hög grad av övriga förutsättningar i fastigheten, vilka måste utredas från fall till fall.

#### 4.9 TEKNISKA KRAV FÖR OPTIMERING AV VÄRMEPUMPAR

För att energiföretag ska kunna styra anläggningar i kunders fastigheter behöver nya signaler och gränssnitt implementeras. Följande avsnitt avser att ge en allmän överblick av vilka dessa signaler och gränssnitt är, samt vilka krav som bör ställas på dem. Avsnittet kan ses som en första utgångspunkt för vidare arbete med detaljutveckling av optimeringsprodukten.

Signalerna som behövs för optimeringsprodukten kan delas in efter vilka aktörer som är aktiva och i vilken riktning informationsflödet går:

1. Från energiföretaget till kundens fastighet
2. Från kundens fastighet till energiföretaget
3. Från externa källor till energiföretaget

##### *Extern styrning av värmepumpar*

Extern styrning av värmepumpar kan ske genom antingen indirekt kontroll eller direkt kontroll. Indirekt kontroll innebär exempelvis att värmepumpens utomhusgivare manipuleras för att justera värmeeffekten enligt en bestämd värmekurva. Indirekt kontroll går i teorin att tillämpa på alla typer och modeller av värmepumpar. Nackdelarna med indirekt kontroll är dock att olika värmepumpar ger olika respons till ändringar av kontrollsignaler och responsen är alltid förknippad med en viss fördröjning. Äldre värmepumpar är ofta enkelt styrda genom så kallad on/off-cykling. Värmepumpen kan inte köras i dellastläge utan är antingen helt av eller helt på, för att reglera värmeeffekten mellan maximal effekt och noll, kan kompressorn cyklas. Detta innebär att kompressorn slås av och på upprepade gånger under en period för att i genomsnitt ge en lägre effekt än den maximala. Denna styrning sliter på kompressorn och i de allra flesta moderna värmepumpar tillämpas istället frekvensstyrning, även kallat varvtalsstyrning. Med varvtalsstyrning kan kompressorns varvtal och därmed värmepumpens värmeeffekt regleras steglöst. Många värmepumpar i premiumsegmentet är uppkopplade och låter användaren styra sin värmepump externt genom exempelvis en mobilapp. Ofta tillämpas då en indirekt kontroll genom att värmepumpens värmekurva ändras (Lindahl, 2020).

Direkt kontroll innebär i stället att värmepumpens kompressor och därmed värmeeffekt kan styras direkt av en extern signal genom ett gränssnitt. Direkt kontroll ger snabbare respons och större noggrannhet än indirekt kontroll och tros bli en förutsättning för att låta värmepumpar utgöra flexibilitet i elsystemet i större bemärkelse. För att förbättra förutsättningarna för detta har exempelvis den tyska värmepumpsföreningen Bundesverband Wärmepumpee utvecklat standarden SG (Smart Grid) Ready. I standarden specificeras att en värmepump kan köras i olika driftlägen beroende på situationen i elnätet; "blockerad" (avstängd), "normaldrift", "lågprisdrift" (optimeras mot elpriser) och "överkapacitet i nätet" (prioritera värmepumpen och utnyttja övervärmning av byggnaden) (Lindahl, 2020).

Själva styrningen utförs genom att elektriska signaler skickas till två ingångar på värmepumpen och har visats kunna ge goda möjligheter för att styra större kluster av värmepumpar (Fischer, Wolf, & Triebel, 2017). Styrningen bör användas för koncepten i denna rapport, där det är möjligt.



#### 4.9.1 Signaler från energiföretag till kundens fastighet

##### *Produkten*

- **Energipris fjärrvärme.** Energiföretaget måste skicka energipriser med upplösningen en timme till fastigheten där optimeringsprodukten är installerad. Detta kan göras genom att ställa upp en API där samtliga optimeringsprodukter som har installerats i fastigheter kan hämta informationen. Priserna per timme kan publiceras ett dygn i förväg, synkroniserat med när dagens priser på NordPools spotmarknad har satts. I optimeringsprodukten görs varje timme en produktionsplan för uppvärmningen av fastigheten. Debitering av fjärrvärme sker månadsvis i efterhand.
  - Krav för signalen:
    - Tidsupplösning: skall uppgå till minst ett värde per timme
    - Uppdateringsfrekvens: En gång per dygn
- **Spotpris NordPool.** Energiföretaget måste tillse att optimeringsprodukten har tillgång till prisuppgifter från NordPools spotmarknad. Spotmarknaden bygger på timvärden och priserna sätts för nästkommande dygn. Spotpriserna kan distribueras till fastigheterna genom samma API som används för att dela fjärrvärmepriser med fastigheterna.
- **Priser Reglermarknader.** Genom samarbeten med aggregatorer och balanstjänsteleverantörer bör energiföretaget även skicka uppgifter om priser på effektregermarknader till fastigheten med optimeringsprodukten. Dessa signaler skickas varje timme inom dygnet innan leveranstimmen och den uppställda planeringen i optimeringsprodukten uppdateras om priserna på reglermarknader gör det kostnadseffektivt att stänga av värmepumpen och använda fjärrvärme i stället.

##### *Tjänsten*

- **Produktionsplan för fastigheten.** I Tjänsten får energiföretaget upprätta en produktionsplan för fastigheten vid samma intervall som övriga produktionsplaner i systemet fastställs. Om den sammanlagda effekten av värmepumparna som ska styras är tillräckligt liten i förhållande till de produktionsanläggningar som ligger på marginalen vid varje timme påverkas inte den överliggande produktionsplaneringen av om fjärrvärme eller värmepump väljs för uppvärmningen i fastigheterna. Om den sammanlagda effekten blir större uppstår feedbackeffekter i produktionsoptimeringen vilka måste behandlas.

#### 4.9.2 Signaler från kundens fastighet till energiföretaget

##### Produkten

- **Värmepumpens COP.** Värmepumpens COP beror på fastighetens framledningstemperatur och temperaturen hos värmekällan. För att kunna göra en prognos över vilken värmeeffekt som värmepumpen kan ge, och till vilken kostnad, behöver optimeringsprodukten få information om eller beräkna COP för värmepumpen i fastigheten där optimeringsprodukten är installerad. En värmepumps COP kommuniceras inte från värmepumpen genom något gränssnitt utan behöver i de flesta fall beräknas externt genom att jämföra elförbrukningen i värmepumpen med levererad värmeeffekt. Optimeringsprodukten behöver därför kunna upprätta en modell av värmepumpen som adapteras efter hur den värmepump som ska styras beter sig. Detta kan på ett enkelt sätt uppnås genom att installera en undermätare som mäter elförbrukning från enbart värmepumpen samt använda sig av värmemätaren för fjärrvärme in till fastigheten. Under en intrimningsperiod slås värmepumpen på och av vid olika driftfall och utomhustemperaturer. Genom att studera hur mycket fjärrvärmeanvändningen ökar då värmepumpen stängs av kan modellen anpassas genom maskininlärning.
  - Krav för signalen:
    - Tidsupplösning: skall uppgå till minst ett värde per timme, bör uppgå till ett värde per 15 minuter
    - Uppdateringsfrekvens: modellen för värmepumpens COP ska uppdateras en gång i veckan.
    - Antal värdesiffror: skall uppgå till minst 1 decimal (x.x), bör uppgå till 2 decimaler (x.xx)
- **Värmebehov, rumsuppvärmning och tappvarmvatten.** Värmepumpens och fjärrvärmeanslutningens inkoppling påverkar värmesystemets prestanda vid olika driftfall. Optimeringsprodukten behöver därför detaljerad information om fastighetens värmebehov uppdelat på minst behov av tappvarmvatten och rumsuppvärmning vid varje tid. Informationen bör inhämtas från fastighetens befintliga fastighetsstyrssystem och översättas till en kostnad för fjärrvärme eller värmepump.
- **Driftsvillkor för värmepumpen.** Optimeringsprodukten behöver inkludera en modell för värmepumpens beteende vid olika driftfall. En avgörande faktor för hur styrningen ska utformas är responstiden för kompressorn, tiden det tar för kompressorn att gå från lägsta till högsta varvtal kan variera mellan tiondelar av sekunder till över en minut beroende på värmepumpsmodell (Lindahl, 2020). För att minimera slitage och strömspikar vid uppstart av kompressorn krävs det att optimeringsprodukten tar hänsyn till begränsningar i värmepumpens styrning. Exempelvis kan en minsta tid som värmepumpen måste vara på

åt gången definieras, eller så kan varje start och stopp av värmepumpen förknippas med en kostnad i optimeringsalgoritmen.

- **Status och prestanda.** Från optimeringsprodukten bör information om värmepumpens och optimeringsprodukten status meddelas energiföretaget och kunden. Automatiserade larm som indikerar avvikande prestanda hos värmepumpen, fjärrvärmecentralen och optimeringsprodukten själv. Signaler som kan användas för feldetektering inkluderar: använd fjärrvärme, använd el i värmepumpen, COP, fjärrvärmefflöde, retur- och framledningstemperatur för fjärrvärme.
- **Kundgränssnitt.** Information om hur optimeringsprodukten har presterat bör presenteras för kunden. Gränssnitt bör ge uppgifter om hur ofta optimeringen har växlat värmekälla, hur stor uppskattad kostnadsbesparing och undvikna CO<sub>2</sub>-utsläpp detta har inneburit. Besparingen bör beräknas jämfört med alternativet att använda värmepumpen på konventionellt sätt. Informationen i gränssnittet bör uppdateras dagligen och sammanställas i rapporter per månad.
- **Uppgifter om elavtal.** I konceptet produkten har inte energiföretaget kontroll över vilka elavtal som kundens värmepump ligger under, inte heller vilka kostnader som dessa innebär. Därför måste optimeringsprodukten inkludera ett gränssnitt där kunden kan ange uppgifter kring sina elavtal. Gränssnittet ska utformas för att kunna hantera olika typer av elavtal och ha förinställda kategorier för de olika kostnadsposterna för värmepumpens elförbrukning. Utöver att manuellt mata in dessa uppgifter kan insamlingen ske genom API:er om kundens elhandlare och nätägare tillhandahåller det. Förändrade förutsättningar för optimeringsprodukten kan då uppdateras automatiskt, genom att inhämta information från kundens profil hos elbolaget. Detta kräver att leverantören för optimeringsprodukten (energiföretaget) ges fullmakt att inhämta denna information och att uppgifterna behandlas i enlighet med GDPR.

Som defaultläge kan optimeringen falla tillbaka på att enbart följa spotpriser på elmarknaden. Optimeringen kommer då att oftare välja fjärrvärme före värmepumpen. Om energipriset för fjärrvärme i prismodellen utgörs av marginalproduktionskostnad utan något vinstpåslag innebär detta att fjärrvärmeleverantören inte att öka eller minska sin vinst i och med detta, medan kunden kommer att få en ökad elkostnad. Detta gör att incitamentet för att ge korrekta uppgifter om avtalen ligger hos kunden, medan fjärrvärmeleverantören inte drar nytta av situationen.

#### *Tjänsten*

- **Värmepumpens COP.** Med värmepumpar som ingår i avtal under konceptet *Tjänsten* behöver signaler som beskriver värmepumparnas COP behandlas centralt hos energiföretaget eftersom dessa kommer att ingå i den övriga produktionsplaneringen. På samma sätt som för *Produkten*

behöver den installerade optimeringsprodukten skapa en modell över varje enskild värmepumps egenskaper vid olika driftfall. Varje modell måste för *Tjänsten* samlas in centralt hos energiföretaget i en databas. Varje gång en ny värmepump ska optimeras uppdateras databasen och uppdateringar av samtliga insamlade modeller kan göras månadsvis. I databasen kan värmepumpar med liknande egenskaper aggregeras till kluster. Klustren av värmepumpar utgör därefter produktionsanläggningar i produktionsplaneringssystem som till exempel EnergyOpticon<sup>1</sup> eller Aurora<sup>2</sup>. Baserat på produktionsplanerna från systemen skickas styrsignaler till värmepumparna varje gång en ny produktionsplan genererats.

- Krav för signalen:
  - Tidsupplösning: skall uppgå till minst ett värde per timme, bör uppgå till ett värde per 15 minuter i varje fastighet
  - Uppdateringsfrekvens: Decentraliserad data insamlas till central produktionsplanering en gång i månaden.
  - Antal värdesiffror: skall uppgå till minst 1 decimal (x.x), bör uppgå till 2 decimaler (x.xx)
- **Värmebehov, rumsuppvärmning och tappvarmvatten.** För varje fastighet där en optimerad värmepump finns måste det totala behovet som hade kunnat täckas av antingen fjärrvärme eller värmepumpen läggas till den totala värmelasten i den centrala produktionsplaneringen. I produktionsplaneringen måste villkor som anger att varje decentraliserad värmepump endast kan användas för att täcka värmelasten i den fastighet den är installerad i. Dessutom måste det anges huruvida värmelasten kan täckas med värmepumpen eller ej, exempelvis vid tappvarmvattenproduktion. Värmebehovet i fastigheten måste prognostiseras för att inkluderas i produktionsplaneringen och detta bör ske så tidigt som möjligt. Det vill säga när en tillräckligt tillförlitlig väderprognos för fastighetens läge finns tillgänglig. Det bör vara tydligt för kunden vilken temperaturmätare som används för att samla in data så att den upplevs som representativ för fastigheten.
  - Krav för signalen:
    - Tidsupplösning: skall uppgå till minst ett värde per timme, bör uppgå till ett värde per 15 minuter i varje fastighet
    - Uppdateringsfrekvens: Så tidigt som möjligt i förväg för produktionsplanering, 7 dagar. Uppdateras med samma frekvens som övrig produktionsplanering.

<sup>1</sup> <https://www.energyopticon.com/energy-optima-3/produktionsoptimering/>

<sup>2</sup> <https://opt.aurorabysigholm.se/>

- Antal värdesiffror: skall uppgå till minst 10-tals kWh per tidsperiod, bör uppgå till 1 kWh per tidsperiod.
- **Driftsvillkor för värmepumpen.** Det bör i den centrala produktionsplaneringen ansättas villkor för hur enskilda och kluster av värmepumpar får köras. Detta kan utföras genom att ansätta kostnader för start och stopp samt minsta drifttid för värmepumparna på samma sätt som för andra produktionsanläggningar i produktionsoptimeringen.
- **Status och prestanda.** I konceptet *Tjänsten* blir signaler för värmepumpens, fjärrvärmecentralens och optimeringsproduktens status och prestanda än viktigare, eftersom detta kan ge tidiga indikationer på när service och underhåll måste utföras. Detta kan effektivisera det arbete som energiföretaget har ansvar för genom det komfortavtal som upprättats.
- **Kundgränssnitt.** För att öka transparensen och förtroendet hos kunden kan det i *Tjänsten* bli mycket värdefullt att kunna kommunicera hur anläggningarna i deras fastighet har styrts, även om kunden inte kan påverka styrningen. Gränssnittet kan användas för att undvika jävsituationer gällande samtidig leverans av el och fjärrvärme genom att i gränssnittet ge information om vilket elavtal som för närvarande gäller för värmepumpen.

#### 4.9.3 Signaler från externa källor till energiföretaget

I båda koncept behöver inte några tillkommande signaler från omvärlden hämtas in till energiföretaget. Priser från elmarknader används redan i den dagliga produktionsplaneringen av fjärrvärmeproduktionen och om det i koncernen ingår ett elhandelsbolag används där information från reglermarknader. Bränslepriser, väderprognoser, temperaturdata och lastprognoser som också behövs i koncepten är alla exempel på signaler och data som redan används av energiföretag.

#### 4.10 AVTAL

Vad blir viktigt att tänka på när energiföretag erbjuder de nya koncepten *Produkten* eller *Tjänsten* och styr kundens värmepump tillsammans med fjärrvärme?

Optimerade värmepumpar i kunders fastigheter innebär obruten mark för många energiföretag, både när det kommer till teknik, affärsmodeller och inte minst avtalsskrivning. I och med att tekniken och lösningarna har relativt låg mognadsgrad finns det få standardiserade avtal framtagna som är anpassade för att kunders anläggningar ska styras av ett energiföretag. Detta innebär att avtalen i vissa fall behöver utarbetas utifrån ett blankt papper, vilket ökar risken för att vitala klausuler i avtalen glöms bort eller helt bortses från (Lygnerud, Wheatcroft, & Wynn, 2019). Koncepten som presenterats och prövas i detta projekt har dock likheter med en del befintliga tjänster och åtföljande avtal för leverans och optimering av fjärrvärme, vilket kan underlätta utformningen av nya avtal. I följande avsnitt listas och diskuteras viktiga aspekter att ta hänsyn till vid utformningen av avtal för de två olika koncepten. Diskussionen baseras på analys av befintliga, liknande avtal, diskussioner med projektets referensgrupp samt en slutlig granskning av en oberoende avtalsjurist.

För den fortsatta analysen av avtal gäller följande definitioner. Det ska påpekas att definitionerna endast används för tydlighets skull i denna rapport, de ska inte ses som definitioner att användas i enskilda avtal.

##### *Definitioner*

I den fortsatta analysen avses med (Energiföretagen Sverige, 2018):

Avtalet	det enskilda kundavtalet tillsammans med bilagor
Fastighet	mark som kunden äger eller har nyttjanderätt till inklusive byggnader och andra anläggningar
Fjärrvärmecentral	aggregat som överför värme från leverantörens anläggning till fastighetens värmesystem
Kunden	den juridiska person som ingått avtal med leverantören
Kundens anläggning	anläggning för mottagande, produktion och distribution av värme, som kunden äger eller har nyttjanderätt till, inom fastigheten efter leveransgräns
Leverantör	kundens motpart i avtalet
Leveransgräns	gräns mellan leverantörens anläggning och kundens anläggning

Leverantörens anläggning	anläggning för produktion eller distribution av fjärrvärme, som leverantören äger eller har nyttjanderätt till, fram till leveransgräns eller till tredje man. I leverantörens anläggning ingår också värmemätare och sådan kommunikationsutrustning för mätvärden, som leverantören äger
Tjänst	den eller de tjänster som leverantören enligt avtalet ska tillhandahålla åt kunden avseende tillsyn, drifttillsyn, drift och underhåll av kundens tekniska installationer eller komforttjänst
Drift	åtgärder som syftar till att uppnå funktionen hos ett visst objekt vilket innefattar driftoptimering, driftövervakning, tillsyn, skötsel och mediaförsörjning
Driftoptimering	kontroll och justering av inställningar av kundens eller leverantörens anläggningar i syfte att nå avtalade krav på inomhusklimat och driftsekonomi
Mediaförsörjning	tillförsel av energinyttighet som elkraft, vatten, bränsle, värme eller kyla
Underhåll	åtgärder som syftar till att upprätthålla funktionen hos ett objekt vilket innefattar planerat underhåll och felavhjälpande underhåll
Optimeringsprodukt	anläggning som levereras av leverantören för styrning av en fjärrvärmecentral och en värmepump, baserat på signaler från fjärrvärmepris, elpriser och styrsignaler från fastighetens värmesystem

#### 4.10.1 Gemensamt för *Produkten* och *Tjänsten*

Oavsett intäktskoncept bör arbetet inledas med en för kunden kostnadsfri förstudie eller teknikinventering utförd av energiföretaget för att se hur möjligheterna till styrning av en specifik kunds anläggning ser ut. I vissa fall kan det bli nödvändigt att en ny värmepump installeras hos kunden och det måste då klargöras hur ägandeskapet för denna, ibland kostsamma, anläggning ser ut. Generellt sett har intervjustudien i denna rapport visat att energiföretag inte vill binda stort kapital i form av anläggningar hos sina kunder (vilket är en anledning till att många undercentraler för fjärrvärme historiskt sett ägs av kunder, inte energiföretag). Detta gör att kunden troligtvis behöver stå för investeringskostnaden av en ny värmepump, men samtidigt måste kunden ge tillåtelse till energiföretaget att styra värmepumpen.

Avtalet måste klarlägga vilket ansvar för värmepumpens prestanda och drift som energiföretaget ska ta. Om kunden äger värmepumpen kan avtalet innehålla klausuler som ålägger kunden att ansvara för att dess funktion garanteras. Det kan även vara viktigt att det upprättas klausuler som klarlägger ansvar och

ersättningsskyldighet om energiföretagets styrning på något sätt skulle skada kundens värmepump, eller på annat sätt påverka värmepumpens funktion. Kundens rätt att använda, ändra och utföra arbeten på sin värmepump kan i förhållande till tillverkaren/säljaren av värmepumpen vara begränsad på grund av garanti- och eller försäkringsvillkor som lämnats av tillverkaren/säljaren eller försäkringsbolag. Garantivillkor innehåller inte sällan krav om att produkten måste hanteras i enlighet med garantigivarens särskilda anvisningar och att underhåll och arbeten på produkten utförs av en av tillverkaren/säljaren auktoriserad tekniker. Har värmepumpen finansierats med hjälp av en kreditgivare eller bank kan också kreditavtalet innehålla begränsningar avseende användning och ändringar av värmepumpen.

Om en ny värmepump ska installeras kan energiföretaget ges möjlighet att rekommendera en lämplig modell som fungerar väl med optimeringslösningen. Hur detta görs måste dock övervägas noga eftersom det föreligger en risk för upplevd konkurrensbegränsning om ett energiföretag rekommenderar en viss modell eller tillverkare av värmepumpar, eftersom energiföretaget har en unik position på marknaden (inga konkurrenter kan erbjuda fjärrvärme och värmepumpar). Energiföretaget bör inte ange en specifik värmepumpsleverantör eftersom det *kan* riskera att ses som ett samarbete som begränsar konkurrensen samt även begränsa för kund som är upphandlande myndighet att upphandla på ett korrekt sätt. Ett alternativ till att rekommendera eller sälja värmepumpar är att energiföretaget i stället upprättar en kravspecifikation som en ny värmepump ska uppfylla för att kunna vara aktuell för erbjudandet.

Ansvar för att värmepumpens funktion, korrekt installation av detsamma, och prestanda bör ligga hos kunden - när kunden äger värmepumpen. Kunden får i sin tur rikta eventuella reklamationer avseende värmepumpen mot leverantören av värmepumpen.

De komponenter som ingår i värmesystemet (såsom Optimeringsprodukten, mätare, värmepump och fjärrvärmecentral) är av sådan karaktär att de i regel utgör byggnadstillbehör och därmed fast egendom enligt 2 kap 2 § JB. Det finns en risk för att energiföretaget kan förlora sitt s.k. sakrättsliga skydd för egendom som denne äger men som tillförs kundens fastighet under avtalstiden. Sakrättsligt skydd är en förutsättning för att energiföretaget ska ha rätt att få tillbaka egendomen med hjälp av exekutiva åtgärder om kunden inte betalar eller går i konkurs. Detta innebär att om energiföretaget har installerat utrustning i kundens fastighet och behöver utmäta denna vid till exempel en konkurs, kan utrustningen anses ha övergått till fast egendom hos kunden och går därför inte att utmätas direkt. Detta är en risk som energiföretaget bör överväga närmare vid utformning av avtalet med kunden. Energiföretaget kan välja att acceptera risken men det finns då incitament att säkerställa en större del av betalningen tidigt under avtalstiden.

Utöver vad som anges i denna analys behöver avtalen även innehålla allmänna kontraktuella villkor kring ordningsfrågor som exempelvis överlåtelse av avtalet, ändring av avtalet, hur meddelanden skickas, sekretessbestämmelse och hantering av tvist (allmän domstol eller skiljeförfarande).



I påföljande avsnitt diskuteras punkter som mer specifikt blir viktiga vid avtalsskrivning för konceptet *Produkten* respektive konceptet *Tjänsten*.

#### 4.10.2 Avtal: *Produkten*

##### *Ansvar för drift och underhåll av tekniska installationer*

I ett avtal för konceptet *Produkten* måste det klargöras vilket ansvar som leverantören åtar sig. Detta kan begränsas till styrsystemet för optimering mellan fjärrvärme och värmepump, kallat Optimeringsprodukten.

Leverantören åtar sig då att driftoptimera, övervaka och tillse enbart den utrustning som Optimeringsprodukten innebär, vilket inte inkluderar kundens värmepump. Detta skiljer sig inte mycket mot hur många konventionella avtal för fjärrvärmeleverans är utformade, där exempelvis värmemätaren anses vara Leverantörens egendom, och dess drift och underhåll är därmed Leverantörens ansvar (Energiföretagen Sverige, 2018).

Eftersom optimeringsproduktens funktion påverkas av hur kundens värmepump presterar (till exempel avseende effektivitet) kan det även vara aktuellt att det inom avtalet läggs till att leverantören åtar sig att utföra tillsyn av värmepumpen. Det bör då anges på vilket sätt tillsynen utförs, hur eventuella felaktigheter rapporteras till kunden samt vid vilka intervall tillsynen utförs. Om konceptet *Produkten* har sålts till kunden tillsammans med en värmepump kan även ett serviceavtal inkluderas för värmepumpen, som administreras av leverantören men utförs av värmepumpleverantören eller annan underentreprenör.

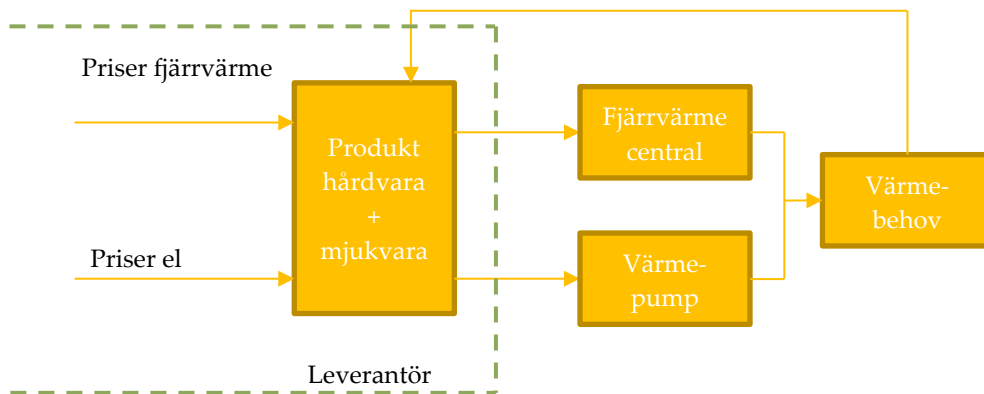
Om energiföretaget avser tillhandahålla ytterligare tjänster såsom service, underhåll, felavhjälpling av Optimeringsprodukten och/eller kundens övriga anläggning bör detta anges. Avtalet behöver då reglera omfattningen av serviceavtalet, svarstider, servicenivåer, kostnad för uttryckning av personal och kostnadsfördelning avseende material. Här behöver sannolikt distinktion göras mellan fördelning av kostnad och ansvar för de produkter som energiföretaget tillhandahållit (Optimeringsprodukten) kontra produkter som kunden ansvarar för (till exempel värmepump och fjärrvärmecentral).

Avtalet bör innehålla bestämmelser som begränsar kundens nyttjande av Optimeringsprodukten, i synnerhet bör anges att enbart energiföretaget får utföra underhåll och reparation av optimeringsprodukten. Kunden får inte själv eller genom tredje part göra ingrepp på utrustningen. Vidare bör anges att kunden ska vårda, hålla utrustningen skyddad och omedelbart meddela energiföretaget om fel eller skada upptäcks.

##### *Ersättning och ägande*

I konventionella leveransavtal för fjärrvärme bestämmer leveransgränsen var kundens anläggning börjar och slutar samt var leverantörens anläggning börjar och slutar. I konceptet *Produkten* sätts leveransgränsen vid styrsignaler till fjärrvärmens undercentral och värmepumpen, se Figur 29. Leverantören bör då stå för ägandet av optimeringsprodukten. I liknande lösningar, till exempel Norrenergis tjänst VärmeSmart genom NODA, hyr kunder optimerings- och

styrutrustning av leverantören till en årsavgift, för att minimera investeringskostnaden för kunden. Leverantören äger då fortfarande utrustningen och har ansvar för att underhålla den, eventuellt genom den underleverantör som levererat utrustningen. Avtalet bör tydligt ange om optimeringsprodukten hyrs eller avbetalas av kunden under avtalstiden. Om äganderätten ska kvarstå hos energiföretaget måste det tydliggöras att det är fråga om hyra och att optimeringsprodukten ska återlämnas vid avtalets utgång, alternativt att kunden har rätt att lösa ut produkten. Avtalet kommer att bedömas vara ett avbetalningsköp om det innehåller en klausul om att äganderätten övergår till kunden vid avtalets utgång.



Figur 29 Leveransgräns i konceptet *Produkten*

#### *Kundens åtaganden*

För konceptet *Produkten* blir det viktigt att redogöra för vad kundens åtaganden utgörs av i avtalstexten. I sitt minsta utförande utformas konceptet *Produkten* så att kundens anläggning (fastighetens värmesystem inklusive styrsystem) genererar en signal för värmebehovet i fastigheten genom till exempel ett börvärde för framledningstemperaturen på sekundärsidan. Konventionella avtal för leverans av fjärrvärme anger att kunden installerar, bekostar och äger kundens anläggning, samt ansvarar för underhållet av denna (Energiföretagen Sverige, 2018). Den utrustning som krävs för att generera styrsignalen för totalt värmebehov ingår alltså som en del av kundens anläggning och ansvaret för denna kan under konceptet *Produkten* fortsatt ligga hos kunden. Om den tekniska inventeringen påvisar att kundens fastighetsstyrning och/eller värmepump behöver kompletteras med utrustning för att generera signaler till optimeringsprodukter bör denna utrustning bekostas och ägas av kunden. Kunden har då även ansvar för att dess funktion bibehålls. Att en korrekt styrsignal ges till leverantörens optimeringsprodukt blir avgörande för dess prestanda och en lämplig klausul att inkludera i avtalet kan vara att kunden ska "aktivt verka för att tjänsten (styrningen) kan genomföras på avsett sätt". Detta innebär att kundens åtaganden för tillsyn och service av utrustningen måste specificeras.

Konceptet *Produkten* innebär att en ny prislista för fjärrvärme på timbasis tas fram och används hos kunden. Om den nya prislistan är publik för samtliga kunder i fjärrvärm nätet eller inte, kan det behövas strikta sekretess-klausuler som förhindrar att leverantörens övriga avtal med till exempel industriella spillvärmelieferantörer inte äventyras. Kunden måste åta sig att behandla

information om leverantörens affärs- eller driftsförhållanden som kunden får kännedom som konfidentiellt.

#### *Ansvar vid problem*

För det fall energiföretagets leverans inte överensstämmer med avtalet föreligger, i avtalsrättsliga termer, ett fel för vilket energiföretaget är ansvarig. En grundläggande uppgift är att försöka skapa beskrivningar av kundens - och eventuellt även leverantörens - åtaganden och skyldigheter avseende att upprätthålla funktionalitet på utrustningen. Syftet är att kunna säkerställa orsaken till eventuell bristande prestanda och leverans hos Leverantören. Denne ska inte ha ansvar för bristande prestanda eller andra åtaganden, för det fall det är hänförligt till kundens utrustning, till exempel felaktiga styrsignaler.

Som leverantör finns anledning att vilja införa bestämmelser som begränsar ansvaret för fel och eller skapa förutsebarhet. Det finns olika mekanismer för detta och vissa är lämpliga att kombinera. För leverantören är det sannolikt av intresse att i första hand avhjälpa felet medan kunden utöver avhjälpande kan vilja bli ersatt för den skada som denne lidit. Rätten till skadestånd kan begränsas till att enbart avse sakskada och personskada. Ett annat sätt är att begränsa skadeståndet till direkta skador och upp till ett visst tak. Rätten till skadestånd kan kombineras med en skyldighet för kunden att reklamera inom viss tid från tidpunkten då felet upptäcktes.

Om kundens missnöje med *Produkten* inte går att koppla till ett fel eller avtalsbrott från energiföretagets sida kommer kunden behöva fullgöra avtalet (dvs. betala avgiften) under resterande avtalstid. Detta behöver inte, för energiföretagets del, uttryckligen regleras i avtalet. Det kan finnas affärsmässiga skäl till att energiföretaget ändå tillåter att avtalet upphör i förtid (till exempel renommé) eller ingår en uppgörelse men huvudregeln är att avtalet ska bestå om inte annat avtalats.

Avinstallation av Optimeringsprodukten samt återställande av kundens anläggning kan regleras i en bestämmelse som kallas "Konsekvens av avtalets upphörande". I bestämmelsen regleras vad som åligger respektive part vid upphörande av avtalet. Exempelvis behöver kunden ge tillgång fastigheten och anläggningen för att energiföretaget ska kunna avinstallera optimeringsprodukten och återställa kundens anläggning. Vem som ska bära kostnaden för sådant arbete är av ren kommersiell natur. Även uppsägningstiden är av kommersiell natur och kan överenskommas på ett sätt som båda parter accepterar.

I tillägg till ovan bör avtalet innehålla bestämmelse om påföljd vid kundens avtalsbrott.

#### *Avtalstider*

Avtalet måste ange vilken tid som avtalet löper, hur lång avtalstiden bör vara bestäms av vilken återbetalningstid som leverantören behöver ha för att täcka de kostnader som uppstår då *Produkten* installeras och för att ge långsiktig lönsamhet. För denna typ av produkt kan det vara lämpligt att ange att avtalet automatiskt förlängs med viss tid vid utebliven uppsägning från kundens sida.

### *Elförsörjning*

I konceptet *Produkten* står det kunden fritt att själv välja ett elhandelsavtal så länge det är ett elavtal som kan antas följa priserna på NordPools spotmarknad. Med fasta elavtal minskar sannolikt den ekonomiska potentialen för optimeringen av fastighetens uppvärmning, beroende på elprisets volatilitet.

### *Exempel på avtalsutformning för Produkten*

I Bilaga B återfinns ett förslag på ett första stöd till utformning av klausuler som bör inkluderas i ett avtal för *Produkten*. Notera att förslaget inte ska ses som ett färdigt avtal utan en utgångspunkt för vidare arbete av respektive energiföretag som vill arbeta vidare med ett erbjudande liknande *Produkten*.

#### **4.10.3 Avtal: Tjänsten**

Följande material och diskussioner baseras på befintliga komfortavtal som projektets referensgrupp delat med sig av till projektet. Av sekretesskäl redovisas inte dessa avtal som referenser.

### *Tillhandahållande av Tjänsten - inomhustemperatur*

Konceptet *Tjänsten* är utformat som ett komfortavtal där Leverantören åtar sig att tillse att en specificerad inomhustemperatur, bibehålls inom fastigheten. Ett sådant avtal måste därför ange vilken temperatur som avses hållas och om och hur mycket denna får avvika från målvärdet under vissa omständigheter. Det kan exempelvis göras genom att:

- Den avtalade temperaturen fastställs som ett intervall (lägsta temperatur och maxtemperatur).
- Ett visst antal tillåtna avvikelser per [månad/kvartal/år] exempelvis X antal temperaturavvikelser om max X [min/timmar].
- En annan variant är att ange att avtalad temperatur ska upprätthållas med X % per [månad/kvartal/år], procentsatsen anges till mindre än 100 % vilket då ger energiföretaget utrymme för avvikelser.
- Energiföretaget bör inte ansvara för avvikelser som beror på förhållanden som beror på kunden eller som kunden svarar för.

Leverantören behöver i avtalet åta sig att undersöka och åtgärda bakomliggande fel som orsakar avvikelser från den avtalade temperaturen.

I och med att en värmepump nu blir en del av systemet som används för att tillhandahålla inomhustemperaturen, inkluderas även värmepumpen inom ansvaret för undersökning och åtgärdande av fel enligt ovan. Detta kan i sin tur ställa krav på att leverantören måste anlita underleverantörer med specifik teknisk kompetens för att utföra sådana undersökningar och åtgärder. Därför behöver även avtalet innehålla klausuler som anger att leverantören fritt får använda sig av underentreprenörer och underkonsulter.

### *Ansvar för drift och underhåll av tekniska installationer*

För konceptet *Tjänsten*, liksom för andra komfortavtal för fjärrvärme, måste avtalet för *tjänsten* vara tydligt kring vilken teknisk systemgräns som gäller för avtalet.

Konventionella komfortavtal kan innefatta att leverantören åtar sig att utföra drift av:

- Värmesystem, primärsida (undercentral för fjärrvärme)
- Värmesystem, sekundärsida (radiatorer)
- Ventilationssystem (fläktar, aggregat)
- Vatten (Kallvatten, varmvatten och varmvattencirkulation)
- Avlopp (spillvatten)
- Styrssystem (reglercentral för värmesystem, sekundär samt varmvatten)

Med konceptet *Tjänsten* måste även anläggningen *värmepump* inkluderas i listan ovan, exempelvis under punkten värmesystem, primärsida. Dessutom kommer punkten styrssystem även innehålla Optimeringsprodukten som används för att samoptimera driften av värmepumpen och fjärrvärme. Under begreppet drift måste det tydligt avgöras i vilken utsträckning detta gäller för värmepumpen. Ska leverantören, kunden eller leverantören av värmepumpen ansvara för att värmepumpen presterar enligt specifikation? Som exempel kan nämnas att Göteborg Energi i pilotprojektet SmartHeat står för ett serviceavtal för kundens värmepumpar, men har inte ansvar för att värmepumparna presterar på ett korrekt sätt (Hansson P. , 2019).

Avtalet bör förutom åtagandet av driften av anläggningar även specificera om, och i så fall hur ofta, planerat underhåll av anläggningarna ska utföras. Det bör även klargöras hur akuta problem och problem utanför ordinarie arbetstider ska avhjälpas. Även tillsynen av anläggningen bör specificeras och kommas överens om. Detta innebär till exempel en specifikation av hur ofta funktionen hos anläggningen i fastigheten tillses, på vilket sätt tillsynen utförs och hur resultatet av tillsynen rapporteras till kunden. Speciellt bör kontroll av funktionen hos inomhustemperaturgivare beskrivas, samt funktionen hos den kommunikationsutrustning som ombesörjer att prissignaler för fjärrvärme och el finns tillgängliga för fastighetens styrssystem, inklusive Leverantörens optimerande utrustning. Det bör ligga under Leverantörens ansvar att föreslå serviceintervaller och vilket underhåll som krävs.

Om Leverantören finner förbättringsåtgärder som kan utföras för att exempelvis sänka fastighetens energianvändning under avtalstiden kan avtalet inkludera klausuler om hur och när sådana åtgärder ska utföras och av vilken part. Incitamentet för att minska energianvändningen ligger hos Leverantören, men åtgärderna bör vara överenskomna med kunden innan de utförs. Åtgärderna kan behandlas med särskilda överenskommelser i varje enskilt fall.

#### *Ersättning och ägande*

För att kunna tillhandahålla *Tjänsten* krävs det sannolikt att vissa tekniska installationer och ändringar av kundens befintliga anläggningar utförs. Inomhustemperaturgivare, kommunikationsutrustning, mätutrustning för elanvändning och recalibrering av termostater är några av de installationer och åtgärder som kan vara aktuella. Avtalet för *Tjänsten* måste därmed redogöra för vilken av parterna som bekostar dessa åtgärder. Exempelvis kan leverantören stå för kostnaden för åtgärderna och installationen, men ta ut ersättning för detta genom kundens fasta avgift för *Tjänsten*. Kunden betalar då av installationen

under avtalstiden och när avtalet löpt ut överläts den installerade utrustningen till kunden.

Avtalet kan därutöver behöva fastställa hur leverantörens åtaganden gällande akut felavhjälpning och uttryckning utanför ordinarie arbetstider ska ersättas. Antingen avtalas det att sådana åtaganden ingår i den fasta avgiften för *Tjänsten*, eller att ersättning utgår vid varje tillfälle enligt överenskomna ersättningsnivåer. Alternativt utförs åtgärder till rabatterade, ordinarie priser för service och underhåll hos leverantören.

Då avtalet för *Tjänsten* sannolikt kommer att sträcka sig över en längre tidsperiod kan det vara aktuellt att inkludera en klausul som anger om och hur ersättningsnivåerna i avtalet ska indexjusteras under avtalstiden.

Återigen kan det påpekas att det finns en risk för energiföretaget att kunna utmäta installerad utrustning i kundens fastighet vid en eventuell konkurs för kunden. Problematiken kan påverka energiföretagets val av prissättning; det finns ett incitament att vilja säkra större del av kontraktsvärdet tidigt i avtalsrelationen genom exempelvis installationskostnader eller handpenning.

#### *Kundens åtaganden*

Ett avtal för konceptet *Tjänsten* måste ta upp vilka åtaganden som kunden förbinder sig till genom att ingå avtalet. Befintliga komfortavtal anger exempelvis att kunden måste tillse att kundens tekniska installationer och utrustning ska vara konfigurerad för att kunna tillgodose värmebehovet vid dimensionerande utomhustemperatur. Detta innebär i praktiken att sekundärsidan ska vara korrekt utformad vid ingång av avtalet. Detta bör även gälla då en värmepump optimeras genom *Tjänsten*.

Oförutsett beteende hos de boende i fastigheten utgör en risk för leverantören vid erbjudande av *Tjänsten* eller konventionella komfortavtal. Denna risk kan behandlas genom en klausul i avtalet som innebär att kunden förbinder sig att använda fastigheten och dess tekniska installationer på avsett sätt. Det innebär till exempel att boende inte ska öppna dörrar och fönster för långvarig vädring. Klausulen kan fastställa att leverantören vid kundens brott mot detta kan reducera sitt ansvar för att tillhandahålla *Tjänsten*.

Kunden bör också åläggas att tillhandahålla all nödvändig dokumentation avseende utrustning och tekniska installationer som denne svarar för.

Kunden måste upplåta utrymme för värmesystemet och ge energiföretaget tillträde till fastigheten på det sätt som krävs för att energiföretaget ska kunna prestera enligt avtalet.

Inhämtande av leverantörens godkännande av ändringar i byggnad och värmesystem ska som utgångspunkt vara ett åtagande av kunden, då dessa ändrar förutsättningarna för att leverera överenskommen komfort.

#### *Ansvar vid problem*

Som i de flesta avtal behöver även ansvaret och konsekvenser för avvikelser från avtalade tjänster redogöras för i avtalet om leverantören optimerar en kunds

anläggning externt. Om kunden upptäcker att styrningen av värmesystemet eller övriga system som ingår i avtalet för *Tjänsten* inte fungerar som avtalat kan denne kräva att leverantören åtgärdar felet, kräva avdrag på ersättningen för *Tjänsten* eller säga upp avtalet helt och hållet. Detta bör gälla även då en värmepump är en del av avtalet.

Först ska det bedömas huruvida ett fel eller avtalsbrott föreligger, se kommentar till "Tillhandahållande av *Tjänsten* – inomhustemperatur" ovan. Fel kan även föreligga avseende installation, service- och underhållsarbeten.

Konstateras att det föreligger fel eller annat avtalsbrott aktualiseras de påföljder parterna har avtalat. Likt konceptet Produkten vill sannolikt energiföretaget begränsa påföljd till avhjälpande (inkl. stå kostnaderna för avhjälpande). Kunden vill sannolikt utöver avhjälpande bli ersatt för den skada denne har lidit, energiföretaget bör som utgångspunkt begränsa skadan till ett visst belopp och till att avse direkta skador.

Påföljden skadestånd kan kombineras med en skyldighet för kunden att reklamera i tid, begränsa sin skada samt kräva ersättning inom viss tid.

Kundens rätt att häva avtalet kan begränsas till väsentliga avtalsbrott samt först efter att energiföretaget har fått möjlighet att avhjälpa felet.

#### *Ändring av avtal*

En viktig del av avtalet för *Tjänsten* är det avsnitt som berör eventuella ändringar av *Tjänsten* under avtalstiden. Komfortavtal kan exempelvis utformas på så sätt att leverantören har rätt att justera den satta fasta avgiften för *Tjänsten* om leverantören och kunden kommer överens om en ny måltemperatur, om kunden eller tredje part gör ändringar i värmesystemet utan leverantörens medgivande, fastigheten byggs om eller om värmeanvändningen i fastigheten drastiskt ändras.

För konceptet *Tjänsten* skulle detta till exempel kunna innebära att den satta avgiften för tjänsten kan justeras om värmepumpens funktioner eller inställningar ändras under avtalstiden av någon anledning, vilket påverkar uppvärmningskostnaden för fastigheten.

Som tidigare nämnts bör ersättningsnivåerna i avtalen kunna indexjusteras årligen.

#### *Avtalstider*

Leverantören tar en större risk med ett komfortavtal, jämfört med konventionella avtalsformer. En stor risk i detta avseende är att energiföretaget gör energieffektiviserande åtgärder i en fastighet till en hög kostnad och kunden därefter bryter avtalet. Investeringen i åtgärderna står då utan möjlighet till återbetalning för leverantören. I liknande komfortavtal är därför ofta avtalstiden relativt lång. I sitt pilotprojekt SmartHeat tillämpar Göteborg Energi exempelvis en avtalstid om 10 år, främst för att de investeringar som Göteborg Energi gjort i projektet ska ge återbetalning under projektets löptid (Hansson P., 2019). Andra energiföretag har i komfortavtal tillämpat en femårig avtalstid.

Ur både kundens och leverantörens perspektiv bör avtalen vara upprättade på lång horisont eftersom det är betydande investeringar som görs. Det kan ofta vara

så att en värmepumpsanläggning skräddarsys till kundens behov och verksamhet. Förändras dessa förutsättningar väsentligt förändras även leverantörens prissättning för fjärrvärme. Om Leverantören fördelar energikällan (dimensionerande balans mellan värmepump och fjärrvärme) kan detta innebära att värmepumpens effekt blir lägre än om kunden själv köpt den, i synnerhet om kunden köper färdig värme/kyla.

För denna typ av Tjänste- och leveransavtal kan det vara lämpligt att ange att avtalet automatiskt förlängs med viss tid vid utebliven uppsägning från kundens sida.

#### *Elförsörjning*

I ett komfortavtal åtar sig leverantören att tillse tillförseln av värme, och i konceptet *Tjänsten*, även el till fastigheten. Detta öppnar upp för frågan kring hur kundens elhandels- och nätavtal ska hanteras i ett komfortavtal som även inkluderar el till en värmepump. För att ge enkelhet i fakturering, förkalkylering av kundens månadsavgift och styrning bör leverantören inom komfortavtalet även erbjuda ett elhandelsavtal separat för värmepumpens elanvändning. Leverantören kan helt enkelt göras till anläggningsägare för värmepumpen. Utan vetskap om vilka elpriser som gäller för varje kund går det inte att sätta ett pris på komfortavtalet för kunden. Detta innebär att kunden är låst till ett elhandelsavtal under tjänstens löptid, men behöver inte heller stå för några av kostnaderna för elhandeln till värmepumpen. Övrig fastighetsel och boendes individuella elanvändning kan behandlas med separata elhandelsavtal. Ett exempel på detta finns i SmartHeat, där Göteborg Energi står som anläggningsägare på värmepumpens elhandelsavtal och fastighetsägaren tecknar avtal för fastighetsel, boende tecknar själva individuella avtal för elnät och elhandel (Hansson P. , 2019).

Om leverantören står som anläggningsägare för värmepumpen innebär det även att leverantören tecknar ett elnätavtal för el till värmepumpen. Om fastigheten har befintliga elhandels- och nätavtal måste dessa överlåtas till leverantören. Om något befintligt avtal innebär att en sådan överlåtelse inte kan ske, måste avtalet för tjänsten innehålla klausuler som behandlar en sådan situation. Exempelvis får leverantören stå som tredje part i befintligt avtal och tillse att kundens förpliktelser i det befintliga avtalet kan uppfyllas.

Avslutningsvis bör avtalet även ta upp ansvarsfördelningen vid ett elavbrott, detta kan behandlas i den klausul som klargör ansvarsfördelningen vid händelser av force majeure.

#### *Exempel på avtalsutformning för Tjänsten*

I Bilaga C återfinns ett förslag på ett första stöd till utformning av klausuler som bör inkluderas i ett avtal för *Tjänsten*. Notera att förslaget inte ska ses som ett färdigt avtal utan en utgångspunkt för vidare arbete av respektive energiföretag som vill arbeta vidare med ett erbjudande liknande *Tjänsten*.



#### 4.10.4 Avtalen i förhållande till konkurrenslagstiftning och LOU

*Följande analys har utförts av Advokatfirman Glimstedt i Göteborg. Frågeställningen för analysen var: "Strider koncepten Produkten och Tjänsten mot LOU och konkurrenslagstiftning, då erbjudandena kan innefatta återförsäljning av värmepumpar av energiföretag och erbjudanden där elavtal och fjärrvärmeavtal formas inom samma kommunala koncern?"*

Ett kommunalägt energiföretag omfattas av bestämmelserna i LUF och har att följa regelverket vid inköp av varor och tjänster. Utifrån nu givna förutsättningar är det emellertid inte i första hand fråga om energiföretagen följer LUF inom ramen för sin verksamhet, utan om och i så fall på vilket sätt LOU begränsar möjligheten för energiföretagen att tillhandahålla *Produkten* och/eller *Tjänsten* till kund.

I de fall kunden är en offentlig aktör såsom exempelvis kommunala fastighetsbolag, omfattas som huvudregel deras inköp av LOU varpå upphandlingsregelverket kan komma att aktualiseras för såväl *Produkten* som *Tjänsten*. Utrymmet att genom direktförsäljning och/eller merförsäljning tillhandahålla varor och tjänster till offentliga aktörer är i allmänhet begränsat eftersom inköp av varor och tjänster ska konkurrensutsättas i ett annonserat förfarande.

Från denna huvudregel om annonseringsplikt finns emellertid vissa undantag. Direkttilldelning av ett kontrakt får ske om värdet av kontraktet understiger 615 312 kr ("direktupphandling"). En upphandlande myndighet kan även direkttilldela ett kontrakt i de fall bestämmelserna om tekniska skäl i 16 kap. 14 § LOU är tillämpliga. Där ges möjlighet att direkttilldela ett kontrakt genom att använda ett förhandlat förfarande utan föregående annonsering ("direktivstyrd direktupphandling"). En förutsättning för att det ska föreligga tekniska skäl är att det som ska upphandlas endast kan tillhandahållas av en viss leverantör och att avsaknaden av konkurrens inte är "konstruerad". Bevisbördan för att sådana omständigheter som medger att undantag tillämpas i det enskilda fallet ligger alltid på den upphandlande myndigheten.

I vissa fall kan ett kontrakt bestå av flera delar varav en eller flera faller utanför LOU:s tillämpningsområde. En avgörande fråga i dessa fall är om avtalet är delbart eller odelbart. Vid bedömningen om anskaffningen ska ske enligt reglerna i LOU eller inte ska kontraktet prövas i sin helhet. Avtalets olika beståndsdelar ska för det första, på objektiva grunder, bedömas vara så pass svåra att separera och nödvändiga att behandla i en och samma affär att de bildar en "odelbar enhet". Om det är fråga om en sådan odelbar enhet, blir avtalets huvudsakliga syfte (huvudsaklighetsprincipen) eller dominerande beståndsdel (överviktsprincipen) avgörande för om anskaffningen ska konkurrensutsättas enligt LOU eller inte. Ett avtal får emellertid aldrig konstrueras på så sätt att syftet med upplägget är att försöka kringgå upphandlingslagstiftningen.

När exempelvis ett kommunalt bostadsbolag ska upphandla en tjänst eller vara från ett annat kommunalt bolag inom samma koncern kan det under vissa omständigheter göras undantag från LOU. Detta kallas för bestämmelser kring s.k. intern upphandling – bestämmelserna återfinns i 3 kap. 11-16 §§ LOU och är en kodifiering av de så kallade Teckal-kriterierna. Möjligheten till s.k. horisontella köp

mellan "syster" regleras i 3:15 LOU. En förutsättning är att såväl kontroll- som verksamhetskriteriet är uppfyllt, dvs. att modern (kommunen/kommunalt moderbolag) har kontroll över bolagen såsom för egen förvaltning för både det säljande och det köpande bolaget samt att myndigheten/bolaget utför mer än 80 procent av sin verksamhet för den kontrollerande personen (dvs. modern) och att motparten inte har några privata ägarintressen. Såvitt avser verksamhetskriteriet så behöver en bedömning göras i det enskilda fallet och utifrån vad som anges i 3:16 dvs. på grundval av den genomsnittliga totala omsättningen de senaste tre (3) åren. Kort kan nämnas att det oftast är på verksamhetskriteriet som dylika upplägg faller särskilt när det gäller energibolag som inte sällan tillhandahåller tjänster gentemot den privata marknaden<sup>3</sup>. 3:15 LOU kan endast tillämpas när moderföretaget är enda kontrollerande myndighet – i de fall kontrollen delas mellan flera upphandlande myndigheter kan bestämmelsen inte tillämpas (se prop. 2015/16:105 s. 963). Till sist innebär bestämmelserna inte att bolagen fritt kan nyttja varandras ramavtal oaktat att bestämmelserna om intern upphandling är uppfyllda eftersom ramavtal i regel är s.k. slutna system<sup>4</sup>.

#### *Särskilt om Produkten*

Såvitt avser *Produkten* kan de ingående tjänsterna knappast ses som ett odelbart kontrakt. Kunden tecknar ett separat leveransavtal avseende fjärrvärme och parterna tecknar ett separat avtal avseende tjänsten värmepumpsoptimering där hårdvara, mjukvara och eventuellt tillkommande tjänster ingår. Vid beräkningen av avtalsvärdet ska hela kontraktets värde under hela dess löptid räknas samman. Eftersom kunden i detta koncept har tecknat ett separat elavtal avseende elhandel ska denna kostnad inte tas med vid beräkningen av avtalsvärdet.

I de fall kunden saknar en värmepump och denne behöver införskaffa en ny och optimerad värmepump är vår rekommendation i förhållande till de kunder som omfattas av upphandlingsregelverket att dessa själva ombesörjer inköpet av produkten utan inblandning av energiföretaget. Energiföretaget kan exempelvis tillhandahålla information om vilken prestanda och andra tekniska förutsättningar som är nödvändiga för kompatibilitet med det framtagna systemet på sin hemsida eller i annat informationsmaterial utan att för den delen peka ut en särskild leverantör.

Det bedöms att det inte finns något upphandlingsrättsligt hinder för att ett energiföretag kan agera ombud och därvidlag genomföra en ramavtalsupphandling enligt LOU och på så sätt tillhandahålla värmepumpar till de kunder, offentliga som privata som så önskar.

I denna del kan noteras att ett flertal branschorganisationer har samverkat i syfte att ta fram gemensamma villkor för upphandling av värmepumpar i fastigheter<sup>5</sup>. Utrymmet för energiföretagen att själva agera återförsäljare/grossist för

<sup>3</sup> <https://upphandling24.se/kommunens-energibolag-forlorar-agaren-som-kund/>

<sup>4</sup> <https://frageportalen.upphandlingsmyndigheten.se/org/upphandlingsmyndigheten/d/nystartat-bolag-i-koncern-nyttja-befintliga-ramavt/>

<sup>5</sup> <https://skvp.se/aktuellt-o-opinion/nyheter/nyhetsarkiv/-tryggare-upphandling-av-fastighetsvarmepumpar>

värmepumpar och på så sätt tillskansa sig en försäljningsmarginal bedöms som mindre lämpligt ur LOU-synpunkt.

#### *Särskilt om Tjänsten*

Såvitt avser *Tjänsten* tar energiföretaget ett helhetsansvar genom att ansvara för uppvärmningen av fastigheten och därvidlag bakar energiföretaget samman hela värmesystemet innefattandes fjärrvärme, elavtal avseende elhandel, värmepumpsoptimering (hårdvara och mjukvara) där värmepumpen ses som produktionsanläggning till vilken energiföretaget tar fullt ansvar för underhåll och drift.

Till skillnad mot konceptet *Produkten* är det inte lika enkelt att utifrån ett upphandlingsrättsligt perspektiv särskilja de olika delarna åt på ett objektivt sätt eftersom upphandlingsföremålet är en funktion där samtliga delar är integrerade i helhetslösningen. Eftersom energiföretaget tar över befintliga avtal avseende fjärrvärme och elhandel vid avtalsstart ska även dessa delar ses som en integrerad del av den funktion som tillhandahålls. Skulle fjärrvärmens anses vara den huvudsakliga delen skulle *Tjänsten* inte vara upphandlingspliktig. I annat fall skulle det få till följd att kund som är upphandlande myndighet måste upphandla hela avtalet enligt LOU, men det torde behöva ske genom upphandling av funktionen värme/inomhustemperatur. Energiföretaget bör kunna ge konkurrensmässigt anbud, men det komplicerar försäljningsprocessen.

Bedömningsgrunderna som anges ovan kring delbara och odelbara kontrakt kan även tillämpas på *Tjänsten*. Huruvida vilken beståndsdel som ska ses som dominerande kan inte bedömas i nuläget. Därmed kan de delar som inte behöver upphandlas undantas från annonsering. Överträdelse av LOU kan få till följd att avtalet blir ogiltigt.

Oaktat att det endast är kunden som har att följa upphandlings-regelverket kan ett avtal som rätteligen borde ha annonserats ogiltigförklarats efter ansökan om ogiltighet vid allmän förvaltningsdomstol. I händelse av att avtalet förklaras ogiltigt ska alla prestationer, från avtalsstart, gå åter mellan parterna och den ekonomiska jämvikten ska återställas. Enligt vår bedömning är utrymmet för ett energiföretag att erhålla skadestånd till följd av onyttiga investeringar och övriga kostnader mycket begränsat eftersom denne troligtvis inte antas vara i god tro kring de faktiska förhållandena.

I LOU finns det inga bestämmelser om hur lång en avtalstid får vara. Eftersom varken *Produkten* eller *Tjänsten* enligt bedömningar är att anse som ramavtal finns det möjlighet att motivera en avtalstid som överstiger 4 år. Hur lång avtalstid som kan motiveras får avgöras enskilt och i första hand med hänsyn till upphandlingsföremålet och till de investeringar som en leverantör måste göra för att kunna fullgöra sina åtaganden i enlighet med kontraktet. Ett upphandlat avtal måste emellertid alltid vara tidsbegränsat varpå tillsvidareavtal inte är tillåtna.

*Konkurrensrättslig Problematik*

Frågeställningen avser om det kan uppstå konkurrensrättsliga problem med tanke på att kunder låses till långa avtal, som kan innebära att de inte kan byta elhandlare till sin värmepunkt.

Eftersom ett energiföretag som tillhandahåller fjärrvärme har en monopolställning måste företaget noga analysera huruvida dess tilläggstjänster kan anses utgöra åtgärder som innebär direkt eller indirekt begränsning av angränsande marknader, särskilt i förhållande till sina befintliga fjärrvärmekunder. Konkurrensverket har exempelvis i ett ärende mot Tekniska verken i Linköping (dnr 533/1998) konstaterat att olika typer av rabattvillkor för fjärrvärme i de fall kunderna även tecknade elavtal utgjorde missbruk av dominerande ställning. Skälet var bland annat att det ansågs begränsa fjärrvärmekundernas frihet vid köp av el samtidigt som det skapade inlåsnings effekter och försvårade för konkurrerande elhandelsbolag att verka på marknaden.

Tjänstens utformning, särskilt det faktum att energiföretaget går in och tar över alternativt tecknar avtal avseende elhandel i kundens ställe kan komma att tolkas som att fjärrvärmekunderna hindras i sitt val av elleverantör på ett för marknaden menligt sätt. Eftersom avtalstiderna kommer att göras beroende av investeringskostnaderna för övriga ingående delar, vilket innebär långvariga avtal, kan även detta ses som en begränsning. Detta förutsatt att *Tjänstens* utformning och avtalets längd inte fullt ut kan anses motiverad utifrån objektiva skäl i alla delar. Risken för sanktioner i form av sanktionsavgift eller ogiltighet på grund av överträdelse av konkurrensrättsliga bestämmelser är större avseende konceptet *Tjänsten*, om den innebär att energiföretaget ska vara part i avtalet om elleverans.

Ett kommunalt energiföretag har därtill att förhålla sig till bestämmelsen i 3 kap. 27 § Konkurrenslagen, eller KOS-bestämmelsen, som reglerar offentlig säljverksamhet. En utgångspunkt för att kommunal offentlig säljverksamhet ska vara tillåtlig är att den är kompetenslig dvs. det övergripande syftet är att tillhandahålla allmännyttiga anläggningar eller tjänster till kommunmedlemmarna eller att den aktuella varan och/eller tjänsten har så kallad anknytningskompetens, dvs. har ett nära och naturligt samband med den befintliga och erkända kommunala verksamheten. Av rättspraxis följer att så kallad anknytningskompetens kan föreligga om en i och för sig icke kompetenslig verksamhet har ett nära och naturligt samband med den befintliga och erkända kommunala verksamheten förutsatt att denna verksamhet är av begränsad omfattning och inte är avsedd att göra vinst. I en rapport från Energimyndigheten från år 2012 "Finns det konkurrenshinder på marknaden för energitjänster?" (ER 2012:26) konstaterar Energimyndigheten att "Det är oklart om kommunallagens anknytningskompetens tillåter till exempel kommunala energiföretag att förutom energi även sälja vissa energitjänster. Var gränsen går är i dagsläget inte klarlagt fullt ut". Någon klagande praxis har inte tillkommit sedan Energimyndigheten publicerade sin rapport, rättsläget får således alltjämt anses oklart.

Bakgrunden till den s.k. KOS-bestämmelsen bygger på antagandet att offentliga aktörer i regel har andra möjligheter än privata företag att agera oberoende av marknadens villkor. För att ett förfarande i en offentlig säljverksamhet ska kunna

förbjudas krävs att denna snedvrider eller är ägnad att snedvrída förutsättningarna för en effektiv konkurrens på marknaden eller hämmar, eller är ägnad att hämma förekomsten eller utvecklingen av en sådan konkurrens. Förbud får emellertid inte meddelas för förfaranden som är försvarbara från allmän synpunkt.

Syftet med bestämmelsen 3 kap. 27 § Konkurrenslagen är att komma till rätta med konkurrenssnedvridningar som kan uppstå när offentliga aktörer bedriver säljverksamhet i konkurrens med privata aktörer. Bestämmelsen kan exempelvis bli tillämplig i de fall energiföretaget deltar i ett anbuds förfarande och anbudspriset ligger lägre än konkurrenterna och detta kan antas bero på att energiföretaget inte agerar affärsmässigt genom att tillämpa en prissättning som inte är marknadsmässig. Offentliga aktörers möjlighet att gå med förlust kan göra det ekonomiskt orimligt för privata aktörer att agera på samma marknad.

Såvitt avser *Tjänsten* och *Produkten* är det således viktigt att prissättningen, oavsett om det är fråga om ett anbuds förfarande eller direktförsäljning till kunder som inte omfattas av upphandlingslagstiftningen, endast görs beroende av rent marknadsmässiga förhållanden och att energiföretaget inte nyttjar sin ställning och övriga förutsättningar i syfte att direkt eller indirekt skapa sig fördelar framför privata aktörer.

*Avslutande kommentarer kring koncepten:*

Konceptet *Produkten* förefaller ge bättre förutsättningar att juridiskt hantera kommersiella risker genom avtalet. Givet att kunden i konceptet *Produkten* äger komponenterna i värmesystemet, med undantag för Optimeringsprodukten, finns exempelvis bättre möjligheter för energiföretaget att begränsa sitt ansvar. Konceptet är också fördelaktigt på så sätt att energiföretaget inte behöver garantera ett visst resultat. Energiföretagets ansvar begränsas därmed till att tillhandahålla en fungerande produkt, Optimeringsprodukten, samt i förekommande fall utföra service- och underhåll av denna och/eller kundens värmesystem. Formerna för service- och underhållsarbeten kan också utformas på ett för energiföretaget fördelaktigt och mindre riskfyllt sätt.

En av grundstenarna i konceptet *Tjänsten* är att kunden köper ett helhetskoncept där risker och ansvar avseende funktion och resultat placeras hos energiföretaget. Naturligt medför det att energiföretaget tar en större risk. Energiföretaget kan arbeta med ansvarsbegränsade bestämmelser såsom skadeståndstak bestämt till ett visst belopp. En sådan begränsning måste naturligtvis vara kommersiell så att de accepteras av kund, såvida den inte ska utgöra föremål för avtalsförhandling i varje enskilt fall.

## 5 Diskussion

### 5.1 AFFÄRSMODELLER OCH ENERGITJÄNSTER

De båda intäktskoncept som presenterats representerar två modeller som är likartade vissa befintliga tjänsteerbjudanden hos energiföretag. Det innebär att implementeringen av dem kan vara relativt enkel, men det går att fråga sig om de två koncepten representerar den högsta potentialen för energitjänster som innebär samverkan mellan fjärrvärme och värmepumpar. Speciellt kan det vid nyetableringar finnas andra koncept som bygger på samarbete mellan energiföretaget och kunden på ett tidigt stadi som ger upphov till att värden som kan delas av båda parter uppstår. Vid sådana koncept blir vikten av en öppen relation stor, där systemnyttan i form av effektiva resursutnyttjanden bör prioriteras. Vår intervjustudie har visat på att både kunder och energiföretag redan nu förstår relevansen i detta och öppnar upp möjligheter för sådana samarbeten.

Simuleringarna i denna studie fokuserar på hur användningen av värmepumpar skiftas till användning av fjärrvärme, vilket leder till en ökad leverans av fjärrvärme för ett energiföretag, besparingar för en fastighetsägare och undvikna utsläpp av CO<sub>2</sub>-ekvivalenter. Att låta driften styras av marginalkostnader för fjärrvärme och värme från en värmepump är bara ett av många sätt som systemnytta kan uppnås. Exempel på andra drivkrafter för energiföretag att styra kunders värmepumpar kan vara att öka underlaget för elproduktion i kraftvärmeverk eller få avsättning för spillvärme som annars hade behövt kylas bort. Andra upplägg som kan prövas är olika former av avtal där den energi som har växlats från en värmepump avräknas och ersätts av fjärrvärme till ett rabatterat pris.

Utöver möjligheten att erbjuda kunder att kunna optimera driften av deras anläggningar kan erbjudandena även kombineras med andra erbjudanden som i sin tur ger förutsättningar för ett fossilfritt energisystem. Ett sådant exempel skulle kunna vara att energiföretaget i erbjudandet *Produkten* eller *Tjänsten* dessutom erbjuder ursprungsmärkt el till värmepumpen genom att kunden erbjuds delägarskap i en sol- eller vindkraftspark. I och med delägarskapet kan mer långsiktiga avtal tecknas med kunden och erbjudandet frikopplas delvis från handeln på NordPool. Det senare kan innebära att erbjudandet undviker att utgöra en källa till snedvriden konkurrens. En sådan lösning riskerar dock att ge incitament till en styrning som är suboptimal ur ett systemperspektiv eftersom en värmepumps användning av el påverkar elsystemet på marginalen oavsett hur en delägd sol- eller vindkraftspark producerar vid den aktuella tidpunkten.

Energitjänster som komfortavtal kan innebära nya risker för ett energiföretag i form av ökade ansvar för underhåll och att värmeleveransen till fastigheten inte kan utföras på ett kostnadseffektivt sätt på grund av bland annat oförutsedda problem i fastighetens värmesystem och beteenden hos boende. Samtidigt gäller det dock att ett komfortavtal innebär en lägre risk för energiföretaget eftersom den fasta avgiften för komfortavtalet ger en säkrad intäcksström som till viss del är oberoende av yttre omständigheter. Alternativet, att inte utveckla liknande tjänster, kan innebära en risk för energiföretag i sig. Hos många energiföretag kan

en varm vinter innebära uteblivna intäkter på grund av befintliga prismodellers utformning. Det kan då vara tryggare att erbjuda en helhetslösning där resultaträkningen mer beror på hur väl energiföretaget kan utföra sina åtaganden snarare än att förlita sig på vädrets makter. Att inte utveckla energitjänster alls innebär i sig också en risk för energiföretaget i form av minskad konkurrenskraft, detta måste också vägas in i beslutet kring att utveckla och erbjuda kunder avancerade tjänster som beskrivits i denna studie.

Att utveckla energitjänster blir allt mer viktigt för energiföretag och kommer att vara en förutsättning för att kunna utveckla och erbjuda tjänster som kopplar samman flera olika delar av energisystemet. Energiföretag sitter i en unik position i och med att de ofta har möjlighet till en övergripande systemsyn av värme- och elproduktion då deras verksamhet överbryggat båda aspekter av energisystemet. Att skifta fokus från produkter till kunders processer och behov kan dock vara förknippat med hinder i den egna organisationen och i kundernas uppfattning om energiföretagets kunskap om deras processer. Fjärrvärmens energitjänster har på många sätt utvecklats med ett tekniskt fokus, på gott och ont, och för att ta energitjänsterna till högre nivåer krävs det att ännu fler samarbetsytor mellan leverantörer, energiföretag och kunder upprättas. Ett framtida energisystem kännetecknas sannolikt av värdenätverk som skapar värde och nytta för samhället i stort snarare än värdekedjor som optimerar vinsten för varje enskild aktör i kedjan.

Att utforma sammansatta erbjudanden som inkluderar flera olika tekniker och tjänster som värmepumpar och elhandel i kombination med fjärrvärmelageranser är förknippat med viss juridisk och konkurrensmässig osäkerhet. Fjärrvärmelagen kan behöva förtydligas med avseende på vad som innebär anknätningskompetens för fjärrvärmeverksamhet i likhet med vad som anges i ellagen. Konkurrenslagstiftning och prejudikat har tidigare haft en viss "stuprörsuppdelning" där ett energislag har hanterats helt frikopplat från ett annat. Detta har bidragit till att energitjänster som hanterar flera energislag samtidigt känns mer osäkra juridiskt (vilket denna studie har visat på) och en utveckling av lagstiftningen som på ett bättre sätt möjliggör tjänsteutveckling som undviker suboptimeringar av system är önskvärd. Samtidigt är det också så att prejudikaten för fjärrvärmebolag som ger rabatt på elhandel vid paketerbjudanden med fjärrvärme och el numera är relativt daterade (dnr 533/1998) och det är inte längre lika lönsamt med elhandel generellt. En större del av energiföretags intäkter kommer redan från värmeaffären. Om värme- och elavtal erbjuds kunder i ett paket tillsammans med optimering är det inte troligt att det krävs rabatter på elhandel för att det ska vara attraktivt, vilket gör frågan om konkurrens på elmarknader mindre viktig.

## 5.2 REGLER- OCH RESERVMARKNADER

I denna studie har endast effekterna av att exponera värmepumpar i fastigheter mot en av flera balans- eller reservmarknader för el inkluderats. Vilken reglermarknad som passar bäst för mindre värmepumpar i fastigheter är i skrivande stund oklart och flera marknader kan bli mer eller mindre passande beroende på den närmaste utvecklingen av dem. Utöver att lägga bud på en marknad för reglerkraft och balansering av näten kan det även finnas andra sätt för ett energiföretag att optimera värmepumpar i fastigheter för att ge ökad systemnytta. Ett energiföretag med egen förnybar elproduktion skulle exempelvis kunna utforma ett erbjudande och optimering utifrån att den förnybara elen ska nyttjas före annan el då den finns tillgänglig.

En annan möjlighet för energiföretag med egen elproduktion i kraftvärmeverk är att den reglerbara kraften från värmepumparna i fjärrvärmenätet inkluderas i den i övrigt handlade effekten i energiföretagets produktion. Genom detta går det att enklare nå upp till de minsta nödvändiga budvolymerna som gäller för deltagande på marknader som mFRR och de olika FCR-marknaderna utan att behöva interagera med en extern aggregator. Eftersom värmepumparna utgör en effekt med andra egenskaper gällande responstider och tillgänglighet kan det ändå vara aktuellt att engagera en aggregator för att samla den distribuerade effekten för energiföretagets handel.

Ytterligare ett annat alternativ till att buda in på balans- och reglermarknader för ett energiföretag är att i ett lokalt samarbete med en elnätsägare styra bort effektuttaget från värmepumpar vid tillfällen då lokala elnät riskerar att överstiga den abonnerade effekten mot överliggande nät, vilket leder till straffavgifter. Det är dock viktigt att påpeka att en resurs, som värmepumpar i detta fall, endast bör styras för ett syfte i taget, det är inte säkert att styrning baserad på intäktsoptimering på en reglermarknad ger fördelar för effektuttaget i lokalnätet och vice versa.

## 5.3 ENERGIDISTRIKT

I studien har besparingspotentialer för tre olika fastigheter med värmepumpar och fjärrvärme beräknats. En fjärde fallstudie finns beskriven, men inga simuleringar för fallstudien har utförts. Fallstudien består av ett område som tidigare värmts med enbart fjärrvärme och som delvis kopplats bort från fjärrvärmenätet till förmån för en lösning där centrala värmepumpar och kylmaskiner distribuerar värme och kyla inom området. Fallstudien är alltså ett exempel på ett energidistrikt eller mikronät med lokal produktion och distribution av värme och kyla. Energidistrikt är ett intressant tillskott till energisystemet som ger upphov till många nya möjligheter till optimerat resursutnyttjande men även utmaningar för den traditionella affärsmodellen för fjärrvärme där en kontinuerlig leverans av värme står i fokus.



Energidistriktet i denna studie har ett relativt stort behov av fjärrvärme på grund av att en fastighet i området kräver höga framledningstemperaturer, för just denna typ av leverans är potentialen för att utnyttja fjärrvärme på ett mer optimerat sätt begränsat, värmebehovet är svårt att påverka. Den stora potentialen för fjärrvärme i energidistrikt ligger i stället i andra, innovativa, lösningar för att ge största möjliga systemnytta ur ett större perspektiv. Sådana lösningar måste utformas för att maximera utnyttjandet av befintliga resurser och skapa förutsättningar för exempelvis utökad installation av förnybar elproduktion och utnyttjande av intermittent produktion från dessa.

Ett exempel på ett sådant samarbete med en fjärrvärmeleverantör är att upplåta lagring i form av borrhål och övervärmning av byggnader i energidistriktet för att utgöra en värmesänka för fjärrvärmenätet. I ett fjärrvärmenät med kraftvärmeproduktion baserad på biomassa fås stor miljönytta genom att lokal elproduktion med låga utsläpp ersätter elproduktion i den nordeuropeiska marginalmixen med högre utsläpp. Det krävs dock att det finns avsättning för den värme som produceras samtidigt med elen i kraftvärmeverket, vilket energidistriktets lagring kan utgöra. Det gäller att energidistriktet och fjärrvärmeleverantören kan hitta uppgörelser för hur energidistriktet ska få ersättning för att det upplåter resurser som ger nytta för fjärrvärmeproducenten (och nytta på systemnivå i och med undvikna utsläpp i elsystemet). En möjlighet för detta är att energiföretaget erbjuder rabatter på såld fjärrvärme till energidistriktet under timmar då elproduktionen skulle kunna ökas vid ett större värmeunderlag. En annan möjlig konstellation kan vara att energiföretaget och energidistriktet bildar ett gemensamt optimeringsbolag där vinsterna från optimeringen delas mellan de båda aktörerna. Det har inte beräknats vilket detta värde är i en fallstudie eller typnät, men potentialen bör vara störst i ett typnät med stor andel kraftvärme och lägst i ett typnät med många centrala värmepumpar. För att dylika affärsmodeller ska bli effektiva är det viktigt med transparens och en öppen dialog mellan energiföretaget och kunden, vilket även har framgått från intervjuerna i denna studie. En svårighet kan vara att båda parter måste vara involverade redan vid planeringsstadiet för ett projekt där ett energidistrikt ska utformas, så har inte alltid varit fallet förut men kan komma att förändras när fler och fler energiföretag börjar ingå i mer avancerade affärer med kunder som har olika behov av värme vid olika tillfällen.

Ett scenario som kan vara aktuellt för en fastighet eller energidistrikt där bergvärmepumpars borrhål kan användas för säsongslagring av värme är att använda fjärrvärme med låg marginalproduktionskostnad under sommarmånaderna för att värma borrhålen för användning under övriga tider på året. Göteborg Energis pilotprojekt Smart Heat är ett exempel på detta, vilket har beskrivits tidigare i studien. Genom att få utnyttja kundens borrhål fås en större systemnytta eftersom värme som annars hade gått till spillo fås användning för. I energidistriktet i denna studie är dock potentialen för detta förfarande mindre eftersom det i distriktet finns ett kylbehov under sommarmånaderna och borrhålen laddas med överskottsvärme från den lokala kylproduktionen som annars hade fått kylas bort.

## 5.4 BEGRÄNSNINGAR FRÅN ANTAGANDEN

**Alla pannor som används för simuleringar i typnäten använder fossilfria bränslen.** Det har antagits att lastväxlingen som implementeras kommer att vara i drift under hela fastigheternas livslängd, vilket gör att typnäten som används i simuleringarna också behöver spegla ett scenario som kan gälla för motsvarande period. I fjärrvärmebranschens färdplan för fossilfrihet är ambitionen att all fjärrvärme i Sverige ska vara fossilfri senast 2030 och år 2045 ska fjärrvärmesektorn utgöra en kolsänka. Det är därför inte orimligt att många fjärrvärmenät inom en 10-årsperiod har konverterat från fossila bränslen till fossilfria som bio-olja och biogas i stället för eldningsolja och naturgas. Ett antagande som gjorts i denna studie är att bränslekostnaderna för fossilfria alternativ är desamma som för deras fossilbaserade motsvarighet. Detta stämmer ganska bra i dagsläget, men i ett framtida scenario med högre konkurrens om fossilfria bränslen kan detta komma att förändras.

**Besparingar representerar den maximala potentialen.** Det har i studien antagits att växlingen mellan värmepumpar och fjärrvärme i fastigheter utförs baserat på marginalproduktionskostanden för värme för båda tekniker. En prissättning som enbart motsvarar marginalproduktionskostanden kommer inte att ge intäkter för energiföretaget och till marginalproduktionskostnaden kan ett pålägg för vinst tillkomma. De besparingar som har redovisats representerar dock de absolut högsta potentialerna som möjliggörs genom lastväxling och bör representera en drift som blir kostnadseffektiv ur både fastighetsägarens och energiföretagets perspektiv. En stor del av att arbetet med att kunna erbjuda kunder tjänster som utformas enligt konceptet *Produkten* är att utveckla en helt ny prismodell, vilket har legat utanför avgränsningarna för denna studie, men ligger sannolikt i flera energiföretags intresse att göra. Mer dynamiska energiprissättningar kan ge incitament till energieffektiviseringar och minskad energianvändning vid tillfällen då systemet är som mest belastat, men kan ha nackdelen att vara mindre förutsägbara.

**Besparingar av CO<sub>2</sub>-ekvivalenter.** De undvikna utsläpp som har beräknats uppstå då elanvändning växlas mot fjärrvärme uppnås utan att energianvändningen i fastigheten minskar. Det ska påpekas att lastväxling mellan fjärrvärme och värmepump bara är en av flera åtgärder som kan göras för att minska utsläppen från energianvändning ur ett konsekvensperspektiv. Åtgärder som minskar energianvändningen av alla slag i absoluta termer, såsom tilläggsisolering och renovering av fönster, ger också upphov till minskade utsläpp. Detta har dock inte tagits upp i denna studie. Vad som är värt att nämna är dock att en del av de beräknade undvikna utsläppen från lastväxling har sitt ursprung i att el från det nordeuropeiska elsystemet har ersatts av el som producerats lokalt i kraftvärmeverk i fjärrvärmesystemet. Metodiken som använts ger stora besparingar av utsläpp när detta sker, särskilt om kraftvärmeverket använder biomassa som bränsle (vilket är fallet i alla typnät). Metodiken tar inte hänsyn till att biomassan som används som bränsle i kraftvärmeverket kan ha andra användningsområden och kan vara en resurs som är utsatt för hård konkurrens i framtiden.

## 6 Slutsatser

Det kan konstaterats att det finns goda möjligheter för att låta värmepumpar i kunders fastigheter ha en mer flexibel roll i det lokala energisystemet. I praktiken bör energiföretag kunna erbjuda kunder som har en värmepump och en fjärrvärmeanslutning installerad i sin fastighet optimeringstjänster som utnyttjar den billigaste värmekällan vid varje tillfälle till en rimlig prissättning. Beroende på förutsättningarna hos varje enskilt energiföretag innebär ett sådant erbjudande mindre eller större förändringar hos den befintliga affärsmodellen hos företaget.

Den största förändringen för många energiföretag innebär att ett större fokus måste läggas på att utveckla och bibehålla en portfölj av energitjänster, eftersom optimeringen av kunders anläggningar kommer att kräva erbjudanden i form av tjänster. För optimeringstjänster som är aktuella i den här studien kan det största värdet för ett energiföretag ligga i att fördjupa relationen och utöka utbytet med sina kunder. Detta är ett skifte som kräver en ändrad affärslogik, från ett kostnadsoptimerande perspektiv till att alltid ställa kundens behov i fokus.

Koncepten för växling mellan värmekällor som identifierats innebär att en energitjänst utvecklas och erbjuds kunden. Koncepten skiljer sig åt då ansvaret för olika delar och aspekter av uppvärmningen av kundens fastighet fördelas mellan energiföretaget och kunden. I konceptet *Produkten* som är produktorienterat, behöver ett energiföretag utveckla en ny prismodell där en energitariff till kunden sätts per timme baserat på produktionsförutsättningar och en optimeringsprodukt installeras hos kunden, vilken genererar styrsignaler som anger om värmepumpen eller fjärrvärmeanslutningen ska användas för att täcka värmebehovet i fastigheten varje timme. Intäkter uppstår för energiföretaget genom att ta betalt för optimeringen och optimeringsprodukten i ett abonnemang. Fastighetsägaren uppnår kostnadsbesparingar genom att skifta från dyrare elanvändning till billigare fjärrvärmeanvändning. Genom att utgå från timpriser för fjärrvärme kan den största möjliga systemnyttan uppnås eftersom marginalproduktionen i både fjärrvärmesystemet och elsystemet utgör basis för vilken energikälla som ska användas. Att nå fram till timupplösta fjärrvärmepriser verkar vara den största barriären i detta, inte den tekniska implementeringen i sig.

Det andra konceptet som föreslås utgörs av en mer avancerad energitjänst och kallas för *Tjänsten*. I konceptet ingår optimeringen av kundens värmepump i ett komfortavtal där energiföretaget utlovar att leverera en inomhustemperatur till en fast avgift. Energiföretaget kan därmed få ta ansvar för hela kundens uppvärmningssystem, inklusive radiatorer i boendes lägenheter i ett flerbostadshus. Genom att göra det kan kundens värmepump ses som en del av energiföretagets övriga produktionsmix och kundens värmepump optimeras på samma sätt som övriga produktionsanläggningar i fjärrvärmesystemet, till lägsta totalkostnad för fjärrvärmesystemet och värmepumpen. Detta kan i många fall, beroende på vilket nät det rör sig om, även innebära den högsta systemnyttan. Att erbjuda komfortavtal kan innebära en trygg intäktsström för ett energiföretag, men i många fall kan hinder i form av avsaknad av kompetens kring fastighetssystem finnas för att energiföretag ska kunna eller vilja erbjuda dem. Detta erbjudande

knyter kund till företaget och utgör en stark konkurrensfördel gentemot andra uppvärmningsalternativ över tid.

När det kommer till avtalsskrivning är konceptet *Produkten* enklare att hantera än för konceptet *Tjänsten*, där ansvarsfördelningen mellan energiföretaget och kunden måste utredas noggrant. För koncept som *Tjänsten*, där ett energiföretag kan ta över elhandel till kundens anläggningar är det juridiska läget i skrivande stund mer oklart. Ett kombinerat erbjudande om samtidig leverans av fjärrvärme och el måste utformas transparent och i syftet att kunna utföra åtgärder och optimeringar som ger systemnytta och inte för att ge fördelar för fjärrvärmeverksamheten i energiföretaget. Görs detta kan en snedvriden konkurrenssituation uppstå om energiföretaget verkar i ett lokalt monopol i och med sin fjärrvärmeverksamhet. Det rekommenderas att det i varje enskilt fall utreds huruvida en risk för snedvriden konkurrens på den lokala marknaden kan uppkomma. För *Produkten* å andra sidan kan konkurrensproblematik uppstå om en särskild värmepumpsleverantör förordas av ett kommunalt energibolag. Det har sammanfattningsvis inte identifierats några stora hinder som helt utesluter att tjänster som möjliggör lastväxling skulle finnas, men rekommendationen är att erbjudanden som utformas i praktiken analyseras noga ur ett konkurrensperspektiv från fall till fall då det finns en lösning även om den inte är uppenbar.

För samtliga fastigheter som använts som fallstudier ger en optimering av värmepumpar kostnadsbesparingar för fastighetsägare, under antagandet att energiföretag erbjuder optimeringslösningar som gör att optimeringen kan utföras baserat på marginalproduktionskostnader i fjärrvärmenätet.

Besparingspotentialerna som redovisas är de högsta möjliga att uppnå och kan reduceras beroende på hur övriga fasta avgifter för fjärrvärme utformas. Tre fallstudier visar att fastighetsägare med värmepump och fjärrvärme kan göra årliga besparingar genom *växlande* drift på mellan 2 - 33 % beroende på värmepumpinstallationen i fastigheten och vilket fjärrvärmetypnät som antagits. Högst besparingspotential finns för en bergvärmepump i ett typnät med stora mängder överskottsvärme och lägst besparingspotential finns för en frånluftsvärmepump i ett nät med centrala värmepumpar. Att lastväxla mellan värmepumpar och fjärrvärme baserat på dess marginalproduktionskostnader ger även upphov till minskade utsläpp av CO<sub>2</sub>-ekvivalenter från energianvändningen i fastigheter. För en enskild fastighet kan utsläppen minskas med 0 – 75 % ur ett systemperspektiv. Minskningen av utsläpp är i mycket hög grad beroende av i vilket typnät som en fastighet är belägen. I ett fjärrvärmenät med mycket spillvärme nås störst utsläppsminskning, lägst utsläppsminskning nås i ett nät med centrala värmepumpar. Även elpriser på spotmarknaden har en påverkan på resultaten, för fastigheten med en bergvärmepump varierar besparingspotentialen för fastighetsägaren med 10 procentenheter mellan 2015 och 2016. År 2015 var elpriserna generellt sett lägre än år 2016. Spridningen i resulterande besparingar är alltså stor mellan fallstudier och särskilt mellan typnät, varför det rekommenderas att nyttan med lastväxling mellan fjärrvärme och värmepumpar måste studeras i varje enskilt fall i praktiken.

I en fastighet där en bergvärmepump utöver att styras baserat på fjärrvärmekostnader och spotpriser på elmarknaden kan ytterligare besparingar fås genom att utföra en kostnadsoptimering i ett andra steg på reglerkraftsmarkanden mFRR. En bergvärmepump skulle slås av ytterligare mellan 65 och 770 timmar under ett år till förmån för lokal fjärrvärmeanvändning om värmepumpen hade kunnat användas som nedregleringsbar effekt på marknaden. Den extra intäkten från denna reglering är dock relativt liten i jämförelse med besparingarna från att optimera mot spotmarknaden. Dessutom är dagens krav på minsta budvolymerna på reglerkraftsmarknader för höga för att enskilda värmepumpar ska kunna delta i handeln. Genom att aggregera flera värmepumpar i ett bestånd kan dock potentialen nyttjas i ett framtida scenario. Det finns även andra sätt för energiföretag att dra nytta av flexibel styrning av värmepumpar som kompletteras med fjärrvärme, exempelvis genom att undvika straffavgifter vid höga effektuttag mot överliggande distributionsnät.

Sammanfattningsvis dras slutsatsen att värmepumpar kan utgöra ett effektivt inslag i ett fjärrvärmeföretags produktionsmix. De värden som skapas kan kvantifieras (minskade kostnader och minskad miljöpåverkan) men även de av en icke kvantifierbar karaktär är viktiga, såsom den stärkta kundrelationen. Fjärrvärmeföretag är verksamma på en marknad som förändras och en av de viktigaste förändringarna att beakta är kundens behov. Om dessa inte tillgodoses så finns det till slut inte någon kund att sälja uppvärmning till. Tjänstefieringen av sektorn har börjat och den innebär att skiften i affärslogiken krävs. Hur snabbt skiftet från den konventionella produktionslogiken i riktning mot kundens behov kan gå beror på fjärrvärmeföretagets mognad. Ett första steg i mognaden kan vara att ta det första steget i tjänstepyramiden genom produktkonceptet för att över tid utvecklas, tillsammans med kunden, i riktning mot tjänstekonceptet.

## 7 Referenser

- Alvarez, R., Marins, M., & Silva, M. (2015). Applying the maturity model concept to the servitization process of consumer durables companies in Brazil. *Journal of Manufacturing Technology Management*, 1086-1106.
- Axelsson, E., Blomqvist, P., & Unger, T. (2018). *Värmepumpars påverkan på effektbalansen - Idag och i framtiden*. Effsys Expand.
- Boss, A. (2012). *Fjärrvärmecentral och frånluftsvärmepump i kombination*. Stockholm: Energiforsk Rapport 2012:11.
- Boverket. (den 06 12 2018). *Statistik om energideklaration*. Hämtat från Energideklaration - en handbok: <https://www.boverket.se/sv/energideklaration/energideklaration/bakgrund/statistik-om-energideklaration/>
- Coreynen, W., Matthyssens, P., & Von Bockhaven, W. (2017). Boosting servitization through digitization: Pathways and dynamic resource configurations for manufacturers. *Industrial Marketing Management*, 42-53.
- E.ON. (den 17 03 2020). *E.ONs projekt SWITCH ger elnätskapacitet till Skåne i vinter*. Hämtat från <https://www.eon.se/nyheter/e-ons-projekt-switch-ger-elnaetskapacitet-till-skane-i-vinter.html>
- Edsbäcker, D. (2019). Personlig kommunikation, Kraftringen.
- Energiföretagen Sverige. (den 10 10 2018). *Allmänna avtalsvillkor för konsument för leverans av fjärrvärme för enskilt bruk*. Hämtat från <https://www.energiforetagen.se/globalassets/energiforetagen/medlemsportalen-oppet/regelverk-juridik/allmavtalsvilk-fjarrvarme-2018.pdf> den 12 12 2019
- Energikontoren. (den 03 03 2020). *Energi & Klimatrådgivningen*. Hämtat från Värmepump: <https://energiradgivningen.se/lagenhet/varmepump>
- Energimarknadsinspektionen. (2016). *Åtgärder för ökad efterfrågeflexibilitet i det svenska elsystemet Ei R2016:15*. Eskilstuna: Energimarknadsinspektionen.
- Energimarknadsinspektionen. (den 22 10 2019). *Artikel 18 Villkor avseende balansering*. Hämtat från Energimarknadsinspektionen: <https://www.ei.se/sv/for-energiforetag/el/Natforeskrifter-och-kommissionsriktlinjer-for-el/natkod-electricity-balancing-eb/pagaende-arenden-eb/artikel-18-villkor-avseende-balansering/>
- Energimarknadsinspektionen. (den 12 09 2019). *Elmarknader och elhandel*. Hämtat från <https://www.ei.se/sv/ei-s-verksamhet/Elmarknader-och-elhandel/>
- Energinet, Fingrid, Statnett, Svenska kraftnät. (2018). *Unlocking flexibility - Nordic discussion paper on third-party aggregators*. Svenska kraftnät.
- Fahlberg, B. (den 17 02 2020). Intervju.
- Fischer, D., Wolf, T., & Triebel, M.-A. (2017). Flexibility of heat pump pools: The use of SG-Ready from an aggregator's perspective. *12th IEA Heat Pump Conference*. (ss. 1-12). Rotterdam: IEA.
- Fossilfritt Sverige. (2019). *Färdrplan för fossilfri konkurrenskraft: Uppvärmningsbranschen*. Stockholm: Fossilfritt Sverige.
- Gode, J., Nilsson, J., Ottosson, J., & Sidvall, A. (2020). *Klimabedömning av energilösningar i byggnader - Pilotprojekt för test av verktyget tidstegen*. Stockholm: IVL Rapport B2373.
- Grill, R. (2018). *Market potential for using demand response from heat*. Uppsala: Uppsala Universitet.

- Gustafsson, O., & Karlsson, J. (2015). *Resurseffektiv energieffektivisering av flerbostadshus - Frånluftsvärmepumpar i kombination med fjärrvärme, Examensarbete LIU-IEI-TEK-A-15/02179-SE*. Linköpings Universitet.
- Gåverud, H., Sernhed, K., & Sandgren, A. (2016). *Kundernas uppfattning om förändrade prismodeller Fjärrsyn 2016:301*. Stockholm: Energiforsk.
- Göteborg Energi. (den 28 02 2020). *Smart Heat*. Hämtat från <https://www.goteborgenergi.se/foretag/fjarrvarme-kyla/smart-heat>
- Hagberg, M., Gode, J., Ekvall, T., Adolfsson, I., & Martinsson, F. (2017). *Miljövärdering av energilösningar i byggnader (etapp 2)*. Stockholm: IVL Rapport B2282.
- Hansson, E., Lindesson, A., Halldórsson, Á., Haraldsson, M., & Ludvig, K. (2019). *Tjänsteutveckling på värmemarknaden*. Göteborg: Värmemarknad Sverige.
- Hansson, P. (den 20 05 2019). Göteborg Energi, Personlig kommunikation. (2019-05-20).
- Hansson, P. (den 20 05 2019). Personlig kommunikation.
- Kensby, J., Johansson, L., Jansson, S., & Carlsson, J. (2019). *Värderingsmodell för efterfrågefleksibilitet*. Stockholm: Energiforsk Rapport 2019:564.
- Kensby, J., Trüschel, A., & Dalenbäck, J.-O. (2017). Heat source shifting in buildings supplied by district heating and exhaust air heat pump. *Energy Procedia*, 470-480.
- Kindström, D., Ottosson, M., Thollander, P., & Kienzler, M. (2015). *Energitjänster i energibolag - ett ökat värdeskapande med kunden i fokus*. Linköping: Linköpings Universitet.
- Li, H., Wallin, F., & Song, J. (2017). *A Dynamic Pricing Mechanism for District Heating. Fjärrsyn Rapport 2017:408*. Stockholm: Energiforsk.
- Lindahl, M. (den 28 02 2020). *Workshop on demand flexible heat pumps 2019-10-29*. Hämtat från External control of Heat Pumps. Markus Lindahl & Tommy Walfridsson (RISE): [http://fhp-h2020.eu/wp-content/uploads/2019/10/01\\_FHP-VP-kontroll.pdf](http://fhp-h2020.eu/wp-content/uploads/2019/10/01_FHP-VP-kontroll.pdf)
- Lindahl, M., Benson, J., Walfridson, T., Markusson, C., Räftegård, O., & Gustafsson, O. (2018). *Värmepumpar i fjärrvärmesystem - Slutrapport i Effys Expand*.
- Lindahl, M., Gustafsson, O., Markusson, C., & Haglund Stignor, C. (2017). Hybrid Heat pumps in Combination with District Heating. *12th IEA HEAT pump Conference 2017*.
- Lygnerud, K. (2018). Challenges for business change in district heating. *Energy, Sustainability and Society*, 8(1), 1-13.
- Lygnerud, K. (2019). Business Model Changes in District Heating: The Impact of the Technology Shift from the Third to the Fourth Generation. *Energies*, 12(9), 1778.
- Lygnerud, K., Wheatcroft, E., & Wynn, H. (2019). Contracts, Business Models and barriers to Investing in Low Temperature District Heating Projects. *Applied Sciences*, 9(15), 3142.
- Oehme, S. (2018). *Demand flexibility potential from heat pumps in multi-family residential buildings*. Uppsala: Uppsala Universitet.
- Olsson, B. (den 26 11 2019). Intervju, Husvärden AB.
- Osterwalder, A., & Pigneur, Y. (2013). *Business Model Generation*. Stockholm: Studentlitteratur.
- Power Circle. (den 28 11 2019). *Stödtjänster från nya tekniker*. Hämtat från Nya tekniker kan bidra till ett stabilare elsystem: <http://www.powercircle.org/stodtjanster.pdf>
- Power2U. (den 26 09 2019). Hämtat från Kundcase ÖrebroBostäder: <https://www.power2u.se/kundcase>
- Profu. (den 30 03 2020). *Klimatbokslut*. Hämtat från Klimatbokslut för energiföretag: <http://www.profu.se/klimatbok.htm>

- Rydén, B., Sköldberg, H., Stridsman, D., Göransson, A., Sandoff, A., Williamsson, J., . . . Gunnarsson, A. (2013). *Fjärrvärmens Affärsmodeller*. Stockholm: Svensk Fjärrvärme.
- Rönning, M. (2016). *Dynamisk prissättning av fjärrvärme*. Linköping: Masteruppsats, Linköpings Universitet.
- Sjödin, J., & Henning, D. (2004). calculating the marginalcosts of a district-heating utility. *Applied Energy*, 1-18.
- Song, J., Wallin, F., & Li, H. (2017). District heating cost fluctuation caused by price model shift. *Applied Energy*, 194, 715-724.
- Stockholm Exergi. (2019). *Återvinn din överskottsvarme med Öppen Fjärrvärme*. Hämtat från <https://www.oppenfjarrvarme.se/erbjudande/> den 17 10 2019
- Sweco. (2018). *Aggregatorer på den svenska elmarknaden - En rapport till forum för smarta elnät*. Stockholm: Sweco.
- Svenska kraftnät. (2015). *Regler för Reglerobjekt 2015/1056 Regeldokument*. Sundbyberg: Svenska kraftnät.
- Svenska kraftnät. (den 17 10 2016). Hämtat från Elmarknad - Regleraffärer: 2019-08-06: <https://www.svk.se/aktorsportalen/elmarknad/balansansvar/reglerkraftaffarer/>
- Svenska kraftnät. (den 15 02 2018). *Bli balansansvarig*. Hämtat från Svenska Kraftnät: <https://www.svk.se/aktorsportalen/elmarknad/balansansvar/bli-balansansvarig/>
- Svenska kraftnät. (den 26 09 2019). Hämtat från Elmarknad\_Balansansvar: <https://www.svk.se/aktorsportalen/elmarknad/balansansvar/>
- Svenska kraftnät. (den 29 03 2019). *Elmarknad - Information om reserver*. Hämtat från Vanliga frågor och svar från reserver.pdf 2018-08-06: <https://www.svk.se/siteassets/aktorsportalen/elmarknad/information-om-reserver/vanliga-fragor-och-svar-for-reserver.pdf>
- Svenska kraftnät. (2019). *Vägledning för att leverera reserver*. Sundbyberg: Svenska kraftnät.
- Teece, D. (2010). Business Models, Business Strategy and Innovation. *Long Range Planning*, 43, 172-194.
- Umeå Energi. (2019). *Prisavtal Aktiv*. Hämtat från <http://www.umeaenergi.se/varme/priser-lokaler-och-flerbostadshus/foretag-aktiv> den 04 11 2019
- Wolf, A., & Andersson, A. (2018). *Elnätets roll i framtidens energisystem - Möjligheter, hinder och drivkrafter för smarta elnätslösningar*. Stockholm: Power Circle.
- Värmemarknadskommittén. (2019). *Överenskommelse i värmemarknadskommittén 2019. Om synen på bokförda miljövärden för fastigheter uppvärmda med fjärrvärme med värden för 2019 och principer för miljövärdering av förändrad energianvändning*. Stockholm: Energiföretagen Sverige.
- Zott, C., Amit, R. H., & Massa, L. (2011). The Business Model: Recent Developments and Future Research. *Journal of Management*, 37(4), 1019-1042.



## Bilaga A: Värmepumpar på regler- och reglermarknader

### KORT OM ELHANDEL I SVERIGE OCH NORDEN

I Norden organiseras den fysiska handeln med el på marknadsplatsen Nord Pool Spot. Där ingår Sverige, Finland, Norge, Danmark, Estland, Lettland och Litauen. Börsen ägs av medlemslänternas stamnätsoperatörer, vilket i Sverige är Svenska Kraftnät (SvK). Aktörer som handlar el är elproducenter, stora elanvändare och elhandlare.

#### Elspot

På Nord Pool Spot sätts marknadspriser i balans mellan utbud och efterfrågan genom ett auktionsförfarande. På börsen fastställs det gemensamma systempriset liksom spotpriserna i de individuella elområdena ett dygn i förväg för varje timme det kommande dygnet på Elspot. Varje morgon fram till kl 12:00 lämnar aktörerna sina order för dagen efter. Varje bud specificerar den volym (MWh/h) som aktören är villig att köpa eller sälja vid en specifik prisnivå (EUR/MWh) för varje enskild timme. Klockan 13:00 varje dag presenterar Nord Pool priserna för kommande dag. Eftersom buden lämnas in dagen innan leverans kallas spotmarknaden för en "dagen-föremarknad" (Energimarknadsinspektionen, 2019).

#### Intradag

I tillägg till spotmarknaden finns en justeringsmarknad för handeln av kontrakt fram till en timme innan leveranstimmen, denna marknad kallas "intradagsmarknad". Denna reglermarknad kallas Elbas och är också organiserad av Nord Pool. Elbas finns eftersom aktörerna kan ha behov av att justera kontrakten som de ingått i elspotmarknaden efter hur produktions- eller användningssituationen förändrats under leveransdagen. (Energimarknadsinspektionen, 2019). Handeln på Elbas öppnar 14.00 dagen före och stänger en timme före leveranstimmen. Handeln sker kontinuerligt under denna tid – bud matchas så fort en motpart hittats vilket betyder att handeln sker mellan två parter utan prispåverkan på övriga transaktioner. Intradagsmarknaden används främst av balansansvariga även om det inte är ett krav att vara balansansvarig för att delta. Handel på intradagsmarknaden är förenat med avgifter. Volymerna på intradagsmarknaden är förhållandevis små (4,9 TWh/år) i jämförelse med dagen före-marknaden (361 TWh/år), men detta kan komma att förändras (Energimarknadsinspektionen, 2016).

#### Balansansvariga företag (balance responsible party, BRP)

En elleverantör är enligt ellagen skyldig att leverera lika mycket el som elleverantörens kund (elanvändaren) förbrukar. För att uppfylla skyldigheten måste det finnas någon som åtar sig balansansvaret för elleveransen. Elleverantören kan antingen själv ta det ansvaret, och därmed bli balansansvarig aktör, eller anlita ett företag som redan är en sådan aktör. I båda fallen måste det finnas ett avtal om balansansvar med SvK. För varje minut på dygnet måste det

vara elbalans i stamnätet. Men det är sällan en balansansvarig aktör lyckas planera sig till perfekt balans och då griper SvK in genom att köpa in eller sälja av el under de timmar som det råder obalans. Den aktör som orsakat en obalans får betala för vad det kostar för SvK att återupprätta balansen. SvK räknar ut denna kostnad i den så kallade balansavräkningen. (Svenska kraftnät, 2019).

De företag som vill bli balansvariga måste göra en ansökan om detta och sedan teckna ett balansansvarsavtal med Svenska Kraftnät. Kraven för att bli balansansvarig rör bland annat ekonomisk säkerhet i förhållande till balansansvarets risknivå och omfattning samt möjligheterna att kommunicera via elmarknadens standardiserade informationsutbytesystem Ediel. (Svenska kraftnät, 2018)

### **Aggregatorer och systemtjänsteleverantör (balance service provider, BSP)**

Aggregatorer är aktörer som samlar och hanterar produktion och användning av el för att delta på organiserade marknader för el genom att köpa och sälja energi eller kapacitet (Sweco, 2018). Aggregatorer blir särskilt intressanta på marknader som kräver höga budstorlekar och där en enskild mindre aktör därmed har svårt att delta.

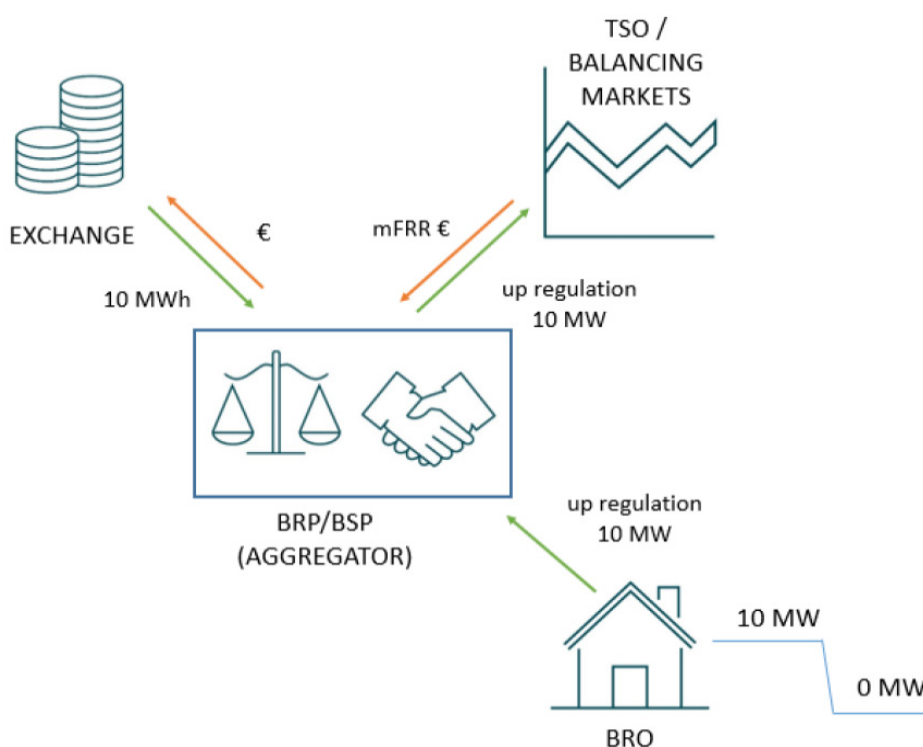
Energimarknadsinspektionen lyfter i en utredning att en förutsättning för att elkunder ska handla på exempelvis intradagsmarknaden är att de har förutsättningar för styrning av sin förbrukning. Aggregatorer bör kunna styra sin kontrakterade efterfrågefleksibilitet med automatik vilket innebär att tekniklösningar krävs för att reglera exempelvis värmesystem. Krav finns på kommunikation för att delta på intradagsmarknaden och dessutom behöver den som erbjuder flexibiliteten komma överens med en balansansvarig om hantering av efterfrågefleksibiliteten. (Energimarknadsinspektionen, 2016).

En annan förutsättning för att en aggregator ska kunna delta på reglermarknaderna är att den är balansansvarig, eller har ett avtal med den balansansvariga. Balansansvar krävs för att agera på de flesta marknader och detta är något som idag upplevs som ett hinder av aggregatorer. Att aggregatorer har varit tvungna att vara balansansvariga, eller ha ett avtal med en elhandlare som oftast är de som är balansansvariga, har inneburit minskade incitament för oberoende aggregatorer att delta på marknaderna då de då varit tvingade att delta på elhandlarnas villkor (Sweco, 2018).

I december 2017 trädde en ny europeisk riktlinje för balanshållning av el, GL EB, i kraft. Ett av syftena med GL EB är att: "underlätta deltagande av efterfrågefleksibilitet, inklusive aggregering av anläggningar och energilagring, och samtidigt säkerställa att de konkurrerar med andra balanstjänster på lika villkor och, vid behov, agera oberoende när de betjänar en enda". I och med detta ska man dock börja skilja på det finansiella och fysiska ansvaret i varje punkt för att ge aggregatorer mer incitament att delta. Detta har gjorts genom att det i riktlinjen definierats två nya roller: balansansvarig part (balance responsible party, BRP) som är finansiellt ansvarig för balansen i varje punkt, och systemtjänsteleverantör (balancing service provider, BSP) som är fysiskt ansvarig för balansen i varje punkt. Aggregatorer kommer därmed snarare att behandlas som systemtjänsteleverantörer (Sweco, 2018). Det är upp till varje medlemsland att bestämma hur de exakta villkoren för dessa ska se ut, och i Sverige diskuteras nu

förslag mellan Svenska Kraftnät och Energimarknadsinspektionen kring utformningen av dessa. Beslut i ärendet väntas fattas under 2020 (Energimarknadsinspektionen, 2019).

Den modell som används i de nordiska länderna idag, då balansansvarig och systemtjänsteleverantör måste vara samma part, brukar kallas den integrerade modellen. Den innebär kort och gott att alla obalanser som uppstår till följd av aggregering enbart kommer att påverka den som är balansansvarig. De finansiella och fysiska flödena kan därmed beskrivas enligt Figur 30. Stamnätoperatören (TSO), dvs Svenska Kraftnät, kompenserar balansansvarig (BRP/BSP) för den levererade ned- eller uppregleringen. Eventuellt ersätter också balansansvarig flexibilitetsägaren (balance resource owner, BRO), som t. ex. kan vara en fastighetsägare. Detta är dock något som får göras upp mellan balansansvarig och flexibilitetsägaren i ett separat avtal. Det sker också ett informationsutbyte mellan stamnätoperatören och balansansvarig, samt mellan balansansvarig och flexibilitetsägaren. Därtill handlar den balansansvarige upp el på intradag- eller day ahead-marknaden och därför sker också ett utbyte av pengar och el mellan elbörsen (exchange) och den balansansvarige (Energinet, Fingrid, Statnett, Svenska kraftnät, 2018).



Figur 30 Den integrerade modellen. Orange pilar utgör finansiella flöden och gröna pilar representerar fysiska flöden. Flexibilitetsägaren (Balance Resource Owner – BRO) handlar el från spotmarknaden genom sin elhandlare. En aggregator är balansansvarig (BRP/BSP) eller har ett avtal med den balansvarige för BRO:n samt med BRO:n. BRP/BSP handlar upp el till BRO:n på spotmarknaden ett dygn i förväg, vid leveranstimen visar det sig att BRO:n kan avstå från 10 MW av sin upphandlade eleffekt och anger detta som ett uppregleringsbud genom sin aggregator. Aggregatorn kan då bjuda in denna effekt på en reglermarknad och få ersättning för den. Hur stor del av vinsten som aggregatorn gör i detta som BRO:n får ta del av görs upp med aggregatorn i ett separat avtal. (Energinet, Fingrid, Statnett, Svenska kraftnät, 2018)

Den integrerade modellen bedöms vara ett första steg för att få till mer aggregering på reglermarknaderna, och som nämnts är det den modell som används i Norden idag. Dock bedömer de nordiska stamnätsoperatörerna att det finns en hel del utrymme för förbättring i denna modell, framförallt då det fortfarande inte är speciellt många aggregatorer av efterfrågefleksibilitet som verkar på reglermarknaderna. De barriärer som nämns är att marknaderna endast är öppna för balansansvariga, alltså kan en tredje part inte delta på marknaderna direkt. Därtill är det oftast inte tillåtet att aggregera både produktion och användning i samma bud, även om de tillhör samma balansansvarige. Dessutom är det bara tillåtet att aggregera inom ett elområde, vilket minskar möjligheterna till aggregering (Energinet, Fingrid, Statnett, Svenska kraftnät, 2018).

### Balans- och Reservmarknader

SvK har ett systemansvar för el, vilket innebär ansvar för att den svenska elförsörjningen fungerar driftsäkert och att inmatning och uttag av el alltid är i balans, det vill säga att frekvensen i elnäten är 50 Hz. För att kunna hålla denna balans i elsystemet köper SvK in reserver från balansansvariga företag. Reserver kan exempelvis utgöras av produktionsanläggningar eller anläggningar som kan anpassa sin elanvändning. Det finns olika typer av reserver (FCR-N, FCR-D, aFRR och mFRR) med olika krav på bland annat varaktighet och snabbhet. De automatiska reserverna är snabbast och är därmed de som först aktiveras vid en frekvensavvikelse. De manuella reserverna används för att återställa de automatiska reserverna, så att dessa alltid är redo att aktiveras på nytt.

Figur 31 visar en översiktlig kravbild för dessa reserver. För att leverera reserver behöver kraven i gällande balansansvarsavtal med tillhörande bilagor och regeldokument uppfyllas. Generella krav för samtliga reserver är godkänd förkvalificering, realtidsmätning, elektronisk kommunikation och uthållighet. För reglerkraftsmarknaden är kravet om realtidsmätning vid aktiveringstid inom 15 minuter.

Reserv	Budstorlek	Upphandling	Aktivering	Utformning	Utveckling
FCR-N	0,1 MW	Två/en dag före Totalt ca 200 MW	Aktiv +/- 0,1 Hz Inom 180 sekunder	Symmetrisk	Nya tekniska krav
FCR-D	0,1 MW	Två/en dag före Totalt ca 400 MW	Aktiv under 49,9 Hz Inom 30 sekunder	Bara uppreglering	Kommer även som nedreglering 2021
aFRR	5 MW	En gång i veckan Totalt ca 150 MW	Återställer FCR-N Inom 120 sekunder	Bud på upp- eller nedreglering	Upphandling alla timmar, ökad total volym och budstorlek på 1 MW
mFRR	10 MW (5 MW)	Under drifttimmen Volym efter behov	Köps efter behov Inom 15 minuter	Bud på upp- eller nedreglering	Elektronisk aktivering och budstorlek på 1 MW

Figur 31 Översikt över regler och reservmarknader (Power Circle, 2019)

### Jämförelse av de olika marknaderna

Sweco har i sin rapport "Aggregatorer på den svenska elmarknaden – en rapport till forum för smarta elnät" tittat på de olika reglermarknaderna ur ett aggregatörsperspektiv. För mFRR ställs höga krav på minsta budstorlek och responstid, det gör att den lämpar sig bra för till exempel vatten- och värmekraft.

Sweco belyser i rapporten att de produktionsspecifikationer som kan utgöra hinder för en aggregator att erbjuda sina tjänster på mFRR-marknaden är:

1. Registrering av aggregatorns flexibla last som ett reglerobjekt hos den inhemska systemoperatören
2. Skapa en realtidsmätning för objektet och göra denna tillgänglig för systemoperatören.
3. Relativt hög begränsning på minimumbud på 5-10 MW beroende på vilket elområde det gäller.

På mFRR-marknaden är typiskt sett volatiliteten högre än Intradag-marknaden till följd av att handeln sker närmare leverans. Dessutom ersätts de avropade buden på mFRR-marknaden enligt marginalprissättning, vilket innebär att det högst eller lägst avropade budet för den givna avräkningsperioden blir prissättande. En lämplig taktik för en aggregator blir då att lägga ett bud med ett pris som säkerställer lönsamhet i affären med sina elanvändare och andra eventuella inblandade aktörer. Det slutliga priset, som alltid är lika med eller bättre än det pris som budades, kan sedan anses som en vinst.

För marknaden aFRR ställer systemoperatörerna andra krav på produktens specifikationer jämfört med mFRR. Den största skillnaden är att reglerobjektet ska ha styrutrustning som möjliggör för systemoperatören att styra anläggningen genom att skicka ett börvärde till anläggningens regulator. Även regulatorn måste uppfylla en strikt specifikation (Sweco, 2018). Enligt SvK går det inte i nuläget att leverera aFRR från förbrukning (Svenska kraftnät, 2019).

För FCR-N och FCR-D måste den aggregerade kapaciteten ha en regulator som kan reglera utifrån den momentana frekvensen i nätet, och styrs inte centralt från systemoperatörens kontrollrum som är fallet med aFRR. Frekvensen i nätet är en indikator på om det råder momentant under- eller överskott i nätet och är därför bra som en snabb reserv som kan sättas in för att korrigera obalanser. FCR-N är mer eller mindre alltid aktiverad i någon utsträckning. FCR-D aktiveras bara i fall då det uppstått ett stort momentant underskott i nätet. För FCR budar aggregatorn flexibiliteten till den nationella systemoperatören i två auktioner, en sker två dagar innan leveransdygnet och en sker dagen innan leveransdygnet. Budstorleken är mindre än för både mFRR och aFRR och borde på så vis underlätta för aggregatorer. Men budet måste vara symmetriskt, det betyder att det ska kunna bidra till både upp- och ned reglering (Sweco, 2018).

### Tertiärreglering mFRR

Den manuella regleringen (mFRR) sker genom budgivning. SvK vill öka konkurrensen på reservmarknaderna och välkomnar därför nya typer av resurser, såsom förbrukningsflexibilitet<sup>6</sup>. Begreppet innefattar många olika typer av resurser där elanvändningen, beroende på någon form av yttre signal, förändras och/eller flyttas över tid. Det kan vara (enskild eller aggregerad) elanvändning i exempelvis hushåll och industrier. För att lämna ett bud till SvK måste budgivaren i dagsläget

<sup>6</sup> SvKs ambition är att marknaderna för reserver ska vara teknikneutrala. I dagsläget är det dock inte möjligt att leverera aFRR från förbrukning på grund av begränsningar i de befintliga IT-systemen.

vara balansansvarigt (Svenska kraftnät, 2019). I avsnittet om aggregatorer och systemtjänsteleverantörer beskrivs hur detta kommer att förändras framöver.

Anläggningar som deltar på reglerkraftsmarknaden ska vara anläggningar som den balansansvarige har balansansvar för. Anläggningar ska hänföras till ett reglerobjekt i samband med att anläggningen ansluts till nätet enligt SvKs huvudprinciper för etablering av reglerobjekt (Svenska kraftnät, 2015).

Upp- och nedregleringsbudet på mFRR ska uppfylla följande krav i enlighet med balansavtalet:

- Bud kan lämnas, ändras eller återtas kontinuerligt via webbgränssnittet på Svenska kraftnäts plats för marknads- och handelsinformation innan utfall från Dagen före- marknad för aktuellt leveransdygn meddelats. Efter börsutfall kan bud även lämnas elektroniskt. Buden kan ändras fram till 45 minuter innan Leveranstimmen, varefter de är ekonomiskt bindande.
- Bud ska innehålla uppgifter om volym (MW) som kan regleras upp eller ned, pris (SEK/MWh eller €/MWh), aktiverings- och regleringstider samt vilket reglerobjekt budet avser. Avtalad åtgärd ska kunna levereras under hela den aktuella leveranstimmen.
- Avropade bud ska vara fullständigt aktiverade inom angiven aktiveringstid på budet.
- Uppregleringsbud lämnas med positivt tecken. Vid aktivering köper SvK kraft av balansansvarig.
- Nedregleringsbud lämnas alltid med negativt tecken. Vid aktivering säljer SvK kraft till balansansvarig.
- Minsta volym för ett bud är 10 MW (5 MW i SE4).
- Högsta tillåtna pris för ett uppregeringsbud är 5000 €/MWh.

Buden avropas i prisordning på reglerlistan och högsta uppregeringsbud respektive lägsta nedregleringsbud blir prissättande enligt marginalprissättning (Svenska kraftnät, 2016). För både mFRR och aFRR diskuteras att sänka den minsta budstorleken till 1 MW (Power Circle, 2019).

## EXEMPEL PÅ VÄRMEPUMPAR SOM FLEXIBILITET

Värmepumpar som en aggregerad flexibilitetsresurs har bland annat studerats inom projekten Klokel (2014 - 2018) och VäxEl (2017 - 2020) i Uppsala. Projektet Klokel gick ut på att installera laststyrning på 500 värmepumpar. Tekniken ger ca 2 kW per villa i flexibilitet under den kalla säsongen. För projektet innebär det att värmepumparna kan leverera 1 MW flexibilitet i ett 60 MW elnät. Nationellt skulle det innebära ca 3 GW i flexibilitetsresurs om alla villor med vattenburen värme installerade motsvarande teknik. I det efterföljande projektet VäxEl kopplas värmepumparna ihop med elbilar, batterier och solceller i systemet. Projektet tittar på komplexiteten att optimera dessa parametrar och samtidigt ta hänsyn till lokala och nationella förutsättningar. Målet är att skapa världens största testbädd för distribuerad flexibilitet. Projektpartners i Klokel var Sustainable Innovation, NGenic och Upplands Energi. I VäxEl deltog samma partners plus Chargestorm och Ferroamp. Projekten har finansierats av Energimyndigheten. (Wolf & Andersson, 2018)

Det finns tidigare gjorda studier där potentialen för värmepumpar på reglerkraftmarknaden studeras. Ett examensarbete från Uppsala Universitet har tittat på nyttan för nätbolag och balansansvarig att använda förbrukningsflexibilitet från värmepumpar i flerbostadshus samt att undersöka hur det påverkar slutkonsumenterna. Studien har gjorts för ett specifikt nätbolag och elprisområde. Det studerade lokalnätet innefattade 174 flerbostadshus med värmepumpar som kunde reducera sin högsta topp effekt med 2,9 MW. Resultaten visar att nyttan för nätbolag främst är möjligheten att sänka potentiella straffavgifter, minska sitt effektabonnemang till överliggande nät samt att få plats att ansluta fler konsumenter till nätet utan att behöva bygga ut elnätet i lika stor grad. Studien lyfter även att det finns flera marknader där de balansansvariga kan använda förbrukningsflexibilitet till att stabilisera energibalansen i elnäten. De marknader som identifierades som optimala för förbrukningsflexibilitet från värmepumpar i SE3 var mFRR-marknaden och effektreservmarknaden. SE3 består av 10 146 flerfamiljshus med värmepumpar. mFRR marknaden gav i beräkningarna en medelintäkt på 2,7 miljoner kr per vintersäsong, medan effektreservmarknaden gav en årlig administrativ kompensation på 1,1 miljon kr samt 104 000 kr per aktivering. Studien pekar på att för användning av förbrukningsflexibilitet från värmepumpar är det viktigt att utvärdera aktörernas roll och ansvarsområden. Samma resurs kan inte användas för olika syften samtidigt och det är därför viktigt att det finns en tydlig kommunikation mellan nätbolag och balansansvarig. Det finns också ett behov att utvärdera potentiella praktiska implementeringsmöjligheter och kostnader för att analysera om det är praktiskt möjligt och lönsamt. (Grill, 2018)

Ett annat examensarbete från Uppsala Universitet har utvärderat potentialen för förbrukningsflexibilitet som uppkommer av att stänga av ett stort antal värmepumpar i flerbostadshus samtidigt. Simuleringar för att generera lastprofiler för ett aggregerat antal värmepumpar i ett nätområde med 174 flerbostadshus med värmepumpar och ett elområde (SE3) med 10 146 flerbostadshus med värmepumpar genomfördes. Resultaten visar på att 174 flerbostadshus med värmepumpar i ett nätområde maximalt kan frigöra 10 MW under en timme, och att 10 146 flerbostadshus med värmepumpar i ett elområde kan frigöra 169 MW under en timme. Simuleringarna visar även att det finns en risk för att det skapas större effekttoppar efter att värmepumparna mottagit en off-signal och varit avstängda. Författaren lyfter att det är viktigt att ha i åtanke vid användandet av värmepumpar som en förbrukningsflexibel last, och att det finns behov av vidare studier att undersöka möjligheten att minimera effekttopparna som orsakats av en synkronisering av värmepumparna vid en off-signal. (Oehme, 2018)

Det finns exempel på aktörer som erbjuder tjänster för fastighetsägare att delta på frekvensreglermarknaden. Inom projektet Living lab and development arena har Power2U, InnoEnergy och ÖrebroBostäder drivit utveckling av CODES (Control and Optimisation of Distributed Energy Storage). Projektet studerade nyttan av att använda sig av batterilager för att effektoptimera ÖrebroBostädernas fastigheter, lagra energi och lastbalansera ut mot stamnätet. Under projektet har ett molnbaserat styrsystem utvecklats för att styra och aggregera distribuerade batterilager. Syftet med projektet var att leverera mervärde och tjänster till både fastighetsägare med batterilager, elnätsägare och SvK, bland annat genom att

möjliggöra nya intäktskällor för fastighetsägaren genom att tidvis upplåta en del av batterikapaciteten till SvK genom lastbalansering på marknaden FCR-N. (Power2U, 2019) (Wolf & Andersson, 2018).

Ytterligare ett exempel på initiativ där värmepumpar kan agera som flexibilitet i elsystemet finns hos E.Ons projekt *Switch* vilket drivs i det större E-projektet CoordiNet (E.On, 2020). I projektet har en digital marknadsplats för lokal handel med eleffekt skapats. Deltagare på marknadsplatsen ersätts för att sänka sin elförbrukning eller höja elproduktionen vid timmar med lokal kapacitetsbrist. En deltagare på marknadsplatsen är Krafringen i Lund som kan lägga bud på marknaden när centrala värmepumpar i fjärrvärmeproduktionen kan stängas av (Edsbäcker, 2019).



## Bilaga B: Avtalsförslag för *Produkten*

Följande punkter är endast förslag till innehåll i ett avtal mellan kunden och energiföretaget då kunden installerar optimeringsprodukten och låter energiföretaget skicka optimerade styrsignaler till kundens anläggningar. Punkterna ska inte ses som kompletta skrivelser för ett specifikt avtal, utan som ett första stöd inför fortsatt arbete med detaljerad avtalsutformning.

### 1. Bakgrund

- 1.1. Leverantören är ett energiföretag som har utvecklat en Optimeringsprodukt som avser minska kostnaderna för uppvärmning av fastigheter. Optimeringsprodukten har funktioner för att inhämta fjärrvärmepriser, elpriser och en signal som anger fastighetens värmebehov. Genom att koppla Optimeringsprodukten till en fastighets fjärrvärmecentral och värmepump kan Leverantören styra uppvärmningen av fastigheten på ett sätt som avser minska uppvärmningskostnaderna.

### 2. Teknisk inventering

- 2.1. Vid tecknande av avtalet åtar sig Leverantören att utföra en teknisk inventering av fastighetens förutsättningar att nyttja Optimeringsprodukten.
- 2.2. Leverantören åtar sig att för kunden redovisa åtgärder i fastigheten som krävs för att installera Optimeringsprodukten samt att utföra dessa åtgärder till en för fastigheten separat redovisad kostnad och omfattning. Denna upprustning kan innefatta en ny eller utbytt värmepump.
- 2.3. Om kunden inte vill utföra åtgärderna som föreslås under punkt 2.3 har kunden rätt att bryta detta avtal utan extra kostnader för kunden.
- 2.4. Vid avtalets utgång övergår utrustningen i kundens ägo.

### 3. Kundens åtaganden

- 3.1. Kunden åtar sig att bereda leverantören och leverantörens samarbetspartners tillträde till kundens fastighet för inventering, installation och om avtalet upphör även avinstallation
- 3.2. Kunden åtar sig att tillse att kundens anläggning att vid var tid vara konfigurerad för att klara av för orten gällande dimensionerande utomhustemperatur
- 3.3. Kunden åtar sig att använda fastigheten och kundens anläggning på avsett sätt. Det innebär bland annat att kunden tillser att kundens värmepump är korrekt inkopplad, konfigurerad och inställd.
- 3.4. Kunden åtar sig att fastighetens reglercentral är konfigurerad och inställd för att leverera en rättvisande signal för fastighetens värmebehov vid alla tider.
- 3.5. Kunden åtar sig att underrätta leverantören om fel i kundens anläggning som kan påverka *Produktens* användning
- 3.6. Kunden åtar sig även att i övrigt aktivt verka för att *Produkten* kan användas på avsett sätt.

## Bilaga C: Avtalsförslag för *Tjänsten*

Följande punkter är endast förslag till innehåll i ett avtal mellan kunden och energiföretaget då kunden installerar optimeringsprodukten och låter energiföretaget skicka optimerade styrsignaler till kundens anläggningar. Punkterna ska inte ses som kompletta skrivelser för ett specifikt avtal, utan som ett första stöd inför fortsatt arbete med detaljerad avtalsutformning.

### 4. Tjänstens omfattning

- 4.1. Leverantören åtar sig att tillse att den överenskomna inomhustemperaturen, uppmätt av förtecknade temperaturgivare bibehålls, förutom vid separat överenskomna tider.
- 4.2. Vid utomhustemperaturer under den dimensionerande utomhustemperaturen på orten får inomhustemperaturen avvika från den överenskomna.
- 4.3. Leverantören åtar sig att utföra följande tillkommande tjänster:
  - 4.3.1. Drift av kundens och leverantörens anläggning enligt separat specifikation
  - 4.3.2. Planerat underhåll av ovan anläggningar vid överenskommet intervall
  - 4.3.3. Felavhjälpande underhåll enligt överenskommelse i varje enskilt fall
  - 4.3.4. Akut underhåll av anläggningar
  - 4.3.5. Driftövervakning, kontroll, driftrapportering vid överenskommet intervall
  - 4.3.6. Beredskap enligt separat överenskommelse
  - 4.3.7. Teknisk inventering och upprustning av fastigheten
- 4.4. Leverantören ansvarar inte för temperaturavvikelser som beror på begräsningar i kundens anläggning. Detta gäller inte om temperaturavvikelsen beror på ett fel i kundens anläggning för vilket leverantören är ansvarig enligt överenskommelse i punkt 4.3.1.

### 5. Teknisk inventering

- 5.1. Vid tecknande av avtalet åtar sig leverantören att utföra en teknisk inventering av fastighetens förutsättningar att nyttja Tjänsten.
- 5.2. Leverantören åtar sig att för kunden redovisa åtgärder i fastigheten som krävs för att installera för Tjänsten nödvändig utrustning samt att utföra dessa åtgärder till en för fastigheten separat redovisad kostnad och omfattning. Denna upprustning kan innefatta en ny eller utbytt värmepump.
- 5.3. Leverantören åtar sig att meddela kunden om brister i fastigheten vilka förhindrar installation av Tjänsten. Om kunden inte vill åtgärda dessa brister har kunden rätt att bryta detta avtal utan extra kostnader för kunden.
- 5.4. Leverantören bekostar den tekniska upprustningen, med undantag för anläggningen värmepump, vilken bekostas av kunden.
- 5.5. Vid avtalets utgång övergår installerad utrustning i kundens ägo.

## 6. Kundens åtaganden

- 6.1. Kunden åtar sig att bereda leverantören och leverantörens samarbetspartners tillträde till kundens fastighet för inventering, installation och om avtalet upphör även avinstallation
- 6.2. Leverantören åtar sig att tillse att kundens anläggning att vid var tid vara konfigurerad för att klara av för orten gällande dimensionerande utomhustemperatur
- 6.3. Kunden åtar sig att använda fastigheten och kundens anläggning på avsett sätt. Det innebär bland annat att kunden tillser att kundens värmepump är korrekt inkopplad, konfigurerad och inställd.
- 6.4. Kunden åtar sig att underrätta leverantören om fel i kundens anläggning som kan påverka Tjänstens genomförande
- 6.5. Kunden åtar sig även att i övrigt aktivt verka för att Tjänsten kan genomföras på avsett sätt.

## 7. Ansvar

- 7.1. Om leverantörens utförande av Tjänsten enligt avtalet avviker från vad som avtalats har kunden rätt att efter eget val:
  - 7.1.1. Kräva att leverantören på egen bekostnad avhjälper fel och brister om det inte medför kostnader som är oskäligt stora i förhållande till kundens intresse av att felet avhjälps
  - 7.1.2. Kräva avdrag på den ersättning som kunde är skyldig för Tjänsten
  - 7.1.3. Om felet är av väsentlig betydelse har kunden rätt att säga upp avtalet med omedelbar verkan

## 8. Avtalstid

- 8.1. Avtalet gäller från tecknande i fem (5) kalenderår. Om avtalet inte sägs upp av endera parten senast 3 månader innan utgången av avtalsperioden ska avtalet anses förlängt med två (2) år i taget.

## 9. Befintliga avtal

- 9.1. Kunden överlåter till leverantören samtliga de leverans- och nätavtal, vilka kan inkludera, men inte begränsas till:
  - 9.1.1. Fjärrvärmeavtal
  - 9.1.2. Elnätsavtal
  - 9.1.3. Elhandelsavtal
  - 9.1.4. Serviceavtal

## 10. Tillgång till kundens värmepump

- 10.1. Kunden uppdrar åt Leverantören och denne åtar sig att utföra; a) installation av Tekniska installationer (utrustning, hårdvara) enligt förteckning b) drift av Tekniska installationer enligt förteckning, bilaga X c) tillsyn av Tekniska installationer d) planerat underhåll minst x (x) gånger per kalenderår av tekniska installationer osv. [detta kan bli en definition av Tjänsten]
- 10.2. Kunden förbinder sig att lämna Leverantören fritt tillträde till den fastighet, byggnad, lokal, utrymme, anläggning och utrustning som Tjänsten avser eller som berörs av Tjänsten. Energiföretagets rätt till tillträde och Kundens skyldighet att bereda detta tillträde innefattar

avinstallation och återtagande av utrustning om avtalet ska upphört eller Tjänsten eller delar av Tjänsten upphört.

- 10.3. Kunden ska vidare lämna Leverantören digitalt tillträde till anläggning och annan utrustning för driftövervakning och kontroll.
- 10.4. Leverantören ska använda den personal som Leverantören befinner lämpligt för Tjänstens utförande. Leverantören har rätt att fritt byta ut personal.
- 10.5. Leverantören har rätt att fritt anlita underentreprenör för Tjänstens utförande, eller delar därav.
- 10.6. Kunden åtar sig att aktivt och på bästa sätt verka för att Tjänsten kan genomföras på effektivt och avsett sätt. Kunden ska utse minst [x] kontaktpersoner som ansvarar för alla kontakter med Leverantören.
- 10.7. Vid utförande av Tjänsten ska Leverantören verka för att störningar i Kundens verksamhet minimeras.



# AFFÄRSMODELLER FÖR FJÄRRVÄRME OCH VÄRMEPUMPAR I FASTIGHETER

I fastigheter som har både värmepump och en anslutning till fjärrvärme kan driften av de båda anläggningarna optimeras, vilket innebär en unik position för ett fjärrvärmeföretag att kunna erbjuda nya tjänster och produkter.

En optimering innebär minskade systemkostnader och i många fall minskar också utsläppen från uppvärmning av byggnaderna. Energiföretag som producerar och säljer fjärrvärme kan utforma nya affärsmodeller som gör det möjligt att utnyttja värmekällor i bebyggelsen för en utökad systemnytta. Men affärsmodellerna innebär att energiföretag behöver utveckla de energitjänster man erbjuder.

Olika företag har kommit olika långt i arbetet med tjänstutveckling och för vissa innebär produktorienterade affärsmodeller färre hinder än rena tjänster. Relationen och samarbetet mellan energiföretag och kunder kommer att bli allt mer viktigt och kan innebära det största värdet i affären, även om det är svårt att sätta siffror på.

## 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.