

**En kostnadsanalyse av et
fjernvarmeanlegg basert på biobrensel**

**A cost efficiency analysis of one
district central heating installation
based on biofuels**

**Av
Ronny Hagen**

**Mastergradsoppgave ved
Institutt for Naturforvaltning**

Ås juni 2004



Forord

Denne mastergradsoppgaven er utarbeidet ved Institutt for naturforvaltning (INA) ved Norges Landbrukshøgskole (NLH) våren 2004, og er skrevet innen fagfeltet ressursøkonomi og planlegging. Oppgaven er på 30 studiepoeng og avslutter et femårig studium som leder til tittelen Master i skog, miljø og industri.

Arbeidet med oppgaven har vært interessant, da det er et nytt, spennende og aktuelt fagfelt. Det har vært mange utfordringer underveis, og har gitt mye ny kunnskap om temaet.

Jeg vil først og fremst rekke en stor takk til mine veiledere professor Birger Solberg og forsker Torjus Bolkesjø ved Institutt for naturforvaltning for god veiledning. Deres fagkunnskap har kommet meg til gode mange ganger i form av inspirerende råd og konstruktiv kritikk. Jeg vil videre rekke en stor takk til Knut Hoven i Agder Energi. Han ga meg et aktuelt prosjekt som Agder Energi hadde satt i gang, og har gitt meg mye informasjon og faglig ekspertise gjennom oppgaveskrivingen. Samtidig har han satt meg i kontakt med mange fagpersoner som kunne svare på mine spørsmål.

Ås, juni 2004

Ronny Hagen

Innhold

Sammendrag.....	5
Summary	7
1 Innledning.....	9
1.1 Bakgrunn	9
1.2 Målsetning	9
1.3 Opplegg for oppgaven.....	10
1.4 Tidligere arbeider	10
2 Utvikling i norsk energiforbruk.....	11
2.1 Elektrisitet	11
2.2 Petroleumsprodukter	14
2.3 Fastbrensel.....	15
3 Materiale og metode for analyse av fjernvarmeanlegg	18
3.1 Innledning.....	18
3.2 Investeringskostnader	20
3.2.1 Bygning	20
3.2.2 Elektro/automasjon.....	20
3.2.3 Brenseltransportører og rivervals	21
3.2.4 Innmatingsystemer.....	21
3.2.5 Skorstein og askesystem.....	21
3.2.6 Lokalt styresystem.....	21
3.2.7 Multisyklon	22
3.2.8 Røranlegg	22
3.2.9 Oljekjeler og elektrokjel.....	22
3.2.10 Kundesentraler	23
3.2.11 Fjernvarmenett	24
3.3 Kapitalkostnader.....	24
3.3.1 Kalkulasjonsrente	24
3.3.2 Annuitetsmetoden.....	25
3.4 Tømmerpriser	26
3.5 Transportkostnader.....	26
3.6 Priser på olje og elektrisitet.....	27
3.7 Enova-tilskudd	28
3.8 Drifts- og lønnskostnader	28
3.9 Brennverdier.....	28
4 Resultater.....	30
4.1 Transportberegninger	30
4.2 Beregninger av fjernvarmenettkostnader	31
4.3 Totale investeringskostnader.....	31
4.4 Totale varmekostnader	32
4.5 Følsomhetsanalyser	33
4.5.1 Følsomhet med hensyn på kalkulasjonsrentefot.....	34
4.5.2 Følsomhet med hensyn på transportkostnader	35
4.5.3 Følsomhet med hensyn på tømmerpriser	36
4.5.4 Følsomhet med hensyn på brenselfordeling.....	38
4.5.5 Følsomhet med hensyn på oljepriser	39

4.5.6 Følsomhet med hensyn på elektrisitetspriser	40
4.5.7 Følsomhet med hensyn på fjernvarmenettkostnader	41
4.5.8 Følsomhet med hensyn på Enova-tilskudd.....	42
5 Diskusjon.....	43
5.1 Materiale og metode.....	43
5.2 Resultater.....	45
5.3 Videre arbeider	47
6 Konklusjon	49
Litteratur.....	50

Sammendrag

Et økende forbruk av energi i Norge, kombinert med en begrenset tilgang på nye vannkraftutbygginger, har ført til at den norske energiproduksjonen stadig oftere har vist seg utilstrekkelig til å dekke den innenlandske energietterspørselen. Det er i dag stor politisk vilje til å utvikle energiutvinning basert på fornybare ressurser. En større utbredelse av vannbåren varme basert på biobrensel vil redusere bruken av elektrisk kraft og fyringsolje til oppvarming. Samtidig har prisutviklingen på olje og elektrisitet, kombinert med den tekniske utviklingen, ført til at varmeproduksjon basert på biobrensel kan være konkurransedyktig.

Hovedmålet med oppgaven er å analysere kostnader og lønnsomhet i et konkret fjernvarmeanlegg med biobrensel som grunnlast. Basis for de videre arbeidene er et planlagt fjernvarmeanlegg på 3 MW lokalisert i Arendal. Følgende problemstillinger inngår i oppgaven:

1. Beskrive den generelle utviklingen i norsk energiforbruk og hvilken rolle biobrensel har fått som varmekilde.
2. Spesifisere de ulike kostnadskomponentene som inngår i energiproduksjonen i fjernvarmeanlegget. Kostnadene omfatter alt fra kjøp av rundvirke, transport og produksjon, til levert varme hos kunde.
3. Analysere hvilke faktorer som er mest avgjørende for kostnadene for sluttproduktet.

Starten på oppgaven var å samle opplysninger og kostnadsanslag på investeringer i hovedkomponentene i fjernvarmeanlegget. Etter at alle investeringskostnader var funnet, ble de summert opp til brutto investeringskostnader for anlegget. Transportkostnader og tømmerpriser dannet grunnlaget for kostnadene for innfyrt flis, og priser på elektrisitet og olje ble funnet. Videre ble kapitalkostnadene beregnet. Alle kostnadene ble så satt inn i regneark i Microsoft Excel, der det ble beregnet totale varmekostnader, som øre/kWh. Ut ifra disse resultatene ble det gjort isolerte følsomhetsanalyser på de viktigste kostnadskomponentene, for å finne ut hvilke som hadde størst innflytelse på den totale varmekostnaden.

Resultatene i oppgaven viste at et eventuelt investeringstilskudd fra Enova vil ha en avgjørende betydning for fjernvarmeanleggets lønnsomhet. Et tilskudd på for eksempel 20 % av investert beløp vil senke varmekostnaden med 1,5 øre/kWh, og er den variabelen som betyr mest for anleggets lønnsomhet. Varmekostnaden endrer seg med 1 øre/kWh for hver

prosentendring i kalkulasjonsrentefoten. Av dette kan man konkludere med at valg av kalkulasjonsrentefot har en stor betydning for den totale varmekostnaden. Utbyggingen av fjernvarmenettet er også av avgjørende betydning. Av resultatene ser man at en endring på 10 % i utbyggingskostnadene utgjør 1 øre/kWh for varmekostnaden. For transportkostnader har jeg forutsatt en gjennomsnittlig transportavstand av rundvirke på 30 km. Resultatene viser at varmekostnaden endres med 0,25 øre/kWh pr. 10 km økning i transportavstand. På grunn av usikkerhet kan transportkostnadene bli mye høyere. Om den faktiske gjennomsnittlige transportavstanden viser seg å være for eksempel 70 km, vil den totale varmekostnaden endres med 1 øre/kWh, og vil føre til at transportkostnadene er en variabel som har stor innvirkning på anleggets lønnsomhet.

Summary

The increasing use of energy in the Norwegian society, combined with a decrease in national water power developments, has left the Norwegian energy production unable to cover the domestic demand of energy. Today we experience a stronger political will to develop new energy, based on renewable sources. A wider distribution of watercarried heat based on biological fuel will reduce the use of electric power and oil for heating. At the same time, the price development of electricity and oil used for this purpose, combined with a technological development, has led to a heatproduction based on biological fuel that is competitive.

The main goal with this thesis, is to analyse costs and profit in one specific distant heat factory based on wood fibre as fuel. The information is based on a planned factory of 3 MW located in Arendal. The following ways are the goals of thesis:

1. Describe the general development in use of energy in Norway, and what role biological fuel has today as a source of heat.
2. Specify the components and costs in the production of energy in the factory. The costs include everything from buying timber, transport and production, to heat, delivered to the consumer.
3. Analyse what factors are most important for the costs of the final product.

The thesis work starts on with collecting information and estimating costs of investments of main components in the factory. When all the costs of investments were found, they were added up. The costs of transport and prices of timber laid the foundation of costs of chips, and prices of electricity and oil were found. Then the costs of capital were calculated. All the costs were then put into Microsoft Excell, where the total heating costs were calculated, in øre/kW. Out of these results I created isolated analysis of sensitivity on the most important components of cost, to find out which had the greatest influence on the total cost of heat. The results from the thesis shows that a possible economic contribution from Enova will have a decisive matter of the factory's profit. An economic contribution of for example 20 % of the invested amount, will lower the costs of heat with 1,5 øre/kW. This is the most important variable for the factory's profit. The costs of heat changes with 1 øre/kW for each change in present in the calculation rent. This concludes that the choice of calculation rent has got a great importance for the total costs of heat. Uncertainty in factors makes the development of

the waternet important. From the results one can see that a 10 % change i the costs of development of those investments, will change the total costs of heat with 1 øre/kW. For the costs of transport I have calculated with an average transport distance of timber at 30 km. The results shows that the total costs of heat changes 0,25 øre/kW pr. 10 km. If the actual average transport distance turns out to be for example 70 km, the total costs of heat will change with 1 øre/kW. This makes the cost of transport an important variable for the factory profit.

1 Innledning

1.1 Bakgrunn

Et økende forbruk av energi i Norge, kombinert med en begrenset tilgang på nye vannkraftutbygginger, har ført til at den norske energiproduksjonen stadig oftere har vist seg å ikke være tilstrekkelig til å dekke den innenlandske energietterspørselen. De siste årene har det oftere vært en nettoimport av elektrisk kraft. Dette skyldes i hovedsak at en stor overvekt av vannkraftbasert energiutvinning gjør energitilgangen svært sårbar for variasjoner i nedbørmengde. I Norge ser man gjerne på elektrisk kraft som miljøvennlig da man assosierer dette med vannkraft. Den elektrisitet som vi importerer er dessverre ikke nødvendigvis slik. Elektrisk kraft som kommer fra utlandet kan like gjerne være produsert av gass eller kjernekraft. Dette gjør at Norge ikke nødvendigvis har en miljøvennlig energipolitikk ved stor import. Det er i dag stor politisk vilje til å utvikle energiutvinning basert på fornybare ressurser. En større utbredelse av vannbåren varme basert på biobrensel vil redusere bruken av elektrisk kraft og fyringsolje til oppvarming. En omlegging til oppvarming av biobrensel vil kunne føre til bedre utnyttelse av lokale ressurser, som for eksempel massevirke furu, samtidig som det vil frigi elektrisk kraft til andre formål.

1.2 Målsetning

Hovedmålet med denne oppgaven er å analysere kostnader og lønnsomhet i et konkret fjernvarmeanlegg med biobrensel som grunnlast. Basis for de videre arbeidene er et planlagt fjernvarmeanlegg med tørr flis som grunnlast, på 3 MW lokalisert i Arendal.

Følgende problemstillinger inngår i oppgaven:

1. Beskrive den generelle utviklingen i norsk energiforbruk og hvilken rolle biobrensel har fått som varmekilde.
2. Spesifisere de ulike kostnadskomponentene som inngår i energiproduksjonen i fjernvarmeanlegget. Kostnadene omfatter alt fra kjøp av rundvirke, transport og produksjon, til levert varme hos kunde. Kundesentralen er grensesnitt mellom fjernvarmeanlegg og kunde.
3. Analysere hvilke faktorer som er mest avgjørende for kostnadene for sluttproduktet.

1.3 Opplegg for oppgaven

I kapittel 2 gis en oversikt over utviklingen i norsk energiforbruk. De resterende kapitlene gir en økonomisk analyse av kostnadene ved et planlagt fjernvarmeanlegg i Arendal. I kapittel 3 er det lagt stor vekt på å spesifisere forutsetningene bak kalkylene nøye.

1.4 Tidligere arbeider

Av andre arbeider utført innenfor fagfeltet kan følgende nevnes:

HOHLE (2001). Bioenergi, miljø, teknikk og marked.

Dette er ment som en samling av en stor mengde fagstoff innen bioenergitemaet i en fagbok. Den tar for seg alt fra energipolitikk til økonomiske analyser og tekniske løsninger på anlegg. Det er økonomi og planleggingsdelen av boken som interessant for denne oppgaven, spesielt investeringskalkyler for fjernvarmesystemer og varmesentraler. Noe av forutsetningene i oppgaven bygger på enkelte kalkyler fra dette kapitlet. Hohle har kalkulert varmekostnad på lignende anlegg som jeg sammenligner noen av mine resultater i diskusjonen.

Norsk fjernvarmeforening (2004). Kostnader ved fjernvarmeutbygging.

Denne rapporten er utarbeidet i samarbeid mellom Norsk fjernvarmeforening og Enova. Den er lagd for å presentere et kostnadsopplegg for fjernvarmeutbyggere. I rapporten vurderes kostnader for fjernvarmedistribusjon og varmesentraler med biobrensel som grunnlastkilde. Det gis få resultater med tanke på total varmekostnad i denne rapporten, siden den i hovedsak omhandler kostnader på komponenter som inngår i investeringen av anlegget.

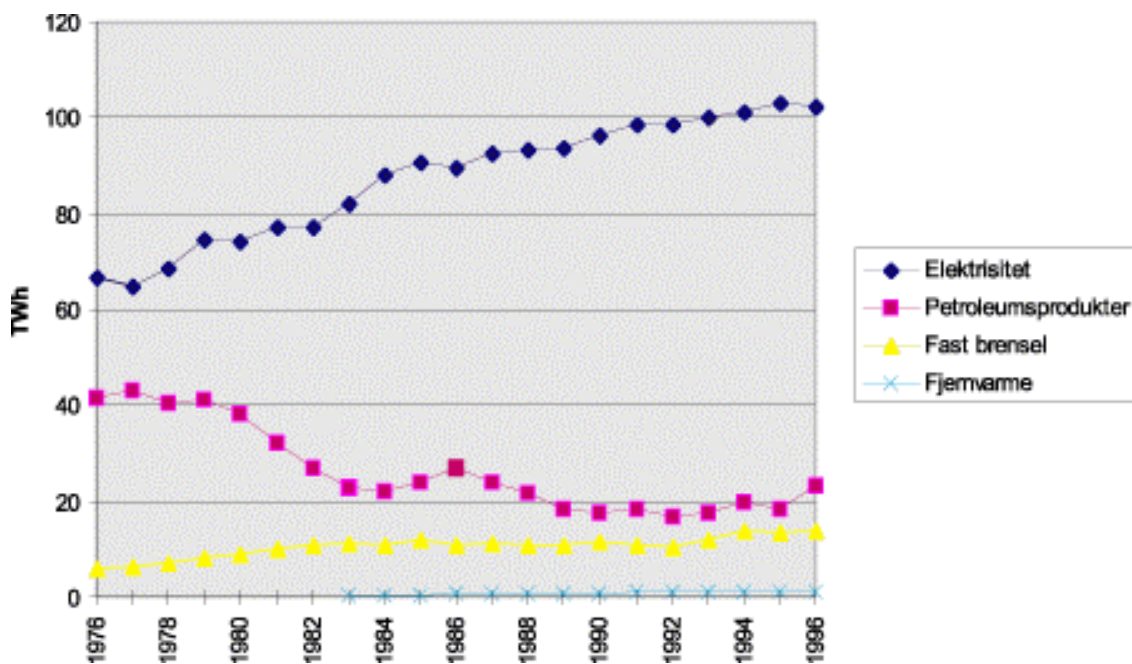
Ved NLH ble det i 2001 skrevet en hovedfagsoppgave ved Institutt for økonomi og samfunnsfag, "Når blir bioenergi lønnsomt? En økonomisk studie av fastbrenselsanlegg" av Skaufell & Areklett (2001). Hovedproblemstillinger i oppgaven er: "Når er bioenergi i form av avfallsforbrenning bedriftsøkonomisk lønnsomt? Og når er avfallsforbrenning lønnsomt i forhold til prisen på alternative energibærere som elektrisitet og olje?" Denne oppgaven har avfall som energibærer og ikke flis som i min oppgave, og resultatene er usammenlignbare med noen resultat fra min oppgave.

2 Utvikling i norsk energiforbruk

Elektrisitet og petroleumsprodukter har de siste 30 år vært dominerende som energibærere til stasjonært forbruk. Disse energibærerne representerte i 1976 95 % av all energi levert til slike formål. 20 år senere, i 1996 var denne andelen 90 %. (Olje og energidepartementet 1998)

Elektrisitetsforbruket har hatt en jevn vekst hele perioden, mens forbruket av olje har sunket. Trenden har vist en tydelig endring i retning av økt bruk av elektrisitet i forhold til olje til stasjonært bruk. Forbruket av fastbrensel har hatt en svak vekst i perioden 1976 til 1996.

Fjernvarme har hatt en økning fra 1983 til 1996, men er av liten nasjonal betydning sammenlignet med de andre nevnte energibærerne. Utviklingen av disse blir fremstilt i figur 1 nedenfor.



Figur 1: Utviklingen i forbruket av elektrisitet, petroleumsprodukter, fastbrensel og fjernvarme fra 1976 til 1996 (Kilde Olje og energidepartementet 1998)

2.1 Elektrisitet

Elektrisk kraft produseres med utgangspunkt i en annen energikilde, for eksempel vann, kull, olje, gass, vind eller kjernekraft. I Norge produseres hoveddelen ved hjelp av vannkraft, vesentlig på grunn av naturgitte forhold, og den produserte energimengden er stort sett

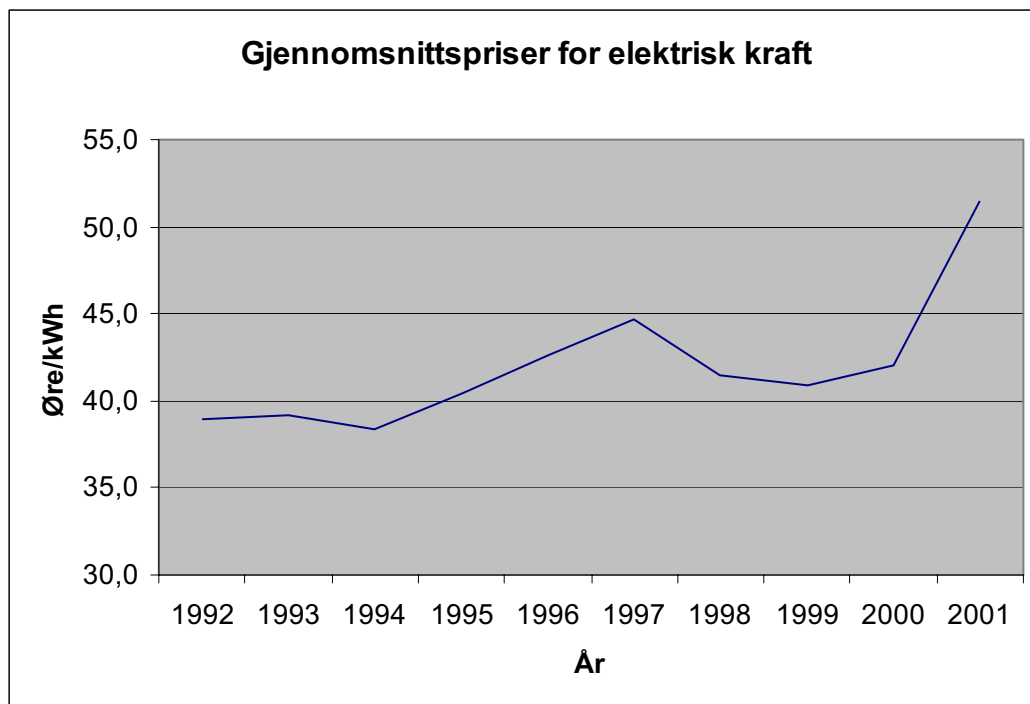
begrenset av vanntilgangen. De siste årene har det vært en gjennomsnittsproduksjon av elektrisk kraft på rundt 121 TWh (tabell 1) og Norge har stort sett vært en nettoeksportør av elektrisk kraft. Produksjonssvingningene fra ett år til et annet kan i grove trekk forklares av vanntilsiget.

Tabell 1: Produksjon og handelsbalanse av elektrisk kraft (Kilde SSB 2003a)

År	Total produksjon av elektrisk kraft (GWh)	Import (GWh)	Eksport (GWh)	Nettoeksport (GWh)	Nettoimport (GWh)
1993	120096	587	8486	7899	
1994	113214	4836	4968	132	
1995	123011	2300	8962	6662	
1996	104712	13212	4236		8976
1997	111420	8692	4874		3818
1998	116787	8046	4412		3634
1999	122445	6857	8776	1919	
2000	142817	1474	20529	19055	
2001	121920	10760	7162		3598
2002	130598	5329	15002	9673	
Gjennomsnitt	120702	6209	8741		

En trend de siste årene har vært et økende forbruk av energi. Elektrisitetsforbruket øker med ca. 1-1,5 TWh hvert år. Dette er en årlig økning som tilsvarer forbruket hos 50 000 husstander. Hvis man skal tolke denne trenden som vedvarende, kan dette bidra til at Norge oftere vil oppleve å være en nettoimportør av elektrisk kraft i fremtiden.

Prisene for elektrisk kraft for husholdninger har økt mye de siste 10 årene. Grunnene til dette er nevnt tidligere i kapittelet. I løpet av 1990-tallet økte prisene for elektrisitet kraftig (figur 2). Fra 1992 til 1994 var prisen stabil på ca. 38 øre/kWh, for så å øke til ca. 45 øre/kWh i 1997. Etter et par års nedgang, har prisen økt siden 2000.



Figur 2: Gjennomsnittspriser for elektrisk kraft for husholdninger og jordbruk (inkludert avgift på elektrisk kraft) (Kilde ssb 2004a)

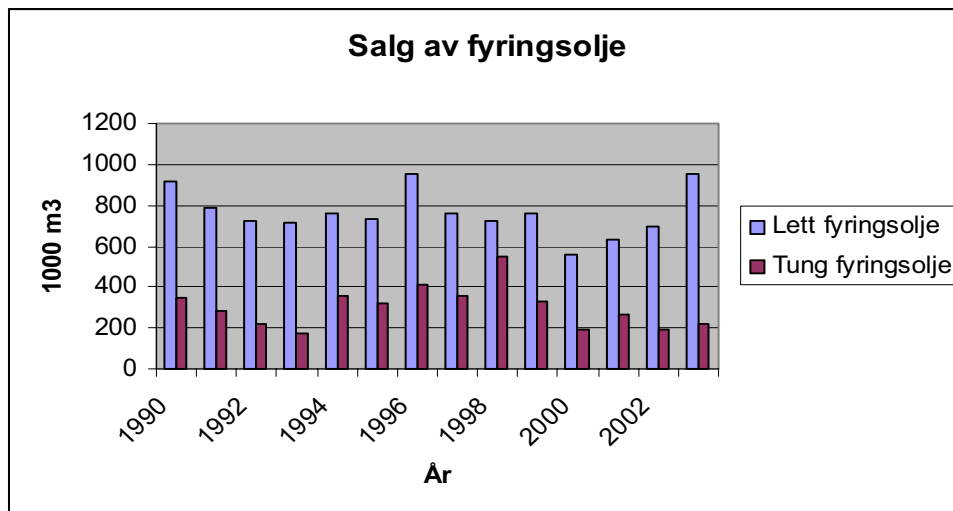
I januar 2003 kom det en voldsom prisøkning som i hovedsak skyldtes lite vann i magasinene (figur 3). Det siste året har prisen gått noe ned igjen, men er fortsatt høyere enn den har vært før 2003. Dette har vært et sterkt bidrag til at fra 2000, og kanskje spesielt på grunn av de høye prisene vinteren 2003, er det blitt en større interesse for å konvertere fra elektrisk oppvarming. Det er stadig mer vanlig i nye boliger i dag å installere vannbåren oppvarming, der bioenergi eller fjernvarme er mulige varmekilder (Størdal 2003).



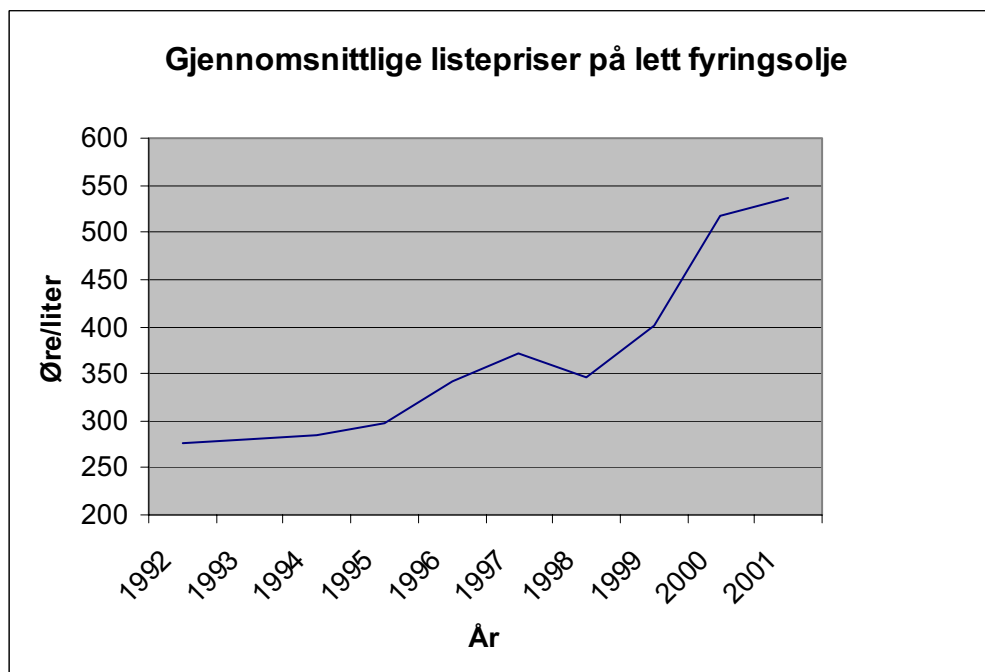
Figur 3: Kvartalsvise priser på elektrisk kraft til husholdninger (inkludert avgift på elektrisk kraft) (Kilde ssb 2004b)

2.2 Petroleumsprodukter

Salget av lett fyringsolje har hatt en jevn nedgang siden 1973. Sett i sammenheng med at energiforbruket har gått opp, er faktisk nedgangen enda kraftigere som andel av totalt energiforbruk. Når det gjelder tung fyringsolje, har salget vært noe jevnere. Grunnen er at den brukes til mer enn bare oppvarming, for eksempel sjøfart og produksjon i industri. Salget av lett fyringsolje (figur 4) har sammenheng med prisene på elektrisitet (figur 2 og 3). Man ser at salget av lett fyringsolje er høyt i 1997 og 2003, da prisene på elektrisk kraft var særlig høye. Prisene på lett fyringsolje (figur 5) steg lite fra 1992 til 1995. Fra 1995 til 1997 var det en sterk stigning, og etter lavere priser i 1998, var det en ny vedvarende sterk stigning.



Figur 4: Salg av lett og tung fyringsolje i perioden 1990 til 2003(Kilde Norsk Petroleumsinstitutt 2004)

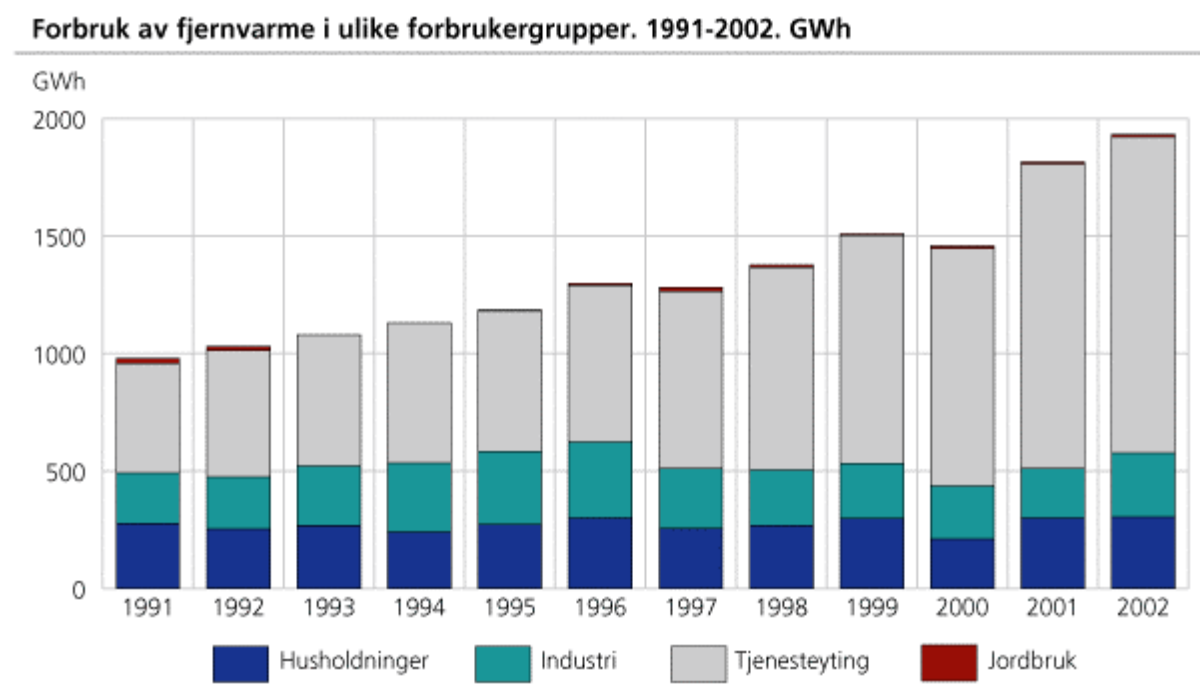


Figur 5: Gjennomsnittlige listepreiser for lett fyringsolje (avgifter inkludert) (Kilde ssb 2000)

2.3 Fastbrensel

Fast brensel består av kull, koks, treavfall og annet avfall. Det var en svak vekst i forbruk av fast brensel frem til 1983. Forbruket har vært stabilt frem til 1996, da det var en liten økning. Ved har vært viktig som varmekilde norske privatboliger, gjerne som et supplement til elektrisk oppvarming. Kull og koks brukes til en viss grad til vann- og dampoppvarming i

industrien, og er viktige i metallurgi og sementindustri. Fjernvarme har hatt en relativt beskjeden utbredelse de første 10 årene siden det ble innført på 1980-tallet. Siden 1991 har det vært en årlig vekst på 6,7 %. Det har vært størst økning hos de tjenesteytende næringene, med en årlig gjennomsnittlig vekst på nesten 10 prosent(figur 6). Av det totale fjernvarmeforbruket på 1 932 GWh i 2002 utgjorde fjernvarmeforbruket innenfor tjenesteytende næringer over 70 %. Fjernvarmeforbruket for tjenesteytende næringer var 1 346 GWh i 2002. For husholdninger var fjernvarmeforbruket 304 GWh, mens det for industri var 273 GWh. Jordbruk brukte 9 GWh fjernvarme. Mens antall bedrifter som produserer fjernvarme har ligget stabilt på 21-23 anlegg på 1980-tallet og inn i første årene av 1990-tallet, var det 35 bedrifter i 2002.



Figur 6: Forbruk av fjernvarme (Kilde SSB 2003b)

Flisfyring utgjør ca 10 % av den totale fjernvarmeproduksjon (tabell 2). Årsaken til den store økningen i oljefyring fra 2001 til 2002 er at strømprisene gikk kraftig opp og gjorde fyringsolje prisgunstig.

Tabell 2: Nettoproduksjon av fjernvarme fordelt på varmesentraler i 2001 og 2002 (GWh) (Kilde SSB 2003b)

Produksjon (GWh)	2001	2002	Endring i prosent	Andel fjernvarmeproduksjon (%) i 2002
Netto produksjon i alt	1996	2121	6,3	100,0
Flisfyringsanlegg	164	213	29,9	10,0
Spillvarme	152	123	-19,1	5,8
Avfallsforbrenning	821	824	0,4	38,8
Elektrokjeler	540	421	-22,0	19,8
Oljekjeler	178	357	100,6	16,8
Varmepumpeanlegg	105	126	20,0	5,9
Gass	36	57	58,3	2,7

3 Materiale og metode for analyse av fjernvarmeanlegg

3.1 Innledning

Starten på oppgaven var å samle opplysninger og kostnadsanslag på investeringer i hovedkomponentene i fjernvarmeanlegget. De fleste kostnadsanslagene ble basert på tall fra Norsk fjernvarmeforening (2003) og Hohle, (2001). Disse tallene var basert på tall fra faktiske utbygginger og gjennomsnittstall fra leverandører av komponenter. Alle beregninger i oppgaven er gjort i programmet Microsoft Excel. Etter at alle investeringskostnader var funnet, ble de summert opp til brutto investeringskostnader. Driftskostnader er gitt fra Hohle (2001), og var i samsvar med tall fra Agder Energi. Fra Agder Energi ble det gitt lønnskostnader som de hadde funnet rimelige. Transportkostnader og tømmerpriser ble gitt av Agder-Telemark skogeierforening, og disse dannet grunnlaget for kostnad innfyrt flis. Priser på elektrisitet og olje ble satt ut ifra samtale med Knut Hoven i Agder Energi (2004), da de hadde data på priser for forbruk i lignende størrelsesorden. Disse prisene hadde bra samsvar med priser antydnet i Hohle (2001). Videre ble kapitalkostnadene beregnet.

Disse kostnadene ble så satt inn i et regneark i Microsoft Excel der det ble beregnet totale varmekostnader, som øre/kWh. Ut ifra disse resultatene ble det gjort isolerte følsomhetsanalyser på de viktigste kostnadskomponentene, for å finne ut hvilke som hadde størst innflytelse på den totale varmekostnaden. Disse er grafisk fremstilt.

Fjernvarmeanlegget er planlagt bygd på en tomt nært opp til sykehuset i Arendal Nord. Kundene kan deles inn i tre grupper ut fra hvilke bygninger de disponerer:

A- bygninger:

Bygninger som har vannbåret varmesystem til oppvarming. Systemet omfatter normalt også oppvarming av tappevann og ventilasjonsluft (sykehus, Stinta skole).

B- bygninger:

Bygninger som har elektrobasert oppvarmingssystem. Enkelte bygg har installert kjele (elektro/olje) som dekker oppvarming av ventilasjonsluft og tapevann.

C- bygninger:

Bygninger under planlegging (kjøpesenter sentrum).

I tabell 3 gis en oversikt over kundenes potensiale i energibruk, og avstander fra anlegg.

Tabell 3: Kunders effektbehov og avstander til fjernvarmeanlegg

	A-bygg	B-bygg	C-bygg	Sum	Avstand A-bygg	Avstand B-bygg	Avstand C-bygg
Område	GWh	GWh	GWh	GWh	m	m	m
Arendal Nord	8,000			8,000	1000		
Arendal Sentrum	5,114	0,800	2,010	7,924	500	200	50
Sum	13,114	0,800	2,010	15,924	1500	200	50
Total avstand (m)							1750

Fjernvarmeanlegget er prosjektert til totalt 3 MW. Med tanke på anlegget skal gi varme til oppvarming, er det optimalt at biobrenselenheten står for ca. 35 % av det maksimale effektbehovet, noe som vil si ca. 1 MW (Hohle 2001). Dette skal normalt gi en energidekning på ca. 70 % av det årlige energibehovet. En større biobrenselenhet gir mindre muligheter for å utnytte biobrensel ved lavlast, da tekniske og miljømessige forhold tilsier at en biobrenselenhet ikke bør driftes ved lavere last enn ca. 20- 30 %. Normalt sett stoppes biobrenselenheten fra og med juni til og med august for årlig vedlikehold og service, og vanligvis er varmebehovet i sommermånedene bare 10-15 % av det maksimale effektbehovet. For reserve og spisseffekt skal anlegget utstyres med to oljekjeler som samlet har en effekt på 2 MW. En spisslastenhet skal være billig i investering og bruke et brensel med høyt energiinnhold for å holde nede lagringskostnadene. For å utnytte ”billig” elektrisitet, spesielt i sommerhalvåret, skal det investeres i en elektrokjele. Grunnen til dette er at man skal ha mulighet til å utnytte prissvingninger mellom olje og elektrisitet.

Grunnlastenheten er biobrenselenheten som brukes som første prioritet og bruker det billigste brenselet i varmesentralen. Noe som er viktig for de videre beregninger er brennstoffets årsvirkningsgrad. Det viktigste energitapet er røykgasstap, dette anslås til ca. 10 %. De andre veiene energi går tapt er strålingstap og uforbrent energi. Samlet regner man med ca. 85 % årsvirkningsgrad for både olje og biobrensel (Hohle 2001). Ved fyring med elektrokjele er benyttet en type der en elektro- spiral nedsenket i vannet, varmer det opp. Her kan man altså

se bort fra røykgasstap, men med unntak av det, er energitapet det samme. Dette gir en årsvirkningsgrad på 95 %.

3.2 Investeringskostnader

3.2.1 Bygning

En biobrenselenhet har et behov for ca 80-100 m²/MW i brensellager og kjelhall (Norsk fjernvarmeforening 2003), og avhengig av hvordan bygningen utformes kan det bli store kostnadsvariasjoner. Brensellageret må være utformet slik at bilene enkelt kan avlastes med sidetipp og henger. Dette fordi man må søke lave brenselpriser. Lastebiler med hengere vil medføre et betydelig plassbehov for å unngå mye søl av brensel. Baktipping av biler vil kreve en stor takhøyde.

Investeringskostnader på et enkelt industribygg er av Agder Energi beregnet til ca. 3 000 000 kr, noe som samsvarer bra med bygningskostnadene rapporten fra Norsk fjernvarmeforening (2003) kommer frem til hos en slik bygning. I et slikt overslag er brenselslager og kontorer og lignende inkludert. Tomtekostnader er ikke tatt med i beregningene da Agder Energi er i samtaler med Arendal kommune i forbindelse med å bruke en kommunal tomt. Hvilke kostnader dette vil føre til er usikkert, men de vil være såpass lave at de har liten innflytelse på varmekostnaden.

3.2.2 Elektro/automasjon

Elektrisitetssystemet bør være utformet for 400 V. Med et stort antall motorer som inngår i et slikt anlegg er det bedre og billigere å velge 400 V som standard fra hovedfordelingsskapet. Det lokale styringssystemet må være utformet slik at det oppfyller myndighetenes forskrifter om periodisk tilsyn på opptil 84 timer. Det bør inngå et kjelvelgersystem som optimerer driften ved aktuelle brenselpriser, og som styrer forbrenningen slik at kundene til enhver tid får nok energi. Samlede kostnader er anslått til kr 800 000 (Norsk fjernvarmeforening 2003).

3.2.3 Brenseltransportører og rivervals

Brenseltransportørene er utformet som transportbånd eller skruer. Kostnadene ligger på ca. kr 15 000 pr. meter. For ca. 20 meter utgjør dette kr 300 000. En rivervals kan være aktuell for å dele sammenklemmt brensel og dosere brensel jevnere ned i brenseltransportøren. Kostnaden settes til kr 100 000 (Norsk fjernvarmeforening 2003).

3.2.4 Innmatingssystemer

System fra transportør til sjakt består oftest av en brenselsjakt med spjeldsystem og sprinkler, samt et system for innmating på risten. Innmatingen skjer ved hjelp av en stoker skrue. Det er viktig at det her finnes et system med temperaturvakt som hindrer tilbakebrenning. Samlede kostnader er anslått til kr 400 000 (Norsk fjernvarmeforening 2003).

3.2.5 Skorstein og askesystem

Investering i skorstein varierer med utforming og høyde. Det er en fordel med felles skorstein mantel for grunn- og spissenhet. Kostnader er anslått til kr 200 000. Askesystemet er såkalt tørr askeutmating. Dette er kostnadsanslått til kr 200 000 (Norsk Fjernvarmeforening 2003).

3.2.6 Lokalt styresystem

Det lokale styringssystemet (PLS) inngår i biobrenselenheten for å optimere forbrenningen.

Systemet styrer følgende funksjoner for forbrenningen:

- Undertrykk i fyrrommet.
- Oksygeninnhold i røykgassen.
- Temperatur på utgående fjernvarme (driftstermostat).

Et komplett SRO-anlegg (styring, regulering og overvåkning) via PC er nødvendig. Et slikt anlegg med mulighet for ekstern tilkopling (hjemmevakt, alarmsentral) gir enklere drift, og ofte billigere feilsøking. Totalkostnadene med PLS og SRO ligger på til sammen kr 800 000, der SRO utgjør kr 500 000 (Norsk fjernvarmeforening 2003).

3.2.7 Multisyklon

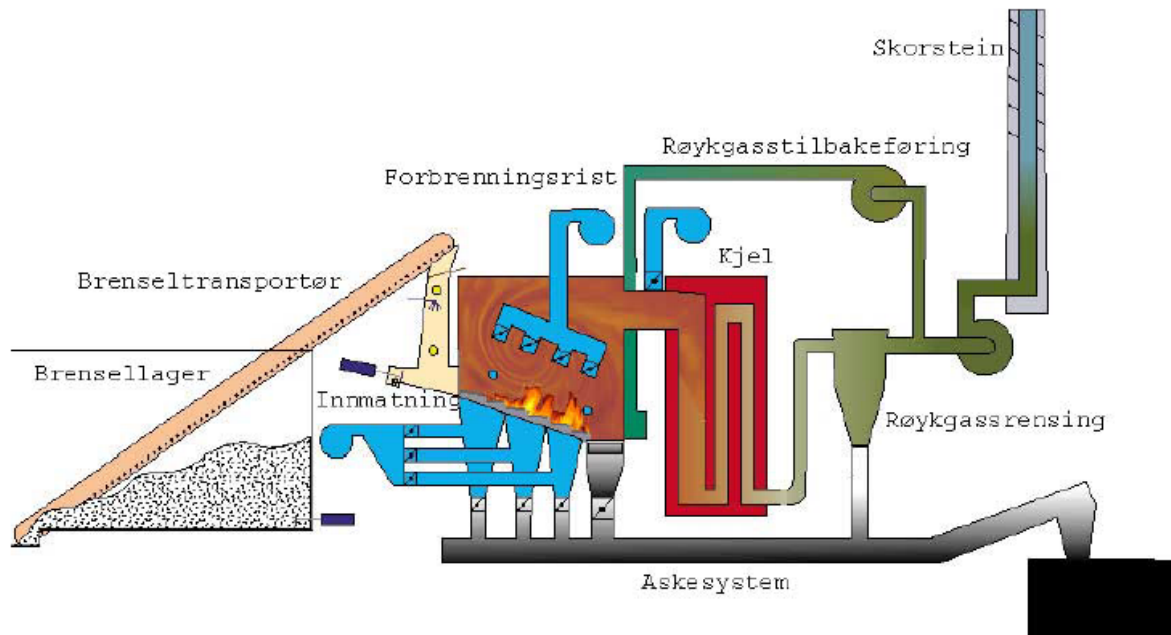
For rensing av avgassene for støv benyttes en multisyklon som er en dynamisk støvreising. Prisen for en syklon inkludert støvskrue og utmater av asken til askecontaineren koster for et 3 MW anlegg ferdig installert kr 300 000 (Norsk fjernvarmeforening 2003).

3.2.8 Røranlegg

I røranlegget ligger kostnader for å knytte sammen biobrenselenheten med andre kjeler, trykkholdingssystem, distribusjonspumper, og diverse armatur og instrument for styring av prosessen. Kostnadsberegnes til kr 1 000 000 (Norsk Fjernvarmeforening 2003).

3.2.9 Oljekjeler og elektrokjel

I en varmesentral er det viktig å dimensjonere kjelene optimalt for å holde kostnadene på et lavest mulig nivå. To oljekjeler på 1000 kW hver kan anslås til en total kostnad på ca. kr 1 000 000 ferdig installert. Dette samsvarer bra med prisanslag som ble oppgitt av forhandlerne DSV Norge AS og Varmeteknikk AS. I tillegg kreves det en elektrokjele på ca. 1000 kW, denne kan kalkuleres til ca. kr 150 000 ferdig installert ifølge overnevnte forhandlere. Figur 7 viser de viktigste komponentene som inngår i et biobrenselanlegg.



Figur 7: Prinsskisse av et biobrenselanlegg (Kilde Norsk fjernvarmeforening 2003)

3.2.10 Kundesentraler

I alle større bygninger vil det installeres kundesentraler med varmevekslere for overføring av varme fra fjernvarmenettet til oppvarming og varmt tappevann. Kundesentralen er et fysisk skille (grensesnitt) mellom fjernvarmenettet (primærside) og kundens eget vannbårne system (sekundærsystem). På primærsiden monteres en måler for måling av levert vannmengde til kunden. En kundesentral består vanligvis av disse komponentene:

- Varmevekslere for lokalt oppvarmingssystem.
- Varmevekslere for tappevannsberedning.
- Utstyr for måling av levert varme og ventiler for regulering og avstengning.

Kostnad for komplette kundesentraler fra stengeventiler mot kundesentralen og inkludert varmemålere og prefabrikkert varmeveksleenhet kan oppsummeres med formelen:

$$\text{Kostnad} = 57\,000 + 250 * \text{kW} - 0,13 (\text{kW})^2 \text{ (Norsk fjernvarmeforening, 2003).}$$

kW er effektbehovet hos kunden. Byggledelse og administrasjon vil for en kundesentral utgjøre en liten del av kostnaden og er ikke inkludert i formelen. Tabell 4 viser totale kostnader for kundesentraler.

Tabell 4: Kostnader for kundesentraler

Kundesentraler	Arendal N	Arendal S	Sum
A-bygninger	177000	177000	354000
B-bygninger		123688	123688
C-bygninger		147671	147671
Sum kostnader	177000	448359	625359

3.2.11 Fjernvarmenett

For distribusjon av fjernvarme bygges et rørnett bestående av preisolerte fjernvarmerør. Rørene legges i grøfter som må gi minst 0,6 m overdekking. Anleggskostnadene for et slikt rørnett er veldig varierende ut fra grunnforhold og om det er et bynært område. Det planlagte anlegget i Arendal vil få høye kostnader. Dette grunnes at det er mye berggrunn og ligger i en bykjerne, noe som vil føre til ekstrakostnader med asfaltering og andre sentrums-kostnader. For grøftkostnadene gis det først 27 % påslag for asfalt og deretter 37 % påslag for sentrumsproblem. Et stort fjernvarmenett har alltid et visst varmetap. Dett ligger som regel på 5- 10 % av tilført energi (Hohle 2001). Forutsetter her et varmetap på 6 %, da dette er nye og moderne rørsystemer.

3.3 Kapitalkostnader

3.3.1 Kalkulasjonsrente

Ved beregning av kapitalkostnader er det viktig å skille mellom nominell rente og realrente. Nominell rente har bakgrunn i løpende kroneverdi og gjenspeiler avkastningskrav, lånerente og lignende, uttrykt i den aktuelle pengeverdien.

Realrente er reell rente, altså nominell rente korrigert for inflasjon, og blir brukt for beregninger med fast kroneverdi. Sammenhengen mellom nominell rente, inflasjon og realrente kan uttrykkes slik:

$$R = ((1 + r_n/100)/(1 + r_j/100)) * 100$$

r_n = Nominell rente

r_j = Inflasjon

R = Realrente

I beregningene vil realrente og faste priser bli brukt.

Kalkulasjonrenten (realrenten) beregnes slik:

Kalkulasjonsrente = risikofri realrente + risikotillegg.

Risikofri realrente kan finnes med utgangspunkt i avkastning på statsobligasjoner. Denne ligger på 4 % p.a. (10-årig statsobligasjon mars 2004). Risikotillegget er det vanskelig å si noe om, men et sted i størrelsesorden 2-10 % p.a. har vært vanlig i forkalkyler for industrielle prosjekter. I bioenergiprosjekter har det som regel vært brukt kalkulasjonsrente på 7 % p.a. Knut Hoven i Agder Energi (2004) kunne opplyse at i deres prosjekteringer ble det brukt 7 % p.a. rentefot. Jeg velger ut ifra dette å bruke 7 % p.a. kalkulasjonsrentefot.

3.3.2 Annuitetsmetoden

For å beregne årlige kapitalkostnader brukes annuitetsmetoden. Det forutsettes da at summen av renter og avskrivninger er like stor hvert år i prosjektets levetid. Dette gir et realistisk bilde av økonomien i prosjektet. Kapitalkostnadene blir ved annuitetsmetoden beregnet ved formelen:

$$A = I_0 * a = I^0 * (r/100) * (1 + r/100)^n / (1 + r/100)^n - 1$$

A = Årlig kapitalkostnad

I_0 = Investert beløp

a = Annuitet (% av investert beløp)

r = Kalkulasjonsrente (%)

n = Avskrivningstid (år)

Ved hjelp av annuitetsmetoden beregnes en annuitetsfaktor a , som uttrykker hvor stor andel i prosent av investert beløp som går med til å dekke renter og avskrivninger på anlegget. Den multipliseres med investert beløp (I_0) for å få årlig kapitalkostnad i NOK.

Tabell 5: Økonomisk levetid og kapitalkostnader fjernvarmeanlegg

Anlegg og komponenter	Øk. Levetid (år)	Investert beløp	Annuitet	Kapitalkostnad
Komplett varmesentral	20	5250000	0,0944	495563
Bygninger	40	3000000	0,0750	225027
Kundesentraler	15	625358,75	0,1098	68661
Fjernvarmenett	30	12778809,75	0,0806	1029798
Sum kapitalkostnader				1819050

Økonomisk levetid for anlegget viser når restverdien er lik null. Den økonomiske levetid som er anslått (tabell 5) er i samsvar med NVE's retningslinjer for samfunnsøkonomiske beregninger. Den tekniske levetiden viser fysisk eller praktisk levetid. Denne kan gjerne være noe lengre enn den økonomiske, dette grunnes gjerne i at teknologi blir foreldet, eller at anlegg slites slik at det blir høyere driftskostnader.

3.4 Tømmerpriser

For priser på rundvirke, massevirke furu har jeg valgt å forholde meg til Agder-Telemark skogeierforening. Der ble det opplyst at de leverer massevirke til Woodlog i Arendal for 170 kr/m³ (personlig meddelelse tømmerkonsulent Agder Telemark skogeierforening, Håkon H. Myhra 2004). I mangel på mer nøyaktige priser velger jeg å bruke denne. Det årlige tømmerbehovet for anlegget beregnes ut ifra at biobrenselet utgjør 70 % av det årlige energibehovet. Som tidligere vist har massevirke furu en effektiv brennverdi på 2182 kWh/fm³. Anlegget krever 11 914 894 kWh/år, noe som gir et årlig tømmerbehov på ca 5500 fm³.

3.5 Transportkostnader

For transport av rundvirke fra velteplass til terminal er følgende formel brukt:

Kr 18,44 + 5,00 + kr 0,594/km og fm³ (Pers.medd. A-T treutvikling, Aasulv Løvdal 2004).

Transportkostnader er betydelige kostnadselementer ved biobrenselproduksjon basert på råstoff fra skogen. Transportavstand er i seg selv viktig, videre er forhold knyttet til

logistikk-løsninger svært sentrale. Bruk av terminaler for flising og tørking av rundvirke, og deretter transport av flis til aktuell fliskjøper er en aktuell løsning for rundvirkevolumet. Ved flistransport er det vanlig at bilene har en kapasitet på ca. 110 m^3 . Hvor tørr flisa er, har svært liten betydning for kapasiteten, da volumet er begrensende faktor, ikke vekten.

Jeg har vært i kontakt med noen større transportører av flis for å finne transportkostnader. Odd Dørum fra Birkeland er en større flistransportør i regionen og kunne oppgi at han på kortere avstander kjører til en kostnad av $2,27 \text{ kr/m}^3/\text{km}$. Prisene vil variere mye med kjørelengde. Et notat fra AT-treutvikling anslår en pris på $1,73 \text{ kr/m}^3/\text{km}$. Jeg velger her å forholde meg til lokale forhold og bruker en kostnad på $2,27 \text{ kr/m}^3/\text{km}$. Terminalkostnader er av AT-treutvikling anslått til 50 kr/m^3 . Jeg har for enkelhets skyld valgt å ikke inkludere investeringskostnader for terminalen i fjernvarmeanlegget, og bruker bare en kostnad pr. m^3 , som en leid tjeneste. Kostnadsindeksene for tømmertransport er gjengitt i tabell 6. De viser kostnadsgruppens prosentvise andel av denne transportens totalkostnad. De statistiske tallene gjelder for kjøretøygruppe 1, tømmertransport, som er treakslet bil med henger.

Tabell 6: Prosentvis kostnadsfordeling ved tømmertransport (Kilde SSB 2001)

Kostnadsgrupper	Prosentvis andel
Lønn og sosiale utgifter	30,4
Reparasjon og serviceutgifter	12,3
Drivstoffkostnader	24,0
Dekkostnader	3,5
Administrasjonskostnader	4,6
Forsikringskostnader	3,2
Bom og fergekostnader	1,3
Kapitalkostnader	20,7
Sum	100,0

3.6 Priser på olje og elektrisitet

Priser på fyringsolje er det stor usikkerhet omkring. I Hohle (2001) brukes 30 øre/kWh. De veiledende prisene fra leverandørene er til lite hjelp, da det er store rabatter ved slike volum. Knut Hoven i Agder Energi mente 30 øre/kWh var et realistisk tall som de hadde brukt i sine overslag, og jeg velger derfor å bruke dette. Det samme gjelder priser på elektrisk kraft, bruker her 40 øre/kWh.

3.7 Enova-tilskudd

Enova har pr. januar 2004 muligheter for å gi støtte for varmemproduksjon på opptil 30 % av investert beløp (Enova 2004). Dette er støtte som eventuelt kan gis før utbygging er startet. I utgangspunktet tas ikke slik støtte med i beregningene, men jeg illustrerer grafisk hvordan en slik støtte vil virke inn på lønnsomheten.

3.8 Drifts- og lønnskostnader

Drift og vedlikeholdskostnader utgjør 5 % av totalt investert beløp (Hohle 2001).

I følge Agder Energi kalkuleres det med en halv stilling knyttet til driften av et slikt anlegg. Årskostnaden ved en full stilling der alt er inkludert settes til kr 650 000, noe som betyr at lønnskostnader knyttet til driften av anlegget settes til kr 325 000.

3.9 Brennverdier

Som gjennomsnittstall for effektiv brennverdi for helt tørt trevirke brukes 5,32 kWh/kg (Hohle 2001). Den effektive brennverdien kan beregnes ved å trekke fra fordampingsvarmen av det vann som oppstår ved forbrenning av vedens hydrogen, pluss det vann som veden inneholder (da er det gjort reduksjon for den vanndamp som dannes under forbrenningen). Alt trevirke inneholder vann, og i forbrenningen fordampes vannet, noe som krever energi som tas fra forbrenningsprosessen. Dette innebærer at dess fuktigere brenselet er, dess mindre er den effektive brennverdien. En skiller mellom tre typer brennverdi, avhengig av hvordan man trekker vanndampen inn i beregningene:

Øvre brennverdi: Brennverdien for den absolutt tørre bestanddelen i brenselet angis. Vanndampen som blir dannet under forbrenningen blir ikke tatt hensyn til. Symbolet er H_o .

Nedre brennverdi: Vanndamp som forsvinner ukondensert opp i skorsteinen er fordampingsvarme som går tapt. Ved beregning av nedre brennverdi blir det tatt hensyn til dette. Symbolet er H_n .

Effektiv brennverdi: Den nedre brennverdien er redusert med fordampingsvarmen med fordampingsvarmen for det vannet som brenselet inneholder.

Følgende generelle formel kan brukes til å finne brennverdien når treets relative fuktighet tas i betraktning:

$$H_e = (5,32 - 0,67 \cdot (F/100 - F) \cdot M, \text{ kWh/m}^3 \text{ (Gjølshø 2002)}$$

H_e = effektiv brennverdi

F = Fuktighet i % av total vekt

Basisdensiteter for tømmer (Kucera 1998).

Tabell 7: Effektiv brennverdi for trevirke (Kilde Kucera 1998)

Råstoff	Basisdensitet	Fuktighets- innhold i %	Effektiv brenn- verdi pr fm3
Massevirke gran	380	35	1885
Massevirke furu	440	35	2182
Massevirke lauv	490	35	2430
Hogstavfall	400	35	1984
Bark	325	35	1612
Sagflis	395	31	1982

Jeg har valgt å forutsette bruk av massevirke furu videre i oppgaven, og bruker derfor en effektiv brennverdi på 2182 kWh/m³ (tabell 7).

4 Resultater

4.1 Transportberegninger

På bakgrunn av transportkostnader vist i kapittel 3.5, har jeg beregnet totale transportkostnader pr. m³ med noen ulike transportlengder (tabell 8). Disse er fremstilt med fire alternativer til transportavstand av rundvirke; 10 km, 30 km, 50 km og 70 km. Jeg har satt en fast avstand på 15 km fra terminal til fjernvarmeanlegget.

Tabell 8: Transportkostnader

Transportberegning, rundvirke til brenselflis				
Kostnads- elementer	rundvirke via terminal/flistransport 15 km			
	10 km Kr/m ³	30 km Kr/m ³	50 km Kr/m ³	70 km Kr/m ³
Transport rundvirke	29,38	41,26	53,14	65,02
Flistransport 15 km	34,05	34,05	34,05	34,05
Sum transport-kostnader	63,43	75,31	87,19	99,07
Terminal kostnader	50,00	50,00	50,00	50,00
Sum kostnader	113,43	125,31	137,19	149,07

I de videre beregningene har jeg valgt å bruke transportavstand av rundvirke på 30 km. Dette gjør jeg fordi jeg mener det reflekterer en middeltransportavstand.

Tabell 9: Kostnadsberegning for biobrensel i kr/kWh

Kostnadsberegning transport	
Kostnad rundvirke	170 Kr/m ³
Transportkostnad	125 Kr/m ³
Kostnad pr m ³	295 Kr/m ³
Kostnad pr kWh	0,14 Kr/kWh

Med 30 km transport rundvirke, 15 km transport flis, og 170 kr/m³ tømmerkostnad, gir det en kostnad på 14 øre/kWh for innfyrt flis (tabell 9).

4.2 Beregninger av fjernvarmenettkostnader

Kostnadene i tabell er gitt i kr/m og er hentet fra Norsk fjernvarmeforening (2003). Jeg har lagt til påslag for asfalt og sentrums kostnader, som nevnt i kapittel 3.2.11. For å finne totale kostnader er utbyggingskostnadene summert opp totalt antall meter (1750 m) rørgater som nevnt i kapittel 3.1.

Tabell 10: Kostnader for fjernvarmenett (kr/m) (Norsk fjernvarmeforening 2003)

Fjernvarmenett	NOK/m grøft
Rørmateriell	1120
Rør arbeid	560
Grøftarbeid	1230
Prosjekt/byggeledelse	690
Sum	3600
Påslag asfalt 27 %	1562
Påslag sentrum 37 %	2140
Utbyggingskostnader pr m	7302
Totale kostnader (1750 m)	12778810

4.3 Totale investeringskostnader

Tabell 11 viser summerte investeringskostnader for fjernvarmeanlegget. Hver enkelt av disse komponentene er beskrevet i kapittel 3.

Tabell 11: Totale investeringskostnader for fjernvarmeanlegg

Investeringer	NOK
Elektro/automasjon	800000
Brenseltransportør	300000
Innmatingssystem	400000
Rivervals	100000
Skorstein	200000
Oljekjel med mer	1000000
Elektrokjele	150000
Askesystem	200000
Lokalt styresystem	800000
Multisyklon	300000
Røranlegg	1000000
Sum varmeanlegg	5250000
Bygning og siloer	3000000
Prosjektering/byggeledelse	800000
Kundesentraler	625359
Fjernvarmenett	12778810
Uforutsett	800000
Bto investeringskostnader	23254169

4.4 Totale varmekostnader

Tabell 12 viser forutsetningene for basiskalkylen for total varmekostnad levert kunde. Alle forutsetningene er forklart i kapittel 3.

Tabell 12: Forutsetninger for energibalanse og varmekostnad

Forutsetninger	
Investeringer inkludert distribusjonsnett	23254169 kr
Maks effektbehov	3 MW
Årsvirkningsgrad olje	85 %
Årsvirkningsgrad biobrensel	85 %
Pris på olje	30 øre/kWh
Pris på elektrisitet	40 øre/kWh
Kostnader for biobrensel	14 øre/kWh
Andel årlig energi fra biomasse	70 %
Andel årlig energi fra olje	30 %
Varmetap i distribusjonsnett	6 %
Drift og vedlikeholdskostnader	5 %
Lønnskostnader	325000 kr
Kalkulasjonsrentefot	7 %

I tabell 13 beregnes energikostnader og totale varmekostnader for basiskalkylen.

I basiskalkylen har jeg benyttet de forutsetninger som er mest realistiske for å ha fornuftige data til å beregne følsomhet. Utgangspunktet er at kundene har et energibehov på 16 000 000 kWh, som vist i kapittel 3.1. Videre legger jeg til 6 % varmetap i distribusjonsnett for å finne hvor mye energi som må leveres fra varmesentralen. Videre beregner jeg hvor mye olje og biobrensel som må tilføres ut ifra årlige andeler og årsvirkningsgrad. I kostnadsberegningene utregnes energikostnadene, og summeres med de andre kostnadene som totale varmekostnader i øre/kWh levert hos kunde. Alle kostnadskomponenter er forklart i kapittel 3.

Tabell 13: Energibalanse og varmekostnad

Energibalanse	kWh/år	Øre/kWh	Prosent
Lvert energi abonnenter	16000000		
Varmetap distribusjonsnett	1021277		
Varmer levert fra varmesentral	17021277		
Lvert olje	5106383		
Lvert biobrensel	11914894		
Tilført olje	6007509		
Tilført biobrensel	14017521		
Kostnadsberegninger	Kr/år	Øre/kWh	Prosent
Energikostnad olje	1802253	11,3	25,7
Energikostnad biobrensel	1897066	11,9	27,1
Kapitalkostnader	1819050	11,4	26,0
Drift og vedlikehold	1162708	7,3	16,6
Lønnskostnader	325000	2,0	4,6
Sum varmekostnad levert fjernvarmekunder	7006077	43,79	100,0

4.5 Følsomhetsanalyser

Ved hjelp av følsomhetsanalyser vil jeg illustrere hvordan endringer i enkelte innsatsvariabler påvirker beslutningsvariabler i form av sum varmekostnad. Jeg tar for meg endringer i en variabel om gangen for å illustrere hvordan disse isolert sett påvirker de totale energikostnader. Jeg lager følsomhetsanalyser for følgende variabler, og ser hvilke utslag disse har for de totale varmekostnadene:

- kalkulasjonsrentefot.
- transportkostnader.
- tømmerpriser.

- brenselfordeling.
- oljepriser.
- elektrisitetspriser.
- fjernvarmenettkostnader.
- Enovatilskudd.

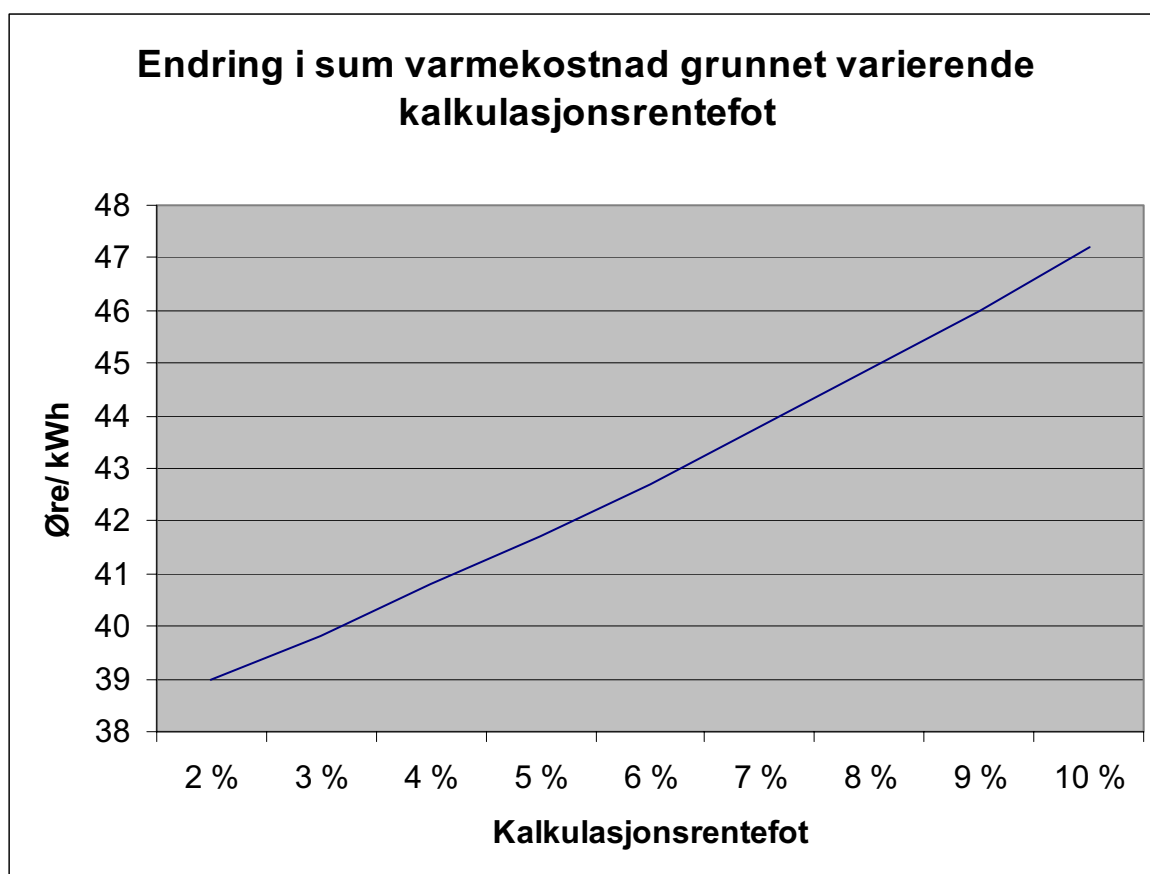
4.5.1 Følsomhet med hensyn på kalkulasjonsrentefot

Forutsetninger:

30 km transport av rundvirke og 15 km transport av flis.

Tømmerpris 170 kr/m³.

Brenseltype: 70 % biobrensel, 30 % olje.



Figur 8: Endring i sum varmekostnad grunnet varierende kalkulasjonsrentefot

Varmekostnaden endres fra 39 øre/kWh ved 2 % p.a. kalkulasjonsrentefot, til 47,3 øre/kWh ved 10 % p.a. kalkulasjonsrentefot (figur 8).

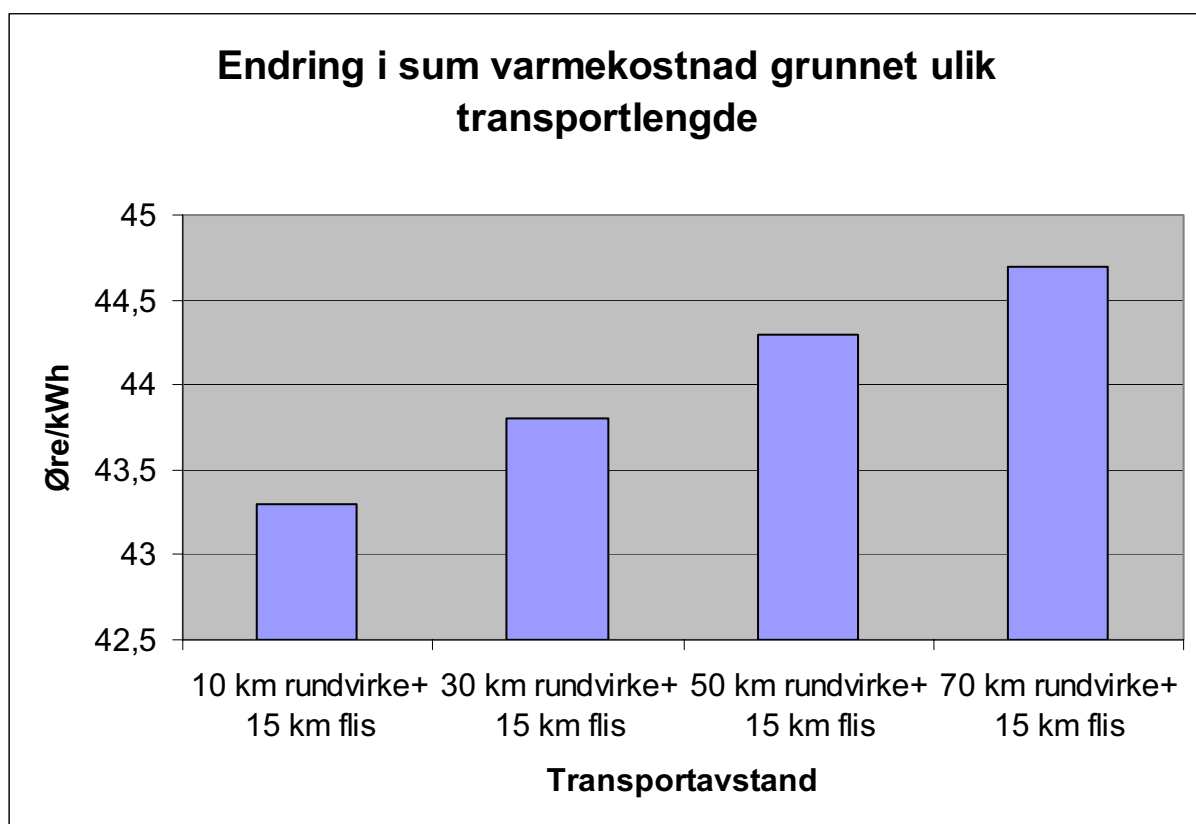
4.5.2 Følsomhet med hensyn på transportkostnader

Forutsetninger:

7 % p.a. kalkulasjonsrentefot.

Tømmerpris 170 kr/m³.

Brenseltype: 70 % biobrensel, 30 % olje.



Figur 9: Endring i sum varmekostnad grunnet varierende transportlengde

Varmekostnaden endres med 0,5 øre/kWh mellom hvert transportalternativ (figur 9).

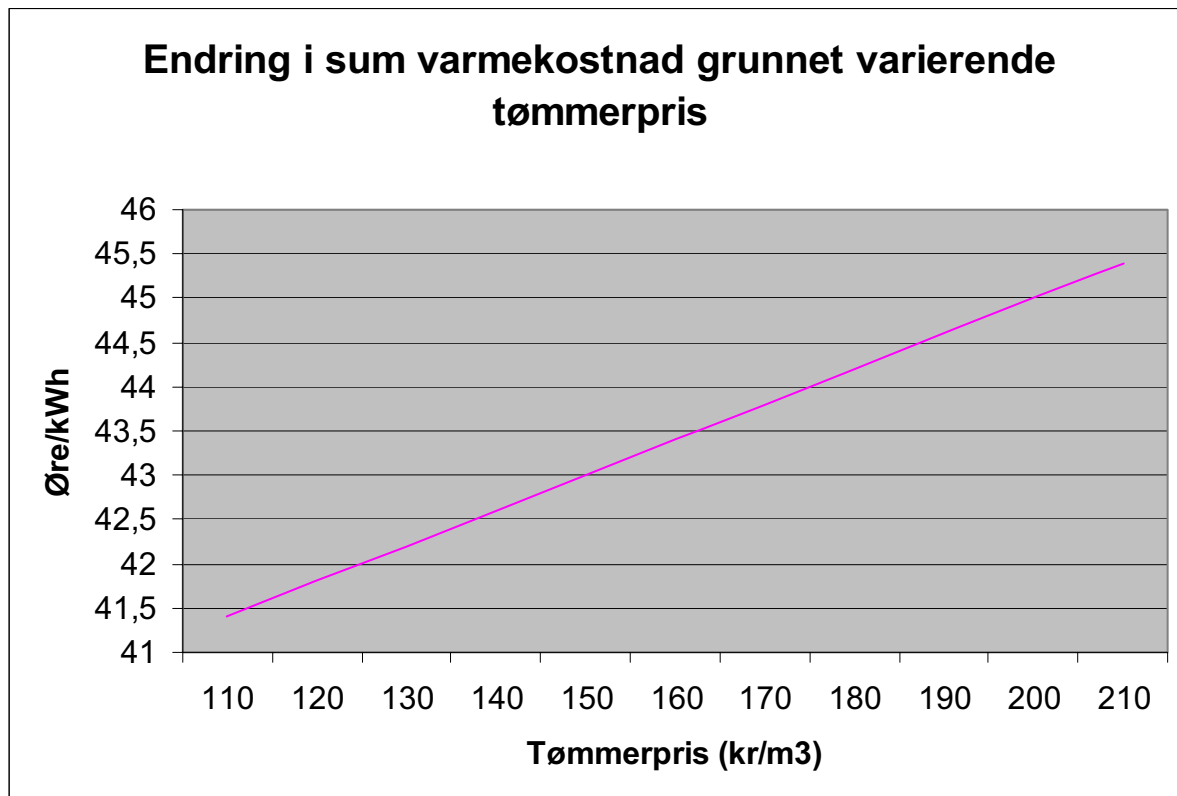
4.5.3 Følsomhet med hensyn på tømmerpriser

Forutsetninger:

7 % p.a. kalkulasjonsrentefot.

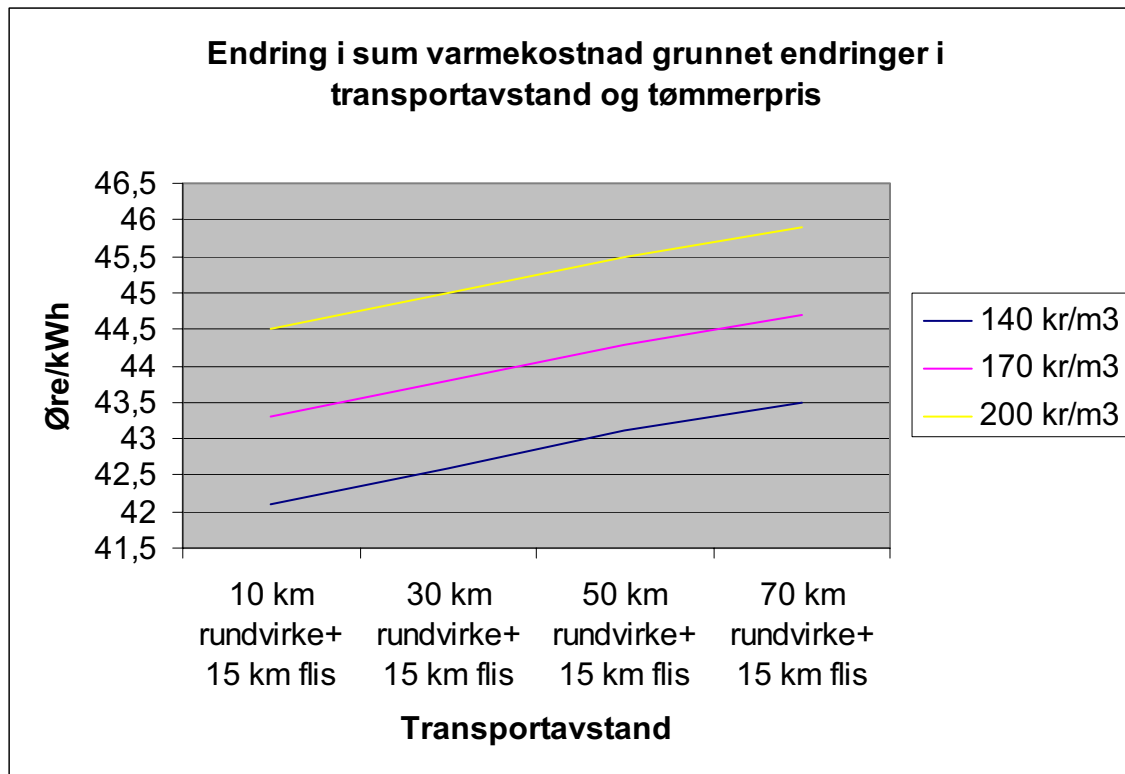
Brenseltype: 70 % biobrensel, 30 % olje.

30 km transport av rundvirke og 15 km flistransport.



Figur 10: Endring i sum varmekostnad grunnet varierende tømmerpris

Varmekostnaden endrer seg med 0,4 øre/kWh med 10 kr endring i tømmerprisen (figur 10).



Figur 11: Endring i sum varmekostnad grunnet endringer i transportavstand og tømmerpris

Figur 11 viser endringer i sum varmekostnad grunnet ulike kombinasjoner av tømmerpris og transportavstand.

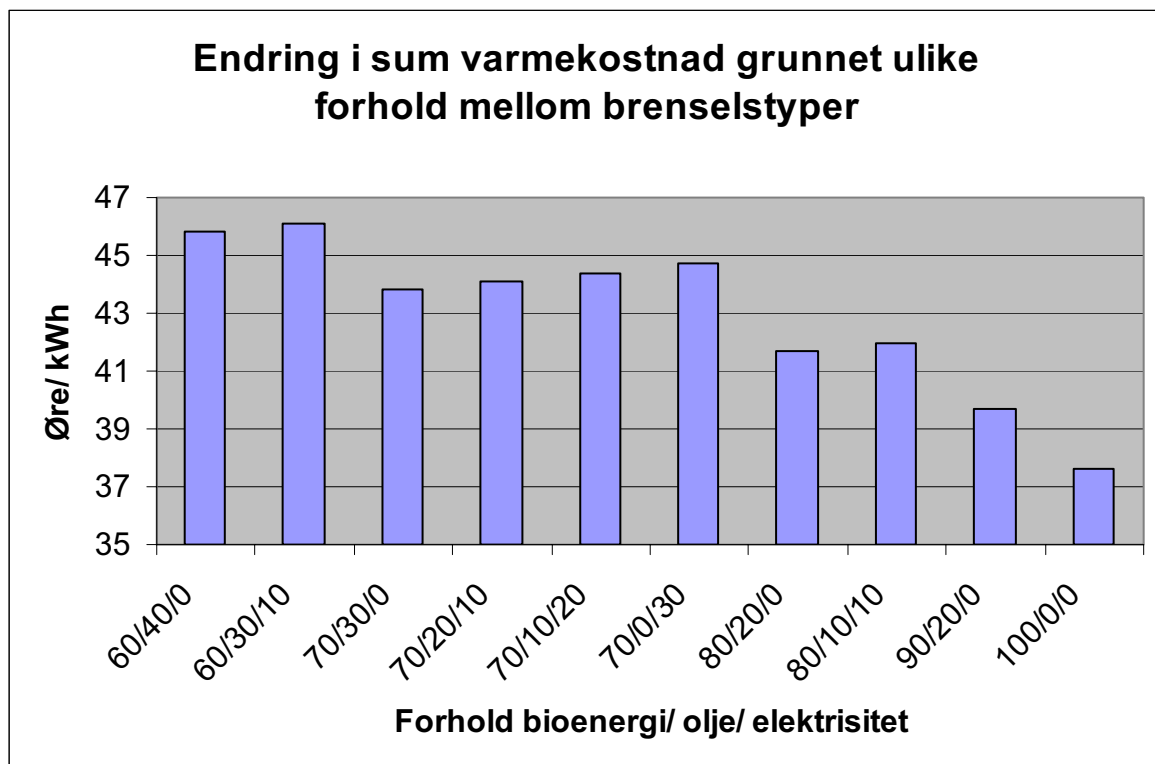
4.5.4 Følsomhet med hensyn på brenselfordeling

Forutsetninger:

Kalkulasjonsrentefot 7 % p.a.

30 km transport av rundvirke og 15 km transport av flis.

Tømmerpris 170 kr/m³.



Figur 12: Endring i sum varmekostnad grunnet ulike forhold mellom brenselstyper

Med biobrensel som grunnlast blir kostnadene lavere med økende andel flis. Med gjeldende forutsetninger så er det mest lønnsomt å ha en høyere andel oljefyring enn med elektrisitet (figur 12).

4.5.5 Følsomhet med hensyn på oljepriser

Forutsetninger:

7 % p.a. kalkulasjonsrentefot.

Brenseltype: 70 % biobrensel, 30 % olje.

30 km transport av rundvirke og 15 km flistransport.

Tømmerpris 170 kr/m³.

Prisintervall: +/- 10 %.



Figur 13: Endring i sum varmekostnad grunnet varierende oljepriser

Varmekostnaden endres med ca. 0,10 øre/kWh pr. prosent endring i oljepris (figur 13).

4.5.6 Følsomhet med hensyn på elektrisitetspriser

Forutsetninger:

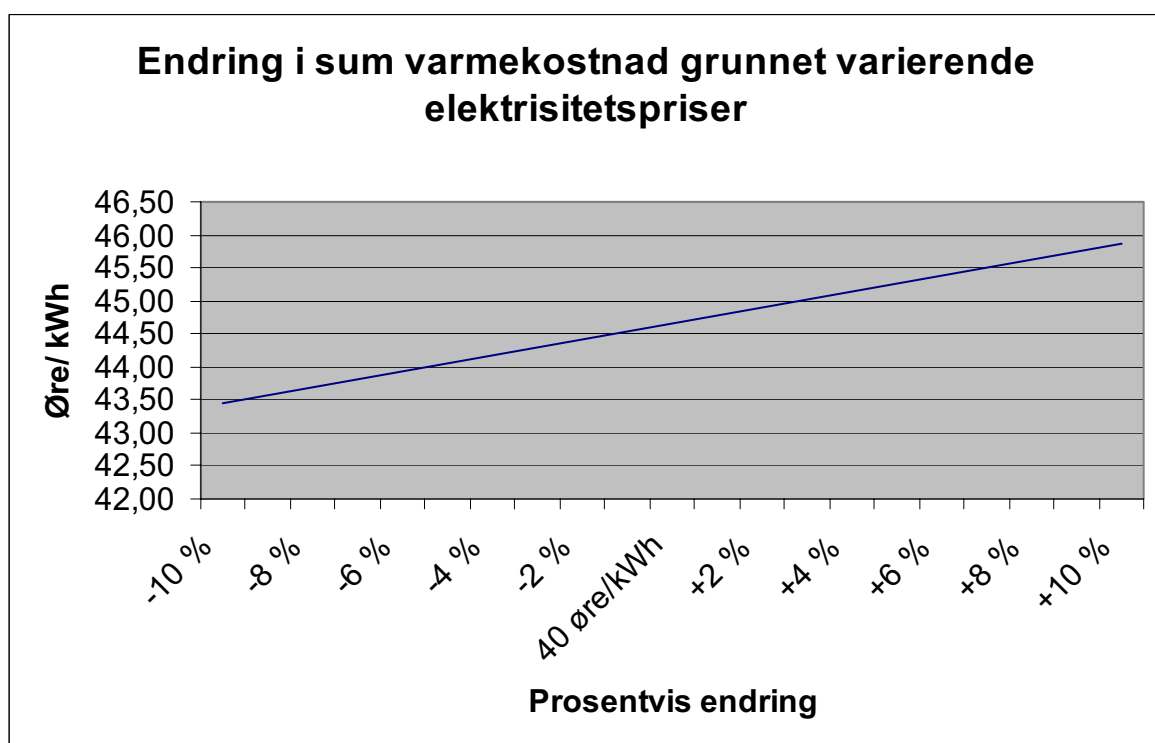
7 % p.a. kalkulasjonsrentefot.

Brenseltype: 70 % biobrensel, 30 % elektrisitet.

30 km transport av rundvirke og 15 km flistransport.

Tømmerpris 170 kr/m³.

Prisintervall: +/- 10 %.



Figur 14: Endring i sum varmekostnad grunnet varierende elektrisitetspriser

Varmekostnaden endres fra 43,5 øre/kWh til 45,9 øre/kWh ved en elektrisitetsprisendring på +/- 10 prosent (figur 14).

4.5.7 Følsomhet med hensyn på fjernvarmenettkostnader

Forutsetninger:

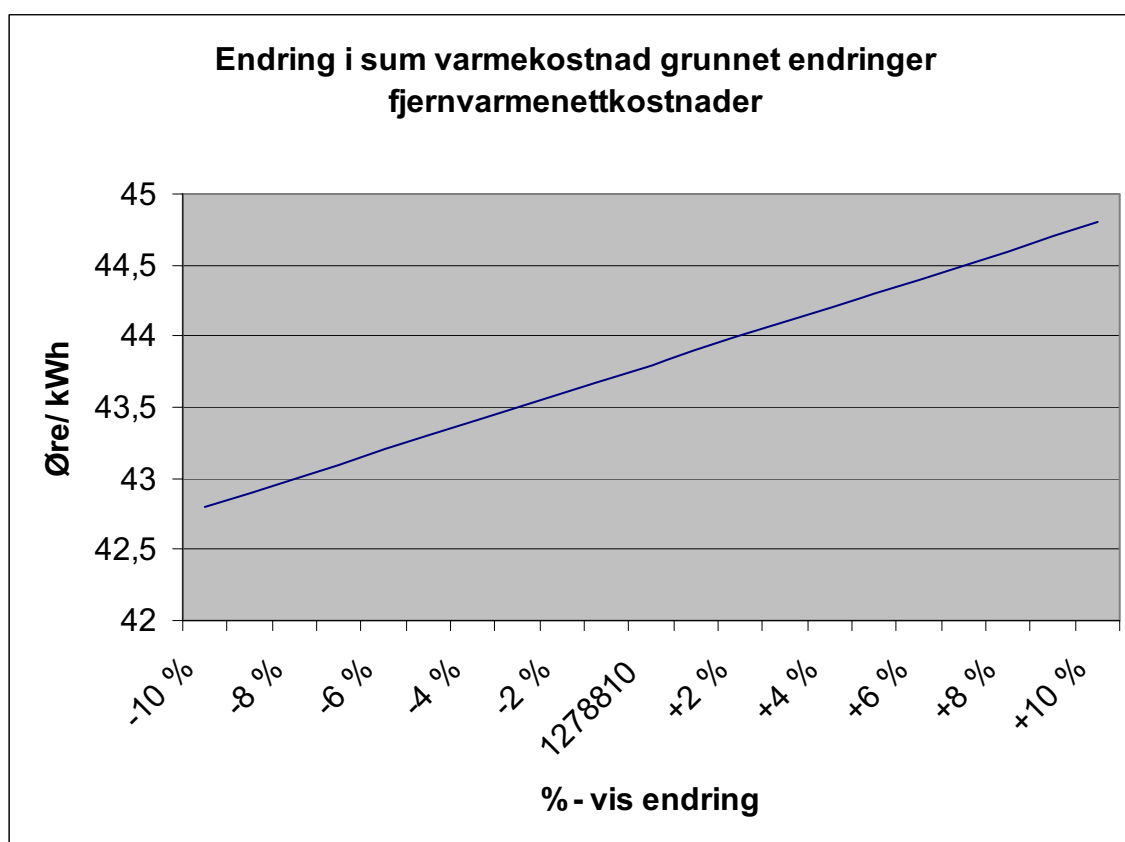
7 % p.a. kalkulasjonsrentefot.

Brenseltype: 70 % biobrensel, 30 % olje.

30 km transport av rundvirke og 15 km flistransport.

Tømmerpris 170 kr/m³.

Prisintervall: +/- 10 %.



Figur 15: Endring i sum varmekostnad grunnet varierende kostnader ved utbygging av fjernvarmenett

Med de forutsetninger som er brukt, gir det en varmekostnad på 43,8 øre/kWh.

Varmekostnaden endres med 1 øre/kWh ved en prisendring på 10 % i utbyggingskostnadene for fjernvarmenettet (figur 15).

4.5.8 Følsomhet med hensyn på Enova-tilskudd

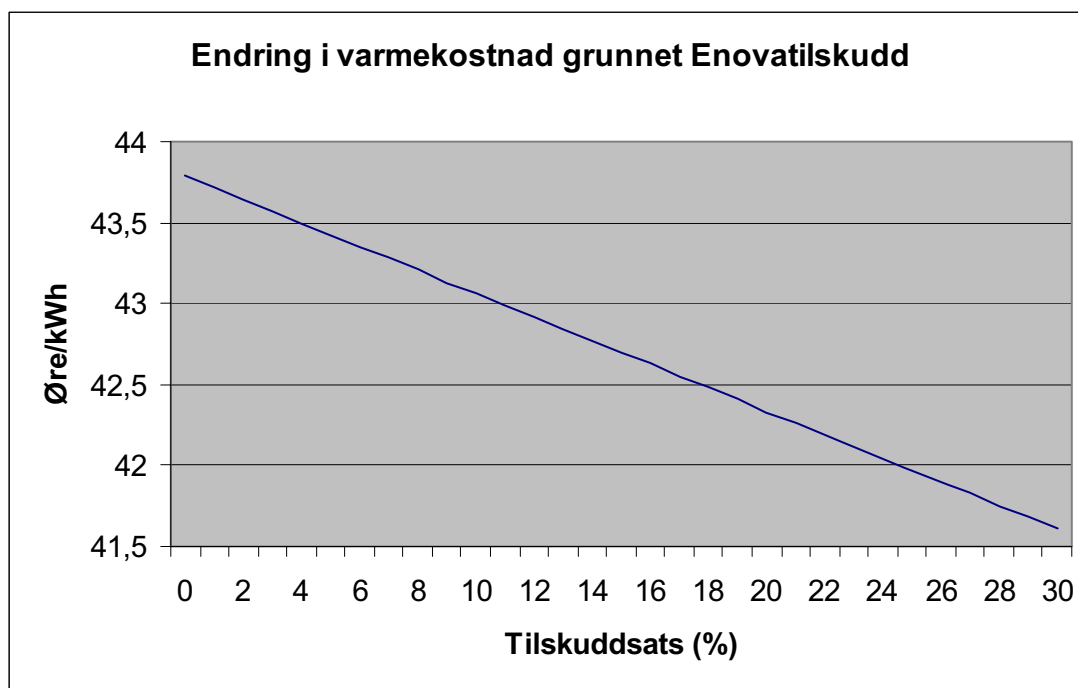
Forutsetninger:

7 % p.a. kalkulasjonsrentefot.

Brenseltype: 70 % biobrensel, 30 % olje.

30 km transport av rundvirke og 15 km flistransport.

Tømmerpris 170 kr/m³.



Figur 16: Endring i sum varmekostnad grunnet Enovatilskudd

Et eventuelt Enova tilskudd vil virke kraftig inn på varmekostnaden. Et maksimalt tilskudd på 30 prosent ville redusert varmekostnaden med 2 øre/kWh. Et tilskudd på for eksempel 20 % vil gi en reduksjon i varmekostnad på 1,5 øre/kW (figur 16).

5 Diskusjon

Hovedmålsetningen med denne oppgaven har vært å beskrive hvilke kostnadsvariabler som isolert sett har størst betydning for lønnsomheten i et fjernvarmeanlegg. I det følgende diskuteres hvordan usikkerhet og/eller feil i materiale og metode vil kunne påvirke resultatet av analysene. Resultatene diskuteres i lys av de tidligere teoretiske og empiriske arbeider som beskrives i denne oppgaven.

5.1 *Materiale og metode*

En vesentlig del av materialet for investeringskostnader for fjernvarmeanlegget er hentet fra en rapport fra Norsk fjernvarmeforening (2003). Denne rapporten har tatt utgangspunkt i konkrete anlegg der kostnadene er splittet opp i relevante deler, og er sammenlignet med kostnader presentert i litteraturstudier. Dette gir opplagt kostnader som er omtrentlige og gjennomsnittsbasert, og de kan ikke forventes å være helt nøyaktige ved byggestart av et nytt anlegg. Markedet for de enkelte komponenter er stort og både kostnader og kvalitet vil variere, og dette må en utbygger vurdere, og ta hensyn til ved innhenting av anbud. Det er opplagt en svakhet for oppgaven at så mange av kostnadskomponentene kommer fra en og samme rapport. Samtidig ville det bli altfor arbeidskrevende å hente inn priser fra mange leverandører og sammenligne disse. Jeg har i oppgaven valgt å se bort fra tomtekostnader. Hvis ikke Agder Energi får til en avtale med kommunen, er dette en stor feilkilde. Anslagsvis kan dette øke investeringskostnadene med ca. kr 800 000, noe som utgjør ca. 4 % av de totale investeringskostnadene.

Utbyggingskostnadene for fjernvarmenettet kan variere ganske mye. De viktigste variasjonene vil opplagt ligge i at jeg mangler nøyaktige data på hvor rørgatene går, og hvilket terreng de går i. Derfor har jeg blitt tvunget til å gjøre grove forutsetninger basert på opplysninger gitt av Knut Hoven. Det ville blitt altfor arbeidskrevende om jeg skulle analysert disse mer nøyaktig selv. Disse har Agder Energi studert mer grundig, og Knut Hoven kunne opplyse om at mine kostnader ikke lå mange prosent fra de kostnadene som de selv hadde utarbeidet.

Jeg har valgt å benytte massevirke furu som virke til biobrensel. Jeg kunne i oppgaven brukt andre treslag som grunnlast, men det ville blitt vanskelig å beregne både priser på rundvirke og transportkostnader da det ikke er noe større lokal handel av for eksempel lauvvirke, og dermed lite data å få tak i. Siden anlegget krever omtrent 5000 m^3 rundvirke i året, er jeg også usikker på hvor stort geografisk område man måtte hente rundvirke fra. Dette kunne slått kraftig ut på transportkostnadene. Det blir noe enklere med furu, da dette er et vanlig sortiment i den lokale skogeierforeningen, og de har data på både rundvirkepriser og transportkostnader. Jeg har i beregningene forutsatt en rundvirkepris på 170 kr/m^3 . Dette er gjort på grunnlag av at skogeierforeningen selger massevirke furu til en annen aktør i Arendal for denne prisen, samt at i en samtale med Håkon A. Myhra, tømmerkonsulent i AT- skog (2004), anslo han dette prisnivået. Men prisen på rundvirke er noe Agder Energi og skogeierforening vil forhandle om, og prisen kan muligens senkes noe.

Formelen som benyttes for transportkostnader for rundvirke, er utarbeidet av AT- treutvikling. Grunnen til at jeg velger å bruke denne formelen, er at AT- treutvikling har et stort datamateriale som grunnlag, og ikke minst at den er tilpasset de lokale forholdene. Jeg mener at det er en fordel å bruke lokale data da disse kan variere relativt mye regionalt, med hensyn på veistandard, lokal konkurranse og så videre. Kostnadene som benyttes for flistransport er meget usikre. Jeg har igjen valgt å benytte meg av lokal informasjon om kostnader. Kostnadsanslaget fra skogeierforeningen ligger $0,25 \text{ kr/m}^3/\text{km}$ lavere enn kostnaden oppgitt av den lokale transportøren. Den største grunnen til dette er nok at skogeierforeningens tall er et gjennomsnitt-tall for ulike kjørelengder, mens kostnaden oppgitt av den lokale transportøren er kostnader for korte lengder, i tillegg vil prisene variere noe mellom ulike transportfirma. Da terminalen sannsynligvis ikke lokaliseres så langt fra fjernvarmeanlegget, vil det være mest riktig å benytte den høyeste kostnaden, da denne øker med minkende kjørelengde.

Terminalkostnadene er anslått til 50 kr/m^3 , og er gitt av AT-treutvikling. Dette er et usikkert estimat, da det finnes lite tilgjengelig data for slike kostnader. Jeg har valgt å gå ut ifra en gjennomsnittlig transportlengde av rundtømmer på 30 km. Grunnlaget for denne antagelsen er basert på samtale med Håkon A. Myhra, tømmerkonsulent i AT- skog (2004) og er noe tynn. Jeg hadde ikke tilgang på gode data på dette området. Dette fører til at det kan være store feilkilder på kostnadene grunnet transport. I oppgaven danner tømmerpriser og transportkostnader grunnlaget for en kostnad på 14 øre/kWh for innfyrt flis, mens Hohle

(2004) bruker en kostnad på 8 øre/kWh, noe som utgjør ca. 60 % av kostnaden jeg har beregnet i oppgaven. Tallene han benytter er ikke begrunnet, men om hans kostnader er riktige, betyr det at de totale kostnader for tømmer, transport og terminalkostnader ikke er høyere enn ca. 180 kr/m³. Jeg tviler på om det er realistisk. I Førde (2003) konkluderes det med at markedet ikke er villig til å betale mer enn 15 øre/kWh for flis, og at det må rettes inn tiltak mot kostnadsreduksjoner for økt energitilgang. Dette understreker viktigheten av god logistikk for lønnsomheten på råstoffsidene.

For å beregne årlige kapitalkostnader bruker jeg annuitetsmetoden. Her forutsettes det at summen av renter og avskrivninger i prosjektet er like store år for år i hele prosjektets levetid. Dette kan i mange tilfeller være feil fordi det forutsetter at avskrivningene er små i starten og så stiger hele tiden i prosjektets levetid. Fordelen med metoden er at den gir et realistisk bilde av økonomien i prosjektet.

5.2 Resultater

I basiskalkylen i resultatkapitlet kommer jeg frem til en varmekostnad på 43,8 øre/kWh. Hohle (2001) har lagd en kalkyle på et anlegg på 4 MW, basert på 80 % bioenergi av årlig energimengde. De resterende 20 % er olje. Forutsetningene er noe ulike mine egne, blant annet er de totale investeringer 9,4 millioner kr i forhold til mine 23,2 millioner kr. I tillegg bruker han en kostnad på 8 øre/kWh på innfyrt flis, mens jeg bruker 14 øre/kWh. De andre forutsetningene er stort sett like. Hohle kommer frem til en lav varmekostnad på ca. 32 øre/kWh, noe som i hovedsak skyldes lave investeringskostnader og lav pris på innfyrt flis. Det som er interessant, er hvor mye de enkelte kostnadskomponentene utgjør prosentvis av den totale varmekostnaden. Vi benytter samme oljepris, men mengden er ulik, og forskjellen utgjør bare 2,7 % av varmekostnaden. Energikostnaden for biobrensel utgjør 3 % mer av varmekostnaden hos meg. Grunnen til det er at Hohle bruker 40 % lavere pris på flis. Kapitalkostnadene hos Hohle utgjør 11,1 øre/kWh og 34 % av varmekostnaden, og hos meg utgjør de 11,4 øre/kWh og 26 % av varmekostnaden. Dette skyldes at Hohle har lavere energikostnader. Et forelesningsnotat fra Norsk fjernvarmeforening (2004) antyder at kapitalkostnadene stort sett ligger i området 10- 25 øre/kWh. Mine resultater ligger da i den nedre delen av dette området. Norsk fjernvarmeforening (2004) anslår også kostnader for drift og vedlikehold med mer til å ligge i området 7-15 øre/kWh. Jeg har i oppgaven fått en

kostnad på 9,3 øre/kWh for drift og vedlikehold og lønnskostnader. Jeg ligger da innen området de estimerer.

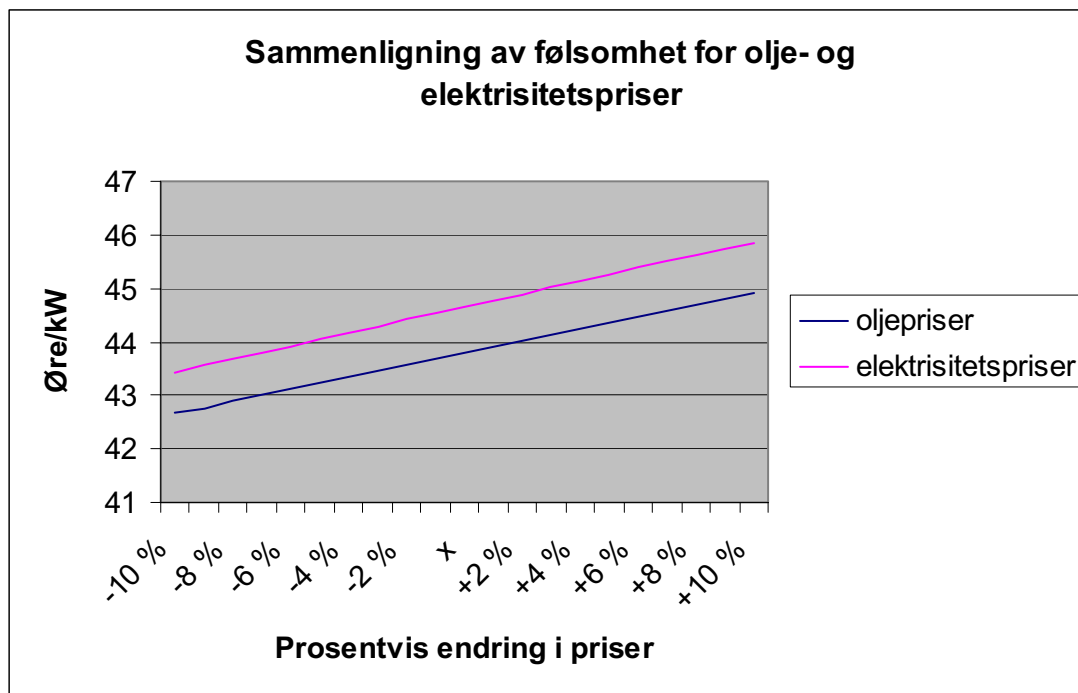
For varmekostnaden er valget av kalkulasjonsrentefot avgjørende. I forutsetningene har jeg benyttet en realrente på 7 % p.a. rentefot. Man ser av figur 8 i kapittel 4.5.1 at om kalkulasjonsrentefoten endres med 1 % p.a., vil varmekostnaden endres med ca. 1 øre/kWh. Dette tilsier at valget av rentefot har stor innvirkning på lønnsomheten for anlegget. Det er lite realistisk at valget av kalkulasjonsrentefot ligger utenfor 6-8 % p.a.

Det er i resultatene kapittel 4.5.2 vist fire alternativ med 20 km differanse for transportlengde av rundtømmer. Figur 9 viser at varmekostnaden endres med 0,5 øre/kWh mellom hvert alternativ. Dette tilsier at varmekostnaden endrer seg 0,25 øre/kWh pr. 10 km transport av rundvirke. I forutsetningene har jeg gått ut ifra en gjennomsnittlig transportlengde på 30 km, men denne avstanden er det meget stor usikkerhet omkring. Mine resultater tilsier at om den gjennomsnittlige transportavstanden av rundvirke øker til 70 km, så vil den totale varmekostnaden øke med 1 øre/kWh, fra 43,8 øre/kWh til 44,8 øre/kWh. Dette vil ha stor betydning for lønnsomheten i anlegget.

Mine resultater i kapittel 4.5.3, figur 10 tilsier at varmekostnaden endrer seg med 0,4 øre/kWh med 10 kr endring i tømmerprisen. Jeg har forutsatt en tømmerpris på 170 kr/m³, og om jeg ser på variasjonen innenfor et 90 % intervall, vil den totale varmekostnaden endres med ca. 0,7 øre/kWh, noe som utgjør relativt lite.

Av figur 12 i kapittel 4.5.4 kan man se at varmekostnaden minker med økende andel biobrensel. Men som nevnt i kapittel 3.1 er det hensiktsmessig å ha en grunnlast som gir en energidekning på ca 70 % av det årlige energibehovet. Med forutsatte priser er det mest optimalt å benytte 70 % biobrensel og 30 % olje (figur 12).

For følsomheten av priser på olje og elektrisitet er det forutsatt en oljepris på 30 øre/kWh og en elektrisitetspris på 40 øre/kWh, og jeg sammenligner 70 % biobrensel av årlig energibehov som grunnlast, og 30 % olje eller elektrisitet av årlig energibehov som topplast (figur 17). Figur 17 er sammensatt av figur 13 og figur 14, fremstilt i samme diagram.



Figur 17: Sammenligning av følsomhet for oljepriser og elektrisitetspriser

Figur 17 viser at med valgte forutsetninger gir det lavere kostnader å bruke olje som topplast i forhold til elektrisitet. Ut ifra figuren kan man se at oljeprisen må øke med 8 %, eller elektrisitetsprisen må minke med 8 %, for at elektrisitet skal være et rimeligere alternativ.

Som nevnt i kapittel 5.1 er det noe usikkerhet omkring kostnadene knyttet til fjernvarmenettet. Det fremgår av figur 15 i kapittel 4.5.7 at varmekostnaden endres med 1 øre/kWh ved en kostnadsendring på 10 % i utbyggingskostnadene for fjernvarmenettet. Dette tilsier at utbyggingskostnadene av et fjernvarmenett er viktige for prosjektets lønnsomhet.

I min basiskalkyle har jeg ikke inkludert eventuelle tilskudd fra Enova. Men om det gis slike tilskudd, kan disse ha avgjørende betydning for prosjektets lønnsomhet. Det maksimale tilskuddet som kan gis er 30 % av brutto investeringskostnader. Med et slikt tilskudd vil varmekostnaden, som fremstilt i figur 16 i kapittel 4.5.8, reduseres med 2 øre/kWh.

5.3 Videre arbeider

Etter å ha jobbet seg gjennom en slik oppgave, kan man gjøre seg noen tanker om hvilke områder man føler har stor usikkerhet og som det kunne vært gjort videre arbeider på. Temaet

fjernvarme basert på biobrensel er på mange måter et relativt ferskt tema innen varmeproduksjon. Den tekniske utviklingen har vært stor i løpet av et tiår, og mange faktorer har endret seg. Ikke minst gjelder dette priser på alternative varmekilder, som for eksempel elektrisitet. En kraftig oppgang i elektrisitetsprisene har vært hovedgrunnen til at det i de siste årene har blitt økt fokus på alternative varmekilder. I så måte kunne det vært interessant med en lønnsomhetskalkyle på fjernvarme basert på biobrensel, sammenlignet direkte med andre energikilder, for eksempel kostnader for konsumenter der bygninger har vannbåren varme med olje- eller elektrisk oppvarming eller varmepumper osv. En annen faktor som kan belyses, er valget av hvilket biobrensel som skal være grunnlast. Her kan det settes opp lønnsomhetskalkyler der man sammenligner alternativer med for eksempel flis, trepellets og skogsvirke, for å se hvilket alternativ som gir best lønnsomhet.

I min oppgave fikk jeg oppgitt fra Agder Energi hvilket energibehov kundene hadde. Men det ville vært et godt verktøy om noen utviklet et program der man kunne få gitt et energibehov hos forbruker basert på månedlige gjennomsnittstemperaturer ute, bygningstype og bygningsstørrelse. Det er opplagt at det er enklere å få god lønnsomhet et kaldt sted, som for eksempel Røros, i forhold til en mer temperert lokalitet som Arendal. Dette ville muligens gjort markedsundersøkelsene i forkant av et prosjekt enklere.

6 Konklusjon

Av følsomhetsanalysene som er gjort for de ulike faktorene, kan man dra noen konklusjoner for hvilke som har størst innvirkning for de totale kostnadene for sluttproduktet.

Et investeringstilskudd fra Enova vil ha en avgjørende betydning for fjernvarmeanleggets lønnsomhet. Et tilskudd på 20 % av investert beløp vil senke varmekostnaden med 1,5 øre/kWh, og et tilskudd på 30 % vil senke varmekostnaden med 2 øre/kWh. Dette tilsier at et eventuelt Enovatilskudd er den variabelen som betyr mest for anleggets lønnsomhet.

For transportkostnader har jeg forutsatt en gjennomsnittlig transportavstand av rundvirke på 30 km. Resultatene viser at varmekostnaden endres med 0,25 øre/kWh pr. 10 km. På grunn av usikkerhet kan transportkostnadene bli mye høyere. Om den faktiske gjennomsnittlige transportavstanden viser seg å være 70 km, vil den totale varmekostnaden endres med 1 øre/kWh, og vil føre til at transportkostnaden er en av variablene som har størst innvirkning på anleggets lønnsomhet.

Følsomhetsanalysene i oppgaven viser at varmekostnaden endrer seg med 1 øre/kWh for hver prosentendring i kalkulasjonsrentefoten. Av dette kan man konkludere at valg av kalkulasjonsrentefot har stor betydning for den totale varmekostnaden.

Usikkerheten gjør at utbyggingen av fjernvarmenettet også er av avgjørende betydning. Av resultatene ser man at en 10 % endring i utbyggingskostnadene utgjør 1 øre/kWh for varmekostnaden.

I oppgaven forutsettes det at biobrensel er grunnlast i produksjonen. Denne utgjør optimalt en årsandel på 70 %. Resultatene viser at med de prisforutsetninger som er benyttet for olje og elektrisitet, er det mest lønnsomt å fyre med olje som topplast.

Litteratur

ENOVA. 2004. Varmedistribusjon.

<http://www.enova.no/?itemid=144>

FØRDE, M. & KLOKK, S. (RED). 2003. Varmestudien. Enova SF. Trondheim.

GJØLSJØ, S. 2002. Trevirke og brennverdier. Forelesningsnotat Skogforsk. Ås

HOHLE, EID E. (RED) 2001. Bioenergi, Miljø, teknikk og marked. Energigården. Hadeland

KUCERA, B. 1998. Trevirkets egenskaper i tabellform. S 153 - 159. Norsk Skoghåndbok
1999. Landbruksforlaget. Oslo

NORSK FJERNVARMEFORENING. 2003. Kostnader ved fjernvarmeutbygging, status
2003. Oslo

NORSK FJERNVARMEFORENING. 2004. Fjernvarme til Varmeby! Forelesningsnotat.
Oslo

<http://www.fjernvarmeforeningen.org/Aktuelt/Arrangementer/Kurs/Varmeby.pdf>

NORSK PETROLEUMSINSTITUTT. 2004. Leveranse av petroleumsprodukter.
<http://www.np.no/ressurser/binaryfile.asp?filID=578>

OLJE- OG ENERGIDEPARTEMENTET. 1998. Energi- og kraftbalansen i Norge mot 2020.
(NOU, 1998:11)

SKAUFELL I & AREKLETT W S. 2001. Når blir bioenergi lønnsomt? Hovedoppgave. Ås.

SSB. 2000. Gjennomsnittlige listepriser på utvalgte petroleumsprodukt.
http://www.ssb.no/emner/10/08/10/nos_energi/nos_c703/tab/t-48.html

SSB. 2001. Kostnadsindekser for lastebiltransport.

http://www.ssb.no/emner/10/12/20/notat_200208/notat_200208.pdf

SSB. 2003a. Elektrisitetsbalanse etter år.

<http://www.ssb.no/emner/10/08/10/elektrisitetaar/tab-2003-08-26-14.html>

SSB. 2003b. Fjernvarmestatistikk.

<http://www.ssb.no/emner/10/08/10/fjernvarme/>

SSB. 2004a. Gjennomsnittspriser og indekser på elektrisk kraft i ulike forbrukergrupper.

http://www.ssb.no/emner/10/08/10/nos_energi/tab/t-43.html

SSB. 2004b. Tidsserie over kvartalsvise priser på elektrisk kraft til husholdninger, inklusive avgifter.

<http://www.ssb.no/emner/10/08/10/elkraftpris/tab-2004-04-01-05.html>

STØRDAL, S. 2003. Biobrensel i Norge: marked, potensial og barrierer. Rapport Østlandsforskning nr. 18/2003.

<http://www.np.no/ressurser/binaryfile.asp?filID=590>