

Optimering av fastbränsleeldat kraftvärmeverk

Christian Gribel

Avdelningen för Energivetenskaper, Lunds Tekniska Högskola

ISRN LUTMDN/TMHP-11/5237-SE

ISSN 0282-1990

Handledare:

Peter Ottosson, Eslöv Lund Kraftvärmeverk AB

Magnus Genrup, Lund Tekniska Högskola

27 juni 2011

ℒ_AT_EX

Abstract

Problem analysis

Lunds Energikoncernen AB is projecting a bio fuel powered combined heat and power plant (CHP). The geographical placement is Örtöfta between Lund and Eslöv. The work associated with planning, building and ignition of the plant is conducted by the company Eslöv Lund Kraftvärmeverk AB (ELKV AB), an affiliate of Lunds Energikoncernen AB. 1:st ignition of the plant was initially planned during autumn 2011, however, the project has suffered delays, why it is now possible to revise the design of the plant.

Purpose

The aim of the thesis is to conduct a technical and financial optimization of the CHP, given the conditions of today. To be conducted is profitability optimization regarding the size and the type of plant. This optimization having the aim to find the most profitable option for production of district heating and electricity.

Method

This study makes use of both theoretic and quantified empiric data. The data has been collected systematically and purposefully during the study of the energy system. The study of the energy system was continuous during the progress of work. A theoretic model of the energy system was created in order to draw probable conclusions about the behavior of this system in reality when subjected to change in certain parameters. This method is scientific in the sense that quantitative empirics and analysis constitutes the basis for a theoretic model.

Conclusions & Recommendations

The results from the profitability analysis indicates that the CHP should be built with a thermal effect no less than 110 MW. Effects exceeding 200 MW have not been considered. An optimum in profitability is obtained with a CFB furnace having an effect of approximately 150MW. However, the use of two separate furnaces can be

advantageous in reality while this design provides more reliable operation as well as increased flexibility also regarding choice of fuel. A high share in production of electricity should be pursued while the profits from selling electricity and electricity certificates are vital in order to achieve profitability in the investment. The emergence of the ESS i Lund seems to have a negative impact on the profitability of the investment. This is because excess heat from ESS might compete with the heat produced by the CHP. It is therefore of importance that clarity is soon gained regarding how the heat generated by ESS will be taken care of.

Sammandrag

Problemställning

Lunds Energikoncernen AB projekterar i dagsläget ett biobränsleledat kraftvärmeverk med placering i Örtofta mellan Lund och Eslöv. Arbetet med att planera, uppföra och ta anläggningen i drift utförs av Eslöv Lund Kraftvärmeverk AB (ELKV AB) ett dotterbolag till Lunds Energikoncernen AB.

Idrifttagning av verket var initialt planerad till hösten 2011 men då projektet blivit försenat ger detta ELKV AB möjlighet att revidera kraftverkets design.

Syfte

Examensarbetet består av att, under dagens förutsättningar göra en teknisk och ekonomisk optimering av kraftverkets design. Först görs en grov optimering av anläggningsstorlek och anläggningsutförande med hänsyn till fjärrvärme- och elproduktion. Detta innebär att man baserat på bedömda investerings- och driftskostnader för olika anläggningsalternativ jämför dess produktionskostnad för fjärrvärme med befintlig produktion.

Metod

Den här studien har både kvantifierbar teori och empiri använts. Dessa data har systematiskt och ändamålsenligt samlats in under studien av energisystemet i fråga. Denna studie var fortlöpande under arbetes gång. En teoretisk modell av energisystemet har byggts upp i syfte att kunna dra sannolika slutsatser om hur systemet kan förväntas svara då olika parametrar varieras. Denna metod är naturvetenskaplig i det avseende att man utifrån teori empiris analys bygger en teoretisk modell.

Slutsatser & Rekommendationer

Resultaten av lönsamhetsberäkningarna i detta arbetet pekar på att kraftvärmeverket bör byggas med en termisk effekt som inte understiger 110 MW. Effekter över 200 MW har inte tagit i beaktning. Ett optimum i lönsamhet erhålls då kraftvärmeverket byggs med en

panna av CFB-typ som har en effekt på ca 150 MW där ett flertal olika bränslen kan förbrännas ihop. Ett utförande med två mindre likadana pannor har dock sina fördelar då denna design möjliggör god driftsäkerhet och bränsleflexibilitet. En hög andel elproduktion bör eftersträvas då försäljningen av el och elcertifikat är en nödvändighet för att nå lönsamhet med investeringen. Tillkomsten av ESS i Lund ser ut att påverka investeringens lönsamhet negativt. Detta eftersom ESS kommer generera spillvärme som kan komma att konkurrera med den fjärrvärme som kommer produceras av ett nytt kraftvärmeverk. Det är därför viktigt att inom en snar framtid få klarhet i hur denna spillvärme skall tas om hand.

Innehåll

1	Inledning	8
1.1	Bakgrund	8
1.2	Problemställning	8
1.3	Syfte	9
1.4	Förutsättningar	9
1.5	Rapportens struktur	10
2	Metod	11
2.1	Metodval	11
2.2	Antaganden	11
2.3	Datainsamling	12
2.4	Validitet och reliabilitet	12
3	Teori	14
3.1	Fjärrvärme	14
3.2	Bränsle	16
3.2.1	Skogsbränsle	17
3.2.2	Agrobränsle	18
3.2.3	Torv	18
3.2.4	Returträ	19
3.3	Elcertifikat	20
3.4	Energipriser Skatter & Avgifter	21
3.5	Nättariffer	23
3.6	Rökgaskondensering	24
3.7	Askhantering & Kvittblivning	25
3.8	Panntechnologi	26
3.8.1	Rosterteknik	26
3.8.2	Fluidbäddteknik	26
3.9	Handel med utsläppsrätter	27
4	Empiri	28
4.1	Verkningsgraden	28
4.1.1	Elverkningsgrad	28
4.1.2	Alfa-värde	28
4.1.3	Fuktighet bränsle	29
4.1.4	Returtemperatur	29

4.2	Driftstillgänglighet	29
4.3	Drift & Underhåll	29
4.4	Lastkurvor	30
4.5	Anläggningar	32
4.5.1	Återbruket	33
4.5.2	Gunnesboverket	34
4.5.3	Spillvärme från Örtofta sockerbruk	35
4.5.4	FV från Ellinge och Svenstorp	35
4.5.5	Södra Verket	36
4.5.6	Ångkraftverket	37
4.5.7	Panncentral Betan	38
5	Datorstödda beräkningar	39
5.1	MARTES	39
5.1.1	Indata	41
5.1.2	Resultat	42
5.2	INVEST	44
5.2.1	Indata	44
5.2.2	Resultat	45
6	ELKV	48
7	Grovoptimering	55
7.1	Modell och huvuddata	56
7.1.1	Intäkter	57
7.1.2	Kostnader	57
7.2	Täckningsbidrag	59
7.3	Avkastningskrav & amortering	59
7.4	Resultat	59
7.4.1	Internränta	60
7.4.2	Nettonuvärde	61
7.4.3	Återbetalningstid	62
8	ESS	65
8.1	Bakgrund	65
8.2	Resultat & slutsatser	66
8.2.1	Varaktighetsdiagram	66
8.2.2	Internränta	68

8.2.3	Nettonuvärde	69
8.2.4	Återbetalningstid	70
9	Slutsatser & rekommendationer	72

1 Inledning

1.1 Bakgrund

Lunds Energikoncernen AB projekterar i dagsläget ett bibränsleeldat kraftvärmeverk med placering i Örtofta.

Eftersom det i kraftverket endast kommer förbrännas icke-fossila bränslen klassas det som CO₂ neutralt. Vidare, som benämningen kraftvärmeverk pekar på, möjliggörs produktion av både elektricitet och värme i samma anläggning. På detta sätt undviks onödigt spill av energi då över 90 % av energin i bränslet tillvaratas. Denna utveckling mot mer miljömässigt anpassad kraft- och värmeproduktion står i dagens Sverige högt på agendan. Arbetet med att planera, uppföra och ta anläggningen i drift utförs av Eslöv Lund Kraftvärmeverk AB (ELKV AB) ett dotterbolag till Lunds Energikoncernen AB.

1.2 Problemställning

Idrifttagning av kraftvärmeverket var initialt planerad hösten 2011 men på grund av förseningar i projektet har ELKV AB nu möjlighet att revidera kraftverkets storlek och utförande.

Sedan projektet initierades 2005 har mycket hänt på världsmarknaden som kan komma att påverka de premisser under vilka projektet lyder.

Parametrar som kan komma att påverka projektet, till vilka hänsyn tagits i detta arbetet är:

- Tillkomsten av ESS år 2020. Experimenten som ska äga rum i ESS anläggningen förväntas generera periodvis billig spillvärme. Denna spillvärme kan omvandlas till fjärrvärme och bör därför tas i beaktning då ett nytt kraftvärmeverk planeras i regionen.
- Inverkan av minskade fjärrvärmeunderlag beroende på mildare klimat, energieffektiviseringar, mindre nybyggnation och mera energieffektiva hus.

1.3 Syfte

Examensarbetet består av att, under dagens förutsättningar, göra en teknisk och ekonomisk optimering av kraftvärmeverkets design. Först görs en grovoptimering av anläggningsstorlek och anläggningsutförande med hänsyn till fjärrvärme- och elproduktion.

Baserat på bedömda investerings- och driftskostnader för olika anläggningsutföranden jämförs produktionskostnaden för fjärrvärme med befintlig produktion.

1.4 Förutsättningar

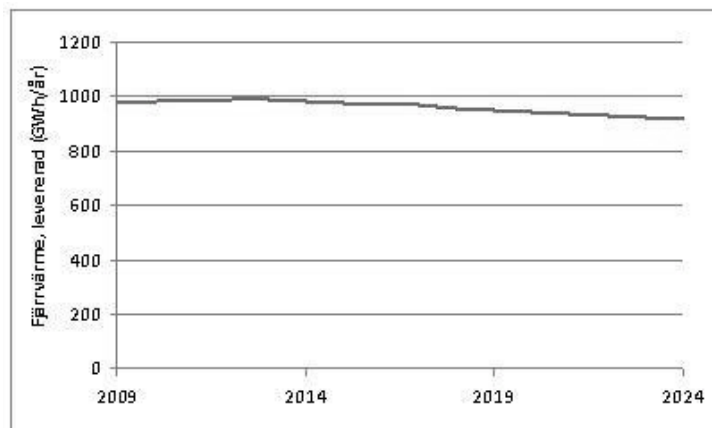
Placeringen i Örtofta på tomt 21:1 med begränsad yta, är en av utredningens förutsättningar. Eftersom ELKV skall leverera fjärrvärme till tre olika orter är det nödvändigt att hänsyn tas till befintliga fjärrvärmeledningars överföringskapacitet till respektive ort. Det finns alltså gränser för hur mycket fjärrvärme nätet kan distribuera från Örtofta. För överföringskapaciteterna redogörs i Kapitel 3.1 om fjärrvärme.

Kraftvärmeverket förutsätts innebära en stor investering. Ett logiskt antagande vore därför att det kommer ta många år innan investeringen är återbetald. Under denna tid kan mycket hända på finansmarknaden som kan komma att påverka lönsamheten. Eftersom det i dagsläget är omöjligt att med tillräcklig noggrannhet förutspå eventuella prisförändringar i framtiden, görs antagandet att samtliga prisnivåer fryses år 2014, för att därefter hållas konstanta under hela kalkyltiden om 25 år.

Kraftvärmeverket har möjlighet att förbränna varierade bränslen beroende på vilken eller vilka sorters pannor man väljer att installera. För att förenkla optimeringsarbetet är det därför nödvändigt att definiera den mix av bränslen som kan komma att vara aktuell i driften. Tidigare utredningar har kommit till slutsatsen att följande bränslemix skall vara utgångspunkt i optimeringen; skogsbränsle, returträ, torv och halm. Mer om bränslemixen, finns i Kapitel 3.2 om bränslen.

Efterfrågan på fjärrvärme i regionen, även kallat fjärrvärmeunderlaget, är något som kan komma att förändras med tiden. Stigande energipriser och ny teknik har gjort att dagens bostadshus har blivit mer energieffektiva. Allteftersom nya så kallade lågenergihus byggs, och äldre bostäder effektiviseras, kan det från FV-leverantörernas håll, i framtiden förväntas en avtagande efterfrågan. En förutsättning blir följaktligen att fjärrvärmeunderlaget, och

dess prognostiserade avtagande under kalkyltiden kommer att beaktas. Figur 1 illustrerar den förväntade utvecklingen av Lunds Energis totala fjärrvärmeunderlag. Efter 2014 antas en linjär minskning under kalkyltidens 25 år.



Figur 1: Prognos fjärrvärmeunderlag [15]

1.5 Rapportens struktur

Kapitlen om teori och empiri är tänkta att innehålla det kunskapsunderlag nödvändigt för att kunna ställa upp en verklighetstrogen lönsamhetsberäkning av koncernens anläggningar till vilka det nya kraftvärmeverket då kommer räknas. Hur beräkningen ställs upp för att kunna göra en grovoptimering förklaras följaktligen därefter i Kapitel 7 om grovoptimeringen. Eftersom två olika datorprogram hör till hjälpmedlen i detta arbetet, finns även ett beskrivande kapitel hur dessa program fungerar. I Kapitel 5 beskrivs dels den programvara som används för att simulera fjärrvärmenätet med dess ingående anläggningar, dels den programvara i vilken lönsamhetsberäkningar samt investeringsbedömningar gjorts. Då en grovoptimering gjorts analyseras sedermera resultaten varpå starkaste investeringsalternativ kan identifieras.

2 Metod

2.1 Metodval

Marknadens efterfrågan på fjärrvärme idag och i framtiden är svår att påverka. Vad som kan konstateras är att så länge fjärrvärmen har ett konkurrenskraftigt pris, kommer den vara attraktiv. En ökad efterfrågan hade resulterat i större vinster för producenterna. Dock, eftersom efterfrågan antas konstant eller rentav avtagande den närmsta framtiden är det nödvändigt att effektivisera produktionen om vinstmarginalen skall ökas. De ekonomiska incitament som talar för en investering i kraftvärmeverket är alltså att öppna upp för besparingar i produktionen av fjärrvärme samt möjligheten till ökad elproduktion. En investering som medför besparingar kallas rationaliseringsinvestering och görs alltså för att minska löpande kostnader.

Eftersom marknadens efterfrågan på fjärrvärme anses opåverkbar, söks alltså istället en effektivisering av produktionen. Detta arbetet går enkelt uttryckt ut på att arbeta fram ett flertal investeringsalternativ som vart och ett jämförs med ett referensfall, ett s.k. 0-alternativ. 0-alternativet är i det här fallet dagens system. Med denna metodik blir frågan vilket investeringsalternativ som teoretiskt sett vore mest fördelaktigt under givna förhållanden. För att utvärdera besparingspotentialen i att investera i ett nytt kraftvärmeverk fodras det att kraftvärmeverket utvärderas i sitt sammanhang, nämligen som en del av Lunds Energikoncernens produktionssystem. Detta tillvägagångssätt är nödvändigt då ingen anläggning är oberoende de övriga i produktionen. Utmaningen består alltså i att återge verklighetens produktionssystem på ett teoretiskt plan. En omfattande lönsamhetsberäkning behöver göras. Beräkningen behöver motsvara verkligheten både termodynamiskt och ekonomisk. När denna beräkning är uppställd kan sedan modifieringar göras för att simulera olika investeringsalternativ, vilket här betyder olika tänkbara utformningar av det nya kraftvärmeverket. Resultatet av modifieringarna i produktionssystemet visar om bättre lönsamhet gentemot 0-alternativet uppnås då storlek och utförande av det nya kraftvärmeverket varierar.

2.2 Antaganden

För grovoptimeringen är kalkyltiden 25 år och löper mellan år 2014 och år 2038. Då värmeproduktionen för år 2038 simuleras antas alla priser ha frusit år 2014 det vill säga samma priser gäller år 2038 som för år 2014. Detta

antagande ses som en nödvändigt då 2038-års priser är tämligen svåra att förutspå i dagsläget och felmarginaler hade blivit allt för stora.

2.3 Datainsamling

Primärdata och Sekundärdata Det finns enligt Christensen (2001) två olika typer av datainsamling, primärdata och sekundärdata.

Primärdata är data som samlats in ändamålsenligt och det kan göras genom olika tekniker som till exempel enkätundersökning, intervju, observation och experiment. Primärdata är tillförlitlig, aktuell och relevant i och med att det är man själv som samlat in data. Sekundärdata är data som tidigare har samlats in och sammanställts för ett annat syfte än det egna, t.ex. böcker, tidskrifter och artiklar på Internet. Fördelarna med sekundärdata är att den är tillgänglig och det finns ett stort urval av källor. Det är heller inte lika tidkrävande som att göra en egen undersökning, vilket även gör den kostnadseffektiv. [10]

I detta arbetet användes främst sekundärdata i form av böcker, rapporter, leverantörer, interna källor, information från internet, statliga myndigheter och verk. Data som kan ses som primärdata är den information som erhållits från Lunds Energis produktion och som rör de individuella anläggningarna. Exempel kan vara information om driftskostnader och verkningsgrader som baseras på observation och erfarenhet.

2.4 Validitet och reliabilitet

Att spekulera i och att försöka förutspå framtiden kan vara vanskligt när det kommer till investeringar. Ur teknisk synvinkel finns en stor kännedom om de komponenter och system som utgör kraftvärmeverket, och det finns idag även goda möjligheter att simulera driften av ett kraftvärmeverk med hjälp av datorer. Stora osäkerhetsfaktorer i det här arbetet är marknadsekonomiska; räntor, efterfråga, priser etcetera.

En annan osäkerhetsfaktor är hur väl simuleringar av fjärrvärmenätet överensstämmer med verkligheten. Resultatet av en simulering av fjärrvärmesystemet är produktionssammansättningen vilket är den sammansättning av anläggningar som vid ett givet tillfälle är i drift samt vilken effekt var och en behöver producera. Resultatet av simuleringen för 0-alternativet, d.v.s. dagens system, har stämts av med den dokumenterade produktionen under 2008. Denna avstämning kan ses som en avstämning av de resultat som görs

med datorsimuleringar och som därefter används till lönsamhetsberäkningar. Den uppskattade totala investeringskostnaden har korrelerats med befintliga anläggningar i Sverige av samma karaktär och storlek. Detta för att validera beräknade investeringskostnaderna för olika alternativ. Vidare är samtliga priser, skatter m.m. i dagsläget aktuella. Dock föreligger stor osäkerhet kring den framtida utvecklingen.

3 Teori

3.1 Fjärrvärme

Ett fjärrvärmenät är ett system till för att förse stadsdelar eller städer med värme. Som distributionsmedium används ofta vatten. Värmen produceras i en eller flera produktionsanläggningar inom rimliga gränser för att undvika för stora förluster i distributionen. Mottagare av värmen använder den huvudsakligen till byggnadsuppvärmning och varmvattenberedning. Fjärrvärmen lämpar sig bra i områden med stort uppvärmningsbehov och är relativt vanligt förekommande i de nordiska länderna samt Östeuropa och i Ryssland. Ett fjärrvärmesystem består huvudsakligen av tre delsystem:

- Produktionsanläggningar
- Distributionsledningar
- Kundanläggningar

Fjärrvärmesystemets produktionsanläggningar använder bland annat pannor, värmepumpar, spillvärme, el eller bränsle till att skapa värme i form av hetvatten. Hetvattnet cirkulerar i isolerade distributionsledningar med hjälp av eldrivna pumpar. Hetvatten matas ut i fjärrvärmesystemet via den så kallade framledningen och detta med en temperatur av cirka 70-120 °C. Efter att värme konsumerats hos kunden återkommer vattnet i en returledning, nu med en temperatur på cirka 40-65 °C.

Själva värmeöverföringen från distributionsnätet till kundens värmesystem sker i så kallade kundanläggningar med hjälp av värmväxlare. Kundens värmebehov för t.ex. byggnadsuppvärmning, varmvattenberedning, industriella processer, bestämmer storleken på den värmelast som måste tillgodoses och överförs från fjärrvärmenätet. Incitamenten för införande av fjärrvärme är i stort sett de samma idag som vid startskottet. Till vanligen framförda fördelar med fjärrvärme hör:

- Kombinerad el- och värmeproduktion i kraftvärmeverk.
- Lägre specifika kostnader för värmeproduktion i större anläggningar.
- Sämre och billigare bränslen kan användas.
- Normalt högre verkningsgrader vid förbränning i stora enheter än i mindre byggnadsanknutna enheter.

- Möjlighet att tillvarata lokala värmeöverskott (spillvärme) från industriella processer och förbränning av avfall.

Indirekta motiv och positiva följder:

- Bättre lokal miljö genom en bättre förbränning och höga skorstenar.
- Bättre global miljö genom att det är enklare och billigare att genomföra miljöskyddande åtgärder i större, centrala produktionsanläggningar.
- Ökad flexibilitet i energitillförseln genom att produktionsapparaten kan förändras på ett par år.

Samtidigt som fjärrvärmens förespråkare ofta framhäver dess många fördelar så har även fjärrvärmens kritiker. Nackdelar med stora fjärrvärmesystem som brukar lyftas fram är:

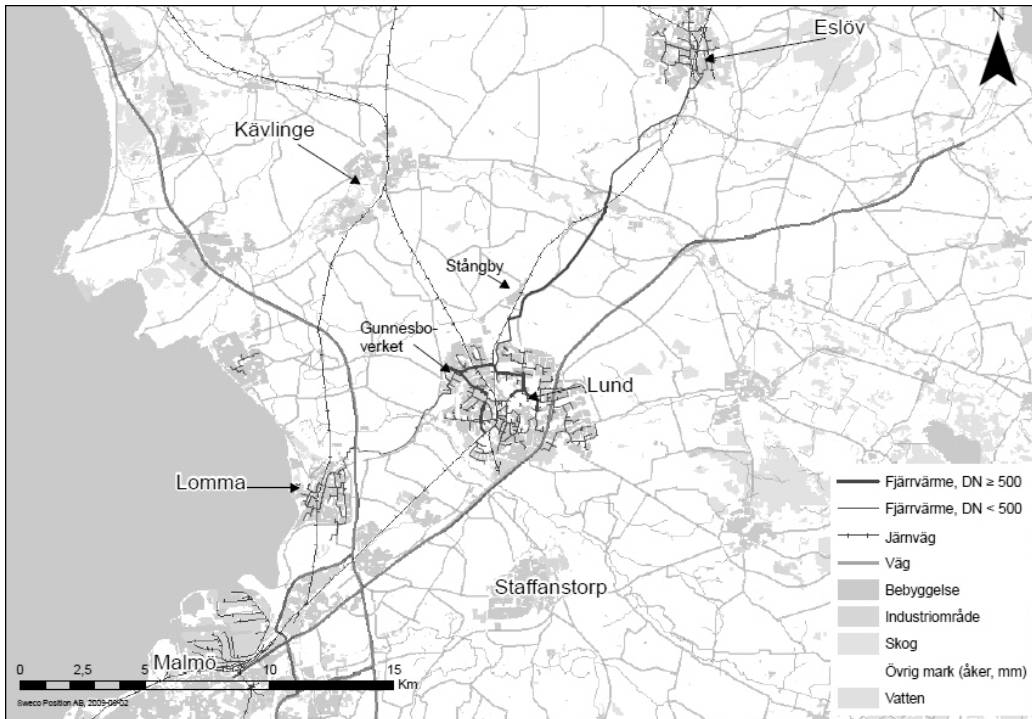
- Större konsekvenser av störningar i värmeförsörjningen, såväl vid större haverier i fredstid som vid sabotage i krigstid.
- Enskilda människor kan i mindre utsträckning påverka sin egen försörjningssituation.
- Den allmänna kunskapen om värmeförsörjning försvinner då ett fåtal specialister ansvarar för och driver fjärrvärmesystem.

[12]

Historia: Under 1870- och 1880-talen introducerades i U.S.A. större system för distribution och försäljning av ånga i ett flertal städer. I Europa fanns kring sekelskiftet ett antal mindre system för värmeförsörjning av större ansamlingar byggnader men värmen var här inte en handelsvara. Först i 1920-talets Tyskland startades fjärrvärmesystem för försäljning av värme. Tiden kring sekelskiftet kan således ses som fjärrvärmens introduktionsfas medan det skulle dröja till mellankrigstiden innan fjärrvärmens infördes i flera större städer i Europa.

Under efterkrigstiden då Europa skulle återuppbyggas inleddes en tillväxtfas av fjärrvärmens. Många nya byggnader till följd av stora program av nybyggnation runt om i Europa gjorde att husen lätt kunde anpassas och anslutas till fjärrvärmetekniken. [12]

Figur 2 illustrerar Lunds Energikoncernens fjärrvärmenät. Nätet har byggts ut successivt under åren och distribuerar årligen 1,1 GWh värme till 7300 kunder i Lund, Lomma och Eslöv. I Tabell 1 redogörs för fjärrvärmenätets överföringskapaciteter mellan de olika orternas system.



Figur 2: Lunds Energis fjärrvärmenät

Till/Från	Lund	Örtofta	Eslöv	Lomma
Lund	-	105	35	35
Örtofta	105	-	35	35
Eslöv	35	35	-	35
Lomma	35	35	35	-

Tabell 1: Överföringskapaciteter mellan orter (MW)

3.2 Bränsle

I kraftvärmeverket kommer enbart bibränslen och torv att förbrännas. Samtliga i bränslemixen ingående bränslen är befriade från koldioxidskatt och dem berättigar även till elcertifikat. Det samma gäller också för torv, som däremot inte klassas som bibränsle. Vid förbränning av torv tillkommer kostnader för svavelskatt samt utsläppsrättigheter för frigjord koldioxid. En eventuell samförbränningspannan kommer att utformas så att bränsleflexibiliteten blir

stor. Möjligheten att välja bland ett flertal bränslen ska leda till att tillgänglighet och pris på bränsle styr bränsleinköpen. Den i det här arbetet fastställda bränslemixen är som följer:

Bränsle	%
Skogsbränsle	45
Returträ	40
Torv	15

Tabell 2: Bränslesammansättning

3.2.1 Skogsbränsle

Skogsbränsle definieras enligt svensk standard (SS 187106) som råvara som inte tidigare haft någon användning. Skogsbränsle kan t.ex. utgöras av avverkningsrester så som GROT (GRenar Och Toppar), rester från sågverk och från skiv- och massindustrier.

GROT har ofta en fukthalt på ca 40-50% och har en relativt stor volymitet, vilket påverkar transportkostnaderna negativt. För att transporter med till exempel tåg skall vara lönsamt krävs ett transportavstånd av minst 20 mil samt att spåret går hela vägen in till anläggningen.

GROT kan förbrännas oförädlat eller förädlat till pellets eller briketter. GROT eldas sällan ensamt utan blandas nästan alltid med andra trädbränslefraktioner av spån, flis och bark. Inblandningar av 40-60% GROT är vanliga. [18]

Korrosion och beläggningar på överhettare är vanliga problem vid eldning av GROT. Pannor som har lång uppehållstid har mindre problem med beläggningar än pannor med kort uppehållstid. I anläggningar som eldar ca 20% torv försvinner problemen nästan helt fullständigt. [13]

Det finns i Sverige en betydande potential för ett ökat uttag av bränsle från den svenska skogen. Framförallt handlar det om bättre tillvaratagande av avverkningsrester än idag. En långsiktig miljökostnad av ett ökat uttag är näringsunderskott i skog och mark. Det är därför viktigt att finna bra lösningar på hur näringen skall föras tillbaka och kretsloppet slutas, till exempel genom återföring av aska. [11]

3.2.2 Agrobränsle

I den planerade rosterpannan kommer framförallt halmbalar att eldas. Andra agrobränslen så som hampa, rörfen och spannmål kan också tänkas bli aktuella i framtiden.

Halm är en restprodukt från jordbruket och är vad som blir över då sädeskärnorna utvunnits från säden. Halm ställer på grund av sin låga bulkdensitet och därmed stora volymer, höga krav på bränslehanteringen. För en 100 MW halmpanna kan det t.ex. gå åt en lastbil med halmbalar per 30 min! Halm kan förädlas till balar eller pellets. I regel köps halmen in i balar som sedan matas i pannan och förbränns. Halmpellets är ett dyrare alternativ medan det billigaste är den halm som endast hackats och lagrats på åkern. Största problemen vid förbränning av halm är höga halter av klor och kalium samt askans låga smältpunkt som kan leda till beläggningar i pannan. De höga halterna av klor och kalium kan reduceras avsevärt om halmen lagras utomhus, eller regnas på före förbränning. [18] Sameldning med torv förbättrar sulfateringsgraden och dämpar uppkomsten av klorrika saltblandningar med låg smältpunkt. I nuläget saknas en etablerad marknad för halm som bränsle i Sverige. I Danmark finns dock flera halmpannor i drift och en del av halmen köps in från södra Sverige.

3.2.3 Torv

Torv är ett naturligt förekommande material och består utav döda växter som inlett en humifieringsprocess, dvs förmultning under fuktiga förhållanden i avsaknad av syre. Eftersom torven är blöt vid skörd fordras det 2-3 veckors torktid innan den kan brukas som energitorv, och då antingen oförädlad eller förädlad till pellets eller briketter. Dessa lämpar sig väl för längre transporter, lagring och för eldning i mindre anläggningar. Briketter och pellets minskar damningen vilket leder till att hanteringen förenklas.[18] Det finns beroende på skördningsteknik och framställning ett flertal benämningar på torv, bland andra frästtorv, smultorv och stycketorv. Energiinnehållet i stycketorv är något högre än för frästtorv och smultorv; 1,1 respektive 0,8 MWh per kubikmeter. Torv är befriat från energiskatt och koldioxidskatt. För torv tas dock en svavelskatt ut enligt lagen om skatt på energi (SFS 1994:1776). Torv anses som fossilt bränsle enligt EU:s direktiv om utsläppsrätter. Det innebär att en anläggning som eldar torv måste ansöka om tillstånd för ut-

släpp av koldioxid. Detta enligt lagen om utsläppsrättigheter från augusti 2004. Det höga innehållet av kalcium i torven bidrar till minskad risk för sintning i pannan. Aluminiummineraler i torven håller kvar alkali genom en så kallad getteringeffekt.

Alkalimetallerna binds då i beläggningen runt sandpartiklarna i form av föreningar med högre smältemperatur vilket alltså minskar risken för sintning. Ett av dessa mineraler kan vara kaolinit som visat sig vara en av de effektivaste getteringmineralerna.

[18] Korrosionsproblem i överhettare minskar vid sameldning av torv och trädbränsle jämfört med förbränning av enbart trädbränslen. I många anläggningar med höga ångdata används torvinblandning som ett aktivt sätt att minska risken för korrosion. Sverige är ett av de mest torvrikaste länderna i världen med totalt 10 miljoner hektar torvbildande mark, motsvarande 25% av landets yta. De cirka 150 aktiva torvtäkterna upptar bara drygt en promille av denna yta. Den årliga skörden av torv, 4-5 miljoner kubikmeter, motsvarar cirka en femtedel av den årliga tillväxten.

3.2.4 Returträ

Returträ definieras enligt svensk standard (SS 187106) som trädbränsle vilket har haft en annan användning, till exempel rivningsvirke. RT-trä och RT-flis är betäckningar för restprodukter från konsumtion som återanvänds eller energiåtervinns. Hit räknas alltså inte restprodukter från till exempel avverkning, hyvling eller andra träbearbetningsprocesser.

Returträ är på grund av dess låga kvalitet ett mycket billigt bränsle. Ett problem är att returträ innehåller förhöjda halter föroreningar är att askan kan innehålla tungmetaller eller organiska halogenider och kanske därför måste deponeras eller renas.[18] I kraftvärmeverket kommer utsorterat returträ, dvs. trä som en gång betraktats som avfall att förbrännas. Detta trä består framförallt av flis från lastpallar och byggnadsmaterial.[6]

Kvaliteten hos returträ kan även förbättras med hjälp av siktning av bränslet där de minsta fraktionerna (<4mm) frångiljs. Provtagning har visat att 25-40% av de belägningsrelaterade ämnena kalium, klor, natrium, zink och bly finns i denna fraktion.

Risken för korrosion och beläggningar i pannan anses öka med ökad inblandning av returträ. De driftrelaterade problemen är främst beläggningssbildning och korrosion på överhettare och andra värmeöverförande ytor och förhöjda emissioner av vissa föreningar. RT-bränsle innehåller kraftigt förhöjda hal-

ter av zink och bly, samt för vissa sorter även höga halter av koppar. Utöver dessa metaller är det förhöjda halter av främst klor men även svavel, natrium, arsenik och krom i RT-flis jämfört med skogsbränsle. De förhöjda halterna av speciellt zink och klor är viktiga orsaker till de ökande problemen med beläggingsbildning och korrosion vid förbränning av RT-flis i jämförelse med renare skogsbränslen. Det finns förutsättningar att minska problemen vid förbränning av RT-flis genom tillsats av additiv till bränslet och/eller rökgasen. Additivet kan på olika sätt oskadliggöra de besvärliga föroreningarna innan de fastnar på pannytorna. Ett alternativ kan vara att samelda RT-bränslet med ett bränsle som har motsvarande gynnsamma egenskaper. Torv är ett sådant exempel. Torv är rikt på svavel vilket bidrar till att besvärliga metallklorider blir till sulfater vilka lättare kan avskiljas. [18]

3.3 Elcertifikat

Elcertifikatsystemet startade den 1:a maj 2003 i syfte att stimulera ett ökat användande av förnyelsebara energikällor som sol, vind, vattenkraft och bio-bränsle samt torv. Målet, att elproduktionen från förnybara energikällor ska ha ökat med 17 TWh från 2002 års nivå ska vara uppfyllt år 2016. Lagen om elcertifikat kom till som en del av regeringens långsiktiga energipolitik med strävan att minska utsläpp och växthusgaser. Liknande system finns redan i Europa (Belgien, Italien, Polen & Storbritannien). Dock, omfattar det svenska systemet endast el producerad i Sverige.

Enligt lagen om elcertifikat är följande kvotpliktiga: elleverantörer, el-användare som använder egenproducerad, importerad eller köpt el, samt elintensiv industri.

Systemet är marknadsbaserat då en producent av förnyelsebar el erhåller ett (1) elcertifikat av staten för varje MWh producerad som producenten sedermera kan sälja på marknaden. Detta skapar extra intäkter för producenten utöver den sålda elen. En produktionsanläggning kan få elcertifikat under dess 15 första år i drift. Efterfrågan på certifikat skapas då el-leverantörer enligt lagen om kvotplikt måste certifiera en viss del av den el dem säljer till sina kunder. Hur stor del av den sålda elen som måste vara certifierad regleras av regeringen. 2010 års värde ligger på 17,9%. [5]

Den 2:a juli 2009 fick Energimyndigheten i uppdrag att föreslå nya kvoter i elcertifikatsystemet för att uppnå en högre ambitionsnivå. Energimyndighetens rapport innehåller förslag på justerade kvoter för att kunna nå regeringens

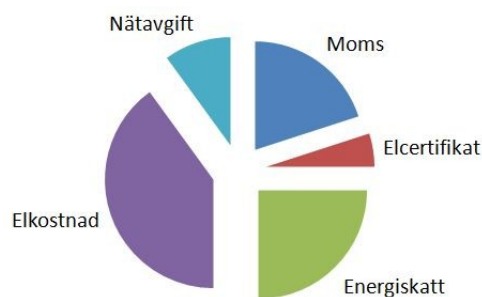
uppsatta mål i nivå med 25 TWh förnybar el år 2020 jämfört med 2002 års nivå.[19] I detta arbetet är utgångspunkten de kvoter som föreslagits av energimyndigheten i 2009 års utredning. I dagsläget är det endast en av Lunds Energikoncernens anläggningar som erhåller elcertifikat och det är Återbruket i Lomma. Eftersom Återbruket togs i drift år 1995 kommer man från och med 2012 inte att erhålla fler certifikat.

3.4 Energipriser Skatter & Avgifter

Ungefärliga energipriser för olika bränslen finns att tillgå hos energimyndigheten men eftersom ELKV AB har regelbunden kontakt med leverantörer kommer dessa priser att användas. Det finns ett flertal skatter och avgifter som påverkar priset för olika bränslen.

Enligt lag (1994:1776) om skatt på energi tas energiskatt ut för följande bränslen om de används för energiproduktion; eldnings/diesel/brännolja, fotogen, gasol, metan, naturgas, kol petroleumkoks samt råtallolja. [18]

Elskatten är även den en form av energiskatt som läggs på priset för själva elen. Det slutliga elpriset består inte bara av dessa två komponenter utan innehåller även andra komponenter som kostnader för elcertifikat, moms och nätavgifter. Figur 3 illustrerar elprisets olika komponenter.



Figur 3: Elprisets komponenter

Koldioxidskatten på bränslen är en så kallad miljörelaterad skatt. Det innebär att den har införts först och främst av miljöskäl. Syftet med koldioxidskatten är ur ett kortare perspektiv att utgöra ett incitament för den förbrukare

som använder bränslen med hög kolhalt att byta till bränslen med lägre kolhalt, eller att gamla förbränningsanläggningar byts ut mot nya för att på så sätt få en effektivare uppvärmning. I det långa loppet är syftet att minska koldioxidutsläppen.[17]

För värmeverk gäller enligt lag (1994:1776) om skatt på energi, följande regel: "Skattebefrielse medges med 85 procent av koldioxidskatten på bränsle som förbrukas för produktion av värme vid kraftvärmeproduktion".

Även svavelskatten är en miljörelaterad skatt. Syftet med svavelskatten är att den ska leda till att svavelfattigare bränslen används och att reningsåtgärder vidtas. Koldioxidskatten och svavelskatten tas inte ut på utsläppen utan på insatsvarorna. Detta beror på att det är mindre tekniskt komplicerat att bestämma halterna svavel och koldioxid i bränslet än i rökgaserna. Vidtagna reningsåtgärder för minskade svavelutsläpp kan ge skattereducering.[19]

Svavelskatt betalas för kol, olja, torv och petroleumkoks med 30kr/kg S [18]

Kväveoxidavgift (NO_x) tas ut för uppmätta utsläpp av kväveoxider från pannor och gasturbiner med nyttiggjord energi om minst 25 GWh per år. Detta enligt Lag (1990:613) om miljöavgift på utsläpp av kväveoxider vid energiproduktion. Skatten är 40 kr/kg utsläppt NO_x. [17]

Bränsle	Energi pris	Energi skatt	CO ₂ - skatt	Svavels skatt	NO _x - avgift	Elcertifika t	Utsläpps rätter
EL	529	295				35,1	
Biolja	524				1,3		
Naturgas	327	80	207				JA
Skogsflis	195				3,8		
RT-flis	113				3,8		
Torv	158			18	3,8		JA
Pellets	398				3,8		
Halm	210				3,8		
Ört.Spill	213						
Ellinge	290						
Sventsorp	246						

Tabell 3: Skatter & avgifter(kr/MWh). Variationer förekommer beroende på hur bränslet nyttjas.

3.5 Nättariffer

När Lunds Energikoncernen köper in exempelvis naturgas är det inte bara själva gasen man betalar för. Inom el och gashandel tillkommer ett flertal avgifter och tariffer. För gas och el betalas dels en fast årlig nätaggift sedan tillkommer en effektavgift proportionerlig mot den maximala effekt användaren vill kunna ta ut från gasnätet eller elnätet. Tillkommer gör sedan en rörlig avgift som står i proportion till uttaget. Priser för den rörliga avgiften ses för elnät i Tabell 4 och för gasnät i Tabell 5 nedan.

Värmepump (VP)	Rörlig nätavgift kr/MWh
VP Gunnesbo	22,00
VP Södra Verket	53,26
VP Ångkraftverk	53,26
VP Betan	72,50

Tabell 4: Tariffer elnät

Anläggning	Rörlig nätavgift kr/MWh
P4 Gunnesbo	21,40
Södra verket	37,10
Ångkraftverk	21,40
GT KVV	21,40

Tabell 5: Tariffer gasnät

3.6 Rök-gaskondensering

Syftet med rök-gaskondensering är att tillvarata kondenseringsenergi från vatten i rök-gaserna genom att låta dem kondensera. Hur mycket energi som kan utvinnas ur rök-gasen beror till stor del på hur mycket förångat, och vid förbränningen bildad vatten som rök-gaserna bär med sig till kondensorn. Generellt sett ger ett bränsle med hög fukthalt mer kondenseringsvärme. Genom att befukta förbränningsluften med en uppfuktare ökar mängden vattenånga i rök-gasen vilket medför att mer värme kan utvinnas i kondensorn. I inloppet till kondensorn sprayas vatten in i rök-gasen. Denna del av kondensorn kallas ibland quencher eller stötkylare. Vatteninsprutningen har flera olika uppgifter:

- att få rök-gasen mättad så att kondensorn verkligen fungerar som kondensorn
- att sänka rök-gastemperaturen snabbt så att syradaggpunkten passerar så snabbt som möjligt.

- ett överskott av vatten sprutas in i kondensorn för att späda ut kondensatet samt säkerställa att alla ytor spolats tillräckligt och på så vis minska risken för korrosion.

I den här delen av kondensorn används ofta höglegerade stål eller polymera material på grund av korrosionsrisken. Själva kondensorns värmeväxларыta kan vara utformad på olika vis. De olika typerna som finns på marknaden idag är i huvudsak följande tre.

1. Tubvärmeväxlare
2. Plattvärmeväxlare
3. Skrubber

I de två första typerna sker kondensering och värmeväxling samtidigt över värmeväxlaren. I den tredje typen sker kondenseringen över fyllkroppar och värmeväxlingen i en separat värmeväxlare utanför kondensorhuset.[8]

I detta arbetet är installationen av rökgaskondensator en förutsättning även om det ännu inte bestämts vilken av ovanstående tekniker det blir. Rökgaskondensorn förutspås bidra med en ökad fjärrvärmeproduktion motsvarande 10-15 % av pannans termiska effekt och kosta ca 15 kr per MWh producerad fjärrvärme. Ett viktigt tillägg är här att de termiska effekter på kraftvärmeverket som redovisas i resultaten inte inkluderar rökgaskondenseringens bidrag till effekten. Ett kraftvärmeverk med effekten 140 MW i resultatdelen av detta arbetet kommer alltså med rökgaskondensorns bidrag motsvara ca 150 MW. Dock, bidrar inte rökgaskondensering till någon ökad elproduktion.

3.7 Askhantering & Kvittblivning

De allt större satsningarna på bibränslen i Sverige motiveras i hög grad av miljö- och klimatskäl. Idag svarar skogen för större delen av den mängd bibränslen som används. Då avverkningsrester och stamved tas ut ur skogen, förs även viktiga mineralämnen ut ur skogsmarken. Om skogen skall bibehålla sin långsiktiga produktionsförmåga är därför av stor vikt att detta bortfall kompenseras för, till exempel genom återföring av bibränsleaska då denna innehåller huvuddelen av mineralerna. Problem kan uppstå då rena träbränslen samförbränns med andra förorenade bränslen, till exempel returträ, vars aska innehåller föroreningar och i allmänhet inte lämpar

sig för återföring. [11] Återföring och kvittblivning är i detta arbetet med i beräkningarna i form av schablonbelopp som belastar respektive anläggning. Schablonbeloppen baseras på medelvärden från produktionen.

3.8 Pannteknologi

Ett kraftvärmeverks panna och dess teknik är av stor vikt för prestanda, förbränningsverkningsgrad och emissionsdata. En av kraftvärmeverkets förutsättningar är att det skall använda fluidiserad bädd teknik vid samförbränning av olika bränslen, vilket även är fallet. I det fall det beslutas att även halm skall ingå som bränsle skall en separat rosterpanna byggas för detta ändamål.

3.8.1 Rosterteknik

Rosterpannor har länge använts för fastbränsleeldning inom såväl industri som i energiföretag. Inom tex papper- och massindustrin utgörs ca 90 procent av pannbeståndet av rosterpannor. Rosterpannan kännetecknas av att den har en förbränningsanordning(roster) på vilken bränslebädden i tur och ordning torkas, pyrolyseras och slutförbränns. För att erhålla en god homogen förbränning med låga emissioner av kolmonoxid och oförbrända kolväten är det viktigt att bränslebädden alltid är jämn. Detta medför att kraven på övervakning och styrning är höga för att ett gott förbränningsresultat skall kunna erhållas i rosterpannan.[9]

3.8.2 Fluidbäddteknik

Fluidbädden introducerades under slutet av 1970-talet och under början av 1980-talet kom genombrottet för tekniken i Sverige. Principen går ut på att bränslet tillsammans med ett inert bäddmaterial, i detta fall sand, fluidiserar med hjälp av primära förbränningsluften som blåses genom bränslebädden underifrån. Förbränningen sker sedan i den fluidiserade bädden av bränsle och inert material. Denna teknik är mer kostsam än rostertekniken men den har ett flertal fördelar. På grund av det ständigt cirkulerande bäddmaterialet erhålles förutom en stor bränsleflexibilitet, en stabil förbränning med jämn temperaturfördelning i eldstaden. Detta möjliggör förbränning vid låg temperatur vilket har positiv inverkan på emissionsdata. [9]

3.9 Handel med utsläppsrätter

Handeln med utsläppsrättigheter omfattar cirka 730 svenska anläggningar inom industri och energiproduktion. Inom EU påverkas cirka 13000 anläggningar vilka tillsammans står för cirka 40 % av de totala utsläppen av koldioxid inom unionen.

Handeln med utsläppsrättigheter bygger på att ett tak sätts för de totala utsläppen. Varje år ska därefter företagens utsläpp kompenseras med erforderligt antal utsläppsrätter. Rättigheter kan köpas från företag eller via någon av de etablerade mäklare, börser eller förmedlare som finns på marknaden. I Sverige registreras försäljning och inköp av rättigheter i Svenskt Utsläppsrättssystem (SUS). Rättigheter kan köpas förutsatt ett innehav av ett speciellt transaktionskonto för rättigheter i SUS. SUS är upprättat av och administreras av statens energimyndighet. [1]

SUS är också Sveriges nationella register under Kyotoprotokollet där det nationella åtagandet följs upp.



Figur 4: SUS Tidsaxel (Statens Energimyndighet)

4 Empiri

4.1 Verkningsgraden

En anläggnings verkningsgrad är ett mått på hur ekonomiskt den omvandlar energin i tillfört bränsle, så kallad primärenergi, till nyttig energi, t.ex. fjärrvärme och el, även kallad sekundärenergi. Med andra ord är verkningsgraden förhållandet mellan bränsleeffekt och producerad effekt.

Det finns många typer av förluster i denna omvandling. Värmeförluster, tryckförluster, och mekaniska förluster för att nämna några. Förlust av värme sker t.ex. i pannor, värmeväxlare, rörledningar och fjärrvärmevärmeledningar. Mekaniska förluster sker främst då medier transporteras i rör men även i ångturbin och generator där värme och rörelseenergi omvandlas till mekanisk och elektrisk energi. Tryckförluster är oftast ett resultat av mekanisk friktion mellan två material, som mellan ett medium och en rörvägg. Sist men inte minst emitteras en del energi ut i atmosfären med rökgaserna eftersom dessa kan ha en temperatur på 50-120 °C.

Även fjärrvärmenätets returtemperatur och bränslets fukthalt påverkar verkningsgraden samt om anläggningen har rökgaskondensering installerad.

4.1.1 Elverkningsgrad

$$\text{Elverkningsgrad} = \frac{\text{producerad el}}{\text{tillförd ånga}}$$

4.1.2 Alfa-värde

Som benämningen kraftvärmeverk indikerar, kommer ELKV att producera inte bara fjärrvärme men även elkraft. Förhållandet mellan mängden producerad fjärrvärme och el beskrivs av det så kallade alfa-värde. Alfa-värdet är kvoten mellan producerad el och fjärrvärme. Hur produktionen går till i praktiken beskrivs närmare i Kapitel 6 om ELKV. En förhållandevis hög elproduktion, det vill säga ett högt alfa-värde, eftersträvas då försäljning av el är mer lönsam än försäljning av fjärrvärme. Elproduktion berättigar också till elcertifikat som genererar extra intäkter.

4.1.3 Fuktighet bränsle

Utan rökgaskondensator sjunker anläggningens totalverkningsgrad vid ökande fukthalt. Med rökgaskondensator installerad ökar däremot totalverkningsgraden eftersom fukten här kan kondenseras ut och värmen tas upp av fjärrvärmevattnet. Alfa-värdet är relativt oförändrat vid grundfallen utan rökgaskondensator och normal fukthalt på bränslen medan alfa-värdena sjunker med ökande fukthalt i fallet med rökgaskondensering. Detta eftersom värmeproduktionen ökar då fukthalten ökar. [8]

4.1.4 Returtemperatur

Utan rökgaskondensator installerad blir totalverkningsgraden relativt oförändrad då returtemperaturen ökar medan för anläggningar med rökgaskondensator sjunker den. Med uppfuktning blir totalverkningsgraden mindre känslig för returtemperaturen. Fukthalten ökar då i rökgaserna och kondenseringen forgår även vid hög returtemperatur vilket den inte gör om enbart rökgaskondensator finns men ingen uppfuktare. Elverkningsgraden påverkas i mindre grad då returtemperaturen ökar.

Utan rökgaskondensator påverkas inte alfa-värdet så mycket av returtemperaturen medan det ökar vid rökgaskondensering p.g.a. att värmeproduktionen i rökgaskondensatorn minskar då returtemperaturen stiger. [8]

4.2 Driftstillgänglighet

En anläggning som är ur drift kan vara detta av flera anledningar. Idealt beror ett stopp i produktionen på att anläggningen stängts av frivilligt för till exempel rutinmässig service ska kunna genomföras. Stoppet kan också vara oplanerat då en olycka kan ha skett eller har någonting havererat. Bristande tillgång på bränsle eller rentav för dyrt bränsle kan vara en annan anledning. Ett dyrt bränsle kan påverka en anläggnings lönsamhet och konkurrenskraftighet negativt då ett dyrare bränsle följaktligen gör att anläggningen blir dyrare i drift.

4.3 Drift & Underhåll

Till kostnaderna för själva driften av en produktionsanläggning hör bland annat kostnader för drift och underhåll. Hit hänförs bland annat kostnader för

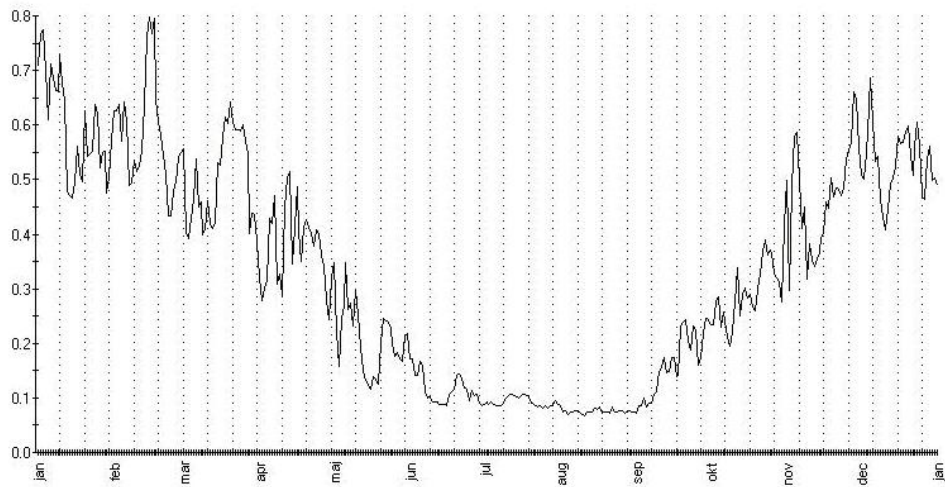
personal, service av anläggningen, tillsatskemikalier och kemikalier för rök-gasrening, reservdelar och mycket annat. I detta arbetet har schablonbelopp använts för drift och underhåll för respektive anläggning. Beloppen baseras på erfarenhet från produktionen.

4.4 Lastkurvor

För att veta ungefär hur produktionen av fjärrvärme förväntas variera under året behövs någon form av lastkurva som beskriver lasten för respektive system. Lund utgör ett system, Elöv ett och Lomma ett med respektive normalårskurva. Eftersom systemen är sammanlänkade med fjärrvärmeledningar bildar dem tillsammans ett större system, till vilket benämningen "system" oftast hänser i detta arbetet. Hur utfallet av produktionen i detta större system kommer se ut år 2014 är det självfallet ingen som vet exakt. Av den anledningen används så kallade normalårskurvor. I detta arbete har just sådana normalårskurvor använts för respektive system. Eftersom samma normalårskurvor används för alla år har detta till följd att åren 2014-2038 alla antar samma karaktär om man jämför kurvan för värmelasten. Värmelasten är det momentana fjärrvärmeunderlaget vid en viss tidpunkt och fjärrvärmeunderlaget blir alltså integralen av värmelasterna under ett år. Som beskrevs i Kapitel 1.4, antas fjärrvärmeunderlaget minska för varje som går. För att ta denna minskning med i beräkningarna skalas helt enkelt normalårskurvan ner motsvarande denna minskning.

I Figur 5 illustreras den normalårskurva som i beräkningarna använts för Lunds system.

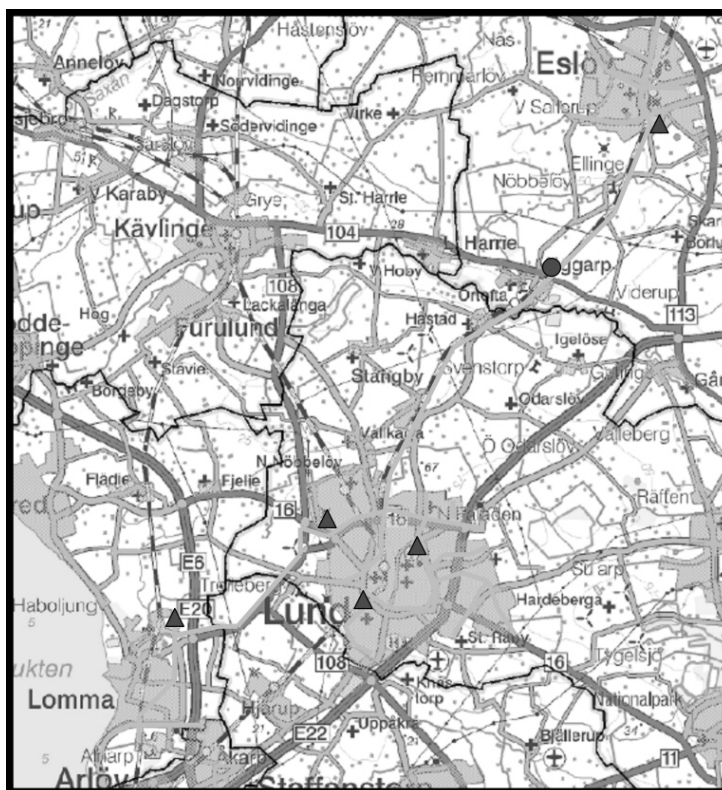
Lund-Normal, Kurva1



Figur 5: Normalårskurva med värmelaster från januari - december

4.5 Anläggningar

Inom Lunds Energikoncernen finns ett flertal anläggningar, eller produktionscentra där ett flertal anläggningar finns samlade. Dessa ligger utspridda på orterna Lund, Eslöv och Lomma. Figur 6 visar respektive anläggnings geografiska placering.



Figur 6: I koncernen ingående anläggningar eller produktionscentra

4.5.1 Återbruket



Figur 7: Återbruket

Teknik	Byggår	Effekt	Alfa-värde	Verkningsgrad	Bränsle
CFB	2005	12MW	0,33	92%	100% Returträ

Tabell 6: Återbruket i Lomma

4.5.2 Gunnesboverket



Figur 8: Gunnesboverket i Lund

Gunnesboverket inhyser ett flertal anläggningar under samma tak. På bilden syns även ackumulatorn längst till höger. Ackumulatorn byggdes år 1996 och har en lagringskapacitet på 1200MWh.

Teknik	Byggår	Effekt	Alfa-värde	Verkningsgrad	Bränsle
Värmepump 1	1984	16MW	-	290%	EL
Värmepump 2	1985	16MW	-	290%	EL
Gasturbin	1991	36MW	0,58	88,5%	Naturgas
Hetvattenpanna 1	1970	65MW	-	89%	Biolja
Hetvattenpanna 2	1970	60MW	-	89%	Biolja
Hetvattenpanna 3	1972	60MW	-	92%	Biolja
Hetvattenpanna 4	1976	65MW	-	95%	Naturgas
Pelletspanna 1	2008	3MW	-	91%	Pellets
Pelletspanna 2	2008	3MW	-	91%	Pellets
Elpanna	1982	75MW	-	98%	EL

Tabell 7: Gunnesboverket

4.5.3 Spillvärme från Örtofta sockerbruk

Intill den tilltänkta tomten i Örtafta driver företaget Danisco Sugar ett sockerbruk. Sockerbruket levererar i dagsläget en del spillvärme till fjärrvärmenätet. Mängden levererad spillvärme varierar men ligger runt 30 MW.

4.5.4 FV från Ellinge och Svenstorp

Ellinge och Svenstorp är anslutna till fjärrvärmenätet men har egna produktionsanläggningar. Lunds Energikoncernen har möjlighet att vid behov köpa in fjärrvärme producerad i anläggningarna under perioden 1/10 till 31/3.

4.5.5 Södra Verket



Figur 9: Södra Verket i Lund

Södra verket är beläget på Klostergården i södra Lund. Anläggningen inhyser även kylmaskiner som producerar industrikylla till intilliggande industri.

Teknik	Byggår	Effekt	Alfa-värde	Verkningsgrad	Bränsle
Värmepump	1983	12MW	-	260%	EL
Hetvattenpanna	1972	12MW	-	90%	Naturgas

Tabell 8: Södra Verket

4.5.6 Ångkraftverket



Figur 10: Ångkraftverket i Lund

Teknik	Byggår	Effekt	Alfa-värde	Verkningsgrad	Bränsle
Värmepump 1	1997	9MW	-	260%	EL
Värmepump 2	1997	9MW	-	260%	EL
Värmepump 3	1997	9MW	-	260%	EL
Hetvattenpanna	1964	18MW	-	90%	Naturgas

Tabell 9: Ångkraftverket

4.5.7 Panncentral Betan



Figur 11: Panncentral Betan i Eslöv

Teknik	Byggår	Effekt	Alfa-värde	Verkningsgrad	Bränsle
Värmepump	1986	10MW	-	280%	EL
Hetvattenpanna	1989	12MW	-	90%	Naturgas

Tabell 10: Panncentral Betan

5 Datorstödda beräkningar

För att underlätta arbetet har två olika datorprogram tagits till hjälp; MARTES och INVEST. Det förstnämnda används för att analysera produktionsammansättningen, det vill säga vilken kombination av anläggningar som är den optimala för tillfället. Då ett helt år simuleras kan alltså siffror för var och en av anläggningarnas totala årsproduktion erhållas. Med dessa uppgifter kan sedan en årskostnad för var och en av anläggningarna beräknas.

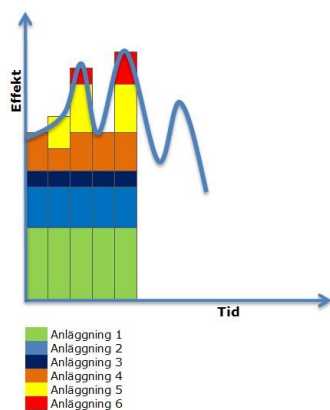
Då det efter simuleringarna är dags att göra lönsamhetsberäkningar och investeringsbedömningar av ett flertal scenarion används INVEST för detta ändamål. Programmet används inom koncernen som standard för investeringsbedömningar.

5.1 MARTES

MARTES är ett detaljerat simuleringsprogram för analys av fjärrvärme-, el- och ångproduktion. Programmet har många tillämpningsområden som till exempel hjälpmedel i samband med: investeringar i produktions- och miljötekniker, bränsleval, skatte- och miljöavgiftsanalys, budgetering, kontraktsförhandling, bränsleinköp, lagerhållning m.m. [2] I detta arbetet används dock MARTES endast för simulering av fjärrvärmesystemet.

MARTES är uppbyggt kring två belastningskurvor som beskriver efterfrågan på energi till uppvärmning och eventuell ånga. Kurvorna är uppdelade i 730 st 8 timmars perioder. Dag- och nattvärden för årets alla dygn.[2] Till varje fjärrvärmesystem kan anläggningar, ackumulatorer och eventuella överföringar till andra system definieras. MARTES simulerar driften av tillgängliga anläggningar under dag- och nattperioderna efter lägsta rörliga kostand. Detta innebär att den anläggning med lägst rörlig kostand används till sin maximala kapacitet och om mer effekt krävs startas den näst billigaste anläggningen och så vidare (se Figur 12). Denna filosofi är vad som idealt eftersträvas i verkligheten, även om det på grund av omständigheter ofta inte blir så. Som ses i Figur 12 är det ofta nödvändigt att sänka effekten på en mer ekonomisk anläggning för att "släppa in" nästa anläggning på tur i produktionen. Här sänks t.ex. effekten på anläggning 5 för att släppa in anläggning 6. Detta kan simuleras i MARTES såväl som oplanerade stopp av en anläggning. Vidare kan anläggningar tvingas producera i en viss ordning oavsett rörlig kostnad, värme kan exporteras mellan system och värme kan ackumuleras. [2] I MARTES kan en anläggning stängas av frivilligt vis-

sa perioder då service ska ske eller då efterfrågan på fjärrvärme helt enkelt är för liten för att det ska vara lönsamt att producera. Utöver den frivilliga avstängningen simuleras slumpmässigt inträffande ofrivilliga driftstopp med hjälp av en procentsats. En anläggning kan t.ex. sägas vara tillgänglig för drift 96 % av årets alla dagar, då den inte är frivilligt avstängd.



Figur 12: Principskiss för produktionsammansättning

5.1.1 Indata

System	Anläggning	Bränsle
Kraftvärmeskatt	Anläggningstyp	Bränslepris
Certifikatkvot	Bränsle	Energiskatt
Efterfrågan	Pris på såld el	Koldioxidskatt
Distributions förluster	Nätтарiffer	Miljöavgifter
Lastkurvor	Emissionskoefficienter	
Spillvärmeförlust	Tillgänglighet	
Akkumulator	Minlast	
	Prioritering	
	Verkningsgrad	
	Värmeeffekt	
	Fasta/Rörliga omkostnader	
	Elkvot	

Tabell 11: MARTES Indata

5.1.2 Resultat

Då ett godtyckligt år av fjärrvärmeproduktion simulerats i MARTES genereras ett flertal resultat för respektive system och anläggning. Till resultaten hör bland annat:

För respektive anläggning och system
Producerad FV
Drift- & Utnyttjandetid
Mängd bränsle tillförd
Import & Export mellan system
Emissioner
Skatteskostnader
Miljöavgifter
Totala rörliga & fasta kostnader
Totala rörliga & fasta intäkter
Ekonomiskt utfall

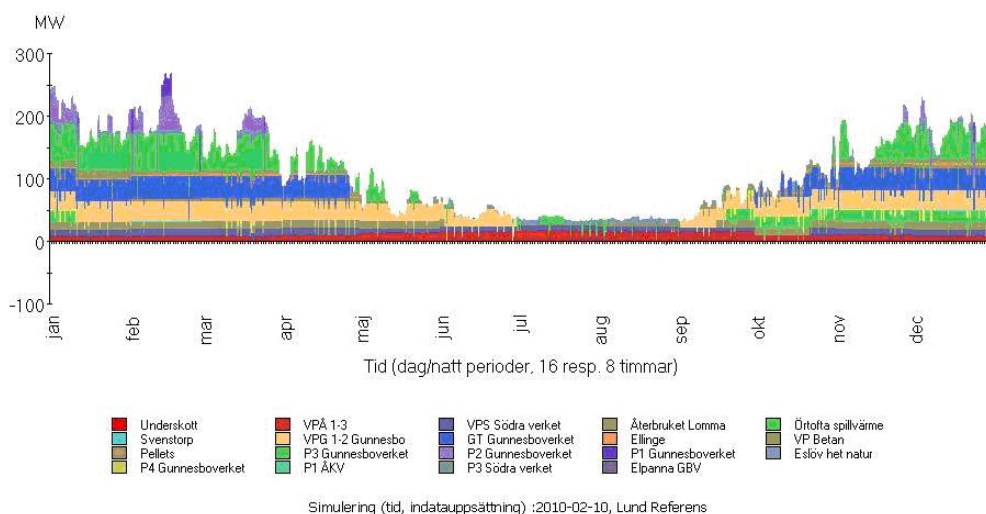
Tabell 12: Martes utdata för respektive anläggning & system

Det går även att generera flertalet resultat grafiskt, till exempel belastningsdiagram (se Figur 13). Belastningsdiagrammet använder i detta fall alltså normalårskurvan (Figur 5) som utgångspunkt, utefter vilken produktionssammansättningen byggs upp i analogi med resonemanget illustrerat i Figur 12.

Eftersom lönsamhetsberäkningar utförs med hjälp av INVEST, är de enda resultaten av intresse producerad el samt är värmebalanserna, det vill säga producerad fjärrvärme per anläggning och år. Figur 13 visar det belastningsdiagram som är ett resultat av MARTES uträkningar. MARTES har här utgått från normalårskurvan som definierats och därefter optimerat produktionssammansättningen efter lägsta rörliga kostnad för årets 730 perioder. De anläggningar som ligger i botten av diagrammet är alltså dem lägst rörlig kostnad och de utgör basproduktionen. Ju högre värmelasten i systemet blir, desto fler anläggningar krävs för att tillgodose behovet av värme. Figur 13 visar tydligt hur antalet anläggningar i drift är många fler under vintermånaderna än under månaderna juni-augusti. Vid arbete med ett fjärrvärmesystem måste följaktligen kunskap finnas om hur ofta en viss effektnivå överskrids för att kunna skaffa sig lämpliga produktionsanläggningar. Denna

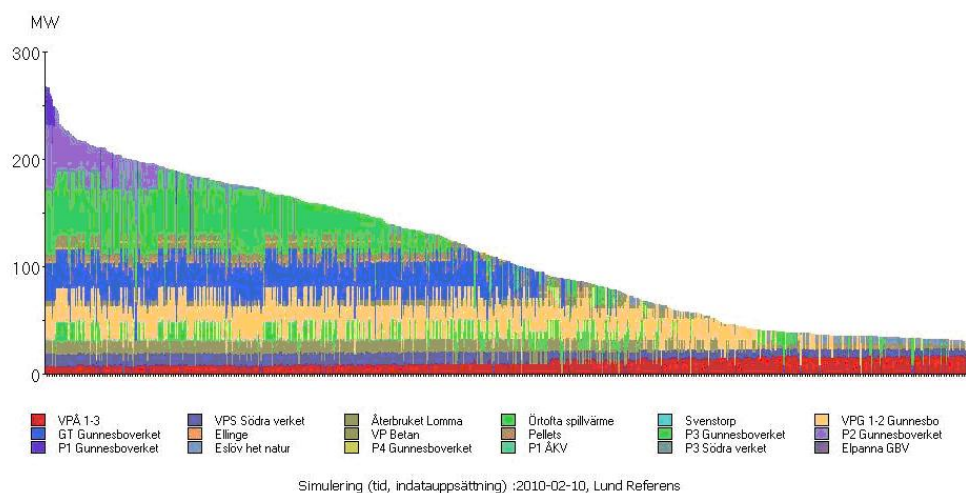
information är svår att skaffa sig från ett belastningsdiagram där tidsaxeln är löper från 1/1 - 31/12. Istället använder man sig av ett varaktighetsdiagram, där inträffade värmeeffekter rangordnas efter storleksordning istället för kronologisk följd. Ett sådant diagram genereras också av MARTES och ett exempel illustreras i Figur 14. Fördelen med detta diagram är att det direkt kan avläsas hur lång varaktighet i tiden varje effektnivå har. På så sätt kan driftstiden och utnyttjningsgraden för varje produktionsanläggning bestämmas. Integralen av kurvan är den under året totala värmemängd som produceras eller används.[12] Något som kan vara förvirrande med både belastningsdiagrammet såväl som varaktighetsdiagrammet är alla små “hack” som uppträder i grafiken. Detta är helt enkelt en följd av den simulerade driftstillgängligheten av anläggningarna. Ett hack i produktionen ska alltså tolkas som att anläggningen statistiskt sett, inte är tillgänglig den perioden.

Värmeproduktion, Alla system, 2014 LUND



Figur 13: Belastningsdiagram för 0-alternativet

Varaktighetsdiagram - Värme, Alla system, 2014 LUND



Figur 14: Varkaktighetsdiagram för 0-alternativet

5.2 INVEST

INVEST är ett program utvecklat för investeringskalkylering. INVEST använder Microsoft Excel som gränssnitt vilket är fördelaktigt då det är i Excel som lönsamhetsberäkningen av anläggningarna är uppbyggd. Resultaten av lönsamhetsberäkningen, nämligen täckningsbidrag och investeringskostnad, utgör ingångsvärden i investeringsbedömningen. [3]

5.2.1 Indata

Kalkyltid Kalkyltiden, det vill säga den ekonomiska livstiden är satt till 25år. Den tekniska livslängden under vilken anläggningen kan tänkas vara i drift kan dock överskrida den ekonomiska.

Kalkylräntan är ett uttryck för det krav på förräntning företaget ställer på satsat kapital. Kalkylräntan används för att göra de in och utbetalningar som investeringen medför jämförbara. Ett alternativ till att investera kan t.ex. vara att låta placera kapitalet på bank med en viss fix ränta. [14] Kalkylräntan i detta arbete är satt till 6 %.

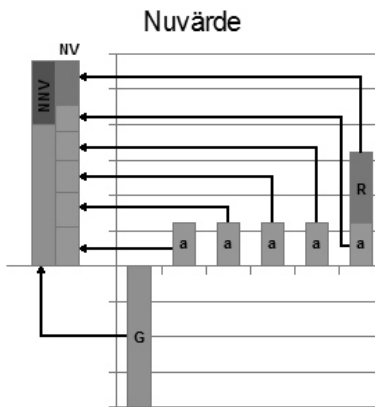
Avkastningskrav är den procentuella avkastning företaget kräver av investeringen. I det här fallet sätts avkastningskravet lika med kalkylräntan.

Investeringskostnad En investering är i vid mening ett sätt att använda kapital. Denna kapitalanvändning får betalningskonsekvenser både i form av inbetalningar och utbetalningar. Vid en god investering överstiger inbetalningarna utbetalningarna vilket betyder att intäkter överstiger kostnader.[14] Kraftvärmeverket kan ses som en rationaliseringsinvestering, det vill säga en investering i syfte att minska utbetalningarna och öka överskotten; med kraftvärmeverket kan Lunds Energi producera samma mängd värme billigare.

Täckningsbidrag definieras som särintäkter minus särkostnader. Med "sär" menas att intäkten eller kostnaden orsakas av ett visst beslut.[14] Ett beslut om investering i ett kraftvärmeverk i Örtofta är exempel på ett beslut och det beslutet har som följd särintäkter och särkostnader.

5.2.2 Resultat

Internräntan är ett mått på en investerings procentuella avkastning. Om en investering skall ses som lönsam vill det att den har en procentuell avkastning högre än den på förhand bestämda kalkylräntan. Detta innebär att internräntemetoden jämför en investerings avkastning med motsvarande avkastning om kapitalet t.ex. sattes in på ett bankkonto med en viss fix ränta. Alternativt kan en investering jämföras med en annan investering med en viss internränta.[16]



Figur 15: Nettonuvärde [4]

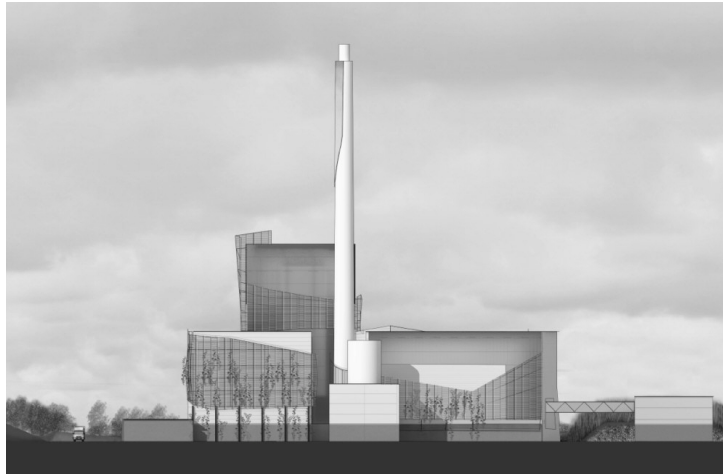
Nuvärdesmetoden går antingen ut på att beräkna en investerings nuvärde och därefter jämföra detta med investeringskostnaden, alternativt beräkna det så kallade nettonuvärdet direkt. Nuvärdet (NV) beräknas genom att med hjälp av den specificerade kalkylräntan beräkna nuvärdet av investeringen, det vill säga nuvärdet av alla inbetalningsöverskott (a) samt ett eventuellt restvärde (R) vid den ekonomiska livslängdens slut. Subtraheras sedan grundinvesteringen (G) från nuvärdet erhålls det så kallade nettonuvärdet (NNV). En investering är såtillvida lönsam om nuvärdet är större än investeringskostnaden, vilket betyder att nettonuvärdet är större än noll. [16] Se Figur 15. Något restvärde för kraftvärmeverket är i detta arbetet ej beaktat, heller inte eventuella kostnader för avveckling vid den tekniska livslängdens slut. Resultatet av nuvärdesmetoden kan användas som underlag i beslutssituationer för att avgöra om en investering ska genomföras, alternativt för att jämföra olika investeringsalternativ sinsemellan. Det går dock bara att jämföra alternativ som har lika lång ekonomisk livslängd. [16] I det här arbetet är den ekonomiska livslängden satt till 25 år.

Pay-back tid (återbetalningstid), är den tid det tar innan de sammanlagda inbetalningsöverskotten, d.v.s. summan av vinsterna, är lika stora som grundinvesteringen. I kraftvärmeverkets fall är det årliga inbetalningsöverskottet lika med det årliga täckningsbidraget. Beslutsriteriet för att med denna metod utvärdera en investering är genom jämförelse mellan investeringens återbetalningstid och en på förhand bestämd tid som anses vara längsta tillåtna återbetalningstiden. På så sätt kan metoden ses hellre som en beslutsregel

vid investeringar.

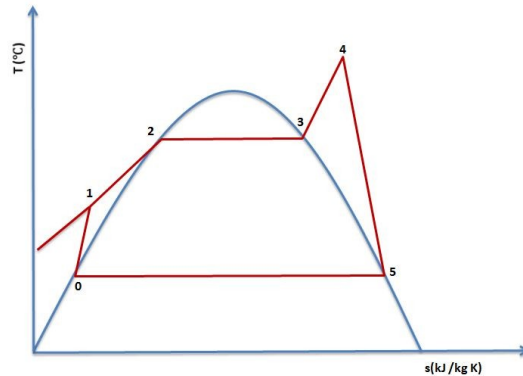
Metoden tar i sin ursprungsform inte hänsyn till räntekostnader under återbetalningstiden. [16]

6 ELKV



Figur 16: Designförslag, Eslöv Lund Kraftvärmeverk

Anläggningstypen är ett kraftvärmeverk, vilket innebär att det är utlagt för att producera både fjärrvärme och el. Den principiella ångprocessen är den så kallade Rankine cykeln som illustreras i Figur 17.



Figur 17: Rankine cykeln i ett $T - s$ diagram

Rankine cykeln:

0-1: Pumpar höjer trycket på arbetsmediet, vatten. Bränsle matas in och förbränns

1-2: Vatten som strömmar i pannans väggar värms upp av rökgaserna i pannan till förångningstemperatur.

2-3: Vatten förångas vid förångningstemperaturen

3-4: Ångan överhettas

4-5: Överhettad ånga leds till ångturbin där den får expandera, turbinen driver en generator som genererar elektricitet.

5-0: Ånga tappas av från turbinen till en kondensor, vattnen leds tillbaka till matarvattentank.

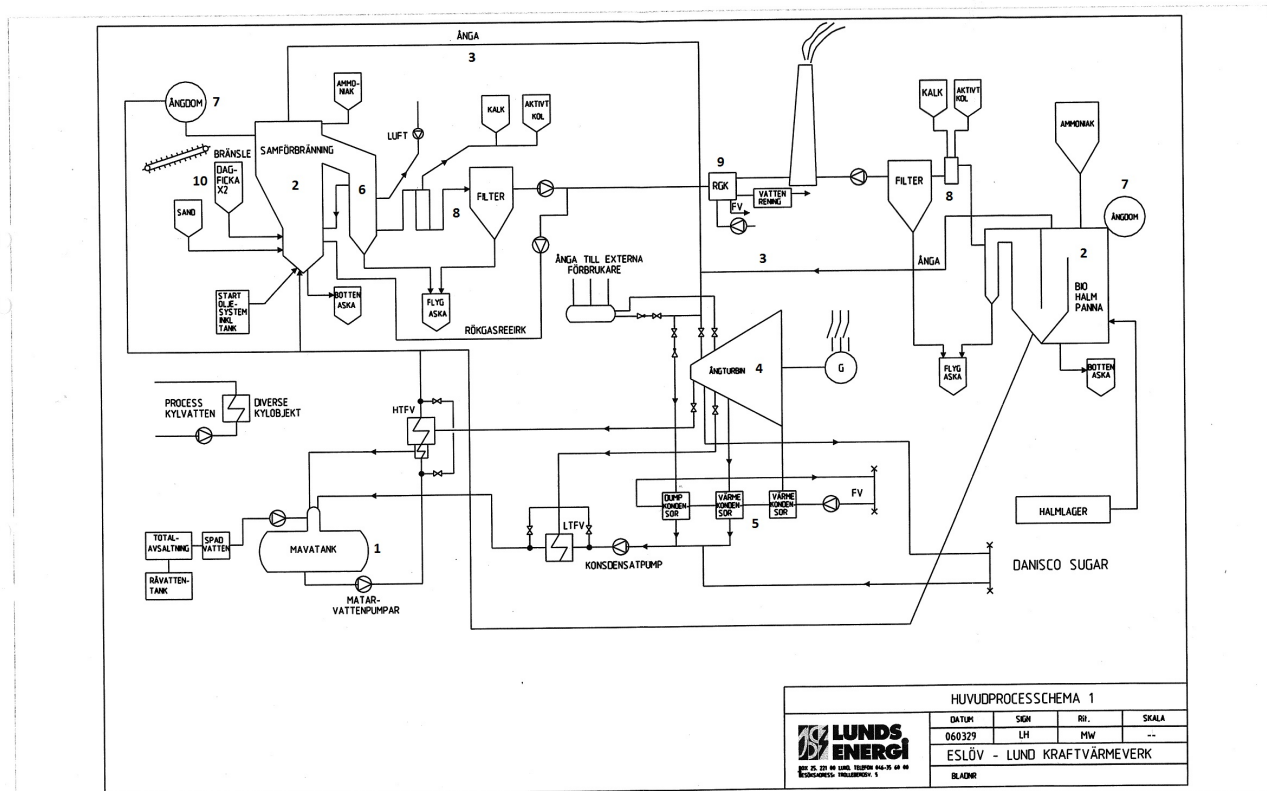
Teknik Med vilken teknik som kan komma att användas menas i detta sammanhang vilken typ utav panna eller vilken kombination av pannor som kommer installeras i kraftvärmeverket. Aktuella tekniker är som nämnt cirkulerande fluidbädd (CFB) och roster. Rökgaskondensor kommer installeras vilket i kombination med uppfuktare kan ge upp till 30 % extra fjärrvärmeeffekt. I detta arbete räknas det inte med någon installerad uppfuktare varför den extra fjärrvärmeeffekten väntas ligga kring 10-15 % av den termiska effekten.

Storlek Med storleken på kraftvärmeverket menas i detta sammanhang den termiska effekten, alltså hur mycket ånga pannan kan leverera. Detta är en av dem variabler som ska varieras i grovoptimeringen. Effekter som anses vara rimliga ligger i intervallet 30-200 MW fördelade antingen på en eller två pannor.

Alfavärde Som benämningen kraftvärmeverk indikerar, kommer kraftvärmeverket att producera el såväl som värme. Den inbördes fördelningen mellan produktion av el och fjärrvärme kallas elkvot, eller alfa-värde. Alfa-värdet beror av flera olika faktorer, däribland storleken på pannan. I detta arbetet har det antagits att en panna under 100 MW har alfa-värdet 0,47 men om den överstiger 100 MW är alfavärdet istället 0,55 d.v.s. förhållandevis mer el produceras med en större panna.

Verkningsgrad Tack vare att kraftvärmeverket producerar både el och fjärrvärme tas en stor del av energin i bränslet tillvara på. En totalverkningsgrad på 92 % har använts i beräkningarna.

Bränslevallet kan variera beroende på vilken sorts panna som kommer användas. I detta arbetet har det utgått från att följande bränslen kommer användas: skogsbränsle, returflis, torv och halm. Kraftvärmeverket kan enkelt uttryckt beskrivas som en vatten ångsida och en rökgassida. För processens huvudprocesserkomponenter redogörs nedan:



Figur 18: Huvudprocess

1. Matarvatten på vattenångsidan

Processens arbetsmedium, här vatten, pumpas från mavatank via högtrycksförvärmare till pannan. Matarvattentanken med sin avgasare fyller olika funktioner: Dels lagringstank, dels mottagare av spädvatten som ersätter eventuellt läckage av ånga och kondensat. Det syre som finns i spädvattnen avgasas i med en avgasare. Mavatanken fungerar även som blandningsförvärmare där matarvattnet uppvärms till ca 140 - 160 °C. Den höga temperaturen bibehålls bland annat med hjälp av matarvattenpumpen reglerar på så vis trycket i pannan efterom mer vatten medför bildandet av mer ånga. [7]

2. Ångpanna

Gemensamt för både rosterpannan och CFB pannan är att här sker förångningen av vattnet från mavatanken. Ångpannans uppgift i ångkraftprocessen är att förvandla det inmatade vattnet till ånga. Vattnet leds in i tuber som omger eldstaden och överföringen av energi från den heta pannan till vattnet börjar. Överföringen sker via värmeöverförande ytor genom att dessa kyls med arbetsmediet, vatten. Vatten matas in i samma takt som förångning sker och detta regleras av matarvattenpumpen. Ångpannan kan alltså liknas med en värmeväxlare där det varma mediet är rökgaser och det kalla utgörs av vatten, ånga och även förbränningsluft som förvärms med hjälp av rökgaserna.[7]

3. Ånga till turbin

Då ångan lämnar ångpannan har den en temperatur på ca 550 °C och ett tryck på ca 70 bar. Här mäts den så kallade termiska effekten som är ett mått på pannans värmeproduktionsförmåga, dvs den mängd värme som ångan bär med sig då den lämnar pannan.

4. Ångturbin

Ångturbinen omvandlar energin i ångan till rörelseenergi som i sin tur driver en generator som alstrar elektricitet. Från ångturbinen kan ånga tappas av till matarvattenförvärmning och detta vid olika tryck i turbinen. Ånga tappas även av till fjärrvärmekondensatorerna och även här finns låg- och högtrycksavtappningar.[7]

5. FV-kondensatorer

I FV kondensatorerna är stora värmeväxlare i vilka ångan lämnar över värme till fjärrvärmevattnet som under växlingen värms upp till ca 70-120 °C beroende på utomhusklimat. FV vattnet pumpas sedan vidare ut på FV nätet för att förse konsumenter med värme. Ånga blir till kondensat som i sin tur värms upp i lågtrycksförvärmaren innan det pumpas vidare till mavatanken och sedan tillbaka in i pannan. I processschemat syns två seriekopplade FV kondensatorer och syftet med denna konfiguration är att möjliggöra reglering av fjärrvärmetemperatur och elproduktion. Är värmebehovet t.ex. stort kan en större mängd ånga tappas från turbinen till kondensatorerna. Mindre ånga tillåts då expandera i turbinen och mindre el genereras i generatorn. [7]

6. Luftförvärmare

Pannans tilluft, förvärms med hjälp av rökgaser via så kallade eftereldytor, dvs ytor efter pannan där värmeövergång sker från rökgassidan till vatten-/ångsidan. Man strävar efter att nå så låg acceptabel rökgastemperatur som möjligt innan rökgaserna leds till skorstenen eftersom detta höjer pannans verkningsgrad. För låg temperatur kan dock leda till lågtemperaturskorrosion och beläggningar, varför hänsyn måste tas till rökgasernas daggpunkt. Normalt utgörs pannans eftereldytor av ekonomiser och luftförvärmare. I Ekonomisern finns så kallade eftereldningsytor där matarvattnet förvärms innan det förs in i pannans ångbildande cirkulationskrets. I luftförvärmaren höjs förbränningsluftens temperatur innan den leds till brännarna eller eldstaden. Luftförvärmningen höjer förbränningstemperaturen, vilket vid gasfattiga och fuktiga bränslen är en fördel och i vissa fall även ett villkor för god förbränning. [7]

7. Ångdom

Ångdomens uppgift är att samla ihop och torka ånga. Från matarvattentanken pumpas matarvattnet till ekonomisern. Ekonomisern värmer upp matarvattnet som sedan transporteras till ångdomen. I ångdomen separeras ånga och vatten. Den producerade ångan leds sedan vidare till överhettarna för att öka dess energiinnehåll ytterligare. Ångdomens funktion att separera torr ånga är här kritisk då fuktig ånga kan orsaka tubskador i överhettarna. [7]

8. Rökgasrening

Rökgasrening kan ske med ett flertal tekniker. I detta exempel kommer den att bestå av tre delar, kväveoxidreduktion, stoftrening samt ett system för rening av tungmetaller och dioxiner.

Kväveoxider: SNCR (Selective Non Catalytic Reduction). SNCR innebär att ammoniak eller urea sprutas in i rökgaserna. Kväveoxiderna reagerar då kemiskt med ammoniaken och bildar kvävgas och vatten.

Stoft: Rening av stoft kan ske antingen i slang- eller elfilter. I ett slangfilter passerar den stoftbemängda gasen genom en vävd duk av textil eller metalliskt material. Filtren är uppbyggda av många individuella sektioner vilka rengörs separat under en kort tid varför det är möjligt att uppnå nära 100 En annan stoftavskiljningsteknik är elfilter. I detta laddas partiklarna elektriskt och passerar sedan plåtar med motsatt laddning vilket medför att partiklarna fastnar. Elfiltret arrangeras nor-

malt i ett filterhus med flera sektioner efter varandra för att uppnå en bra reningsgrad.

Tungmetaller och dioxiner: Tungmetaller förekommer i huvudsak i fast form och fångas därför upp i stofffiltret. En del flyktiga tungmetaller kan dock finnas i så hög koncentration i rökgaserna att en absorbent i form av aktivt kol måste tillsättas före filtret. Aktivt kol tillförs i inloppet till slangfiltret och kommer tillsammans med flygaskan i rökgasen att bilda en beläggning utanpå filterslangarna. Det aktiva kolet absorberar dioxiner, TOC (Total Organic Carbon) och tungmetaller. Absorbenten med de upptagna föroreningarna avskiljs sedan i stofffiltret tillsammans med stoftet. [6]

9. Rökgaskondensering

Se avsnitt 3.6

10. Bränslelager och bränslefickor

Vid leverans lastas bränslet av vid en mottagningsstation eller inomhus för lagring för att användas vid senare tillfälle. Halm kommer i huvudsak att hanteras i hela balar efter att det samlats upp och balats direkt vid åkermark. Flisning och krossning av hela stockar av sekunda virke eller överstort skogsbruksavfall kan komma att sker så att träavfallet kan förbrännas i biobränslepannorna. På anläggningen planeras ett utomhuslager för flisat skogsbränsle och torv. Ett sådant lager motsvarar cirka 1-2 månaders fullastdrift. Ett dygnslager (c:a 8-16 timmar) kommer att finnas i anslutning till bränslematningen. Från bränslemottagningen transporteras bränslet med hjälp av transportband. Under vägen till pannans buffertsilosar kommer bränslet att bearbetas så att det håller rätt storlek och så att främmande föremål som magnetiska föremål utsorteras. [6]

7 Grovoptimering

Syftet med arbetet är att utreda vilken kombination av storlek och utförande av ett nytt kraftvärmeverk som teoretiskt vore optimal med hänsyn tagen till befintliga produktionsanläggningar samt det avtagande fjärrvärmeunderlag som förväntas under kalkyltiden. Hade kraftvärmeverkets optimerats endast med avseende på lägsta möjliga produktionskostnad hade detta troligen resulterat i en alltför stor anläggning då den rörliga kostnaden per producerad MWh tenderar att bli lägre ju mer som produceras. Därför behövs hänsyn tas till det produktionssystem i vilket den nya anläggningen skall ingå.

Med kraftvärmeverkets storlek menas här den termiska effekten. Termisk effekt är ett mått på hur mycket ånga pannan producerar. Ett kraftvärmeverk kan ha en termisk effekt på 100MW men på grund av förluster samt det faktum att både el och fjärrvärme produceras, kanske detta kraftvärmeverk levererar låt säga 60MW fjärrvärme och 30 MW el beroende på dess alfa-värde. Med kraftvärmeverkets utförande syftas det till vilken panna eller av vilken sammansättning olika pannor det är uppbyggt. Ett kraftvärmeverk med en termisk effekt på 100MW kan till exempel bestå av 2 stycken pannor, vardera på 50 MW. Pannorna kan sinsemellan vara av olika teknik och drivas med olika bränslen. Genom att låta variera kraftvärmeverkets två variabler; storlek och utförande, erhålls ett flertal olika kombinationer. Varje kombination bildar således ett nytt hypotetisk kraftvärmeverk. Varje kombination integreras sedan i programvaran MARTES, där även produktionssystemets befintliga anläggningar definieras. Denna uppsättning av befintliga anläggningar plus EN kombination av det nya kraftverket bildar ett scenario. Varje scenario simuleras i MARTES och resulterar i värmebalanser. Värmebalanserna överförs till en lönsamhetsberäkning där resultaten översätts till ekonomiska siffror. Syftet med lönsamhetsberäkningen är att jämföra en potentiell ekonomiska vinning av varje scenario mot dagens system, 0-alternativet. Därför simuleras på motsvarande sätt även 0-alternativet i MARTES.

Jämförelsen (scenario - 0-alternativ) görs för varje år under hela kalkyltiden. Eftersom det i MARTES hade varit alltför tidskrävande att simulera alla 25 år av drift för varje scenario, simuleras endast det första och det sista nämligen år 2014 och år 2038. Detta eftersom fjärrvärmeunderlaget antas avta linjärt mellan dessa år och därmed antas att även anläggningarnas produktion av fjärrvärme kommer avta linjärt. Grovoptimeringen går följaktligen ut på är att ställa upp samtliga kombinationer av utförande och storlek som

kan vara av intresse och sedan utvärdera utfallet av lönsamhetsberäkningen för varje resulterande scenario. Kraftvärmeverket kan som nämnts byggas i flera olika utföranden med en eller två pannor av olika teknik. Den totala termiska effekten förutsätts ligga mellan 40-200 MW. För att begränsa antalet kombinationer förutsetts att om ett kraftvärmeverk har två stycken pannor skall dessa två pannor vara av samma storlek. Detta ger färre kombinationer utan att det nödvändigtvis påverkar syftet med arbetet i större utsträckning. Följande kombinationer har simulerats och dem betecknas enligt följande:

ENSAM

Ett utförande där endast en panna byggs; en samförbränningspanna av CFB-typ. Den termiska effekten varierar från 30-200 MW. Detta ger 18 tänkbara kombinationer.

TVÅSAM

Ett utförande där två pannor av samma teknik och storlek byggs; samförbränningspannor av CFB-typ. Total installerad effekt varierar från 60-200 MW, alltså 30+30, 40+40 o.s.v.. Detta ger 8 tänkbara kombinationer.

HALMSAM

Ett utförande där två pannor av olika teknik men samma storlek byggs; en samförbränningspanna av CFB-typ, samt en här kallad "Halmpanna" av roster-typ. Total termisk effekt varierar från 60-200 MW. Dett ger 8 tänkbara kombinationer.

7.1 Modell och huvuddata

En lönsamhetsberäkning för varje scenario är som nämnt nödvändigt. Detta innebär att denna beräkning måste inkludera samtliga intäkter och kostnader som kan hänföras till var och en av anläggningarna i produktionssystemet. Detta är nu möjligt eftersom samtliga ingående värden är kända, till exempel respektive anläggnings produktion, bränslepriser, skatter, avgifter, investering och så vidare. De flesta intäkter och kostnader uttrycks i kr/MWh vilket gör beräkningarna lätthanterliga. Då 0-alternativet jämförs med ett scenario, summeras 0-alternativets totala intäkter respektive kostnader för varje år. Samma sak görs för scenariot. Ett (1) scenario utreds åt gången och jämförs med 0-alternativet. Den resulterande skillnaden mellan 0-alternativ

och scenario bildar alltså den potentiella besparing som scenariot medför. Besparingspotentialen är i det här fallet samma sak som investeringens täckningsbidrag. Detta täckningsbidrag beräknas för varje år under kalkyltidens 25 år och blir ingångsvärde i den investeringsbedömning som är nästa steg i beräkningarna. Visar det sig att ingen besparingspotential finns blir täckningsbidraget följaktligen noll eller rent av negativt.

7.1.1 Intäkter

Här följer de ekonomiska samband som ställts upp för varje anläggning.

Elförsäljning Den elkraft som produceras matas i sin tur ut på elnätet.

$$\text{Inkomst Elförsäljning(kr)} = \text{Elproduktion(MWh)} \times \text{Energipris(kr/MWh)}$$

Såld Fjärrvärme Eftersom efterfrågan på fjärrvärme är den samma i 0-alternativet som scenario kan inkomster för såld fjärrvärme negligeras då dem tar ut varandra.

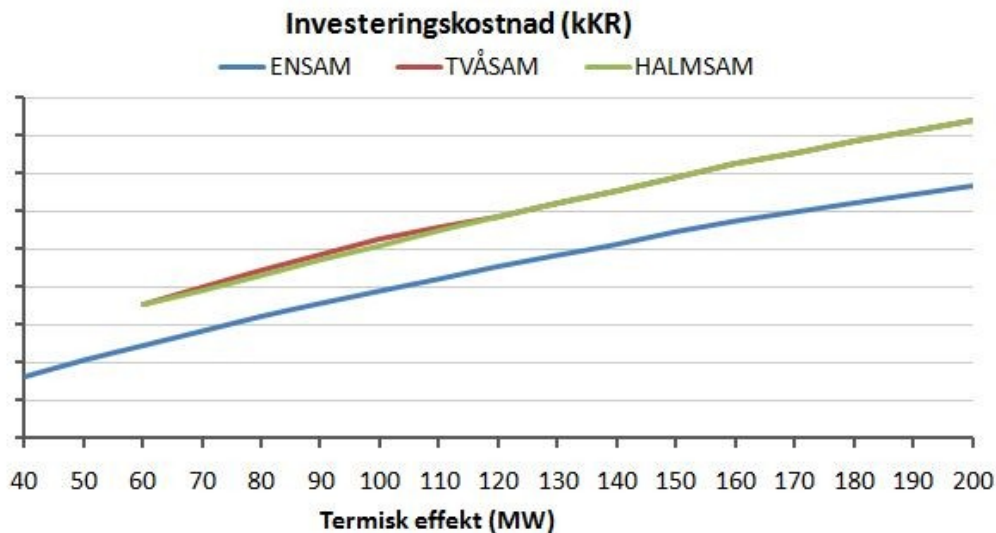
Elcertifikat Elcertifikat erhålles för all producerad el, inklusive den som förbrukas internt i anläggningen.

$$\text{Inkomst elcertifikat(kr)} = \text{Elproduktion(MWh)} \times \text{Elcertifikat(kr/MWh)}$$

7.1.2 Kostnader

Investeringskostnad Att uppskatta investeringskostnaden för ett kraftverk kan i princip bli hur komplicerat som helst. Frågan är hur pass noggrann uppskattningen ska vara. En metod skulle kunna vara att ta offerter på all projektering, komponenter och system som ingår i hela kraftvärmeverket, vilket vore förfarandet vid en verklig upphandling. Denna metod hade kunnat ge en god uppskattning men eftersom en så omfattande utredning inte tillåts inom ramarna för detta arbetet måste andra metoder tilltas. År 2008 utförde ELKV AB en genomgående kalkyl för totalinvesteringen. Denna utgick från att ett 155 MW kraftvärmeverk skulle byggas. Kraftvärmeverket hade i denna kalkyl en 110 MW CFB panna samt en 45 MW rosterpanna. För att uppskatta investeringskostnaden för anläggningar av olika storlek och utförande har kalkylen från 2008 brutits ner i kategorier beroende på hur

priset väntas variera med storleken på anläggningen. Projekteringsarbete och säkerhetssystem bedöms t.ex. vara oberoende av storlek och utförande på anläggningen medan kostnaden för alla byggnader antas vara storleksberoende och så vidare. Resultaten redogörs i Figur 19.



Figur 19: Investeringskostnad för olika alternativ

Bränslekostnader

$$\text{Bränslekostnader(kr)} = \text{Producerad MWh} \times \text{Verkningsgrad} \times \text{Energi pris(kr/MWh)}$$

Kostnad eluttag

$$\text{Kostnad eluttag(kr)} = \text{Fast avgift} + (\text{Elförbrukning (MWh)} \times \text{Rörlig nätkostnad(kr/MWh)})$$

Kostnad gasuttag

$$\text{Kostnad gasuttag(kr)} = \text{Fast avgift(kr)} + (\text{Förbrukning (MWh)} \times \text{Rörlig nätkostnad(kr/MWh)})$$

Utsläppsrättigheter

$$\text{Kostnad rättigheter(kr)} = \text{Kostnad utsläpp(kr/kg)} \times (\text{Producerad MWh} \times \frac{\text{Utsläpp}}{\text{Producerad}} (\text{kg/MWh}))$$

Elcertifikat

Kostnad elcertifikat(kr) = 0,179 × [Förbrukad el(MWh) × Elcertifikat(kr/MWh)]

7.2 Täckningsbidrag

Ett scenarios täckningsbidrag beräknas som särintäkter minus särkostnader i förhållande till 0-alternativet. Särintäkterna är resultatet av besparingar i bränsleinköp, ökade elintäkter och försäljning av elcertifikat. Till särkostnader hör ökade driftskostnader och i somliga fall ökade kostnader för utsläppsrätter.

Ökade fasta driftskostnader
Skillnad i bränslekostnad
Skillnad i elintäkt
Skillnad i elcertifikat
Skillnad i utsläppsrätter
<hr/>
=Täckningsbidrag

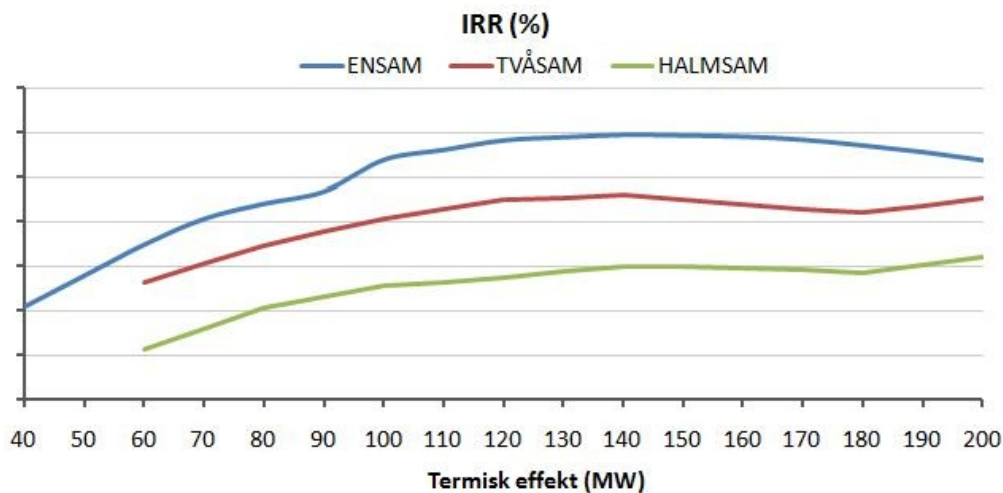
7.3 Avkastningskrav & amortering

Rak amortering tillämpas och 6 % kalkylränta gäller.

7.4 Resultat

Med kännedom om investeringens täckningsbidrag, avkastningskrav, investeringskostnad och hur lånen skall amorteras kan INVEST göra en investeringsbedömning där investeringens återbetalningstid, internränta och nettonuvärde beräknas. För att åskådliggöra resultaten för de olika investeringsalternativen plottas dessa tre nyckeltal var för sig.

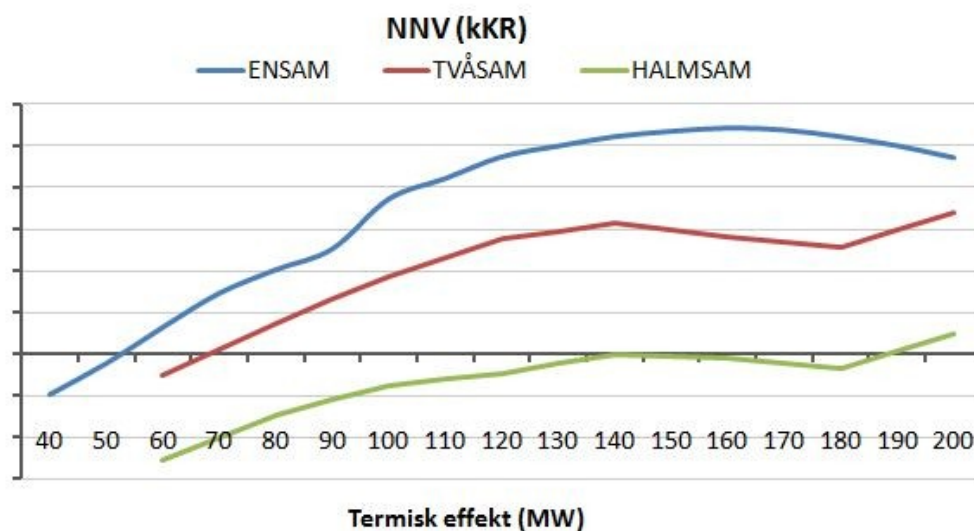
7.4.1 Internränta



Figur 20: Internränta för olika kombinationer

Ur Figur 20 som illustrerar internräntan för olika kombinationer kan det utläsas att framförallt utförande ENSAM och TVÅSAM uppvisar lönsamhet. ENSAM ger 6 % internränta över storlekar på 55MW och TVÅSAM motsvarande över 70MW. HALMSAM når knappt upp till 6 % gränsen för någon storlek förutom 200 MW. För ENSAM fås ett optimum vid 140 MW med god marginal gällande internränta. För TVÅSAM såväl som för HALMSAM erhålls två optimum; vid 140 MW samt 200 MW och då med internränta som överskrider avkastningskravet.

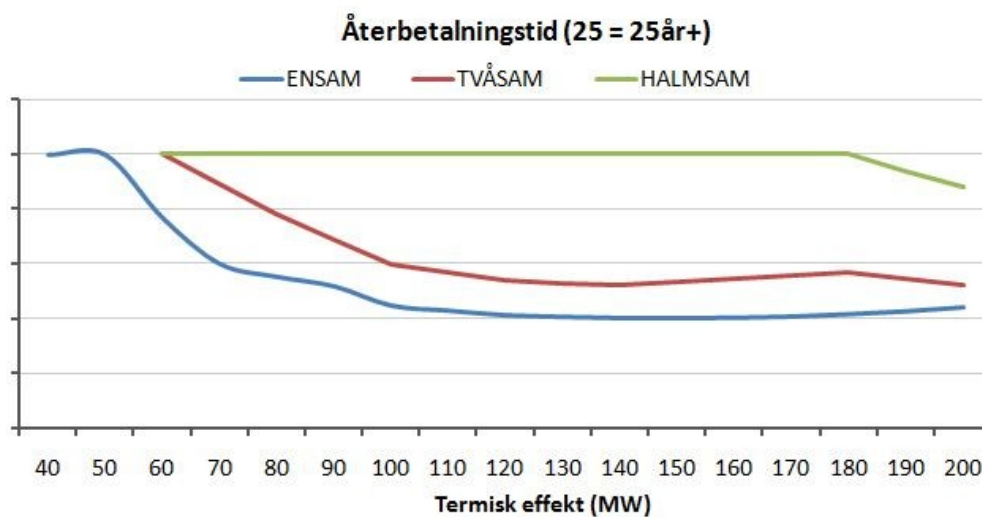
7.4.2 Nettonuvärde



Figur 21: Nettonuvärde för olika kombinationer

Figur 21 illustrerar nettonuvärdet för olika kombinationer. Det kan utläsas att utförande ENSAM och TVÅSAM måste överstiga 55MW respektive 70 MW för att investeringen ska uppvisa positiva värden. HALMSAM når positiva nettonuvärden först över 190 MW. Optimum erhålls för ENSAM vid 160 MW. För TVÅSAM samt HALMSAM hittas optimum vid 140 MW och 200 MW.

7.4.3 Återbetalningstid



Figur 22: Återbetalningstid för olika kombinationer

Figur 22 illustrerar återbetalningstiden för olika kombinationer. Det kan utläsas att återbetalningstiden aldrig överstiger 25 år. Detta beror på att kalkyltiden i INVEST är satt till 25 år och återbetalningstider längre än 25 år därför inte skrivs ut i resultaten varför de plottas som 25 år. HALMSAM erhåller för praktiskt taget alla storlekar återbetalningstider som överstiger 25 år. För ENSAM och TVÅSAM håller sig återbetalningstiderna därunder för storlekar som överstiger 100 MW.

Summering av resultat Av resultaten att döma kan ett tydligt optimum urskiljas mellan 140-150 MW termisk effekt för samtliga 3 utföranden (ENSAM, TVÅSAM, HALMSAM). Ett tillägg är här att rökgaskondenseringens bidrag inte är inkluderade i effekten utan beräknas ge ett pålägg av fjärrvärmeeffekt motsvarande ca 10-15 % av den termiska effekten. Ett kraftvärmeverk med effekten 140 MW kommer alltså med rökgaskondensering inräknat motsvara ca 150 MW termisk effekt. Dock ger inte rökgaskondenseringen någon föhörjd elproduktion. Generellt visar resultaten på att effekter över 100 MW är starka kandidater och återbetalningstiden ligger här under 15 år för utförande ENSAM och TVÅSAM. Utförandet HALMSAM visar sig dock knappt nå upp till avkastningskravet för någon storlek. En förklaring kan vara att en mindre storlek (<100 MW) troligen producerar för lite el i förhållande till investeringskostnad och återbetalas alltså inte snabbt nog. En större storlek (>100 MW) blir överdimensionerat, har för hög minlast och får inte tillbörligt utrymme i produktionen som krävs för att den större storleken ska vara lönsam. Att utförandet HALMSAM klarar sig sämre beror troligtvis på att halm är ett dyrare bränsle än den bränslemix som används i samförbränningspannorna. Halmpannan ger heller inget bidrag till rökgaskondenseringen vilket leder att mindre besparingar görs gentemot 0-alternativet. Rökgaskondensering leder som tidigare nämnts till ökad verkningsgrad och bättre lönsamhet. De medelstora storlekarna (130-160 MW) ser ut att vara väl balanserade med övriga befintliga produktionsanläggningar.

TVÅSAM klarar sig vid mindre storlekar inte fullt så bra som ENSAM. En tänkbar förklaring kan vara att det beror på den större investeringskostnaden för två pannor. För storlekar större än 150 MW ses för ENSAM ett trendbrott då internräntan börjar sjunka. Detta beror troligen på att minilasten för ett sådant stort kraftvärmeverk blir hög. När minilasten blir för hög har detta som följd att kraftverket blivit för stort för att man ska kunna ta tillvara på den fulla effekt där bäst verkningsgrad uppnås. Istället tvingas kraftvärmeverket dra ner på effekten vilket sänker verkningsgraden och missgynnar lönsamheten.

Vad gäller TVÅSAM kan även här ett trendbrott urskiljas vid effekter >180MW. Detta beror på en teknologisk brytpunkt då samförbränningspannas effekt överstiger 90MW. Som förklarades i Kapitel 6 går alfa-värdet från 0,47 till 0,55 vid denna gräns. Detta har till följd att då den individuella effekten för pannorna i TVÅSAM överstiger 90 MW kommer mer el att produceras. Samma brytpunkt kan åskådas då ENSAM överstiger 90 MW. Elförsäljning genererar som bekant stora intäkter vilket leder till kortare åter-

betalningstid och det kan i diagrammen urskiljas en uppgång i internränta såväl som i nettonuvärde för storlekar som överstiger 180 MW. Även kombinationen HALMSAM letar sig över 6 % strecket och får då en återbetalningstid på 22-23 år.

8 ESS

8.1 Bakgrund

European Spallation Source (ESS) är en internationellt finansierad forskningsanläggning med placering i norra Lund. Byggandet av anläggningen kommer påbörjas år 2011/12 och den färdiga anläggningen förväntas tas i bruk stegvis med början 2020. Experimenten som kommer genomföras i anläggningen är väldigt energiintensiva och väntas kunna generera spillvärme med effekter upp till 43 MW medan baslasten väntas ge 5 MW. Effekten genererad spillvärme väntas öka stegvis under anläggningens första 5 år, från 28-43 MW, alltså en ökning med 3 MW/år. Anläggningen förväntas generera spillvärme efter en viss cykel; 6 veckors aktivitet då experimenten i anläggningen genererar spillvärme, följt av 2 veckors vila då endast en mindre mängd värme blir tillgänglig, baslasten. Under sommaren väntas ett uppehåll på ca 2 månader. Ett scenario kan bli att Lunds Energi skall ta hand om den av ESS genererade spillvärmens vilket gör att spillvärmens från ESS kan komma att konkurrera med kraftvärmeverket. Eftersom ESS kommer byggas inom tidsramen för kraftvärmeverkets ekonomiska kalkyltid uppstår frågan huruvida detta påverkar lönsamhetsberäkningen.

Följaktligen har samtliga scenarion från grovoptimeringen simulerats än en gång med följande variationer:

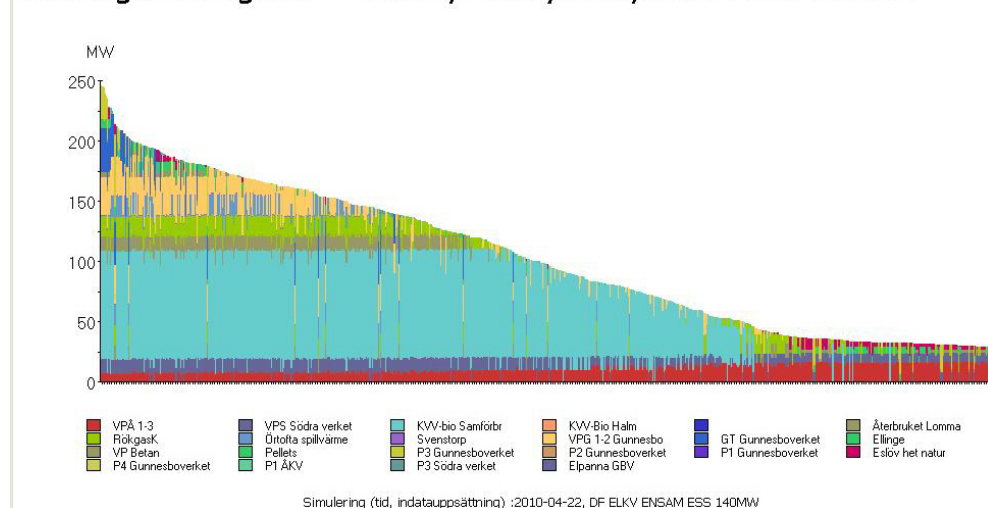
- Fall 1: Spillvärmens från ESS prioriteras in i produktionen och läggs alltså under kraftvärmeverket i belastningsdiagrammet oavsett om spillvärmens från ESS är dyrare än fjärrvärmens från kraftvärmeverket eller ej. Detta scenario kan på så sätt väntas störa driften av kraftvärmeverket och därmed täckningsbidragen.
- Fall 2: Spillvärmens från ESS prioriteras inte in i produktionen utan driften styrs som i tidigare fall efter lägsta rörliga driftskostnad.

Hur mycket spillvärmens kommer kosta är förståss svårt att säga. Kalkylerna har utförts med ett uppskattat pris på 25 kr/MWh.

8.2 Resultat & slutsatser

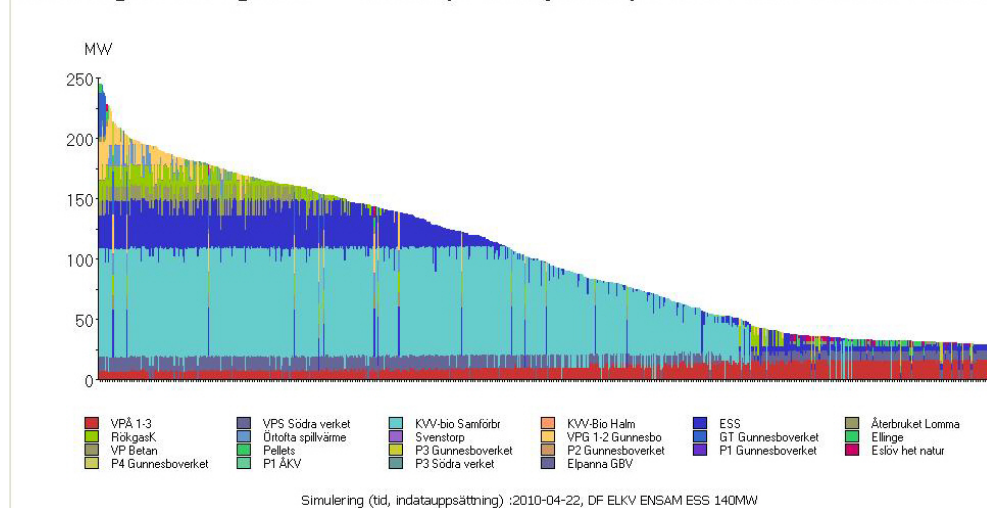
8.2.1 Varaktighetsdiagram

Varaktighetsdiagram - Värme, Alla system, 2025 ELKV ENSAM 140



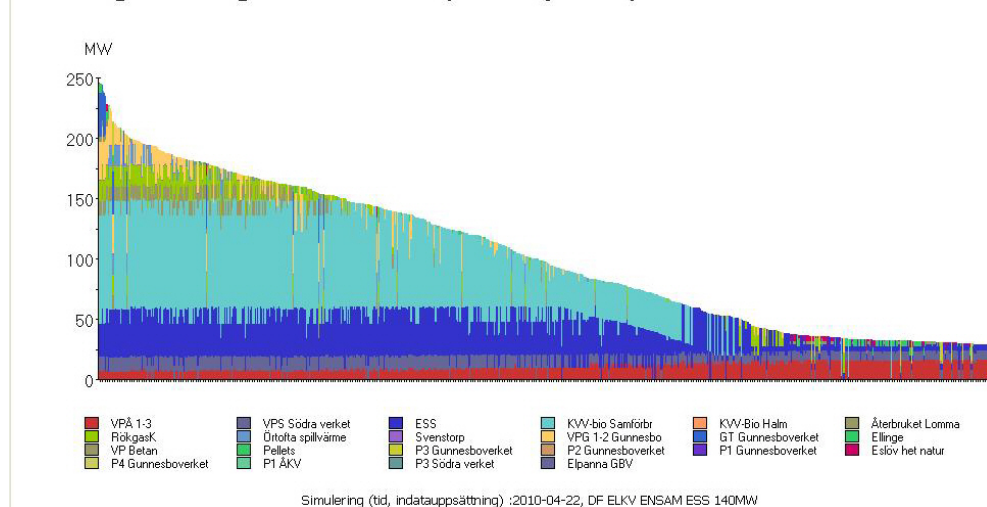
Figur 23: Varaktighetsdiagram för kombination ENSAM 140 MW år 2025 utan ESS

Varaktighetsdiagram - Värme, Alla system, 2025 ELKV ENSAM ESS 140



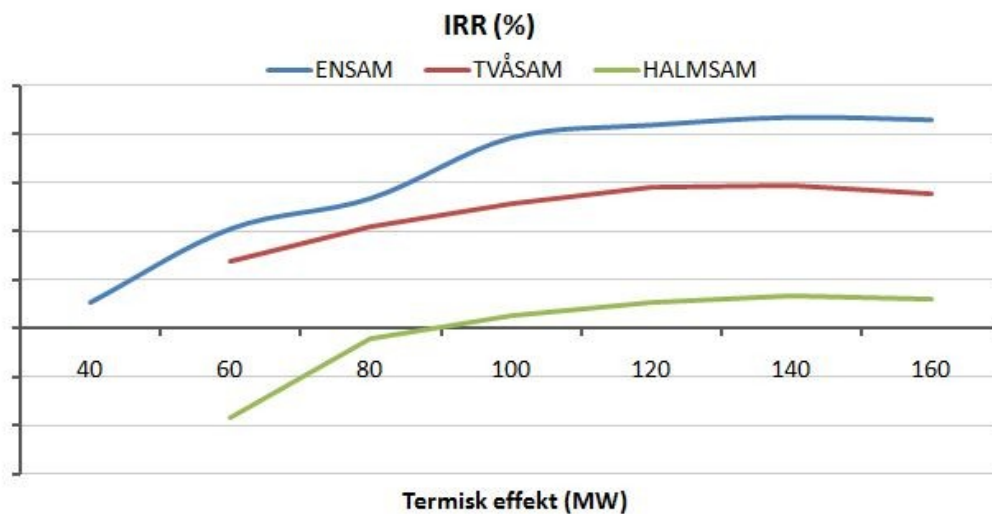
Figur 24: Varaktighetsdiagram för kombination ENSAM 140 MW år 2025 med ESS

Varaktighetsdiagram - Värme, Alla system, 2025 ELKV ENSAM ESS 140

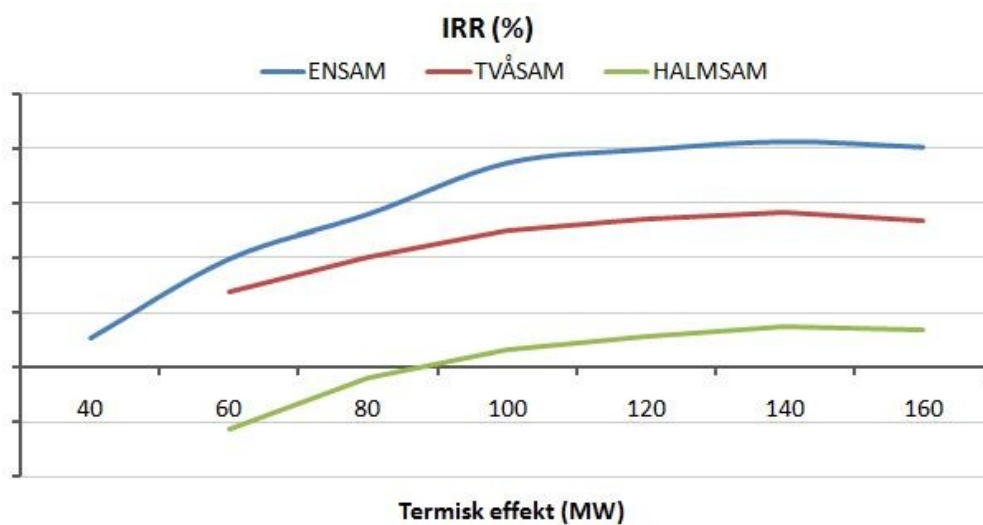


Figur 25: Varaktighetsdiagram för kombination ENSAM 140 MW år 2025 med prioriterad spillvärme från ESS

8.2.2 Internränta

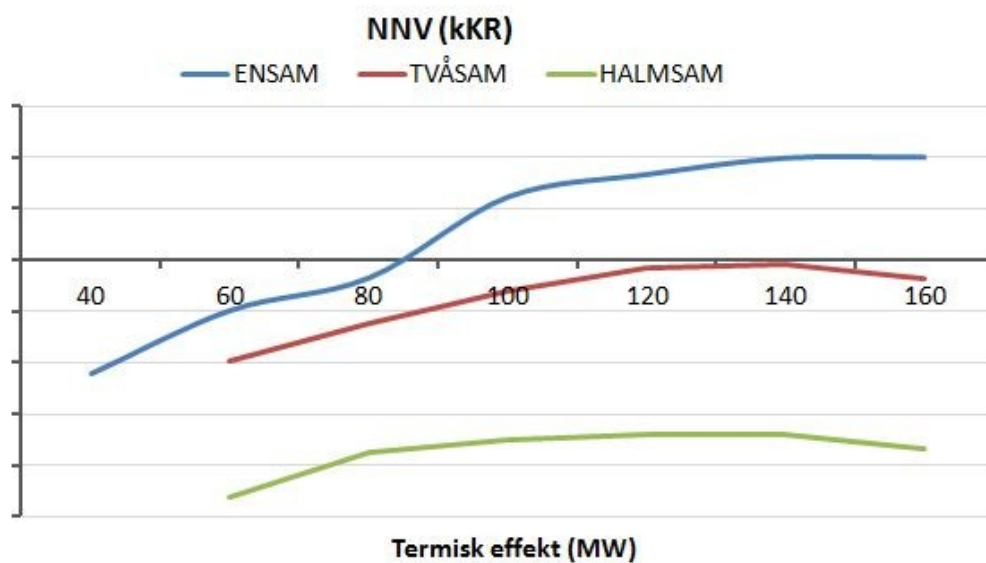


Figur 26: Internränta utan prioriterad spillvärme från ESS

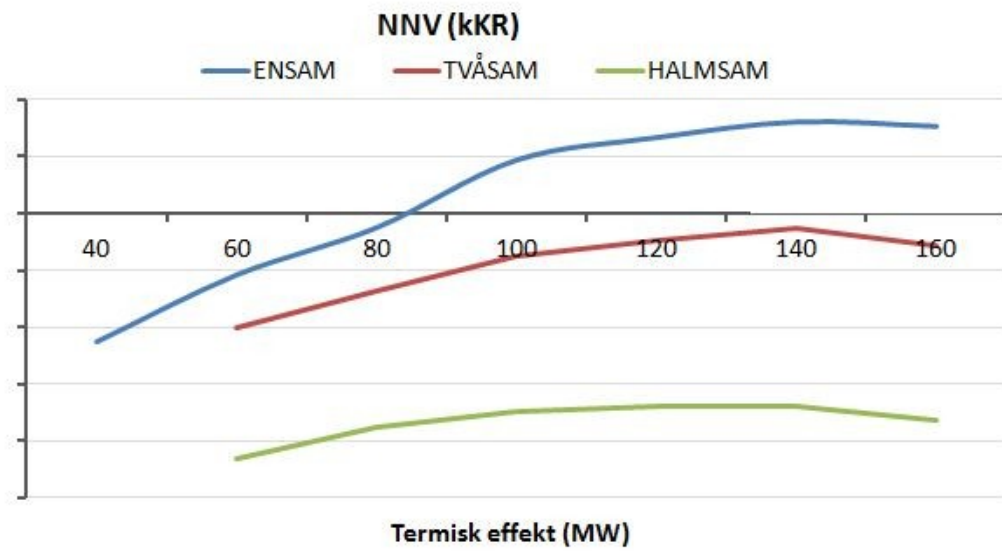


Figur 27: Internränta *med* prioriterad spillvärme från ESS

8.2.3 Nettonuvärde

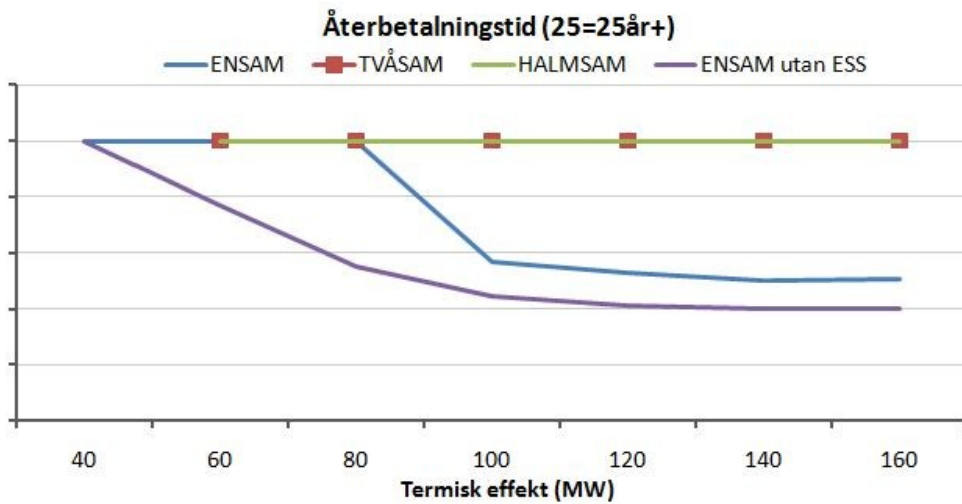


Figur 28: Nettonuvärde *utan* prioriterad spillvärme från ESS

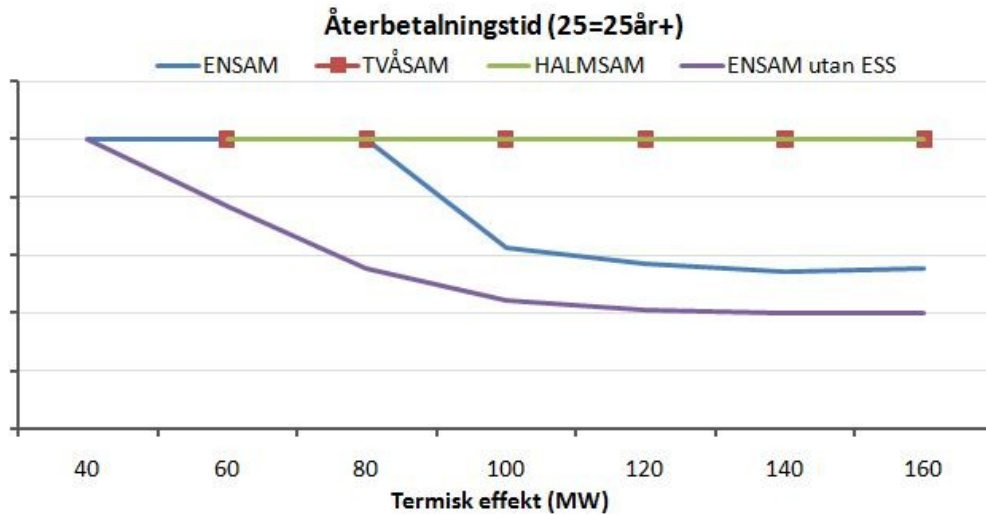


Figur 29: Nettonuvärde *med* prioriterad spillvärme från ESS

8.2.4 Återbetalningstid



Figur 30: Återbetalningstid *utan* prioriterad spillvärme från ESS



Figur 31: Återbetalningstid *med* prioriterad spillvärme från ESS

Av resultaten att döma har eventuell spillvärme från ESS en klart negativ inverkan på investeringen. Detta trots att ESS inte beräknas vara i full drift under kraftvärmeverkets 10 första år i drift. Av resultaten från investeringsbedömningen framgår att endast effekterna >100 MW av ENSAM understiger en återbetalningstid på 25 år. För samtliga dessa effekter ligger återbetalningstiden runt 15 år. Den gråstreckade linjen i Figur 30 och 31 illustrerar motsvarande resultat från fallet då ESS inte alls tagits med i beräkningarna. Jämförs de två varaktighetsdiagrammen för år 2025 i fallen då ESS ingår alternativt inte ingår i produktionen, syns tydligt hur stort utrymme denna spillvärme får i produktionen. År 2020 kan det dock antas att någon av koncernens äldre anläggningar tagits ur bruk, vilket skulle ge kraftvärmeverket större utrymme i produktionen. Priset för spillvärmen från ESS har i beräkningarna uppskattats till 25 kr/MWh, vilket är relativt billigt och varför spillvärme från ESS blir en konkurrent till kraftvärmeverket. Priset, 25 kr/MWh spillvärme, inkluderar inte kostnader för eventuella investeringar i utbyggnad av fjärrvärmenätet till följd av anslutning mellan ESS och fjärrvärmenätet. Detta eftersom det i dagsläget inte står klart vilken part som skulle komma att stå för en sådan investering. Antas det att Lunds Energikoncernen kommer stå för investeringen skall även kostanden för investeringar adderas till priset för spillvärmen. Detta hade resulterat i ett högre pris, och därmed påverkat kraftvärmeverket som investering positivt.

9 Slutsatser & rekommendationer

Resultaten av beräkningarna pekar mot att ett för regionen relativt stort kraftvärmeverk vore den mest lönsamma investeringen. Kraftvärmeverket bör ha en termisk effekt runt 140MW och mest lönsamt vore det att bygga enbart en panna, motsvarande utförandet ENSAM. Fördelarna med att bygga två pannor är dock många. Med två pannor, motsvarande utförande TVÁSAM, erhålls till exempel en bättre driftsäkerhet då en panna kan vara i drift medan den andra repareras eller undergår service. Vidare har ett kraftvärmeverk med två pannor den för fördelen att bränsleflexibiliteten blir bättre då man beroende på rådande tillgång och pris på olika bränslen kan välja dem billigaste eller mest lämpade bränslena. En anledning till att resultaten för TVÁSAM inte motsvarar dem av ENSAM kan vara att en allt för låg minlast har valts för de två pannorna, varpå produktionen och lönsamheten går ner för mycket.

Ett utförande som tagits i beaktning i detta arbete är som bekant en kombination av en halmpanna (roster) och en samförbränningspanna (CFB). Om kraftvärmeverket på detta sett kunde förbränna halm hade detta ökat bränsleflexibiliteten ytterligare. Dock, visade det sig att halmen kan komma vara ett för dyrt bränsle. Tillgången på halm och möjligheten att få ner priset på halm i framtiden bör därför utredas vidare. Eftersom handeln med halm idag inte är vidare etablerad i Sverige kan utbudet på halm i framtiden komma att öka, varpå priset förhoppningsvis sjunker.

Om ett kraftvärmeverk med två pannor och en total termisk effekt på 140 MW väljs, återstår arbetet att optimera de båda pannornas inbördes fördelning av den totala effekten. I detta arbetet var det en förutsättning att pannorna hade samma storlek och effekt men denna fördelning behöver givetvis inte vara den mest optimala. Vad som eftersträvas är egentligen att den ena pannans maxlast samspelar med andra pannans minlast vilket gör att en större och en mindre panna kan komplettera varandra vid olika driftsförhållanden. Detta för att med så god verkningsgrad som möjligt täcka ett så stort register av effektbehov som möjligt.

En annan viktigt slutsats är att ett högt alfa-värde bör eftersträvas. Ett högt alfa-värde innebär att en förhållandevis stor mängd el produceras i kraftvärmeverket. Produktionen av el har visat sig vara en viktigt faktor i lönsamheten då denna el dels säljs till bra pris, och dels förser Lunds Energi med elcertifikat som i sin tur ger säljs och ger viktiga extra intäkter.

Lönsamhetsberäkningarna i detta arbetet sträcker sig över en period av 25

år. Ett antagande i jämförelserna har varit att alla anläggningar som är i drift idag, även är i drift om 25 år. Så är troligtvis inte fallet i verkligheten då ett flertal anläggningar troligen tagits ur drift vid det laget. Om anläggningar avvecklas och läggs ner, alternativt läggs i malpåse, kommer behovet av ett nytt kraftvärmeverk att öka och koncernens lönsamhet även den öka då driftskostnaderna för dessa anläggningar elimineras och ersätts av ny och billig storskalig produktion. Ett alternativ till scenariot att anläggningar läggs ner är att Lunds Energi, för att trygga försörjningen, reinvesterar i sina befintliga anläggningar för att uppgradera dessa och förlänga dess respektive livslängd. Kostnaden för dessa reinvesteringar kan sedan jämföras med en nyinvestering i ny produktion, till exempel ett kraftvärmeverk.

Tillkomsten av ESS innebär en osäkerhetsfaktor. Exakt vad som kommer hända med eventuell spillvärme från ESS vet man i dagsläget inte. Kommer Lunds Energi tvingas ta emot spillvärme och betala för denna och i så fall i vilka kvantiteter och till vilket pris är frågor som kan ställas. Kring detta kan man i dagsläget bara spekulera. Slutsatsen av resultaten är i vilket fall att ESS kan komma att påverka en investering negativt.

Referenser

- [1] www.energimyndigheten.se, Hämtat 2010-02-15.
- [2] www.prof.u.se, Hämtat 2010-02-16.
- [3] www.invest.se, Hämtat 2010-02-25.
- [4] www.wikipedia.se, Sökord: Nettonvärde, Hämtat 2010-03-26.
- [5] Statens Energimyndighet 2009. Förnybar el med elcertifikat.
- [6] Elsöv Lund Kraftvärmeverk AB. Miljökonsekvensbeskrivning - anläggande och drift av ett fastbränsleeldat kraftvärmeverk i Örtofta. juli 2006.
- [7] H. Alvarez. *Energiteknik DEL 2*. Studentlitteratur, 2003.
- [8] Gustafsson J-O. Nyström J. Johansson K. Axby, F. Studie av rökgaskondensering för bibränsleeldade kraftvärmeanläggningar. 2000.
- [9] Ilskog E.-Berg M. Bjurström, H. Askor från bibränslen och blandbränslen -mängder och kvalitet. 2003.
- [10] L. Christensen. *Marknadsundersökning -En handbok*. Studentlitteratur Lund, 2001.
- [11] Statens Energimyndighet. Bränsle från skogen, 2002.
- [12] Werner S Fredriksen, S. *Fjärrvärme -Teori, teknik och funktion*. Studentlitteratur, 1993.
- [13] Nyström O.-Axby F. Andersson C. Kling Å. Hansson, S. Värmeforskrapport 730 -askproblem vid skogsbränsleeldning i fluidbädd, mars 2001.
- [14] Skärvad P-H. Olsson, J. *Företagsekonomi 99*. Liber Ekonomi, 2000.
- [15] P. Ottosson. Elsöv lund kraftvärmeverk ab, 2009.
- [16] Nilsson S-Å. Persson, I. *Investeringsbedömning*. Liber Ekonomi, 2001.
- [17] Skattemyndigheten. Handledning för punktskatter 2009. 2009.
- [18] B. Strömberg. Värmeforskrapport 911 -bränslehandboken. mars 2005.

- [19] Andersson A.-Andersson D. Jacobson K. Sahlin K. Östberg R. Westrin, M. Uppdrag att föreslå nya kvoter i elcertifikatsystemet m.m. 2009.