

Integrering av biobränsleförädling i Igelsta kraftvärmeverk

- utveckling till energikombinat hos
Söderenergi AB

Examensarbete

Amanda Gustavsson

Denise Tell

Sammanfattning

Ett kraftvärmeverk är en kombinerad energianläggning som producerar både el och värme. Värmen levereras till kund via fjärrvärmenätet för uppvärmning av tappvarmvatten och hushåll. Klimatförändringar och energieffektiviseringar har bidragit till ett minskat fjärrvärmebehov och behovet är överlag lägre under sommarmånaderna. Igelsta kraftvärmeverk drivs av Söderenergi AB och är beläget vid Södertäljekanalens tillsammans med Igelsta värmeverk. Marknadsprognos av Söderenergi AB visar på 15 % minskade fjärrvärmeleveranser till år 2031.

Energikombinat är en kombinerad omvandling av olika energiformer där bränsleproduktion integreras i ett kraftvärmeverk. I en rapport av Svensk Fjärrvärme anses produktion av pellets och etanol ha mycket goda möjligheter för integrering i kraftvärmeverk som energikombinat. Därför undersöks *”vad en integrering av biobränsleförädling genom energikombinat i Igelsta kraftvärmeverk skulle innebära för Söderenergi AB”*. En integrering undersöks utifrån tillgänglig värmeeffekt. Dimensionering baseras på typfall för respektive anläggningstyp. Anläggningarna utvärderas för olika storlekar för värmeeffektbehov mellan 10 MW och 70 MW. Utifrån dessa storlekar dimensioneras varje ingående utrustning genom skalning och investeringskostnad beräknas för respektive utrustning. Produktion är baserat på den tillgängliga värmeeffekten för varje månad. Etanolanläggningen utvärderas även för en konstant årlig produktion. Pelletsanläggningen integreras i fjärrvärmenätet och utvärderas för produktion med mottrycksturbin och rökgaskondensering samt produktion med endast mottrycksturbin. Etanolanläggningen integreras före turbinen i kraftvärmeverket.

Anläggningarnas lönsamhet utvärderas med nuvärdesanalys. Konstruktionstid antas till 3 år och produktionstid till 10 år för pelletsanläggning och 20 år för etanolanläggning. Resultaten visar att en etanolanläggning endast är lönsam vid konstant produktion året runt vid en värmeeffekt på minst 30 MW. En etanolanläggning skulle i dagsläget inte vara lönsam att integrera i befintligt kraftvärmeverk som energikombinat med drift vid tillgänglig värmeeffekt. Resultaten för pelletsanläggningen visar att en anläggning på 30 MW är mest lönsam. Om behovet av fjärrvärme utvecklas enligt prognos vore en installation av pelletsanläggning ett bra alternativ för integrering i Igelsta kraftvärmeverk.

Vid utveckling av Igelstaverkets verksamhet bör Söderenergi AB undersöka möjligheterna att integrera en pelletsanläggning i Igelsta kraftvärmeverk. Detta då resultaten visar att ett energikombinat med pelletsproduktion på sikt skulle innebära ökad vinst.

Abstract

A combined heat and power (CHP) plant is a cogeneration plant which generate electrical power and heat at the same time. The heat is delivered to customers through a district heat system and used for heating of tap water and households. Climate changes and efficiency improvements have contributed to a decrease in heat requirements and the need is generally smaller during summer. Igelsta CHP plant is owned by Söderenergi AB and located by the Södertälje canal next to Igelsta heat plants. A forecast of the heat market made by Söderenergi AB shows a 15 % decrease in heat deliveries by year 2030.

Polygeneration is a combined conversion of different energy forms where fuel production is integrated in a CHP plant. In a paper made by the Swedish District Heating Association, production of pellet and ethanol is considered to have very good possibilities to be integrated in a CHP plant as polygeneration. Thereby, an investigation of *“what an integration of biofuel refining as polygeneration in Igelsta CHP plant would entail for Söderenergi AB”*. Integration is reviewed from available heat load. Dimensioning is based on typical cases for the plant types. The plants are evaluated for different sizes with heat load requirements between 10 MW and 70 MW. From these sizes, the equipment is dimensioned through scaling and investment cost is calculated for respective equipment. The production is based on monthly available heat load. The ethanol plant is also reviewed for yearly constant production. The pellet plant is integrated in the district heat system and reviewed for production with backpressure and flue gas condensing and production with only backpressure. The ethanol plant is integrated before the turbine in the CHP plant.

The profitability of the plants is evaluated through net present value analysis. Construction time is set to 3 years and production time is set to 10 years for the pellet plant and 20 years for the ethanol plant. The results show that an ethanol plant only is profitable with yearly constant production with at least 30 MW heat load. An ethanol plant is not profitable to integrate in Igelsta CHP plant as polygeneration with production during available heat load. The results for pellet plant shows that a plant with 30 MW heat load is the most profitable. A pellet plant would be a good alternative for integration in Igelsta CHP plant if the heat requirements follow the forecast.

Söderenergi AB should, in their work in developing Igelstaverket, evaluate the possibilities to integrate a pellet plant in Igelsta CHP plant. This since the results show that polygeneration with pellet production would lead to increased profits.

Förord

Detta examensarbete har utförts av Amanda Gustavsson och Denise Tell som ett avslutande arbete på en femårig civilingenjörsutbildning inom maskinteknik med master inom hållbar energiteknik vid Kungliga Tekniska Högskolan, KTH, Stockholm. Idén till arbetet kom från intresset att bidra till hållbara energilösningar och att finna lösningar för hur befintlig teknik kan vidareutvecklas för att motverka klimatiförändringar.

Examensarbetet har omfattat cirka 20 veckor under vårterminen 2017. Arbetet har varit möjligt tack vare data och samarbete med Söderenergi AB. Ett stort tack vill därför riktas till Leif Bodinson för att visat intresse för idén till examensarbetet och bidragit till att arbetet kunnat utföras för Söderenergi AB. Ett tack vill också riktas till Viktor Johansson på Söderenergi AB för ett informativt möte om tekniken vid Igelsta kraftvärmeverk. Ett tack vill även ges till bandtorksleverantören Stela Laxhuber GmbH och Andreas Wimmer för att ha bidragit med mycket värdefull information till arbetet. Slutligen ett stort tack till handledare Björn Laumert på KTH för mycket god handledning och stöttning under arbetets gång.

Stockholm 2017-06-08

Amanda Gustavsson

Denise Tell

Innehåll

1	Inledning	1
1.1	Energimål	1
1.2	Kraftvärmeverk och fjärrvärme i framtiden.....	2
2	Söderenergi AB.....	3
2.1	Igelsta kraftvärmeverk	4
2.2	Produktion	5
2.3	Marknadsprognos för fjärrvärmeförsäljning	6
3	Syfte och Mål.....	7
3.1	Begränsningar	7
4	Energikombinat	8
4.1	Pellets	8
4.1.1	Pelletsprocess.....	9
4.1.2	Pelletsmarknad	13
4.2	Etanol	15
4.2.1	Råvara	16
4.2.2	Etanolanläggningar.....	16
4.2.3	Stärkelseprocess.....	17
4.2.4	Etanolmarknad	19
5	Metod	20
5.1	Modellering av kraftvärmeverk.....	20
5.2	Tillgänglig värmeeffekt	20
5.3	Dimensionering - Pellets	20
5.3.1	Bandtork	21
5.3.2	Övrig utrustning.....	23
5.4	Dimensionering - Etanol	24
5.5	Nuvärdesanalys.....	25
5.5.1	CAPEX	25
5.5.2	OPEX	26
5.5.3	Rörlig OPEX – Pellets.....	28

5.5.4	Rörlig OPEX – Etanol	28
5.5.5	Fast OPEX	29
5.5.6	Nuvärde	29
6	Indata.....	30
6.1	Tillgänglig värmeeffekt från Igelsta kraftvärmeverk	30
6.1.1	Scenario 1 – Basfall	30
6.1.2	Scenario 2 – Prognos.....	31
6.2	Indata för dimensionering – Pelletsanläggning	32
6.3	Indata för dimensionering – Etanolanläggning	34
6.3.1	Storleksskalning.....	35
6.4	Direkt CAPEX – Indata	38
6.4.1	Inköpskostnader – Pellets.....	38
6.4.2	Inköpskostnader – Etanol.....	39
6.4.3	Installationskostnader	43
6.5	Indirekt CAPEX – Indata	44
6.6	Rörlig OPEX – Indata	46
6.6.1	Rörlig OPEX och intäkter – Pellets.....	47
6.6.2	Rörlig OPEX och intäkter – Etanol.....	49
6.7	Fast OPEX – Indata.....	50
6.8	Nuvärde – Indata.....	50
7	Resultat och Diskussion.....	52
7.1	Modell av kraftvärmeverk.....	52
7.2	Dimensionering och inköpskostnad	52
7.2.1	Pelletsanläggning.....	52
7.2.2	Etanolanläggning.....	54
7.3	Scenario 1	54
7.3.1	Pelletsanläggning – Scenario 1.....	54
7.3.2	Etanolanläggning – Scenario 1.....	57
7.4	Scenario 2	60
7.4.1	Pelletsanläggning – Scenario 2.....	60

7.4.2	Etanolanläggning – Scenario 2	63
7.5	Resultatdiskussion	64
8	Känslighetsanalys.....	66
8.1	Ändrad OPEX och intäkt.....	66
8.1.1	Pelletsanläggning – Ändrad OPEX och intäkt	66
8.1.2	Etanol anläggning – Ändrad OPEX och intäkt	72
8.2	Ändrat CAPEX	74
8.2.1	Pelletsanläggning – Ändrat CAPEX	74
8.2.2	Etanolanläggning – Ändrat CAPEX	77
8.3	Pelletsanläggning – Ändrad lufttemperatur	79
8.4	Etanolanläggning – Ändrat ångbehov	81
9	Slutsats	83
9.1	Pelletsanläggning – Slutsats.....	83
9.2	Etanolanläggning – Slutsats.....	83
9.3	Framtida arbete och Rekommendation till Söderenergi AB	84

Bilaga 1 – Bandtork

Bilaga 2 – Hammarkvarn för etanolanläggning

Bilaga 3 – Modell kraftvärmeverk med extraktion av ånga till etanolanläggning

Figurer

Figur 1 Fjärrvärmenätet i Södertälje (Bodinson, et al., 2016).....	3
Figur 2 Principskiss över Igelsta kraftvärmeverk (Bodinson, et al., 2016)	4
Figur 3 Produktion med MT och RGK vid Igelsta kraftvärmeverk år 2014.....	5
Figur 4 Processteg vid pelletsproduktion (D.Kofman, 2007)	9
Figur 5 Mollierdiagram (Alpic Air, 2017).....	11
Figur 6 Illustration av Baddtork, Stela Belt dryer BT (STELA Laxhuber GmbH, 2017).	12
Figur 7 Konsumtion av pellets för värme, från sammanställning av tabell från Aebiom statistical report 2015 (Calderón, et al., 2015)	14
Figur 8 Priser på trädbränslen från Energimyndigheten (Bäckman, 2017).....	15
Figur 9 Processteg vid etanolproduktion av stärkelse råvara, tillsatser i respektive processteg till höger	17
Figur 10 Principiell skiss över torken med systemgränser och massflöden.....	21
Figur 11 Prognos för fjärrvärmeproduktion med MT och MT + RGK samt motsvarande tillgänglig värmeeffekt.....	32
Figur 12 Diskonterat kassaflöde för pelletsanläggning vid olika värmeeffekter, MT+RGK, scenario 1	55
Figur 13 Diskonterat kassaflöde för pelletsanläggning vid olika värmeeffekter, MT, scenario 1	56
Figur 14 Diskonterat kassaflöde för etanolanläggning vid olika värmeeffekter, produktion vid tillgänglig värmeeffekt, scenario 1	58
Figur 15 Diskonterat kassaflöde för etanolanläggning vid olika värmeeffekter, konstant årlig produktion, scenario 1	59
Figur 16 Diskonterat kassaflöde för pelletsanläggning vid olika värmeeffekter, MT+RGK, scenario 2	60
Figur 17 Diskonterat kassaflöde för pelletsanläggning vid olika värmeeffekter, MT, scenario 2	62
Figur 18 Diskonterat kassaflöde för etanolanläggning vid olika värmeeffekter, produktion vid tillgänglig värmeeffekt, scenario 2	63
Figur 19 Diskonterat kassaflöde för pelletsanläggning på 30 MW vid ändrad sågsågspånskostnad, MT+RGK	67
Figur 20 Diskonterat kassaflöde för pelletsanläggning på 30 MW vid ändrat pelletspris, MT+RGK	68
Figur 21 Diskonterat kassaflöde för pelletsanläggning på 30 MW vid ändrad sågsågspånskostnad, MT	69
Figur 22 Diskonterat kassaflöde för pelletsanläggning på 30 MW vid ändrat pelletspris, MT	70

Figur 23 Diskonterat kassaflöde för etanolanläggning på 30 MW vid ändrad vetekostnad, konstant årlig produktion	72
Figur 24 Diskonterat för etanolanläggning på 30 MW vid ändrat etanolpris, konstant årlig produktion	73
Figur 25 Diskonterat kassaflöde för pelletsanläggning vid olika värmeeffekter vid högre CAPEX, MT+RGK	75
Figur 26 Diskonterat kassaflöde för pelletsanläggning vid olika värmeeffekter vid högre CAPEX, MT	76
Figur 27 Diskonterat kassaflöde för pelletsanläggning på 30 MW vid ökning CAPEX, MT	77
Figur 28 Diskonterat kassaflöde för etanolanläggning vid olika värmeeffekter vid högre CAPEX	78
Figur 29 Omgivande temperaturs påverkan på massflödet av utgående torkluft	79
Figur 30 Omgivande temperaturs påverkan på massflödet av utgående sågsågspån	80
Figur 31 Diskonterat kassaflöde för etanolanläggning på 30 MW vid ändrat ångbehov	81

Tabeller

Tabell 1 Marknadsprognos för fjärrvärmeförsäljning	6
Tabell 2 Egenskaper för trädbränsle (Ringman, 1995).....	9
Tabell 3 Referensvärden för Igelsta kraftvärmeverk	30
Tabell 4 Prognos för år 2017 för Igelsta kraftvärmeverk.....	31
Tabell 5 Konstanter för beräkning av energiinnehåll	32
Tabell 6 Data för typfallet av bandtork (Wimmer, 2017)	33
Tabell 7 Värderna beräknade för tork med avseende på typfallet.....	33
Tabell 8 Normal maximal produktionsstorlek för utrustning för pelletsanläggning	34
Tabell 9 Behov av mättad ånga vid olika tryck för utrustning i etanolanläggning	35
Tabell 10 Uppskalningsfaktor för etanolanläggning för olika värmeeffekter.....	35
Tabell 11 Referensstorlekar för förbehandlingssteg	36
Tabell 12 Antal hydrolys- och fermentortankar	36
Tabell 13 Referensstorlekar för värmeväxlare i förvärmning till destillering.....	37
Tabell 14 Referensstorlekar för respektive destilleringskolonn.....	37
Tabell 15 Referensstorlekar för utrustning till indunstningssteg	38
Tabell 16 Referensstorlekar för torkningssteg	38
Tabell 17 Inköpskostnader för utrustning i pelletsprocess.....	39
Tabell 18 Inköpskostnader för hammarkvarn	40
Tabell 19 Inköpskostnader och skalningsfaktorer för förbehandlingssteg	40
Tabell 20 Inköpskostnader för hydrolys- och fermentortank.....	40
Tabell 21 Inköpskostnader för värmeväxlare i olika storlekar	41
Tabell 22 Inköpskostnader för destilleringskolonner	42
Tabell 23 Inköpskostnader för indunstningssteg.....	43
Tabell 24 Inköpskostnader för torkningssteg	43
Tabell 25 Installationskostnad som andel av inköpskostnad	44
Tabell 26 Kostnader för olika indirekta CAPEX som andel av inköpskostnad	45
Tabell 27 Max- och minvärden för beräkning av indirekt CAPEX för diverse kostnader ...	46
Tabell 28 Övriga kostnader	46
Tabell 29 Parametervärden för beräkning av bränslekostnad	47
Tabell 30 Elbehov för drift av pelletsanläggning	48
Tabell 31 Produktionskostnader för rörlig OPEX för pelletsanläggning.....	48
Tabell 32 Elbehov för drift av etanolanläggning.....	49
Tabell 33 Produktionskostnader för rörlig OPEX för etanolanläggning	49
Tabell 34 Försäljningspriser för etanol samt biprodukt i etanolanläggning	50
Tabell 35 Servicekostnader för pelletsanläggning, hammarkvarn gäller även etanolanläggning	50
Tabell 36 Resultat för dimensionering av pelletsanläggning för olika värmeeffekter.....	53

Tabell 37 Inköpskostnader för etanolanläggning vid olika värmeeffekter	54
Tabell 38 Resultat för pelletsanläggning vid olika värmeeffekter, MT+RGK, scenario 1	55
Tabell 39 Resultat för pelletsanläggning vid olika värmeeffekter, MT, scenario 1	57
Tabell 40 Resultat för etanolanläggning vid olika värmeeffekter, produktion vid tillgänglig värmeeffekt, scenario 1	58
Tabell 41 Resultat för etanolanläggning vid olika värmeeffekter, konstant årlig produktion, scenario 1	59
Tabell 42 Resultat för pelletsanläggning vid olika värmeeffekter, MT+RGK, scenario 2	61
Tabell 43 Resultat för pelletsanläggning vid olika värmeeffekter, MT, scenario 2	62
Tabell 44 Resultat för etanolanläggning vid olika värmeeffekter, produktion vid tillgänglig värmeeffekt, scenario 2	64
Tabell 45 Resultat för pelletsanläggning på 30 MW vid ändrad sågsågspånskostnad, MT+RGK	67
Tabell 46 Resultat för pelletsanläggning på 30 MW vid ändrat pelletspris, MT+RGK	68
Tabell 47 Resultat för pelletsanläggning på 30 MW vid ändrad sågsågspånskostnad, MT	69
Tabell 48 Resultat för pelletsanläggning på 30 MW vid ändrat pelletspris, MT	70
Tabell 49 Resultat för etanolanläggning på 30 MW vid ändrad vetekostnad, konstant årlig produktion	72
Tabell 50 Resultat för etanolanläggning på 30 MW vid ändrat etanolpris, konstant årlig produktion	73
Tabell 51 Resultat för pelletsanläggning vid olika värmeeffekter vid högre CAPEX, MT+RGK	75
Tabell 52 Resultat för pelletsanläggning vid olika värmeeffekter vid högre CAPEX, MT	76
Tabell 53 Resultat för etanolanläggning vid olika värmeeffekter vid högre CAPEX	78
Tabell 54 Vatteninnehåll för luft vid olika temperaturer	79
Tabell 55 Resultat för etanolanläggning på 30 MW vid ändrat ångbehov	82

Nomenklatur

α	-	Alfavärde
C	kr	Kostnad
C	kr/enhet	Kostnad per enhet
$CAPEX$	kr	Kapitalinvestering (Capital Expenditures)
c_p	kJ/kg·K	Specifik värmekapacitet
$Debt\%$	-	Andel lånat kapital
$\dot{E}$	MWh	Produktion
e	kWh/h	Elbehov per timme
$Eq\%$	-	Andel eget kapital
φ	%	Fukthalt
h	kJ/kg	Entalpi
i	-	Diskonteringsränta
i_{debt}	-	Ränta på lånat kapital
IRR_{eq}	-	Förväntad internränta på eget kapital
λ	SEK/MWh	Pris
$\dot{m}$	kg/s	Massflöde
n	år	Tid
η	%	Verkningsgrad
NPV	kr	Nuvärde (Net Present Value)
$OPEX$	kr	Driftskostnader (Operational Expenditures)
$\dot{Q}$	kW	Energiflöde
r	kJ/kg	Latent värme för vatten
T_{corp}	-	Bolagsskatt
U	-	Uppskalningsfaktor
$WACC$	-	Viktad kapitalkostnad (Weighted Average Capital Cost)
X	varierar	Storlek
x	kg _{H2O} /kg _{torr luft}	Vatteninnehåll
y	-	Skalningsfaktor

Ordlista

Bulkdensitet – Densitet inklusive luftrum mellan partiklar

DOU – Drift och underhåll

Effektbehov – Den effekt som biobränsleanläggningen kräver för produktion

Effektivt värmevärde – Den värmemängd som teoretiskt kan utvinnas ur fuktigt bränsle

Inköpskostnad – Endast kostnad för utrustning

Installationskostnad – Endast kostnad för installation

MT – Mottrycksturbin

Produktionskapacitet – Maximal produktion hos biobränsleanläggningen i form av massa

Projekttid – Konstruktionstid och produktionstid

RGK – Rök-gaskondensering

Tillgänglig värmeeffekt – Outnyttjad värme vid full last av kraftvärmeverket

Vete – Avser etanolvete

VVX – Värmeväxlare

1 Inledning

Ett kraftvärmeverk är en kombinerad energianläggning som producerar både el och värme. Detta sker genom kokning av vatten i en ångpanna som förs till en ångturbin där el genereras. Värmen som återstår i ångan efter turbinen utgör ett värmeutbyte med vattnet i fjärrvärmenätet och distribueras på så sätt ut till hushållen för uppvärmning och tappvarmvatten (Rydegran, 2017). Elektrisk verkningsgrad i ett modernt kraftvärmeverk kan uppgå till 60 % beroende på bland annat utrustning och bränsletyp (Kutz & Caton, 2008) och total verkningsgrad är omkring 90 % (Frisk, 2016). Används rök-gaskondensering kan verkningsgraden nå över 100 % (Rydegran, 2017). Ett kraftvärmeverk kan drivas på flertalet energikällor, både förnybara som biomassa men även fossila bränslen som till exempel naturgas eller kol. I Sverige sker dock en stadig utslussning av fossila bränslen inom kraftproduktion, vilket har bidragit till Sveriges minskade klimatpåverkan sedan 1980 (Sjöström, 2016).

Kraftvärmeverk är i regel dimensionerade efter fjärrvärmebehovet och elektriciteten är en biprodukt vilket gör att produktionen styrs av affärsmässiga förhållanden såsom behov av värme och elpriser. Detta gör att de inte körs med full last året om då behovet av fjärrvärme kraftigt minskar under sommarperioden (Byman, 2015). Svenska statistiska centralbyråns (SCB) senaste statistik över elproduktion påvisar att år 2015 var cirka 4,8 % av nettotillförseln av el producerad i ett kraftvärmeverk med fjärrvärme, vilket är en minskning sedan år 2010 då nettotillförseln av el producerad i ett kraftvärmeverk med fjärrvärme var cirka 7,6 % (Enmalm, 2016).

1.1 Energimål

Svensk energipolitik baseras på EU-samarbeten inom energiområdet och syftar på att främja sambanden mellan ekologisk hållbarhet, konkurrenskraft och försörjningstrygghet. Sveriges energimål är utvecklade för att främja ett långsiktigt perspektiv av leveranssäker el till konkurrenskraftiga priser och ämnar samarbete med närliggande länder för utveckling elmarknaden. Ett av Sveriges energimål är att all elproduktion år 2040 ska komma från förnybara energikällor. Målet påverkar ej nerläggning av kärnkraft ur ett politiskt perspektiv men till år 2020 har beslut fattats om nerläggning av fyra av landets reaktorer (Knapp, 2016). Regeringen hade som ett delmål att 50 % av all el skulle vara förnybart till år 2020, men redan år 2014 kom 53 % av all el från förnybara energikällor. Det finns olika styrmedel utformade för att främja utvecklingen av förnybar teknik. En viktig faktor inom fjärrvärmeproduktionen är skattebefrielse av koldioxid från biomassa (Alopaeus, 2016), koldioxidskatt infördes i Sverige år 1991 (Kellberg, 2012). En annan drivfaktor till utvecklingen av förnybar el är elcertifikatsystemet som introducerades år 2003 där elproducenter erhåller ett elcertifikat för varje megawattimme (MWh) producerad förnybar el (innefattande av vindkraft, solenergi, geotermisk energi, vågenergi och viss

vattenkraft och vissa biobränslen, samt torv i kraftvärmeverk). Elcertifikaten säljs till kvotpliktiga vilka är elleverantörer och elanvändare som då enligt lag måste köpa en viss andel elcertifikat i förhållande till sin elförsäljning eller elanvändning. Anläggningar som tillkommit och tagits i drift efter att elcertifikatsystemet introducerades är berättigade till elcertifikat i 15 år men som längst till år 2035 (Energimyndigheten, 2015a), (Energimyndigheten, 2015b). År 2012 utvecklades elcertifikatsystemet genom ett samarbete med den norska elmarknaden. Syftet med samarbetet är att öka elproduktionen med 28,4 TWh till år 2020, av vilket Sverige ska stå för 15,2 TWh (Energimyndigheten, 2015b). Priserna för elcertifikat har varierat mellan 2- 7 öre/kWh (Energimyndigheten, 2012).

1.2 Kraftvärmeverk och fjärrvärme i framtiden

Behovet av fjärrvärme påverkas av faktorer såsom fjärrvärmepriser, nybyggnation, energieffektivisering, värmepumpar och klimat. Idag har flera kunder valt att installera värmepump, antingen som enda värmekälla eller med fjärrvärme som uppbackning då värmepumpen inte räcker till. Ett varmare klimat som följd av växthuseffekten gör att behovet av uppvärmning minskar. Nyanslutningar till fjärrvärmenätet på grund av nybyggnation anses inte kunna täcka upp för bortfallet av kunder enligt en undersökning av Svensk Fjärrvärme (Göransson , et al., 2009).

2 Söderenergi AB

År 2009 stod Igelsta kraftvärmeverk färdigt för drift och har en kapacitet på 210 MW fjärrvärme och 84 MW elproduktion. Produktionen ger årligen 1300 GWh värme och 550 GWh el vilket förser 100 000 villor med el. Kraftvärmeverket drivs endast av bibränslen, mestadels av skogsbränslen såsom träflis, bark, sågspån, grenar och trädtoppar men även av returbränslen från kontor, affärer och industrier såsom papper, trä och plast som inte går att återvinna, samt energigrödor som salix och rörflen. Kraftvärmeverket står placerat vid Södertäljekanalens tillsammans med Igelsta värmeverk och utgör tillsammans Igelstaverket (Söderenergi, 2017). Kraftvärmeverkets huvudbyggnad upptar en area på strax över 15 000 m² (SSARK - Per Nyström, 2010) och området rymmer även yta för kontor och lager. Dock är lagringsmöjligheterna i området begränsade och kraftvärmeverket har därför en lagringsterminal på åtta hektar i Nykvarn (Söderenergi, 2017).

Söderenergi AB har även tre värmeverk som är ombyggda kolpannor som numera eldas med retur- och bibränslen. I Botkyrka finns även Fittjaverket som främst eldar med träpellets, men värmeverket kan även eldas med tallbecksolja (Söderenergi, 2017a). Södertäljes fjärrvärmenät visas i Figur 1.



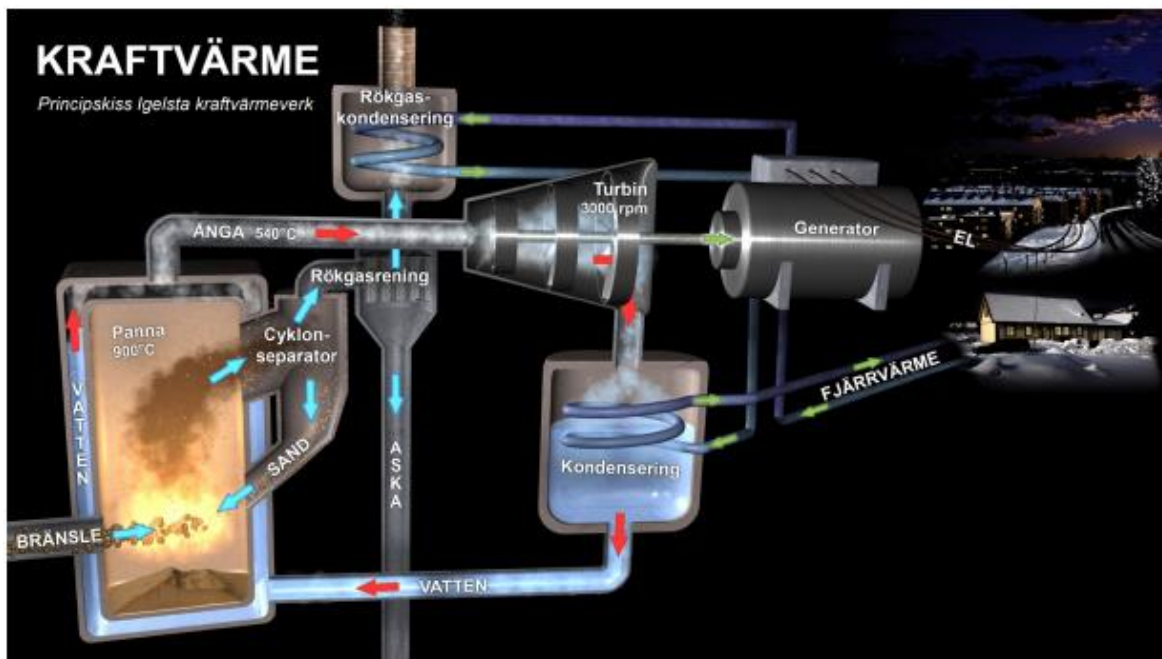
Figur 1 Fjärrvärmenätet i Södertälje (Bodinson, et al., 2016)

Söderenergi AB ägs av Södertörns Energi AB och Telge AB som i sin tur ägs av Botkyrka, Huddinge och Södertälje kommun. Fjärrvärme från Igelstaverket distribueras ut till kund via Södertörns Fjärrvärme och Telge Nät (rött i Figur 1). Söderenergi AB har även ett avtal

med Fortum att leverera värme till Fortums nät (blått i Figur 1) där de två aktörerna delar på vinsten (Söderenergi, 2017b).

2.1 Igelsta kraftvärmeverk

En principskiss av Igelsta kraftvärmeverk visas i Figur 2. Bränsle matas in i pannan för förbränning. Pannan i kraftvärmeverket är en så kallad cirkulerande fluidiserad bädd (CFB) där luft blåses in underifrån och sand cirkuleras runt i pannan. Denna teknik skapar en jämnare temperatur i pannan vilket medför en högre effektivitet. Vatten pumpas från matarvattentanken genom pannans väggar och förångas till 540 °C. Ångan förs bort via rör till en mottrycksturbinsturbin (MT) (Siemens AG, 2017) som är direktkopplad till en generator där elektricitet genereras för att därefter distribueras ut på elnätet. Mottrycksturbinsturbinen har inte som primär uppgift att frambringa elektricitet utan ångan ut ur turbinen måste ha ett tryck och en temperatur så att fjärrvärmevattnet kan värmas enligt behov (Gustafsson & Ternström, 2016). Ånga med lägre tryck och temperatur kondenseras mot fjärrvärmenätet för att sedan föras tillbaka till matarvattentanken och sluta systemet. Kraftvärmeverket har även rökgaskondensering (RGK) för att öka värmeutbytet ytterligare. Rökgasen renas via ett filter där aska faller ner och rökgasen kondenseras därefter och förvärmer returvattnet från fjärrvärmenätet. Uttemperaturen på fjärrvärmevattnet från kraftvärmeverket blir då runt 75 °C.



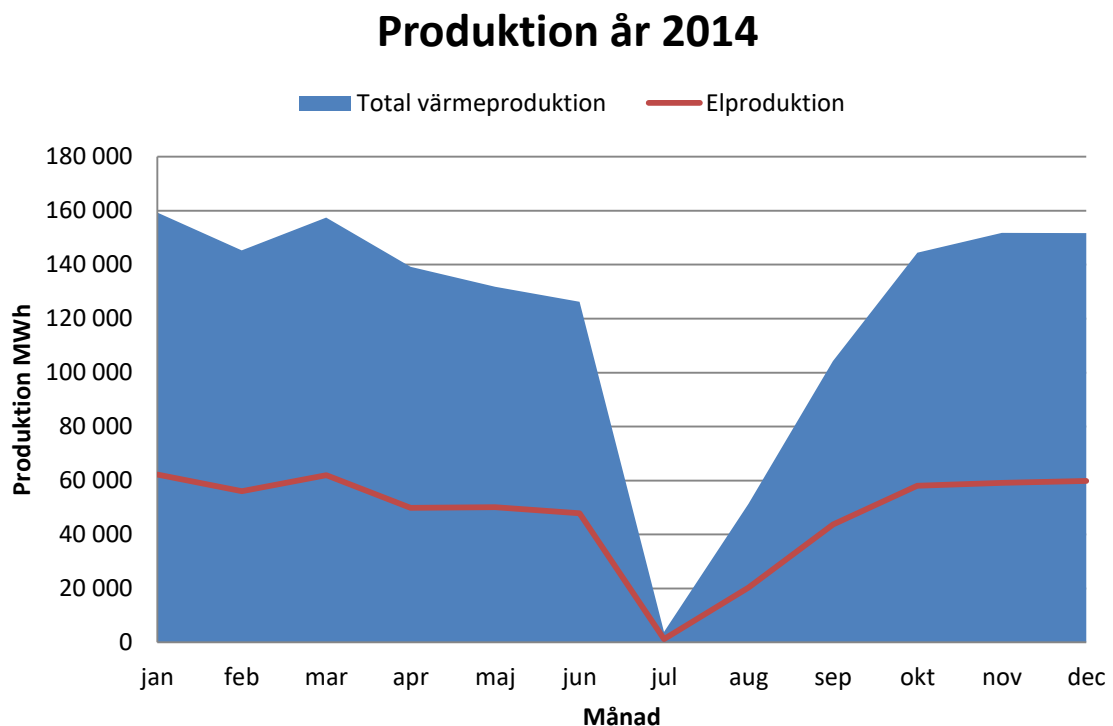
Figur 2 Principskiss över Igelsta kraftvärmeverk (Bodinson, et al., 2016)

Pannan eldas med en jämn mix av bibränslen och returbränslen för att upprätthålla en konstant verkningsgrad. För att justera värmeproduktionen ökas eller minskas

bränsleförbränningen i pannan och flödet genom processen anpassas för att hålla konstant temperatur och tryck vid respektive del i cykeln (Bodinson, et al., 2016).

2.2 Produktion

Produktionen vid Igelsta kraftvärmeverk styrs direkt av värmebehovet hos kund och varierar därmed över året. I Figur 3 visas produktionskurva från år 2014 med total värmeproduktion med mottrycksturbinsturbin och rökgaskondensering i blått samt elproduktion i rött.



Figur 3 Produktion med MT och RGK vid Igelsta kraftvärmeverk år 2014

I Figur 3 går det att avläsa att månaderna juni till september har lägre produktion jämfört med resterande månader. Detta beror på att värmebehovet minskar under sommarmånaderna och således även värmeproduktionen. Elproduktionen styrs direkt av värmeproduktionen, vilket ses i Figur 3.

Förhållandet mellan producerad el och producerad värme kallas alfavärde. Alfavärdet varierar beroende på diverse faktorer och är för designfall för Igelsta kraftvärmeverk runt 0,4 vid produktion med mottrycksturbin och rökgaskondensering och 0,55 vid endast mottrycksturbin. Vid produktion med mottrycksturbin och rökgaskondensering är värmeutbytet till fjärrvärmenätet högre än vid endast mottrycksturbin, därav ett lägre alfavärde.

2.3 Marknadsprognos för fjärrvärmeförsäljning

För att kunna möta framtida behov görs prognoser för vilket framtida produktion planeras. Marknadsbedömning för Södertörns Fjärrvärme och Telge Nät indikerar en minskad försäljning fram till år 2031 jämfört med år 2016, vilket presenteras i Tabell 1.

Tabell 1 Marknadsprognos för fjärrvärmeförsäljning

Marknadsscenarier [MWh/år]	2016	2020	2025	2031
Södertörns Fjärrvärme	972	883	798	763
Procentuell ändring jämfört med år 2016		- 9,2 %	- 17,9 %	- 21,5 %
Telge Nät	787	776	754	731
Procentuell ändring jämfört med år 2016		- 1,4 %	- 4,2 %	- 7,1 %
Totalt Södertörns Fjärrvärme och Telge Nät	1759	1659	1552	1494
Procentuell ändring jämfört med år 2016		- 5,7 %	- 11,8 %	- 15,1 %

Marknadsscenarierna är framtagna av Söderenergi ABs affärsstrateg Leif Bodinson och ingår i Söderenergi ABs utvecklingsplan från år 2016. Totalt sett antas behovet minska med 15 % till år 2031 (Bodinson, 2016).

3 Syfte och Mål

Då prognoser påvisar att behovet av fjärrvärme kommer att minska i framtiden är det relevant för energibolag att undersöka huruvida fjärrvärmeanläggningar även kan användas på annat sätt än till värmeproduktion. Syftet med rapporten är därför att undersöka:

Vad en integrering av bibränsleförädling genom energikombinat i Igelsta kraftvärmeverk skulle innebära för Söderenergi AB?

För att kunna besvara huvudfrågeställningen har följande delfrågor formulerats;

- ▶ Vilka bibränsleförädlingar anses lämpligast för integrering i Igelsta kraftvärmeverk?
- ▶ Hur ser fjärrvärmebehovet ut idag samt i framtiden och vad innebär det för tillgänglig värmeeffekt från Igelsta kraftvärmeverk?
- ▶ Vilka storlekar på bibränsleanläggning är möjligt för den tillgängliga värmeeffekten?
- ▶ Hur stor blir den årliga produktionen från bibränsleanläggningen?
- ▶ Skulle en utveckling till energikombinatsanläggning vara lönsam?

3.1 Begränsningar

Arbetet omfattas av cirka 20 veckor, till vilket innehållet och djupet i undersökningen anpassats. Undersökningen är begränsad till tekno-ekonomisk analys av två energikombinat men någon optimering av anläggningsstorlek kommer inte göras. Arbetet inkluderar inte någon teknisk lösning på en integrering i kraftvärmeverket. Undersökningen tar inte hänsyn till ökade transportkostnader för energikombinatanläggningen.

4 Energikombinat

Energikombinat innebär en kombinerad omvandling av flera energiformer, vanligtvis ett kraftvärmeverk med framställning av biodrivmedel eller bränsleförädling (Wahlman, 2011). I följande stycke presenteras de biobränsleanläggningar som valts för undersökning och utvärderas som energikombinat till Igelsta kraftvärmeverk. Valen av undersökta biobränsleanläggningar som energikombinat är grundat på resultat av tidigare undersökningar. De alternativ som presenteras i *Effektiv produktion av biodrivmedel* framtagna av Svensk Fjärrvärme (Gode, et al., 2008) och anses ha mycket goda möjligheter till integrering i kraftvärmeverk har vidareundersökts. Detta för att begränsa arbetets omfattning. Enligt Svensk Fjärrvärme anses etanolproduktion både av stärkelse och cellulosa samt pelletstillverkning ha mycket goda möjligheter att integreras i kraftvärmeverk (Gode, et al., 2008).

Integrering av pelletsanläggning i kraftvärmeverk har bland annat gjorts av Uddevalla Energi med en normal pelletsproduktion på cirka 13 ton/h då med en värmeeffekt på 12-13 MW. Anläggningen har vid maximal produktion ett värmebehov på 16 MW och investeringen uppgick till 180 miljoner kronor (Uddevalla Energi, 2015), (Jostby, 2017). I Sverige finns ännu inga befintliga energikombinatanläggningar med etanol där överskottsvärme utnyttjas till produktionen.

4.1 Pellets

Pellets kan framställas från flertalet olika biomassor men vanligast är olika typer av träd och skogsrester, vanligen kutterspån, torrflis och sågspån. Framställning från grot (grenar och trädtoppar) och bark har dock ökat i takt med att efterfrågan på pellets ökat (Nilsson & Bernesson, 2008), dock har det visat sig svårt att få produktionen lönsam vid användning av grot och träflis (bioenergiportalen.se, 2013). Pelletering av grot har visat sig ha aningen högre effektivt värmevärde än traditionell träpellets¹ men ger en ungefär sex gånger högre askhalt och ungefär åtta gånger högre kvävehalt (Martinsson, 2003). Råvaran flisas och pressas ihop till små cylindrar mestadels mellan 6 – 8 mm. Råvaran som ska pelleteras har vanligen en för hög fukthalt för att direkt kunna flisas och måste torkas till en fukthalt på max 10 % eller 12 %, beroende på kvalitetsgrupp (Nilsson & Bernesson, 2008). Pelletering av skogs- och träbiprodukter ökar bulkdensiteten vilket innebär att lagringen tar mindre plats. Värmevärdet på pellets varierar lite beroende på råvara och kvalitetsgrupp (Kastberg, 1996), i Tabell 2 presenteras värmevärdet och bulkdensiteten på olika skogs- och träbiprodukter.

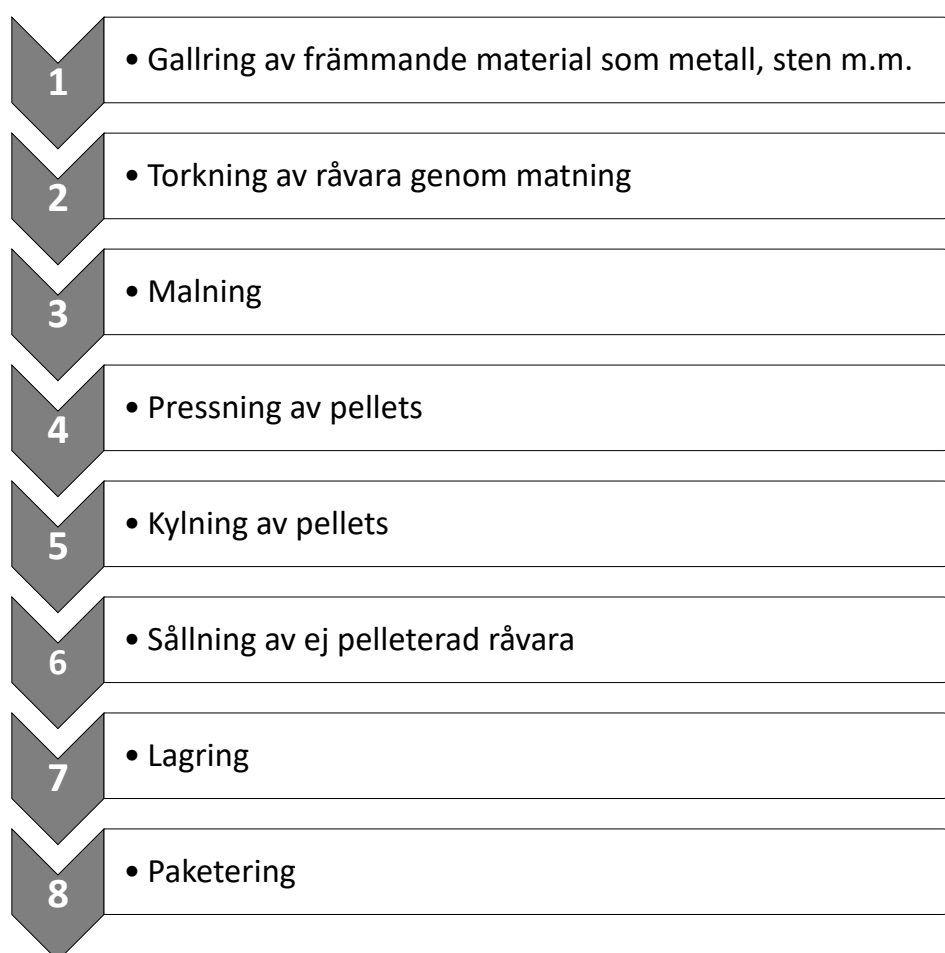
¹ Det effektiva värmevärdet av grot-pellets påverkas av andelen bark, sand, barr med mera i råvaran.

Tabell 2 Egenskaper för trädbränsle (Ringman, 1995)

Trädbränsle	Effektivt värmevärde [MWh/ton]	Bulkdensitet [kg/ m ³]	Fukthalt [%]
Pellets	4,5	700	7-10
Sågspån	1,9	350	35-64
Kutterspån	4,5	110	10-40

4.1.1 Pelletsprocess

Pelletsprocessen kan delas in i fyra huvudprocesser, torkning, malning, pressning och kylning, men det sker i flertalet delsteg vilka är presenterade i Figur 4. Däremellan sker transport av råvaran vilket kan ske med diverse tekniker vilka även varierar mellan de olika processtegen. Några tekniker är skakbord, hydrauliska skrapor och transportband, men det finns även andra transporttekniker (Schwartz, 2014).

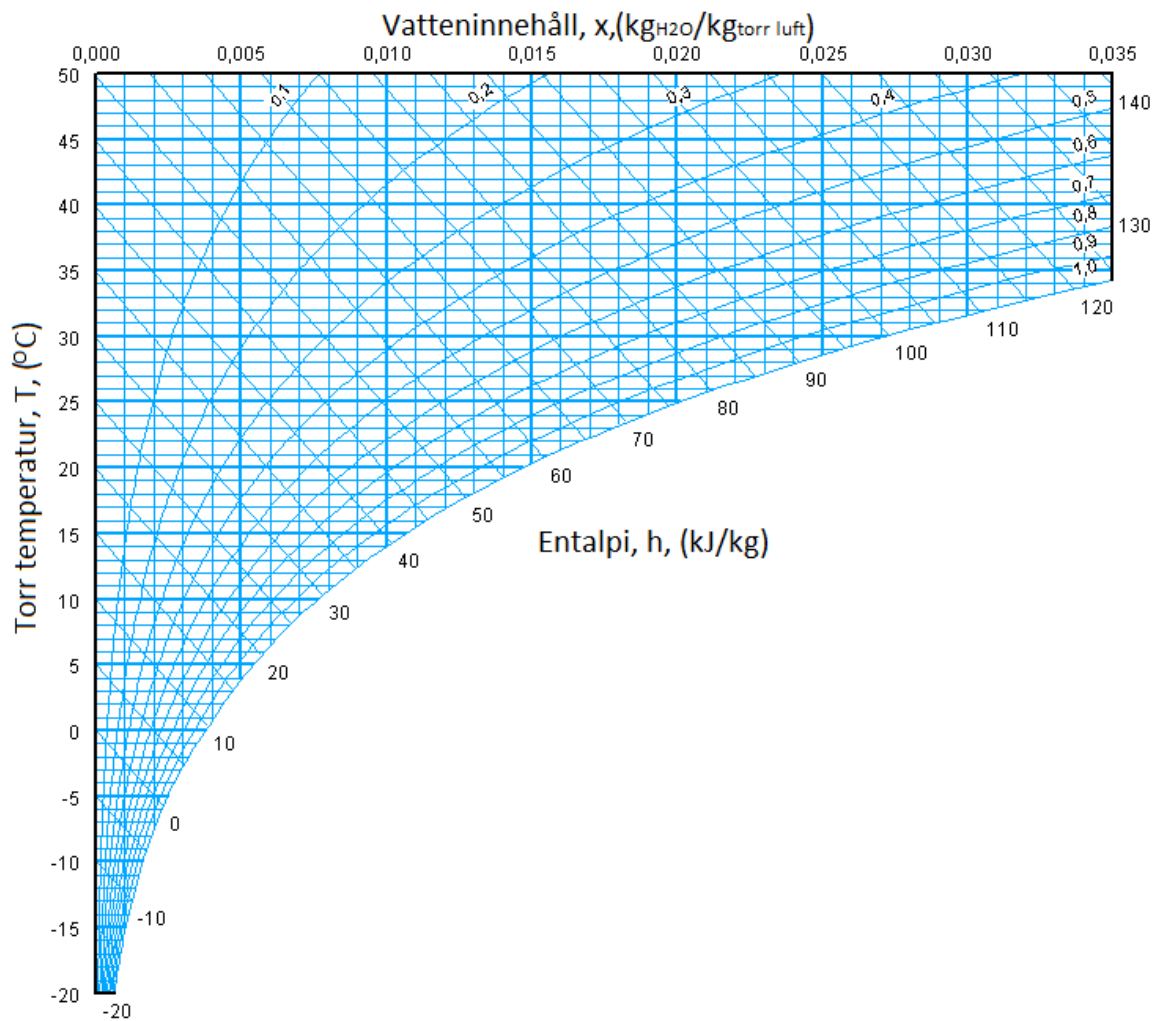


Figur 4 Processteg vid pelletsproduktion (D.Kofman, 2007)

Torkning

Innan torken kan råvaran behöva grovmalas om fraktionsstorleken är grov och ojämn till exempel vid torkning av grot. Vid torkning av sågspån eller kutterspån är detta oftast inte nödvändigt då fraktionsstorleken är tillräckligt liten och jämn. Torkning av pellets kan ske genom flertalet olika metoder. Det finns både indirekta och direkta torkningsmetoder. I en indirekt torkningsmetod är råvaran aldrig i direkt kontakt med värmebäraren som kan bestå av till exempel hetvatten eller ånga, utan torkningen sker via tub- och mantelväggar. Direkt torkning använder till exempel heta rökgaser eller het luft för att torka materialet via direkt kontakt. Tekniken bygger på att värmebäraren värmer råvaran så att vattnet avdunstar och transporteras bort med värmebäraren, det sker genom påtvingad konvektion där fläktar driver luften genom torken. Nackdel med direkt torkning kontra indirekt är att brandrisken är något högre, vilken ökar med längre torktid (AB Torkapparater, 2016).

Luft fungerar bra som värmebärare på grund av att dess förmåga att uppta vattenånga varierar med temperaturen och kan då styras genom att ändra temperaturen. Varm luft har ett högre mättnadsvärde än kall luft, det vill säga det högsta värdet av vattenånga luften kan bära. Vid varje temperatur följer ett visst mättnadsvärde. När varm luft kylv av fälls vattenånga ut i form av vatten, vilket sker när luften når daggpunkten (FMV - Försvarets materielverk, 2002). Mängden vatten per torr luft varierar också med relativ luftfuktighet. Massflödet av torr luft som krävs för att torka råvaran är beroende av temperatur och mängd vatten i luften och råvaran. Luften tas vanligtvis från utomhusluft vars luftfuktighet varierar över året. Enligt SMHI är relativ luftfuktighet i juli runt 70-80 % och i januari omkring 85-95 %, dock är vatteninnehållet i luft betydligt lägre i januari än i juli då varm luft kan innehålla mer vatten per mängd torr luft än kall luft. Hur mycket vatten ett kilogram torrluft kan bära vid en viss temperatur och specifik luftfuktighet, kan avläsas i ett Mollierdiagram, se Figur 5, (Johansson, et al., 2004).



Figur 5 Mollierdiagram (Alpic Air, 2017)

Vid torkning med ånga måste ångtemperaturen vara högre än förångningstemperaturen på vattnet i råvaran. Torktiden med ånga är vanligen kortare än vid torkning med luft och det är även möjligt att cirkulera ångan för att kunna återanvända den. Ånga används vid övertryck vilket gör att risken för läckage ökar, en installation av ångtorkning är både mer komplicerad och dyrare än en installation med luft som värmebärare (Jensen, 2014).

Efter torkning renas värmebäraren från damm vilket görs via till exempel cykloner, våtskrubber eller grovavskiljare (bioenergiportalen.se, 2013). Värmeåtgång för torkning varierar med partikelstorlek på råvara, typ av värmebärare och tork, men generellt kan effektåtgången beskrivas som 1 MW per 0,8 ton torrs substans (TS) per timme (Ljungblom, 1998).

Bäddtork eller bandtork har visats bäst lämpad vid användning av lågvärdig spillvärme för integrering av pellets som energikombinat (Johansson, et al., 2004). I en bäddtork eller bandtork drivs råvaran framåt på ett transportband där het luft eller gas blåses in, antingen underifrån eller ovanifrån genom värmeutbyte med värmeväxlare i torken. I

bandtorken finns flera fläktar och värmeväxlare placerade längs transportbandet för att fördela värmebäraren jämt över råvaran. En större mängd torkmedium krävs vid inmatning av fuktig råvara i jämförelse med slutet när råvaran fuktreducerats (Goldcorn S.R.O, 2017). En illustration av en bandtork kan ses i Figur 6.



Figur 6 Illustration av Baddtork, Stela Belt dryer BT (STELA Laxhuber GmbH, 2017).

Fördelarna med en bandtork är att det är en relativt enkel och kommersiell teknik som kräver enkel utrustning och har en låg elförbrukning, dock kräver tekniken stor yta (Wennberg, et al., 2004). En bandtork från Stela Belt Dryer illustrerad i Figur 6 med erforderad värmeeffekt på 10,7 MW kräver en yta på cirka 388 m², vilket finns illustrerats i Bilaga 1.

Malning

Innan råvaran kan pressas till pellets måste den malas till en mindre fraktionsstorlek. Liten fraktionsstorlek ger en högre hållfasthet på den slutliga pelletsen och råvarufraktionen i pellets är vanligen mindre än två millimeter (Steiner, 2010).

Hammarkvarn är den vanligaste tekniken för malning av träråvara till träpellets. Vanligast är att råvaran matas in i kvarnen med hjälp av gravitationen. Inne i kvarnen krossas och mals råvaran mot innerväggen med hjälp av hammare som är fästa på en roterande axel, vars hastighet kan varieras med minsta hastighet omkring 1500 varv/min (CPM, 2009), (Koch, 2002). Råvara med rätt fraktionsstorlek faller sedan genom ett nätgaller i botten på kvarnen medan de grövre bitarna försätter att krossas av hammarhuvudena. Slutgiltig

fraktionsstorlek avgörs av nätgallerstorlek, rotationshastighet på axeln, hammarstorlek och utformning av hammarna (Brown, 2013).

Pressning

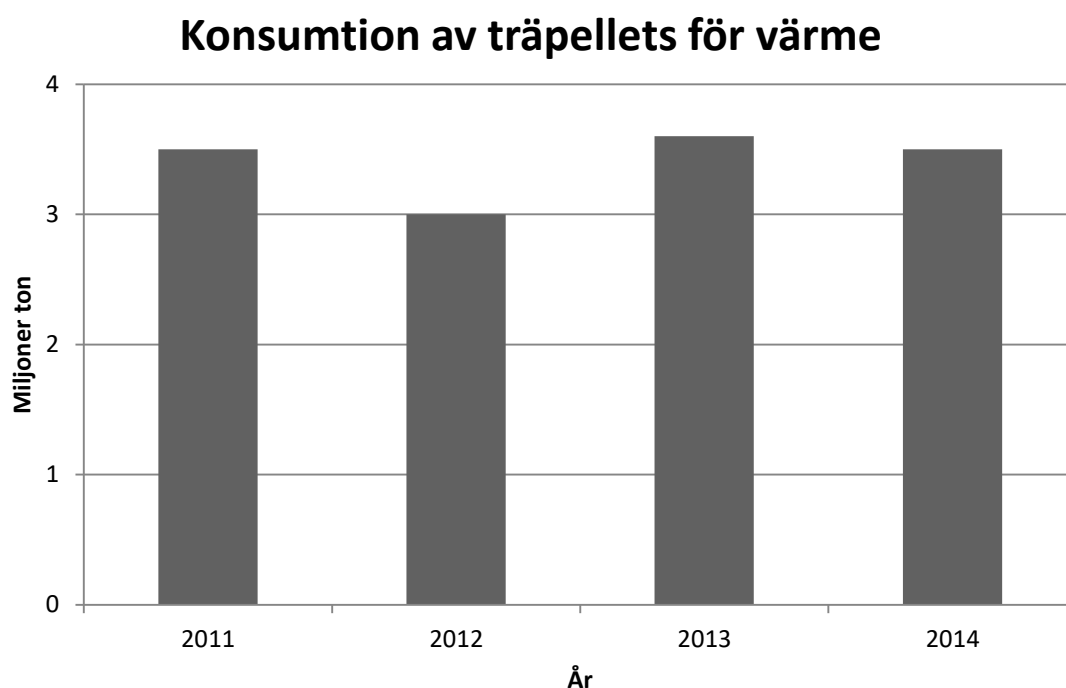
Cylinderformen på pellets fås då råvaran pressas genom smala kanaler i en pelletspress. När råvaran pressas ihop höjs temperaturen och för träråvara sammanfogas partiklarna av träets lignin. Det går även att tillsätta bindningsmedel men detta är mer vanligt när det gäller pelletering av djurfoder, detta då de ofta ökar askhalt och mängd svavel i bränslepellets. Den vanligaste typen av pelletspress är ringmatrispress (Nilsson & Bernesson, 2008). Knivblad skär pelletsen i önskad längd när den pressas genom kanalerna. Inmatningshastighet på en pelletspress varierar under dess livstid och är som störst i början, men med åren måste hastigheten minskas för att pelletsen ska behålla sin kvalitet. Energiåtgång för pressen beror av önskad pelletsstorlek, en mindre pelletsstorlek kräver mer energi (Kumar, et al., 2010).

Kylning

Efter pelletering kyls pelletsen för att öka hållfastheten. Efter att pelletsen kylts ner är det viktigt att pelletsen sållas från eventuell restråvara som inte pelleterats då denna inte är önskvärd i paketering och sänker kvaliteten. Det som inte pelleterats sorteras ut och transporteras tillbaka till antingen tork eller pelletspress. Icke-pelleterad råvara bör inte överstiga 3 %, då detta indikerar problem med råvara eller pelleteringsprocess vilket bör korrigeras (Kumar, et al., 2010).

4.1.2 Pelletsmarknad

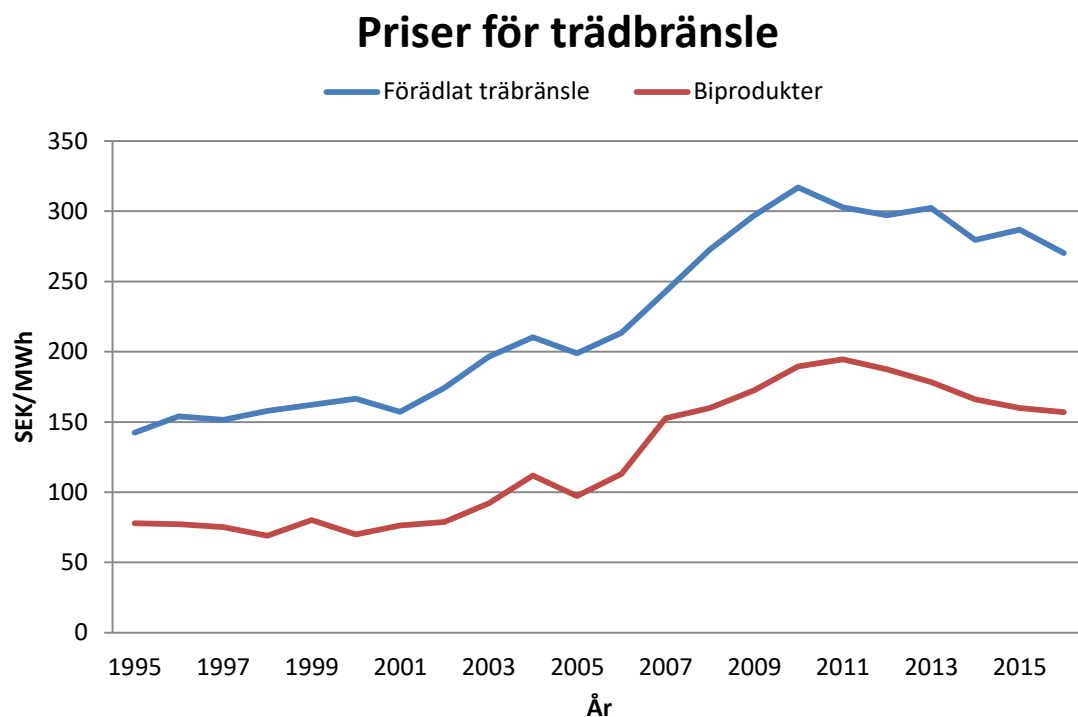
Pellets används som bränsle både i liten, mellan och stor skala till exempel för uppvärmning av villor via pelletspanna eller värmecentral, men även i värme- och kraftvärmeverk för uppvärmning av fjärrvärmenätet. Efterfrågan på svensk pellets under slutet på 90-talet och första decenniet av 00-talet ökade konstant för att sedan sjunka under år 2011 och år 2012. Milda vintrar är en stor påverkande faktor på efterfrågan av pellets men pelletsindustrin har även pressats av låga importpriser på pellets och höga råvarupriser (bioenergiportalen.se, 2013). I Figur 7 visas konsumtionen av träpellets för värme, kraftvärme exkluderat.



Figur 7 Konsumtion av pellets för värme, från sammanställning av tabell från Aebiom statistical report 2015 (Calderón, et al., 2015)

Under år 2013 ökade dock efterfrågan på den svenska pelletsmarknaden med 20 %, jämfört med värdena för år 2012. Detta ledde till en ökad produktion på 10 % hos svenska tillverkare och en ökad import på 45 %, medan export av svensktillverkad pellets minskade (Haaker, 2014), (Ekholm, 2014). År 2014 var produktionen av pellets näst störst i Europa med en produktion på 1,6 miljoner ton pellets (Calderón, et al., 2015) och exporten ökade med 65 % (Haaker, 2015). Marknaden har stabiliserats och pelletsproduktionen har ökat mellan år 2014 och år 2015. Detta då svenska tillverkares andel ökat på den svenska marknaden till följd av en minskad import (Henningsson, 2016). Framtiden för pelletsanvändningen i Sverige kommer antagligen inte öka nämnvärt enligt undersökning av Bioenergis enkät till pelletsproducenter. Däremot finns en global efterfrågan av svensk pellets. I övriga Europa, bland annat Tyskland, Belgien och England är användningen av pelletskaminer i hushåll vanligt. Hushållsmarknaden för pellets är som störst växande i Italien, Frankrike och Tyskland. Runt om i Europa sker också en allt större utslussning av kol- och oljepannor, där pellets ersätter kolbränslet (Ekholm, 2013).

Priset på pellets avgörs till stor del av kostnad på råvara. Råvarupriset varierar med typ av råvara och även för olika träslag beroende på energiinnehållet (Bioenergiportalen.se, 2014). I Figur 8 visas priser på förädlad träbränsle (trädpellets och trädbriketter) samt biprodukter, vilket främst består av sågspån och liknande restprodukter från sågverk (Bäckman, 2017).



Figur 8 Priser på trädbränslen från Energimyndigheten (Bäckman, 2017)

Spill från rundvirke i massa- och pappersbruk utgör den största råvaran till pelletsproduktionen. Fördelningen mellan det rundvirke som avverkas mellan sågverksindustrin och massa- och pappersindustrin är ungefär lika, men cirka 50 % av volymen blir biprodukter i form av kutterspån, sågspån, råflis, torrflis och bark. Flis går främst till massaindustrin medan sågspån förädlas till pellets, detta gör att råvarutillgången för pellets styrs av aktiviteten i sågverken (Anderzén & Lönnqvist, 2011). Även då massa- och pappersindustrin minskat de senaste åren finns det ändå gott om skogsråvara och tillväxten är större än avverkningen. Mängden skog har konstant ökat de senaste 100 åren och tillväxten är ungefär 110 skogskubikmeter (m^3_{skog}) per år (Strömberg & Svärd, 2012) (Eriksson, 2016).

4.2 Etanol

Etanol är en alkohol som tillverkas genom anaerob nedbrytning (jäsning) av biomassa med jästsvampar (Nationalencyklopedin, 2017). Etanol används som drivmedel i bilar såsom E85, vilket är en blandning av 85 % etanol och 15 % bensen och har cirka 30 % lägre energiinnehåll än bensen (Svenska Petroleum & Biodrivmedel Institutet, 2010). För att kunna köra på detta bränsle behöver bilen vara anpassad för att drivas på hög andel etanolbränsle. Vid användning av etanol istället för bensen eller diesel minskas nettokoldioxidutsläppet med upp till 80 % (Miljöfordon, 2016). All bensen har idag upp till 5 % etanol inblandat och sedan år 2011 finns möjlighet att blanda in 10 % etanol i bensen (E10). De allra flesta bensinbilar fungerar på E10 med vissa undantag (Svenska Petroleum

& Biodrivmedel Institutet, 2014). Etanol är en bra förnybar komponent i bensin utan att påverka prestandan allt för mycket.

4.2.1 Råvara

Etanol kan tillverkas av olika typer av biomassa och det finns tre huvudgrupper av råvara; socker, stärkelse och lignocellulosa. Socker och stärkelsråvarorna kallas för första generationens etanol och lignocellulosa kallas för andra generationens etanol (SEKAB, 2017b).

Sockerråvara innefattar sockerrör och sockerbetor och är vanligt i södra breddgrader med störst produktion i USA och Brasilien (Tanka etanol, 2016). Dessa råvaror innehåller 17-18 % socker och processen för att få fram jäsbart socker är kostnadseffektiv. Dock är etanolutbytet från sockerbetor lågt (10 kg sockerbetor ger 1 liter etanol) och tillgången av sockerbetor är relativt liten i Sverige och finns då främst i södra Sverige (Nilsson, 2006).

Stärkelsråvaror innefattar till exempel spannmål (vete och råg), majs och potatis som består till 60-70 % av stärkelse. Stärkelsen hydrolyseras för att få jäsbart socker (glukos) med hjälp av varmvattenbehandling och enzymer (Gode, et al., 2008). Det krävs ungefär 2,7 kg spannmål för att producera en liter etanol beroende på vilken typ av process som används (Lantmännen Agroetanol, 2017).

Lignocellulosa är ett samlingsnamn för biomassa som innehåller lignin, cellulosa och hemicellulosa. Exempel är skogsprodukter, energigrödor och restprodukter från jordbruk (halm). Lignocellulosa kräver en mer avancerad process vid förbehandling, därefter har den samma process som stärkelse samt annan omhändertagning av restprodukter (Gode, et al., 2008).

4.2.2 Etanolanläggningar

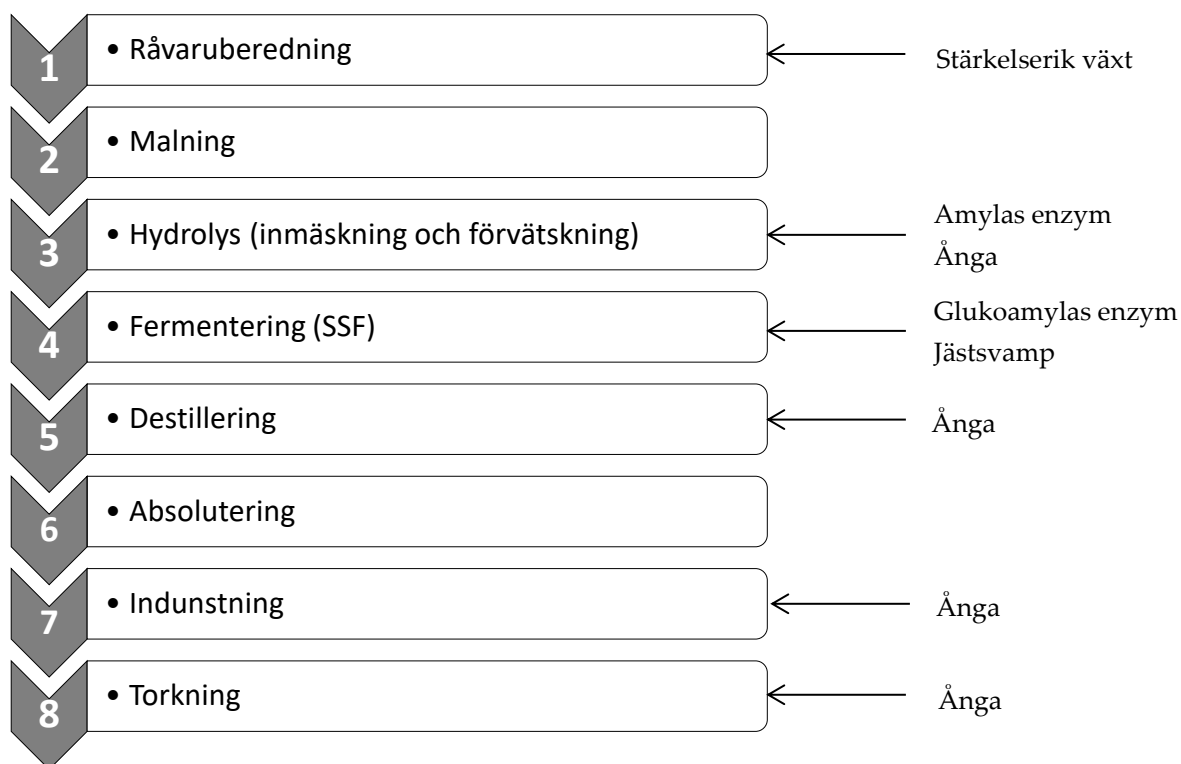
De flesta etanolanläggningar som finns idag har en produktionskapacitet på 40 000 m³ till 150 000 m³ etanol per år för stärkelse och för skogsråvara krävs en produktionskapacitet på minst 60 000 m³ etanol per år vilket innebär att storskalighet krävs för etanolanläggningar.

Lantmännen har en etanolanläggning i Norrköping med en produktionskapacitet på totalt 230 000 m³ etanol per år där stärkelsråvara används. År 2009 byggde Agroetanol ut sin anläggning och ökade då sin produktionskapacitet med 150 000 m³ etanol till dagens storlek. Denna investering uppgick till cirka 1,4 miljarder svenska kronor (COWI, 2016).

Utanför Örnsköldsvik invigdes år 2004 en demoanläggning driven av SEKAB E-Technology där de forskar kring och producerar andra generationens etanol från lignocellulosa. Anläggningen är den enda i Sverige som producerar andra generationens etanol (SEKAB, 2017a).

4.2.3 Stärkelseprocess

Tillverkningsprocessen kan ske kontinuerligt eller satsvis. I Figur 9 visas en schematisk bild av tillverkningsprocessen och vidare förklaring av respektive processteg.



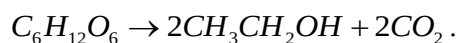
Figur 9 Processteg vid etanolproduktion av stärkelseråvara, tillsatser i respektive processteg till höger

Förbehandling och hydrolys

I förbehandling ingår råvaruberedning där spannmålet rensas från skräp, sten och metaller för att sedan malas i en hammarkvarn. Därefter blandas det ut med vatten till en så kallad mäska och stärkelsestrukturen bryts upp och gelatiniseras genom att ånga injiceras och höjer temperaturen till 60 °C, detta kallas inmäskning. Mäsken steriliseras via en jetkokare till en steriliseringstank där ytterligare ånga injiceras och ger mäsken en temperatur på 120 °C. Detta för att döda bakterier som kan störa jäsningsprocessen (Ingvarsson, et al., 2007). För att biomassan ska kunna jäsas måste polymerkedjorna kortas vilket görs med hjälp av enzymet amylas efter att mäsken kylts ner till 85 °C, detta kallas förvätskning. Mäsken kyles ytterligare till 70 °C och glykoamylas-enzym tillsätts för att bryta ner stärkelsen till jäsbart socker (glykos) vilket kallas försockring (Gode, et al., 2008). I många fall leds mäsken direkt till fermentortanken och alltså inte via försockringstanken på grund av problem med infektioner orsakade av mjölksyrabakterier. Istället tillsätts glukoamylas-enzym samtidigt som jästsvamp i fermenteringen vilket kallas SSF (*Simultaneous Saccharification and Fermentation*) (Jacques, et al., 2003).

Fermentering

I fermentering jäser jästsvampar glukosen till lika delar etanol och koldioxid enligt



Jäsningen avbryts då etanolkoncentrationen i mäsken är 9-10 vikt% vid satsvis jäsning och vid kontinuerlig jäsning hålls koncentrationen konstant vid 6-6,5 vikt% genom kontinuerligt uttag av etanol. Jäsning sker vid 30-33 °C och externa värmeväxlare används för att kyla bort överskottsvärme. Utgaserna består av etanol, koldioxid och flyktiga ämnen och kan renas för att få ut extra etanol. Därefter förs mäske via jästseparering till destilleringssteget och jäst återinförs i fermenteringstankarna (Gode, et al., 2008).

Destillering

Genom destillering avskiljs etanol från mäsken. Detta görs genom att mäsken förs genom olika kolonner där etanol stegvis separeras från mäsken. I mäskkolonnen avskiljs etanol från mäske och i rektifieringskolonnen uppnås en andel av 95 % etanol (Gode, et al., 2008). Kolonnerna drivs av ånga som förångar etanolen vid dess kokpunkt på 78,3 °C utan att förånga vattnet i mäsken (Henriksson, 2016). Därefter kondenseras etanolen så att den på så sätt anrikas.

Absolutering

I absolutering avskiljs ytterligare vatten från den koncentrerade etanolen (dehydreras) till minst 99,8 % ren etanol i en molekylsikt som absorberar vattnet (Gode, et al., 2008). En molekylsikt fungerar genom att ett material med små porer suger upp (absorberar) molekyler som får plats i porerna och på så sätt separeras de från större molekyler (Nationalencyklopedin, 2017).

Indunstning och torkning av drank

Restprodukt efter destillering kallas drank och kan användas till olika ändamål. De flesta anläggningar använder drank till djurfoder där fiber separeras från vattnet i en centrifug och den så kallade våtkaka som bildas kan antingen säljas som våtfoder eller torkas till torrfoder (Gode, et al., 2008). Vid torkning avdunstar vatten från dranken med hjälp av värmeväxlare, vilket kallas indunstning. Drankvattnet som återstår används delvis i fermenterings- och förvätskningsstegen och resten avvattnas till en sirap som också kan säljas som foder. Då våtkakan ska torkas till foder blandas sirapen in i våtkakan med en blandskrub och förs till en rotertork med luft som värmebärare (Ingvarsson, et al., 2007), vilken kan beskrivas som ett roterande rör i lätt lutning (Wennberg, et al., 2004). Rotationen gör att råvaran tumlas runt vilket bidrar till bättre värmeöverföring från värmebärare till råvara. Torkning är en ångkrävande process, ungefär hälften av ångan i etanoltillverkningen går till torkprocessen (Gode, et al., 2008).

4.2.4 Etanolmarknad

Etanolanvändningen ökade enligt *Svenska Petroleum & Biodrivmedel Institutet* (SPBI) med 10 % under januari år 2017 jämfört med januari året innan. Denna ökning kommer både från ökad användning av låginblandad bensin och av E85 (Svenska Petroleum & Biodrivmedel Institutet, 2017a).

Regeringen har presenterat ett förslag på styrmedel som de vill införa 1 juli år 2018. Förslaget innefattar en reduktionsplikt på drivmedel där all bensin och diesel ska få ökad inblandning av biodrivmedel. Inblandningen utgår från förväntade nivåer för år 2018 vilka är 2,6 % för bensin och 19,3 % för diesel och kommer successivt ökas med ett indikativt mål på 50 % till år 2030 (Andersson, et al., 2017). Initiativet är ett välkommet förslag enligt SPBI men riskerar att försvåras på grund av tillgången av biodrivmedel (Svenska Petroleum & Biodrivmedel Institutet, 2017b).

Priset för etanolvete är 1,3 SEK/kg (Niléhn, 2016) men varierar med tiden och beroende på börs. Etanolpriset i februari år 2017 var 6,2 SEK/liter vilket är en ökning från hösten år 2016 då etanolpriset låg på 4,5 SEK/liter (Svenska Petroleum & Biodrivmedel Institutet, 2017c).

5 Metod

För att undersöka vad en integrering av bibränsleanläggning i form av pellets och etanol skulle innebära för Söderenergi AB görs en dimensionering av respektive anläggning. Därefter utförs en nuvärdesanalys för att undersöka om investeringen är lönsam.

5.1 Modellering av kraftvärmeverk

Kraftvärmeverket modelleras i simuleringsprogrammet ASPEN PLUS för att simulera hur produktionen påverkas av ingeneration av bibränsleanläggning. Först simuleras kraftvärmeverket, därefter integreras bibränsleanläggningarna som en last.

5.2 Tillgänglig värmeeffekt

Integrering och dimensionering av bibränsleanläggningarna sker med avseende på tillgänglig värmeeffekt per månad, det vill säga den resterande andelen värmeeffekt för att kraftvärmeverket ska köras med full last och beräknas som

$$\text{Tillgänglig effekt} = \text{effekt vid full last} \cdot \frac{\text{produktion}}{\text{timmar per månad}}. \quad (1)$$

Tillgänglig värmeeffekt varierar beroende på om produktion sker med endast mottrycksturbin (MT) eller både mottrycksturbin och rökgaskondensering (RGK).

Två scenarier undersöks där

- Scenario 1 – tillgänglig värmeeffekt fortsätter som vanligt från år 2017
- Scenario 2 – tillgänglig värmeeffekt följer framtida marknadsprognos för värmebehov som presenteras i Tabell 1

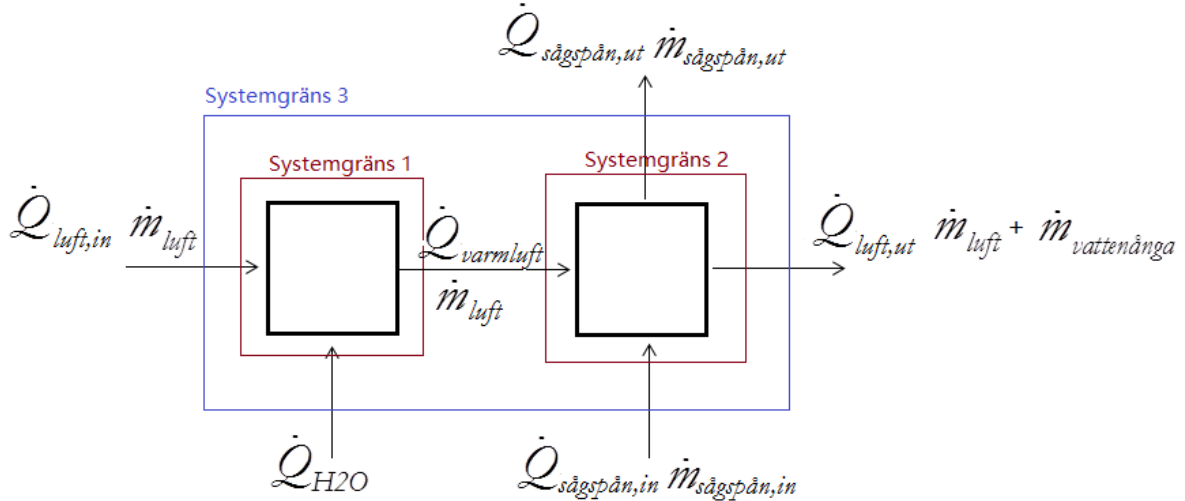
Etanolanläggningen undersöks även för drift vid full kapacitet året runt då denna är en mer energikrävande process än pelletsanläggningen.

5.3 Dimensionering - Pellets

Pelletsanläggningen integreras i kraftvärmeverket via en bandtork för torkning av sågsågspån där värme leds från fjärrvärmenätet för två fall, ett med endast produktion med mottrycksturbin och ett vid produktion med både mottrycksturbin och rökgaskondensering. Varm luft används som torkmedium för att utnyttja den lågvärdiga värmeenergin i fjärrvärmenätet. Detta gör även att produktionen av el i turbinen inte reduceras vilket hade varit fallet om ånga extraherats. Bandtorken är avgörande för produktionskapacitet på pelletsanläggningen och är således dimensionerande för storlek på resterande utrustning.

5.3.1 Bandtork

Bandtorken kräver värmeenergi för att förånga vattnet i sågsågspån från ingående fukthalt till önskad fukthalt. Värmeöverföring sker via varmluft och sågsågspån. Luft värms av fjärrvärmevattnet genom värmeväxlare i bandtorken. En principiell skiss över torken visas i Figur 10.



Figur 10 Principiell skiss över torken med systemgränser och massflöden

Massflöden och energiinnehållet i flödena bestäms genom att dela in torken i systemgränser. Systemgräns 1 avser flöden över värmeväxlaren, systemgräns 2 avser flöden över transportbandet och systemgräns 3 avser hela bandtorken. Tillgänglig värmeeffekt från kraftvärmeverket, $\dot{Q}_{H2O}$, avgör hur många ton sågsågspån som kan torkas per timme och avgör även det luftflöde som krävs för att torka sågsågspån. För systemgräns 1 fås följande energibalans

$$\dot{Q}_{H2O} = \frac{\Delta \dot{Q}_{luft}}{\eta_{vwx}} = \frac{\dot{Q}_{varmluft} - \dot{Q}_{luft,in}}{\eta_{vwx}}, \quad (2)$$

η_{vwx} är verkningsgrad på värmeväxlaren och beräknas för ett typfall och antas vara samma för samtliga fall och är avgörande för dimensionering av tork. $\Delta \dot{Q}_{luft}$ är skillnad i värmeenergi mellan varmluft och ingående omgivande luft. Total verkningsgrad för hela torken beräknas genom energibalans över systemgräns 3 som

$$\eta_{tork} = \frac{\dot{Q}_{sågsågspån,ut} + \dot{Q}_{luft,ut}}{\dot{Q}_{H2O} + \dot{Q}_{luft,in} + \dot{Q}_{sågsågspån,in}}. \quad (3)$$

Massflöde på utgående sågsågspån är känt för typfallet och även fukthalt på sågsågspån in och ut, samt temperaturerna i omgivningen och tillförd värmeeffekt. Genom dessa kan

massflöde för luft och ingående mängd sågsågspån beräknas för att sedan beräkna verkningsgrad för värmeväxlare och total verkningsgrad för torken.

Massflöde på mängden torr substans (TS) i sågsågspånet med fukthalt $\varphi_{\text{sågsågspån,ut}}$ beräknas som

$$\dot{m}_{TS} = \frac{\dot{m}_{\text{sågsågspån,ut}}}{1 - \varphi_{\text{sågsågspån,ut}}} \quad (4)$$

och massflödet på ingående sågsågspån beräknas som

$$\dot{m}_{\text{sågsågspån,in}} = \dot{m}_{TS} \cdot (1 + x_{\text{sågsågspån,in}}) . \quad (5)$$

Vatteninnehållet i sågsågspånet in till torken, $x_{\text{sågsågspån,in}}$ med fukthalt $\varphi_{\text{sågsågspån,in}}$ beräknas som

$$x_{\text{sågsågspån,in}} = \frac{\varphi_{\text{sågsågspån,in}}}{1 - \varphi_{\text{sågsågspån,in}}} \quad (6)$$

och vatteninnehållet i sågsågspånet ut ur torken, $x_{\text{sågsågspån,ut}}$ med fukthalt $\varphi_{\text{sågsågspån,ut}}$ beräknas som

$$x_{\text{sågsågspån,ut}} = \frac{\varphi_{\text{sågsågspån,ut}}}{1 - \varphi_{\text{sågsågspån,ut}}} . \quad (7)$$

Samtliga energiflöden beräknas som

$$\dot{Q} = h \cdot \dot{m} , \quad (8)$$

där h och $\dot{m}$ avser entalpi respektive massflöde för det energiflöde in eller ut ur torken som avses beräknas. Verkningsgrad för värmeväxlare och torken beräknas sedan för typfallet enligt ekvation (2) och (3). Massflödet av torr luft som krävs för att torka sågsågspånet är detsamma genom hela torkprocessen och beräknas som

$$\dot{m}_{\text{torr,luft}} = \frac{(x_{\text{sågsågspån,in}} - x_{\text{sågsågspån,ut}})}{(x_{\text{luft,ut}} - x_{\text{luft,in}})} \cdot \dot{m}_{TS} , \quad (9)$$

där $x_{\text{luft,ut}}$ och $x_{\text{luft,in}}$ är vattenmängd per mängd torr luft, $\text{kg}_{\text{H}_2\text{O}}/\text{kg}_{\text{torr luft}}$ för ingående luft respektive utgående luft. Vattenmängd i luft beror av relativ fukthalt och temperatur i luften och bestäms genom Mollierdiagram för luft. Totalt massflöde på luft in i torken beräknas som torr luft adderat med vattenmängd i luften

$$\dot{m}_{\text{luft,in}} = \dot{m}_{\text{torr,luft}} \cdot (1 + x_{\text{luft,in}}) . \quad (10)$$

Totala massflödet på luft ut ur torken är högre än massflödet in eftersom vatten adderats i luften från sågsågspånet och beräknas som

$$\dot{m}_{\text{luft,ut}} = \dot{m}_{\text{torr,luft}} \cdot (1 + x_{\text{luft,ut}}). \quad (11)$$

Entalpin beräknas enligt (Havtun & Bohdanowicz, 2015)

$$h_{\text{fuktig}} = t \cdot c_{p,\text{torr}} + x \cdot (r + c_{p,\text{ånga}} \cdot t). \quad (12)$$

Den första delen avser sensibel värmeenergi för den torra delen vid temperaturen t med specifik värmekapacitet $c_{p,\text{torr}}$. Den andra delen avser latent värmeenergi som krävs för förångning av den fuktiga delen. Där x är vatteninnehåll, $c_{p,\text{ånga}}$ är specifik värmekapacitet för vattenånga och r är latent värme för vatten. Samtliga energiflöden kan därför beräknas enligt ekvation (8).

Anpassning av storlek på bandtorken görs med hjälp av verkningsgrad för värmeväxlare som beräknas för typfallet. Med omskrivning av ekvation (2) och entalpierna genom ekvation (12) beräknat för omgivande luft med avseende på känd relativ fukthalt och temperatur kan vatteninnehållet i luften erhållas genom Mollierdiagram. Massflödet av omgivande luft in till torken beräknas då som

$$\dot{m}_{\text{luft,in}} = \frac{\dot{Q}_{\text{H}_2\text{O}} \cdot \eta_{\text{vxx}}}{h_{\text{luft, varm}} - h_{\text{luft, in}}}. \quad (13)$$

Med hjälp av omskrivning av ekvation (10) beräknas massflödet på torr luft och därefter massflödet på utgående luft med hjälp av ekvation (11). Massflödet av den torra substansen sågsågspån in respektive ut ur bandtorken bestäms sedan med hjälp av ekvation (9). Det totala massflödet av sågsågspån in i torken beräknas då med hjälp av ekvation (5) och det totala massflödet torkat sågsågspån beräknas som

$$\dot{m}_{\text{sågsågspån,ut}} = \dot{m}_{\text{TS}} \cdot (1 + x_{\text{sågsågspån,ut}}). \quad (14)$$

Massflödet av torkat sågspån är dimensionerande för produktionskapaciteten på anläggningen. Överstiger produktionskapaciteten normal maximal produktionsstorlek för tillgänglig värmeeffekt antas fler bandtorkar.

5.3.2 Övrig utrustning

Dimensionering av övrig utrustning till pelletsanläggningen utgår från vald storlek på bandtorken. Mängden utgående sågsågspån antas även vara detsamma som massflödet producerad pellets. Eventuell vattenavdunstning på grund av uppkommen värme i efterföljande processteg och fuktning vid pelletering antas vara obetydlig för mängden producerad pellets. I de fall då normal maxkapacitet för utrustningen är mindre än

mängden producerad pellets antas en mindre storlek och antalet av utrustningen ökas för att bäst anpassas till mängden producerad pellets.

5.4 Dimensionering - Etanol

Ångbehov samt dimensionering av ingående utrustning i etanolanläggningen baseras på ett examensarbete gjort vid Lunds Tekniska Högskola år 2007 (Ingvarsson, et al., 2007). Där är alla flöden genom processen beräknade för en räknebas på 1 000 kg vete per timme. En uppskalningsfaktor används för att skala upp från denna räknebas till önskad storlek på anläggning och beräknas enligt

$$U = \frac{\text{produktionskapacitet per timme}}{\text{producerad etanol för räknebas}} , \quad (15)$$

där produktionskapacitet är den mängd etanol som kan produceras under en timme och beräknas enligt

$$\text{produktionskapacitet per timme} = \frac{\text{effektbehov etanolanläggning}}{\text{värmeeffektbehov per ton etanol}} . \quad (16)$$

Värmeeffektbehov per ton etanol beräknas enligt

$$\text{värmeeffektbehov per ton etanol} = \frac{\text{värmeeffekt räknebas}}{\text{etanolproduktion räknebas}} , \quad (17)$$

där etanolproduktion för räknebasen är den mängd etanol som kan utvinnas ur 1 000 kg vete. Värmeeffekt för räknebasen är den ångeffekt som krävs vid produktion av räknebasen och beräknas enligt

$$\text{värmeeffekt räknebas} = \dot{m}_{\text{ånga}} \cdot h , \quad (18)$$

där $\dot{m}_{\text{ånga}}$ är ångflödet som krävs för produktion av räknebas och entalpin, h , avläses i ett h log- p diagram för vatten för ångans tryck och temperatur.

Efter att uppskalningsfaktorn bestämts dimensioneras etanolanläggningen genom omskalning från referensfallet U_{referens} i examensarbetet. Alla bestämmande dimensioner för respektive komponent i etanolanläggningen skalas om med den beräknade uppskalningsfaktorn enligt

$$\text{storlek} = \frac{\text{referensstorlek}}{U_{\text{referens}}} \cdot U . \quad (19)$$

5.5 Nuvärdesanalys

Nuvärde (NPV) och internränta (IRR) används som indikatorer för att avgöra lönsamheten hos biobränsleanläggningarna. I nuvärdet ingår kostnader för konstruktion och produktion för projektet.

5.5.1 CAPEX

CAPEX står för *Capital Expenditures* och innefattar alla kostnader fram till driftstart, det vill säga utveckling och konstruktion av anläggning. CAPEX delas in i direkta och indirekta kostnader (Guédez, 2016) och beräknas som

$$CAPEX = (CAPEX_{direkt} + CAPEX_{indirekt}) \cdot N_{\text{övrigt}} , \quad (20)$$

där $N_{\text{övrigt}}$ är en faktor för övriga kostnader som inte är inräknade i direkt och indirekt CAPEX. $CAPEX_{direkt}$ är inköpskostnad för all ingående utrustning samt installation och beräknas enligt (Guédez, 2016)

$$CAPEX_{direkt} = \sum C_{utrustning} + \sum C_{installation} . \quad (21)$$

Index definieras enligt:

- Utrustning – inköpskostnad för utrustning i anläggning
- Installation – installation av utrustning, beräknas som en andel av inköpskostnad.

Indirekt CAPEX innefattar flertalet kringkostnader av en anläggning. Kostnaden utgörs av markkostnader som inköp och beredskap, ingenjörskostnader för förstudie, planering, dimensionering, kostnader för konstruktion, installation av anläggning i helhet med mera. Den beräknas som andel av inköpskostnad (Garret, 1989) enligt

$$CAPEX_{indirekt} = \sum C_{utrustning} \cdot N_{indirekt} . \quad (22)$$

För att uppskatta inköpskostnader används data från tidigare anläggningar. Kostnad i förhållande till storlek på utrustningen anpassas om större eller mindre storlek önskas jämfört med storleken för prisangivelsen med skalningsekvation enligt (Guédez, 2016)

$$C_n = C_{ref,n} \left(\frac{X_n}{X_{ref,n}} \right)^{y_n} \quad (23)$$

där $C_{ref,n}$ är kostnad för referensutrustning med storlek $X_{ref,n}$ och X_n är önskad storlek. Skalningsfaktor y_n varierar för olika typer av utrustning.

Om referenskostnader är från år 1990 eller tidigare (efter det har inflationen i Sverige varit ungefär konstant (SCB, 2017)) används *Chemical Engineering Plant Cost Index*, CEPCI för att uppdatera kostnaderna till dagligt värde. Vid valutaomvandling används valutakursen för det år referenskostnaden är baserad på. Den nya kostnaden beräknas enligt

$$C_n = C_{Ref} \frac{CEPCI_n}{CEPCI_{Ref}} \cdot V_{Ref} \quad (24)$$

där index n står för nya året som kostnaden ska räknas om till och Ref står för referensår, C är kostnad och V är valutakurs (Peters & Timmerhaus, 1991).

5.5.2 OPEX

OPEX står för *Operational Expenditures* och innefattar alla kostnader som rör drift, service och underhåll under normal drift under en viss tidsperiod, "normalt" innebär att inga oförutsägbara störningar sker. OPEX delas in i en rörlig och en fast del och summeras enligt (Guédez, 2016)

$$OPEX = OPEX_{rörlig} + OPEX_{fast} \quad (25)$$

Den rörliga delen innefattar alla kostnader som är direkt beroende av produktion och beräknas enligt

$$OPEX_{rörlig} = \sum C_{typ} \quad (26)$$

I C_{typ} inkluderas driftberoende kostnader såsom råvara, driftkostnad för pannan, elektricitet, enzymer, avfallshantering samt packning av färdig produkt.

Driftkostnad för pannan för biobränsleanläggning beräknas endast för ökad mängd producerad värme enligt

$$C_{panna} = \sum_{k=1}^t (c_{panna} \cdot \text{värmeeffekt}_k) \quad (27)$$

Värmeeffekt avser använd värmeeffekt vid produktion. Kostnaden c_{panna} beräknas som nettokostnad där intäkterna från såld el reducerar kostnaden för inköpt bränslemix till pannan. Kostnad för bränsle till pannan är i enlighet med hur Söderenergi AB beräknar kostnaden för Igelsta kraftvärmeverk och beräknas per producerat antal megawattimmar värmeenergi enligt (Johansson, 2017)

$$\begin{aligned}
c_{\text{panna}} = & \frac{(c_{\text{bränslemix}} + \text{utsläppsrätter})}{\eta_{(MT+RGK)/(MT)}} + DOU_{\text{värme}} + NOX_{\text{avgifter}} \\
& + \left(\frac{(c_{\text{bränslemix}} + \text{utsläppsrätter})}{\eta_{(MT+RGK)/(MT)}} + DOU_{\text{el}} + NOX_{\text{avgifter}} \right) \cdot \alpha \quad . \quad (28) \\
& -(c_{\text{el}} + \text{nätintäkt} + \text{andel biobränsle} \cdot \text{elcert}) \cdot \alpha
\end{aligned}$$

I ekvation (28) är $c_{\text{bränslemix}}$ kostnad på bränslemix i pannan, $\eta_{(MT+RGK)/(MT)}$ är verkningsgrad för kraftvärmeverket vid produktion med mottrycksturbin och rökgaskondensering eller endast mottrycksturbin, utsläppsrätter är kostnad för klimatpåverkande utsläpp, DOU_{el} och $DOU_{\text{värme}}$ står för drift- och underhållskostnader för el- respektive värmeproduktion, NOX_{avgifter} är kostnad för NOX-utsläpp som uppstår vid drift, c_{el} är spotpris på el, nätintäkt är intäkt för leverans till elnätet, andel biobränsle är hur stor andel av bränslemixen som är biobränsle för vilket kraftvärmeverket får elcertifikat för, α är alfavärdet för kraftvärmeverket med eller utan rökgaskondensering.

Alfavärdet för produktion med mottrycksturbin och rökgaskondensering antas konstant eftersom det varierar starkt beroende på olika faktorer som till exempel returtemperatur och fukthalt i bränslet. Det är svårt att avgöra hur alfavärdet varierar med producerad värme och baseras därför på designfall för produktion med mottrycksturbin och rökgaskondensering.

För produktion med endast mottrycksturbin har en empirisk funktion för alfavärdet tagits fram av Söderenergi AB och beräknas som

$$\alpha_{MT} = -0,0000275 \cdot (\text{total värmeeffekt})^2 + 0,0078 \cdot (\text{total värmeeffekt}) + 0,003 \quad . \quad (29)$$

Total värmeeffekt avser total produktion för värme i megawatt, både till fjärrvärmenätet och till pelletsanläggningen.

Kostnad för råvara till biobränsleanläggning beräknas som

$$C_{\text{råvara}} = \sum_{k=t}^t (c_{\text{råvara}} \cdot \dot{m}_{\text{råvara},k}) \quad (30)$$

där $c_{\text{råvara}}$ är kostnad för råvara och $\dot{m}_{\text{råvara}}$ är mängd råvara under tiden t . Kostnad för elektrisk drift av biobränsleanläggning beräknas som

$$C_{\text{el}} = \sum_{k=t}^t (c_{\text{el}} \cdot e_{\text{utrustning}} \cdot \dot{m}_k) \quad (31)$$

där c_{el} är elkostnad och $e_{\text{utrustning}}$ är elbehov för ett massflöde, $\dot{m}$ under tiden t .

5.5.3 Rörlig OPEX – Pellets

Kostnad för sågsågspån till pelletsanläggningen baseras på erforderat massflöde av sågsågspån in till torken enligt ekvation (30). Total mängd sågsågspån varierar med tillgänglig värmeeffekt och antal timmar per månad. Total mängd sågsågspån in till torken anpassas därför månadsvis mot tillgänglig värme. För att beräkna massflöde in till torken per månad ändras värmeeffekten från vattnet, $\dot{Q}_{H_2O}$ till tillgänglig mängd för respektive månad. Överstiger tillgänglig värmeeffekt effektbehovet för bandtorken beräknas massflödet på sågsågspånet med avseende på bandtorkens värmebehov.

Kostnad för drift av bandtorken utgörs av elbehov för motor för drift av transportband samt fläkt. Kostnad för elbehov av band och övrig utrustning beräknas enligt ekvation (31), eldrift för fläkt beräknas på samma sätt men med hänsyn till mängd utgående luft under tiden t .

I rörlig OPEX inkluderas för pelletsanläggningen även kostnader för paketering av pellets, vilket inkluderar kostnader för påsar, lastpallar och lastningsutrustning som till exempel paketeringsband. Dessa är förbrukningsvaror och beräknas som kostnad per mängd producerad pellets över tiden, t .

5.5.4 Rörlig OPEX – Etanol

Kostnader för råvara, enzymer, bränsle och elektricitet ingår i rörlig OPEX för etanolanläggningen. Enzymkostnad beräknas per producerad mängd etanol och elkostnad beräknas enligt ekvation (31) för respektive elkonsumerande utrustning. Råvarukostnad beräknas enligt ekvation (30) med råvarubehovet

$$\dot{m}_{vete} = \frac{\dot{m}_{etanol}}{\text{andel etanol i räknebas}} \quad (32)$$

där andel etanol som utvinns ur räknebas är processberoende. Etanolproduktionen beräknas per månad enligt

$$\dot{m}_{etanol} = \frac{\text{tillgänglig värmeeffekt}}{\text{värmeeffektbehov per ton etanol}} \quad (33)$$

där värmeeffektbehov per ton etanol beräknas med ekvation (17) och tillgänglig värmeeffekt beräknas enligt ekvation (1). Om tillgänglig värmeeffekt överstiger effektbehovet på anläggningen sker produktion vid maximal produktionskapacitet. Om tillgänglig ångkapacitet för en viss månad är mindre än hälften av anläggningens effektbehov sker ingen produktion under den månaden. Detta gör att produktion endast sker vid

$$\text{tillgänglig värmeeffekt} \geq \frac{\text{effektbehov etanolanläggning}}{2} \quad (34)$$

Fodertillverkning baseras på examensarbetet (Ingvarsson, et al., 2007) och presenteras som mängd foder producerat per räknebas 1 000 kg vete. Kostnaden beräknas på samma sätt som råvarukostnaden enligt ekvation (30).

5.5.5 Fast OPEX

Fast OPEX för båda biobränsleanläggningarna inkluderar kostnader för service, försäkring samt personal. Kostnader för service beräknas som andel av inköpspris. Försäkringskostnad beräknas som andel av total CAPEX. Personalkostnad beräknas med hänsyn till anläggningens storlek och beräknas på årsbasis. Fast OPEX beräknas enligt (Guédez, 2016)

$$OPEX_{fast} = C_{service} + C_{försäkring} + C_{personal} \cdot \quad (35)$$

5.5.6 Nuvärde

Nuvärdet (NPV) används för att uppskatta lönsamheten i en investering beräknas enligt (Guédez, 2016)

$$NPV = - \sum_{t=0}^{n_{kon}-1} \frac{CAPEX}{n_{kon}(1+i)^t} + \sum_{t=n_{kon}}^{n_{kon}+n_{prod}-1} \frac{\sum_{h=1}^{tid} \lambda_{produkt} \cdot \dot{m}_{produkt} - OPEX}{(1+i)^t} \quad (36)$$

och är summan av ett projekts diskonterade kassaflöde över dess projekttid vilket avser konstruktionstid, n_{kon} och produktionstid, n_{prod} . Intäkter utgörs av mängd producerad produkt, $\dot{m}_{produkt}$ från biobränsleanläggningen som säljs för priset $\lambda_{produkt}$.

Diskonteringsränta, i , kan ersättas med *Weighted Average Cost of Capital*, WACC för att räkna in kapital från olika investerare och beräknas enligt (Guédez, 2016)

$$WACC = Eq_{\%} \cdot IRR_{eq} + Debt_{\%} \cdot i_{debt} \cdot (1 - T_{corp}) \cdot \quad (37)$$

Där $Eq_{\%}$ är andel eget kapital och $Debt_{\%}$ är andel lånat kapital för en investering, IRR_{eq} är förväntad internränta för eget kapital, i_{debt} är ränta på det lånade kapitalet och T_{corp} är bolagsskatt. Dessa värden är kopplade till platsen och företaget som gör investeringen, i detta fall Söderenergi AB, och jämförs med tidigare investeringsräntor för tidigare projekt.

Internränta, *Internal Rate of Return* (IRR) kan beräknas som den diskonteringsränta som skulle ge ett nuvärde lika med noll över projekttiden. Denna kan jämföras med den viktade kapitalkostnaden, WACC, och då internräntan är större än WACC anses investeringen lönsam (Guédez, 2016). Vid jämförelse mellan två investeringar bör den investering som ger högst internränta väljas, då detta visar på hög avkastning vilket innebär att investeringen anses lönsam (Elvén & Alfredsson, 2010).

6 Indata

Delar av metoden för dimensionering av bibränsleanläggningarna baseras på fast indata och inköspriser för respektive anläggnings utrustning är baserade på referensvärden. Indata till metoden presenteras i detta avsnitt.

Integrering av etanolanläggning sker direkt efter pannan, det vill säga före turbinen och integrering av pelletsanläggning sker i fjärrvärmevattnet.

6.1 Tillgänglig värmeeffekt från Igelsta kraftvärmeverk

Referensvärdena för Igelsta kraftvärmeverk för att beräkna tillgänglig värmeeffekt är baserade på data ur Tabell 3.

Tabell 3 Referensvärden för Igelsta kraftvärmeverk

Parameter	Värde [MW]
Mottrycksturbin (MT)	153
Elektrisk effekt (EL)	84
Rökgaskondensering (RGK)	57
Mottrycksturbin och rökgaskondensering (MT+RGK)	210

Pelletsanläggningen dimensioneras för olika värmeeffekter, 10 MW, 20 MW, 30 MW, 40 MW och 50 MW, etanolanläggningen dimensioneras även för 60 MW och 70 MW. Fler värmeeffekter undersöks för etanolanläggningen då det är en mer energikrävande process, och därför utvärderas även anläggningen för årlig produktion.

6.1.1 Scenario 1 – Basfall

Tillgänglig värmeeffekt i kraftvärmeverket varierar beroende på månad men är historiskt sett avsevärt större under sommarmånaderna då produktionen av fjärrvärme minskar. För att beräkna tillgänglig effekt per månad används värden från marknadsprognosen år 2017 vilken presenteras i Tabell 4.

Tabell 4 Prognos för år 2017 för Igelsta kraftvärmeverk

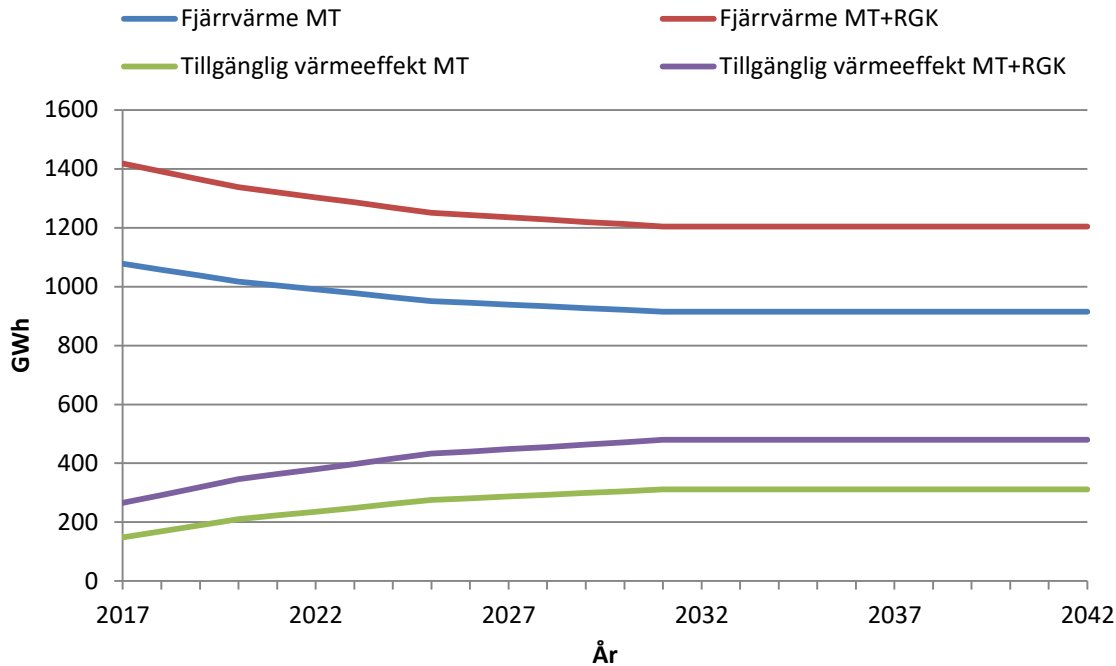
	Produktion RGK [MWh]	Produktion MT [MWh]	Produktion MT+RGK [MWh]	Drifttid [h]	Tillgänglig värmeeffekt MT [MW]	Tillgänglig värmeeffekt (MT+RGK) [MW]
Januari	39 908	11 092	150 000	744	5,0	8,4
Februari	36 450	100 550	137 000	672	3,4	6,1
Mars	39 908	110 092	150 000	744	5,0	8,4
April	38 578	106 422	145 000	720	5,2	8,6
Maj	34 587	95 413	130 000	744	24,8	35,3
Juni	5 000	87 000	92 000	720	32,2	82,2
Juli	-	-	-	-	-	-
Augusti	0	67 000	67 000	744	62,9	119,9
September	29 000	80 000	109 000	720	41,9	58,6
Oktober	38 046	104 954	143 000	744	11,9	17,8
November	38 578	106 422	145 000	720	5,2	8,6
December	39 908	110 092	150 000	744	5,0	8,4

I Tabell 4 har även tillgänglig värmeeffekt per månad beräknats för produktion med endast mottrycksturbin och för produktion med mottrycksturbin och rökgaskondensering enligt ekvation (1). Drifttiden är beräknat på ett antagande om kontinuerlig drift för hela månaden. Både historiskt sett samt i marknadsprognosen är ett driftstopp för underhåll inräknat, vilket beräknas att ske under hela juli månad, under denna månad finns ingen tillgänglig värmeeffekt. Marknadsprognos för år 2017 är framtagen av Söderenergi AB (Bodinson, 2017).

6.1.2 Scenario 2 – Prognos

Scenario 2 baseras på Tabell 4 med minskning i producerad fjärrvärme enligt Tabell 1. Värdena i Tabell 1 linjärinterpoleras mellan respektive år och antas konstant efter år 2031. Detta leder till ökad tillgänglig värmeeffekt för produktion av biobränsle vilket presenteras i Figur 11.

Fjärrvärmeproduktion



Figur 11 Prognos för fjärrvärmeproduktion med MT och MT + RGK samt motsvarande tillgänglig värmeeffekt

Vid nuvärdesanalys av scenario 2 antas projektstart vid år 2020.

6.2 Indata för dimensionering – Pelletsanläggning

Dimensioneringen av pelletsanläggningen utgår från bandtorken då denna process är den del som beror av tillgänglig värmeeffekt från kraftvärmeverket. Specifik värmekapacitet behövs för att beräkna entalpier för fuktig luft och fuktigt sågspån och anges i Tabell 5 (Havtun & Bohdanowicz, 2015), (Schwartz, 2014).

Tabell 5 Konstanter för beräkning av energiinnehåll²

Parameter	Värde	Enhet
$c_{p,luft}$	1,00	kJ/kg·K
$c_{p,sågspån}$	1,40	kJ/kg·K
$c_{p,vattenånga}$	1,86	kJ/kg·K
c_{p,H_2O}	4,18	kJ/kg·K
r	2 500	kJ/kg

² Latent värme för vatten, specifik värmekapacitet för luft, vatten och vattenånga (Havtun & Bohdanowicz, 2015). Specifik värmekapacitet för sågspån (Schwartz, 2014).

Dimensionering av bandtorken har baserats på information från Stela Laxhuber (Wimmer, 2017). Detta avser typfallet som angivits i metoden för beräkning av verkningsgrad. Indata för typfallet anges i Tabell 6.

Tabell 6 Data för typfallet av bandtork (Wimmer, 2017)

Parameter	Värde	Enhet
$\dot{Q}_{H_2O}$	10 700	kW
$\dot{m}_{s\ddot{a}gsp\ddot{a}n,ut}$	3,22	kg/s
$\varphi_{s\ddot{a}gsp\ddot{a}n,in}$	10	%
$\varphi_{s\ddot{a}gsp\ddot{a}n,ut}$	50	%
$t_{s\ddot{a}gsp\ddot{a}n,in}$	10	°C
$t_{luft,in}$	10	°C
$t_{varmluft}$	67	°C
$\varphi_{luft,in}$ (Relativ luftfuktighet) ³	75	%
$x_{luft,in}$ (Mollierdiagram)	0,00566	kg _{H2O} /kg _{torr luft}
$t_{luft,ut}$	31	°C
$\varphi_{luft,ut}$ (Relativ luftfuktighet)	70	%
$x_{luft, ut}$ (Mollierdiagram)	0,02	kg _{H2O} /kg _{torr luft}

Typfallet bestämmer verkningsgraden för värmeväxlare, erforderad värmeeffekt samt eleffekt för fläkt och drift av torkband. Med ekvation (4) till (12) ges Tabell 7.

Tabell 7 Värden beräknade för tork med avseende på typfallet

In	Flöde	Enhet	Ut	Flöde	Enhet
$\dot{m}_{s\ddot{a}gsp\ddot{a}n,in}$	5,80	kg/s	$\dot{m}_{s\ddot{a}gsp\ddot{a}n,ut}$	3,22	kg/s
$\dot{m}_{luft,in}$	181	kg/s	$\dot{m}_{luft,ut}$	183	kg/s
$\dot{Q}_{s\ddot{a}gsp\ddot{a}n,in}$	14 690	kW	$\dot{Q}_{s\ddot{a}gsp\ddot{a}n,ut}$	1 060	kW
$\dot{Q}_{luft,in}$	4 380	kW	$\dot{Q}_{luft,ut}$	15 060	kW

³ 75 % är antagen som relativ luftfuktighet för luft in i torken då denna under sommaren normalt varierar mellan 70-80 % (SMHI, 2017)

Verkningsgraden för värmeväxlaren beräknas till 97 % vilken används för att dimensionera produktionsstorleken på bandtorken för varierande tillgänglig värmeeffekt och verkningsgraden för hela bandtorken beräknas till 54 %. Storlek och antal av resterande utrustning i pelletsprocessen beror av mängden torkat sågsågspån och dimensioneras för att hantera mängden ut ur bandtorken. Överstiger massan sågsågspån den maximala produktionskapaciteten utrustningen normalt har, vilket visas i Tabell 8, installeras istället fler enheter.

Tabell 8 Normal maximal produktionsstorlek för utrustning för pelletsanläggning

Typ av utrustning	Maxstorlek [ton/h]
Bandtork	13
Hammarkvarn	12
Pelletpress	6
Kylare	25
Såll	12
Silo	-
Paketering	12

Maximal produktionskapacitet för hammarkvarn, pelletpress, kylare, såll och paketering är baserad på rapport från Kumar med flera och är omräknad från årlig drift på 8760 h (Kumar, et al., 2010). Storlek på silo anpassas så att volymen uppgår till 7,6 % av maximal årlig produktion. I denna studie har inga begränsningar på silo antagits då denna fungerar som lager för producerad pellets (Thek & Obernberger, 2002). Maximal produktionskapacitet på bandtorken är satt i enlighet med vad som angivits av tillverkaren. För vald bandtork krävs heller ingen luftrenare då bandtorkens transportband fungerar som reningsfilter (Wimmer, 2017).

6.3 Indata för dimensionering – Etanolanläggning

Ångflödena baseras på räknebasen 1 000 kg vete/h och presenteras i Tabell 9 tillsammans med de olika tryck och temperaturer som krävs för respektive utrustning.

Tabell 9 Behov av mättad ånga vid olika tryck för utrustning i etanolanläggning

Utrustning	Ångflöde [kg/h]	Tryck [bar]	Temperatur [°C]
Slurrytank	28	1	100
Jetkokare	179	2	120
Indunstning	526	4	144
Destillering	321	4	144
Tork	1 943	4	144
Totalt	2 997		

Räknebasen 1 000 kg vete/h producerar 284 kg etanol/h och genom att beräkna effekten på ångflödena enligt ekvation (18) kan effekthovet beräknas enligt ekvation (17) och blir 8,02 MWh ånga per ton producerad etanol. Eftersom integrering av etanolanläggningen sker genom extraktion av ånga direkt efter pannan, det vill säga före turbinen, har ångan ett tryck och en temperatur på 92,1 bar respektive 540 °C vilket innebär en entalpi på 3 492,1 kJ/kg (Johansson, 2017). Samma ångflöde krävs för att förse etanolanläggningen med rätt mängd ånga vilket enligt ekvationerna (17) och (18). Detta ger ett effektbehov på 10,24 MWh ånga per ton producerad etanol, alltså ett 28 % högre ångbehov per ton producerad ånga jämfört med om extraktion skulle vara av behövt tryck och temperatur. Ett kylsystem för avkylning av denna ånga krävs för processen men är ej inräknad i kostnadskalkylen.

Uppskalningsfaktorn beräknas med ekvation (15) genom ekvation (16) och med ångbehovet 10,24 MWh per ton producerad etanol blir uppskalningsfaktorn för respektive anläggningskapacitet som presenterat i Tabell 10.

Tabell 10 Uppskalningsfaktor för etanolanläggning för olika värmeeffekter

	10 MW	20 MW	30 MW	40 MW	50 MW
Effektbehov räknebas [MWh/1 000 kg vete]	10	20	30	40	50
Produktionskapacitet [kg/h]	977	1 953	2 930	3 906	4 883
U	3,4	6,9	10,3	13,8	17,2

6.3.1 Storleksskalning

Skalning av storlek på anläggning görs med ekvation (19). Referensuppskalningsfaktorn, $U_{referens}$, som använts i examensarbetet av Ingvarsson med fler är 22,01. Alla värden för

dimensionering av respektive utrustning finns i bilagor i rapporten av Ingvarsson med fler (Ingvarsson, et al., 2007).

Förbehandling

Referensstorlekar för förbehandling presenteras i Tabell 11.

Tabell 11 Referensstorlekar för förbehandlingssteg

Utrustning	Referensstorlek $X_{ref,n}$	Enhet
Hammarkvarn	22	ton/h
Slurrytank	4,4	m ³
Omrörare	1,5	kW
Pump 1	83	W
Jetkokare	876	m ²
Steriliseringstank	14,2	m
Omrörare	1,5	kW
Flashkammare	12,3	m
Vakuumejektor	4,4	kW
Pump 2	34	W
Värmeväxlare	74,4	m ²

Hydrolys och fermentering

Tankarna för hydrolys och fermentering har en storlek på 1 000 m³ med konformat tak och varje tank har en omrörare. Antal tankar som krävs för referensprocessen presenteras i Tabell 12.

Tabell 12 Antal hydrolys- och fermentortankar

Utrustning	Referensantal [st]
Hydrolys- och fermentortank	13
Omrörare	13

Förvärmning till destillering

Förvärmning till destillering sker med recirkulerat indunstningskondensat samt färskånga och värmeväxlarnas (VVX) yta för referensprocessen presenteras i Tabell 13.

Tabell 13 Referensstorlekar för värmeväxlare i förvärmning till destillering

Utrustning	Typ	Referensstorlek [m ²] $X_{ref,n}$
VVX1	Indunstnings-kondensat	10,8
VVX2	Indunstnings-kondensat	11,6
VVX3	Indunstnings-kondensat	11,1
VVX4	Indunstnings-kondensat	9,3
VVX5	Färskånga	28,5
VVX6	Färskånga	8,6

Destillering

Destilleringsprocessen består av två stripperkolonner och en rektifieringskolonn. Kolonnerna består av torn, bottenar och återkokare och rektifieringskolonnen inkluderar dessutom en kondensor. Samma antal bottenar antas för detta fall som i examensarbetet (Ingvarsson, et al., 2007) vilket är 25 st för stripperkolonnerna respektive 35 st för rektifieringskolonnen. Bottenarna antas ha ett mellanrum på 0,61 m (Separation Technologies, 2012) vilket ger tornen en höjd på 14,64 m och 20,74 m för stripperkolonnerna respektive rektifieringskolonnen. Diametern på bottenarna beräknas utifrån volym och höjd på tornen, referensstorlekarna för respektive destilleringskolonn presenteras i Tabell 14.

Tabell 14 Referensstorlekar för respektive destilleringskolonn

Destillering	Utrustning	Referensstorlek $X_{ref,n}$	Enhet	Antal [st]
Stripperkolonn 1	Torn	11,27	m ³	1
	Botten	1,0	m	25
	Återkokare	197	m ²	1
Stripperkolonn 2	Torn	10,60	m ³	1
	Botten	1,0	m	25
	Återkokare	148	m ²	1
Rektifieringskolonn	Torn	74,60	m ³	1
	Botten	2,2	m	35
	Återkokare	251	m ²	1
	Kondensor	274	m ²	1

Indunstning

Utrustning och referensstorlek för indunstning presenteras i Tabell 15.

Tabell 15 Referensstorlekar för utrustning till indunstningssteg

Utrustning	Referensstorlek $X_{ref,n}$	Enhet
Centrifug	2 092	kg/h
Pump	4,3	kW
Värmeväxlare		
1	150	m ²
2	120	m ²
3	150	m ²
4	180	m ²
5	480	m ²

Torkning

Rotertorken har en maximal storlek på 100 m² och den totala torkstorleken delas på lika stora torkar så att den maximala storleken inte överskrids vilket presenteras i Tabell 16.

Tabell 16 Referensstorlekar för torkningssteg

Utrustning	Referensstorlek $X_{ref,n}$	Enhet	Antal [st]
Blandskruv	6	kg/s	1
Förvärmning - Rotertork	263	m ²	1
Rotertork	323	m ²	4

6.4 Direkt CAPEX – Indata

Faktorer för CAPEX är baserade på Donald E. Garrets bok om ekonomi för processindustri, *Chemical Engineering Economics*, i vilken de olika andelarna och dess innebörd redovisas, kostnaderna är även jämförda med resultat från tidigare studier.

6.4.1 Inköpskostnader – Pellets

Samtliga kostnader för pelletsproduktionen är baserade på kostnader för trädpellets med sågsågspån som råvara. Kostnaderna för integrering av pelletsanläggningen baseras på tidigare studier och kontakt med leverantörer av pelletsutrustning. Inköpskostnaderna är baserade på priser från en publikation av Mani med flera (Mani, et al., 2006). De är omräknade från amerikanska dollar (USD) till svenska kronor (SEK) med en valutakurs på 2004 års värde, vilket priserna i rapporten är justerade till, valutakursen låg då på 7,35 SEK/USD (Sveriges Riksbank, 2017a). Priser för silo är från Thek och Oberger (Thek &

Obernberger, 2002) och priset för bandtorken är från leverantör. Dessa kostnader är omräknade från euro (EUR) till SEK med en valutakurs på 9,54 SEK/EUR (Nordea, 2017). Skalningsfaktorerna är för pelletspress och såll från *Chemical Engineering Economics* (Garret, 1989) medan skalningsfaktor för bandtork, hammarkvarn, kylare, silo och paketering är baserade på en undersökning av Kumar med flera (Kumar, et al., 2010). Referensstorlek, referenskostnad och skalningsfaktor presenteras i Tabell 17.

Tabell 17 Inköpskostnader för utrustning i pelletsprocess

Utrustning	Skalningsfaktor y_n	Referensstorlek [ton/h] $X_{ref,n}$	Referenskostnad [SEK] $C_{ref,n}$
Bandtork⁴	0,60	11,6	1 240 000
Hammarkvarn	0,60	6	441 000
Pelletpress	0,12	6	2 315 000
Kylare	0,58	6	235 000
Såll	0,75	6	176 000
Silo⁵	0,60	6	2 776 000
Paketering	0,63	6	588 000

6.4.2 Inköpskostnader – Etanol

Inköpskostnaderna bestäms genom uppskalning från ett referensfall enligt ekvation (23) med skalningsfaktorer tagna för respektive utrustning från tabeller i boken *Chemical Engineering Economics* (Garret, 1989). Kostnaden omvandlas därefter till dagens pris med hjälp av CEPCI index och valutaväxling enligt ekvation (24). Priserna är tagna från år 1984 då indexet var 322,7 (Vatavuk, 2002) och år 2016 var det 556,8 (Jenkins, 2016). År 1984 var valutakursen 8 SEK/USD (Robert, 2017)

Förbehandling

Eftersom hammarkvarnen är en av de största kostnaderna tas priset från en prislista av MAFA, se Bilaga 2. Hammarkvarn EUM-35 UNIT inklusive motor 45,0 kW har valts och referenskostnad samt referensstorlek presenteras i Tabell 18.

⁴ Kostnad från leverantör

⁵ Kostnad för volymen producerad pellets per år med en produktion om 8765 h med ett produktionsflöde på 6 ton/h

Tabell 18 Inköpskostnader för hammarkvarn

Utrustning	Referensstorlek [ton/h] $X_{ref,n}$	Referenskostnad [SEK 2017] $C_{ref,n}$
Hammarkvarn	6	164 000

Om malningsbehovet är större än referensstorleken på hammarkvarnen som anges i Tabell 18 krävs fler kvarnar. I Tabell 19 presenteras referenskostnader och skalningsfaktorer för respektive utrustning.

Tabell 19 Inköpskostnader och skalningsfaktorer för förbehandlingssteg

Utrustning	Skalnings- faktor, y_n	Referens- storlek, $X_{ref,n}$	Enhet	Referens- kostnad [USD 1984] $C_{ref,n}$	Typ
Slurrytank	0,71	4,4	m ³	1 700	Liten förvaringstank
Omrörare	0,6	1,5	kW	8 000	Omrörare
Pump 1	0,79	83	W	1 500	Halvaxialpump
Jetkokare	0,68	876	m ²	36 000	Tubvärmexlare
Steriliserings- tank	0,71	14,2	m	35 000	Liten förvaringstank
Omrörare	0,6	1,5	kW	8 000	Omrörare
Flashkammare	0,71	12,3	m	49 000	Liten förvaringstank
Vakuumejektor	0,42	4,4	kW	1 100	Ångstråleejektor
Pump 2	0,79	34	W	1 200	Halvaxialpump
Värmexlare	0,68	74,4	m ²	8 000	Tubvärmexlare

Fermentering

Kostnaden per tank och per omrörare i fermenteringssteget presenteras i Tabell 20.

Tabell 20 Inköpskostnader för hydrolys- och fermentortank

Utrustning	Referenskostnad [USD 1984] $C_{ref,n}$
Hydrolys- och fermentortank	28 000
Omrörare	13 900

Förvärmning till destillering

Värmeväxlarna är av typ tubvärmeväxlare och har skalningsfaktor 0,68 och respektive referenskostnad presenteras i Tabell 21.

Tabell 21 Inköpskostnader för värmeväxlare i olika storlekar

Utrustning	Referensstorlek [m ²] $X_{ref,n}$	Referenskostnad [USD 1984] $C_{ref,n}$	Typ
VVX1-4	9,3-11,1	2 900	Indunstningskondensat
VVX5	28,5	5 000	Färskånga
VVX6	8,6	2 900	Färskånga

Destillering

Kostnaden för bottnar tas från boken *Chemical Engineering Economics* (Garret, 1989) där priset är i USD 1987 med CEPCI 320 och presenteras i Tabell 22.

Tabell 22 Inköpskostnader för destilleringskolonner

Destillering	Utrustning	Skalningsfaktor y_n	Referensstorlek $X_{ref,n}$	Enhet	Antal [st]	Referenskostnad [USD 1984] $C_{ref,n}$	Typ
Stripperkolonn 1	Torn	0,78	11,27	m ³	1	29 000	Vertikalkolonn
	Botten	-	1	m	25	450	Kolonnbottn, ventil
	Återkokare	0,68	197	m ²	1	35 000	Tubvärmeväxlare
Stripperkolonn 2	Torn	0,78	10,60	m ³	1	29 000	Vertikalkolonn
	Botten	-	1	m	25	450	Kolonnbottn, ventil
	Återkokare	0,68	148	m ²	1	30 000	Tubvärmeväxlare
Rektifieringskolonn	Torn	0,78	74,60	m ³	1	65 000	Vertikalkolonn
	Botten	-	2,2	m	35	1 000	Kolonnbottn, ventil
	Återkokare	0,68	251	m ²	1	48 000	Tubvärmeväxlare
	Kondensor	0,68	274	m ²	1	50 000	Tubvärmeväxlare

Indunstning

Referenskostnad för indunstning presenteras i Tabell 23.

Tabell 23 Inköpskostnader för indunstningssteg

Utrustning	Skalnings- faktor y_n	Referens- storlek $X_{ref,n}$	Enhet	Referens- kostnad [USD 1984] $C_{ref,n}$	Typ
Centrifug	1	2 092	kg/h	24 000	Kontinuerlig centrifug
Pump	0,79	4,3	kW	5 100	Halvaxialpump
Indunstning	0,68	150	m ²	230 000	Tubvärmeväxlare

Torkning

Referenskostnad för torkning presenteras i Tabell 24 inklusive antalet av varje utrustning som krävs.

Tabell 24 Inköpskostnader för torkningssteg

Utrustning	Skalnings- -faktor y_n	Referens- storlek $X_{ref,n}$	Enhet	Antal [st]	Referens- kostnad [USD 1984] $C_{ref,n}$	Typ
Blandskruv	0,6	6	kg/s	1	49 000	Bandblandare
Förvärmning (rotertork)	0,68	263	m ²	1	15 000	Tubvärmeväxlare
Rotertork	0,45	81	m ²	4	152 500	Rotertork

6.4.3 Installationskostnader

Installationskostnaderna utgör en stor del av direkt CAPEX, se ekvation (21). Det är dock svårt att uppskatta exakt installationskostnad då denna beror på till exempel fraktsätt, fraktsträcka och förutsättningar för installationen. Faktor för installation av inköpskostnaden varierar även med typ av utrustning och redovisas för båda biobränsleanläggningarna i Tabell 25. Om annat inte anges är data tagen från *Chemical Engineering Economics* (Garret, 1989).

Tabell 25 Installationskostnad som andel av inköpskostnad

Typ av utrustning	Bränsleprocess	Procent av inköpskostnad till installation
Bandtork	Pellets	64 %
Hammarkvarn	Pellets, Etanol	83 %
Pelletpress	Pellets	105 %
Kylare	Pellets	62 %
Såll	Pellets	85 %
Silo ⁶	Pellets	58 %
Paketering ⁷	Pellets	19 %
Övrig utrustning	Pellets	72 %
Tank	Etanol	88 %
Omrörare	Etanol	30 %
Pump	Etanol	32 %
Värmeväxlare	Etanol	61 %
Vakuumejektor	Etanol	12 %
Destilleringskolonn	Etanol	72 %
Kolonnbotten	Etanol	20 %
Centrifug	Etanol	54 %
Rotertork	Etanol	64 %

Tabell 25 redovisar hur stor andel av inköpspriset som adderas för att kostnaden ska innefatta både installation och inköpskostnad.

6.5 Indirekt CAPEX – Indata

Indirekt CAPEX beräknas på liknade sätt som installationskostnader där de indirekta kostnaderna för olika delar i projektet utgörs av andelar av det totala inköpspriset för utrustningen. Faktor för indirekt CAPEX varierar för båda biobränsleanläggningarna och presenteras i Tabell 27. I Tabell 26 anges vilka kostnader som inkluderas och inom vilket procentintervall den indirekta CAPEX utgör av inköpskostnaden. Värdena i Tabell 26 och Tabell 27 kommer från *Chemical Engineering Economics* (Garret, 1989).

⁶ Andel för installationskostnad för Silo från (S.Sokhansanj, et al., 2006).

⁷ Andel för paketeringsutrustning från (S.Sokhansanj, et al., 2006).

Tabell 26 Kostnader för olika indirekta CAPEX som andel av inköpskostnad

Typ av kostnad	Förklaring	Indirekt CAPEX som andel av inköpskostnad
Instrument⁸	Kontroll-, styrutrustning och datorer för kontroll av produktion.	10 – 35 %
Röranläggning	Transportering och hantering av solida och fluida material. Kostnaden är högst för fluida värmeväxlande material.	15 – 70 %
Isolering	Isolering för att undvika värmeförluster, högre temperaturer kräver mer isolering och ökar kostnaden.	2 – 8 %
Elektronik	Elektriska anslutningar, kablar, ställverk, strömbrytare, reläer m.m.	10 – 15 %
Byggnader	Byggnader för kontrollrum, lager, kontor m.m.	5 – 100 %
Miljökontroll	System för att minska miljöpåverkan t.ex. renare för utsläpp, varningssystem vid läckage, hantering för farligt avfall.	10 – 30 %
Brandskydd och säkerhet	Försäkring av anläggning och diverse brandkontrollutrustning.	2 – 10 %
Areaberedning	Förbättring av området genom t.ex. dränering, betonganläggning, belysning, vägar, staket.	5 – 15 %
Tillgänglighet	Allmänna installationer för bruk av anläggning t.ex. telefon, vatten, gas, reservgenerator m.m.	30 – 75 %
Mark	Kostnad för inköp av ny mark.	3 – 10 %
Ingenjör	Kostnad för ingenjörsarbete som detaljerad planering, ritning av anläggning, rådgivning m.m.	30 – 75 %
Risker	Kostnader som ska täcka oförutsägbara händelser. Minskar om processen är kommersiell och välutvecklad.	15 – 80 %
Entreprenör	Entreprenörskostnad	10 – 45 %

⁸ Denna kostnad kommer enligt författaren troligen öka från 1989 i takt med mjukvaruutvecklingen.

En summering av dessa andelar multipliceras med inköpskostnaden som en faktor och ger då indirekt CAPEX. Gränser har satts för olika processer enligt Tabell 27 (Garret, 1989).

Tabell 27 Max- och minvärden för beräkning av indirekt CAPEX för diverse kostnader

Typ av värde	Gränser för total faktor av inköpspris $N_{indirekt}$
Minimum (solida processer)	3
Medel (mixade processer)	4
Maximum (fluida processer)	5,5

För pelletsprocessen har medelgränsen, faktor 4 valts och för etanolprocessen har maximal faktor 5,5 valts.

I boken *Chemical Engineering Economics* (Garret, 1989) presenteras även faktorer för övriga kostnader vilka presenteras i Tabell 28.

Tabell 28 Övriga kostnader

Typ av kostnad	Faktor för direkt och indirekt CAPEX $N_{övrigt}$
Indirekt och direkt CAPEX	1,00
Off-site anläggningar	0,00 - 0,30
Uppstart av anläggning	0,05 - 0,10
Rörelsekapital	0,10 - 0,20

För båda biobränsleanläggningarna gäller att anläggningen placeras i anslutning till Igelsta kraftvärmeverk vilket ger off-site anläggningar faktor 0. Uppstart av anläggning och rörelsekapital för båda anläggningarna har satts till 0,05 respektive 0,10, det vill säga en total faktor på 1,15.

6.6 Rörlig OPEX – Indata

Bränslekostnad för pannan varierar beroende på biobränsleanläggningens integrering i kraftvärmeverket. Bränslekostnaden för pannan vid integrering av etanolanläggning avser endast den första delen ur ekvation (28). Detta eftersom en integrering innan turbinen inte bidrar till ökad elproduktion genom drift av etanolanläggningen, således bidrar inte intäkter från producerad el till minskad bränslekostnad. Vid integrering av pelletsanläggning kommer elproduktionen att öka då denna integreras i fjärrvärmeverket och den totala lasten på kraftvärmeverket ökar vilket bidrar till ökad elproduktion. Därför reducerar intäkter från producerad el bränslekostnaden för drift av pannan för

pelletsanläggningen. Etanolanläggningen beräknas med verkningsgrad enbart för pannan då rökaskondenseringen inte påverkar flödet innan turbinen.

I Tabell 29 presenteras de konstanter som används i ekvation (28) för att beräkna bränslekostnaden.

Tabell 29 Parametervärden för beräkning av bränslekostnad

Parameter	Värde	Enhet
$c_{\text{bränslemix}}$	134	SEK/MWh
$\eta_{\text{MT+RGK}}$	1,06	-
η_{MT}	0,91	-
Utsläppsrätt	0	SEK/MWh
DOU_{el}	2	SEK/MWh
$\text{DOU}_{\text{värme}}$	31	SEK/MWh
$\text{NOX}_{\text{avgifter}}$	- 8	SEK/MWh
$\alpha_{\text{MT+RGK}}$	0,4	-
α_{MT}	Enligt ekvation (29)	-
c_{el}	322	SEK/MWh
Nätintäkt	7,4	SEK/MWh
Andel bibränsle	1	-
Elcertifikat	63,3	SEK/MWh

Alfavärdet för produktion med mottrycksturbin och rökaskondensering, $\alpha_{\text{MT+RGK}}$, baseras på 210 MW för värme och 84 MW el givet i Tabell 3. Elcertifikat kommer dock endast att ges till och med år 2025, då Igelsta kraftvärmeverk totalt sett har fått bidrag för förnybart producerat bränsle i cirka 15 år. Därför beräknas kostnaden för bränsle utan elcertifikat. Ingående data för dessa kostnader är baserade på ett medelvärde utifrån olika driftfall från Söderenergi AB över Igelsta kraftvärmeverk.

6.6.1 Rörlig OPEX och intäkter – Pellets

Elbehovet för fläkt och motor till bandet beräknas per massa utgående luft respektive sågsågspån för typfallet och presenteras i Tabell 30 tillsammans med erforderat elbehov för övrig utrustning. Övrig utrustning baseras på data från Thek och Obernbergers undersökning om pelletsproduktion (Thek & Obernberger, 2002).

Tabell 30 Elbehov för drift av pelletsanläggning

Utrustning	Elbehov $e_{utrustning}$	Enhet
Bandtork	0,52	kWh/ton utgående luft
Bandtork	0,40	kWh/ton utgående sågsågspån
Hammarkvarn	40,15	kWh/ton utgående sågsågspån
Pelletspress + såll	85,05	kWh/ton utgående sågsågspån
Kylare	4,38	kWh/ton utgående sågsågspån
Annan utrustning ⁹	32,85	kWh/ton utgående sågsågspån

Produktionen av pellets upphör då produktionen understiger 75 % av bandtorkens maximala produktionskapacitet för en tork. Kostnad för drift av anläggningen beräknas sedan enligt ekvation (26) med priset för el enligt data i Tabell 29. I rörlig OPEX ingår även kostnader för konsumtion av sågsågspån (Bäckman, 2017) och diverse paketeringsutrustning (Pirraglia, et al., 2010) vilka presenteras i Tabell 31 tillsammans med priset för pellets.

Tabell 31 Produktionskostnader för rörlig OPEX för pelletsanläggning

Typ av kostnad	Kostnad c	Enhet
Sågsågspån	298	SEK/ton
Påsar för paketering	1,80	SEK/st, 50 st per ton pellets
EU lastpall	103	SEK/st, 1 st per ton pellets
Tillägg för paketering	29	SEK/ton pellets
Pelletspris $\lambda_{produkt}$	1 215	SEK/ton

Kostnad för paketering är omräknad från USD till SEK för 2010 års värde, då var valutakursen 7,20 SEK/USD (Sveriges Riksbank, 2017b). Både kostnaden för sågsågspån och priset för pellets är omräknat från kronor per megawattimme till kronor per ton med effektivt värmevärde givet i Tabell 2.

⁹ Drift för annan utrustning avser drift av transportsystem, mellanlagring och stålkonstruktion (Thek & Obernberger, 2002).

6.6.2 Rörlig OPEX och intäkter – Etanol

För räknebasen har anläggningen ett elbehov på 54 kWh per ton vete, de utrustningar som kräver el samt elkonsumtionen för respektive utrustning presenteras i Tabell 32. Samtliga elbehov för respektive utrustning är baserade på examensarbetet (Ingvarsson, et al., 2007) och justerat från elbehov per utrustning till elbehov per ton vete.

Tabell 32 Elbehov för drift av etanolanläggning

Utrustning	Elbehov [kWh/ton _{vete}] $e_{utrustning}$
Hammarkvarn	9,012
Omrörare	0,068
Pump 1	0,004
Vakuumejektor	0,200
Pump 2	0,002
Omrörare hydrolystank	11,629
Centrifug	1,363
Pump	0,195
Blandskruv	3,544
Rotertork	28,288
Summa	54,372

Rörliga produktionskostnader presenteras i Tabell 33. Bränslekostnader beräknas med ekvation (28) och kostanden för elektricitet är samma som spotpriset i Tabell 29.

Tabell 33 Produktionskostnader för rörlig OPEX för etanolanläggning

Typ av kostnad	Kostnad c	Enhet	Källa
Etanolvete	1,3	SEK/kg	(Niléhn, 2016)
Enzymer	0,64	SEK/l _{etanol}	(Magnusson, 2008)
Bränslekostnader panna	170	SEK/MWh	

Försäljningspriser för etanol och foder presenteras i Tabell 34 och används för att beräkna årliga intäkter.

Tabell 34 Försäljningspriser för etanol samt biprodukt i etanolanläggning

Intäkter	Pris λ_{produkt}	Enhet	Källa
Etanol	6,20	SEK/l	(Svenska Petroleum & Biodrivmedel Institutet, 2017c)
Foder	1,23	SEK/kg	(Magnusson, 2008)

6.7 Fast OPEX – Indata

Försäkringskostnader beräknas som 0,13 % av totalt CAPEX vilket baseras på försäkringskostnader för Igelsta kraftvärmeverk (Bodinson, 2017). Service för etanol- och pellesanläggningen beräknas som 2 % av inköpskostnaden med undantag för den utrustning som presenteras i Tabell 35 (Lauer, 2008), (Thek & Obernberger, 2002).

Tabell 35 Servicekostnader för pellesanläggning, hammarkvarn gäller även etanolanläggning

Utrustning	Procent av inköpskostnad
Bandtork	2,5 %
Hammarkvarn	18,0 %
Pelletspress	10,0 %
Silo	1,5 %
Resterande utrustning	2,0 %

Personalkostnaden har för etanolanläggningen antagits linjär mellan ett minimum på 10 anställda för en anläggning på 5 MW till ett maximum 25 anställda för en anläggning på 70 MW. Personalkostnad för pellesanläggningen är beräknad för att en produktion på 4 ton/h kräver 3st produktionsarbetare, 1 produktionsledare, 1 truckförare och 1 underhållstekniker. För varje extra 4 ton/h antas en extra produktionsarbetare och truckförare behövas. Arbetstid är beräknad för tre skift men där produktionsledare och underhållstekniker endast avses för ett skift (Pirraglia, et al., 2010). Personalkostnaden per person är uppskattad till 700 000 kronor per år enligt Söderenergi AB (Bodinson, 2017) vilket antas vid beräkning av årlig personalkostnad för både etanolanläggningen och pellesanläggningen.

6.8 Nuvärde – Indata

Enligt Söderenergi AB utgör andelen lånat kapital, $Debt_{\%}$, i investeringar nästan 100 %, vilket gör att andelen eget kapital, $Eq_{\%}$, försummas. Bolagskatten, T_{corp} , är i Sverige 22 % (Tillväxtverket, 2017) och låneräntan, i_{debt} , antas till 6 % vilket understryks av bland annat en undersökning av Ekbom med fler för Värmeforsk (Ekbom, et al., 2009). Detta ger med ekvation (37) en WACC på 4,68 %.

För att beräkna nuvärde, NPV , krävs ett antal fasta parametrar såsom konstruktionstid, n_{kon} , och produktionstid n_{prod} . Konstruktionstiden för båda anläggningar antas till 3 år (Garret, 1989, s. 87). Produktionstiden för etanolanläggningen är antagen till 20 år (Song, et al., 2013) och 10 år för pelletsanläggningen (Hunsberger & Mosey, 2014).

7 Resultat och Diskussion

Resultat från metod med indata presenteras för biobränsleanläggningarna.

7.1 Modell av kraftvärmeverk

I Bilaga 3 visas modellen av kraftvärmeverket med utdraget av ånga till etanolanläggningen. Utdraget sker direkt efter ångpannan och före turbinen vilket gör att ångan är av högre tryck och temperatur än vad som erfordras i etanolanläggningen. För pelletsanläggning sker integrering i fjärrvärmevättnet.

7.2 Dimensionering och inköpskostnad

Resultat av dimensionering vid olika värmeeffekter presenteras för respektive biobränsleanläggning.

7.2.1 Pelletsanläggning

I Tabell 36 presenteras storlek, antal och total kostnad för pelletsanläggning vid olika värmeeffekter.

Tabell 36 Resultat för dimensionering av pelletsanläggning för olika värmeeffekter

Värmeeffekt [MW]	Pellets [ton/h]	Utrustning	Storlek [ton pellets/h]	Antal [st]	Total inköpskostnad [SEK]
10	10,8	Bandtork	11,6	1	1 240 000
		Hammarkvarn	12	1	668 000
		Pelletspress	6	2	4 630 000
		Kylare	12	1	352 000
		Såll	12	1	297 000
		Silo [ton]	6 600	1	6 060 000
		Paketering	12	1	910 000
20	21,7	Bandtork	11,6	2	2 480 000
		Hammarkvarn	12	2	1 337 000
		Pelletspress	6	4	9 260 000
		Kylare	22	1	500 000
		Såll	12	2	593 000
		Silo [ton]	13 200	1	9 185 000
		Paketering	12	2	1 820 000
30	32,5	Bandtork	11,6	3	3 721 000
		Hammarkvarn	12	3	2 005 000
		Pelletspress	6	6	13 891 000
		Kylare	17	2	861 000
		Såll	12	3	890 000
		Silo [ton]	19 800	1	11 715 000
		Paketering	12	3	2 730 000
40	43,4	Bandtork	11,6	4	4 961 000
		Hammarkvarn	12	4	2 674 000
		Pelletspress	6	8	18 521 000
		Kylare	22	2	999 000
		Såll	12	4	1 187 000
		Silo [ton]	26 400	1	13 922 000
		Paketering	12	4	3 640 000
50	54,2	Bandtork	11,6	5	6 201 000
		Hammarkvarn	12	5	3 342 000
		Pelletspress	6	10	23 151 000
		Kylare	19	3	1 377 000
		Såll	12	5	1 483 000
		Silo [ton]	33 000	1	15 917 000
		Paketering	12	5	4 550 000

Beroende på storlek behöver anläggningen varierat antal utrustning. Silostorleken är anpassad efter att täcka 7,6 % av den årliga pelletsproduktionen vid maximal produktion. Mängden producerad pellets är efter de givna förhållandena i Indata för dimensionering – Pellets. Bandtorkar är platskrävande, en bandtork kräver en yta på cirka 390 m², se Bilaga 1. Med högre värmeeffekt ökar antalet bandtorkar, se Tabell 36, och således även markytan för pelletsanläggningen.

7.2.2 Etanolanläggning

I Tabell 37 presenteras inköpskostnaderna för respektive processteg och värmeeffekt.

Tabell 37 Inköpskostnader för etanolanläggning vid olika värmeeffekter

Processteg	Värmeeffekter					Enhet
	10 MW	20 MW	30 MW	40 MW	50 MW	
Malning	164 000	328 000	328 000	492 000	492 000	SEK
Hydrolys	561 000	903 000	1 193 000	1 454 000	1 696 000	SEK
Fermentering	1 156 000	2 313 000	3 469 000	4 626 000	5 782 000	SEK
Destillering (inklusive förvärmning)	2 841 000	3 551 000	4 057 000	4 570 000	4 970 000	SEK
Indunstning	5 382 000	8 645 000	11 410 000	13 895 000	16 191 000	SEK
Torkning	7 096 000	14 062 000	16 913 000	23 934 000	26 490 000	SEK
Summa	17 037 000	29 473 000	37 042 000	48 479 000	55 128 000	SEK

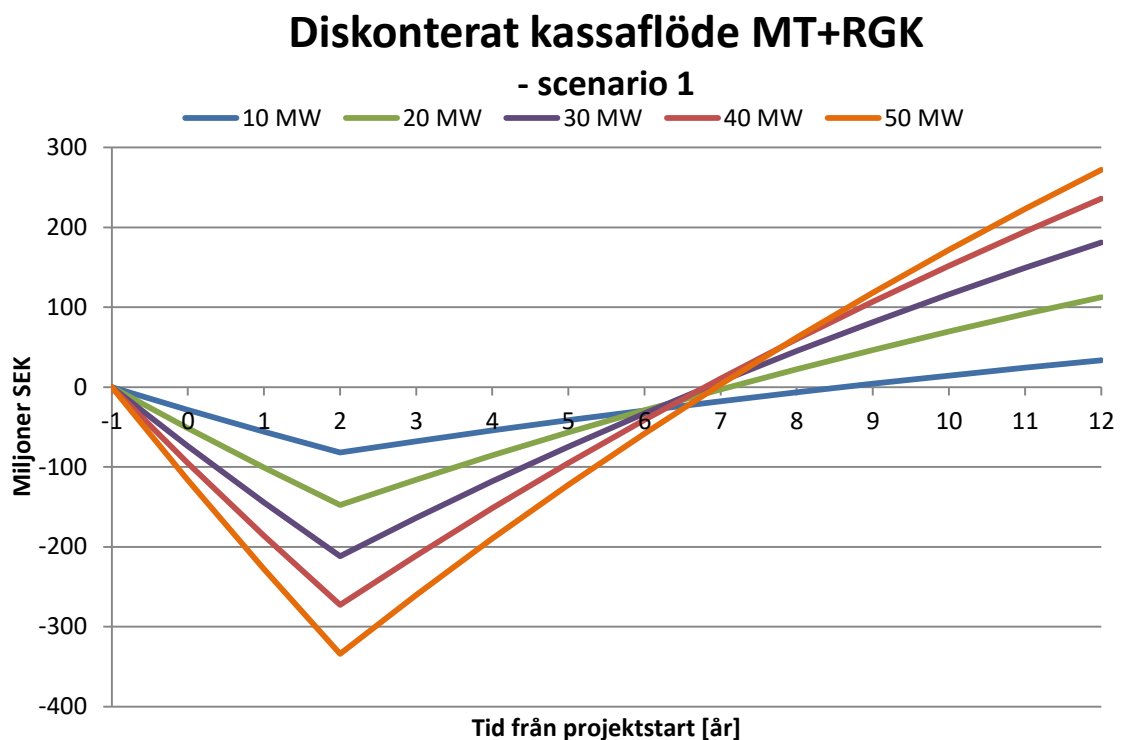
Inköpskostnaden ökar successivt för respektive storlek på anläggning förutom för malning vilket visas i Tabell 37. Detta på grund av att storlek på hammarkvarn inte skalas utan skalningen sker i antal kvarnar. Vid en värmeeffekt på 20 MW och 30 MW respektive 40 MW och 50 MW krävs lika många kvarnar.

7.3 Scenario 1

Resultat från nuvärdesanalysen för scenario 1 presenteras för båda biobränsleanläggningarna.

7.3.1 Pelletsanläggning – Scenario 1

I Figur 12 presenteras diskonterat kassaflöde för varje anläggningsstorlek på pelletsanläggningen under anläggningens projekttid på 12 år vid produktion med både mottrycksturbin och rökgaskondensering.



Figur 12 Diskonterat kassaflöde för pelletsanläggning vid olika värmeeffekter, MT+RGK, scenario 1

Figur 12 visar tiden från projektstart, år -1 är året före investeringen och år 0 startar investeringen vilket leder till ett negativt kassaflöde fram till år 2, eftersom konstruktionstiden är antagen till 3 år så startar produktionstiden vid år 2 i figuren. Linjen skär x-axeln när investeringen är återbetalad och det slutgiltiga värdet visar anläggningens nuvärde efter 10 års produktion. Dessa värden presenteras i Tabell 38, tillsammans med CAPEX, årlig pelletsproduktion och internränta för anläggningsstorleken.

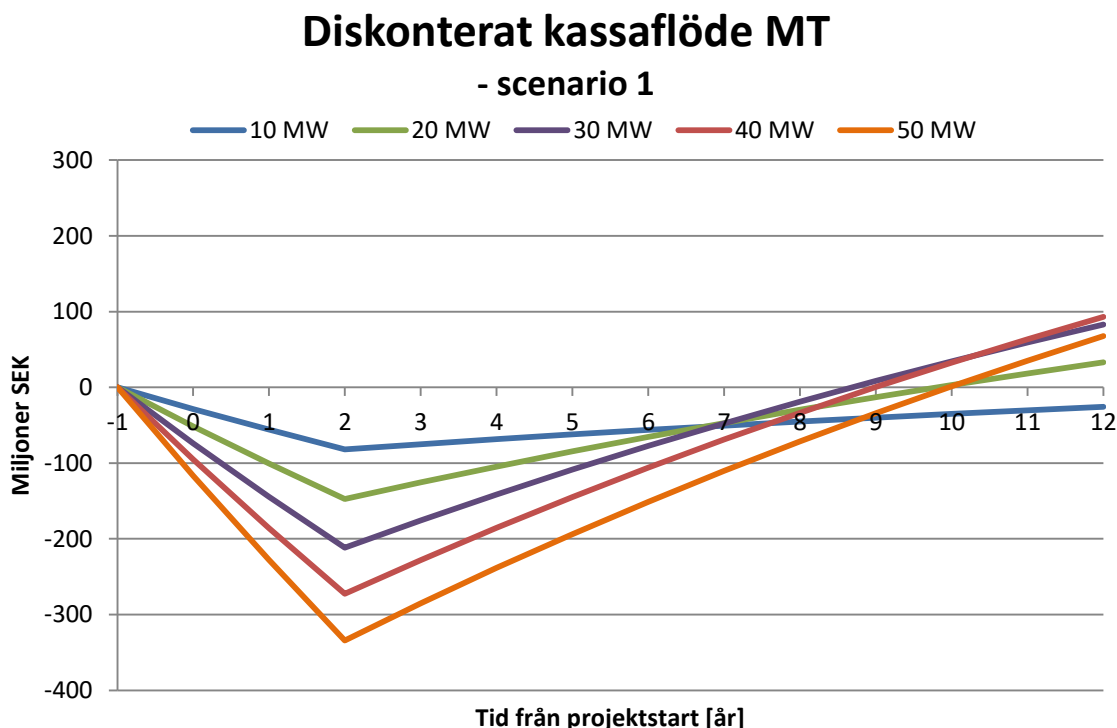
Tabell 38 Resultat för pelletsanläggning vid olika värmeeffekter, MT+RGK, scenario 1

Värmeeffekt [MW]	CAPEX [MSEK]	Årlig pelletsproduktion [ton]	Återbetalnings- tid [år]	NPV efter 10 år [MSEK]	IRR
10	86	53 300	7	33	10,9 %
20	154	91 300	6	112	15,4 %
30	221	123 000	5	181	16,5 %
40	285	151 000	5	236	16,6 %
50	350	174 600	5	272	16,0 %

I Tabell 38 visas återbetalningstiden efter produktionsstart, medan Figur 12 visar återbetalningstiden efter projektstart. Från Tabell 38 visas att bäst resultat ges för en

anläggning med effektstorlek 40 MW, då denna har högst internränta och även högt nuvärde. 50 MW-anläggningen har högre nuvärde men lägre internränta än en 40 MW-anläggning då CAPEX för 50 MW är mycket högre i förhållande mot den ökade mängden producerad pellets per år. Skillnaden på internränta mellan en anläggning på 30 MW och 40 MW är 0,1 %.

I Figur 13 presenteras diskonterat kassaflöde för varje anläggningsstorlek på pelletsanläggningen under anläggningens projekttid på 12 år vid en produktion med endast mottrycksturbin.



Figur 13 Diskonterat kassaflöde för pelletsanläggning vid olika värmeeffekter, MT, scenario 1

I Figur 13 visar resultatet att en produktion med endast mottrycksturbin ger ett negativt nuvärde för en pelletsanläggning på 10 MW. Jämfört med Figur 12 har samtliga pelletsanläggningar fått längre återbetalningstid och lägre nuvärde, till följd av en mindre mängd tillgänglig värmeeffekt från kraftvärmeverket när endast mottrycksturbin används vid produktion. CAPEX är densamma som för produktion med både mottrycksturbin och rök-gaskondensering. De ändrade resultaten för årlig producerad pellets, nuvärde, återbetalningstid och internränta presenteras i Tabell 39.

Tabell 39 Resultat för pelletsanläggning vid olika värmeeffekter, MT, scenario 1

Värmeeffekt [MW]	CAPEX [MSEK]	Årlig pelletsproduktion [ton]	Återbetalnings- tid [år]	NPV efter 10 år [MSEK]	IRR
10	86	39 800	-	- 26	-1,3 %
20	154	73 100	8	33	8,2 %
30	221	100 600	7	83	10,7 %
40	285	118 200	7	93	10,0 %
50	350	127 700	8	68	7,9 %

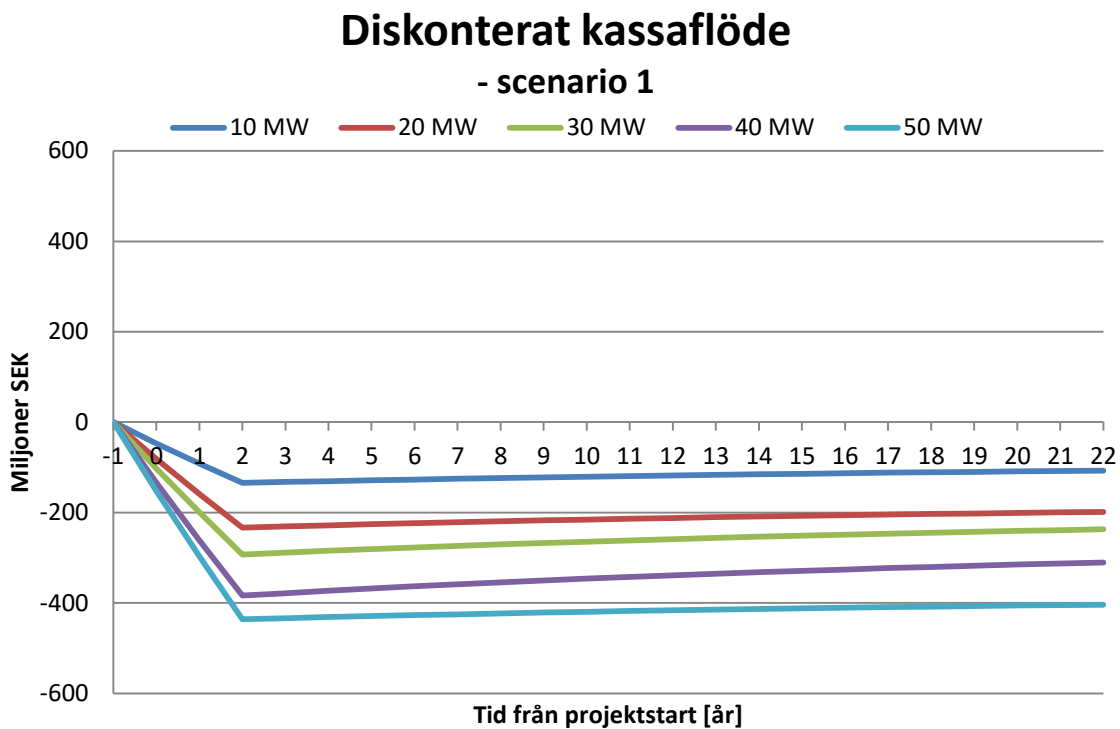
Resultatet från Tabell 39 visar att en anläggning på 30 MW ger bäst internränta. Skillnaden på internränta mellan en anläggning på 30 MW och 40 MW är 0,7 % vid produktion med endast mottrycksturbin. Den minskade pelletsproduktionen gör internräntan lägre för 40 MW och 50 MW-anläggningarna jämfört med produktion vid mottrycksturbin och rökgaskondensering.

7.3.2 Etanolanläggning – Scenario 1

Resultat för produktion vid tillgänglig värmeeffekt samt vid produktion året runt presenteras för etanolanläggningen.

Produktion vid tillgänglig värmeeffekt

Det diskonterade kassaflödet för respektive storlek på etanolanläggning presenteras i Figur 14.



Figur 14 Diskonterat kassaflöde för etanolanläggning vid olika värmeeffekter, produktion vid tillgänglig värmeeffekt, scenario 1

Investeringen visar aldrig positivt värde inom projektiden vilket kan ses i Figur 14, det vill säga att återbetalningstiden är längre än anläggningens projekttid. Detta visas även i Tabell 40 tillsammans med internränta som är negativ för alla storlekar.

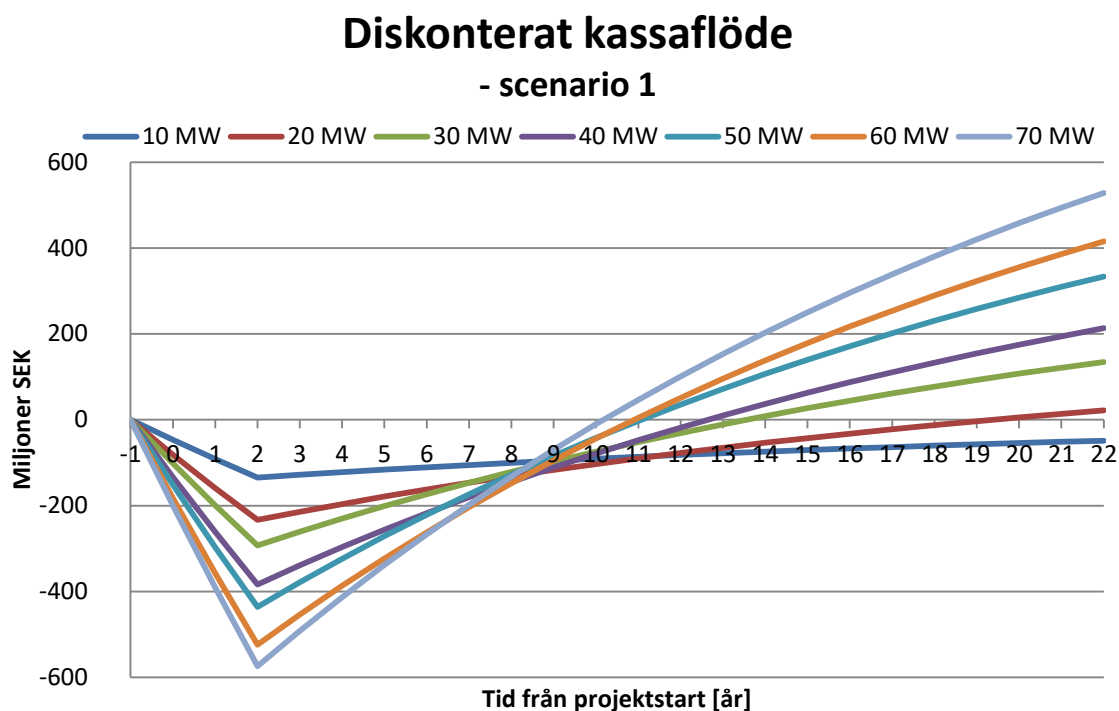
Tabell 40 Resultat för etanolanläggning vid olika värmeeffekter, produktion vid tillgänglig värmeeffekt, scenario 1

Värmeeffekt [MW]	CAPEX [MSEK]	Årlig etanolproduktion [ton]	Återbetalningstid [år]	NPV efter 20 år [MSEK]	IRR
10	141	5 400	-	-107	-8 %
20	244	6 600	-	-198	-10 %
30	306	8 200	-	-237	-9 %
40	401	9 800	-	-310	-9 %
50	456	8 800	-	-404	-14 %

Detta resultat beror på att CAPEX är högre än de nettointäkter som genererats under produktionstiden. Produktionen sker endast vid tillgänglig värmeeffekt, alltså endast under sommarmånaderna vilket ger anläggningen låg utnyttjandegrad.

Produktion vid full kapacitet året runt

Diskonterade kassaflöde vid produktion året runt presenteras i Figur 15.



Figur 15 Diskonterat kassaflöde för etanolanläggning vid olika värmeeffekter, konstant årlig produktion, scenario 1

I Figur 15 går att avläsa ett positivt kassaflöde inom projektiden och en återbetalningstid på mellan 9 och 18 år för alla anläggningsstorlekar förutom 10 MW. Detta tillsammans med internränta presenteras i Tabell 41.

Tabell 41 Resultat för etanolanläggning vid olika värmeeffekter, konstant årlig produktion, scenario 1

Värmeeffekt [MW]	CAPEX [MSEK]	Årlig etanolproduktion [ton]	Återbetalningstid [år]	NPV efter 20 år [MSEK]	IRR
10	141	7 800	-	-49	0,4 %
20	244	15 700	18	22	5,6 %
30	306	23 500	12	135	9,0 %
40	401	31 300	11	213	9,8 %
50	456	39 100	10	334	11,4 %
60	548	47 000	9	415	11,6 %
70	600	54 800	9	528	12,6 %

För att en etanolanläggning ska vara lönsam behövs en värmeeffekt på minst 30 MW och en större värmeeffekt ger högre nuvärde och internränta. Detta måste dock avvägas mot den minskning av fjärrvärmeproduktion det skulle innebära för Igelsta kraftvärmeverk och därmed minskade inkomster från fjärrvärmeleveranser.

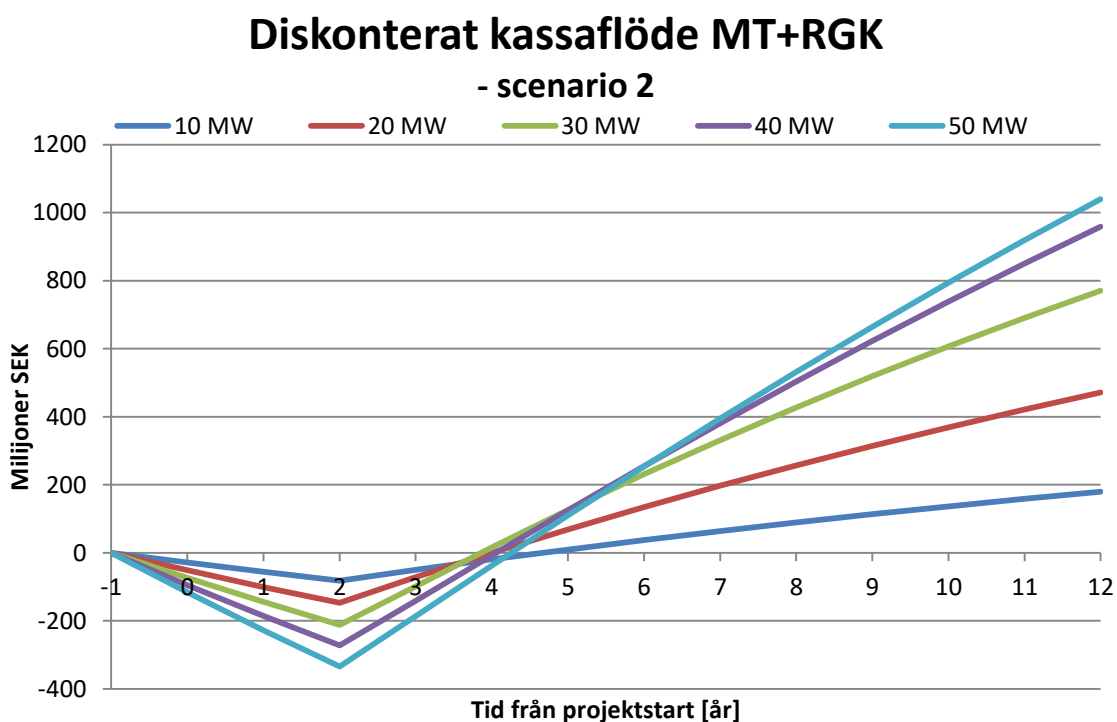
CAPEX ökar inte jämnt med ökning av värmeeffekt vilket påverkar nuvärdet efter projekttiden, detta beror på att antalet hammarkvarnar ökar i antal och inte storlek med ökad värmeeffekt, se Tabell 37.

7.4 Scenario 2

För scenario 2 presenteras resultaten som för scenario 1 med undantag för årlig produktion. Detta eftersom den årliga produktionen varierar med ökad tillgänglig värme och således inte är konstant som i scenario 1.

7.4.1 Pelletsanläggning – Scenario 2

Diskonterat kassaflöde för produktion med mottrycksturbin och rökgaskondensering för tillgänglig värmeeffekt enligt scenario 2 presenteras i Figur 16.



Figur 16 Diskonterat kassaflöde för pelletsanläggning vid olika värmeeffekter, MT+RGK, scenario 2

Figur 16 visar scenario 2 för produktion med mottrycksturbin och rökgaskondensering. Det kan tydligt ses att skillnaden i nuvärde är stor mellan 10 MW, 20 MW, 30 MW jämfört med 40 MW och 50 MW. Skillnaden beror på att pelletsanläggningarna under 30 MW kan relativt snabbt efter produktionsstart producera för fullt effektbehov av värme för

bandtorken/-arna. När effektbehovet för värme överstiger 40 MW kan inte pelletsanläggningen köras med full effekt, eftersom tillgänglig värmeeffekt inte är tillräcklig. Skillnaden i nuvärde för 40 MW och 50 MW är därför mindre än för de mindre anläggningarna. I Tabell 42 presenteras återbetalningstid, nuvärde och internränta för respektive värmeeffekt.

Tabell 42 Resultat för pelletsanläggning vid olika värmeeffekter, MT+RGK, scenario 2

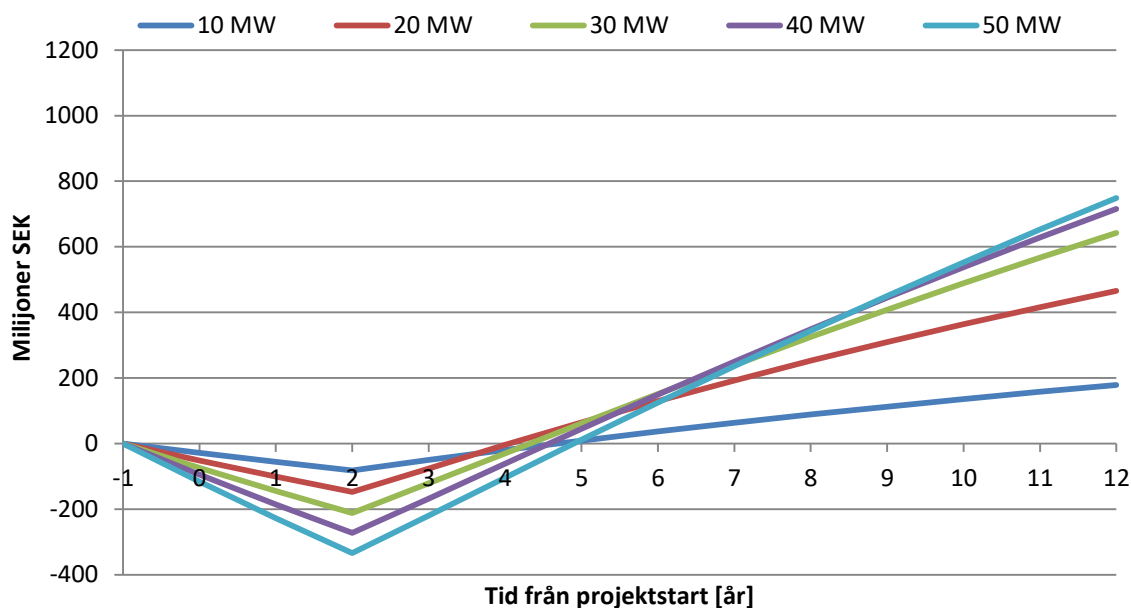
Värmeeffekt [MW]	CAPEX [MSEK]	Återbetalningstid [år]	NPV efter 10 år [MSEK]	IRR
10	86	3	180	29,8 %
20	154	3	471	37,7 %
30	221	2	771	40,5 %
40	285	3	959	38,5 %
50	350	3	1 040	35,8 %

Internräntan blir högre för en 30 MW-anläggning i jämförelse mot en 40 MW-anläggning då 30 MW under flera år kan köras med full last. I scenario 1 (se Tabell 38) är skillnaden på internräntan mellan 30 MW och 40 MW liten eftersom ingen av anläggningarna kan köras med full last.

Diskonterat kassaflöde för produktion med endast mottrycksturbin för tillgänglig värmeeffekt enligt scenario 2 presenteras i Figur 17.

Diskonterat kassaflöde MT

- scenario 2



Figur 17 Diskonterat kassaflöde för pelletsanläggning vid olika värmeeffekter, MT, scenario 2

I Figur 17 presenteras pelletsproduktion med endast mottrycksturbin för scenario 2. Skillnaden i nuvärde är störst mellan de minsta storlekarna 10 MW och 20 MW, detta då de två anläggningarna kan köras med full last tidigt under produktionstiden. I Tabell 43 presenteras återbetalningstiden efter produktionsstart, internränta och nuvärde för scenario 2 vid produktion med endast mottrycksturbin.

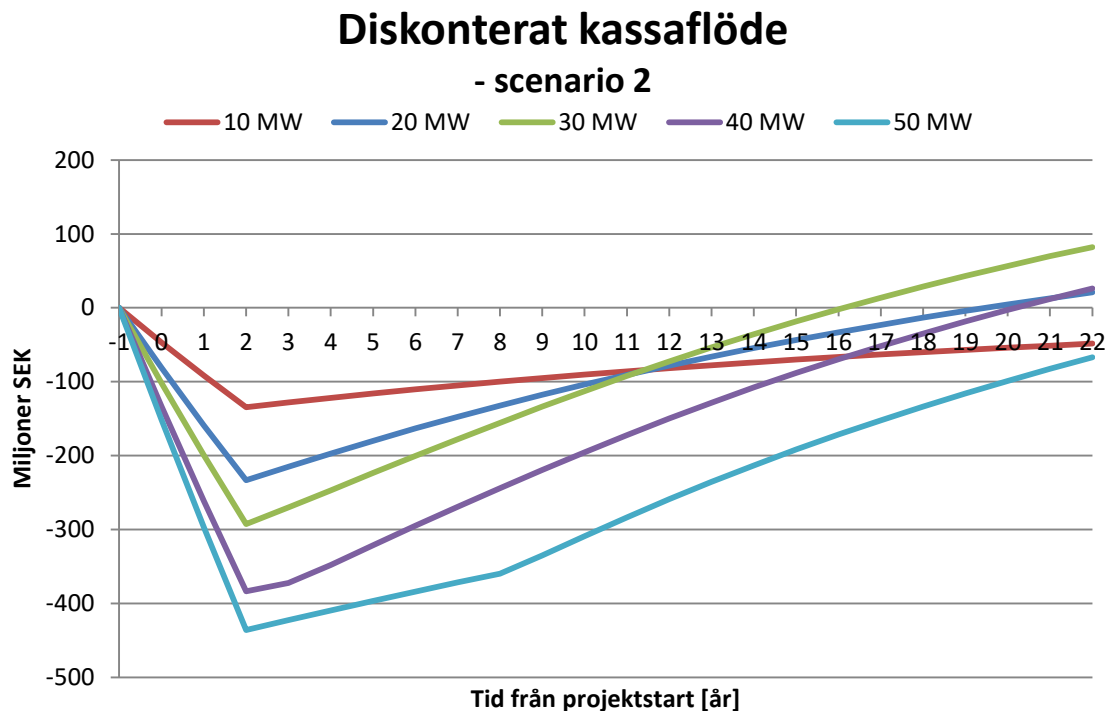
Tabell 43 Resultat för pelletsanläggning vid olika värmeeffekter, MT, scenario 2

Värmeeffekt [MW]	CAPEX [MSEK]	Återbetalningstid [år]	NPV 10 år [MSEK]	IRR
10	86	3	179	29,7 %
20	154	3	466	37,2 %
30	221	3	643	35,1 %
40	285	3	716	32,1 %
50	350	3	749	29,0 %

Skillnaden i nuvärde mellan 30 MW, 40 MW och 50 MW är mindre då de inte kan köras med full last under lika lång tid som 10 MW och 20 MW. Detta gör att internräntan blir högst för en 20 MW-anläggning, följt av 30 MW då denna har anläggning har lägre CAPEX än 40 MW och 50 MW.

7.4.2 Etanolanläggning – Scenario 2

Scenario 2 utvärderas för produktion vid tillgänglig värmeeffekt och inte för årlig produktion eftersom resultatet för sistnämnda inte påverkas av scenario 2. Diskonterat kassaflöde har tagits fram för produktion vid tillgänglig värmeeffekt och presenteras i Figur 18.



Figur 18 Diskonterat kassaflöde för etanolanläggning vid olika värmeeffekter, produktion vid tillgänglig värmeeffekt, scenario 2

I Figur 18 går att avläsa att nuvärdet blir positivt för tre storlekar på etanolanläggning, 20 MW, 30 MW och 40 MW. Ändringarna i lutning för storlekarna 40 MW och 50 MW beror på villkoret i ekvation (34), att produktion endast sker om tillgänglig värmeeffekt är minst hälften av värmeeffektbehovet för maximal produktion. Återbetalningstiden blir kortast för en anläggning på 30 MW och är då 15 år efter produktionsstart. Detta redovisas i Tabell 44 tillsammans med nuvärde och internränta där det visas att återbetalningssiden ökar för både större och mindre anläggningar. Anläggningarna på 20 och 40 MW har också högre internränta än WACC men återbetalningstid på bara några få år kortare än produktionstiden.

Tabell 44 Resultat för etanolanläggning vid olika värmeeffekter, produktion vid tillgänglig värmeeffekt, scenario 2

Värmeeffekt [MW]	CAPEX [MSEK]	Återbetalningstid [år]	NPV efter 20 år [MSEK]	IRR
10	141	-	-49	0,4 %
20	244	18	21	5,6 %
30	306	15	82	7,3 %
40	401	19	26	5,3 %
50	456	-	-67	3,2 %

Den optimala anläggningen är 30 MW med en internränta på 7,3 % och nuvärde på 82 miljoner kronor vilket gör att en investering skulle vara lönsam, om tillgänglig värmeeffekt följer marknadsprognosen.

7.5 Resultatdiskussion

Resultaten för en pelletsanläggning i scenario 1 med både mottrycksturbin och rökgaskondensering visar att en 40 MW-anläggning har 0,1 % högre internränta jämfört med en 30 MW-anläggning. Vid produktion med endast mottrycksturbin har en 30 MW-anläggning 0,7 % högre internränta jämfört med en 40 MW-anläggning. För scenario 2 ges högst internränta för en 30 MW-anläggning vid produktion med mottrycksturbin och rökgaskondensering, samt näst högst internränta vid endast mottrycksturbin. På grund av de genomgående höga resultaten i scenario 1 och scenario 2 för en 30 MW-anläggning anses den vara mest lönsam. Det bör dock tas i beaktning att en anläggning vid produktion med mottrycksturbin och rökgaskondensering analyserats utifrån ett konstant alfavärde. Detta eftersom alfavärdet för produktion med mottrycksturbin och rökgaskondensering är svårt att förutse. Eftersom det konstanta alfavärdet är beräknat utifrån designfallet av Igelsta kraftvärmeverk (210 MW värme respektive 84 MW el) är det troligtvis högre för de flesta av produktionsmånaderna. Det ger därför en lägre bränslekostnad till pannan jämfört med om alfavärdet skulle vara beräknas med hänsyn till varje produktionsmånad.

Resultaten för en etanolanläggning i scenario 1 med produktion vid tillgänglig värmeeffekt blir negativa för alla värmeeffekter. Resultaten vid drift året runt visar på ökat nuvärde och internränta med ökad värmeeffekt på anläggning med god lönsamhet från 30 MW. Eftersom produktion året runt ger minskad kapacitet för värmeproduktion anses en anläggning på 30 MW bäst för syftet som energikombinat.

Vid scenario 2 med produktion vid tillgänglig värmeeffekt erhålls bättre resultat med positivt nuvärde för en 30 MW-anläggning. Dock är resultaten mindre lönsamma för både större och mindre anläggningar vilket visar att anläggningen inte klarar variationer i tillgänglig värmeeffekt. En etanolanläggning anses därför inte möjlig att integrera som energikombinat i Igelsta kraftvärmeverk med produktion vid tillgänglig värmeeffekt.

Scenario 2 är baserat på en prognos av fjärrvärmebehov i Telge Nät och Södertörns Fjärrvärme och påvisar en långsiktig minskning. Denna minskning är beräknad som en andel av varje kraftvärme- och värmeverk tillhörande Söderenergi AB. Vid minskat värmebehov skulle Söderenergi AB troligtvis minska produktionen i de värmepannor med högst produktionskostnad och därmed inte Igelsta kraftvärmeverk som skulle fortsätta köras som vanligt.

8 Känslighetsanalys

För att undersöka hur känsliga resultaten är för ingående data varierar diverse parametrar för de två anläggningstyperna. Känslighetsanalys utförs endast för basfallet, scenario 1. Känslighetsanalys görs för en 30 MW-anläggning för båda energikombinatfallen. För etanolanläggningen görs känslighetsanalys för produktion året runt eftersom resultaten för produktion vid tillgänglig värmeeffekt blir negativa.

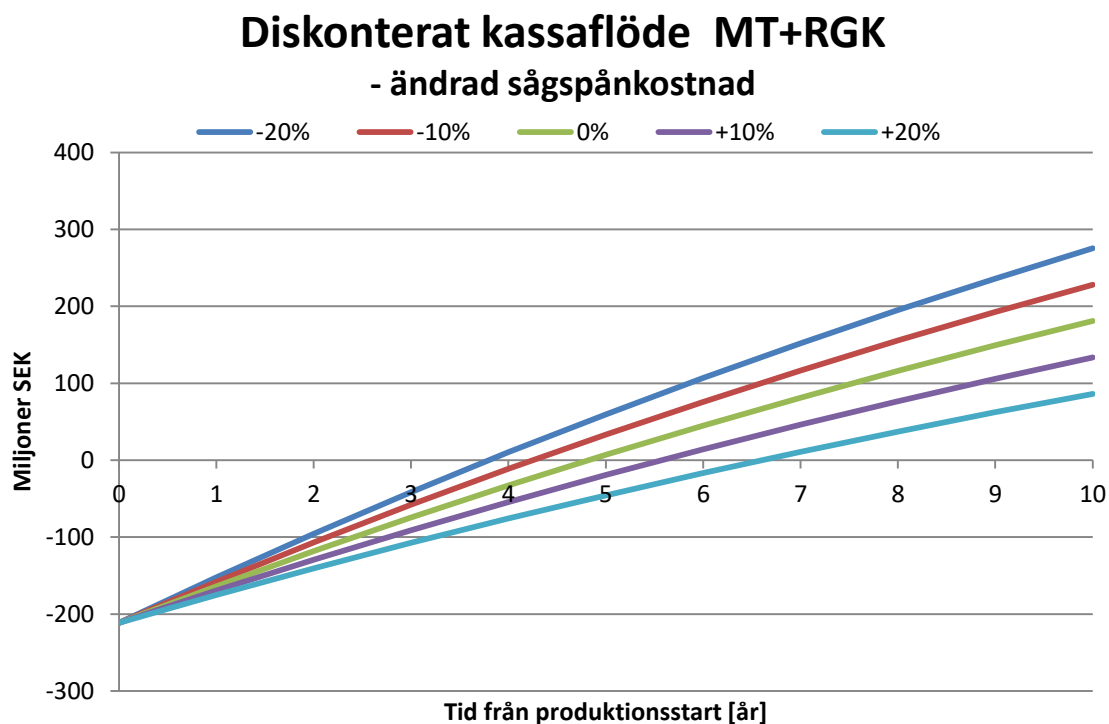
8.1 Ändrad OPEX och intäkt

Pris på produkt och kostnad för råvara har historiskt sett fluktuerat genom åren för båda typer av anläggningar. Därför görs en känslighetsanalys på resultatet för att utvärdera hur det påverkas av förändringar på produktpris och råvarukostnad. För etanolanläggningen utförs endast ändring på etanolpris och inte för foderpris. Resultatet undersöks för:

- Råvarukostnad: Ökning/minskning med 20 % och 10 %
- Produktpris: Ökning/minskning med 20 % och 10 %
- Elpris: Ökning/minskning med 20 % och 10 %

8.1.1 Pelletsanläggning – Ändrad OPEX och intäkt

Diskonterat kassaflöde för ändrad sågsågspånskostnad för produktion med mottrycksturbin och rökgaskondensering redovisas i Figur 19.



Figur 19 Diskonterat kassaflöde för pelletsanläggning på 30 MW vid ändrad sågsågspånskostnad, MT+RGK

I Figur 19 visas det diskonterade kassaflödet endast över pelletsanläggningens produktionstid eftersom CAPEX är lika för alla fall. I Tabell 45 presenteras även hur återbetalningstid efter produktionsstart och internränta påverkas av en ändrad sågsågspånskostnad.

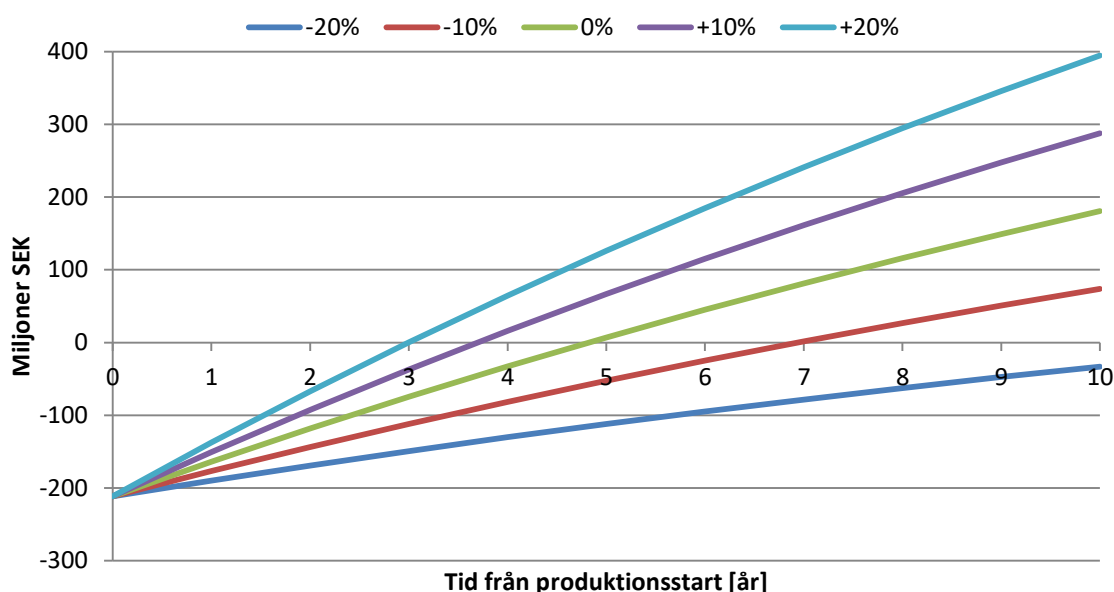
Tabell 45 Resultat för pelletsanläggning på 30 MW vid ändrad sågsågspånskostnad, MT+RGK

Ändrad sågsågspånskostnad	Återbetalningstid [år]	NPV efter 10 år [MSEK]	IRR
-20 %	4	275	21 %
-10 %	5	228	19 %
0 %	5	181	17 %
+10 %	6	134	14 %
+20 %	7	86	11 %

Resultatet i Figur 19 och Tabell 45 visar att en pelletsanläggning med produktion vid mottrycksturbin och rökgaskondensering är robust mot ändringar i sågsågspånskostnad.

Diskonterat kassaflöde för ändrat pelletspris vid produktion med mottrycksturbin och rökgaskondensering presenteras i Figur 20.

Diskonterat kassaflöde MT+RGK - ändrat pelletspris



Figur 20 Diskonterat kassaflöde för pelletsanläggning på 30 MW vid ändrat pelletspris, MT+RGK

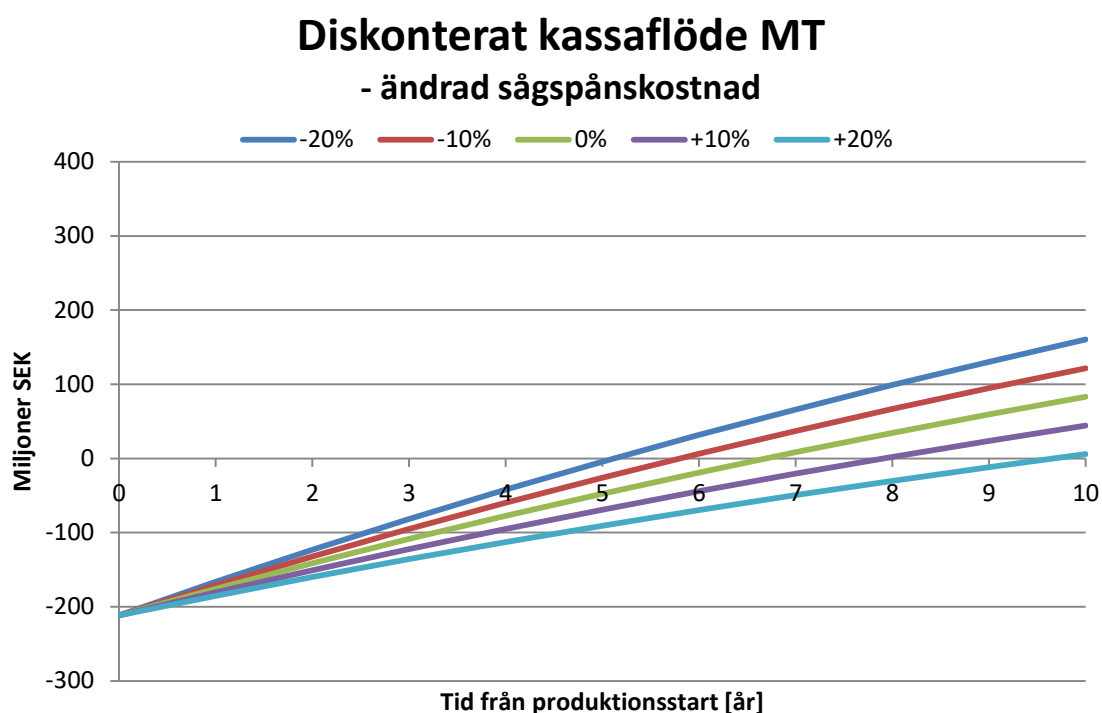
Figur 20 visar att pelletsanläggningen inte blir återbetald under dess produktionstid vid 20 % minskat pelletspris. I Tabell 46 presenteras hur återbetalningstid efter produktionsstart, nuvärde och internränta påverkas av ändrat pelletspris.

Tabell 46 Resultat för pelletsanläggning på 30 MW vid ändrat pelletspris, MT+RGK

Ändrat pelletspris	Återbetalningstid [år]	NPV efter 10 år [MSEK]	IRR
-20 %	-	-33	2 %
-10 %	7	74	10 %
0 %	5	181	17 %
+10 %	4	288	22 %
+20 %	3	395	27 %

Resultatet i Tabell 46 visar att nuvärdet ökar med mer än 100 % om pelletspriset ökar med 20 %. Vid minskning med 10 % halveras nuvärdet. Stora ändringar i nuvärde och internränta visar att pelletsanläggningen med produktion vid mottrycksturbin och rökgaskondensering är känslig mot ändringar av pelletspris.

Hur ändrad sågsågspånskostnad påverkar pelletsanläggningen om produktion sker med endast mottrycksturbin redovisas i Figur 21.



Figur 21 Diskonterat kassaflöde för pelletsanläggning på 30 MW vid ändrad sågsågspånskostnad, MT

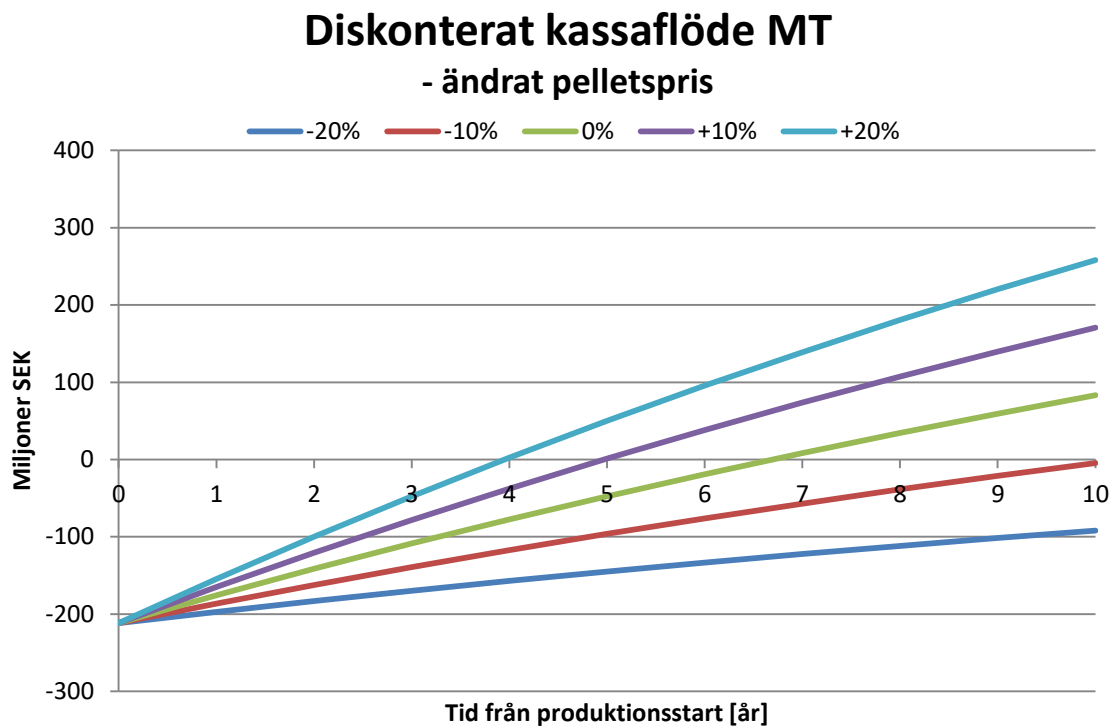
Figur 21 visar att pelletsanläggningen är återbetald vid 10 år med en ökning av sågsågspånskostnad på 20 %. Figuren visar även att variationen mellan ändringarna inte har så stor påverkan på resultatet av nuvärde. I Tabell 47 presenteras hur återbetalningstid efter produktionsstart, nuvärde och internränta påverkas av ändrad sågsågspånskostnad.

Tabell 47 Resultat för pelletsanläggning på 30 MW vid ändrad sågsågspånskostnad, MT

Ändrad sågsågspånskostnad	Återbetalningstid [år]	NPV efter 10 år [MSEK]	IRR
-20 %	6	160	15 %
-10 %	6	122	13 %
0 %	7	83	11 %
+10 %	8	44	8 %
+20 %	10	6	5 %

I Figur 21 och Tabell 47 visar att återbetalningstiden är ungefär lika vilket tyder på att pelletsanläggningen för produktion vid mottrycksturbin är relativt robust mot ändring i sågsågspånskostnad.

I Figur 22 redovisas hur pelletsanläggningen vid produktion med endast mottrycksturbin påverkas av ändrat pelletspris.



Figur 22 Diskonterat kassaflöde för pelletsanläggning på 30 MW vid ändrat pelletspris, MT

Figur 22 visar att pelletsanläggningen inte blir återbetald under dess produktionstid vid minskning av pelletspris. I Tabell 48 presenteras hur återbetalningstid efter produktionsstart, nuvärde och internränta påverkas av ändrat pelletspris.

Tabell 48 Resultat för pelletsanläggning på 30 MW vid ändrat pelletspris, MT

Ändrat pelletspris	Återbetalningstid [år]	NPV efter 10 år [MSEK]	IRR
-20 %	-	-92	-4 %
-10 %	-	-4	4 %
0 %	7	83	11 %
+10 %	5	171	16 %
+20 %	4	258	21 %

Figur 22 och Tabell 48 visar att ändringar av pelletspris ger stora ändringar i återbetalningstid, nuvärde och internränta. Detta indikerar att en pelletsanläggning med produktion vid endast mottrycksturbin är känslig mot ändringar i pelletspris.

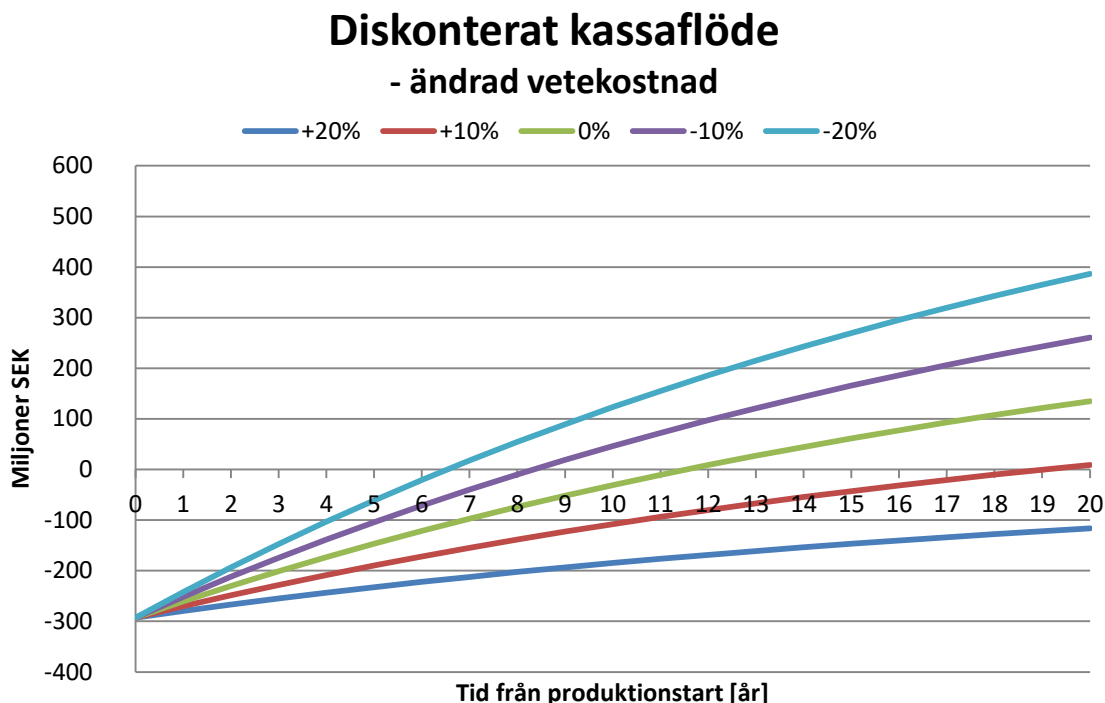
Sammanfattningsvis visar känslighetsanalysen att pelletsanläggningen är relativt robust mot ändringar i sågsågspånskostnad men känslig mot ändringar i pelletspris, speciellt vid produktion med endast mottrycksturbin.

Känslighetsanalysen för ändrat pris och ändrad kostnad tar inte hänsyn till relationen mellan sågsågspånskostnad och pelletspris. Historisk data visar en relation mellan pris och kostnad, se Figur 8. En minskning med 20 % av pelletspriset är en trolig följd av en minskad sågsågspånskostnad och till exempel ökad konkurrens. Noterbart är att priset för pellets är högre än kostnaden för sågsågspån vilket gör att en procentuell ändring blir större i kronor än för ändring av sågsågspånskostnad.

Känslighetsanalys har utförts för variation av elpris mellan -20 % och +20 %. För variation av elpris blir förändring i diskonterat kassaflöde och nuvärde minimal. Detta troligtvis på grund av att ökade driftkostnader kompenseras av ett högre pris på el vilket reducerar bränslekostnad för drift av panna enligt ekvation (28).

8.1.2 Etanol anläggning – Ändrad OPEX och intäkt

Diskonterat kassaflöde för etanolanläggningen presenteras i Figur 23 för ändrad vetekostnad.



Figur 23 Diskonterat kassaflöde för etanolanläggning på 30 MW vid ändrad vetekostnad, konstant årlig produktion

Figur 23 visar att anläggningen inte återbetalas under produktionstiden vid ökad vetekostnad med mer än 10 %. Nuvärde, internränta och återbetalningstid presenteras i Tabell 49.

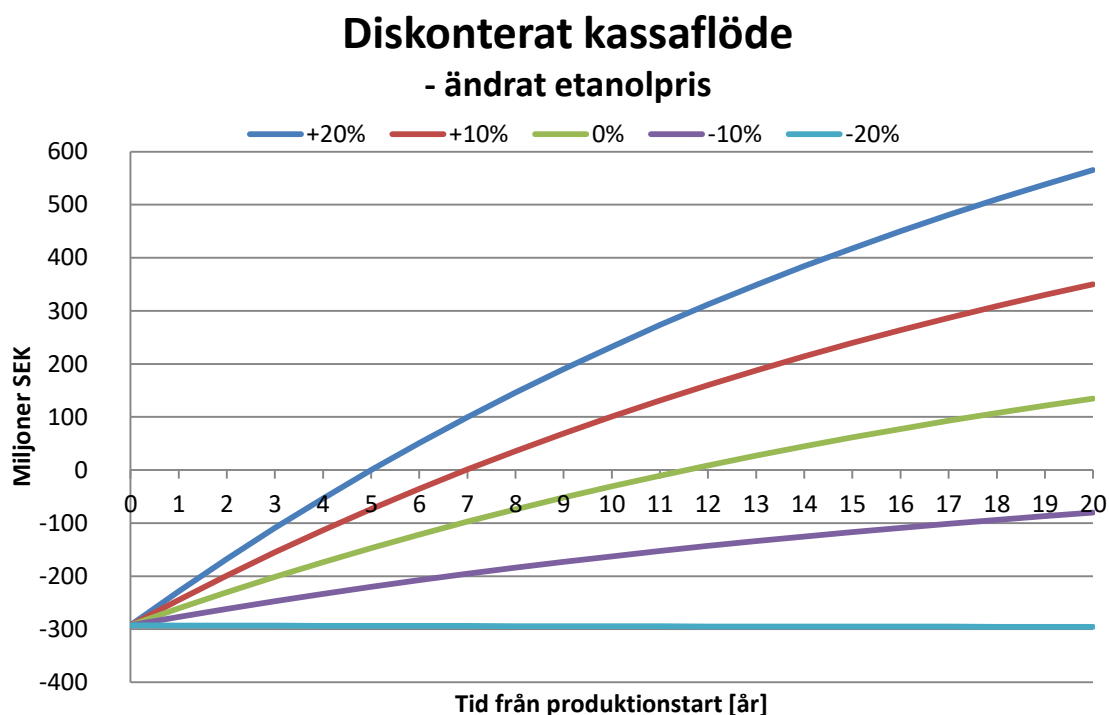
Tabell 49 Resultat för etanolanläggning på 30 MW vid ändrad vetekostnad, konstant årlig produktion

Ändring av vetekostnad	Återbetalningstid [år]	NPV efter 20 år [MSEK]	IRR
-20 %	7	386	15 %
-10 %	9	261	12 %
0 %	12	135	9 %
+10 %	20	9	5 %
+20 %	-	-117	0 %

I Figur 23 och Tabell 49 visas att vetekostnaden inte får öka med 10 % för en anläggning på 30 MW, men att lönsamheten på anläggningen ökar vid minskad vetekostnad. Skillnaden

på nuvärde för de olika vetekostnaderna är ungefär 130 miljoner kronor och för internränta mellan tre och fem procentenheter.

Diskonterat kassaflöde för ändrat etanolpris presenteras i Figur 24.



Figur 24 Diskonterat för etanolanläggning på 30 MW vid ändrat etanolpris, konstant årlig produktion

Figur 24 visar att anläggningen inte blir återbetald under produktionstiden om etanolpriset minskar 10 %. Återbetalningstid efter produktionsstart, nuvärde och internränta presenteras i Tabell 50.

Tabell 50 Resultat för etanolanläggning på 30 MW vid ändrat etanolpris, konstant årlig produktion

Ändring av etanolpris	Återbetalningstid [år]	NPV efter 20 år [MSEK]	IRR
-20 %	-	-295	-
-10 %	-	-80	2 %
0 %	12	135	9 %
+10 %	7	350	15 %
+20 %	6	565	19 %

I Figur 24 och Tabell 50 visas att en minskning av etanolpris med 10 % och 20 % skulle ge ett mycket negativt resultat men att en ökning istället skulle ge ett mycket positivt resultat.

Skillnaden på nuvärde mellan de olika etanolprisändringarna är ungefär 220 miljoner kronor och för internränta mellan sju och nio procentenheter. Etanolanläggningen är mycket känslig för ändringar i etanolpris.

Sammanfattningsvis konstateras att vetekostnad och etanolpris påverkar resultatet avsevärt. Etanolanläggningen är mest känslig för fluktuationer i etanolpris då det ger stort utslag på nuvärde och internränta.

Förändring av elpris har minimal påverkan på resultatet eftersom elbehovet för drift är litet och ingen extra el genereras vid integrering i kraftvärmeverket då ångan tas före turbinen.

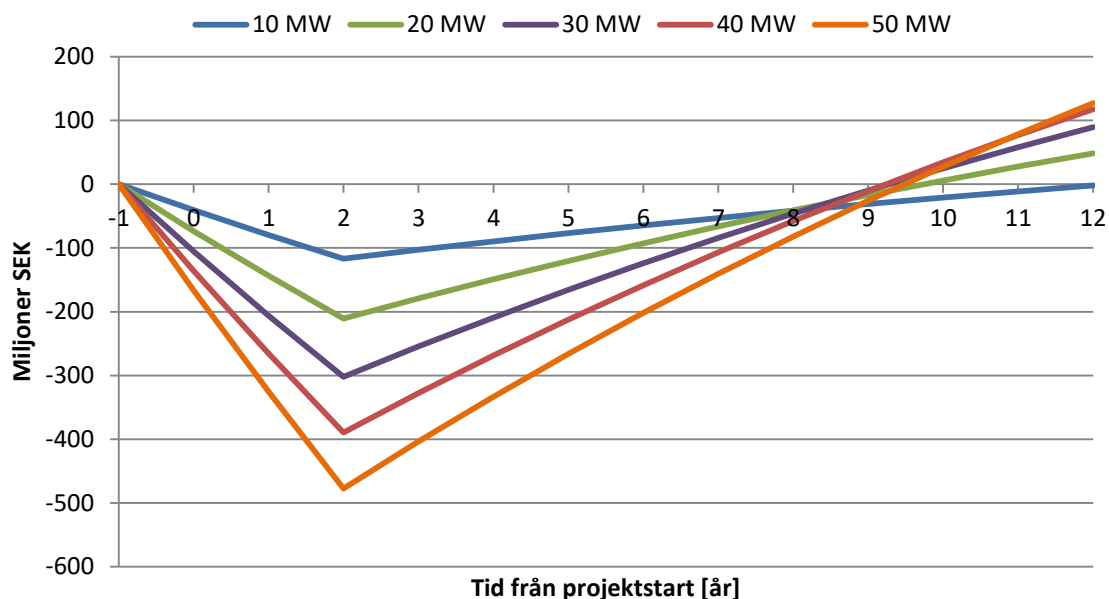
8.2 Ändrat CAPEX

En jämförelse mellan redan befintliga anläggningar och de anläggningar som tagits fram i denna studie görs med avseende på CAPEX och produktionskapacitet, antaget att processerna är lika med avseende på verkningsgrader och effektivitet.

8.2.1 Pelletsanläggning – Ändrat CAPEX

CAPEX påverkar resultatet av internränta och nuvärde för pelletsanläggningen. Om metoden utförs för en pelletsanläggning av samma storlek som Uddevalla Energis pelletsanläggning är investeringen cirka 43 % dyrare. Därför utvärderas anläggningsstorlekarna gentemot investeringskostnaden för Uddevalla Energis pelletsanläggning och CAPEX från kapitel Resultat och Diskussion ökas med cirka 43 %. I Figur 25 visas resultatet av ett ändrat CAPEX för produktion med mottrycksturbin och rökgaskondensering.

Diskonterat kassaflöde MT+RGK - 43 % högre CAPEX



Figur 25 Diskonterat kassaflöde för pelletsanläggning vid olika värmeeffekter vid högre CAPEX, MT+RGK

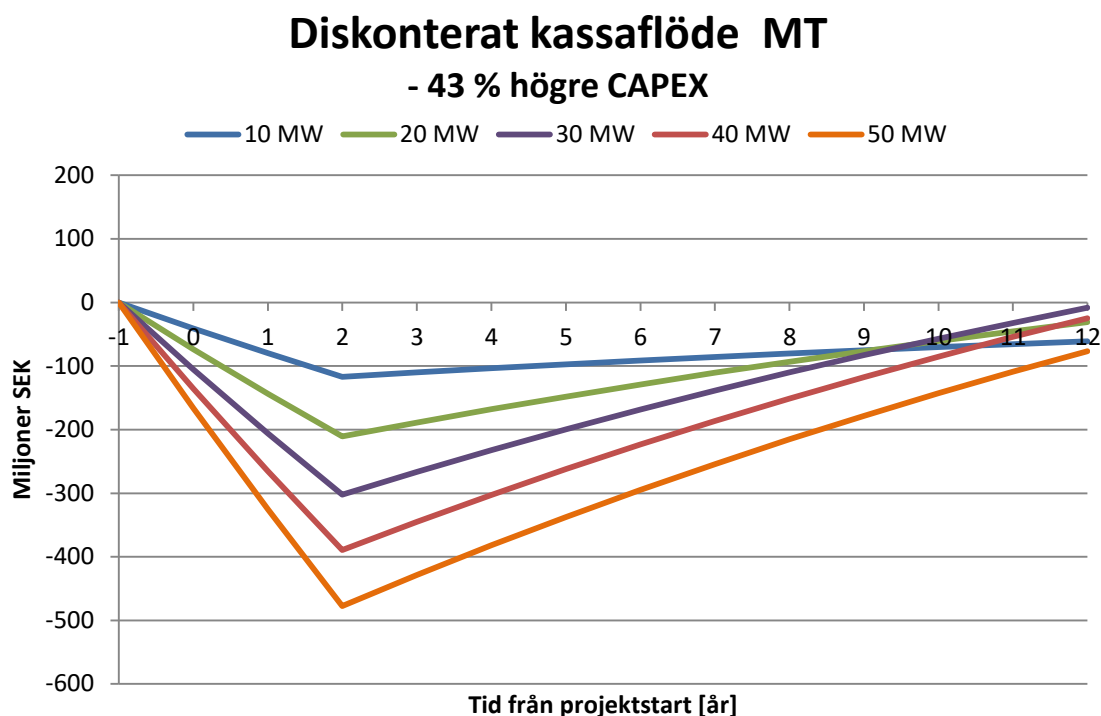
Om CAPEX ökar med 43 % blir en pelletsanläggning på 10 MW inte återbetald under dess projekttid. Detta eftersom intäkter från pelletsproduktionen inte täcker upp ett högre CAPEX. I Tabell 51 redovisas ökat CAPEX, återbetalningstid från produktionsstart, nuvärde och internränta.

Tabell 51 Resultat för pelletsanläggning vid olika värmeeffekter vid högre CAPEX, MT+RGK

Värmeeffekt [MW]	CAPEX [MSEK]	Återbetalningstid [år]	NPV efter 10 år [MSEK]	IRR
10	122	-	-2	4,4 %
20	220	8	49	8,3 %
30	316	8	89	9,3 %
40	407	8	118	9,4 %
50	499	8	127	8,9 %

Högst internränta ges för en pelletsanläggning på 40 MW, där internräntan är 0,1 % större än en anläggning på 30 MW, vilket är samma skillnad som i scenario 1 för produktion med mottrycksturbin och rökgaskondensering, se Tabell 38. Om CAPEX ökar med 43 % kommer samtliga pelletsanläggningar vid produktion med mottrycksturbin och rökgaskondensering ge positivt nuvärde förutom 10 MW.

För samma ändring av CAPEX med en produktion med endast mottrycksturbin blir resultatet som i Figur 26.



Figur 26 Diskonterat kassaflöde för pelletsanläggning vid olika värmeeffekter vid högre CAPEX, MT

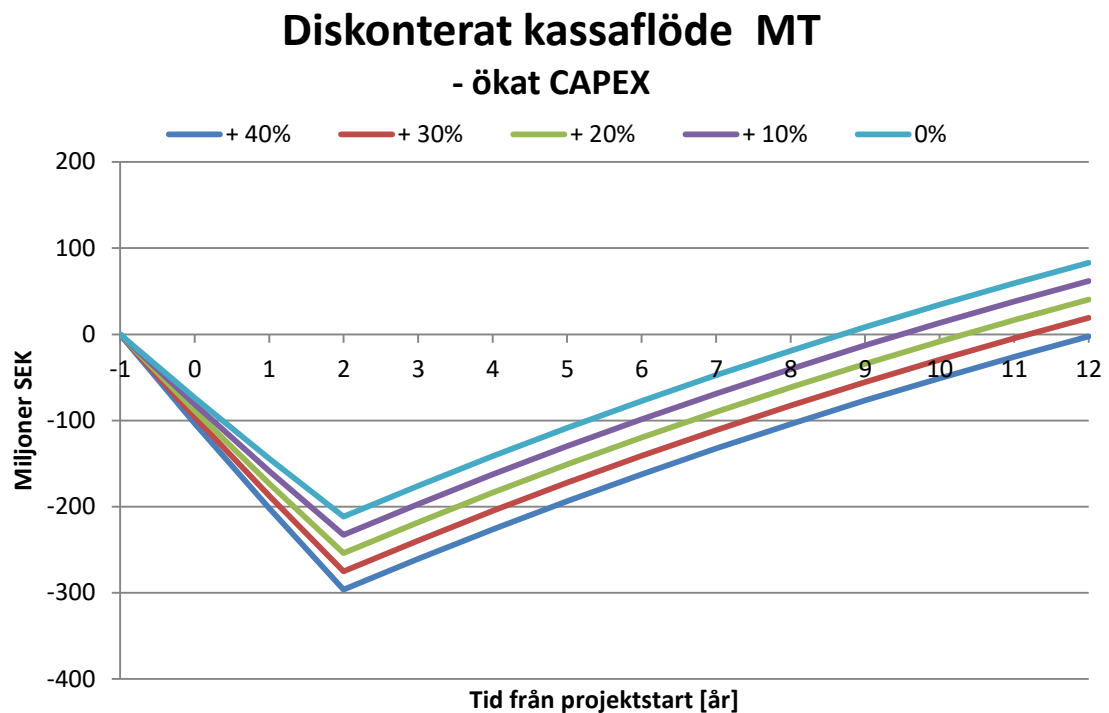
Om CAPEX ökar motsvarande anläggningskostnaden för Uddevalla Energi blir nuvärdet för pelletsproduktion med endast mottrycksturbin negativt, vilket visas i Figur 26. I Tabell 52 redovisas ökat CAPEX, återbetalningstid från produktionsstart, nuvärde och internränta.

Tabell 52 Resultat för pelletsanläggning vid olika värmeeffekter vid högre CAPEX, MT

Värmeeffekt [MW]	CAPEX [MSEK]	Återbetalningstid [år]	Nuvärde efter 10 år [MSEK]	IRR
10	122	-	-61	-6,4 %
20	220	-	-31	2,1 %
30	316	-	-8	4,2 %
40	407	-	-25	3,6 %
50	499	-	-77	1,8 %

Tabell 52 visar att ingen av anläggningsstorlekarna klarar en drygt 43 % ökning av CAPEX. 30 MW-anläggningen utvärderas därför för hur mycket CAPEX kan öka för att ge

en anläggning vid produktion med endast mottrycksturbin ett positivt nuvärde och visas i Figur 27.



Figur 27 Diskonterat kassaflöde för pelletsanläggning på 30 MW vid ökning CAPEX, MT

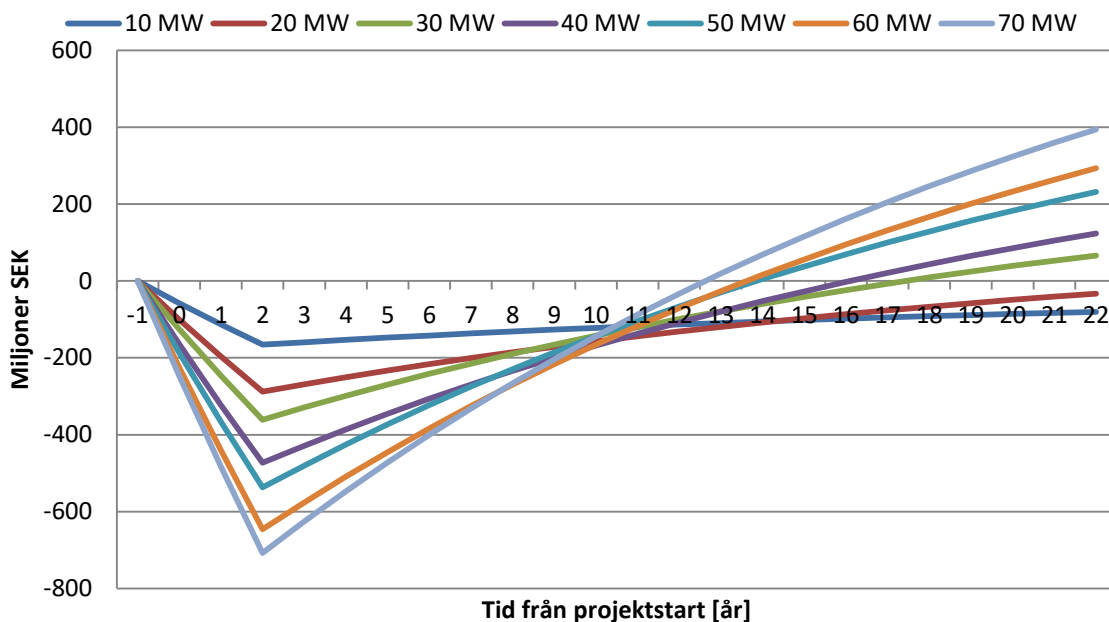
Från Figur 27 får en pelletsanläggning på 30 MW ett positivt nuvärde om CAPEX ökar mindre än 30 %. Återbetalningstiden vid 30 % ökning är dock lång men resulterar ändå i positivt nuvärde. CAPEX bör dock inte öka mer än 20 % för att investeringen ska vara ekonomisk försvarbar.

8.2.2 Etanolanläggning – Ändrat CAPEX

Om CAPEX jämförs med Lantmännen Agroetanols anläggning är den 23 % dyrare än för denna anläggning. Därför görs en känslighetsanalys för hur resultaten blir vid 23 % högre CAPEX. I Figur 28 presenteras diskonterat kassaflöde med 23 % högre CAPEX.

Diskonterat kassaflöde 30 MW

- 23 % högre CAPEX



Figur 28 Diskonterat kassaflöde för etanolanläggning vid olika värmeeffekter vid högre CAPEX

I Figur 28 går det att avläsa att nuvärde inte blir positivt under projektiden för värmeeffekter under 30 MW. En större etanolanläggning ger högre nuvärde efter projektiden. I Tabell 53 redovisas ökat CAPEX, återbetalningstid från produktionsstart, nuvärde och internränta.

Tabell 53 Resultat för etanolanläggning vid olika värmeeffekter vid högre CAPEX

Värmeeffekt [MW]	CAPEX [MSEK]	Återbetalningstid [år]	NPV efter 20 år [MSEK]	IRR
10	173	-	-80	-1,4 %
20	301	-	-33	3,4 %
30	123	16	67	6,5 %
40	145	15	124	7,2 %
50	218	12	232	8,7 %
60	676	12	293	8,9 %
70	355	11	395	9,8 %

Om resultaten i Figur 28 och Tabell 53 jämförs med basfallet i Figur 15 och Tabell 41 visas en minskning av internräntan med två till tre procentenheter samt minskat nuvärde. Återbetalningstiden ökar med två till fyra år jämfört med basfallet.

8.3 Pelletsanläggning – Ändrad lufttemperatur

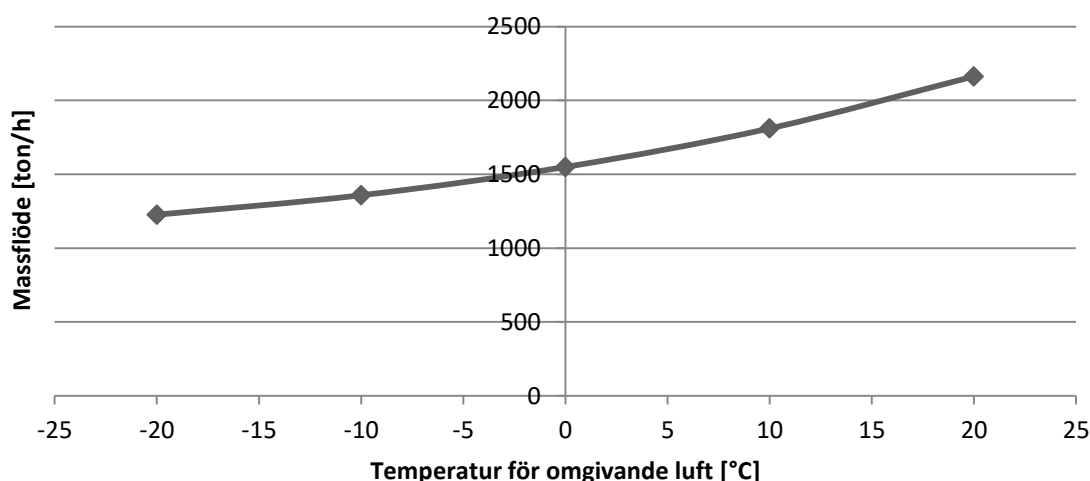
Eftersom omgivande temperatur och relativ luftfuktighet varierar över året utvärderas bandtorkens kapacitet för olika temperaturer och olika relativ luftfuktighet, vilka är antagna baserat på SMHI angående relativ luftfuktighet i januari respektive juli. Bandtorken utvärderas för data som presenteras i Tabell 54.

Tabell 54 Vatteninnehåll för luft vid olika temperaturer

Omgivande temperatur [°C]	Relativ luftfuktighet (cirka)	Vatteninnehåll [kg _{H2O} /kg _{torr luft}]
- 20	90 %	0,0009
-10	90 %	0,001
0	90 %	0,0035
+10	75 %	0,0056
+20	75 %	0,011

Hur massflödet av utgående luft påverkas av varierad temperatur på ingående luft och sågspåntemperatur presenteras i Figur 29. Bandtorken är utvärderad för en tillgänglig värmeeffekt på 30 MW, samma verkningsgrad och utgående lufttemperatur som för tidigare beräkningar (typfallet).

Massflöde av utgående torkluft

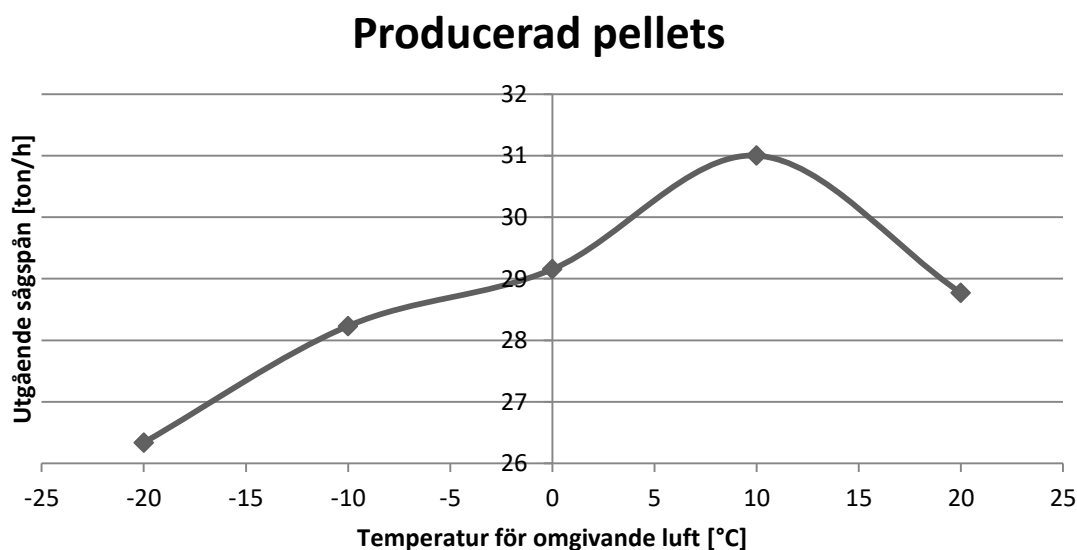


Figur 29 Omgivande temperaturns påverkan på massflödet av utgående torkluft

Massflödet på utgående luft ökar med ökande temperatur då en högre temperatur på ingående luft innehåller större mängd vatten jämfört med luft vid lägre temperatur. När luften sedan värms över värmeväxlaren till samma temperatur har den, från början kalla

luften, lägre vatteninnehåll och kan därför ta upp mer vatten från sågsågspånet som passerar torken. Vid -10 °C minskar massflödet av utgående luft med cirka 32 %. För 20 °C ökar massflödet av utgående luft med cirka 19 % i jämförelse med temperaturen för typfallet. Detta innebär att elbehovet för fläkten är större vid höga temperaturer än för låga temperaturer.

I Figur 30 presenteras hur massflödet av utgående sågsågspån (samma som mängden pellets) påverkas av temperaturen på ingående luft och sågsågspånstemperaturen. Fuktighet och temperaturer på ingående och utgående sågsågspån är densamma som för tidigare fall, se Tabell 54.

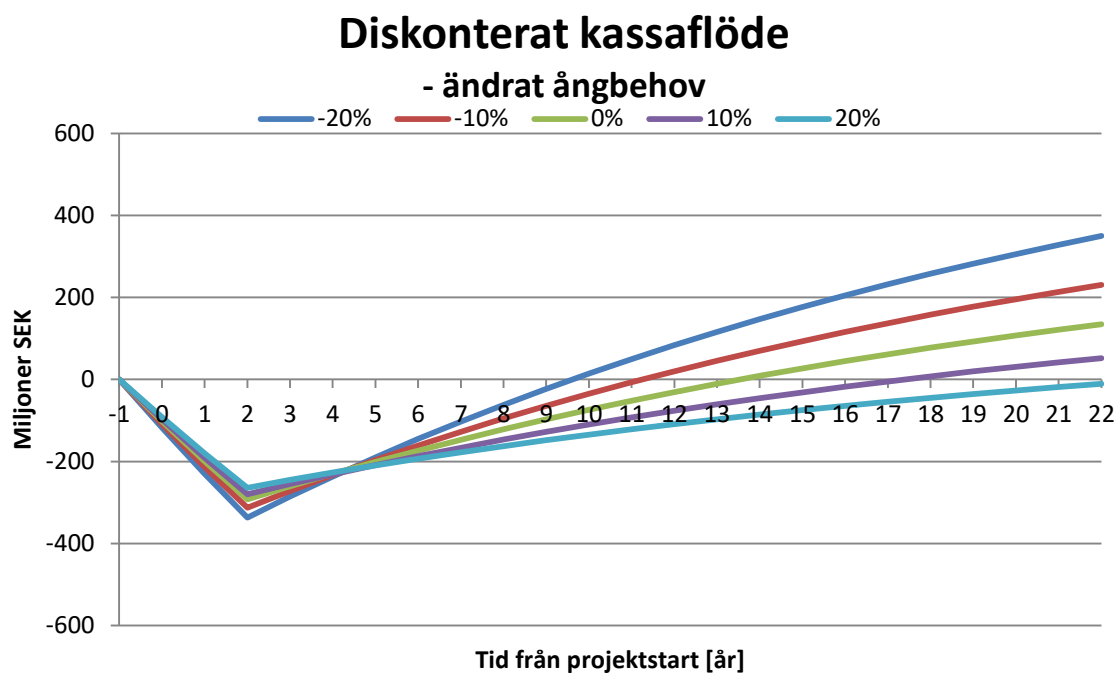


Figur 30 Omgivande temperaturs påverkan på massflödet av utgående sågsågspån

Från Figur 30 går det att se att mängden producerat pellets är som minst vid en låg temperatur på omgivningen, då det krävs mer energi att värma upp den kalla luften och det kalla sågsågspånet. Pelletsproduktionen skulle då minska med cirka 15 % jämfört med typfallet. Då bandtorkens verkningsgrad är baserat på ett typfall med temperaturen +10 °C och en relativ luftfuktighet på 75 % blir produktionen av pellets som störst för det fallet. Dock varierar även verkningsgraden beroende på temperaturerna och konstant verkningsgrad påverkar resultatet av mängden producerad pellets. Figur 29 och Figur 30 visar att driftkostnad för el och mängd producerad pellets påverkas av temperaturen på omgivningen. Temperaturändring har störst påverkan på resultatet för de månader som produktion sker under vintertid i scenario 2. Nuvärdet för dessa fall har dock inte utvärderats eftersom temperaturerna varierar över månaderna och det är svårt att avgöra vilka temperaturer som är lämpliga för vilken månad.

8.4 Etanolanläggning – Ändrat ångbehov

Det faktiska ångbehovet till etanolanläggningen är 8,02 MWh per ton producerad etanol, vilket är den mängd ånga som krävs från kraftvärmeanläggningen om ångan kan extraheras vid rätt tryck och temperatur. Ångbehovet per ton etanol för basfallet är 10,24 MWh per ton producerad etanol vilken ökas och minskas med 10 % och 20 % för att visa vikten av att extrahera ånga av rätt kvalitet från kraftvärmeverket. Hur det diskonterade kassaflödet varierar vid ändrat ångbehov presenteras i Figur 31.



Figur 31 Diskonterat kassaflöde för etanolanläggning på 30 MW vid ändrat ångbehov

I Figur 31 går att avläsa en ökning av nuvärdet vid minskat ångbehov och nuvärdet är positivt även vid ökning med 10 %. Dock blir nuvärdet negativt vid 20 % högre ångbehov. CAPEX ökar vid minskat ångbehov och vice versa, detta förklaras med att ett lägre ångbehov per ton producerad etanol ökar effektiviteten och ger större produktionskapacitet. Detta innebär en större anläggning för samma värmeeffekt och därmed högre CAPEX.

Tabell 55 Resultat för etanolanläggning på 30 MW vid ändrat ångbehov

Ändring av ångbehov	CAPEX [MSEK]	Årlig etanolproduktion [ton]	Återbetalnings -tid [år]	NPV efter 20 år [MSEK]	IRR
-20 %	352	29 400	8	350	13,5 %
-10 %	327	26 100	10	231	11,2 %
0 %	306	23 500	12	135	9,0 %
10 %	293	21 300	16	52	7 %
20 %	276	19 600	-	-11	4 %

Tabell 55 visar att återbetalningstiden ändras mycket vid ändrat ångbehov och internräntan ändras med ungefär tre procentenheter. Anläggningen är känslig för ändringar i ångbehov. Kan ångan extraheras från kraftvärmeverket vid rätt kvalitet skulle resultatet förbättras avsevärt.

9 Slutsats

En sammanfattning och diskussion kring resultat och känslighetsanalys presenteras för energikombinatanläggningarna.

9.1 Pelletsanläggning – Slutsats

Från resultaten för samtliga fall förutom i scenario 2 vid produktion med endast mottrycksturbin är en anläggning på 30 MW den pelletsanläggning som anses mest lönsam utifrån resultat av internränta.

Resultat och känslighetsanalys visar att en 30 MW-anläggning är mest lönsam om CAPEX inte ökar mer än 30 % eller om pelletspriset inte minskar mer än 10 % då blir anläggningen inte lönsam vid produktion med endast mottrycksturbin. Vid produktion med både mottrycksturbin och rökgaskondensering är resultatet robust för ökning av CAPEX på 40 %, ökad sågsågspånskostnad på 20 % och minskat pelletspris på 20 %. En pelletsanläggning på 30 MW ger för de flesta av de analyserade fallen (inklusive känslighetsanalys) ett positivt nuvärde och är således en lönsam investering för Söderenergi AB. Om behovet av fjärrvärme utvecklas enligt prognos vore en installation av pelletsanläggning ett bra alternativ för att utveckla produktionen på Igelstaverket. En pelletsproduktion ökar dessutom elproduktionen i kraftvärmeverket vilket ytterligare motiverar en pelletsanläggning, då avveckling av kärnkraft i Sverige kräver ett substitut för fortsatt ren elproduktion.

9.2 Etanolanläggning – Slutsats

Från resultaten som presenteras för scenario 1 krävs en konstant, årlig produktion för att nuvärde efter projektiden ska bli positiv för en etanolanläggning. Nuvärde och internränta ökar med ökad värmeeffekt och återbetalningstiden minskar. Resultaten är mycket känsliga för variationer av etanolpris och relativt känsliga för varierad vetekostnad och ökat CAPEX. Om ångbehovet skulle minska med 20 %, vilket är det faktiska ångbehovet till etanolanläggningen, skulle nuvärde och internränta öka avsevärt vilket gör investeringen mer lönsam.

En produktion vid tillgänglig värmeeffekt ger endast positivt nuvärde efter projektiden om tillgänglig värmeeffekt ökar enligt scenario 2. I detta fall är endast en anläggning på 30 MW lönsam i form av högst nuvärde och internränta samt lägst återbetalningstid.

En etanolanläggning skulle i dagsläget inte vara lönsam för Söderenergi AB att integrera i det befintliga kraftvärmeverket som energikombinat med drift vid tillgänglig värmeeffekt. Dock skulle en investering vara lönsam om ånga kunde levereras året runt till en etanolanläggning. Detta innebär att anläggningen inte utnyttjas som ett energikombinat i den form som frågeställningen är baserad på.

9.3 Framtida arbete och Rekommendation till Söderenergi AB

Eftersom pelletsanläggningen visats vara bäst lämpad för integrering vid Igelsta kraftvärmeverk bör framtida arbete utgå från en pelletsanläggning.

För vidare utveckling av en pelletsanläggning rekommenderas en optimering av anläggningsstorlek med hänsyn till markyta i kombination med nuvärdesanalys. Även en mer djupgående analys av försäljningsprognos för pellets då det i denna undersökning antas att all producerad pellets säljs. Optimering rekommenderas för värmeeffekter över 10 MW upp till 30 MW. 30 MW då den är mest lönsam enligt denna undersökning och från 10 MW eftersom den kräver mindre yta och chansen att all pellets blir såld är större. Produktion med mottrycksturbin och rökgaskondensering ger högst nuvärde och internränta men eftersom alfavärdet antagits konstant bör det undersökas hur ett varierat alfavärde påverkar resultaten.

De logistiska möjligheterna med transport till och från Igelstaverket av bränsle, sågsågspån och pellets samt kostnaderna av detta bör undersökas för integrering av pelletsanläggning.

Det är även aktuellt att undersöka olika torkalternativ som kräver mindre yta än den valda bandtorken. Alternativen bör undersökas ur ett ekonomiskt perspektiv.

I ett fortsatt arbete är det även intressant att undersöka om den producerade pelletsen kan användas i den egna fjärrvärmeproduktionen och vad det skulle innebära i form av minskade bränslekostnader och ändrade lagringsbehov.

Vid utveckling av Igelstaverkets verksamhet bör Söderenergi AB undersöka möjligheterna att integrera en pelletsanläggning i Igelsta kraftvärmeverk. Detta då resultaten visar att ett energikombinat med pelletsproduktion på sikt skulle innebära ökad vinst.

Referenser

AB Torkapparater, 2016. *AB Torkapparater - Torkning*. [Online]

Tillgänglig: <http://www.torkapparater.se/tekniker/torkning/>

[Använd 14 februari 2017].

Alopaeus, T., 2016. *naturvardsverket.se - Styrmedel för förnybar energi*. [Online]

Tillgänglig: <http://www.naturvardsverket.se/Miljoarbete-i-samhallet/Miljoarbete-i-Sverige/Uppdelat-efter-omrade/Energi/Fornybar-energi/Styrmedel-/>

[Använd 17 februari 2017].

Alpic Air, 2017. *Alpic Air - Mollier diagram*. [Online]

Tillgänglig: http://www.alpicair.ee/media/cms_page_media/53/mollier.png

[Använd 11 maj 2017].

Andersson, M., Lövin, I., Baylan, I. & Skog, K., 2017. *Regeringskansliet*. [Online]

Tillgänglig: <http://www.regeringen.se/debattartiklar/2017/03/sa-ska-regler-for-biobransle-fungera/>

[Använd 2 maj 2017].

Anderzén, E. & Lönnqvist, W., 2011. *Pellets - en framtidsmarknad*, Umeå, Sverige: Sveriges lantbruksuniversitet - Institutionen för skoglig resurshållning.

bioenergiportalen.se, 2013. *Bioenergiportalen: Affärer med pellets och briketter*. [Online]

Tillgänglig: http://bioenergiportalen.se/?p=6872&m=1735&page=pellets_och_briketter

[Använd 1 mars 2017].

bioenergiportalen.se, 2013. *Bioenergiportalen: Pelletering - så går det till*. [Online]

Tillgänglig: <http://www.bioenergiportalen.se/?p=6876&am%3Bm=1741>

[Använd 6 mars 2017].

bioenergiportalen.se, 2013. *Bioenergiportalen: Råvara för pellets och briketter*. [Online]

Tillgänglig: <http://bioenergiportalen.se/?p=6874&m=1739&page=ravara>

[Använd 1 mars 2017].

Bioenergiportalen.se, 2014. *Bioenergiportalen: Vad styr priset på skogsbränsle?*. [Online]

Tillgänglig: <http://www.bioenergiportalen.se/?p=6854>

[Använd 1 mars 2017].

Bodinson, L., 2016. *Marknadsprognos*. Södertälje, Sverige: Söderenergi AB.

Bodinson, L., 2017. *Personlig kontakt - Söderenergi AB*. Stockholm: Söderenergi AB.

Bodinson, L., Wallin, S. & Jansson, A.-L., 2016. *Söderenergi - Företagspresentation*. Södertälje, Sverige, Söderenergi AB.

Brown, C., 2013. *Intro to Size Reduction*. Buffalo, NY: Schutte Buffalo.

Byman, K., 2015. *Elproduktion - Tekniker för elproduktion*, Stockholm, Sverige: Kungl. Ingenjörsvetenskapsakademien (IVA).

Bäckman, J., 2017. *Energimyndigheten: Trädbränsle- och torvpriser för fjärde kvartalet 2016*. [Online]

Tillgänglig: <http://www.energimyndigheten.se/nyhetsarkiv/2017/tradbransle--och-torvpriser-for-fjarde-kvartalet-2016/>

[Använd 21 mars 2017].

Calderón, C., Gauthier, G. & Jossart, J.-M., 2015. *Aebiom statistical report 2015 - European Bioenergy Outlook (Key-findings)*, Bryssel, Belgien: European Biomass Association.

COWI, 2016. *LANTMÄNNEN AGROETANOL - NY ETANOLFABRIK*. [Online]

Tillgänglig: <http://www.cowi.se/menu/projekt/industri-och-energi/bioenergi/lantmannenagroetanol-nyetanolfabrik>

[Använd 3 maj 2017].

CPM, 2009. *HM Series Hammermill*. Waterloo, IA, U.S.A: Roskamp Champion (CPM).

D.Kofman, P., 2007. *COFORD connects - publications*. [Online]

Tillgänglig: <http://www.coford.ie/publications/cofordconnects/>

[Använd 8 mars 2017].

Ekbom, T., Hjerpe, C., Hagström, M. & Fredrik, H., 2009. *Förstudie för biobaserat flygbränsle för Stockholm-Arlanda Flygplats*, Stockholm, Sverige: Värmeforsk Service AB.

Ekholm, T., 2013. *Energinyheter.se - Ökad efterfrågan på svensk pellets*. [Online]

Tillgänglig: <http://www.energinyheter.se/20161227/8745/okad-efterfragan-pa-svensk-pellets?page=2>

[Använd 16 maj 2017].

Ekholm, T., 2014. Svensk pelletsmarknad växer. *Energinyheter.se*, 09 April.

Elvén, L. & Alfredsson, S., 2010. *Investeringskalkylering - En benchmarking av Volvo Construction Equipment*, Karlstad, Sverige: Karlstads Business School.

Energimyndigheten, 2012. *Elcertifikatsystemet – ett stödsystem för förnybar elproduktion*, Eskilstuna, Sverige: Energimyndigheten.

- Energimyndigheten, 2015a. *energimyndigheten.se - Kvotpliktig*. [Online]
Tillgänglig: <http://www.energimyndigheten.se/fornybart/elcertifikatsystemet/kvotpliktig/>
[Använd 17 februari 2017].
- Energimyndigheten, 2015b. *energimyndigheten.se - En svensk-norsk elcertifikatsmarknad*. [Online]
Tillgänglig: <http://www.energimyndigheten.se/fornybart/elcertifikatsystemet/om-elcertifikatsystemet/en-svensk-norsk-elcertifikatsmarknad/>
[Använd 17 februari 2017].
- Enmalm, S., 2016. *SCB - Tillförsel och användning av el 2001–2015 (GWh)*. [Online]
Tillgänglig: <http://www.scb.se/hitta-statistik/statistik-efter-amne/energi/tillforsel-och-anvandning-av-energi/arlig-energistatistik-el-gas-och-fjarrvarme/pong/tabell-och-diagram/tillforsel-och-anvandning-av-el-20012015-gwh/>
[Använd 6 februari 2017].
- Eriksson, A.-. F., 2016. *Skogindustrierna: Sveriges skogar*. [Online]
Tillgänglig: <http://www.skogsindustrierna.se/skogsindustrin/branschstatistik/sveriges-skogar/>
[Använd 3 mars 2017].
- FMV - Försvarets materielverk, 2002. *mvif.se- Fuktighet - vatten och vattenånga*. [Online]
Tillgänglig: http://www.mvif.se/pdf/avsnitt/130_02.pdf
[Använd 17 februari 2017].
- Frisk, J., 2016. *Svensk Energi*. [Online]
Tillgänglig: <http://www.svenskenergi.se/Elfakta/Elproduktion/Kraftvarme/Svensk-kraftvarmeproduktion/>
[Använd 6 februari 2017].
- Garret, D. E., 1989. *Chemical Engineering Economics*. 1:a red. New York, NY 10003, USA: Van Nostrand Reinhold.
- Gode, J. o.a., 2008. *Effektiv produktion av biodrivmedel*, Stockholm, Sverige: Svensk Fjärrvärme.
- Goldcorn S.R.O, 2017. *Goldcorn: Belt dryer*. [Online]
Tillgänglig: <http://goldcornsro.com/en/products/20-product-4.html>
[Använd 3 april 2017].
- Guédez, R., 2016. *A Techno-Economic Framework for the Analysis of Concentrating Solar Power Plants with Storage*, Stockholm, Sverige: Doctoral Thesis in Energy Technology, KTH Royal Institute of Technology.

Gustafsson, L. & Ternström, L., 2016. *Elproduktion från överskottsånga i en kondensator - En lönsamhets- och miljöbedömning*, Karlstad, Sverige: Karlstads Universitet.

Göransson, A. o.a., 2009. *Fjärrvärmen i framtiden – behovet*, Stockholm, Sverige: Svensk Fjärrvärme AB.

Haaker, A., 2014. *Svebio: 20 procent ökad tillväxt på den svenska pelletsmarknaden 2013*.

[Online]

Tillgänglig: <https://www.svebio.se/svebionytt/20-procent-tillvaxt-pa-den-svenska-pelletsmarknaden-2013>

[Använd 1 mars 2017].

Haaker, A., 2015. *Svebio - Ökad pelletsproduktion i Sverige trots en krympande marknad*.

[Online]

Tillgänglig: <http://www.mynewsdesk.com/se/svebio/pressreleases/oekad-pelletsproduktion-i-sverige-trots-en-krympande-marknad-1137200>

[Använd 16 maj 2017].

Havtun, H. & Bohdanowicz, P., 2015. *Sustainable Energy Utilization*. Stockholm, Sverige: KTH Energy Technology.

Henningsson, M., 2016. *Lantbruk.com - Pelletsproduktionen i Sverige ökar rejält*. [Online]

Tillgänglig: <http://www.lantbruk.com/skog/pelletsproduktionen-i-sverige-okar-rejalt>

[Använd 16 maj 2017].

Henriksson, O., 2016. *naturvetenskap.org*. [Online]

Tillgänglig: <https://www.naturvetenskap.org/kemi/hogstadiekemi/materiens-tre-former/fasoevergangar/>

[Använd 2 maj 2017].

Hunsberger, R. & Mosey, G., 2014. *Pre-Feasibility Analysis of Pellet Manufacturing on the Former Loring Air Force Base Site*, Denver, CO, USA: National RENEWABLE Energy Laboratory (NREL).

Ingvarsson, M. o.a., 2007. *Integrering av processer för produktion av drivedelsetanol från stärkelse och cellulosa*, Lund, Sverige: Institutionen för Kemiteknik, Lunds Tekniska Högskola, Lunds Universitet.

Jacques, K. (, Lyons, T. (& Kelsall, D., 2003. *The Alcohol Textbook 4th edition*, Nottingham, UK: Nottingham University Press.

Jenkins, S., 2016. *Chemical Engineering*. [Online]

Tillgänglig: <http://www.chemengonline.com/current-economic-trends-march->

2016/?printmode=1

[Använd 28 mars 2017].

Jensen, T., 2014. *Pelletsproduktion integrerat med ett värmekraftverk*, Karlstad, Sverige: Karlstads Universitet.

Johansson, I., Larsson, S. & Wennberg, O., 2004. *Torkning av bibränslen med spillvärme*, Stockholm, Sverige: Värmeforsk Service AB.

Johansson, V., 2017. *Personlig kontakt - Söderenergi AB*. Söderälje, Sverige: Söderenergi.

Johansson, V., 2017. *Värmeflödesdiagram Igelsta kraftvärmeverk*. Södertälje, Sverige: Personlig kontakt.

Jostby, F., 2017. *Personlig kontakt - Uddevalla Energi*. Uddevalla - Stockholm, Sverige: Uddevalla Energi.

Kastberg, S., 1996. *Novtor: Fakta om bibränsle*. [Online]

Tillgänglig: <http://www.novator.se/bioenergy/facts/fakta-1.html#Kalla>

[Använd 1 mars 2017].

Kellberg, C., 2012. *svenskenergi.se - miljöskatter*. [Online]

Tillgänglig: <http://www.svenskenergi.se/Vi-arbetar-med/Fragor-G-O/Styrmedel/Miljoskatter/>

[Använd 17 februari 2017].

Knapp, T., 2016. *regeringen.se*. [Online]

Tillgänglig:

<http://www.regeringen.se/49cc5b/contentassets/b88f0d28eb0e48e39eb4411de2aabe76/energyoverenskommelse-20160610.pdf>

[Använd 17 februari 2017].

Koch, K., 2002. *Hammermills and Roller Mills*, Fargo, ND, U.S.A: Northern Crops Institute.

Kumar, A., Harfield, D. & Sultana, A., 2010. Development of agri-pellet production cost and optimum size. *Elsevier Ltd*, Issue 101, p. 5609–5621.

Kutz, M. & Caton, J. A., 2008. Cogeneration. i: *Environmentally Conscious Alternative Energy Production*. Delmar, NY, U.S.A: John Wiley & Sons, Inc., p. 135.

Lantmännen Agroetanol, 2017. *Agroetanol*. [Online]

Tillgänglig: <http://www.agroetanol.se/bioraff/>

[Använd 2 maj 2017].

Lauer, M., 2008. *Methodology guideline on techno economic assessment (TEA)*, Graz, Austria: Joanneum Research.

Ljungblom, L., 1998. Lennart Ljungblom. *Bioenergi*, Juni, pp. 19-21.

Magnusson, H., 2008. *Process Simulation in Aspen Plus of an Integrated Ethanol and CHP plant*, Umeå: Umeå Universitet.

Mani, S., Bi, X., Sokhansanj, S. & Turhollow, A., 2006. Economics of producing fuel pellets from biomass. *American Society of Agricultural and Biological Engineers*, 22(3), pp. 421-426.

Martinsson, L., 2003. *Råvaror för framtida tillverkning av bränslepellets i Sverige*, Stockholm, Sverige: Värmeforsk AB.

Miljöfordon, 2016. *Miljöfordon*. [Online]

Tillgänglig: <http://www.miljofordon.se/fordon/sa-fungerar-etanolbil>

[Använd 17 februari 2017].

Nationalencyklopedin, 2017. *Nationalencyklopedin, etanol*. [Online]

Tillgänglig: <http://www.ne.se/uppslagsverk/encyklopedi/lång/etanol>

[Använd 17 februari 2017].

Nationalencyklopedin, 2017. *Nationalencyklopedin, molekylsikt*. [Online]

Tillgänglig: <http://www.ne.se/uppslagsverk/encyklopedi/lång/molekylsikt>

[Använd 2 maj 2017].

Niléhn, A., 2016. *Lantbruksnytt*. [Online]

Tillgänglig: <http://www.lantbruksnytt.com/stabila-spannmalspriser-sverige/>

[Använd 22 februari 2017].

Nilsson, D., 2006. *Etanol från sockerbetor. Förstudie om möjligheterna till storskalig produktion i Blekinge*, Karlskrona, Sverige: Länsstyrelsen Blekinge län, 371 86 Karlskrona.

Nilsson, D. & Bernesson, S., 2008. *Pellettering och brikettering av jordbruksråvaror - En systemstudie*, Uppsala, Sverige: Institutionen för energi och teknik.

Nordea, 2017. *Nordea Bank AB: valutaomvandlare*. [Online]

Tillgänglig: <https://www.nordea.se/foretag/utland/valutahantering/valutaomraknare.html>

[Använd 9 mars 2017].

Peters, M. S. & Timmerhaus, K. D., 1991. *Plant Design and Economics for Chemical Engineers 4th edition*, CO, USA: McGraw-Hill, Inc..

Pirraglia, A., Gonzales, R. & Saloni, D., 2010. *Techno-economic analysis of wood pellets production for U.S manufacturers*, Raleigh, NC, USA : North Carolina State University.

Ringman, M., 1995. *Trädbränslesortiment - definitioner och egenskaper*, Uppsala, Sverige: Sveriges Lantbrukuniversitet SLU.

Robert, 2017. *RL.se*. [Online]

Tillgänglig: <https://rl.se/valutor>

[Använd 28 mars 2017].

Rydegran, E., 2017. *Energiföretagen - Kraftvärme ger både el och fjärrvärme*. [Online]

Tillgänglig: <https://www.energiforetagen.se/sa-fungerar-det/kraftvarme>

[Använd 3 maj 2017].

S.Sokhansanj, S.Mani, X.Bi & A.Turhollow, 2006. Economics of producing fuel pellets from biomass. *American Society of Agricultural and Biological Engineers*, 22(3), pp. 421-426.

SCB, 2017. *Statistiska Centralbyrån*. [Online]

Tillgänglig: <http://www.scb.se/hitta-statistik/statistik-efter-amne/priser-och-konsumtion/konsumentprisindex/konsumentprisindex-kpi/pong/tabell-och-diagram/konsumentprisindex-kpi/inflation-i-sverige/>

[Använd 5 maj 2017].

Schwartz, T., 2014. *Energikartläggning av pelletsproduktion - vid Stora Enso på Grvön*, Karlstad, Sverige: Karlstads universitet.

SEKAB, 2017a. 2:A GENERATIONENS ETANOL. [Online]

Tillgänglig: <http://www.sekab.com/sv/kemi/2a-generationens-etanol-idag/>

[Använd 7 juni 2017].

SEKAB, 2017b. *SEKAB Bioraffinaderi*. [Online]

Tillgänglig: <http://www.sekab.com/sv/bioraffinaderi/>

[Använd 3 maj 2017].

Separation Technologies, 2012. *Distillation Column Tray Selection & Sizing – 1*. [Online]

Tillgänglig: <http://seperationtechnology.com/distillation-column-tray-selection-1/>

[Använd 30 mars 2017].

Siemens AG, 2017. *siemens.com Global Website: Siemens Steam Turbine SST-800*. [Online]

Tillgänglig: <https://www.energy.siemens.com/co/en/fossil-power-generation/steam-turbines/sst-800.htm#content=Description>

[Använd 4 juni 2017].

Sjöström, A., 2016. *Svensk Fjärrvärme*. [Online]

Tillgänglig: <http://www.svenskfjarrvarme.se/Statistik--Pris/Fjarrvarme/Energitillforsel/>
[Använd 6 februari 2017].

SMHI, 2017. *SMHI - Luftfuktighet*. [Online]

Tillgänglig: <https://www.smhi.se/kunskapsbanken/meteorologi/luftfuktighet-1.3910>
[Använd 7 maj 2017].

Song, H., Dotzauer, E., Thorin, E. & Yan, J., 2013. Techno-economic analysis of an integrated biorefinery system for poly-generation of power, heat, pellet and bioethanol. *International Journal of Energy Research*, Issue 38, pp. 551-563.

SSARK - Per Nyström, 2010. *Scheiwiller Svensson Arkitektkontor AB - Söderenergi*. [Online]

Tillgänglig: <http://ssark.se/projekt/soderenergi/>
[Använd 4 maj 2017].

Steiner, C., 2010. *Kostnader vid investering i flisaggregat och tillverkning av pellets – En komparativ studie*, Uppsala, Sverige: Sveriges Lantbruksuniversitet (SLU).

STELA Laxhuber GmbH, 2017. *Low temperature belt dryer*. Massing: STELA Laxhuber GmbH.

Strömberg, B. & Svärd, S. H., 2012. *Bränslehandboken 2012*, Stockholm, Sverige: Värmeforsk.

Svenska Petroleum & Biodrivmedel Institutet, 2010. *Svenska Petroleum & Biodrivmedel Institutet, Etanol*. [Online]

Tillgänglig: <http://spbi.se/blog/faktadatabas/artiklar/etanol/>
[Använd 17 februari 2017].

Svenska Petroleum & Biodrivmedel Institutet, 2014. *Svenska Petroleum & Biodrivmedel Institutet, Bensin*. [Online]

Tillgänglig: <http://spbi.se/blog/faktadatabas/artiklar/bensin-2/>
[Använd 17 februari 2017].

Svenska Petroleum & Biodrivmedel Institutet, 2017a. *Svenska Petroleum & Biodrivmedel Institutet*. [Online]

Tillgänglig: <http://spbi.se/blog/2017/03/22/biodrivmedelsanvandningen-steg-i-januari/>
[Använd 2 maj 2017].

Svenska Petroleum & Biodrivmedel Institutet, 2017b. *Svenska Petroleum & Biodrivmedel Institutet*. [Online]

Tillgänglig: <http://spbi.se/blog/2017/05/02/reduktionspliktsforslaget-ett-valkommet->

initiativ/

[Använd 2 maj 2017].

Svenska Petroleum & Biodrivmedel Institutet, 2017c. *Svenska Petroleum & Biodrivmedel Institutet*. [Online]

Tillgänglig: <http://spbi.se/blog/2017/02/15/hogre-etanolpriser/>

[Använd 22 februari 2017].

Sveriges Riksbank, 2017a. *Riksbank: Sök räntor & valutakurser*. [Online]

Tillgänglig: <http://www.riksbank.se/sv/Rantor-och-valutakurser/Sok-rantor-och-valutakurser/?g130-SEKUSDPMI=on&from=2008-01-01&to=2008-12-31&f=Year&cAverage=Average&s=Comma#search>

[Använd 14 mars 2017].

Sveriges Riksbank, 2017b. *Riksbank: Sök räntor & valutakurser*. [Online]

Tillgänglig: <http://www.riksbank.se/sv/Rantor-och-valutakurser/Sok-rantor-och-valutakurser/?g130-SEKUSDPMI=on&from=2010-01-01&to=2010-12-31&f=Year&cAverage=Average&s=Comma#search>

[Använd 30 maj 2017].

Söderenergi AB, 2017a. *Söderenergi - Igelstaverket i Södertälje*. [Online]

Tillgänglig: <http://www.soderenergi.se/web/Igelstaverket.aspx>

[Använd 4 maj 2017].

Söderenergi AB, 2017b. *Söderenergi - Nykvarns bränsleterminal*. [Online]

Tillgänglig: http://www.soderenergi.se/web/Nykvarns_bransleterminal.aspx

[Använd 4 maj 2017].

Söderenergi, 2017a. *Fittjaverket*. [Online]

Tillgänglig: <http://www.soderenergi.se/web/Fittjaverket.aspx>

[Använd 2 maj 2017].

Söderenergi, 2017b. *Om Söderenergi*. [Online]

Tillgänglig: <http://www.soderenergi.se/web/Foretaget.aspx>

[Använd 2 maj 2017].

Tanka etanol, 2016. *Etanol - Framtidens bränsle?*. [Online]

Tillgänglig: <http://tankaetanol.nu/hur-framstalls-etanol/>

[Använd 3 maj 2017].

Thek, G. & Obernberger, I., 2002. *Wood pellet production costs under Austrian and in comparsion to Swedish framework conditions*, Graz, Österrike: Eidhoven University of Technology.

Tillväxtverket, 2017. *Verksamhet.se - Skatter och avgifter för aktiebolag*. [Online]

Tillgänglig: <https://www.verksamhet.se/starta/skatter-och-avgifter/aktiebolag>

[Använd 28 april 2017].

Uddevalla Energi, 2015. *Uddevalla Energi - Fakta om pelletsfabriken*. [Online]

Tillgänglig:

<http://www.uddevallaenergi.se/foretag/pellets/faktaompelletsfabriken.4.665ee58814eacb16b1012e5.html>

[Använd 2 maj 2017].

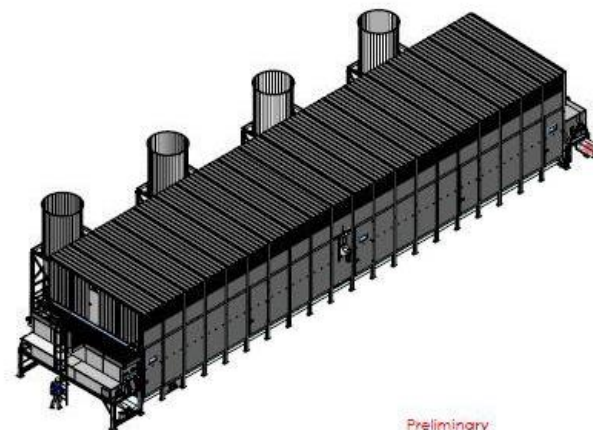
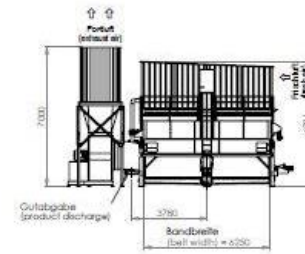
Wahlman, N. A., 2011. *Från kraftvärmeverk till energikombinat - En fallstudie av kraftvärmeverket i Sala, Västerås, Sverige*: Mälardalens högskola.

Vatavuk, W. M., 2002. *Updating the CE Plant Cost Index*, NC, USA: Vatavuk Engineering.

Wennberg, O., Larsson, S. & Johansson, I., 2004. *Torkning av biobränslen med spillvärme*, Stockholm, Sverige: Värmeforsk Service AB.

Wimmer, A., 2017. *Stela Laxhuber GmbH - Beltdryer* [Intervju] (22 Februari 2017).

© 2003 Blackwell Publishing Ltd, *Journal of Internal Medicine* 253: 105–112



Das Unternehmen dieser Zeichnung ist der
angegebene Anbieter. Es ist zu erwarten, dass
es ein Unternehmen ist, das in der Lage ist,
die angegebenen Leistungen zu erbringen.
Die Angaben sind nicht verbindlich und
können sich ändern. Es ist zu erwarten, dass
das Unternehmen in der Lage ist, die
angegebenen Leistungen zu erbringen.

Date		Time		Location		BY 02/02/16	
Name		Email		Phone		Massblatt	
Address		City		State		1:10	
Zip		Fax		Notes		B76200-30-4x75kW	
Signature		Date		Time		Page	

Bilaga 2 – Hammarkvarn för etanolanläggning

Hammarkvarnar Agro

Hammarkvarn EUM-35 UNIT



Beskrivning

En hammarkvarn typ UNIT integrerar alla funktioner runt förmalningsprocessen; hammarkvarn, luftfilter, fläkt och underbehållare med tömningsskruv. Dessa är dimensionerade och konstruerade för att fungera tillsammans.

Hammarkvarn med inlopp i malkammarens övre högra hörn och bottenutloppet är monterat på underbehållaren med inbyggd matarskruv som är försedd med direktkopplad drivmotor.

Ett självrensande dysfilter dia 300 mm och en 0,75 kW fläkt är monterade på behållaren. Filtret gör systemet dammfritt. Fläkten suger färdigmalen produkt ut genom sållet och därmed ökar kvamkapaciteten samt kylningen.

Modell EUM har malbrosegment.

I processen matas produkten till kvarninloppet via transportband, skruv eller liknande utrustning med kapacitetsreglering, till exempel frekvensomvandlare. När produkten faller / sugas in i malkammaren, slås det sönder av de löshängande, hårdade slagomats rotation. Sållets hålstorlek bestämmer finheten av produkten.

I system med malbrosegment ökas kapaciteten. De utbytbara slitstarka malbrosegment i den övre delen av malkammaren hindrar produkten från onödig rotation och därigenom ökar maleffektiviteten. Finhet och partikelstorleksfördelningen för produkten bestäms i första hand av sållet.

		SEK	SEK
05656612	Hammarkvarn EUM-35 UNIT inkl. motor 45,0 kW Inkl. 1 st inmonterat såll Monterat på underbehållare med tömningsskruv med snäckväxelmotor 1,1 kW och 1 st självrensande Ø300 0,75 kW		164050
05756176	Kaskadmagnet Q-16		2800
05756299	Digital timer för magnetventil 24/220V Underbehållare förlängd inkl. utloppskom paktor		2400

Bilaga 3 – Modell kraftvärmeverk med extraktion av ånga till etanolanläggning

