

KOSTNADER FOR ELPRODUKSJON FRA BIOENERGIBASERT KRAFTVARME MED VARMELEVERANSE TIL FJERNVARME - EN SAMMENLIKNING MELLOM NORGE OG SVERIGE BASERT PÅ NASJONALE OPPSLAGSVERK.

COSTS FOR ELECTRICITY PRODUCTION FROM BIOENERGY BASED CHP WITH
SUPPLY TO DISTRICT HEATING.
- A COMPARISON BETWEEN NORWAY AND SWEDEN BASED ON NATIONAL
REFERENCE.

ANDERS KLASSEIE

UNIVERSITETET FOR MILJØ- OG BIOVITENSKAP
INSTITUTT FOR NATURFORVALTNING
MASTEROPPGAVE 30 STP. 2013



Forord

Denne masteroppgaven markerer slutten på fem år ved Universitetet for miljø- og biovitenskap (UMB). Årene har gått fort og jeg har lært masse både innen for fornybar energi og mange andre felt.

Oppgavens tema ble valgt for over et år siden. Vi fikk presentert en del tema og kraftvarme var noe som vekket min interesse. Hovedgrunnen til dette var at jeg har et hjerte for primærnæringene og ønsker å utnytte de ressursene vi har i landet. Skognæringa har det tøft for tiden, spesielt er det krevende å få avsetning av de delene av skogressursene som ikke kan brukes til byggematerialer.

Jeg vil gi en stor takk til min hovedveileder Monica Havskjold for meget god oppfølging. Det har vært gode rammer og enkelt å avtale møter, samt svært raske og gode svar på epost. Takker også til biveileder Erik Trømborg.

Min kjære samboer Mina Stenberg Sjuve har også skrevet master dette semesteret. Jeg vil takke for tålmodigheten og hjelpen til å holde hverdagene strukturerte underveis. Det passet også fint at du ble ferdig før meg og fikk tid til å korrekturlese min oppgave nå på slutten. Tusen takk!

Sammendrag

Denne oppgaven tar for seg kostnader for elproduksjon fra bioenergibasert kraftvarmeverk med varmeleveranse til fjernvarmenett. Klimautfordringene, økt kraftforbruk og fokus på forsyningssikkerhet gjør at det er svært aktuelt å øke produksjonen av fornybar energi. Norge gror igjen og vi tar ut under halvparten av årlig tilvekst i våre skoger. Det er store utfordringer i massevirkeindustrien. Kanskje kan kraftvarme være en del av løsningen både for økt energiproduksjon og økt avvirkning i Norge.

Kraftvarme er å produsere både elektrisk kraft og varme fra samme energiverk. I Sverige er 7 % av kraftproduksjonen fra kraftvarmeverk, i Norge er det minimal kraftvarmeproduksjon. Denne studien har sett på hvorfor kraftvarme kan være så utbredt i Sverige og ikke i Norge. Det er gjort en sammenlikning av kostnader mellom landene og det er sett på om det er andre forhold enn de reinte kostnadmessige som spiller inn.

For å se på økonomien for elproduksjon fra kraftvarme må kostnadene i kraftvarmeverket fordeles på kraft og varme. Dette kalles allokering. Det er ingen fastsatt allokeringsmetode for bransjen og de metodene som blir brukt er ofte subjektive og til dels kreative. I denne oppgaven er det valgt å legge alle kostnadene for kraftvarmeverket til elproduksjonen og gi varmen en verdi basert på alternativkostnad. Denne alternative varmeverdien krediteres så elproduksjonen. Dette gjør at den varmeverdien som velges får mye å si for elproduksjonskostnaden. For å regne både alternativ varmekostnad og elproduksjonskostnader fra kraftvarme er metodikken "Levelised cost of energy" (LCOE) benyttet.

Resultatene viser ingen tydelige forskjeller for elproduksjonskostnader for kraftvarme mellom Norge og Sverige gitt samme størrelse, men skalafordelene er store. Det er større fjernvarmenett og dermed mulighet for større kraftvarmeverk i Sverige. Dette gjør at det elproduksjonskostnadene er lavere, men fortsatt ikke på et nivå som vil gi lønnsomhet. Det er innført en felles el-sertifikatordning for Norge og Sverige, dette vil gi en bedring i økonomien men det er antagelig ikke nok til å gi lønnsomhet.

Det tyder på at det er andre forhold enn forskjell i de økonomiske kostnadene som gjør at kraftvarme er mer utbredt i Sverige enn i Norge. Funnene i denne studien viser at den viktigste faktoren er det godt utbygde fjernvarmesystemet med store nett som krever mye varme. Det kan også tyde på at lokale energiverk med lite krav til avkastning på kapital og at de var tidlig uten med el-sertifikater har hatt stor betydning.

Abstract

This paper examines the cost of electricity production from bioenergy based combined heat and power plant (CHP) with heat supply to district heating. Climate change, increased energy consumption and focus on supply security makes it important to increase the production of renewable energy. Norway is overgrown with scrub and forest. We are taking out less than half the annual growth in our forests. There are major challenges in the industrial pulpwood industry. Perhaps CHP can be part of the solution both for increased energy production and increased forest harvesting in Norway.

CHP is to produce both electricity and heat from the same power station. In Sweden 7% of the electricity is produced from CHP, in Norway there is minimal. This study has looked at why CHP can be so common in Sweden and not in Norway. It has been done a comparison of costs between the countries. It has also been looked at if there is other than the pure cost factors that come into play.

To calculate the economy of electricity production from CHP must all the costs in the plant allocated between power and heat. There is no set allocation method for the industry and the methods used are often subjective and somewhat creative. In this paper it is chosen to put all the costs of the CHP plant to the electricity production. The heat is given a value based on opportunity cost, which is then credited to the electricity production. This gives that the heat value selected has a big impact on the cost of electricity. To calculate the alternative heating cost and the cost of electricity from CHP, the methodology "Levelised cost of energy" (LCOE) is used.

The results show no significant differences for cost of electricity from CHP between Norway and Sweden given the same size. Scale benefits are great. It is larger district heating systems and this allow for bigger CHP plants in Sweden. This makes the costs of electricity lower, but still not at a level that will be profitable. It is a new electricity certificate scheme for Norway and Sweden, this will provide a stronger economy but it is probably not enough to do it profitable.

This suggests that there are factors other than the difference in the economic cost that makes cogeneration more common in Sweden than in Norway. The findings of this study show that the most important factor is the well-developed district heating system with large networks that require a lot of heat. It may also indicate that local companies with little required return on capital and that they were early with electricity certificates have been of great importance.

Innhold

Forord	2
Sammendrag	3
Abstract	4
Innhold	5
Figuroversikt	7
Formeloversikt	7
Tabelloversikt	8
1. Innledning og bakgrunn	9
1.2 Problemspesifisering	10
1.3 Bioenergi – hva er det og hvordan er dagens bruk?	11
1.4 Termisk elproduksjon	13
1.5 Kraftvarmeverk	14
1.6 Fjernvarme og kraftvarme i Norge og Sverige	15
1.6.2 Kraftvarmeproduksjon fra bioenergi i Norge	16
1.6.3 Kraftvarmeproduksjon i Sverige	17
1.7 Støtteordninger	18
1.7.1 El-sertifikater	18
2. Material og metode	20
2.1 Grunnleggende forutsetninger	20
2.1.1 Tekniske forutsetninger	21
2.2 Norsk størrelse	21
2.2.1 Aktører	23
2.2.2 Dimensjonering av norsk størrelse	24
2.3 Svensk størrelse	26
2.3.1 Aktører	26
2.3.2 Dimensjonering svensk størrelse	27
2.4 Lønnsomhetsvurderinger	28
2.4.1 Nåverdimetoden	28
2.4.2 Levelised cost of energy (LCOE)	29
2.5 Allokering	30
2.5.1 Allokering i denne studien	30
2.5.2 Teori om allokering	31
2.5.3 Allokering i praksis	32

2.5.4 Valg av allokering.....	33
2.6 Forutsatte kostnader	33
2.6.1 Kapitalkostnader.....	34
2.6.2 Drift- og vedlikeholdskostnader	35
2.6.3 Brensel.....	37
2.7 Forutsetninger for følsomhetsanalyse	39
2.7.1 Endring av inndata i etablert modell.....	39
2.7.2 Endring av alternativ varmekostnad	39
3. Resultater	40
3.1 Resultater fra etablert modell og forutsatte kostnader.....	40
3.1.1 Alternative varmekostnader.....	40
3.1.2 Elkostnader kraftvarmeverk.....	42
3.2 Resultater fra følsomhetsanalyse.....	44
3.2.1 Følsomhet for endret rentekrav.....	44
3.2.2 Følsomhet for endret brenselpris.....	45
3.2.3 Endring av varmekreditering	47
4. Diskusjon	49
4.1 Drøfting av resultater og forutsetninger	49
4.1.1 Forutsetninger	49
4.1.2 Resultatene.....	50
4.2. Hva må til for å få lønnsomhet?	52
4.2.1 Økonomiske forhold.....	53
4.2.2 Allokering og aktører	54
4.3.2 Andre forhold	55
5. Konklusjon	56
Kildeliste	57
Vedlegg 1, Elpris som brensel for varmepumpe	59

Figuroversikt

Figur 1.1. Netto elektrisitetsproduksjon fra kraftvarmeverk i fjernvarmesystem sortert etter brensel. Figuren viser også andel av total elektrisitetsproduksjon i landet.	10
Figur 1.2. Foredlingsveier for biomasse til energi.	11
Figur 1.3. Biomasseflyt i Norge i 2001.	12
Figur 1.4. Anvendelse av tilveksten i norske skoger i 2005.	13
Figur 1.5. Enkel skisse for et kraftvarmesystem med varmeleveranse til fjernvarme.	14
Figur 1.6. Prosesskjema for et kraftvarmeverk med varmeleveranse til fjernvarme.	15
Figur 1.7. Produksjon og utvikling av fjernvarme i de nordiske landene.	16
Figur 1.8. Elproduksjon fra kraftvarme basert på bioenergi og varmeleveranse til fjernvarme i Sverige.	18
Figur 1.9. Utstedte elsertifikater i Sverige, fordelt på energikilde.	19
Figur 2.1: Nåverdiprofil. Y-aksen viser nåverdi og x-aksen avkastningskrav.	29
Figur 3.1 Sammenstilling av alle alternative varmekostnader i modellen.	41
Figur 3.2. Sammenstilling av alle elkostnader basert på LCOE for kraftvarme.	43
Figur 3.3. Elkostnadens følsomhet for endring i rente der alternativ varmekostnad er å erstatte nyetablert varmesentral.	44
Figur 3.4. Elkostnadens følsomhet for endring i rente der alternativ varmekostnad er å erstatte en eksisterende varmesentral.	45
Figur 3.5. Elkostnadens følsomhet for brenselpris der alternativ varmekostnad er å erstatte en nyetablert varmesentral.	46
Figur 3.6. Elkostnadens følsomhet for brenselpris der alternativ varmekostnad er å erstatte en eksisterende varmesentral.	46
Figur 3.7. Elkostnadens følsomhet for endring av brenselpris for kraftvarmeverk (skogsflis) der varmepumpe er alternativkostnaden for varmen og brenselpris for varmepumpen holdes som forutsatt.	47
Figur 3.8. Elkostnadens følsomhet for endring i varmekreditering.	48
Figur 4.1. Sammenstilling av skattesystemene for kraftproduksjon i Norge og Sverige.	54

Formeloversikt

Formel 2.1. Formel for utregning av brukstid (fullastimer).	25
Formel 2.2. Uttrykk for nettonåverdi (NNV).	28
Formel 2.3. Forenklet LCOE.	30
Formel 2.4. Spesifikk brenselkostnad.	38

Tabelloversikt

Tabell 1.1. Norsk kraftvarmeproduksjon fordelt på bransje.....	16
Tabell 1.2. Alle norske anlegg med kraftvarmeproduksjon basert på faste biobrensler, inkludert avfall.....	17
Tabell 2.1. Fire caser for utregning av kostnader til kraftvarme.	20
Tabell 2.2. Oversikt over antall konsesjoner og snittstørrelser fordelt på teknologi. Konsesjoner > 50GWh i Norge.....	22
Tabell 2.3. Oversikt over aktuelle konsesjoner. Konsesjoner i Norge som har større varmeproduksjon enn 50GWh og har fast bioenergi som grunnlast.....	22
Tabell 2.4. Dimensjonering norsk størrelse.....	25
Tabell 2.5. Kraftvarmeverk i Sverige basert på fast biobrensel og mindre enn 130 GWh årlig varmeproduksjon.	26
Tabell 2.6. Dimensjonering svensk størrelse, avrundet til hele tall.....	28
Tabell 2.7. Alternativkostnader for fjernvarmekostnad.....	31
Tabell 2.8. Kapitalkostnader for alternativ varmeproduksjon.....	34
Tabell 2.9. Kapitalkostnader kraftvarmeproduksjon.....	35
Tabell 2.10. Faste drift og vedlikeholdskostnader (NOK/kWkjel/år) for varmeproduksjon.....	36
Tabell 2.11. Variable drift- og vedlikeholdskostnader (NOK/kWhvarme) for varmeproduksjonen.....	36
Tabell 2.12. Totale drift- og vedlikeholdskostnader (millioner NOK) per år for varmeproduksjonen.....	36
Tabell 2.13. Faste drifts- og vedlikeholdskostnader (NOK/kWel/år) for kraftvarmeproduksjon.....	37
Tabell 2.14. Variable drift- og vedlikeholdskostnader (NOK/kWhel) for kraftvarmeproduksjon.....	37
Tabell 2.15. Totale drift- og vedlikeholdskostnader (millioner NOK) per år for kraftvarmeproduksjon.....	37
Tabell 2.16. Elpris lagt til grunn som brensel til varmepumpe.....	38
Tabell 2.17. Spesifikke brenselkostnader for varmeproduksjon alternativ varmekostnad, kr/kWh produsert varme....	39
Tabell 2.18. Spesifikk brenselkostnad for elproduksjonen i kraftvarmeverk, kr/kWh produsert el.....	39
Tabell 3.1. Utregning av LCOE for varmeproduksjonen for case 1 med alternativ varmekostnad fra nyetablert bioenergikjel.....	40
Tabell 3.2. Varmekostnader for alternativkostnad A, nyetablert bioenergikjel (kr/kWhvarme).....	41
Tabell 3.3. Varmekostnader for alternativkostnad B, eksisterende bioenergikjel (kr/kWh varme).....	41
Tabell 3.4. Utregning av LCOE for elproduksjon for case 1A.....	42
Tabell 3.5. Elkostnader (kr/kWhel) for et kraftvarmeverk med alternativ varmekostnad A, nyetablert bioenergikjel....	43
Tabell 3.6. Elkostnader (kr/kWh el) for et kraftvarmeverk med alternativ varmekostnad B, eksisterende bioenergikjel.....	43
Tabell 4.1 Kostnader i kr/kWh for kraftvarme, gitt av noen andre kilder.....	51
Tabell 4.2. Viser hva elproduksjonskostnadene ville blitt dersom Hafslunds fjernvarmepriser for 2011 legges inn som varmekreditering.....	52

1. Innledning og bakgrunn

Denne oppgaven tar for seg kostnader for elproduksjon fra bioenergibasert kraftvarmeverk med varmeleveranse til fjernvarmenett. Først kommer en innledning om hvorfor dette er et aktuelt tema.

Klimautfordringene gjør at det er et stort fokus på økt produksjon av fornybar energi for å kunne erstatte fossil energi som har høye CO₂-utslipp. Regjeringens energiutredning slår fast at klimapolitikken er den største driveren for utviklingen i energimarkedene (NOU:9 2012). Norge har forpliktet seg i Kyotoavtalen, og FNs klimapanel har konstatert at vi må kutte i utslippene. Allerede i den første stortingsmeldingen etter klimapanelets første rapport konstaterte regjeringen at økt satsing på bioenergi er nødvendig (Langerud et al. 2007). EUs fornybardirektiv sier at andelen fornybar energi innenfor EU skal økes til 20 % innen 2020 (Bøeng 2011). Norge har også forpliktet seg til fornybardirektivet. Norge hadde i 2005 en fornybarandel på 58,2 %. Denne er vi forpliktet til å øke til 67,5 % innen 2020, noe som er det høyeste i Europa

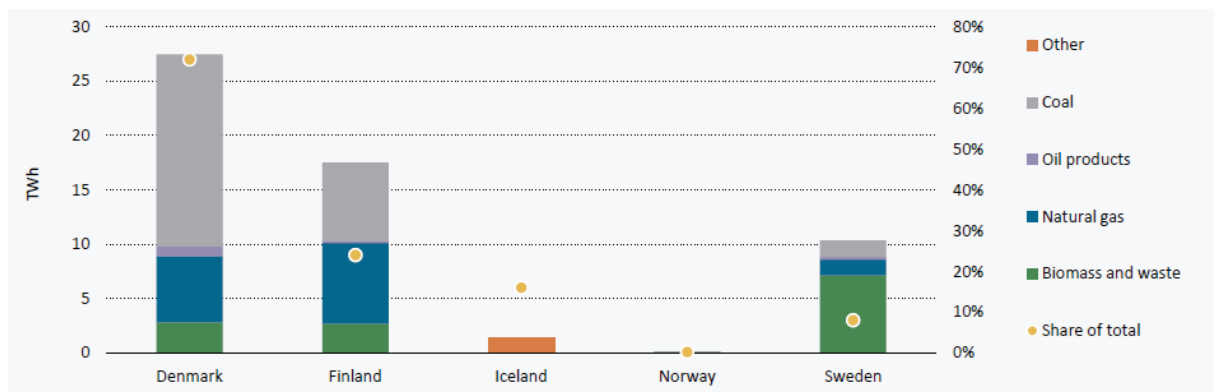
I tillegg til dette er det kjent at kraftforbruket i Norge øker, det har økt med 1,3 % i året fra 1980 til 2009 (Trømborg et al. 2007). Kraftproduksjonen i vårt vannbaserte system varierer og vi er avhengige av økt overføringskapasitet og/eller økt lokal produksjon for å sikre forsyningsstabiliteten. Kraftvarmeverk kan bidra til økt lokal energisikkerhet, både i form av at en del av energibehovet kan dekkes av varmeoverskuddet, og fordi den lokalt produserte elektrisiteten minsker behovet for kraftoverføring. Lokalt distribuert energiproduksjon gir også høyere virkningsgrad fordi man unngår overføringstap i nettet, dette gir seg særlig utslag på effekttopper da det kan være opp imot 40 % tap i høyspentnettet når det belastes maksimalt (Heyerdahl 2002).

Norge gror igjen. Årlig avvirkning av norsk tømmer er uendret de siste hundre årene, samtidig øker tilveksten i norske skoger. Tømmervolumet i norske skoger er mer enn doblet de siste 75 år (SSB 2013). Tømmerprisene er våren 2013 historisk lave, de har ikke vært så lave siden tremasseindustrien kom i gang etter krigen (Bårdsgård 2013). Innenlands avsetting av massevirke er problematisk, og de som har lettest tilgang til markedene i Sverige og Finland får best betalt for tømmeret. I Norge er det stadig kutt i massevirkeindustrien og flere av de store papirfabrikkene som har hatt stort forbruk har lagt ned de siste årene. Under avslutningen av denne masteroppgaven er det fortsatt usikkert om cellulosefabrikken Tofte vil bli solgt eller lagt ned.

En løsning for økt avsetting av skogsvirke, og med det mulig bedre priser og økt avvirkning, kan være økt bruk av bioenergi. Kraftvarmeproduksjon kan være en del av løsningen for å øke bioenergibruken.

Skal man få økonomi i kraftvarmeproduksjonen må man ha et marked for varmen. I Norge er det lite av varmebehovet som dekkes av fjernvarme. I 2009 ble 6 % av varmebehovet her til lands dekket av fjernvarme, mens det i Sverige var en andel på hele 55 % (IEA et al. 2013).

Kraftvarmeverk står for en stor del av elektrisitetsproduksjonen i Norden, spesielt i Finland og Danmark der varme fra de store anleggene basert på fossilt brensel blir utnyttet. Figur 1.1. viser også en betydelig andel fra bioenergi, særlig i Sverige. Fremover vil en stadig større andel av kraftvarmeverkene være basert på bioenergi. Ifølge Nordic Energy Technology Perspectives (NETP) vil bioenergi raskt bli det viktigste brenslaget i det nordiske energisystemet, de anslår en majoritetsandel innen 2020 (IEA et al. 2013).



Figur 1.1. Netto elektrisitetsproduksjon fra kraftvarmeverk i fjernvarmesystem sortert etter brensel. Figuren viser også andel av total elektrisitetsproduksjon i landet. (IEA et al. 2013).

1.2 Problemspesifisering

Hovedproblemet denne studien skal bidra med å svare på er;
hvorfor er ikke bioenergibasert kraftvarmeverk mer utbredt i Norge?

Dette er et meget stort og komplekst spørsmål som det vil være alt for omfattende å svare på i en masteroppgave med tidsramme på ett semester. Derfor må det velges ut delproblem innen temaet som kan bidra med forståelse inn i det større bildet.

Bioenergibasert kraftvarmeverk kan etableres i forskjellige sammenhenger, blant annet i forbindelse med industri eller fjernvarmenett. For å få en avgrensning og for å kunne se på anlegg med mest mulig homogene eksterne forhold skal studien begrenses til å se på kraftvarme tilknyttet fjernvarme. I industrien vil det være forskjellige rammebetingelser i forhold til pris og tilgang på brensel, varmebehov, mulighet til å bruke produsert kraft internt osv. Generelt kan man si at man innen industrien har bedre muligheter for gode rammebetingelser for kraftvarmeproduksjon enn man vil få i et fjernvarmesystem (Trømborg et al. 2007). Derfor vil denne studien som baserer seg på fjernvarme også være nyttig i forhold til industri. I et fjernvarmesystem må man normalt forholde seg til et marked både når det gjelder kjøp av brenslar, salg av varme og elektrisitet.

Kraftvarmeanlegg kan bruke forskjellige energikilder. Siden en del av motivasjonen for denne studien er å få økt avsetning på biomasse fra skog, vil jeg ta for meg kraftvarmeanlegg basert på faste bioenergibrenslar fra skogsvirke.

I Sverige er kraft fra kraftvarmeverk, etter vannkraft og atomkraft, den tredje største bidragsyteren i den nasjonale elproduksjonen (Bergendahl 2008). Det vil derfor være interessant å studere forskjeller mellom Norge og Sverige.

For å svare på forholdene spesifisert ovenfor er følgende problemstilling formulert:

- Hva blir kostnadene for produksjon av elektrisitet fra et typisk bioenergibasert kraftvarmeanlegg i et fjernvarmesystem i Norge sammenlignet med Sverige?

I tillegg vil jeg belyse følgende tilleggsproblem:

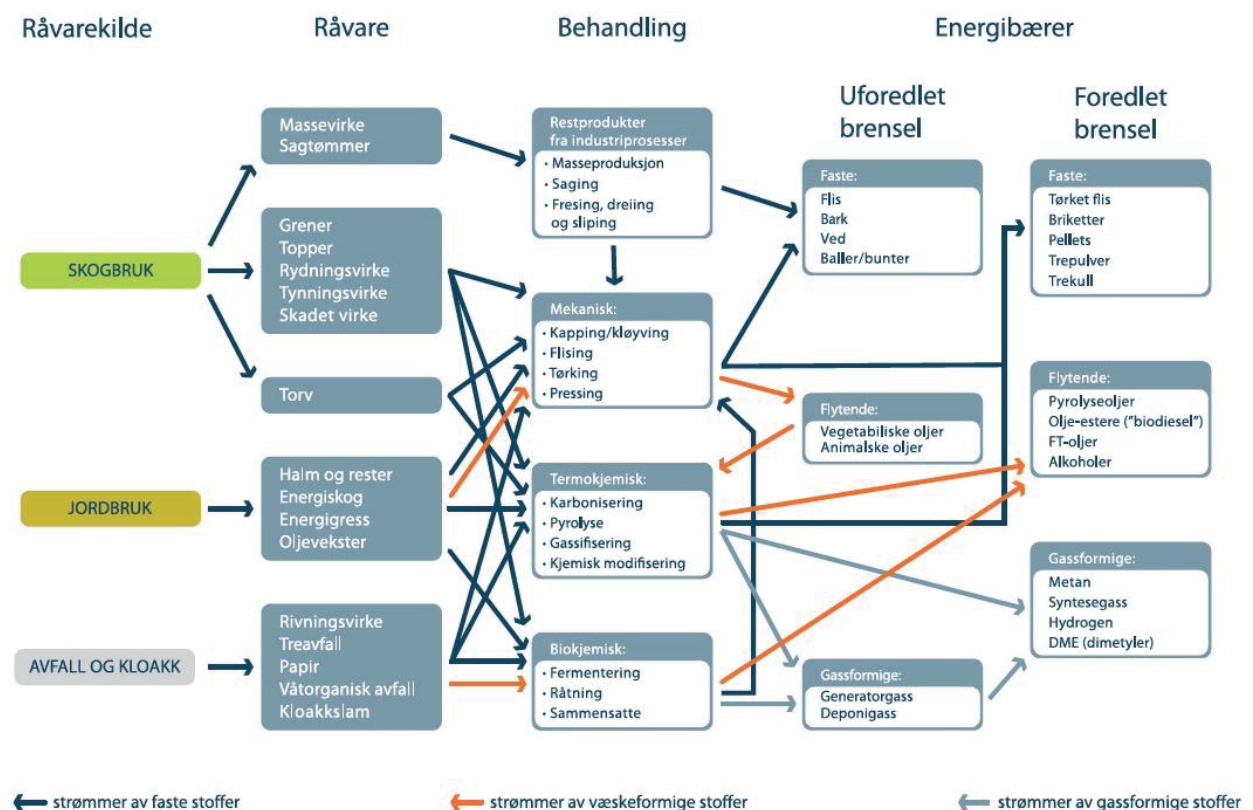
- Hvorfor er dette mer i så stor grad utbredt i Sverige men ikke i Norge?

Studien vil konsentreres rundt de økonomiske kostnadene sett i et lønnsomhetsperspektiv for en bedrift og vil således ikke behandle de prissatte og ikke prissatte samfunnsøkonomiske kostnadene en økt produksjon av kraftvarme vil føre med seg.

1.3 Bioenergi – hva er det og hvordan er dagens bruk?

Bioenergi er energi fra biomasse (Fornybar Energi 2013). All biomasse har sitt opphav i fotosyntesen. Fotosyntesen utnytter energien i sollyset sammen med CO_2 og vann for å lage sukker og oksygen. Når vi benytter biomassen til energi forbrenner vi på en eller annen måte dette sukkeret og får frigjort CO_2 , vann og energi. Bioenergi brukes i mange former verden rundt og er den viktigste energikilden for over halvparten av verdens befolkning.

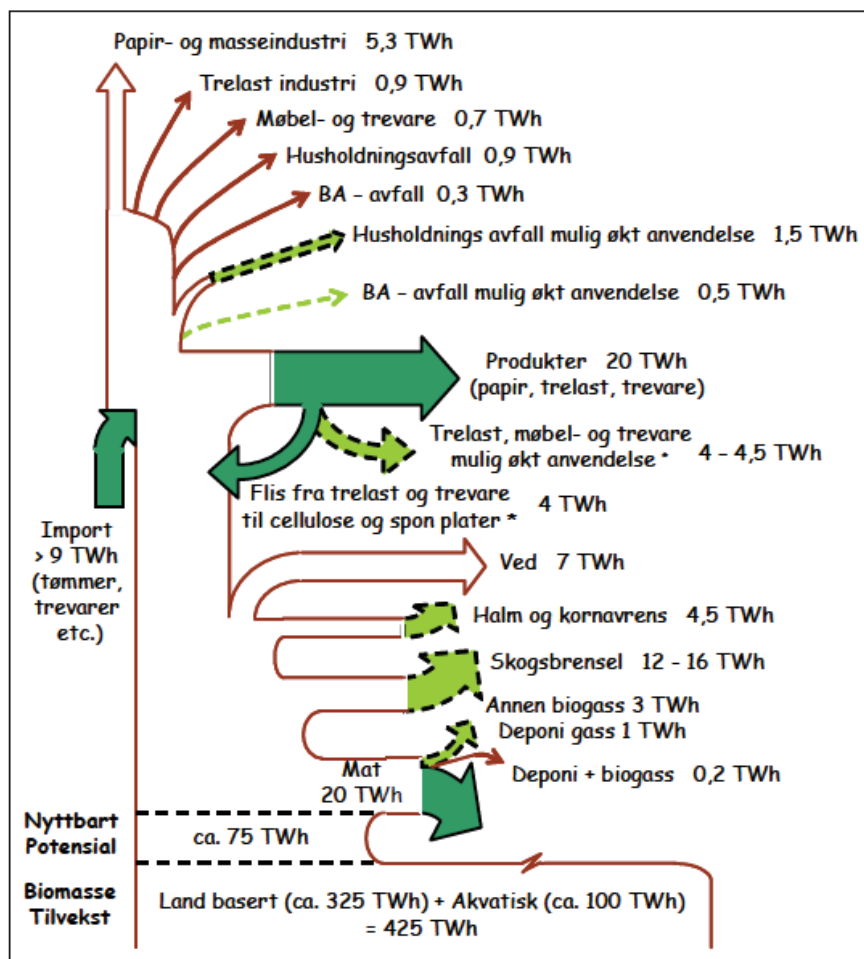
Bioenergi kan brukes til mye og det er mange forskjellige konverteringsveier. De viktigste kildene er skogbruk, jordbruk og avfall, men også fra havet kan man høste bioenergi i form av fiskeavfall og alger (Fornybar Energi 2013). Figur 1.2. gir en oversikt over de vanligste foredlingslinjene.



Figur 1.2. Foredlingsveier for biomasse til energi. (Fornybar Energi 2013).

Bioenergi stod for ca. 10 % av verdens primærenergiproduksjon i 2009 (Fornybar Energi 2013). Hoveddelen av dette blir brukt som brensel i utviklingsland. IEA har beregnet at det i 2010 ble produsert 280 TWh elektrisitet fra bioenergi, dette tilsvarer 1,5 % av verdens elproduksjon eller rundt estimert det dobbelte av Norges elforbruk. I publikasjonen "The Technology Roadmap Bioenergy for Heat and Power" mener IEA at produksjonen av biokraft kan øke til 3000 TWh/år, dette vil tilsvare 7,5 % av verdens elproduksjon (IEA 2012).

I Norge blir det brukt 14-15 TWh bioenergi i året, dette er om lag 7 % av det totale energiforbruket (NOU:9 2012). Det teoretiske totale tilvekstpotensialet på all biomasse i Norge er ca. 425 TWh pr år (Fornybar Energi 2013). Den årlige tilveksten som i prinsippet kan benyttes til energiformål er anslått til 140 TWh. Som figur 1.3. viser så vil mye av dette benyttes til andre formål, og det nyttbare teoretiske potensialet for økning er 75 TWh.

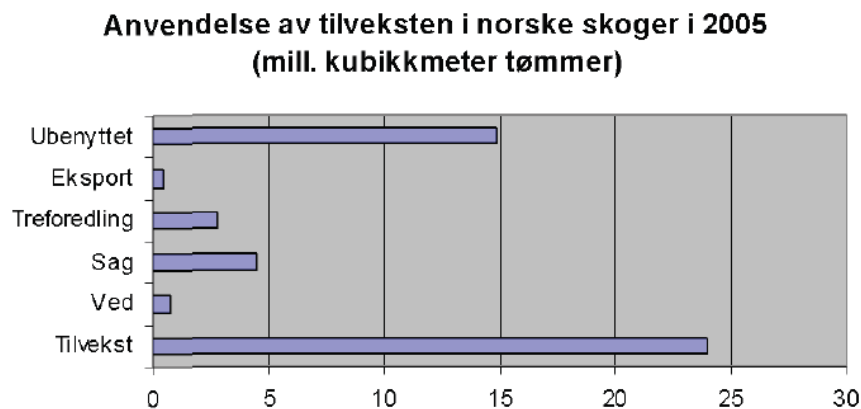


Figur 1.3. Biomasseflyt i Norge i 2001. (Jørgensen et al. 2004).

NVE har i 2003 sett på bioenergiressurser i Norge. De konkluderer med et teknisk potensial for biomasseressurser til energiformål til 43-47 TWh, av dette er 29-32 TWh fra skogsbasert bioenergi (Berg et al. 2003).

I NVE-rapporten "Bioenergiressurser i skog – kartlegging av økonomisk potensial" fra 2012 konkluderes det med at det er sannsynlig at utviklingen i skogbruket vil medføre et potensial for økt uttak på 7 TWh frem mot 2020 (Bergseng et al. 2012). Dersom avvirkingen økes til årlig tilvekst, og gjeldende miljørestriksjoner tas hensyn til, er potensialet for økt uttak opp mot 16 TWh. Faktiske realiserbare volum er sterkt avhengig av pris. GROT (grener og topper) utgjør opptil 1/3 av biomassen i et felt tre. Potensialet for økt utnyttelse av dette stort. I Sverige og Finland er bruken av GROT svært utbredt, i Norge er bruken beskjedent. Med årlig total avvirking på 12 millioner m³ vil en pris på rundt 0,17kr/kWh kunne realisere 3 TWh og en pris på 0,20-0,21kr/kWh vil rundt 6 TWh kunne bli realisert.

Skogressursene i Norge i dag har et stort uutnyttet potensial, og det er der kraftvarmeverk muligens kan bidra til å utnytte mer av dette. Figur 1.4. viser hva skogressursene i Norge brukes til, legg spesielt merke til at det er nær 15 millioner kubikkmeter tilvekst hvert år som ikke blir benyttet.



Figur 1.4. Anvendelse av tilveksten i norske skoger i 2005.
(Bernhard & Bugge 2007).

1.4 Termisk elproduksjon

I utgangspunktet er ikke termisk elproduksjon fra bioenergi noe annerledes enn termisk elproduksjon fra fossil energi. Det handler om å gjøre energien i brenselet om til bevegelsesenergi som kan drive en generator. Teknologiene for dette kan grupperes i to hovedkategorier, avhengig av om det er maskiner med intern eller ekstern forbrenning (Heyerdahl 2002).

Intern forbrenning

Brenselet må i første omgang omgjøres til en energibærer i form av væske eller gass (Heyerdahl 2002). Dette kan være i væskeform som biodiesel, alkohol eller bioolje fra pyrolyse, eller i gassform som biogass fra en gassifiseringsprosess. Energibæreren brennes så i en stempel- eller turbinmotor.

Ekstern forbrenning

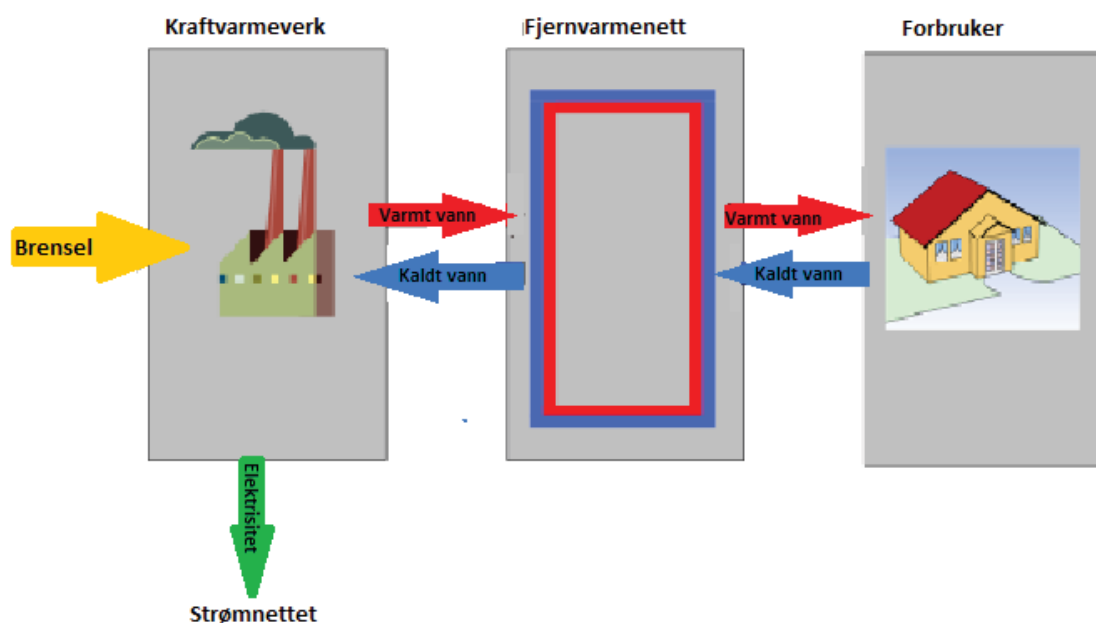
Her brennes brenselet i et brennkammer og varmeenergien brukes til å skape bevegelsesenergi ved å påvirke et arbeidsmedium (Heyerdahl 2002). Den mest utbredte teknologien er basert på Rankine-

prosesser, der veksler arbeidsmediet mellom væske- og dampfase. Er arbeidsmediet vann kalles det Rankine Cycle (damp), er det organiske forbindelser kalles det Organic Rankine Cycle (ORC). Også rankinemaskiner benytter turbin- eller stempelmotor. I store kraftverk, særlig fossile gasskraftverk, brukes ofte en kombinasjon av de to ovennevnte der varmen fra intern forbrenning i gasturbinen brukes for å lage damp til en dampturbin.

En annen teknologi som benytter ekstern forbrenning og som er under stadig utvikling er Stirlingmotoren (Heyerdahl 2002). Stirlingmotoren består av en lukket sylinder med et stempel som beveger seg fordi arbeidsmediet inne i sylindren (som oftest helium eller hydrogen) blir vekselvis oppvarmet og avkjølt (Sarsten 2007).

1.5 Kraftvarmeverk

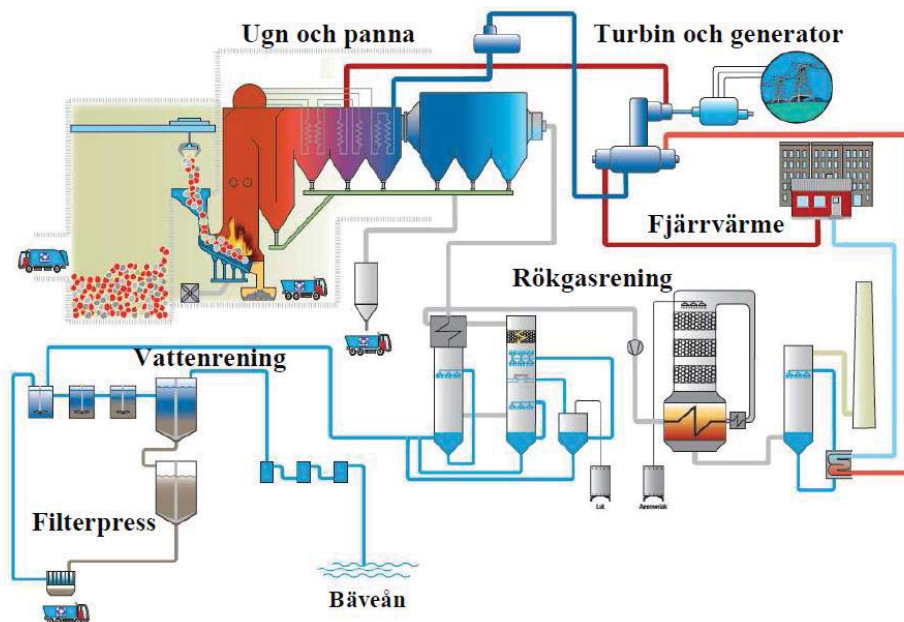
I et kraftvarmeverk produseres det både termisk kraft og varme. Varmen er overskuddsvarme fra kraftproduksjonen som da kan nyttes til varmeformål. I denne oppgaven skal denne varmen leveres til fjernvarme. Figur 1.5. viser en skisse av et kraftvarmeverk koblet til et fjernvarmenett.



Figur 1.5. Enkel skisse for et kraftvarmesystem med varmeleveranse til fjernvarme. (Klaseie 2013)

Den vanligste måten å produsere el fra biobrensel som energikilde er med ekstern forbrenning og dampturbin (Jørgensen et al. 2004). Biomassen omdannes til nyttbar varme i en biokjel. Den mest benyttede typen er en ristovn hvor brenselet beveger seg bortover rista hvor det tørkes, forgasses og forbrennes, røykgassen føres så til kjelen hvor vanndamp produseres. Dampen kan så benyttes i en mottrykksturbin eller i en kondenserende turbin. I en mottrykksturbin ekspanderer dampen til et trykk høyere enn atmosfæretrykk og dermed er det damp igjen som kan brukes i fjernvarme eller industri. I en kondensasjonsturbin ekspanderer dampen til et trykk lavere enn atmosfære, dermed

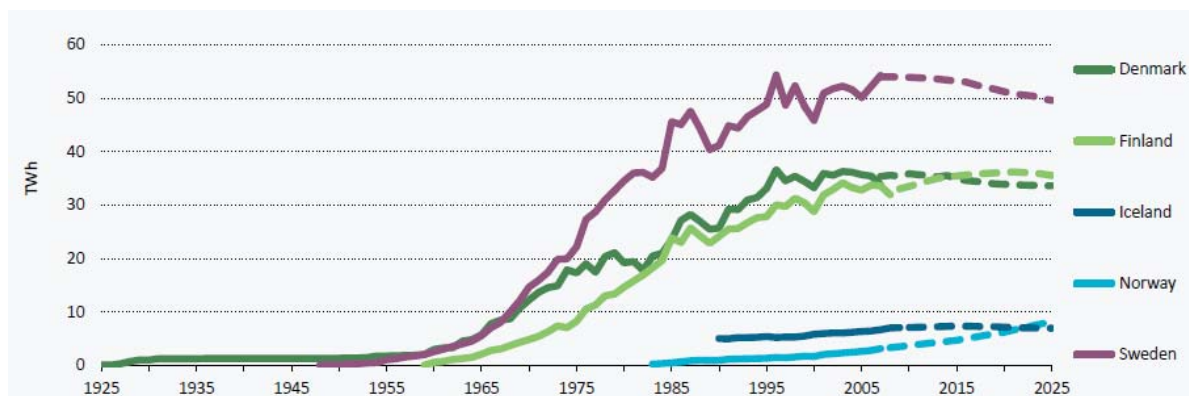
kondenseres dampen, varmen som er igjen kan benyttes i fjernvarmeanlegg med krav til lav turtemperatur. Elvirkningsgraden er høyere i en kondensasjonsturbin enn i en mottrykksturbin. I figur 1.6. vises et eksempel på et prosesskjema for kraftvarmeverk med dampturbin og varmeleveranse til fjernvarme.



Figur 1.6. Prosesskjema for et kraftvarmeverk med varmeleveranse til fjernvarme. (Värme- och Kraftföreningen 2008)

1.6 Fjernvarme og kraftvarme i Norge og Sverige

Markedsandelen for fjernvarme er høy i de nordiske landene, men det er variasjoner. Figur 1.7 viser produksjonen av fjernvarme i de nordiske landene. Figuren viser ikke andel. Island ligger lavt men det er fordi de har lavt totalt energiforbruk. På Island er 92 % av varmeetterspørselen dekket av fjernvarme (IEA et al. 2013). I Norge er kun 6 % av varmebehovet dekket av fjernvarme, mens det i Sverige er hele 55 %.



Figur 1.7. Produksjon og utvikling av fjernvarme i de nordiske landene. (IEA et al. 2013).

I alle de nordiske landene er fjernvarme en moden teknologi (IEA et al. 2013). I alle landene unntatt Norge kan man ikke regne med noen økning fremover. Dette er begrunnet med økt energieffektivitet i bygninger, mulig høyere andel varmepumper og varmere klima. I NETP anslås det faktisk at etterspørselen av fjernvarme vil kunne synke frem mot 2025.

Synergiene mellom kraftproduksjon og fjernvarme vil med stor sannsynlighet ha økt verdi i fremtiden, dette fordi å balansere den varierende produksjonen og etterspørselen av elektrisitet vil bli en av hovedutfordringene i energiforsyningen når andelen fornybar energi økes (IEA et al. 2013). Varme er enklere å lagre enn elektrisitet og produksjonen fra kraftvarmeverk kan optimaliseres mot kraft- eller varmeproduksjon. For å sikre et robust fremtidig energisystem i Norden er det viktig å verne om og styrke fjernvarmens markedsandel. Synergiene mellom fjernvarme og kraftproduksjon (samt avfallshåndtering) anses som svært viktig for å nå målene om redusert CO²-utslipp fra energisystemet.

1.6.2 Kraftvarmeproduksjon fra bioenergi i Norge

Samlet installert elektrisk effekt for kraftvarme i Norge var i 2009 146 MW (Norsk Energi 2011). Samlet produksjon fra kraftvarme var i 2009 på 411 GWh elektrisitet og 3291 GWh varme. Tabell 1.1. viser fordeling på bransje for de eksisterende anleggene i Norge. Tabell 1.2. viser alle Norske anlegg med kraftvarmeproduksjon basert på faste biobrensler, inkludert avfall, per 2009.

Tabell 1.1. Norsk kraftvarmeproduksjon fordelt på bransje. (Norsk Energi 2011) (Tall fra 2009).

Bransje	Installert effekt (MW _{el})	Kraftproduksjon (GWh _{el})	Varmeproduksjon (GWh _{varme})
Treforedling	82	159	2262
Avfallsforbrenning	46	167	903
Annen biokraft	2	15	65
Deponigass	10	41	61
Biogass	6	29	ukjent
Sum	146	411	3291

Tabell 1.2. Alle norske anlegg med kraftvarmeproduksjon basert på faste biobrensler, inkludert avfall. (Norsk Energi 2011) (Tall fra 2009).

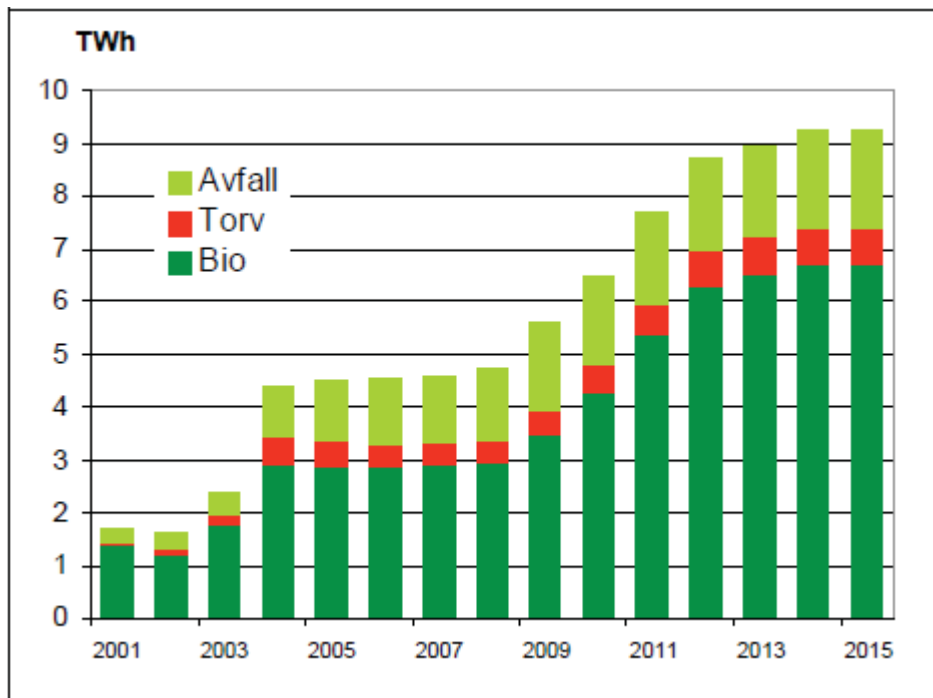
Firma	Installert effekt (MW _{el})	Kraftproduksjon (GWh _{el})	Varmeproduksjon (GWh _{varme})
Södra Cell Tofte	50	159	1378
Norsk Skog Saugbrugs	10	0	335
Norsk Skog Skogn	10	0	349
Norske Skog Follum	12	0	200
Sum treforedlingsindustri	82	159	2262
EGE Klemetsrud, Oslo	10	70	200
BIR, Bergen	20	35	100
Tafjord Kraftvarme, Ålesund	5	23	100
BioEl, Fredrikstad	5,5	18	130
Forus Energigjennvinning, Stavanger	2,8	14	60
Nordmøre Energigjennvinning, Averøya	2,2	5	70
Frevar, Fredrikstad	0,7	0	210
Senja Avfall, Sørresisa	0,3	2	3
Sum avfallsforbrenningsanlegg	46,5	167	903
Solør Fjernvarme, Kirkenær	2	15	65
Sum andre (returtre)	2	15	65

Som tabellene 1.1. og 1.2. viser er over halvparten av eksisterende kraftvarme installert som turbiner i forbindelse med treforedlingsindustrien. Dette er relativt gamle turbiner som enten er installert fordi det er tilgang på overskuddsdamp, eller som reserve for tørrrør (Norsk Energi 2011). Det er også en stor andel installert i avfallsanlegg, disse har økonomi i kraftproduksjonen fordi de får betalt for å brenne avfall (Sintef 2013). Dersom det skal være mulig å øke elproduksjonen fra bioenergi må også andre aktører på banen. Foreløpig er det kun en aktør som produserer kraftvarme fra trevirke og leverer varme til fjernvarme, det er Solør Bioenergi sitt anlegg på Kirkenær (Norsk Energi 2011). Det er dog en mellomting da anlegget baserer seg på avfallstrevirke og har en stor del av varmeleveransen til nærliggende industri.

1.6.3 Kraftvarmeproduksjon i Sverige

I Sverige er det kraftvarme basert på bioenergi fra om lag 150 anlegg (Norsk Energi 2011). I tillegg er det 25 nye anlegg under planlegging. Hoveddrivkraften for utbyggingen har vært innføring av system med grønne sertifikater fra 2003. Av disse anleggende er rundt halvparten tilknyttet fjernvarme. Ifølge rapporten "Kraftvärmeutbyggnad 2007 – 2015" gitt ut av Svebio mfl., forventes det en økning i installert kraftvarme fra 2 950 MW i 2006 til 4 200 MW i 2015 (Svebio 2008). Statistikk fra Svensk Fjärrvärme, viser at det i 2011 ble produsert 9 663 GWh el. fra kraftvarmeverk tilknyttet fjernvarme.

Statistikken viser dessverre ikke installert effekt. Dersom vi ser kun på kraftvarme fra biobrensler levert til fjernvarme vil også denne ha en økning fra 2006 til 2015 (Svebio 2008). Figur 1.8. er fra Svebios rapport fra 2008 og viser forventet utvikling. Et grovt overslag av alle anlegg med hovedandel bioenergi (inkludert torv og avfall) i Svensk Fjärrvärmes statistikk for 2010 gir en total el produksjon på 6500 GWh, dette stemmer godt overens med Svebios anslag fra 2008 slik figur 1.8. viser.



Figur 1.8. Elproduksjon fra kraftvarme basert på bioenergi og varmeløseleveranse til fjernvarme i Sverige. (Svebio 2008).

1.7 Støtteordninger

For både Norge og Sverige er investeringsstøtte til ny fornybar elproduksjon byttet ut med en ordning for el-sertifikater.

1.7.1 El-sertifikater

El sertifikater er et markedsbasert virkemiddel bedre kjent som grønne sertifikater. Hensikten med denne ordningen er å stimulere til økt investeringsvilje i ny fornybar kraftkapasitet, og det igjen skal bidra til et mer stabilt og mer klimavennlig energisystem (NVE 2013). I et system med pliktige sertifikater finner myndighetene ut hvor mye ny kapasitet som ønskes forsøkt utbygd i løpet av en satt periode, deretter pålegges strømkundene å kjøpe en tilsvarende mengde sertifikater.

Produsenter av ny fornybar elektrisitet får utstedt sertifikater etter hvor mye de produserer (NVE 2013). Selskapene som selger el til forbruker må kjøpe sertifikater etter hvor mye de selger slik at ny fornybar elektrisk energi utgjør en viss andel av solgt mengde. På denne måten får produsentene av ny fornybar elektrisitet inntekter fra både kraftsalg og salg av sertifikater.

Den norsk/svenske sertifikatordningen startet opp 1.1.2012. Målet er 26,4 TWh ny elektrisk energi fra fornybare energikilder innen 2020. Det er satt en kvoteplikt som gjør at hvert av landene skal finansiere 13,2 TWh ny produksjon hver. I Norge har NVE ansvaret for å forvalte ordningen og Statnett SF har ansvar for registrering av el-sertifikatene (NVE 2013).

Energiprodusentene vil få sertifikater for 15 år i det nye norsk/svenske systemet (Fornybar Energi 2013). Ordningen skal utvikles i 2035, og produsenter som starter opp etter 31.12.2020 vil ikke få sertifikater (Bøeng 2011). Man kan ikke få både statlig investeringsstøtte og bli med i sertifikatordningen (NVE 2013).

Slik det norsk /svenske sertifikatsystemet er blitt kan kraftselgere fullt ut belaste kundene for sertifikatkostnadene (NVE 2013). Det skal være fri handel mellom landene, og markedet vil dermed bestemme hvor ny produksjon best lokaliseres. Sertifikatene skal være teknologinøytrale, og de skal utstedes for all ny fornybar kraftproduksjon.

I Sverige har det vært en ordning med el sertifikater siden 2003 (Ekonomifakta 2013). Figur 1.9. viser utstedte sertifikater fordelt på energikilde, det viser at kraft fra bioenergi har stått for en stor del av det svenske sertifikatmarkedet.

Utfärdade elcertifikat

per energikälla

	Vatten	Vind	Bio	Övrigt
2003	963 637	455 642	4 218 276	4
2004	1 968 242	864 546	8 215 561	6
2005	1 798 717	939 125	8 559 802	5
2006	2 018 520	988 340	9 149 918	20
2007	2 195 347	1 431 644	9 629 276	19
2008	2 607 349	2 000 308	10 433 505	129
2009	2 441 624	2 490 119	10 637 420	212
2010	2 611 063	3 486 077	11 961 347	278
2011	2 703 186	6 104 135	10 996 003	556
2012	3 143 935	7 135 516	11 085 886	1 028

Källa: Svenska kraftnäts kontoföringssystem, cesar

Not: De energikällor som definieras som förnybara i detta sammanhang är: vindkraft, viss vattenkraft, vissa biobränslen, solenergi, geotermisk energi, vågenergi samt torv i kraftvärmeverk.

Figur 1.9. Utstedte el-sertifikater i Sverige, fordelt på energikilde. (Ekonomifakta 2013).

2. Material og metode

2.1 Grunnleggende forutsetninger

Et fjernvarmesystem vil ha varierende effektbehov over året (Hofstad 2011). Energiteknologier med lave brenselkostnader, slik som de varmepumpe og bioenergibaserte, har ofte høye investeringskostnader. Det er derfor ikke økonomisk forsvarlig å dimensjonere disse for å dekke det maksimale effektbehovet. Anlegget dimensjoneres så de dekker grunnlasten også dekkes toppeffekten av teknologier med lavere investeringskostnad og høyere brenselkostnader slik som olje-, gass- eller el-kjeler.

Et kraftvarmeverk vil dimensjoneres for å dekke grunnlastbehovet, derfor vil denne studien se isolert på varmeleveranse for å dekke grunnlastbehovet i et fjernvarmenett. Kostnader for å dekke spisslast vil være tilnærmet like for de forskjellige teknologiene, det regnes derfor ikke på kostnader til spisslast.

Studien skal sammenligne kostnader for produksjon av kraftvarme i Norge og i Sverige. Det er ikke lagt opp til egne undersøkelser, men bruk av kostnader fra eksisterende kilder. For begge land finnes oppslagsverk som blir mye brukt for å regne lønnsomhet for nye energianlegg. I Norge er det NVEs håndbok 1, "Kostnader ved produksjon av kraft og varme" (Hofstad 2011), som er den mest helhetlige og mest brukte og i Sverige er det El-forsk sin rapport "El från nya och framtida anläggningar" (Nyström et al. 2011) som har samme rolle. Likt for begge oppslagsverkene er at de gis ut i nye utgaver med noen års mellomrom, materialet skal dermed være oppdaterte. Begge land har siste utgaver fra 2011. Det er også en fordel at man kan finne alle kostnader, også for alternativ varmeproduksjon, i samme kilde. Som kildekritikk er det i diskusjonskapitlet sammenlignet og diskutert kostnader som finnes i andre kilder.

Den største forskjellen mellom Norge og Sverige antas å ligge i størrelsen på fjernvarmenettene som skal ha varmeleveransen fra anleggene. Derfor vil det i de neste kapitlene gjøres et enkelt overslag over fjernvarmenettene i Norge og Sverige. Med utgangspunkt i disse overslagene vil det etableres caser med en svensk og en norsk størrelse. Lønnsomhetsvurdering gjøres så med kostnader forutsatt fra Elforsk og NVE for både Norsk og Svensk størrelse. Dette gir fire caser som skal brukes for å sammenlikne Norge og Sverige, se tabell 2.1.

Det er noen forskjeller mellom Elforsk (Nyström et al. 2011) og NVE (Hofstad 2011) når det kommer til forutsetninger som har betydning for dimensjonering. (Bruktid, andel kraft-/varmeproduksjon, effekt osv.) For å holde de to forskjellige størrelsene konsekvente benyttes NVEs forutsetninger som påvirker dimensjonering for den norske størrelsen (case 1 og 2 i tabell 2.1.) og Elforsk sine forutsetninger som påvirker dimensjonering for den svenske størrelsen (case 3 og 4 i tabell 2.1.).

Tabell 2.1. Fire caser for utregning av kostnader til kraftvarme.

	Norsk størrelse	Svensk størrelse
Norske kostnader (NVE)	1	3
Svenske kostnader (Elforsk)	2	4

For å kunne beregne kostnadene til elproduksjonen i et kraftvarmeverk må man fordele alle kostnadene og inntektene på både el- og varmeproduksjonen. Dette kalles allokering og dette omtales mer inngående senere i oppgaven. I denne oppgaven velges det å gi varmen en verdi, denne verdien kalles varmekreditering. Varmekrediteringen kan bestemmes på flere måter. I denne oppgaven brukes alternativ varmekostnad som varmekreditering.

2.1.1 Tekniske forutsetninger

For norsk størrelse er tekniske forutsetninger brukt av NVE (Hofstad 2011) lagt til grunn, tilsvarende er Elforsk (Nystrøm et al. 2011) lagt til grunn for svensk størrelse.

For kraftvarmeproduksjon fra bioenergi legges en biokjel for fast brensel med høy fuktighet og røykgasskondensering til grunn. Med fast brensel med høy fuktighet menes skogsflis med over 35 % fuktighet. Røykgasskondensering reduserer el-utbyttet med 4,5 %, men det totale utbyttet av energi for kraft og varme samlet øker (Nystrøm et al. 2011). En mottrykksturbin drives så av damp fra denne kjelen. For mer beskrivelse av teknologi for produksjon av kraftvarme vises det til kapittel 1.5.

For alternativ varmekostnad basert på bioenergi legges samme type biokjel som for kraftvarme til grunn. Forskjellen er at denne kjelen da kun leverer varme til fjernvarmenettet via en varmtvannskjel, ikke via samtidig kraftproduksjon.

Varmepumpe er lagt inn som en alternativ varmekostnad for norsk størrelse og norske kostnader (case 1). Varmepumpe er kun brukt for norsk størrelse og norske kostnader fordi det er vanskelig å oppdrive kilde for kostnader til en så stor varmpumpe som svensk størrelse tilsier. Dessuten er bioenergi en del av motivasjonen for oppgaven og bioenergi hovedfokus. Varmepumpe er tatt med for norsk størrelse for å vise at det kan være mulig å produsere den alternative varmen med enda lavere kostnader enn fra biokjel.

Varmepumpe nyttiggjør seg av energikilder med lav temperatur og hever disse slik at de kan nyttes til oppvarmingsformål (Hofstad 2011). Virkningsgraden for varmpumper kalles effektfaktoren, dette er forholdet mellom avgitt energi og tilført energi. Denne bør være så høy som mulig, for å oppnå dette bør utgangstemperaturen være så lav som mulig, helst i området 35-50 °C, og varmekilden bør ha en viss temperatur, gjerne over 7 °C. NVE oppgir at det for fjernvarme trengs høyere temperaturer, og har derfor lagt inn kostnader for en varmpumpe med utgangstemperatur på 90 °C i håndbok 1, disse kostnadene brukes som forutsetning. Videre forutsettes en varmekilde med en temperatur på 7 – 10 °C, dette kan være eks. være sjøvann eller jordvarme.

2.2 Norsk størrelse

For å komme frem til hva en typisk norsk størrelse for et kraftvarmeverk basert på bioenergi med varmeleveranse til fjernvarme vil kunne være er det tatt utgangspunkt i konsesjonsdata fra NVE. På NVEs internettsider finnes data for gitte konsesjoner for fjernvarme, disse er brukt for å få en oversikt over hva som finnes av planer og potensial i Norge. Det er mange mindre konsesjoner, men det er de større konsesjonene som er aktuelle for kraftvarme slik det er definert i denne oppgaven. Skalafordeelene antas å være store. I Sverige er det svært få anlegg (kun tre i statistikk fra Svensk

Fjärrvärme) som er mindre enn 50 GWh. Derfor er det satt en nedre grense på 50 GWh, alle gitte konsesjoner over 50 GWh er plukket ut. På bakgrunn av dette er tabell 2.2. satt opp.

Tabell 2.2. Oversikt over antall konsesjoner og snittstørrelser fordelt på teknologi. Konsesjoner > 50GWh i Norge.

Grunnlast	Antall	Snitteffekt (MW)	Snittenergi (GWh)
Avfall	10	144	230
Fast bio	12	55	88
Fra Industri	4	53	85
Varmepumpe	8	52	82
Bioolje	1	34	54

De største fjernvarmekonsesjonene i Norge er basert på forbrenning av avfall som grunnlastkilde. Disse fjernvarmenettene ligger i de største byene og flere av dem har eller planlegger kombinert kraftvarmeproduksjon. Siden det er bioenergi fra skogsbrensel denne oppgaven tar for seg er anlegg med konsesjon for mer enn 50 GWh basert på bioenergi plukket ut (tabell 2.3). Tallene som er oppgitt for produksjon, totaleffekt og grunnlasteffekt fra bioenergi er hentet fra konsesjonssøknad eller selskapets internettside.

Tabell 2.3. Oversikt over aktuelle konsesjoner. Konsesjoner i Norge som har større varmeproduksjon enn 50 GWh og har fast bioenergi som grunnlast.

Konsesjoner	Selskap	Energi (GWh)	Effekt (MW)	Effekt grunnlast (MW)
Gjøvik	Eidsiva Fjernvarme	74	117	30
Elverum	Elverum Fjernvarme	51	43	24
Ås	Statkraft varme	187	32	14
Gardermoen	Hafslund Fjernvarme	77	46	13
Lillehammer	Eidsiva Fjernvarme	69	48	12
Skien	Skien fjernvarme AS	124	67	12
Kongsvinger	Eidsiva Fjernvarme	100	43	12
Lillestrøm mm	Akershus En Varme	53	78	12
Asker	Akershus En Varme	69	33	10
Lørenskog	Akershus En Varme	51	63	8
Raufoss	Dalkia Norge AS	96	32	7
Snitt		87	55	14

2.2.1 Aktører

Det er interessant å se hvilke aktører det er som har de aktuelle konsesjonene, derfor er det nedfor stikkordsmessig listet opp litt informasjon om selskapene og konsesjonene. Informasjonen er hentet fra selskaperes hjemmesider og konsesjonssøknader.

Hafslund Varme

Selskapet er et datterselskap i Hafslund ASA. Hafslund ASA er et av de største børsnoterte kraftkonsern i Norden. Produserte i 2012 1,7 TWh fjernvarme.

- Konsesjon på Gardermoen
Varme fra Gardermoen Varmesentral. Denne består av to skogsflisbaserte kjeler på henholdsvis 7 og 6 MW. Spisslastkjeler basert på el. og olje.

Statkraft Varme

Statkraft Varme er fjernvarmevirksomheten i Statkraft. Statkraft er heleid av den norske stat og er Norges største og Nordens tredje største kraftprodusent. Statkraft Varme har aktivitet i Norge og Sverige og produserer over 1 TWh fjernvarme årlig.

- Konsesjon på Ås
Anlegget er ikke satt i drift, bygging pågår. Varmesentralen består av to skogsflisbaserte kjeler på henholdsvis 8 og 6 MW. Spisslastkjeler basert på bioolje og olje.

Eidsiva Bioenergi

Eidsiva Bioenergi er et heleid datterselskap i Eidsiva. Eidsiva eies av Hedmark og Oppland fylker samt 26 kommuner i begge fylker. Eidsiva Bioenergi har som ambisjon å nå 1 TWh bioenergiproduksjon i innlandet.

- Konsesjon på Gjøvik
Varme fra Gjøvik Energisentral. I konsesjonen oppgis det at anlegget skal være i drift innen 25.6.2016. Anlegget skal baseres på en grunnlastkjel på 30 MW basert på returtrevirke og skogsflis. Planlegger å produsere 18 GWh og å dekke et varmebehov på 186 GWh.
- Konsesjon på Lillehammer
Varmesentral under bygging, skal stå ferdig i oktober 2013. Denne har to skogsflisbaserte kjeler på henholdsvis 5 og 7 MW. Nettet er stort og flere eksisterende mindre kjeler vil være tilknyttet i tillegg til spisslastkjeler i den nye varmesentralen, spisslast er basert på gass.
- Konsesjon på Kongsvinger
Eidsiva har i dag leveranse i en mindre del av nettet, har fått konsesjon for utvidelse. Ingen stor samlet varmesentral er planlagt. Det er gitt konsesjon for flere mindre bioenergibaserte kjeler fordelt på tre sentraler med en samlet effekt på 11,9 MW.

Akershus Energi Varme

Akershus Energi Varme er et heleid datterselskap av Akershus Energi. Akershus Energi er heleid av Akershus fylkeskommune. Akershus Energi Varme produserte i 2011 95,4 GWh fjernvarme.

- Konsesjon på Lillestrøm
Varme fra Akershus Energipark, fokus på forskning og utvikling sammen med Institutt for

energiteknikk. Grunnlast dekkes ikke bare med bioenergi, men også med varmepumper og solfangere. Har to biokjeler med effekt på 5,1 og 6,6 MW.

- Konsesjon på Lørenskog
Varmesentralen har to 4 MW fliskjeler som grunnlast. Bioolje som spisslast.
- Konsesjon i Asker
To varmesentraler med biokjel på hhv. 6 og 4MW som grunnlast. Elkel og oljekjel som spisslast.

Elverum Fjernvarme AS

Elverum Fjernvarme AS er eid av Elverum Energi (51 %) og Yngvar Christensen AS (49 %). Elverum energi er heleid av Elverum kommune.

- Konsesjon på Elverum
Et større nett med flere fjernvarmesentraler. To av disse består to biokjeler hver seg med henholdsvis 2*4 MW og 2*8 MW. Spisslast dekkes av olje og gass.

Dalkia Norge AS

Dalkia er en ledende europeisk leverandør av energi og tekniske tjenester til bedrifter og myndigheter. I Norge drifter selskapet energianlegg basert på fornybar energi i det sentrale østlandsområdet.

- Konsesjon på Raufoss
Mange mindre varmesentraler basert på el og olje. En kjel på bioenergi på 7 MW.

Skien fjernvarme AS

Skien fjernvarme AS eies av Skagerak Energi, AT-skog og Løvenskiold Fossum. Selskapet skal drive fjernvarmeanlegg i Skien. Skagerak Energi er et regionalt forankret energikonsern i Vestfold og Grenland. AT skog er et andelslag tilsluttet Norges Skogeierforbund, og Løvenskiold Fossum er en stor privat skogeier.

- Konsesjon i Skien
En varmesentral med grunnlast dekket med biokjeler, to stk. a 6 MW. Spisslast dekkes av olje og el.

2.2.2 Dimensjonering av norsk størrelse

Gjennomsnittet gitt i oversikten over de typiske aktuelle fjernvarmekonsesjonene i Norge gir en varmeleveranse på 87 GWh i året og totalt installert effekt på 55 MW. Med bruk av formel 2.1. (formel for utregning av brukstid) gir dette brukstid på 1582 timer. Gjennomsnittlig brukstid for fjernvarmenettene i Norge er 2100 timer (Birkeland et al. 2005), dersom dette ble lagt til grunn ville det gitt et maksimalt effektbehov på 41 MW.

Brukstid er det antall timer anlegget må gå på makseffekt for å dekke energibehovet for et år. Vi kan dermed med utgangspunkt i varmeleveranse og total effekt regne ut brukstid. Se formel 2.1.

$$T = \frac{E}{P}$$

Formel 2.1. Formel for utregning av brukstid (fullastimer).

Der: P = Installert effekt i kW

E = Forventet energileveranse i kWh

T = brukstid

Som tidligere nevnt er det grunnlastbehovet denne studien skal se på. Det finnes ingen fasit for hvor mye av dette effektbehovet som skal dekkes av grunnlast. Dette vil avhenge av fjernvarmenettets varighetskurve og det vil være en økonomisk avveining for det enkelte fjernvarmesystem. I oversikten over aktuelle konsesjoner (tabell 2.2.) ser vi at snittet for grunnlasta er ca. 14 MW, dette gir en effektdekning for grunnlasta på ca. 25 % av det totale effektbehovet. 25 % er noe lavere enn det som er vanlig å anta av effektdekning for grunnlasta i fjernvarmedimensjonering (Trømborg 2013). Det forutsettes i videre utregning en grunnlast på 15 MW. NVEs håndbok (Hofstad 2011) forutsetter en brukstid på 4000 for bioenergi og varmepumpe. For biokjel med mottrykksturbin forutsetter NVE 7000 timer, men dette er antageligvis basert på varmeleveranse til industri og ikke kun fjernvarme. Siden varmeleveranse til fjernvarme forutsettes i denne oppgaven forutsettes 4000 timer som brukstid for grunnlasta. Med bruk av formel 2.1. gir dette en varmeleveranse på 60 GWh fra grunnlasta.

Nå er varmeproduksjonen dimensjonert. Videre må det legges forutsetninger for elproduksjonen fra kraftvarmeverket. Hvilken andel elproduksjon man får av den totale varmeproduksjonen avhenger av mange faktorer slik som størrelse på anlegget, krav til temperatur på varmeleveransen, valgt teknologi, drift av anlegget med hensyn på forholdet mellom el- og varmepris osv. Dessuten vil røykgasskondensering gi en lavere el-effekt selv om totalvirkningsgraden i anlegget øker (Nystrøm et al. 2011). Alt dette er forhold som vil variere mellom det enkelte anlegg, og som må beregnes nøyaktig deretter. I denne studien må det forutsettes en andel. I følge NVE (Hofstad 2011) er det vanlig å dimensjonere med en el-effekt på 20-30 % av totaleffekten. Det er brukt 25 % i deres beregninger, dette forutsettes også for norsk størrelse i denne oppgaven.

Med dette kan dimensjoneringen for norsk størrelse oppsummeres i tabell 2.4., det er kun grunnlasta som er vist da det er dette som skal dekkes av et kraftvarmeverk.

Tabell 2.4. Dimensjonering norsk størrelse.

		Varme	Kraftvarme
Effekt varmeproduksjon	MW	15	15
Effekt kraftproduksjon	MW		5
Totaleffekt kjel	MW	15	20
Varmeproduksjon	GWh	60	60
Kraftproduksjon	GWh	0	20
Total produksjon	GWh	60	80

2.3 Svensk størrelse

For Sverige blir utplukkingen av anlegg litt annerledes enn for Norge. Der har jeg ikke tilgang på gitte konsesjoner, men i stedet statistikk for produksjonen for alle kraftvarmeverk for 2010. Dette gir et bedre grunnlag for å finne den typiske størrelsen for et kraftvarmeverk. I stedet for slik som for Norsk størrelse der det er antatt hva en norsk størrelse typisk vil være, kan det for Sverige anslås hva den typiske størrelsen er.

Jeg har fått tilgang til oversikt over all kraftvarmeproduksjon med leveranse av varme til fjernvarme i 2010, dette er statistikk fra Svensk Fjärrvarme. I statistikken vises kraft- og varmeproduksjon og hvor mye av hvilke brensler som er brukt. Det er totalt 61 fjernvarmenett med kraftvarmeproduksjon. Her er anlegg basert både på fossile brensler, avfall og bioenergi regnet med. Det er en gjennomsnittlig produksjon per år på 450 GWh varme og 158 GWh el fra anleggene. De største er i stor grad basert på kull, olje og avfall. Derfor velges det ut alle de anleggene som har en overvekt av faste biobrensel fra skogsflis. Da står vi igjen med 34 anlegg. Disse har en gjennomsnittlig varmeproduksjon på 347 GWh og en elproduksjon på 113 GWh pr år. Dette brukes som utgangspunkt for videre dimensjonering av Svensk størrelse.

2.3.1 Aktører

Litt generelt om kraftvarme i Sverige er behandlet i innledningen. For å finne litt mer om noen anlegg og aktørene som driver disse er det gjort et utvalg av anlegg som er aktuelle for oppgaven. Det er da plukket ut anlegg med bioenergi som hovedbrenselkilde, og en fordeling mellom kraft og varmeproduksjon som gjør at det til reell kraftvarmeproduksjon. Dessuten er det satt en øvre grense på 130 GWh for varmeproduksjonen, for å finne anlegg som kan være litt likt noe som er aktuelt i Norge. Etter at dette utvalget er gjort i statistikken fra Svensk Fjärrvarme står det igjen åtte selskap som vist i tabell 2.5.

Tabell 2.5. Kraftvarmeverk i Sverige basert på fast biobrensel og mindre enn 130 GWh årlig varmeproduksjon.

Selskap	Nett	Varmeproduksjon (GWh)	El-produksjon (GWh)
Tranås Energi AB	Tranås	72	10
Skellefteå Kraft AB	Malå	79	17
Marks Kraftvärme AB	Assbergs nätet	93	13
Sala-Heby Energi AB	Sala	113	36
Norrtälje Energi AB	Norrtälje	118	22
Nässjö Affärsverk AB	Nässjö	124	35
Trollhättan Energi AB	Trollhättan	125	22
Gällivare Värmeverk AB	Gällivare-Malmberget	127	11

Det er interessant å se hvilke aktører det er som eier de aktuelle anleggene, derfor er det nedfor stikkordsmessig listet opp litt informasjon om selskapene. Informasjonen er hentet fra selskapenes hjemmesider.

Tranås Energi AB

Selskapet eies i helhet av Tranås kommune. Har kunder med et samlet varmebehov på 136 GWh/år. Er i gang med å bygge ny varmesentral og vil da øke elproduksjonen til 40 GWh i et anlegg med 6 MW el og 19 MW varme.

Skellefteå Kraft AB

Selskapet er heleid av Skellefteå kommune. Leverte i 2012 til sammen 739 GWh varme fra flere forskjellige anlegg. Kraftvarmeverket i Malå har en dampkjel på 16 MW.

Marks Kraftvärme AB

Selskapet er et heleid av Mark kommune. Ellers ikke funnet noen informasjon om selve kraftvarmeanlegget.

Sala-Heby Energi AB

Selskapet er heleid av Sala og Heby kommuner. Kraftvarmeverket sto ferdig i 2000. Anlegget består av 100 % biobrensel.

Norrtälje Energi AB

Selskapet er heleid av Norrtälje kommune. Leverer fjernvarme i flere tettsteder i kommunen. Kraftvarmeverket ligger i Norrtälje og har en el effekt på 6,3 MW.

Nässjö Affärsverk AB

Selskapet er heleid av Nässjö kommune og driver flere forskjellige kommunale tjenester. Ellers ingen informasjon om kraftvarmeverket.

Trollhättan Energi AB

Selskapet eies av Trollhättan Stad. Selskapet eier tre varmeverk og hadde i 2009 en fjernvarmeproduksjon på 379 GWh.

Gällivare Värmeverk AB

Selskapet eies av Gällivare kommune. Kraftvarmeverket er på ca. 21 MW varme og 9 MW el, dette sto ferdig i 2009. Selskapet leverte til sammen 148 GWh fjernvarme i 2011.

2.3.2 Dimensjonering svensk størrelse

Som for Norge tas det som utgangspunkt at kraftvarme dekker grunnlasta. Siden det er noe uklart om statistikken fra Svensk Fjärrvarme oppgir total varmeproduksjon fra kjelen eller varme levert ut på nettet tas det utgangspunkt i elproduksjonen. Denne er forutsatt å være 113 GWh, dette er gjennomsnittet som beskrevet tidligere i kapittel 2.3. Elforsk forutsetter en brukstid på 4800 timer for kraftvarme. Dermed kan formel 2.1. brukes og vi får en el-effekt på 23,5 MW. Videre forutsetter Elforsk en noe høyere andel el-effekt. Elforsk forutsetter at 26,5 % av totaleffekten er el-effekt. Med dette kan dimensjonene i Svensk størrelse oppsummeres i tabell 2.6.

Tabell 2.6. Dimensjonering svensk størrelse, avrundet til hele tall.

		Varme	Kraftvarme
Effekt varmeproduksjon	MW	65	65
Effekt kraftproduksjon	MW		24
Totaleffekt kjel	MW	65	89
Varmeproduksjon	GWh	313	313
Kraftproduksjon	GWh	0	113
Total produksjon	GWh	313	426

2.4 Lønnsomhetsvurderinger

Lønnsomhetsvurdering er å finne verdien i et prosjekt, i denne sammenhengen lønnsomheten for elproduksjon fra kraftvarmeverk basert på bioenergi med varmeleveranse til fjernvarme. Vanligvis vil lønnsomheten i prosjektet avhenge av inntektene prosjektet kan skaffe i dets levetid satt opp i mot kostnader til investering, drift og vedlikehold (Boye & Koekebakker 2006). Nåverdimetoden er den mest brukte, denne blir presentert nærmere under. I denne studien er det ikke lønnsomheten i prosjektet som helhet som skal vurderes, men lønnsomheten for elproduksjon, enten i et fjernvarmenett der ny varmeproduksjon uansett skal installeres eller som erstatning for eksisterende varmeproduksjon. I stedet for begrepet lønnsomhet skal vi se på hvor mye elproduksjonen vil koste. Dette er noe mer komplisert og gir flere subjektive valgmuligheter for allokering og metodikk. Det er valgt å ta utgangspunkt i Levelised cost of energy (LCOE). I denne metodikken er forståelse av nåverdi sentralt derfor presenteres nåverdimetoden i det følgende før LCOE-metoden presenteres i neste kapittel.

2.4.1 Nåverdimetoden

Utgangspunktet for nåverdimetoden er at alle inn- og utbetalinger i prosjektets levetid tilbakeføres til et gitt tidspunkt, som oftest investeringstidspunktet (Boye & Koekebakker 2006). Det betyr at investeringen og fremtidige kontantstrømmer diskonteres med en rentesats og at alle summer omregnes til dagens nivå. Rentesatsen man velger er avkastningskravet i prosjektet. Rentesatsen velges ut ifra en alternativbetragtning, det betyr at avkastningskravet tilsvarer hva man alternativt kan oppnå i forrentning. Metoden gir et uttrykk for lønnsomheten for hele levetiden til et prosjekt.

$$NNV = -CF_0 + \frac{CF_1}{1+i} + \frac{CF_2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{CF_n}{(1+i)^n} = -CF_0 + \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+i)^t}$$

Formel 2.2. Uttrykk for nettonåverdi (NNV) (Boye & Koekebakker 2006).

Der:

CF_0 = investeringen

CF_t = kontantoverskuddet i år t

n = levetiden

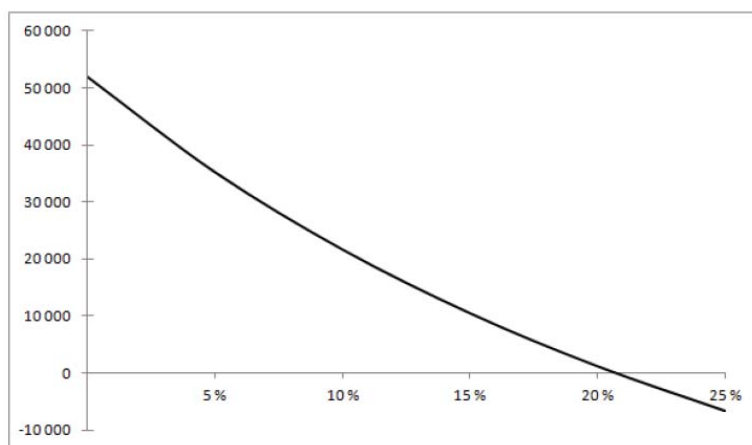
i = avkastningskravet.

Investeringsutgiften (CF_0) utbetales i år null og er negativ, dersom det er mer enn ett års byggetid må år null velges. Kostnader før år null oppjusteres og summeres i år null, investeringskostnader etter år null vil synes som negativt kontantoverskudd siden det enda ikke fremkommer inntekter.

Kontantoverskuddet (CF_t) beregnes ved å trekke driftskostnader fra driftsinntekter for hvert år (Boye & Koekebakker 2006). Lønnsomhetskriteriet i nåverdimetoden er at nettonåverdi (NNV) er positiv.

Dersom nettonåverdi er null vil kostnadene og inntektene i prosjektet balansere gitt den renten man har lagt til grunn.

Nåverdien avtar jo høyere avkastningskravet er, siden verdien av fremtidige beløp blir mindre når vi regner med høyere rente. I figur 2.1. vises en nåverdiprofil for en investering, denne illustrerer at nåverdien (y-aksen) blir lavere jo høyere avkastningskravet (x-aksen) er. Grafen viser også hvilken stor betydning valget av avkastningskrav gir for resultatet.



Figur 2.1: Nåverdiprofil. Y-aksen viser nåverdi og x-aksen avkastningskrav.

2.4.2 Levelised cost of energy (LCOE)

Levelised cost of energy (LCOE) er et nyttig verktøy for å sammenlikne kostnader mellom forskjellige teknologier gjennom dens økonomiske levetid. LCOE er den energiprisen man må ha for at en investeringskalkyle basert på en antatt mengde produsert energi og gitt kalkulasjonsrente skal gi nettonåverdi lik null (IEA 2010). LCOE er nettonåverdi av alle kostnader innen den økonomiske levetiden dividert på nåverdien av den totale mengden energi som blir produsert. Både kostnadene og den fysiske verdien produsert energi diskonteres. Det kan ved første øyekast synes merkelig å skulle diskontere en fysisk verdi, men det har en forklaring i at den fysiske verdien representerer en fremtidig inntekt og er således en økonomisk verdi gitt i fysisk mengde energi. En sikker LCOE avhenger av hvor sikkert man kan anslå kostnadene og energiproduksjonen. Dersom det er usikkerhet kan man vise dette ved å regne flere LCOE gitt forskjellige inputdata.

LCOE forutsetter at renten holdes stabil over hele levetiden (IEA 2010). En annen forutsetning er at energiprisen er lik over hele levetiden og at all energi blir solgt til den prisen med en gang den er produsert.

I denne studien er det brukt en forenklet formel (formel 2.3.) (Undervisning på UMB, Havskjold 2013). Denne ikke tar hensyn til kostnader til rente under byggetiden og vil derfor ikke gi helt nøyaktig resultat for teknologier med byggetid over ett år.

$$LCOE = \frac{C_{inv} * a}{8760 * LF} + \frac{FOM}{8760 * LF} + VOM + FC$$

Annuitetsfaktor: $a = \frac{r * (1+r)^n}{(1+r)^n - 1}$

Formel 2.3. Forenklet LCOE (Havskjold 2013).

Der:

C_{inv} = Investering (kr/kW)

r = rente (% p.a.)

a = Annuitetsfaktor

n = Økonomisk levetid for anlegget i år

LF = Kapasitetsutnyttelse (Load Factor) i %

FOM = Faste driftskostnader (kr/kW/år)

VOM = Variable driftskostnader (kr/kWh)

FC = Brenselkostnader

2.5 Allokering

2.5.1 Allokering i denne studien

Spørsmålet som skal besvares er; hva vil kraftproduksjonen koste? Den faktoren som påvirker dette mest er hvilken alternativ varmekostnad som legges til grunn. Hvilken varmekostnad som legges til grunn avhenger av en del subjektive valg. Dette kalles allokering.

Oversikten over aktuelle fjernvarmekonsesjoner har gitt oss grunnlag for å velge en case med et gitt effektbehov og en mengde energi som skal leveres til fjernvarmenettet.

Varmebehovet kan dekkes med en tradisjonell varmesentral uten samtidig kraftproduksjon. I denne oppgaven er det i utgangspunktet valgt å sammenligne med en tradisjonell bioenergisentral, siden en del av motivasjonen i studien er å se på mulighet for å øke omsetning av skogressurser. Men siden det antas at varmepumpe vil kunne gi en enda lavere varmekostnad, regnes det også et eksempel med varme fra varmepumpe som alternativkostnad, dette er kun gjort for case 1, norsk størrelse og norske kostnader. For disse alternative teknologiene for å dekke varmebehovet regnes det en varmekostnad for eksisterende anlegg og en for nyetablert anlegg. Dette gir oss fire alternative varmekostnader (tabell 2.7.).

Tabell 2.7. Alternativkostnader for fjernvarmekostnad. Kostnader for varmepumpe (C og D) er kun regnet for case 1, norsk størrelse og norske kostnader.

		Alternativkostnad for varmen
A	Nyetablert bioenergikjel	LCOE varme fra sentral med bioenergi som grunnlast
B	Eksisterende bioenergikjel	Marginalkostnad (drift + brensel) fra eksisterende bioenergi som grunnlast
C	Nyetablert varmepumpe	LCOE varme fra sentral med varmepumpe som grunnlast
D	Eksisterende varmepumpe	Marginalkostnad (drift + brensel) fra eksisterende varmepumpe som grunnlast

Med de valgte forutsetninger for dimensjonering av varmeleveranse lagt til grunn etableres LCOE for elproduksjonen i et kraftvarmeverk. Det regnes en LCOE for hver av de alternative varmesentralene, denne alternativkostnaden krediteres så kraftproduksjonen ved at den legges inn som en inntekt. Mer om den valgte metoden for allokering kommer etter kapitel 2.4.2. teori om allokering.

2.5.2 Teori om allokering

Ved produksjon av kraftvarme er et stort spørsmål hvordan man skal fordele kostnadene i anlegget på produksjon av kraft og varme. Disse to produktene har i stor grad felles kostnader. En metode for allokering må også brukes for å fordele miljøutslipp og bruk av primærenergi. Dette er ikke tema i denne oppgaven, men momenter fra kjente allokeringsmetodikker kan legges til grunn for valg av allokering av kostnader.

For å gjøre en lønnsomhetsvurdering av et kraftvarmeprosjekt er i utgangspunktet ikke allokering av inn- og utbetalinger nødvendig. Man kan gjøre en lønnsomhetsvurdering ved å bruke kontantstrømmene for hele prosjektet. I denne oppgaven skal det regnes på hva kostnadene for elproduksjonen vil bli, da må man bruke en form for allokering for å fordele kostnadene på rett produkt.

Allokering av kostnader i en bedrift er ikke uvanlig. I alle bedrifter finnes felleskostnader og særkostnader, også kalt indirekte og direkte kostnader. Direkte kostnader er kostnader som har en direkte kobling opp mot det enkelte produkt. Indirekte kostnader kan ikke kobles opp mot enkeltprodukter. Eksempler på det kan være slik som lokaler, administrasjon og ledelse. Å allokere de direkte kostnadene er stort sett enkelt, det er felleskostnadene som det er krevende å allokere. I et kraftvarmeverk er så godt som alle kostnadene felleskostnader. Allokering er subjektivt og resultatene vil bli forskjellig ettersom hvilken metode man benytter (Martinsson et al. 2012). Metode må også vurderes opp imot hva man skal bruke allokeringen til.

Det er vanskelig å finne litteratur om allokering av kostnader, det virker som om allokering har vært mest brukt for å allokere miljøpåvirkning og forbruk av primærenergi. En mulighet kan være å benytte slike metoder for å allokere økonomiske kostnader.

Svensk Fjärrvärme har publisert en rapport om kraftvarmeallokeringer av miljøpåvirkninger og ressursbruk. Metoder for å allokere utslipp og bruk av primærenergi er godt beskrevet og det finnes

også en egen ISO-standard (ISO 14044:2006) for livssyklusanalyser som tar for seg slik allokering (Martinsson et al. 2012).

To viktige skiller er mellom "virkelig allokering" og systemutvidelse. Forskjellen er at en "virkelig allokering" setter systemgrensen ved gjerdet på anlegget og tar for seg inn- og utstrøm av ressursene som brukes. Systemutvidelse er å ta hensyn til et større system, eks. det nasjonale, og se på hva det som produseres kan erstatte.

ISO 14044:2006 omhandler prinsipp for generelle allokeringer, ikke bare for kraftvarme men for alle system med en inn- og utstrøm (Martinsson et al. 2012). Et av hovedprinsippene er at det skal være veldokumentert hvordan allokeringen er gjort, dessuten bør man gjøre en følsomhetsanalyse mellom flere allokeringsmetoder dersom det er flere som kan brukes.

Ved virkelig allokering er allokeringen basert på produktenes produksjon av energi eller eksergi en mulighet (Martinsson et al. 2012). Da deles de totale kostnadene på andelen av energi eller eksergi produsert av varme eller kraft. En annen mulighet er å allokere etter produktenes økonomiske bidrag, da deles de totale kostnadene på andelen av inntektene fra henholdsvis varme og kraft, brukes denne metoden for å regne på økonomisk allokering blir dette en systemutvidelse da inntektene bestemmes av markedet. Siden denne studien tar for seg kostnadene for produksjon uavhengig av markedet for det som produseres vil ikke denne metoden være aktuell.

Metoden for allokering av kraftvarme som blir brukt i Sverige, Finland og delvis i EU siden den er definert i EUs kraftvarmedirektiv, er alternativproduksjonsmetoden (Martinsson et al. 2012). Denne metoden tar hensyn til at ressursene som kreves i kraftvarmeproduksjon er mindre enn om samme mengde kraft og varme skulle blitt produsert i hvert sitt anlegg. Formålet med metoden er å kreditere fordelene ved samproduksjon til både kraft og varmeproduksjonen. Denne metoden er heller ikke aktuell for økonomisk allokering.

Metoder med systemutvidelse er metoder som tar hensyn til hva det som produseres kan erstatte (Martinsson et al. 2012). Kraftbonusmetoden behandler kraften som en bonus, altså som et biprodukt. De totale kostnadene legges til varmeproduksjonen, men inntektene fra salg av elektrisitet kommer til fratrekk i varmeproduksjonens kostnad.

2.5.3 Allokering i praksis

En svensk bacheloroppgave, "Fördelning av samkostnader – En studie över hur svenska energibolag fördelar samkostnader mellan el och fjärrvärme i et kraftvärmeverk" fra Handelshögskolan vid Göteborgs Universitet (Sjans & Åslund 2008), har sett på hvordan noen utvalgte selskap med kraftvarme allokere sine kostnader. Omtrent halvparten av selskapene oppgir å ha en form for allokering av sine kostnader, det er flere av de store selskapene som allokere enn de små. Oppgaven er basert på kvalitativ intervju metode av tolv selskaper, dette tallet kan derfor ikke benyttes som noen statistisk størrelse. Mange av selskapene er kommunalt eide og de ønsker en varmepris basert på de faktiske kostnadene og bruker elproduksjonen som en inntektskilde for å få lavere varmepris (Sjans & Åslund 2008). Ingen av de intervjuede selskapene brukte allokering i en investeringsbeslutning. Det finnes ingen bransjestandard for allokering og metodene som benyttes er subjektive og til dels kreative, konkluderer Sjans og Åslund (2008) til slutt.

2.5.4 Valg av allokering.

Allokering er subjektivt, og metoden man velger må derfor være tilpasset det man ønsker å finne ut av. Det er ikke mulig å skille mellom virkelig og ikke-virkelig allokering når man skal allokere kostnader. Da vil man uansett måtte forholde seg til et marked, eller alternativkostnader. Det er viktig at man greier å forsvare allokeringen og at den er transparent (Martinsson et al. 2012).

I denne oppgaven tas det utgangspunkt i en tenkt fjernvarmekonsesjon med et varme- og effektbehov som skal dekkes. Dermed vil det i et bedriftsøkonomisk perspektiv være mest nyttig å allokere med bruk av en alternativkostnad for varmen som bakgrunn. Alternativkostnaden for varmen må krediteres de totale kostnadene for kraftvarmeverket. Den alternative kostnaden er den kostnaden som bestemmer inntekten opp imot en markedspris man kunne fått dersom man kun valgte å levere varme. Metoden blir som kraftbonusmetoden, men man regner med utgangspunkt i elproduksjonen i stedet for varmeproduksjonen.

Krediteringen av varme kalles varmeverdien. Varme verdien man setter har mye å si for kraftproduksjonskostnaden. Desto lavere andel av den totale produksjonen som er kraft desto mer får varme verdien å si for kostnadene til kraftproduksjonen (Nystrøm et al. 2011). Det finnes ingen generell regel for varmekrediteringen og metode for å finne varme verdien må derfor bestemmes i hvert enkelt tilfelle.

Varmekrediteringen kan enten baseres på kostnader for eksisterende anlegg som skal erstattes, eller på kostnader for et nytt anlegg dersom kapasiteten uansett skal økes. Dersom man skal erstatte et eksisterende varmeanlegg baseres varme verdien på brenselpris og kostnader til vedlikehold og drift for et anlegg dimensjonert for samme varmeproduksjon. Dette vil være den laveste varmekrediteringen dersom det forutsettes bruk av bioenergi (Nystrøm et al. 2011). Dersom man skal legge et nytt anlegg til grunn regnes kostnader for varmeproduksjonen for dette anlegget, inkludert kapitalkostnader, med hjelp av LCOE. Man får da en varmekreditering som tilsvarer varmekostnaden for et nytt anlegg for levering av varme.

2.6 Forutsatte kostnader

For kostnader i Norge er det tatt utgangspunkt i NVEs håndbok 1, "Kostnader ved produksjon av kraft og varme". NVEs håndbok 1 utarbeides av energiavdelingen i NVE, og utgis med jevne mellomrom for å vise konkurranseforholdet mellom ulike energiteknologier (Hofstad 2011).

I Sverige lager Elforsk en sammenstilt rapport om kostnader for elproduksjon med kommersielt tilgjengelige teknologier (Nystrøm et al. 2011). Rapporten heter "El från nya och framtida anläggningar". I denne oppgaven blir Elforsk brukt for alle kostnader i Sverige.

Alle forutsetninger er regnet om til norske 2013 kroner. Valutaomregning fra svenske til norske kroner er gjort for 2011. Valutakursen som er brukt er hentet fra Norges Banks nettsider, årsgjennomsnitt for 2011 var da på 86,31 NOK for 100 SEK. Omregningen til 2013 kroner er gjort med utgangspunkt i januar 2011 omregnet til januar 2013. Statistisk sentralbyrås (SSB) konsumprisindeks for denne perioden er lagt til grunn. Siden dette er en bedriftsøkonomisk kalkyle er alle priser unntatt merverdiavgift (MVA).

2.6.1 Kapitalkostnader

Investeringskostnaden består i utgangspunktet av investering pluss rente under byggetid. Det er valgt å se bort ifra rente under byggetid, det vil si at det forutsettes byggetid på ett år. Dette er ikke mulig i praksis, men det gjøres fordi det ikke er mulig å ta hensyn til lengere byggetid i den forenklete formelen for LCOE. Rente under byggetid kunne blitt lagt inn som en del av den totale investeringssummen. Med det ville vært krevende å få dette nøyaktig med forskjellige byggetider og med følsomhet for rente og er derfor ikke gjort. Rente under byggetid vil uansett utgjøre en svært liten del av totalkostnadene.

Avkastningskrav for investeringer vil variere ut ifra type aktør og risiko for investeringen (Hofstad 2011). For samfunnsøkonomiske analyser av energiprojekter har finansdepartementet bestemt at kalkulasjonsrenten skal settes med hensyn på hvilken risiko det er i prosjektet. NVE vurderer de fleste energiprojekter til en kalkulasjonsrente på 6 %, men har gått ned til 5 % på teknologier som er mindre kapitalintensive, med det betyr teknologier som har en forholdsvis høy andel brensel og driftskostnad, slik som biokjel og kraftvarme. Denne oppgaven er ikke en samfunnsøkonomisk analyse, men NVEs rentesats legges allikevel til grunn i basisutregningene. I Sverige legges en noe høyere rente til grunn. Elforsk forutsetter 6 %, det er også brukt i denne oppgaven. At det blir brukt noe høyere rente for Sverige stemmer godt overens med en sammenlikning mellom landene gjort i den årlige rapporten om risikopremien i det norske markedet, gitt ut av Norske finansanalytikeres forening (PWC & NFF 2012). Den økonomiske levetiden forutsettes både av NVE og Elforsk å være 25 år for både varmesentral og kraftvarme basert på bioenergi. For varmepumpe settes levetiden til 15 år, dette er som forutsatt av NVE.

Investeringskostnadene innebærer kun selve produksjonsanlegget, ikke kostnader til tomt, tilkobling, spiss- og reservelast mm. Dette gjelder alle teknologier.

Alternativ varmeproduksjon

NVE (Hofstad 2011) oppgir investeringskostnadene i kr/kW_{kjel} for både varmepumpe og biokjel. NVE har ikke kostnader for større kjel enn 30 MW, men oppgitt kostnad for denne er allikevel brukt som grunnlag for svensk størrelse. For norsk størrelse er kostnader for en 10 MW kjel lagt til grunn.

Elforsk (Nystrøm et al. 2011) har kun et lite kapittel om varmekreditering, og det er i dette kapitlet at det finnes en tabell for kostnader for varmeproduksjon for biokjel. Disse er oppgitt i kr/kWh med en forutsetning om 6 % rente og 25 års levetid. I tillegg har jeg antatt at det er forutsatt brukstid lik som for Elforsks kraftvarme. Dette er regnet om til kr/kW_{kjel} ved bruk av første leddet i formelen for forenklet LCOE (formel 2.3.). For norsk størrelse er kostnader for en 20 MW kjel lagt til grunn, og for svensk størrelse 60 MW.

Tabell 2.8. Kapitalkostnader for alternativ varmeproduksjon.
NOK/kW_{kjel} og millioner NOK total investering (parantes).

	Norsk størrelse (15 MW _{kjel})	Svensk størrelse (65 MW _{kjel})
Norske kostnader biokjel (NVE)	4586 (69)	3872 (253)
Svenske kostnader biokjel (Elforsk)	10901 (164)	9282 (606)
Varmepumpe (NVE)	4586 (69)	

Kraftvarmeproduksjon

NVE (Hofstad 2011) oppgir investeringskostnadene i $\text{kr/kW}_{\text{kjel}}$ for biokjel med mottrykksturbin. Dette er regnet om til kr/kW_{el} for å kunne brukes i LCOE der kostnad for elproduksjonen skal kalkuleres. For norsk størrelse er kostnader for en 10 MW kjel lagt til grunn, dette tilsvarer rundt 3,5 MW_{el} . NVE har heller ikke for kraftvarme kostnader for større kjel enn 30 MW_{kjel} (rundt 10 MW_{el}) oppgitt kostnad for denne er allikevel brukt som grunnlag for svensk størrelse.

Elforsk (Nystrøm et al. 2011) oppgir investeringskostnadene i kr/kW_{el} . For norsk størrelse er kostnader for en kjel med 5 MW_{el} lagt til grunn. For svensk størrelse må det velges mellom kostnadstall for 10 eller 30 MW_{el} . Elforsk opererer med betydelige skalafordeler, hele 10 000 kr/kW mindre i investeringskostnad for 30 MW_{el} enn 10 MW_{el} . Siden dette gjør store utslag blir det for svensk størrelse brukt en investeringskostnad som tilsvarer middel mellom oppgitt kostnad for 10 og 30 MW_{el} .

Tabell 2.9. Kapitalkostnader kraftvarmeproduksjon.
NOK/ kW_{el} og millioner NOK total investering (parantes).

	Norsk størrelse (5 MW_{el})	Svensk størrelse (23,5 MW_{el})
Norske kostnader (NVE)	48912 (734)	42298 (996)
Svenske kostnader (Elforsk)	49691 (745)	34960 (823)

2.6.2 Drift- og vedlikeholdskostnader

Drift og vedlikeholdskostnader deles opp i en fast og en variabel del. NVEs (Hofstad 2011) har kun oppgitt disse kostnadene i tabells form og ikke nevnt et eneste sted hvilke faktorer som er lagt inn som variable og faste kostnader.

Elforsk (Nystrøm et al. 2011) har mer detaljert oversikt over hva som ligger til variable og faste driftskostnader. Faste driftskostnader utgjør for det meste personal, forsikringer, faste avgifter, fast vedlikehold og reservedeler, vakthold, rydding og renhold. De variable driftskostnadene utgjør typisk slikt som beddmateriell i kjel (sand), kjemikalier, vann, restproduktbehandling (aske) og energi til å drifte anlegget.

Alternativ varmeproduksjon

NVE (Hofstad 2011) har oppgitt faste kostnader for varmepumpe og biokjel i $\text{kr/kW}/\text{år}$ og variable i kr/kWh . NVE har ikke kostnader for større kjel enn 30 MW, men oppgitt kostnad for denne er allikevel brukt som grunnlag for svensk størrelse også for drift og vedlikeholdskostnader. For norsk størrelse er kostnader for en 10 MW kjel lagt til grunn.

Elforsk (Nystrøm et al. 2011) oppgir i kapitlet om varmekreditering kostnad for faste og variable kostnader. For norsk størrelse er kostnader for en 20 MW kjel lagt til grunn, og for svensk størrelse 60 MW. De faste kostnadene er oppgitt i kr/kWh , dette er regnet om til $\text{kr/kW}/\text{år}$ ved bruk av andre ledd i formelen for forenklet LCOE (formel 2.3.)

Tabell 2.10. Faste drift og vedlikeholdskostnader (NOK/kW_{kjel}/år) for varmeproduksjon.

	Norsk størrelse (15 MW _{kjel})	Svensk størrelse (65 MW _{kjel})
Norske kostnader biokjel (NVE)	71	51
Svenske kostnader biokjel (Elforsk)	190	144
Varmepumpe (NVE)	10	

Elforsk (Nystrøm et al. 2011) har i kapitlet om varmekreditering oppgitt de variable kostnadene inkludert kostnader til brensel. For å synliggjøre de variable driftskostnadene er det i tabell 2.11. trukket fra den brenselkostnad som er oppgitt av El forsk. Dett er samme som er lagt til grunn for beregning av brenselkostnad for kraftvarme (se kapittel 2.5.4). Dette er gjort for å kunne sammenlikne kostnadene.

Tabell 2.11. Variable drift- og vedlikeholdskostnader (NOK/kWh_{varme}) for varmeproduksjonen.

	Norsk størrelse (15 MW _{kjel})	Svensk størrelse (65 MW _{kjel})
Norske kostnader biokjel (NVE)	0,041	0,031
Svenske kostnader biokjel (Elforsk)	0,019	0,019
Varmepumpe (NVE)	0,010	

For å kunne sammenlikne de totale drift- og vedlikeholdskostnader er totalkostnad per år vist i tabell 2.12.

Tabell 2.12. Totale drift- og vedlikeholdskostnader (millioner NOK) per år for varmeproduksjonen.

	Norsk størrelse (15 MW _{kjel})	Svensk størrelse (65 MW _{kjel})
Norske kostnader biokjel (NVE)	3,52	12,91
Svenske kostnader biokjel (Elforsk)	4,01	15,44
Varmepumpe (NVE)	0,76	

Kraftvarmeproduksjon

NVE (Hofstad 2011) oppgir faste kostnader for biokjel med mottrykksturbin i kr/kW_{kjel}/år og variable i kr/kWh produsert i kjel. For å kunne bruke disse kostnadene i LCOE der det er kostnader til elproduksjonen som skal beregnes er kostnadene i tabell 2.13. regnet om til kr/kW_{el} og i tabell 2.14. kr/kWh_{el}. NVE har heller ikke her kostnader for større kjel enn 30 MW, men oppgitt kostnad for denne er allikevel brukt som grunnlag for svensk størrelse. For norsk størrelse er kostnader for en 10 MW kjel lagt til grunn.

Elforsk (Nystrøm et al. 2011) oppgir faste kostnader i kr/kW_{el}/år. For norsk størrelse er kostnader for en kjel med 5 MW_{el} lagt til grunn. For svensk størrelse må det velges mellom kostnadstall for 10 eller 30 MW_{el}. El forsk opererer også for drift og vedlikehold med betydelige skalafordeler, der faste

kostnader per kW_{el} blir om lag halvert fra 10 MW_{el} til 30 MW_{el}. Siden dette gjør store utslag blir det for svensk størrelse brukt en sats for faste kostnader som tilsvarer middel mellom oppgitt kostnad for 10 og 30 MW_{el}. De variable kostnadene oppgis i kr/kWh_{brensel}, også her brukes middel mellom oppgitte kostnader for 10 og 30 MW_{el}. Kostnadene er regnet om til kr/kWh_{el}.

Tabell 2.13. Faste drifts- og vedlikeholdskostnader (NOK/kW_{el}/år) for kraftvarmeproduksjon.

	Norsk størrelse (5 MW _{el})	Svensk størrelse (23,5 MW _{el})
Norske kostnader (NVE)	285	192
Svenske kostnader (Elforsk)	1099	660

Tabell 2.14. Variable drift- og vedlikeholdskostnader (NOK/kWh_{el}) for kraftvarmeproduksjon.

	Norsk størrelse (5 MW _{el})	Svensk størrelse (23,5 MW _{el})
Norske kostnader (NVE)	0,285	0,231
Svenske kostnader (Elforsk)	0,097	0,106

Tabell 2.15. Totale drift- og vedlikeholdskostnader (millioner NOK) per år for kraftvarmeproduksjon.

	Norsk størrelse (5 MW _{el})	Svensk størrelse (23,5 MW _{el})
Norske kostnader (NVE)	7,13	30,60
Svenske kostnader (El forsk)	7,43	27,48

Selv om tabell 2.13. og 2.14. viser store forskjeller mellom variable og faste kostnader mellom landene viser tabell 2.15. at summen for de totale drift- og vedlikeholdskostnadene blir mer sammenlignbar.

2.6.3 Brensel

Brenselpriser

Som nevnt tidligere blir det både for varmeproduksjon og kraftvarmeproduksjon basert på bioenergi lagt til grunn rå skogsflis med mer enn 35 % fuktighet som brensel. NVE (Hofstad 2011) oppgir prisen til å være 0,21 kr/kWh, dette er ferdig levert på anlegget. Elforsk (Nystrøm et al. 2011) oppgir samme pris i SEK, men omregnet til NOK blir den svenske prisen på rå skogsflis 0,18 kr/kWh, dette er ferdig levert på anlegget. Som tidligere omtalt oppgir Elforsk de variable kostnadene for varmeproduksjonen som variable kostnader og brenselkostnader samlet, i tabell 2.17. vises brenselkostnaden for svensk varmeproduksjon dersom den svenske prisen på rå skogsflis, som også er brukt for kraftvarme, legges til grunn.

For varmepumpen er det komponert en elpris på bakgrunn av gjennomsnittlig kraftpris for siste fem år fra Nordpool, nettleie fra den lokale energidistributøren og forbruksavgift. Dette er oppsummert i tabell 2.16. Forbruket er vektet over året, ytterligere utregninger og forutsetninger for elprisen er lagt ved som vedlegg 1.

Tabell 2.16. Elpris lagt til grunn som brensel til varmepumpe.

	kr/kWh	Andel
Kraftpris (Nordpool)	0,339	75 %
Nettleie (Hafslund)	0,120	24 %
Forbruksavgift (Toll og avg. dir.)	0,005	1 %
Sum	0,463	100 %

Brenselkostnad

Brenselpris levert på anlegget er ikke det samme som brenselkostnaden for å produsere en enhet energi. Denne kostnaden kalles den spesifikke brenselkostnaden. Spesifikk brenselkostnad gis av forholdet mellom brenselpris levert på anlegget, brenselforbruk gitt av virkningsgrad og produsert energi (el eller varme). Se formel 2.4.

$$e = \frac{p}{n}$$

Formel 2.4. Spesifikk brenselkostnad. Der:

e = spesifikk brenselkostnad

p = pris for brensel levert på anlegget

n = virkningsgrad

Virkningsgrad må i virkeligheten beregnes nøyaktig for det enkelte anlegg. I en oppgave som denne må den forutsettes. NVE (Hofstad 2011) har oppgitt virkningsgrader for den totale varmeproduksjonen i sin helhet for både varmesentral og kraftvarmesentral. Elforsk (Nystrøm et al. 2011) har ikke oppgitt en slik virkningsgrad siden deres kostnader baseres på elproduksjonen. Derfor brukes de oppgitte virkningsgrader fra NVE for alle fire case for utregning av spesifikk brenselkostnad i denne oppgaven. Forutsatt virkningsgrad er for varmesentral med bioenergikjel 85 %, varmesentral med varmepumpe 290 % (COP-faktor på 2,9) og for kraftvarmeverk 80 %. Med bruk av formel 2.4. og de forutsatte brenselprisene gir dette tabell 2.17. Den viser spesifikk brenselkostnad for varmeproduksjon for alternativ varmekostnad.

Tabell 2.17. Spesifikke brenselkostnader for varmeproduksjon alternativ varmekostnad, kr/kWh produsert varme.

	Norsk størrelse (15 MW _{kjel})	Svensk størrelse (65MW _{kjel})
Med norsk pris (NVE)	0,25	0,25
Med svensk pris (Elforsk)	0,22	0,22
Varmepumpe (el)	0,16	

For elproduksjonen i et kraftvarmeverk må den spesifikke brenselkostnaden regnes for produsert el. Med NVEs oppgitte virkningsgrader for kjelen får vi spesifikk energikostnad for den totale varmeproduksjonen i anlegget. Denne totale energikostnaden er så dividert på elproduksjonen fra anlegget for å få spesifikk energikostnad for elproduksjonen. Spesifikk brenselkostnad for elproduksjonen fra kraftvarmeverk er vist i tabell 2.18.

Tabell 2.18. Spesifikk brenselkostnad for elproduksjonen i kraftvarmeverk, kr/kWh produsert el.

	Norsk størrelse (5 MW _{el})	Svensk størrelse (23,5MW _{el})
Med norsk pris (NVE)	1,05	0,99
Med svensk pris (Elforsk)	0,92	0,87

2.7 Forutsetninger for følsomhetsanalyse

2.7.1 Endring av inndata i etablert modell

To faktorer som varierer og som påvirker kostnadene for et energiverk betydelig er brenselpris og rente på kapital. En endring av disse faktorene vil med valgt metode for allokering kunne påvirke både kostnadene for alternativ varmeproduksjon og kostnadene for kraftvarmeproduksjonen.

En endring av rente vil påvirke alternativkostnaden for varmen når den baseres på at det skal installeres ny kapasitet. Dersom alternativkostnaden for varmen er at kraftvarmeverket skal erstatte eksisterende kapasitet vil en endring i rente kun påvirke kostnadene til selve kraftvarmeverket. Følsomhetsanalysen for rente er gjort ved å endre renten, med utgangspunkt i forutsatt rente, med lik sats for alle teknologier samtidig.

En endring av brenselpris vil påvirke både alternativkostnaden for varmen og kostnadene til selve kraftvarmeverket. Følsomhetsanalysen for brenselpris er gjort ved å endre prisen, med utgangspunkt i forutsatt brenselpris, med en lik sats for alle teknologier samtidig. For varmepumpe er det også satt opp et eksempel der elprisen holdes konstant mens prisen på bioenergi synker.

2.7.2 Endring av alternativ varmekostnad

Med denne oppgavens valgte metode for allokering har alternativkostnaden for varmen, varmekrediteringen, avgjørende betydning for den kostnaden man får for elproduksjonen. Derfor etableres en følsomhetsanalyse basert på fastsatte alternative varmekostnader. Med denne kan vi se hvordan en valgt varmekreditering vil slå ut på el kostnadene for de fire casene. De andre forutsatte kostnadene for kraftvarmeverkene endres ikke.

3. Resultater

Alle utregninger i dette kapitlet er gjort som beskrevet og forutsatt i kapittel 2, material og metode. For å tydeliggjøre dette i en sammenheng er det vist utregning for en case for både alternativ varmekostnad og elkostnad for kraftvarme. For de andre casene presenteres kun resultatene. Det er av avgjørende betydning for forståelse av resultatene at man har oversikt over de fire casene som er etablert. Disse er etablert og presentert i kapittel 2 og i tabell 2.1.

Som beskrevet i kapittel 2 er det for alle caser beregnet alternativ varmekostnad for eksisterende og nyetablert anlegg. Der det uansett skal etableres ny kapasitet for varmeproduksjon på et nytt sted, eller fordi anlegget skal utvides eller må skiftes pga. alder, vil den alternative varmekostnaden være de totale kostnadene for et slikt anlegg, inkludert kapitalkostnader. Et kraftvarmeverk kan bygges i stedet og man kan dekke varmebehovet med dette. Der det allerede er en eksisterende velfungerende varmesentral vil den alternative varmekostnaden være den marginale kostnaden dette anlegget har for å produsere varme. Alternativkostnadene for varme ble etablert i kapittel 2 og vises i tabell 2.7.

3.1 Resultater fra etablert modell og forutsatte kostnader

3.1.1 Alternative varmekostnader

LCOE for alternativ varmekostnad fra varmesentral er regnet med bruk av formel 2.3. Denne er beskrevet i kapittel 2. For å vise utregning av en case er de enkelte addisjonsleddene for å regne LCOE med formel 2.3. for case 1 med alternativ varmekostnad A (nyetablert bioenergikjel med norske kostnader og norsk størrelse) vist i tabell 3.1.

Tabell 3.1. Utregning av LCOE for varmeproduksjonen for case 1 med alternativ varmekostnad fra nyetablert bioenergikjel.

	I formel 2.3.:	
Investering	C_{inv}	4586 kr/kW _v
Brukstid	8760 * LF	4000 t
Levetid	N	25 år
Rente	R	5 %
Annuitetsfaktor	A	7 %
Spesifikk investeringskostnad	1. addisjonsledd	0,08 kr/kWh_v
Faste driftskostnader	FOM	71 kr/kW _v /år
Brukstid	8760 * LF	4000 t
Spesifikk fast driftskostnad	2. addisjonsledd	0,02 kr/kWh_v
Variabel driftskostnad	VOM (3. addisjonsledd)	0,04 kr/kWh _v
Spesifikk brenselkostnad	FC (4. addisjonsledd)	0,25 kr/kWh _v
LCOE	Sum alle fire addisjonsledd	0,39 kr/kWh_v

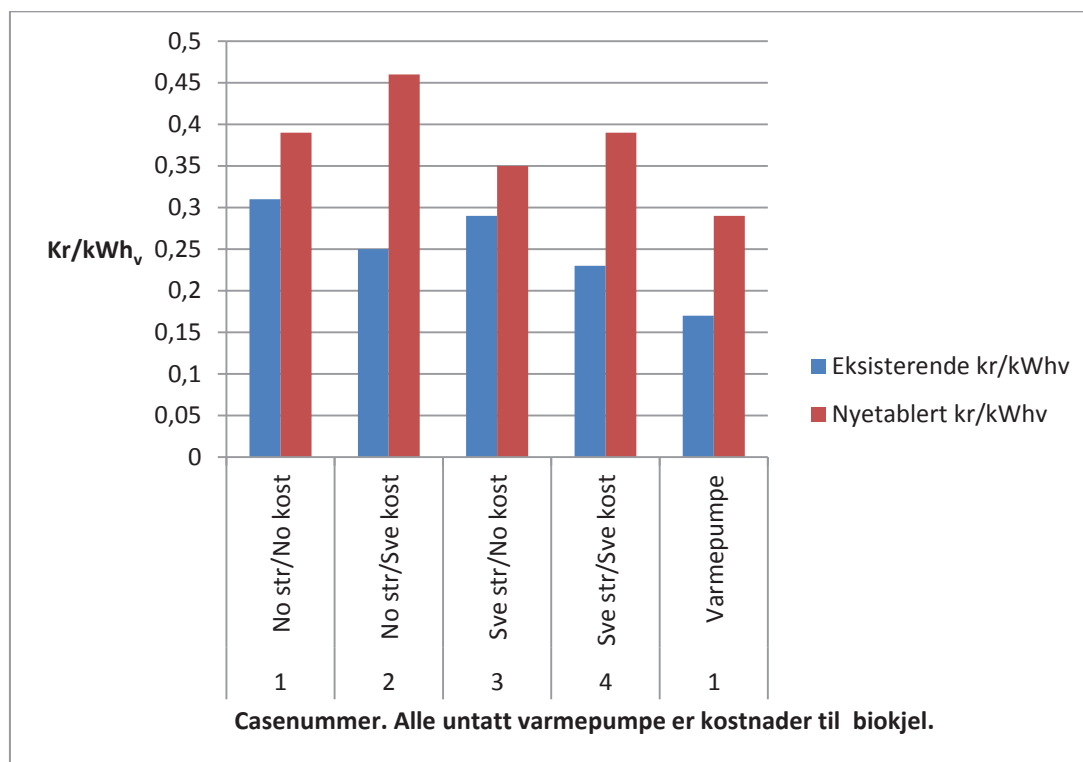
Samme formel og fremgangsmåte er brukt for de andre casene og resultatene av dette presenteres i tabell 3.2 og 3.3. For lettere å kunne sammenligne resultatene presenteres disse samlet i figur 3.1.

Tabell 3.2. Varmekostnader for alternativkostnad A, nyetablert bioenergikjel (kr/kWh_{varme}). For case 1, norske kostnader og norsk størrelse, er det også vist varmekostnader for alternativkostnad C, nyetablert varmepumpe (kr/kWh_{varme}).

	Norsk størrelse (15 MW _{kjel})	Svensk størrelse (65 MW _{kjel})
Norske kostnader (kr/kWh _v)	0,39	0,35
Svenske kostnader (kr/kWh _v)	0,46	0,39
Varmepumpe (kr/kWh _v)	0,29	

Tabell 3.3. Varmekostnader for alternativkostnad B, eksisterende bioenergikjel (kr/kWh_{varme}). For case 1, norske kostnader og norsk størrelse, er det også vist varmekostnader for alternativkostnad C, eksisterende varmepumpe (kr/kWh_{varme}).

	Norsk størrelse (15 MW _{kjel})	Svensk størrelse (65 MW _{kjel})
Norske kostnader (kr/kWh _v)	0,31	0,29
Svenske kostnader (kr/kWh _v)	0,25	0,23
Varmepumpe (kr/kWh _v)	0,17	



Figur 3.1 Sammenstilling av alle alternative varmekostnader i modellen.

I figur 3.1 er det verdt å legge merke til at den alternative varmekostnaden er lavere for eksisterende anlegg enn for nye og lavere for svensk størrelse (casenummer 3 og 4) enn for norsk størrelse (casenummer 1 og 2). Lavest alternativ varmekostnad gir varmepumpe. Den høyeste varmekostnaden får nyetablert bioenergikjel i norsk størrelse med svenske kostnader, dette er fordi denne har svært høye investeringskostnader. Ser vi på eksisterende anlegg er norsk størrelse med norske kostnader den dyreste alternative varmekostnaden.

3.1.2 Elkostnader kraftvarmeverk

For elkostnaden i et kraftvarmeverk benyttes samme formel (formel 2.3., Forenklet LCOE) og fremgangsmåte som for den alternative varmekostnaden fra en varmesentral. Alle kostnader regnes om til spesifikk kostnad per produsert enhet el. Dette gir en LCOE for elproduksjonen basert på alle kostnadene i et kraftvarmeverk.

Som beskrevet tidligere skal den alternative varmekostnaden krediteres de totale kostnadene. Siden LCOE regnes som spesifikke kostnader per kWh produsert el må også varmekostnaden (gitt i tabell 3.1. for case A) regnes om til en spesifikk varmekreditering per kWh produsert el. Dette gjøres ved å multiplisere den alternative varmekostnaden med den totale varmeleveransen fra anlegget, denne summen divideres så på den totale elproduksjonen fra anlegget.

Tabell 3.4. Utrekning av LCOE for elproduksjon for case 1A.

	I formel 2.3.:	
Investering	C_{inv}	48 912kr/kW _{el}
Brukstid	8760 * LF	4000 t
Levetid	n	25 år
Rente	r	5 %
Annuitetsfaktor	a	7 %
Spesifikk investeringskostnad	1. addisjonsledd	0,87 kr/kWh_{el}
Faste driftskostnader	FOM	285 kr/kWh _{el} /år
Brukstid	8760 * LF	4000 t
Spesifikk fast driftskostnad	2. addisjonsledd	0,07 kr/kWh_{el}
Variabel driftskostnad	VOM (3. addisjonsledd)	0,29 kr/kWh _{el}
Spesifikk brenselkostnad	FC (4. addisjonsledd)	1,05 kr/kWh _{el}
LCOE	Sum alle fire addisjonsledd	2,27 kr/kWh_{el}
Varmekreditering	Trekkes ifra LCOE	1,16 kr/kWh _{el}
LCOE m varmekreditering	Sum alle fire addisjonsledd minus varmekreditering	1,11 kr/kWh_{el}

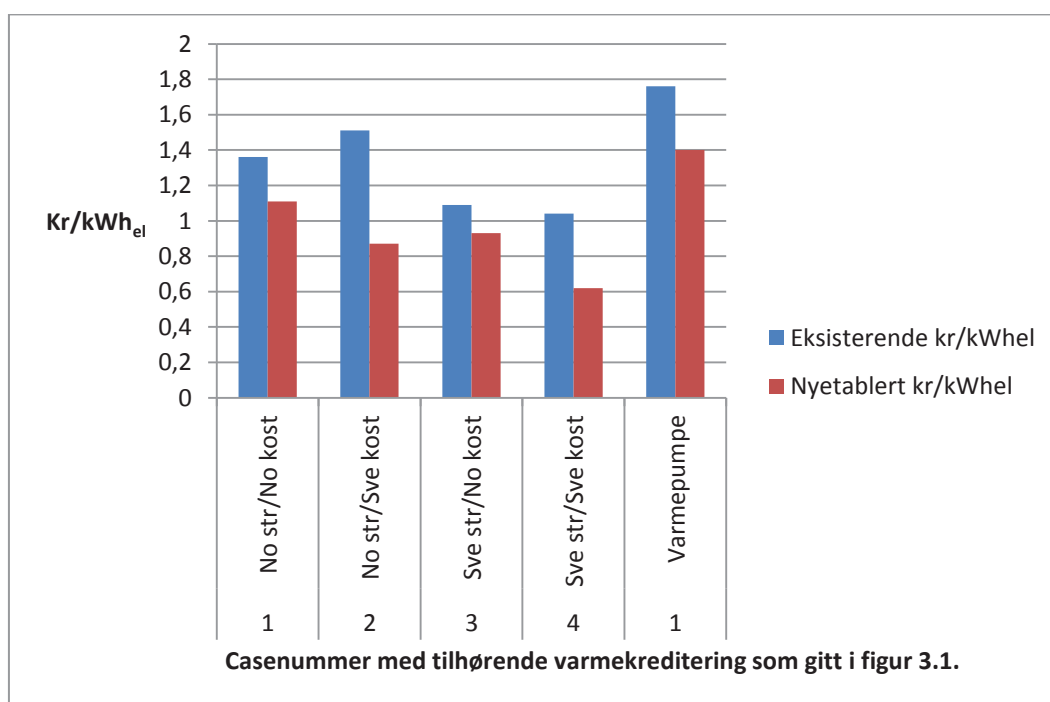
Samme formel og fremgangsmåte er brukt for de andre casene og resultatene av dette presenteres i tabell 3.5 og 3.6. For lettere å kunne sammenligne resultatene presenteres disse samlet i figur 3.2.

Tabell 3.5. Elkostnader (kr/kWh_{el}) for et kraftvarmeverk med alternativ varmekostnad A, nyetablert bioenergikjel. For case 1, norske kostnader og norsk størrelse, er det også vist el kostnader (kr/kWh_{el}) for alternativ varmekostnad C, nyetablert varmepumpe (kr/kWh_{varme}).

	Norsk størrelse (5 MW _{el})	Svensk størrelse (23,5 MW _{el})
Norske kostnader (kr/kWh _{el})	1,11	0,93
Svenske kostnader (kr/kWh _{el})	0,87	0,62
Varmepumpe (kr/kWh _{el})	1,40	

Tabell 3.6. Elkostnader (kr/kWh_{el}) for et kraftvarmeverk med alternativ varmekostnad B, eksisterende bioenergikjel. For case 1, norske kostnader og norsk størrelse, er det også vist el kostnader (kr/kWh_{el}) for alternativ varmekostnad D, eksisterende varmepumpe (kr/kWh_{varme}).

	Norsk størrelse (5 MW _{el})	Svensk størrelse (23,5 MW _{el})
Norske kostnader (kr/kWh _{el})	1,36	1,09
Svenske kostnader (kr/kWh _{el})	1,51	1,04
Varmepumpe (kr/kWh _{el})	1,76	



Figur 3.2. Sammenstilling av alle elkostnader basert på LCOE for kraftvarme.

Resultatene presentert i figur 3.2. viser at de casene som gir høyest varmekostnad gir lavest el kostnad. Dersom det må installeres ny varmekapasitet gir det lavere elproduksjonskostnad, og

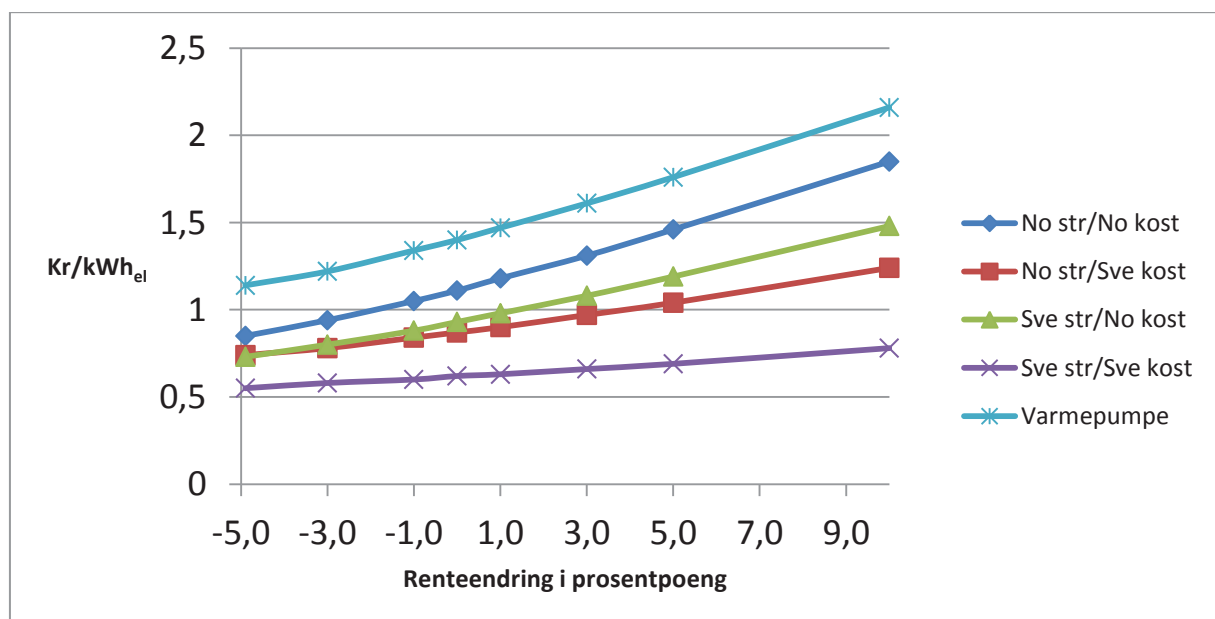
dermed bedre økonomi, for et kraftvarmeværk. Lavest elproduksjonskostnad får svensk størrelse med svenske kostnader, deretter følger svensk størrelse med norske kostnader. At de store anleggene er billigst med begge lands kostnader viser at det er betydelige skalaeffekter. Varmepumpe gir desidert høyest elproduksjonskostnad, dette følger av den lave alternative varmekostnaden.

3.2 Resultater fra følsomhetsanalyse

Følsomhetsanalysene er gjort med bakgrunn i forutsetninger fra kapitel 2 material og metode generelt og med metode beskrevet i kapitel 2.6. spesielt.

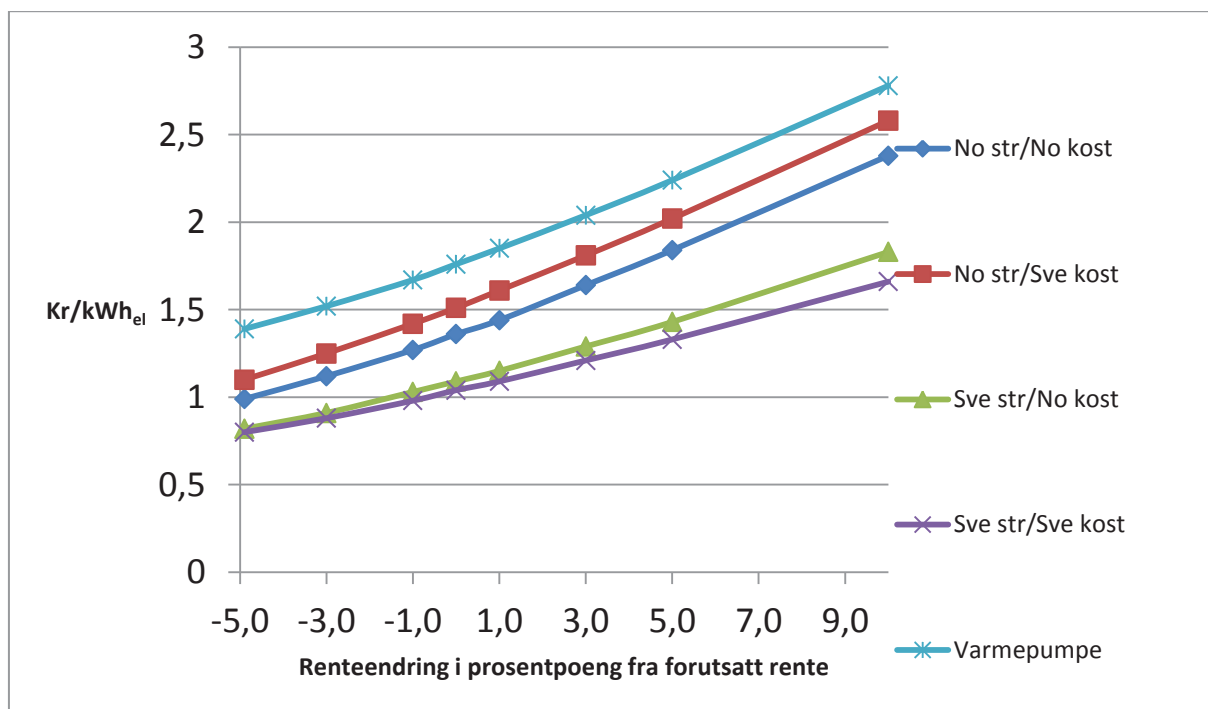
3.2.1 Følsomhet for endret rentekrav

Det er tatt utgangspunkt i de forutsatte rentesatsene og gjort følsomhet på å øke eller senke disse med lik sats i prosentpoeng for alle teknologier samtidig. Dette er gjort ved å endre inputdata i Excel modellen som er satt opp for å regne den forenklete formelen for LCOE (formel 2.3.). Fra kapitel 2.5.2. er det forutsatt rente for bioenergi i Norge er 5 %, for varmpumpe i Norge og bioenergi i Sverige er den 6 %.



Figur 3.3. Elkostnadens følsomhet for endring i rente der alternativ varmekostnad er å erstatte nyetablert varmesentral.

Figur 3.3. viser at det er forholdsvis lav følsomhet for rente der alternativ varmekostnad er nyetablert varmesentral. Dette er fordi det også for den alternative varmekostnaden påløper økte kapitalkostnader med økt rente. Spesielt for de svenske kostnadene både med norsk og svensk størrelse er følsomheten lav, dette er fordi de svenske kostnadene har høye spesifikke investeringskostnader for alternativ varme.

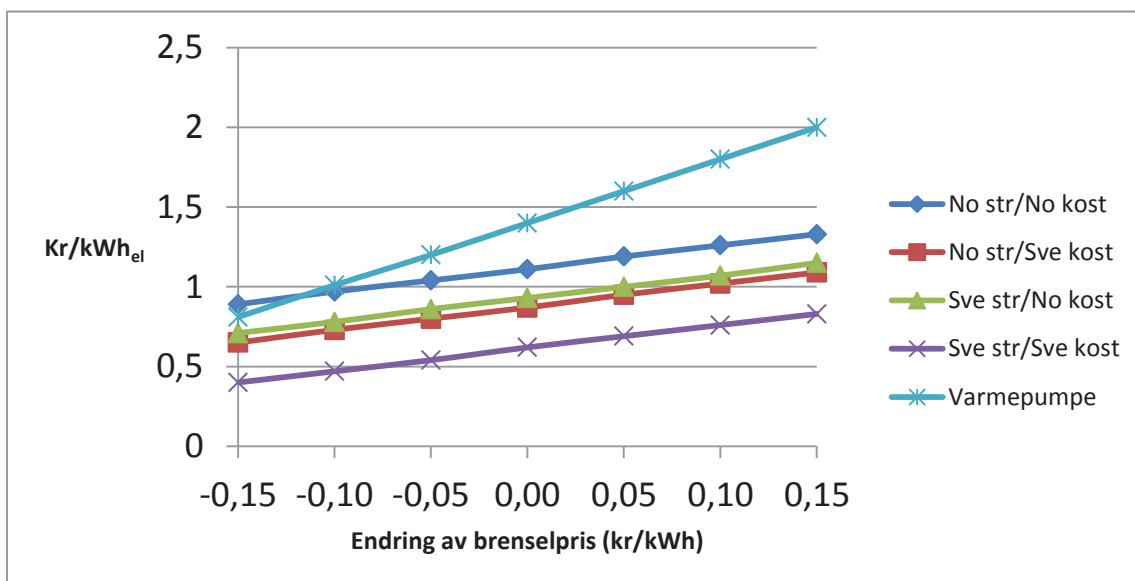


Figur 3.4. Elkostnadens følsomhet for endring i rente der alternativ varmekostnad er å erstatte en eksisterende varmesentral.

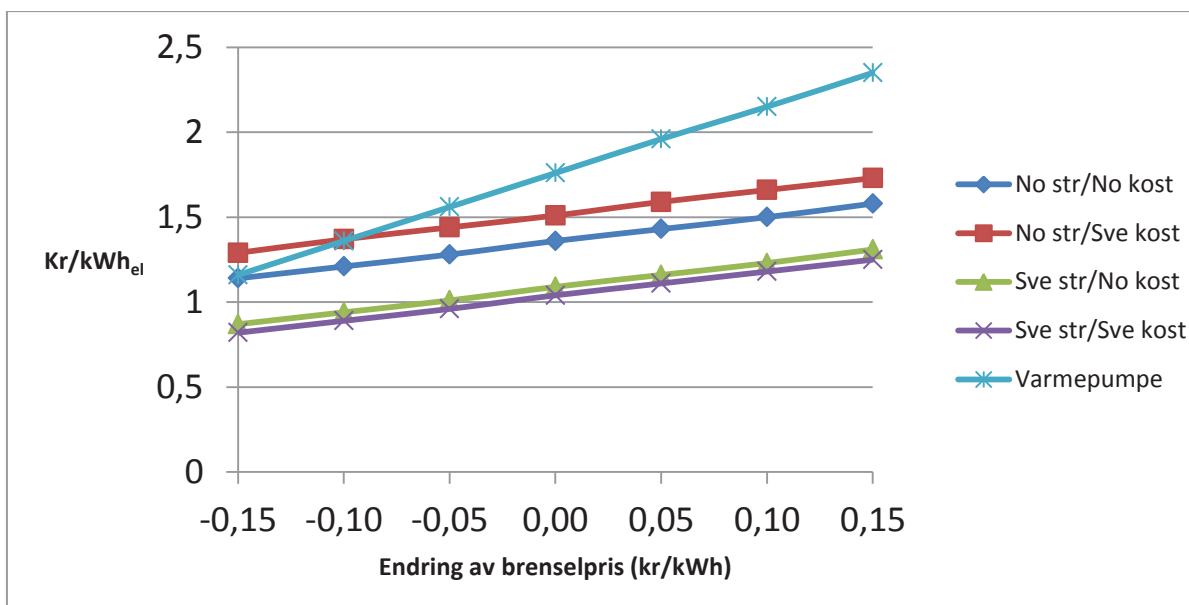
Figur 3.4. viser at det er høyere følsomhet for rente når det er en eksisterende varmesentral som skal erstattes. Dette er fordi det da kun vil være kostnadene kraftvarmeverket som får økte kostnader, den alternative varmekostnaden holdes konstant. Dersom det er lavere spesifikk investeringskostnad blir følsomheten for rente også lavere. Dette ser vi av at kurvene for den svenske størrelsen er noe slakere enn for norsk størrelse.

3.2.2 Følsomhet for endret brenselpris

Det er tatt utgangspunkt i de forutsatte brenselprisene levert på anlegget og gjort følsomhet på å øke eller senke disse med lik sats i kr/kWh for alle teknologier samtidig. Dette er gjort ved å endre inputdata i Excel modellen som er satt opp for å regne den forenklete formelen for LCOE (formel 2.3.). Fra kapittel 2.5.4. har vi at forutsatt flispris levert på anlegget for Norge er 0,21 kr/kWh og for Sverige 0,18 kr/kWh. For varmpumpe en elpris på 0,46 kr/kWh forutsatt.



Figur 3.5. Elkostnadens følsomhet for brenselpris der alternativ varmekostnad er å erstatte en nyetablert varmesentral.

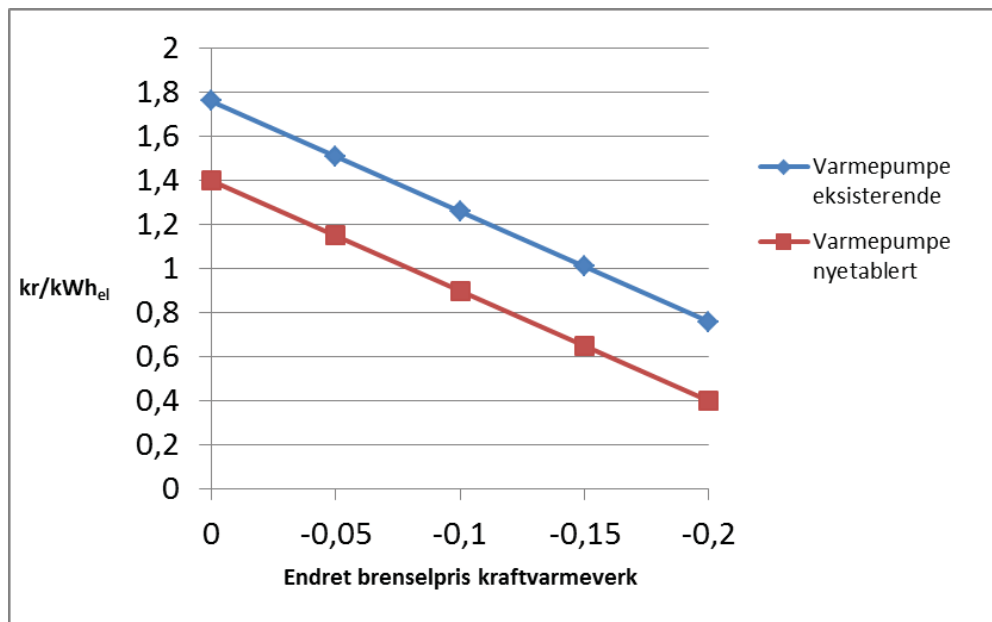


Figur 3.6. Elkostnadens følsomhet for brenselpris der alternativ varmekostnad er å erstatte en eksisterende varmesentral.

Figur 3.5. og 3.6 viser at en endring i pris på skogsflis gir likt utslag enten det er med nyetablert eller eksisterende varmesentral som er alternativkostnad for varme. Følsomheten er forholdsvis lav der alternativkostnaden for varmen er basert på bioenergi. Dette er fordi brenselkostnaden endres for både kraftvarmeanlegget og for varmesentralen som det er beregnet alternativkostnad for. For varmepumpe er følsomheten mye større. Dette er fordi varmepumpens høye utnyttelse av "brensl" (elektrisitet) gjør at denne er mindre følsom for endret brenselpris, mens kraftvarmeverket er mer følsomt for brenselpris. Selv med en brenselpris på under 0,05kr/kWh blir

den laveste elkostnaden for kraftvarme, nyetablert anlegg, svensk størrelse med svenske kostnader på 0,4kr/kWh.

Det er også gjort en følsomhetsanalyse for case 1 med varmepumpe som alternativ varmekostnad der elprisen for varmepumpen er holdt konstant mens flisprisen synker, dette for å se hvordan elproduksjonskostnadene da endrer seg. Dette vises i figur 3.7.

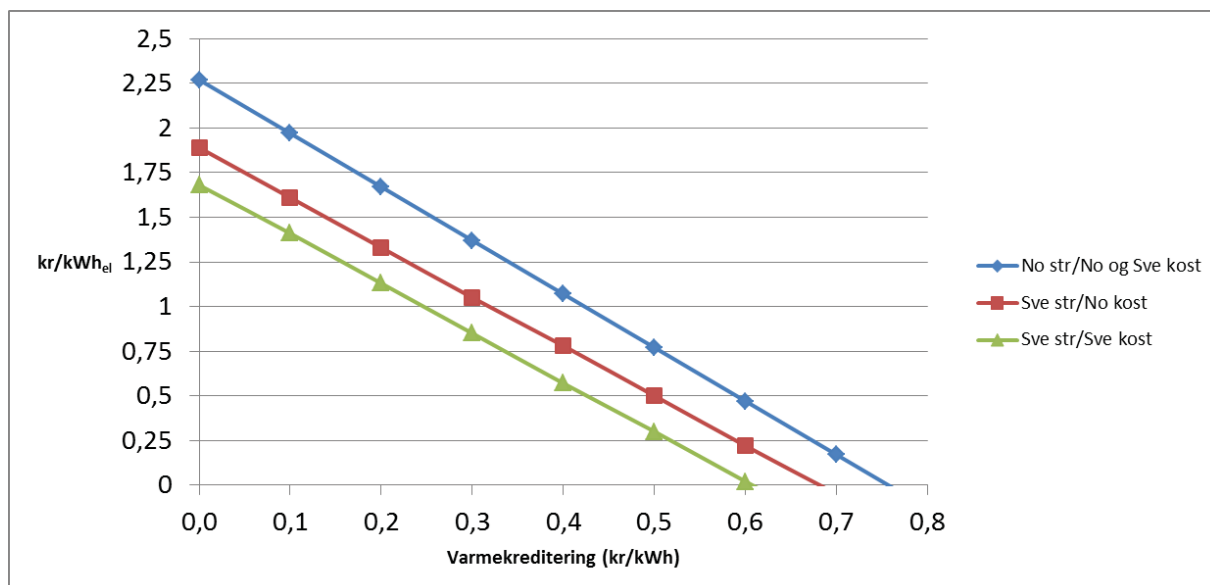


Figur 3.7. Elkostnadens følsomhet for endring av brenselpris for kraftvarmeverk (skogsflis) der varmepumpe er alternativkostnaden for varmen og brenselpris for varmepumpen holdes som forutsatt.

Figur 3.7 viser at selv med tilnærmet gratis brensel for et kraftvarmeverk vil elkostnaden fra dette bli over 0,4 kr/kWh dersom varmekrediteringen er basert på alternativ varmekostnad fra varmepumpe.

3.2.3 Endring av varmekreditering

Den alternative varmekostnaden som legges til grunn for varmekrediteringen er avgjørende for elkostnaden fra kraftvarme. Hva man kan legge inn som varmekreditering vil variere fra anlegg til anlegg. I figur 3.8. vises elkostnadens følsomhet for endret varmekreditering. Med denne følsomhetsanalysen elimineres usikkerheten rundt beregning av alternativ varmekostnad og man kan i stedet lese direkte i figuren hvilken elkostnad man vil få med valgt varmekreditering. Forutsetningene for kraftvarmeverkene er fortsatt som beskrevet i kapittel 2.



Figur 3.8. Elkostnadens følsomhet for endring i varmekreditering. For norsk størrelse er det minimal forskjell ($<0,01\text{kr}$) om utregningen er basert på norske eller svenske kostnader, derfor synes disse to casene som en kurve.

Som vi ser v figur 3.8. vil en varmekreditering mellom 0,6 og 0,75kr/kWh gi en elkostnad lik null. For å få elkostnaden under 0,5kr/kWh må varmekrediteringen være over 0,4kr/kWh.

4. Diskusjon

Innhenting av kostnader og grunnlag for dimensjonering med dertil hørende resultater har ikke gitt noe klart svar på hvorfor kraftvarme fra bioenergi er mye mer utbredt i Sverige enn i Norge.

Elkostnadene blir høye uansett alternativ. Foreløpig er det kun regnet på kostnader uten hensyn til skatt, avgifter og støtteordninger. Senere i diskusjonskapitlet vil det bli drøftet om det er slike forskjeller mellom landene som påvirker eller om det er andre forhold som ikke direkte kan knyttes opp mot økonomi. Første del av diskusjonen skal se mer direkte på forutsetningene og resultatene. Selv om resultatene ikke viser noen stor forskjell er det ikke uinteressant å studere disse litt nærmere og se om det kan ligge forskjeller mellom landene i forutsetninger og resultater.

4.1 Drøfting av resultater og forutsetninger

4.1.1 Forutsetninger

I oppgaven er det forutsatt et anlegg med mottrykksturbin og røykgasskondensering. Dette er en teknologi som gir høy total brenselutnyttelse, men lavt el-utbytte. Dersom man har god avsetning av varmen er dette optimalt. Med økte elpriser og rett til salg av el-sertifikater vil det bli mer aktuelt å dimensjonere for høyere el-utbytte. Dette drøftes også av Elforsk (Nystrøm et al. 2011) i rapporten "El från nya och framtida anläggningar", å unnlate røykgasskondensering gir 4,5 % høyere el-utbytte og man slipper å investere i slikt utstyr. Dersom man kun skal levere varme til et fjernvarmenett med lavt temperaturbehov (kun til oppvarming, ikke industri) kan det også tenkes at et kraftvarmeverk kan installere en kondensasjonsturbin i stedet for en mottrykksturbin. Jeg mener at det spesielt i Norge, som har lite utbygd fjernvarmenett og dermed dårligere muligheter for avsetning av varme, vil være aktuelt å vurdere å optimalisere kraftvarmeverk mer mot elproduksjon. En optimalisering mot elproduksjon vil også kunne gi høyere brukstid. Denne oppgaven har ikke regnet videre på andre løsninger for optimalisering av el- og varmeproduksjon, men det oppfordres til ytterligere forskning og undersøkelser på dette feltet.

I de to kildene som er brukt for Norge og Sverige er det ikke like størrelser for kostnadstallene som er oppgitt. Dette har gjort at svenske kostnader (Elforsk) både med norsk og svensk størrelse er basert på noe større anlegg enn norske kostnader (NVE). Særlig for svensk størrelse gjør dette utslag da det ikke er gitt kostnader for så store anlegg i NVEs Håndbok 1. Dette skulle i teorien gjøre at svenske kostnader er lavere enn om man hadde sammenliknet helt like størrelser. På tross av dette viser resultatene at forskjellen i elkostnader for kraftvarme mellom landene er mindre enn forventet.

De spesifikke kapitalkostnadene gitt i kr/kW er for den alternative varmekostnaden svært høy med svenske kostnader sammenliknet med norske. Også for kraftvarme er de svenske kostnadene minst like høye som de norske, dette er unntatt den største størrelsen der de svenske er lavere, men dette kan forklares med skalaproblemet drøftet i forrige avsnitt.

For en investor vil kalkulasjonsrenten for en investeringsbeslutning avhenge av andelen egenkapital med et gitt avkastningskrav og andelen lån med dets betingelser. En metode for å finne kalkulasjonsrenten med disse betingelsene kalles "Weighted Average Cost of Capital" (WACC). WACC vil variere mye etter hvem som er utbygger. En kommune vil for eksempel kunne ha en mye lavere rente enn en investor som ønsker høy avkastning på sin kapital (Nystrøm et al. 2011).

Kraftvarme har høye kapitalkostnader og en marginal lønnsomhet (Norsk Energi 2011). Man er avhengig av at forholdet mellom brenselpris og pris på el og varme ikke endrer seg i negativ retning. Men, dette er det stor usikkerhet rundt. En investor vil dermed kreve høy risikopremie, noe som i en planleggingsfase vil gi enda dårligere forutsetninger for lønnsomhet.

For drift og vedlikeholdskostnader er det liten sammenheng mellom tall gitt av Elforsk og av NVE. For faste kostnader for både varmeproduksjon og kraftvarme ligger de svenske kostnadene tre ganger så høyt som de norske, mens de variable kostnadene er to-tre ganger høyere for norske kostnader enn de svenske. I sum blir det for alternativ varmeproduksjon høyere drift og vedlikeholdskostnader for begge størrelser med svenske kostnader. For kraftvarmeproduksjon er de totale kostnadene jevnere og svenske kostnader er høyest for norsk størrelse mens norske kostnader er høyest for svensk størrelse. At norske kostnader er høyest for kraftvarme i svensk størrelse kan forklares med skalaproblemet drøftet tidligere. Dermed kan det oppsummeres med at Elforsk jevnt over oppgir høyere drift og vedlikeholdskostnader enn NVE. Dette stemmer ikke overens med det generelle kostnadsbildet og forskjeller mellom Norge og Sverige. Det skal i utgangspunktet være lavere kostnader generelt i Sverige enn i Norge.

Brenselkostnadene som er oppgitt er lavere med svenske kostnader enn Norske. Tilgangen på brensel til en akseptabel pris er en barriere. Dette er omhandlet i innledningen. Vi har mer enn nok brensel i Norge, utfordringen er å greie å øke avvirkingen med de lave prisene man er avhengig av for å få lønnsomhet i kraftvarme.

4.1.2 Resultatene

For alternativ varmeproduksjon varierer kostnaden fra 0,17 kr/kWh for eksisterende varmepumpe til 0,46 kr/kWh for nyetablert bioenergibasert varmesentral med norsk størrelse og svenske kostnader. For både norsk og svensk størrelse er de svenske kostnadene høyest for nyetablert varmesentral mens det er motsatt for eksisterende, der er det norske høyest. Dette er fordi de svenske kostnadene for varmesentralene gitt av Elforsk er mye høyere enn de norske gitt av NVE. Hvilken alternative varmekostnad man krediterer inn i en kalkyle for kostnadene til kraftvarme er avgjørende. Det ser man også i resultatene i denne oppgaven. Nyetablert varmesentral gir lavere elproduksjonskostnader. Elproduksjonskostnadene er lavere med svenske kostnader der alternativet er nyetablert varmesentral enn med norske, en stor del av dette kan skyldes at varmekostnaden er såpass høy for de svenske alternativene. For eksisterende varmesentral er elproduksjonskostnaden mellom landene jevnere, og faktisk lavere for norske kostnader enn svenske for norsk størrelse.

Resultatene i denne oppgaven er ikke som forventet. Skal man stole på tallene er det ikke de økonomiske kalkylene i seg selv som utgjør den store forskjellen mellom landene. For å sammenlikne med andre kilder viser tabell 4.1. elproduksjonskostnader for kraftvarme fra forskjellige andre kilder.

Tabell 4.1 Kostnader i kr/kWh for kraftvarme, gitt av noen andre kilder. Tallene er omtrentlige, men gir en pekepinn på hva andre har regnet seg frem til.

Kilde	Land	Effekt (MW)	Elprod. (GWh)	Varme-kred.	El-kost.	Merknad
NVEs håndbok 1	Norge	3,5	17,5	0,4	0,74	
NVEs håndbok 1	Norge	10	63	0,37	0,67	
Elforsk, El från nya och framtida anläggningar	Sverige	5		0,23	1,17	Med variabel varmekreditering, dette tilsvarer eksisterende anlegg
Elforsk, El från nya och framtida anläggningar	Sverige	30		0,23	0,92	Med variabel varmekreditering, dette tilsvarer eksisterende anlegg
Göran Bergendahl, Handelshögskolan vid Göteborgs universitetet, Investeringar i kraftvärme	Sverige	49,8	291	0,5	< 0,61	Kun nåverdieregning, men har fått positiv nåverdi dermed må elproduksjonskostnad være lavere enn gitt inntekt fra el i hans kalkyle
Norsk Energi, kraft fra biobrensel	Norge	3	17	0,47	0,92	Ikke brukt begrepet varmekreditering, men oppgir kostnad for varmeproduksjon og kostnad for elproduksjon
Norsk Energi, kraft fra biobrensel	Norge	7,5	43	0,43	0,81	Ikke brukt begrepet varmekreditering, men oppgir kostnad for varmeproduksjon og kostnad for elproduksjon
Norsk Energi, mulighetsstudie biokraft	Norge	2			0,6	Kun gitt tall i diagram i figur. Kostnad er for biokraft i industrianlegg.
Norsk Energi, mulighetsstudie biokraft	Norge	10			0,5	Kun gitt tall i diagram i figur. Kostnad er for biokraft i industrianlegg.

Tabell 4.1. viser tall med noe forskjellige utgangspunkt og inndata. NVEs Håndbok 1 (Hofstad 2011) oppgir en betydelig lavere elproduksjonskostnad enn beregningene i denne oppgaven viser, det er kan være fordi den forutsetter en lengre brukstid. Elforsk (Nystrøm et al. 2011) får også noe lavere kostnader enn denne oppgavens beregninger. Norsk Energis to studier som er presentert i tabell 4.1. gir også lavere produksjonskostnader enn denne oppgaven.

Det er ingen andre kjente kilder som har brukt LCOE metodikk for beregning av kostnader til kraftvarme. Derfor er det ikke helt enkelt å finne andre kilder med sammenlignbare kostnadstall. Uansett viser både denne oppgaven og andre kilder at det er høye kostnader for produksjon av kraftvarme.

Kostnadene som er regnet i denne oppgaven er basis, man må legge til distribusjon, tilkobling, tomtekostnader mm. Når man da vet at snittprisen på Nordpool (gitt av beregning for elkostnad til varmepumpe, vedlegg 1) de siste fem årene har vært 0,32 kr/kWh, er det enkelt å forstå at det ikke er mye utbygd kraftvarme fra bioenergi i Norge og fortsatt vanskelig å forstå hvorfor dette er så utbredt i Sverige. I kapittel 4.2. drøftes dette videre, med fokus på støtteordninger og el-sertifikater. Det diskuteres også hva valget av allokering har å si for resultatet.

Men først noen momenter rundt følsomhetsanalysen. Selv svært lave brenselpriser eller svært lav rente gir høye elproduksjonskostnader. Dette er et utsalg av valgt allokeringsmetode der elkostnadene avhenger av varmekostnadene. Rente og brenselkostnader endrer seg for både alternativ varmeproduksjon og for kraftvarmeproduksjon.

Følsomhetsanalysen som viser elproduksjonskostnad med varierende varmekreditering er interessant. Varmekostnadene i denne oppgaven er usikre, derfor vil det være interessant å se på hva andre kilder oppgir av varmepriser også se hva en kreditering lik denne vil gi av elpris.

Bergendahl (2008) bruker i en rapport om investeringer i kraftvarme gjort ved Handelshøyskolen ved Universitetet i Gøteborg en varmekreditering på 0,5 kr/kWh, denne er beregnet utifra en fjernvarmepris til forbruker på 0,6 - 0,7 kr/kWh. Fra denne prisen til forbruker er kostnader til vedlikehold, kapital og tap i fjernvarmenettet er trukket fra. Med disse tallene lagt til grunn kan vi anta at varmeprisen en produsent kan regne med er 75 % av prisen forbruker betaler.

Hafslund varme er en av de største fjernvarmeprodusentene i landet og er dermed en solid referansekilde for fjernvarmepris. Hafslunds årsrapport for 2011 viser en kvartalsvis snittpris for fjernvarme. Denne var høyest for 1. kvartal med 0,8 kr/kWh og lavest for 3. kvartal med 0,6 kr/kWh, ekskl. mva. For 2011 oppgir SSB (2012) en gjennomsnittlig fjernvarmepris for landet på 0,68 kr/kWh, ekskl. mva., dette stemmer godt overens med Hafslunds fjernvarmepriser. 75 % av fjernvarmeprisene til Hafslund ville gitt en varmekreditering på hhv. 0,6 og 0,45 kr/kWh. Med denne varmekrediteringen lagt til grunn viser tabell 4.2. hva el kostnadene ville blitt for de forskjellige størrelsene.

Tabell 4.2. Viser hva elproduksjonskostnadene ville blitt dersom Hafslunds fjernvarmepriser for 2011 legges inn som varmekreditering.

Case	Elkostnad ved varmekreditering 0,45 kr/kWh _{varme}	Elkostnad ved varmekreditering 0,6 kr/kWh _{varme}
Norsk størrelse / norske kostnader	0,92 kr/kWh _{el}	0,47 kr/kWh _{el}
Norsk størrelse / svenske kostnader	0,92 kr/kWh _{el}	0,47 kr/kWh _{el}
Svensk størrelse / norske kostnader	0,64 kr/kWh _{el}	0,22 kr/kWh _{el}
Svensk størrelse / svenske kostnader	0,44 kr/kWh _{el}	0,02 kr/kWh _{el}

Som tabell 4.2. viser vil en varmekreditering tilsvarende Hafslunds fjernvarmepriser for 2011 gi elkostnader som er noe nærmere det man kan forvente for å få lønnsomhet. For svensk størrelse og den høyeste varmeprisen gir det forholdsvis lave elkostnader. For svenske kostnader er varmekrediteringen på 0,6 kr/kWh nesten nok til å gi elproduksjonskostnad lik null, men her er det viktig å fortsatt huske på at kostnadene i denne oppgaven er basis og at det tilkommer flere kostnader før elkraften er hos forbruker.

4.2. Hva må til for å få lønnsomhet?

Kraftvarme fra bioenergi er utbredt i Sverige, det ville det neppe vært uten lønnsomhet. I dette kapitlet drøftes økonomiske virkemidler som har vært i Sverige og de som er nå. Kjennskapen om landene fra denne oppgaven tyder på at det er mer planer for ytterligere bygging av kraftvarme i Sverige enn i Norge. Resultatene viser at det er små økonomiske forskjeller mellom landene dersom man ser bort fra skalaeffektene. Med en felles ordning for el-sertifikater vil denne støtten være lik i Norge og i Sverige og dermed de økonomiske forutsetningene likere. For økonomiske forutsetninger

gjenstår da skatter, avgifter og om energiprisene man kan oppnå for solgt varme og kraft er forskjellig.

4.2.1 Økonomiske forhold

Kraftprisene for både Norge og Sverige settes gjennom markedet i Nordpool, men det er forskjellige soner. Fra vedlegg 1, "Elpris for varmepumpe", har vi at gjennomsnittlig kraftpris for Oslo området de siste fem årene har vært 0,32 NOK/kWh. Tar man gjennomsnittet for Sverige de siste fem årene får man 0,36 NOK/kWh. (Sverige hadde kun et budområde i Nordpool frem til 2011. Prisen er regnet som landsgjennomsnitt for 2012. 2011 er det ikke gitt tall for Sverige i Nordpool). Forskjellen mellom landene er ikke veldig stor, men med noen marginer her i tillegg til marginene på produksjon gitt av resultatene/drøftingen ovenfor så gir det bedre lønnsomhet i Sverige enn i Norge.

For Norge var gjennomsnittsprisen for fjernvarme i 2011 på 0,68 kr/kWh, ekskl. mva. (SSB 2012). Svensk Fjärrvärme 2012 oppgir fjernvarmeprisstatistikk for Sverige. Volumvektet gjennomsnittspris på fjernvarme var for 2011 0,74 SEK/kWh, inkl. mva. (Svensk Fjärrvärme AB 2012). Dersom man trekker fra 25 % mva. og regner om til NOK med forutsetninger gitt tidligere i oppgaven gir dette en fjernvarmepris på 0,52 NOK/kWh. Dette er betydelig lavere enn den norske snittsprisen og dette vil med valgt allokering gi store utslag på elproduksjonskostnadene i kraftvarme.

Svenskenes lavere varmepris kan skyldes at deres anlegg i stor grad er nedbetalt, dermed er det kun de marginale driftskostnadene som skal dekkes inn. I tillegg er anleggene i stor grad eid av kommuner som ikke har som formål å tjene penger, men å levere rimelig varme til innbyggerne.

El sertifikater

Inntektene en produsent får fra el fra kraftvarme er kraftpris pluss el-sertifikat. Svenske Ekonomifakta (2013) har statistikk for el-sertifikatpriser tilbake til 2006. Gjennomsnittsprisen for årene 2006-2012 var på 0,23 SEK/kWh, etter at den nye fellesordningen ble innført fra 2012 har gjennomsnittsprisen vært på 0,18 SEK/kWh. Omregnet til NOK med forutsetninger gitt tidligere gir dette 0,20 kr/kWh for 2006-2012 og 0,16 kr/kWh fra ordningen ble innført i 2012 og frem til i dag. En pris på 0,16 kr/kWh stemmer også overens med Statnetts statistikk. Per mai 2013 var prisen på el sertifikater på 0,17 kr/kWh.

Elkostnadene utregningene i denne oppgaven gir er så høye at en el-sertifikatpris på 0,17 kr/kWh ikke er nok til å gjøre det lønnsomt alene.

Skatt

Å gå detaljert inn på skatte- og avgiftsordninger for kraft og varmeproduksjon for Norge og Sverige er det ikke anledning til innenfor tidsrammene for denne oppgaven. I en presentasjon for Energi Norge har Åsmund Jenssen i THEMA Consultin Group (Jenssen 2013) satt opp en sammenstilling mellom Norge og Sverige på skatt på kraft. Denne vises i figur 4.1. I figuren brukes begrepet biokraft, dette kan være kraftproduksjon fra biobasert kraftvarmeverk.

	Norge			Sverige		
	Vindkraft	Vannkraft	Biokraft	Vindkraft	Vannkraft	Biokraft
Skattesats alminnelig inntekt	28%	28%	28%	22%*	22%*	22%*
Grunnrenteskatt	Nei	30% (>5500 kVA)	Nei	Nei	Nei	Nei
Eiendomsskattesats	0,7%	0,7%	0,7%	0,2%	2,8%	0,5%
Eiendomsskattegrunnlag	Takstverdi	Formues-verdi (> 10 000 kVA) eller skattemessig verdi (< 10 000 kVA)	Takst-verdi	Normert verdi**	Normert verdi**	Normert verdi**
Konsesjonsbaserte ordninger	Nei	Ja (storskala)	Nei	Nei	Ja, men begrenset omfang	Nei

*Forslag til statsbudsjett 2013 (ned fra 26,3%, ikke endelig vedtatt)

**Endrede regler for 2013 (netto en viss økning i eiendomsskattegrunnlaget, vedtatt)

Figur 4.1. Sammenstilling av skattesystemene for kraftproduksjon i Norge og Sverige. (Jenssen 2013).

Som vi ser av figur 4.1. er det lavere skatter for biokraft i Sverige enn i Norge. Et biokraftprosjekt som gir 11 % avkastning før skatt vil med skattesatsene vist i figur 4.1. gi 9 % avkastning i Sverige og 7,7 % i Norge (Jenssen 2013).

4.2.2 Allokering og aktører

Valg av allokeringsmetode for kostnadene er avgjørende for hvilken elpris man får fra en lønnsomhetsanalyse for kraftvarme. En analyse med andre allokeringsmetoder vil være interessant og dette anbefales for videre studier. Metoden som fordeler kostnadene etter eksergi ville muligens gi et mer fordelaktig bilde for elproduksjonen. Kraftbonusmetoden blir brukt av aktører i Sverige som bygger kraftvarme for å få en lavere varmepris til sine kunder, dette betinger at elproduksjonen er lønnsom. Kraftbonusmetoden er på mange måter samme allokering som er gjort i denne oppgaven bare at man snur regnestykket og har en kreditering for el i de totale kostnadene for varmeproduksjonen.

I Sverige er det mange offentlige aktører, anleggene er ofte ei av kommuner. Disse har ikke samme kravet til avkastning på kapital som en investor som kan velge hvilke prosjekt han vil investere i. Dessuten viser det seg at svært få av aktørene har gjort noen form for allokering i en investeringsbeslutning (Sjans & Åslund 2008). Metodene som brukes er subjektive og til dels kreative. Dette betyr at de svenske selskapene, dersom de gjør en lønnsomhetsvurdering, regner med at kraftvarmeproduksjon gir bedre lønnsomhet enn varmeproduksjon alene. Dette til tross for at de fleste kilder opererer med en elkostnad fra kraftvarme som er høyere enn man kan forvente å få i elpris.

De norske aktørene er også i stor grad offentlige, men det er allikevel større selskaper med en bredere produksjonsportefølje. De fleste er energiselskaper med elproduksjon fra kilder som gir en helt annen lønnsomhet.

4.3.2 Andre forhold

Tilgangen på varmemarkeder er avgjørende for lønnsomheten (Norsk Energi 2011). Denne oppgaven ser på fjernvarme som varmemarkedet. Som omtalt flere steder i oppgaven er ikke fjernvarme godt utbygd i Norge, men det er en del planer og mulighetene for varmemarkeder er der. Et kraftvarmeanlegg med en hvis størrelse er et forholdsvis arealkrevende fabrikanlegg (Norsk Energi 2011), dette vil det være naturlig å plassere på industriområder som ofte ikke ligger i nærheten av bolig- og kontorområder som har varmebehovet. Blir distansene for store svekker også dette lønnsomheten.

I utgangspunktet er kraft- og varmeproduksjonen i kraftvarmeverk avhengig av hverandre. Men med noen teknikker kan dette forholdet justeres og kraftvarmeverk kan bidra til fleksibilitet i kraftsystemet.

Dersom man installerer kjøletårn kan man produsere elektrisitet også når det ikke er varmebehov og man kan med et kraftvarmeverk levere oppregulering inn i systemet når det blir mangel på kraft (Ea Energianalyse a/s 2010). Det er liten erfaring med kostnader for mindre skala. For tradisjonelle kjøletårn må man regne med en investeringskostnad på 0,5 – 1,2 mill.DKK. pr installert MW kjølt varmeeffekt. Dansk Gasteknisk Center oppgir at man for mindre anlegg kan benytte tørrkjøling, dette har noe lavere investeringskostnader. Man må også huske at man ved kjøling går glipp av inntekter til varmesalg, dermed må man få meget godt betalt for denne kraften.

Varmelagring er en annen mulighet. Dette kan frigjøre bunden elproduksjon ved at man kan produsere mer el ved samme varmebehov (Ea Energianalyse a/s 2010). Varmelagring begrenses av kapasiteten, og fleksibiliteten blir borte dersom kapasiteten er utnyttet. Varmelagring kan benyttes både til opp- og nedregulering. Man kan lagre varme når el-behovet er stort og bruke av lageret når el-behovet er lite..

Til slutt må det nok en gang nevnes at valgte forutsetninger i denne studien er de som mest sannsynlig gir lavest lønnsomhet. Dersom man hadde hatt anlegget i samband med industri ville man fått mange synergieffekter som ville gitt bedre lønnsomhet. Bedre lønnsomhet vil man også oppnå ved å benytte en type brensel man får betalt for å ta imot, slik som avfall.

5. Konklusjon

Resultatene i oppgaven viser at elproduksjon fra kraftvarme basert på bioenergi og varmeleveranse til fjernvarme gir høye kostnader. Dette skyldes i stor grad at det finnes andre rimeligere måter å dekke varmebehovet i et fjernvarmenett på, noe som igjen gir lav varmekreditering i kalkylene for elproduksjonen. Varmekrediteringen er avgjørende i kalkylene og følsomhetsanalysen viser at en høyere varmekreditering gir lavere elkostnad.

Bioenergibasert kraftvarme med varmeleveranse til fjernvarme vil ikke kunne gi lønnsomhet uten betydelige støtteordninger eller ved at andre faktorer enn rein økonomisk lønnsomhet gis stor betydning. Slike faktorer kan være fleksibilitet, lokal produksjon, forsyningssikkerhet, avsetningsmuligheter for skogsressurser mm. Dersom kraftvarme etableres i samband med passende industri og/eller med brenning av avfall og restprodukter vil dette sannsynligvis også bedre lønnsomheten.

Resultatene viser at forskjellen mellom landene basert på kostnadstallene fra oppslagsverkene er forholdsvis små. Det som gjør størst utslag er størrelse. Fjernvarmenettene er større i Sverige enn i Norge.

Både i Norge og i Sverige eies de fleste aktørene av det offentlige. I Sverige er det stort sett lokale aktører eid av den enkelte kommune eller by som har kraftvarmeverk og fjernvarme. I Norge er de store fjernvarmeaktørene større energiselskaper som også har elproduksjon fra andre kilder som gir bedre lønnsomhet en elproduksjon fra kraftvarme. El-sertifikater har hatt stor betydning for satsingen på kraftvarme i Sverige.

At kraftvarme er mer utbredt i Sverige enn i Norge skyldes mange ting. Funnene i denne studien viser at den viktigste faktoren er det godt utbygde fjernvarmesystemet med store nett som krever mye varme. Det kan også tyde på at lokale energiverk med lite krav til avkastning på kapital og at de var tidlig uten med el-sertifikater har hatt stor betydning.

Kildeliste

- Berg, L. N., Jørgensen, P. F., Heyerdahl, P. H. & Wilhelmsen, G. (2003). Bioenergiressurser i Norge. I: NVE (red.).
- Bergendahl, G. (2008). Investeringar i kraftvarme - Ekonomiska och miljömässiga fördelar. *FE rapport*. 32 s.
- Bergseng, E., Eid, T., Rørstad, P. K. & Trømborg, E. (2012). Bioenergiressurser i skog - kartlegging av økonomisk potensial.
- Bernhard, P. & Bugge, L. (2007). Biomasse - nok til alle gode formål? Rapport for NVE.
- Birkeland, Tveiten & Eide. (2005). Faktaprojekt Fjernvarme i Norge. *NVE/ENOVA*.
- Boye, K. & Koekebakker, S. (2006). *Finansielle emner*, b. 14. utgave: Cappelen Akademisk Forlag.
- Bøeng, A. C. (2011). Hvordan kan Norge nå sitt mål om fornybar energi i 2020? *Økonomiske analyser*, SSB, 6/2011.
- Bårdsgård, H. (2013). *Skogeiere i distriktene får minst for tømmeret*: Nationen.no. Tilgjengelig fra: <http://www.nationen.no/2013/01/29/naring/skog/massevirke/tommerpris/papirtommer/7925461/> (lest 15.04.2013).
- Ea Energianalyse a/s. (2010). Markedsgoerelse af forsyningssikkerhed. København.
- Ekonomifakta. (2013). *Elcertifikat*. Tilgjengelig fra: <http://www.ekonomifakta.se/sv/Fakta/Energi/Styrmedel/Elcertifikat/?from14309=2006&to14309=2013> (lest 10.05.2013).
- Fornybar Energi. (2013). *Fornybar.no*. I: Authen, M. L. (red.). Tilgjengelig fra: <http://fornybar.no/> (lest 15.5.2013).
- Havskjold, M. (2013). *Pers.med. og undervisning på UMB. Hovedveileder masteroppgaven*.
- Heyerdahl, P. H. (2002). *Samspill mellom bioenergi og elkraft*. RST-nett - Cappelen. Tilgjengelig fra: http://rsteposten.cappelen.no/g-artikler/bioenergi_og_elkraft.doc (lest 15.05.2013).
- Hofstad, K. (2011). Håndbok nr 1/2011 Kostnader ved produksjon av kraft og varme: NVE.
- IEA. (2010). Projected cost of generating electricity. *International Energy Agency (IEA)*.
- IEA. (2012). Technology Roadmap Bioenergy Heat and Power. I: OECD/IEA (red.). Paris.
- IEA et al. (2013). Nordic Energy Technology Perspectives.
- Jenssen, Å. (2013). *Sertifikatkraft og skatt*. Tilgjengelig fra: <http://www.energinorge.no/getfile.php/FILER/KALENDER/Foredrag%202012/%D8konomi-%20og%20kapitalmarkedsdagene/14.%20Jenssen.pdf>.
- Jørgensen, P. F., Bernhard, P. & KanEnergi AS. (2004). Elproduksjon basert på biobrensler teknisk - økonomisk potensial. I: NVE (red.). Oslo.
- Langerud, B., Størdal, S., Wiig, H. & Ørbeck, M. (2007). Bioenergi i Norge - potensialer, markeder og virkemidler. *Rapport for OED: Østlandsforskning*.
- Martinsson, F., Gode, J. & Ekvall, T. (2012). Kraftvärmeallokeringar - En översikt. *Svensk Fjärrvärme AB*.
- Norsk Energi. (2011). Mulighetsstudie biokraft. Oppdragsrapport for Enova SF.
- NOU:9. (2012). *Energiutredningen - verdiskaping, forsyningssikkerhet og miljø*. Olje og Energidepartementet.
- NVE. (2013). *Elsertifikater*. Tilgjengelig fra: <http://www.nve.no/no/kraftmarked/elsertifikater/> (lest 15.04.2013).
- Nystrøm, O., Nilsson, P., Ekström, C., Wiberg, A., Ridell, B. & Vinberg, D. (2011). El från nya och framtida anläggningar. *Elforsk rapport*.
- PWC & NFF. (2012). Risikopremien i det norske markedet 2012 og 2013. *PWC og Norske finansanalytikers forening*.
- Sarsten, A. (2007). *Stirlingmotor*: Store norske leksikon (2005-2007),. Tilgjengelig fra: <http://snl.no/stirlingmotor> (lest 15.05.2013).
- Sintef. (2013). *Biomasse kraft-varme (CHP) i Norge - hvor står vi og hvor går vi?*. Tilgjengelig fra: <http://www.sintef.no/SINTEF-Energi-AS/Xergi/Xergi-2012/Xergi-20121/Biomasse-kraft-varme-CHP-i-Norge--Hvor-star-vi-og-hvor-gar-vi/> (lest 15.04.2013).

- Sjans, D. & Åslund, H. (2008). *Fördelning av samkostnader – En studie över hur svenska energibolag fördelar samkostnader mellan el och fjärrvärme i et kraftvärmeverk*: Göteborgs Universitet, Handelshögskolan.
- SSB. (2012). *Fjernvarme*. Tilgjengelig fra: <http://www.ssb.no/fjernvarme> (lest 10.05.2013).
- SSB. (2013). *Temaside skog*. Tilgjengelig fra: <http://www.ssb.no/skog/> (lest 15.5.2013).
- Svebio. (2008). *Kraftvärmeutbyggnad 2007 -2015*: Svebio, Skogs Industrierna, Svensk Fjärrvärme, Svensk Energi.
- Svensk Fjärrvärme AB. (2012). *Fjärrvärmepriser 2012*. Tilgjengelig fra: <http://www.svenskfjarrvarme.se/Global/Statistik/%c3%96vriga%20dokument/2012/Fj%c3%a4rrv%c3%a4rmepriser%20PM%202012.pdf> (lest 10.05.2013).
- Trømborg, E., Bolkesjø, T. F. & Solberg, B. (2007). *Skogbasert bioenergi til oppvarming : økonomisk potensiale i Norge og effekt av økonomiske virkemidler*, b. 9. [Ås]: Institutt for naturforvaltning, Norges landbrukshøgskole. 28 s. : diagr. s.
- Trømborg, E. (2013). *Pers.med. og undervisning på UMB. Biveileder masteroppgaven*.
- Värme- och Kraftföreningen. (2008). *Medlemsblad*. Tilgjengelig fra: http://www.vok.nu/vok/Upload/Medlemsblad/2008_Medlemsblad_3.pdf.

Vedlegg 1, Elpris som brensel for varmepumpe

Kraftpris:

Kraftprisen varierer mye over året og mellom år i tillegg varierer den mellom prissoner. Siden de fleste aktuelle konsesjonene er på Østlandet er det valgt prissone Oslo. Videre er det brukt et gjennomsnitt for siste fem år for å jevne ut variasjon mellom årene. Nordpools statistikk deler opp året i tre kategorier, det er vår/høst, sommer og vinter. Siden varmepumpen vil bruke mest kraft på vinteren når behovet for varme er størst vil det bli feil å bruke en gjennomsnittspris over året, det er derfor valgt å regne ut en vektet snittpris, se tabell 1. Vektingen er et estimat, eksakt forbruk i praksis må beregnes for det enkelte anlegg.

Tabell 1. Kraftpris med vekting av forbruk.

		Gjennomsnitt siste fem år	Prosent vektet
Vinter	kr/kWh	0,406	50 %
Vår/høst	kr/kWh	0,270	40 %
Sommer	kr/kWh	0,280	10 %
Snitt pris uten vekting	kr/kWh	0,319	
Vektet snittpris	kr/kWh	0,339	

Nettleie

For nettleie brukes Hafslund netts priser for 2013 som basis. En så stor varmepumpe som det her er snakk om vil få effektavregning og den vil kunne kobles på høyspent. Nettleien består da av et energiledd og et effektledd. Effektleddet regnes etter maks effektuttak pr. måned. Hafslund har en pris for vinter (nov-mars) og en for sommer (apr-okt) både for effekt og energileddet. Også for nettleie må det antas en fordeling av forbruk og effekt for å få en riktig vektet snittpris for året. Her ville det vært ønskelig å kunne bruke samme vekting som for kraftpris, men siden Hafslund deler opp året annerledes enn Nordpool må det gjøres et nytt estimat. Det er valgt å forutsette 50 % maks effekt i sommerhalvdelen av året, og 70 % av energiforbruket i vinterhalvdelen av året. Se tabell 2. Nok en gang er dette estimater og den eksakte fordelingen må beregnes for det enkelte anlegg.

Tabell 2. Nettleie.

		Sommer	Vinter	Vektet
Maks effekt levert	kW/mnd	5000	10000	
Virkningsgrad	kW/mnd	2,9	2,9	
Maks effekt brukt	kW/mnd	1724,14	3448,28	
Pris effektledd	kr/kW/mnd	13	63	
Pris effektledd	kr/kWh			0,09
Andel av energiforbruk		30 %	70 %	
Pris energiledd	kr/kWh	0,0255	0,033	0,03
Nettleie totalt	kr/kWh			0,12

Forbruksavgift

Forbruksavgiften bestemmes årlig og er for 2013 oppgitt av Toll- og avgiftsdirektoratet i "Rundskriv 10/2013 – Avgift på elektrisk kraft" til å være 0,0045kr/kWh for produksjonsbedrifter herunder el brukt til fjernvarme.