



Rapport *Report*

Lönsamhet för småskalig biobränslebaserad
kraftvärme – förutsättningar och framtidsutsikter
*Profitability of Small-Scale Combined Heat and Power
Production Using Biofuels – Conditions and Future Prospects*

Cecilia Sundberg
Ruben Svensson
Maria Johansson

SLU, Sveriges lantbruksuniversitet
Fakulteten för naturresurser och lantbruksvetenskap
Institutionen för energi och teknik

Swedish University of Agricultural Sciences
Department of Energy and Technology

Lönsamhet för småskalig biobränslebaserad kraftvärme – förutsättningar och framtidsutsikter

Cecilia Sundberg
Ruben Svensson
Maria Johansson

Rapport/Report
ISSN 1654-9406
033

Uppsala 2011

Nyckelord: Småskalig kraftvärme, gårdsenergi, närvärme, halm, biogas

Summary

Combined heat and power (CHP) using biofuels is one possible means to reduce emissions of greenhouse gases and increase the use of renewable energy. Cogeneration is also an efficient way to utilize the energy in biofuels. The aim of the project has been to determine if there are economically viable cogeneration technologies for small-scale use. Three case studies were performed, examining facilities using different technologies and fuels. The studied facilities included one small-scale district heating plant using wood chips, one plant producing heat for farm purposes using straw, and one planned biogas facility with dry fermentation.

Steam turbines for cogeneration in larger district heating plants are not economically viable for small-scale use for technological reasons, but there are other possible solutions. Such solutions include combustion engines, stirling engines, ORC technology (similar to steam technologies but using mediums with lower evaporation temperatures), flashbox technology (producing steam through pressure reduction), fuel cells and gas fueled microturbines. Depending on scale, fuel availability and other factors, different technological solutions may be best suited for different applications. Possible biofuels are wood chips, straw, grains, biogas and vegetable oils.

The feasibilities of different cogeneration technologies were assessed in each case study, and the examined plants were designed to meet the needs of power and heat. Power production and fuel requirements were calculated through simulations using heat demands and efficiency factors. By summing up results of hour-based simulations, annual values were obtained. The results were then used in financial calculations, where profitability was estimated from revenues and costs.

The profitability of cogeneration depends on several factors, which include fixed costs for investments, interests, grid connection fees and green certificate management. Fuel purchases, maintenance and potential cooling are examples of variable costs. Revenues are earned from sales of heat, electricity and green certificates. Furthermore, payment is received from the electricity grid owner as compensation for stabilizing the grid and increasing available power.

With the current electricity price it is difficult to achieve profitability for the kinds of small-scale cogeneration that were examined. At the most probable current costs and revenues, there was no profitability in any of the case studies. However, with slightly more optimistic values for service life, investment cost and fuel prices, simulations with current electricity prices achieved profitability in two of the cases. The investment cost was found to be more significant than fuel prices, and if technological development lowers the investment cost, profitability may increase, also if fuel prices rise.

Conditions for cogeneration are more favorable if revenues from heat production are obtained all year round. Additional uses for heat during periods of low load should be investigated, to maximize power production. System properties when operating at partial load are very important when determining appropriate cogeneration technology. A constant development of technologies for small-scale cogeneration makes decreased investment costs probable. Thus, there is every reason for the Swedish agricultural industry to monitor future advances in other Nordic countries and in Europe, to acquire up to date knowledge on the state of technological development in this field.

Sammanfattning

Utökad användning av bibränslebaserad kraftvärme är ett sätt att nå de nationella målen om minskade växthusgasutsläpp och ökad andel förnybar energi. Samtidig produktion av el och värme är ett effektivt sätt att utnyttja energin i bibränslen. Projektets syfte har varit att undersöka möjligheterna att med gott ekonomiskt resultat installera kraftvärmeteknik vid nystart och uppgradering av farmarenergianläggningar. Arbetet har genomförts i form av tre fallstudier med olika kombinationer av bränsle och teknik. Fallstudierna omfattar en fliseldad närvärmeanläggning, en halmeldad gårdsanläggning och en planerad torrrottningsanläggning för biogas.

Ångturbiner som används för kraftvärmeproduktion inom fjärrvärmesektorn är av tekniska skäl inte lönsamma i mindre skala, men annan teknik finns. Exempel på sådan teknik är förbränningsmotorer, stirlingmotorer, ORC (som liknar traditionell ångteknik men använder medium med lägre kokpunkt), bränsleceller, flashboxteknik (där hett vatten förångas genom tryckreducering) samt gasdrivna mikroturbiner. Beroende på skala, tillgängligt bränsle och andra faktorer kan olika tekniska lösningar vara aktuella i olika tillämpningar. Exempel på möjliga bibränslen är flis, halm, spannmål, biogas och vegetabiliska oljor.

För varje fallstudie gjordes en analys av vilka kraftvärmetekniker som skulle vara tekniskt möjliga att tillämpa. En dimensionering gjordes baserad på effekt- och värmebehov. Därefter beräknades bränslebehov och elproduktion i en simuleringsmodell utifrån värmebehov och verkningsgrader. Den tekniska simuleringen gjordes per timme, och summerades sedan till årsvärden. Resultaten användes sedan i en ekonomisk kalkyl för varje år, där lönsamheten beräknades utifrån intäkter och kostnader.

En kraftvärmeanläggnings ekonomi påverkas av flera faktorer. De fasta kostnaderna är investeringskostnad, ränta, nätavgift och elcertifikathantering. Bränsleinköp, anläggningsunderhåll och eventuell kylning hör till de rörliga kostnaderna. Inkomster inbringas vid försäljning av värme, el och elcertifikat. Dessutom erhålls ofta nätnytta och effektersättning från nätägaren.

Det rådande elpriset gör det svårt att uppnå lönsamhet för småskalig kraftvärme av de typer som studerats. I fallstudierna var ingen anläggning lönsam med dagens mest sannolika kostnader och intäkter. Känslighetsanalysen visade dock att med något optimistiska värden på investeringskostnad, livslängd och bränslepris skulle dagens elpris ge lönsamhet i två fall. Investeringskostnaden har större betydelse än bränslepriset, så om teknikutveckling ger sänkta investeringskostnader kan lönsamheten komma att förbättras trots stigande bränslepris.

Förutsättningen för lönsamhet är bättre med en inkomstbringande värmeavsättning under hela året. Ytterligare värmeavsättning under perioder med låg last bör också utredas för att maximera elproduktionen. Dellastegenskaperna är en mycket viktig parameter vid val av kraftvärmeteknik. Det pågår en ständig utveckling av teknik för småskalig kraftvärme och det är därför troligt att investeringskostnaderna kommer att minska. Det finns därför all anledning för lantbruksnäringen att följa utvecklingen i Norden och övriga Europa, så att kunskap om det aktuella teknikläget finns tillgänglig.

Förord

Denna rapport är ett resultat av projektet ”Kan kraftvärmeteknik vara lönsam för små farmarenergianläggningar?” som finansierats av Stiftelsen lantbruksforskning (SLF) bioenergiprogram. Huvuddelen av arbetet har genomförts under perioden september 2010-augusti 2011.

Projektet har genomförts av Cecilia Sundberg (projektledare), Ruben Svensson och Maria Johansson vid institutionen för energi och teknik, SLU i Uppsala. Ruben Svenssons arbete redovisas även i hans examensarbete Småskalig biobränsleeldad kraftvärmeproduktion – teknik och investeringsutrymme (2011).

Vi vill rikta ett varmt tack till alla uppgiftslämnare som generöst delat med sig av information och erfarenheter. Utan er hade det inte varit möjligt att genomföra arbetet!

Uppsala 26 september 2011

Cecilia Sundberg

Innehåll

1	Bakgrund.....	1
1.1	Syfte.....	1
1.2	Rapporten.....	1
2	Tekniköversikt	1
2.1	Förbränningsmotor	2
2.1.1	Gasmotor	2
2.2	Stirlingmotor.....	3
2.3	ORC	4
2.4	Flashboxteknik / Vaporel [®] -koncept.....	6
2.5	Mikroturbin.....	7
2.5.1	Externeldad mikroturbin	8
2.6	Bränsleceller	8
3	Bränslen	10
3.1	Träflis.....	10
3.2	Träflis från skogsbruk.....	10
3.2.1	Träflis från energiskog	10
3.2.2	Returflis	11
3.3	Halm	11
3.4	Spannmål	12
3.5	Biogas	13
3.5.1	Våtrötning.....	13
3.5.2	Torrötning.....	13
3.6	Vegetabiliska oljor – RME	14
4	Elmarknaden	14
4.1	Elnäten och krav på anslutningar.....	14
4.2	Ekonomi för småskaliga kraftvärmeproducenter	14
4.2.1	Nätavgift.....	15
4.2.2	Elpris	15
4.2.3	Bränslepris.....	16
4.2.4	Elcertifikat	16
4.3	Problem och möjligheter för småskaliga elproducenter	17
4.3.1	Framtida förenklningar	17

5	Lönsamhetsberäkningar	18
5.1	Beräkningsmodell	18
5.2	Beräkningar i fallstudierna	18
5.3	Känslighetsanalys	19
5.4	Gemensamma antaganden för fallstudierna.....	19
6	Fallstudier	20
6.1	Fallstudie 1 - Fliseldad närvärme	20
6.1.1	Bränsle.....	20
6.1.2	Effekt- och värmebehov	20
6.1.3	Elanslutning.....	21
6.1.4	Val av teknik	21
6.1.5	Arbetsbehov	21
6.1.6	Fallspecifika data.....	22
6.1.7	Resultat.....	22
6.1.8	Ytterligare värmeavsättning	23
6.2	Fallstudie 2 - Halmeldad gårdsanläggning	23
6.2.1	Bränsle.....	24
6.2.2	Effekt- och värmebehov	24
6.2.3	Elanslutning.....	24
6.2.4	Val av teknik	24
6.2.5	Arbetsbehov	25
6.2.6	Fallspecifika data.....	25
6.2.7	Resultat.....	26
6.2.8	Bortkylning av värme.....	26
6.3	Fallstudie 3 – Biogas från torrötning	27
6.3.1	Substrat.....	27
6.3.2	Bränsle.....	27
6.3.3	Värmebehov	28
6.3.4	Elanslutning.....	28
6.3.5	Val av teknik	28
6.3.6	Arbetsbehov	28
6.3.7	Fallspecifika data.....	29
6.3.8	Resultat.....	30
6.3.9	Ytterligare värmeavsättning	31

7	Diskussion.....	31
7.1	Alternativ teknik i fallstudierna.....	31
7.2	Förutsättningar för lönsamhet.....	31
7.2.1	Känslighet.....	32
7.2.2	Värmepris och värmeavsättning.....	32
7.3	Slutsatser från andra studier	32
7.3.1	Harads.....	32
7.3.2	Hagavik	33
7.3.3	Hortlax.....	33
7.4	Källor till ytterligare kunskap.....	34
8	Rekommendationer och slutsatser	34
8.1	Slutsats.....	34
8.2	Rekommendationer.....	34
9	Referenser	37

1 Bakgrund

Utökad användning av bibränslebaserad kraftvärme är ett sätt att nå de nationella målen att andelen förnybar energi år 2020 ska vara minst 50 procent av den totala energianvändningen, samt att växthusgasutsläppen för Sverige bör för år 2020 vara 40 procent lägre än 1990 (Regeringen, 2009). Samtidig produktion av el och värme är ett effektivt sätt att utnyttja energin i bibränslen. Inom fjärrvärmesektorn har kraftvärmeproduktion med ångturbiner vuxit stort på senare år. Av tekniska skäl är ångturbiner inte lönsamma i mindre skala, men annan kraftvärmeteknik utvecklas. Olika tekniska lösningar kan vara aktuella i olika tillämpningar, beroende på skala, bränsle med mera.

Elpriset i Sverige har stigit kraftigt under de senaste tio åren, vilket ger förändrade förutsättningar för elproduktion från småskalig kraftvärme. Finns det nu kraftvärmeteknik som kan vara lönsam vid investering i närvärmeanläggningar?

1.1 Syfte

Projektets syfte är att undersöka möjligheterna att med gott ekonomiskt resultat installera kraftvärmeteknik vid nystart och uppgradering av farmarenergianläggningar. Viktiga parametrar är val av teknik och bränsle, känslighet för variationer i el- och värmepris, samt variation i värmeunderlag. Arbetet genomförs i form av tre fallstudier med olika förutsättningar.

1.2 Rapporten

Rapporten börjar med en översikt över teknik för småskalig kraftvärme (kapitel 2) och bränslen (kapitel 3). I kapitel 4 går situationen på den svenska elmarknaden igenom. I kapitel 5 sammanfattas beräkningsmodellen för lönsamhetsstudien. Sedan följer en beskrivning av de tre fallstudierna, som har tre olika kombinationer av teknik och bränsle (kapitel 6). Därefter diskuteras resultaten av fallstudierna och andra likartade undersökningar (kapitel 7) innan slutsatser och rekommendationer redovisas (kapitel 8).

2 Tekniköversikt

I större kraftvärmeverk produceras vanligtvis el med hjälp av den klassiska ångcykeln, men för småskalig kraftvärmeproduktion innebär ångcykeln flera nackdelar. Till exempel blir den specifika investeringskostnaden högre för mindre anläggningar på grund av dyra säkerhetsåtgärder som processens höga tryck kräver (Svensson & Persson, 2008). Det finns idag flera intressanta tekniker för småskalig kraftvärmeproduktion som är mer eller mindre kommersialiserade. Teknikerna beskrivs nedan och sammanfattas i tabell 1.

2.1 Förbränningsmotor

En värmemotor där den till arbetsmediet tillförda värmen frigörs vid förbränning av ett bränsle inom själva motorn, kallas förbränningsmotor. För småskalig kraftvärme är gasdrivna diesel- och ottomotorer mest intressanta, vilka kan drivas på exempelvis biogas. Drift med vegetabilisk olja, etanol och metanol är också intressant för diesel- och ottomotorer. För användning av fastbränsle krävs att det först förgasas till syntesgas eller gengas, varefter gasen förbränns i motorn.

Biodiesel framställt från vegetabiliska oljor kan användas som bränsle i vanliga dieselmotorer. Enda konverteringen av motorn som krävs är ett uppvärmningssystem av bränslet för att minska dess viskositet innan motorn. Vid låga temperaturer kan dock driftproblem uppstå, eftersom biodiesel framställt från rapsolja kan stelna (Jordbruksverket, 2009). Detta bör tas i åtanke i kraftvärmesammanhang, då motorn ofta körs vid fullast under vinterhalvåret.

2.1.1 Gasmotor

Det finns gasdrivna förbränningsmotorer i flera tekniska utföranden varav de grundläggande teknikerna är otto- och dieselmotorn. Vissa justeringar behöver dock göras vid gasdrift, jämfört med bensen- eller dieseldrift. Bland annat behövs ett nytt bränslesystem. En dieselmotor som körs på gasdrift drivs med så kallad dual-fuel-teknik vilket innebär att motorn antänder två bränslen, vanligtvis gas och diesel.

Gasdrift innebär flera fördelar jämfört med bensen- eller dieseldrift såsom att en homogen bränsle-luftblandning enkelt uppnås vilket tillåter en snabb uppstart och en nästan fullkomlig förbränning (Alvarez, 2006). Detta ger lägre bränsleförbrukning jämfört med en bensen- eller diesel driven motor samt lägre underhållskostnader.

Gasmotorn är den teknik för småskalig kraftvärmeproduktion som hittills varit den mest konkurrenskraftiga. Däremot innebär den nackdelar som begränsad livslängd, täta serviceintervall och hög ljudvolym (Svensson & Persson, 2008). Stationära ottomotorer finns för elproduktion mellan 15 kW_{el} och 2 MW_{el} och med elverkningsgrader mellan 30 och 40 % .

2.1.1.1 Förgasning

Traditionellt har gasmotorer drivits med naturgas, men även biogas fungerar bra. Det pågår en kraftig utveckling kring förgasning av fasta biobränslen vilket kan ge ett attraktivt bränsle för gasmotorer. Det har även redan byggts flera demonstrationsanläggningar och kommersiella anläggningar i världen. I Sverige beräknas den första kommersiella förgasningsanläggningen att tas i drift under hösten 2011 i Hortlax utanför Piteå (Fåhraeus pers. medd., 2011).

Tekniken Hortlax kallas VIPP – Vortex Intensive Power Production och är utvecklad vid Luleå Universitet, Energitekniskt centrum i Piteå och Meva Innovation AB och är inriktad mot småskalig kraftvärmeproduktion. Biobränsle förgasas i en cyklonreaktor (MEVA Innovation AB, 2011). Därefter rensas gasen i gasreningsprocessen bestående av ytterligare en cyklon, en skrubber och ett elektrofilter för att avlägsna tjära och partiklar. Den rena gasen förbränns i en ansluten gasmotor där el och värme produceras. Anläggningen ska enligt

företaget tåla låga asksmälttemperaturer hos bränslet på grund av den effektiva reningsanläggningen (Sjöblom, pers. medd., 2011). Detta innebär en stor bränsleflexibilitet för tekniken. MEVA Innovation AB:s system finns för elproduktion mellan 1 och 5 MW med en elverkningsgrad om cirka 30 %. Tekniskt sett kan mindre system konstrueras men lönsamheten är osäker för system under 1 MW_{el}.

Ytterligare en svensk förgasningsanläggning finns i Värnamo och drivs av bolaget VVBGC, Växjö Värnamo Biomass Gasification Centre. Demonstrationsanläggningen i Värnamo är ett mellanting mellan en pilotanläggning och en fullskaleanläggning, och ett av syftena med anläggningen har varit att bistå med kunskap vid planering av förgasningsanläggningar. I februari 2011 beslutade dock Energimyndigheten att avbryta finansieringen av anläggningen då företag har avstått från att medverka i projektet (Rensfelt m. fl. 2011). Senare under 2011 beviljades 4 miljoner kronor från Energimyndigheten för att söka ytterligare finansiärer, och möjlighet finns därmed att anläggningen återupptas i framtiden (Energimyndigheten, 2011).

I Finland finns minst en leverantör av förgasningsanläggningar där gasen används i gasmotor. Gasek säljer anläggningar på 150 kW varav 50 kW_{el} (Väänänen, pers. medd., 2011). Kostnaden är ca 150 000 euro för förgasningsenhet och gasmotor i en container. Flera anläggningar är under uppstart i Finland och de har planer på en första anläggning i Sverige.

2.2 Stirlingmotor

Stirlingmotorn är en kolvmotor där förbränningen av bränslet sker utanför cylindern till skillnad från i en diesel- eller ottomotor där förbränningen är intern. Arbetsmedium är vanligtvis helium eller vätgas som på grund av den externa förbränningen inte förbrukas under processen (Alvarez, 2006). Arbetsmediet expanderar och komprimeras på grund av omväxlande uppvärmning och nedkylning, vilket ger en rörelse hos kolven. Rörelsen överförs till en vevaxel som driver en turbin som kan kopplas till en generator för elproduktion.

Elverkningsgraden för en stirlingmotor är cirka 18 - 25 % (Stirling DK, 2011)(Persson & Olsson, 2002). De stirlingmotorer som idag utvecklas för kraftvärmeproduktion ger effekter på 9 – 75 kW_{el} och är anpassade till värmepannor på 100 – 800 kW termisk effekt (Jordbruksverket 2007).

Stirlingmotortekniken är fördelaktig för småskalig kraftvärmeproduktion på grund av de goda dellastegenskaperna och den långa livslängden. Då förbränningen sker med stort luftöverskott gynnas en fullständig förbränning. Bränsleflexibiliteten är stor och motorn kan i princip även drivas med fasta bränslen. Nackdelar är att höga krav ställs på materialen i motorn då mycket höga temperaturer och tryck krävs.

Flera utländska företag och universitet utvecklar Stirlingmotorer för fasta biobränslen (Groth pers. medd., 2011 och Shrieves, pers. medd., 2011). Stirlingmotorer för biogas, naturgas eller solenergi säljs och utvecklas även av det svenska företaget Cleanergy AB (Cleanergy, 2011).

Exempel på en annan kommersiellt tillgänglig stirlingmotor för kraftvärmeproduktion levereras av det danska företaget Stirling DK och finns i flera utföranden. För småskalig kraftvärme passar till exempel motorn med en uppströms förgasare för biobränsle. Företaget levererar också stirlingmotorer för förbränning av biogas. Flera motorer om 35kW_{el} kan kopplas samman i moduler för att uppnå högre effekt och de kan även integreras med existerande biobränsleeldade värmepannor (Groth, pers. medd., 2011).

En annan kommersiell Stirlingmotor för kraftvärme, FlexGen G38 (f.d. PowerUnitTM), säljs av Stirling Biopower i USA och ger 38 kW elproduktion. FlexGen G38 kan drivas av flera gasformiga bränslen såsom biogas eller syntesgas. Enligt företaget pågår också utveckling av förgasning av fasta biobränslen för att driva motorn (Shrieves, pers. medd., 2011). Utveckling av en variant där olika värmekällor ($+500^{\circ}\text{C}$) ska kunna användas för att driva motorn pågår också vid Stirling Biopower. Till exempel skulle varma rökgaser eller spillvärme kunna användas. Det är dock ännu oklart när en sådan produkt blir kommersiell.

2.3 ORC

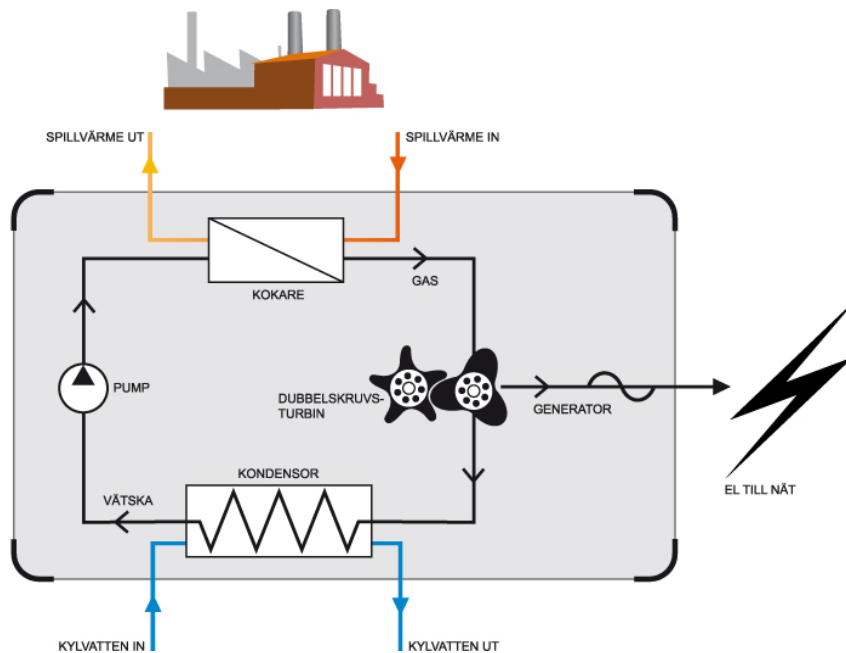
Elproduktion med ORC-teknik liknar den traditionella elproduktionen i ånganläggningar. Skillnaden mot en ångprocess är att ett organiskt arbetsmedium med låg kokpunkt används istället för vatten. Detta gör processen effektivare i liten skala och vid låga temperaturer och tryck. Överhettning av arbetsmediet behövs inte i en ORC-process då arbetsmediet är mindre korrosivt än vattenånga. Studier visar att ORC-teknik är mer ekonomiskt fördelaktigt vid elproduktion upp till 2 MW_{el} än klassisk elproduktion (Goldschmidt, 2007).

En ORC-anläggning består av en förångare där värme tillförs via en värmeväxlare från en extern värmekälla. Den innehåller också en turbin, en kondensor där arbetsmediet kyls mot en värmesänka och en pump som återför mediet till förångaren vid rätt tryck, se figur 1. Verkningsgraden beror av temperaturdifferensen mellan värmekällan och värmesänkan. Ju högre temperaturdifferens, desto högre verkningsgrad. Den mest etablerade leverantören av ORC-anläggningar med hetoljepanna är Turboden, vilka uppger nettoelverkningsgrader på cirka 18% för sina moduler (Turboden, 2011). Baserat på bränsleinsatsen blir elverkningsgraden cirka $15 - 16\%$.

En fördel med ORC-tekniken är dess goda dellastegenskaper (Goldschmidt, 2007). Ned till 70% dellast är elverkningsgraden i princip konstant. Verkningsgraden är högre än för en ångprocess av samma storleksordning. Dessutom är underhållskostnaden låg, då ett underhållsbehov på endast några timmar per vecka krävs (Obernberger & Tech, 2004). Detta tillsammans med den automatiserade driften av anläggningen leder till låga personalkostnader.

Traditionellt har ORC-processen används med spillvatten som värmekälla, se figur 1. Sådana moduler levereras bland annat av de svenska företagen OPCON AB och Entrans AB. Deras

produkter skulle i princip också kunna implementeras i befintliga fjärrvärmeverk, men lönsamheten är tveksam. Idag finns inga sådana lösningar i drift (Borr, pers. medd., 2011). OPCON levererar moduler om 400 – 800 kW_{el}, med verkningsgrader på cirka 10 %.

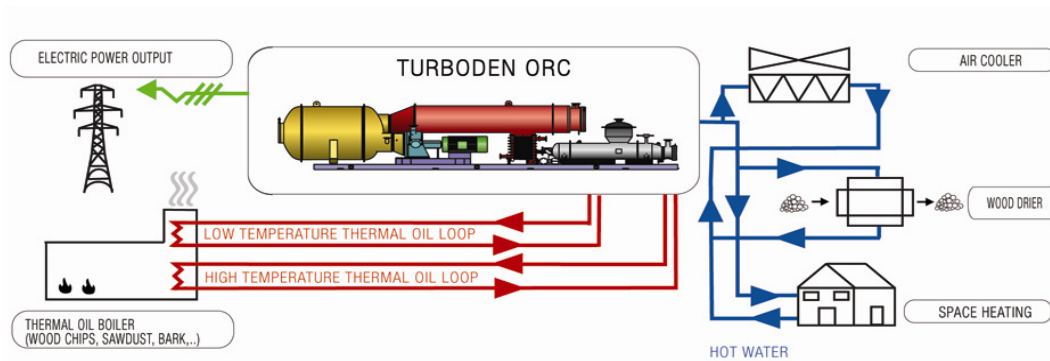


Figur 1. Principskiss över ORC-teknik med spillvärme som värmekälla. Systemet innehåller pump, förångare (kokare), turbin, generator och kondensor. Källa: OPCON AB, 2011

Om en naturlig värmesänka, såsom en sjö eller å, finns tillgänglig vid ett fjärrvärmeverk skulle en ORC- modul kunna kopplas till det varma framledningsvattnet som då försörjer ORC-modulens varma sida med värme medan värmesänkan förser den kalla sidan med kyla (Wessmann, pers. medd., 2011). Ett annat alternativ är att kyla ORC-modulens kalla sida mot fjärrvärmereturen. För att nå en tillräckligt hög temperaturdifferens mellan modulens varma och kalla sida kan man öka temperaturen på framledningsvattnet. Detta görs genom att elda pannan intensivare men möjligheten till detta beror av tryckklassen hos pannan.

På senare år har också ORC-lösningar där mer högtempererad värme används utvecklats, och det finns idag flera företag som säljer nyckelfärdiga moduler. Elproduktionen på kommersiella moduler är 500 kW_{el} – 2 MW_{el} (Goldschmidt, 2007). Ett sådant ORC-kraftverk eldas ofta med biobränslen och består förutom av eldstaden av en hetoljepanna, där hetoljan cirkulerar i en sluten krets mellan pannan och ORC-modulens varma sida, se figur 2. På ORC-anläggningens kalla sida kyls arbetsmediet mot fjärrvärmevattnet. En sådan ORC-krets har en högsta temperatur på cirka 300°C vilket gör att en stor temperaturdifferens och en relativt hög verkningsgrad kan uppnås över modulen.

Huvudskälet till att använda hetolja istället för vatten är att hetoljan kan uppnå en hög temperatur utan att höga tryck behöver appliceras (Gard, 2008). Lägre tryck minskar slitage och ger längre livslängd. Nackdelar med hetolja istället för spillvatten är bland annat kostnaden för hetoljekretsen samt hantering av hetolja vid oljebyten. Säkerheten måste också vara hög på grund av läckagerisk av hetolja.



Figur 2. Principskiss över en bibränsleddad ORC-anläggning med hetoljekrets. Anläggningens kalla sida kyls av fjärrvärmenät, bränsletork eller luftfläktar. Källa: Turboden S.r.l., 2011

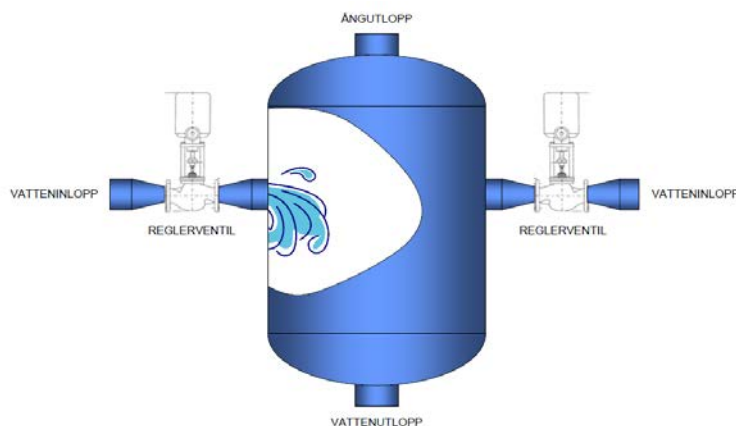
ORC-tekniken används idag på många anläggningar i Europa, och kommer förmodligen att bli vanligare i Sverige framöver. Falbygdens Energi har under 2011 beställt en av Turbodens moduler och blir därmed först i Sverige att installera en sådan anläggning (Sperduti, pers. medd., 2011).

2.4 Flashboxteknik / Vaporel®-koncept

För att producera el via en befintlig hetvattenpanna kan så kallad flashboxteknik användas. Tekniken kallas också Vaporel®-konceptet vars patent innehas av företaget S.E.P: Scandinavian Energy Project AB vilket idag är en avdelning inom WSP Group.

Processen är ångbaserad men kräver ingen traditionell ångpanna. Istället produceras ånga i en så kallad "flashbox", se figur 3, som ansluts till hetvattnet (Nylander m. fl., 2002). Då hetvattnet passerar en tryckreducerande ventil vid flashboxens inlopp förångas en del av hetvattnet.

I en flashbox separeras ånga och vatten och ångan leds till en enklare turbin som är kopplad till en generator. Därefter leds ångan via en kondensator som växlar värmen mot fjärrvärmevattnet. Kondensat och oförångat vatten pumpas sedan tillbaka till pannan vid rätt tryck.



Figur 3. Förenklad beskrivning av en flashbox med ångutlopp, vatteninlopp och reglerventiler för tryckreducering. Källa: Henningsson, 2006.

Tekniken kan installeras för eleffekter ned till cirka 300 kW. För att uppnå lönsamhet bör dock en eleffekt på cirka 2,5 MW uppnås (Thorson pers. medd., 2011) vilket är för stort för att räknas som småskalig kraftvärme. Fördelar med tekniken är att ingen ombyggnad av en befintlig hetvattenpanna är nödvändig och att endast två nya huvudkomponenter krävs, en flashbox och en generator. En nackdel är dock att cirka 10 % av den producerade elen krävs för att driva flashboxens pump samt att ångtrycket och el-effekten blir lägre än med en traditionell ångprocess (Henningsson 2006).

En förutsättning för att processen ska uppnå tillräckligt hög verkningsgrad är att hetvattnet har tillräckligt högt tryck före flashboxen. Gärna ska pannans tryck kunna höjas till minst 20 bar (Thorson, pers. medd., 2011).

Flashboxteknik finns bland annat vid Munkegärdeverket i Kungälv där konceptet har nått framgång. Elverkningsgraden är där 11,5 % och eleffekten 2,6 MW.

2.5 Mikroturbin

En mikroturbin är en gasturbin som levererar eleffekter om 15 – 500 kW med en typisk elverkningsgrad på cirka 30 % (Jordbruksverket, 2010). En mikroturbin för kraftvärme-produktion består av en roterande axel med kompressor, turbin/turbiner och generator (Lymberopoulos, 2004). Kompressorn komprimerar inkommande luft vilken passerar genom en brännare där bränslet förbränns. Avgaserna expanderar sedan genom turbinen, och el kan produceras. Ur avgaserna utvinns också värme för uppvärmning av inkommande luft och för uppvärmning av till exempel vatten.

Mikroturbiner är en förhållandevis ny teknologi, som ännu inte är helt kommersiellt etablerad (Brown, m. fl., 2010). Detta beror främst på att priserna inte pressats tillräckligt vilket leder till en hög kostnad per producerad kWh. Fördelar är bland annat dess lilla storlek och enkla konstruktion. Dessutom har mikroturbiner nästan dubbelt så lång livslängd som en dual-fuel dieselmotor och dess låga ljudvolym tillåter placering nästan överallt. Ur miljösynpunkt är mikroturbinen fördelaktig på grund av dess låga rökgasemissioner jämfört med andra kommersiella tekniker för småskalig kraftvärme.

Det amerikanska företaget Capstone är det globalt ledande företaget inom mikroturbiner. I Europa finns bland annat Turbec med ursprung i Sverige, som levererar sin mikroturbin T100 med 100 kW eleffekt.

Vanligast är att i en mikroturbin förbränna naturgas, men möjlighet finns att förbränna biogas eller gas från förgasning av biomassa. För biogasdrivna mikroturbiner återstår viss teknisk utveckling då biogasen är mättad med vattenånga och kan innehålla mycket svavelväte. Utveckling av externeldade mikroturbiner, där ingen förädling av biomassan krävs, pågår också.

2.5.1 Externeldad mikroturbin

Turbec har samarbetat med Universitetet i Pisa i utvecklingen av en externeldad mikroturbin för fasta biobränslen. Förutom mikroturbinen T100 består konceptet av en biomassaeldad värmegenerator och brännaren har bytts ut mot hetvärmväxlare (Barsali, m. fl., 2010). Hittills har flera enheter av den externeldade mikroturbinen sålts till industrin på kommersiella villkor. Effekten för den ombyggda turbinen är 70 kW_{el} och har en nettoelverkningsgrad på cirka 16 %. Den tekniska utmaningen för att höja elverkningsgraden består i att höja temperaturen vid turbininloppet. Därför undersöks nya material till hetvärmväxlaren med bättre värmeöverföringskapacitet. Svårigheten är att hitta ett tillräckligt högpresterande material utan att lönsamheten påverkas på grund av den extra kostnaden.

Ytterligare ett svenskt företag, ReDian AB, utvecklar en biobränsle driven externeldad mikroturbin för kraftvärmeproduktion (Larsson m. fl., 2011). Den är i storleksordningen 10 kW_{el}, och hör därmed till så kallad mikrokraftvärme.

2.6 Bränsleceller

I en bränslecell omvandlas kemisk energi till elektrisk energi. För detta krävs ett bränsle och ett oxidationsmedel. Bränslet kan vara till exempel vätgas och oxidationsmedlet luft. Vid reaktion mellan bränsle och oxidationsmedel tvingas elektroner genom en extern krets och el genereras. Bränslecellen fungerar som ett batteri med skillnaden att bränsle kontinuerligt måste tillföras.

Det finns flera olika typer av bränsleceller med olika sammansättning av elektrolyten, och vissa passar för kraftvärmeproduktion (Ridell m. fl., 2011). Elverkningsgrad är 30 – 60 % beroende på typ. Globalt finns idag bränsleceller för elproduktion till elnätet i storleksordningen 1kW_{el} till några MW_{el}. Det finns också bränslecellsanläggningar som använder biogas som bränsle. Fördelen med dessa är den högre verkningsgraden jämfört med traditionella gasmotorer. En verkningsgrad på 40 % kan uppnås.

Bränsleceller i kraftvärmesammanhang har förutom den höga verkningsgraden fördelen med bra dellastegenskaper. Dessutom är de kompakta och saknar de rörliga delar vilket ger minskat underhåll.

I Sverige har intresset för stationära bränsleceller hittills varit litet, vilket bland annat kan bero på vårt historiskt låga elpris jämfört med andra länder. Den dyra bränslecellstekniken har därför inte varit motiverad. Den mesta forskningen kring bränsleceller fokuseras på utveckling av mer kostnadseffektiva bränsleceller med längre livslängd.

Tabell 1. Översikt över tekniker för småskalig kraftvärme

	Bränsle	Eleffekt, kW	Elverkningsgrad, %	Investeringskostnad, kr/kW _{el}	Underhållskostnad	Fördelar	Nackdelar
Gasmotor	Naturgas, biogas, syntesgas mm.	15 - 2000	30 - 40	4000 – 29000 (skillnad mellan 1MW _{el} och 5,5 kW _{el}) ¹	0,1 – 0,3 kr/kWh el ²	Mogen teknik	Kort livslängd Tät service Hög ljudnivå
Gasmotor med VIPP-teknik	Pulveriserat biobränsle	1000 - 5000	30	25 000 – 35 000 ³	2 % av investering/år ³	Tål låga asksmälttemperaturer	Ej kommersiell än Dyr
Stirlingmotor	Stor bränsleflexibilitet.	9 – 75	Ca 16 – 25 ^{4,1}	Ca 25 000 (fristående motor, 35 kW _{el} , inkl. interface och kontrollpanel) ⁵	0,18 kr/kWh el ¹	Bra dellastegenskaper Lång livslängd Tyst	Höga temperaturer och tryck
ORC, med biobränsleddad hetoljepanna	Fasta biobränslen	300 – 1500	Ca 18	9000-19 000 (Endast ORC-modulen: 2MW _{el} resp. 500kW _{el}) ⁶ 3-4 ggr större inkl. allt ⁷	1,5 % av investering(enbart ORC-modul) /år ⁷	Goda dellastegenskaper Låg underhållskostn.	Hantering av hetolja
ORC, med spillvatten	Spillvatten	400 – 800 kW	Ca 10 %	Enbart ORC-modul: Ca 23000 (500 kW _{el}) ⁶	1,5 % av investering ⁷	Goda dellastegenskaper Låg underhållskostn.	Svårt nå tillräckligt hög temperaturdifferens
Flashbox/ Vaporel®	Stor bränsleflexibilitet	2,6 MW	11,5	10 000 ⁸		Befintlig hetvattenpanna kan utnyttjas	10 % av producerad el krävs för drift.
Mikroturbin	Naturgas, biogas, syntesgas m.m.	15 - 500	Ca 30	15 000 för Turbec T100 ⁹	0,1 kr/kWh för Turbec T100 ¹⁰	Liten storlek Enkel konstruktion Lång livslängd	
Bränslecell	Vätgas, biogas, naturgas m.m.	1 – några tusen	Ca 30 – 60	- ¹¹		Bra dellastegenskaper Inga rörliga delar	Kort livslängd Hög investeringskostnad

¹Persson & Olsson, 2002

²Svensson, pers. medd., 2011

³Sjöblom, pers. medd., 2011

⁴Stirling DK, 2011

⁵Groth, pers. medd., 2011

⁶Goldschmidt, 2009

⁷Sperduti, pers. medd., 2011

⁸Thorson pers. medd., 2011

⁹Cevolani pers. medd., 2011

¹⁰Brown m. fl., 2010

¹¹Tekniken är ännu inte kommersiell

3 Bränslen

Olika bränslen passar för olika kraftvärmetekniker. Nedan följer en utförligare beskrivning av tillgång, energiinnehåll, förbränningstekniska problem samt möjliga kraftvärmetekniker för olika bränslen.

3.1 Träflis

Träflis är samlingsnamnet på alla träprodukter som flisats för att lättare kunna hanteras och brännas. Den delas upp i nedanstående kategorier beroende på ursprung.

Flis har ett effektivt värmevärde på omkring 5 kWh/kg och en askhalt mellan 0,4 och 4 %, (ej returflis). Vid lagring av flis i stack förekommer problem med förluster framförallt då flisen är fuktig och färsk. Vid för lång lagring kan flisen dessutom bli oanvändbar (Strömberg, 2005).

Vid elgenerering är flis ett användbart bränsle eftersom det kan förbrännas vid höga temperaturer. Vid små anläggningar kan stirlingmotorer användas på grund av deras robusthet, men även ORC-anläggningar och externeldade mikroturbiner är lämpliga.

3.2 Träflis från skogsbruk

Träflis från skogsbruk kan vara stamvedsflis eller flis från GROT och stubbar (Strömberg, 2005). Stamvedsflisen är renast och används även för tillverkning av pellets och briketter. GROT (grenar och toppar) är en råvarutillgång som ökat kraftigt och SWEBIO uppskattar potentialen till omkring 50 TWh/år i Sverige. Stubbflis kan genom brytning kraftigt öka den uttagna bioenergimängden från skogen.

Vid förbränning blandas ofta flis från GROT eller stubbar med stamvedsflis eller torv. Detta beror på att stamvedsflisen och torven är mer homogen och därmed kan förbränningsproblem förebyggas.

3.2.1 Träflis från energiskog

Den vanligaste energiskogen i Sverige är Salix vilket är samlingsnamnet på sälg, vide och pil. Även hybridpoppel förekommer. Det tas ständigt fram nya arter av energiskog för att få bättre motståndskraft mot skadeinsekter och snabbare tillväxt.

Naturvårdsverkets framtidsvision bedömer att det år 2021 är möjligt att odla upp mot 15 - 20 TWh/år i Sverige (Strömberg, 2005). För en hög produktion är det vanligt att salixodlingarna gödslas med handelsgödsel. Samtidigt finns anläggningar där salixodlingar används som ett komplement till reningsverk. Skörden från salixodlingar är upp till 12 ton torrsbstans/år. Salixen skördas vart tredje till femte år och har en livslängd på 20 - 30 år beroende på förutsättningar.

Vid malning till träpulver istället för flis har salixpulvret större benägenhet att bilda valv vid bränsleinmatningen och kräver dessutom uppemot 60 % mer energi för malning än barrträd. Det finns indikationer på att temperaturen där salix sintrar är lägre än för övriga trädbränslen och kan vara så låg som 860°C. Detta beror på att salixaska liksom aska från andra snabbväxande energigrödor har höga halter av smältpunktsnedsättande element. Askan orsakar också andra beläggningsproblem. Trots problemen vid salixeldning kan generellt 10-15 % salix alltid blandas in i skogsflis utan att orsaka problem. Erfarenheter från vissa anläggningar visar också på att det är möjligt att förbränna enbart salix utan problem.

3.2.2 Returflis

Returflis eller RT-flis är en generell benämning på de restprodukter av trä från konsumtion som återanvänds. RT-flisen kan innehålla stora mängder kemiska föroreningar samt metaller och plaster. De mekaniska föroreningarna, såsom metaller och plaster, kan sorteras bort vid krossningen till flis. De kemiska föroreningarna är svårare att sortera ut varför detta inte görs.

Normalt blandas RT-flis med rent flis för ett mer homogent bränsle (Strömberg, 2005). Inblandningen är ofta cirka 10 - 40 % returflis. Det finns även anläggningar som enbart eldar med RT-flis vilket förbränningstekniskt fungerar bra fastän det ofta finns större andel små partiklar än i rent flis. De högre halterna kemiska föroreningar leder i viss utsträckning till problem med beläggning på överhettare samt sintring i pannan.

Returflisen är inte ett intressant alternativ för små pannor eftersom investeringen i den avgasrening som krävs är för hög.

3.3 Halm

På stora områden i Sverige bärgas inte längre halmen utan plöjs istället ner i jorden där den fungerar som kolkälla. Därför måste det nog övervägas om marken är lämplig för halmuttag och hur stora dessa uttag kan vara utan att kolhalten minskar oförsvarligt mycket. I Sverige bärgas årligen halm motsvarande 0,3 TWh, men detta skulle vara möjligt att öka till mellan 4 och 7 TWh (Herland, 2005).

Att använda oförädlad halm är den vanligaste metoden för att ta tillvara energin som annars hade plöjts ner. Halm har ett effektivt värmevärde på cirka 3 kWh/kg (Strömberg, 2005). Eftersom energiinnehållet är så lågt krävs stora mängder halm för att driva en anläggning. För att på ett effektivt sätt hantera dessa volymer krävs standardiserade balar.

Vid värmeverk tas oftast inte halm emot om den har en vattenhalt på över 20 % (Eriksson pers. medd., 2010). Normalt är dock vattenhalten mellan 10 och 15 %. Om halmen inte håller tillräckligt hög kvalitet och är tillräckligt torr kommer det att leda till högre slitage, mer underhåll och minskad driftsäkerhet.

Halmens sammansättning med höga halter alkalimetaller och klor leder till att rökgaserna kommer att vara korrosiva eftersom det bildas natriumklorid och kaliumklorid vid förbränningen. Dessa ämnen utsätter systemet för korrosiva belastningar som minskar

livslängden på alla komponenter som utsätts för rökgaserna (Bernesson & Nilsson, 2005). Gällande askhalten i halmen är den i normalfallet mellan 2,5 och 5 % vilket kan jämföras med 0,5 till 1 % i träflis. Askans smältpunkt är för halm 800-1000 °C jämfört med 900-1200 °C för trädränslen. Den låga smälttemperaturen innebär att problem med sintring kan uppstå i pannorna om inte förbränningstemperaturen hålls nere.

Den låga asksmälttemperaturen ställer till problem vid elgenerering eftersom man då vill nå så höga temperaturer som möjligt. ORC-anläggningar kan dock arbeta på relativt låga temperaturdifferenser varför det kan vara en lämplig teknik. Externeldade mikroturbiner är inte användbara eftersom det inte är möjligt att uppnå temperaturer höga nog för att driva turbinen utan att halmaskan sintrar. Stirlingmotorer vars verkningsgrad styrs av temperaturskillnaden är på grund av sin enkla och robusta konstruktion möjliga att använda sig av i små installationer. Dessa kommer dock att ha låg verkningsgrad eftersom halmen måste förbrännas vid låg temperatur och verkningsgraden är direkt beroende av temperaturen på den varma sidan av motorn.

3.4 Spannmål

I Sverige används varje år uppemot 50 000 ton spannmål som bränsle. Andelen spannmål som används för energi varierar mycket från år till år, och styrs utifrån spannmålspriset. Anledningen till att användningen kan skilja mycket mellan olika år är att spannmålsspannorna är okänsliga för vilket sorts bränsle som matas in.

Spannmål har ett värmevärde i storleksordningen 4 kWh/kg. Skillnader mellan olika spannmålslag sträcker sig mellan 3,9 och 4,2 kWh/kg. Spannmålspriserna skiljer beroende på sort och årets skörd.

Spannmål är i princip lika lätthanterligt som träpellets med skillnaden att det bildas 8-10 gånger mer aska (Jordbruksverket, 2008). Askans har låg smälttemperatur och kan därför ge sintringsproblem om den eldas under fel förutsättningar. De höga halterna av kväve, svavel och klor kan orsaka stora skador på panna, skorsten och rökgångar och för att minska denna risk är det viktigt att rökgastemperaturen hålls hög, så att rökgaserna inte kondenseras och faller ut som syra i skorstenen. Till spannmålets nackdelar hör också att den är betydligt dyrare än halm.

För att minska riskerna för sintring kan spannmålen blandas med kalk. Upp till 1,5 vikt-% kalk kan blandas in för att höja rökgasernas pH (Andersson m. fl, 2004), och därmed också askans smältpunkt. Det höjda pH-värdet minskar också risken för syraangrepp på utsatta delar.

För elproduktion från spannmål finns ett par tekniker att välja mellan. Det är viktigt att dessa tekniker kan växla mellan olika bränslen så att de högre temperaturerna som kan uppnås med andra bränslen kan utnyttjas. Spannmålsanläggningar är oftast mindre anläggningar och tekniken bör därmed inte kräva bemanning utan på sin höjd daglig tillsyn. De tekniker som då

kan fungera är stirlingmotorer eller ORC-anläggningar. Om anläggningen skiftar bränsle ofta är det fördelaktigt att använda sig av stirlingmotorer då verkningsgraden kommer att förbättras vid byte till bränsle med högre förbränningstemperatur.

3.5 Biogas

Biogas består till största delen av metan och koldioxid där metanhalten bestämmer energihalten (Lantz, 2004). Energiinnehållet i biogasen är cirka 9,75 kWh/Nm³ metan. För att framställa gasen rötas ett kolhaltigt substrat i syrefri miljö. Det finns två olika processer, våtrötning och torrötning, beroende på vilket substrat som rötas.

3.5.1 Våtrötning

Våtröttningsprocessen är en välkänd och väldokumenterad teknik som används på substrat med en torrsbstanshalt kring 10 %. Även substrat med torrsbstanshalt över 10 % kan användas, men då krävs att substratet späds. Eftersom denna teknik har utvärderats i många studier (t.ex. SGC rapport 206, Gårdsbiogashandbok, 2009, Brown et al. 2010) beskrivs den inte vidare i denna rapport.

3.5.2 Torrötning

I torröttningsanläggningar kan en mängd olika substrat väljas (Nordberg & Nordberg, 2007). I princip kan alla stapelbara organiska material användas vilket gör att TS-halter mellan 20 % och 80 % är möjliga i rötkammaren. Substraten som används vid torrötning kan vara grova i strukturen då uppehållstiden i reaktorn är lång och de inte behöver kunna pumpas.

Vid torrötning finns två olika processer, den satsvisa och den kontinuerliga. Här kommer den satsvisa att behandlas eftersom det är den som i störst utsträckning används i Europa (Nordberg & Nordberg, 2007).

En typ av satsvis torrötning är den så kallade garagerötningen vars rötkammare är utformad som ett garage med gastät port. När rötkammaren är full stängs porten och rötresterna sköljs med vatten. För att öka starthastigheten på rötningen kan perkoleringsvatten från en annan rötkammare användas och på så sätt ympa processen. När processen pågår pumpas vatten in ovanför substratet och får sakta sjunka till botten där vätskan pumpas upp till toppen igen. Vätskan har flera funktioner, dels ska den hålla allt material fuktigt för att bakterierna ska tillväxa, dels se till att temperaturen i rötkammaren hålls vid cirka 37 °C. När metanutvecklingen avstannat töms rötkammaren på rötresterna (Nordberg & Nordberg, 2007).

En annan teknik för satsvis torrötning är tvåfas metanisering vilken bland annat utvecklas av det svenska företaget FLINGA Biogas AB. Substratet placeras i en containerliknande kammare där det begjutes med en vätska vilken pumpas vidare till en reaktor där metanbildningen sker (FLINGA Biogas AB, 2011).

Rötresterna innehållande stora delar fosfor och kväve kan betinga ett värde som gödselmedel inom den agrara näringen. Beroende på hur rötresterna värderas kommer priset för biogas att variera.

För att generera el med biogas som bränsle finns flera alternativ. Möjligheterna varierar från att använda mikroturbiner eller stirlingmotorer till gasmotorer som fungerar enligt otto- eller dieselcykeln.

3.6 Vegetabiliska oljor – RME

För kraftvärmeproduktion från flytande biobränslen är vegetabiliska oljor en bra råvara. Från vegetabiliska oljor kan biodiesel framställas. I Sverige är det främst biodieseln RME som är aktuell, eftersom den framställs från raps. Biodiesel kan även framställas från andra oljeväxter såsom solrosolja eller palmolja eller från animaliska fetter eller förbrukad fritureolja (Jordbruksverket, 2009). Oljan behandlas med så kallad omförestring där glycerol ersätts av metanol. Rapsoljan kallas efter behandlingen RME, rapsmetylester.

Det finns idag en strävan i Sverige att ersätta så mycket av den konventionella dieseln som möjligt med RME, främst genom låginblandning. Ren RME kan användas som bränsle i traditionella dieselmotorer efter en liten konvertering av motorn (Bernesson pers. medd., 2011). På grund av bränslets höga viskositet måste bränslet kunna värmas upp innan insprutning.

4 Elmarknaden

4.1 Elnäten och krav på anslutningar

I Sverige är elnätet uppdelat i stamnät, regionnät och lokalnät, beroende nätets spänningsnivå. Vid småskalig kraftvärmeproduktion levereras el till lokalnätet. Region- och lokalnäten ägs av 164 olika företag, och varje företag utövar, inom sitt geografiska område, monopol på elnätet (Svensk Energi, 2011). Stamnätet ägs av Svenska Kraftnät.

Att ansluta en elproduktionsanläggning till elnätet kräver nätägarens tillstånd (SFS 1997:857). Nätägaren är dock skyldig, om det inte finns särskilda skäl, att ansluta elproduktionsanläggningen samt att överföra elen på skäliga villkor. Dessutom är nätägaren skyldig att ersätta elproducenten ekonomiskt. Denna ersättning, så kallad nätnytta, ska motsvara värdet av de minskade energiförlusterna produktionsanläggningen medför i ledningsnätet, samt den reduktion av nätägarens avgifter som den nya anläggningen medför.

4.2 Ekonomi för småskaliga kraftvärmeproducenter

En kraftvärmeanläggningens ekonomi påverkas av flera faktorer. Dess fasta kostnader består i investeringskostnad, ränta, nätavgift och elcertifikathantering. Underhåll av anläggningen, bränsleinköp och eventuell kylning hör till de rörliga kostnaderna. Inkomsterna inbringas vid försäljning av värme, el och elcertifikat. Dessutom erhålls ofta nätnytta och effektersättning från nätägaren.

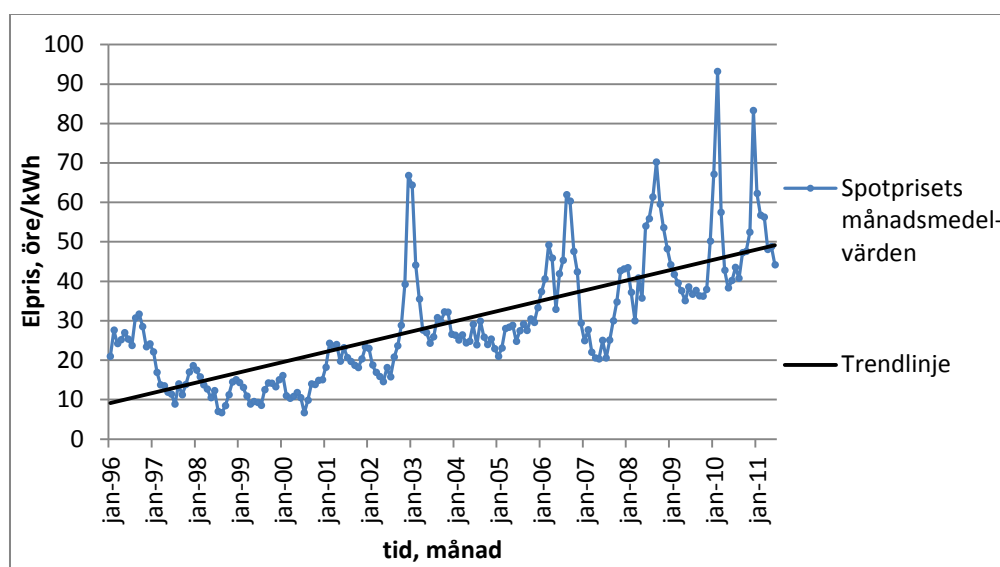
4.2.1 Nätavgift

För både inmatningsabonnemang och förbrukningsabonnemang betalas en fast nätavgift till nätägaren. Ofta betalas dock endast en av nätavgifterna beroende på om anläggningen i huvudsak är producent eller konsument av el (Gustafsson, pers. medd., 2011). För en huvudsaklig elproducent betalas dock ändå vissa fasta kostnader för förbrukningsabonnemanget såsom elsäkerhetsavgift, nätövervakningsavgift och elberedskapsavgift. Dessa skiljer kraftigt pris beroende på om anläggningen är ansluten till hög- eller lågspänningsledning. För en elproducent med effektleverans om maximalt 1500 kW_{el} gäller att elnätavgiften begränsas av ett övre tak beroende av elnätägarens kostnader (SFS 1997:857, 4 kap. 10§).

4.2.2 Elpris

Elpriset bestäms vid den nordiska elbörsen Nordpool, där ett spotpris baserat på tillgång och efterfrågan sätts timvis.

Spotprisets månadsmedelvärden sedan elmarknadens avreglering 1996 redovisas i figur 4. Elpriset har stigit relativt stadigt sedan avregleringen och även de årliga prisvariationerna har ökat under perioden. Medelvärdet av månadsmedelvärdena för spotpriset 2006 – 2010 var 41,4 kr/kWh. Den framtida utvecklingen av elpriset är svår att förutsäga men utifrån den historiska prisutvecklingen kan antas att det även fortsättningsvis kommer att stiga.



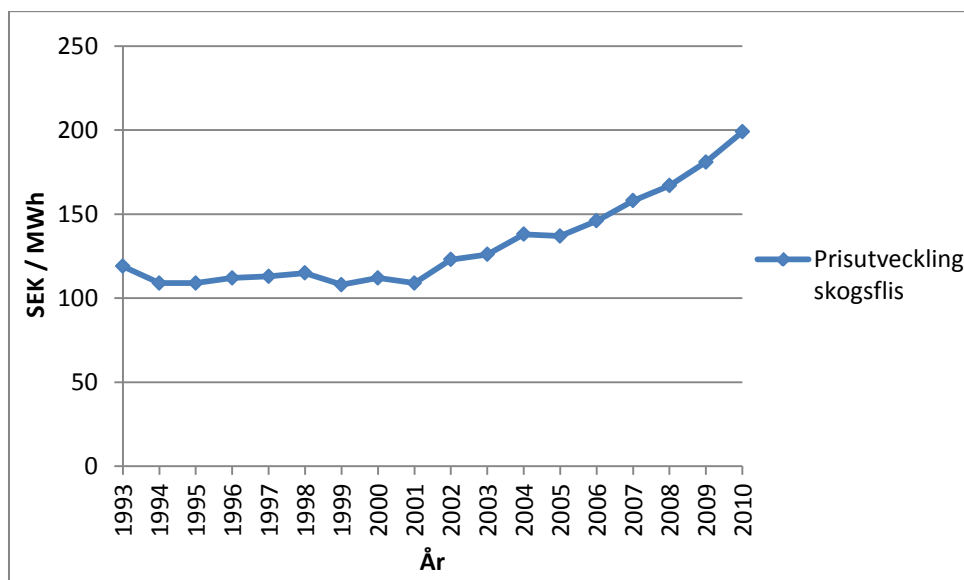
Figur 4. Spotprisets månadsmedelvärden 1996 – 2011, samt trendlinje. Källa: Billinge Energi, 2011

Elproduktionsanläggningen säljer elen till ett elhandelsbolag, till fast eller rörligt pris. Exempelvis erbjuder E.ON:s elhandelsföretag spotpriset minus 4 öre/kWh (E.ON, 2011).

Från 1 november 2011 delas Sverige in i fyra elområden med olika elpris (Svenska Kraftnät 2011). Det kommer att leda till något högre elpris i Syd- och Mellansverige och lägre elpris i norr.

4.2.3 Bränslepris

Småskaliga kraftvärmeverk kan drivas med många olika bränslen, men ur miljösynpunkt är biobränslen de mest attraktiva. Priset för skogsflis till värmeverk har ökat stadigt sedan 2001, medan det dessförinnan var relativt stabilt sedan 1993 då statistik började föras (figur 5). Även för övriga trädbränslen såsom förädlade trädbränslen, returträ och restprodukter från skog har priset stigit stadigt uppåt de senaste åren (SCB, 2011).



Figur 5. Prisutveckling för skogsflis baserat på årsmedelvärden för 1993 – 2010. Källa: Skogsstyrelsen 2011

Utifrån den historiska prisbilden kan antas att priset kommer att fortsätta att öka. Då myndigheter strävar efter att öka andelen förnybar energi kan det dessutom antas att efterfrågan på samtliga biobränslen kommer att öka både i Sverige och i övriga Europa.

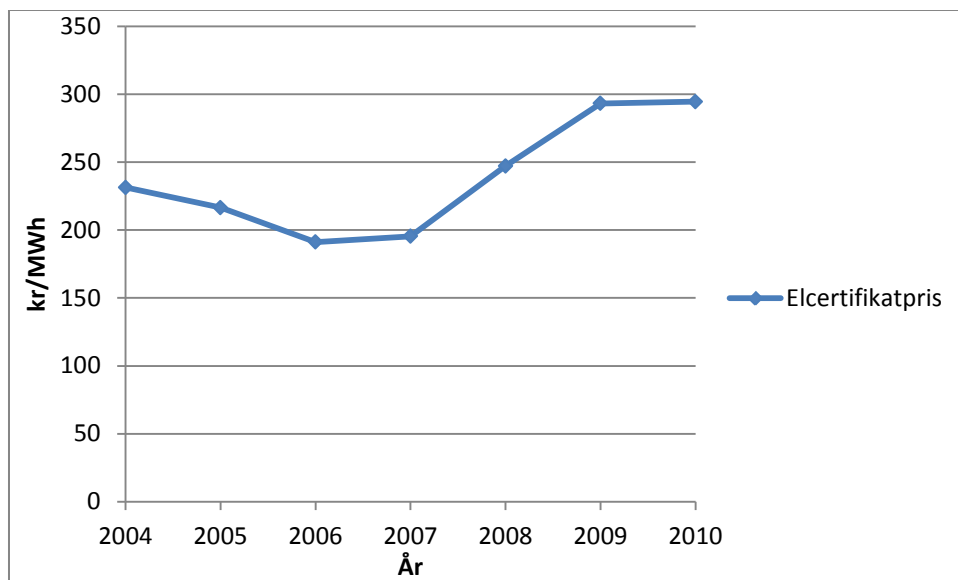
4.2.4 Elcertifikat

Elcertifikatsystemet är ett marknadsbaserat styrmedel som infördes år 2003 och syftar till att öka andelen förnyelsebar elproduktion i det svenska energisystemet. Producenter av förnyelsebar el i nya anläggningar tilldelas ett elcertifikat per levererad MWh i 15 år (Jöhnemark, m. fl., 2010). I Energimyndighetens och Svenska Kraftnäts gemensamma system Cesar hanteras elcertifikatmarknaden. För att inrapportering av elproduktion ska godkännas måste den ske timvis och därför kan hantering av certifikat innebära en betydande kostnad för en småskalig elproducent.

Systemet fungerar genom att varje elhandelsföretag måste köpa in elcertifikat motsvarande en viss andel, den så kallade kvotplikten, av den el de säljer (Jöhnemark m. fl., 2010). Elintensiv industri och elanvändare som använt el de producerat själva, importerat eller köpt på Nordpool måste också uppfylla kvotplikten.

År 2009- 2010 genomförde Energimyndigheten en utredning av elcertifikatsystemet som bland annat visade att höjda kvoter måste införas om regeringens mål om en ökning med 25 TWh förnybar energi jämfört med 2002 ska uppnås.

Årsmedelpriset för elcertifikat har sedan systemet infördes varierat mellan 193 kr/MWh och 295 kr/MWh (figur 6). I Energimyndighetens utredning om elcertifikatsystemet nämns att prisvariationer mellan 150–550 kronor per elcertifikat kan uppstå under elcertifikatsystemets tidsrymd (Jöhnemark m. fl., 2010). Därmed kan slutsatsen dras att en viss ökning av årsmedelvärden är trolig



Figur 6. Årsmedelpriset för elcertifikat 2004 – 2010. Källa: Svenska kraftnät, 2011.

4.3 Problem och möjligheter för småskaliga elproducenter

Trots att syftet med elcertifikatsystemet är att öka andelen förnybar elproduktion i Sverige, kan det för småskaliga elproducenter innebära ett hinder. Det befintliga systemet har höga krav på mätning, registrering och inrapportering av elproduktionen vilket medför relativt höga fasta kostnader för en småskalig elproducent. Andra kostnader som kan vara relativt höga är fasta kostnader till elnätägaren, såsom elnätavgiften.

Att elnätsägaren är skyldig att på skäliga villkor ansluta en elproduktionskälla (SFS 1997:857) innebär i praktiken att det oftast är elproducenten som ansvarar för kabeldragning, ny transformator och förstärkning av elnätet om detta krävs. Detta kan i vissa fall medföra en stor kostnad för en småskalig elproducent.

Debatten kring småskaliga elproducenters villkor har lett till vissa åtgärder, bland annat har flera elnätbolag nyligen tagit fram erbjudanden för anslutning av små elproduktionsanläggningar. De innebär ofta att producenten inte behöver betala elnätavgift för inmatning men inte heller får betalt för levererad överskottsel. Detta gäller för småskalig elproduktion med maximal strömstyrka på 63 A, eller maximal effektleverans om 43 kW.

4.3.1 Framtida förenklingar

År 2008 publicerades den statliga utredningen ”Bättre kontakt via nätet – om anslutning av förnybar elproduktion”, där förslag för gynnsammare förutsättningar för förnybar

elproduktionen i Sverige presenteras (SOU 2008:13). Idag är elcertifikatsystemet helt avgörande för den tillkommande förnybara elproduktionen.

Ett av förslagen är att införa en elnätinvesteringsfond. Dess uppgift skulle vara att finansiera förstärkningar i elnätet för att kunna ansluta förnybar elproduktion. Detta skulle leda till lägre kostnader för den enskilde elproducenten att ansluta sig till elnätet. Fonden skulle finansieras via nätägarföretagen.

I utredningen påpekas också behovet av förenklingar vid elcertifikathantering för småskaliga elproducenter. Förslag ges om undantag från kraven på timvis mätning, beräkning och rapportering för småskalig elproduktion. Istället för de gällande kraven på mätning ska en schablonmetod tillämpas vid mätning och rapportering. Förslaget gäller dock endast för småskalig elproduktion om en maximal säkringsnivå på 63A. Detta skulle leda till ökad möjlighet att ansluta sig till elcertifikatsystemet vilket skulle ge ökad lönsamhet.

Nettodebitering är ett annat alternativ som skulle kunna gynna småskalig elproduktion. År 2010 överlämnade Energimarknadsinspektionen ett förslag till regeringen om nettodebitering för småskaliga elproducenter (EI R2010:23). Det innebär att elnätsföretagen ska basera sina nätavgifter på nettot av inmatad och utmatad el varje månad och elnätavgiften skulle då bli lägre för en småskalig elproducent än vad den är idag. Förslaget gäller dock endast elproduktion med maximal säkring om 63 A eller effektleverans om 43kW.

I förslaget framgår också att skattereglerna bör utredas så att nettodebitering även innefattar skatt och moms. Detta skulle kunna ge relativt stora besparingar för små elproducenter.

5 Lönsamhetsberäkningar

5.1 Beräkningsmodell

En beräkningsmodell har tagits fram i datorprogrammet Matlab för att simulera kraftvärmeanläggningar. Först görs en dimensionering baserad på värmeunderlaget. Därefter beräknas i modellen bränslebehov och elproduktion utifrån värmebehovet och verkningsgrader. Denna tekniska simulering görs per timme, och summeras sedan till årsvärden. Resultaten av den tekniska simuleringen används sedan i en ekonomisk kalkyl för varje år, där lönsamheten beräknas utifrån intäkter och kostnader. För ekvationer och utförliga beskrivningar av beräkningarna hänvisas till examensarbetet ”Småskalig bibränsleeldad kraftvärmeproduktion – teknik och investeringsutrymme” av Ruben Svensson (2011).

5.2 Beräkningar i fallstudierna

Simulering med avseende på produktion och ekonomi utfördes för de tänkta kraftvärmeanläggningarna i fallstudierna. Vid lönsamhetsbedömning i fallstudie 1 och 2, där värmeproduktion finns idag, är det viktigt att poängtera att lönsamhet inte uppnåtts endast av ett

positivt ekonomiskt resultat hos kraftvärmeanläggningen. Resultatet vid elproduktion måste jämföras med resultatet vid enbart värmeproduktion, så att inte elproduktionen finansieras av vinsten från värmeförsäljningen. Det ekonomiska resultatet av simulering av endast värme-pannor subtraheras därför från kraftvärmeanläggningarnas resultat.

Simuleringarna genomfördes för att finna det elpris där lönsamhet uppnås. De startades strax under det elpris som anses vara möjligt att erhålla i dagsläget, vilket bygger på medelvärdet av Nordpools månadsmedelspotpris 2006 – 2010, 41,4 öre/kWh. I de fall elen kan användas av producenten ger elproduktionen en högre vinst än vid försäljning. Dock har samtliga simuleringar startat strax under dagens möjliga försäljningspris och fortsatt med ökade elpriser tills lönsamhet uppnåtts.

5.3 Känslighetsanalys

I varje fallstudie har en känslighetsanalys genomförts genom att simulera anläggningen med tre olika produktionskostnader för elen. Denna produktionskostnad beror av anläggningens investeringskostnad, tekniska livslängd och bränslepris, vilka har satts till ett högt, ett lågt och ett medelhögt värde. Den medelhöga produktionskostnaden utgår från dagens kostnader. För att ta fram de lägre och högre produktionskostnaderna har rimliga uppskattningar om framtida förändringar gjorts.

5.4 Gemensamma antaganden för fallstudierna

I de tre genomförda fallstudierna har vissa gemensamma antaganden gjorts, se tabell 2. Räntan på investeringen har satts till 5,37 % i samtliga fall eftersom räntan för närvarande (sommaren 2011) kan bindas vid denna procentsats vid en avbetalningstid på 10 år (SBAB, 2011). Pris för elcertifikat bygger på medelpriset för perioden 2010-06-30 – 2011-06-30 (Svenska Kraftnät, 2011) och kostnad för elcertifikathantering bygger på uppgifter från konsultbolaget Rejlers Energitjänster AB (Löfvendahl, pers. medd., 2011).

Tabell 2. Gemensamma data för fallstudie 1, 2 och 3.

Ränta	5,37 %
Avbetalningstid	10 år
Pris elcertifikat	0,26 kr/kWh
Elcertifikathantering	2340 kr/år

Den eventuella kostnaden för kabeldragning och förstärkning av elnätet som kan bli aktuell vid anslutning av nya elproduktionsanläggningar har inte beaktats i fallstudierna. För att bestämma denna kostnads omfattning måste en utförlig analys av elnätet göras.

I fallstudie 1 och 2 har hänsyn inte tagits till att det redan finns en värmepanna som eventuellt skulle kunna användas efter viss konvertering. Simuleringarna har utförts under antagandet att hela anläggningen köps in samtidigt.

6 Fallstudier

Kapitel 6.1 – 6.3 beskriver dagens förutsättningar vid de valda anläggningarna samt lösningar för kraftvärmeteknik. Det ekonomiska resultatet av kraftvärmeproduktionen redovisas också.

6.1 Fallstudie 1 - Fliseldad närvärme

Fallstudie 1 genomförs vid farmarenergibolaget Lekebergs bioenergi AB:s fjärrvärmeverk i Fjugesta, Lekebergs kommun. Bolaget bildades 1997 och ägs av 12 lantbrukarfamiljer i området.

Panncentralen i Fjugesta som förser 50 hyreshus och 115 villor samt offentliga byggnader, butiker, industri och utomhusbad med fjärrvärme, består av två fastbränslepannor med rökgaskondensering och en oljepanna (Carlsson, pers. medd., 2011). Ytterligare en oljepanna finns ansluten till fjärrvärmenätet. Framledningsvattnet har en temperatur på 75°C vid utomhustemperaturer över 0°C. Vid kallare temperaturer ökar vattentemperaturen upp till 95°C. Returvattentemperaturen är 40 - 45°C under sommarhalvåret och 45 – 49°C under vinterhalvåret.

Om investeringen visar sig vara lönsam är man vid Lekebergs Bioenergi AB intresserad av en konvertering till kraftvärme (Carlsson, pers. medd., 2011). Även om de befintliga pannorna har en livslängd på cirka 30 år (Piejko, pers. medd., 2011) kan man tänka sig att byta ut dem inom en snar framtid för att uppnå en lönsam kraftvärmeproduktion. En ekonomisk fördel med att producera el vid anläggningen i Fjugesta är att mest el skulle produceras under kalla perioder då elpriset är högt.

6.1.1 Bränsle

I så stor utsträckning som möjligt eldas biobränsle. Biobränslemixen består av cirka 60 % rundvirkesflis, 30 % grottflis och 10 % salix, och har i dagsläget ett pris på cirka 210 kr/MWh, medan oljan som används som topplast köps in för 9000kr/m³ (Schneider, pers. medd., 2011). Av biobränslet kommer 20-25% från anläggningsägarnas skog och resten från lokala virkeshandlare. Man har alltid haft god tillgång på bränsle vid anläggningen (Carlsson, pers. medd., 2011).

6.1.2 Effekt- och värmebehov

Den största fastbränslepannan levererade som mest 3727 kW värme(veckomedelvärde) under den kalla vintern 2010-2011, medan den mindre levererade 1169 kW (Carlsson, pers. medd., 2011). På sommaren varierar värmeeffekten från panncentralen ned till cirka 600 kW. Verkningsgraden på pannorna är cirka 85 %. Under vinterhalvåret räcker inte alltid värmeeffekten från de båda fastbränslepannorna och effektbristen åtgärdas då med oljepannor. Totalt produceras årligen 14 - 16 MWh värme. Medelvärdet av värmeproduktionen de senaste fyra åren är 14,8 MW och värmepriset ligger idag på cirka 586 kr/MWh (Carlsson, pers. medd., 2011).

I simuleringen av den tänkta kraftvärmeanläggningen utgår beräkningarna från att fjärrvärmenätet ska hållas varmt utifrån klimatdata från SMHI:s närmaste väderstation i Kilsbergen-Suttarboda cirka 15 km från Fjugesta. Balanstemperaturen i fjärrvärmenätet är 17°C (Carlsson, pers. medd., 2011).

6.1.3 Elanslutning

Det lokala elnätet vid anläggningen i Fjugesta ägs av E.ON Elnät (Gustafsson, pers. medd., 2011). De ansluter gärna ny elproduktion till elnätet men däremot måste en omfattande elnätsanalys genomföras för att avgöra kostnaden för en eventuell förstärkning av elnätet eller anslutning till en högre spänningsnivå än idag. E.ON betalar elnätnytta på 3,6 öre/kWh och tar ut en årlig elnätavgift om 1500 kronor så länge anläggningen inte behöver anslutas till högspänningsnät då avgiften blir högre.

6.1.4 Val av teknik

Utredningen av möjlig kraftvärmeteknik ledde till att en ORC-modul med hetoljekrets anses vara en lämplig teknik för Lekebergs Bioenergi AB, på grund av dess goda dellastegenskaper. Vid fjärrvärmeanläggningar eldas pannan ofta på dellast. Det finns dessutom nyckelfärdiga ORC-moduler tillgängliga på den europeiska marknaden med ungefär den värmeeffekt som Lekebergs bioenergi AB levererar idag.

En mindre ORC-modul valdes vilken inte helt täcker det totala värmebehovet i fjärrvärmenätet. Detta för att uppnå så många drifttimmar för elproduktion som möjligt. En större modul hade tillgodosett värmebehovet, men då pannan eldats vid för låg last skulle ingen elproduktion uppnås. Vid de tillfällen då den valda ORC-modulen inte klarar att täcka effektbehovet eldas olja. Detta kan ske med befintlig teknik och innebär inte någon ytterligare investering. Den ORC-modul som valts kan leverera 676 kW el och 3 135 kW värme och har en teknisk livslängd på minst 20 år (Garlaschelli, pers. medd., 2011). Elverkningsgraden är 15,5 % och värmeverkningsgraden 71 %.

Investeringskostnaden för den valda modulen är cirka 10,2 miljoner kronor och för en anläggning inklusive biobränslepanna, hetoljekrets och rör multipliceras denna kostnad 3-4 ggr (Garlaschelli, pers. medd., 2011). Dessutom tillkommer kostnad för reservdelar, termisk isolering och installation och den totala investeringen blir därmed cirka 42 miljoner kronor. Underhållskostnad för ORC-modulen bygger på uppgifter från kapitel 3.

En motsvarande biobränsleeldad värmepanna har en livslängd på cirka 30 år och kostar cirka 14 miljoner totalt (Piejko, pers. medd., 2011).

6.1.5 Arbetsbehov

På anläggningen finns idag ingen heltidsanställd utan flera deltidsanställda som turas om med jour och tillsyn av anläggningen. Dessa, tillsammans med VD och ordförande som ansvarar för administration, utgör drygt en heltidstjänst. På årsbasis läggs cirka 2000 betalda arbetstimmar eller 700 000 kronor ned på anläggningen (Carlsson, pers. medd., 2011). Dessutom har i medeltal 300 000 kr/år lagts på underhåll av anläggningen de senaste åren.

Arbetsbehovet förväntas inte förändras efter inköp av ORC-modul, då dess arbets- och underhållsbehov anses lågt, se kapitel 2.3.

6.1.6 Fallspecifika data

Indata för simuleringar av en kraftvärmeanläggning hos Lekebergs Bioenergi sammanfattas i tabell 3.

Tabell 3: Fallspecifika data för fallstudie 1

Investeringskostnad, ORC, kr	42 000 000
Investeringskostnad, värmepanna, kr	14 000 000
Biobränslepris, kr/MWh	210
Oljepris, kr/MWh	900
Värmepris, kr/MWh	586
Underhållskostnad värmeproduktion, kr/år	300 000
Personalkostnad, kr/år	700 000
Underhållskostnad elproduktion kr/år	150 000
Livslängd, ORC-modul, år	20
Livslängd värmepanna, år	30
Verkningsgrad värme	71 %
Verkningsgrad el	15,5 %
Värmebehov, MWh/år	14,8
Elnätavgift, kr/år	1500
Elnätnytta, kr/kWh	0,036

De tre olika produktionskostnader för vilka fall 1 har simulerats redovisas i tabell 4. ”Medel” innebär den mest troliga produktionskostnaden idag.

För den låga produktionskostnaden har anläggningens investeringskostnad sänkts med 10 miljoner kronor, vilket kan vara rimligt om de lägre kostnaderna för panna, hetoljekrets m.m. uppnås. Bränslepriset har sänkts till 2008 års medelpris och livslängden har ökat till rimliga 25 år. För den högre produktionskostnaden har investeringskostnaden höjts till 50 miljoner kronor. Livslängden har satts till 15 år och bränslepriset antas ha stigit enligt prisutvecklingskurvan i kap. 4.2.3 i ytterligare 3-4 år.

Tabell 4. Tre olika fall för produktionskostnaden av el. Fallet ”Medel” är det troligaste fallet idag.

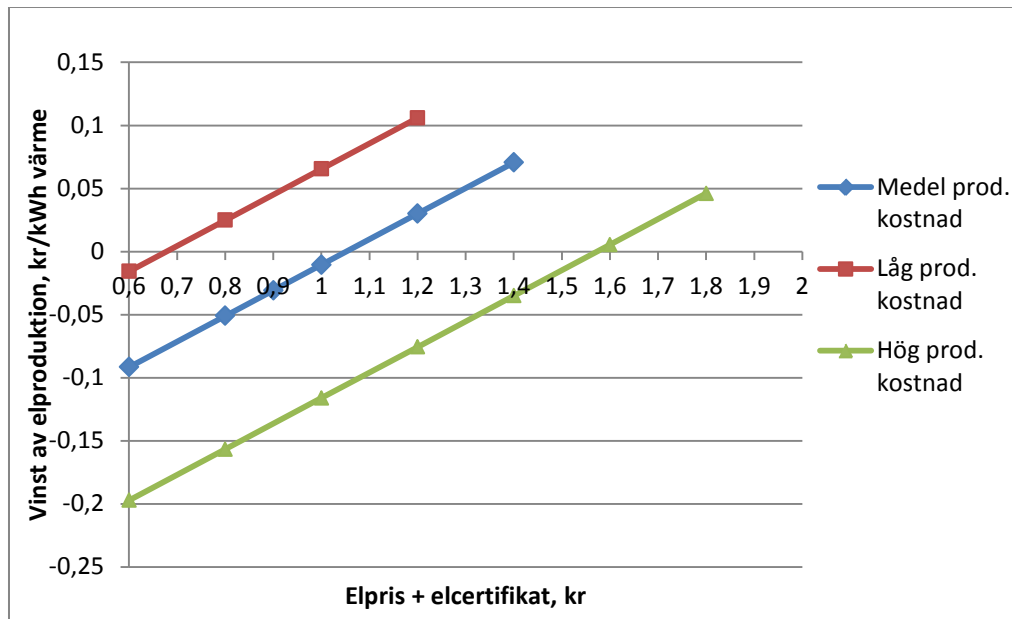
Produktionskostnad	Låg	Medel	Hög
Total investeringskostnad, kr	32 000 000	42 000 000	50 000 000
Livslängd, år	25	20	15
Bränslepris, kr	0,17	0,21	0,25

6.1.7 Resultat

Resultatet redovisas i form av den extra vinst som uppnås efter en investering i kraftvärmeteknik. När denna är positiv subventioneras elproduktionen inte av värmeproduktionen vilket är önskvärt. Vinsten anges i kronor per producerad kilowattimme värme.

Med dagens mest troliga produktionskostnad ger den extra investeringen i en kraftvärmeanläggning lönsamhet då ett pris på 1,05 kronor sammanlagt för el och elcertifikat kan erhållas, se figur 7. Detta innebär med dagens elcertifikatpriser ett elpris på cirka 0,80 kronor.

Om den lägre produktionskostnaden uppnås kan fås lönsamhet redan vid ett elpris på 0,42 kr/kWh, medan fallet med högst produktionskostnad ger lönsamhet först vid ett elpris om 1,30 kr/kWh.



Figur 7. Vinst i kronor per kilowattimme producerad värme som den extra investeringen i en kraftvärmeanläggning ger jämfört med enbart investering i värmepanna.

6.1.8 Ytterligare värmeavsättning

Elproduktionen skulle öka om ORC-modulen kunde köras vid maxlast året runt. Detta skulle kunna uppnås genom att finna lösningar som ökar värmeavsättningen eller genom kylning av överskottsvärmen. Dock finns i Fjugesta inte några naturliga ytterligare avsättningar av värme under låglastperioder. Man levererar redan idag värme till en utomhusbassäng under sommaren. Det finns inte heller möjlighet att expandera fjärrvärmenätet i någon större skala.

Vid kylning av överskottsvärme skulle ingen inkomst fås från värmeproduktionen, och dessutom skulle kylningen innebära både en extra investering och en extra driftskostnad. Om kylningen var helt kostnadsfri, skulle ändå inkomsten för el behöva överstiga värdet av bränslepriset dividerat med elverkningsgraden, för att få någon lönsamhet i kylningen. I denna fallstudie anses kylning av överskottsvärme vara orimligt då en inkomst för elförsäljning på över 1,40 kr/kWh skulle krävas för lönsamhet i det gynnsammaste fall.

6.2 Fallstudie 2 - Halmeldad gårdsanläggning

Fallstudie 2 genomfördes hos Magnus Eriksson, ägare av firman Bal och Bobcat. Eriksson har på gården i den skånska byn Löderup en stokermatad värmepanna på 70 kW. Pannan byggdes

1996 och har varit i drift sedan dess. De första åren slocknade pannan ofta, men efterhand som kunskapen om skötseln av pannan har växt har driftstoppen blivit alltmer sällsynta.

Kraftvärmeproduktion på gården motiveras av att merparten av elförbrukningen sker i verkstaden under vintermånaderna, december till mitten av mars, under arbetstid kl. 7 - 16. Detta innebär att dygnsförbrukningarna av el och värme ligger samtidigt.

Den tänkta kraftvärmeanläggningen dimensioneras för att klara att hålla systemet på gården varmt (70 kWh per daggrad under 13°C) enligt klimatdata från SMHI:s väderstation i Falsterbo vilken är den närmsta tillgängliga väderdatan.

6.2.1 Bränsle

I pannan eldas uteslutande halm. Varje år förbrukas cirka 100 balar av hesstontyp, lite beroende på hur kallt det är samt kvaliteten på halmskörden. Balar av hesstontyp är fyrkantiga balar som pressats med ett tryck om tre till fem bar.

6.2.2 Effekt- och värmebehov

Erikssons panna förser idag bostadshus, verkstad, kontor och personalutrymme med värme och varmvatten. Pannan är överdimensionerad och dess maxeffekt sällan då gårdens värmeförbrukning aldrig överstiger cirka två tredjedelar av pannans maximala effekt. Halmeldningen ersätter årligen 15 m³ olja (Eriksson, pers. medd., 2010) vilket motsvarar ca 150 000 kWh (Preem, 2009).

Eftersom det rör sig om en liten anläggning på en enskild gård är försäljning av värme inte intressant då denna förtjänst skulle bli så liten att det inte skulle kunna motivera utbyggnaden av ett kulvertsystem. Därmed har värmepriset satts till 0 kr/kWh och värmen kommer inte att generera någon inkomst. Då återstår att kostnaden för värmen som används i anläggningen ska bli så låg som möjligt. Värmepriset är i mindre viktigt för resultatet ,eftersom kraftvärmeanläggningen jämförs med en värmeanläggning med samma värmepris.

6.2.3 Elanslutning

Gården är ansluten till ett lokalnät ägt av Ystads energi AB (Eriksson, pers. medd., 2010). Ystads energi har inget emot inkoppling av egen elproduktion i den aktuella storleksklassen på elnätet (Östrand, pers. medd., 2010). Däremot är de inte intresserade av att köpa elen eftersom det rör sig om så små mängder att administrationen blir dyrare än inkomsterna vid försäljning av el. Inga andra elhandlare har hittats som är intresserade av så små effekter. Den marginella effekten har som följd att det inte kommer vara möjligt att få ersättning för elnänytta. På gården köps idag in cirka 20 000 kWh el/år, vilket kan ersättas av egenproducerad el från kraftvärmeanläggningen.

6.2.4 Val av teknik

Eftersom det i fall 2 rör sig om ett fast bränsle och en relativt liten värme- och elförbrukning kan stirlingmotorn vara en passande teknik. Lösningar med stirlingmotorer i samband med halmeldning finns inte på marknaden idag. Det finns enstaka tillverkare som säljer fliseldade anläggningar där elproduktionen baseras på stirlingteknik, och då rör det sig om en elektrisk

effekt om ca 35 kW. Anledningen till att det inte finns halmeldade lösningar på marknaden beror till stor del på halmens låga sintringstemperatur. De på marknaden förekommande stirlingmotorerna är utvecklade för en temperaturdifferens på närmare 600 °C (Vestin, pers. medd., 2010). Det är möjligt att använda dessa motorer men det kräver att man ligger nära sintringstemperaturen, vilket inte är önskvärt.

Stirling DK säljer motorer utvecklade för fliseldning men de undersöker också andra bränslen. Då stirlingmotorn ändå anses som en intressant teknik för kraftvärmeproduktion från halm undersöks denna teknik i fallstudie 2. För att integrera en stirlingmotor med en fastbränslepanna krävs vissa förändringar av pannan (Groth, pers. medd., 2011). Idag säljer Stirling DK endast denna lösning till några pannstillverkare. Denna lösning antas bli vanligare i framtiden och då flera företag och universitet utvecklar motorer för alternativa bränslen kan även halm komma att bli aktuellt. Simuleringarna har utgått från att anläggningen utrustas med en stirlingmotor med maximal effekt om 14kW_{el}.

Stirling DK:s motor finns endast med maxeffekt om 35 kW_{el}. Detta är en onödigt stor effekt i denna fallstudie. Därför antas den aktuella investeringskostnaden år 2011 på 25 000 kr/kW_{el} även gälla för en mindre motor. Då Stirlingtekniken är ett högaktuellt forskningsområde kan antas att fler motorer kommer att utvecklas med olika effekter. Enligt Stirling DK kommer investeringskostnaderna att sjunka redan inom ett år då deras nya fabrik tas i bruk (Groth, pers. medd., 2011).

En enkel helbalspanna för halm kostar i denna storleksordning på ca 200 000 kronor och har en livslängd på mellan 20 och 35 år, medan en lösning med stirlingmotorer har en livslängd på 20 - 25 år.

6.2.5 Arbetsbehov

Halmeldningen är en liten verksamhet för Bal och Bobcat som egentligen främst erbjuder maskintjänster. Halmeldningen på gården i Löderup sköts av ordinarie personal vilket även skulle vara fallet vid en eventuell kraftvärmeanläggning. Inga ökade personalkostnader förväntas. Underhållskostnaderna för stirlingmotorn är mycket svår att uppskatta då det idag inte finns halmeldade motorer i drift, med har uppskattats till 0,19 kr/kWh el.

6.2.6 Fallspecifika data

De tre olika produktionskostnaderna för vilka fall 2 har simulerats beskrivs i tabell 5. "Medel" står för den mest troliga produktionskostnaden idag.

Tabell 5. Tre olika fall för produktionskostnaden av el. Fallet "Medel" är det troligaste fallet idag.

Produktionskostnad	Låg	Medel	Hög
Total investeringskostnad, kr	500 000	600 000	700 000
Livslängd, år	25	20	15
Bränslepris, kr	0,15	0,225	0,3

Indatan för simuleringar av en kraftvärmeanläggning hos Bal och Bobcat sammanfattas i tabell 6.

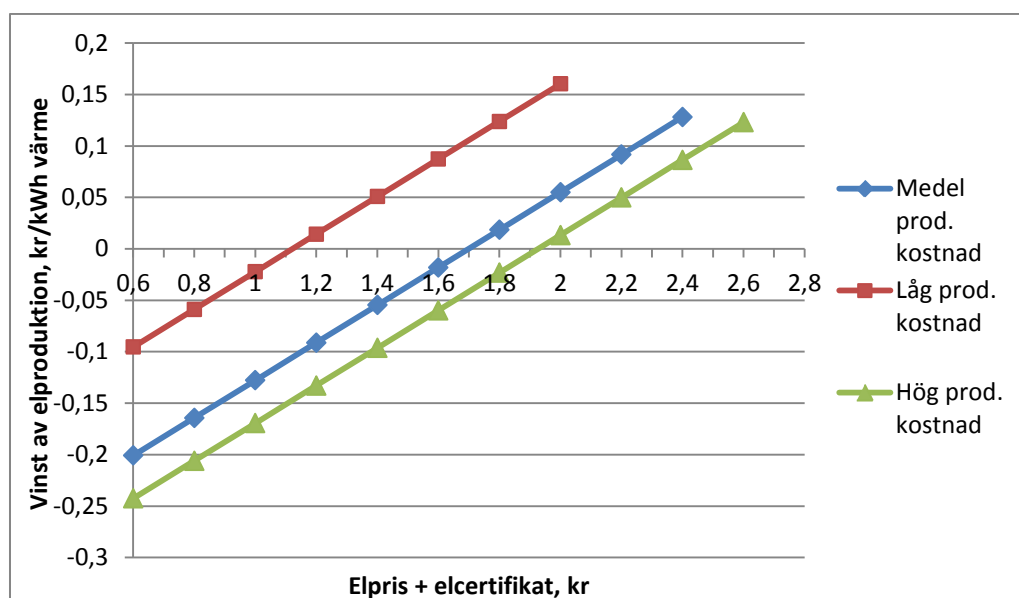
Tabell 6: Fallspecifika data för fallstudie 2

Investeringskostnad, värmepanna + stirlingmotor, kr	600 000
Bränslepris, kr/MWh	225
Värmepris, kr/MWh	0
Underhållskostnad värmeproduktion, kr/kWh	0,02
Underhållskostnad elproduktion kr/kWh	0,19
Livslängd, Stirlingmotor, år	20
Livslängd, värmepanna, år	20
Verkningsgrad värme	65 %
Verkningsgrad el	19 %

6.2.7 Resultat

Det ekonomiska resultatet redovisas i figur 8, på samma sätt som i fallstudie 1. Vid den mest troliga elproduktionskostnaden uppnås lönsamhet först då 1,7 kronor från elcertifikat- och elförsäljning kan erhållas, det vill säga vid ett elpris på cirka 1,45 kr/kWh. Den lägre produktionskostnaden ger lönsamhet vid ett elpris på cirka 0,84 kr/kWh.

Då Stirling DK räknar med att sänka sina priser inom en snar framtid är det troligt att den verkliga produktionskostnaden kan hamna närmare det lägre fallet. Detta är dock förutsatt att bränslepriset hålls stabilt.



Figur 8. Vinst i kronor per kilowattimme producerad värme som den extra investeringen i en kraftvärmearläggning ger jämfört med investering i enbart värmepanna.

6.2.8 Bortkylning av värme

Det finns idag inte någon naturlig extra värmeavsättning på gården. Det finns inte heller något kulvertsystem att ansluta värmeproduktionen till för försäljning av fjärrvärme. Förtjänsten av en ökad värmeförsäljning är så liten att en utbyggnad av kulvertsystem inte är motiverad.

En annan lösning för att öka värmeavsättningen under låglastperioder skulle till exempel kunna vara att förtorka halm innan förbränning. Denna lösning är dock beroende av att halmtorkning kan ske under perioder av låglast samt att förtorkningen ger tillräckligt stor nytta med avseende på minskat slitage i anläggningen.

Inte heller i detta fall är kylning av överskottsvärme aktuellt. Enligt resonemang i kap. 6.1.9 skulle inkomsten av elförsäljningen behöva uppgå till 1,2 kr/kWh, under förutsättning att kylningen är kostnadsfri. Därför anses inte kylning av överskottsvärme för att öka elproduktionen som ett rimligt alternativ.

6.3 Fallstudie 3 – Biogas från torrötning

Fallstudie 3 genomförs vid en teoretisk torrötningsanläggning belägen vid Sveriges sydkust där det finns tillgång till flera olika substrat. Trelleborgs kommun planerar att bygga en anläggning vid Smygehamns reningsverk under 2011 och därför har studier om substraten i området genomförts (Wolski, pers. medd., 2011).

Den tänkta anläggningen har dimensionerats efter att gasen ska förbrukas med jämn takt under året. Ingen hänsyn har därmed tagits till klimatdata.

6.3.1 Substrat

Den planerade anläggningen kommer att vara inriktad på rötning av alger och tång. Alger är ett intressant substrat för biogasproduktion då uppsamling håller badstränder rena, samtidigt som övergödningen kan minska (Davidsson & Ulfsson Turesson, 2008). Idag samlas årligen cirka 1500 ton alger upp från badstränder i Trelleborgs kommun. Algerna läggs i stora högar på stranden under sommaren, för att under hösten spridas ut och av vågorna föras tillbaka till havet. Den idag uppsamlade mängden alger skulle, om den togs tillvara, kunna producera cirka 0,7 GWh metan/år. Denna metanmängd används därför i simuleringen av anläggningen.

6.3.2 Bränsle

Biogasen används som bränsle för att driva kraftvärmeanläggningen. Bränslepriset definieras här av kostnaden för substratet och till vilket pris rötresten värderas.¹ Substratkostnaden är den merkostnad det innebär att transportera algerna till en biogasanläggning jämfört med hur de tas om hand idag. Denna merkostnad innefattar transport på 10 kilometer av substrat till anläggningen. Efter prisuppgifter på dumperhyra från företaget Ohlsson AB beräknas denna kostnad till cirka 23 kr/ton substrat. På grund av viss osäkerhet antas substratkostnaden vara i intervallet 20 – 26 kr/ton substrat.

Rötresterna innehåller årligen 5,4 ton kväve, 0,4 ton fosfor och 3 ton kalium (Davidsson & Ulfsson Turesson, 2008). Utifrån priserna på handelsgödsel juli 2010 (Yara, 2010) är rötresterna i detta fall årligen värda cirka 74 400 kronor. Om rötrestutbytet antas vara 1:1 fås ett ungefärligt rötrestvärde om 50 kr/ton. Rötrestvärderingen beror dock på ytterligare

¹ I biogaskostnaden ingår också investering, drift och underhåll av biogasanläggningen, men detta inkluderas i senare lönsamhetsberäkningar av kraftvärmeanläggningen .

parametrar, däribland spridningskostnaden. Om rötresten ersätter handelsgödsel fås en kraftigt ökad spridningskostnad och rötrestvärdet kan sjunka med cirka två tredjedelar vilket ger 17 kr/ton rötrest. Dessutom påverkas rötrestvärdet av kostnaden för extrahering av kadmium. Då denna kostnad är mycket osäker antas rötresten vara värd mellan 0 och 55 kr/ton.

Därmed fås en bränslekostnad mellan -30 och 26 kr/ton, vilket är mellan -0,064 och 0,055 kr/kWh biogas.

6.3.3 Värmebehov

Anläggningen är belägen inom ett område som täcks av ett fjärrvärmenät och skulle därför kunna kopplas in till detta. Fjärrvärmepriset för villakunder i Trelleborgs fjärrvärmenät är 74,66 öre/kWh (Svensk Fjärrvärme, 2011). I simuleringarna antas att biogasanläggningen kan erhålla 70 % av detta pris, det vill säga 52 öre/kWh.

6.3.4 Elanslutning

Elnätet i Smygehamn ägs av E.ON elnät varför samma elnätavgift och nätnytta som i Fallstudie 1 används. E.ON har inget emot att koppla in nya elproducenter i Smygehamn (Claselius, pers. medd., 2011), däremot är försäljningspriset för el osäkert för anläggningar av denna storleksordning.

6.3.5 Val av teknik

I denna fallstudie har en torrrottningsanläggning från det svenska företaget FLINGA Biogas AB valts. Tekniken är anpassad för att röta stapelbara substrat och finns beskriven i kapitel 3.4. Företagets marknadsföring är främst riktad mot lantbruk och hästanläggningar, men många olika substrat kan rötas i anläggningen (FLINGA Biogas AB, 2011).

Biogasanläggningen levereras med en ottomotor om 15 kW_{el} för gasdrift (Lundberg, pers. medd., 2011). För den aktuella mängden substrat i denna fallstudie är en anläggning med tre gasmotorer om 15 kW_{el} vardera lämplig (Lundberg, pers. medd., 2011). Motorernas livslängd är cirka 9 år, elverkningsgraden 30 % och värmeverkningsgraden cirka 60 % .

Den valda anläggningens investeringskostnad är cirka 3 miljoner (Lundberg, pers. medd., 2011). Då biogasanläggningen håller längre än gasmotorerna har simuleringstiden valts till motorernas dubbla livslängd varför också investeringskostnaden ökats i grad med den extra investeringen i nya motorer. Då motorerna är uttjänta investeras cirka 60 000 kronor per motor varför den totala investeringskostnaden blir cirka 3,2 miljoner kronor.

6.3.6 Arbetsbehov

Underhållskostnaden för anläggningen uppskattas till 25 000 kronor årligen exklusive personalkostnad (Lundberg, pers. medd., 2011). Anläggningen är datoriserad och kan i princip drivas obemannad. Dock krävs mänskligt arbete vid byte av substrat i substratkamrarna vilket sker cirka 1 gång i månaden, samt vid daglig tillsyn. Det årliga arbetsbehovet uppskattas till 240 timmar och med en personalkostnad på 250 kronor i timmen innebär det 60 000 kronor.

6.3.7 Fallspecifika data

Indata för simuleringar av den tänkta biogasanläggningen med tillhörande gasmotor redovisas i tabell 7.

Tabell 7: Fallspecifika data för fallstudie 3

Investeringskostnad, kr	3 200 000
Bränslepris, kr/MWh	0
Värmepris, kr/MWh	520
Underhållskostnad biogasproduktion, kr/år	25 000 + 60 000
Underhållskostnad elproduktion kr/kWh	0,30
Livslängd, gasmotor, år	9
Verkningsgrad, värme	60 %
Verkningsgrad, el	30 %
Bränslemängd, kWh/år	700 000
Elnätavgift, kr/år	1500
Elnänytta, kr/kWh	0,036

De tre olika produktionskostnaderna för vilka fall 3 har simulerats beskrivs i tabell 8. ”Medel” står för den mest troliga produktionskostnaden idag.

Livslängden har satts utifrån gasmotorns livslängd. Under simuleringstiden antas två uppsättningar gasmotorer användas. Det låga och det höga bränslepriset har satts utifrån det framräknade spannet, se kapitel 6.3.6. Investeringskostnaden är relativt osäker då företaget FLINGA Biogas ännu är nya på marknaden. Utifrån hur företaget expanderar och hur ekonomin utvecklas kan investeringskostnaden både sjunka och stiga i framtiden.

Tabell 8. Tre olika fall för produktionskostnaden av el. Fallet ”Medel” är det troligaste fallet idag.

Produktionskostnad	Låg	Medel	Hög
Total investeringskostnad, kr	3 000 000	3 200 000	3 400 000
Livslängd, år	20	18	14
Bränslepris, kr	-0,064	0	0,055

Fjärrvärmepriserna varierar stort mellan Sveriges kommuner, från 428,3 kr/MWh till 954,7 kr/MWh för villaägare (Svensk Fjärrvärme, 2011). Med ett antagande om att 70 % av detta pris kan erhållas av produktionsanläggningen, fås en minimal inkomst från värmeförsäljning på 300 kr/MWh och en maximal inkomst på 670 kr/MWh. Utifrån detta görs en känslighetsanalys av värmepriset för den mest troliga produktionskostnaden för biogas (medel produktionskostnad).

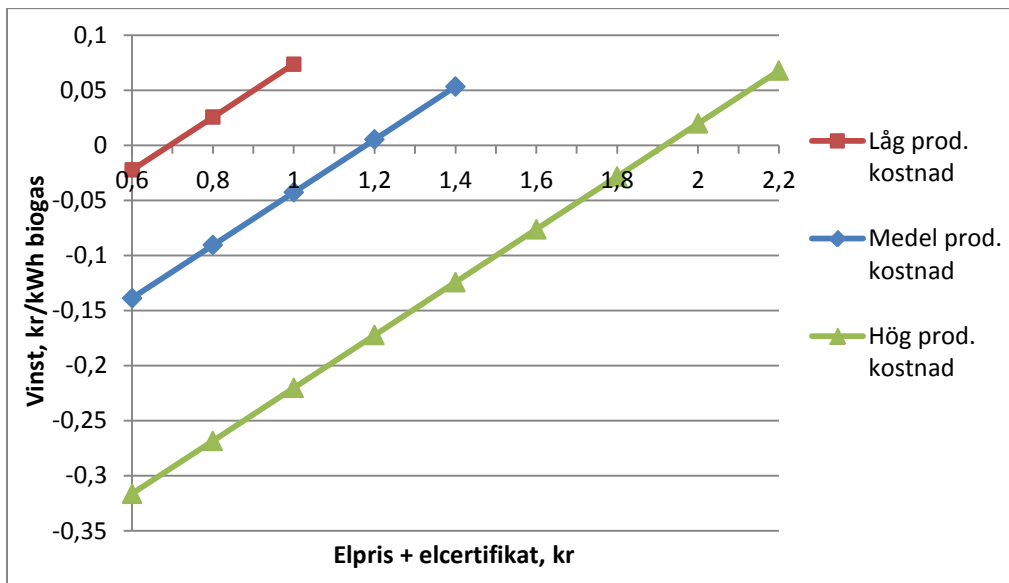
Tabell 9. Tre olika fall för värmepris. Medel är det troligaste priset i Trelleborg idag.

Värmepris, kr/MWh	Låg	Medel	Hög
	300	520	670

6.3.8 Resultat

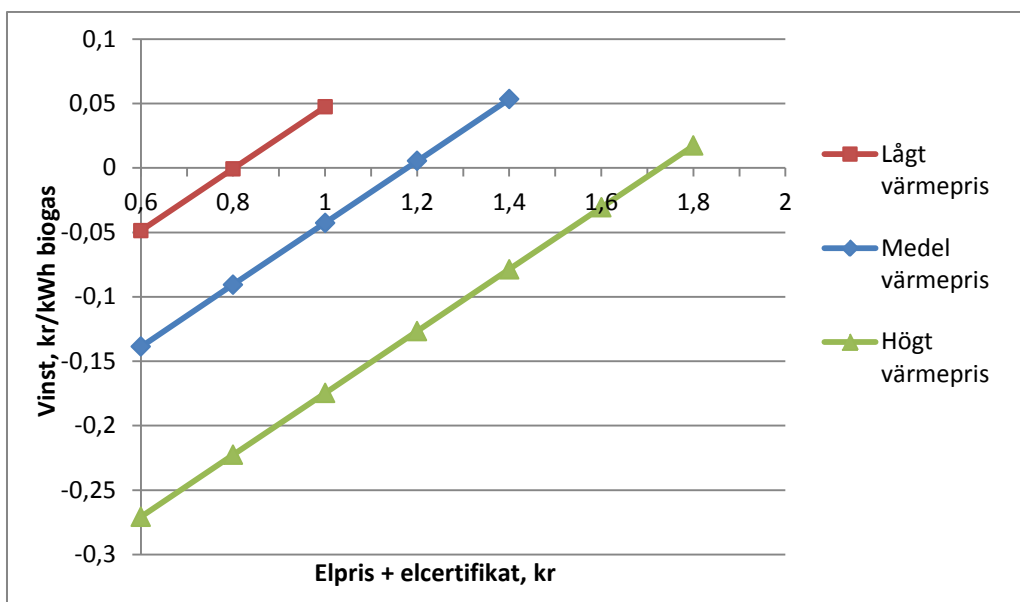
Då det i denna fallstudie inte redan finns någon existerande värmeproducerande anläggning är det inte lika intressant att ta fram lönsamheten beroende av den extra investeringen i kraftvärmeanläggning. Istället redovisas den totala lönsamheten för anläggningen i kr/kWh producerad biogas för de tre valda produktionskostnaderna.

Enligt figur 9 fås lönsamhet vid anläggningen vid en inkomst på 1,18 kronor för el- och elcertifikatförsäljning, vilket innebär ett elpris 0,92 kr/kWh. Vid den lägsta produktionskostnaden uppnås dock lönsamhet redan vid ett elpris på 0,44 kr/kWh.



Figur 9. Vinst i kronor per kilowattimme biogas för tre olika produktionskostnader för elen.

Figur 10 visar att värmepriset har stor inverkan på lönsamheten för anläggningen i fallstudie 3. För fallet "produktionskostnad medel" fås god ekonomi vid det högre värmepriset vid ett el- och elcertifikatspris på 0,8 kr/kWh, eller ett elpris på 0,54 kr/kWh.



Figur 10. Vinst i kronor per kilowattimme biogas, för tre olika värmepriser. Produktionskostnad medel.

6.3.9 Ytterligare värmeavsättning

I detta fall finns värmeavsättning finns året runt, eftersom det antas att anläggningen får kopplas in på fjärrvärmenätet. Det har antagits att anläggningen utnyttjas fullt ut med en jämnt fördelad produktion. Det finns alltså ingen anledning att kyla bort överskottsvärme för att öka elproduktionen.

7 Diskussion

7.1 Alternativ teknik i fallstudierna

I fallstudie 1 utreddes ORC-teknik. Andra tekniskt möjliga lösningar för kraftvärme-produktion är stirlingmotor eller flashboxteknik. Stirlingmotorn skulle efter vissa korrigeringar av pannan kunna drivas av de varma rökgaserna men ge betydligt lägre eleffekt än ORC-tekniken då endast mindre motorer finns tillgängliga. Flashboxteknik skulle vara tekniskt möjligt men det krävs större anläggningar än den i Lekeberg för lönsamhet (se kapitel 2). Förgasning med VIPP-teknik skulle kanske kunna vara möjlig, men den kräver pulverbränsle.

I fallstudie 2 valdes stirlingmotor som kraftvärmeteknik då detta ansågs som det enda tekniskt möjliga alternativet. Det finns olika konfigurationer med stirlingmotorer, såsom Stirling DK:s motor med tillhörande förgasningsanläggning, vilken skulle kunna vara tillämpbar i detta fall. Förgasning med VIPP-teknik som beskrivs i kapitel 2 anses inte möjlig i detta fall då anläggningen är för liten. Om anläggningen varit större skulle ORC-teknik varit lämplig.

Vid torrrottningsanläggningen i Trelleborgs Kommun som studerades i fallstudie 3 valdes att undersöka en gasmotor av ottotyp. Andra möjliga alternativ skulle kunna vara mikroturbin eller stirlingmotor, som båda är dyrare.

Annan teknik som inte har undersökts i fallstudierna men som är under kommersialisering och kan vara aktuell för lantbrukstillämpningar i storleksordningen några tiotal kW_{el} är externeldad mikroturbin (kapitel 2.5.1) och förgasning med förbränning i gasmotor (kapitel 2.1.1).

7.2 Förutsättningar för lönsamhet

Med den mest troliga produktionskostnaden uppnås i fallstudierna en god anläggnings-ekonomi vid ett elpris på 0,80 kr/kWh, 1,45kr/kWh respektive 0,92 kr/kWh. Då medelvärdet av spotpriset 2006 – 2010 var 0,414 kr/kWh är det idag svårt att nå lönsamhet i någon av fallstudierna.

Det är dock viktigt att ta hänsyn till vilken tid på året elen produceras. I fallstudie 1 och 2 produceras mest el under vintermånaderna. Då är elpriset högre och ett högre elpris än årsmedel skulle därmed kunna uppnås. Om den producerade elen används för egen elproduktion uppnås också en högre vinst då denna ersätter köpt el.

För biogas kan substratkostnaden och rötrestens gödselvärde variera stort, och dessa har därför stor betydelse för lönsamheten. En låg substratkostnad och högt gödselvärde förbättrar kalkylerna.

En ytterligare fråga som är nödvändig för lönsamhet är driftsäkerhet. Denna fråga har inte undersökts närmare i projektet.

7.2.1 Känslighet

Känslighetsanalyserna som redovisats i kapitel 6.1.7, 6.2.7 och 6.3.8 visar hur viktiga kraftvärmeanläggningens investeringskostnad, livslängd och bränslepris är. Dessa parametrar är olika viktiga för produktionskostnaden och beräkningar har visat att livslängden har störst betydelse medan bränslepriset har minst betydelse.

I fallstudie 1 uppnås med den antagna lägsta produktionskostnaden en god anläggningsekonomi redan vid ett elpris om 0,42 kr/kWh vilket på årsbasis är möjligt att erhålla idag. I fallstudie 3 uppnås, med det aktuella värmepriset i Trelleborg och med den lägsta produktionskostnaden, en god anläggningsekonomi vid ett elpris om 0,44 kr/kWh vilket också är rimligt idag. Om den lägre investeringskostnaden, det lägre bränslepriset och den längre livslängden uppnås i fallstudie 1 och 3, kan alltså en investering i kraftvärmeteknik vara motiverad.

Vid dagens mest troliga produktionskostnad (produktionskostnad medel) undersöktes i fallstudie 3 ett högre värmepris, i nivå med det högsta i Sverige. Då uppnåddes istället lönsamhet vid 0,54 kr/kWh, vilket också är nära dagens elpriser.

7.2.2 Värmepris och värmeavsättning

Arbetet har visat att en ökad värmeavsättning under låglastperioder är viktigt för lönsamheten. Det stöds även av andra studier (se kapitel 7.3 nedan). Värmeavsättningen måste vara inkomstbringande - att bara kyla bort värmen ökar inte lönsamheten nämnvärt med de antagna bränsle- och elpriserna. Då har vi inte tagit hänsyn till att låglastperioder för värme normalt sammanfaller med tider då spotpriset på el är lågt, vilket gör det ännu mindre lönsamt att kyla bort värme för att producera el. Bäst förutsättningar för lönsamhet finns därför på platser där det finns en stor värmeavsättning året om som grund för kraftvärmeproduktionen.

7.3 Slutsatser från andra studier

7.3.1 Harads

År 2007 – 2008 var företaget Arctic Heat i startgropparna att konstruera ett fjärrvärmenät i orten Harads, 5 mil nordväst om Boden (Gard, 2008). Detta skulle förses med värme från en 2 MW fliseldad värmepanna. I en studie vid Luleå tekniska högskola undersöktes huruvida det skulle vara fördelaktigt att istället investera i en kraftvärmeanläggning. Anläggningen skulle räknas som småskalig kraftvärme och den studerade tekniken var en ORC-anläggning med hetoljekrets.

Studien visade att anläggningen totalt skulle gå med vinst. Dock skulle den elproducerande enheten ge ett negativt ekonomiskt resultat vid de aktuella elpriserna. Elproduktionen skulle alltså finansieras av värmeförsäljningen vilket inte är önskvärt. Enbart en värmepanna skulle ge bättre ekonomiskt resultat.

I studien framkom också att antalet drifttimmar under året har mycket stor betydelse för kraftvärmens lönsamhet. Resultatet pekade på att om antalet drifttimmar årligen uppgick till 8000 samt om elpriserna ökade till nivåer liknande europeiska elpriser, skulle en investering i en kraftvärmeanläggning vara fördelaktig.

7.3.2 Hagavik

Sedan 2003 finns på Hagaviks gård utanför Malmö en gårdsbaserad biogasanläggning, med en årlig biogasproduktion på knappt 3 MWh. 2006 investerade anläggningen i en mikroturbin av modell Turbec T100 för att producera kraftvärme från biogasen. JTI har utvärderat tekniken och ekonomin vid anläggningen (Brown m. fl., 2010).

JTI:s utredning visar på en produktionskostnad på 66 öre/kWh el vid Hagaviks gård, vilket är ett relativt bra resultat om elen kan användas på den egna gården.

Studien belyser vikten av substratkostnaden och rötrestens värde för att nå goda ekonomiska resultat. Den indikerar också att det idag finns goda möjligheter till lönsamhet för biogas-anläggningar hos lantbrukare med ekologisk odling, eftersom rötresten där kan värderas relativt högt. Detta förutsätter också att det finns god tillgång till energi- och växtnäringsrika substrat till låg kostnad, samt att ett visst investeringsbidrag kan fås.

Det ekonomiska resultatet skulle enligt JTI kunna förbättras med en mer kommersiell teknik för kraftvärme, till exempel en gasmotor. På Hagaviks gård finns inte avsättning för all värme som produceras. Skulle ytterligare värmeavsättning finnas skulle den ekonomiska kalkylen kunna förbättras ytterligare.

7.3.3 Hortlax

Under hösten 2011 ska Pite Energi driftsätta en kraftvärmeanläggning i tätorten Hortlax, utanför Piteå. Anläggningen placeras i utkanten av fjärrvärmenätet där det finns behov av utökad värmeproduktion under vinterhalvåret. Pite Energi har intresserat sig för VIPP-tekniken från MEVA Innovation AB, vilken finns beskriven i kapitel 2.

Eftersom anläggningen i Hortlax kommer att vara ansluten till ett fjärrvärmenät uppvärmt av industriell spillvärme kommer kraftvärmeanläggningen endast att behöva eldas mellan november och mars (Fåhraeus pers. medd., 2011). Utifrån detta har ekonomiska kalkyler utförts av Pite Energi där det framkommit att investeringsutrymmet för en förgasningsanläggning är 13 miljoner kronor. Eftersom Pite Energi är den första beställaren av tekniken samtidigt som anläggningen kommer att fungera som en testanläggning betalade de cirka 13 miljoner kronor. Det egentliga priset är 25 - 30 miljoner kronor för en anläggning av den aktuella storleken.

Enligt Pite Energis kalkyler kommer lönsamhet att uppnås vid anläggningen. Kalkylerna visar också att om värmeavsättning fanns för att driva anläggningen året runt skulle lönsamhet uppnås även med den egentliga investeringskostnaden om 25 – 30 miljoner kronor.

7.4 Källor till ytterligare kunskap

Förgasning med VIPP-teknik som beskrivits i rapporten anses som lovande. Utvärdering av den nya anläggningen som ska tas i drift i Hortlax bör göras för att klargöra om tekniken är lönsam och kan tillämpas i andra fall.

Sveriges första biobränslebaserade ORC-anläggning som beställts av Falbygdens Energi och kan ge underlag för en utvärdering för att utreda teknikens möjligheter för andra tillämpningar i Sverige.

Ett 30-procentigt investeringsstöd för gödselbaserad biogasproduktion infördes 2009. Ett större projekt finansierat av jordbruksverket drivs av HS Skaraborg och JTI under 2010-2014, och det kommer att ge mycket kunskap om driftserfarenheter och ekonomi för många av de nybyggda biogasanläggningarna (Hushållningssällskapet 2011)

8 Rekommendationer och slutsatser

8.1 Slutsats

Med dagens priser på el är det svårt att uppnå lönsamhet med småskalig kraftvärme vid kraftvärmeanläggningar som dem som studeras i denna rapport. I de tre fallstudier som gjordes var ingen anläggning lönsam med dagens mest sannolika kostnader och intäkter. Resultaten av känslighetsanalysen visade dock att med något optimistiska värden på investeringskostnad, livslängd och bränslepris, skulle kraftvärmeproduktion vara lönsam med dagens elpris i två av fallen.

Investeringskostnad, livslängd och bränslepris har stor inverkan på det ekonomiska resultatet vid anläggningen. Bränslepriser förväntas öka i framtiden, men investeringskostnaden har större betydelse än bränslepriset för lönsamhet, och då utveckling av teknik hela tiden pågår kan investeringskostnader förväntas sjunka. Därför bör möjligheterna till lönsamhet kunna förbättras i framtiden.

Förutsättningen för lönsamhet är bättre om det finns en inkomstbringande värmeavsättning under hela året.

8.2 Rekommendationer

I rapporten redovisas vid vilka priser på el och elcertifikat en god anläggningsekonomi kan uppnås under de givna förutsättningarna i fallstudierna. Vid planering av kraftvärme-

produktion är det därför viktigt att en god uppskattning av vilken inkomst som kan erhållas från el- och elcertifikatförsäljning kan göras. Detta beror mycket på när under året elen säljs samt om elen kan användas av producenten själv eller inte.

För att maximera elproduktionen bör också lösningar för ytterligare värmeavsättning under låglastperioder noga utredas.

Beroende på förutsättningarna vid den nya anläggningen kan dellastegenskaperna vara en mycket viktig parameter vid val av kraftvärmeteknik. Andra parametrar som bör beaktas är el- och värmeverkningsgrader, vilka är olika viktiga beroende på el- och värmepris i det aktuella fallet.

Under projektets gång har det flera gånger dykt upp nya tekniska lösningar som är under kommersialisering. Det är tydligt att mycket utveckling pågår runt om i Europa. Det är därför troligt att det kommer ny fungerande teknik till en lägre kostnad än idag. Det finns alltså all anledning för lantbruksnäringen att följa utvecklingen i Norden och Europa framöver, så att kunskap om det aktuella teknikläget finns tillgänglig.

9 Referenser

- Alvarez, H. (2006). *Energiteknik*. Upplaga 3:3. Lund: Studentlitteratur
- Andersson, J., Andersson, M., Blomberg, Y., Hansson, Ö. & Marmolin, C. (2004). *Spannmål som en framtida energikälla för uppvärmning*. Hushållningssällskapet. Rapport nr 2/04
- Barsali, S., Giglioli, R., Poli, D. & Celini, M. (2010). *An externally fired micro gas turbine plant for combined heat and power generation from solid biomass: a practical experience*. Lyon: 18th European Biomass Conference and Exhibition
- Bernesson, S. & Nilsson, D. (2005). *Halm som energikälla - översikt av existerande kunskap*. Uppsala: SLU. Rapport 2005:07. ISSN: 1652-3237
- Brown, N., Edström, M., Hansson, M. & Algerbo, P-A. (2010). *Utvärdering av gårdsbiogasanläggning med mikroturbin för kraftvärmeproduktion*. JTI, Kretslopp och avfall. Rapport 46. ISSN: 1401-4955
- Davidsson, Å. & Ulfsson, E. (2008). *Tång och alger som en naturresurs och förnyelsebar energikälla*. Malmö: Detox AB
- EIR2010:23 (2010). *Nettodebitering Förslag till nya regler för användare med egen elproduktion*. Eskilstuna: Energimarknadsinspektionen
- Ekström, C. (2009). *Utveckling av ny elproduktionsteknik - Underlagsrapport till Vägval för framtidens teknikutveckling*. IVA
- Frederiksen, S. & Werner, S. (2009). *Fjärrvärme. Teori, teknik och funktion*, Lund: Studentlitteratur
- Gard, K-O. (2008). *Biomass based small scale combined heat and power technologies*. Luleå: Luleå Tekniska högskola. 2008:122 CIV. ISSN: 1402-1617
- Goldschmidt, B. (2007). *ORC för elproduktion i värmeverk*. Stockholm: Värmeforsk Service AB. Rapport 1021. ISSN 1653-1248
- Henningson, C. (2006). *KVV-Munkegärdeverket: Konvertering till kraftvärme med befintliga hetvattenpannor*. Seminarium Inspecta Sweden AB. PM 190/06 0
- Herland, E. (2005). *LRFs Energiscenario till år 2020: FÖRNYBAR ENERGI FRÅN JORD- OCH SKOGSBRUKET GER NYA AFFÄRER OCH BÄTTRE MILJÖ*. LRF
- Jöhnemark, M., Nilsson, J., Johansson, M., Östberg, R. & Åhlander, E. (2010). *Elcertifikatsystemet 2010*. Eskilstuna: Statens Energimyndighet
- Lantz, M. (2004). *Gårdsbaserad produktion av biogas för kraftvärme - ekonomi och teknik*. Lund: Lunds tekniska högskola. LUTFD2/TFEM--04/5007--SE + (1-92)
- Lymberopoulos, N. (2004). *Microturbines and their application in bio-energy*. Pikerimi: C.R.E.S.
- Larsson, C., Lund, L., Lundbäck, M., Mäkitalo, J., Stålnacke, M. & Östangård, L. (2011). *Solid Fuel Powered Turbine*. Poster. Uppsala: Uppsala Universitet
- Persson C. & Olsson, J. (2002). *Jämförelse mellan olika kraftvärmeteknologier*. Malmö: SGC. SGC Rapport 128. ISSN 1102-7371

Nordberg, U. & Nordberg, Å. (2007). *Torrötning. kunskapssammanställning och bedömning av utvecklingsbehov*. Uppsala: JTI, Lantbruk och Industri. Rapport 357, ISSN: 1401-4963

Nylander, A., Gulliksson, H., Skoglund, P., Drakenberg, B., Sundqvist, J., Österlin E., Johansson, R. & Peterson, M. (2002). *Elproduktion från biobränslen – Översiktlig analys av möjligheterna för kraftvärme inom DESS verksamhetsområde*. Växjö: DESS.

Obernberger, I. & Thek, G. (2004). *Techno-economic evaluation of selected decentralized CHP applications based on combustion in IEA partner countries-final report*. Graz: Bioenergiesysteme GmbH.

Regeringen (2009). *En sammanhållen energi- och klimatpolitik. Informationsblad om propositionerna 2008/09:162 och 16*. Stockholm: Regeringskansliet. Artikel nr. M2009.09.

Ridell, B., Assadi, M., Pohl, H., Sjunnesson, L., Avellan, L., Lindbergh, G., Lagergren, C., Hildebrandt, L., Prisell, E., Karlström, M., Fontes, E., Lundblad, A. & Wennstam, E. (2010). *Teknikbevakning av bränslecellsområdet under 2009*. Stockholm: Elforsk AB. Rapport 10:01 SFS 1997:857. Ellag. Stockholm: Riksdagen

SOU 2008:13. Bättre kontakt via nätet – om anslutning av förnybar elproduktion. Stockholm: Fritzes

Svensson, R. 2011. Småskalig biobränsleeldad kraftvärmeproduktion - teknik och investeringsutrymme Examensarbete 2011:12. Institutionen för energi och teknik, SLU, Uppsala. ISSN 1654-9392. Publicerad på <http://epsilon.slu.se>

Strömberg, B. (2005). *Bränslehandboken*. Stockholm: Värmeforsk Service AB. Rapport 911

Svensson, K. & Persson, L. (2008). *Småskalig kraftvärme. Olika tekniker och bedömning av möjligheten att applicera teknikerna i det svenska lantbruket*. HS-konsult

Elektroniska

Billinge Energi. Hemsida. [online] Tillgänglig:
<http://www.billingeenergi.se/artikel/36/manadsmedelspot.html> [2011-06-27]

Cleanergy AB. Hemsida. [online] Tillgänglig:
<http://www.cleanergyindustries.com/production.html> [2011-08-12]

Energimyndigheten. Pressmeddelande. [online] (2011-04-13) Tillgänglig:
<http://www.energimyndigheten.se/sv/Press/Pressmeddelanden/Pressmeddelanden-2008/Fortsatt-stod-till-Varnamo-projektet> [2011-08-04]

E.ON. Hemsida. [online] Tillgänglig:
<http://www.eon.se/templates/Eon2TextPage.aspx?id=72522&epslanguage=SV> [2011-06-20]

FLINGA Biogas AB. Hemsida. [online] Tillgänglig: <http://www.flinga-biogas.se/produkten.html> [2011-08-19]

Hushållningssällskapet Skaraborg. Biogas. Tillgänglig: <http://hs-ps.hush.se/?p=17690> [2011-09-26]

Jordbruksverket. Bioenergiportalen. [online] (2007-06-07) Tillgänglig:
<http://bioenergiportalen.se/?p=1804&m=1159> [2011-06-13]

Jordbruksverket. Bioenergiportalen. [online] (2010-10-18) Tillgänglig:
<http://www.bioenergiportalen.se/?p=1802&m=1215> [2011-06-15]

Jordbruksverket. Bioenergiportalen. [online] (2008-07-09) Tillgänglig:
<http://bioenergiportalen.se/?p=1498&m=970> [2010-10-20]

Jordbruksverket. Bioenergiportalen. [online] (2009-11-12) Tillgänglig:
<http://www.bioenergiportalen.se/?p=1450&m=962> [2011-08-04]

Preem. Produktinformation [online] (2009-01-21) Tillgänglig:
<http://ipreem.preem.se/sm/prod3NySite.nsf/vProductsByLinkID/810?OpenDocument>,
[2010-10-26]

Rensfelt, E., Johnsson, U. & Gårdmark, L. Pressmeddelande. [online] (2011-02-17)
Tillgänglig: <http://www.vvbgc.se/index.php/nyheter/3-pressrelease-2011-02-17> (2011-08-04)

MEVA Innovation AB. Hemsida. [online] Tillgänglig:
<http://www.mevagroup.se/?p=105&p2=116> [2011-06-08]

SCB. Statistiskt meddelande. [online] (2011-05-31) Tillgänglig:
<http://webbshop.cm.se/System/ViewResource.aspx?p=Energimyndigheten&rl=default:/Resources/Permanent/Static/aa3bb7afddcd444f81911c61531523ee/2315W.pdf> [2011-08-12]

Skogsstyrelsen. Statistik. [online] Tillgänglig:
<http://www.skogsstyrelsen.se/Myndigheten/Statistik/Amnesomraden/Priser/Tabeller--figurer/> [2011-08-08]

Stirling DK. Tekniska specifikationer. [online] Tillgänglig:
http://www.stirling.dk/page_content.php?menu_id=37&type=submenu [2011-06-10]

Stirling DK. Datablad. *Direct combustion with a Stirling Engine for a liquid or gaseous fuel*. [online] Tillgänglig: www.stirling.dk/download_file.php?file=1312800724.pdf [2011-06-10]

Svenska Kraftnät. Hemsida. [online] (2011-06-30) Tillgänglig:
https://elcertifikat.svk.se/cmcall.asp?service=CS_Reports.GetCertificates&styleFN=reports/xsl/certificates.xml&generalpageid=2 [2011-06-30]

Svenska Kraftnät. Hemsida. [online] (2011-09-29) Tillgänglig:
<http://www.svk.se/Energimarknaden/EI/Elomraden/> [2011-09-29]

Svensk Energi. Hemsida. [online] (2011-08-02) Tillgänglig:
<http://www.svenskenergi.se/sv/Om-el/Elnatet/> [2011-08-02]

Svensk Fjärrvärme. Statistikblad. [online] Tillgänglig:
<http://www.svenskfjarrvarme.se/Statistik--Pris/Fjarrvarmepriser/> [2011-08-22]

Turboden. Datablad. [online] Tillgänglig:
http://turboden.eu/en/public/downloads/20110615_datasheets_CHP.pdf [2011-06-15]

Yara. Hemsida. [online] Tillgänglig:
http://www.yara.se/media/news/news_2010/fertilizer_market_in_change.aspx [2010-12-22]

Personlig kontakt

Bernesson, S. Forskare, SLU, Institutionen för energi och teknik, Uppsala. Samtal 2011-08-03

Borr, J. Säljare, OPCON Energy Systems AB, Stockholm. Telefonsamtal 2011-06-25

Carlsson, G. Ordförande, Lekebergs Bioenergi AB, Fjugesta. E-mail & telefonsamtal 2011-06-17 – 2011-08-05

Cevolani, M. TURBEC S.p.A, E-mail 2011-06-23

Claselius, C. EON Elnät Sverige AB, Malmö. Telefonsamtal 2011-08-22

Eriksson, M. Ägare, Bal och Bobcat, Löderup. Samtal 2010

Fåhraeus, D. VD, Pite Energi, Piteå. Telefonsamtal 2011-08-16

Garlaschelli, M. Turboden Srl, Brescia. E-mail 2011-06-28 – 2011-08-08

Groth, T. Stirling DK, Kongens Lyngby. E-mail 2011-06-16 – 2011-08-12

Gustafsson, L. Affärsansvarig, EON Elnät Sverige AB, Stockholm. Telefonsamtal 2011-06-20

Lundberg, F. VD, FLINGA Biogas AB, Tollarp. Telefonsamtal 2011-08-19

Löfvendahl, F. Rejlers Energitjänster AB, Motala. Telefonsamtal 2011-06-23

Piejko, S. VD, Järforsen Energi System AB. Telefonsamtal 2011-08-10

Schneider, C. VD, Lekebergs Bioenergi AB, Fjugesta. E-mail & telefonsamtal 2011-06-10 – 2011-08-04

Shrieves, J. Teknisk chef, Stirling Biopower, Laer. E-mail 2011-08-02

Sjöblom, M. Marknadschef, MEVA Innovation AB, Skellefteå. Telefonsamtal 2011-06-08

Sperduti, D. Säljare, Turboden Srl, Brescia. Telefonsamtal 2011-06-28

Thorson, O. Avd. chef, WSP Process Consulting, Göteborg. Telefonsamtal 2011-06-19

Vestin, A. Cleanergy AB, Göteborg. Samtal 2011

Väänänen, T. Gasek, Finland. Samtal 2011-09-27

Wessmann, J. Entrans AB, Stockholm. Samtal 2011-06-25

Wolski, L. Miljöförvaltningen, Trelleborgs kommun. Samtal 2011

Östrand, U. VD, Ystad Energi, Ystad. Samtal 2010

SLU
Institutionen för energi och teknik
Box 7032
75007 UPPSALA
Tel. 018-671000
www.slu.se/energioghteknik

SLU
Department of Energy and Technology
Box 7032
S-75007 UPPSALA
SWEDEN
Phone +46 18 671000
