

# Omdimensionering av Lunds fjärrvärmenät

---

Filip Wettlén  
Johan Åkelius

Examensarbete på Civilingenjörsnivå  
Avdelningen för Energihushållning  
Institutionen för Energivetenskaper  
Lunds Tekniska Högskola | Lunds Universitet



# Omdimensionering av Lunds fjärrvärmenät

Filip Wettlén

Johan Åkelius

Juni 2015, Lund

Föreliggande examensarbete på civilingenjörsnivå har genomförts vid Avd. för Energhushållning, Inst för Energivetenskaper, Lunds Universitet - LTH samt vid Krafteringen Energi AB i Lund.Handledare på Krafteringen Energi AB: Kristina Eriksson, Markus Falkvall och Holger Feurstein; handledare på LU-LTH: ass. prof. Janusz Wollerstrand; examinator på LU-LTH: prof. Johan Revstedt.

Examensarbete på Civilingenjörsnivå

ISRN LUTMDN/TMHP-15/5336-SE

ISSN 0282-1990

© 2015 Filip Wettlén, Johan Åkelius samt Energivetenskaper

Energhushållning

Institutionen för Energivetenskaper

Lunds Universitet - Lunds Tekniska Högskola

Box 118, 221 00 Lund

[www.energy.lth.se](http://www.energy.lth.se)

## Abstract

Lund is a rapidly growing city, and in a short time two new research facilities, ESS and MAX IV, will be completed. These facilities will deliver their excess heat to the district heating network of Lund which puts a high demand on the network. Kraftringen Energi AB, which owns and operates the network, are also in the process of replacing old pipes which motivates a through investigation of which pipe dimensions are optimal for the district heating network of Lund.

This master thesis therefore aim to redimension the district heating network of Lund with consideration taken to today's conditions. The pipes was in the model only allowed to take the same routes as today. The results were reached with the help of simulations in the computer software NetSim. NetSim is a network computing program which is used to calculate the flows of a district heating network, but can also be used to calculate suitable dimensions of the pipes in a network.

In this report four different prospects were investigated, where each prospect describes different setup of heat production or a different expected heat consumption. For each prospect four different networks were created, with the help of NetSim. These four networks' main difference was the overall size of the pipes. Each network was investigated to ensure that the technical requirements for district heating networks were met. The networks were then compared on the following criteria: building cost, operating costs, volume and how the flows were distributed in the networks.

To compare the created networks with today's district heating network of Lund, another model was created, the so called reference model. This model has the same dimensions and paths as the real district heating network. The pipes in the model however had lower heat losses from its pipes then the real network. This is to make it comparable to the created networks which utilizes only modern pipes with low heat losses.

The results showed that the networks with overall smaller pipes had the lowest operation costs and the lowest building costs. The reference model has redundant pipe loops, which aim to increase the continuity of supply. The created networks lack redundant pipe loops, but have lower costs than the reference network. The networks in one of the prospects had the same conditions as the reference network. The most profitable of these networks had an operating cost which was around 20 % lower than the reference network's. The same network had a building cost which was around 15 % lower then the reference networks.

How the network should be designed depends on if one want redundant pipe loops or not. A general conclusion however is that the pipes in the current network of Lund should not be replaced by pipes with larger dimensions.



## Sammanfattning

Lund är en stad som växer snabbt och inom kort står de två forskningsanläggningarna ESS och MAX IV färdiga. Dessa anläggningar kommer att leverera sin spillvärme till Lunds fjärrvärmenät vilket ställer höga krav på det samma. Kraftringen Energi AB, som äger och driver nätet, står dessutom i begrepp att byta ut många uttjänta ledningar vilket motiverar en djupgående undersökning av vilka rördimensioner som är optimala för Lunds nät.

Detta examensarbete syftar därför till att omdimensionera Lunds fjärrvärmenät efter idag rådande förhållanden. Ledningarna läts i modellen ha samma sträckningar som de har idag. Arbetet skedde med hjälp av simuleringar som genomfördes i programmet NetSim. NetSim är ett nätberäkningsprogram som används för att beräkna flöden i fjärrvärmenät men som även kan användas för att räkna fram lämpliga dimensioner på ledningar.

I arbetet undersöktes fyra olika framtidsscenarioer, där vart och ett av scenarierna beskriver vilka produktionsanläggningar och vilken konsumtion som kan tänkas finnas i Lund i framtiden. För varje scenario togs, med hjälp av NetSim, fyra nät fram. Dessa fyra nät skiljde sig framförallt i att de har olika stora ledningar. Varje nät undersöktes sedan så att det uppfyllde alla tekniska krav som ställs på ett fjärrvärmenät. Näten jämfördes sedan på följande punkter: anläggningskostnad, driftskostnad, volym och hur flödena i näten gick.

För att kunna jämföra de framtagna näten med det nät som finns i Lund idag utarbetades en modell av Lunds nät, den så kallade referensmodellen eller referensnätet. Denna modell hade samma ledningssträckningar och samma dimensioner som det verkliga nätet. Modellens rör hade lägre värmeförluster än rören har i verkligheten för att möjliggöra en jämförelse med de framtagna näten. Detta eftersom de framtagna näten tas fram så att de har moderna rör med låga värmeförluster.

Resultaten visade att näten med överlag mindre ledningar har lägst driftskostnader och lägst anläggningskostnader. I referensmodellen finns redundanta ringledningar vilkas syfte är att ge nätet en hög försörjningstrygghet. De nät som togs fram i arbetet saknar redundanta ringledningar men har i gengäld lägre kostnader än referensnätet. För det framtidsscenario som var mest likt referensmodellen blev driftskostnaderna för de mest ekonomiskt lönsamma näten cirka 20% lägre än referensnätets. Samma nät har även en anläggningskostnad som är cirka 15% lägre än referensnätets.

Hur man i verkligheten skulle vilja bygga nätet beror på om man väljer att ha redundanta ringledningar eller ej. En generell slutsats man dock kan dra är att ledningarna i Lunds nät ej bör bytas till rör med större dimensioner.

## Förord

Detta examensarbete har utförts på Kraftringen Energi AB i Lund våren 2015. Examensarbetet avslutar våran utbildning i civilingenjörsprogrammet inom teknisk fysik på Lunds Tekniska Högskola.

Vi väl här passa på att rikta ett stort tack till våra handledare på Kraftringen, Markus Falkvall och Kristina Eriksson, samt vår referensperson på Kraftringen, Holger Feurstein, för deras stöd, engagemang och vägledning under processens gång. Vi vill även tacka övriga kollegor på Kraftringen som bistått med information och vägledning.

Vill även ge ett stort tack till vår handledare på LTH, Janusz Wollerstrand, som varit till stor hjälp då vi skulle sätta oss in i ämnet men även givit oss värdefulla kommentarer på denna rapport. Ett tack riktas även till Kerstin Sernhed vid LTH som gav värdefulla synpunkter angående arbetets inriktning.

Slutligen vill vi tacka Gustav Edlund på Vitec, som gett oss en fantastisk support för programvaran NetSim.

Filip Wettlén och Johan Åkelius  
Lund, maj 2015

# Innehåll

<b>1 Inledning</b>	<b>8</b>
1.1 Bakgrund . . . . .	8
1.2 Syfte . . . . .	9
1.3 Avgränsningar . . . . .	9
<b>2 Teori</b>	<b>10</b>
2.1 Principen bakom fjärrvärme . . . . .	10
2.2 Fjärrvärmedistribution . . . . .	10
2.3 Ekvationer rörande fjärrvärme . . . . .	12
2.4 Begränsningar i nätet . . . . .	17
2.5 Ekonomi . . . . .	20
<b>3 Lunds fjärrvärmesystem</b>	<b>21</b>
<b>4 Metod</b>	<b>24</b>
4.1 NetSim - beskrivning och parameterval . . . . .	24
4.2 NetSim-modellen . . . . .	27
4.3 Metodik för simuleringar . . . . .	33
4.4 Kalibrering av modellen . . . . .	36
4.5 Analys av simuleringar . . . . .	38
<b>5 Resultat</b>	<b>42</b>
5.1 Referensnätet . . . . .	42
5.2 Scenario: Snar framtid . . . . .	43
5.3 Scenario: ESS . . . . .	47
5.4 Scenario: Brunnshög . . . . .	49
5.5 Scenario: ESS och Brunnshög . . . . .	52
5.6 Flödeskartor . . . . .	55
<b>6 Diskussion och slutsatser</b>	<b>59</b>
6.1 Kostnader . . . . .	59
6.2 Flöden och rördimensioner . . . . .	60
6.3 Ett nät för alla scenarier . . . . .	63
6.4 Nyttan med arbetet . . . . .	63
6.5 Brister i metoden och modellen . . . . .	64
6.6 Förslag till fortsatta studier . . . . .	65
<b>Referenser</b>	<b>67</b>
<b>Bilagor</b>	<b>70</b>
A Flödeskartor . . . . .	70

# 1 Inledning

## 1.1 Bakgrund

Lunds fjärrvärmenät började anläggas på 1960-talet och försörjer idag ett stort antal kunder runt om i hela Lund. Nätet ägs och drivs av Krafringen Energi AB och har tre produktionsanläggningar (Krafringen, 2015b; Krafringen, u.å.[a]; Krafringen, u.å.[d]; Krafringen, u.å.[c]). Dessutom är produktionsanläggningarna i Eslövs och Lommas fjärrvärmenät sammankopplade med Lunds nät (Eriksson, Falkvall och Feurstein, 2015). I nordöstra Lund anläggs dessutom forskningsanläggningarna MAX IV och ESS vilka kommer generera stora mängder spillvärme som skall användas i fjärrvärmenätet (Energinyheter, 2013).

Den stora frågan vid byte av fjärrvärmerör är vilken rördimension som skall användas. Beslutet baseras på faktorer som dagens och framtidens konsumtion samt nätets beskaffenhet. Lunds fjärrvärmenät står inför betydande förändringar i och med att staden växer snabbt och att många ledningar måste bytas ut eftersom de börjar bli gamla. Detta gäller inte minst sträckningar som är ingjutna i betong (Eriksson, Falkvall och Feurstein, 2015). Förändringarna innebär dock en unik möjlighet att omforma och optimera nätet i och med det stora antalet ledningar som ska bytas under relativt kort tid.

Idag finns även större möjligheter att mäta förbrukning vilket öppnar nya möjligheter för drift och projektering av fjärrvärmenät. Ett exempel är att reglera framledningstemperaturen i ett nät efter aktuell förbrukning (tidigare har rådande utomhustemperatur varit vägledande vid driften av nätet). En ny reglering av framledningstemperaturen togs fram i examensarbetet *Optimerad framledningstemperatur i Lunds fjärrvärmenät* av Falkvall och Nilsson (2013).

De ändrade förutsättningarna för Lunds fjärrvärmenät i kombination med att många uttjänta ledningar snart ska bytas motiverar en genomgripande studie av hur man med den information och kunskap man idag har skulle ha byggt nätet. I synnerhet är det av intresse att undersöka vilka rördimensioner som är lämpliga för Lunds nät. Sådana studier har genomförts på andra fjärrvärmenät, men då endast på mindre skala. Ofta berör studierna byggandet av en ny stor fjärrvärmeledning men undersökningar av hela nät är sällsynta. Exempel är examensarbetena *En systemlösning för en framtida fjärrvärmeutbyggnad i Täby – ur Fortum Värmes perspektiv* av Emretsson (2012) och *Utredning och optimering av Umeå Energis fjärrvärmenät i småhusområden* av Henriksson (2007).

Arbeten av denna typ underlättas mycket av att man använder fjärrvärmesimuleringsmjukvaror. Ett exempel på en sådan mjukvara är NetSim från Vitec Energy (Vitec Energy AB, u.å.).

Detta arbete är en fortsättning på två tidigare examensarbeten utförda på Krafringen. Det ena är det ovan nämnda arbetet av Falkvall och Nilsson (2013). Det andra examensarbetet är *Kategorisering av Fjärrvärmekunder utifrån Användar-*

*mönster* av Nilsson och Tengqvist (2013), där kunddata bearbetats för att exempelvis lättare kunna användas i datorsimuleringar.

Då Falkvall och Nilsson (2013) förbättrat nätets framledningstemperatur och Nilsson och Tengqvist (2013) förbättrat hanteringen av nätets kunddata, kommer detta arbete att lägga fokus på dimensioneringen av nätet. Detta arbete syftar alltså till att omdimensionera Lunds fjärrvärmenät efter idag rådande förhållanden vilket är till nytta för ägaren av nätet men även för branschen i stort då få, om ens några, liknande arbeten gjorts tidigare.

## 1.2 Syfte

Syftet med arbetet är att, med idag tillgänglig kunskap samt med hjälp av nätberäkningsprogram, ta fram nya diametrar för ledningarna i Lunds fjärrvärmenät och använda samma sträckningar som ledningarna har idag.

I arbetet skall fyra framtidsscenarier undersökas. För varje fall görs flera simuleringar med målet att ta fram ett nät som fungerar bra för just det scenariot. Ett nät sägs fungera 'bra' då det uppfyller alla tekniska krav som ställs på ett fjärrvärmenät samt har låga drifts- och anläggningskostnader. Scenarierna som undersöks är:

- **Snar framtid:** Dagens nät med planerade utbyggnationer inlagda
- **ESS:** Som *Snar framtid*, men med ESS och MAX IV producerande värme
- **Brunnshög:** Som *Snar framtid*, men med värmekonsumtion från Brunnshög simulerad
- **ESS och Brunnshög:** Som *Snar framtid*, men med Brunnshög, ESS och MAXIV simulerade

## 1.3 Avgränsningar

Arbetet avser att ta fram nya storlekar för ledningarna i Lunds fjärrvärmenät. Med Lunds fjärrvärmenät avses alla fjärrvärmeledningarna i Lunds tätort och således ej de transitleddningar som förbinder Lunds fjärrvärmenät med andra skånska städers nät. De nät som kommer tas fram i arbetet kommer, som nämnts ovan, att ha samma sträckning som dagens nät har. Även ledningar som har planerats att byggas kommer att inkluderas.

I arbetet kommer pumpar ute i nätet ej att användas utan nätet kommer enbart trycksättas av pumpar i värmeproduktionsanläggningarna.

I arbetet kommer inte själva driften av nätet att optimeras. Framledningskurvor och effekter för värmeproduktionsanläggningarna kommer således anses givna.

Det finns idag två stora ledningar ut från Gunnesboverket; en mot öster och i riktning mot sydöst. Vilken dimension dessa ledningar har har stor påverkan på vilka vägar flödena i nätet tar. Kraftigt förändrade flöden i ett framtaget nät skulle göra en omställning till det nätet i stort sett omöjligt eftersom stora delar av nätet skulle behöva ändras samtidigt. Därför valdes att, med motivet att öka nyttan för Kraftringen av arbetet, låta dessa två ledningar ha samma dimensioner som de idag har.

## 2 Teori

### 2.1 Principen bakom fjärrvärme

Traditionellt sett har värme producerats på samma plats som den skulle användas. I varje hem fanns förr en eldstad, kamin, vedspis eller dylik anordning för att producera värme så att man kunde laga mat och/eller för att hålla en dräglig inomhustemperatur. I stora delar av världen är även idag förbränning i hemmet den förhärskande uppvärmningsformen. På många platser, framförallt i städer, har man dock byggt upp ett så kallat fjärrvärmesystem som bygger på att man i en eller i ett fåtal anläggningar producerar värme som sedan distribueras ut till förbrukare i närområdet.

De första fjärrvärmesystemen byggdes i USA i slutet av artonhundratalet men det var först under nittonhundratalets första hälft de började bli vanliga (Fredriksen och Werner, 2013). Denna uppvärmningsform har många fördelar gentemot att producera värme lokalt hos varje värmeförbrukare. Först och främst finns det stordriftsfördelar med att producera värme i en stor anläggning jämfört med att producera den i hundratals små anläggningar. Man kan exempelvis nå högre verkningsgrad och lägre underhållskostnader. Att ha ett stort värmeverk öppnar även möjligheter att använda många olika typer av bränslen och i synnerhet bränslen som ställer stora krav på förbränningsanläggningen och därför är dåligt lämpade för användning i lokala förbränningsanläggningar. Att värmeproduktionen är centraliserad gör det även enklare att kontrollera och minimera påverkan på miljön från förbränningen. Vidare uppvisar fjärrvärme högre leveranssäkerhet än de flesta andra uppvärmningsformer. Fjärrvärme kan även skapa synergieffekter. Ett exempel på detta är att sophantering kan lösas genom att soporna används som bränsle i värmeverken, ett annat exempel är de vinster som kan göras vid kraftvärmeproduktion, det vill säga att verket även producerar elektricitet. (Fredriksen och Werner, 2013)

### 2.2 Fjärrvärmedistribution

Transport av värmen från värmeverken till värmekonsumenterna sker via ett nätverk av rörledningar. Som värmebärare används vatten eller ånga. Ånga var

framförallt vanligt i fjärrvärmens barndom. Nät med ånga som värmebärare finns bland annat i Köpenhamn och i New York (Con Edison, u.å. Københavns Energi, u.å.). De flesta moderna nät, inklusive Lunds nät, använder vatten som värmebärare (Fredriksen och Werner, 2013; Kraftringen, 2015a). I denna rapport kommer värmebäraren antas vara vatten.

Det finns många olika tekniker och lösningar för fjärrvärmedistribution. Vanligtvis består näten av två ledningar som benämns framledning respektive returledning. Som namnet antyder är framledningen den ledning där varmt vatten leds ut till kunderna. Framledning och returledning är endast förbundna med varandra där värmekonsumtion förekommer samt vid värmeverken (såvida det inte finns några avsiktliga eller oavsiktliga förbindelser någon annanstans). Det finns även så kallade öppna system vilka inte har någon returledning. Då vattnet passerat kunderna släpps det ut i avlopps nätet eller i ett vattendrag. Öppna system byggdes framförallt i det forna Sovjetunionen (Yliniemi, 2005).

Fjärrvärmerör består av ett medierör som innesluts av ett så kallat mantelrör. Mellan dessa finns isoleringsmaterial. Den vanligaste typen av fjärrvärmerör har ett medierör av stål, isolering av polyuretan och ett mantelrör av plast. Det finns även en billigare och enklare typ av rör som görs helt i plast (Elgocell, 2014). Dessa tål dock inte lika högt tryck och temperatur som de ledningar med medierör av stål.

I Sverige har varje fjärrvärmekund en så kallad kundcentral som har till uppgift att överföra värme från fjärrvärmenätet till kundens egna värmeförbrukande installationer (vanligen beredning av tappvarmvatten och uppvärmning av bostäder eller lokaler). En kundcentral består av en värmeväxlare, utrustning för att reglera genomströmningen av fjärrvärmevatten samt instrument för att mäta flöde och temperatur (Fredriksen och Werner, 2013). Temperaturen mäts dels i det inkommande fjärrvärmevattnet och dels i fjärrvärmevattnet som har passerat värmeväxlaren och som därefter leds till nätets returledning. Dessa mätningar räcker för att få fram kundens effekt. Både flödet och effekten ligger ofta till grund för debitering av kunder (Fredriksen och Werner, 2013).

Det finns även lösningar där kunderna själva ej har någon värmeväxlare för vattnet till sina radiatorer. Till exempel är fjärrvärmenätet i den danska staden Odense byggt på så vis att man har ett primärnät med högt tryck som är kopplat till flera sekundärnät med lägre tryck. Dessa två nätnivåer är sammankopplade genom stora värmeväxlare där värmen överförs till sekundärnäten. Vattnet i sekundärnäten leds sedan direkt in till kundernas radiatorer vilket är möjligt att göra på grund av det låga trycket i sekundärnäten. Detta system har alltså mycket färre värmeväxlare än vad de svenska näten har. Värmeväxlarna mellan primärnät och sekundärnät är dock mycket större än de värmeväxlare som sitter hos kunder i Sverige eftersom de förra ska hantera ett mycket större flöde. En fördel är att det är lättare (och billigare) att hålla ett fåtal stora värmeväxlare i god kondition än att hålla tusentals kundcentraler inställda på rätt sätt.

En viktig komponent i fjärrvärmenät är pumpar då dessa krävs för att övervinna

det tryckfall som uppkommer då vattnet rör sig. Pumpar finns alltid vid produktionsanläggningarna men kan även placeras ute i nätet. Detta kan ge stora friheter att designa ett fjärrvärmenät. Framförallt kan man använda mindre ledningar eftersom man kan tillåta ett högre tryckfall per meter (fysikaliska samband förklaras i avsnitt 2.3 *Ekvationer rörande fjärrvärme*).

Beroende på ett näts struktur klassificeras det som ett träd nät eller som ett maskat nät. I ett renodlat träd nät finns det bara en väg från värme produktionsanläggningen till någon av värmekunderna. I ett maskat nät kan det finnas flera möjliga vägar för vattnet att ta från produktionsanläggningen till en kund. Om det uppstår en läcka på ett rör i nätet krävs det att man stänger av den delen av nätet så inte fjärrvärmevattnet trycks ut ur röret och orsakar skador samt för att hindra att resten av nätet förlorar tryck. Den främsta fördelen med ett maskat nät är därför att det vid en läcka ofta finns alternativ vägar att leda flödet i nätet så att endast ett fåtal kunder blir utan värme. En läcka i ett träd nät medför att alla kunder som ligger längre ut i trädet efter läckan blir utan värme.

Typiskt har ett fjärrvärmenät växt fram i form av flera trädstrukturer centrerade runt sina respektive produktionsanläggningarna i en stad (Fredriksen och Werner, 2013). Dessa separata nät har med tiden byggts samman i takt med att staden växt. I detta nät byggs sedan ofta de största grenarna ihop till en eller flera större ringar. Något som ofta kommer naturligt eftersom detta ger ökad leveranstrygghet i och med möjligheterna att leda om flöden vid en läcka. Leveranstryggheten har även förbättrats genom att produktionsanläggningarna kan täcka upp för varandra vid eventuella driftstörningar.

Med tiden byggs generellt sett ett mer och mer maskat nät fram, där framförallt stadskärnan innehåller många ringmatningar. Denna generella beskrivning av hur nät växer fram stämmer väl med hur Lunds nät växt fram, något som beskrivs djupare i avsnitt 3: *Lunds fjärrvärmesystem*.

Ett maskat nät sägs ha en eller flera ringmatningar (rörslingor). Man kan göra skillnad på ringmatningar beroende på deras syfte. En ringmatning kan dels ha byggts därför att den ursprungliga grenen var underdimensionerad. För att ett nät med denna ringmatning ska fungera fullt ut krävs att båda grenarna i ringmatningen är i drift. Hade en av ledningarna stängts av hade den andra varit för liten för att leda hela flödet av vatten. Det andra fallet är att ringmatningen byggts för att öka driftsäkerheten. Då fungerar nätet även om en av ledningarna skulle vara stängd. Ringmatningen sägs då vara redundant eftersom båda ledningarna i ringen ej är nödvändiga för nätets drift.

## 2.3 Ekvationer rörande fjärrvärme

Ifall ingen källa angivits är ekvationerna och fakta i detta avsnitt baserade på boken *District Heating and Cooling* av Fredriksen och Werner (2013).



För att beskriva och därmed kunna simulera fjärrvärmenät krävs en rad olika ekvationer. Den allra mest grundläggande ekvationen beskriver sambandet mellan värmebärarens temperatur i fram- och returledning och den överförda effekten från nätet till en fjärrvärmekund, vilken ses i Ekvation 1.

$$P = \dot{m} \cdot C \cdot (T_{fram} - T_{retur}) \quad (1)$$

där

$$\begin{aligned} P &= \text{överförd effekt [W]} \\ \dot{m} &= \text{massflöde [kg/s]} \\ C &= \text{värmekapacitet [J/(kg K)]} \\ T_{fram} &= \text{framledningstemperatur [°C]} \\ T_{retur} &= \text{returledningstemperatur [°C]} \end{aligned}$$

Syftet med fjärrvärme är att överföra värmeenergi och således är det önskvärt att maximera effekten  $P$ . Detta sker som synes genom att ha ett stort flöde  $\dot{m}$  eller genom att öka temperaturdifferensen  $T_{fram} - T_{retur}$ . Denna temperaturdifferens benämns även avkylningen och kan ökas på olika sätt.  $T_{fram}$  är temperaturen på vattnet i framledningen och kan således regleras vid värmeverket.  $T_{retur}$  bestäms av kundcentralens beskaffenhet och värmeförbrukningens karaktär, det vill säga den anläggning hos värmekunden som tar ut värme ur fjärrvärmenätet (se avsnitt 2.2 *Fjärrvärmedistribution*).

För att överhuvudtaget få vattnet i ledningarna i rörelse krävs pumpar. En pump skapar ett högre tryck på den ena av sina anslutningar. Detta orsakar ett flöde av vatten genom pumpen från dess lågtryckssida till dess högtryckssida. I alla ledningar som har ett flöde kommer det att finnas ett tryckfall. Mätt hela vägen från pumpens högtryckssida, genom nätet till pumpens lågtryckssida kommer tryckfallet vara lika stort som det trycklyft pumpen ger. Tryckfall genom en ledning med cirkulärt tvärsnitt kan beräknas med Ekvation 2 (ekvationen är direkt härledd ur Darcy-Weisbachs ekvation vilken beskriver samma fenomen fast uttryckt i storheten tryckhöjd).

$$\Delta p = \frac{8\lambda L}{d^5 \pi^2 \rho} \cdot \dot{m}^2 \quad (2)$$

där

$$\begin{aligned} \Delta p &= \text{tryckfall [Pa]} \\ \lambda &= \text{friktionsfaktor [-]} \\ L &= \text{längd på ledning [m]} \\ d &= \text{ledningens innerdiameter [m]} \\ \rho &= \text{densitet för vatten [kg/m}^3\text{]} \end{aligned}$$

Friktionsfaktorn är ett mått på hur skrovlig insidan av röret är. För fjärrvärmerör brukar friktionsfaktorn  $\lambda$  ligga mellan 0,015 och 0,04. Så kallade engångsförluster

ingår egentligen inte i Ekvation 2. Exempel på engångsförluster är de tryckfall som uppkommer på grund av böjar i rören och övergångar mellan olika rördiametrar. Dock kan man räkna med dessa i ekvationen genom att använda ett något större värde på friktionsfaktorn än vad som egentligen gäller för det aktuella röret.

Ekvation 2 gäller dock endast då flödet är turbulent. Ett flöde sägs vara turbulent om det så kallade Reynoldstalet är större än cirka  $10^4$  (White, 2011). Reynoldstal beskrivs av 3 (ibid.).

$$Re = \frac{\rho v d}{\mu} \quad (3)$$

där

$$\begin{aligned} Re &= \text{Reynoldstal [-]} \\ v &= \text{flödes hastighet [m/s]} \\ \mu &= \text{dynamisk viskositet för vatten [kg/(m s)]} \end{aligned}$$

För ett rör med diametern 18 mm går gränsen för turbulent flöde vid cirka 0,5 m/s. För större ledningar är gränsen för turbulent flöde ännu lägre. Hastigheten i fjärrvärmeledningar är i nästan alla situationer högre än 0,05 m/s vilket gör att Ekvation 2 är en bra approximation för tryckfallet i fjärrvärmeledningar.

Ett högt flöde (och därmed högt tryckfall) är problematiskt främst därför att det medför att pumparna i nätet kräver mycket energi för sin drift. Ekvation 4 visar att energin som krävs för att pumpa vattnet är proportionell mot flödet i kubik. Detta begränsar möjligheterna att reglera den överförda effekten i nätet genom att reglera flödet. Ekvation 4 gäller för en cirkulär ledning med innerdiameter  $d$  och

$$P_{el} = \left( \frac{\Delta p}{\eta} \right) \cdot \dot{V} = \left( \frac{\Delta p}{\eta} \right) \cdot \dot{m} \rho = \frac{8 \lambda L}{d^5 \pi^2 \eta} \cdot \dot{m}^3 \quad (4)$$

där

$$\begin{aligned} P_{el} &= \text{till pumpen tillförd elektrisk effekt [W]} \\ \eta &= \text{pumpens verkningsgrad [-]} \end{aligned}$$

Pumpens verkningsgrad  $\eta$  syftar på hur stor del av den tillförda elektriska energin som överförs till vattnet i form av en tryckhöjning.

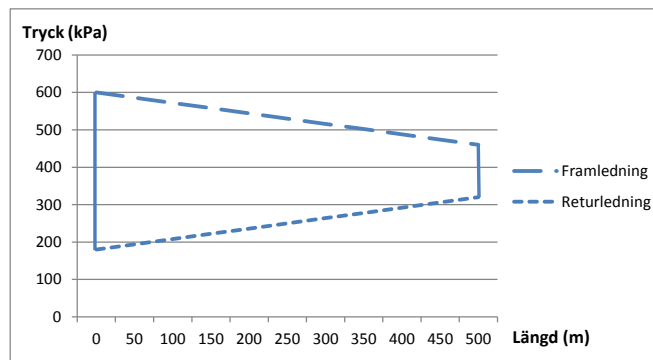
Ofta är det praktiskt att använda tryckfallet per längdenhet som mått för tryckfall i rör. Denna storhet kallas tryckgradient och är direkt härledd ur Ekvation 2. Tryckgradienten för ett rör beräknas genom Ekvation 5.

$$\frac{\Delta p}{L} = \frac{8 \lambda}{d^5 \pi^2 \rho} \cdot \dot{m}^2 \quad (5)$$

där

$$\frac{\Delta p}{L} = \text{tryckgradienten [Pa/m]}$$

Tryckfallet i ett mycket enkelt fjärrvärmenät illustreras i Figur 1 och nätet antas ligga på plan mark (höjdens påverkan på tryck förklaras nedan). Produktionsanläggningen ligger längst till vänster i diagrammet och flödet i framledningen är således riktat åt höger i bilden. Man kan läsa av att framledningen har ett tryckfall på cirka 150 kPa från produktionsanläggningen till punkten ”500 m”, till höger i bild (med andra ord en tryckgradient på cirka 300 Pa/m). Vid punkten 500 m sker ett tryckfall på drygt 100 kPa då vattnet går från fram- till returledningen. Tryckskillnaden mellan fram- och returledning i en punkt i nätet benämns differenstrycket. I punkten ”500 m” är alltså differenstrycket 100 kPa. Tillbaka till produktionsanläggningen faller trycket ytterligare 150 kPa. Tryckfallen summerar till cirka 400 kPa vilket stämmer med det trycklyft pumpen vid produktionsanläggningen ger.



**Figur 1:** Graf över hur trycket kan se ut i ett enkelt fjärrvärmenät. Värmeproduktionen sker till vänster i bild. Fritt efter Fredriksen och Werner (2013)

Trycket i en specifik punkt i ett fjärrvärmenät påverkas inte bara av pumpar, ventiler och tryckfall som uppkommer på grund av flöde. Även vilken höjd ledningen ligger på spelar in. I en ledning med stillastående vatten (utan pumpar) kommer trycket vara högre i en lågt belägen del av ledningen än i en del som är högt belägen. Detta gäller för alla typer av vattensamlingar och innebär alltså att ju längre ner i en vattensamling man kommer desto högre är trycket. Tryckskillnaden mellan två höjder beskrivs av Ekvation 6.

$$\Delta p = \rho g(z_2 - z_1) \quad (6)$$

där

$$g = \text{tyngdkraftsaccelerationen på platsen i fråga [m/s}^2\text{]} \\ z_1 = \text{höjd 1 [m]}$$

$z_2 = \text{höjd } 2 \text{ [m]}$

Vid drift och planering av fjärrvärmenät är man främst intresserad av hur de tryckfall som uppkommer av vattnets rörelse ser ut. Då är det praktiskt att bortse från höjdens inverkan på trycket i ledningarna. Detta höjdberoende tryck brukar benämnas trycknivå och beskrivs av Ekvation 7.

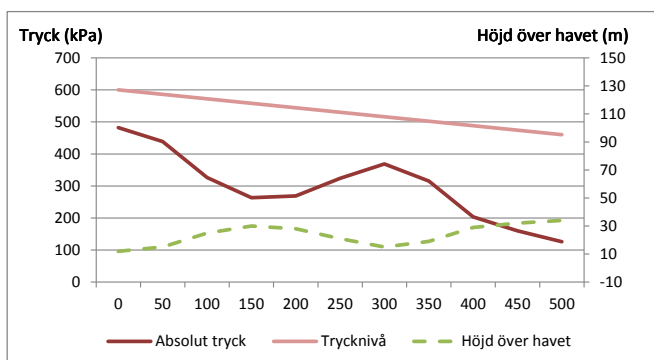
$$p_{\text{nivå}} = p_{\text{absolut}} - \rho g z \quad (7)$$

där

$p_{\text{nivå}} = \text{trycknivå [Pa]}$   
 $p_{\text{absolut}} = \text{absolut tryck [Pa]}$   
 $z = \text{höjd [m]}$

$z$  är höjden för den punkt i nätet man vill räkna ut trycknivån för. Lämpligen räknas  $z$  som punktens höjd över havsnivån.

Figur 2 visar en fjärrvärmeledning som är belägen i kuperad terräng. Trycket i en given punkt påverkas således av både det flödesinducerade tryckfallet (Ekvation 2) samt av den aktuella höjden vid punkten (Ekvation 6).



**Figur 2:** Illustration av sambandet mellan absoluttryck och trycknivå. Bilden visar endast en framledning för en sträckning. Fritt efter Fredriksen och Werner (2013).

Det är inte bara trycket som är nödvändigt att räkna på för att modellera ett fjärrvärmenät. Även temperatur är en central storhet. Eftersom vattnet i rören har en högre temperatur än marken som omger rören kommer vattnet att förlora värme under sin väg mot kunderna och även på vägen tillbaka till värmeverket. Hur mycket värme som leds bort från vattnet beror på temperaturskillnaden mellan marken och vattnet samt på rörets beskaffenhet. Ekvationen 8 beskriver

värmeförluster .

$$P = \frac{2\lambda_i\pi L(T - T_{omgivning})}{\ln\left(\frac{D}{d}\right)} \quad (8)$$

där

$P$  förlorad värmeeffekt [W]

$\lambda_i$  isoleringens värmekonduktivitet [W/(m K)]

$T$  vattnets temperatur [K]

$T_{omgivning}$  markens temperatur [K]

$d$  = rörets innerdiameter [m]

$D$  = rörets ytterdiameter [m]

## 2.4 Begränsningar i nätet

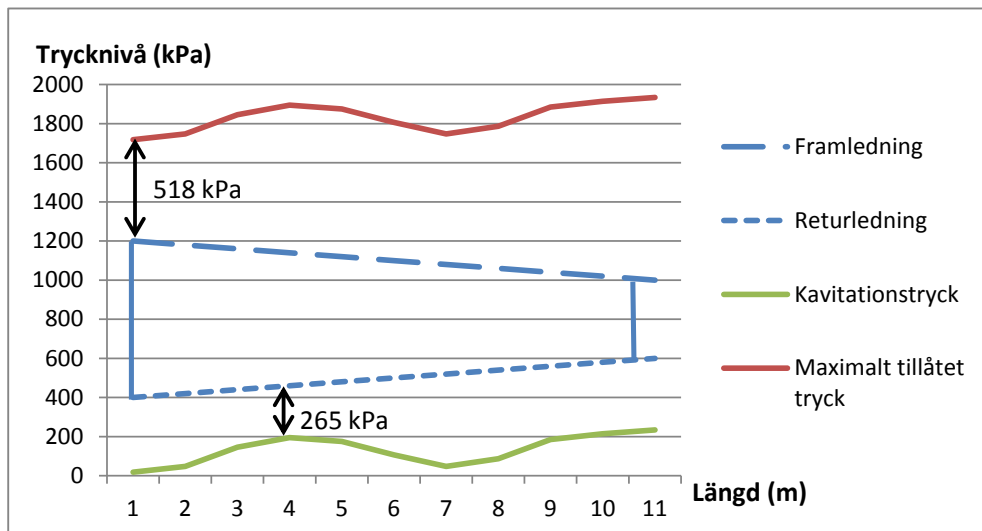
Valet av pumparnas trycklyft måste ske med hänsyn till fler faktorer än bara pumparnas energiåtgång. Trycknivån i nätet måste väljas så att vissa fenomen, såsom kavitation, brott på ledningar och för lågt differenstryck, ej uppkommer. Det finns för övrigt möjlighet att minska trycket i flödesriktningen, alltså motsatsen av det en pump åstadkommer. Detta görs med en ventil. Uppåt begränsas nätet av det maximala tryck nätet är byggt för, i Lunds nät skall ledningarna, enligt Svensk Fjärrvärms bestämmelser, klara av trycket 16 bar (Svensk Fjärrvärme AB, 2012b).

Kavitation innebär att vattnet i ledningen börjar koka och bildar ångbubblor. Detta uppkommer där strömningshastigheten är särskilt hög. Förhöjda strömningshastigheter förekommer i olika typer av strypningar, exempelvis styrventiler i kundcentraler (Johansson och Wollerstrand, 2009). En förhöjd strömningshastighet orsakar ett lägre tryck. Kavitation uppkommer ifall detta lägre tryck understiger det så kallade kavitationstrycket. Kavitationstrycket är beroende av temperaturen på vattnet: lägre temperatur ger ett lägre kavitationstryck.

Om kavitation uppstår kommer ångbubblorna som bildats föras med vattnet från platsen där de uppstod och de kommer senare kollapsa mot ledningens innerväggar. Kollapsen sker där strömningshastigheten återfått ett lägre värde vilket gör att trycket är över kavitationstrycket. Bubblornas kollaps sliter på ledningarnas väggar och detta är en av de främsta orsakerna till att man till varje pris vill undvika kavitation. För att undvika kavitation krävs att trycket i alla ledningar ligger en bit över kavitationstrycket. Denna marginal måste vara så stor att den lokala trycksänkning som sker på grund av förhöjda strömningshastigheter ej gör att trycket understiger kavitationstrycket ej ens i punkterna med förhöjda strömningshastigheter. Det bör nämnas att det är mycket svårt att uppskatta hur stor denna marginal behöver vara eftersom kavitation är ett komplext fenomen som beror av många faktorer (Wollerstrand, 2015).

Trycket begränsas även uppåt av vilket maximalt tryck rören klarar av. Detta tryck bestäms av rörens fysiska dimensioner och rörmaterialiets beskaffenhet. Ett för högt tryck leder till brott på i första hand redan skadade ledningar, till exempel ledningar som blivit ansatta av korrosion.

Hur maxtrycket och kavitationstrycket skulle se ut i ett trycknivådiagram syns i Figur 3. Där är även avståndet till kavitation respektive maxtryck utritat.



**Figur 3:** Ett fjärrvärmenät med lägsta avståndet till kavitation samt lägsta avståndet till maxtrycket visualiserat.

I arbetet används begreppet tryckmarginal. Detta är ett begrepp som har definierats av rapportförfattarna och det används som ett mått på ett fjärrvärmenäts avstånd till både kavitation och maximalt tillåtet tryck. Tryckmarginal är definierat som summan av minsta avståndet till kavitation och minsta avstånd till det maximalt tillåtna trycket. Avståndet till kavitation i en punkt i en ledning räknas ut genom att subtrahera kavitationstrycket i punkten från vattnets tryck i punkten. För att räkna ut tryckmarginalen identifieras alltså den punkt i nätet med det lägsta värdet på denna tryckskillnad. Denna punkt återfinns vanligtvis i returledningen men kan även finnas i framledningen. För att beräkna tryckmarginalen krävs också det minsta avståndet till det maximalt tillåtna trycket. Detta tas fram analogt med minsta avstånd till kavitation: punkten där differensen mellan vattnets tryck och det maximalt tillåtna trycket identifieras. Denna punkt återfinns vanligtvis i framledningen men det finns situationer då den kan uppkomma i returledningen. Med minsta avstånd till kavitation och minsta avstånd till det maximalt tillåtna trycket känt kan tryckmarginalen beräknas.

I exempelnätet i Figur 3 ges tryckmarginalen av  $518 \text{ kPa} + 265 \text{ kPa} = 783 \text{ kPa}$ . Den övre pilen är placerad där avståndet mellan trycket i framledning-

en och maxtrycket är som minst. Motsvarande gäller för den nedre pilen, fast då för kavitationstrycket istället för maxtrycket. Tryckmarginalen är värdefull eftersom den berättar hur fritt nätets statiska trycksättning kan väljas. Den statiska trycksättningen i Figur 3 är trycket i returledningen vid produktionsanläggningen till vänster i bild, alltså 400 kPa. Den statiska tryckhållningen ändras normalt inte under tiden ett nät är i drift. Dock är det relevant att undersöka olika värden på den då man som i detta arbete ska dimensionera om ett fjärrvärmenät.

En tryckmarginal på 783 kPa, som i Figur 3 medger att den statiska trycksättningen kan varieras upp och ner med som mest detta värde. Om man väljer att höja den statiska trycksättningen med säg 50 kPa och samtidigt har samma pumplyft vid produktionsanläggningen som tidigare (alltså samma differenstryck) kommer nätet att fungera på samma sätt som tidigare men "struten" i figuren ligger högre upp.

Storheten tryckmarginal är användbar i flera situationer som kan uppkomma vid datorsimuleringar av fjärrvärmenät. Anta att resultatet av en simulering visar att det maximalt tillåtna trycket är överskridet med som mest 100 kPa men att trycken på alla andra sätt är acceptabla. Ifall tryckmarginalen i nätet är större än 100 kPa går det att driva nätet utan att maxtrycket överstigs (i verkligheten måste tryckmarginalen vara en bit över 100 kPa eftersom man vill vara säker på att kavitation ej uppkommer).

Simuleringar av fjärrvärmenät är inte en perfekt beskrivning av verkligheten. För att säkerställa att maxtryck ej översteg och att kavitation aldrig uppkommer, valdes i samråd med handledarna en minsta tillåten tryckmarginal på 300 kPa.

I alla varmvattensystem finns risken att bakterier växer till. Om vattnet håller en temperatur på minst 53 till 55 °C elimineras risken för tillväxt i stort sett helt (Svensk Fjärrvärme AB, 2014). Enligt bestämmelser från Svensk Fjärrvärme AB (2014) skall vattnet in till kundens värmeväxlare hålla som minst 65 °C för att kundens varmvatten sedan ska ha en tillräckligt hög temperatur.

I servisledningarna, det vill säga de mindre ledningarna som går in till kunderna, finns en risk att hastigheterna blir för höga. Konsekvensen av det blir störande ljud från ledningarna. För att förhindra detta skall hastigheten hållas under 1 m/s (Brand och Calvén, 2013; Svensk Fjärrvärme AB, 2014)

En annan begränsande parameter gällande trycksättningen är differensstrycket. Det måste finnas en tryckskillnad mellan fram- och returledning för att kunderna ska få ett tillfredsställande flöde genom sina kundcentraler. Svensk fjärrvärmes tekniska bestämmelser säger att differensstrycket skall vara 100 kPa (Svensk Fjärrvärme AB, 2014). Differensstrycket får heller ej vara alltför högt. Det högsta tillåtna trycket är 600 kPa. De krav som ställs på Lunds nät är listade i Tabell 1. Observera att man måste ha en viss marginal nedåt för trycket för att undvika kavitation.

Parameter	Undre gräns	Övre gräns
Tryck	Kavitationstrycket	1600 kPa
Differenstryck	100 kPa	600 kPa
Hastighet i serviser	-	1 m/s
Temperatur till kund	65 °C	120 °C

**Tabell 1:** Tekniska krav som dagens fjärrvärmenät i Lund måste uppfylla. Baserat på Svensk Fjärrvärme AB (2012b) och Svensk Fjärrvärme AB (2014).

Om differenstrycket är för högt vid en kundcentral, exempelvis nära en produktionsanläggning, kan man införa så kallad differenstrycksreglering innan kundcentralen (Wollerstrand, 2015). Denna reglering består av en eller flera strypventiler som tar en del av tryckfallet som annars skulle hamna över kundcentralen. Det är främst när det krävs stora tryckreduceringar som fler än en ventil används.

## 2.5 Ekonomi

Kostnaderna för att driva ett fjärrvärmenät är (förutom administrativa kostnader, underhåll och dylikt) kostnaden för pumparna samt kostnaden för att producera den värme som går förlorad i nätet .

Kostnaden för pumparna beror på hur mycket energi pumparna i nätet använder. Effekten en pump kräver beskrivs av Ekvation 4. Kostnaden för pumpens drift beror på hur länge den används och vilket elpris som råder. Detta beskrivs av Ekvation 9.

$$C_{pump} = P_{pump-el} \cdot t \cdot c_{el} \quad (9)$$

där

$C_{pump}$  = kostnad för pumpen [kr]

$P_{pump-el}$  = pumpens effekt [kW]

$t$  = tid pumpen är i drift [h]

$c_{el}$  = elpriset [kr/kWh]

Att värme leds bort från fjärrvärmevattnet till den intilliggande marken innebär en förlust eftersom denna värme ej kommer till nytta. I detta arbete betraktas detta som en kostnad för driften av själva nätet. Hur stor kostnaden är bestäms såklart av hur stor effekt som går förlorad i rören samt kostnaden för att producera värme. Även pumparna spelar in här. I stort sett all energi som pumparna överför till fjärrvärmevattnet i form av en tryckhöjning blir värme i och med friktionen mot rörens väggar (Fredriksen och Werner, 2013). Resultatet av detta



är att pumparna bidrar till uppvärmningen av vattnet. Detta har inkluderats i Ekvation 10 som beskriver kostnaden för värmeförlusterna.

$$C_{\text{värmeförlust}} = (P_{\text{värmeförlust}} - \eta \cdot P_{\text{pump-el}}) \cdot c_{\text{värme}} \quad (10)$$

där

$$\begin{aligned} C_{\text{värmeförlust}} &= \text{kostnad för värmeförluster [kr]} \\ P_{\text{värmeförlust}} &= \text{värmeeffekten som leds till marken [kW]} \\ \eta &= \text{pumpens verkningsgrad [-]} \\ c_{\text{värme}} &= \text{värmeproduktionspris [kr]} \end{aligned}$$

Den totala driftskostnaden är summan av kostnad för pumpar och kostnaden för värmeförlusterna enligt 11

$$C_{\text{total}} = C_{\text{pump}} + C_{\text{värmeförlust}} \quad (11)$$

där

$$C_{\text{total}} = \text{total driftskostnad [kr]}$$

### 3 Lunds fjärrvärmesystem

Lunds nät består i dagsläget av tre produktionsanläggningar; Ångkraftverket, Södra verket och Gunnesboverket. I Figur 4 ses Lunds nät som det såg ut år 2014. De tre produktionsanläggningarna är även utritade samt namngivna.

Ångkraftverket producerade tidigare värme genom den oljepanna och den gasturbin som finns i verket men dessa är idag ej i drift. Idag producerar Ångkraftverket istället fjärrkyla med värme som en restprodukt som matas ut på Lunds fjärrvärmenät (Krafringen, u.å.[d]). Södra verket ligger i Lunds sydvästra utkant och producerar både fjärrvärme och fjärrkyla (Krafringen, u.å.[c]). Dessa två verk har funnits med sedan nätets barndom och försörjde då var sitt fristående nät. Efter hand har dessa nät utvidgats och sedan byggts samman.

I slutet på 60-talet byggdes Gunnesboverket, vilket som namnet antyder ligger i Gunnesbo som är en stadsdel i nordvästra Lund. Det har tidigare varit det verk där huvuddelen av värmeproduktionen till Lunds nät skett och där driftcentralen för nätet legat (Krafringen, u.å.[a]).

Från Gunnesboverket går en fjärrvärmeledning till Eslöv via byn Örtofta. Utanför byn ligger ett nytt kraftvärmeverk som kallas just Örtoftaverket. Det producerar cirka 500 GWh värme och 220 GWh elektricitet årligen och står för majoriteten av Lunds uppvärmning. (Krafringen, u.å.[b]). Snart kommer även en ledning från Landskrona att kopplas in vid Örtofta. Även om Örtoftaverket idag levererar mycket värme till Lunds nät kvarstår Gunnesboverket som ett



**Figur 4:** Lunds nät år 2014, figuren är baserad på skärmdump från datorprogrammet NetSim.

nav i Lunds nät i och med att det är hit Örtofta-, samt en ledning till tätorten Lomma är anslutna till Lunds nät. Vid Gunnesboverket finns även en 20 000 m<sup>3</sup> stor akkumulatortank, det vill säga en varmvattencistern vars syfte är att agera som en buffert för fjärrvärmenätet (Eriksson, Falkvall och Feurstein, 2015).

Under lång tid baserades större delen av värmeproduktionen i Lunds nät på fossila bränslen: på 1980-talet producerades omkring hälften av värmen från fossila bränslen och resten täcktes till största delen av värme från värmepumpar (Statens energiverk, 1986). Idag står fossila bränslen för en mycket liten del av produktionen och Kraftringen har som mål att fasa ut all användning av fossila bränslen till 2020 (Kraftringen, 2013).

Lund har stora höjdskillnader. Mellan den lägsta delen av stan och den högst belägna är skillnaden cirka 80 meter vilket medför begränsningar i hur trycket i nätet kan väljas. Exempelvis kan vissa lågt belägna ledningar ligga nära det maximalt tillåtna trycket. Höjdens påverkan beskrivs i 2.3 *Ekvationer rörande fjärrvärme* både i form av ekvationer och grafer.

Lund är precis som alla andra städer i ständig förändring. För att undvika att även det framdimensionerade nätet blir utdaterat bör dessa förändringar tas i åtanke. De största förändringarna som rör fjärrvärmedistributionen i staden är byggandet av stadsdelen Brunnsnäs samt forskningsanläggningarna ESS och MAX IV.

Brunnsnäs är en stadsdel som är planerad att ligga i nordöstra Lund. Stadsdelen förväntas bestå av 3000-4000 hushåll till år 2030 och man har förhoppningar på fortsatt utbyggnation även därefter (Stadsbyggnadskontoret Lund, 2012).

Vidare är det, precis som tidigare nämnt i avsnitt 1.1 *Bakgrund*, beslutat att forskningsanläggningarna ESS och MAX IV i Lund ska leverera värme till fjärrvärmenätet. ESS är en paneuropeisk forskningsanläggning som producerar neutroner, vars syfte är undersöka atomstrukturer och krafter mellan atomer. ESS beräknas tas i drift år 2020 och inkopplingen till fjärrvärmenätet ställer höga krav på både fjärrvärmenätet och fjärrvärmeproduktionen, inte minst därför att värmen från forskningsanläggningen håller en relativt låg temperatur. Projektet beräknas ha en energipotential på 188 GWh årligen. (ESS AB, 2013) Denna energi kommer dock att produceras väldigt intermittent; dels produceras inget då anläggningen inte körs och dels är produktion av värme kopplad till hur experimenten går. MAX IV byggs för att kunna undersöka material men använder synkrotronljus istället för neutroner. MAX IV kommer leverera i storleksordningen en tiondel av den effekt som ESS levererar till fjärrvärmenätet och komma i full drift år 2016 (Eriksson, Falkvall och Feurstein, 2015; Lunds Universitet, 2015).

Lund har även ett flertal värmeledningar under byggnation. En större av dessa är en förstärkningsledning från stadens centrum till Linero i sydöstra Lund.

## 4 Metod

Texten nedan är en kort sammanfattning av metoden som används i arbetet och syftar till att orientera läsaren inför kommande avsnitt.

Metoden baseras på simuleringar av de fyra scenarierna ”Snar framtid”, ”ESS”, ”Brunnshög” och ”ESS och Brunnshög” i nätberäkningsprogrammet NetSim. För varje scenario tas flera olika nät fram. Dessa framtagna nät benämns A, B, C och D (således tas 16 nät fram).

För varje framtaget nät räknas tryckmarginal, nätvolym och värmeförluster ut. För varje nät tas även driftskostnaden fram för ett antal värden på el- och värmeproduktionsprisen. Även en anläggningskostnad räknas fram, vilket innebär kostnaden att bygga nätet. För att visa skillnaderna gentemot med dagens nät tas ett histogram fram.

Då ovanstående tagits fram jämförs de A-, B-, C- och D-nät som hör till samma scenario. Jämförelsen syftar till att identifiera det bästa nätet för respektive scenario.

Det kommer även göras simuleringar på ett så kallat referensnät. Detta nät har samma rördimensioner som verklighetens nät har idag.

### 4.1 NetSim - beskrivning och parameterintervall

Informationen i detta avsnitt är baserat på NetSims användarmanual (Vitec Energy, 2009) samt författarnas egna erfarenhet av programmet.

I arbetet nyttjades mjukvaran NetSim från företaget Vitec Energy. Det är ett av flera kommersiella datorprogram ämnade för flödesberäkningar i fjärrvärmenät. Versionen som användes var 3.3.24. I NetSim kan användaren bygga upp en modell av ett fjärrvärmenät som sedan går att göra simuleringar på. Programmet räknar då ut vilka flöden som uppkommer i nätet vid en av användaren given värmeförbrukning. Att just NetSim valdes beror på att Krafringen Energi AB själva använder NetSim i sin dagliga verksamhet och därför har en modell av sitt nät inlagd i programmet.

Ett fjärrvärmenät i en NetSim-modell består av knutar och ledningar. En knut fungerar som start- och/eller slutpunkt för en eller flera ledningar. Knutarna används även för att simulera värmeförbrukning och beskriver därmed kunder. I programmet kan både statiska och dynamiska beräkningar göras. I en statisk beräkning undersöks nätet vid kontinuerlig drift och konstanta förhållanden, medan man i en dynamisk beräkning undersöker hur fjärrvärmenät fungerar vid tidsberoende förhållanden. I detta arbete kommer enbart statiska beräkningar att göras. NetSim är ett kraftigt verktyg för att simulera flöden men programmet kan även räkna fram lämpliga dimensioner på ledningar. Hur programmet väljer ledningsstorlek beror på en uppsättning parametrar som användaren anger.

NetSim ställs in att använda en av flera beräkningsmetoder rörande kundernas effekter. Dessa är "nominell effekt", "flöde", "värmeförbrukning 1", "värmeförbrukning 2", "vattenförbrukning 1", "vattenförbrukning 2" och "area-volym". Effekttuttag i en NetSim-knut kan anges i form av nominell effekt, nominellt flöde, två storheter vardera för värme- respektive vattenförbrukning; nominell returtemperatur eller nominell avkylning. Använder man metoden "Värmeförbrukning 1" så läser NetSim av värdena i rutan för "Värmeförbrukning 1" i alla knutar.

Kundernas värmeförbrukning är i NetSim-modellen inlagda under "nominell effekt" därför användes denna beräkningsmetod.

Kunder kan både ha en angiven nominell avkylning och/eller en angiven nominell returtemperatur. Detta beror på att NetSim ställs in på att antingen räkna med att alla kunder har en bestämd avkylning eller en bestämd returtemperatur. Metoden med avkylningen har fördelen att flödet till kunden då är entydigt bestämt vilket underlättar beräkningen. Detta är speciellt fördelaktigt i ett nät som Lunds där produktionsanläggningarna ger vatten med olika temperaturer enligt Vitec (Edlund, 2015).

Vid simuleringar med metoden "returtemperatur" och hela Lunds nät skall dimensioneras av programmet konvergerar ej beräkningarna. Med bakgrund av detta valdes att använda metoden "avkylning".

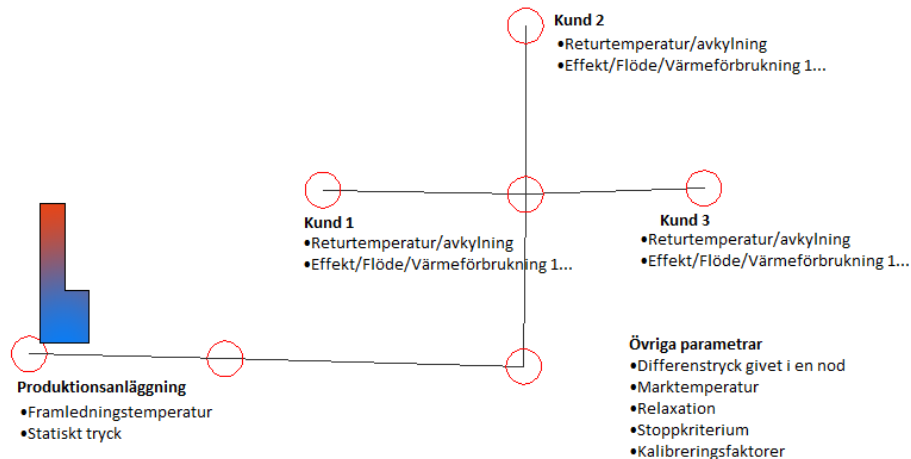
I NetSim anges effekten hos alla produktionsanläggningar utom en. Den obestämda produktionsanläggningen har till uppgift att justera sin produktion så att konsumtionen och värmeförluster i nätet precis är lika stor som den sammanlagda produktionen (inklusive den obestämda produktionsanläggningen). Detta innebär att NetSim vid den anläggningen, matar ut det vattenflöde som programmet vid uträkning finner lämpligt.

NetSim har flera funktioner för att underlätta simulering för olika utomhustemperaturer. Dessa funktioner består av kurvor som beskriver värdet på olika storheter som funktion av utomhustemperatur. Exempel på storheter som beskrivs av en dylik kurva är framledningstemperatur från produktionsanläggningar, värmeförbrukning hos kunder och avkylning hos kunder. Då en simulering initieras bestäms värden på storheter genom multiplikation av det nominella värdet på storheten den korresponderande kurvan. Om en viss knut till exempel har den nominella förbrukningen 12 kW och värmeförbrukningskurvan visar 1,5 vid den aktuella utomhustemperaturen blir alltså kundens förbrukning 18 kW.

I samband med att en beräkning initieras skall även marktemperaturen på platsen där nätet ligger anges. Vid NetSim-beräkningar använder Krafringen Energi marktemperaturen 8 °C oavsett vilken tid på året simuleringen gäller (Eriksson, Falkvall och Feurstein, 2015). Detta bedöms av Krafringen vara en god approximation eftersom marktemperaturen ej ändras mer än ett fåtal grader under årets gång. Med bakgrund av detta användes marktemperaturen 8 °C även vid simuleringarna i detta arbete.

Det finns även två beräkningstekniska parametrar: relaxation och stoppkriterium. Relaxationen har att göra med hur stora steg beräkningen tar och sattes till 0,9 i alla simuleringar. Stoppkriteriet sattes till 0,01 i alla beräkningar. Det är ej lämpligt att sätta stoppkriteriet avsevärt högre än 0,01 eftersom felet i beräkningarna då blir alltför stort (Edlund, 2015). Vid tidiga simuleringar i arbetet visade det sig att lägre stoppkriterier än 0,01 ofta medförde konvergensproblem för NetSim (alltså att programmet ej förmådde få fram ett resultat). Därför valdes att använda stoppkriteriet 0,01 vid alla simuleringar som en kompromiss mellan noggrannhet i beräkningarna och för att beräkningarna skulle konvergera.

Det finns alltså väldigt många olika parametrar i NetSim. Figur 5 syftar till att underlätta förståelsen av parametrarna. Strecken i figuren är ledningar och de röda cirklarna är knutar. Varje punkt i listorna i bilden är en parameter som *måste* vara angiven för att en simulering ska gå att köra. Till exempel måste alltså en av parametrarna avkylning eller returtemperatur vara given för alla knutar i modellen. Om det är avkylning eller returtemperatur som måste anges beror på vilken metod som valts för just detta.



**Figur 5:** En enkel NetSim-modell med tillhörande parametrar. Figuren är baserad på en skärmdump från NetSim.

Dimensionering i NetSim (att programmet själv räknar ut lämpliga rörstorlekar) styrs av följande parametrar: gränsdiameter, tryckgradientkriterium, strömningshastighet samt standarddimension. Detta fungerar på följande vis: små rör, det vill säga de med en diameter mindre än den valda gränsdiametern, måste uppfylla kravet att hastigheten i röret måste vara mindre än den specificerade hastigheten medan rör större än gränsdiametern måste uppfylla ett tryckgradientkriterium. Tryckgradienten får alltså inte överstiga den av användaren specificerade gradienten. Standarddimensionen är den rörtyp NetSim först ansätter för de ledningar som ska dimensioneras. Ifall denna storlek då ej uppfyller de

givna kriteriet (för tryckfall eller hastighet) ändrar NetSim rördimensionen så att kriteriet är uppfyllt.

Vid simuleringarna i detta arbete kommer gränsdiametern sättas till noll vilket medför att alla ledningar dimensioneras efter tryckgradientskriteriet. Detta ger ett jämnare tryckfall i nätet än om man låter vissa ledningar dimensioneras med hastighetskriteriet då dessa får helt andra tryckgradients. Nackdelen är dock att det krävs kontroller för att säkerställa att hastigheten i serviserna ej överstiger 1 m/s i de framtagna näten.

Det är möjligt att i en simulering låta NetSim dimensionera *alla* ledningar i ett fjärrvärmenät. NetSim väljer alltid så små diametrar som går, förutsatt att de angivna dimensioneringskriterierna är uppfyllda. Detta innebär att inga redundanta ringmatningar uppkommer.

Standarddimensionen har stor påverkan på hur NetSim agerar då den stöter på en slinga. En stor standarddimension tenderar att fördela flödet jämnare än vad en liten standarddimension gör. Programmet väljer ledningar från en lista med rör. Denna lista kan modifieras av användaren genom att lägga till, ta bort samt lägga till rör med egenskaper användaren själv väljer. De rör som användes i detta arbete är listade i avsnitt 4.2 NetSim-modellen.

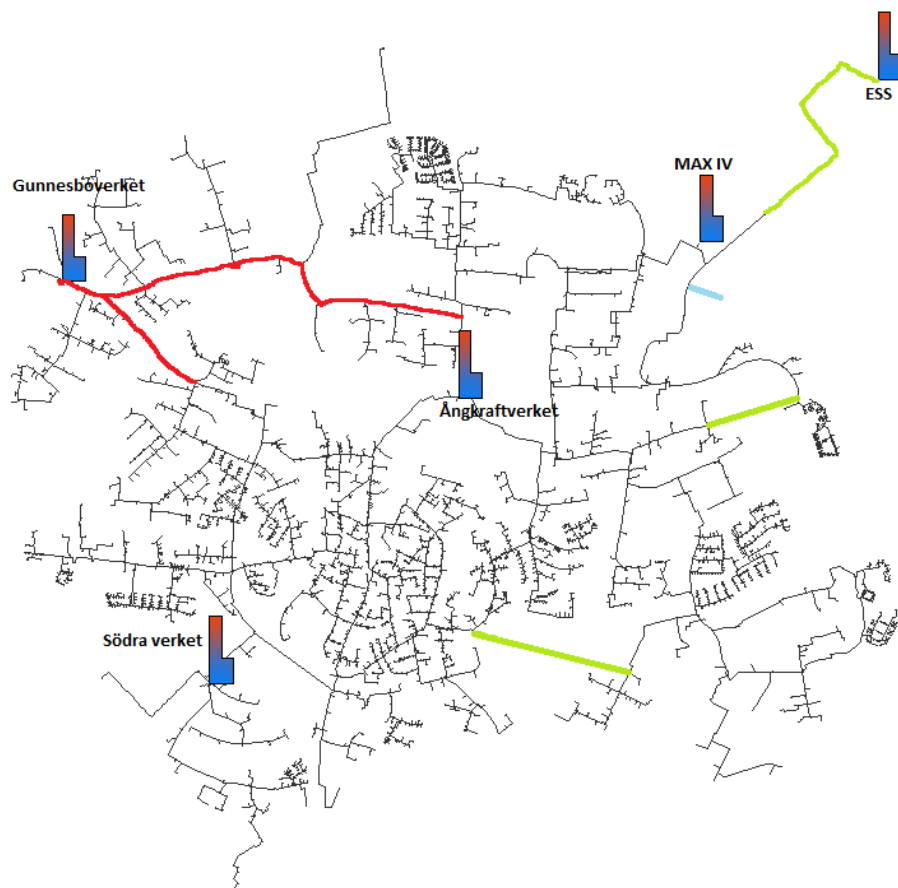
## 4.2 NetSim-modellen

De två NetSim-modeller som används i arbetet är vidareutvecklingar av Kraftringen Energi AB:s egna NetSim-modell av Lunds nät. I arbetet kommer två modeller användas: en modell ämnad för att ta fram nya rördimensioner på ledningarna och en modell ämnad att representera dagens nät. Dessa benämns dimensioneringsmodellen respektive referensmodellen.

De två modellernas ledningssträckningar syns i Figur 6. De röda ledningarna i figuren är de ledningar som ej dimensioneras utan har samma dimension som de har idag. Några ledningar som är under byggnad eller projektering har inkluderats i modellen även om de alltså ej är i drift idag, dessa har färgats gröna. Den ljusblå ledningsbiten är ledningen till den kommande stadsdelen Brunshög, vilken det ej finns några planer för i dagsläget.

I dimensioneringsmodellen och referensmodellen har Ångkraftverket och Södra verket lika stora effekter, nämligen 10 MW vardera. Gunnesboverket agerar reglerverk för att matcha den totala konsumtionen med produktionen. Detta innebär att Gunnesboverket producerar eller konsumerar den effekt som krävs för att produktionen i nätet ska vara lika stor som konsumtionen och värmeförlusterna. Detta speglar verkligheten i det att Gunnesboverket har möjlighet att importera och exportera värme via transitleddningar till Örtofta, Eslöv och Lomma.

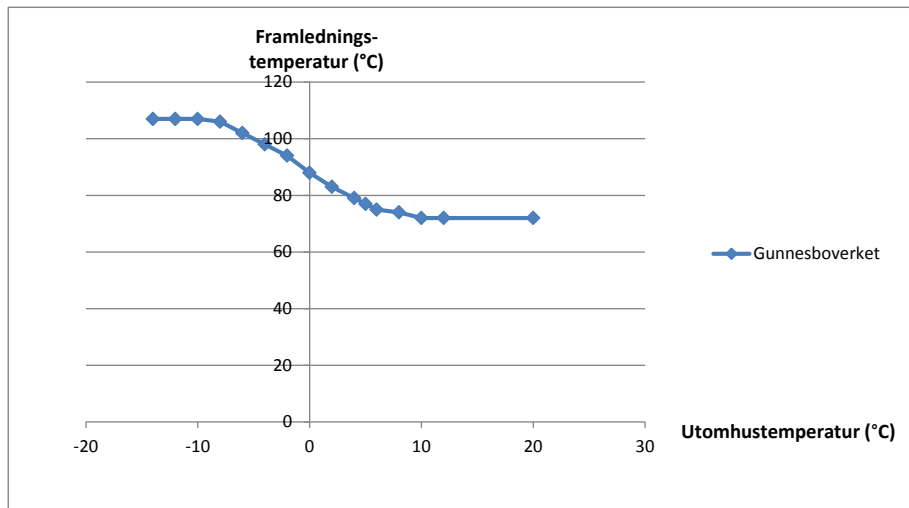
Värmeverkens framledningstemperatur styrs enligt vissa kurvor som är beroende av den för tillfället rådande utomhustemperaturen. Dessa benämns ofta framled-



**Figur 6:** Ledningssträckning och produktionsanläggningar i NetSim-modellerna. Figuren är baserad på en skärmdump från NetSim.



ningskurvor och är unika för varje verk i Lund. I det tidigare examensarbetet vid Krafringen skrivet av Falkvall och Nilsson (2013) togs, precis som nämnts i 1.1 *Bakgrund* en ny framledningsskurva för Gunnesboverket fram. Denna kurva har lägre framledningstemperatur vid alla utomhustemperaturer jämfört med den gamla kurvan. I dagsläget körs dock verket efter den gamla framledningsskurvan. I detta arbete kommer Falkvall och Nilssons framledningsskurva användas. Detta görs med bakgrund av att det är önskvärt att på sikt sänka framledningstemperaturerna då detta ger vinster i form av lägre värmeförluster och högre elproduktion i Örtoftaverket (ibid.). Denna kurva syns i Figur 7.

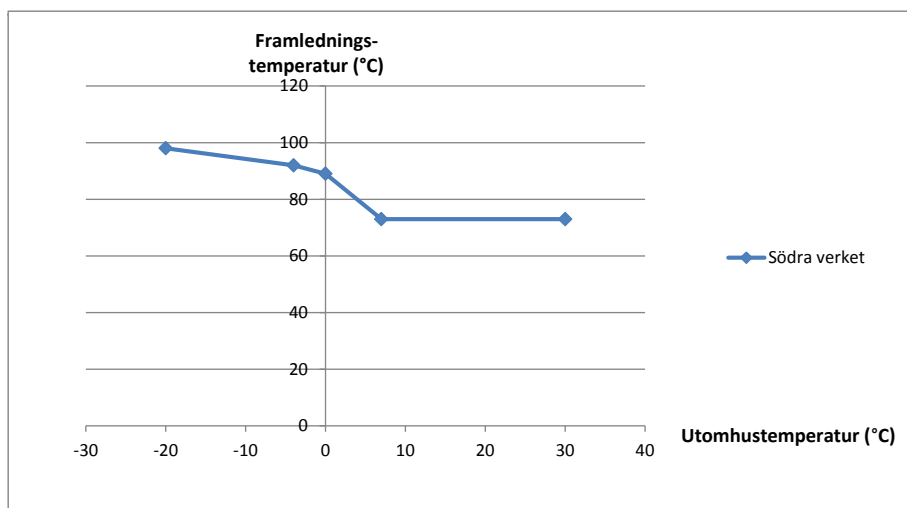


**Figur 7:** Framledningstemperaturkurva för Gunnesboverket. Framtagen av Falkvall och Nilsson (2013)

I Krafringens NetSim modell används en konstant framledningsskurva till Ångkraftverket medan Södra verkets framledningsskurva kan ses i Figur 8. Dessa kommer även användas i de två modellerna i detta arbete.

I de simuleringar där MAX IV och ESS är i drift har de en effekt på 5 respektive 40 MW. Dessa effekter valdes i samråd med Krafringen (Eriksson, Falkvall och Feurstein, 2015). Båda anläggningarna ger åttiogradig värme oavsett utomhustemperatur.

I Tabell 2 förtydligas effektuttagen och framledningstemperaturerna från verken. Som synes har fyra av värmeverken konstanta uteffekter. I situationer med låg värmelast kan den sammanlagda produktionen från verken överstiga konsumtionen och förlusterna. Om detta inträffar vid en NetSim-simulering kommer verket som har obestämd effekt att ta upp överskottet och alltså agera som en konsument. Detta speglar verkligheten väl eftersom eventuell överskottsvärme från Lund antingen kan exporteras till andra nät eller lagras i ackumulatortanken.



**Figur 8:** Framledningstemperaturkurva för Södra verket

	Effekt (MW)	Framlednings-temperatur
Gunnesboverket (GBV)	Variabel	Låg kurva
Ångkraftverket (ÅKV)	10	76 °C
Södra verket (SV)	10	Dagens kurva
ESS	40	80 °C
MAX IV	5	80 °C

**Tabell 2:** Värmeverkens effekter och framledningstemperaturer i simuleringarna.

Brunnshög uppskattades vid förekommande fall med en konsumtion i endast en knut i NetSim-modellen. Anledningen till detta är att det ej är bestämt hur fjärrvärmeledningarna skall dras i Brunnshög. Det innebär heller inte någon större skillnad i NetSims resultat mot att ha ett litet nät i stadsdelen.

Vid simuleringar av scenarierna med Brunnshög gjordes en uppskattning av energiåtgången i området. Denna uppskattning baserades på Lunds stadsbyggnadskontors plandokument i vilket antalet bostäder i Brunnshög uppskattades, precis som nämnt i 3 *Lunds fjärrvärmesystem* till 3000 till 4000 år 2030. Därmed antogs antalet bostäder vara 3500, vilka följer Lunds genomsnittliga antal boende per hushåll på 2,14 (Statistiska Centralbyrån, 2014). Detta ger 7500 boende år 2030. Referensnätet i NetSim har angivna effekter på 360000 kW på cirka 114 000 invånare (Statistiska Centralbyrån, 2014). Detta skulle ge en angiven effekt i Brunnshög på 24000 kW.

För dimensionering i NetSim valdes ett antal rörtyper ut. Valet av tillåtna dimensioner, ifall dessa skulle vara dubbelrör, ifall de skulle bestå av koppar eller stål samt vilken isoleringsserie dessa skulle tillhöra beslutades av Krafringen Energi AB. De rörtyper som valdes ut är tänkta att spegla verkligheten och de rör som används vid nybyggnationer och reparationer. Dubbelrör har lägre värmeförluster än enkelrör, men är svårare att anlägga då de har stora diametrar. Med bakgrund av detta valdes dubbelrör endast för rördimensionerna DN100 och nedåt. För dessa mindre rör valdes isoleringsserie 2, medan för de större valdes isoleringsserie 3. Fjärrvärmerör kommer färdigisolerade från tillverkaren och finns i tre isoleringsserier. Serie 1 har tunnast isolering och serie 3 har tjockast isolering.

Data för de använda rörtyperna togs från rörtillverkaren Lögstör och är listade i Tabell 3. Det fanns dock ej data för isoleringsserie 3 för DN900 och ej heller för isoleringsserie 2 och 3 för DN1000. Orsaken är att dessa ej tillverkas av Lögstör och därför valdes att för dessa dimensioner använda de lägre isoleringsserierna som faktiskt tillverkas. Det fanns ej heller siffror för dubbelrörens effektförluster. Fredriksen och Werner (2013) anger att värmeförlusterna för dubbelrör ligger cirka 30- 40 % under värmeförlusterna för enkelrör. Dubbelrörens värmeförluster uppskattades därför genom att multiplicera enkelrörens effektförlustfaktor med faktorn 0,65.

En viktig aspekt att beakta är hur de framtagna näten skiljer sig från det nät som finns i Lund idag. För denna jämförelse skapas den så kallade referensmodellen (eller referensnätet) vilken har samma ledningssträckningar och samma dimensioner som Krafringens egna NetSim-modell samt med några tillagda ledningar. Dessa tillagda ledningar finns markerade i Figur 6 och är samma ledningar som är tillagda i dimensioneringsmodellen.

Vid simuleringar av referensmodellen har dock själva rörtyperna som används i modellen bytts ut mot rör från Tabell 3. Ett fåtal av rören i referensmodellen har ej en motsvarande rörtyp med samma dimension i Tabell 3. Dessa rör byttes till det rör i tabellen som hade den diameter som låg närmast det ursprungliga röret.

Dimension	Typ	Medierörets material	Effektförlust (W/m)	Serie
CU18	Dubbelrör	Koppar	0,074	2
CU22	Dubbelrör	Koppar	0,085	2
CU28	Dubbelrör	Koppar	0,092	2
DN40	Dubbelrör	Stål	0,10	2
DN50	Dubbelrör	Stål	0,11	2
DN65	Dubbelrör	Stål	0,13	2
DN80	Dubbelrör	Stål	0,13	2
DN100	Dubbelrör	Stål	0,14	2
DN125	Enkelrör	Stål	0,20	3
DN150	Enkelrör	Stål	0,23	3
DN200	Enkelrör	Stål	0,24	3
DN250	Enkelrör	Stål	0,24	3
DN300	Enkelrör	Stål	0,27	3
DN400	Enkelrör	Stål	0,27	3
DN500	Enkelrör	Stål	0,26	3
DN600	Enkelrör	Stål	0,30	3
DN700	Enkelrör	Stål	0,34	3
DN800	Enkelrör	Stål	0,34	3
DN900	Enkelrör	Stål	0,53	2
DN1000	Enkelrör	Stål	0,85	1

**Tabell 3:** Tabell över de rör NetSim får använda då programmet dimensionerar Lunds nät. Data för värmeförlusterna är hämtade från Logstor A/S (u.å.).

Anledningen till att byta ut rörtyperna i modellen var att värmeeffektförlusterna inte var helt rätt angivna i Krafringens modell. Att byta ut rören får följden att modellen får avsevärt lägre värmeförluster än verkligheten (eftersom rören i modellen har värmeeffektförlust svarande mot helt nya, moderna rör).

### 4.3 Metodik för simuleringar

För varje scenario togs ett antal nät fram med hjälp av NetSims dimensioneringsfunktion. Som nämnts i avsnitt 4.2 *Beskrivning av NetSim* valdes dimensioneringskriterierna på sådant vis att det alltid är tryckgradientkriteriet som styr valet av rör. Detta gör att tryckfallet i de framtagna näten är jämt uppdelad på serviser och större ledningar. Vid tidiga simuleringar visade det sig även att denna metod är tillförlitlig i att den inte ger för höga hastigheter i serviserna (dessa får ej överstiga 1 m/s, som tidigare nämnt i Tabell 1). Simuleringarna görs med en utomhustemperatur på  $-16\text{ }^{\circ}\text{C}$  angiven i NetSim.  $-16\text{ }^{\circ}\text{C}$  är den dimensionerande utomhustemperaturen för Lunds fjärrvärmenät, vilket innebär att det är den kallaste temperatur vid vilken nätet ska kunna leverera en tillfredsställande mängd värme till alla kunder (Eriksson, Falkvall och Feurstein, 2015).

Tryckgradientkriterierna varierades mellan fyra olika värden i alla scenarier som syns i Tabell 4. Även standarddimensionen varierades mellan simuleringarna. Valet av standarddimensionerna, tryckgradientkriterierna samt hur dessa kombinerades baserade på tidigare simuleringar i NetSim. En vägledande faktor var att beräkningarna skulle konvergera. Även standarddimensionerna syns i Tabell 4. Valet av tryckgradienterna baserade också på initiala simuleringar och valdes för att ge nät med signifikanta skillnader i rörstorlek. Det visade sig passa bra att använda tryckgradients fördelade på ett jämt avstånd av  $15\text{ Pa/m}$  mellan varandra med undantag för simuleringen med den största gradienten. Den sista simuleringsfallet har nämligen tryckgradientkriteriet  $55\text{ Pa/m}$  och standarddimension på  $150\text{ mm}$  då dessa parametrar var de som gav nätet med de minsta rören samtidigt som tryckmarginalen var acceptabel, det vill säga över  $300\text{ kPa}$ . Observera att man vid dimensionering av rör ofta använder  $100\text{ Pa/m}$  som en maxgräns (Henriksson, 2007). Denna gradient hade krävt pumpar i nätet för att kunna klara en godkänd tryckmarginal och undersöktes således inte.

Tryckmarginalen kunde beräknas genom beskrivningen i avsnitt 1.3 *Begränsningar*. Detta möjliggjordes av att NetSim beräknar kavitationstrycket överallt i nätet. Punkterna med lägst avstånd till maxtryck respektive till kavitationstrycket identifierades sedan manuellt.

För att erhålla en realistisk siffra för driftskostnaden för de framtagna näten måste man ta hänsyn till att driftskostnaden påverkas av utomhustemperaturen. Det gör den eftersom värmekonsumtionen beror på utomhustemperaturen. Vid låg utomhustemperatur (och därmed hög värmelast) krävs ett stort flöde

Simulering	Tryckgradientskriterium (Pa/m)	Standarddimension
A	20	DN300
B	35	DN250
C	50	DN200
D	55	DN150

**Tabell 4:** Valda dimensioneringskriterier för simuleringarna.

och pumparna drar mycket energi. Samtidigt beror värmeförlusterna på framledningstemperaturen och kundernas returtemperatur vilka ändras med utomhustemperaturen. På grund av driftskostnadens beroende av utomhustemperaturen är det lämpligt att de framtagna näten även testas under olika utomhustemperaturer för att således kunna räkna fram en driftskostnad som är representativ för hela året.

Data för medeltemperaturen i Lund varje månad finns att tillgå från SMHI. Denna data är baserad på mätningar från 1961 till 1990 (SMHI, 2007; SMHI, 2008). Medeltemperaturerna för varje månad grupperades sedan i efter deras värden. Grupperna valdes att vara tre till antalet och motsvarar grovt sett våren/hösten, sommaren respektive vinter. Med vår/höst avses april, maj, oktober och november, vilka har 8 °C i medeltemperatur. Med vinter avses december till och med mars, vid vilken medeltemperaturen är 0 °C. De övriga månaderna juni, juli, augusti och september bedöms som sommaren och har en medeltemperatur på 15 °C. Grupperingen av månaderna ovan baserades på vilka månader som har liknande medeltemperaturer snarare än när årstiderna faktiskt ändrar.

Detta innebär att för varje framtaget nät (A till D) gjordes, utöver den dimensionerande simuleringen, tre simuleringar; vinter (0 °C), höst/vår (8 °C) och sommar (15 °C).

Vid simuleringar av scenarier där ESS och MAX IV producerar värme uppkom problem i form av mycket höga tryckfall vid sommarsimuleringar av de framdimensionerade näten. Tryckfallet visade sig uppkomma i vissa ledningar eftersom dessa tog ett mycket större flöde på sommaren än på vintern. Denna problematik löstes genom att modifiera förfarandet på följande vis: Först görs en simulering för dimensionerande utomhustemperatur där programmet tar fram rördimensioner för nätets alla rör, alltså som tidigare. Sedan körs en simulering med de nya dimensionerna för sommartemperatur (15 °C) där de ledningar som har oacceptabelt höga tryckfall identifierades. Dessa, och enbart dessa, ledningar sätts sedan att (återigen) dimensioneras av programmet så att de får en tillräckligt stor dimension för att klara de förhöjda flödena under sommaren.

När ett nät som klarar både den dimensionerade utomhustemperaturen (-16 °C utomhustemperatur) och sommartemperaturen (15 °C) tagits fram, simulerades detta för alla temperaturer (-16, 0, 8, 15 °C) för att kunna ta fram driftskostnaden för nätet.

Vid simuleringar med utomhustemperaturen 15 °C då ESS och MAX IV är i drift har verken med bestämd effekt (Södra Verket, Ångkraftverket, ESS samt MAX IV) en sammantaget högre produktion än den rådande värmekonsumtionen. I verkligheten hade detta inneburit att man exporterat värme från Lund. NetSim ska i teorin lösa detta genom att Gunnesboverket, vars effekt bestämdes vara reglerande för hela nätet, ska konsumera effekt istället för att producera. Detta ledde dock till konvergensproblem för NetSim, vilket löstes genom att sätta ESS till det reglerande verket, samt sätta konsumtionen i en nod nära Gunnesboverket till ett sådant värde att ESS producerar korrekt mängd värme.

Något som noterades var att några kunder fick för låga framledningstemperaturer vid sommarsimuleringar. Detta kan bero på olika saker. Den framledningskurva som Gunnesboverket kör efter har endast simulerats i en äldre NetSim modell. Den har alltså inte testats i modellen som används i detta arbete och kurvan kan mycket väl vara för låg för att alla kunder ska få tillräckligt hög framledningstemperatur. En annan anledning kan vara att kundernas förbrukning i NetSim visar en genomsnittlig förbrukning. I verkligheten beror konsumtionen på sommaren framförallt av varmvattenanvändning vilket ger en stötvis konsumtion vid vissa tidpunkter. Vid dessa tidpunkter är effekten, och därmed flödet, betydligt högre än det medelvärde som är angivet i NetSim. Ett högre flöde ger ett lägre temperaturfall i ledningarna och kunden får sannolikt en tillräckligt hög temperatur. Trots att näten hade för låga temperaturer till vissa kunder godkändes näten med motiveringen att framledningstemperaturerna i verkligheten kan höjas under sommarmånaderna om behovet finns. Det skulle inte påverka dimensioneringen utan enbart påverka driftskostnaden (eftersom dimensioneringen sker vid temperaturen -16 °C).

Då ett nät tagits fram kontrolleras så att det uppfyller alla tekniska krav som ställs. Dessa innefattar maxtryck, lägsta tillåtna tryck, differenstryck, hastighet i serviser och temperaturer. Värden för dessa gränser återfinns i Tabell 1.

Vid de första simuleringarna som gjordes visade det sig att differenstrycket ofta understeg den minimigräns som satts upp, nämligen 100 kPa enligt Tabell 1. Som tidigare nämnts i avsnitt 4.1 *Beskrivning av NetSim* anges ett differenstryck i en knut i NetSim-modellen. Detta styr trycklyften hos pumparna i produktionsanläggningarna. Det är ej önskvärt att ha högre differenstryck än vad som är nödvändigt eftersom det kostar pengar i form av el till pumpar (dock måste det minst vara 100 kPa överallt i nätet). Optimalt vore därför att köra två simuleringar: en där punkten med lägst differenstryck identifieras och ytterligare en simulering då differenstrycket är angivet till 100 kPa i just den punkten. Detta säkerställer att pumparna inte arbetar onödigt mycket. Denna metod är dock väldigt tidskrävande eftersom det dubblar antalet simuleringar och bara marginellt påverkar resultat. Därför gjordes istället så att en punkt i det område som på förhand bedömdes ha lägst differenstryck vid respektive simulering valdes ut och sattes till 140 kPa. Sedan simulerades nätet och godkändes om punkten med lägst differenstryck i nätet låg över 100 kPa. Konsekvensen av detta blir att för alla simuleringar ligger det lägsta differenstrycket i nätet mellan 100 och

140 kPa. När pumpkostnaden jämförs hade det varit lämpligt om alla nät hade exakt samma lägsta differenstryck. Alla nät som har ett differenstryck över 100 kPa pumpar lite mer än vad som behövs så driftskostnaden blir då onödigt hög.

Punkterna som differenstrycket styrdes emot (där differenstrycket var lägst) var placerade i Linero, Klostergården och något söder om Gunnesbo. Vid nästintill alla vinterkörningar och körningar utan ESS valdes punkten i Linero, i sommarkörningar och vissa vårkörningar med ESS valdes punkten nära Gunnesbo och i vissa ESS körningar framförallt på våren valdes en punkt i sydligaste Lund.

#### 4.4 Kalibrering av modellen

I NetSim finns fem olika justerbara parametrar som används för att kalibrera en modell, närmare bestämt förbrukningsfaktorn,  $\Delta t$ -faktorn, returtemperaturfaktorn, värmeförlustfaktorn och tryckförlustfaktorn. Dessa beskrivs närmare i avsnitt 4.1 *NetSim - beskrivning och parameter*.

En kalibrering fungerar på så vis att modellen av Lunds nuvarande nät simuleras under ett visst driftsfall. Sedan jämförs resultatet av simuleringen med verklig driftdata för ett sådant driftsfall och genom att modifiera de ovan nämnda faktorerna, kan modellens beskrivning av verkligheten förbättras.

$\Delta t$ -faktorn och returtemperaturfaktorn beskriver effekten av att de i NetSim angivna avkylningarna respektive returtemperaturerna ej stämmer perfekt med verkligheten, samt att det kan finnas kortslutningar i nätet (som orsakar ett direkt flöde från framledning till returledning) vilket höjer returtemperaturen. Eftersom NetSim antingen räknar med avkylning *eller* med returtemperatur behöver enbart en av dessa faktorer justeras. Vilken av dem som skall justeras beror på den valda beräkningsmetoden; returtemperatur eller avkylning.

I NetSim-modellen över Lunds nät är alla kunders avkylning respektive returtemperatur satta till samma värde som sedan korrigeras genom att den angivna kurva som beskriver avkylningens/returtemperaturens korrelation till utomhus-temperaturen. Detta är en grov approximation av verkligheten eftersom det finns en spridning i returtemperaturer och avkylning mellan kunderna. Frågan för detta arbete är ifall spridningen i avkylning/ returtemperatur påverkar NetSims val av dimensioner. Det som talar för en påverkan är om det finns hela områden där alla kunder (eller en stor del av dem) har en avsevärt lägre eller högre avkylning eller returtemperatur. Ett område där kunderna har högre avkylning i modellen än de har i verkligheten kommer kräva ett mindre flöde i modellen än vad de gör i verkligheten. Resultatet skulle i det fallet bli att NetSim använder för små rör i det aktuella området. Även om det skulle finnas ett sådant område blir påverkan på hela nätet begränsad i och med att ju närmare värmeverken man befinner sig desto mindre påverkas flödet av förhållandena för ett kvarter (eller en enskild kund för den delen). Om man ändå skulle vilja ta hänsyn till denna effekt krävs någon form av medelvärde för varje enskild kunds avkylning. Att



ta fram det skulle kräva en extensiv databehandling vilket det ej finns tid för i detta arbete.

För att göra en kalibrering behövs ett värde att kalibrera mot. Data för returtemperaturen till Gunnesboverket finns tillgängligt hos Kraftringen Energi AB så därför valdes att kalibrera modellen mot detta. Eftersom merparten av Lund försörjs via Gunnesboverket torde returtemperaturen där vara representativ nätet som helhet. En annan fördel med att kalibrera avkylningsfaktorn mot detta värdet är att returtemperaturen till Gunnesboverket är väl bokförd vid olika utomhustemperaturer, vilket möjliggör kalibrering vid en rad olika temperaturer. En större del av beräkningarna skedde med avseende på temperaturen  $-16\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Detta anses vara den dimensionerande temperaturen i Lund, det vill säga den lägsta temperaturen vid vilken nätet ska klara av att försörja alla anslutna kunder. Vid en utomhustemperatur på  $-16\text{ }^{\circ}\text{C}$  finns det ingen data för returtemperaturen till Gunnesboverket. Detta beror på att dessa temperaturer är väldigt sällsynta i Lund. Därför valdes en linjäranpassning av returtemperatursdata för utomhustemperaturer under  $5\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Linjäranpassningen extrapolerades sedan till  $-16\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Detta baserades på att returtemperaturen tenderar att vara linjär inom detta område enligt Fredriksen och Werner (2013). Linjäranpassningen gav returtemperaturen  $54\text{ }^{\circ}\text{C}$  för  $-16\text{ }^{\circ}\text{C}$  vilken sedan användes för kalibreringen av nätet. Avkylningsfaktorn sattes därmed till 1,236. I arbetet undersöktes även de framdimensionerade näten vid andra temperaturer än den dimensionerade utomhustemperaturen  $-16\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Detta innebar att separata kalibreringar behövde göras vid dessa temperaturfall. Alla data för kalibreringen återfinns i tabell 5.

Den ovan valda metoden för kalibrering av avkylningarna tar inte bara med kundcentralernas karakteristik utan även effekten av kortslutningar i nätet. I det teoretiskt perfekta nätet, vilket detta arbete har för avsikt att ta fram, finns dock inga kortslutningar. Kalibrering medelst returtemperaturfaktor eller  $\Delta t$ -faktor tar alltså med både effekten av kortslutningar och effekten av dåligt inställda kundcentraler medan endast den senare nämnda effekten egentligen är önskvärd att kalibrera för. Resultatet blir att den framkalibrerade avkylningen är något för låg, dock osäkert hur mycket.

	$T_{ute}$ ( $^{\circ}\text{C}$ )	Returtemperatur Gunnesboverket ( $^{\circ}\text{C}$ )	Resultande avkylning ( $^{\circ}\text{C}$ )	$\Delta T$ -faktor
Dimensionering	-16	54	55	1,261
Vinter	0	45	47	1,100
Höst/ vår	8	44	32	0,770
Sommar	15	43	33	0,793

**Tabell 5:** Data för kalibrering av NetSim.  $T_{ute}$  avser den utomhustemperatur kalibreringen gjordes för. Den avkylning som kalibreringen gav upphov till är listad i den fjärde kolumnen från vänster.

Förbrukningsfaktorn används för att korrigera förbrukningen i alla knutar i en

NetSim-modell. Modellen över Lunds nät innehåller en kurva som beskriver värmeförbrukningen med avseende på utomhustemperatur. Då denna ansågs tillförlitlig fanns ingen anledning att justera förbrukningen och således sattes förbrukningsfaktorn till 1.

De nät som tas fram i detta arbete kommer att ha betydligt lägre värmeförluster än det befintliga nätet eftersom alla ledningar är av modern typ samt helt nya. Data för värmeförlusterna för de nya rören finns att tillgå från tillverkaren (Logstor A/S, u.å.) och med dessa inlagda i NetSim kan programmet räkna fram värmeförlusterna i ett framtaget nät. I dagens nät finns många gamla ledningar och det finns inga säkra data för dessa rörs värmeförluster. Detta innebär att en justering av värmeförlustsfaktorn med hänsyn till dagens nät inte kommer att ge någon information som är användbar. Värmeförlustsfaktorn sattes således till 1.

Tryckförlustsfaktorn används för att höja eller sänka tryckförluster i nätet. De rör som används i detta arbete sattes till att ha samma tryckförlustsegenskaper som motsvarande rör som redan fanns inlagda i NetSim och tryckförlustsfaktorn sattes till 1. Dessa val gjordes med bakgrund av att de gamla rörens tryckförlustfaktorer bedömdes vara tillförlitliga.

## 4.5 Analys av simuleringar

Följande faktorer räknas fram för alla framtagna nät och ligger till grund för vidare analys och diskussion:

1. Anläggningskostnad
2. Driftskostnad
  - (a) Pumpel
  - (b) Värmeförluster
3. Tryckmarginal
4. Nätvolym

För att beräkna anläggningskostnaderna för näten nyttjades Svensk Fjärrvärmes rapport Kulvertkostnads katalogen (Svensk Fjärrvärme AB, 2012a). Dessa siffror är framtagna för att visa den genomsnittliga kostnaden för att bygga en sträcka rör med en viss dimension i en viss typ av mark. Vid arbetet användes kostnaden för rörläggning i gatumark. Detta är självfallet en mycket grov uppskattning av kostnaden. Eftersom Lunds nät inte enbart ligger i gatumark blir denna siffra såklart ej helt korrekt. Beläggningen på Lunds gatumark består dessutom till stor del av kullersten vilket är dyrare än de flesta andra beläggningstyper (Eriksson, Falkvall och Feurstein, 2015). I kulvertkostnadsberäkningen tas inte hänsyn till oförutsedda utgifter kring anläggandet. Den uträknade anläggningskostnaden kan trots detta användas till att jämföra de olika framdimensionerade scenarierna med varandra, då samma brister finns i ungefär lika stor utsträckning i alla scenarier. Således får man en uppskattning av vilket fall som är dyrast respektive billigast att bygga, även om de absoluta talen ej är tillförlitliga. Siffrorna som användes för kopparrör är baserade på rörtypen AquaWorm twin, för dubbelrör av stål användes rörtypen PUR twin och för enkelrör av stål användes rörtypen

Dimension	Kostnad (kr/m)
CU18	1600
CU22	1800
CU28	2100
DN40	2400
DN50	2800
DN65	3200
DN80	3600
DN100	4300
DN125	5800
DN150	7000
DN200	8000
DN250	9200
DN300	10300
DN400	11600
DN500	13400
DN600	15400
DN700	17700
DN800	19700
DN900	18300
DN1000	18700

**Tabell 6:** Anläggningskostnader för olika rördimensioner från Svensk Fjärrvärme AB (2012a)

PUR Enkel. Kulvertkostnaderna anges i Kulvertkostnadskatalogen i Serie 2. Kostnaderna för Serie 3 är 15-25% högre och har därmed i beräkningarna höjts med 20%. För Serie 1 är kostnaderna 4-14% lägre och har i beräkningarna sänkts med 9%. (Svensk Fjärrvärme AB, 2007; Svensk Fjärrvärme AB, 2012a). Tabell 6 visar anläggningskostnaderna per meter för olika dimensioner, med hänsyn tagen för vilken rörtyp och isoleringsserie som använts.

Kostnaden för pumparna beror av hur stort flöde som passerar pumparna och hur stort deras trycklyft är (se Ekvation 9). Tryckhållningen i ett framsimulerat nät sker i en produktionsanläggning. Trycklyften i respektive anläggning är differenstrycket på den aktuella anläggningen. Både flöde och trycklyft är alltså kända vid alla modellens pumpar och kostnaden kan alltså räknas ut. Pumparnas verkningsgrad antogs i beräkningarna till att vara 80 %. Falkvall och Nilsson (2013) använde verkningsgraden 75 % i sina beräkningar av Lunds fjärrvärmenät. Det påpekas dock att detta värde är något lägre än den tillgängliga driftdata som finns för pumparna och därför valdes det något högre värdet 80 % i detta arbete.

Den energi som blir till spillvärme *vid* pumparna antas gå helt förlorad. Resten av energin, det vill säga det som bidrar till trycklyftet, antas däremot helt och

håller omvandlas till värme i nätet (Fredriksen och Werner, 2013). Detta kommer av att det är friktion mot rören som i grunden orsakar behovet av pumpning. Friktionen omvandlar alltså pumpenergin till värme.

NetSim räknar ut hur mycket värme som går förlorad vid transporten av vattnet till och från kunderna. Kostnaden som detta innebär kan enkelt räknas fram om värmepriset är känt enligt Ekvation 10. Tillsammans med den pumpenergi som krävs för driften enligt 9 kan man uppskatta driftskostnaden för nätet, vilket görs genom att summera kostnaderna (enligt Ekvation 11). Observera att detta alltså görs för de simuleringarna som genomfördes med utomhustemperaturerna 0, 8 och 15 °C. Driftskostnaderna för varje näts respektive tre ”årstidssimuleringar” summerades sedan. Summeringen viktades så att man tog hänsyn till hur många månader som representerades av respektive utomhustemperatur (se avsnitt 4.3).

Kostnaden beror alltså på vad elpriset är samt vilket pris värmeproduktionen har. Eftersom att el- och värmepriser varierar med tiden, både på kortare och längre sikt, är det önskvärt att undersöka kostnaderna för olika värden på el- och värmeproduktionspriserna. En sådan jämförelse kallas en känslighetsanalys och visar i detta fall hur driftskostnaden påverkas av priset på el och värme.

Känslighetsanalysen utgår från ett elpris på 80 öre/kWh och ett värmeproduktionspris på 40 öre/kWh. Utöver dessa värden valdes att ta de priser som erhöles om de ursprungliga värdena minskades respektive ökades med en fjärdedel. Alla priser som används i analysen är listade nedan.

Elpriser:

- 60 öre/kWh
- 80 öre/kWh
- 100 öre/kWh

Värmepriser:

- 30 öre/kWh
- 40 öre/kWh
- 50 öre/kWh

I analysen räknas driftskostnaden ut för alla möjliga kombinationer av el- och värmepris. Exempelvis är kombinationen ”elpris 60 öre och värmepris 30 öre” är med i analysen liksom kombinationen ”elpris 100 öre och värmepris 40 öre”. Antalet kombinationer blir tillsammans 9 stycken.

I resultaten anges både drifts- och anläggningskostnaden med tre värdesiffror även om kostnaderna i själva verket inte så exakta. Anledningen till att de anges med tre värdesiffror är att syftet med siffrorna primärt är att de ska jämföras med varandra. I detta sammanhang bedöms tre siffror vara en acceptabel noggrannhet eftersom eventuella fel och osäkerheter i beräkningarna bedöms komma in i lika stor uträkning i kostnaderna för de olika näten.

Det är i princip möjligt att summera anläggningskostnaden och driftskostnaden (för en viss tidsperiod). Man skulle då erhålla ett slags totalsumma för nätets kostnad. Detta har dock medvetet undvikits på grund av att anläggningskostnaden är så pass osäker, betydligt mer osäker än driftskostnaden. Summan av anläggningskostnaden och driftskostnaden skulle få en väldigt stor osäkerhet och därför att en av de ingående termerna är mycket osäker. Det skulle därför inte vara möjligt att dra någon slutsats utifrån summan. Observera att trots att anläggningskostnaderna är osäkra så går de att jämföra inbördes. De är framtagna på samma sätt så fel och osäkerheter lär med största sannolikhet uppkomma i lika stor utsträckning i de två kostnaderna.

Tryckmarginal beskrivs i avsnitt 1.3 *Avgränsningar*. Den beräknas genom att man identifierar punkten i nätet som har lägst marginal till kavitation och den punkt som har lägst marginal till det maximalt tillåtna trycket. Lägsta marginal till kavitation och lägsta avstånd till maxtrycket avläses sedan och tryckmarginalen är då summan av dessa.

Volymen för ett framtaget nät kan enkelt beräknas i och med att längder och diametrar är kända. I avsnitt 5 *Resultat* presenteras volymerna för de framtagna näten. Volymen räknar både in fram- och returledningarna.

För att underlätta hanteringen av data från simuleringarna togs ett skript i mjukvaran Excel från Microsoft fram. Detta läser av alla nödvändiga data från NetSims output-fil och minskar därför kraftigt tiden det tar att analysera en genomförd dimensioneringssimulering. Det möjliggjorde även att analysera datan på sätt som NetSim själv inte klarar av.

## 5 Resultat

I detta avsnitt återfinns resultaten av de simuleringar som genomförts. För varje framtidsscenario togs ett antal nät fram och dessa är uppdelade på fyra kapitel; ett kapitel för varje scenario. Först presenteras dock referensnätet, vilket syftar till att användas som en jämförelse med de framtagna näten.

I avsnitt 5.6 *Flödeskartor* finns kartor som visar flödena i de framdimensionerade näten samt i referensnätet.

### 5.1 Referensnätet

I Tabell 9 återfinns tekniska data för referensnätet. Den angivna nätvolymen inkluderar både fram- och returledning. Värmeförlusten är hämtad från simuleringen för  $-16\text{ }^{\circ}\text{C}$  utomhustemperatur.

Simulering	Tryckmarginal (kPa)	Nätvolym ( $m^3$ )	Värmeförluster (kW)
Referensnät	570	11300	4400

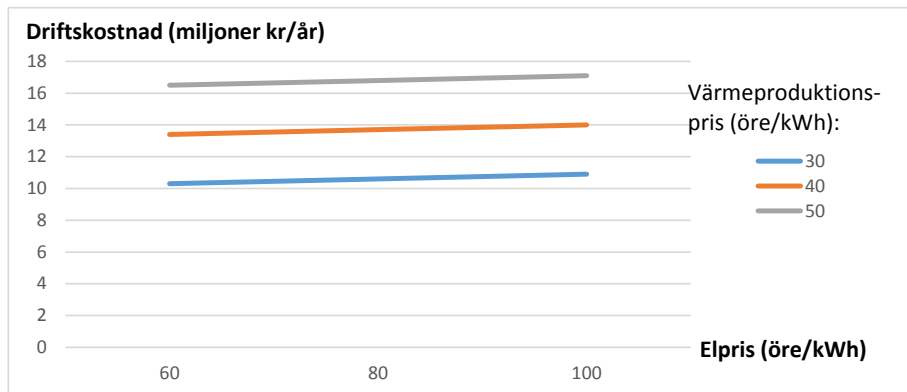
**Tabell 7:** Tekniska data för referensnätet.

Beräkningarna visade att referensnätets anläggningskostnad var cirka 1040 miljoner kronor. Tabell 8 visar driftskostnaden för de referensnätet vid olika el- respektive värmeproduktionspriser. Tabellen visar nio olika situationer med olika elpris och värmeproduktionspris. För att exempelvis hitta den driftskostnad som svarar mot ett värmepris på 30 öre/kWh och ett elpris på 100 öre/kWh tittar man på den tredje driftskostnaden på raden "Referensnät", från vänster räknat.

	Värmeproduktionspris (öre/kWh)								
	30			40			50		
Elpris (öre/kWh)	60	80	100	60	80	100	60	80	100
Referensnät	10,3	10,6	10,9	13,4	13,7	14,0	16,5	16,8	17,1

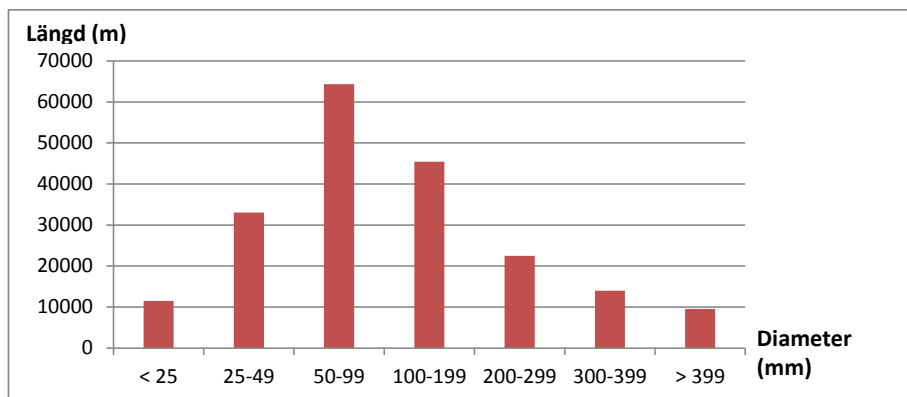
**Tabell 8:** Driftskostnader för referensnätet i miljoner kronor per år vid tre olika elpris respektive värmeproduktionspris.

Tabell 8 går även att uttrycka som en graf vilket syns i Figur 9.



**Figur 9:** Driftskostnader i referensnätet för olika värmeproduktions- och elpriser

Figur 10 visar hur rörlängderna är fördelade per dimensioner.



**Figur 10:** Rörlängder i referensnätet nät fördelat på diameter.

## 5.2 Scenario: Snar framtid

I Tabell 9 återfinns tekniska data för de fjärrvärmenät som togs fram inom ramen scenariot ”Snar framtid”. Den angivna nätvolymen inkluderar både fram- och returledningar. Värmeförlusten är hämtad från simuleringen för -16 °C utomhustemperatur.

Simulering	Tryckmarginal (kPa)	Nätvolym ( $m^3$ )	Värmeförluster (kW)
Snar framtid A	630	11600	3270
Snar framtid B	540	9900	2900
Snar framtid C	450	9200	2800
Snar framtid D	330	9200	2800

**Tabell 9:** Tekniska data för näten som är framsimulerade vid scenariot "Snar framtid".

Tabell 10, presenterar anläggningskostnaderna för de framtagna näten.

Simulering	Anläggningskostnad (miljoner kr)
Snar framtid A	983
Snar framtid B	915
Snar framtid C	883
Snar framtid D	883

**Tabell 10:** Tabellen visar anläggningskostnader för de framsimulerade näten i scenariot "Snar framtid".

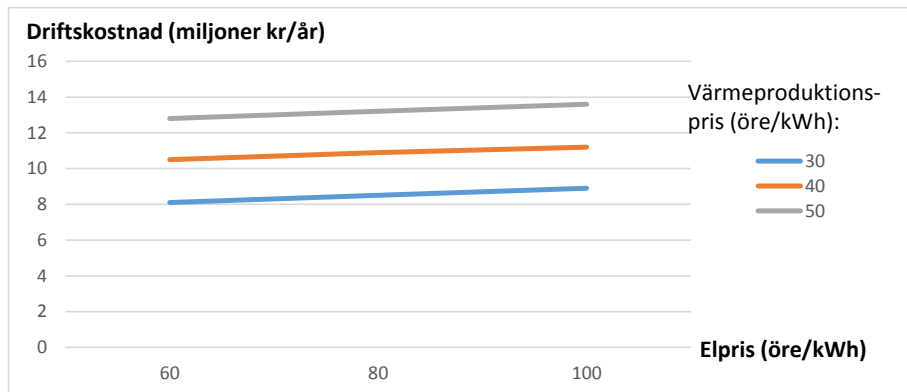
Tabell 11 visar driftskostnaden för de fyra näten vid olika el- respektive värme-produktionspriser.

	Värmeproduktionspris (öre/kWh)								
	30			40			50		
Elpris (öre/kWh)	60	80	100	60	80	100	60	80	100
Snar framtid A	9,1	9,4	9,7	11,9	12,2	12,5	14,6	14,9	15,2
Snar framtid B	8,2	8,5	8,8	10,6	10,9	11,3	13,0	13,4	13,6
Snar framtid C	8,1	8,5	8,9	10,5	10,9	11,2	12,8	13,2	13,6
Snar framtid D	8,2	8,6	9,0	10,5	10,9	11,3	12,9	13,3	13,7

**Tabell 11:** Driftskostnader för de fyra olika fallen i miljoner kronor per år vid tre olika elpris respektive värmeproduktionspris.

Tabell 11 går även att uttrycka som en graf vilket för nätet C syns i Figur 11.

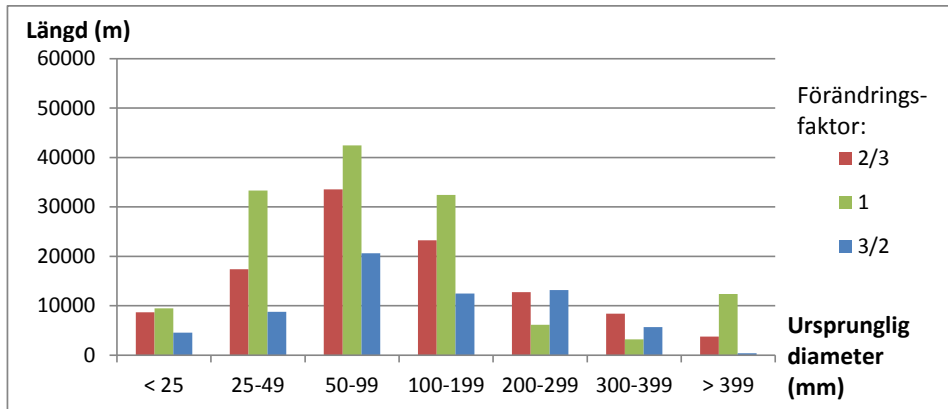




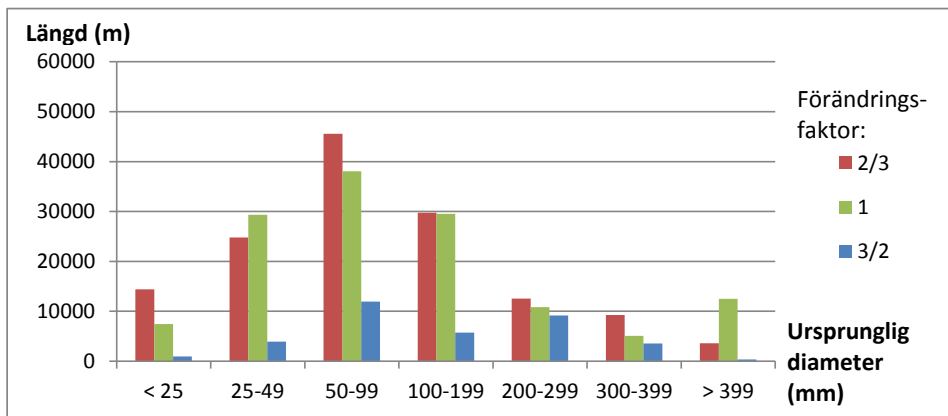
**Figur 11:** Driftskostnader i nätet "Snar framtid C" för olika värmeproduktions- och elpriser

Det framtagna nätens dimensioner har jämförts med motsvarande dimensioner i referensnätet. Denna jämförelse syns i figurerna 12, 13, 14 och 15. Figurerna utgår från rören i referensnätet och dessa är grupperade efter innerdiameter. Vilka diametrar som täcks av vilken grupp syns längs ner i figurerna. För varje sådan grupp finns tre staplar vars höjd svarar mot rörlängd i meter. Den vänstra stapeln i varje grupp visar ledningar som är mindre i det aktuella nätet än samma ledning var i referensnätet. Den vänstra stapeln benämns 2/3 i figurerna. Analogt visar den högra stapeln de rör som fått en större dimension. Den mittersta stapeln visar rör som har samma dimension i det aktuella nätet som de har i referensnätet. Denna benämns 3/2 i figurerna. Den mittersta stapeln, kallad 1, visar den längd rör som har samma (eller nästan samma) dimension i referensnätet som i det aktuella nätet.

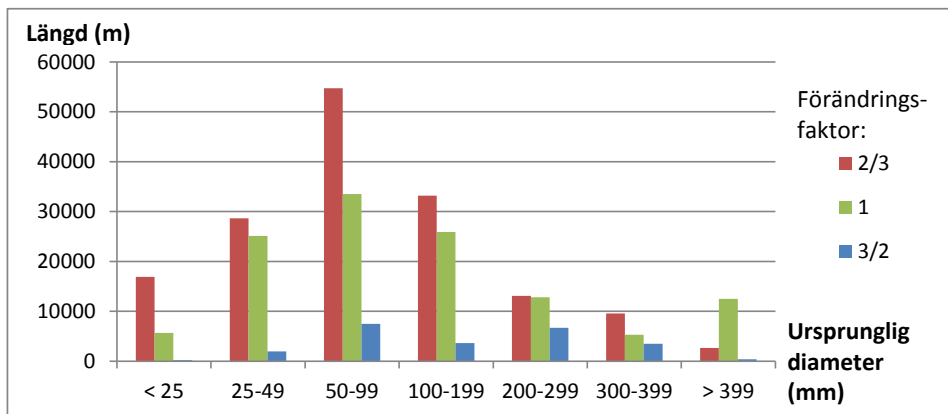
Namnet på staplarna, alltså 2/3, 1 och 3/2 är inte helt självförklarande. Det syftar på den faktor man multiplicerar referensnätets rörs diametrar för att få diametrarna för rören i det för figuren aktuella nätet. Gränserna mellan staplarna är valda som medelvärdet mellan stapelnamnet. Alltså ligger gränsen mellan stapel 2/3 och 1 mitt emellan dessa två värden det vill säga 0,83. Gränsen mellan stapel 1 och 3/2 är därför 1,25. En diskussion om dessa histogramms rimlighet finns i avsnitt 6.5.



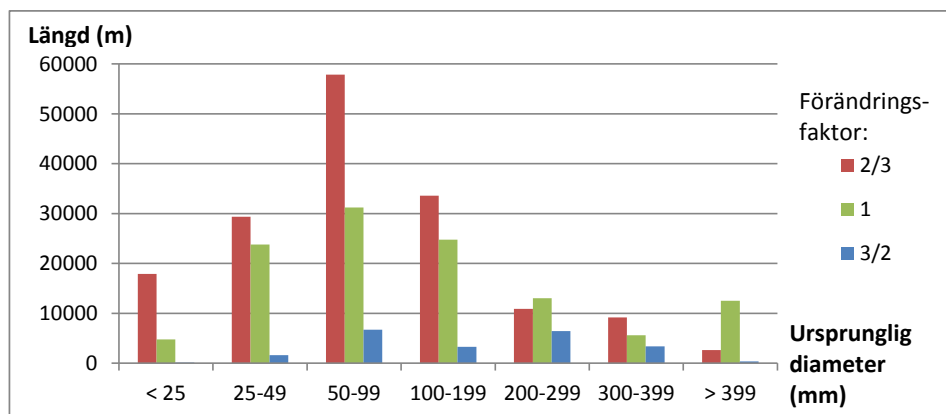
Figur 12: Förändringar i nätet "Snar framtid A".



Figur 13: Förändringar i nätet "Snar framtid B".



Figur 14: Förändringar i nätet "Snar framtid C".



Figur 15: Förändringar i nätet "Snar framtid D".

### 5.3 Scenario: ESS

I Tabell 12 återfinns data för de nät som simulerades fram för att passa scenariot "ESS". Den angivna nätvolymen inkluderar både fram- och returledning. Värmeförlusten är hämtad från simuleringen för  $-16\text{ }^{\circ}\text{C}$  utomhustemperatur.

Simulering	Tryckmarginal (kPa)	Nätvolym ( $m^3$ )	Värmeförluster (kW)
ESS A	710	13000	5000
ESS B	570	11300	3100
ESS C	450	10500	3100

Tabell 12: Tekniska data för näten som är framsimulerade vid scenariot "ESS".

Tabell 13 beskriver anläggningskostnaderna för de olika framdimensionerade näten i scenariot "ESS".

Simulering	Anläggningskostnad (miljoner kr)
ESS A	1032
ESS B	967
ESS C	932

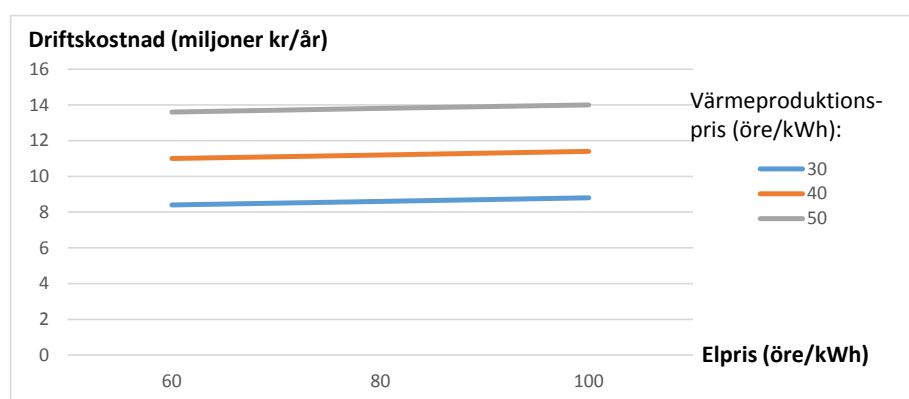
Tabell 13: Tabellen visar anläggningskostnader för de framsimulerade näten i scenariot "ESS".

Tabell 14 visar driftkostnaden för de tre framtagna näten i scenariot "ESS" givna vid olika el- respektive värmeproduktionspriser.

	Värmeproduktionspris (öre/kWh)								
	30			40			50		
Elpris (öre/kWh)	60	80	100	60	80	100	60	80	100
ESS A	13,3	13,5	13,6	17,6	17,8	17,9	21,9	22,1	22,2
ESS B	8,5	8,7	8,8	11,2	11,4	11,5	13,9	14,1	14,2
ESS C	8,4	8,6	8,8	11,0	11,2	11,4	13,6	13,8	14,0

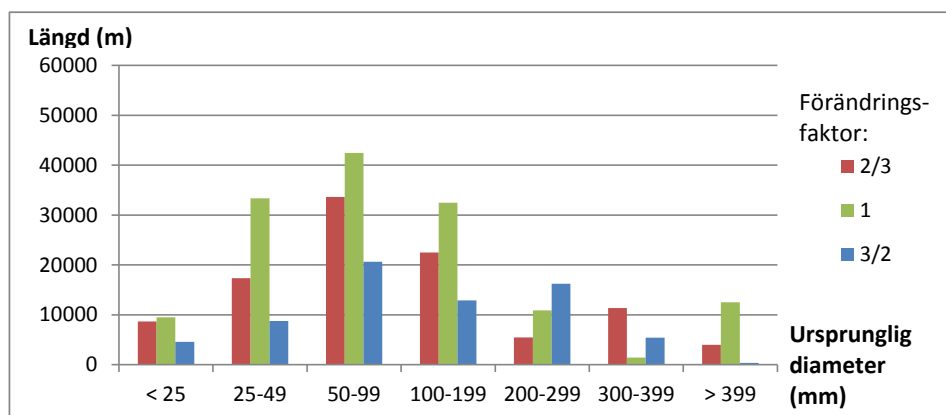
**Tabell 14:** Driftskostnader för de tre olika fallen i miljoner kronor per år vid tre olika elpris respektive värmeproduktionspris.

Tabell 14 går även att uttrycka som en graf vilket för nätet C syns i Figur 16.

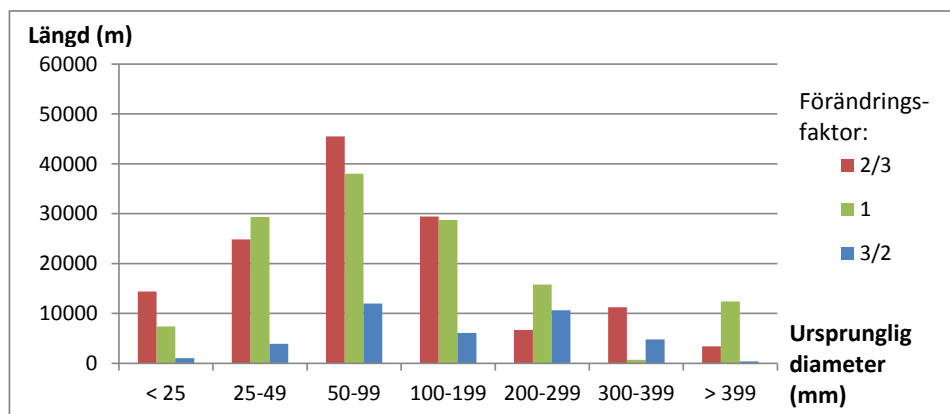


**Figur 16:** Driftskostnader i nätet "ESS C" för olika värmeproduktions- och elpriser

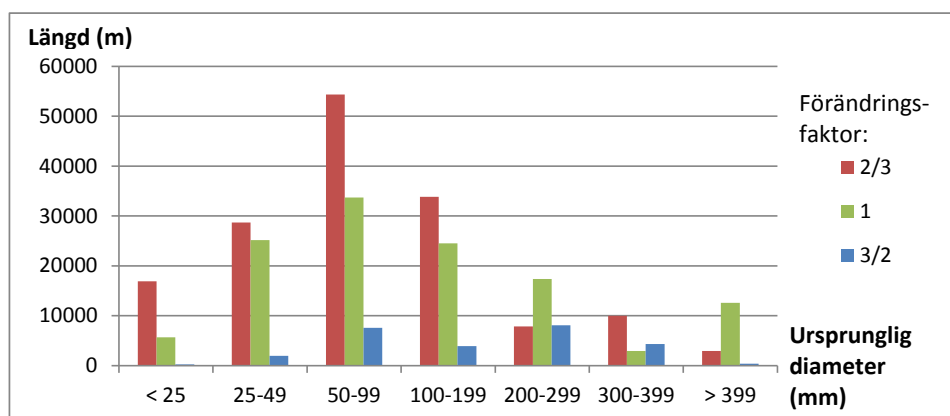
I figur 17, 18 och 19 syns förändringar i rörfördelningarna gentemot dagens nät. För förklaring av graferna se avsnitt 5.2.



**Figur 17:** Förändringar i nätet "ESS A".



Figur 18: Förändringar i nätet "ESS B".



Figur 19: Förändringar i nätet "ESS C".

#### 5.4 Scenario: Brunshög

I Tabell 15 återfinns data för de nät som simulerades fram för att passa scenariot "Brunshög". Den angivna nätvolymen inkluderar både fram- och returledning- ar. Värmeförlusten är hämtad från simuleringen för  $-16\text{ }^{\circ}\text{C}$  utomhustemperatur.

Simulering	Tryckmarginal (kP)	Nätvolym ( $m^3$ )	Värmeförluster (kW)
Brunshög A	640	12200	4400
Brunshög B	550	10500	4200
Brunshög C	430	9600	4100
Brunshög D	360	9600	4100

Tabell 15: Tekniska data för näten som är framsimulerade vid scenar- iot "Brunshög".

Tabell 13 beskriver anläggningskostnaderna för de olika framdimensionerade näten.

Simulering	Anläggningskostnad (miljoner kr)
Brunnshög A	989
Brunnshög B	932
Brunnshög C	895
Brunnshög D	893

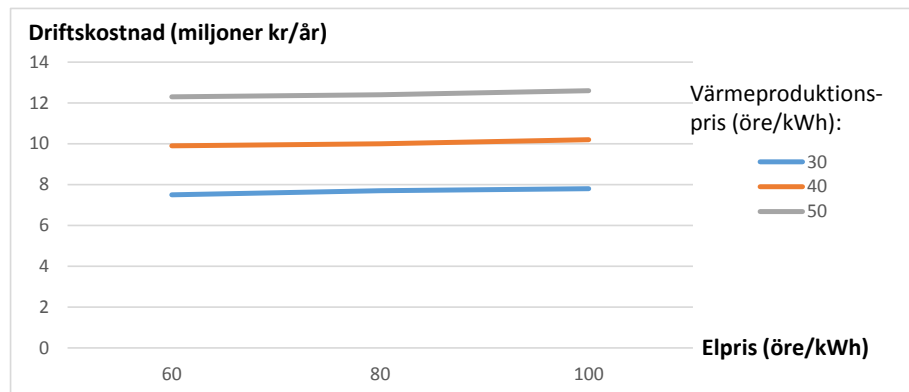
**Tabell 16:** Tabellen visar anläggningskostnader för de framsimulerade näten i scenariot "Brunnshög".

Tabell 17 visar driftskostnaden för de fyra framtagna näten i scenariot "Brunnshög" givna vid olika el- respektive värmeproduktionspriser.

	Värmeproduktionspris (öre/kWh)								
	30			40			50		
Elpris (öre/kWh)	60	80	100	60	80	100	60	80	100
Brunnshög A	8,5	8,8	9,2	11,1	11,4	11,7	13,6	13,9	14,2
Brunnshög B	8,4	8,8	9,1	10,9	11,2	11,6	13,3	13,7	14,0
Brunnshög C	7,5	7,7	7,8	9,9	10,0	10,2	12,3	12,4	12,6
Brunnshög D	8,3	8,7	9,2	10,6	11,0	11,5	13,0	13,4	13,8

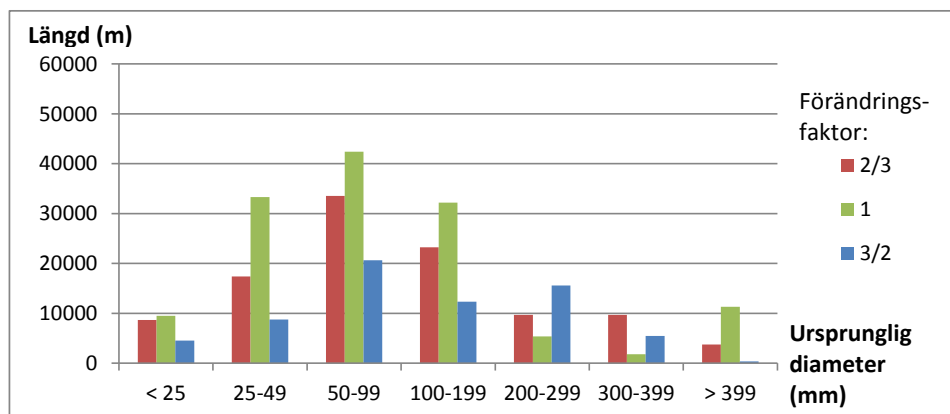
**Tabell 17:** Driftskostnader för de tre olika fallen i miljoner kronor per år vid tre olika elpris respektive värmeproduktionspris.

Tabell 17 går även att uttrycka som en graf vilket för nätet C syns i Figur 20.

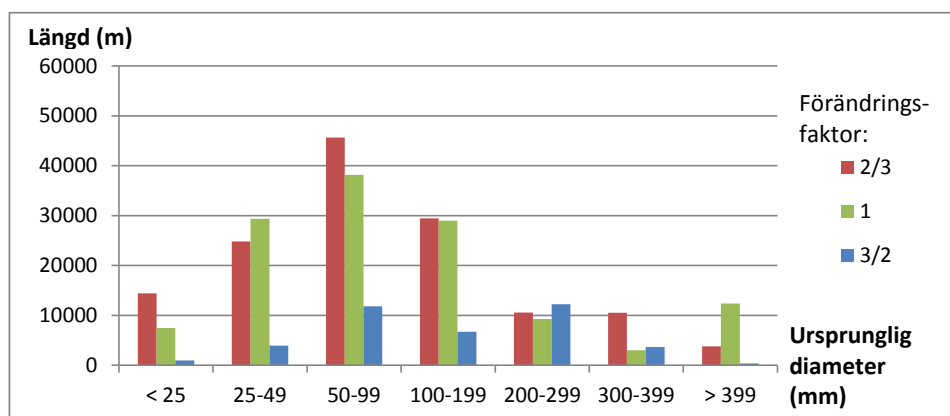


**Figur 20:** Driftskostnader i nätet "Brunnshög C" för olika värmeproduktions- och elpriser

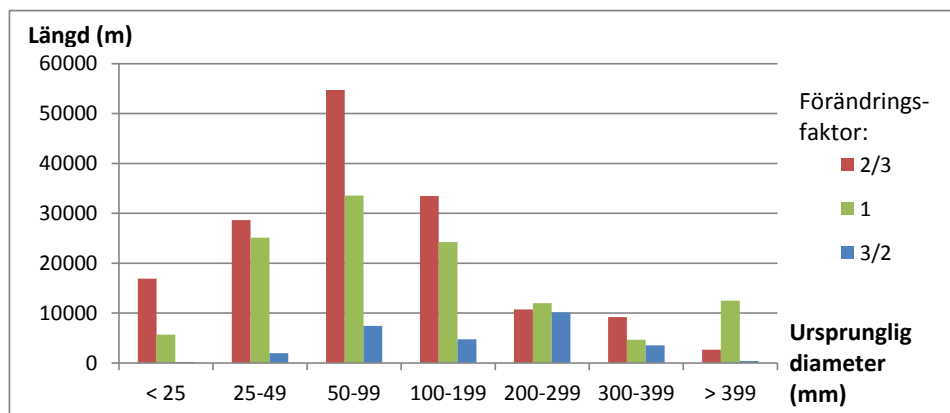
En presentation av hur rörens diametrar förändrats jämfört med dagens nät återfinns i Figur 21,22,23 och 24.



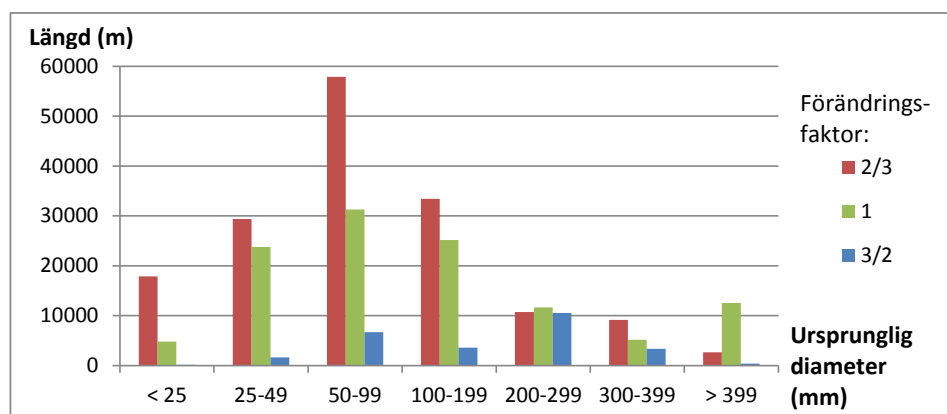
Figur 21: Förändringar i nätet "Brunnshög A".



Figur 22: Förändringar i nätet "Brunnshög B".



Figur 23: Förändringar i nätet "Brunnshög C".



Figur 24: Förändringar i nätet "Brunnshög D".

## 5.5 Scenario: ESS och Brunnshög

I Tabell 18 återfinns tekniska data för de nät som simulerades fram för att passa scenariot "ESS och Brunnshög". Den angivna nätvolymen inkluderar både fram- och returledningar. Värmeförlusten är hämtad från simuleringen för  $-16^{\circ}\text{C}$  utomhustemperatur.

Simulering	Tryckmarginal (kPa)	Nätvolym ( $m^3$ )	Värmeförluster (kW)
ESS och Brunnshög A	640	13700	4400
ESS och Brunnshög B	540	11900	4100
ESS och Brunnshög C	400	10800	4000
ESS och Brunnshög D	310	10800	3900

Tabell 18: Tekniska data för näten som är framsimulerade vid scenariot "ESS och Brunnshög".

Anläggningskostnaderna för simuleringarna från scenariot "ESS och Brunnshög" återfinns i Tabell 19.

Simulering	Anläggningskostnad (miljoner kr)
ESS och Brunnshög A	1052
ESS och Brunnshög B	983
ESS och Brunnshög C	946
ESS och Brunnshög D	935

Tabell 19: Tabellen visar driftskostnader och anläggningskostnader för de framsimulerade näten i scenariot "ESS och Brunnshög".

Tabell 20 visar driftskostnaden för de fyra framtagna näten i scenariot "ESS

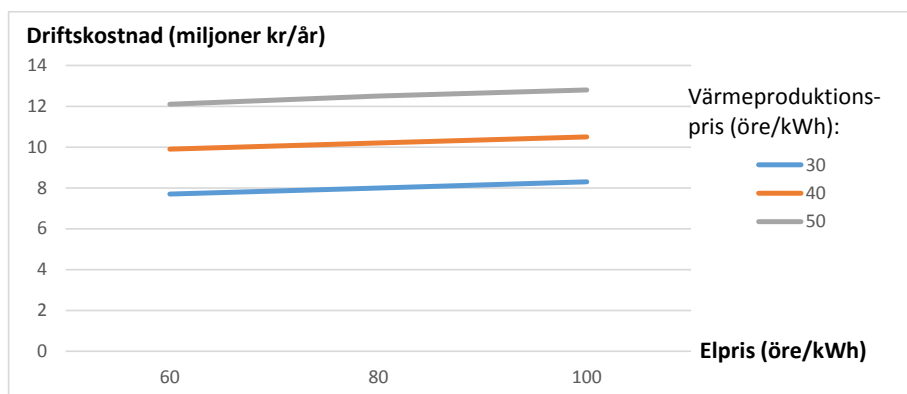


och Brunnsnög" givna vid olika el- respektive värmeproduktionspriser.

Elpris (öre/kWh)	Värmeproduktionspris (öre/kWh)								
	30			40			50		
	60	80	100	60	80	100	60	80	100
ESS och Brunnsnög A	9,3	9,5	9,7	12,3	12,4	12,6	15,2	15,4	15,6
ESS och Brunnsnög B	8,6	8,8	9,0	11,3	11,5	11,7	14,0	14,2	14,4
ESS och Brunnsnög C	7,7	8,0	8,3	9,9	10,2	10,5	12,1	12,5	12,8
ESS och Brunnsnög D	8,5	8,7	9,0	11,0	11,3	11,5	13,6	13,8	14,1

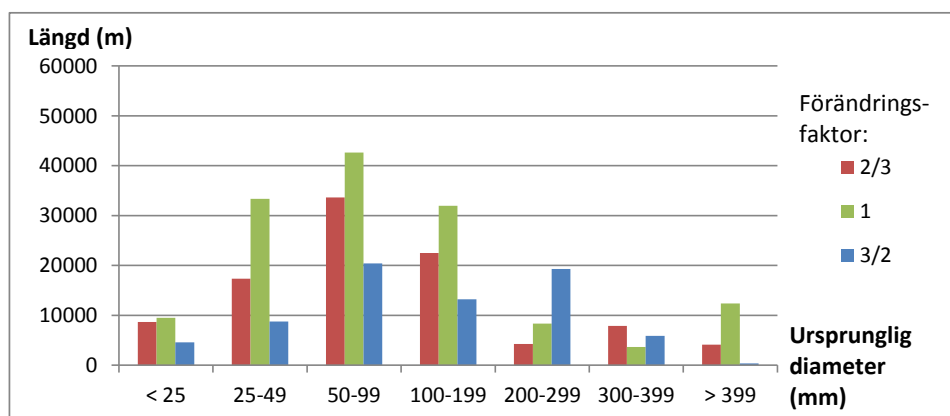
**Tabell 20:** Driftskostnader för de tre olika fallen i miljoner kronor per år vid tre olika elpris respektive värmeproduktionspris.

Tabell 20 går även att uttrycka som en graf vilket för nätet C syns i Figur 25.

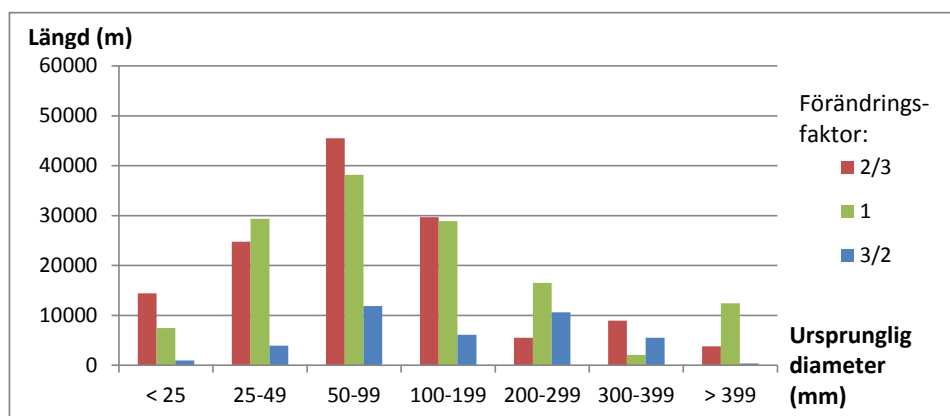


**Figur 25:** Driftskostnader i nätet "ESS och Brunnsnög C" för olika värmeproduktions- och elpriser

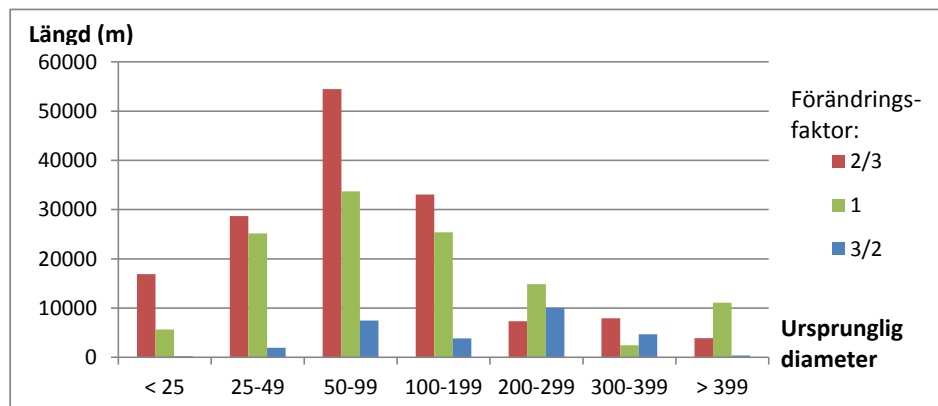
En presentation av hur rörens diametrar förändrats jämfört med dagens nät återfinns i Figur 26,27, 28 och 29.



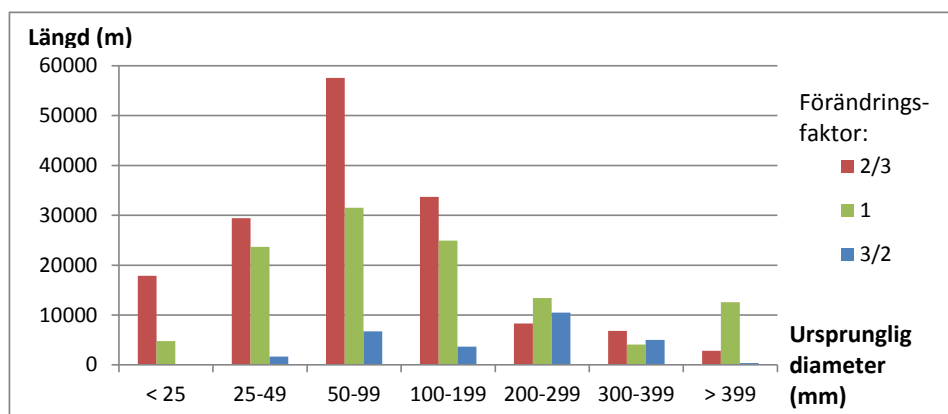
Figur 26: Förändringar i nätet "ESS och Brunnsög A".



Figur 27: Förändringar i nätet "ESS och Brunnsög B".



Figur 28: Förändringar i nätet "ESS och Brunshög C".

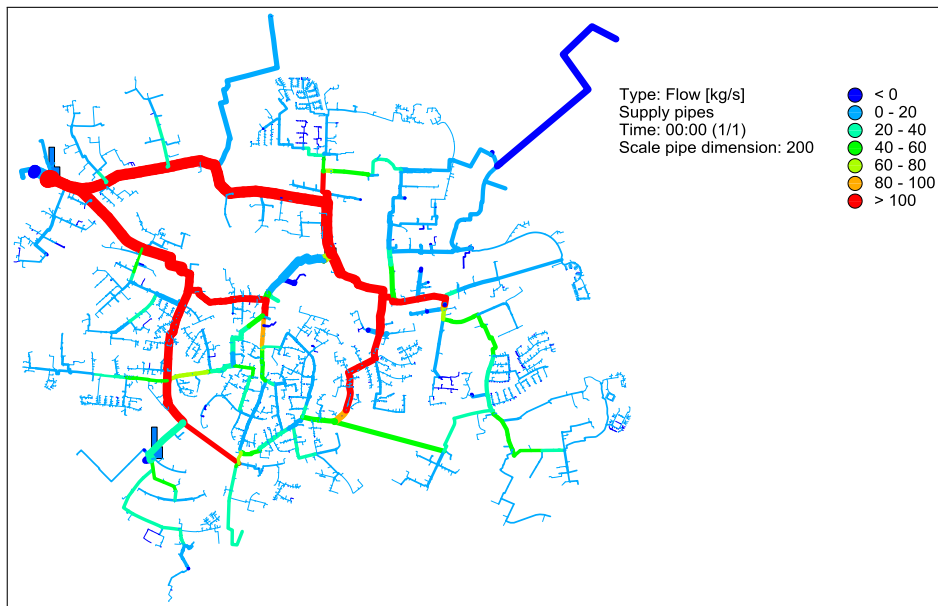


Figur 29: Förändringar i nätet "ESS och Brunshög D".

## 5.6 Flödeskartor

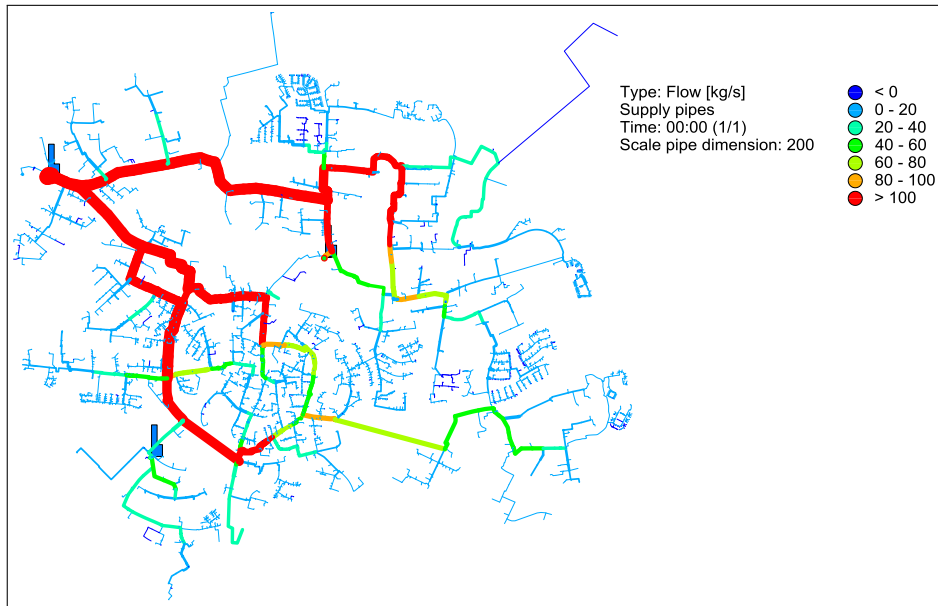
För att lättare kunna jämföra flödena mellan de olika näten så redovisas nätens flödeskartor i denna sektion istället för i ovanstående fem avsnitt. För alla figurer gäller att tjockleken på linjerna är proportionell mot motsvarande ledningars diameter. Färgerna på linjerna visar hur stort flöde som går i ledningen och beskrivningen av hur stort flöde varje färg står för finns i alla figurer.

En karta över flödena i referensnätet visas i Figur 30.

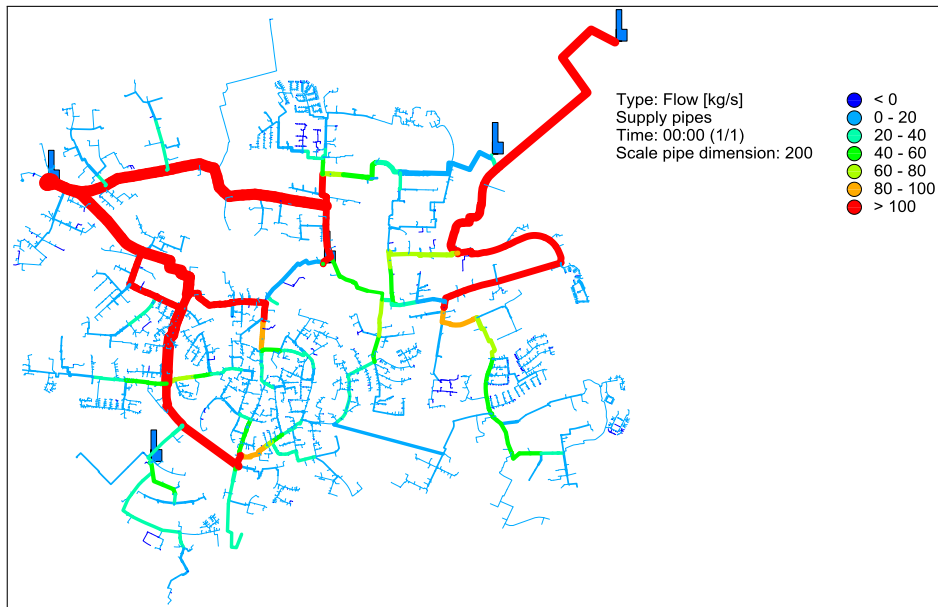


**Figur 30:** Flöden i referensnätet. Figuren togs fram med hjälp av NetSim.

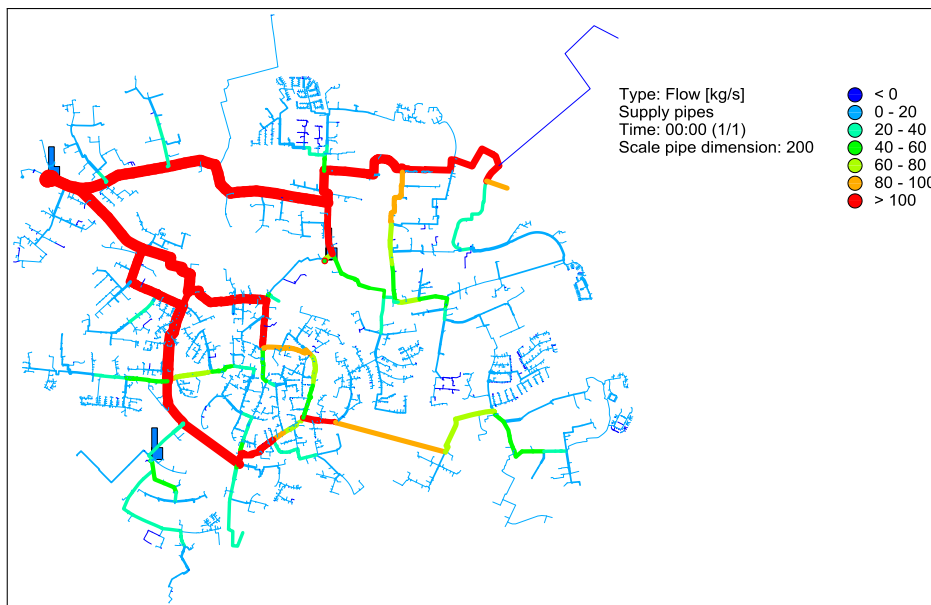
Kartor över de fyra dimensioneringarnas fall C (som har tryckgradientkriterium  $50 \text{ Pa/m}$ ) syns i Figur 31, 32, 33 och 34. Alla de dimensionerade näten i respektive scenario har väldigt lika flöden, därför visas här bara dimensionering C. För den intresserade läsaren kan flödena för de övriga dimensioneringarna granskas i Figur 35 till och med 49 i Appendix.



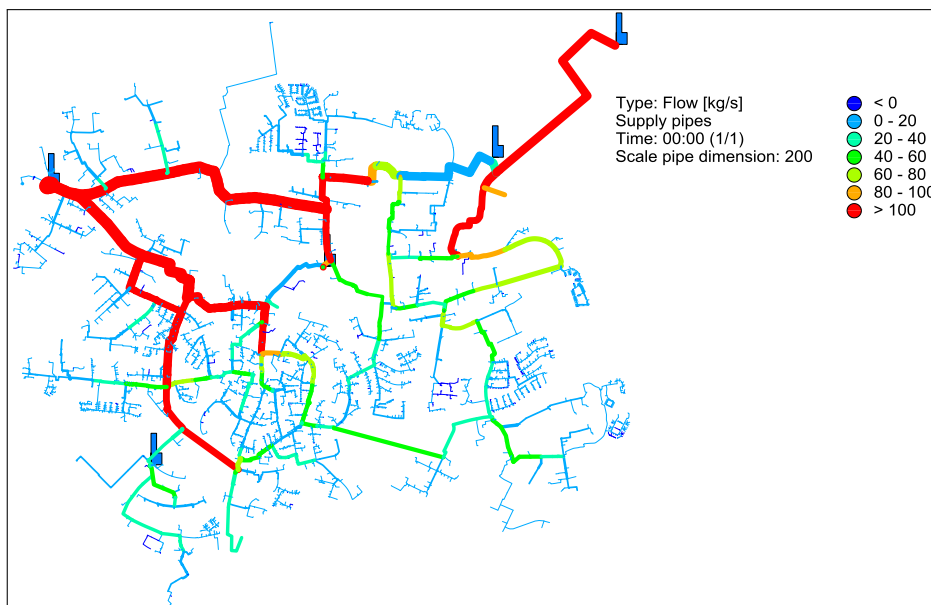
**Figur 31:** Flöden i nätet Snar framtid C". Figuren togs fram med hjälp av NetSim.



**Figur 32:** Flöden i nätet "ESS C". Figuren togs fram med hjälp av NetSim.



**Figur 33:** Flöden i nätet Brunnsnög C". Figuren togs fram med hjälp av NetSim



**Figur 34:** Flöden i nätet "ESS och Brunnsnög C". Figuren togs fram med hjälp av NetSim.

## 6 Diskussion och slutsatser

### 6.1 Kostnader

I scenariot "Snar framtid" gäller för de flesta kombinationer av el- och värmepriser att C-nätet har lägst driftskostnader, om än med en väldigt liten marginal. Vid ett fåtal kombinationer el- och värmepriser har B- och D-näten i stort sett samma driftskostnader som C-näten. Nät B är även för "Snar framtid" något billigare om elpriset är 100 öre/kWh och värmeproduktionspriser är 40 öre/kWh.

Även för scenariot "ESS" är skillnaderna mellan driftskostnaderna för B-näten och C-näten väldigt små, men C-nätet har lägre driftskostnader för samtliga kombinationer av el- och värmepris utom ett, om elpriset är 100 öre/kWh och värmepriset är 40 öre/kWh. Vid det elpriset har B-nätet lika låg driftskostnad som C-nätet.

För samtliga nät gäller att driftskostnaderna är mycket mer beroende av förändringar av värmeproduktionspriset än förändringar av elpriset. Detta kan observeras i Figur 9, 11, 16, 20 och 25.

I scenarierna "Brunnshög" samt "ESS och Brunnshög" har näten C klart lägst driftskostnad för samtliga undersökta kombinationer av el- och värmepriser. Driftskostnaderna är för samtliga nät utom "ESS A" klart lägre än för referensnätet vid samtliga kombinationer av el- och värmepriser.

För samtliga scenarier gäller att näten C har klart lägre anläggningskostnad än näten B och att näten B i sin tur har klart lägre anläggningskostnad än näten A. För scenarierna "Snar framtid" samt "Brunnshög" är anläggningskostnaderna för näten C och näten D i stort sett lika. För scenariot "ESS och Brunnshög" är anläggningskostnaden något lägre för näten D än för näten C men skillnaden är relativt liten. Alla nät förutom "ESS A" samt "ESS och Brunnshög A" har klart lägre anläggningskostnad än referensnätet. "ESS A" har i stort sett samma anläggningskostnad som referensnätet och "ESS och Brunnshög A" har en något högre anläggningskostnad.

I scenariot "Snar framtid" har nät C och nät D i stort sett identiska sett till anläggnings- och driftskostnad. Båda näten har klart lägre drifts- och anläggningskostnad än "Snar framtid A" och "Snar framtid B". Ur ekonomisk synvinkel är således "Snar framtid C" och "Snar framtid D" att föredra.

I scenariot "ESS" är "ESS C" klart överlägset ur en ekonomisk synvinkel, då det har både lägst drifts- och anläggningskostnader.

I scenarierna "Brunnshög" samt "ESS och Brunnshög" är näten C att föredra ur en ekonomisk synvinkel. Dessa har klart lägst driftskostnader. Anläggningskostnaderna är förvisso något lägre i näten D men då dessa skillnader är väldigt små medan skillnaderna i driftskostnad är mer påtagliga.

Referensnätet har som bekant redundanta ringledningarna med syftet att öka

driftsäkerheten. Om sådana ledningar skulle läggas till på de framdimensionerade näten hade drifts- och anläggningskostnader ökat. Eftersom detta har legat utanför ramen för detta arbete är det omöjligt att dra någon slutsats om hur referensnätets kostnader hade förhållit sig till de framdimensionerade näten om redundanta ringledningarna hade funnits.

Noterbart är dock att scenariot ”Snar framtid”, vilket är samma scenario som referensnätet simulerats under, har i sitt mest ekonomiskt lönsamma fall B och C en driftskostnad som är 19-22% lägre än referensnätets. Dessa har även en anläggningskostnad som är cirka 15% lägre än referensnätets. Således skulle redundanta ringledningarna behövt öka kostnaderna relativt kraftigt för att de framtagna näten ej längre skulle vara mer lönsamma.

Simuleringskriterierna som angavs vid modellen D valdes för att skapa ett nät med en mindre volym än C. Så blev dock inte fallet. Som konsekvens blev nät C och D väldigt lika. Att näten D i de flesta fall fick något högre driftskostnad än näten C bör således inte bero på att ett trendbrott har skett, det vill säga att nät med mindre dimensioner än D skulle få en dyrare driftskostnad. Möjligheten finns således att än bättre nät, ur ekonomisk synvinkel, hade kunnat tagits fram. Den möjligheten finns dock inte utan att införa pumpar i nätet, eftersom näten D låg precis på gränsen till vad som i arbetet tilläts gällande tekniska marginaler.

## 6.2 Flöden och rördimensioner

I detta avsnitt diskuteras de framsimulerade nätens funktionalitet. Diskussionen baseras på hur flödena i näten går samt vilka rördimensioner de har. Ofta tas endast C-nätets flöden upp till diskussion. Det görs eftersom de nät (A, B, C, D) som hörde till ett och samma scenario hade mycket lika flöden (att C-nätet valdes då dessa generellt har lägst kostnader). De nät som betraktas är alltså ”Snar framtid C”, ”ESS C”, ”Brunnshög C” och ”ESS och Brunnshög C”. Flödeskartorna för de fyra näten visas i avsnitt 5.6 *Flödeskartor*. Alla flödeskartor visar simuleringar gjorda vid utomhustemperaturen  $-16\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

Referensnätet och nätet ”Snar framtid C” togs fram under samma förutsättningar och deras flöden är således jämförbara. Den största skillnaden mellan referensnätet och ”Snar framtid C” är att i ”Snar framtid C” försörjs Linero (sydöstra Lund) via centrum medan i referensnätet försörjs Linero från nordväst, se Figur 30 och 31. Detta medför att flera huvudledningar i centrum är större än i referensnätet. Denna tendens kan även observeras i nätet ”Brunnshög C”.

En ledning som i referensnätet har en stor dimension är ledningen från Ångkraftverket in mot centrum. I näten som hör till scenarierna där ESS och MAX IV ej är i drift har denna ledning fått en mycket liten dimension eftersom det går ett mycket litet flöde i den. I verkligheten hade det kanske varit önskvärt att ledningen ska ha en stor dimension så den kan användas som en reservledning om exempelvis en av de två huvudledningarna ut från Gunnesboverket havererar.



Att ledningen trots detta blir mindre vid dimensioneringen är en mycket tydlig illustration av NetSims tendens att inte skapa redundanta slingor.

I näten inom scenarierna ”ESS” och ”ESS och Brunnsnshög” är ledningen från Ångkraftverket dock mycket större än i de andra två scenariernas nät. I scenarierna ”ESS” och ”ESS och Brunnsnshögs” nät dimensionerades denna om en extra gång. Detta gjordes vid en simulering med utomhustemperaturen 15 °C (för en utförligare beskrivning av metoden se 4.3 *Metodik för simuleringar*). Vid denna utomhustemperatur är förbrukningen så pass låg att ESS försörjer en stor andel kunderna i staden. Således krävs kraftiga ledningar från ESS och även ända in mot staden. Ledningen från Ångkraftverket leder alltså en del av ESS flöde in mot centrum.

Hur stora delar av staden som försörjs av ESS och MAX IV beror på hur hög förbrukningen är, eller indirekt vilken utomhustemperatur simuleringen gjordes vid. Simuleringar med hög utomhustemperatur, det vill säga låg konsumtion, visade att det krävs stora ledningar från ESS och MAX IV till resten av staden för att transportera all värme från de två forskningsanläggningarna. Dessa ledningar har dock inte så stort flöde i situationer med hög last. Vid hög last hamnar ofta gränsen mellan området som försörjs av Gunnesboverket och området som försörjs av ESS och MAX IV just på dessa ledningar. De kan alltså sägas vara redundanta under vintern men nödvändiga under sommaren.

Nätet ”Brunnsnshög C” är mycket likt ”Snar framtid C”, vilket inte är förvånande med tanke på att det enda som skiljer scenarierna åt är att det finns en lite större konsumtion i nordöst i Brunnsnshög C”. Det är även i nordöst man hittar några synbara skillnader i rördimensioner mellan näten. Den viktigaste skillnaden är att en ledning i öst-västlig riktning är avsevärt större i ”Brunnsnshög C”. Den är större för att kunna förse Brunnsnshög med värme från Gunnesboverket.

”ESS och Brunnsnshög C” är ett mellanting mellan ”Snar framtid C” och ”ESS C”. I ”ESS och Brunnsnshög C” använder Brunnsnshög en del av ESS produktion vilket gör att östra Lund kräver mer värme från Gunnesboverket än vad om är fallet i ”ESS C”.

Generellt kan sägas att i västra Lund är flödena väldigt lika för samtliga nät. Alla näten har fått kraftigare flöden genom centrum gentemot referensnätet. De två stora huvudledningarna ut från Gunnesboverket sattes, som tidigare nämnt, till de dimensioner de har i verkligheten. Det bidrar till att flödena i västra Lund är likartade i alla nät.

Figurerna 12 till 15; 17 till 19; 21 till 24 och 26 till och med 29 visar hur ledningarna i de framtagna näten förhåller sig till referensnätet. För en förklaring av graferna var god se avsnitt 5.2 *Scenario: Snar framtid*.

De fyra A-näten visar de största likheterna med dagens nät; en ansenlig längd ledningar har fått mindre diametrar, och en något mindre längd har fått större diametrar men framförallt är många rör lika stora diametrar som de har i dagens nät. För de nät med mindre ledningar (B-, C-, och D-näten) har dock en klar

majoritet av ledningarna blivit mindre. En förklaring till att många av ledningarna har blivit mindre är att NetSim inte skapar några redundanta ringar. Referensnätet har flera sådana ringar och dessa väljer NetSim ofta att sätta till en (mycket) mindre dimension.

Den uppmärksamme läsaren ser även att rören större än 399 mm knappt förändras alls i något av alla framtagna nät. Detta har sin förklaring i att denna grupp till stor del utgörs av de två ledningarna ut från Gunnesboverket, vilka sattes till den fixa dimensionen 600 mm. 600 mm är samma dimension som dessa har idag och det är detta som ger utslag i gruppen större än 399 mm” i graferna.

Nätvolymen är angiven i Tabellerna 7, 9, 12, 15 och 18. A-nätens volym är större eller lika med referensnätets volym. C- och D-nätens volym är mindre än referensnätets volym medan vissa av B-näten är större och andra är mindre. Om man ser på ett scenario i taget är det dock klart att volymen är minskande från A-näten till D-näten.

Referensnätet har redundanta ringar men de framtagna näten har ej det. I och med detta kan man dra slutsatsen att A-näten garanterat har större rör. Det styrks även av motsvarande grafer över dimensionsändringarna, som beskrivs ovan. Om ett näts volym är mindre än referensnätet är det dock ej tillräckligt för att konstatera att rören generellt är mindre än referensnätets rör. Detta just på grund av referensnätets redundanta ringar. De redundanta ringarna skulle mycket väl vara huvudorsaken till diskrepansen i volym.

Det är möjligt att räkna ut volymminskningen i ringarna. Först identifieras alla ringar i nätet och den nuvarande volymen räknas ut. Sedan görs samma sak på det framtagna nätet och skillnaden går då att beräkna. I NetSim finns dock inga funktioner för detta så det hade krävts mycket manuellt arbete, vilket det ej fanns tid för i detta arbete.

Värmeförlusterna står angivna i Tabellerna 7, 9, 12, 15 och 18. Värmeförlusterna tar sig uttryck i form av driftskostnaderna; en hög värmeförlust medför en hög driftskostnad. Driftskostnaden diskuteras grundligt i 6.1 *Kostnader*. På grund av sambandet mellan driftskostnad och värmeförluster kommenteras endast värmeförlusterna översiktligt.

Värmeförlusterna är lägre än referensnätet för samtliga framtagna nät utom för ”ESS A” där de har ökat och för ”Brunnshög A” och ”ESS och Brunnshög A” där de är lika stora som referensnätets. Den trend som går att se är att ju mindre rör näten har desto lägre är värmeförlusterna. Detta är helt i linje med teorin och Ekvation 8. Ekvationen visar just att en mindre innerdiameter ger minskade värmeförluster. Denna trend förstärks av att alla mindre dimensioner som använts i de framtagna näten är dubbelrör. Listan över de rörtyper som användes i de framtagna näten återfinns i Tabell 3 och här framgår att alla rör som har dimension DN100 eller lägre är dubbelrör.

### 6.3 Ett nät för alla scenarier

De nät som tagits fram är ej garanterade att fungera under andra förhållanden än de vid vilka de togs fram under. Till exempel hade "Brunnshög"-näten troligtvis ej klarat av att distribuera värme från ESS och "ESS"-näten fungerar ej bra om ESS ej skulle vara i drift. Detta är ett problem i och med att ESS ej kommer vara i drift hela tiden. För att ett nät ska vara användbart krävs att det kan hantera alla driftssituationer som kan uppkomma.

För att ta fram ett nät som klarar av att förse Brunnshög med energi samt kan hantera den intermittenta värmen från ESS och MAX IV är det lämpligt att utgå från ett "ESS och Brunnshög"-nät. Den stora utmaningen är att få nätet att fungera då ESS inte levererar värme. De generella problemet är att vissa ledningar behöver bli större så att östra halvan av Lund kan försörjas från Gunnesboverket. Det tydligaste exemplet är Linero (i sydost) som kommer kräva ett större flöde från Gunnesbo. I scenarier utan ESS försörjs Linero via centrum vilket då troligen är en lämplig strategi även i det nät som ska klara alla situationer.

Ett enkelt men ganska trubbigt tillvägagångssätt är att utgå från näten "Brunnshög C" och "ESS och Brunnshög C". Sedan sätter man ihop ett nytt nät där varje ledning får den största dimensionen den har i de två näten. Om en specifik ledning är 150 mm i diameter i "Brunnshög C" och 200 mm i diameter i "ESS C" väljer man alltså 200 mm för ledningen. Detta skulle säkerställa ett tillräckligt lågt tryckfall vid samtliga driftsfall. Dock är det som sagt ett grovt tillvägagångssätt och man hade troligen kunna uppnå bättre resultat om man ändrar ledningar för hand i viss mån.

### 6.4 Nytt med arbetet

De framtagna näten har potential att vara till stor nytta för Krafringen Energi AB. C-näten har både avsevärt lägre driftskostnad och lägre anläggningskostnader än vad referensnätet har. Det är dock inte möjligt att uppskatta de absoluta vinster som kan göras i och med att de ekonomiska beräkningarna är mycket grova.

Samtliga framtagna nät uppfyller de tekniska krav som ställs på ett fjärrvärmenät. Rörande trycket har alla nät god marginal till både kavitation och överskridet maxtryck vilket talar för att näten fungerar i verkligheten, ifall de hade byggts. I arbetet har flera nät tagits fram med det uttryckliga syftet att hantera en stor värmeproduktion från ESS och MAX IV. Även dessa nät har visat sig fungera väl vid simuleringar.

De framtagna näten skiljer sig på flera punkter mot det nät som finns i staden idag: de har modernare rör med lägre värmeförluster och framförallt saknar näten de redundanta ringar som dagens nät har. Här uppkommer frågan hur

väl de framtagna näten hade fungerat i verkligheten. Vinsten med att ha redundanta ringar är att leveranstryggheten höjs (om en ledning måste stängas av kan man leda vattnet genom en annan väg). Ringmatning har diskuterats i flera av avsnitten ovan, då rörande kostnader och nätens volymer. Möjligheten finns såklart att lägga till ringmatningar i de framtagna näten i efterhand. Risken är dock att flödena då tar andra vägar och att ledningarnas dimensioner plötsligt inte längre är optimala. Framförallt hade både anläggningskostnad och driftskostnad ökat då man höjer dimensionen på ledningar för att skapa redundanta ringar. Det landar alltså i en konflikt mellan ekonomi och leveranstrygghet.

Näten har något lägre tryckmarginaler vad dagens nät har. Tryckmarginalen är idag cirka 500 kPa enligt simuleringar i NetSim (vid  $-16$  °C utomhustemperatur), medan den i C-näten ligger på 400 till 450 kPa. Denna skillnad är inte stor och även ett nät med en tryckmarginal på 300 kPa ska ha nog stor marginal för att undvika både kavitation och överskridet maxtryck. Den lägre tryckmarginalen innebär därmed inga problem.

Det största hindret för att använda resultaten av detta arbete i praktiken är att arbetet till sin natur är väldigt teoretiskt: att bygga om hela Lunds fjärrvärmenät på en gång är de facto omöjligt. Därför kommer en eventuell omställning till detta nät ske mer eller mindre i etapper. Detta innebär att inom en överskådlig framtid kommer Lunds nät med stor sannolikhet ha flöden som liknar dagens nät. Detta leder i sin tur att många av rörens nya, framräknade dimensioner, skulle vara för stora eller för små om de applicerades direkt på dagens nät. Det kan till och med vara så att vissa tekniska krav äventyras om man byter vissa ledningar till den nya dimensionen. En annan möjlig effekt av detta är att nätet i en eventuell omställningsfas skulle bli dyrare i drift än om varje rör vid byte hade dimensionerats enskilt. Detta innebär att, om bytena sker på fel sätt, det på kort sikt kan vara olönsamt även om det på väldigt lång sikt är lönsamt att gå över till de framtagna näten. Dessa problem bör kunna hållas på ett minimum om de framdimensionerade näten inte följs till punkt och pricka utan att rörbyten snarare sker med tanken att övergången mot det nya nätet kommer ske långsamt och att nätet måste fungera bra även i övergångsperioden.

Under den tid det skulle ta att byta ut nätet skulle dessutom förutsättningarna för fjärrvärmefördelning i Lund hinna förändras kraftigt. Således bör modellen uppdateras kontinuerligt under utbytningsfasen. Om lönsamheten som ovan nämnt under en övergångsperiod blir lägre, innebär det självfallet en ekonomisk risk då förutsättningarna för nätet kan komma att ändra sig innan lönsamheten skett. Ingen vet idag hur behoven och produktionen av fjärrvärme i Lund ser ut i ett längre perspektiv.

## 6.5 Brister i metoden och modellen

De kostnader som räknades fram är, som nämnts tidigare, osäkra, i synnerhet anläggningskostnaden. Det är möjligt att räkna ut anläggningskostnaden mer

noggrant genom att ta hänsyn till varje enskild lednings läge i staden. Varje lednings anläggningskostnad beror då på inte bara sin längd utan på vilken typ av mark den ligger i. Inom ramen för detta arbete fanns ej tid för detta och det ansågs ej relevant då meningen med anläggningskostnaden primärt var att kunna jämföra de framtagna näten med varandra.

Effekterna för ESS och MAX IV som användes vid simuleringar var 40 respektive 5 MW. Dessa siffror är osäkra av den enkla anledningen att anläggningarna ej är i full drift idag och det är osäkert hur stora deras effekter kommer att vara. Om de verkliga effekterna endast är lite högre eller lite lägre än de antagna värdena bör detta ej orsaka några problem för nätet. Det är dock svårt att bedöma hur stora variationer av effekten de framtagna näten tål; detta bör simuleras ifall det skulle visa sig aktuellt.

Vid simuleringarna användes beräkningsmetoden avkylning. Detta innebär att flödena för samtliga kunder är bestämda vid en simulerings början och är oberoende av vilken framledningstemperatur kunderna får. Vid simuleringar med låg värmelast har det visat sig att vissa kunder får en för låg framledningstemperatur. Det kan bero på att deras avkylning är orimligt stor vilket gör att deras flöde är underskattat som i sin tur orsakar orimligt höga temperaturfall i framledningarna. Om det hade varit möjligt att använda beräkningsmetoden returtemperatur skulle detta problem kunnat undvikas till stor del.

Uppskattningarna kring Brunnsnshög är självfallet från ett flertal synvinklar väldigt grova. Ingen vet idag hur många som kommer att bo och arbeta i Brunnsnshög och vilket effektuttag dessa personer kommer ha. Denna siffra kan variera enormt mycket beroende på hur många arbetsplatser som kommer att skapas i området och hur behovet att bostäder i Lund kommer utvecklas på lång sikt. Ett annat väldigt grovt antagandet är att konsumtionen per boende kommer motsvara den hos den genomsnittliga lundabon. Detta är väldigt svårt att uttala sig kring då Brunnsnshög kommer bestå av helt nybyggda bostäder och arbetsplatser, vilka byggs med energieffektivitet i åtanke. Det är dock inte heller så simpelt att det av den anledningen nödvändigtvis behöver vara lägre än Lund som genomsnitt. Antalet byggnader som förbrukar energi, e.g. arbetsplatser, kan komma att bli högt sett per invånare, men även potentiellt lågt då man i andra delar av Lund har energiintensiva industrier och andra energiintensiva lokaler, såsom sjukhuset. Även antagandet att antalet invånare per hushåll skulle vara enligt Lunds genomsnittliga är även den grov, då Brunnsnshög antagligen inte kommer vara representativt för Lund som helhet.

## 6.6 Förslag till fortsatta studier

En rad vidareutvecklingar på detta arbete skulle kunna göras.

En viktig vidareutveckling är öka storleken på ledningar för att skapa redundanta ringledning i de framtagna näten. Detta hade inte bara gjort näten mer

driftsäkra utan även gjort den jämförelser kring ekonomi och värmeförluster med referensnätet mer givande.

I detta arbete gjordes avgränsningen att inte ha pumpar ute i nätet. En intressant vidgning av arbetet är att tillåta mindre ledningar i nätet. Detta hade kunnat genomförts om pumpar sedan placerats ut på lämpliga positioner i nätet efter dimensionering. Just mindre ledningar är intressant att undersöka på grund av att mindre ledningar generellt medfört lägre driftskostnader för nätet.

Precis som tidigare nämnt i 6.3 *Ett nät för alla scenarier* hade en sammanjämkning av de framtagna näten varit intressant. Detta krävs för att kunna hantera de olika driftssituationer som uppstår om ESS levererar värme eller ej.

Detta arbete har i stor utsträckning förlitat sig på NetSims dimensioneringsfunktion och ledningssträckningarna har som bekant ej modifierats under arbetets gång. Man hade med stor sannolikhet fått ett mer användbart nät ifall man tillät sig att lägga till nya ledningssträckningar samt satte upp striktare krav för programmet. Ett exempel på det senarenämnda är att låta fler ledningar behålla samma dimension som de har idag för att på så vis få ett nät som är mer realistiskt och enklare att ställa om till.

## Referenser

- Brand, Lisa och Calvén, Alexandra (2013). "Smarta fjärrvärmenät -En simuleringsstudie av prosumers inverkan på tekniska parametrar i distributionsnät". Examensarbete för civilingenjörsprogram. Lund: Lunds universitet, Lunds tekniska högskola.
- Con Edison (u.å.). *A Brief History of Con Edison*. URL: <http://www.coned.com/history/steam.asp> (hämtad 2015-03-05).
- Erdlund, Gustav (2015). Intervju 2015-02-12.
- Elgocell (2014). *Presentation av EPS PEX Kulvertssystem*. URL: [http://elgocell.se/download.php?file=file\\_2014\\_10\\_10\\_02\\_07\\_52.pdf&name=Presentation%20av%20EPS%20PEX%20Kulvertssystem](http://elgocell.se/download.php?file=file_2014_10_10_02_07_52.pdf&name=Presentation%20av%20EPS%20PEX%20Kulvertssystem) (hämtad 2015-05-28).
- Emretsson, Camilla (2012). "En systemlösning för en framtida fjärrvärmeutbyggnad i Täby". Examensarbete för civilingenjörsprogram. Uppsala: Sveriges lantbruksuniversitet i Uppsala.
- Energinyheter (2013). *ESS ska leverera spillvärme till Kraftringen*. URL: <http://www.energinyheter.se/2013/12/ess-ska-leverera-spillv-rme-till-kraftringen> (hämtad 2015-05-08).
- Eriksson, Kristina, Falkvall, Markus och Feurstein, Holger (2015). "Muntlig kommunikation under arbetets gång."
- ESS AB E.ON. Sverige AB, Lunds Energi AB (2013). *Proposal for a Sustainable Research Facility*. URL: [http://www.kraftringen.se/globalassets/global/kraftringen/dokument/folder/ess/ess\\_energirapport\\_2013-low-web.pdf](http://www.kraftringen.se/globalassets/global/kraftringen/dokument/folder/ess/ess_energirapport_2013-low-web.pdf) (hämtad 2015-03-09).
- Falkvall, Markus och Nilsson, Viktor (2013). "Optimerad framledningstemperatur i Lunds fjärrvärmenät". Examensarbete för civilingenjörsprogram. Lund: Lunds universitet, Lunds tekniska högskola.
- Fredriksen, Sven och Werner, Sven (2013). *District Heating and Cooling*. Lund: Studentlitteratur.
- Henriksson, Johan (2007). "Utredning och optimering av Umeå Energis fjärrvärmenät i småhusområden". Examensarbete för civilingenjörsprogram. Umeå: Umeå universitets tekniska högskola.
- Johansson, Per-Olof och Wollerstrand, Janusz (2009). *Kavitation i styrventiler-Laboratorieundersökning*. (2009:45).
- Københavns Energi (u.å.). *Her leverer vi fjernvarme*. URL: <http://www.hofor.dk/fjernvarme/her-leverer-vi-fjernvarme/> (hämtad 2015-03-05).
- Kraftringen (2013). *Affärsmässig samhällsnytta- Hållbarhetsredovisning 2013*. URL: [http://www.kraftringen.se/Global/Kraftringen/Dokument/Rapporter/H%C3%A5llbarhetsredovisningar/Kraftringen\\_Hallbarhetsredovisning\\_2013\\_webb.pdf](http://www.kraftringen.se/Global/Kraftringen/Dokument/Rapporter/H%C3%A5llbarhetsredovisningar/Kraftringen_Hallbarhetsredovisning_2013_webb.pdf) (hämtad 2015-03-05).
- (2015a). *Fjärrvärme*. URL: <http://www.kraftringen.se/Privat/Fjarrvarme/> (hämtad 2015-03-05).
- (u.å.[a]). *Gunnesboverket (Lund)*. URL: <http://kraftringen.se/Om-Kraftringen/Om-foretaget/Anlaggningar/Gunnesboverket/> (hämtad 2015-03-05).

- Kraftringen (u.å.[b]). *Om Örtoftaverket*. URL: <http://kraftringen.se/Om-Kraftringen/Om-foretaget/Anlaggningar/Ortoftaverket/Om-Ortoftaverket/> (hämtad 2015-03-05).
- (u.å.[c]). *Södra verket (Lund)*. URL: <http://kraftringen.se/Om-Kraftringen/Om-foretaget/Anlaggningar/Sodra-verket/> (hämtad 2015-03-05).
  - (2015b). *Vårt fjärrvärmenät*. URL: <http://www.kraftringen.se/Privat/Fjarrvarme/Vart-fjarrvarmenat/> (hämtad 2015-03-05).
  - (u.å.[d]). *Ångkraftverket (Lund)*. URL: <http://kraftringen.se/Om-Kraftringen/Om-foretaget/Anlaggningar/Angkraftverket/> (hämtad 2015-03-05).
- Logstor A/S (u.å.). *Logstor Sta Tech*. Mjukvara för beräkning av värmeförluster i rör. Version 2.3.2.
- Lunds Universitet (2015). *MAX IV och ESS - Sveriges största forskningsanläggningar*. URL: <http://www.lund.se/PageFiles/1816/F%C3%96P%20Brunnsh%C3%B6g.pdf> (hämtad 2015-05-21).
- Nilsson, Christoffer och Tengqvist, Henrik (2013). “Kategorisering av Fjärrvärmekunder utifrån Användarmönster”. Examensarbete för civilingenjörsprogram. Lund: Lunds universitet, Lunds tekniska högskola.
- SMHI (2007). *Meteorologiska stationer, Normalvärden 1961-1990 lufttemperatur*. URL: [http://www.smhi.se/polopoly\\_fs/1.2860!ttm6190%5B1%5D.pdf](http://www.smhi.se/polopoly_fs/1.2860!ttm6190%5B1%5D.pdf) (hämtad 2015-03-05).
- (2008). *SMHI month year normal 61-90*. URL: [http://data.smhi.se/met/climate/time\\_series/month\\_year/normal\\_1961\\_1990/SMHI\\_month\\_year\\_normal\\_61\\_90\\_temperature\\_celsius.txt](http://data.smhi.se/met/climate/time_series/month_year/normal_1961_1990/SMHI_month_year_normal_61_90_temperature_celsius.txt) (hämtad 2015-03-05).
- Stadsbyggnadskontoret Lund (2012). *Fördjupning av översiktsplanen för Brunnshög - Samrådsförslag*. URL: <http://www.lund.se/PageFiles/1816/F%C3%96P%20Brunnsh%C3%B6g.pdf> (hämtad 2015-05-21).
- Statens energiverk (1986). *Kraftvärme i kommunerna*. Stockholm.
- Statistiska Centralbyrån (2014). *Antal personer och hushåll samt personer per hushåll 31 december 2013*. URL: [http://www.scb.se/sv\\_/Hitta-statistik/Statistik-efter-amne/Befolkning/Befolkningens-sammansattning/Befolkningsstatistik/25788/25795/Helarsstatistik---Kommun-lan-och-riket/367830/](http://www.scb.se/sv_/Hitta-statistik/Statistik-efter-amne/Befolkning/Befolkningens-sammansattning/Befolkningsstatistik/25788/25795/Helarsstatistik---Kommun-lan-och-riket/367830/) (hämtad 2015-05-25).
- Svensk Fjärrvärme AB (2014). *Fjärrvärmecentralen - utförande och installation*. F:101.
- (2012a). *Kostnadskalkylblad*. URL: <http://svenskfjarrvarme.se/Global/Distribution/Kostnadskalkylblad.xlsx> (hämtad 2015-05-26).
  - (2007). *Kulvertkostnads katalog 2007*. URL: [http://www.svenskfjarrvarme.se/Global/Rapporter%20och%20dokument%20INTE%20Fj%C3%A4rrsyn/Ovriga\\_rapporter/Distribution/Kulvertkostnads katalog\\_2007-1.pdf](http://www.svenskfjarrvarme.se/Global/Rapporter%20och%20dokument%20INTE%20Fj%C3%A4rrsyn/Ovriga_rapporter/Distribution/Kulvertkostnads katalog_2007-1.pdf) (hämtad 2015-04-17).
  - (2012b). *Lägningsanvisningar för fjärrvärme- och fjärrkyleledningar*. (D:211).
- Vitec Energy (2009). *NetSim- Användarmanual*. Hörande till NetSim version 3.
- Vitec Energy AB (u.å.). *NetSim*. URL: <http://www.vitec.se/Energi/Produkter/Berakningsystem/Netsim/> (hämtad 2015-05-25).
- White, Frank M (2011). *Fluid Mechanics*. New York: Mc Graw-Hill.

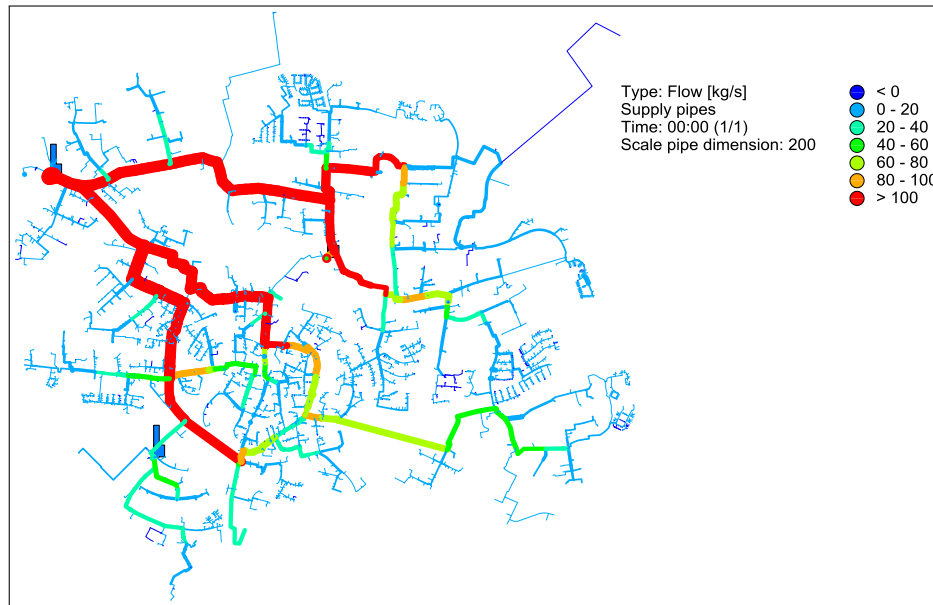


- Wollerstrand, Janusz (2015). Universitetslektor Energivetenskaper, Lunds Tekniska Högskola. Intervju.
- Yliniemi, Kimmo (2005). "Fault detection in district heating substations". Lic.-avh. Luleå: Luleå tekniska universitet.

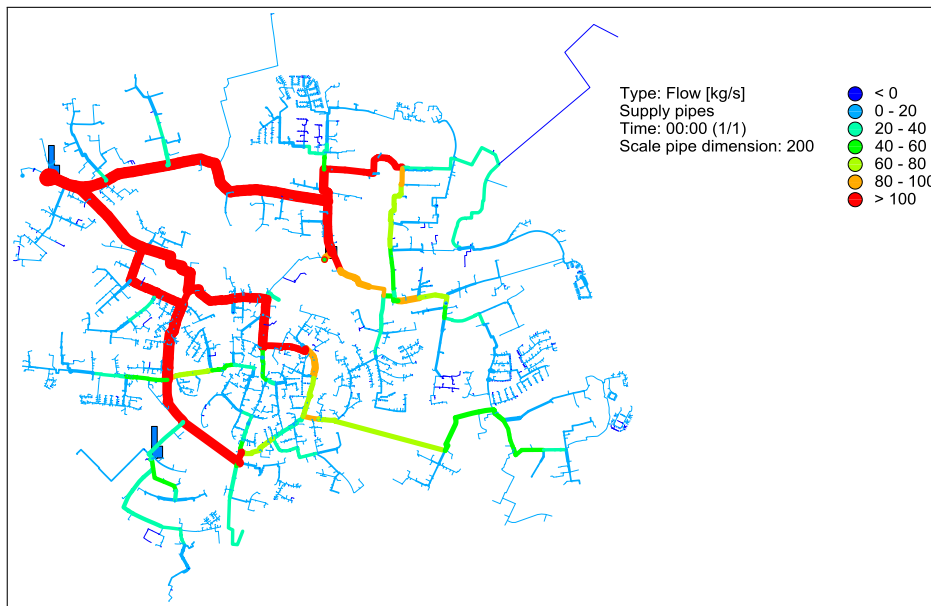
# Bilagor

## A Flödeskartor

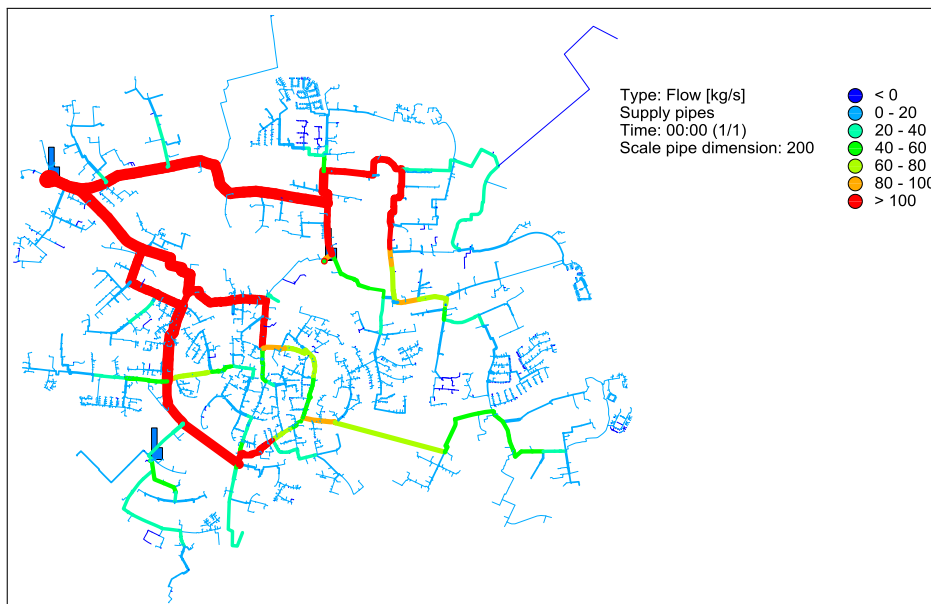
Grafer och kartor över samtliga framtagna nät.



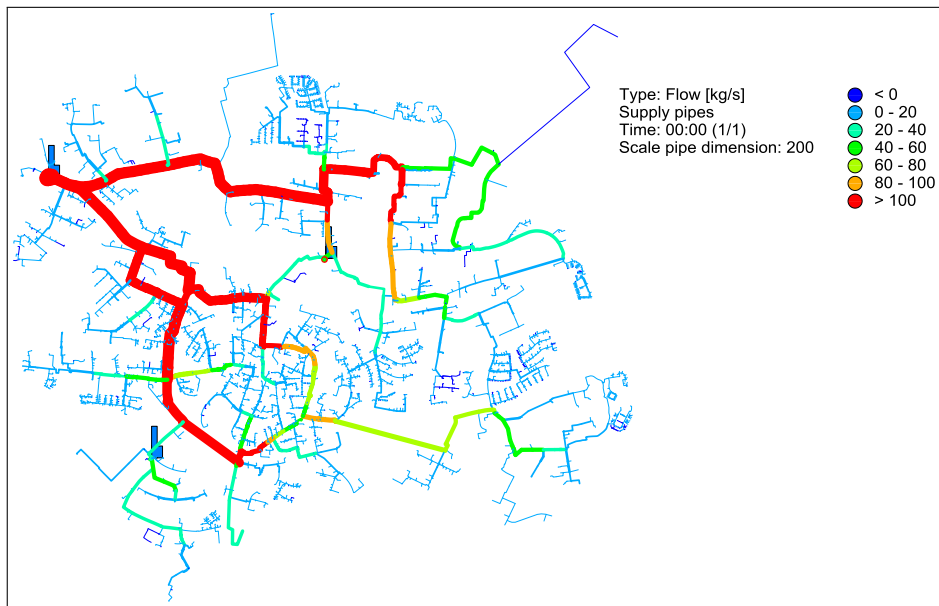
**Figur 35:** Flödena i nätet "Snar framtid A". Figuren togs fram med hjälp av NetSim.



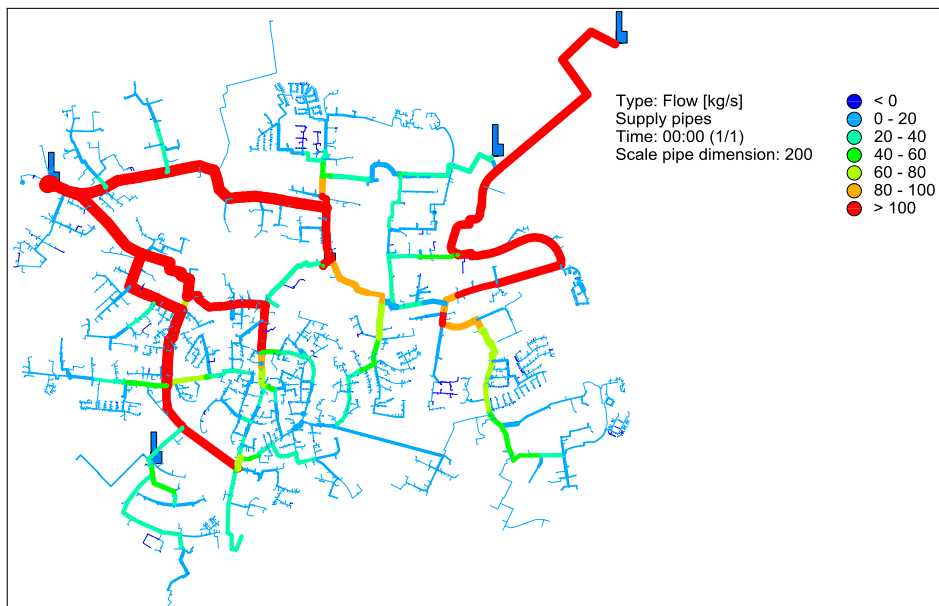
**Figur 36:** Flödena i nätet "Snar framtid B". Figuren togs fram med hjälp av NetSim.



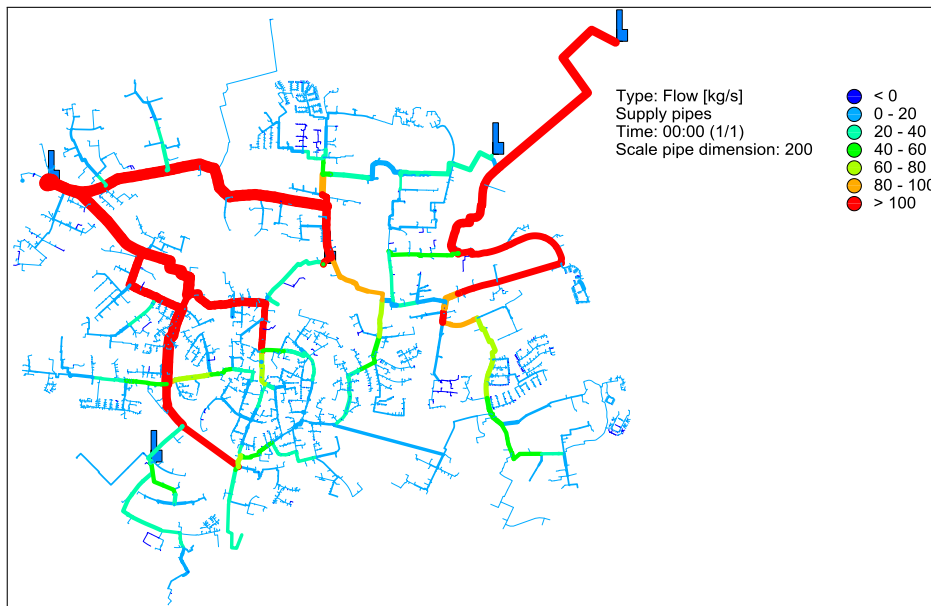
**Figur 37:** Flödena i nätet "Snar framtid C". Figuren togs fram med hjälp av NetSim.



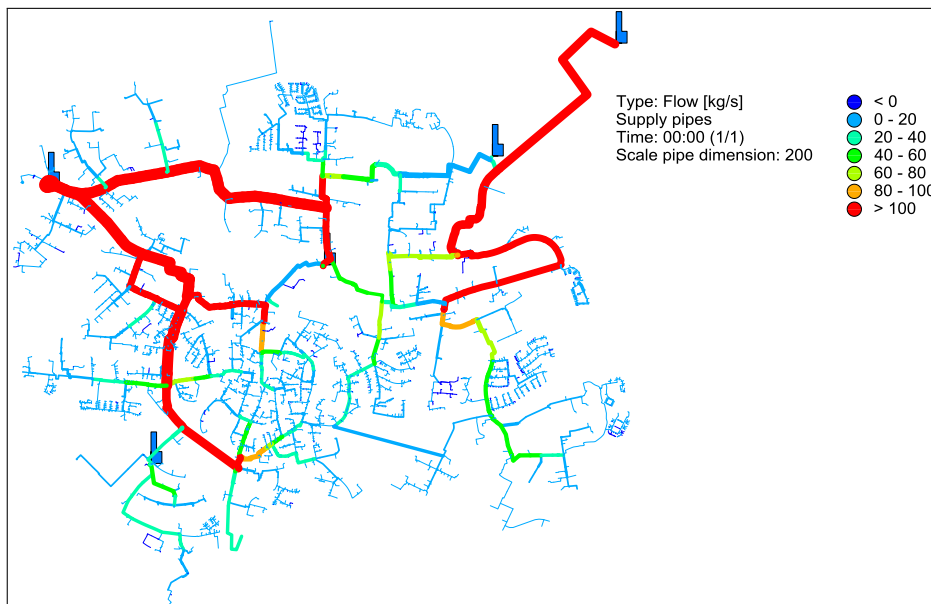
**Figur 38:** Flödena i nätet Snar framtid D". Figuren togs fram med hjälp av NetSim.



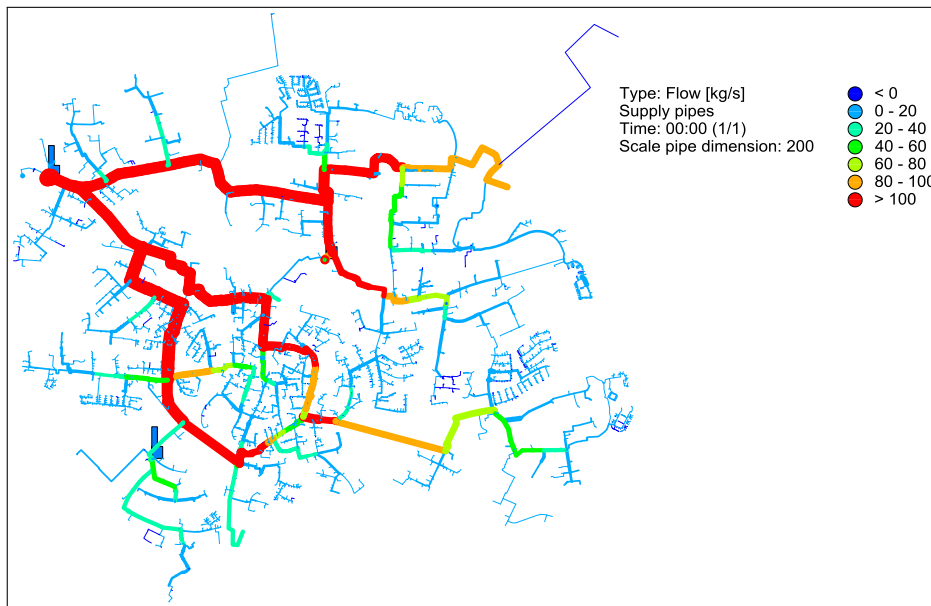
**Figur 39:** Flödena i nätet "ESS A". Figuren togs fram med hjälp av NetSim..



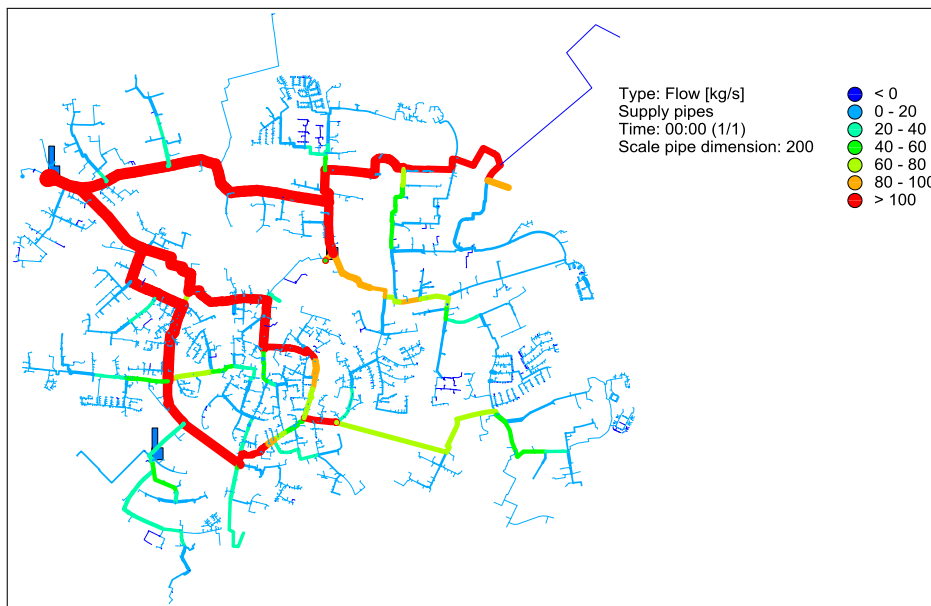
**Figur 40:** Flödena i nätet "ESS B". Figuren togs fram med hjälp av NetSim.



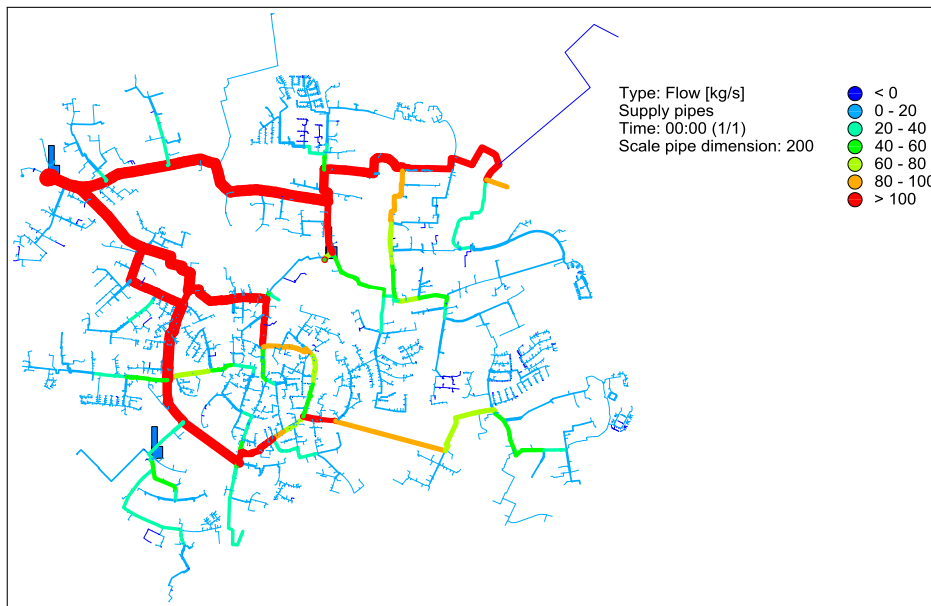
**Figur 41:** Flödena i nätet "ESS C". Figuren togs fram med hjälp av NetSim.



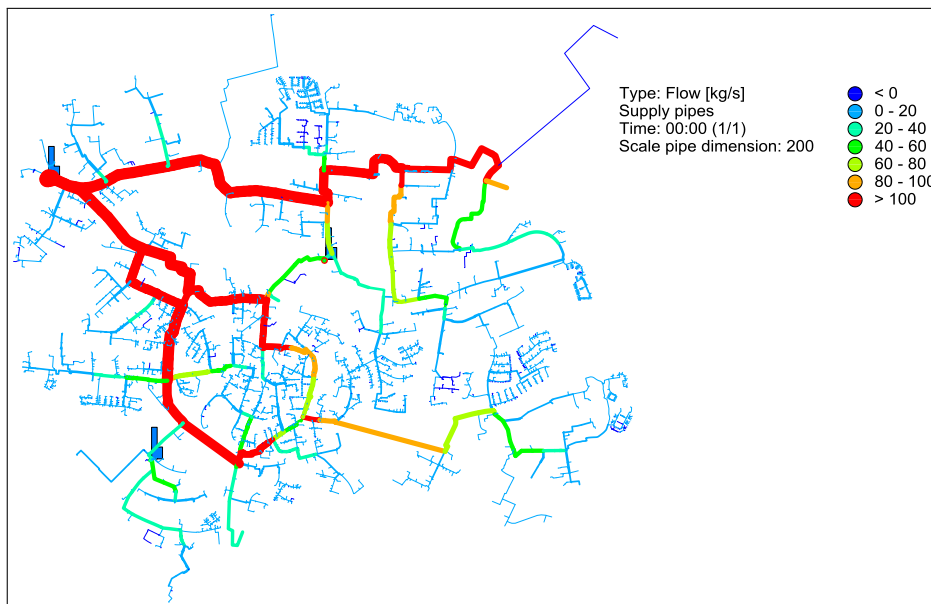
**Figur 42:** Flödena i nätet "Brunnshög A". Figuren togs fram med hjälp av NetSim.



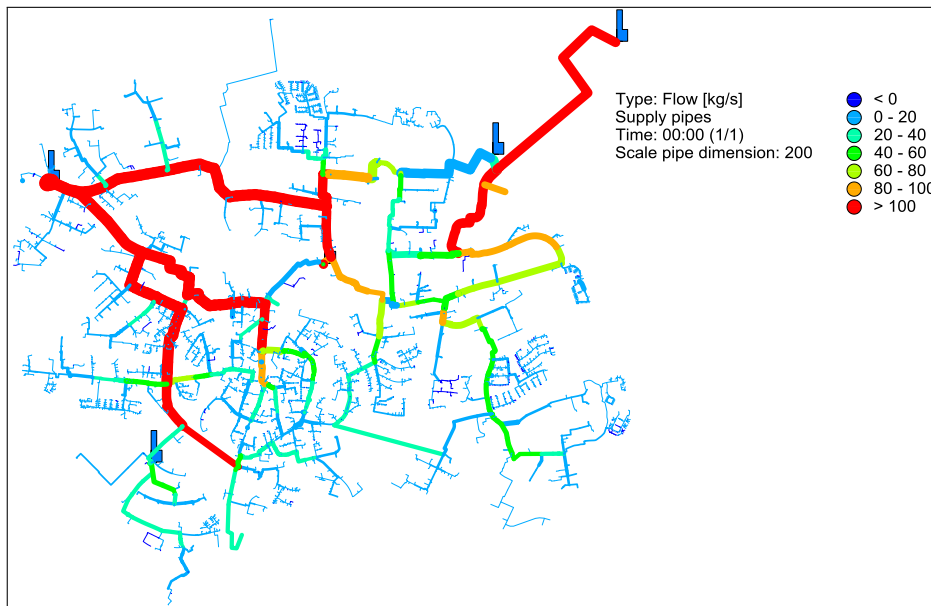
**Figur 43:** Flödena i nätet "Brunnshög B". Figuren togs fram med hjälp av NetSim.



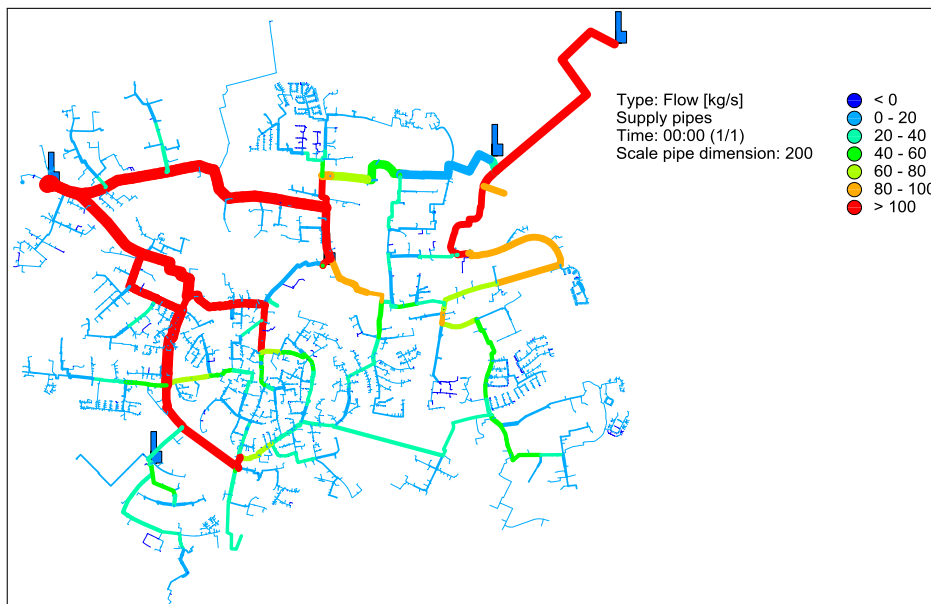
**Figur 44:** Flödena i nätet "Brunnshög C". Figuren togs fram med hjälp av NetSim.



**Figur 45:** Flödena i nätet Brunnshög D". Figuren togs fram med hjälp av NetSim.

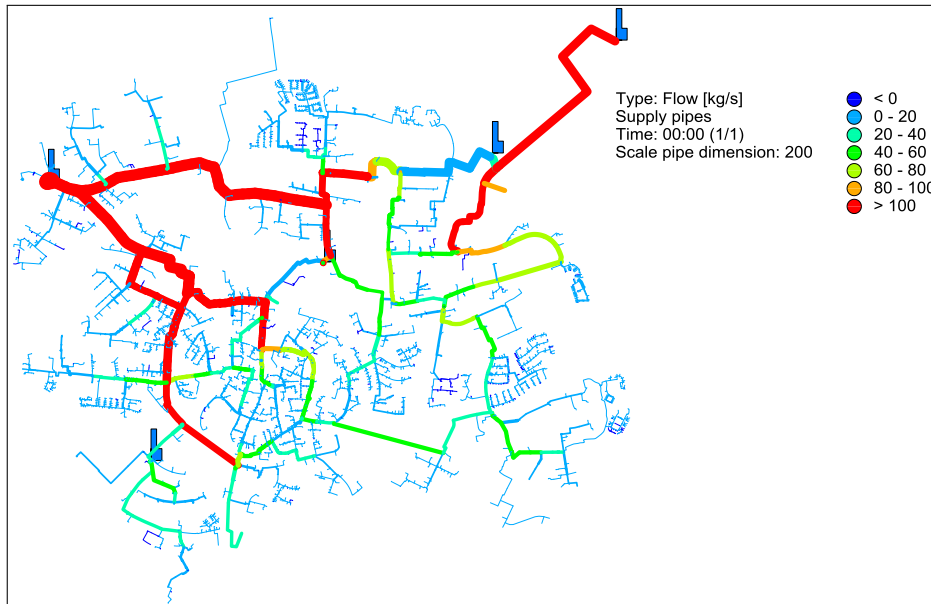


**Figur 46:** Flödena i nätet "ESS och Brunnsnög A". Figuren togs fram med hjälp av NetSim.

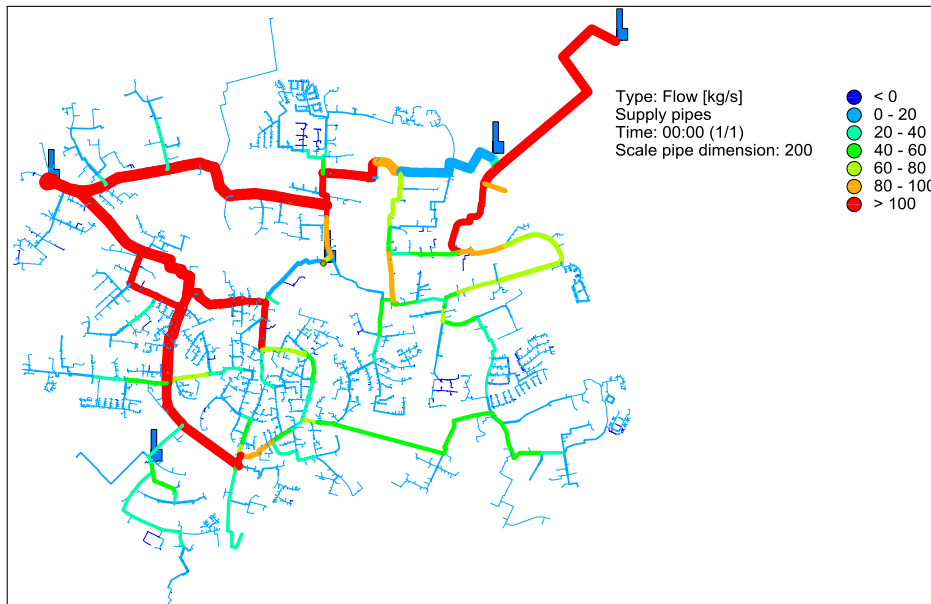


**Figur 47:** Flödena i nätet "ESS och Brunnsnög B". Figuren togs fram med hjälp av NetSim.





**Figur 48:** Flödena i nätet "ESS och Brunnsnög C". Figuren togs fram med hjälp av NetSim.



**Figur 49:** Flödena i nätet "ESS och Brunnsnög D". Figuren togs fram med hjälp av NetSim.