

Nyttjande av industriell restvärme från Stenungsundsindustrierna som fjärrvärme i Göteborg

– Ekonomisk och klimatmässig nytta under olika förutsättningar

Erik Axelsson, Profu

Thore Berntsson, CIT

Simon Harvey, Chalmers

Johan Holm, Profu

September 2018, Göteborg



CHALMERS

Förord

I detta projekt har vi undersökt under vilka förutsättningar det finns både ekonomisk och klimatmässig nytta med en fjärrvärmeledning mellan Stenungsund och Göteborg. Projektet kan ses som en fördjupning av projektet "Västsvensk samverkan kring industriellt överskottsvärme" och vi har i detta projekt haft möjlighet att belysa olika nyckelparametrars inverkan på kalkylerna. En framgångsfaktor i projektet har varit det goda samarbetet mellan deltagande organisationer, se listan nedan. Jag vill även passa på att tacka finansiärerna där hälften av medlen kommit från Västra Götalands Regionen (VGR) och den andra hälften från Göteborg Energi, Borealis och Perstorp.

Deltagande organisationer:

Industriell Energi, CIT, Thore Berntsson, projektledning.

Profu i Göteborg AB, Erik Axelsson och Johan Holm, huvudsakliga utförare.

Chalmers, Simon Harvey, utförare.

Styrgruppen har bestått av följande organisationer:

Borealis, Perstorp, Göteborg Energi, VGR, Västsvenska Kemi- och Materialklustret och Johanneberg Science Park.

/Thore Berntsson, projektledare



Sammanfattning

En stor del av byggnaderna i Göteborg värms upp av fjärrvärme från Göteborg Energi. Tack vare fjärrvärmens har man möjlighet att ta tillvara restvärme från närliggande industrier. Ytterligare industriell restvärme finns tillgängligt längre bort från Göteborg, exempelvis i industrierna i Stenungsund. Syftet med detta projekt har varit att undersöka under vilka förutsättningar det kan vara ekonomiskt och klimatmässigt intressant att nyttja restvärme från Stenungsundsindustrierna som fjärrvärme i Göteborg. Projektet är en fördjupning av fallet Stenungsund-Göteborg i det tidigare genomförda projektet "Västsvensk samverkan kring industriellt överskottsvärme".

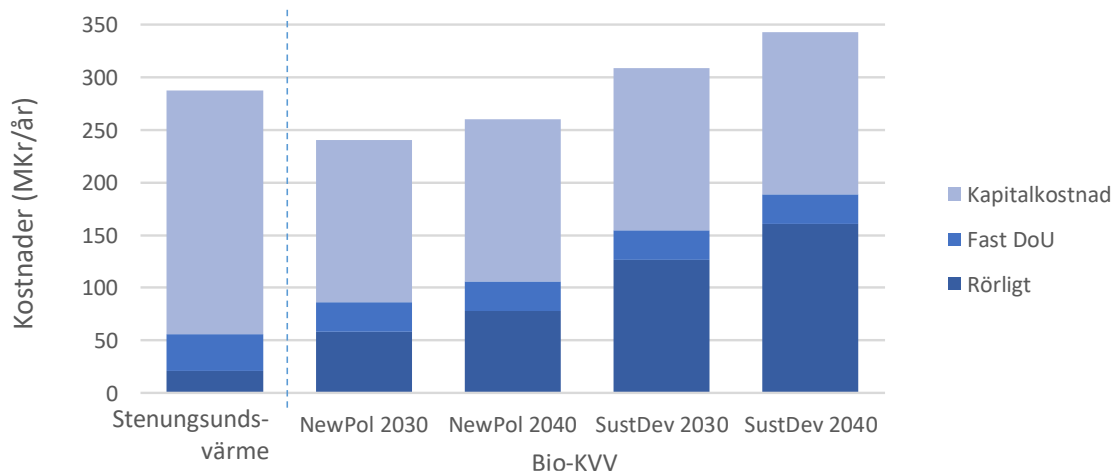
Att nyttja Stenungsundsvärme som fjärrvärme skulle passa bra in i Göteborg Energis målbild om en helt fossilfri produktion till år 2030. Således skulle investering i en fjärrvärmeledning mellan Stenungsund och Göteborg kunna vara ett intressant alternativ till de investeringar som annars måste göras för att nå detta mål.

För att kunna ta tillvara den outnyttjade restvärmens i Stenungsundsindustrier måste även investering i värmeväxlare och uppsamlingsystem göras där. Den totala investeringskostnaden för att tillvarata outnyttjad restvärme och föra över den till Göteborg Energis fjärrvärmesystem är i detta projekt uppskattad till drygt 3 miljarder kronor. Förutom investeringar tillkommer pumpkostnad samt drift- och underhållskostnad för fjärrvärmeledning och den nya utrustningen i industrierna. Dessa kostnader är uppskattade till 80 kr/MWh för 140 MW värme som projektet har kommit fram till att vara en möjlig och lämplig mängd. Värmen skulle i så fall komma huvudsakligen från Borealis och Perstorps anläggningar i Stenungsund.

Samma mängd värme skulle kunna tillses med alternativ fossilfri teknik. Ett exempel på relevant teknik att jämföra med är ett biobränsleeldat kraftvärmeverk (bio-KVV). Ett bio-KVV med 140 MW värme skulle kosta drygt 2 miljarder kronor och ha en driftkostnad på mellan 120 och 270 kr/MWh för de olika scenarier som har använts i detta projekt.

Våra scenarier innehåller energipriser för år 2030 och 2040, då vi i detta projekt har utvärderat Stenungsundsvärme utifrån en kortare respektive en längre planeringshorisont. Två olika scenarier inkluderas och dessa utgår från International Energy Agencys omvärldsscenarioer "New policy" (NewPol) och "Sustainable development" (SustDev), (IEA, 2017b). I NewPol-scenariot, som avspeglar den värld som dagens politik för oss mot, förväntas försiktigt ökande energipriser medan kraftigt ökande energipriser förväntas i SustDev-scenariot som utgår från en värld som har enats om nå de energirelaterade målen i FN:s Agenda 2030 för en hållbar utveckling. Strävan mot hållbarhet i SustDev antas leda till höga koldioxidpåslag för fossila bränslen, och vi utgår från att även biobränslepriser då blir höga.

Med SustDev-scenariots höga biobränslepriser, och antaget 20 års ekonomisk livslängd med 4 % realränta, har Stenungsundsvärme lägre kostnad än ett bio-KVV, se *Figur i*. Känslighetsanalyser av flertalet av ingående antaganden visar att detta resultat är robust om priser enligt SustDev-scenariot gäller. Stenungsundsvärme kan även vara ekonomiskt intressant med energipriserna enligt NewPol-scenariot, men då måste övriga förutsättningar vara gynnsamma, exempelvis lägre kapitalkostnad tack vare investeringsstöd.



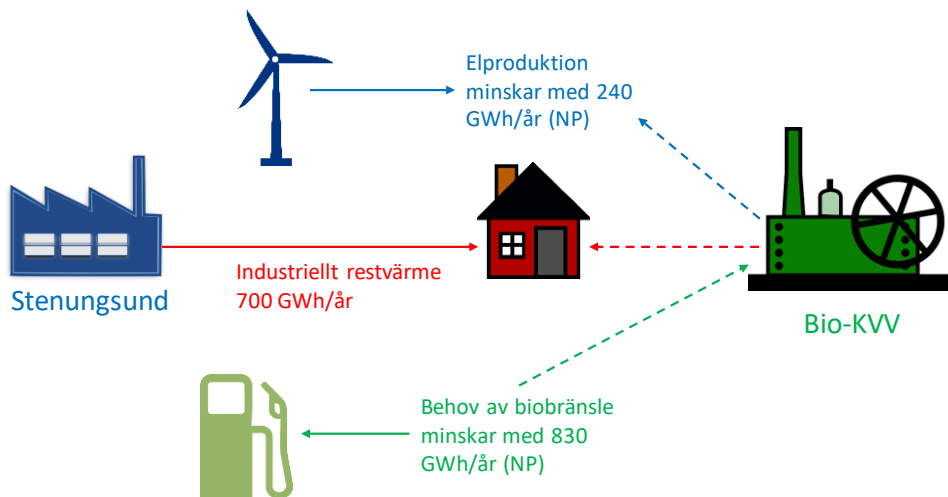
Figur i. Kostnad för Stenungsundsvärme och bio-KVV som båda kan ge 140 MW värme och har runt 5000 h i drifttid. I kostnadsposterna ingår rörlig och fast drift- och underhållskostnad (DoU), samt kapitalkostnad i form av årlig kostnad via annuitetsmetoden. För bio-KVV varierar driftkostnaden med antagna energipriser.

Om Göteborg Energi investerar i ett bio-KVV och bygger upp en helt fossilfri produktion utan Stenungsundsvärme blir det svårare att i efterhand med god ekonomi motivera Stenungsundsvärme, med annat än en kombination av gynnsamma förutsättningar. Ett exempel på en kombination av gynnsamma förutsättningar är höga biobränslepriser samtidigt som befintlig värmeleverans från avfallsförbränning och/eller industrier minskar.

En central slutsats är att biobränslepriset måste vara närmare det dubbla av dagens kombinerat med relativt lågt avkastningskrav (4 % real ränta) för att Stenungsundsvärme ska vara ekonomiskt intressant. Det finns i dagsläget inga tecken på att biobränslepriserna kommer att öka på detta sätt på kort sikt, men det skulle kunna bli en realitet på längre sikt med större efterfrågan på biobränsle.

Lågt avkastningskrav för alla delar av investeringen, skulle kunna erhållas genom att en tredje part träder in med medel från exempelvis en pensionsfond. Möjligheten för detta bör undersökas djupare. I sammanhanget bör man även undersöka möjligheter för investeringsbidrag. Andra ämnen för fortsatta studier är uppdatering av underlag för värmemängd, temperaturnivåer och kostnader i Stenungsunds industrier, samt kostnad för fjärrvärmeledning. Dyliga fortsatta studier kan vara nödvändiga för att få ett tillräckligt underbyggt beslutsunderlag i denna fråga. I ett sådant läge kan även en affärsmodell vara intressant att studera vidare. Posterna i *Figur i* utgår nämligen från kostnadstäckning för varje del, och eventuell vinst (t.ex. i jämförelse mot ett bio-KVV) att fördela mellan parterna är ett ämne för vidare arbete.

Klimatkonsekvensen av att nyttja Stenungsundsvärme är lokalt ungefär noll både för Stenungsundsindustrierna och för Göteborg Energi. Klimatkonsekvenserna får istället sökas i det omgivande energisystemet som följd av minskad användning av biobränsle och minskad elproduktion hos Göteborg Energi, se *Figur ii*. Antaget en framtid med i princip fossilfri elproduktion blir även klimatkonsekvensen av förändrad elproduktion ringa. Då återstår endast klimatkonsekvensen av att Göteborg Energi använder mindre biobränsle. Antaget att biobränsle är en begränsad resurs i en framtid med global konsensus om att nå ett hållbart tillstånd kan frigjort biobränsle nyttjas för att ytterligare minska användandet av fossila bränslen. Då blir koldioxidnyttan 200 kton per år, vilket motsvarar ca 2 % av utsläppen i Västra Götaland eller ca 20 % av utsläppen för Borealis och Perstorp tillsammans.



Figur ii. Princip för miljövärdering av Stenungsundsvärme istället bio-KVV med omgivande energisystem. Streckade linjer anger de energiflöden som förändras hos Göteborg Energi. Minskad elproduktion antas ersättas av fossilfri dito och frigjort biobränsle antas i framtid ersätta fossila råvaror.

Det bör i sammanhanget påpekas att biobränsle inte är en begränsad resurs idag och att marginalet för närvarande kan relateras till fossila utsläpp. I dagsläget är det således ur klimatsynpunkt bättre att producera värme och el i ett bio-KVV än att använda Stenungsundsvärme. I andra studier av marginalets utsläpp ser man att den kan ha relativt hög nivå ända fram till runt 2030 för att sedan börja sjunka och nå nära noll närmare 2050. För att Stenungsundsvärme ska göra klimatnytta krävs således ett omgivande energisystem som ligger ganska långt fram i tiden.

Slutsatserna från detta projekt sammanfattas enligt följande:

- Att nyttja 140 MW Stenungsundsvärme som fjärrvärme i Göteborg kräver en investering på runt 3 miljarder kronor och därtill ca 80 kr/MWh i drift och underhåll.
- I jämförelse med investering i alternativ teknik, t.ex. ett biobränsleeldat kraftvärmeverk med 140 MW värme, krävs att biobränslepriset ökar kraftigt alternativt att övriga förutsättningar är gynnsamma för att Stenungsundsvärme ska vara ett ekonomiskt intressant alternativ.
- Om Göteborg Energi först investerar i ny produktionskapacitet blir det svårare att i efterhand finna lönsamhet för Stenungsundsvärme, om inte t.ex. befintliga värmeleveranser från avfallsförbränning och/eller industrier minskar.
- Antaget att elproduktionen är fossilfri samt att biobränsle är en begränsad resurs och frigjort biobränsle används för att ersätta fossila bränslen, är klimatnyttan omkring 200 kton/år, vilket motsvarar ca 2 % av regionens utsläpp idag, eller ca 20 % av utsläppen i Borealis och Perstorp tillsammans.

Summary

A substantial share of the buildings in Gothenburg are heated with district heating purchased from the energy company Göteborg Energi. Significant quantities of excess heat from local industrial plants are recovered and utilized in the district heating system in Gothenburg. More industrial excess heat is available further away, for instance in the industrial complex in Stenungsund. The aim of this project was to investigate under what circumstances utilisation of excess heat from the industries in Stenungsund (Stenungsund heat) can be economically and climate wise beneficial.

To utilise Stenungsund heat as district heating fits well with Göteborg Energi's plans for completely fossil-free heat production by year 2030. Hence, investment in a district heating pipeline between Stenungsund and Gothenburg could be an interesting alternative to the investments that otherwise must be done to reach the 2030-target.

In order to utilise the excess heat from the industries of Stenungsund, investments in heat exchangers and distributions system are needed at the industrial site. The total investment cost to collect the excess heat and deliver it to Göteborg Energi's district heating system is approximately 3 billion SEK. Besides these investments, there are also costs for pumping as well as operation and management (O&M) for the new equipment. The additional costs are approximated to 80 SEK/MWh for 140 MW heat. 140 MW is a level that is considered both possible and suitable.

The same amount of heat could be satisfied with other fossil free technology. A relevant option to consider is a biomass fired combined heat and power plant (bio-CHP). A bio-CHP with 140 MW heat production would cost approximately 2 billion SEK to build, and O&M costs would be in the range of 120-270 SEK/MWh for the different price scenarios that are considered in the project.

The energy market scenarios in the project include energy prices for years 2030 and 2040, enabling Stenungsund heat to be evaluated in a shorter and longer time perspective, respectively. Two different scenarios, bases on World Energy Outlook 2017 (IEA), are included: New Policy (NewPol) and Sustainable Development (SustDev). The NewPol scenario reflects the way that the world's governments see their energy sectors developing over the coming decades, based on a detailed review of policy announcements and plans. In the NewPol scenario, moderate increase of energy prices are expected, while more dramatic price increases are required in SustDev, which reflects a world that is united in a common commitment to sustainable development. In the SustDev scenario, high carbon dioxide prices are expected, which we have extrapolated to also imply high biomass prices.

With the high biomass prices that we assume for SustDev, combined with 20 years economic life time for investments and a 4 % real interest rate, Stenungsund heat achieves lower cost of heat supply than a bio-CHP plant, se Figure A. Sensitivity analysis of several of the crucial assumptions that we have made, shows that this is a robust result assuming energy prices according to the SustDev scenario. Stenungsund heat can also be an economically interesting option with prices according to the NewPol-scenario, provided that other circumstances are favourable, such as lower capital costs thanks to investment support schemes.

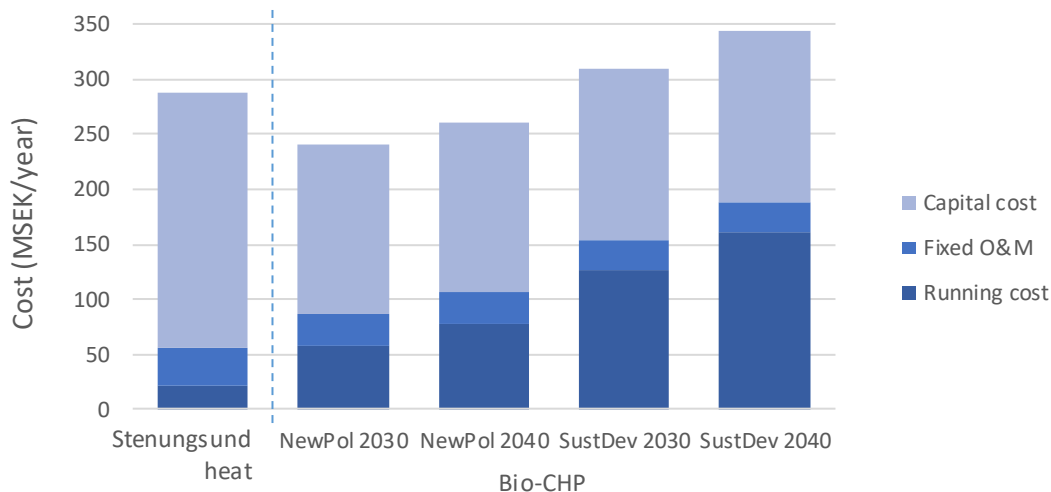


Figure A. Total cost for Stenungsund heat and bio-CHP, both offering 140 MW heat and with about 5000 hours of yearly utilisation time. Costs for O&M as well as a yearly capital cost (according to the annuity method) are included. The running costs vary with the different energy market scenarios for the bio-CHP heat supply option.

If Göteborg Energi invests in a bio-CHP plant and develops a completely fossil free production without Stenungsund heat, it will be difficult to motivate investment in Stenungsund heat at a later point in time. This conclusion holds unless there is a combination of favourable circumstances, such as high biomass prices combined with decreased deliveries from the existing excess heat sources.

For Stenungsund heat to be economically attractive, the biomass prices have to be about the double of today's prices, combined with a relatively low interest rate (4 % real). There are currently no signs of such dramatic increase of biomass prices, but this could change in a longer perspective if the demand for biomass increases substantially world-wide.

A low interest rate for the investment could be possible if a third party with a long-term investment horizon and relatively low requirements for return on investment takes a leading role in financing the investment. One example of such a provider of low-cost financing is a pension fund. The opportunities for such a solution should be further investigated. One should also investigate the opportunities for investment support. Another object for further studies is an update of the mapping of the amounts of excess heat, temperature levels and costs in the industrial plants in Stenungsund as well as the costs for the district heating pipeline. Such studies can be necessary in order to get a complete picture that is well enough supported for a correct decision in this matter.

The direct climate consequences of using Stenungsund heat in Gothenburg are negligible both for the industrial plants in Stenungsund industries and for Göteborg Energi. Positive climate effects can instead be found in the surrounding energy system as a consequence of decreased use of biomass and decreased electricity production. Assuming a basically fossil-free build margin for grid electricity production in the future, the climate consequences of decreased electricity production are also close to zero. Hence, only the decrease in use of biomass can play significant role with respect to the climate consequences. Assuming that biomass will be a limited resource in a future with a global consensus on the importance of rapidly working towards a sustainable development, increased access to biomass can be used to further decrease the use of fossil fuels. In this case, the carbon-dioxide decrease can be quantified to 200 ktonnes per year, which corresponds to 2 % of the emissions in Västra Götaland or 20% of the emissions of Borealis and Perstorp together.

In this context it should be stated that biomass is not a limited resource today, whereas grid electricity generation releases large amounts of carbon-dioxide emissions. Hence, with the surrounding energy system of today, it is more climate beneficial to produce heat in a bio-CHP plant than using Stenungsund heat. It should also be stated that in other studies, the emissions from marginal electricity generation are projected to be quite substantial until year 2030 and to slowly decrease thereafter until year 2050. For Stenungsund heat to be beneficial from a climate perspective, the surrounding energy system must change substantially.

The conclusions of this project can be summarised as follows:

- To recover 140 MW of excess heat from industrial process plants in Stenungsund and deliver the heat as district heating in Gothenburg, investments of about 3 billion SEK are needed, and operation and maintenance costs of 80 SEK/MWh can be expected.
- In comparison to investing in alternative technology such as biomass-fired combined heat and power production with 140 MW heat, the biomass prices need to increase dramatically or a combination of other circumstances need to be favourable in order for Stenungsund heat to be economically attractive.
- If Göteborg Energi first invests in new heat production capacity, investment in Stenungsund heat will be less profitable, unless existing excess heat sources decrease delivery of excess heat to the district heating network in Gothenburg.
- Assuming that the long-term base-load marginal electricity production is fossil free and biomass is a limited resource that can substitute fossil fuels, the decrease in carbon dioxide emissions are about 200 ktonnes/year which corresponds to about 2 % of the emissions in the region of Västra Götland or about 20 % of the emissions of Borealis and Perstorp together.

Innehållsförteckning

1	Inledning.....	1
1.1	Det föregående projektet.....	1
1.2	Skillnader mot det föregående projektet.....	2
1.3	Mål och frågeställning.....	2
2	Metoder, verktyg och angreppssätt.....	3
2.1	Energiprisscenarier med ENPAC.....	3
2.2	Simulering av fjärrvärmeproduktion med Martes.....	4
2.3	Metod för utvärdering av ekonomin för Stenungsundsvärmen.....	4
2.4	Metod för utvärdering av klimatnyttan med Stenungsundsvärmen.....	5
3	Förutsättningar och antaganden.....	6
3.1	Förutsättningar och antaganden för Stenungsundsvärmen.....	6
3.2	Förutsättningar och antaganden för fjärrvärmeledningen.....	9
3.3	Förutsättningar och antaganden för fjärrvärmenätet.....	10
3.4	Avkastningskrav.....	12
3.5	Antagna energipriser.....	13
3.6	Grundberäkning och känslighetsanalyser.....	14
3.7	Förutsättningar och antaganden för klimatvärdering.....	15
4	Stenungsundsvärmens ekonomiska värde som fjärrvärme.....	17
4.1	Kostnader för Stenungsundsvärmen.....	17
4.2	Ekonomiskt värde vid jämförelse med investering i ett bio-KVV.....	18
4.3	Ekonomiskt värde vid jämförelse med referensfallets produktion år 2030 och 2040.....	21
5	Stenungsundsvärmens klimatnytta i samhället.....	26
7	Slutsatser.....	28
8	Diskussion.....	28
9	Fortsatt arbete.....	31
10	Referenser.....	32

1 Inledning

En stor del av byggnaderna i Göteborg värms upp av fjärrvärme från Göteborg Energi. Tack vare fjärrvärmen har man möjlighet att ta tillvara restvärme från närliggande industrier och industriell restvärme täcker en stor del av värmebehovet i Göteborgs fjärrvärmenät. Värmen kommer huvudsakligen från de närliggande raffinaderierna. Det är möjligt att öka mängden restvärme genom att inkludera industrier som ligger längre bort såsom Stenungsundsindustrierna. Att binda ihop källor och mottagare av värme i en region på detta sätt kallas ibland regional fjärrvärme.

I ett tidigare projekt (Berntsson, 2015) har regional fjärrvärme undersökts för Västsverige. I denna relativt breda studie inkluderades ett flertal orter och industrier, från Varberg i söder till Preemraff Lysekil i norr (se mer om det tidigare projektet i nästa avsnitt). En slutsats var att kostnaden för långa rörledningar gör att ekonomin är tveksam för ökat nyttjande av restvärme, åtminstone med de energipriser och den prisutveckling vi ser i dagsläget.

Energipriserna kan dock öka kraftigt om det blir en global konsensus om att minska växthusgaserna. I ett sådant scenario är det rimligt att fossila priser beläggs med höga koldioxidkostnader för att den fossila energin ska fasas ut. Med ökande fossilbränslekostnader kommer biobränsle bli ett mer och mer intressant alternativ. Vid ökad efterfrågan på biobränsle är det rimligt att även den ökar i pris, dvs. biobränsle dras med i fossilbränsleprisets uppgång. Om efterfrågan på biobränsle blir tillräckligt stor kan det till och med bli brist på biobränsle på en global nivå.

I en värld där biobränslen börjar bli begränsade och samtidigt ska användas för att ersätta fossila bränslen i olika sektorer kan det vara både ekonomiskt och klimatmässigt intressant att öka användningen av industriell restvärme, vilket är ämnet för detta projekt.

1.1 Det föregående projektet

Mellan augusti 2013 och mars 2015 genomfördes ett stort regionalt projekt, kallat "Västsvensk samverkan kring industriellt överskottsvärme", med totalt 19 intressenter i Västsverige. Huvudfokus var att undersöka möjligheterna till ett mer ekonomiskt lönsamt och hållbart energisystem i Västsverige genom att använda tillgängligt industriell restvärme från kemiindustrierna i Stenungsund, Södra Cells massabruk i Värö och Preems raffinaderi i Lysekil. Ett stort antal scenarier studerades och i några scenarier, med speciellt goda förutsättningar, kunde en försvarbar ekonomi och god klimateffekt identifieras. Eftersom sådana resultat endast erhöles under speciella förutsättningar, har arbetet med regionala lösningar med industriell restvärme hittills inte fortsatt.

I slutet av projektet diskuterades giltigheten och generaliteten för några av nyckelförutsättningarna. Flera specifika förutsättningar visade sig ha stor betydelse för slutresultatet. En mer fullständig och generell analys av detta kunde inte genomföras inom projektets ram. En diskussion kring detta finns i slutrapportens resultatdel. Dessa synpunkter och förslag till fortsättning har beaktats och ingår i det nu rapporterade projektet.

1.2 Skillnader mot det föregående projektet

I aktuellt projekt har framtagna förutsättningar och resultat från föregående restvärmeprojekt och några senare studier legat som grund. Några centrala principer, förutsättningar och antaganden skiljer sig dock från föregående projekt, där de viktigaste är:

- Beräkningar av ekonomi via annuitetsmetoden gjordes inte i föregående projekt.
- Flera viktiga faktorer, såsom känslighetsanalyser av avgörande parametrar, kunde inte studeras i detalj i tidigare studier, vilket kunde göras i detta projekt.
- I det förra projektet antogs det att det skulle finnas en stor förgasningsanläggning för produktion av biometan i Göteborg, som också skulle vara leverantör av överskottsvärme. En sådan har inte förutsatts i detta projekt.
- Priset på biomassa antogs i det förra projektet huvudsakligen utgå från ett regionalt perspektiv med tillgång och efterfrågan. I detta projekt har en mer generell internationell prisbildning för biomassa studerats.
- I detta projektet hade vi möjlighet att inkludera de senast framtagna internationella scenarierna för energi- och koldioxidpriser.
- Ny kunskap om optimal avvägning mellan intern industriell användning och export till fjärrvärmesystem av tillgänglig restvärme har inkluderats i denna studie.
- Nya förutsättningar som de ingående organisationerna har önskat få med har beaktats och diskuterats i detalj med samtliga organisationer.

1.3 Mål och frågeställning

Målet med projektet är att identifiera eventuella kombinationer av framtida rimliga förutsättningar, som kan skapa både tillfredsställande ekonomi och god klimatnytta för ett större samarbete med industriell restvärme i Västra Götalandsregionen. Under sådana förutsättningar skulle uppbyggnad av en regional infrastruktur för restvärme kunna minska klimatgasutsläppen i regionen och också skapa förutsättningar för industriella nyetableringar och arbetstillfällen. Därmed skapas bättre kunskap om hur uppbyggnad av en regional infrastruktur för uppsamling och användning av regionalt restvärme kan bidra till att uppnå regionens klimatmål om att utsläppen av växthusgaser i Västra Götaland ska minska med 80 procent från 1990 års nivå till år 2030.

Frågeställning i projektet kan sammanfattas till:

”Under vilka förutsättningar kan det vara ekonomiskt och klimatmässigt intressant att nyttja restvärme från Stenungsundsindustrerna som fjärrvärme i Göteborg?”

2 Metoder, verktyg och angreppssätt

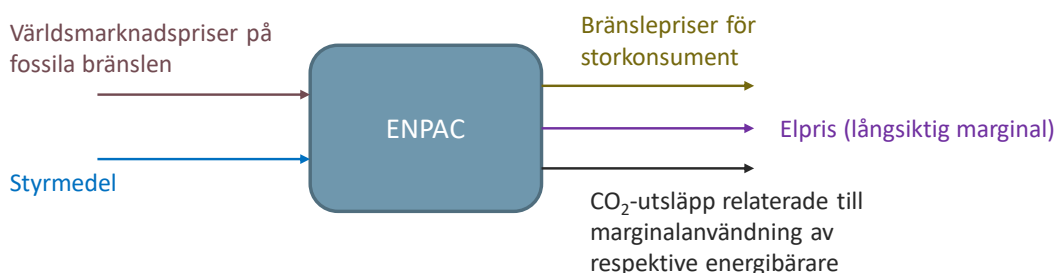
För att kunna svara på projektets frågeställning behöver både ekonomin och klimatnyttan för nyttjande av Stenungsundsvärmen undersökas. Hur detta har gjorts beskrivs de två följande avsnitten.

Frågan har besvarats utifrån två olika tidsperspektiv: en närmare planeringshorisont och en längre planeringshorisont. Med nära planeringshorisont menas det tidsperspektiv som gäller om man inom närtid börjar planera för en ledning mellan Stenungsund och Göteborg, vilket innebär att den kan vara på plats någonstans mellan 2025 och 2035. Om man istället väntar och tänker sig att ledning av olika skäl kan vara mer intressant längre fram i tiden är tidsperspektivet 2035 - 2045 aktuellt att undersöka. Dessa två tidsperspektiv konkretiseras i projektet genom att energipriser och andra förutsättningar speglar en möjlig situation för år 2030 respektive år 2040.

Förutom två olika tidsperspektiv finns det för många antaganden anledning att göra känslighetsanalyser. Detta görs genom att först definiera ett huvudfall som ska representera ett troligt grundfall – kallat grundberäkning. Sedan ändras olika parametrar till respektive parameters alternativfall, antingen en i taget eller i kombination. Urvalet och kombinationer av alternativfall utgår från projektets syfte att finna de förutsättningar som krävs för att det ska vara ekonomiskt och miljömässigt intressant att nyttja Stenungsundsvärmen.

2.1 Energiprisscenarier med ENPAC

I detta projekt krävs scenarier för framtida energipriser. Scenarierna är framtagna med hjälp av scenarioverktyget ENPAC (Axelsson och Harvey, 2010). ENPAC (Energy Price and Carbon Balance Scenario tool) är ett verktyg med vilket man kan omvandla världsmarknadspriser på energiråvaror till energipriser relevanta för storkonsumenter i Sverige, se Figur 1. Verktyget har tagits fram i samband med energisystemforskning på Chalmers. Indata till verktyget är världsmarknadspriser på fossila bränslen, koldioxidpriser och stödsystem för t.ex. biodrivmedel. Som utdata fås t.ex. priser på eldningsolja, el, biobränsle etc., samt koldioxidutsläpp relaterade till marginell användning av respektive energibärare antaget att biobränsle är en begränsad resurs.



Figur 1. Princip för ENPAC

2.2 Simulering av fjärrvärmeproduktion med Martes

Vad kostnaden för fjärrvärmeproduktion är, med och utan Stenungsundsvärme, är en central fråga i detta projekt. Då fjärrvärmeproduktion är komplex, inte minst i Göteborg Energi, är det lämpligt att ta hjälp av ett verktyg. I detta projekt har vi använt Martes, som är ett frekvent använt analysverktyg för att analysera fjärrvärmeproduktion. Verktöget är utvecklat av Profu och används av många Energibolag i Sverige, bland annat Göteborg Energi.

Martes är en simulerande modell som minimerar kostnaden för fjärrvärmeproduktion genom att för varje av de 730 tidsstegen (dag/natt) ordna produktionsalternativen i stigande ordning vad gäller rörliga produktionskostnader, utifrån de förutsättningar som gäller för det aktuella tidssteget. Martes utgår från den rörliga produktionskostnaden som består av energi- och omkostnader samt skatter och styrmedel och möter värmebehovet i varje tidsperiod enligt lägsta totala produktionskostnad. I detta projekt har en modelluppsättning använts som återspeglar Göteborg Energis och anslutna fjärrvärmesystems produktionsstruktur. Då simuleringarna i detta projekt avser framtiden har hänsyn tagits till anläggningsförändringar tillsammans med Göteborg Energi.

Ett basscenario för varje simulerat årtal och energiprisutveckling har skapats och mot detta har olika utvecklingsvägar med och utan Stenungsundsvärme jämförts.

2.3 Metod för utvärdering av ekonomin för Stenungsundsvärmen

För den ekonomiska utvärderingen av Stenungsundsvärmen har kostnader för Stenungsundsvärme jämförts med de kostnadsbesparingar som nyttjande av värmen innebär för värmeproduktionen i Göteborg. Här är alltså utgångspunkten kostnadstäckning för varje del, medan fördelning av eventuell vinst och affärsmodeller inte ingår i projektet. I ett sådant läge kan även en affärsmodell vara intressant att studera vidare. Posterna i *Figur i* utgår nämligen från kostnadstäckning för varje del, och eventuell vinst (t.ex. i jämförelse mot ett biobränsle eldat kraftvärmeverk) att fördela mellan parterna är ett ämne för vidare arbete.

De kostnader som är förknippade med att få restvärmen från Stenungsundsindustrierna till fjärrvärmesystemet i Göteborg kan i principiella termer beskrivas enligt nedan:

- Investeringskostnader
 - Värmeväxlarnätverk i Stenungsunds industrier
 - Fjärrvärmeledning mellan Stenungsund och Göteborg
 - Inkoppling av ledning till Göteborgs fjärrvärmenät
 - Eventuell panna för att kunna temperaturspetsa värme från Stenungsund under kalla vinterdagar
- Drift- och underhållskostnader
 - Värmeväxlarnätverk i Stenungsunds industrier
 - Fjärrvärmeledningen mellan Stenungsund och Göteborg
 - Pumpning av varmvattnet mellan Stenungsund till Göteborg

För att få samma sort på alla kostnader har investeringskostnader omvandlats till årlig kapitalkostnad via annuitetsmetoden eller återbetalningstid. Antagna kostnader och kalkylförutsättningar redovisas i nästkommande kapitel.

Värdet av Stenungsundsvärme som fjärrvärme kan, som beskrivits ovan, relateras till de kostnadsbesparingar som nyttjande av värmen innebär i Göteborg Energis fjärrvärmesystem. Två olika principer för att värdera Stenungsundsvärmen ekonomiskt har inkluderats:

1. Stenungsundsvärmen ersätter en nyinvestering i alternativ kapacitet.
2. Stenungsundsvärmen ersätter referensfallets produktion.

I fall ett ovan antas det att Göteborg Energi behöver investera i ny kapacitet och investering i en ledning till Stenungsund skulle då kunna utgöra ett möjligt alternativ att inkludera i beslutsprocessen. I detta fall kan värdet av Stenungsundsvärmen relateras till investeringskostnad, fasta kostnader och rörliga kostnader för alternativ teknik. Jämförelse mot alternativ teknik exemplifieras här med investering i ett biobränsleeldat kraftvärmeverk (bio-KVV)¹. I det andra fallet ovan kan värdet av Stenungsundsvärmen relateras till rörliga kostnader förknippade med den produktion som ersätts i den produktion som annars hade varit fallet år 2030/2040, det vill säga referensfallet, se mer i avsnitt 3.3.

2.4 Metod för utvärdering av klimatnyttan med Stenungsundsvärmen

Kvantifieringen av klimatkonsekvensen av att nyttja Stenungsundsvärme utgår från ett systemperspektiv. Med detta menas att inte bara aktuella skorstensutsläpp beaktas utan även vad konsekvenserna blir i det omgivande energisystemet. Exempelvis kan nyttjande av Stenungsundsvärme innebära att elproduktionen minskar i Göteborg Energis kraftvärmeverk samtidigt som behovet av flis minskar. Frågan blir det vad systemkonsekvensen blir av att elproduktionen minskar och att tillgången på flis ökar. För det senare, tillgången på flis, är antagande om framtida situation för biobränsle avgörande. I dagsläget är biobränsle inte begränsat (åtminstone inte i Sverige) och mer biobränsle kan hämtas ur skogen med ganska blygsamma utsläpp av koldioxid (förknippade till avverkning och transport). I en framtid där hela världen ska gå ifrån fossila bränslen och bland annat ersätta dem med biobränsle kan dock tillgången på biobränsle bli begränsade. Om tillgången på biobränsle är begränsad kan man dels förvänta sig ökande biobränslepriser, se avsnitt 3.5, och dels att fortsatt konvertering från fossila till förnybara bränslen är begränsad av tillgången. Det vill säga att ökad tillgång på biobränsle innebär att mer fossila bränslen kan ersättas.

¹ Om man jämför med en annan teknik kan både ekonomiska och klimatmässiga resultat bli andra.

3 Förutsättningar och antaganden

För att kunna kvantifiera ekonomi och klimatnytta för nyttjande av Stenungsundsvärme i Göteborg måste ett antal antaganden göras. Här presenteras förutsättningar och antaganden som varit utgångspunkten i detta projekt.

Förutsättningarna redovisas i nedanstående avsnitt i följande ordning:

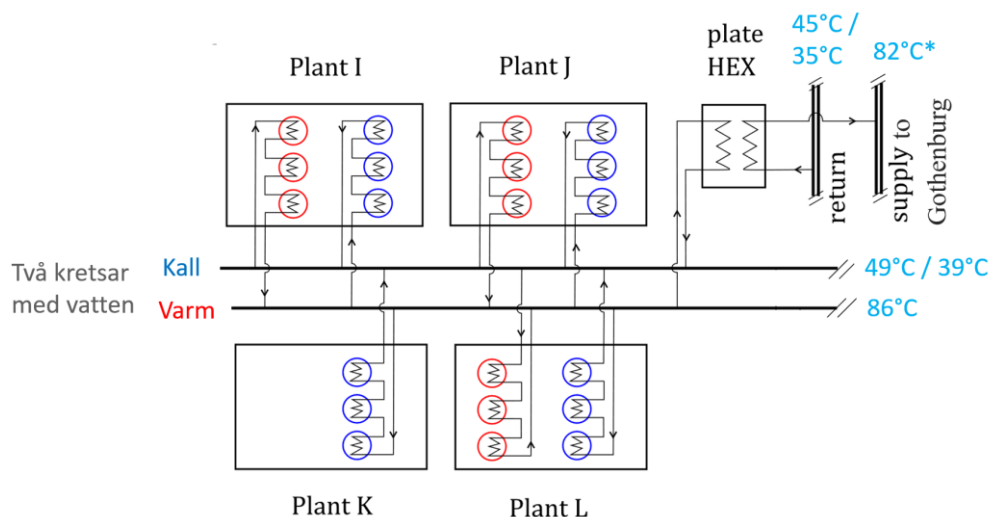
- Förutsättningar och antaganden för Stenungsundsvärmen
- Förutsättningar och antaganden för fjärrvärmeledningen
- Förutsättningarna och antaganden för fjärrvärmenätet
- Avkastningskrav
- Antagna energipriser
- Grundberäkning och känslighetsanalyser
- Förutsättningar och antaganden för klimatvärdering

3.1 Förutsättningar och antaganden för Stenungsundsvärmen

Tillgången på industriellt restvärme i Stenungsunds olika industrier har undersökt i tidigare forskningsprojekt på Energiteknik på Chalmers, se t.ex. Morandin m.fl. (2018). Ett sätt att ta vara på restvärmen i aktuella industrier är att uppföra ett uppsamlingsystem bestående av värmeväxlare och två cirkulerande vattenkretsar, vid låg respektive hög temperaturnivå, se Figur 2. Med detta system kan värmekällorna i processerna värma vattenkretsen från den lägre till den högre temperaturen. Denna värme kan sedan nyttjas internt, eller exporteras till Göteborg för att utnyttjas som fjärrvärme, varpå temperaturen sjunker till den lägre nivån. De två temperaturnivåerna kan sättas utifrån temperaturerna i Göteborgs fjärrvärmesystem, där 80°C som framledning räcker för de flesta dagar under året, men inte när det är som kallast. Returtemperaturen i Göteborgs fjärrvärmenät förväntas sjunka från dagens nivå på ca 50°C för att runt 2030 vara som högst 45°C, och kanske så låg som 35°C. För att få 80-gradig framledning i Göteborg bör temperaturen från Stenungsund vara något högre för att kompensera för förluster i fjärrvärmeledningen. Här antas 82°C i Stenungsund², vilket i sin tur bestämmer den högre temperaturnivån i Stenungsunds vattenkrets till 86°C³. På liknande sätt ger olika nivåer för returtemperatur i Göteborgs fjärrvärmesystem två alternativa nivåer för den lägre temperaturen i Stenungsund.

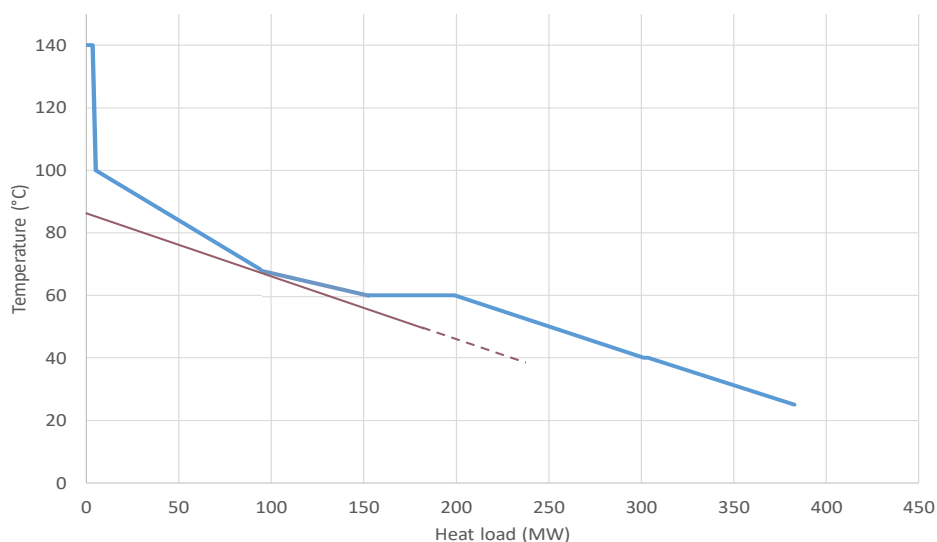
² 2 graders temperaturförlust på framledningen är en approximation utifrån redovisad temperaturförlust i andra fjärrvärmeledningar. I sammanhanget ska man även komma ihåg att tillförd pumpenergi huvudsakligen omvandlas till värme vilket innebär att nettoförlusten av temperatur är mindre än den faktiska. Huruvida 2 grader det är rätt nivå eller inte är ett ämne för fortsatta studier. Antagandet är dock inte avgörande för resultatet då bedömningen är att det fullt möjligt att leverera några grader högre temperatur. Samtidigt kan man även förvänta sig viss temperaturtapp på returen, men som framgår ur Figur 3 har det liten betydelse då det finns stora värmemängder vid lägre temperatur.

³ 4 graders temperaturdifferens är en rimlig nivå för denna typ av värmeväxlare. En ekonomisk optimering när mer parametrar är kända kommer att ge det slutgiltiga svaret.



Figur 2. System för att smala upp restvärmen i Stenungsunds industrier vilket medger intern användning och export av värme till Göteborg. Värmekällor (röda) och värmesänkor (blå) återfinns i olika fabriker i Stenungsundsklustret och är i figuren kodade med bokstäverna I-L. Källa: Eriksson m.fl., 2017.

Mängden värme som kan tillvaratas har undersökts i olika forskningsprojekt på Chalmers, se t.ex. Morandin m.fl. (2018). I sammanhanget är även kvalitén i form av temperaturnivå av intresse, se Figur 3. Den blåa kurvan i figuren visar hur mycket värme som finns tillgängligt vid en viss temperaturnivå⁴. Som framgår ur figuren finns det outnyttjad restvärme tillgänglig från en temperatur på ca 140°C ner till ca 30°C. Antaget ett uppsamlingsystem med temperaturerna 86/49°C (brun heldragen linje) finns ca 185 MW tillgänglig värme. Om returtemperaturen är lägre så att värme längre ner i temperatur (streckad del av brun linje) kan nyttjas ökar tillgängliga värmemängden till ca 240 MW.



Figur 3. Praktiskt tillgänglig värme i Stenungsundsindustrierna enligt tidigare studier (blå linje), samt möjligt internt uppsamlingsystem (brun linje).

⁴ Kurvan baseras på nämnd forskning, men har justerats i temperaturintervallet 60-67°C utifrån verkliga tillgängliga temperaturer.

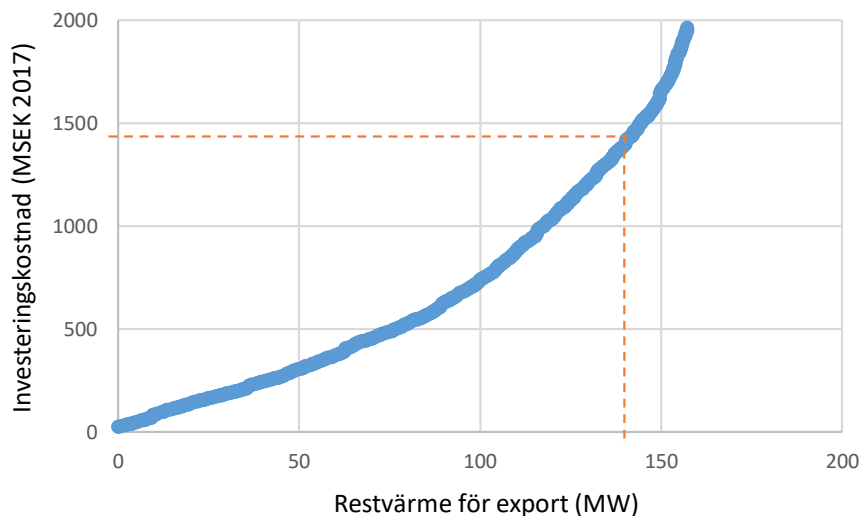
Kostnaden för ett värmeväxlarnätverk av ovan beskriven typ är också undersökt i nämnda forskningsarbeten. I projektet som redovisas i denna rapport beslutades det att de kostnadssamband som fanns framtagna sedan tidigare skulle justeras enligt följande:

- 40 MW används för intern användning (kostnaden för detta ingår inte i detta projekt).
- Tillgången på restvärme ökar med sjunkande returtemperatur enligt Figur 3.
- Kostnaden har ökat med 50 % utifrån erfarenhetsvärden från Borealis.

Resultaterande kostnadskurva presenteras i Figur 4. Figuren visar kostnaden för den utrustning som behövs för att samla upp en viss mängd värme samt en fjärrvärmeväxlare för att föra över värmen till en fjärrvärmeledning. Kostnaden i figuren inkluderar inte de kostnader som är förknippade med att en viss del av värmen nyttjas internt. Utgångspunkten i detta projekt är att de investeringar som krävs för intern återvinning bärs upp av de kostnadsbesparingar i bränsle som intern användning leder till. Dock minskar restvärmertilgången med intern användning, vilket är antaget till 40 MW i detta projekt.

Som framgår ur Figur 4 ökar kostnaden exponentiellt med ökad effekt av tillvaratagen restvärme. Detta kan förklaras med att värmeväxlararean ökar och värmväxlarnätverket blir mer komplext ju mer värme som önskas tas till vara.

Utöver investeringskostnad antas den årliga drift- och underhållskostnaden för denna utrustning vara 1,5 % av investeringen.



Figur 4. Kostnad för ett uppsamlingsystem av värmen samt fjärrvärmeväxlare (exklusive kostnader för inter användning). Exempelvis 1420 MSEK med 140 MW restvärme.

3.2 Förutsättningar och antaganden för fjärrvärmeledningen

För att kunna föra över Stenungsundsvärmen från Stenungsund till Göteborg krävs en ca 50 km lång fjärrvärmeledning. Kostnaden för denna har approximerats utifrån genomgång av byggda och planerade ledningar, se Tabell 1.

Tabell 1. Byggda och planerade fjärrvärmeledningar, samt justering av kapacitet och investeringskostnaden för att spegla en tänkt tillämpning mellan Stenungsund och Göteborg.

Var	Byggår	Temp ¹ (°C)	Dim (mm)	Kapacitet ² (MW)		Investeringskostnad ³	
				Original	För Sten-Gbg	Original (kSEK/km)	För Sten-Gbg (MSEK)
Thn-Vbg	2017	110/63	350	35	26	11 000	557
Brl-Falu	2014	109/54	350	35	22	6 500	333
Lnds-Ört	2015	100/56	500	60	48	11 000	544
Udd-Thn	Förstud. ⁴	120/60	400	46	27	13 000	581
Pre-Udv	Förstud.	120/60	500	80	47	16 000	918
Pre-Udv	Förstud.	120/60	600	85	50	18 000	1038
Pre-Udv	Förstud.	120/60	500	100	58	16 500	953
Pre-Udv	Förstud.	120/60	600	175	102	19 500	1125

Ortsförkortningar

Thn = Trollhättan

Vbg = Varberg

Brl = Borlänge

Falu = Falun

Lnds = Landskrona

Ört = Örtofta

Pre = Preemraff Lysekil

Udd = Uddevalla

1) Fram- och returtemp i originalfallet, dvs där den är byggd/planeras.

2) Värmeöverföringskapacitet både i originalfallet och om samma ledning skulle användas för vårt fall mellan Stenungsund och Göteborg (med lägre temperaturskillnad mellan fram- och returledning).

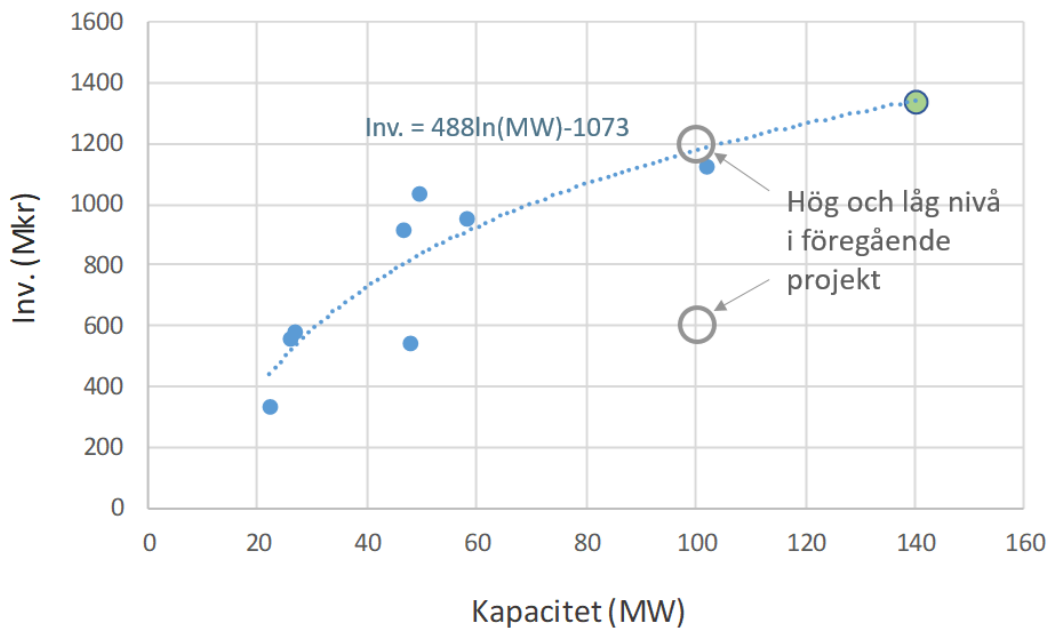
3) Investeringskostnad i originalfallet och omräknat för vårt fall mellan Stenungsund och Göteborg.

4) Förstudie.

Som framgår ur figuren varierar den kostnaden per meter avsevärt. Delvis beror det på dimensionen, men även geologiska och infrastrukturella faktorer inverkar. Angiven kapacitet i originalfallet utgår från de temperaturer som anges för fram- och returledning. Om samma ledning skulle användas för Stenungsund med 35°C mellan fram- och returledning (80 - 45°C) får kapaciteten skalas utifrån antagandet att vattenflöde ska vara detsamma (se kolumn "För Sten-Gbg"). Således minskar kapaciteten i jämförelse med det som gäller i original för ledningen, då samtliga fjärrvärmeledningar i tabellen har större temperaturdifferens än antagandet för ledningen mellan Göteborg och Stenungsund i detta projekt. Vidare har totala kostnaden skalats linjärt med avståndet. För de planerade ledningarna mellan Preem och Uddevalla respektive Uddevalla Trollhättan har diskussion förts med inblandade som menar att kostnad utifrån markförutsättningarna för sträckningen Stenungsund till Göteborg ligger någonstans mittemellan dessa två sträckningar, vilket vi har tagit hänsyn till. Förstudien som ligger till grund för de flesta punkter bygger på kostnader med 2017 års penningvärde. De tre redan befintliga ledningarna är alla ganska nyligt byggda. Indexering till 2017 har dock inte gjorts då bedömningen är att kostnaden beror mer på konjunktur än på konsumentprisindex.

Med de justerade kapaciteterna och kostnaderna enligt de två kolumnerna längst till höger i Tabell 1 går det att skapa sig en bild av kostnaden för rörledning mellan Stenungsund och Göteborg som funktion av kapacitet, se Figur 5. Som framgår ur figuren kan kostnaden för en specifik kapacitet

variera stort utifrån detta underlag (se exempelvis resulterande kostnader för ledning med kapacitet runt 50 MW). I figuren visas även en möjlig linjeanpassning till underlagets punkter som har använts som utgångspunkt för projektet, samt antagna kostnader i föregående projekt. Utöver investeringskostnad antas den årliga drift- och underhållskostnaden för fjärrvärmeledningen (inklusive pumpstationer) vara 1,0 % av investeringen utifrån uppgifter från förstudien av en fjärrvärmeledning mellan Preemraff Lysekil och Uddevalla/Trollhättan.



Figur 5. Investeringskostnad för fjärrvärmeledning mellan Stenungsund och Göteborg som funktion av kapacitet utifrån underlag om byggda och möjliga ledningar (se Tabell 1). Exempelvis 1350 MSEK med 140 MW restvärme.

3.3 Förutsättningar och antaganden för fjärrvärmenätet

Med fjärrvärmeledningen som beskrivs ovan kan Stenungsundsvärmen föras fram till Göteborgs fjärrvärmenät. För att koppla in denna ledning till fjärrvärmenätet krävs någon form av inkoppling samt sannolikt nätförstärkningar för att kunna ta tillvara värmen. Utifrån uppgifter från Göteborg Energi kan en dylik inkoppling antas kosta ca 380 MKr.

I grundberäkningen tillkommer inga ytterligare investeringar i Göteborg då det antas att det vid inkopplingspunkten finns erforderlig spets effekt för att spetsa Stenungsundsvärmen de dagar om året det behövs. Inte heller någon back-up panna antas behövas i grundberäkningen eftersom tillgängligheten på Stenungsundsvärmen är god (ca 98 %). I en känslighetsanalys antas det att spetskapacitet respektive back-up behövs, med förutsättningar enligt Tabell 2. Den sista raden i tabellen avser rörliga omkostnader för drift av anläggningen.

Tabell 2. Antagna förutsättningar för spetskapacitet och back-up.

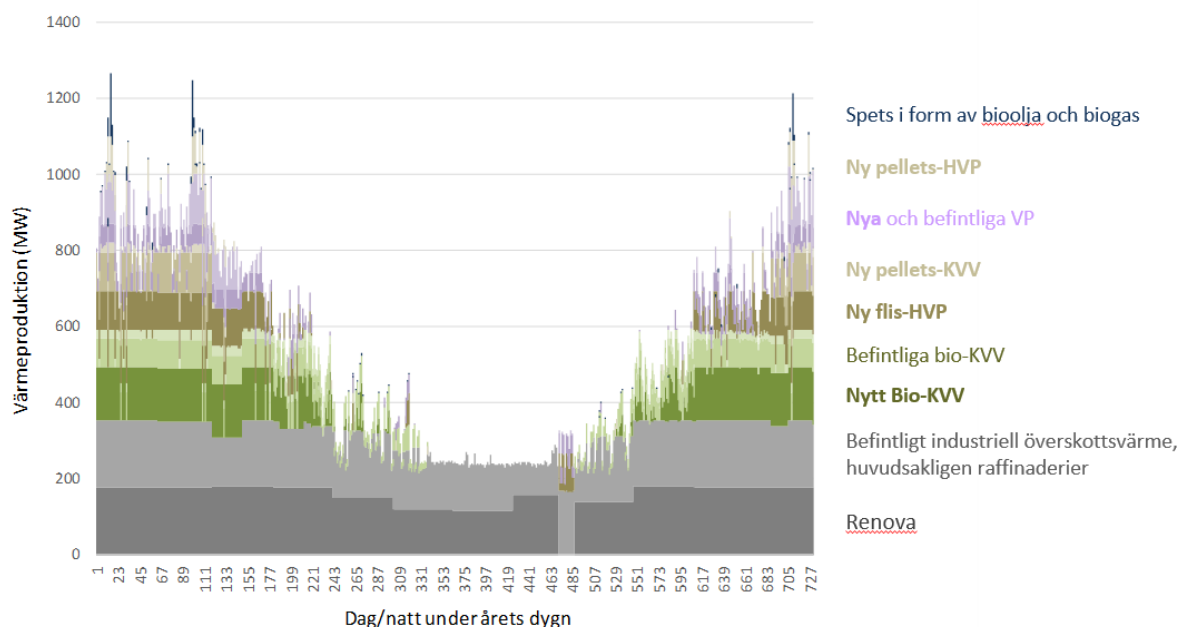
	Spetspanna	Back-up
Typ	Pellets-HVP	Bioolja-HVP
Inv. (SEK/kW)	4000	1250
Fast DoU (per år av inv.)	2 %	2 %
Rörlig (SEK/MWh_bränsle)	30	-

Som redan beskrivits ovan antar vi i detta projekt att nyttjande av Stenungsundsvärmen kan komma igång runt år 2030 eller år 2040. Detta tidsperspektiv bör således återspeglas i antagandena, exempelvis produktionen hos Göteborg Energi.

Göteborg Energi har tagit beslut på att konvertera till helt fossilfri produktion till år 2030. Således kommer produktionsparken att förändras från den nuvarande, exempelvis genom att Rya gaskombi ersätts med t.ex. flis- och pelletseldade pannor och att fossil olja och gas som topplast ersätts med tex. bioolja. Som referensfall, dvs. utan Stenungsundsvärme, utgår vi i detta projekt således från en helt fossilfri produktion i Göteborg från och med år 2030.

Ett referensfall för en framtida helt fossilfri produktion har byggts upp i samarbete med Göteborg energi, se Figur 6. Diagrammet visar ett exempel på en framtida produktion utifrån den produktionspark som antas vara tillgänglig år 2030 och 2040. För att nå en helt fossilfri produktion måste nämligen ny produktionskapacitet byggas vilket här antas ske i form av ett nytt bio-KVV, en ny fliseldad hetvattenpanna (flis-HVP), ett nytt pelletseldat kraftvärmeverk (pellets-KVV), nya värmepumpar (vp) och slutligen en ny pelletseldad hetvattenpanna (pellets-HVP).

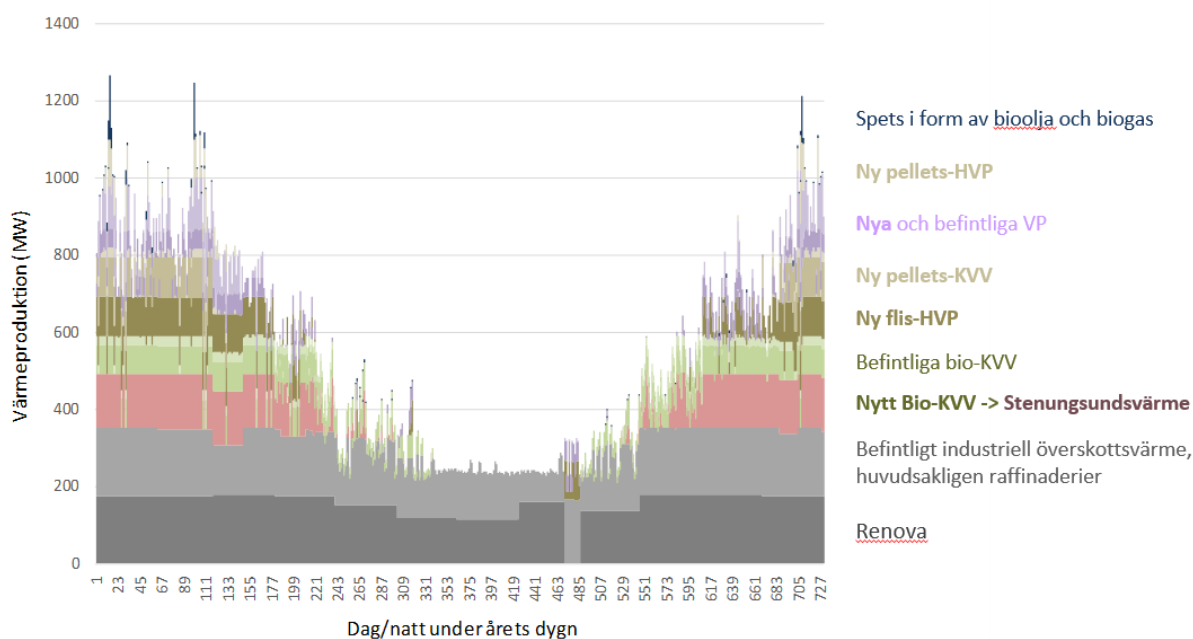
Exakt produktionsordning och drifttid med referensfallets produktionsteknik beräknas fram utifrån kostnadsminimering i simuleringsprogrammet Martes. Med olika antaganden för framtida energipriser (se avsnitt 3.5 nedan) kan resulterande produktion för referensfallet variera.



Figur 6. Referensfallet (utan Stenungsundsvärme) för en framtida helt fossilfri produktion hos Göteborg Energi. Detta är ett exempel och exakt produktion beror på energipriser för aktuellt scenario.

Som alternativ till investering i t.ex. ett nytt bio-KVV kan man istället investera i Stenungsundsvärme med samma kapacitet, se Figur 7. Om man redan har investerat i den produktion som referensfallet

kräver, kan man tänka sig att Stenungsundsvärmen kan införas på samma sätt som i Figur 7 men då finns redan ett bio-KVV som trycks uppåt i produktionsordning, tillsammans med all produktion ovanför detta bio-KVV.



Figur 7. Framtida fjärrvärmeproduktion där man investerat i Stenungsundsvärme istället för ett bio-KVV.

3.4 Avkastningskrav

Som beskrivits i ovanstående underkapitel är nyttjande av Stenungsundsvärme förknippande med investeringar. För att räkna om detta till en årlig kapitalkostnad har annuitetsmetoden använts, vilket kräver en ekonomisk livslängd och en räntesats. I samråd med deltagande parter sattes 20 år som rimlig livslängd för aktuell investering. Räntan ska avspegla avkastningskrav och risk. I grundfallet antas i detta projekt ett relativt lågt avkastningskrav utifrån en *real* ränta på 4 % och 2 % inflation (4+2 % i tabellen). I en känslighetsanalys undersöks konsekvensen av att man istället antar 7 % real ränta (7+2 % i tabellen). I ytterligare två känslighetsanalyser utgår vi från att investeringen inom Stenungsundsfabrikerna (se stycke 3.1 ovan) ska återbetalas på 5 respektive 3 år. Antagna avkastningskrav sammanfattas även i Tabell 3 nedan.

Tabell 3. Antagna avkastningskrav

Grundberäkning	20 år, 4+2%
Känslighetsanalys 1	20 år, 7+2%
Känslighetsanalys 2	5 års återbetalning*
Känslighetsanalys 3	3 års återbetalning*

* För investeringar i Stenungsund. Övriga delar har 4 % ränta och 20 år.

3.5 Antagna energipriser

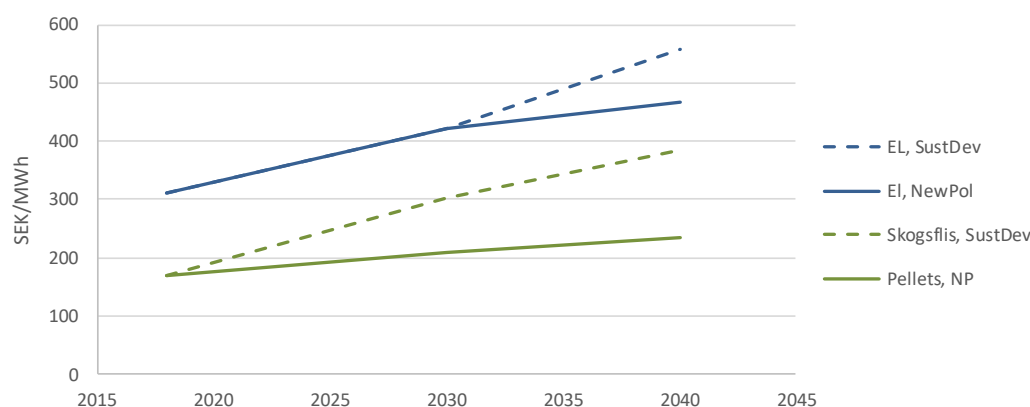
Framtida energipriser är alltid förknippade med stora osäkerheter samtidigt som de har stor inverkan på resultatet. Ett sätt att angripa detta dilemma är att ansätta scenarier med olika utveckling av relevanta energibärare.

I detta projekt har vi utvärderat ekonomin utifrån två olika energiprisscenarier för 2030 och 2040. Scenarierna är framtagna med hjälp av scenarioverktyget ENPAC (Axelsson och Harvey, 2010). Som indata i detta projekt har vi utgått från World Energy Outlook 2017 (IEA, 2017b). I WEO redovisas bland annat framtida energipriser utifrån olika scenarier. Två av dessa scenarier blir utgångspunkt i aktuellt projekt; New Policy och Sustainable Development. New Policies (NewPol) utgår från nuvarande och annonserad politik och visar vart nuvarande politiska ambitioner tar oss. Sustainable Development (SustDev) utgår istället från den politik som krävs globalt för att nå de energirelaterade målen i FN:s Agenda 2030 för en hållbar utveckling. Resulterande energipriser redovisas i Tabell 4 nedan.

Tabell 4. Antagna energipriser.

Energi SEK/MWh	New Pol.		Sust. Dev.	
	2030	2040	2030	2040
El, råkraft	422	468	422	557
EO5, produkt	421	483	330	310
EO5, ink. CO2	501	601	547	653
NG, produkt	322	354	281	300
NG, ink. CO2	383	444	447	562
Kol, produkt	98	101	83	81
Kol, ink. CO2	198	246	352	506
Biogas	506	532	601	681
Bioolja	601	727	647	779
Skogsflis	209	235	304	384
Pellets	315	346	429	525
EU ETS, kr/ton	272	400	739	1167

Resulterande priser för skogsflis och råkraft illustreras även i Figur 8. Som framgår antas det att flispriset ökar relativt måttligt i NewPol-scenariot från dagens 170 kr/MWh till ca 240 kr/MWh. I SustDev-scenariot ser vi istället en dramatisk ökning där priset slutar på nästan 400 kr/MWh 2040. För elpriset ser vi dock inte samma stora skillnader då långsiktiga marginalpriset för el inte på samma sätt antas vara kopplat till bränslemarknaden utan istället till möjligheter att bygga ut vindkraft på land och till havs.



Figur 8. Resulterande priser på skogsflis och el (råkraft) inklusive dagens pris.

3.6 Grundberäkning och känslighetsanalyser

Som beskrivet i ovanstående underkapitel utgår vi från ett uppsättningen antaganden i grundberäkningen, och i känslighetsanalyser varierar vi vissa centrala parametrar en i taget för att kvantifiera just den parametrarnas inverkan på resultatet. I detta underkapitel sammanfattas alla antaganden för grundberäkningen och känslighetsanalyserna så att alla ingående parametrar finns överskådligt samlade på ett ställe, se Tabell 5.

Tabell 5. Antaganden i grundberäkning och känslighetsanalyser.

	I grundberäkning	För känslighetsanalys
Tillgänglig värme och kostnader i Stenungsund		
Tillgänglig värme i Stenungsund	Ca 185 MW med 87/49 system	Ca 240 MW med 87/39 system
Variation över året	Ingen	-
Intern användning	40 MW	-
Tillgänglighet	God, back-up behövs ej	Back-up behövs
Rörlig kostnad(kr/MWh)	≈ 0	-
Fast (DoU)	1,5 % av inv.	-
Investeringskostnad	Se figur 4	+/- 30%
Kostnader för fjärrvärmeledning		
Investering	488*ln(MW) - 1073 Mkr	+/-30%
DoU	Ca 1 %	-
Pumpning, kW/MW_värme	60	-
Framtida fjärrvärmeproduktion hos Göteborg Energi		
Efterfrågan av fjärrvärme	Enligt GE's prognoser	-
Lastkurva	Som idag	Jämnare för att spegla säsongslager
Framledningstemp.	80°C	-
Returtemperatur	45°C	35°C
Spets, typ	Befintlig	Pellets-HVP
Spets, energi	5 %	-
Spets, effekt	+70 %	-
Back-up, effekt	0 %	50 %
Produktion	Fossilfri	-
Bef. överskottsvärme	Som idag	Mindre än idag
Kostnader i Göteborg		
Inkoppling av fjv-ledning	380 Mkr	+/- 30%
Spets	0	a) Pellets-HVP ¹
Back-up	0	1250 kr/kW + 2% DoU
Bio-KVV ² , 140 MW värme, 5000 h	2100 Mkr	-
Avkastningskrav		
Alla investeringar	20 år, 4+2%	20 år, 7+2%
Inv. i Stenungsund, payback	20 år, 4+2%	3 resp. 5 år

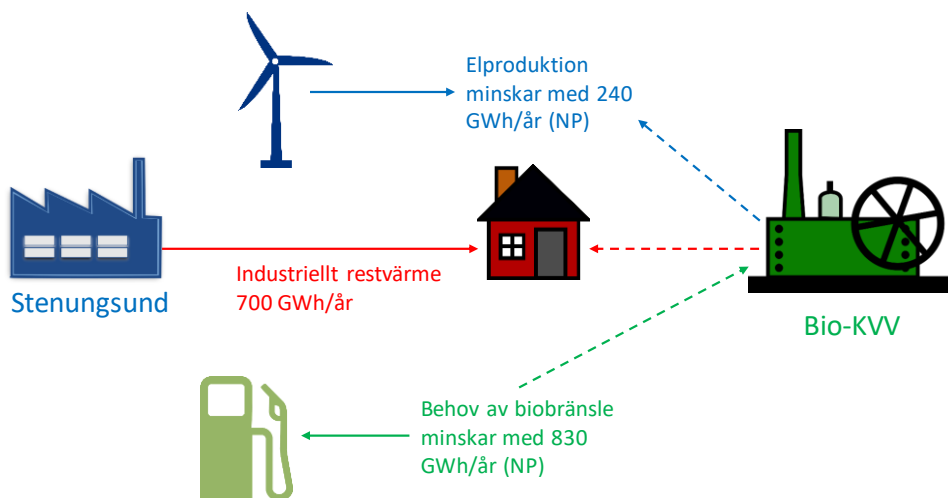
¹⁾ Inv: 4000 kr/kW; DoU = 2 %; Rörligt: Pelletspris + 30 kr/MWh

²⁾ Alfa = 0.35, totalverkningsgrad = 113 % , DoU: 200 kr/kW + 21 kr/MWh_br

3.7 Förutsättningar och antaganden för klimatvärdering

För att värdera klimatnyttan av att använda Stenungsundsvärme som fjärrvärme utgår vi här från ett systemperspektiv i framtiden. Men systemperspektiv menas att inte bara skorstensutsläpp i direkt berörda anläggningar (Stenungsundsindustrierna och Göteborg Energi) inkluderas, utan även konsekvenser i omgivande energisystem inkluderas.

Ett exempel av systemperspektivet och antagandena för omgivande energisystem presenteras i Figur 9. I detta exempel levereras 700 GWh värme från Stenungsund vilket medför att Göteborg Energi kan minska sin värmeproduktion i samma mån, i figuren exemplifierat med att ett biokraftvärmeverk (bio-KVV) inte behövs. Den direkta klimatkonsekvensen i Göteborg Energi av nyttjande av Stenungsundsvärme är ringa, för att inte säga noll, eftersom produktionen i Göteborg Energi ska vara fossilfri från och med 2030.



Figur 9. Princip för klimatvärdering av Stenungsundsvärme. Streckade linjer anger de energiflöden som förändras hos Göteborg Energi. Minskad elproduktion antas ersättas av fossilfri dito och frigjort biobränsle antas i framtid ersätta fossila råvaror.

Konsekvensen är noll även i Stenungsund då Stenungsundsvärmen antas vara "äkt" restvärme där man redan internt återvunnit den värmemängd som är ekonomiskt försvarbara att återvinna (vilket här är antaget till 40 MW). Med detta menas förenklat att restvärmen inte med försvarbar ekonomi hade kunnat användas för att minska bränsleförbrukningen i Stenungsundsfabrikerna. Mer om begreppet äkta restvärme kan läsas t.ex. i Bending m.fl. (2013)

Den direkta klimatkonsekvensen i Stenungsund och Göteborg är således noll. Klimatkonsekvenserna blir synliga först när man utvidgar systemgränsen och inkluderar det omgivande energisystemet. Som illustreras i Figur 9 kan konsekvenserna i det omgivande energisystemet vara att mer el⁵ måste produceras och att mer biobränsle blir tillgängligt. I en framtida situation kan den långsiktiga marginaelen (build margin på engelska) antas huvudsakligen utgöras av fossilfri produktion såsom vindkraft. Med detta antagande blir det även noll klimatkonsekvens av minskad elproduktion hos Göteborg Energi.

⁵ Lämplig systemgränsen för elproduktion är elsystemet i Sverige och omkringliggande länder som vi har elmässig förbindelse med, dvs. Norge, Finland, Danmark, Tyskland, Polen, Litauen. Länder bortom detta har liten inverkan för Sveriges elproduktion.

Då återstår endast möjlig klimatkonsekvens av att mindre bibränsle används hos Göteborg Energi. Klimatkonsekvensen kopplad till bibränsle är i dagsläget liten och kan hänföras till bränsleanvändning vid skörd, transporter och efterbehandling. I en framtida situation där andelen biodrivmedel ökar, minskar även klimatkonsekvenserna av bibränslehanteringen. Således är även detta nära noll.

Ökad tillgång på bibränsle kan dock ha en väsentlig klimatnytta i en situation där bibränsle är en begränsad resurs. Med detta menas att tillgången på bibränsle är begränsad ur ett globalt perspektiv. Denna situation kan uppkomma i värld där det finns en global konsensus om att klimatgasutsläppen måste minska. I en sådan värld är det troligt att bibränsleanvändningen ökar dramatiskt för att ersätta fossila bränslen (IEA, 2017a). I en sådan situation kan tillgången på bibränsle vara begränsande för fortsatt minskning av fossila bränslen och då kan Stenungsundsvärme medföra att bibränsle frisätts som sedan kan nyttjas för att minska fossila bränslen.

I en framtida situation där energisystemet blir mer och mer klimatneutralt är klimatnyttan av t.ex. nyttjande av Stenungsundsvärme inte lätt att kvantifiera – om energisystemet är fossilfritt finns det inget fossilt att ersätta. För övergång mot ett klimatneutralt energisystem kommer olika åtgärder och komponenter vara mer eller mindre begränsande och i ovanstående resonemang menar vi att tillgången på bibränsle skulle kunna vara en sådan begränsning, utifrån vilken klimatnyttan kan kvantifieras. Begränsningar av dessa slag är i realiteten kanske snarare av ekonomisk än fysisk natur varför frågeställningen kanske snarare är hur vi till lägst kostnad når ett klimatneutralt energisystem. I realiteten kan dock ovanstående resonemang fortfarande gälla; genom att frigöra mer bibränsle kan mer fossilt ersättas. I ett försök att kvantifiera klimatnyttan av Stenungsundsvärmen antas därför i grundfallet att nyttan kan härledas till ökad tillgång på bibränsle i en värld där bibränsle antas vara en begränsad resurs. Klimatutsläpp relaterade till marginalanvändning av bibränsle kvantifieras, som redan beskrivits, i ENPAC. Resultaten från ENPAC redovisas i Tabell 6.

Tabell 6. Marginalanvändare och klimatnytta av ökad tillgång på bibränsle.

	NewPol 2030	NewPol 2040	SustDev 2030	SustDev 2040
Frigjort flis används till	Substit. kol	Biodiesel ¹	Biodiesel ¹	Biodiesel ¹ +CCS
Klimatnytta (kg/MWh)	401	127	127	207

1) Biodiesel kan i sin tur användas för att ersätta fossil diesel.

4 Stenungsundsvärmens ekonomiska värde som fjärrvärme

Som framgår ur föregående kapitel finns det en hel del kostnader förknippade med att föra över den tillgängliga restvärmen i Stenungsundsindustrierna till fjärrvärmenätet i Göteborg. Denna kostnad ska jämföras med värdet som fjärrvärme i Göteborg. Värdet av Stenungsundsvärmen kan i sin tur relateras till kostnaden för den produktion som ersätts i Göteborg. Två olika sätt att värdera Stenungsundsvärmen presenteras i detta kapitel. I det första fallet jämförs investering i Stenungsundsvärme med en investering i alternativ fossilfriteknik, närmare bestämt ett bio-KVV. I det andra fallet antar vi istället att nödvändiga investeringar redan är gjorda och att Stenungsundsvärme ersätter framtida produktion. De båda fallen beskrivs djupare i avsnitt 4.2 respektive 4.3, men innan det, i avsnitt 4.1, presenteras kostnaderna för Stenungsundsvärmen utifrån de ekonomiska förutsättningarna som beskrivs i föregående kapitel.

4.1 Kostnader för Stenungsundsvärmen

För att kvantifiera ekonomin för ett konkret fall utgår vi här från 140 MW från Stenungsund. Med tanke på att 40 MW antas användas internt är 140 MW i närheten av maximalt tillgänglig värme, se Figur 3 - om man ändå bygger en ledning bör man föra över så mycket som är rimligen möjligt⁶. 140 MW motsvarar även den värmemängd som diskuteras för ett eventuellt kommande bio-KVV hos Göteborg Energi.

Investeringskostnader för 140 MW Stenungsundsvärme kan summeras till drygt 3 miljarder, se Figur 10. Med annuitetsmetoden samt 20 års livslängd och 4 % ränta blir kapitalkostnaden 231 Mkr/år. Om man ovanpå detta lägger drift- och underhållskostnad erhålls en total kostnad på 287 Mkr/år som ska jämföras med den alternativa kostnaden hos Göteborg Energi.

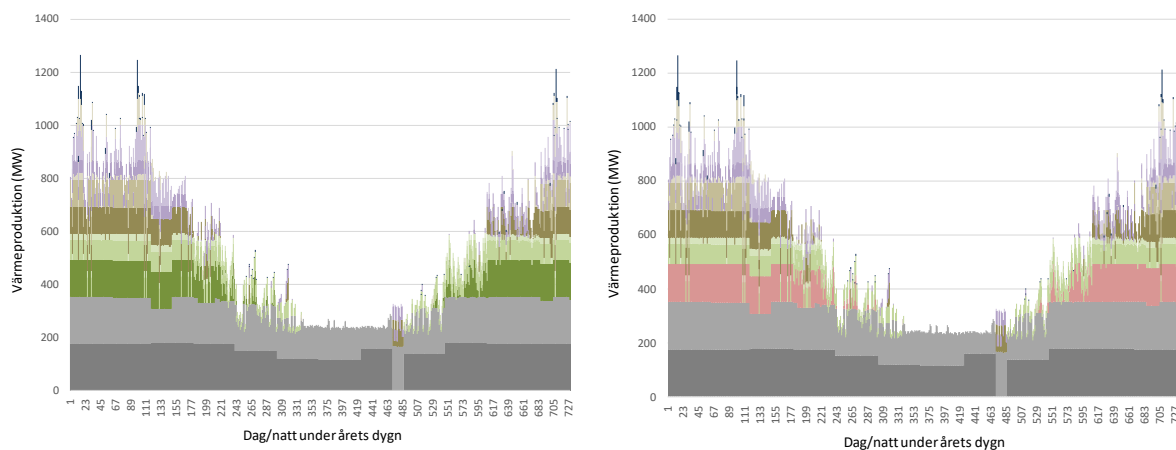
Investeringskostnad	Drift och underhåll
I Stenungsund: ca 1420 Mkr	I Stenungsund, 1,5 %: 21 Mkr/år
<u>Fjv-ledning</u> : ca 1350 Mkr	<u>Fjv-ledning, 1 %</u> : 13 Mkr/år
<u>Inkoppling i Göteborg</u> : ca 380 Mkr	<u>Pumpning, ca 60 kW/MWvärme</u> : ca 22 Mkr/år
Totalt ca 3150 Mkr	Totalt ca 56 Mkr/år
 Med 20 år och 4+2 % ränta: 231 Mkr/år i kapitalkostnad	
DoU + kapitalkostnad: 287 Mkr/år , vilket kan jämföras med kostnaden för den produktion som ersätts i Göteborg	

Figur 10. Kostnader för Stenungsundsvärme.

⁶ En känslighetsanalys (ej redovisad här) visar att den lägst total specifik kostnad för Stenungsundsvärme förmodligen ligger någonstans mellan 100–140 MW. Detta kan förklaras med att kostnaden för värmen i Stenungsund är exponentiellt ökande (se Figur 10) medan kostnaden för fjärrvärmeledningen är exponentiellt minskande (se Figur 5).

4.2 Ekonomiskt värde vid jämförelse med investering i ett nytt bio-KVV

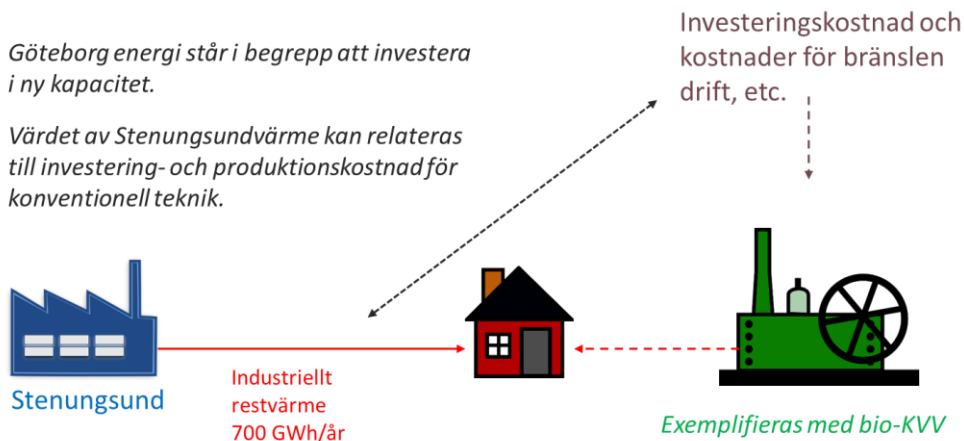
I detta avsnitt jämförs investering i Stenungsund med investering i annan fossilfri produktion. Tanken är att Göteborg Energi kommer att behöva investera i nya fossilfria produktionsenheter för att uppnå en helt fossilfri produktion fram till år 2030. Efter år 2030 kommer investeringar i ny produktionskapacitet behöva göras när de äldre enheterna är uttjänta. Vid varje tillfälle som Göteborg Energi ska investera i ny produktionskapacitet är det relevant, åtminstone i ett inledande skede, att inkludera investering i Stenungsundsvärme som ett alternativ. Ett sådant betraktelsesätt exemplifieras här genom att jämföra investering i Stenungsundsvärme med investering i ett biobränsleldat kraftvärmeverk (bio-KVV), se Figur 11. Vänstra diagrammet i figuren beskriver ett fall där Göteborg Energi investerar i ett nytt bio-KVV, vilket resulterar i referensfallet beskrivet i avsnitt 3.3. Om man istället för ett bio-KVV investerar i Stenungsundsvärme erhålls produktionen i högra diagrammet där Stenungsundsvärme (rosa) har ersatt bio-KVV (mörkgrön) i vänstra diagrammet. Se även Figur 6 och Figur 7 för mer detaljer kring dessa produktionsdiagram.



Figur 11. Exempel på produktion med investering i bio-KVV (vänster) och investering i Stenungsundsvärme (höger).

När man jämför med investering i ett bio-KVV är det produktionskostnader för bio-KVV som är relevanta, se Figur 12. Antaget att bio-KVV och Stenungsundsvärme kommer på samma plats i produktionsordningen och får samma drifttid är det huvudsakligen investeringskostnad och driftkostnader för bio-KVV som är relevanta att inkludera; produktion under och över bio-KVV/Stenungsundsvärme är i all väsentlighet precis samma och behöver inte inkluderas i kalkylen⁷.

⁷ I vissa scenarier kan värmepumpar vara billigare än bio-KVV i mellansäsong, vilket vi i dessa fall tagit hänsyn till.



Figur 12. Princip för ekonomisk jämförelse mellan Stenungsundvärme och ett bio-KVV

I dialog med Göteborg Energi har förutsättningar för ett bio-KVV på 140 MW värme antagits enligt Tabell 7. Som framgår ur tabellen är investeringskostnaden för ett bio-KVV lägre än dito för Stenungsundvärmen. Den rörliga kostnaden för bio-KVV varierar mellan 80-230 kr/MWh_{värme} i aktuell scenarier eller 60-160 MKr/år, vilket är högre än Stenungsundsvärmens pumpkostnad på drygt 20 MKr/år som utgör den enda rörliga kostnaden för Stenungsundvärmen.

Tabell 7. Antagen för ett bio-KVV om 140 MW värme.

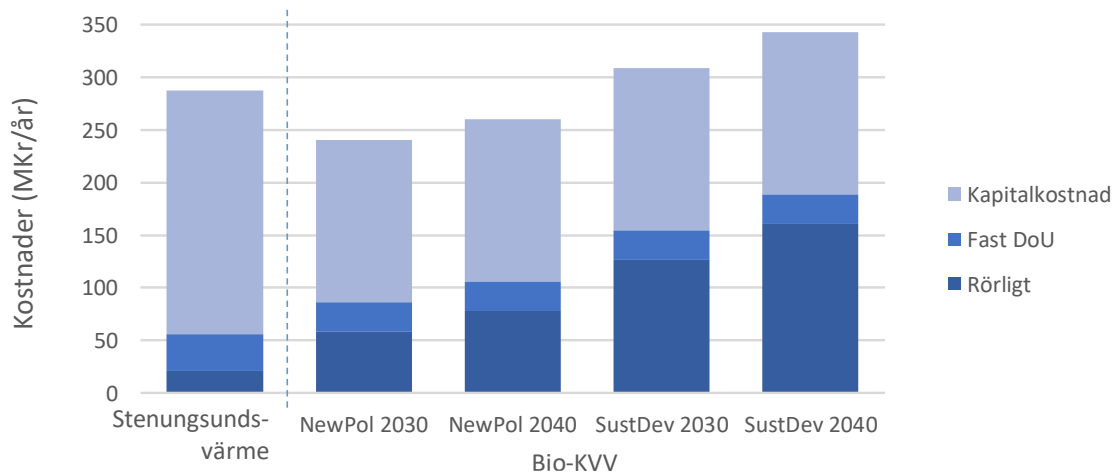
	I grundberäkning	Känslighetsanalyser
Kalkylförutsättningar		
Alla investeringar	20 år, 4+2%	20 år, 7+2%
Inv. i Stenungsund, payback	-	3 resp. 5 år på allt
Bio-KVV		
Investering	2100 Mkr	-
Fast DoU ¹	200 kr/kW	
Utnyttningstid	5000	7500

1) Rörlig produktionskostnad för bio-KVV varierar mellan 80-230 kr/MWh_{värme} i aktuella scenarier, pga. av skillnader i flis- och elpris.

Resultande kostnad för Stenungsundvärme är, som presenterats i Figur 10, knappt 300 Mkr/år. Kostnaden för ett bio-KVV varierar mellan ca 240 - 340 MKr/år beroende på scenario⁸, se Figur 13. Som framgår ur figuren har Stenungsundvärmen lägre driftkostnader i alla scenarier och väsentligt lägre i SustDev-scenarierna. Anledningen till de relativt höga driftkostnaderna för bio-KVV i SustDev-scenarierna är att elpriset är lågt i jämförelse med flispriset; det är således relativt liten vinst att producera el⁹. Som framgår ur figuren är det de höga rörliga driftkostnaderna i SustDev-scenarierna som gör att bio-KVV får högre total kostnad än Stenungsundvärme.

⁸ I figuren finns bara ett värde för Stenungsundvärme vilket är en förenkling. Egentligen varierar driftkostnaden något med elpriset på grund av pumpkostnaden. Denna variation är dock marginell och i figuren har ett relevant medelvärde antagits.

⁹ Enligt en överslagsberäkning (ej redovisad här) är dock intäkten från el tillräcklig för att motivera ett bio-KVV framför en hetvattenpanna.



Figur 13. Kostnader för Stenungsundsvärme och bio-KVV. För bio-KVV varierar kostnaden märkbart med energiprisscenerierna.

Stenungsundsvärmen kostar 93 respektive 85 % av kostnaden för ett bio-KVV i SustDev-scenerierna, vilket alltså är på "rätt sida" för att utgöra ett intressant fall. Detta är resultatet i grundberäkningen. Som beskrivits i avsnitt 3.6 inkluderas en mängd känslighetsanalyser för att kunna svara på projektets fråga om under vilka förutsättningar Stenungsundsvärme kan vara av ekonomiskt intresse. I Figur 14 presenteras kvoten mellan kostnaden för Stenungsundsvärme och bio-KVV för en kombination av olika antaganden för relevanta parametrar.

Stenungsund 2030 MKr/år	Bio-KVV 2030			Diff	Stenungs. 2040 MKr/år	Bio-KVV 2040				
	7% ränta	7500 h*	Grund			7% ränta	7500 h*	Grund		
	353	364	309			387	413	343		
	44	55	0		44	69	0			
Inv - 30%	217	-69	61%	60%	70%	223	-69	58%	54%	65%
Returtemp. 35	247	-39	70%	68%	80%	253	-39	65%	61%	74%
Grund	286	0	81%	79%	93%	292	0	75%	71%	85%
Med back-up	295	8	84%	81%	95%	300	8	78%	73%	87%
7500 h*	296	10	84%	81%	96%	305	13	79%	74%	89%
Med spetsinv	323	37	92%	89%	105%	329	37	85%	80%	96%
7% ränta	352	65	100%	97%	114%	358	65	92%	87%	104%
Inv + 30%	356	69	101%	98%	115%	361	69	93%	88%	105%
5 år pbp	597	310	169%	164%	193%	602	310	156%	146%	175%
3 år pbp	867	581	246%	238%	281%	873	581	226%	211%	254%

* Tex säsongslager eller att befintlig IÖV faller bort

Figur 14. Känslighetsanalyser av kostnad av Stenungsundsvärme i relation till ett bio-KVV för scenariot SustDev. Blå rutor anger grundberäkningens situation.

I vänstra kolumnen återfinns olika känslighetsanalyser för Stenungsundsvärmen ordnade efter ökande kostnad. För två alternativfall minskar kostnaden, varför dessa är placerade ovanför grundfallet. Vad kostnadsdifferensen är vid en särskild känslighetsanalys återfinns i kolumnen "Diff". Kostnaden för Stenungsundsvärme för varje alternativfall återfinns i kolumnen till vänster om "Diff". På liknande sätt finns det känslighetsanalyser för bio-KVV som gör den dyrare (till vänster om grundfallet). För varje kombination av kostnadsfall av Stenungsundsvärme och bio-KVV återfinns kvoten av dessa i %. Om kvoten är under 90 % (Kostnaden för Stenungsund är max 90 % av kostnaden för bio-KVV) bedöms det som ett intressant fall och får färgen grönt. Mellan 90 – 100 % är färgen ljusgul, mellan 100–110 % orange och däröver röd.

Som framgår ur Figur 14 kan Stenungsundsvärme vara ett intressant alternativ till ett bio-KVV i en stor del av utfallsrummen om förutsättningarna enligt SustDev-scenarierna råder. Entydigt är dock att om industrin vill ha tillbaka sin investering¹⁰ på 3 till 5 år är det svårt att ekonomiskt motivera investering i Stenungsundsvärme eftersom betalningen för värme till industrierna i ett sådant fall skulle bli för stor.

Utifrån ovanstående resultat kan värdet av Stenungsundsvärme när det jämförs med investering i bio-KVV sammanfattas enligt följande:

- Med energipriser enligt SustDev ser det ekonomiskt intressant ut.
- Med energipriser enligt NewPol behöver övriga förutsättningarna vara gynnsamma för att det ska bli ekonomiskt intressant.
- Investeringskostnaden/avkastningskrav är avgörande.

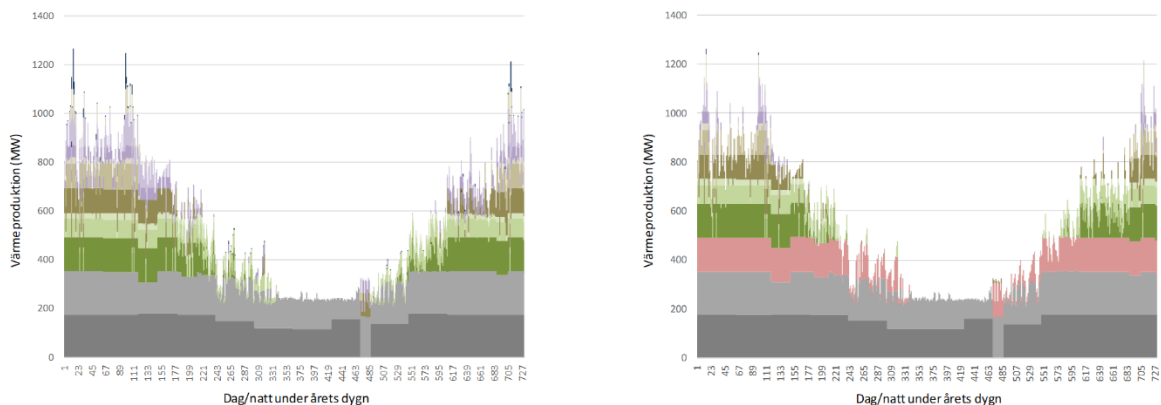
En grundförutsättning för att få god ekonomi är relativt lågt avkastningskrav (20 år, 4+2 % ränta). Med högre avkastningskrav blir det mycket svårt att hitta ekonomi i detta fall. Denna ränta är lägre än den som normalt används av Göteborg Energi, och Stenungsundsindustrierna vill ha ännu strängare avkastningskrav genom 3 eller 5 års återbetalningstid på sina investeringar. Det kan dock vara möjligt att uppnå 4 % real ränta genom att låta en tredje part träda in och göra investeringarna. Exempelvis finns det företag som investerar i infrastruktursatsningar med medel från t.ex. pensionsfonder. En sådan pensionsfond kan nöja sig med relativt låg avkastning, så länge som den bedömer den som relativt riskfri.

4.3 Ekonomiskt värde vid jämförelse med referensfallets produktion år 2030 och 2040

I föregående avsnitt undersöktes ekonomin för Stenungsundsvärme i ett fall där man jämför mot en investering. I detta avsnitt beskrivs ett fall där man redan har investerat klart och byggt upp en fossilfri fjärrvärmeproduktion i Göteborg. I ett sådant fall kommer Stenungsundsvärmen att tillföras i referensfallets produktion.

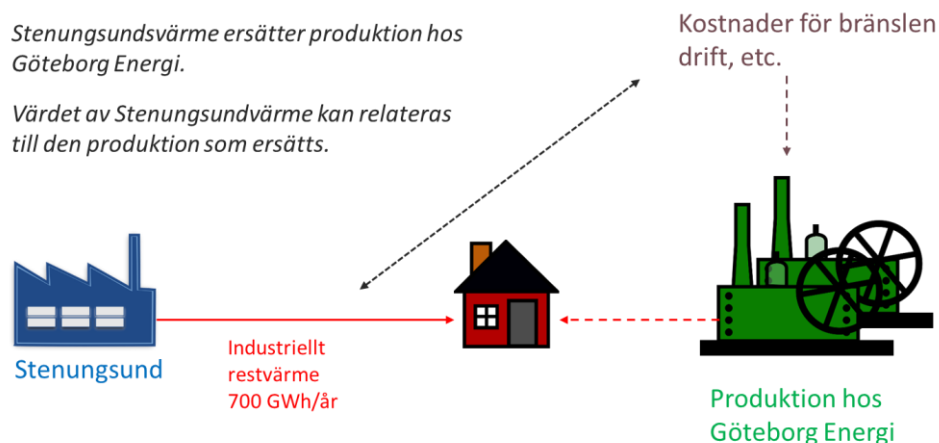
Som redan har beskrivits utgör referensfallet en framtida fossilfri produktion 2030 eller 2040. Och som också beskrivits antas Stenungsundsvärmen hamna precis ovanför redan befintlig industriell restvärme i produktionsordningen, se Figur 15. Som framgår ur figuren skjuts produktionen ovanför Stenungsundsvärme uppåt vilket gör att den dyraste produktionen vid varje tillfälle ersätts. Högra diagrammet i figuren kan vid en första betraktelse förväxlas med högra diagrammet i Figur 11, men skillnaden är att Stenungsundsvärmen *flyttar upp* redan byggd bio-KVV (och övrig produktion) i Figur 15 medan Stenungsundsvärmen *ersätter* bio-KVV i Figur 11.

¹⁰ De delar som är innanför grindarna i Stenungsunds olika fabriker, dvs värmeväxlarnätverket. För fjärrvärmeledning och investering hos Göteborg Energi antas 4 (eller 7 %) real ränta.



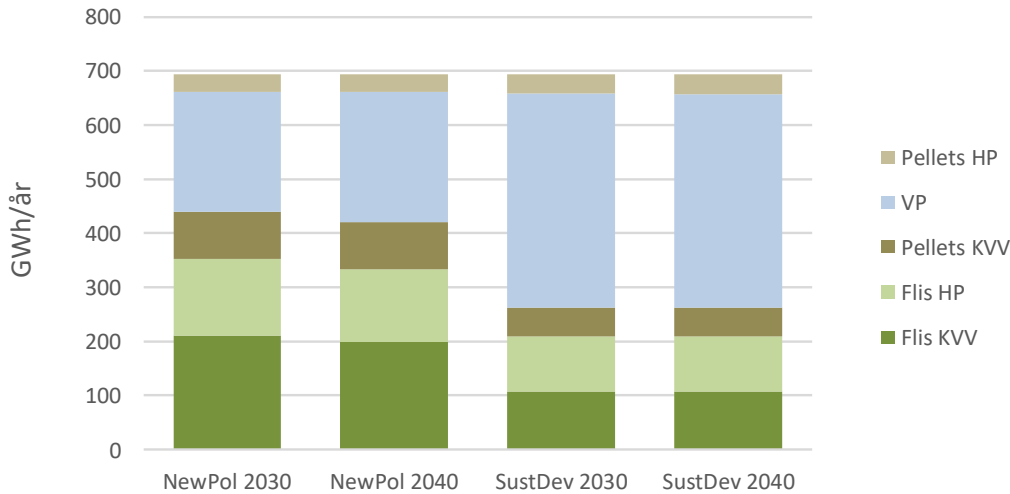
Figur 15. Exempel på referensfallets produktion (vänster) och produktion med Stenungsundsvärme (höger).

Det ekonomiska värdet kan, som redan beskrivits, relateras till produktion som ersätts hos Göteborg Energi, se Figur 16. Som framgår ur figuren är det minskade kostnader för bränslen och drift hos Göteborg Energi som följd av att produktionen kan minskas som kan ansättas som värdet för Stenungsundsvärmen i detta fall.



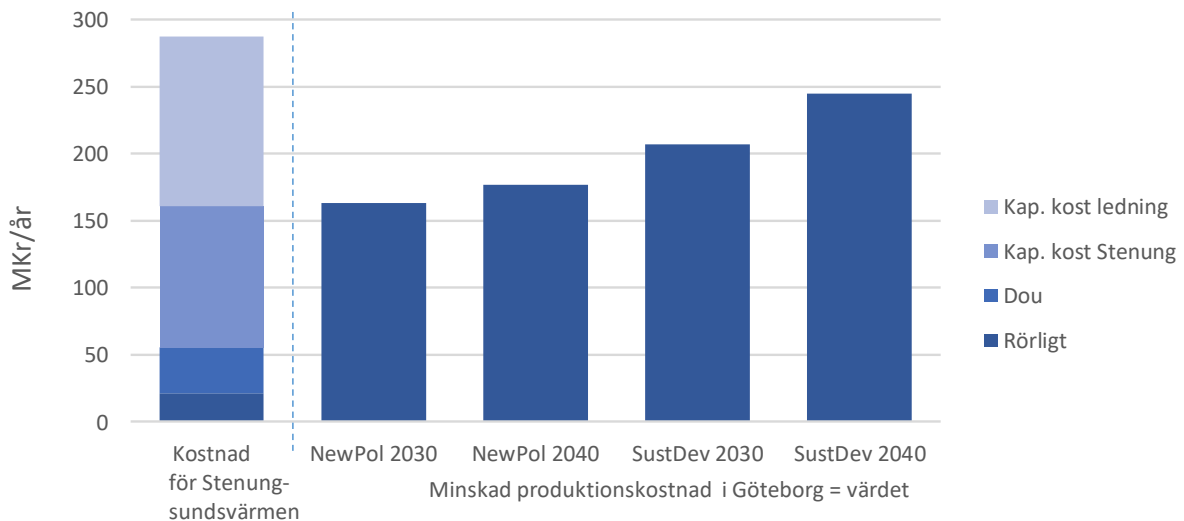
Figur 16. Princip för ekonomiskt värde av Stenungsundsvärme när den ersätter referensfallets produktion.

Den produktion som ersätts beror på produktionsordningen i referensfallet, vilket varierar för de olika scenarierna, se Figur 17. Anledningen till att ersatt produktion varierar beror på att produktionen varierar med scenariernas olika energipriser. Exempelvis gör SustDev-scenariots låga elpris relativt biobränslepriset att produktionen till högre grad utgörs av värmepumpar, varför det till större grad även är värmepumpar som ersätts i SustDev-scenarierna. Att produktionen varierar mellan de olika scenarierna visualiserar även den redundans och flexibilitet som antagen produktionspark i referensfallet medger; kostnaden för produktionen kan minimeras genom att i varje ögonblick anpassa sig till rådande priser.



Figur 17. Produktion som ersätts av Stenungsundsvärme i de olika scenarierna.

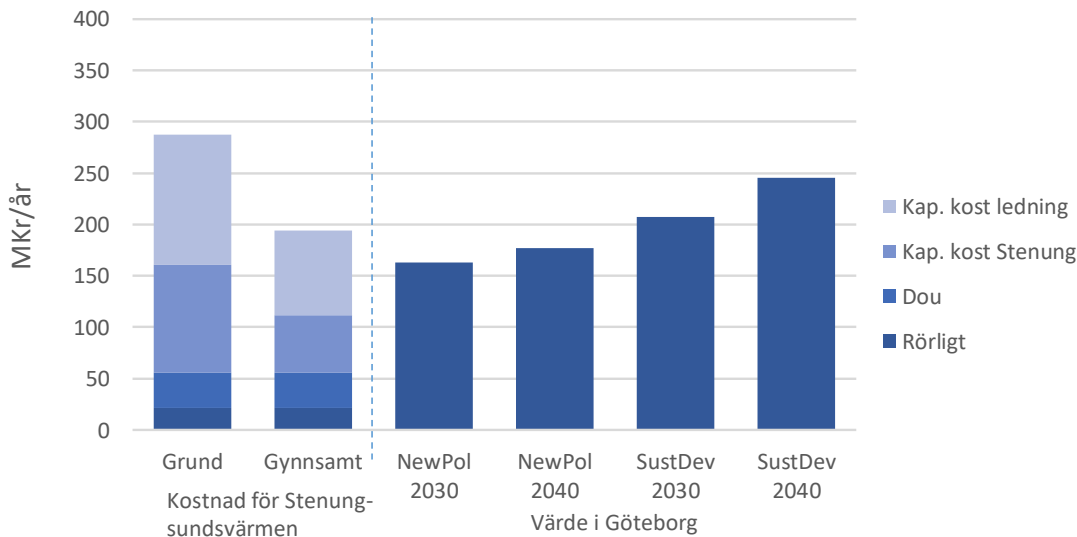
Kostnaden för Stenungsundsvärme på ca 290 MKr/år är i samtliga scenarier högre än värdet av Stenungsundsvärmen, se Figur 18. Som framgår ur figuren är värdet av Stenungsundsvärmen högst i scenariot SustDev 2040, vilket helt enkelt beror på att energipriserna är högst i detta scenario. Som också framgår ur figuren är det framförallt de höga kapitalkostnaderna som gör att det inte ser ekonomiskt intressant ut.



Figur 18. Jämförelse av kostnad för, och ekonomiskt förde av, Stenungsundsvärme.

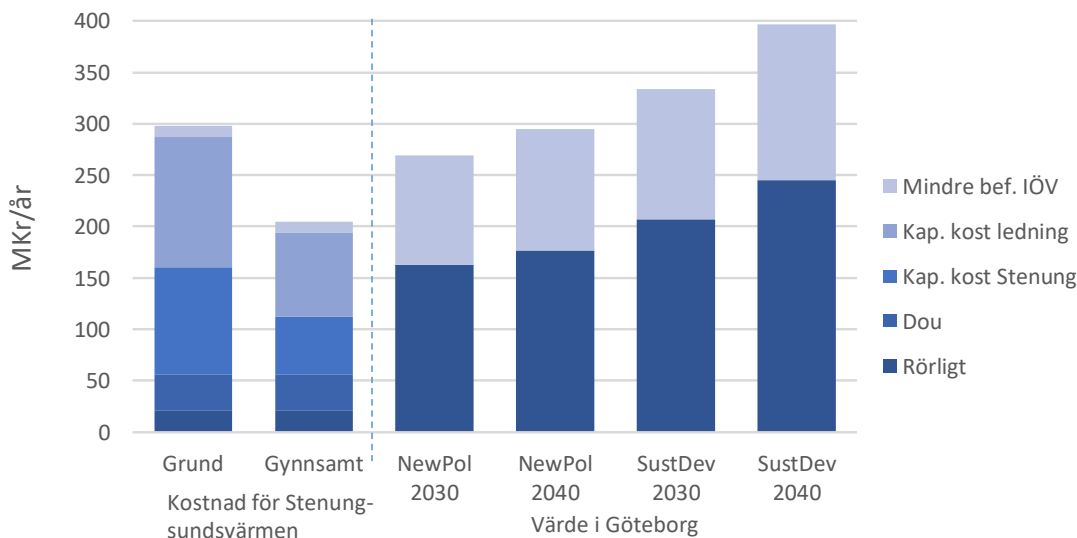
Under gynnsamma förutsättningar kan kapitalkostnaden vara lägre. Exempelvis kan antagna kostnader vara överskattade, eller kostnaden kan minskas genom något slags investeringsbidrag. Vidare innebär lägre returtemperatur att mer värme fås ut till samma kostnad eller att kostnaden minskar vid given mängd värme. Lägre returtemperatur ger även lägre kostnad för fjärrvärmeledningen.

Givet att investeringskostnaderna, enligt tidigare beskriven känslighetsanalys, totalt är 30 % lägre och att investeringskostnaden i grund är lägre (både i Stenungsund och för fjärrvärmeledningen) på grund av lägre returtemperatur, fås något som kan representera ett gynnsamt fall för Stenungsundsvärmen. Kostnaden för Stenungsundsvärmen blir i detta gynnsamma fall knappt 200 Mkr/år, vilket är lägre än ekonomiska värdet för SustDev-scenarierna, se Figur 19.



Figur 19. Kostnad för Stenungsundsvärme, inklusive ett gynnsamt fall, samt ekonomiska värdet av Stenungsundsvärmen. Det gynnsamma fallet inkluderar lägre investeringskostnad både för värmeväxlarnätverk och fjärrvärmeledningen.

Ytterligare gynnsamma förutsättningar för nyttjande av Stenungsundsvärme kan åstadkommas om värdet av värmen är högre hos Göteborg Energi. Värdet av Stenungsundsvärmen kan öka avsevärt om befintlig restvärme minskar. Antaget att befintlig restvärme minskar med 140 MW ökar värdet av Stenungsundsvärme med 100 Mkr/år eller mer, se Figur 20. Som framgår ur figuren blir värdet av Stenungsundsvärmen i SustDev-scenarierna då högre än kostnaden i grundfallet.



Figur 20. Kostnad för Stenungsundsvärme, inklusive ett gynnsamt fall, samt ekonomiska värdet av Stenungsundsvärmen, inklusive konsekvensen av mindre befintlig restvärme. Om befintlig restvärme minskar, är värdet av Stenungsundsvärme högre hos Göteborg Energi.

Utöver ovanstående fall har även ett specialfall med Säsongslager undersökts. Frågeställningen var "Antag att det ska byggas säsongslager för dagens restvärme i Göteborg. Vad blir då nyttan med att fördubbla lagret så att även 250 GWh Stenungsundsvärme ryms". Svaret är att värdet av Stenungsundsvärme minskar i jämförelse med att det inte finns ett lager eftersom ett säsongslager utnyttjar befintlig restvärme bättre och ersätter dyr topplast. Därtill tillkommer ökad kostnad för större säsongslager. Bygger man ett säsongslager är det således svårt att ekonomiskt motivera Stenungsundsvärme. Har man byggt ett säsongslager och befintlig avfallsvärme och/eller industriell restvärme minskar sina leveranser blir det högst intressant att finna nya restvärmeleverantörer såsom Stenungsundsvärme.

Sammanfattningsvis kan sägas att kostnaden för Stenungsundsvärmen i grundfallet är högre än värdet som fjärrvärme när Stenungsundsvärme ersätter referensfallets produktion, även i SustDev-scenariot. För att det ska bli ekonomiskt intressant krävs en kombination av gynnsamma förutsättningar såsom de är definierade i detta projekt.

Möjliga gynnsamma förutsättningar är:

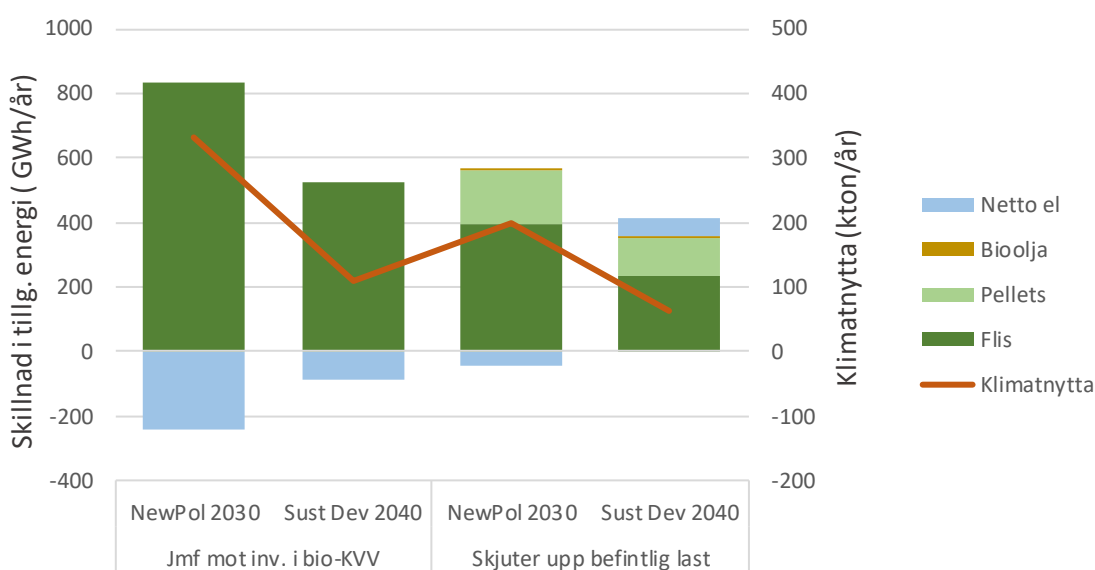
- Höga biobränslepriser (t.ex. enligt SustDev-scenariot)
- Låg kapitalkostnad (t.ex. i form av investeringsbidrag)
- Lägre returtemperatur
- Befintlig restvärme minskar

5 Stenungsundsvärmens klimatnytta i samhället

Som redan beskrivits i *Förutsättningar och antaganden* ovan kan klimatnytta av Stenungsundsvärme hänföras till klimatnyttan av frigjort biobränsle som kan användas för att ersätta fossila bränslen, antaget en situation där biobränsle är en begränsad resurs. I samma kapitel beskrivs vilka fossila bränslen som antas ersättas och vad den specifika klimatnyttan för detta är.

Mängden frigjort biobränsle och förändring i elproduktion med Stenungsundsvärme för ett antal relevanta fall presenteras i Figur 21. Som framgår ur figuren är det i de flesta fall 400 – 600 GWh biobränsle som frisätts tack vare Stenungsundsvärme. Elproduktionen kan netto både öka och minska beroende på jämförelsefall och scenario (vilket i sin tur beror på hur mycket värmepump eller kraftvärme som ersätts av Stenungsundsvärmen).

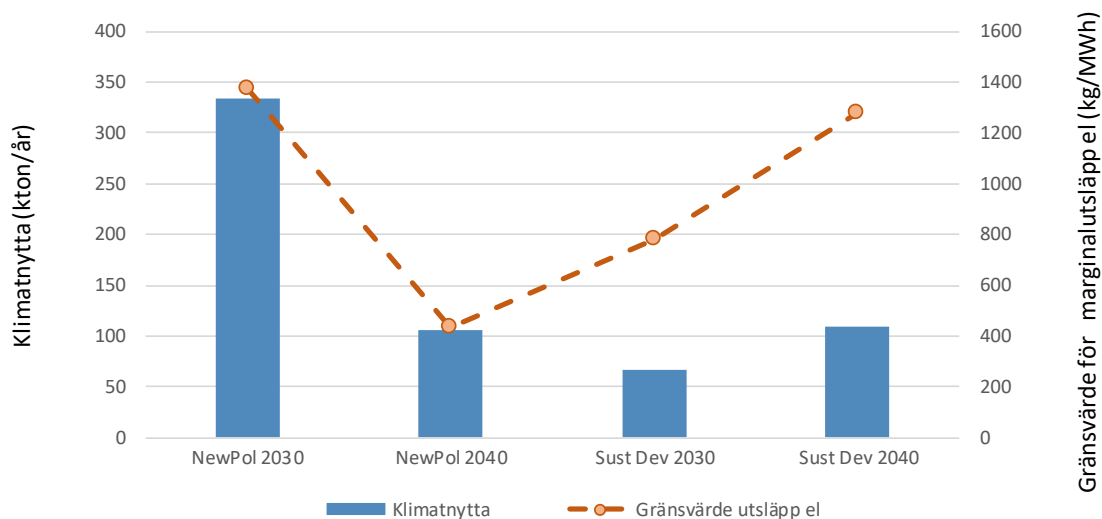
Genom att multiplicera frigjort biobränsle med specifik klimatnytta (se Tabell 6) kan den totala klimatnyttan beräknas. Som framgår ur figuren varierar klimatnyttan markant från scenario till scenario, vilket beror både på antagen marginalanvändare för biobränsle samt mängden frigjort biobränsle.



Figur 21. Skillnader i tillgänglig energi med Stenungsundsvärme (staplar) samt klimatnytta (orange linje).

Koldioxidnyttan för fallet med jämförelse mot bio-KVV presenteras i Figur 22. Dessa resultat inkluderar antagandet att den elproduktion som uteblir i Göteborg Energi ersätts av annan koldioxidfri elprodukt. Andra analyser av elens klimatutsläpp ger inte samma optimistiska resultat. Exempelvis visar (Axelsson m.fl., 2017) att utifrån ansatsen "konsekvens av förändring"¹¹ att marginalel kan vara förknippade med utsläpp uppemot 600 kg CO₂/MWh fram till 2030 för att sedan sjunka mot noll fram emot år 2050.

¹¹ Modellberäkning av klimatgasutsläpp vid en modellerad ökning av elbehovet.



Figur 22. Klimatnytta (staplar och vänstra x-axeln) av Stenungsundsvärme i jämförelse med bio-KVV samt gränsvärde för möjligt utsläpp från el (streckad linje och högra x-axeln) för att det fortfarande ska vara positiv klimatnytta.

Om antagandet att elproduktionen är koldioxidfri är för optimistisk inställer sig frågan vad koldioxidutsläppen för elproduktion får vara för att Stenungsundsvärmen fortfarande ska göra klimatnytta. Detta gränsvärde varierar mellan 400 till 1200 kg/MWh i aktuella scenarier, se Figur 22. Som jämförelse kan nämnas att klimatutsläppen från kolkondens kan vara ca 800 kg/MWh_{el} och ca 350 kg/MWh_{el} för ett naturgaseldat kondenskraftverk. Således kan Stenungsundsvärme göra klimatnytta även om det finns en del fossil produktion kvar i elsystemet.

Som figuren visar är den totala klimatnyttan ca 100–300 kton/år. Detta kan jämföras med att utsläppen i Västra Götaland är ca 10 000 kton/år i dagsläget och samma värde för Borealis och Perstorp (huvudsakliga restvärmeleverantörer i sammanhanget) är ca 800 kton/år.

Det bör i sammanhanget påpekas att biobränsle inte är en begränsad resurs idag och att marginalet kan relateras till fossila utsläpp. I dagsläget är det således ur klimatsynpunkt bättre att producera värme med ett bio-KVV som samtidigt ersätter el med koldioxidutsläpp, än att använda Stenungsundsvärme. För att Stenungsundsvärme ska göra klimatnytta krävs således ett energisystem som ligger ganska långt fram i tiden, förmodligen bortom 2030.

Slutsatser avseende klimatnytta kan sammanfattas enligt följande:

- Antaget att biobränsle är en begränsad resurs kan klimatnyttan vara ca 100–300 kton/år CO₂ekv, det exakta värdet beror på hur det omgivande energisystemet ser ut.
- Detta motsvarar 1–3% av utsläppen i regionen idag eller ca 10–30 % av utsläppen i Borealis och Perstorp tillsammans.
- Även om den långsiktiga marginalet skulle vara förknippad med utsläpp gör Stenungsundsvärmen klimatnytta.

7 Slutsatser

Utifrån ovanstående resultatkapitel kan slutsatserna från detta projekt sammanfattas enligt följande:

- Att nyttja 140 MW Stenungsundsvärme som fjärrvärme i Göteborg kräver en investering på runt 3 miljarder kronor och därtill ca 80 kr/MWh i drift och underhåll.
- I jämförelse med investering i alternativ teknik, t.ex. ett biobränsleeldat kraftvärmeverk med 140 MW värme, krävs att biobränslepriset ökar kraftigt alternativt att övriga förutsättningar är gynnsamma för att Stenungsundsvärme ska vara ett ekonomiskt intressant alternativ.
- Om Göteborg Energi först investerar i ny produktionskapacitet blir det svårare att i efterhand finna lönsamhet för Stenungsundsvärme, om inte t.ex. befintliga värmeleveranser från avfallsförbränning och/eller industrier minskar.
- Antaget att elproduktionen är fossilfri samt att biobränsle är en begränsad resurs och frigjort biobränsle används för att ersätta fossila bränslen, är klimatnyttan omkring 200 kton/år, vilket motsvarar ca 2 % av regionens utsläpp idag, eller ca 20 % av utsläppen i Borealis och Perstorp tillsammans.

8 Diskussion

Som vi har visat i resultatdelen kan investering i Stenungsundsvärme vara ett ekonomiskt intressant alternativ till investering i konventionell fossilfri produktion såsom ett bio-KVV, åtminstone om energipriserna ökar enligt SustDev-scenariot.

Hur troligt är det då att vi kommer se energipriser enligt SustDev-scenariot? Det är naturligtvis svårt att uttala sig om. Framtagna energipriser grundar sig på scenarier för fossilbränslepriser och koldioxidpriser från World Energy Outlook 2017 (IEA, 2017b), där International Energy Agency försöker fastställa vilka koldioxidpriser som krävs för att fossila bränslen ska fasas ut. I nästa steg använder vi verktyget ENPAC för att relatera kostnaden för fossila bränslen till betalningsviljan för biobränsle. Med höga koldioxidpriser får vi således till svar att även biobränslepriset blir högt.

Att biobränslepriserna ökar i den värld som beskrivs i SustDev-scenariot är troligt. SustDev innefattar en global omställning till ökad användning av biobränsle, troligen med ökade biobränslepriser som följd. En sådan utveckling skulle naturligtvis även påverka den svenska biobränslemarknaden. På denna marknad ser man i nuläget inga tecken på att vi är på väg mot ett SustDev-scenario, vare sig om vi tittar på den utvecklingen av biobränsleanvändningen och biobränslepriser som varit (Energimyndigheten, 2017) eller enligt Profus biobränsleprognoser.

På längre sikt är det dock sannolikt att biobränslepriserna kommer att öka som följd av ökad användning inom industri, transportsektorn osv, nationellt såväl som globalt. Men då inställer sig åtminstone två frågor: *kommer verkligheten att följa ett SustDev-scenario* och *hur mycket kommer biobränslepriset i så fall öka?* Att världen redan till år 2030 ställer om sig enligt SustDev-scenariot så att efterfrågan på biobränsle ökar kraftigt redan till dess förfaller inte så troligt eftersom en omställning till SustDev troligen ligger längre bort i framtiden i många delar av världen. Vidare kanske inte biobränslepriset behöver öka fullt så mycket som här antaget för att man globalt ska kunna få fram tillräckliga mängder biobränsle för att följa SustDev-scenariots mål. Exempelvis kan

elektrifieringen innebära att biobränslen behövs i mindre omfattning än vad vi nu tror, vilket kan innebära att biobränslepriserna inte behöver bli så höga som vi har antagit här.

Energipriserna, och då framförallt biobränslepriset, är förmodligen den största osäkerheten för resultaten i detta projekt. Därefter är det kapitalkostnaden för Stenungsundsvärme som bör diskuteras. Kapitalkostnaden är en produkt av avkastningskrav, avskrivningstid och investeringskostnaden.

I detta projekt har vi antagit ganska låga avkastningskrav med 4 % real ränta för samtliga delar av investeringen och 20 års ekonomisk livslängd. 4 % real ränta är lägre än vad Göteborg Energi normalt använder, och Stenungsundsindustrierna vill snarare ha 3 eller 5 års återbetalningstid. Som vi visat blir det omöjligt att få ihop ekonomin med några få års återbetalningstid för investeringen i Stenungsund. Investeringen som helhet klarar inte heller särskilt mycket högre ränta än här antaget.

För att kunna realisera dessa låga avkastningskrav krävs förmodligen en tredje part. Ett exempel skulle kunna vara någon slags infrastrukturfond med medel från pensionsfonder. Denna infrastrukturfond måste i så fall stå för merparten, om inte hela, investeringen och särskilt den i Stenungsundsindustrierna. Då gäller det att man finner både villig investerare och fungerande samarbetsform och affärsmodell. Då detta är en central del för att få ekonomin att gå ihop bör denna fråga utredas ytterligare.

Vad gäller den andra delen i kapitalkostnaden - investeringskostnaden – kan den i sin tur delas upp i kostnader i fabriken i Stenungsund, fjärrvärmeledningen och slutligen inkoppling i Göteborg Energis fjärrvärmenät. Samtliga dessa komponenters kostnader är behäftade med osäkerheter och bör undersökas noggrannare.

Störst osäkerhet råder det kanske för kostnaden i Stenungsund, samtidigt som den är den största kostnadsposten och utgör nästan halva investeringen. Trots gedigna forskarinsatser och kostnadsberäkningar i samråd med representanter för industrierna, valde vi att i detta projekt öka kostnaden i Stenungsund med 50 %. Det vore önskvärt att undersöka denna kostnad noggrannare för att få ett mer underbyggt underlag. Om det är så att kostnaden inte ska ökas med 50 % utan att tidigare forskningsresultat är korrekt, blir bilden för Stenungsundsvärme genast positivare. I sammanhanget bör det i så fall även utredas noggrannare vilka värmemängder som egentligen finns vid olika temperaturnivåer efter nyligen genomförda förändringar i industrierna och hur stor del av värmen som bör användas internt.

Den näst största investeringsposten, fjärrvärmeledningen, råder det också osäkerheter om. I föregående projekt (Berntsson, 2015) var utgångspunkten typisk kostnad enligt två olika aktörer, vilket resulterande i en skillnad med en faktor två. Stora skillnader i kostnader kunde också ses i den analys av gjorda och planerade ledningar som vi utförde i detta projekt. Att det är stora skillnader beror förmodligen till stor del på skillnader i markförhållanden och andra lokala förutsättningar. Utifrån analysen i detta projekt kom vi fram till en kostnad som var i linje med den högre i föregående projekt. Om istället den lägre nivån är mer rätt har det stor inverkan på Stenungsundsvärmens ekonomiska förutsättningar. Återigen uppmanar vi till fortsatta studier för att få ett mer robust underlag. I sammanhanget är det lämpligt att även undersöka möjligheterna till någon slags investeringsbidrag, både för fjärrvärmeledningen och om möjligt även för investeringen i industrin.

En anledning till att fjärrvärmeledningen uppskattas ha så hög investeringskostnad är att differensen mellan fram- och returledning är relativt liten ($80 - 45^{\circ}\text{C} = 35^{\circ}\text{C}$), vilket gör att relativt stor flödevolym, och således även stor rördimension krävs, för att uppnå en viss överföringseffekt.

Kostnaden för ledningen kan alltså minskas om högre framledningstemperatur kan frambringas (eller med lägre returtemperatur som vi redan har visat). Möjligheter till detta bör undersökas djupare i samband med eventuell noggrannare analys av värmemängder och temperaturer enligt ovan. Att låsa sig vid 80 gradig framledning riskerar ge en suboptimal lösning ur en totalekonomisk synpunkt.

Vissa av de fabriker som kan leverera restvärme har byggts ut och om sedan senaste värmekarteringen utfördes som ligger till grund för detta projekt. Att Stenungsundsindustrierna förändras och byggs om relativt frekvent är en osäkerhet i sig. Troligen kommer industrierna i Stenungsund fortsätta att förändras på olika sätt. Hur det kommer att ske är till stor del ovisst, åtminstone i det längre perspektivet. I detta projekt är det antaget att Stenungsundsindustrierna kommer att fortsätta kunna leverera 140 MW restvärme i minst 20 år. Om leveransen startat år 2030 eller 2040 kan vi alltså befinna oss närmare år 2060 innan projektet är avskrivet. Fram till dess är det troligt att stora förändringar har skett i dessa industrier, såsom (del)konvertering till fossilfritt¹², energibesparingar, processförändringar, utökningar och nedläggningar. Värt att nämna är även att koldioxidinfångning (CCS), som skulle kunna bli en intressant teknik i detta tidsperspektiv, är en konkurrent till fjärrvärme vad gäller nyttjande av överskottsvärme. Hur allt detta påverkar våra antagna 140 MW är ovisst. En intressant studie i sammanhanget är dock en uppföljning av 107 svenska restvärmesamarbeten som visar att av de med större värmeleveranser har i princip inga avbrutits medan det är vanligare i mellanstora och små samarbeten (Werner och Lygnerud, 2016). Totalt sett är det ändå bara i 14 samarbeten av 107 som anledningen till avbrutet samarbete är att industrin lägger ner (i ungefär lika många fall är det affärsmässiga beslut som ligger bakom avbrutet samarbete).

Till skillnad från för Stenungsundsindustrierna har vi för Göteborg Energi gjort antagande om hur framtidens produktion ser ut. Inte desto mindre råder det även här osäkerheter, och då kanske främst rörande framtida värmeleveranser från avfallsförbränningen och restvärmen från industrierna. Vad gäller avfallsförbränningen finns det inga större tecken på att den på kortare sikt skulle ändras i någon större omfattning, men på längre sikt kan exempelvis politiska beslut påverka värmeleveranserna, kanske i form av en drastisk minskning. Den industriella restvärmen är huvudsakligen från närliggande raffinaderier. Denna bransch har stora omställningar framför sig, vilket kan påverka restvärmemängderna. Exempelvis kan storskaligt införande av förgasningsbaserad bioraffinering leda till ökad tillgång på restvärme från raffinaderier. Men å andra sidan är det långt ifrån uteslutet att exempelvis lagstiftning, marknadsförutsättningar och teknikutveckling kan innebära att värmeleveranserna från dessa minskar drastiskt.

Om värmeleveranserna från avfallsförbränningen och raffinaderierna minskar är det fördelaktigt för Stenungsundsvärmen. Detta i viss mån i jämförelse med investering i ett bio-KVV, eftersom Stenungsund har lägre driftkostnad än ett bio-KVV, men framförallt i jämförelse mot referensfallets produktion. Med andra ord, om Göteborg Energi väljer bort Stenungsundsvärme i förmån för ett bio-KVV på kortare sikt, kan Stenungsund fortfarande vara ett intressant om biobränslepriserna på längre sikt kraftigt ökar samtidigt som värmeleveranser från avfallsförbränning och/eller raffinaderier minskar. Detta scenario kan bli en verklighet om SustDev-scenariot blir verklighet i framtiden. Frågan är då vilka värmemängder som kan hämtas från Stenungsund i en sådan framtid.

¹² Möjligen med ökande mängder restvärme som konsekvens, exempelvis pga förgasning av biomassa.

9 Fortsatt arbete

Utifrån diskussionen i föregående kapitel kan ämnen för fortsatt arbete sammanfattas enligt följande:

- Uppdatera värmekarteringen i Stenungsundsindustrierna; hur mycket värme finns egentligen vid vilken temperatur efter de förändringar som har gjorts. I sammanhanget bör man inkludera Stenungsundsindustriernas utvecklingsplaner¹³.
- Lämpligt värmeväxlarnätverk, inklusive kostnader; hur bör värmeväxlarnätverket se ut utifrån uppdaterad värmekartering, lämplig intern användning och lämplig framledningstemperatur för fjärrvärmerna. I sammanhanget bör avvägning mellan framledningstemperatur och kostnad göras beaktat ledningskostnadens temperaturberoende. I sammanhanget kan även den schablonmässiga underhållskostnaden på 1,5 % undersökas lite noggrannare.
- Kostnad för fjärrvärmeledning bör undersökas noggrannare. I sammanhanget är även temperaturförlust och kostnad för pumpning samt drift och underhåll viktiga. Se även punkten ovan.
- Kostnad för inkoppling till Göteborg Energis fjärrvärmenät. Med en mer detaljerad plan för inkopplingspunkt borde det vara möjligt att fastställa vilka kostnader som är förknippade med just Stenungsundsledningen.
- Behövs spetsning i Göteborg eller inte? Detta avgör om investering i spetsspanna ska belasta Stenungsundsledningen eller inte. Om spetsspanna behövs kan det förskjuta ekonomiskt optimal framledningstemperatur uppåt.
- Undersöka möjligheten för investeringsstöd.
- Hitta möjlig (del)finansiär och upplägg så att avkastningskrav kan fastställas.
- Upprätta en affärsmodell för ett samarbete mellan parterna.
- Undersöka ytterligare samhällsnytta som en dylik infrastruktursatsning kan ha i regionen, exempelvis för mindre leverantörer och avnämare av värme längs ledningen, t.ex. i Kungälv.

¹³ Värt att notera är att de externa drivande förutsättningarna är delvis liknade för raffinaderier och stora petrokemianläggningar. Systemstudier som analyserar utvecklingsvägen för flera branscher samtidigt kan vara av intresse i detta sammanhang.

10 Referenser

Axelsson, E., och Harvey, S., *Scenarios for assessing profitability and carbon balances of energy investment in industry*, AGS Pathways report 2010:EU1, 2010.

Axelsson, E., Blomqvist, P., Dvali, K., Ludvig K. och Unger, T., *Utbyggnad av solceller i Sverige – Möjligheter, utmaningar och systemeffekter*, Energiforsk, 2017

Bending, M., Maréchal, F. och Favrat, D., *Defining "Waste Heat" for industrial processes*, Applied thermal Engineering, Vol 61, 2013.

Berntsson, T., *Cooperation in West Sweden for Industrial Excess Heat – Synthesis report*, Chalmers Industrial Technology, 2015.

Energimyndigheten, *Energiläget i siffror 2017*, 2017

Eriksson, L., Morandin, M. och Harvey, S., *A feasibility study of improved heat recovery and excess heat export at a Swedish chemical complex site*, International Journal of Energy Research; 1-14, 2017.

IEA, *Technology Roadmap – Delivering Sustainable Bioenergy*, International Energy Agency, 2017a.

IEA, *World Energy Outlook 2017*, International Energy Agency, 2017b.

Morandin, M., Harvey, S. och Svensson, E., *Industrial excess heat - Development and application of new methods for identifying and visualizing availability of industrial excess heat*, delrapport, Chalmers, 2018.

Werner, S. och Lygnerud, K., *Risk of industrial heat recovery in district heating systems*, 15th International Symposium on District Heating and Cooling, Seoul, Korea, 2016.

September 2018, Göteborg



CHALMERS