

CHALMERS

Chalmers EnergiCentrum – CEC



Biokombi Rya

Slutrapporter från ingående delprojekt

Erik Ahlgren
Eva Andersson
Erik Axelsson
Martin Börjesson
Elsa Fahlén
Simon Harvey
Daniel Ingman
Sten Karlsson
Eva Larsson
Åsa Löfgren
Lars Waldheim
Anders Ådahl

Report - CEC 2007:3
Chalmers EnergiCentrum - CEC
CHALMERS TEKNISKA HÖGSKOLA
Göteborg, januari 2007



CHALMERS

Chalmers EnergiCentrum CEC

Biokombi Rya

Slutrapport från ingående delprojekt

Erik Ahlgren, Avdelningen för energiteknik,
Institutionen för Energi och miljö, Chalmers tekniska högskola
Eva Andersson, Avdelningen för värmeteknik och maskinlära,
Institutionen för Energi och miljö, Chalmers tekniska högskola
Erik Axelsson, Avdelningen för värmeteknik och maskinlära,
Institutionen för Energi och miljö, Chalmers tekniska högskola
Martin Börjesson, Avdelningen för energiteknik,
Institutionen för Energi och miljö, Chalmers tekniska högskola
Elsa Fahlén, Avdelningen för energiteknik,
Institutionen för Energi och miljö, Chalmers tekniska högskola
Simon Harvey, Avdelningen för värmeteknik och maskinlära,
Institutionen för Energi och miljö, Chalmers tekniska högskola
Daniel Ingman, Nykomb Synergetics AB
Sten Karlsson, Avdelningen för fysisk resursteori,
Institutionen för Energi och miljö, Chalmers tekniska högskola
Eva Larsson, TPS Termiska Processer AB
Åsa Löfgren, Nationalekonomiska institutionen med statistik,
Göteborgs universitet
Lars Waldheim, TPS Termiska Processer AB
Anders Ådahl, Avdelningen för värmeteknik och maskinlära,
Institutionen för Energi och miljö, Chalmers tekniska högskola

Report CEC 2007:3

Chalmers EnergiCentrum CEC

CHALMERS TEKNISKA HÖGSKOLA

Göteborg, januari 2007

Biokombi Rya

Slutrapporter från ingående delförprojekt

Erik Ahlgren, Energiteknik
Eva Andersson, Värmeteknik och maskinlära
Erik Axelsson, Värmeteknik och maskinlära
Martin Börjesson
Elsa Fahlén,
Simon Harvey
Daniel Ingman
Sten Karlsson
Eva Larsson
Åsa Löfgren
Lars Waldheim
Anders Ådahl

Report CEC 2007:3

Chalmers EnergiCentrum – CEC
Chalmers tekniska högskola
Chalmers Teknikpark
SE-412 88 Göteborg
Telephone: +46 (0)31-772 1000
Contact: info@cec.chalmers.se
<http://www.cec.chalmers.se>

ISSN: 1653-3569

Förord

Inom projektet Biokombi Rya har ett flertal olika forskargrupper samarbetat för att studera systemeffekterna av förgasning av biobränsle ur olika aspekter. Syftet med projektet är att öka kunskapen om biobränsleförgasning i Sverige samt att utreda förutsättningar för att sådana anläggningar ska vara ekonomiskt och miljömässigt intressanta. En referensgrupp har varit kopplad till projektet där förutsättningar, resultat och slutsatser har behandlats.

I denna underlagsrapport har slutrapporterna från projektets delprojekt samlats. De beskriver förutsättningar, metodansatser, använda data och resultat utförligt och utgör på så sätt ett viktigt komplement till den mer övergripande beskrivningen i projektets syntesrapport. De delrapporter som ingår har valts för att täcka in samtliga delar av projektet som är av allmänt intresse. Projektresultat som publicerats på annat sätt berörs dock mer kortfattat.

Projektet Biokombi Rya har pågått under två år (2005-2006) och drivits av Chalmers EnergiCentrum. Förutom de omfattande analysinsatser som författarna till denna rapport står för, har Avdelningen för kemisk teknologi vid KTH, Siemens Industrial Turbines AB och Göteborg Energi AB bidragit med expertstöd. CIT Industriell Energianalys, med undertecknad som projektledare, har stått för projektledning och koordination.

Projektet har finansierats av Energimyndigheten, Göteborg Energis forskningsstiftelse samt Göteborg Energi AB. Som projektledare vill jag framföra ett varmt tack till finansiärerna och medverkande forskare och aktörer för att projektet har gjorts möjligt och kunnat genomföras enligt planen. Det är vår förhoppning att redovisade resultat och slutsatser skall kunna tjäna som ett värdefullt underlag för framtida utbyggnad av biobränsleförgasning i Sverige.

Göteborg i januari 2007

Ingrid Nyström
Projektledare
CIT Industriell Energianalys AB

Innehållsförteckning - Delprojekt BioKombi Rya

BKR 10 - Biokombi Rya – Gemensamma energimarknadsscenarier

BKR 11 - Framtida biobränslepriser – prisbildning under olika klimatåtaganden

BKR 12 - Biobränsleförgasningen för kraftvärme respektive energikombinat – integration med Rya kraftvärmeverk i Göteborg

BKR 13 - Biokombinat Rya - Vätgasframställning

BKR 15 - Förgasningsteknikens roll i lokala energisystem - en fallstudie av integration av bioförgasning med en gaskombi i Göteborgs fjärrvärmesystem

BKR 16 - Biobränsleförgasningens framtida roll i Västsverige - Modellering av ett regionalt energisystem

BKR 17 - Långsiktig konkurrenskraft för biodrivmedel via förgasning

BKR 4 - Integration biomass gasification with natural gas combined heat and power plants – Summary of system consequences

Biokombi Rya – Gemensamma energimarknadsscenarier

Biokombi Rya Gemensamma energimarknadsscenarier

Juni 2006

**Simon Harvey
Erik Axelsson**

Avdelningen för värmeteknik och maskinlära,
Institutionen för Energi och miljö, Chalmers tekniska högskola



CHALMERS

Institutionen för Energi och miljö

Innehållsförteckning

BIOKOMBI RYA: GEMENSAMMA ENERGIMARKNADSSCENARIER - JUNI.....	5
Huvudprinciper	5
Fossilbränslepriser	6
CO ₂ -priser	7
Elcertifikat	8
Elpris SPOT	8
Biobränsle	9
Energimarknadsscenarier 2020.....	10
Referenser	11

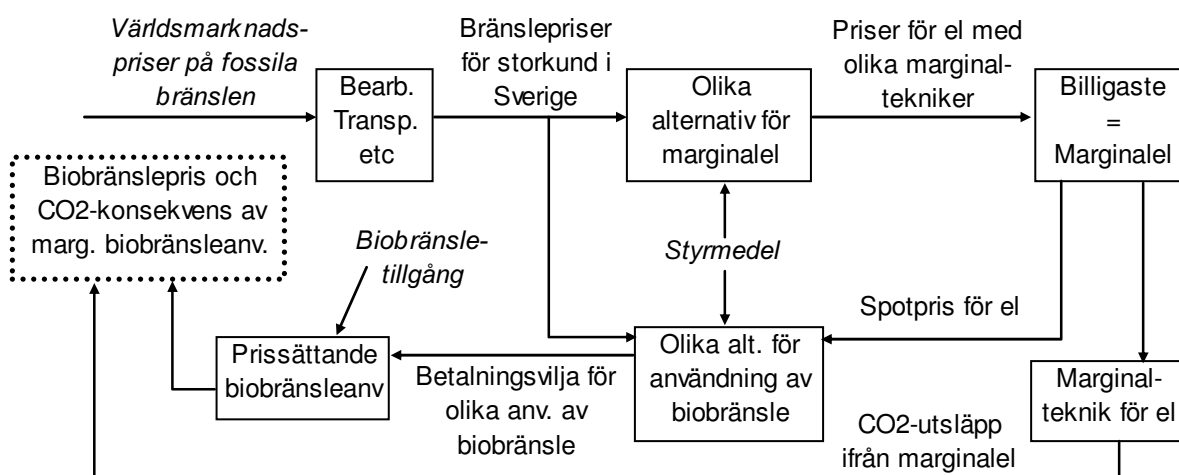
Biokombi Rya: Gemensamma energimarknadsscenarier - Juni

Nedan presenteras en skiss till gemensamma scenarier som kan användas inom projektet Biokombi Rya. De presenterade värdena baseras på en omarbetning av det utkast som skickades ut den 20 april 2006. Hänsyn har tagits till diskussionerna i samband med arbetsgruppsmötet den 26 april, och scenariomötet den 11 maj.

Huvudprinciper

De energimarknadsparmetrar som tas fram är baserade på antaganden om fossilbränslepriser och nivåer för styrmedel (CO₂-pris och elcertifikat). Utifrån dessa antaganden väljs rimlig marginalteknik för elproduktion vilket ger marginalproduktionskostnad för el, se figur 1. Utifrån elpris, antagna nivåer för styrmedel samt antagande om biobränsletillgång beräknas även biobränslepris.

Olika beräkningsfall (scenarier) tas fram för 2020. Scenario 1 och 2 bygger på lägre fossilbränslepriser, medan scenario 3 och 4 har högre dito. Inom scenarier med samma fossilbränslepris varieras CO₂-priset för att avspegla olika ambitioner för CO₂-reduktion.



Figur 1. Huvudprinciper för beräkningar av scenarioparmetrar. Grundantaganden är kursiverade.

Observera att avsikten med denna rapport är att föreslå olika scenarier för energimarknadspriser som kan användas som gemensam grund för beräkningar inom projektet "Biokombi Rya". De priser som tas fram är *inte* de som betalas av slutanvändaren (för att få fram slutgiltiga priser måste även gällande skatter och avgifter läggas till). Rapporten visar däremot möjliga nivåer för el, biobränsle, kostnader i samband med utsläpp av CO₂ osv.

Fossilbränslepriser

En viktig skillnad mot tidigare utkast är att det nu är större skillnaden mellan de två nivåerna på fossilbränslepriser. Den lägre nivån, som används för scenario 1 och 2, motsvarar prognoser för 2020 från referensfallet i IEAs "World Energy Outlook 2005" (IEA, 2005), härafter kallad *WEO 2005*.

WEO 2005 presenterar även andra möjliga framtida prisbilder¹, men eftersom prisskillnaderna i de alternativa scenarierna var modesta, har egna alternativ tagits fram. Efter diskussioner vid arbetsgruppsmötet den 26 april och scenariomötet den 11 maj togs beslut att inkludera scenarier med betydligt högre fossilbränsleprisnivåer än de som presenteras i WEO 2005. Eftersom inga liknande prisscenarier finns i litteraturen föreslår vi att genomsnittliga priser från 1:a kvartal 2006 (World Bank, 2006) används som input för de scenarier som ska ha höga fossilbränslepriser (scenario 3 och 4).

Nedan diskuteras antagna världsmarknadspriser för respektive bränsleslag och hur dessa har omvandlats till priser hos stora kunder i Sverige. I tabell 1 presenteras antagna värden för världsmarknadspriser på fossilbränslen för scenario 1 och 2 respektive 3 och 4.

Tabell 1. Antagna världsmarknadspriser för fossilbränslen.

Fossil fuel prices		
	WEO 2005 Ref Case 2020 (Scenarios 1 & 2)	Average Q1 2006 (Scenarios 3 & 4)
Crude Oil USD/bbl	37	62
Natural gas (EU imports) USD/Mbtu [HHV]	5,2	7,97
OECD Steam Coal imports USD/tonne	50	60
Note 1: WEO price forecasts in 2004 USD Exchange rate 2004: 7.35 SEK/USD (Riksbanken) Exchange rate Q1 2006: 7.78 SEK/USD (Riksbanken)		
Note 2: Steam coal import price data for Q1 2006 from STEM ER 2006:04		

Råolja samt EO1 och EO5

För råoljepriset råder stor osäkerhet pga stor prisvolatilitet. WEO 2005 föreslår ett råoljepris på 37 USD/fat för 2020, dvs betydligt lägre än dagens priser och priser på "futures" några år framåt. Bakgrunden till det låga priset är att WEO 2005 utgår ifrån en stabil politisk situation i världen och att oljeproducerande länder relativt snabbt bygger ut produktionskapaciteten (dvs innan 2010) för att kunna möta den kraftigt ökande efterfrågan. Efter 2010 ökar priserna långsamt pga prissättning från några dominerande producenter samt ökande produktionskostnader. Råoljepriser från WEO 2005 antas för scenario 1 och 2. Notera att dessa prognoser för råoljepriser anses vara relevanta av

¹ De prisbilder som presenteras i WEO 2005 för 2020 tar inte hänsyn till ambitiösa energi- och klimatpolitiska åtgärder. Ett försök till att ta hänsyn till detta presenteras också i WEO 2005 (World Alternative Energy Policy Scenario), men detaljnivån i redovisningen är mycket begränsad. Dessutom baseras de få resultaten som presenteras på antaganden att nästan *all* minskning av energiförbrukning i världen åstadkoms i transportsektorn, vilket känns mycket tveksamt.

Energimyndighetens omvärldsanalysavdelning (STEM, 2006c). För scenario 3 och 4 antas priset för Brent råolja under 1:a kvartalet 2006, vilket var 62 USD/fat.

För beräkning av priser för EO1 och EO5 är utgångspunkten råoljepris och krackningspriser för "gasoil" respektive "fuel oil". Ifrån pris på "gasoil" och "fuel oil" kan pris på EO1 och EO5 för den svenska marknaden beräknas. Uppgifter om krackningspriser samt tillägg för EO1 och EO5 hos storkunder i Sverige kommer från Göteborg Energi (2006). Denna modell för beräkning av priserna för EO1 och EO5 utifrån råoljepriset (för 1:kvartal år 2006) ger priser som stämmer väl med statistik från EUs *Oil Bulletin* för EO5. Priserna för EO1 var däremot betydligt högre (447 SEK/MWh enligt EU statistik jämfört med 372 SEK/MWh enligt modellen).

Naturgas

Även naturgaspriser är som bekant mycket volatila just nu. WEO 2005 föreslår ett EU gränspris på 145 SEK/MWh för år 2020². Med tillägg för transport och distribution fås då 185 SEK/MWh hos storkunder i Sverige. Detta värde används i scenarierna 1 och 2.

Under 1:a kvartal 2006 var EU-gränspriset för naturgas 7,97 USD/mmbtu (GCV) enligt "Commodity Price Data Statistics" från World Bank. Detta pris används som bas i scenario 3 och 4. Efter omräkning till SEK/MWh (LHV) och tillägg för transport och distribution fås 275 SEK/MWh för storkunder i Sverige, dvs mycket nära DONGs genomsnittligt listpris för samma period (283 SEK/MWh). Notera dock att det är priset i USD/mmbtu som används som bas i scenario 3 och 4, och att omräkning till SEK i samtliga scenarier görs med genomsnittlig växelkurs för 2004.

CO₂-priser

Två nivåer för CO₂-pris föreslås för att avspegla olika ambitionsnivå för CO₂-reduktion, enligt nedan.

Låg nivå (scenario 1 och 3)

Måttlig ökning av ambitionsnivå för CO₂-reduktion antas leda till ett CO₂-pris på 250 SEK/ton³. Se till exempel resultaten för skuggpriser för CO₂-utsläppen som presenteras i rapporten från Nordleden projektet (Nordleden, 1999 och 2003).

Hög nivå (scenario 2 och 4):

För högre ambitionsnivå för CO₂-reduktion antas det att CO₂-priset måste vara omkring 400 SEK/ton. Denna nivå är över den nivån som behövs för att investera i kolkondensanläggningar med CO₂-avskiljning i elsektorn (IPCC 2005, Elforsk 2005).

Dessa nivåer antas gälla för samtliga sektorer som berörs av projektet (dvs värme, el och drivmedel). Vi utgår alltså ifrån fortsatt harmonisering av CO₂-reduktionen inom

² Det bör påpekas att naturgaspriset är mycket högt just nu pga prisindexering mot oljan. En del av spekulationer kring naturgaspriset handlar om hur snabbt och i vilken omfattning oljeindexering minskar. IEA verkar tro på fallande oljepriser (jämfört med dagens nivå) och ganska snabb frikoppling av naturgaspriser gentemot oljepriser. Det bör även påpekas att IEAs argumentering kring naturgaspriser inte innefattar en kraftig ökande efterfrågan för naturgas som resultat av CO₂-minskningar.

³ Notera att 250 SEK/ton var genomsnitt priset för utsläppsrätter i EUs handelsystem under 1:a kvartal 2006. Vi antar här att detta pris, som var betydligt högre än förväntningar, var ett bevis på en omogen marknad. Under 2:a kvartalet 2006 har priserna sjunkit till cirka 150 SEK/ton.

EU. Ett liknande antagande görs i tex Sköldberg (2005). Notera även att vid scenariomötet den 11:a maj diskuterades en tredje nivå för CO₂-priset på 600 SEK/ton. Efter scenarioberäkningar konstaterar vi att en så hög nivå resulterar i orimligt höga el- och bibränslepriser med de prismodeller som används. Av denna anledning bör CO₂-pris på 600 SEK/ton inte ingå i ordinarie scenarier. Det är naturligtvis möjligt att räkna på ett högre CO₂-pris inom ramen för ett av delprojekten, men vi föreslår att detta görs mer som en känslighetsanalys, dvs utan omräkning av framför allt bibränslepriser.

Elcertifikat

Här används principer som tas fram i Ådahl (2004) samt egna bedömningar. Grundantagandet är att högre CO₂-priser leder till lägre pris på elcertifikaten, eftersom ett högre CO₂-pris ger högre elpris, vilket skapar incitament för ”grön” elproduktion utan särskilt stöd⁴. Genomsnittspriset under 1:a kvartal 2006 var 203 SEK/MWh_{el}. Vi utgår ifrån att certifikatspriset är lägre 2020 även i de scenarier då CO₂-priset är det lägre. För Scenario 1 och 3 antas därför 150 SEK/MWh_{el}. För Scenarier 2 och 4, med högre CO₂-pris, antas 50 SEK/MWh_{el}.

Elpris SPOT

Genomsnittligt spotpris för el på Nordpool var 363 SEK/MWh under 1:a kv 2006 (prisområde Sverige). Det är viktigt att notera att elproducenterna inom Nordpoolområdet omfattas numera av EUs handel med CO₂-utsläppsrätter, således inkluderar elpriserna kostnader för utsläpp av CO₂.

För scenarierna antas det att elpriset sätts av en välfungerande marknad där elförbrukning alltid täckas av den billigaste tillgängliga tekniken. Med ökande efterfrågan kommer det för eller senare att finnas behov av att etablera ny produktionskapacitet, vilket leder till högre elpriser⁵.

För scenariofallen 1-4, som anses avspegla situationen i 2020, antas det att elpriserna måste vara tillräckligt höga för att motivera investeringar i ny produktionskapacitet, enligt diskussionen ovan. Ny produktionskapacitet, så kallad ”build margin” antas bestå av kondenskraftverk som eldas med kol eller naturgas. Det antas även att teknik för CO₂-avskiljning och lagring är kommersiell tillgänglig⁶. Den teknik som ger billigaste

⁴ Förhållande mellan CO₂- och certifikatspris diskuteras exempelvis i (Unger & Ahlgren, 2004).

⁵ Produktion av el sker med en kombination av produktionsanläggningar med olika egenskaper och kostnader. Tillgångskurvan i marknaden tas fram genom att man ordnar produktionsanläggningar i förhållande till stigande rörliga produktionskostnader, s.k. ”merit order”. Den produktionsteknik som används för att täcka den sista förbrukade enheten el på marknaden blir marginalteknik. I Norden är det el från kondenskraftverk i Danmark på marginalen (STEM 2002) och således den som bestämmer elpris och marginella CO₂-utsläpp ifrån el (för beräkning av CO₂-utsläpp ifrån dagens kolkraftverk har en elverkningsgrad på 0.42 använts). Detta resonemang utgår ifrån dagens befintliga produktionskapacitet, där endast rörliga kostnader ingår. Om man istället utgår ifrån att efterfrågan ökar från år till år och att existerande kraftverk fasas ut av olika anledningar, kommer det för eller senare att finnas behov av att etablera ny produktionskapacitet, vilket leder till högre elpriser.

⁶ Följande 4 alternativ för marginalel är medtagna:

1. Ny kolkondens (elverkningsgrad 0,47)
2. Kolkondens med koldioxidavskiljning
3. Naturgaskombi
4. Naturgaskombi med koldioxidavskiljning

elpris (när investeringen inkluderas) i respektive scenario, antas vara "build margin" för det scenariot. Med känd marginalteknik fås elpris och CO₂-utsläpp för respektive scenario, se figur 1.

Biobränsle

I Ådahl (2004) och Löfgren och Ådahl (2005) föreslås det att på mellanlång sikt kommer biobränslepriser att vara kopplade till elpriser (inkl CO₂ handel) i och med att det kommer att vara attraktivt att samelda biobränsle med kol i de stora kolkraftverken i Europa. I detta sammanhang antas kolkraftverkens betalningsvilja för biobränsle vara kolpriset plus CO₂-priset.

I energimarknadsmodellen antas det att kolkraftverk, med eller utan CO₂-avskiljning, är marginalanvändare om biobränsletillgången är hög. Detta då kolkraftverken kan ta emot nästan obegränsade mängder biobränsle. Hög biobränsletillgång antas för scenario 1-3.

Med låg biobränsletillgång i förhållande till efterfrågan, antar vi att en användare med högre betalningsvilja blir marginalanvändare. Detta leder till biobränslepriser som är betydligt högre än vad kolkraftverken är villiga att ge. Exempel på användare med hög betalningsvilja är de som kan bygga ut kraftvärme utifrån sitt värmeunderlag⁷.

I scenario 4 (med höga fossilbränslepriser och ett högt CO₂-pris) antas det att biobränsletillgången är låg i förhållande till efterfrågan. Detta leder till höga biobränslepriser. I modellen antas det att samtliga användare med hög betalningsvilja får den mängd biobränsle de kan utnyttja, således blir marginalanvändaren den som har lägst betalningsvilja av de med hög betalningsvilja.

Anläggningsdata och kostnader för ovanstående alternativ är hämtade ifrån Elforsk (2003) och Elforsk (2005).

⁷ Följande biobränsleanvändare med hög betalningsvilja är inkluderade i beräkningsmodellen:

1. Utbyggnad av biobränsleeldade hetvattenpannor till kraftvärme i svenska fjärrvärmesät (ångcykel och BIGCC med 4500 h drifttid).
2. Konvertering av naturgaseldade ångpannor till biobränsleeldad kraftvärme i industrier på kontinenten (BIGCC med 7800 h drifttid).

Anläggningsdata är hämtade ifrån Ekström et al. (2001) och Sydkraft (2000).

Energimarknadsscenarier 2020

Resulterande energimarknadsscenarier presenteras i tabell 2 och 3 nedan.

Tabell 2. Energimarknadsscenarier för 2020.

Scenario		Q1 2006	1	2	3	4
CO2-pris ETS Handel	SEK/ton	250	250	400	250	400
Elcertifikatspris	[SEK/MWh-el]	204	150	50	150	50
EO1	[SEK/MWh-br]	447	236	236	372	372
EO1 inkl CO2 handel	[SEK/MWh-br]	515	303	344	440	480
EO5	[SEK/MWh-br]	301	194	194	304	304
EO5 inkl CO2 handel	[SEK/MWh-br]	370	263	304	373	414
Naturgas	[SEK/MWh-br]	283	185	185	262	262
Naturgas inkl CO2 handel	[SEK/MWh-br]	334	236	266	313	343
Kol	[SEK/MWh-br]	58	49	49	58	58
Kol inkl CO2 handel	[SEK/MWh-br]	140	130	179	140	189
Biobränsle PELLETS	[SEK/MWh-br]	208	228	314	245	425
Biobränsle FLIS	[SEK/MWh-br]	142	153	210	164	284
Biobränsle BIPROD	[SEK/MWh-br]	122	130	179	140	243
CO2 utsläpp biobränsle	[kg/MWh-br]	327	327	327	327	82
Elpris SPOT (inkl CO2 handel)	[SEK/MWh-el]	363	497	540	531	567
CO2 utsläpp EL	[kg/MWh-el]	779	350	100	696	100
Alla priser i 2004 penningvärde. Växelkurs 2004: 7.35 SEK/USD (Riksbanken)						

Tabell 3. Energimarknadsscenarier för 2020. Marginalteknik för elproduktion + Marginalanvändare av biobränsle i de olika scenarierna

	Marginalteknik för elproduktion	Marginalanvändare av biobränsle BIPROD
Q1 2006	Kolk.	Sameldning CFB kol
Scenario 1	NGCC	Sameldning CFB kol
Scenario 2	Kolk. + CCS	Sameldning CFB kol
Scenario 3	Kolk.	Sameldning CFB kol
Scenario 4	Kolk. + CCS	CHP(BIGCC)-fjv-sv

Referenser

- DOE, 2006. "Annual Energy Outlook 2006 with Projections to 2030". US Dept of Energy, Energy Information Agency. Available at <http://www.eia.doe.gov/oiaf/aeo/index.html>
- Ekström, C., Amnell, G., Anheden, M., Eidensten, L., Kierkegaard, G., 2001. "Biobränsle från skogen. En studie av miljökonsekvenser och ekonomi för olika användningar". Vattenfall Utveckling AB, Stockholm. Rapportnr U 01:30.
- Elforsk, 2003. "El från nya anläggningar". Elforsk rapport 03:14. Författare: M Barring, O Nyström, P-A Nilsson, F Olsson, M Egard, P Jonsson.
- Elforsk, 2005. "Avskiljning och lagring av koldioxid i ett nordiskt systemperspektiv - en studie baserad på arbete inom IEA:s FoU-program kring växthusgaser". Elforsk rapport 05:27. Författare: Jenny Gode och Gunnar Hovsenius.
- Göteborg Energi, 2006. Personal communication with Anders Ådahl.
- IEA, 2005. "World Energy Outlook 2005. Middle East and North Africa Insights". IEA/OECD, Paris, France.
- IPCC, 2005. "IPCC Special Report on CO₂ Capture and Storage". Cambridge University Press.
- Löfgren, Åsa och Ådahl, Anders, 2005. "Framtida biobränslepriser – prisbildningsmekanismer under olika klimatåtaganden". Internrapport till projektet "Biokombi Rya".
- Nordleden, 1999. Slutrapport, Etapp I (1999). Nordledens kansli, c/p Profu i Göteborg AB, Mölndal.
- Nordleden, 2003. Slutrapport, Etapp II (2003). Nordledens kansli, c/p Profu i Göteborg AB, Mölndal.
- Sköldberg, H., 2005. "Kraftvärme i framtiden". Elforsk. Rapportnr 05:37.
- STEM, 2002. "Marginal elproduktion och CO₂-utsläpp i Sverige". Rapport ER 14:2002. Finns på www.stem.se.
- STEM, 2006a. "Prisblad för biobränslen, torv, mm." Nr 2, 2006. Finns på www.stem.se
- STEM, 2006b. "Energiförsörjningen i Sverige - Kortsiktsprognos 2006-03-15", Rapportnr 2006:04. Finns på www.stem.se
- STEM, 2006c. "Oljans ändlighet – Ett rörligt mål!", Rapportnr 2006:21. Finns på www.stem.se
- Sydkraft, 2000. "Värnamoverket – En demonstrationsanläggning för el- och värmeproduktion ur biobränsle, baserad på trycksatt förgasning. Demonstrationsprogrammet 1996-2000".
- Unger, Thomas och Ahlgren, Erik, 2005. "Impacts of a common green certificate market on electricity and CO₂-emission markets in the Nordic countries". *Energy Policy*, Volume 33, Issue 16, November 2005, Pages 2152-2163.
- World Bank, Commodity Price Data (Pink Sheet) summary table, June 2006. Finns på www.worldbank.org.

Ådahl, Anders, 2004. "Process Industry Energy Projects in a Climate Change Conscious Economy". PhD Thesis. Heat and Power Technology, Chalmers.

BKR 11

Framtida biobränslepriser – prisbildning under olika klimatåtaganden

Framtida biobränslepriser – prisbildning under olika klimatåtaganden

En rapport inom projekt BioKombi Rya

Åsa Löfgren

Nationalekonomiska institutionen med statistik,
Göteborgs universitet

Anders Ådahl

Erik Axelsson

Värmeteknik och maskinlära, Institutionen för energi och miljö,
Chalmers tekniska högskola



CHALMERS

Institutionen för Energi och miljö



Handelshögskolan
VID GÖTEBORGS UNIVERSITET

Förord

Vi är tacksamma för givande diskussioner med övriga projektdeltagare, projektledning och referensgruppen inom projektet Biokombi Rya, samt Henrik Hammar vid Konjunkturinstitutet. Vi tackar Göteborg Energi AB, Göteborg Energis forskningsstiftelse, och Statens Energimyndighet för finansiellt stöd.

Innehållsförteckning

FÖRORD	3
SYFTE OCH DISPOSITION	7
BESKRIVNING AV SVENSK ENERGI- OCH MILJÖBESKATTNING MED SPECIELLT FOKUS PÅ KRAFTVÄRME	7
SKOGSSEKTORN - UTBUD OCH EFTERFRÅGAN	10
<i>Massaved</i>	<i>11</i>
<i>Sågtimmer</i>	<i>11</i>
<i>Skogsbränsle/Biobränsle</i>	<i>12</i>
INTRODUKTION TILL SCENARIER FÖR FRAMTIDA BIOBRÄNSLEPRISER	16
<i>Internationellt antas att samtliga scenarier</i>	<i>19</i>
<i>Nationellt antas att samtliga scenarier</i>	<i>19</i>
SCENARIO NATIONELL	19
<i>Exempel på modellstudie Global Låg</i>	<i>22</i>
GLOBAL HÖG	23
<i>Exempel på modellstudie Global Hög</i>	<i>25</i>
AVSLUTANDE KOMMENTARER	26
REFERENSER	27

Syfte och disposition

Syftet med denna rapport är att beskriva potentiella framtida biobränslemarknader för att stärka kunskapen om hur priset på biobränsle kan utvecklas i framtiden.

Rapporten inleds med en historisk överblick över styrmedel inom energi- och miljöområdet i Sverige med speciellt fokus på kraftvärme. Efter detta följer en beskrivning av dagens biobränslemarknad samt en diskussion om framtidens biobränslemarknad utifrån tre tänkbara scenarier som ger upphov till olika prisnivåer på biobränslen (dessa scenarier överrensstämmer med scenarier framtagna i Projekt Grunddata Biokombi Rya).

Beskrivning av svensk energi- och miljöbeskattning med speciellt fokus på kraftvärme

Dagens styrmedel (år 2006) som går att klassa som miljörelaterade styrmedel eller energibeskattning och som är relevanta för (har en direkt effekt på) kraftvärmeindustrin är energiskatt, koldioxidskatt, svavelskatt, NO_x-avgift¹, elcertifikat, handel med utsläppsrätter, långsiktiga avtal och program för energieffektivisering. Koldioxidskatt, elcertifikat och utsläppshandel är dock de styrmedel som är mest relevanta att diskutera i relation till efterfrågan och tillgång på biobränsle.

Miljöskatter

Skatt på olja introducerades redan under 1970-talet, vilket genom relativprisförändringar medförde en substitution till framförallt kol, biomassa och elektricitet. År 1991 infördes en koldioxidskatt motsvarande 0.25 SEK/kg CO₂ samt skatt på svavel. Samtidigt minskade energiskatten med 50 %.² Detta var del av en s.k. grön skatteväxling där målet var att sänka inkomstskatten och införa miljöskatter samt att bredda basen för uttag av energiskatt. En oro över konkurrensvillkoren för produktion i Sverige har dock drivit fram en mängd undantag och nedsättningar av koldioxid- och energiskatten. Liknande typer av nedsättningar har gjorts i flera länder i Europa, exempelvis har Norge, Danmark och Schweiz genomfört nedsättningar av koldioxidskatten för industrin. År 1993 befriades den svenska industrin helt från energiskatt och koldioxidskatten sänktes till 25 % av den tidigare nivån. Därefter har koldioxidskatten justerats uppåt ett flertal gånger.

Värmeproduktion i kraftvärmeverk belastas med koldioxidskatt (21 %), men ingen energiskatt. Det utgår dock ingen skatt för att producera el, och därför infördes regler (1 januari 2004) som anger att samtliga insatta bränslen skall fördelas proportionellt på andelen producerad el respektive värme i kraftvärmeverk (STEM, 2005). På grund av införandet av handel med utsläppsrätter (se nedan för en diskussion om detta) har under 2006 koldioxidskatten minskat för den handlande sektorn med 14 % (från 91 öre/kg CO₂ till 78 öre/kg CO₂), och dessutom utgår ingen koldioxidskatt alls på högeffektiv kraftvärme (minst 38 % elverkningsgrad och 89 % totalverkningsgrad). För övrig kraftvärme gäller en sänkning till 7 % av full koldioxidskatt. Regeringen uttryckte en

¹ Som återbetalas till industrin i relation till produktion, dvs. företagen betalar i relation till utsläpp och får alltså mer tillbaka ju lägre utsläpp/producerad enhet.

² Syftet med energiskatten är framförallt att generera skatteintäkter medan koldioxidskatten primärt har ett miljöstyrande motiv.

ambition i budgetpropositionen (2005) att på sikt fasa ut koldioxidskatten för den handlande sektorn. Kraftvärmebeskattningen påverkar alltså framförallt relativpriset mellan biobränslen och fossila bränslen. Enligt uppgift till STEM (2005, s.20) "...angavs den reducerade kraftvärmebeskattningen som den styrmedelsförändring efter elcertifikat som påverkat deras verksamhet i störst utsträckning."

Elcertifikat

Gröna elcertifikat¹ har bidragit till att produktionen av el från biobränsle har ökat de senaste åren, då certifikaten har satt en minimigräns för förnyelsebar energi. Certifikaten styr dock mot förnyelsebara energikällor och inte biobränsle per se, och styrmedlet karaktäriseras därmed av ett visst mått av teknikneutralitet. Söderholm och Hammar (2005) diskuterar elcertifikatens kostnadseffektivitet och drar slutsatsen att det är rimligt att anta att marginalkostnadsvillkoret är uppfyllt, då alla elproducenter har samma subvention av produktion av förnyelsebar el. Dock anser författarna att det finns två skäl att anta att elcertifikatssystemet inte är kostnadseffektivt (vilket inte är samma sak som att marginalkostnadsvillkoret är uppfyllt) "...alla förnyelsebara energikällor inte alltid: (a) åtnjuter likartade villkor för finansiering; samt (b) möter likvärdiga tillstånds- och lokaliseringsregler vid investeringen." Tidigare hade elcertifikatssystemet en relativt kort livslängd, eftersom det var osäkert om subventionen skulle finnas kvar efter 2010. Detta har gjort att ökad elproduktion från biobränsle är det som har gynnats av certifikatshandeln. Investeringar av nya anläggningar och ny teknik som är helt avhängig elcertifikatssystemet för att vara lönsam har diskriminerats. Detta var extra olyckligt då tanken med systemet var att stimulera till ny teknologi. Det är alltså viktigt att se på effekter på både lång och kort sikt för att avgöra om ett styrmedel är kostnadseffektivt. Enligt nya regler kommer dock certifikatssystemet att finnas kvar till 2030. Detta kommer alltså att innebära att kostnadseffektiviteten av systemet kommer att öka. En anläggning kan dock enligt de nya reglerna bara tilldelas elcertifikat under 15 år.

Elcertifikatssystemet har kraftigt påverkat utvecklingen på kraftvärmeområdet (substitution från fossila bränslen till biobränslen) och i en undersökning av Energimyndigheten anger kraftvärmeproducenterna att elcertifikat är den styrmedelsförändring som påverkat verksamheten i kraftvärmeverk mest (STEM, 2005). Intäkten från försäljning av elcertifikat för ett biobränsleldat kraftvärmeverk är ungefär i samma storleksordning som utsläppsrättskostnaden i ett oljeeldat kraftvärmeverk (STEM, 2005).

Handel med utsläppsrätter

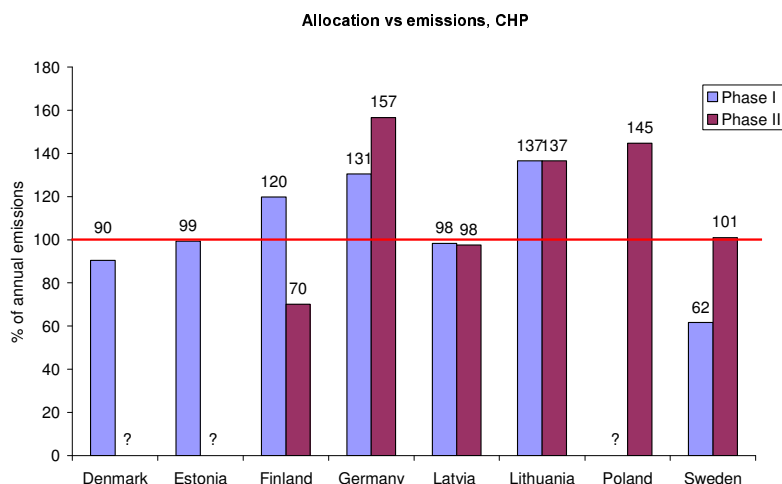
I januari 2005 infördes handel med utsläppsrätter (EU Emissions Trading Scheme). I handelsrättssystemet ingår energisektorn, produktion och bearbetning av metaller, mineralindustrin samt pappers- och massaindustrin (SOU 2003:60). Handel med utsläppsrätter utnyttjar regleringens fördel vid stora osäkerheter (både på företagssidan och framtida klimatkostnader) genom att sätta ett tak på koldioxidutsläpp, samtidigt som handeln gör att kostnadseffektivitet uppnås (inom handlande sektorer och länder). Utsläppshandeln omfattar, till skillnad från koldioxidskatten även elproduktion. Om vi jämför den styrning (substitution bort från fossila bränslen) som koldioxidskatten (19

¹ Elproducenter får ett elcertifikat för varje MWh förnybar el som produceras. Elcertifikaten säljs till elkonsumenter som är skyldiga att handla en viss kvot förnybar el. Elcertifikaten har dock ett maxpris. Marginalkostnaden för att producera grön el är lika med priset på el minus priset på elcertifikat.

öre/kg koldioxid för kraftvärme) innebar, är motsvarande utsläppsrättspris 9.5 öre/kg koldioxid för naturgas och 12 öre/kg koldioxid för kolkraftvärme (STEM, 2005).

Allokeringen av utsläppsrätter baseras på historiska utsläpp för första handelsperioden (2005-2007) och generellt blev industriföretag tilldelade fler utsläppsrätter än de har haft behov av, medan det omvända gäller för energiföretag. Kraftvärmen särbehandlas inom utsläppshandelssystemet genom att nya anläggningar får gratis (men dock en godtycklig mängd) tilldelning av utsläppsrätter (STEM, 2005). Denna godtyckliga mängd tilldelade utsläppsrätter har kritiserats hårt av kraftvärmeindustrin i Sverige på grund av den låga mängden tilldelade utsläppsrätter i relation till utsläpp. I Åhman och Holmgren (forthcoming) visar författarna hur allokering av utsläppsrätter till nya anläggningar inom kraftvärmeindustrin skiljer sig åt mellan EU-länder. Figur 1 visar att Sverige i första handelsperioden klart tilldelade lägst mängd rättigheter i relation till behov till nya kraftvärmeanläggningar. Figuren bygger på en typinstallation likvärdig med Rya Kraftvärmeverk.

Figur 1. Årlig allokering av utsläppsrätter till en ny kraftvärmeanläggning i relation till faktiska utsläpp (hämtad från New Entrant Allocation in the Nordic Energy Sectors – current principles and options for EU ETS phase II, Figure 2. Åhman och Holmgren, forthcoming)



För andra handelsperioden har dock allokeringen av utsläppsrätter till ett nytt kraftvärmeverk (likvärdigt med Rya) ökat och fyller hela behovet (möjligen med ett visst underskott givet EU-kommissionens bakläxa av det svenska förslaget avseende svensk tilldelning av utsläppsrätter för 2008-2012, se nedan).

Utsläppsrättssystemet är utformat så att det kommer att gå att minska taket över tiden. Allokeringen av rättigheter för 2008-2012 har baserats framförallt på de faktiska utsläpp som skett under 2005. För Sverige innebär det ungefär samma mängd utsläppsrätter som under första perioden, vilket innebär en reduktion med ca. 10 % jämfört med det förslag Sveriges regering själv lagt. I takt med att taket sänks är det också rimligt att priset på utsläppsrätter stiger eftersom utsläppsminskande åtgärder som är billiga teoretiskt borde utföras först. Priset på utsläppsrätter totalt sett avgörs dock av ett flertal mycket komplexa faktorer. Dessa skulle grovt kunna uppdelas i

längre sikt är det viktigt att först ge en kortare sammanfattning av vad som påverkar utbud och efterfrågan på massaved, sågtimmer och skogsbränslen⁴, d.v.s. de tre varor som skogsbruket säljer till sågverksindustrin, massa- och pappersindustrin respektive energisektorn (för en mer fördjupad diskussion hänvisar vi till *Uppdrag rörande den framtida användningen av bioenergi i Sverige*, 2004).

Massaved

Efterfrågan på massaved

Massa- och pappersindustrin efterfrågar massaved för att kunna tillverka pappersmassa. Efterfrågan på massaved är framförallt beroende av produktionskostnader (för att producera massa och papper), priserna på substitut till färskfiber (exempelvis priset på returpapper) och marknadspriset på massa och papper (d.v.s. priset på slutproduktsmarknaden). Lagar och förordningar påverkar också efterfrågan på massaved. Om en lag exempelvis säger att ett pappersbruk måste använda en viss andel returfiber i sin produktion kommer detta att minska efterfrågan på massaved.

Utbud av massaved

Andelen massaved och sågtimmer som bjuds ut till försäljning påverkas naturligtvis av det pris som skogsägarna kan få för sina produkter. När priset på sågtimmer går upp vill en skogsägare sälja mer sågtimmer, men detta resulterar i att *mindre* massaved bjuds ut på marknaden. Skogsägarna kan välja gallring (större andel massaved) eller slutavverkning (större andel sågtimmer). En stor andel av massaveden är dock möjlig att klassificera som sågtimmer. En skogsägare kan också välja att sälja sin skogsråvara som biobränsle om priset på biobränsle är högt. Utbudet på massaved beror alltså främst på relativpriser mellan massaved, sågtimmer och skogsbränsle, samt virkesförrådets storlek, skogens ålder och räntor på alternativa investeringar.

Sågtimmer

Efterfrågan på sågtimmer

Biprodukter (t.ex. spån, flis, bark) från produktionen av sågade trävaror (som framförallt säljs till byggsektorn) säljs till skivindustrin, massa- och pappersindustrin samt energisektorn. Sågverkets teknologi avgör hur stor andel sågade trävaror som produceras i relation till insatt sågtimmer. Denna relation ligger runt 40-50 %. Sågverkens efterfrågan på sågtimmer beror på priset på deras slutprodukter (även biprodukterna eftersom det råder konkurrens om dessa), men sågverkens kostnader påverkar också efterfrågan, exempelvis ger ett högre energipris en minskad efterfrågan på sågtimmer. Sågverksindustrin påverkas också av internationella konjunktursvängningar, då en stor andel av slutprodukten exporteras utomlands.

Utbud av sågtimmer

Faktorer som förklarar utbudet av sågtimmer är detsamma som de som förklarar utbudet av massaved, d.v.s. relativpriser mellan sågtimmer, massaved och biobränsle, skogens ålder och räntan på alternativa investeringar.

⁴ Som vi ibland även refererar till som biobränsle.

Skogsbränsle/Biobränsle

Det finns olika typer av biobränsle. Viss typ av biobränsle är biprodukter från andra produktioner, exempelvis sågverksflis från sågverksindustrin, och utbudet av denna typ av biobränsle påverkas av hur mycket som produceras av slutprodukten. Förädlade skogsbränslen såsom pellets, briketter och pulver antas i figur 2 ovan ingå i energisektorn, d.v.s. bränsleförädlingsindustrin ingår i energisektorn.

Efterfrågan på skogsbränsle/biobränsle

I värme- och kraftvärmeverk är idag skogsbränsle den största enskilda bränslekategorin. När ett företag (t.ex. ett kraftvärmeverk) skall välja insatsfaktorer minimerar företaget sina kostnader givet sin teknologi, d.v.s. i detta fall de möjligheter kraftvärmeverket har att producera värme, elektricitet och/eller andra varor (ex. drivmedel) givet varje tänkt produktionsnivå. På kort sikt har företag mindre flexibilitet att förändra sina insatsvaror, men på lång sikt blir fler val möjliga. Detta överensstämmer med det vi ser idag, att val av bränsle tycks vara mycket nära kopplat till bränslets pris. Vid en förändring av relativpriser (d.v.s. en förändring av priset av ett bränsle i förhållande till andra bränslepriser) kommer en substitution ske från det dyrare bränslet till det billigare, men det kommer också att ske en ”output” effekt, eftersom totala produktionsnivån kommer att minska om priset på ett bränsle går upp (givet allt annat lika). En mer ingående analys kompliceras av att det finns flera olika biobränslen som kan användas i samma kraftvärmeverk. Genom att titta på historiska data (empirisk analys) kan vi se hur den faktiska substitutionen i kraftvärmeverk har gått till. Enligt nationalekonomisk teori kommer efterfrågan på en insatsvara minska om priset på denna ökar, d.v.s. en negativ ”egen” prisseffekt. Korsprisseffekterna däremot bestäms av de teknologiska förutsättningarna för varje kraftvärmeverk (vad händer när priset på el går upp med efterfrågan på biobränsle?).

Utbud av skogsbränsle/biobränsle

Utbudet av biobränsle bestäms delvis av storleken på det övriga utbudet av skogsråvara (sågtimmer och massaved), eftersom en del av biobränslet är biprodukt till annan produktion (exempelvis sågverksflis från sågverksindustrin). Utbudet bestäms också av relativpriser mellan massaved, sågtimmer och skogsbränsle, eftersom skogsägaren kan välja att tillpassa massaveden vid en grövre toppdiameter för att på så sätt göra skogsbränsleuttag mer lönsamt.

Råvarukonkurrens

Efterfrågan på biobränsle har ökat över tiden.⁵ En bidragande orsak har varit de politiska beslut om ökade skatter på fossilbränsleanvändning som under framförallt 1990-talet gjort det attraktivt att använda biobränsle som substitut till olja och naturgas i energisektorn. Detta har gett upphov till en debatt avseende effekterna av den ökande efterfrågan och konkurrensen om massaved och sålunda effekterna på pappers- och massaindustrin. För att massaved skall vara intressant för energisektorn måste två villkor vara uppfyllda. För det första måste priset på massaved vara så pass lågt att det inte är billigare med något alternativt bränsle (exempelvis biobränsle eller naturgas). Eftersom värmeproducenter har störst betalningsvilja i energisektorn är det störst sannolikhet att detta är fallet i värmesektorn. Bränsle som används för att producera el är obeskattat vilket ökar sannolikheten att annat bränsle än massaved väljs för att

⁵ Av den totala energitillförseln år 2003 stod biobränsle för cirka 16 % (ITPS, 2005).

producera el (exempelvis biobränsle eller naturgas⁶). För det andra måste priset vara så pass högt att skogsindustrin vill sälja till energisektorn istället för till massa- och pappersindustrin. Den befarade konkurrensen har än så länge uteblivit (eller sker bara på marginalen). Vi (precis som Lundmark och Söderholm, 2004) vill dock vara tydliga med att det *inte* per automatik är dåligt med en ökad råvarukonkurrens som medför förändringar i industristrukturen. Strukturförändringar kan till och med vara önskvärda sett ur ett samhällsekonomiskt perspektiv där målet är att befintliga produktionsfaktorer skall ge så stor avkastning som möjligt, och det är inte självklart att den är störst i massa- pappersindustrin. Det kan dock finnas andra tungt vägande skäl (t.ex. regionalpolitiska) som motiverar att den svenska skogsindustrin (d.v.s. i detta fall pappers- och massa industrin) skyddas.

Empiriska resultat

I både Lundmark och Söderholm (2004) samt *Uppdrag rörande den framtida användningen av bioenergi i Sverige* (SLU, 2004) ges en översikt över empiriska studier som har analyserat utbud och efterfrågan på skogsråvara (massaved, sågtimmer och biobränsle). Slutsatsen är att de ”egna” priseffekterna är negativa (när priset på ett bränsle/råvara går upp används det mindre av detta bränsle/råvara) och korspriseffekterna är positiva (när priset på ett bränsle/råvara går upp används det mer av ett annat bränsle/råvara, d.v.s. de två bränslena/råvarorna är substitut). Detta stämmer väl överens med vad som förväntas utifrån nationalekonomisk teori. Dock är utbud och efterfrågan på skogsbränsle mindre analyserad än massaved och sågtimmer, vilket kan bero på att skogsbränsle har antagits vara en biprodukt från skogsbruket, och inte som en direkt del i ett komplext system såsom Figur 2 illustrerar. Bengt Kriström och Runar Brännlund har i *Uppdrag rörande den framtida användningen av bioenergi i Sverige* (SLU, 2004) gjort egna beräkningar (simuleringar) av priselasticiteter för utbud och efterfrågan av massaved, sågtimmer och skogsbränslen. Deras resultat presenteras i Tabell 1 nedan.

⁶ Notera dock att dagens höga priser på utsläppsrätter gjort att naturgas är dyrare än vad som antagits i många studier.

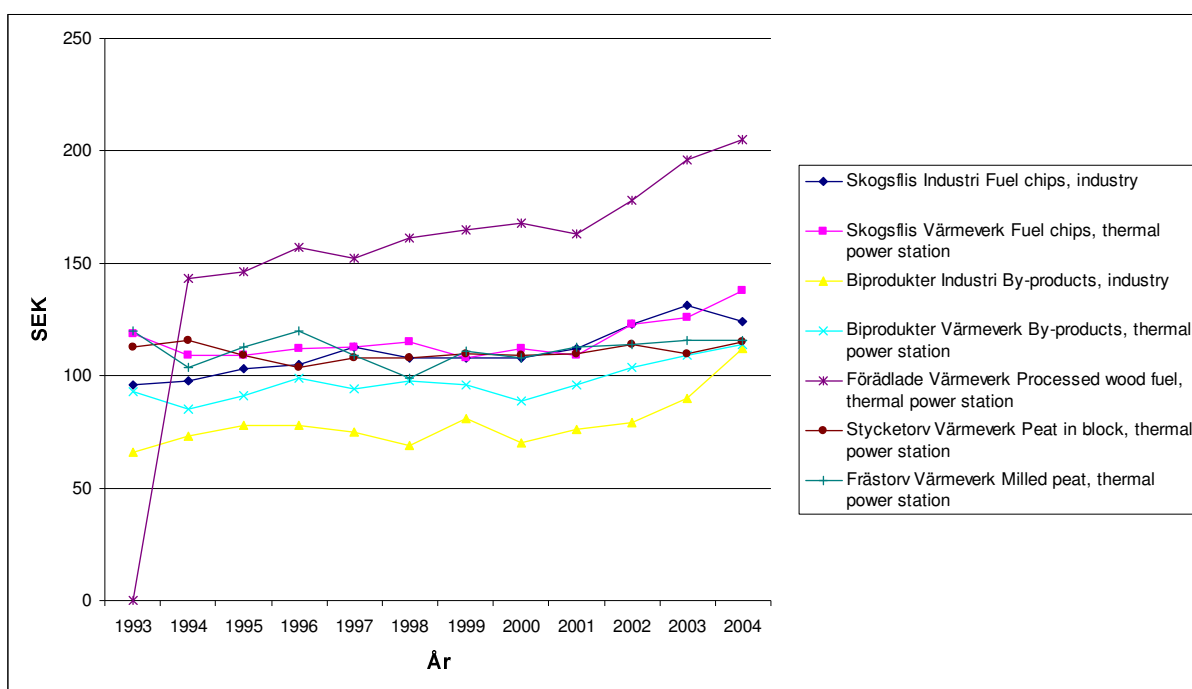
Tabell 1. Priselasticiteter för utbud och efterfrågan av massaved, sågtimmer och skogsbränslen, utvärderade vid 1994 års priser och kvantiteter.

Skogsbrukets utbud								
	P _{MV}		P _{ST}		P _{SB}		Avverkningskostnader	
	KS	LS	KS	LS	KS	LS	KS	LS
Massaved	0.68	-	-0.08	-	-0.05	-	-0.55	-
Sågtimmer	-0.05	-	0.37	-	-0.16	-	-0.16	-
Skogsbränsle	-0.15	-	-0.71	-	0.28	-	0.59	-
Massaindustrins efterfrågan								
	P _{Massa}		P _{MV}		P _{EL}		P _L	
	KS	LS	KS	LS	KS	LS	KS	LS
Massaved	0.16	0.20	-	-	-0.30	-0.39	0.15	0.18
			0.003	0.004				
Sågverkens efterfrågan								
	P _{Trävaror}		P _{ST}		P _{EL}		P _L	
	KS	LS	KS	LS	KS	LS	KS	LS
Sågtimmer	0.43	0.51	-0.52	-0.62	-0.48	-0.57	0.57	0.68
Energisektorns efterfrågan								
	P _{Värme}		P _{SB}		P _{OIL}		P _L	
	KS	LS	KS	LS	KS	LS	KS	LS
Skogsbränsle	0.02	0.17	-0.15	-1.09	0.09	0.60	0.04	0.32

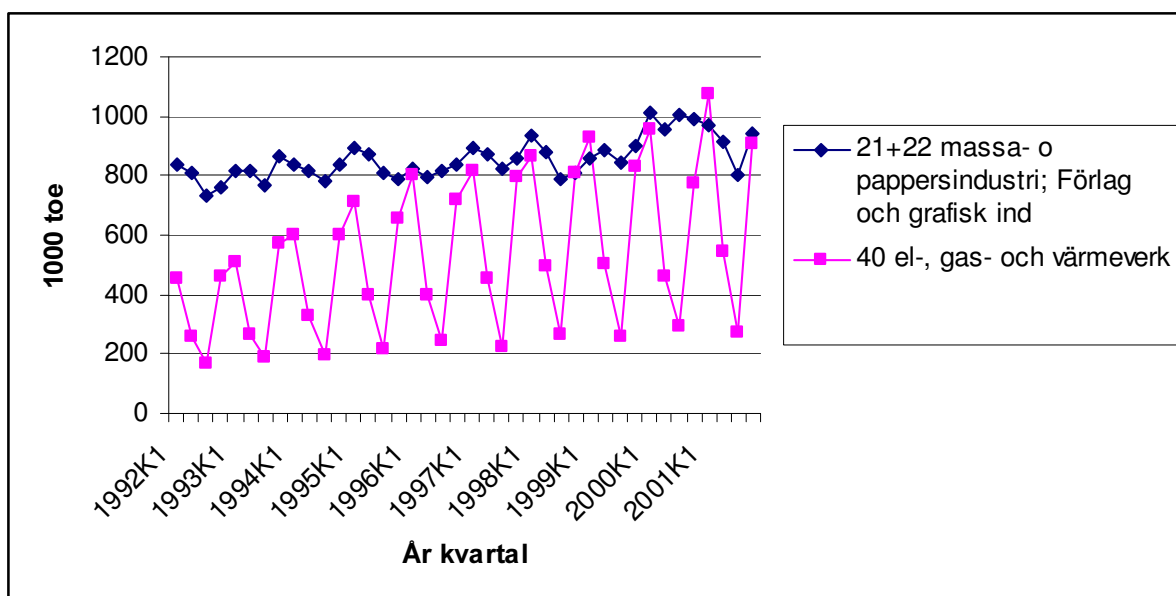
Tabell 5.3.1 i *Uppdrag rörande den framtida användningen av bioenergi i Sverige* (SLU, 2004). P_{MV} = pris massaved, P_{ST} = pris sågtimmer, P_{SB} = pris skogsbränsle, P_{Massa} = pris pappersmassa, P_{EL} = pris el, P_L = pris arbetskraftskostnad, P_{Värme} = pris värme, P_{OIL} = pris eldningsolja, KS = kort sikt, LS = lång sikt.

I Figur 3 och 4 illustreras utvecklingen av priser och konsumtion av bibränsle över tiden (datan är hämtad från Skogsvårdsstyrelsens webbplats för skoglig statistik, www.svo.se/).

Figur 3. Priser på trädbränsle och torv per MWh, fritt förbrukare, löpande priser exkl. skatt, 1993-2004.



Figur 4. Bränsleförbrukning trädbränslen, avlutar, tall-, bekolja, sopor, torv, 1000 toe efter näringsgren SNI92, År 1992-2001.



Introduktion till scenarier för framtida biobränslepriser

Biobränslets andel av det totala energisystemet har över tiden ökat kraftigt. År 1980 var biobränsle en försumbar del av andelen insatt energi i fjärrvärme, medan år 2001 motsvarande andel var 25 %. Andelen biobränsle förväntas öka även på lång sikt, och prognoser (för år 2020) på den *fysiska* tillgången av skogsråvara visar att svenskt skogsbruk kan tillgodose efterfrågan hos fjärr- och kraftvärmeproducenter *under nuvarande förhållanden* (SLU, 2004). Dessa scenarier blir betydligt osäkrare då kärnkraft eller fordonsdrivmedel skall ersättas med biobränsle. Prognoser över biobränsleanvändning på lång sikt kommer att redovisas i Sveriges fjärde nationalrapport om klimatförändringar (slutgiltig version publiceras 2007). Rapporten utförs av Naturvårdsverket och Energimyndigheten på regeringens uppdrag. Preliminära siffror publicerade i *Uppdrag rörande den framtida användningen av bioenergi i Sverige* (2004), visar en stor ökning av biobränsleanvändning på lång sikt i elproduktion, men enligt prognoserna kommer det även att ske en stor ökning inom industrin, bostäder och service samt fjärrvärme. Dessa preliminära prognoser visar på nivåer i biobränsleanvändning som inte kan tillgodoses av den svenska skogssektorn (efterfrågan kommer att öka ytterligare vid en storskalig tillverkning av drivmedel). I en sådan framtid kommer internationell handel med biobränsle att vara kritisk. Redan idag importerar Sverige biobränsle, och importen av pellets sker framförallt från Baltikum, USA och Canada.⁷ Idag är marknaden i Centraleuropa liten, men givet nya politiska spelregler (speciellt ny miljölagstiftning och nya klimatmål) kan efterfrågan öka kraftigt på några år. Detta skulle kunna öppna upp för ökad export från exempelvis Brasilien, Baltikum och Ryssland (detta diskuteras mer utförligt nedan i scenario Global Hög).

Det råder sålunda en stor osäkerhet om framtidens biobränslemarknad (utbud och efterfrågan) beroende på alltifrån osäkerhet om framtida priser på naturgas (potentiellt ökande efterfrågan från de asiatiska länderna), EU:s jordbrukspolitik, enskilda länders politik rörande elproduktion, pelletsanvändning i bostäder etc., men inom projekt BioKombi Rya har ett antal scenarier för framtidens miljöpolitik lyfts fram, och givet dessa klimatåtaganden kan vi visa på en potentiell utveckling av biobränsleanvändning och pris (naturligtvis fortfarande omgärdat av osäkerhet).

För att kunna diskutera och exemplifiera hur priset på biobränsle kommer att utvecklas och vad som ligger till grund för en sådan utveckling, har vi valt att diskutera utifrån tre olika scenarier. Horisonten för scenarierna sträcker sig till omkring år 2020. De tre scenarierna har vi valt att kalla *Nationell*, *Global Låg* och *Global Hög*. I det Nationella scenariot antar vi en inhemsk marknad med biobränsle, i Global Låg antar vi en hög användning av biobränsle inom energisektorn och ett genomslag för elproduktion med biobränslen, och i Global Hög antar vi en hög användning av biobränsle både inom energisektorn och transportbränslesektorn. I de båda senare scenariofallen antar vi en utbredd internationell handel med biobränsle.

Eftersom efterfrågan är störst i Global Hög och lägst i Nationell, är det rimligt att de absoluta prisnivåerna skiljer sig åt mellan scenarierna, se Figur 5. Notera dock att Figur 5 i första hand skall tolkas som relativpriser. Vi har alltså i denna studie valt att fokusera på efterfrågesidan, vilket avspeglas i beskrivningarna för respektive scenario. Detta val

⁷ År 2000 kom 25 % av den svenska biobränsleimporten (Swedish imports of solid bio-fuel) från Västeuropa, 40 % från Östeuropa och Ryssland, 20 % från de nordiska länderna och 15 % från USA och Canada (Helby *et.al.*, 2004).

har sin grund i att våra hypoteser om priset på biobränsle, givet respektive scenario, utgår från att det är efterfrågesidan som styr priset genom att allt mer krävande klimatåtaganden driver på för en ökad efterfrågan på biobränslen. Nedan diskuterar vi dock framtida utbud av biobränsle för varje scenario, liksom viktiga avgränsningar i studien. I tabell 2 nedan är scenarierna i denna studie relaterade till de scenarier som tagits fram i projekt grunddata.

Tabell 2. Relationen mellan scenarier i denna rapport och scenarier framtagna inom Projekt BioKombi Rya (Projekt Grunddata)

Scenario i denna rapport	Scenario Projekt Grunddata
Nationell	Dagens situation
Global Låg	Scenario 1
Global Hög	Scenario 2 inklusive drivmedels certifikat

Det högre CO₂ priset i scenario 2 är alltså det som skiljer Scenario 1 och 2 åt.⁸ Scenario 1 representerar sålunda ett större klimatåtagande än scenario 2. I prisscenarierna för projekt BioKombi Rya finns det ytterligare två scenarier, 3 och 4. Dessa scenarier skiljer sig från 1 och 2 genom ett mycket högre oljepris. Effekterna av detta antagande belyses i Sten Karlssons rapport och vi diskuterar därför inte vidare dessa scenarier i denna rapport.

Figur 5. Scenarier, Nationell, Global Låg och Global Hög.

⁸ 400 SEK/ton CO₂ i scenario 2 jämfört med 250 SEK/ton CO₂ i scenario 1.

Framtida utbud

Ett flertal studier har undersökt framtida tillgång på biobränslen globalt och möjligt årligt uttag av biobränsle. Berndes *et al.* (2003) redovisar en sammanställning över 17 studier (inkluderar studier från WEC, IIASA, IPCC, Shell, med flera) som alla har beräknat framtida potential för årligt uttag av biomassa för energiändamål. Spännvidden sträcker sig från under 100 EJ/yr till över 400 EJ/yr för år 2050. Den totala primärenergikonsumtion 2003 uppgår till strax över 400 EJ/yr. Den största orsaken till olikheter mellan potentialer går att härleda till antaganden om tillgängliga arealer och utbyten för odlade arealer. Berndes *et al.* riktar kritik mot att samtliga undersökta studier har ofullständiga analyser rörande kopplingar till landutnyttjande för matproduktion, biologisk mångfald, m.m. samt efterfrågan på biomassa. Ett modelleringsarbete som tar hänsyn till synergier är därför eftersökt. Vidare drar författarna slutsatsen att utifrån de undersökta studierna går det inte att säga om ett storskaligt uttag av biomassa till energisektorn är att föredra för att minska den globala uppvärmningen.

Hoogwijk *et al.* (2005) har jämfört fyra framtida scenarier från IPCC och kommer till slutsatsen att den tekniska potentialen är mycket hög (bortåt 400 EJ/yr år 2050), men att den potentiella, fysiskt möjliga, tillgången på biomassa ändå inte räcker till de uppskattningar som finns för den förväntade energikonsumtion.

Viktigt att notera är att även om den fysiska potentialen är stor är det omöjligt att utifrån dessa studier säga något om den ekonomiska potentialen. En diskussion om framtida biobränslepriser kan därmed svårligen ta sin utgångspunkt ur denna typ av studier.

En slutsats är dock att eftersom den globala fysiska potentialen understiger det projicerade framtida globala primärenergiebehovet är det en genuin brist på biomassa framöver. Därför är det också att vänta att om (när) en global efterfrågan på biobränsle tar fart, på grund av ökade mål för att reducera utsläppen av växthusgaser, kommer också priset på biobränsle att stiga, även i Sverige. Detta kan tyckas vara en självklarhet. Men en vanlig förfäktad tanke i Sverige är att biobränsletillgången överstiger efterfrågan och att priset på biobränslen inte kommer att stiga. En sådan tanke förutsätter att systemgränsen är dragen runt Sverige, men vid ökad internationell efterfrågan kan ett sådant resonemang leda fel och vår hypotes är att vid ökade klimatåtaganden kommer biobränslepriserna på världsmarknaden att stiga.

Avgränsningar och förutsättningar

När vi diskuterar prisbildningen på en framtida biobränslemarknad är det naturligtvis av stort intresse vad som händer när priset på biobränsle förändras i de direkt berörda sektorerna (skogsindustrin och energisektorn) men också i ekonomin som helhet. Dessa effekter brukar man referera till som partiella samt allmänna jämviktseffekter i ekonomin. När styrmedel introduceras i energisektorn påverkas relativpriser på bränslen. Detta gör att nya tekniker kan bli lönsamma, efterfrågan på bränslen förändras etc., d.v.s. det sker en förändring av jämvikten inom energisektorn. Modeller av typ MARKAL studerar denna typ av förändringar i energisektorn, med en hög detaljeringsgrad avseende kostnader för olika tekniker. MARKALs fokus på energisektorn är att mest likna vid en partiell jämviktanalys – och beaktar i mindre utsträckning effekter på ekonomin som helhet. Allmänna jämviktsmodeller syftar till att fånga upp effekter på hela ekonomin av förändringar i bl.a. relativpriser på olika produktionsfaktorer, exempelvis effekten av ett ökat oljepris. En sådan prisökning kan

ge produktionseffekter (företag producerar mindre när råvaran är dyrare), strukturella effekter (det blir relativt sett billigare att producera andra typer av varor, och vissa sektorer vinner på detta) och inte minst påverkas arbetsmarknaden och privatkonsumtion.

Allmänna jämviktseffekter kan studeras med hjälp av CGE-modeller (computable general equilibrium model), och ett exempel på en sådan modell är EMEC som används av Konjunkturinstitutet. Det är viktigt att skilja på vad modeller som MARKAL ger för resultat jämfört med modeller som EMEC. MARKAL (även MARKAL-MACRO) ger en förenkling av samhällsekonomin, medan EMEC ger en förenklad bild av energisystemet. Projekt BioKombi Rya använder sig av en scenariemodell av MARKAL typ och därför kommer vi i vår diskussion avseende prissättning på biobränslen att fokusera på partiella jämviktseffekter, d.v.s. i detta fall effekter på utbud och efterfrågan på biobränslemarknaden. Det är alltså en tydlig avgränsning i att vi *inte* fokuserar på allmänna jämviktseffekter (vilket inte heller skulle vara möjligt givet projektets storlek). Ytterligare vill vi poängtera att scenarierna utgår från ett kraftvärmeperspektiv. Därmed antar vi att ett biokombinat där produktion av bränsle i kombination med värme och el har samma typ av styrmedel som kraftvärme.

Antaganden från Grunddata Biokombi Rya

Nedan följer de antaganden avseende de scenarier som behandlas i projekt Grunddata Biokombi Rya. Dessa antaganden är giltiga även för detta avsnitt.

Internationellt antas att samtliga scenarier

- beskriver en stabil samhällsutveckling ur säkerhetspolitisk synpunkt, miljösynpunkt och avseende energitillgångar och pris.
- utgår från fortsatt nära samverkan i klimatfrågor och en harmoniserad ambitionsnivå inom EU.
- baseras på samma principiella samhällsekonomiska utveckling och samma grundläggande efterfrågan på energitjänster (graden av energieffektivisering, vilken är beroende av energipriser och miljöavgifter, kan dock variera mellan scenarierna och leda till olika efterfrågan på energibärare).

Nationellt antas att samtliga scenarier

- utgår från att kärnkraften avvecklas.
- omfattar en utbyggnad av naturgasnätet.
- hanterar befintliga energiskatter (förutom CO₂-skatt) på samma sätt.

Scenario Nationell

I det Nationella scenariot antar vi styrmedel på ungefär dagens nivå och att priset på CO₂ därför inte är tillräckligt högt för att skapa incitament för någon markant ökning av internationell handel med biobränslen.

Styrmedel

Så länge vi antar att det inte är alltför stora förändringar jämfört med historiska och nuvarande nivåer på styrmedel kan vi ta hjälp av studier på historiska data. Ett exempel på en sådan ekonometrisk studie är Brännlund and Krüger (2001), där författarna har samlat in data från 150 fjärrvärmeanläggningar. Deras resultat visar exempelvis att om

priset på olja, P_{oil} (inclusive CO_2 skatt) ökar med 25 %, skulle ansvariga för fjärrvärmeanläggningarna vara villiga att betala i genomsnitt 22.6 % mer för biobränsle (givet att vi har en konstant efterfrågan på värme), d.v.s.:⁹

$$\frac{\varepsilon_{bio}}{\varepsilon_{oil}} = \frac{\frac{\partial P_{bio}}{P_{bio}}}{\frac{\partial P_{oil}}{P_{oil}}} = 0.9$$

där ε är egen priselasticitet, P_{oil} är priset på olja och P_{bio} är priset på biobränsle.¹⁰

Prissättning

Värmeproducenter har den högsta betalningsviljan i energisektorn. Detta beror främst på två saker; bränsle som används för att producera el är obeskattat, medan bränsle för att producera värme är beskattat. Värmemarknaden karaktäriseras dessutom av monopol eller oligopol, vilket gör att priset på värme är högre än om det hade rått fullkomlig konkurrens på marknaden. Dock skall man komma ihåg att bland annat förlorad möjlighet till systemoptimerad produktion hade fördyrat värmen för fler än en aktör på utbudssidan. Vi kan dock sammantaget sluta oss till att betalningsviljan är högre för värmeproducenter än för elproducenter i detta scenario.

Hypotesen för framtidsbilden Nationell är alltså att värmeproducenters betalningsvilja sätter priset på biobränslen, d.v.s. situationen är lik den som är idag. Genom elcertifikat ökar dock betalningsviljan hos *elproducenter* och det är högst tänkbart att biobränslen används i kraftvärmeverk. Elcertifikatsystemet är nationellt, även om en utvidgning till att omfatta Norge diskuteras, och den ökade efterfrågan kommer förmodligen sammantaget vara ganska låg. Ett borttagande av elcertifikatsystemet skulle kraftigt minska betalningsviljan för biobränslen hos elproducenter.

Vidare verkar det finnas potential för mer uttag av biobränsle även på en nationell marknad. I IVA studien "*Biobränsle från skogen - En studie av miljökonsekvenser och ekonomi för olika användningar*" (IVA, 2002) antar man till exempel att 30 TWh biobränsle per år utan problem kan tas ut ur det svenska skogsförrådet. Om priset på biobränsle kommer att stiga är beroende på hur stor efterfrågan på biobränsle blir och om vi antar samma styrmedelsnivå som idag kommer detta nationella scenario implicera att priset på biobränsle fortsatt kommer att ligga på runt samma nivå som idag.

Scenario Global Låg

Energisäkerhet, miljö och högre bränslekvalitet motiverar den ökande andelen biobränsle i energisektorn (och transportsektorn). I flera studier, bland annat Energimyndighetens Syntesrapport *Systemstudier Bioenergi* (STEM, 2003) konstateras att biobränslen redan idag handlas över landsgränser. I första hand handlas förädlade, mer energitäta, biobränslen i form av pellets. Dessa kan till en låg transportkostnad

⁹ Detta resultat överensstämmer också med siffrorna i Tabell 1.

¹⁰ För mer information avseende elasticiteter, se t.ex. Varian (2003).

(relativt förädlingskostnaden) skeppas över världshaven¹¹. Köpare av pellets är i första hand koleldade kondenskraftverk och kraftvärmeverk. Kolkraftverken kan i princip antingen helt konverteras till att elda pellets eller delvis konverteras så att pellets kan blandas in i kolet, se till exempel Tillman (2000). Investeringskostnaderna är högre för att helt konvertera. Redan idag sameldas biobränslen för kraftproduktion i kraftvärmecykler, och Hillring (2002) konstaterar att sameldning i kraftvärmeverk är en effektiv metod för att snabbt introducera biobränslen till redan existerande energisystem.

I den svenska litteraturen om framtida biobränslemarknader diskuteras främst exportmöjligheterna för svensk skogsråvara. I framtidsbilden Global Låg antar vi ett globalt pris på biobränslen för åtminstone förädlade biobränslen. Huruvida biobränslen i första hand kommer att importeras eller exporteras fäster vi mindre uppmärksamhet på. Ett försiktigt antagande är att biobränslen förmodligen kommer handlas i båda riktningarna över gränsen. Detta styrks av bland annat Ericsson och Nilsson (2004), där författarna konstaterar att handel med biobränslen åtminstone för Europa är troligt. För att uppnå en global marknad med ett världsmarknadspris krävs dock globala styrmedel på klimatområdet för att öka efterfrågan till en sådan nivå att en marknad skall uppstå. I Lundmark och Söderholm (2004) diskuteras författarna utsikterna för en ökad internationell handel med biobränslen. Författarna drar slutsatsen att importpriserna kommer att pressas upp då efterfrågan på biobränsle ökar i Europa på grund av politiska beslut. Detta kommer att göra att importen minskar och exportpotentialen ökar för svenskt biobränsle, d.v.s. Sverige kommer att bli nettoexportör av biobränslen till Europa. Detta resonemang bygger på att även om import av biobränsle kan hålla nere priset på biobränsle i Sverige kan en ökad internationell efterfrågan på biobränsle skapa ett tryck på svensk export av biobränsle och sålunda pressas priset upp och uttaget av svensk skogsråvara ökar.

Styrmedel

Klimatstyrmedel i form av i huvudsak utsläppsrätter opererar på åtminstone Europeanivå, d.v.s. målen och medlen är internationella snarare än nationella. Klimatmålen är av post-Kyotokarakter, d.v.s. målen är avsevärt mer ambitiösa än de som finns i Kyotoavtalet. Gröna elcertifikat styr mot en ökad andel förnybara sätt att producera el. Biobränslebaserade tekniker ingår i detta system. Det är för framtidsbilden Global Låg tänkbart att detta styrmedel är aktivt på internationell nivå.

Prissättning

Det är inte aktuellt att referera till ekonometriska studier (gjorda på historiska data) eftersom de förhållanden som beskriver detta scenario är mycket olika de förhållanden som råder idag. Istället är det i scenariot Global Låg elproducenters betalningsvilja (och i förlängningen naturligtvis elkonsumenternas betalningsvilja) som sätter priset på biobränslen. I takt med att priset på utsläppsrätter ökar minskar de fossila bränsleteknikernas relativa kostnadsfördel att producera el. Förnybara energislag som biobränslen blir relativt sett billigare och också attraktiva för elproduktion i kraftvärmeverk, biokondensverk, eller för inblandning i kolkondensverk. Biobränsle är i stor skala konkurrenskraftigt för elproduktion. Hypotesen är att efterfrågan på biobränslen därmed ökar i sådan grad att det är rimligt att tala om en global marknad för biobränslen (se Figur 5 Efterfrågan Global låg) och därmed också ett globalt

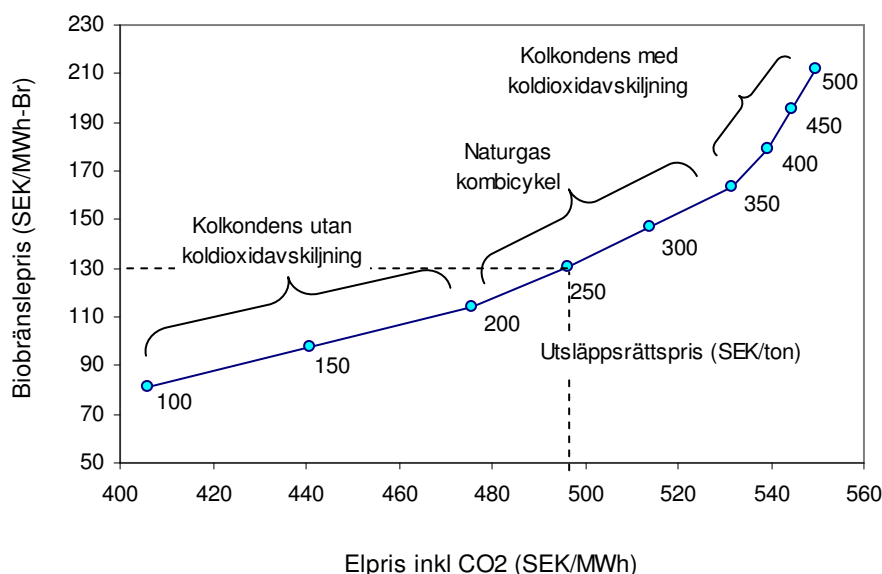
¹¹ Redan idag köper Göteborg Energi pellets från Canada. Denna pellets eldas i en hetvattencentral (enbart värmeproduktion).

biobränslepris. Biobränslepriset kan indikativt härledas från elpriset genom ett konstant förhållande dessa priser emellan så länge samma teknik används på marginalen för elproduktion och biobränsleanvändning.

Exempel på modellstudie Global Låg

I följande exempel är det antaget att marginalanvändare av biobränsle är kolkondenskraftverk. Deras betalningsvilja för biobränsle kan antas vara kolpriset inklusive utsläppsätter. Med låga eller höga priser på utsläppsätter sätts det framtida elpriset av produktionskostnaden av el i nybyggda kolkondenskraftverk med eller utan koldioxidavskiljning (se graf). I dessa fall är således biobränslepriset direkt knutet till elpriset via kolpriset. Som mellanliggande teknik återfinns naturgaseldad kombicykel. Eftersom man kan anta en fast relation mellan naturgaspriset och kolpriset är biobränslepriset kopplat till elpriset även i detta fall. I figuren visas priset för icke förädlad biobränsle som funktion av elpris. Vid respektive punkt visas även det bakomliggande utsläppsättspriset.

Prisexempel: Med ett utsläppsättspris på 250 SEK/ton (scenario 1 i projekt Grunddata BioKombi Rya) blir naturgaseldad kombicykel den prissättande tekniken för el och elpriset blir 497 SEK/MWh. Med samma utsläppsättspris och med kolpris på 58 SEK/MWh blir priset för icke förädlad biobränsle 130 SEK/MWh.



Övriga kommentarer

När efterfrågan på biobränsle går upp ökar priset vilket gör att skogsägarna bjuder ut mer skogsråvara som biobränsle vilket i sin tur gör att priset på massaved och sågtimmer går upp eftersom utbudet på dessa sortiment minskar (givet tidigare diskussion om utbud och efterfrågan på skogsråvara). Annorlunda uttryckt, det sker en ökning av utbudet på biobränsle på bekostnad av massaved och sågtimmer. Ju högre efterfrågan på biobränsle desto mer konkurrenskraftigt blir massaved som energiråvara. En sådan situation skulle vara olycklig för Sveriges massa- och pappersindustri.

Konkurrenskraften gentemot nordamerikansk och den snabbt växande tropiska massatillverkningen i Sydamerika och Asien skulle möjligen försvagas, men det torde vara rimligt att tro att även produktion där skulle minska som en följd av det högre *internationella* priset på biobränslen (som också driver upp priset på sågtimmer). Emellertid, givet antagandena om en global marknad för biobränslen, är det rimligt att anta att svensk massa- och pappersindustri inte riskerar utslagning. Vid en global biobränslemarknad kan skogsråvara förädlas på plats (t.ex. i Asien) för att sedan skeppas till slutanvändare i t.ex. Sverige. I en sådan situation är det kanske mer rimligt att den svenska massa- och pappersindustrin kan få konkurrensfördelar genom att värdet på importerat trädbränsle stiger till följd av europeisk efterfrågan på biobränslen. Därmed skulle en uppjustering av biopriserna till en global prisnivå även innebära en uppjustering av massapriserna globalt. Vi förutsätter preferensen för pappersprodukter är fortsatt stark och att ett ökat biobränsleutnyttjande i elsektorn inte får några betydande konsekvenser på pappersproduktsmarknaden.

Global Hög

EUs drivmedelsdirektiv från 2003 (Directive 2003/30/EC) driver på en utveckling för biomassabaserade drivmedel (biodrivmedel). Ur kostnadseffektivitetssynpunkt finns det dock invändningar mot att tvinga transportsektorn åt biobränslehaltet. Azar *et al.* (2003) argumenterar för att biobränsle kommer att kunna användas mer kostnadseffektivt i energisektorn och därmed kommer inte biobränsle att bli det huvudsakliga substitutet till bensin i transportsektorn i framtiden. Sandén och Azar (2005) drar samma slutsats med tillägget att den begränsade tekniska potentialen helt enkelt inte räcker till fullt utnyttjande i både energi- och transportsektorn. Dock öppnar författarna för att biobränslen trots allt kan användas i transportsektorn i framtiden, antingen som nischbränslen, eller (om vätgassamhället inte realiserats) även bredare. På lång sikt (2050) är det alltså troligt att det drivmedel som kommer att dominera är vätgas och bränsleceller (ITPS, 2005). De scenarier vi diskuterar är dock på medellång sikt (2020) och det är under denna period troligt (givet dagens politiska agerande) att de drivmedel som vid sidan av fossila bränslen kommer att dominera marknaden är etanol, DME och RME, men även metaniserad biogas. Regeringen har som mål att koldioxidutsläppen från transporter år 2010 skall stabiliseras vid 1990 års nivå. Utsläppen har dock ökat och den förväntade ökningen till år 2010 är 18 % jämfört med 1990 års nivå (ITPS, 2005).

Här tar vi ståndpunkten att för scenario Global Hög sker en stabilisering av biobränslepriser på en hög global nivå genom användning både inom den stationära energisektorn och inom transportsektorn. Det är dock inte troligt att biobränslen i ett första steg får ett brett genomslag som transportbränslen. Snarare är det rimligt att det först skapas en stor marknad för biobränslen i den stationära energisektorn. Sedan, eventuellt delvis parallellt, kan biobränslen finna avsättning i transportsektorn. International Energy Agency uppskattar att om den framtida globala produktionen av etanol ökar med samma ökningstakt som historiskt kommer detta att innebära en ökning från 30 miljarder liter etanol år 2003 till 40 miljarder liter etanol år 2020. Men om man tar hänsyn till nuvarande styrmedel och uttalade politiska mål (såsom EUs styrmedelsdirektiv och USAs mål att fördubbla användningen av etanol till år 2010) framträder en annan möjlig bild, nämligen en ökning till 120 miljarder liter biodrivmedel år 2020, vilket motsvarar ungefär 80 miljarder liter bensin.¹² För att dessa

¹² Samma trend gäller även biodiesel, om än i mindre skala. Biodiesel produceras framförallt i EU.

siffror skall bli verklighet krävs troligen en omfattande handel med biodrivmedel. Det vill säga biodrivmedel som produceras i Indien och Brasilien och möjligen andra potentiella länder med rätt förutsättningar skall kunna säljas till länder eller områden med stor efterfrågan, exempelvis EU. Detta bygger på antagandet att länder först utvecklar sin egen potential avseende biodrivmedel (industrier och infrastrukturer) och kräver dessutom att inga stora handelshinder införs. Givet en väl fungerande global marknad skulle många OECD länder kunna få tillgång till relativt billigt biodrivmedel.

Styrmedel

För att nå en situation där Global Hög infaller krävs kraftiga styrmedel på klimatområdet, men förmodligen även på transportområdet för att stimulera efterfrågan på biobränslen. Vi antar att man i scenario Global Hög har infört drivmedelscertifikat i transportsektorn på den nivå att DME-producenter blir marginalanvändare av biobränslen. Det är inte orimligt att tänka sig att utbudet av biobränsle kommer att begränsas av marktillgången. En global konkurrens om markutnyttjande för matproduktion och bränsleproduktion är tänkbar. En sådan konkurrens pressar upp priserna på biobränsle, men för att *begränsa* utnyttjandet av mark för produktion av energiråvara är det rimligt att tänka sig styrmedel för markutnyttjande, bibehållen biodiversifiering m.m.

Styrmedel som gröna certifikat spelar en mindre roll och är antingen utfasade eller så är priserna avsevärt lägre än priset på utsläppsrätter.

EUs drivmedelsdirektiv från 2003 (Directive 2003/30/EC) anger som mål att 2 % av drivmedlen i EU i december 2005 skall vara biobränslen, och 5,75 % i december 2010. I direktivet sägs det att om 10 % av jordbruksarealen i EU togs i anspråk för att odla biobränsle som sedan omvandlades till biodrivmedel skulle 8 % av nuvarande bensin och dieselkonsumtion i EU kunna ersättas med biodrivmedel. Globalt har många länder implementerat styrmedel och/eller uttalat mål för att öka andelen biodrivmedel. USA och Canada har uttalade mål att öka produktionen av biobränsle under de närmaste åren. Australien, Japan, Thailand och Indien har som mål att öka inblandningen av etanol i bensin. I Latinamerika utvecklas ny produktionskapacitet för att i framtiden möta en allt större global marknad för biodrivmedel. De styrmedel som har implementerats för att främja utvecklingen av biodrivmedel varierar mellan olika länder. En gemensam trend är dock att det generellt finns uttalade mål att öka produktionen av biobränsle. (IEA, 2005)

Lokala styrmedel för miljöbilar som exempelvis fri parkering (infört i Göteborg) har ett starkt inflytande på nybilsförsäljningen. Flera lokala initiativ kan samverka till att efterfrågan på biobränslen i transportsektorn ökar markant. Denna fråga är mindre utredd ur systemperspektiv i litteraturen.

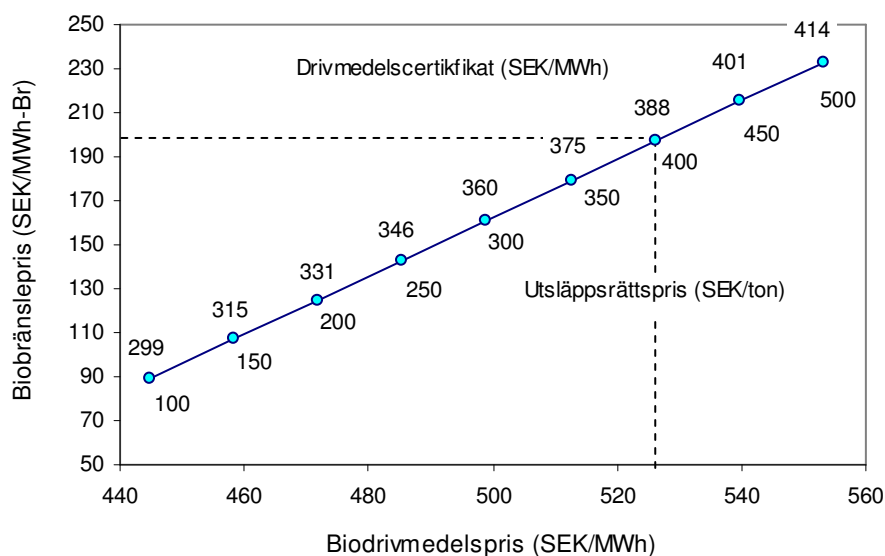
Prissättning

Hypotesen för framtidsbilden Global Hög är att transportkonsumenternas betalningsvilja sätter priset på biobränslen. I takt med att priset på utsläppsrätter stiger ökar inte bara elproducenternas betalningsvilja för biobränsle utan då ökar även den relativa kostnadsfördelen att producera transportbränslen. Precis som för Global Låg är hypotesen att efterfrågan och utbudet på biobränslen är så stor att det är rimligt att tala om en global marknad för biobränslen och därmed också ett globalt biobränslepris. Biobränslepriset kan indikativt härledas från biodrivmedelspriset som ett konstant förhållande dessa priser emellan. Biodrivmedelspriset i sin tur kan som en första ansats sättas lika med bensenpriset (substitutet) vid givet världsmarknadspris på olja, inklusive utsläppsrättspriset. Till detta tillkommer eventuella gröna drivmedelscertifikat eller liknade styrmedel.

Exempel på modellstudie Global Hög

I detta exempel antas det att det finns gröna drivmedelscertifikat vilket gör producenter av DME marginalanvändare av biobränsle. Priset på biobränsle bestäms då av bensenpriset (inklusive utsläppsrätter) samt drivmedelscertifikatet. Genom den efterfrågeförskjutning som kommer att ske vid en introduktion av drivmedelscertifikat (se figur 5) kommer priset på biobränsle öka något jämfört med det tidigare priset då kolkondenskraftverk var marginalanvändare av biobränsle. Drivmedelscertifikatet är därför valt så att betalningsviljan för DME producenten är 10 % högre än för ett kolkondenskraftverk. I figuren visas priset för icke förädlad biobränsle som funktion av biodrivmedelspris. Vid respektive punkt visas även det bakomliggande priset på utsläppsrätter samt erforderligt värde på drivmedelscertifikaten.

Prisexempel: Med ett utsläppspris på 400 SEK/ton blir biodrivmedelspriset 526 SEK/MWh, antaget att drivmedelscertifikatet är 388 SEK/MWh. Detta resulterar i att priset för icke förädlad biobränsle blir 197 SEK/MWh.



Övriga kommentarer

Global Hög beskriver en situation som är väldigt olik den vi upplever idag. Så kraftiga klimatåtaganden som används i detta scenario kommer att medföra stor konkurrens om bioråvara (mark) för mat, pappersmassa etc. Detta kan göra nya tekniker avseende drivmedel lönsamma vilket i ett dynamiskt perspektiv kommer att skapa ytterliggare utrymme för att introducera nya transportenergilösningar¹³. Det är rimligt att anta att alla energitjänster inom den stationära sektorn och transportsektorn inte kan tillgodoses med biobränslen.

Avslutande kommentarer

Bioenergi har i Sverige fått stort utrymme som lösningen på de energipolitiska målen, men nya signaler tyder på att bioenergi som universallösning är en felaktig strategi (Lundmark och Söderholm, 2004). Framtiden för biobränsle är alltså starkt beroende av politiska beslut. Denna osäkerhet står i kontrast till de stabila spelregler som företag efterfrågar (framförallt i kapitalintensiva sektorer såsom massa- och pappersindustrin och energisektorn). Förmodligen kommer dock bioenergi fortsätta vara en viktig del av en (svensk) politisk vilja att skapa en mer allmän biobaserad ekonomi d.v.s. inte bara som bränsle i energisektorn utan också i framtiden fasa in biomassa i annan produktion (ITPS, 2005).

Med de stora osäkerheter som föreligger för framtida biobränsleanvändning vill vi uppmärksamma det stora behovet av fortsatt forskning. Vi kan konstatera att stora insatser görs för att kartlägga kostnader och potentialer för utbud av biomassa, medan mindre ansträngningar är gjorda för att diskutera efterfrågans framtida utseende.

¹³ Idag är oljebaserade drivmedel som förbränns i ottocykler eller dieselcykler de överlägset vanligaste bränslena. Detta beror inte minst på de infrastrukturella kostnader det innebär med alternativa drivmedel. Vid ett annalkande paradigmskifte på drivmedelssidan får inte de infrastrukturella kostnaderna negligeras. Även i framtidigt är det troligt med ett dominerande drivmedel. Men fram till dess finns många tänkbara "vinnare" som framtidens transportenergilösning.

Referenser

- Azar C, K. Lindgren och B. A. Andersson, (2003). "Global energy scenarios meeting stringent CO2 constraints – cost-effective fuel choices in the transportation sector", *Energy Policy*, vol.31, p.961-976, 2003.
- Berndes G, M. Hoogwijk och R. van den Brook, (2003). "The contribution of biomass in the future global energy supply: a review of 17 studies", *Biomass and Bioenergy*, vol.25, p.1-28, 2003.
- Brännlund, R. och B. Kriström, (2001). "Too hot to handle? Benefits and costs of stimulating the use of biofuels in the Swedish heating sector", *Resource and Energy Economics*, vol.23, p.343-358, 2001.
- Brännlund, R, P. Marklund och M. Sjöström (2004). "Evaluating market efficiency without price data: the Swedish market for wood fuel", *Applied Economics*, vol.36, p31-39, 2004.
- Ekblad, J. (2005). Föredrag vid Utsläpprätter till rätt pris – praktiska erfarenheter av handel för maximal affärsnytta. Eon, Stockholm 28-29 november 2005.
- Ericsson, K., Nilsson, L.J., (2004). "International biofuel trade - A study of the Swedish import". *Biomass & Bioenergy*. Vol.26, p.205-220, 2004.
- Helby, P, P.Börjesson, A.C.Hansen, A.Roos, H.Rosenqvist och L.Takeuchi, (2004). *Market development problems for sustainable bio-energy systems in Sweden*, Environmental and Energy Systems Studies, Lund University, 2004.
- Hillring B, (2002). "Incentives for co-firing in bio-fuelled industrial steam, heat and power production – Swedish experiences". *Renewable Energy*, vol.28, p.843-848, 2002.
- Hoogwijk M, Faiij A, Eickhout B, de Vries B, Turkenburg W, (2005). "Potential of biomass energy out to 2100, for four IPCC SRES land-use scenarios", *Biomass and Bioenergy*, vol.29, p.225-257, 2005.
- IEA, (2005). *Biofuels for transport- an international perspective*, International Energy Agency, 2005.
- ITPS, (2005). *En biobaserade ekonomi – översiktsstudie av strategier i Japan och USA med lärdomar för Sverige och EU*, A2005:017, Institutet för tillväxtpolitiska studier, 2005.
- IVA (2002), *Biobränsle från skogen. En studie av miljökonsekvenser och ekonomi för olika användningar*, Redaktör T. Kåberger, IVA, 2002.
- Lundmark, R och P. Söderholm, (2004). *Brännhett om svensk skog – en studie om råvarukonkurrens ekonomi*, SNS Förlag, 2004.
- Sandén B, och Azar C, (2005). "Near-term technology policies for long-term climate targets

- economy wide versus technology specific approaches". *Energy Policy*, vol.33, p.1557-1576, 2005.

SLU, (2004). *Uppdrag rörande den framtida användningen av bioenergi i Sverige*, Fakulteten för skogsvetenskap, SLU 2004.

STEM, (2003). *Syntesrapport Systemstudier Bioenergi*, ER 2003:13, Energimyndigheten, 2003.

STEM, (2005). *Utveckling på kraftvärmeområdet*, ER 2005:21, Energimyndigheten, 2005.

Söderholm, P. and Hammar, H. (med bidrag från Berg och Spendrup Thynell), (2005). *Kostnadseffektiva styrmedel I den svenska klimat- och energipolitiken? Metodologiska frågeställningar och empiriska tillämpningar*, ER 2005:30, Energimyndigheten, Eskilstuna och KI Specialstudier Nr.8, Stockholm.

Tillman, D. A., (2000). "Biomass cofiring: the technology, the experience, the combustion consequences", *Biomass & Bioenergy*, Vol.19, p.365-384, 2000.

Varian, H.R,(1992). *Microeconomic Analysis*, New York, USA, 1992.

Åhman, M. och K. Holmgren (forthcoming). "New Entrant Allocation in the Nordic Energy Sectors – current principles and options for EU ETS phase II", Forthcoming in *Climate Policy*, 6(5).

BKR 12

**Biobränsleförgasningen för kraftvärme respektive energikombinat –
integration med Rya kraftvärmeverk i Göteborg**

BKR 12

**Biobränsleförgasningen för kraftvärme respektive energikombinat –
integration med Rya kraftvärmeverk i Göteborg**

Biobränsleförgasning för kraftvärme respektive energikombinat - integration med Rya kraftvärmeverk i Göteborg

December 2006

Daniel Ingman
Nykomb Synergetics AB

Eva Larsson
Lars Waldheim
TPS Termiska Processer AB



Sammanfattning

Bolagen TPS Termiska Processer AB och Nykomb Synergetics AB deltar i projektet 'Biokombi Rya - Biobränsleförgasning i synergi med produktion av kraft, värme och drivmedel' (diarienumr. 21510-1), ett projekt finansierat av STEM, Göteborg Energi och Göteborg Energi Forskningsstiftelse. Projektet syftar till att öka kunskapen inför en introduktion av biobränsleförgasning kombinerat med kraftvärme- och drivmedelsproduktion på kort till medellång sikt (ca 10 år).

Projektet vänder sig till beslutsfattare på nationell, regional och lokal nivå. Det behandlar systemfrågor som optimal användning av biomassa, styrmedels betydelse för teknikens konkurrenskraft samt tekniska och ekonomiska systemeffekter av integration mellan förgasnings-, kraftvärme- och drivmedelsanläggningar.

Projektet baseras på en fallstudie av Rya Kraftvärmeverk (KVV) i Göteborg, en modern naturgaseldad kombicycle som driftsätts under senhösten 2006. I ett antal delstudier inom projektet utreds frågeställningar på olika nivåer. TPS och Nykomb svarar för detaljstudier och tekniska genomräkningar av hur ett förnybart bränsle kan tillföras Rya KVV via förgasning av biomassa. Ambitionen var även att resultaten i viss mån ska vara generaliserbara för liknande kombicykelanläggningar.

Under projektets inledande år behandlades två huvudsakliga processer, dels produktion av bränslegas via förgasning för inblandning i den naturgas som idag används som bränsle, och dels förgasning för produktion av drivmedel med viss integration med Rya kraftvärmeverk.

Processutformningen för kraftvärmeproduktion baseras på atmosfärisk, luftblåst CFB förgasning där genererad bränslegas tillförs både gasturbin och avgaspanna. Energikombinatet baseras på trycksatt och syrgasblåst biomasseförgasning av pellets respektive flis för produktion av DME, där en restgas används för inblandning till gasturbinerna i Rya KVV. Ett alternativ med metanisering och produktion av SNG beräknades, då detta ger en gas som kan tillföras Rya KVV i godtyckliga proportioner.

Resultaten av beräkningarna på kombinat och kraftvärme visade att utan modifieringar av gasturbinernas eller avgaspannornas brännare är den tillåtna halten förnybar gas marginell i förhållande till totalt tillförd bränslemängd. Mängden lågvärdesgas från atmosfärisk förgasning begränsades utifrån Wobbeindex och vätgasinnehåll till 17 MW(LHV) och för energikombinatet gäller 11 MW(LHV), d.v.s. mindre än 3 % av tillförd naturgas. Resultaten av denna första del av projektet redovisades i en delrapport december 2005. SNG-fallet beräknades i detalj först under projektets andra år och har redovisats i separata projekt-PM samt denna slutrapport.

Energikombinatets storlek har bestämts utifrån en rimlig kapacitet på DME-anläggningen, samt med hänsyn till mängden restgas som produceras i syntesen för inblandning till gasturbinerna. Tillförd bränsleeffekt till energikombinatet är 270 MW(LHV) med pellets som bränsle. DME-produktionen motsvarar här ca 158 MW(LHV) eller 480 ton/dygn, vilket ger en verkningsgrad omkring 53 % för en anläggning som är självförsörjd med el.

Under projektets andra år förutsattes, utifrån vissa indikationer från Siemens, att turbinerna och avgaspannorna kunde modifieras för att klara 100 % lågvärdesgas. Ett större kraftvärmefall beräknades därför för en gasturbin med tillsatseldning i avgaspanna. Gasturbinen drivs med renad produktgas, samtidigt som avgaspannan tillförs samma bränsle för att hålla ångproduktionen konstant relativt naturgaseldning. Dessutom beräknades SNG-produktionen för kraftvärme mer i detalj.

De olika fallen har beräknade kapaciteter om ca 210-270 MW tillförd bränsleeffekt. Levererad gasmängd till Rya KVV sträcker sig mellan 173 MW (SNG) till 200 MW för kraftvärme. Begränsningen vid dimensioneringen av SNG och kraftvärme är samma bränsleeffekt som för det tidigare energikombinatet respektive kapaciteten i en ombyggd gasturbin med avgaspanna.

Jämförelsen mellan de olika kraftvärmealternativen visar på elverkningsgrader (inklusive produktionen i Rya KVV) mellan 26 % för SNG och 32-35 % för kraftvärme med det högre värdet gällande för utformning med rökgastork. Det nuvarande Rya KVV har en elverkningsgrad från gas till el om ca 44 %. Skillnaden förklaras till stor del av förluster vid konverteringen från ett fast bränsle till gas. Men elverkningsgraden är generellt relativt låg pga den höga andelen tillsatseldning.

Investerings- respektive produktionskostnader har uppskattats för totalt 7 processutformningar. Jämförelser har gjorts mellan nuvarande Rya KVV samt totala energibalanser där produktgas från förgasaren, alternativt metanisering, används i Rya KVV.

Total investering för de fullstora anläggningarna för SNG eller DME-produktion uppgår till 2 100-2 500 MSEK, medan den mindre komplexa kraftvärmeanläggningen för att ersätta naturgas i en gasturbinlinje uppgår till ca 700 MSEK exklusive kostnader för ombyggnader inom Rya KVV .

Produktionskostnader har beräknats för huvudprodukterna, d.v.s. gas för kraftvärme samt SNG och DME för energikombinatet, till motsvarande 265 SEK/MWh produktgas (exkl kostnader för ombyggnad av gasturbin och avgaspanna) respektive 470-600 SEK/MWh DME. För SNG är produktionskostnaden 440 SEK/MWh.

Produktionskostnaden för SNG är snarlik den för DME där flis är bränsle. DME är ett tänkbart gasturbinbränsle som bidrar till sotfri förbränning. Produktion av SNG kan i en jämförelse med kraftvärme motiveras genom längre drifttid och möjlighet till externa leveranser ut på befintligt distributionsnät, men ger vid direkt användning inga uppenbara fördelar.

Resultaten av Del 1 var bl.a. att det finns få skäl till att ett energikombinat skulle lokaliseras i anslutning till det nuvarande Rya KVV. Integrationen på gassidan blir med nuvarande gasturbiner mycket liten, vilket också gäller för kraftvärmeproduktion.

Om turbinerna däremot kan modifieras, vilket förutsattes under projektets andra år, till en kostnad som är låg i förhållande till övriga investeringskostnader, är förutsättningarna bättre. Driftfallet med kraftvärme (Fall II), utan metanisering, är det mest energieffektiva och ekonomiska alternativet.

Summary

The companies TPS Termiska Processer AB and Nykomb Synergetics AB have participated in the project 'Biokombi Rya – biomass gasification in synergy with production of heat, power and automotive fuels', a project financed by the Swedish Energy Agency, Göteborg Energi AB and Göteborg Energi Forskningsstiftelse. The project objectives are an increased understanding of the introduction of biomass for CHP and automotive fuel production integrated with Rya NGCC, on a short to medium term basis (10 yrs).

The project is targeting policy makers on local, regional and national levels. It handles overall issues as the optimal use of biomass, regulatory influence on the competitiveness of the gasification technology and techno-economical effects from the integration of gasification and energy combine processes with modern CHP (NGCC) plants.

The project background is the Rya NGCC plant in Gothenburg, a modern natural gas-fired combined cycle under commissioning during late autumn 2006. The analysis will also result in general conclusions, to be applied on similar CHP plants. In a number of subprojects various questions have been handled on different levels. TPS and Nykomb have been responsible for technical and economic calculations of process solutions aiming at introducing biomass to the Rya NGCC plant.

During the first phase of the project, two principal process routes were discussed: (1) production of fuel gas via gasification for CHP production and replacement of some of the natural gas used today and (2) gasification as a mean to produce renewable automotive fuel (DME) with some integration with Rya NGCC.

The process solution for CHP was based on atmospheric and air-blown CFB gasification, where the generated gas is supplied to gas turbine and HRSG. The energy combine was based on pressurised oxygen-blown gasification of wood pellets and forest residues, respectively, for production of DME. An off-gas from the process was supplied to the Rya NGCC. A process for methanation and SNG production is also calculated, resulting in a gas that may replace natural gas in any proportion.

The results shows that without any modifications of the gas turbines or HRSG, the tolerated blend-in of LCV gas is very small in relation to the total amount of fuel used in the Rya NGCC. The accepted amount is limited by Wobbe index and hydrogen content to 17 MW(LHV) and 11 MW(LHV) of fuel gas for the CHP and energy combine cases respectively, i.e. less than 3 % of the total natural gas supply. The results from the first year were presented in a interim report in December 2005. The SNG production case was calculated in detail during the second year and reported in separate PM's.

The size of the energy combine is determined by the capacity of the DME synthesis and by the amount of off-gas formed for use in the gas turbines. Biomass fuel use in the energy combine is 270 MW(LHV) wood pellets. The production of DME correspond to 158 MW(LHV) or 480 tpd, for a *self-sustained plant* the efficiency is around 53 %.

During the second year of the project the assumption was made, with some input from Siemens, that the turbines and HRSG can be modified to use 100 % LCV gas. Hence, a larger CHP case is calculated dimensioned for one gas turbine and HRSG train. The turbine is fuelled by LCV gas and the HRSG is supplied with the same fuel gas to keep steam production as when using natural gas. During this year, also the SNG case was calculated in more detail.

The various processes have a biomass feed between 210-270 MW(LHV). The delivered fuel gas to Rya NGCC ranges from 173 MW (SNG) to 200 MW for the CHP process. Size determining factors for SNG and CHP are the same amount of biomass use as in the energy combine and the capacity of one rebuilt gas turbine train respectively.

The comparison between the CHP and SNG alternatives shows electric efficiencies, including the electricity production in Rya NGCC, of 26 % for SNG and 32-35 % for the CHP alternatives, where the higher value refers to the process with flue gas dryer. The present NGCC plant has an electric efficiency of 44 % from gas energy to electricity. The difference is explained by the losses occurring during the conversion of biomass to gas and the fact that Rya NGCC is not optimised for the use of LCV gas.

Investment and production costs have been estimated for 7 process configurations in total. Comparisons have been made between the current Rya NGCC and the overall energy balances where product gas, or alternatively SNG, is used in Rya NGCC.

The overall and total installed costs estimated for the full-scale SNG and energy combine production facilities amount to 2,100-2,500 MSEK, whereas the less complex CHP plant for natural gas replacement in one gas turbine and HRSG train costs approximately 700 MSEK, not including costs for modifications within Rya NGCC.

The production cost has been calculated for a primary product, i.e. fuel gas for CHP and SNG cases as well as DME for the energy combine process. The cost amounts to 265 SEK/MWh for fuel gas (excluding costs for modification of gas turbine and HRSG) and 470-600 SEK/MWh DME depending on the biomass used. SNG production cost is around 440 SEK/MWh.

The production cost for SNG is similar to DME using forest residues as feedstock. DME is also a potential gas turbine fuel candidate, resulting in soot-free combustion. The production of SNG can be favoured over the CHP alternative in terms of longer operational period and the possibility of delivering SNG to the distribution gas network. Given that the gas turbine can be modified for LCV gas, the SNG alternative does not result in any apparent benefits over direct use of fuel gas.

The results from the first year showed no synergy advantages from locating an energy combine close to the present Rya NGCC. The integration is strongly limited by the existing gas turbines, which is also true for the CHP process.

Assuming that the turbines can be modified to a limited cost, the focus of some of the second year's calculations, the prospects are much improved. The process for air-blown gasification and CHP production without methanation (Case II), is the most energy efficient and economic alternative.

Innehållsförteckning

1	NOMENKLATUR	9
2	INLEDNING	11
2.1	BAKGRUND	11
2.2	MÅLSÄTTNING	13
2.3	BEGRÄNSNINGAR	13
3	TEKNISK ANALYS AV PROCESSALTERNATIV	15
3.1	FÖRUTSÄTTNINGAR	15
3.2	VAL AV PRODUKTER	16
3.3	ÖVERSIKT OCH SUMMERING	17
3.4	KRAFTVÄRME	18
3.4.1	Fall I: Produktgas till befintlig avgaspanna och GT	18
3.4.2	Fall II: Produktgas till avgaspanna och ombyggd GT (Del 2)	19
3.4.3	Fall III: Metanisering, SNG till GT	20
3.4.4	Fall IV: Metanisering fristående, SNG till avgaspanna + GT eller annan förbrukare (Del 2)	21
3.5	ENERGIKOMBINAT	22
3.5.1	Fall Va: Energikombinat utan bränsletork	23
3.5.2	Fall Vb: Energikombinat med bränsletork	24
3.6	EJ STUDERADE PROCESSALTERNATIV	25
3.6.1	Fall VI: Endast gas till avgaspanna	25
3.6.2	Fall VII: Kraftvärme med trycksatt förgasning	27
3.6.3	Fall VIII: Kraftvärme, inklusive koldioxidavskiljning	27
3.6.4	Fall IX: Energikombinat, enkel genomgång av syntesgas	28
4	PROCESSUTFORMNING	31
5	TEKNISKA BERÄKNINGAR	33
5.1	FÖRUTSÄTTNINGAR	33
5.1.1	Biobränsle	33
5.1.2	Uppgradering och kvalitet av DME	33
5.1.3	Kvalitetskrav för SNG	34
5.1.4	Ångsystem	34
5.1.5	Gas till GT och HRSG	34
5.2	BERÄKNINGSFÖRUTSÄTTNINGAR	35
6	EKONOMISKA RESULTAT	37
6.1	ANTAGANDEN	37
6.2	INVESTERING	37
6.3	KOSTNADSKALKYL	39
7	RESULTAT	41
7.1	TEKNISKA RESULTAT	41
7.2	EKONOMISKA RESULTAT	45
8	DISKUSSION	47
9	SLUTSATSER	49
10	REFERENSER	51

Bilagor:

BILAGA 1	PROCESSFLÖDESSCHEMA FÖR KRAFTVÄRME MED ÅNGTORK
BILAGA 2	PROCESSFLÖDESSCHEMA FÖR KRAFTVÄRME MED RÖKGASTORK
BILAGA 3	PROCESSFLÖDESSCHEMA FÖR SNG-PRODUKTION (PELLETS)
BILAGA 4	PROCESSFLÖDESSCHEMA FÖR ENERGIKOMBINAT (DME)
BILAGA 5	PROJEKT-PM: FÖRGASNINGSANLÄGGNING FÖR KRAFTVÄRME MED OMBYGGT RYA
BILAGA 6	PROJEKT-PM: FÖRGASNINGSANLÄGGNING MED METANISERING UTAN OMBYGGNAD
BILAGA 7	PROJEKT-PM: FÖRGASNINGSBASERAT ENERGIKOMBINAT – MÖJLIGHETER TILL FLEXIBEL DRIFT

1 **Nomenklatur**

ASU	Air separation unit, luftseparationsanläggning
ATR	Autothermal reformer
BIGCC	Biomass integrated gasification combined cycle, Biomassebaserad förgasning med kombicykel
CFB	Cirkulerande fluidbädd
DME	Dimetyleter
FTD	Fischer-Tropsch Diesel
GROT	Grenar och toppar
GT	Gasturbin
HHV	Higher heating value, Högre / kalorimetriskt värmevärde
HRSG	Heat recovery steam generator, avgaspanna
IGCC	Integrated gasification combined cycle, förgasning med kombicykel
KVV	Kraftvärmeverk
LCV	Low calorific value, "lågvärdes(-gas)"
LHV	Lower heating value, Lägre / effektivt värmevärde
LPG	Liquefied petroleum gas, gasol
NGCC	Naturgasbaserad kombicykel
SNG	Substitute natural gas, "syntetisk naturgas"
ST	Ångturbin
tpd	Ton per dag
WGS	Water gas-shift, vattengasjämvikt

2 Inledning

Bolagen TPS Termiska Processer AB (TPS) respektive Nykomb Synergetics AB (Nykomb) har deltagit i projektet 'Biobränsleförgasning i synergi med produktion av kraft, värme och drivmedel' (diarienumr 21510-1), med ansvar för delprojektet 'Konceptlösningar för bioenergikombinat i södra Sverige' (AP koncept). Projektet har finansierats av STEM, Göteborg Energi AB och Göteborg Energis Forskningsstiftelse.

TPS och Nykomb har tidigare erfarenhet av studier (varav några ges i referenslistan) inom biomasseförgasning och kommer i detta projekt att tillföra teknisk kompetens inom biomasseförgasning, gasrening, drivmedelsyntes respektive elproduktion [1,2,3,4]

Tillsammans med i huvudsak Chalmers, avdelningen för Värmeteknik och Maskinlära (Institutionen för kemiteknik och miljövetenskap), har ett antal processalternativ beräknats. Chalmers har haft ett vidare perspektiv och har t.ex. hanterat frågor kring vätgasproduktion, regionala systemstudier samt känslighetsanalyser och kopplingar till olika scenarier, medan TPS och Nykomb har beräknat de enskilda processerna i en mera djupgående teknisk studie. Siemens Industrial Turbomachinery AB har deltagit i projektet som expert. Siemens har lämnat uppgifter till TPS och Nykomb på framför allt gasturbinernas prestanda och har granskat all rapportering från TPS och Nykomb med avseende på hur dessa uppgifter har använts.

Projektet med förankring i Göteborg syftar till att öka kunskapen inför en introduktion av biobränsleförgasning kombinerat med kraftvärme- och drivmedelsproduktion på kort till medellång sikt (ca 10 år). Det vänder sig till beslutsfattare på nationell, regional och lokal nivå. Det behandlar systemfrågor kring optimal användning av biomassa, styrmedels betydelse för teknikens konkurrenskraft samt tekniska och ekonomiska systemeffekter av integration mellan förgasnings-, kraftvärme- respektive drivmedelsanläggningar. Analysen baseras på en fallstudie av ett bioenergikombinat i Göteborg i anslutning till Rya Kraftvärmeverk, vilket är en modern naturgaseldad kombi-cykel under uppförande i Göteborg för driftsättning under senhösten 2006.

Företagen TPS och Nykomb har tidigare i projektet levererat delrapporten *"Biobränsleförgasning för kraftvärme respektive energikombinat – integration med Rya kraftvärmeverk i Göteborg"*, 2005 [5]. Denna utgör en fristående rapport som beskriver möjligheterna att utifrån dagens Rya kraftvärmeverk öka andelen biobränsle i bränslemixen. Under 2006 har separata PM beskrivit möjligheterna att på olika sätt öka integrationen jämfört med vad som är möjligt med dagens processutformning och jämfört med "enkel" förgasningsteknik.

Denna rapport utgör en slutlig avrapportering inom projektet där huvuddragen från Del 1 och de separata PM:en (referenserna G1060-RP010a, G1060-RP011d respektive PM för flexibel drift [6,7,8]) lyfts fram, utan att därmed repetera hela innehållet. (PM:en har uppdaterats och ingår i denna rapport som Bilaga 5 G1060-RP010c, Bilaga 6 G1060-PR011g samt Bilaga 7 där energikombinatets möjligheter till flexibel drift belyses) Slutrapportens syfte är att skapa en röd tråd att följa genom projektet, med sammanfattande slutsatser utifrån samtliga resultat som beräknats. För en mer detaljerad bild bör samtliga dokument läsas, men denna slutrapport ger huvuddragen och slutsatserna baserat på samtliga dokument.

2.1 Bakgrund

Delprojektet syftar till att analysera de tekniska möjligheterna för introduktion av biobränsleförgasning med kraftvärme- och drivmedelsproduktion, baserat på en fallstudie av Rya Kraftvärmeverk. Göteborg Energis beslut att investera i Rya Kraftvärme-

verk syftar till att säkra en stor del av Göteborgs framtida energibehov och medför minskad elimport samtidigt som äldre och mindre effektiva anläggningar kan tas ur drift.

Det planerade kraftvärmeverket kommer att använda 600 MW naturgas som bränsle och leverera 290 MW fjärrvärme och 260 MW el till Göteborgs energisystem. Detta motsvarar ca 35 % av fjärrvärmebehovet i Göteborg samt ca 30 % av elbehovet. Anläggningen är inte optimerad för maximal elproduktion utan mot fjärrvärme och en hög totalverkningsgrad, mot bakgrund av Göteborgs fjärrvärmebehov. Anläggningens totalverkningsgrad är ca 92 %.

Rya Kraftvärmeverk kostar ca två miljarder kronor och är därmed Göteborg Energi AB's största investering hittills. Byggarbetet började 2004 och en invigningsceremoni hölls i november 2006 efter en intrimningsperiod som pågått sedan augusti. Den i princip färdigställda anläggningen visas i Figur 2.1, sett från Göta Älv.

Siemens Industrial Turbomachinery AB ansvarar för leverans av gasturbinerna till anläggningen, leverans av reservdelar till anläggningen samt underhåll under anläggningens första sju år.

Genom införandet av elcertifikat för förnyelsebar el respektive tilldelning och handel av utsläppsrätter inom EU ökar möjligheterna att på ett ekonomiskt sätt utnyttja biobränslen även i kraftvärmeanläggningar som planerats och byggts för fossila bränslen som t.ex. naturgas. Projektet syftar till att öka kunskapen inför en eventuell introduktion av biobränsleförgasning kombinerat med kraftvärme- och drivmedelsproduktion på medellång sikt (ca 10 år).

EU:s handel med utsläppsrätter infördes den 1 januari 2005 där den första handelsperioden löper mellan 2005 och 2007. Utsläppshandeln kommer troligen på sikt att ersätta koldioxidbeskattningen, men idag omfattas många anläggningar av båda systemen. Dock omfattar utsläppshandeln även bränsleanvändning för elproduktion, något som medför en starkare styrning bort från fossila bränslen än koldioxidskatten. Sverige har valt en fördelningsprincip som i många fall är mindre fördelaktig än inom övriga EU, något som medför att nya högeffektiva kraftvärmeverk baserade på en naturgaseldad kombi-cykel får en tilldelning som är drygt hälften av den i andra EU-länder. Ett sätt att minska detta beroende av utsläppsrätter är givetvis att styra bränsleanvändningen bort från fossilbränslen [9].

Genom att integrera en biobränsleeldad förgasningsanläggning med Rya KVV kan en flexibilitet mot ett ökat antal produkter nås, något som kan ge ett flertal fördelar. Som exempel kan nämnas att spot-priset på el varierar både under dygnet och över årstiderna. Det finns därför ett ekonomiskt värde i att kunna styra produktionen mot de produkter som för tillfället betalas bäst. En kvalitativ utredning av dessa och andra frågor ges i projekt-PM "Förgasningsbaserat energikombinat – möjligheter till flexibel drift" [8], vilken återges i Bilaga 7.

En stor flexibilitet medför dock en större investering, eftersom de ingående processerna måste överdimensioneras i förhållande till de olika fallen. Tekniskt betyder det också att anläggningen i sin helhet inte körs på sitt optimum och därmed att totalverkningsgraden sjunker. Om konceptet är lönsamt eller inte måste slutligen avgöras utifrån en ekonomisk optimering. Att



Figur 2.1 Rya KVV med utsikt över Göta Älv (www.goteborgenergi.se)

däremot använda befintlig infrastruktur och skapa avsättning för sina ”biprodukter” är en åtgärd som totalt sett ökar verkningsgraden i förgasningsanläggningen.

2.2 Målsättning

Följande övergripande målsättningar har ställts upp för delprojektet:

- Att bedöma tekniska möjligheter och synergivinster för en samlokalisering av ett biomasseförgasningsbaserat energikombinat med en modern NGCC-anläggning under uppförande i Göteborg
- Att ta fram ett antal sinsemellan väsentligen olika processförslag för produktion av el och värme, DME samt SNG
- Att ovan bestämda processutformningar beräkna ett fåtal anläggningar på en mer detaljerad nivå, med Siemens som uppgiftslämnare för gasturbinerna
- Att uppskatta investerings- och produktionskostnader för de processutformningar som studerats

Arbetet har i princip indelats i två delprojekt; den första delen, Del 1 har som målsättning att inventera befintliga tekniker och föreslå ett antal olika processkonfigurationer samt att beräkna tekniska och ekonomiska prestanda för dessa. Resultaten från Del 1 redovisades i delrapporten *”Biobränsleförgasning för kraftvärme respektive energikombinat – integration med Rya kraftvärmeverk i Göteborg – Del 1: Konceptstudie av processalternativ”* [5]. Del 2 utgör en fördjupning i speciella frågeställningar som uppkommit i Del 1.

I denna slutrapport skall en sammanfattande jämförelse göras mellan samtliga processer som studerats, men även lyfta fram de slutgiltiga prestanda som beräknats under Del 2 i projektet eftersom dessa inte redovisats i sin helhet tidigare.

2.3 Begränsningar

Beräkningar av mass- och energibalanser liksom investeringssiffror avseende förgasningsanläggningarna har till största del baserats på in-house material på TPS respektive Nykomb. Siemens Industrial Turbomachinery har försett TPS och Nykomb med information om hur mycket gas från förgasningsalternativen som får blandas in tillsammans med naturgas till gasturbinerna och avgaspannorna, utan modifieringar av dessa, och Göteborg Energi med mer detaljerad information om Rya Kraftvärmeverk samt Göteborgs energisystem. Inga övriga utrustningsleverantörer har kontaktats.

Rya Kraftvärmeverk med dess nuvarande utformning utgör basen för beräkningarna under det första året av projektet. Eventuella praktiska aspekter som tillgänglig lageryta, kylvattentillgång etc. har inte ansetts som begränsningar för arbetet. Detta för att resultaten till viss del ska vara generaliserbara.

I Del 2 av projektet begränsas inte resultaten av dagens förutsättningar för Rya KVV, då en gasturbin kunnat modifieras. Bakgrunden till produktion av SNG är att denna uppfyller samma specifikationer som den naturgas som idag används, och därmed kan ersätta naturgas i en godtycklig andel inom intervallet 0-100 %. För ombyggnad av en gasturbin har vissa indata från Siemens kunnat användas i egna beräkningsmodeller.

3 Teknisk analys av processalternativ

3.1 Förutsättningar

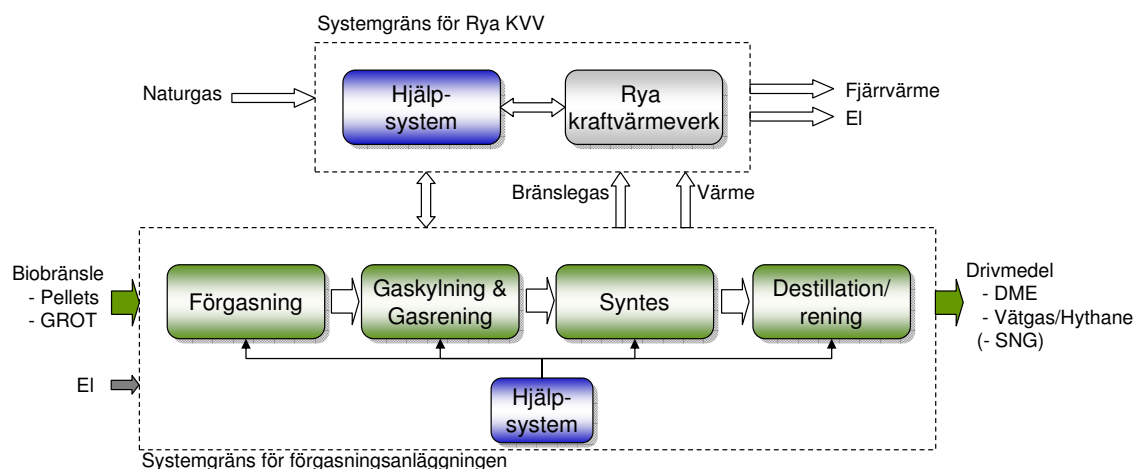
Rya Kraftvärmeverk består av tre gasturbiner av modell Siemens SGT-800 (f.d. Alstom GTX 100) med egen avgaspanna samt en gemensam ångturbin av modell SST-900 (f.d. Alstom ST5-DH). Gasturbinerna är försedda med 3:e generationens DLE-brännare (låg-NO_x brännare), och varje turbin producerar 43 MW elektricitet. Ångturbinen producerar därtill ca 130 MW elektricitet. Tillsammans ska de leverera 1450 GWh fjärrvärme och 1250 GWh el per år. Kraftvärmeverkets huvudbränsle utgörs av 600 MW naturgas. Uppstart och intrimning av anläggningen i sin helhet börjar under november 2006.

Den principiella ansatsen i studien beskrivs i Figur 3.1 nedan (syntes och destillation ingår inte i kraftvärmefallen). Denna figur gäller schematiskt för samtliga beräkningsfall även om integrationsnivån skiljer sig signifikant mellan dem.

Kraftvärmeanläggningen är begränsad till samma drifttid som Rya KVV har och använder även samma hjälpsystem (vattenrening, matarvatten, instrumentluft, brandvatten etc.) till en större utsträckning än SNG respektive drivmedelsproduktionsfallen som är mer autonoma.

Det innebär att energikombinaten för syntes har längre drifttid än Rya KVV och i första hand använder t.ex. restgaser internt då Rya KVV inte är i produktion. I figuren visas också att el importeras för att täcka internkonsumtionen. Generellt kommer den elen att importeras från elnätet för att kunna tillgodose behovet hela året. Denna elimport inkluderas i beräkningen av verkningsgrader, med en antagen verkningsgrad från omvandling av biomassa till el. I verkningsgraden inkluderas alltså primäre energi i form av biomassa.

Under Del 1 av projektet framkom ett antal hinder för en tillförsel av biomassa till det nuvarande Rya KVV. Begränsningar som framkommit är först och främst andelen gas som kan tillföras Rya KVV utan att modifieringar görs på gasturbiner och brännare i denna anläggning, men även det låga antalet drifttimmar som Rya liksom andra kraftvärmeverk normalt har, liksom den tekniska utformningen med endast en trycknivå för ånga. Den senare begränsningen reducerar antalet frihetsgrader i designen av förgasningsprocessen, då ånga på lägre trycknivåer varken kan tillföras ångturbinen eller tappas av från densamma för att t.ex. möta behovet i en biobränsletork för torkning av t.ex. GROT.



Figur 3.1 Betraktelse av integrationen mellan Rya KVV respektive förgasningsanläggningen.

3.2 Val av produkter

En kort bakgrund till valet av slutprodukter ges i detta kapitel.

Kraftvärme

Ger en relativt rättfram integration genom att produktgas tillförs gasturbiner och/eller avgaspannor i den mängd som utformningen av Rya KVV medger. På motsvarande sätt kan producerad ånga från gaskylare o.s.v. tillföras Rya för expansion i existerande ångturbin. Existerande system och kapacitet inom Rya KVV utnyttjas därmed.

Av de studerade integrationsmöjligheterna är kraftvärme det i teorin bäst integrerade alternativet, vilken i praktiken kan hindras av specifikationerna för turbiner och avgaspannor. Jämfört med övriga processalternativ ställs lägre krav på produktgasen och dess renhet.

DME

En ren och konditionerad syntesgas kan användas för produktion av ett flertal kemikalier och bränslen som vätgas, FTD, metanol och DME m.m. För detta projekt har användningen som fordonsdrivmedel förutsatts. Tidsramen för projektet är satt med ett kort perspektiv och det medför att det är dagens teknik som studeras. Vätgas för användning i bränsleceller är därmed inte beaktat. Vätgas utreds utifrån samma förgasningskoncept i det mer långsiktiga delprojektet (AP Teknik) och ingår inte explicit i denna rapport.

I ett antal studier har produktion av metanol och DME visat högre verkningsgrader från bränsle till produkt än FTD. Eftersom metanol i form av t.ex. låginblandning i bensin eller renbränsleanvändning ofta möts av motstånd från oljebolag, trots att det är ett mycket potent ottobränsle, har valet hamnat på DME.

Valet av DME som bränsle snarare än metanol eller annat förstärker även kopplingar mellan Rya-projektet och andra aktiviteter inom området (t.ex. CHRISGAS-projektet i Värnamo respektive RENEW) liksom Volvos satsning på DME som ett alternativt dieseldrivmedel.

Processtekniskt är produktion av metanol och DME snarlika, men DME ger något högre investeringskostnad samtidigt som utbytet är något högre. Resultaten är ändå generaliserbara till metanol. DME är i gasfas vid rumstemperatur och atmosfärstryck men förvätskas vid måttlig kompression eller kylning, på motsvarande sätt som gasol (LPG).

DME är idag en liten produkt på världsmarknaden men intresset ökar successivt, framförallt för inblandning på stadsgasnät och som ersättning till en allt dyrare LPG. Dagens världsproduktion är i storleksordningen 250 000 ton/år men ett antal projekt under uppförande, främst i Asien, kommer att öka produktionen. Fördelar med DME är den sotfria förbränningen, liksom att gasen är kondenserad redan vid måttliga tryck och temperaturer. Den sotfria förbränningen tillsammans med ett mycket högt cetan-tal (tändvillighet) har medfört att DME även anses som ett i det närmaste idealiskt dieselbränsle.

SNG

SNG, eller substitute natural gas, är en metanrik gasblandning som uppfyller de krav som ställs på konventionell naturgas. Kraven sätts utifrån den standard som gäller för

det närliggande naturgasnätet, vilket i Sverige är den tyska standarden DVGW 260. Den sätter normen gällande värmevärde, Wobbe-index respektive halten föroreningar och inerter som får förekomma m.m.

SNG är ett processalternativ som kommit in i projektet under den senare delen. Göteborg Energi har ett intresse av att kunna blanda in en ökande del ”grön gas” på det nuvarande gasnätet. Intresset för SNG var också en reaktion på den låga andelen produktgas som kan tillföras de icke-modifierade brännarna, vilket var ett resultat av den första delen av studien.

Det planeras idag anläggningar för SNG-produktion, via förgasning av kol. I takt med ökande priser på naturgas och ökande krav på självförsörjning blir kolförgasning och SNG-produktion intressantare. Det finns idag endast en anläggning, byggd i South Dakota, USA, för SNG-produktion där tekniken levererats av tyska Lurgi.

3.3 Översikt och summering

De processalternativ som behandlats under projektets gång redovisas översiktligt i detta kapitel, för en mer detaljerad processbeskrivning med flödesscheman hänvisas till delrapporten och de respektive projekt-PM:en [6,7,8]. För de alternativ som utretts under Del 2 av projektet visas slutgiltiga processflödesscheman i Bilaga 1-4. Även de slutgiltiga beräkningsresultaten lyfts fram i resultatkapitlet.

Processalternativen kommer att beskrivas övergripande utifrån schematiska block-flödesdiagram med en kortare kommentar. För mer information hänvisas till delrapporten för Del 1.

De fall som beräknats under projektet, både avseende Del 1 och Del 2, sammanfattas i Tabell 3.1 nedan. Även de alternativ som inte behandlats vidare presenteras med en motivering till varför de inte befunnits tillräckligt intressanta (avsnitt 3.6).

Tabell 3.1 Behandlade fall i konceptstudien med nuvarande respektive modifierad utformning av Rya KVV

#		Oxidant	Bränsle	Tryck
	Kraftvärme			
I.	Produktgas till avgaspanna + GT	Luft	Pellets	Atm
II.	Produktgas till avgaspanna + ombyggd GT (Del 2)	Luft	GROT	Atm
	(a) Ångtork			
	(b) Rökgastork			
III.	Metanisering, SNG till GT	Syrgas	Pellets	Trycksa tt
IV.	Metanisering fristående, SNG till avgaspanna + GT eller annan förbrukare (Del 2)	Syrgas	Pellets	Trycksa tt
	(a) Utan bränsletork	Syrgas	GROT	Trycksa tt
	(b) Med bränsletork			
	Energikombinat			
V.	DME-produktion, restgas till GT			
	(a) Utan bränsletork	Syrgas	Pellets	Trycksa tt

	(b) Med bränsletork	Syrgas	GROT	Trycksa tt
	<i>Ej studerade fall</i>			
VI.	Kraftvärme, endast gas till avgaspanna	Luft	Pellets	Atm
VII.	Kraftvärme, trycksatt	Luft	Pellets	Trycksa tt
VIII.	Kraftvärme, inkl koldioxidavskiljning	Syrgas	Pellets	Trycksa tt
IX.	Energikombinat, enkel genomgång av syntesgas	Syrgas	Pellets	Trycksa tt

Under det andra året inriktades arbetet mot anpassning till ett modifierat Rya KVV samt en fördjupad studie av metaniseringsalternativet. Efter önskemål från Göteborg Energi svängde även valet av bränsle från pellets till ett fokus på trädbränsle i form av flis eller GROT.

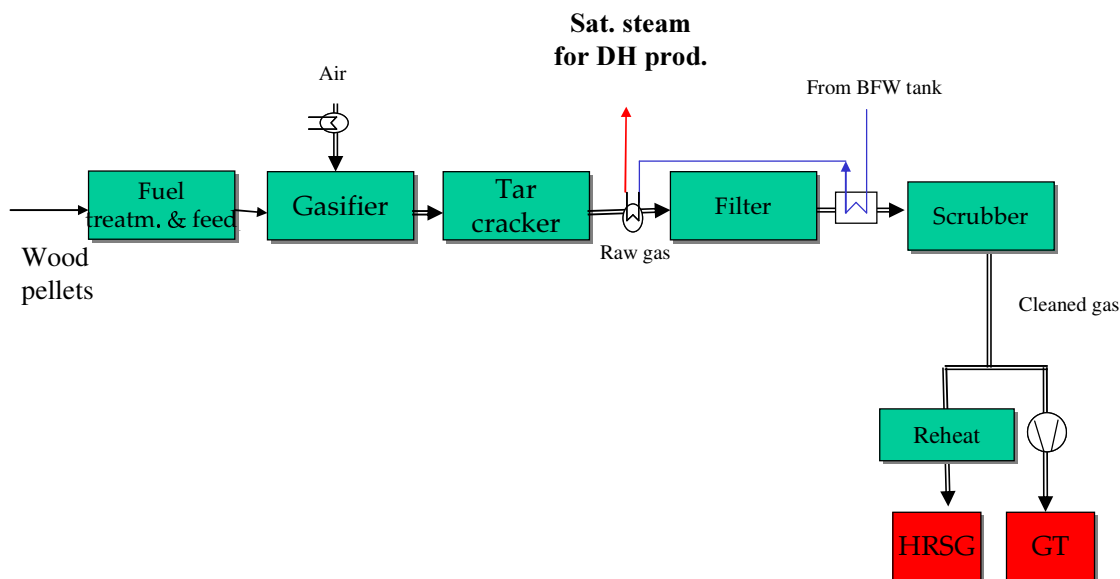
SNG-produktion via en tvåstegs metaniseringsprocess med recirkulation beräknades inklusive ångtork, ett val utifrån vad som är rimligt med tanke på hanterad bränslemängd och generella utrymmeskrav. Ekonomiska beräkningar för SNG-produktionen har dock endast utförts för förgasning av pellets. I Tabell 3.1 indikeras de kraftvärmefall i fokus under projektets andra år explicit med ”Del 2”.

3.4 Kraftvärme

3.4.1 Fall I: Produktgas till befintlig avgaspanna och GT

Ett renodlat kraftvärmefall föreslås utifrån luftblåst, atmosfärisk CFB förgasare med efterföljande tjärkrackning för att minska risken för tjärutfällning i nedströms gaskylare. Konceptuellt beskrivs detta fall i Figur 3.2. Ett mer detaljerat flödesschema visades i tidigare nämnda delrapport. Bränslet har i detta fall valts till pellets för att ge en enklare och mindre utrymmeskrävande hantering på plats.

Den andel av gasen som tillförs GT måste komprimeras till erforderligt tryck för turbinerna. Att tillföra turbinerna gasen medför att drifttiden förlängs för förgasaren, jämfört med att bara tillföra avgaspannorna gasen, eftersom tillsatseldningen stryps först när värmelasten minskar.



Figur 3.2 Principiell beskrivning av kraftvärmealternativet. Integration i huvudsak genom överföring av produktgas till gasturbin och avgaspanna.

3.4.2 Fall II: Produktgas till avgaspanna och ombyggd GT (Del 2)

Under Del 2 av projektet studerades kraftvärmealternativet ytterligare. Det är i stora drag samma process som visades i Figur 3.2, vilken visas lite mer detaljerad i Figur 3.3. Värme från gaskylningen tas dock endast ut som fjärrvärme i det mindre fallet, medan producerad ånga i det större används för bränsletorkning. Beräkningen har visats i detalj i Projekt-PM G1060-RP011d, avseende t.ex. dellastprestanda, och produktionskostnader. Det mer detaljerade flödesschemat med intern mottrycksturbin etc. från detta PM återges i Bilaga 1 och 2 för ång- respektive rökastork.

Indata från Siemens ligger till grund för beräkningen. En gasturbin kan behöva modifieras utöver brännkammarsektionen för att kunna hantera bränslen innehållande mycket ballast. Ett ökat flöde genom brännkammaren kommer att öka maskinens tryckförhållande. Detta är inte alltid önskvärt och det kan justeras genom en luftavtapning efter gasturbinens kompressor, detta för att undvika stora modifikationer av gasturbinens expander.

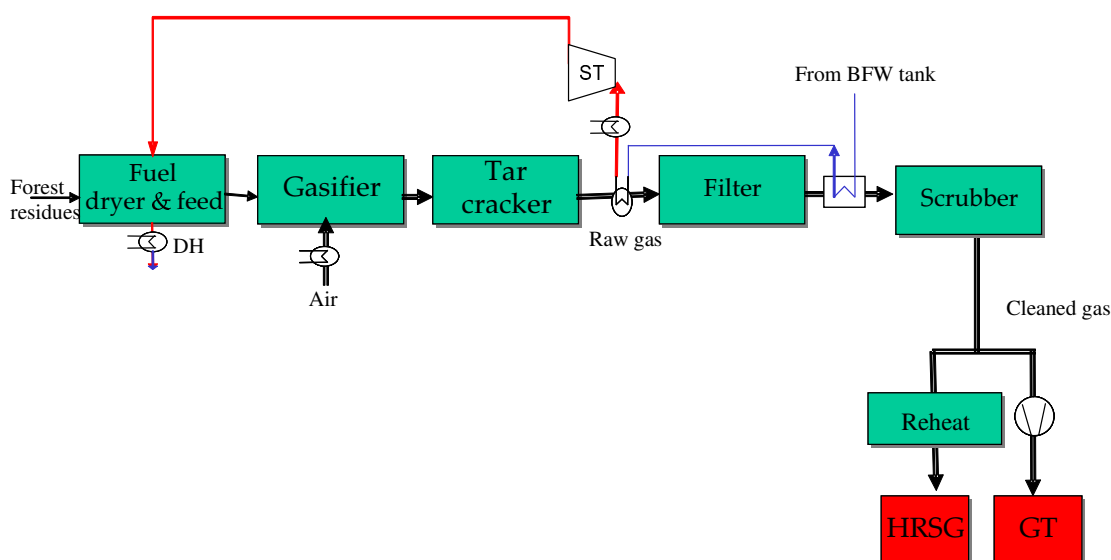
Även avgaspannan får en ändrad driftpunkt eftersom massflödet ökar och avgas-temperaturen sjunker jämfört med en naturgaseldad gasturbin. Vilka driftförhållanden som i praktiken är möjliga med aktuella värmeväxlarytor eller ombyggnation kan vi inte bedöma, utan det som presenteras är tänkbara balanser samt deras respektive förutsättningar.

Det klargjordes i tidigare projekt-PM att om rökgasflödet är dimensionerande finns inget utrymme för tillsatseldning i avgaspannan. Redan avgasflödet från gasturbinen är större än HRSG:ns normala rökgasflöde. Dessa förhållanden är inget möjligt driftfall eftersom avgastemperaturen inte är tillräcklig för att klara nödvändig överhettning.

Prestanda för både rökgas- och ångtork har visats, men investeringskostnaden visas endast för fallet med ångtork.

I de beräknade fall som presenteras här har förutsättningarna valts enligt följande:

- En linje med GT+HRSG ska helt kunna försörjas med förgasat bibränsle (med undantag för den naturgas som krävs för att klara flamstabiliteten). För att klara denna effekt antas 3 x 33 % kapacitet (3 parallella linjer) i förgasare och hetgasrening. Ur kostnadssynpunkt kan ett alternativ med en trycksatt förgasare i stället för tre atmosfäriska vara bättre.
- Bränslet ska vara fuktig flis, till skillnad från pellets i det tidigare kraftvärmefallet.
- I det ena beräkningsfallet torkas flisen i en ångtork, som försörjs med ånga producerad vid 60 bar i gaskylningen och expanderar i en mottrycksturbin.
- I det andra beräkningsfallet torkas flisen i en rökastork. I detta fall integreras ångproduktionen i gaskylningen och i HRSGn genom att viss förvärmning och förångning vid ca 100 bara sker i gaskylningen medan all överhettning sker i HRSGn.
- HRSGn antas kunna producera samma ångflöde och med samma kvalitet som med naturgas om rökgasflödet tillåts öka jämfört med naturgasfallet. (En analys av värmeöverföringsdata i HRSGns kokar- och ekonomiserdel beskrivs i Bilaga 5.)



Figur 3.3 Principiell beskrivning av kraftvärmealternativ med ombyggd gasturbin samt indirekt torkning av bibränsle (GROT) med ångtork.

3.4.3 Fall III: Metanisering, SNG till GT

Under det första året av projektet levererades en preliminär utvärdering av detta processalternativ. Diskussioner inom referensgrupp och med finansiärer hösten 2005 medförde ett beslut att ytterligare fördjupa analysen av detta alternativ, då anpassades även målet från att nå en högre inblandning i Rya till att skapa en gas som i vilken proportion som helst kan ersätta naturgas, även på distributionsnätet. Detta beskrivs under följande rubrik.

Jämfört med DME-syntes kräver metanisering av gasen att skiften drivs längre, för att uppnå ett H_2/CO -förhållande kring 3 eller högre, vilket visas av reaktionen nedan. För syntes av DME (och metanol) krävs ett förhållande om ca 2 (se nedan). Syftet med

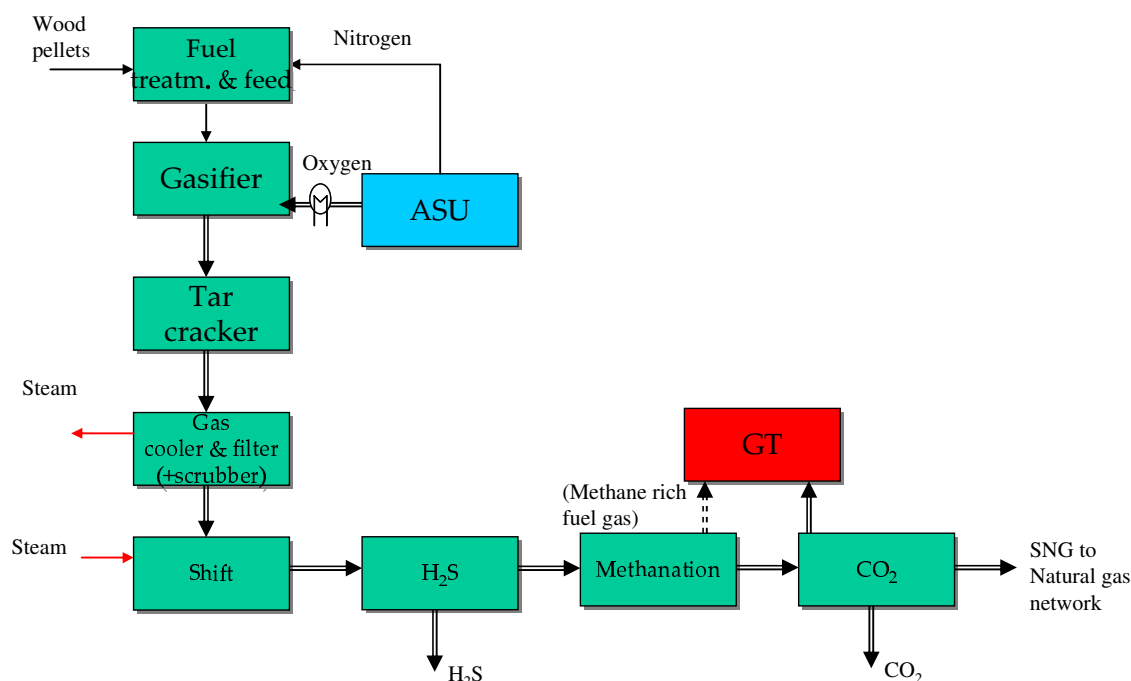
metanisering är vad som tidigare nämnts för SNG, d.v.s. att producera en gas där inblandningen i nuvarande naturgasnät kan väljas fritt mellan 0-100 %. Halten metan i produktgasen ska vara högre än 90 %.



Reaktionen sker över en nickelkatalysator vid ca 250-450°C och högt tryck och är kraftigt exoterm. Lägre temperatur gynnar således metanbildningen och reaktionens värmeutveckling förskjuter jämvikten från metan mot reaktanter om inte kylning sker. Den process som idag används är Lurgis coal-to-SNG jämviktsbegränsade syntes.

Processen för metanisering är uppbyggd i likhet med energikombinatet, med trycksatt och syrgasblåst förgasning, gasrening, syntes samt rening av produkten, vilket visas enligt blockschema i Figur 3.4. Bränslet, i detta fall pellets, matas till en trycksatt och syrgasblåst CFB-förgasare. Tjärar och högre kolväten reformeras katalytiskt och gasen kyls därefter. P.g.a. att skiften i detta fall måste drivas längre än för DME-syntesen, måste nästan hela gasflödet skiftas i kontrast till DME-produktionsfallet där endast en delström skiftas.

Inblandning av gasen sker endast i gasturbinerna, för att maximera drifttiden för metaniseringsanläggningen. För att ha möjlighet att driva anläggningen under hela året kan gasen efter metaniseringen anpassas/konditioneras för att uppfylla kraven för gas till naturgasnätet.



Figur 3.4 Principiell beskrivning av alternativet med metanisering för ökad inblandning av syntesgas till gasturbinen.

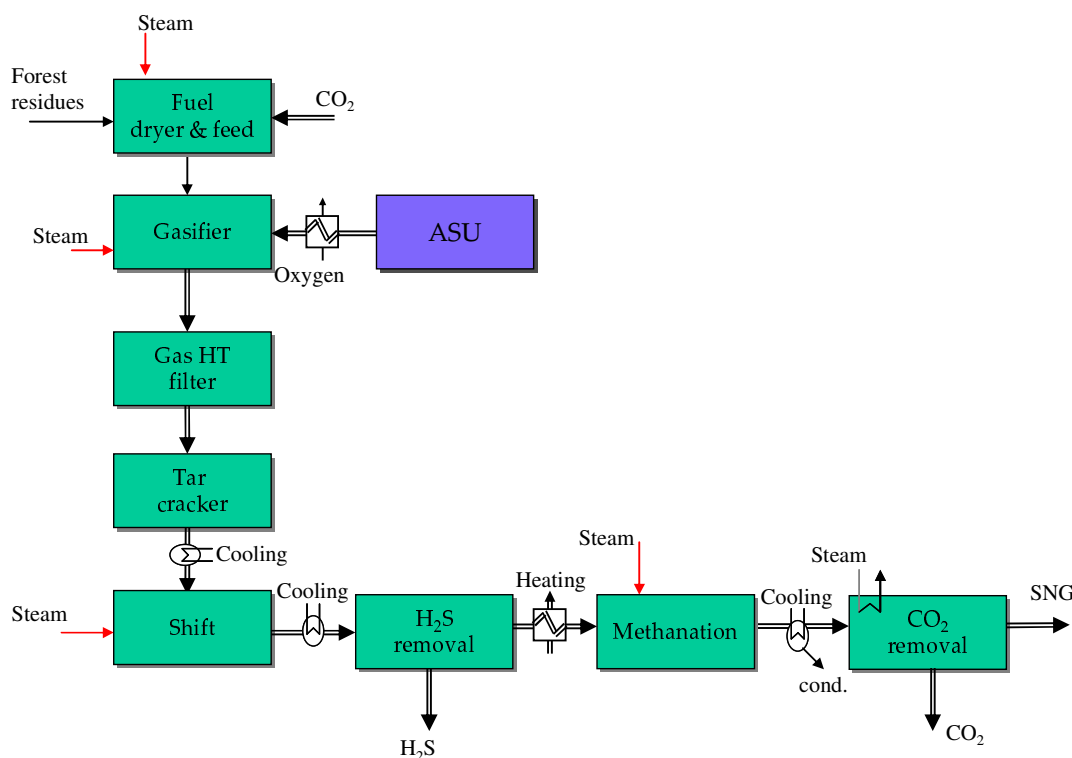
3.4.4 Fall IV: Metanisering fristående, SNG till avgaspanna + GT eller annan förbrukare (Del 2)

Bakgrunden till detta beräkningsfall är det samma som för det föregående. Genom att producera SNG, en gas som är likvärdig med naturgas, kan gasen användas i Rya KVV

utan ombyggnationer av GT och HRSG. SNG kan också levereras ut på naturgasnätet och därmed blir en SNG-anläggning inte beroende av Rya KVV:s drifttider.

I detta fall antas anläggningen lokaliseras till en ny tomt som en "green-field"-anläggning, d.v.s. utan tänkta interaktioner med redan etablerad industriell verksamhet. Anläggningen ska vara självförsörjande på inertgas, matarvatten, instrumentluft etc. En del av den interna elförbrukningen klaras med en intern ångturbin. Resterande elbehov importeras via nätet till anläggningen.

Principerna för en SNG-anläggning beskrevs ovan, i delrapporten som levererades 2005 samt i det separata projekt-PM:et. Figur 3.5 visar ett reviderat schema, snarlikt det som visades i Figur 3.4. Metaniseringsalternativet beräknades först med pellets som bränsle, men senare även med GROT och bränsletork. P.g.a. bränsleflödets storlek används här indirekt torkning med mellantrycksånga, vilket är en kompakt och energieffektiv metod.



Figur 3.5 Principiell beskrivning av alternativet med fristående metanisering för leverans till Rya KVV:s (gasturbiner och avgaspannor) eller annan förbrukare.

3.5 Energikombinat

Integrationen med Rya är för fallet med syntes av DME begränsad till den restgas som avskiljs från processen efter syntes och destillation. Under den tid på året som Rya KVV inte går kan denna restgas dessutom användas internt t.ex. för ångöverhettning.

Den största delen tas ut från den recirkulation som görs av syntesgas över metanolkatalysatorn, vilket även betyder att trycket är fullt tillräckligt i gasströmmen för att kunna tillföras de tre gasturbinerna. Restgasen innehåller oreagerad vätgas, kolmonoxid i begränsad mängd, samt vissa för katalysatorn inerta komponenter (främst metan och kvävgas).

En mindre andel av restgasen härstammar från destillationen, vilken måste trycksättas något för att kunna blandas in i syntesgasen från syntesloopen. Även här utgör icke reagerad syntesgas som är löst i råprodukten, liksom en del högre produkter (etrar, ketoner) den största andelen.

3.5.1 Fall Va: Energikombinat utan bränsletork

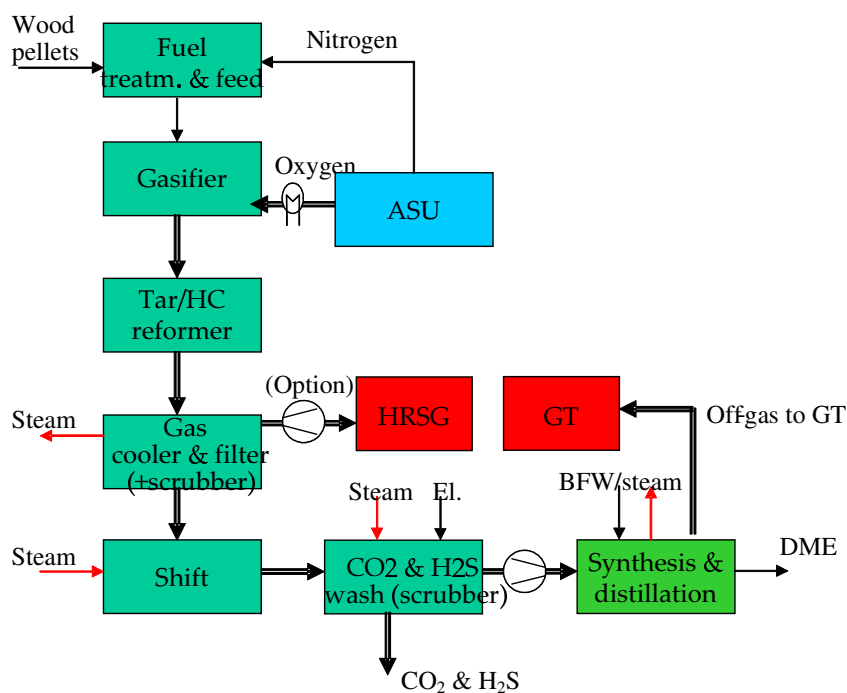
Två stycken energikombinatalternativ föreslås: med respektive utan bränsletork. Under denna rubrik beskrivs fallet utan bränsletork med pellets som primärbränsle. I båda fallen har DME-anläggningens storlek varit dimensionerande för förgasaren. Båda fallen har presenterats i tidigare delrapport.

För DME-syntesen är det avgörande att inte ha för stor andel inert i gasen (främst metan och kväve samt argon). Därför används inte luft utan ren syrgas vid förgasningen, på samma sätt undviks kväve som ballast även i SNG-fallet. Gasreningen sker med högtemperaturfilter och reformer, där tjärar och kolväten reformeras katalytiskt för att öka utbytet av syntesgas och färdig produkt. I skiftreaktorn justeras H_2/CO till den erforderliga för DME-syntesen, vilken ofta uttrycks enligt nedanstående uttryck - den stökiometriska modulen. Värdet av denna bör vara strax över 2,0 för optimala förhållanden.

$$K = \frac{[H_2] - [CO_2]}{[CO] + [CO_2]} \quad [2]$$

Syntesen kan modifieras med avseende på recirkulationsförhållande och reaktortyp. En reformer (ATR) kan placeras i recirkulationsloopen för att konvertera metaninnehållet till ytterligare syntesgas. Detta innebär dels en ökad investering och dels en ökad syrgasförbrukning. Intern reformering skulle dock ytterligare minska integrationen med Rya KVV. I samtliga fall är mängden restgas som kan tillföras de nuvarande brännkammarna ytterst begränsad.

Då integrationen under de flesta omständigheter kommer vara liten, eller förgasningsönskan bli oresonligt stor, har inga beräkningar utförts för detta fall med avseende på modifierade turbiner.



Figur 3.6 Principiell beskrivning av alternativet med drivmedelsproduktion utan bränsletork. Integration genom överföring av restgas till gasturbin samt möjlighet att ta ut produktgas efter gaskylare till avgaspanna.

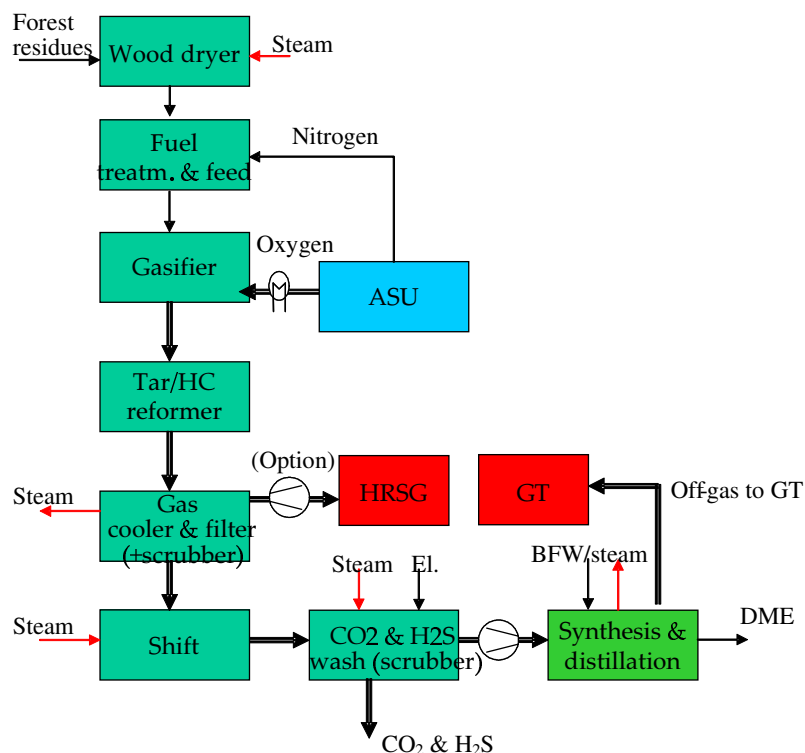
Ett kompletterande projekt-PM har inlämnats: "Förgasningbaserat energikombinat - möjligheter till flexibel drift", med en kvalitativ diskussion om hur integration och flexibilitet för kombinatet kan öka. Där behandlas också generella aspekter kring drift, skalfördelar, driftsekonomi m.m. för en fristående anläggning utan koppling till Rya KVV.

3.5.2 Fall Vb: Energikombinat med bränsletork

Detta kombinatalternativ har i konceptuella termer allt gemensamt med vad som beskrevs för kombinatet utan bränsletork, utom att det här används ett fuktigt skogsbränsle som först torkas innan det matas till förgasaren. Processen beskrivs enligt blockschema i Figur 3.7.

Torkning sker i en ångtork på samma sätt som i metaniseringsavsnittet. Det finns flera skäl till varför bränsletorken inkluderades i energikombinatet. Ett viktigt argument är att det finns fler ångnivåer än i det ursprungliga kraftvärmealternativet, vilket gör matchningen med ångbehovet i ångtorken lättare. Av samma skäl föreslås en indirekt ångtork istället för en rökgastork, vilket även ger en mer kompakt processutformning.

För övrigt är processerna likartade, med skiftning av gasen vid hög temperatur, därefter kylning, avlägsnande av koldioxid och svavel och slutligen kompression och syntetisering av DME.



Figur 3.7 Principiell beskrivning av alternativet med drivmedelsproduktion med biobränsletork. Integration genom överföring av restgas till gasturbin samt möjlighet att ta ut produktgas efter gaskylare till avgaspanna (option).

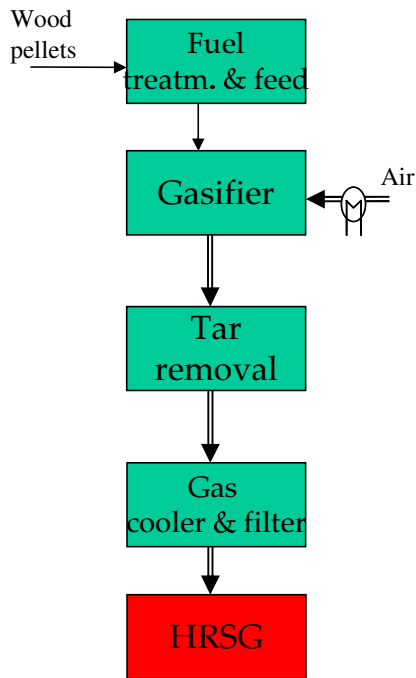
3.6 Ej studerade processalternativ

Under projektets inledande diskussioner lades ett större antal processförslag fram, där ett fåtal beräknades. En del viktiga argument lades fram i samband med att övriga förslag förkastades. Under detta kapitel tas dessa fram igen, vilka även tidigare presenterades i delrapporten.

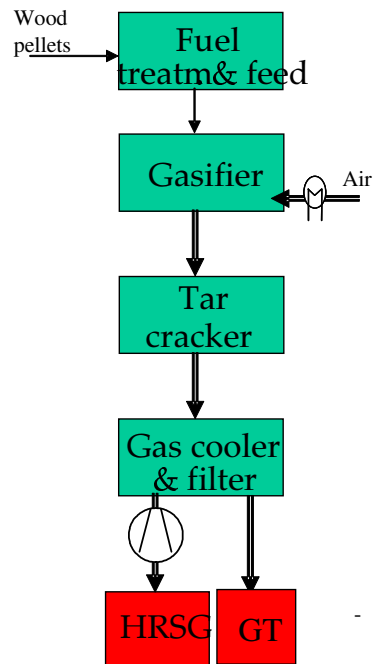
3.6.1 Fall VI: Endast gas till avgaspanna

En mindre komplex utformning än vad som visats ovan är att utifrån det atmosfäriska fallet med luftblåst förgasning, endast tillföra gas till avgaspannorna. Ingen kompression av gasen till de nivåer som en gasturbin kräver behövs därmed, konceptet visas i Figur 3.8.

I och med detta skulle samtidigt kylvattenbehovet minska något. Men drifttiden på fullast minskar, liksom värdet av produktgasen, eftersom tillförseln till avgaspannorna stryps först när värmelasten minskar. Mängden förnybar el som i praktiken kan produceras minskar på samma sätt vid tillförsel av gas endast till avgaspannorna. Av dessa skäl utelämnas detta fall.



Figur 3.8 Processalternativ för kraftvärmeproduktion, atmosfärisk förgasning med luft som oxidationsmedel och användning av produktgas endast i avgaspannor.



Figur 3.9 Principiell beskrivning av ett processalternativ för kraftvärmeproduktion, utifrån trycksatt förgasning med luft som oxidationsmedel.

3.6.2 Fall VII: Kraftvärme med trycksatt förgasning

Ett alternativ baserat på trycksatt förgasning med kraftvärmeproduktion har uteslutits p.g.a. den ökade komplexitet som trycksatt förgasning innebär. Konceptet visas i Figur 3.9 Gasen behöver förvisso inte komprimeras innan den används i gasturbinen, men den tidiga bedömningen var att det antagligen var en mindre del av gasen som kan ledas direkt till gasturbinen och där resterande gasmängd, i storleksordningen 50 %, eldas i avgaspannorna. Detta var ett antagande som kunde bekräftas efter preliminära uppgifter från Siemens.

Även om viss energi kan återfås i en expander, blir det förluster i samband med expansionen av gasen som tillförs avgaspannorna. Att komprimera hela luftflödet innebär också en extra utgift och förlust i systemet.

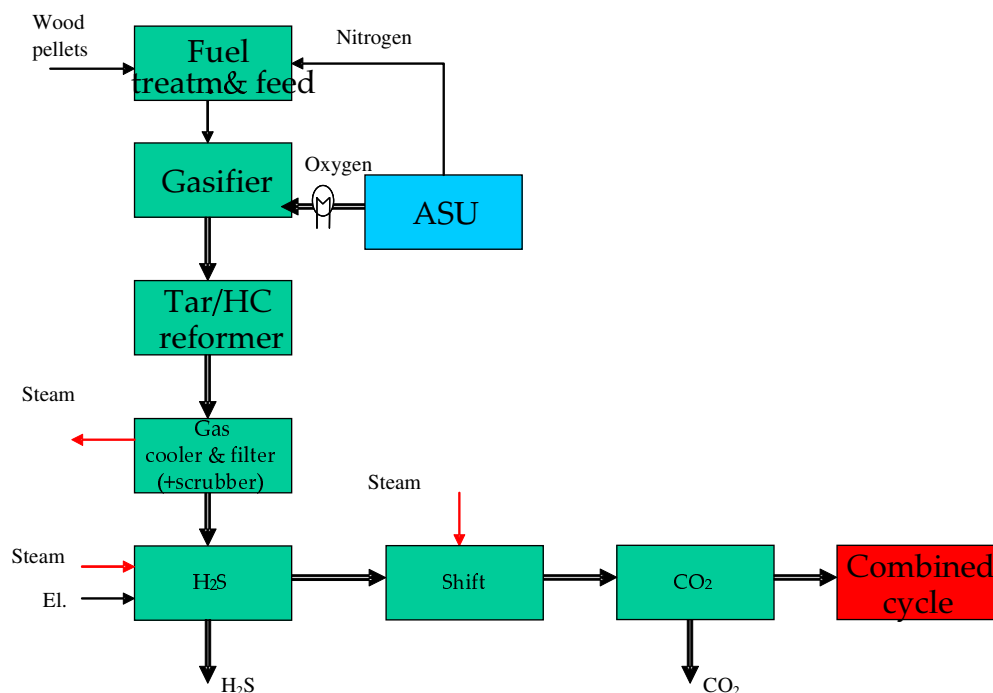
Data från Siemens visade senare att utan modifieringar av gasturbinernas eller avgaspannornas brännare är den tillåtna inblandningen av gas i naturgasen så begränsad att förgasaren dimensionerades till 23 MWth. För detta fall fanns inte någon anledning att satsa på trycksatt teknik utan den valda atomsfäriska tekniken passade bättre.

3.6.3 Fall VIII: Kraftvärme, inklusive koldioxidavskiljning

I Figur 3.10 visas ett processalternativ med trycksatt, syreblåst CFB förgasning, där gasen skiftas så långt som möjligt för att få en vätgasrik bränslegas. Det medför att skiften görs vid så låg temperatur som möjligt och att svavelhalten i gasen till skiften därmed måste vara låg. CO₂ och H₂S avskiljs och därmed är det till största del vätgas, med viss förekomst av CO och inerte, som tillförs Rya KVV och gasturbinerna.

Detta alternativ är en möjlighet till CO₂-fri och uthållig kraftvärmeproduktion (i praktiken negativ nettoemission av CO₂ eftersom avskild koldioxid kommer från förnybart bränsle). Förbränning av H₂ eller vätgasrika gaser i gasturbiner är idag ett område där det pågår forskning inom vissa av de stora leverantörerna. Med dagens gasturbiner och med olika typer av pre-mix-brännare finns emellertid en mycket begränsad potential att blanda in vätgasrika gaser, p.g.a. risk för flash-backs och förändringar i densitet och Wobbe-index mm. Mängden vätgas som kan tillföras är mer begränsad än vad mängden produktgas är, vilket i sig är en kraftig begränsning.

Man skulle även kunna tänka sig ett kombinatfall där vätgas levereras externt och endast den restgas som bildas från separation genom membran eller PSA tillförs gasturbinerna. Detta fall undersöks av en annan delgrupp (AP Teknik) inom projektet och AP Koncept har p.g.a. ovanstående begränsningar uteslutit fallen för koldioxidavskiljning.



Figur 3.10 Principiell beskrivning av ett alternativ med maximal skiftning, kombinerat med koldioxidavskiljning och vätgasförbränning i gasturbin.

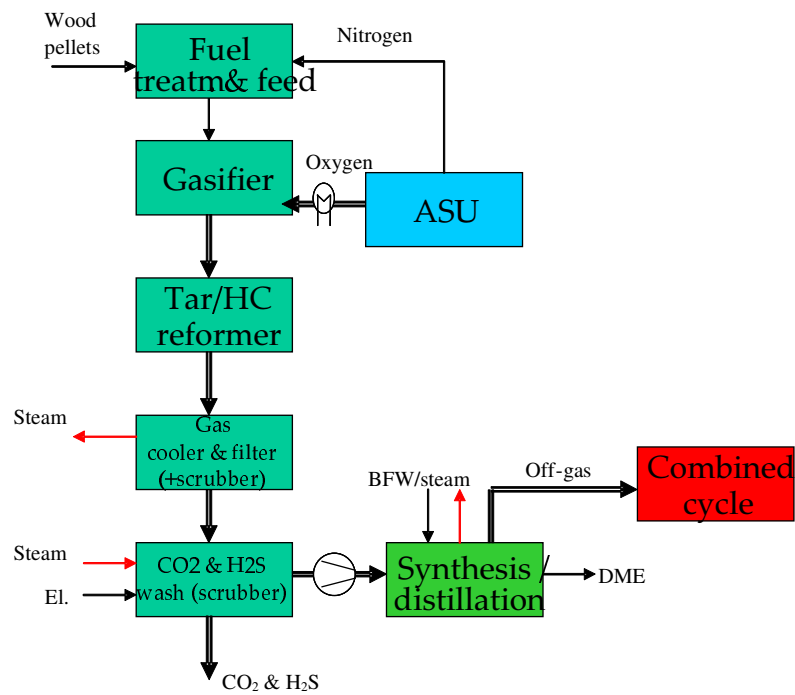
3.6.4 Fall IX: Energikombinat, enkel genomgång av syntesgas

En utelämnad konfiguration, en förenklad utformning av kombinatornaletivet, visas i Figur 3.11. Processen inkluderar ingen skift-katalysator och förutsätter enkel genomgång av syntesgasen i DME reaktorn (ingen recirkulation).

Detta alternativ medför att en större mängd gas går igenom för användning som bränslegas i Rya KVV. Trots att integrationen därmed är större än i det rena DME-fallet ovan har konceptet några större svagheter. Processen blir i sin helhet dimensionerad för ett normalfall och flexibiliteten blir liten. Tydligast finns det ingen möjlighet att avsätta gasen under sommarhalvåret då Rya KVV inte är i drift och drifttiden för energikombinatet minskar då i proportion till detta. När lasten för Rya KVV minskar, måste hela energikombinatet gå ned i motsvarande lastområde. D.v.s. syntesdelen kan bara köras på 100 % av design när all restgas kan avsättas på Rya KVV.

En annan nackdel är att hela syntesgasflödet renas till syntesgaskvalitet, vilket medför en onödigt dyr bränslegas där kraven för gasturbin respektive avgaspanna normalt är lägre. Gasreningen blir också förstörd och driftkostnaden ökar i och med att partialtrycket av CO₂ blir lägre än om gasen först hade skiftats (som för kombinatet). Med denna utformning komprimeras hela gasflödet till syntesen till 60-100 bar för att sedan expandera bränslegasen till lämpligt tryck i brännkammare och avgaspanna.

Detta alternativ bedöms ge en något lägre investering än det kombinat som inkluderats i beräkningarna, men energieffektivitet, flexibilitet och produktionskostnader är alla mindre fördelaktiga än för det fall som nu inkluderats.



Figur 3.11 Principiell beskrivning av alternativ för DME-produktion, utan skiftning och med enkel genomgång av syntesgasen genom syntesreaktorn. En större mängd restgas tillåts gå till gasturbinen på bekostnad av en lägre drivmedelsproduktion.

4 Processutformning

De processenheter som tidigare visats i de olika blockflödesdiagrammen i kapitel 3 beskrivs nedan utifrån de respektive funktionerna. En mer ingående beskrivning finns i delrapporten från 2005 samt i projekt-PM. Mer detaljerade flödesscheman för arbetet under Del 2 finns i bilagor.

Alla processalternativ som behandlats i kapitel 3 nyttiggör inte alla processenheter som beskrivs nedan. Förgasningen kan ske antingen atmosfäriskt med luft eller trycksatt med användning av syrgas som oxidationsmedel. De nedströms belägna reningsprocesserna skiljer sig åt beroende på vilket processalternativ som avses. I stort inkluderar processerna följande processer som tidigare beskrivits som enskilda block.

- **Bränslematning och bränsletork**
Bränslehantering från lager till förgasare respektive bränsletork för flis
- **Förgasning**
CFB-förgasare med efterföljande tjärkracker eller reformering för att minska mängden kolväten i rågasen samt gasfilter och skrubber för partikelavskiljning
- **Gasrening**
Svavel och koldioxidrening kombinerat i en process (Selexol[®]), inklusive regenereringssteg. Rening kan ske antingen selektivt eller icke-selektivt
- **DME-syntes**
Syntesgaskompressor, DME-process inkl. recirkulationskompressor
- **Metanisering**
Katalysatorbäddar, recirkulationskompressor
- **Hjälpssystem**
Ångssystem, kryogen luftseparation (inkl kompressor och kringssystem), kylvatten, askhantering, nödström, vattenrening, fackla etc.

För ytterligare detaljer kring förgasningsprocesser, kemi och teknikstatus hänvisas läsaren till t.ex. *Handbook of Biomass Gasification*, Edited by H. A. M. Knoef, BTG Biomass technology Group 2005 (ISBN 90-810068-1-9).

5 Tekniska beräkningar

Principerna för integrationen med Rya har beskrivits tidigare, under denna rubrik ges vissa ytterligare detaljer, förutsättningar samt antaganden som använts i de tekniska beräkningarna.

För antaganden och speciella förutsättningar för de enskilda fallen hänvisas till de respektive projekt-PM:en samt delrapporten från år 2005.

5.1 Förutsättningar

5.1.1 Biobränsle

Antagen bränslespecifikation ges nedan i Tabell 5.1. Bränslesammansättningen antas vara densamma för pellets och GROT/flis. Det enda som skiljer fallen beräkningsmässigt är fukthalten.

Tabell 5.1 Biobränslespecifikation (torr och askfri) som använts för pellets respektive GROT (vikt %) i de tekniska beräkningarna

	Pellets	GROT/flis
C	50,7	50,7
H	6,3	6,3
O	42,9	42,9
N	0,1	0,1
S	0,03	0,03
Cl	0,01	0,01
Askhalt (torrt bränsle), %	0,6	0,6
Fukthalt (fuktigt bränsle)	10	50
LHV (MJ/kg torr, askfri)	19,0	19,0

5.1.2 Uppgradering och kvalitet av DME

För beräkningarna har DME av ”drivmedelskvalitet” antagits. Skillnaden mellan att producera DME med kemikaliestandard gentemot drivmedelskvalitet, där viss andel metanol och vatten tillåts, är dock relativt liten med avseende på energitillförsel.

Det finns idag ingen vedertagen standard för ”drivmedels-DME” eftersom denna användning inte förekommer annat än i flottförsök. Oljebolaget BP föreslog emellertid för ett par år sedan ett spann för föroreningar i slutprodukten enligt Tabell 5.2, men inga motortester har hittills utförts för att undersöka optimum i praktiken.

Tabell 5.2 Föreslagen produktspecifikation för DME av drivmedelskvalitet.

Komponent	Halt (mass- %)
Vatten	3.2 ± 0.3
Metanol	7.5 ± 1.0
DME	88.9 ± 0.9
Oxygenater, högre etrar och gaser	0.4 ± 0.1
Metaller, svavel, kväve	-

5.1.3 Kvalitetskrav för SNG

Naturgasspecifikationen som styr hur långt gasen måste processas är den tyska standarden DVGW G260:

Wobbeindex (LHV)	$> 46.1 \text{ MJ / Nm}^3$
Relativ densitet	$0.55 - 0.75$
Svavelinnehåll	$< 30 \text{ mg / Nm}^3$
CO (mol- %)	$< 6 \%$
H ₂ (mol- %)	$< 12 \%$

Dessutom gäller att distributionsnätet på mellantrycksnivå håller ett tryck av drygt 25 bara. Specifikationen är synbart generös på vissa punkter och gasturbinerna i Rya KVV klarar tex inte 12 % vätgas. Randvärden av oberoende parametrar som gaskoncentrationer kan dessutom begränsas av en beroende parameter som Wobbeindex och/eller relativ densitet.

5.1.4 Ångsystem

Begränsad integration med Ryas ångnät kommer att utföras. I kraftvärmefallet beror det på det höga tryck som används i Rya KVV, 100 bar, vilket blir orimligt att designa en liten atmosfärisk gaskylare för. I kombinatfallet beror det på att flera ångnivåer behövs och möjlighet till av- och intappning saknas för Rya KVV's ångturbin.

Interna ångkvaliteter som använts i de olika förgasningsanläggningarna är:

LP	5,5 bar,a (sat.)
MP	15 bar,a
IP	40 bar,a
HP	90 bar,a (sat.)
HP	90 bar,a (490 °C)

5.1.5 Gas till GT och HRSG

För beräkningarna har indata erhållits från Siemens Industrial Turbomachinery på vilken andel gas från de olika förgasningsalternativen som får blandas in tillsammans med naturgas till gasturbinerna och avgaspannorna utan att några modifieringar av dessa behöver göras, vilket varit den första utgångspunkten.

I kraftvärmefallet, d.v.s. Fall I och II, där förgasningen sker nära atmosfärstryck, behöver den del av gasen som ska levereras till gasturbinerna komprimeras till

gasturbinbrännkammarens tryck. Den gas som ska levereras till avgaspannorna behöver återvärmas för att ha en marginal mot vattendaggtemperaturen.

Under Del 2 av projektet, med ombyggnad av turbinens brännkammare, har vissa ingångsparametrar erhållits från Siemens, som underlag för beräkningar med vissa egna antaganden.

Räknebasen för de båda fallen som redovisas med ombyggd gasturbin är att dels ska producerad gasmängd räcka till att kunna köra gasturbinen på fullast och dels förutsätts tillsatseldningen ge samma produktion av ånga från avgaspannan som Rya KVV med naturgaseldning. Dessa båda förutsättningar blir därmed dimensionerande för förgasarstorleken. Därför skiljer även storleken för fallet med ångtork i jämförelse med rökastork, då den totala ångbalansen ser annorlunda ut.

5.2 Beräkningsförutsättningar

Antaganden för de tekniska beräkningarna anges i Tabell 6.1. De flesta antaganden är generella, medan t.ex. olika drifttid antagits för förgasningsanläggningar i kraftvärme-produktion respektive energikombinat.

Kraftvärmealternativet I antas, enligt indikationer från Göteborg Energi, gå 4 100 ekvi-valenta fullasttimmar med beaktande av kortare drifttid för avgaspannorna. Eftersom bränslegasfördelningen mellan avgaspanna och gasturbin är ca 50/50 % blir beräk-ningen inte missvisande om den angivna drifttiden antas utan inbördes viktning av tillförd effekt.

För driften av energikombinatet ansätts en årlig tillgänglighet av 8 000 timmar/år, då restgasen delvis används internt. Verkningsgraden i gasturbinen antas vara oförändrad för låg inblandning av LCV-gas jämfört med användning av naturgas. Det större kraftvärmefallet II, har beräknats med hänsyn till olika driftförhållanden. En redogörelse av olika driftfall under året visas i Bilaga 5.

Två verkningsgrader beräknas för de respektive fallen, vilka båda redovisas i resultatsammanställningen i Tabell 7.1. Den första, enligt uttryck 3, är ett beräknat utbyte från tillförd biomassa till produkt, båda angivna i MW(LHV) bränsle. Verknings-graden för respektive produkt, d.v.s. värme, el och drivmedel, beräknas utan hänsyn till elbalansen enligt följande uttryck:

$$\eta_{Bränsle} = \frac{produkt_i}{biomasseimport} \left[\frac{MW(LHV)}{MW(LHV)} \right] \quad [3]$$

Ett bättre mått, vilket kan användas vid direkta jämförelser mellan andra koncept beräknade på motsvarande sätt visas enligt uttryck 4. Här beräknas verkningsgraden för respektive produkt, d.v.s. värme, el och drivmedel (LHV/MW), dividerat med tillförd biomassa (LHV) i likhet med ovanstående. Men nämnaren inkluderar även elimporten direkt i nämnaren där nettoelimporten konverterats till ett motsvarande biomassebehov genom division med en teoretisk elverkningsgrad.

$$\eta_{System} = \frac{\text{produkt}_i}{\text{biomasseimport} + \frac{\text{netto elförbrukning}}{\eta_{kondensel}}} \left[\frac{\text{MW(LHV)}}{\text{MW(LHV)}} \right] \quad [4]$$

Detta angreppssätt gör att anläggningen blir självförsörjande m.a.p. el även om elen i praktiken inte produceras on-site, och därmed är verkningsgraden jämförbar med andra studier. Det är dock viktigt att kontrollera vilka verkningsgrader som antas i andra studier och eventuellt korrigera för avvikelser.

Här har en konservativt skattad elverkningsgrad av 30 % ansatts för denna externa elproduktion. I kostnadskalkylen har elen däremot köpts in till en given kostnad som listas under antaganden. Kraftpannan har inte ingått i investeringskalkylen och är i de flesta fall för liten för att vara intressant att uppföra i ett verkligt fall.

Medan uttryck 3 och 4 ovan ser på nettoelproduktion för förgasningsanläggningen, är det för kraftvärmealternativen också intressant att studera den totala effektiviteten, inklusive bibränslets andel av Rya KVV:s produktion. Syftet med Fall I och II är att tillföra bränslegas direkt till Rya KVV och den resulterande el- och värmeproduktionen bör därmed inkluderas.

I kapitel 7 med tekniska resultat visas jämförelsen för kraftvärmefallen, inklusive SNG, separat från den övergripande jämförelsen mellan samtliga beräkningsfall. Som underlag används i det fallet nettoproduktion av el i förgasningsanläggningen samt den resulterande effekten i Rya KVV. Den marginella mängd naturgas som behöver tillföras i Fall II inkluderas som tillfört bränsle.

6 Ekonomiska resultat

Under denna rubrik visas resultaten för de beräknade fallen I-V.

6.1 Antaganden

Antaganden för den ekonomiska analysen framgår av Tabell 6.1 nedan. Den ekonomiska analysen görs utifrån en huvudprodukt och dess produktionskostnad, i kraftvärmefallen bränslegasen/SNG och i kombinatfallet DME, där övriga produkter som t.ex. fjärrvärme ansätts ett värde.

Tabell 6.1 Ekonomiska förutsättningar utifrån det basscenario som beskrivits i delprojekt Grunddata (eventuella skatter exkluderade)

Finansiell bas	Q1 2006
Kalkylräntefot	5 %
Ekonomisk livslängd	20 år
Årliga ekvivalenta, fullastdrifttimmar (kraftvärme, Fall I)	4 100 h/år
Årliga drifttimmar (drivmedel, metanisering)	8 000 h/år
Inköpspris el	500 SEK/MWh
Elcertifikat	225 SEK/MWh
Biobränslekostnad (pellets)	195 SEK/MWh
Biobränslekostnad (GROT)	125 SEK/MWh
Naturgaskostnad	130 SEK/MWh
Bränslegas, försäljningspris	130 SEK/MWh ¹⁾
Fjärrvärme, försäljningspris	250 SEK/MWh ¹⁾
1) Eget antagande inom delprojekt AP Koncept. Antaget bränslegaspris är endast relevant för energikombinatet.	

6.2 Investering

Ambitionen för beräkning av investeringskostnad i denna del av projektet har varit att få en grov uppskattning för att kunna konstatera hur pass intressanta de olika fallen är att gå vidare med i en intern jämförelse. Data från tidigare studier har använts och vid behov skalats i tid och kapacitet.

I samtliga anläggningskostnader som anges i Tabell 6.2 avses installerad kostnad, d.v.s. inklusive eventuella byggnader, fundament, markförbättringar och även frakt. Fall III redovisas ej, eftersom denna beräkning inte färdigställdes förrän under Del 2 och nu redovisas som Fall IVa. Beräkningarna för SNG-fallet (Fall IVa) har hämtats från energikombinatet som delvis är identiskt.

Observera att till Fall II kommer faktiska kostnader för ombyggnad av Rya KVV, en kostnad som i dagsläget är okänd.

Tabell 6.2 Grovt uppskattade investeringskostnader för kraftvärme respektive energikombinatfallen, angivna i MSEK.

	Kraftvärme Fall I	Kraftvärme (ångtork) Fall IIa	Kraftvärme (SNG, pellets) Fall IVa	Kombinat (utan tork) Fall Va	Kombinat (med tork) Fall Vb
<i>Direkta anläggningskostnader</i>					
Bränslehantering ^a	-	140	54	54	145
Luftseparationsanläggning ^b	NA	NA	220	220	220
Förgasning, tjärkrackning ^c	48	170	290	290	290
Gaskylning och ångsystem ^d	27	190	150	150	115
Skift, gasrening	NA	-	215	215	215
DME/SNG-syntes	NA	NA	120	355	355
Övriga processdelar ^e	10	40 + ?	155	150	150
<i>Summa anläggningskostnader</i>	<i>85</i>	<i>540 + ?</i>	<i>1 200</i>	<i>1 435</i>	<i>1 490</i>
Engineering, tillstånd, igångkörning mm ^f	20	100	700	760	760
Oförutsett	11	60	180	220	225
Total investering (MSEK)	116	700 + ?	2 080	2 400	2 500

a) Inkluderar även bränsletork där sådan inkluderas i processen.

b) Kryogen luftseparationsanläggning

c) Inkluderar även bränslematning för kraftvärmealternativet, Fall I

d) Inkluderar gasrening och kompression i kraftvärmefallet, respektive ångsystem för energikombinatalternativen. I Fall IIa ingår även gaskompressor.

e) Avser kringsystem som vattenrening, byggnader etc. Fall II bör inkludera kostnaden för ombyggnad av Rya KVV, vilken dock är okänd.

f) Inkluderar lönekostnader under uppstartperioden, byggränta mm.

6.3 Kostnadskalkyl

Vid beräkningen av driftkostnader har ett betraktelsesätt använts, där förgasningsöns betraktas fristående från Rya KVV-anläggningen. Det innebär att anläggningen inte i dessa beräkningar krediteras för den bränslegas som eldas i Rya KVV och därmed ger intäkter för såld el- och fjärrvärmeproduktion. Beräkningarna ger en produktionskostnad per MWh för förgasningens produktgas, SNG respektive DME. Eventuella intäkter från elcertifikat för *internt* producerad el är medräknade utifrån bruttoproduktionen. Netto elkonsumtion importeras från nätet där elcertifikat inkluderas i kostnaden för att få en fullständigt grön produktion. Elcertifikat från produktionen i Rya KVV inkluderas däremot inte, men kommer naturligtvis i praktiken väsentligen förbättra kalkylen för kraftvärmealternativen.

Vid användning av produkten i Rya KVV ska de beräknade kostnaderna jämföras med naturgas med hänsyn till att elproduktionen från biobränslet ger grön el som berättigar till elcertifikat.

Vid beräkning av kapitalkostnaden har en annuitet av 8,0 % använts, enligt angiven kalkylränta och livslängd. Det är ett gemensamt antagande inom Rya KVV, vilket dock motsvarar ett lägre avkastningskrav än vad som är vanligt förekommande.

Det framgår av Tabell 6.3 att bränslekostnaden är den största enskilda kostnaden i samtliga fall, och i de flesta den klart dominerande. En slutsats av detta är att höga verkningsgrader är väsentligt för anläggningarnas totalekonomi.

Kapitalkostnaden är den näst största enskilda kostnaden. För att minska denna kostnads andel av den totala produktionskostnaden är det av stor vikt att kunna fördela den på så lång drifttid som möjligt. Detta inverkar negativt på kraftvärmefallen som endast är i drift under samma tid som Rya KVV, särskilt Fall I som har samma ekvivalenta fullasttid som Rya KVV, medan däremot energikombinaten (DME och SNG) i praktiken kan köras som processanläggningar med hög tillgänglighet.

Produktionen av fjärrvärme i kombinatfallen har uppskattats, men produktionen kan ökas väsentligt om t.ex. kondensatorn istället körs i mottryck mot fjärrvärmereturen samt med ytterligare optimering. Ett problem med denna lösning är att fjärrvärmebehovet inte kommer att finnas under hela kombinatanläggningens årliga drifttid.

Tabell 6.3 Produktionskostnader för kraftvärme- respektive energikombinatfallen, angivna i MSEK/år respektive SEK/MWh huvudprodukt (bränslegas/SNG respektive DME (LHV))

	Kraftvärme Fall I	Kraftvärme (ångtork) Fall IIa	Kraftvärme (SNG, pellets) Fall IVa	Kombinat (utan tork) Fall Va	Kombinat (med tork) Fall Vb
Kapitalkostnad ^a	9,3	56	166	192	200
Biobränslekostnad	18,4	147	427	421	242
Elkostnad	3,0	35	21	33	35
Drift och underhåll ^b	3,5	21	42	(Inkl i övrigt)	(Inkl i övrigt)
Övriga kostnader ^b	1,2	40	99	152	158
Elcertifikat	-	-5,7	-27	-29	-21
Fjärrvärme (endast inom förg. o. syntesanl.)	-4,7	-32	-128	-20	-21
Bränslegas	-	-	-	-8	-8
Produktionskostnad (MSEK/år)	30,8	261	600	758	595
Produktionskostnad (SEK/MWh huvudprodukt)	440	265	440	600	470

a) Exkl. kostnaden för ombyggnad av Rya KVV i Fall IIa.

b) För energikombinaten ingår kostnaden för underhåll i Övriga kostnader.

7 Resultat

7.1 Tekniska resultat

I Tabell 7.1 nedan ges en sammanställning av de viktigaste beräkningsresultaten för de behandlade fallen enligt tidigare skrivningar och separata projekt-PM.

I denna konceptstudie har ingen hänsyn tagits till att ökad fjärrvärmeproduktion minskar värmeunderlaget för Rya KVV i stort och således även antalet drifttimmar. För kraftvärmefall II med ångtork och för ett antal olika driftfall och dellastsituationer med ombyggda turbiner har en beräkning utförts för prestanda. Denna fråga utreds mer generellt i andra delprojekt. För energikombinaten där integrationen med Rya KVV är liten och endast restgasen används i gasturbinerna är variationen liten över året.

Det påverkar de olika alternativen i olika omfattning, beroende på om bränslegas i första hand används i gasturbinerna (med längre drifttider) eller i avgaspannorna där drifttiden är kortare, men i båda fallen minskar antalet totala fullasttimmar då värmeproduktionen ökar.

I Tabell 7.1 beräknas även den extra biomasseförbrukning som anläggningen resulterar i genom det interna elbehovet, som förutsätts ska täckas genom biomasseldade kraftverk. Principiellt kan man tänka sig att anläggningen importerar el och t.o.m. vätgas, t.ex. producerad med vindkraft, men i praktiken är el på marginalen fossilproducerad och anläggningen blir i sin helhet inte förnybar i sin produktion. För att göra denna anläggning mer jämförbar med andra studier, med avseende på verkningsgrader, redovisas i Tabell 7.1 därför båda verkningsgraderna enligt tidigare resonemang. Dels utifrån anläggningens perspektiv samt dels utifrån ett mer systemtekniskt dito, där anläggningen även belastas med biomasseförbrukningen i ett externt kraftverk.

Totalverkningsgraderna som beräknats för energikombinaten återspeglar bl.a. att fjärrvärmeproduktionen inte optimerats, men även det faktum att en del av producerad gas eldas internt för ångöverhettning.

Att kapaciteten för de båda fallen IIa och IIb med ombyggd gasturbin skiljer sig beror som tidigare nämnts på förutsättningarna; d.v.s. att gasmängden ska räcka till fullast för en gasturbin och dels ge samma ångproduktion genom tillsatseldning som med naturgas. Ångbalansen skiljer sig mellan både dessa fall.

För beräkningsfallet med SNG antas att gasen levereras till Rya över staketet, utan att tillgodoräkna sig producerad fjärrvärme eller el. Detta synsätt används konsekvent i Tabell 7.1 där inte heller de renodlade kraftvärmefallen tillgodoräknas producerad el och värme i Rya KVV utan slutprodukten utgörs av producerad gas.

Tabell 7.1 Tekniska beräkningsresultat för de behandlade fallen, data angivna i MW (LHV)

	Värme					Energikombinat - DME	
	Fall I	Ångtork Fall IIa	Rökgas- tork Fall IIb	SNG, pellets Fall IVa	SNG, GROT/flis Fall IVb	Pellets Fall Va	GROT/flis Fall Vb
Biobränsleanvändning (pellets, GROT)	23	236	209	274	242	274	242
Elanvändning							
Internkonsumtion ^{a)}	1,4	18	17	20	22	24	26
Intern produktion	-	5	-	15	12	17	12
Nettokonsumtion	1,4	13	17	5	10	7	14
Bränslegasleverans	17	198	180	173	173	11	11
DME	-	-	-	-	-	158	158
Fjärrvärme-/ångproduktion	5	26	42	64	58	ca 25	ca 27
Verkningsgrad till produkt ^{b)}							
Bränslegas	73 %	84 %	86 %	63 %	71 %	4 %	4 %
DME	-	-	-	-	-	58 %	65 %
Fjärrvärme	20 %	11 %	-	23 %	24 %	ca 9 %	ca 11 %
Ånga	-	-	20 %	-	-	-	-
Totalt	93 %	95 %	106 %	86 %	95 %	71 %	81 %
Biomassa för elproduktion ^{c)}	4,7	44	55	15	33	23,3	46,7
Total biomasseanvändning (teoretisk)	28	280	264	289	275	297	289
Verkningsgrader, inkl. biomassa för elproduktion ^{d)}							
Bränslegas	62 %	71 %	68 %	60 %	63 %	4 %	4 %
DME	-	-	-	-	-	53 %	55 %
Fjärrvärme	18 %	9 %	-	22 %	21 %	ca 8 %	ca 9 %
Ånga	-	-	15 %	-	-	-	-
Totalt (inkl biomassa för elprod.)	80 %	80 %	83 %	82 %	84 %	65 %	68 %

a) Intern elförbrukning för förgasnings- och ev. syntesanläggning inkl. hjälpsystem, t.ex. ASU. Rya KVV:s interna elförbrukning ingår inte.

b) Definierad som (produkt) / (biomasseimport) [MW(LHV)/MW(LHV)]

c) Här antas som jämförelse att el produceras off-site i kondensutförande med $\eta_{el} = 30 \%$. Elproduktion i Rya ingår därmed ej i resultaten utan producerad gasmängd redovisas.

d) Definierad som (produkt) / (biomasseimport inkl. biomassa för elproduktion) [MW(LHV)/MW(LHV)]

Ombyggda gasturbiner och effekter på Rya KVV

Det senast levererade beräkningsfallen med ombyggd GT förtjänar en ytterligare kommentar. I Tabell 7.1 visades resultaten på motsvarande sätt som för övriga fall, där systemgränsen är dragen runt förgasningsanläggningen. Det är dock inte riktigt relevant för just kraftvärmefallet, där även effekten på Rya KVV bör inkluderas i både el- och värmeproduktionen för en total balans. De totala resultaten kan dessutom direkt jämföras med prestanda för motsvarande naturgaseldade linje.

I kraftvärmefall IIa med ångtork producerar produktgasen, tillsammans med en liten mängd naturgas i den för övrigt produktgaseldade HRSG, el i Rya KVV med verkningsgraden 44,3 % i fullastfallet. Detta är något högre än Referensfallet med naturgas av 43,5 % tack vare dels att produktgasen ger högre effekt från gasturbinen än naturgasen gör, dels att matarvattenpumpar hänförs till förgasningsanläggningens internförbrukning.

I genomsnitt över den drifttid som definieras i PM i Bilaga 5 är motsvarande elverkningsgrad 42,1 %. SNG producerar el med samma verkningsgrad som naturgas. Den årliga elproduktionen från den ombyggda GT+HRSG-linjen i Rya KVV är 429 GWh från 980 GWh bränslegas och 38 GWh naturgas. Motsvarande siffror för verkningsgrad till fjärrvärme är 50,5 % i fullastfall och 50,1 % över den årliga drifttiden.

I nedanstående Tabell 7.2 ges ett utdrag av resultaten för just dessa kraftvärmefall, inkluderande både ång- respektive rökgas tork för Fall II. Dessutom ges det nuvarande Rya KVV som referensfall med prestanda för en gasturbinlinje inklusive avgaspanna för naturgas.

Ytterligare en intressant jämförelse är att lägga in SNG-fallet med användning av gasen i Rya KVV, vilket är en relevant hypotes. Samtliga kraftvärmealternativ ger relativt låg elverkningsgrad, vilken dock ska jämföras med Referens naturgas som också är lägre än en state-of-the-art NGCC pga en relativt hög tillsatseldning.

SNG ersätter naturgas 1:1 utan att påverka el- och fjärrvärmeproduktion. För kraftvärme med modifierad gasturbin för full ersättning av naturgas på en linje (GT + HRSG) har däremot produktionen i Rya KVV beräknats utifrån givna och antagna förutsättningar med produktgasen som bränsle.

Tabell 7.2 Separat betraktelse av producerade effekter för kraftvärmefallen, inklusive Rya KVV

	Fall II a – ångtork	Fall II b - rökgastork	Fall IVa SNG	Referens Naturgas
Biobräsleanvändning, MW (LHV)	236	209	270	-
Renad gas till GT + HRSG, MW(LHV)	198	180	173	-
Mottrycksturbin(intern), MWe	5	-	15	-
GT, producerad effekt, MWe	47	47	75 (Inkl ÅT)	44
Naturgaseldning (stödbränsle)	8	6		200
Ångprod. – motsv elprod i ÅT, MWe	46	46	-	46
Fjärrvärme, inkl Rya, MW	ca 130	ca 95	149	98
Netto elproduktion inkl Rya KVV, MWe	78	75	71	88
Elverkningsgrad, netto-el / bränsle tot	32 %	35 %	26 %	44 %
Totalverkningsgrad, (netto-el + fjv)/bränsle	85 %	79 %	80 %	93 %

7.2 Ekonomiska resultat

Vid användning av produkten från förgasningsanläggningen i Rya KVV ska de beräknade kostnaderna i Tabell 6.3 jämföras med dagens förutsättningar, d.v.s. naturgas, med samtidig hänsyn till att elproduktionen från biobränslet ger grön el som berättigar till elcertifikat. Avseende tabellen ska det noteras att de olika fallen har olika förutsättningar avseende årlig drifttid, bränsle osv.

Skillnaderna i el- och fjärrvärmeproduktion mellan den biobränsleeldade ombyggda linjen och den naturgaseldade linje som har den längsta drifttiden är inte stora. Produktionskostnaden för produktgasen beräknades till ca 265 SEK/MWh (exkl. kostnad för ombyggnad av Rya KVV). Enligt antagande om naturgaskostnad av 130 SEK/MWh är skillnaden relativt stor. Men ett mindre konservativt och mer relevant marknads-/listpris för naturgas under hösten 2006 är 250-300 SEK/MWh (för industrikunder) utan skatter, alltså omkring det beräknade priset för produktgasen (Fall II). Den stora skillnaden i ekonomi vid eldning av naturgas och produktgas är de gröna elcertifikat som elproduktionen från biobränslen berättigar till. Av de 429 GWh el från den ombyggda linjen tillförs $980/(980+38)=96\%$ av bränslet som produktgas från biobränsleförgasning vilken alltså berättigar till elcertifikat i sin produktion. Om man i stället drar gränsen kring förgasningsanläggning + Rya KVV är andelen större eftersom man då räknar med flis/GROT som biomasseresurs, istället för produktgas. Samtidigt bör då nettoelförbrukningen inom förgasningsanläggningen reduceras från Ryas elproduktion för nettoproduktionen.

Med ett antaget pris på elcertifikat på 225 SEK/MWh blir den årliga intäkten för elcertifikat enligt ovanstående Fall IIa och inklusive effektproduktionen i Rya KVV $429 \cdot 0,96 \cdot 225 = 93$ MSEK. Produktionskostnaden för produktgasen kan i detta fall sägas minska från 261 till 168 MSEK/år, vilket ger 171 SEK/MWh produktgas. Detta är en lägre kostnad än naturgaspriset i samtliga scenariefall i Biokombi Ryas rapport ”*Gemensamma scenarier*” [10]. Denna grova jämförelse visar att alternativet att bygga om en linje i Rya KVV har förutsättningar att vara en god investering om inte kostnaden för själva ombyggnationen av Rya KVV är stor i förhållande till kostnaden för förgasningsanläggningen.

För att göra en ekonomisk jämförelse över året mellan SNG-fallet (Fall IVa) tänkt för maximal användning i Rya KVV och kraftvärmefallet IIa skulle drifttiden för SNG-eldning i Rya KVV, liksom övrig användning av SNG när Rya står, behöva definieras, vilket inte gjorts. Klart är att produktionskostnaden är högre för SNG än för produktgas i Fall IIa, trots motsvarande kapacitet och en längre drifttid för SNG-alternativet. Med flis/GROT i stället för pellets förbättras SNG-anläggningens ekonomi men produktionskostnaden ligger fortfarande väsentligt över den för Fall IIa.

Som visades i den separata beskrivningen i Tabell 7.2, är det framförallt elverkningsgraden räknat från biobränsle som sjunker när SNG ska användas som bränsle. Totalverkningsgraden skiljer mindre mellan de beskrivna kraftvärmefallen. Eftersom all ytterligare värmeproduktion indirekt minskar tillgängligheten för Rya KVV p.g.a. minskat värmeunderlag, bör hög elverkningsgrad eftersträvas. Följaktligen bör lösningen med förgasare kopplad till kombicykel (BIGCC) vara att föredra framför en separat metanisering och SNG-produktion.

I kombinatfallet med torkning av fuktigt bränsle (Fall Vb) ligger beräknad produktionskostnad för DME, $470+25 = 495$ SEK/MWh utan förmåner för den interna

elproduktionen, något lägre än den kostnad på 500-600 SEK/MWh som tidigare studier anger. Pelletsalternativet (Fall Va) ger en något sämre kalkyl.

Avgörande för den relativt goda driftekonomin för i första hand kombinatalternativen, men även SNG och till viss del den stora kraftvärmeanläggningen, är att den relativt låga kalkylräntan ger lägre kapitalkostnad än vad som normalt ses.

Leverans av 17 MW gas i Fall I kan i detta sammanhang inte ses som ett praktiskt fall. Resultaten redovisas ändå för att få ett sammanhållet dokument med i princip samtliga prestandasiffror. P.g.a. begränsningen i inblandning samt det dyrare pelletsbränslet blir driftekonomin betydligt sämre än för den större anläggningen.

8 Diskussion

Under projektets andra del har vissa eftergifter gjorts för bl.a. val av bränsle. Under Del 1 av studien betraktades pellets som huvudbränslet och endast energikombinatet beräknades med flis, eftersom en tork ansågs matcha ångproduktionen i den övriga processen. Ett av skälen till att pellets valts som bränsle var att det kring Rya KVV finns relativt begränsat med yta tillgängligt. Trots detta beräknades det större kraftvärmefallet också med grot som bränsle. Både indirekt ångtork respektive rökastork beräknades.

Träpellets är en form av biomassa med hög volumetrisk energidensitet som lätt kan transporteras in med fartyg till djuphamnen eller med lastbil. Hanteringen är enklare än för motsvarande mängder av flis från fartyg eller lastbil. Pellets kan lagras på fartyget i hamn eller pumpas till cisterner/bränslelager. Den befintliga lokaliteten är inte lämpad för att uppföra bränsletorkar eller för hantering av stora mängder fuktig biomassa. Torken bör inte heller förläggas för långt från förgasningsanläggningen för att möjliggöra integration av övrig ångproduktion i torkprocessen.

Beräkningsresultaten överensstämmer ganska väl med tidigare studier på biomasseförgasning. Ett skäl till att produktionskostnaden dock blir något lägre för nuvarande studie är att annuiteten via en lägre kalkylräntefot är lägre satt än vad som speglar kommersiella projekt. Det innebär en låg avkastning för ägaren av anläggningen.

Även drivmedelsproduktionen stämmer med vad som tidigare beräknats, med avseende på både verkningsgrader till drivmedel, som oftast ligger mellan 50 och 55 %, liksom produktionskostnad som ligger mellan 500-600 SEK/MWh produkt, men som tidigare nämnts med dragning mot lägre värden än vad som ofta förekommer. Med pellets som bränsle hamnar produktionskostnaden istället i den övre delen av intervallet.

SNG-anläggningen ger stora mängder fjärrvärme, där hela mängden antas kunna säljas över den tid som Rya KVV idag körs vid fullast. Den extra produktionen kommer i praktiken att minska tillgängligheten och därmed sänka dagens antal ekvivalenta fullasttimmar. Hur denna anläggning påverkar driften av Rya KVV samt övriga kraftvärmeverk i regionen, utreds inom andra delar av BiokombiRya-projektet.

Trots att kapitalkostnaden är lågt skattad uppgår den för det fliseldade kombinatet, Fall Vb, till samma storleksordning som bränslekostnaden, se t.ex. Fall Vb i Tabell 6.3. Generellt uppgår kapitalkostnaden till mellan 30-50 % av den totala produktionskostnaden. Känsligheten mot förändringar i annuitetsfaktor är därmed relativt stor. Även bränslekostnaden har stor inverkan på produktionskostnaden, där valet av pellets innebär en kostnadsökning med drygt 50 % med nuvarande antaganden, relativt flis.

För samtliga processer gäller att en längre utnyttjandetid pressar ned produktionskostnaden. Något som dock i högre grad gäller kraftvärmealternativet än för kombinat respektive SNG-processerna som redan har en lång drifttid.

Något som har diskuterats under viss tid, både i Sverige och inom EU är införande av drivmedelscertifikat. De skulle fungera på motsvarande sätt som elcertifikat, där distributören är skyldig att tillhandahålla viss del förnybar produkt. Det skulle därmed öka värdet på förnybara drivmedel. Idag får dessa drivmedel skattelättnader, men certifikat föreslås vara en bättre åtgärd där marknadskrafter sätter värdet på produkten.

I denna rapport har inget ”värde” tillskrivits produkten – i första hand DME och SNG - utan en produktionskostnad har beräknats. För att beräkna anläggningarnas respektive lönsamhet måste produkterna naturligtvis värderas, men detta omfattas inte av det aktuella delprojektet.

9 Slutsatser

Under Del 1 av projektet framkom att möjligheter till integration med Rya KVV, avseende tillförd effekt var begränsad i både avseende fallet med kraftvärme och energikombinatet. Gassammansättningen är begränsande med avseende på Wobbe-index och vätgasinnehåll. Det har i den första fasen begränsat inblandningen av bränslegas till mindre än 3 % av totalt tillförd effekt.

Det framkom även att integration av ångsystemet försvårades av att det endast är utlagt på en hög trycknivå om 100 bara. Endast gaskylaren nedströms förgasaren kan producera ånga på den nivån, men det är inte praktiskt möjligt att ge samma överhettning som i Ryas ångsystem. För att använda värme och tillgodose behoven av ånga vid olika tryck inom kombinatet och inom SNG-anläggningen, genereras och används ånga i ett internt ångsystem inklusive mottrycksturbin för viss elproduktion.

För kraftvärmefallen är Rya KVV begränsande för det årliga antalet drifttimmar, som i det först beräknade kraftvärmefallet (Fall I) satts till ca 4 100 ekvivalenta fullasttimmar och i det fall som kräver ombyggad av en gasturbinlinje har drifttiden beräknats med hänsyn till olika driftförutsättningar. DME och SNG-processerna antas kunna köras på fullast under 8 000 timmar/år med full avsättning av produkter under den tiden.

Den spillvärme som genereras kommer där så är möjligt att tas ut som fjärrvärme och således förkorta drifttiden för Rya KVV. Detta gäller i synnerhet för SNG-fallen där mängden producerad värme är väsentlig.

Ett resultat av Del 1 var att det finns få skäl till att ett energikombinat skulle lokaliseras i nära anslutning till det nuvarande Rya KVV. Integrationen på gassidan blir med nuvarande gasturbiner och brännare mycket liten.

Del 2 av projektet ledde fram till en processlösning med SNG-produktion via metanisering. Flexibiliteten ökar och inblandningen av förnybar bränslegas kan därmed varieras mellan 0 och 100 % då gasen uppfyller kraven för naturgas.

Ett större kraftvärmefall beräknades, där en gasturbinlinje modifierats för lågvärdesgas efter vissa indikationer från Siemens. Därmed kan en gasturbin köras på fullast med produktgas, samtidigt som avgaspannan tillförs ytterligare produktgas för att hålla ångproduktionen konstant relativt naturgaseldning. Detta förutsätter att det är möjligt att öka rökgasflödet genom avgaspannan med ca 17 % på massbasis. Rimligheten av detta antagande kan med givna förutsättningar inte bedömas.

De olika fallen i Del 2 av projektet har beräknade kapaciteter om ca 210-270 MW tillförd bränsleeffekt. Levererad gasmängd till Rya KVV sträcker sig mellan 173 MW (SNG) till 200 MW för kraftvärme.

Jämförelsen mellan de olika kraftvärmealternativen visar på elverkningsgrader (inklusive produktion i Rya KVV) mellan 26 % för SNG och 32-35 % för kraftvärme med det högre värdet gällande för utformning med rökgastork. Det nuvarande Rya KVV har en elverkningsgrad från gas till el om ca 44 %. Skillnaden förklaras till stor del av konverteringen från ett fast bränsle till gas. De relativt låga elverkningsgraderna förklaras av att Rya KVV inte är optimerad för elproduktion utan snarare en stor fjärrvärmeproduktion och en hög totalverkningsgrad.

Uppskattningar av investerings- respektive produktionskostnader har sammanställts för totalt 7 processutformningar. Energimässiga jämförelser har gjorts mellan nuvarande Rya KVV samt totala energibalanser där produktgas från förgasaren, alternativt metanisering, används i Rya KVV.

Total investering för de fullstora anläggningarna för SNG eller DME-produktion uppgår till 2 100-2 500 MSEK, medan förgasningsanläggningen för kraftvärme med en ombyggd gasturbinlinje uppgår till ca 700 MSEK, exklusive kostnader för ombyggnader inom Rya KVV som i dagsläget är okända.

Produktionskostnader har beräknats för huvudprodukterna, d.v.s. gas för kraftvärme- respektive SNG samt DME för energikombinatet, till motsvarande 265 SEK/MWh bränslegas respektive 500-600 SEK/MWh DME. För det mindre kraftvärmefallet, med leverans av 17 MW(LHV) gas, är kostnaden ca 440 SEK/MWh. För SNG är produktionskostnaden ca 440 SEK/MWh.

För kraftvärmefallen subventioneras elproduktionen av en stor produktion av fjärrvärme. Inräknat elcertifikat vid förbränning av gasen i Rya KVV sjunker produktionskostnaderna väsentligt och hamnar för fallet med ombyggd linje i Rya KVV och ångtork för flis/GROT (Fall IIa) under Biokombi Rya-projektets antaganden om naturgaspris.

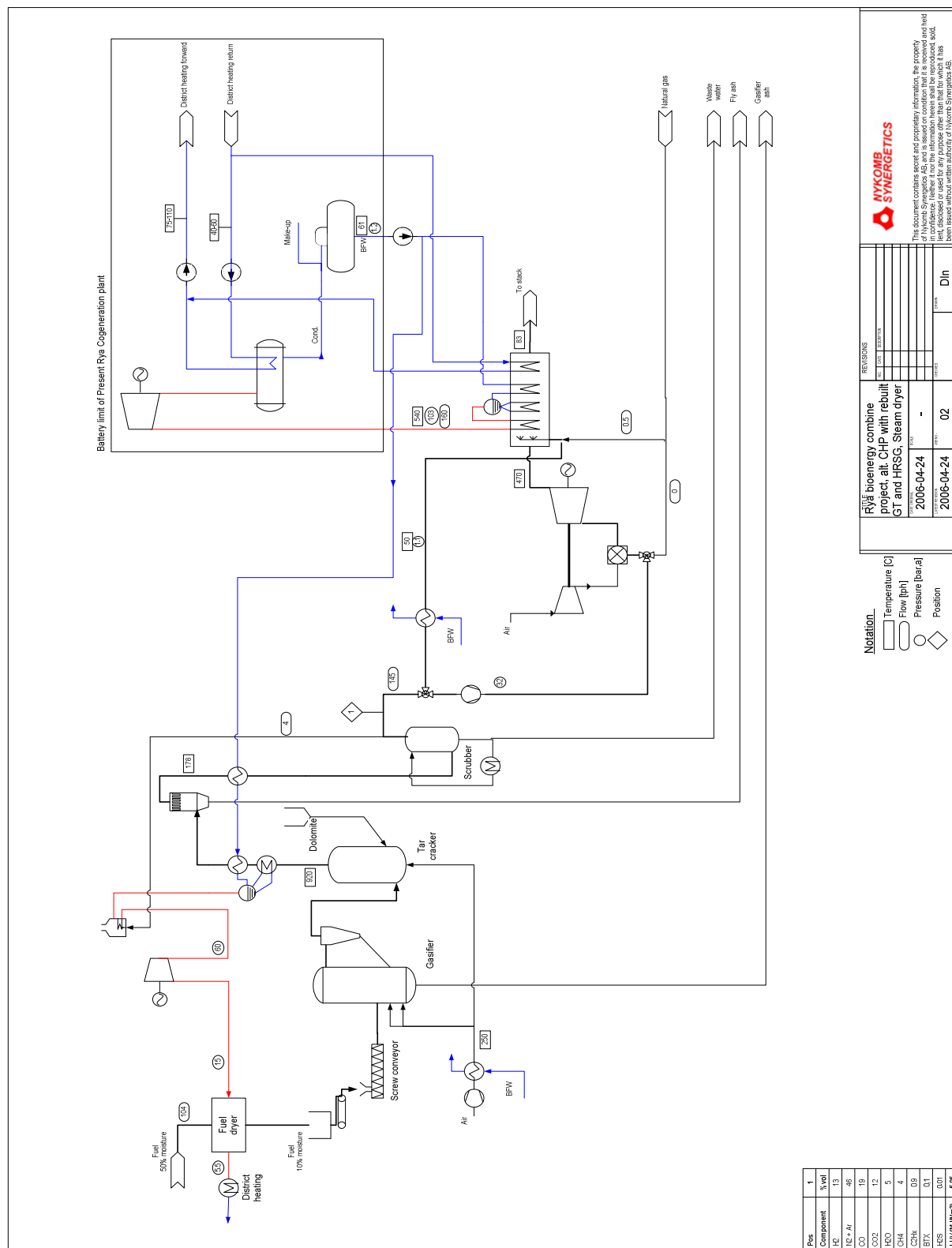
För bästa ekonomi och energieffektivitet bör kraftvärme produceras genom Fall II där gas levereras till en modifierad gasturbin och avgaspanna. Detta med förbehållet att turbinerna kan byggas om till en rimlig kostnad. "Omvägen" över SNG för produktion av ett gasturbinbränsle ger väsentligt högre produktionskostnad.

Produktionskostnaden för SNG är snarlik den för DME med flis som bränsle. I likhet med SNG är DME ett tänkbart gasturbinbränsle som bidrar till sotfri förbränning. DME är dock en kondenserad gas redan vid relativt måttlig tryckökning, eller nedkylning. Produktion av SNG kan i en jämförelse med kraftvärme motiveras genom längre drifttid och möjlighet till externa leveranser ut på befintligt distributionsnät under tider som Rya KVV inte producerar, men ger vid direkt användning inga uppenbara fördelar.

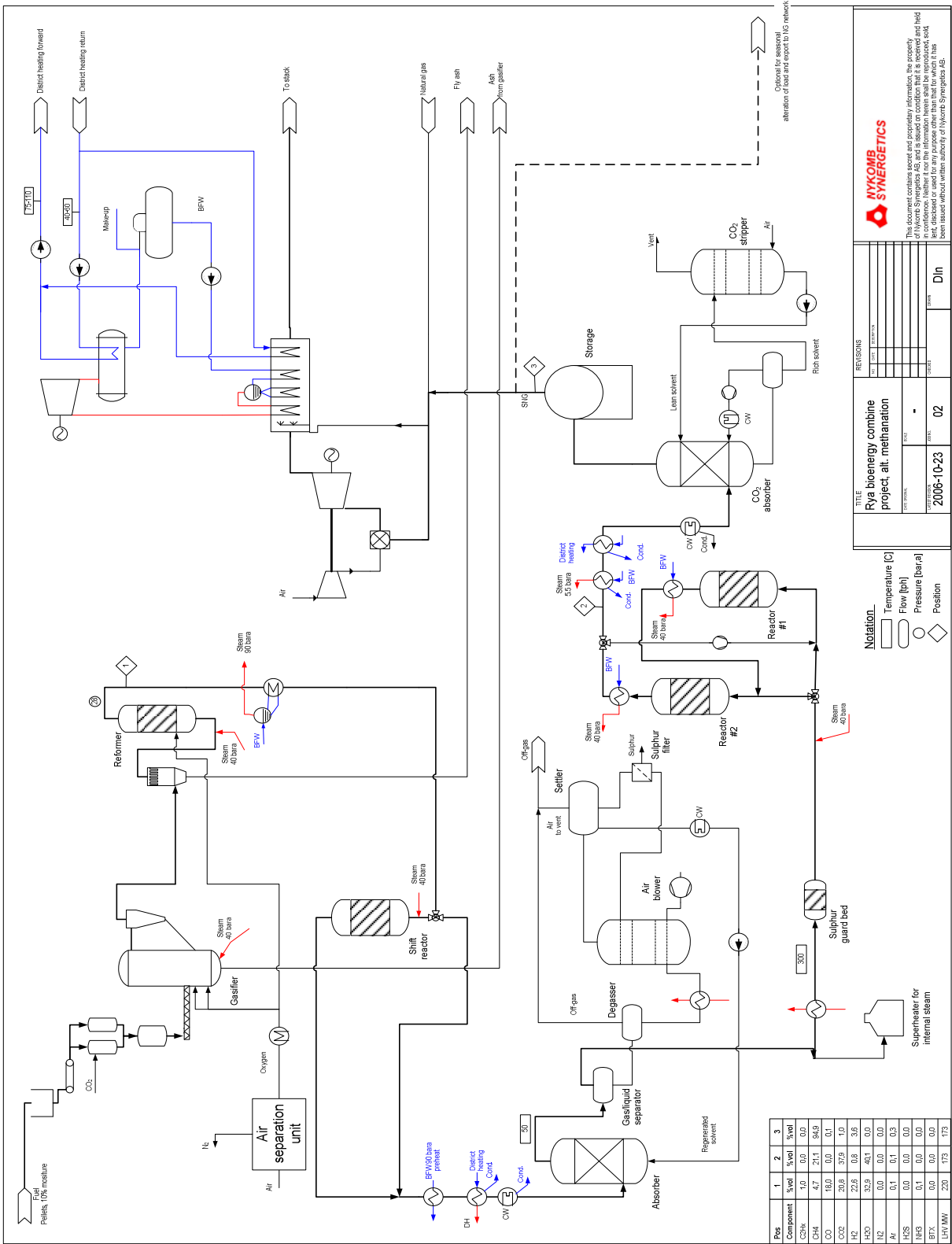
10 Referenser

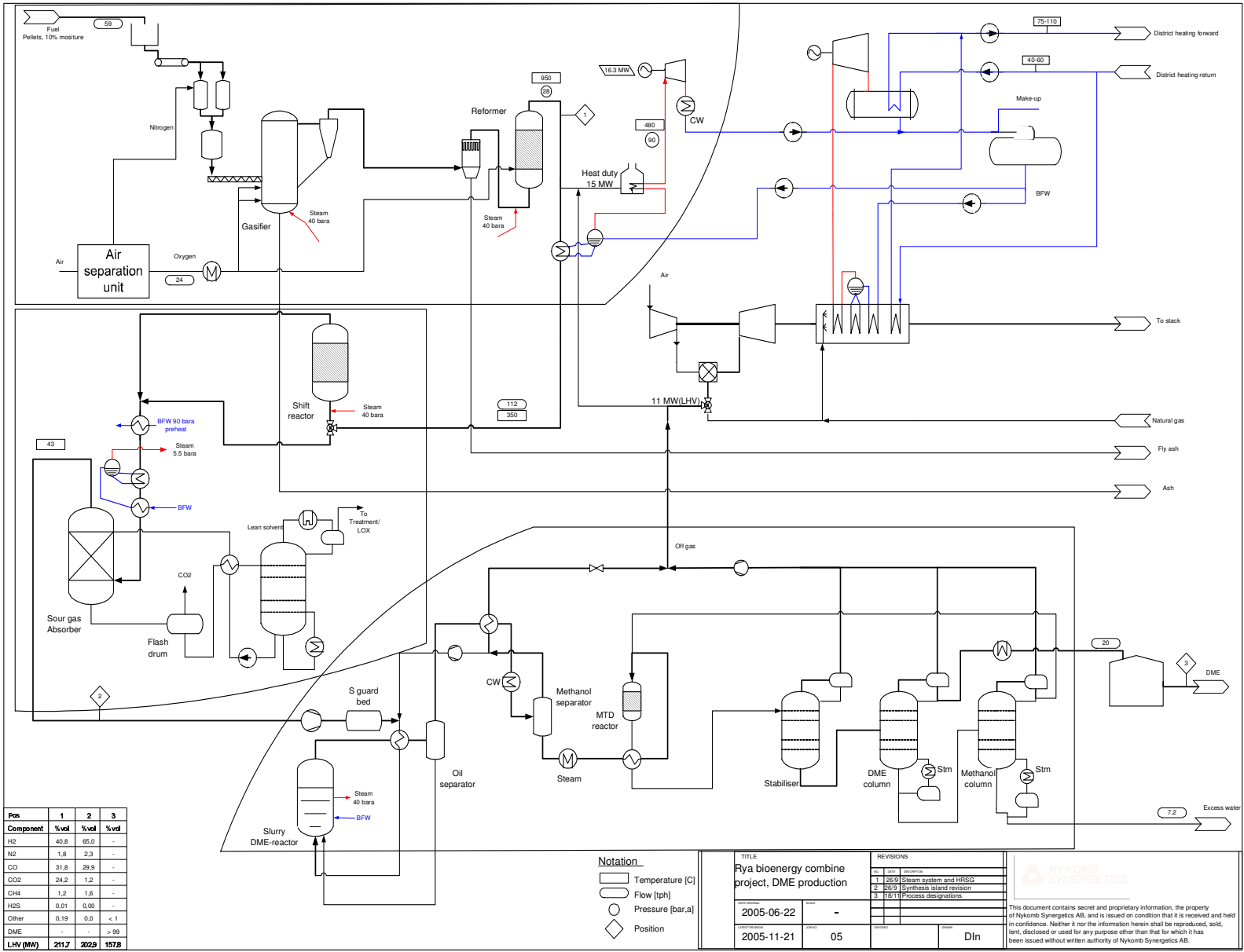
- 1 Atrax Energi AB, Haldor Topsoe A/S, TPS Termiska Processer AB, Kemiinformation AB, *DME from Biomass. A study within the DME Project*, Annex XIV of IEA/AMF (1999)
- 2 Brandberg, Å., Hjortsberg, H., Sävbark, B., Ekbom, T., Hjerpe, C., Landälv, I., *Planning of Biomass based Methanol Energy combine – Trollhättan region (BioMeeT)*, Altener Contract No XVII/4.1030/Z/98-368 (2000)
- 3 Boding, H., Ahlvik, P., Brandberg, Å., Ekbom, T., *Stakeholders for Biomass based Methanol/DME/Power/Heat energy combine (BioMeeT II)*, Altener Contract No 4.1030/C/00-014/2000 (2003)
- 4 Waldheim, L., Larsson, E., Ingman, D., *Biomass gasification to synthesis gas for production of CO₂-neutral renewable motor fuels – STEM "Biosyngas project"* (ej publicerad rapport)
- 5 Ekbom, T., Ingman, D., Larsson, E., Waldheim, L., *Biobränsleförgasning för kraftvärme respektive energikombinat – integration med Rya kraftvärmeverk i Göteborg, Del 1* (2005)
- 6 Larsson, E., *Förgasningsanläggning med metanisering utan ombyggnad av Rya KVV*, Projekt-PM AP Koncept, G1060-RP010a (2006-06-27)
- 7 Larsson, E., *Förgasningsanläggning för kraftvärme med ombyggnad av Rya KVV*, Projekt-PM AP Koncept, G1060-RP010d (2006-07-06)
- 8 Ingman, D., *Förgasningsbaserat energikombinat – möjligheter till flexibel drift*, Projekt-PM AP Koncept (2006-06-26)
- 9 *Utvecklingen på kraftvärmeområdet – de samlade effekterna på bränsleval och produktionsvolym av dagens styrmedel samt särskilt om koldioxidskattens bidrag*, ER 2005:21, Statens energimyndighet (2005)
- 10 Harvey, S., Axelsson, E., *Biokombi Rya: Gemensamma scenarier*, Juni 2006

Bilaga 1 – Processflödesschema för KVV med ångtork ("ombyggd GT")



Bilaga 3 – Processflödesschema för SNG (utan tork)





Bilaga 4 – Processflödesschema för energikombinat (DME)

Bilaga 5 - Projekt-PM: Förgasningsanläggning för kraftvärme med ombyggnad av Rya KVV

Det finns ett intresse för att ersätta en del av naturgasen i det Rya KVV, som nu håller på att byggas, med biobränsle genom förgasningsteknik. För ren kraftvärmetillämpning studerade vi inom AP Koncept under år 2005 möjligheterna att blanda in en del produktgas i naturgas till gasturbiner (GT) och tillsatseldning i avgaspanna (HRSG = Heat Recovery Steam Generator) utan några ombyggnader varken i GT eller HRSG. Detta finns redovisas i vår rapport ”Biobränsleförgasning för kraftvärme respektive energikombinat - integration med Rya kraftvärmeverk i Göteborg—DEL 1: KONCEPTSTUDIE AV PROCESSALTERNATIV” (dec. 2005 doc.code G1060-RP003). Eftersom resultatet sammanfattningsvis var att utan ändringar i anläggningen blev tillåten inblandning är så liten så att en sådan anläggning knappast är intressant, så studerar vi nu ett alternativ som möjliggör en större förgasningsanläggning som dessutom får längre fullastdrifttid. Detta alternativ förutsätter ombyggnationer i Rya KVV med anpassning av GT och brännarna i HRSG.

En gasturbin kan behöva modifieras utöver brännkammarsektionen för att kunna hantera bränslen innehållande mycket ballast. Ett ökat flöde genom brännkammaren kommer att öka maskinens tryckförhållande. Detta är inte alltid önskvärt och det kan justeras här genom en luftavtappning efter gasturbinens kompressor, detta för att undvika stora modifikationer av gasturbinens expander.

HRSGn får andra betingelser än den är byggd för eftersom rökgasen från en gasturbin eldad med produktgas från förgasning får lägre temperatur och högre massflöde än en naturgaseldad. Vilka driftförhållanden som är möjliga, antingen med de värmeöverföringsytor som installeras för naturgasdrift eller med en ombyggnad även av dessa, kan vi bara gissa. Därför är det svårt att ge en färdig mass- och energibalans. Det som är möjligt är att presentera tänkbara balanser och vilka förutsättningar de kräver.

Beräkningar för det preliminära PMet visade att om i stället bevarat rökgasflöde genom HRSGn skulle vara dimensionerande finns inget utrymme för tillsatseldning. – Redan gasturbinavgasen ger vid fullast ett större massflöde än HRSGns normala rökgasflöde. Även så blir detta ett omöjligt driftfall. Dels p.g.a. att man över huvud taget inte kommer upp i tillräcklig temperatur för att klara överhettningen. Røkgastemperaturen enbart från GT utan tillsatseldning räcker inte. Dels för att även om en lägre överhettningstemperatur skulle accepteras skulle förhållandena i övrigt ge en väldigt flack temperaturkurva för rökgasen, särskilt med tanke på att det höga ångtrycket pressar upp temperaturen i den s.k. pinch pointen. Därmed skulle man få ett fall där man inte heller kan nyttiggöra värmets på lågtemperatursidan av pannan, utan får en hög røkgastemperatur. Ångproduktionen skulle bli mindre än en tredjedel av naturgasfallet.

Bränslet kan antingen torkas i en ångtork eller i en røkgastork. Tillgängligt värme i gaskylningen stämmer rätt bra med behovet för en ångtork. Røkgasalternativet valdes bort i det preliminära PM:et eftersom det dels leder till att gaskylningen måste ske vid mycket högt tryck och påverkan på HRSGn skulle bli större, eftersom en del förångning och förvärmning då sker i gaskylningen medan all överhettning ska ske i HRSGn. I detta PM redovisas mass- och energibalansdata för båda torkfallen, men kostnadsdata redovisas enbart för ångtorkfallet eftersom det betraktas som huvudalternativet. En anledning till det, vid sidan av ovan angivna

skäl, är att det skulle bli fråga om en stor rökgastork, med större risk för luktproblem än med en ångtork, i en känslig lokalisering vid Rya och där utrymmet är begränsat.

I de beräknade fall som presenteras här har förutsättningarna valts enligt följande:

- En linje med GT+HRSG ska helt kunna försörjas med förgasat biobränsle (med undantag för den naturgas som krävs för att klara flamstabiliteten).
- Bränslet ska vara fuktig flis, till skillnad från pellets i det tidigare kraftvärmefallet.
- I det ena beräkningsfallet torkas flisen i en ångtork, som försörjs med ånga producerad vid 60 bar i gaskylningen och expanderar i en mottrycksturbin.
- I det andra beräkningsfallet torkas flisen i en rökgastork. I detta fall integreras ångproduktionen i gaskylningen och i HRSGn genom att viss förvärmning och förångning sker i gaskylningen medan all överhettning sker i HRSGn.
- HRSGn antas kunna producera samma ångflöde och av samma kvalitet som med naturgas genom att rökgasflödet kan höjas jämfört med naturgasfallet.

PROCESSFLÖDESSCHEMA

Processflödesscheman för de två beräkningsfallen har utarbetats. De ger en övergripande bild av processen, men alla beräknade flöden finns inte med.

Förgasnings- och gasreningsprocessen är uppbyggd på samma sätt som det ovan nämnda kraftvärmealternativet utan ombyggnad, d.v.s. förgasning vid nära atmosfärstryck, hetgasrening genom tjärkrackning, partikelavskiljning i textfilter och rening i våtskrubber. Bränslet är dock i detta fall fuktig flis som torkas i en ångtork/rökgastork.

Efter gasrening delas gasen och en större del komprimeras i en flerstegskompressor med mellankylning och eldas sedan som enda bränsle i en ombyggd GT. Resten värms lite, för att få marginal till dagstemperaturen, innan den eldas i HRSGns tillsatseldning tillsammans med naturgas. Flamstabiliteten anges kräva 10 % naturgas på energibasis, d.v.s. 10 % av bränsle-tillförseln till HRSGn. Sedan genereras ånga vid 103 bar(a), 540°C i en HRSG, som eventuellt byggs om.

Luftavtappningen från gasturbinens kompressor bidrar genom en turboexpander till processluften och minskar därmed elförbrukningen i luftkompressorn. (Luftavtappningen är inte med i processflödesschemat.)

Alternativ med ångtork

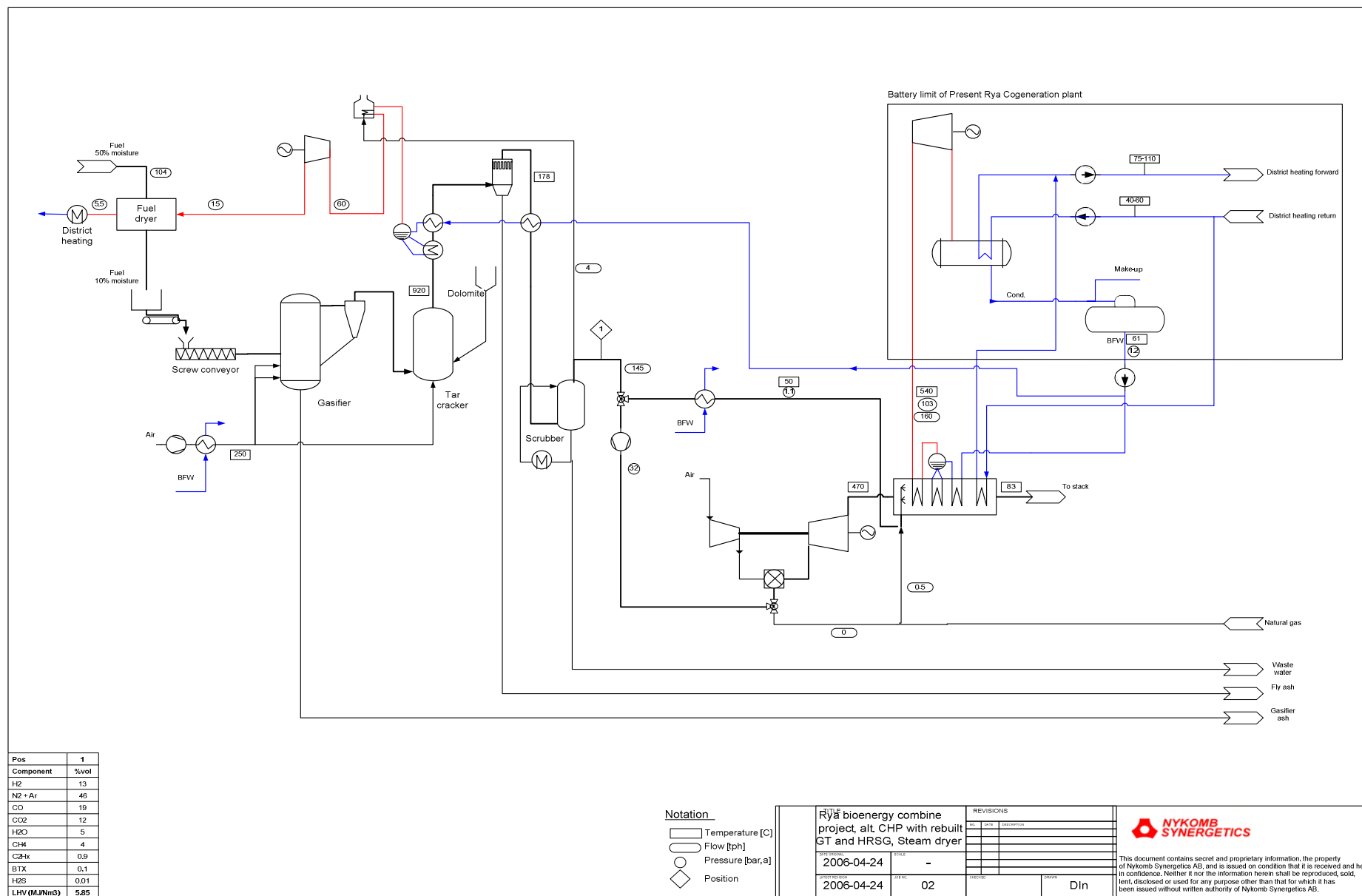
Mättad ånga vid 60 bar(a) produceras i gaskylningen, överhettas genom förbränning av genererad gas och expanderar till 15 bar(a) i en mottrycksturbin. Den något överhettade 15 bars-ångan driver sedan torken. Lågtrycksångan från ångtorken antas användas för fjärrvärme. (En liten del av den skulle kunna användas i stället för avtappningen från turbinen till matarvattentanken.)

Fjärrvärmeekonomisern i Rya KVV:s HRSG används.

Alternativ med rökgastork

Energin i gaskylningen används för att förånga och förvärma vid 110 bar(a). Den mättade ångan går till HRSGns ångdom. HRSGn balanserar behovet av förvärmning och förångning och ger all överhettning.

Eftersom rökgastorken behöver rökgas med temperatur över 200°C finns inget utrymme för fjärrvärmeekonomisern.



MASS- OCH ENERGIBALANS, FULLAST

Förutsättningar

Förgasning och hetgasrening (tjärkrackning) antas ske i tre linjer, 33 % + 33 % + 33 %.

Matarvatten antas tas från Rya KVV vid 1,2 bar(a), 61°C. Ånga av samma tryck och temperatur och i samma mängd som vid naturgaseldning antas kunna genereras i HRSGn eller i HRSGn och gaskylningen tillsammans.

Gasturbinen ger 47 MWe vid fullast med gas från biobränsleförgasning.

Värmeöverföringen i HRSGns olika delar har beräknats genom de data med kA-värden som projektet fått tillgång till i form av Excel-filen Varmebalanser_Rya_sekretess. kA/massflöde^{0,8} har antagits vara konstanter vid fullast. För kokar-, förvärmnings och fjärrvärmeekonomiserdelarna har beräkningarna om möjligt anpassats efter dessa värden. Värmeöverföringsytan i överhettarna har inte studerats närmare, men där finns större möjligheter att styra med vatteninsprutning.

Bränslesammansättningen är densamma som i tidigare redovisat arbete inom projektet. Den redovisas i Tabell 1.

Tabell 1 Bränslesammansättning

Bränslesammansättning	GROT/flis
vikt% C	50,7
H	6,3
O	42,9
N	0,1
S	0,03
Cl	0,01
Askhalt (torrt bränsle),%	0,6
Fukthalt (fuktigt bränsle)	50
LHV (MJ/kg torr, askfri)	19,0

Resultat

Huvuddata för de två beräkningsfallen, med ångtork resp. rökgastork, ges i Tabell 2 och Tabell 3 nedan. Gassammansättning efter gasrening ges för ångtorkfallet i Tabell 4 nedan.

En bränsletillförsel på 52 resp. 46 ton TS/h eller 240 resp. 210 MW baserat på LHV för det fuktiga bränslet behövs för att fylla gasturbinen och ge tillräcklig tillsatseldning för att ångproduktionen ska bli densamma som i naturgasfallet. Efter torkning motsvarar bränslets värmevärde 270 MW resp. 240 MW. Händelsevis blir ångtorksfallet en lika stor anläggning som det tidigare redovisade kombinatfallet, vilket dock använde trycksatt förgasning. I ångtorksfallet åtgår 6 MW av den renade gasen till överhettning av gaskylningens ångproduktion. Gasen fördelar sig ca 60/40 % resp. 65/35 % mellan gasturbin och tillsatseldning.

Rökgasflödet genom HRSGn ökar med 17 resp. 15 % på mass-basis och mer på volym-basis. Med denna tänkta ökning verkar värmeöverföringsförhållandena i kokar- och ekonomiserdelar kunna bli likvärdiga dem vid naturgaseldning, vilket tyder på att dessa delar skulle klara att generera önskat ångflöde vid dessa förhållanden. I rökgastorkfallet är emellertid förvärmardelen i HRSGn för stor, eftersom rökgasens både temperatur och flöde är högre där än i naturgasfallet, och dessutom sker en del av förvärmningen i gaskylningen.

Ett ökat tryckfall över HRSGn p.g.a. det högre rökgasflödet ger ett ökat mottryck för GTn. Detta kan inte kvantifieras med de data vi har tillgång till, men kan ge en sänkning i GTns eleffekt eller påverka på annat sätt. Om rökgastork används i stället för ångtork kan man klara tryckfallet genom att installera en tillräcklig rökgasfläkt, så att det inte behöver påverka GT. Å andra sidan får man en större elförbrukning i rökgasfläkten.

I det beräkningsfall med ångtork som presenterats i detta PM erhålls en nettoelproduktion på 78 MWe inkl. mottryckturbinens produktion från gaskylningen. Verkningsgraden totalt bränsle till el blir 32 %, att jämföra med 88 MWe till 44 % verkningsgrad i naturgasfallet. Med rökgastork blir elverkningsgraden högre, 35 %. Förklaringen till detta är att gaskylningen används för att generera högtrycksånga och bränsletorkningen klaras med delvis lågtemperaturvärme, som annars delvis skulle gå till fjärrvärmeproduktion. I detta fall produceras dock mindre fjärrvärme än i ett naturgaseldat fall eftersom fjärrvärmeeconomisern bortfaller.

Totalverkningsgraden, nettoel + fjärrvärme i förhållande till total bränsletillförsel, är betydligt högre i ångtorksfallet, ca 84 %, än i rökgastorkfallet, ca 79 %. Ångtork är av tidigare angivna skäl huvudalternativet. I och med den högre totalverkningsgraden finns ytterligare ett viktigt skäl till att vidhålla det.

Tabell 2 *Beräkningsresultat massflöden, Beräkning vid fullast vid 3 °C utetemperatur.*

	förgasning av biobränsle 1 GT+HRSG ångtork	förgasning av biobränsle 1 GT+HRSG rökgastork	naturgas 1 GT+HRSG
biobränsle till anläggning			
fukthalt	50%	50%	
flöde TS, kg/s	14	13	
flöde TS, ton/h	52	46	
biobränsle till förgasaren			
fukthalt	10%	10%	
flöde TS, kg/s	14	13	
flöde TS, ton/h	52	46	
dolomit till tjärkracker			
flöde ton/h	2,0	1,8	
renad gas till GT/HRSG			
flöde, kg/s	39	36	
fördelning GT/HRSG, avrundade %	60/40	65/35	
GT			
rökgasflöde, kg/s	143	143	ca 135
tillsatseldning - HRSG			
rökgasflöde, kg/s	159	155	ca 135
rökgasvolymflöde vid inlopp, m3/s	490	450	ca 500
rökgasvolymflöde före fj-v-eko, m3/s	170	230	ca 144
ångproduktion			
tryck, bar(a)	103	103	103
temperatur, °C	540	540	540
flöde kg/s	44	44	44

Tabell 3 Beräkningsresultat energiflöden, Beräkning vid fullast vid 3°C utetemperatur.

	förgasning av biobränsle 1 GT+HRSG ångtork	förgasning av biobränsle 1 GT+HRSG rökgastork	naturgas 1 GT+HRSG
biobränsle till anläggning effekt (LHV), MW	240	210	
biobränsle till förgasaren effekt (LHV), MW	270	240	
renad gas till GT+HRSG värmevärde (LHV), MJ/Nm ³ effekt (LHV), MW	5,85 200*	5,83 180	
renad gas t. GT+HRSG /biobr. t. anl.	84%*	86%	
intern elförbrukning, effekt, MWe gaskompressor övrigt	12 7**	12 6**	2
mottrycksturbin producerad effekt, MWe	5		
GT producerad effekt, MWe rökgastemperatur, °C	47*** 470	47*** 470	44 546
tillsatseldning - HRSG rökgastemperatur, °C	875	792	995
naturgasförbrukning effekt (LHV), MW	8	6	200
ångproduktion motsvarande elprod. i ÅT, MWe	46	46	46
fjärrvärme producerad effekt, MW	ca 130	ca 95	98
netto elproduktion inkl. del av Rya KVV's ÅT MWe	78**	75**	88
elverkningsgrad, netto-el/bränsle tot. totalverkn.grad, (netto-el+fj-v)/br. tot.	32% ca 85%	35% ca 79%	44% 93%

* Efter avdrag av gas till överhettare.

** Inkl. uppskattad andel av intern elförbrukn. inom Rya KVV.

*** Effekt utan hänsyn till ev. ökat mottryck.

Tabell 4 Gassammansättning, fall med ångtork.

Gassammansättning renad gas, vol%	förgasning av bibränsle 1 GT+HRSG ångtork
H ₂	13
N ₂ +Ar	46
CO	19
CO ₂	12
H ₂ O	5
CH ₄	4
C ₂ H _x	0,9
BTX	0,1
H ₂ S	0,01
medelmolmassa, kg/kmol	26
LHV, MJ/Nm ³	5,85

Slutsatser

För att klara överhettningstemperaturen krävs att rökgasflödet genom HRSGn ökas jämfört med i naturgasfallet. För att producera lika mycket ånga och av samma tryck och temperatur som i naturgasfallet behöver rökgasflödet ökas med ca 17 % i ångtorksfallet och ca 15 % i rökstortsfallet (massbasis).

Det förefaller möjligt att använda åtminstone kokar- och förvärmaretor för de beräknade fallen, dock blir förvärmaretorerna för stora för rökstortsfallet.

Rökstort ger högre elverkningsgrad än ångtork, men lägre totalverkningsgrad. Ångtorksfallet har av tidigare angivna skäl valts som huvudalternativ och det är detta fall som kostnadsberäknats.

DELLAST OCH ÅRLIGA PRODUKTIONS- OCH FÖRBRUKNINGSSIFFROR

Förenklade dellastberäkningar har genomförts för ångtorksfallet. Följande antaganden har gjorts:

- Den bibränsleeldade linjen har den längsta drifttiden, d.v.s. de båda naturgaseldade linjerna stängs av först. Därmed drivs den bibränsleeldade linjen vid sin fullast så länge Rya KVV får leverera minst 130 MW fjärrvärme.
- Eftersom Rya KVV inte går på fullast en väsentlig del av den tid bibränslelinjen går i fullast räknas denna tid separat, eftersom ångdata då är sämre än vid fullast. Den bibränsleeldade linjens fullastdrift delas i ett intervall där Rya KVV:s fullastdata för ångsystemet gäller och ett intervall där ett medelvärdesfall av Rya KVV:s dellastdata definieras.
- När Rya KVV:s fjärrvärmeleverans är lägre än 130 MW minskas tillsatseldningen i den bibränsleeldade linjen.
- Ett minimidellastfall har definierats utifrån sekretessbelagda uppgifter på lägsta ångflöde till ångturbinen och lägre tryck och temperatur på ångan i detta driftläge; 13,5 kg/s, 50 bar(a) och 440°C (Ref. i). Dessa förhållanden ska åstadkommas med den bibränsleeldade linjen med eller utan tillsatseldning.

Att dessa antaganden skulle gälla är inte säkerställt. För att med acceptabel arbetsinsats få en rimlig uppfattning om antal full- och dellasttimmar och vad utrustningen ger vid dellast krävs dock dessa eller andra enkla begränsningar.

Underlag för bestämning av antal full- och dellasttimmar är information i Rya KVV:s varaktighet grundmodell (Ref. ii).

Antalet fullasttimmar för den biobränsleeldade linjen bestäms enligt ovan till 4450 h/år.

Dellast beräknas genom att först minimidellastfallet för den biobränsleeldade linjen beräknas med data enligt ovan. Driftfallet betecknas mDD. Detta antas föreligga vid utetemperaturen 15°C. Resultatet är att tillsatseldningen behöver dras ned till 0 men gasturbinen kan fortfarande gå på fullast.

Sedan beräknas vid vilken medeleffekt fjärrvärmeproduktion som den biobränsleeldade linjen körs i dellast. Utifrån sekretessbelagda uppgifter på Rya KVV:s olika driftfall (Ref. iii) kan ungefärlig utomhustemperatur för detta driftfall bestämmas. Därefter kan förgasningsanläggningen, gasturbin och HRSG beräknas för detta driftfall betecknat DD, vilket ska motsvara medelfallet under dellastdrifttiden.

Den biobränsleeldade linjens fullastdrifttid delas upp i tid då Rya KVV går i fullast, ca 2270 h/år, och tid när Rya KVV går i dellast med längre ångdata, ca 2180 h/år. För den senare delen bestäms medeltalet av fjärrvärmeproduktion under denna tid, ca 210 MW, vilken föreligger vid en utomhustemperaturen nära 8,5°C enligt (Ref. iv). Ett driftfall betecknat FD för förgasningsanläggning etc. beräknas då vid denna temperatur och samhörande ångdata.

Därmed har två medelvärdesfall beräknats som kan ge en någorlunda rättvisande bild av den drifttid som sker med nedsatta ångdata och högre utomhustemperatur. Dessa tillsammans med fullastdriftfallet med höga ångdata, vilket redovisats i avsnittet Mass- och energibalanser, Fullast och här betecknas FF, ger den totala drifttiden så att årliga värden kan beräknas. Driftfallens huvudsakliga produktions- och förbrukningsdata redovisas i Tabell 5.

Tabell 5. Driftfall över året för förgasning av biobränsle: 1 GT+HRSG med ångtork

Driftfall	MW				GWh
	FF	FD	DD	mDD	Helår
Biobränsleeldad linje	Fullast	Fullast	Dellast	Dellast	
Rya KVV	Fullast	Dellast	Dellast	Dellast	
Beräkningar grundar sig på:	nom. fullast	medelvärde *	medelvärde *	min. dellast	
Drifttid, h/år	2270	2180	580		
Fjärrvärmeprod. ** från biobr-eldad linje, MW ca	130	130	105	70	639
Elprod. netto ** från biobr-eldad linje, MW _e	78	72	50	43	363
biobränsle till anläggning, MW (LHV)	240	240	190	150	1178
naturgas till biobränslelinje, MW (LHV)	8	8	4	0	38

* Fall beräknas vid nära medeltalet av fjärrvärmeeffekt i intervallet.

** Inkl. Rya KVV:s ångturbin/kondensors produktion

KOSTNADER

Investeringskostnad för tillkommande utrustning i fallet med ångtork har uppskattats grovt. Data från tidigare studier har använts och vid behov skalats i tid och storlek. Det går dock inte att få några uppgifter på vad ombyggnader av en GT+HRSG-linje på Rya KVV skulle kosta. Denna del av totalkostnaden saknas därför i sammanställningen som redovisas i Tabell 6.

En grovt uppskattad investeringskostnad är 700 MSEK, exkl. ombyggnader på Rya KVV.

Tabell 6 Investeringskostnad, grov, MSEK.

	förgasning av biobränsle 1 GT+HRSG ångtork MSEK
Direkta anläggningskostnader	
Bränslehantering inkl. tork	140
Förgasning, tjärkrackning	170
Gaskylning, gasrening och gaskompressor	190
Övriga processdelar	40
Ombyggnad Rya KVV	?
Summa anläggningskostnader exkl. ombyggnad Rya KVV	540
Engineering, tillstånd, igångkörning mm	100
Oförutsett	60
Total investering exkl. ombyggnad Rya KVV, grov bedömning	700

	SEK/kW _{th}
Specifik investeringskostnad	2900

	SEK/kW _e
Specifik investeringskostnad	9000

Driftkostnader redovisas i Tabell 7 där fjärrvärmeproduktionen räknas som intäkt och elproduktionskostnaden beräknas som differens.

Tabell 7 Kostnadskalkyl, förgasning av biobränsle 1 GT+HRSG ångtork

	MSEK
Driftfall	Helår
Kapitalkostnad*, 5%, 20 år ger annuitet 0,080	56
Bränslekostnad, flis/GROT, 125 SEK/MWh	147
Bränslekostnad, naturgas, 250 SEK/MWh	9
Underhåll, 3% av TIC	21
Övriga kostnader	40
Fjärrvärmeproduktion, 250 kr/MWh	-160
Differens:	
Produktionskostnad el	113
SEK/MWh producerad el	311

* Exkl. ombyggnad Rya KVV

Den beräknade elproduktionskostnaden blir ca 310 SEK/MWh eller 31 öre/kWh.

Man ska notera att i kostnadskalkylen ingår inga kostnader för att bygga om GT och ev. HRSG från naturgaseldning till att använda gas från biobränsleförgasare. Dessutom bygger kalkylen på att förgasningsanläggningen använder men inte bär kostnader för gemensamma nyttigheter inom Rya KVV, t.ex. ångturbin och matarvattenhantering.

För lönsamhet ska produktionskostnaden för el inte överskrida försäljningspriset för grön el inkl. ev. förmåner som grön-elcertifikat.

DISKUSSION

Verkningsgraden till el är relativt låg jämfört med vad som generellt är möjligt att nå med förgasning av biomassa för kombinerad cykel, BIG-CC (Biomass Integrated Gasification Combined Cycle). För kondensanläggningar är ca 40 % möjligt i 30 MWe-storlek i det korta perspektivet och långsiktigt är upp till 50 % möjligt med mer avancerade processlösningar (Ref. v). I fallet Rya KVV är varken gasturbin eller avgaspanna anpassad för gas från biobränsleförgasning. Dessutom är denna anläggning optimerad för värmeproduktion med en stor tillsatseldning.

Det kan vara intressant att jämföra elverkningsgrad och även investeringsnivån med biobränsleeldade ångpannor. I Åsa Marbes doktorsavhandling (ref. v) anges 35 % elverkningsgrad och 10,3-11,3 kSEK/kW_e för en kraftvärmeanläggning som ger 80 MW el. I jämförelse med detta är den beräknade ombyggda anläggningen inte så attraktiv verkningsgradsmässigt. Däremot ligger den grovt beräknade investeringskostnaden på en lägre nivå.

En elproduktionskostnad från biobränsle på 31 öre/kWh är en attraktiv nivå, relativt dagens elpriser och certifikat för grön el. Rimliga tillkommande investeringskostnader förändrar inte slutsatsen att ekonomin för ett byte till biobränsle ser bra ut. Ett påslag på 100 MSEK i investering, t.ex. för att bygga om gasturbinen, ger grovt räknat en höjning av elproduktionskostnaden på 3 öre/kWh, vilket fortfarande ger bra ekonomi.

En grov kalkyl på rökstorkfallet (ej redovisad) visar inga stora skillnader i driftekonomi. Slutsatsen av detta är att mass- och energibalanser och kostnadskalkyler, på den nivå som är möjlig att göra inom detta projekt, inte ger några tydliga indikationer på vilken typ av torklösning som ger bäst ekonomi.

Att bygga om Rya KVV och bygga till en förgasningsanläggning för biobränsle verkar vara ett bra alternativ även ur kostnadssynpunkt.

REFERENSER

- Ref. i Olausson P., Siemens Industrial Turbomachinery, *Kort beskrivning av Rya KVV*, PM 2005-06-02 för Biokombi Rya projektgrupp (Sekretess)
- Ref. ii Grundmodell (Rya KVV:s varaktighet grundmodell)
Projekt Biokombi Ryas informationsplats: Biokombi Rya\KP Grunddata\Material\Litteratur:
Gbg Fjärrvärme\Grundmodell
- Ref. iii Siemens / Alstom, *Varmebalanser_Rya_sekretess*. Doc No. 224.2498-4-3X4, Excel-dokument delgivet Biokombi Rya projektgrupp (Sekretess)
- Ref. iv Handbook Biomass Gasification, BTG biomass technology group BV, Supported by GasNet, Editor H. Knoef, 2005
- Ref. v Marbe Å, *New Opportunities and System Consequences for Biomass Integrated Gasification Technology in CHP Applications*, Doktorsavhandling vid Chalmers tekniska högskola, 2005

Bilaga 6 - Projekt-PM: Förgasningsanläggning med metanisering utan ombyggnad av Rya

Det finns ett intresse för att ersätta en del av naturgasen i det Rya KVV, som nu håller på att byggas, med biobränsle genom förgasningsteknik. För ren kraftvärmetillämpning studerade vi under år 2005 möjligheterna att blanda in en del produktgas i naturgas till gasturbiner (GT) och tillsatseldning i avgaspanna (HRSG = Heat Recovery Steam Generator) utan några ombyggnationer i GT eller HRSG. Detta finns redovisas i vår rapport "Biobränsleförgasning för kraftvärme respektive energikombinat - integration med Rya kraftvärmeverk i Göteborg—DEL 1: KONCEPTSTUDIE AV PROCESSALTERNATIV" (dec. 2005 doc.code G1060-RP003). Eftersom resultatet var att tillåten inblandning är så liten så att en sådan anläggning knappast är intressant, så studerar vi nu kraftvärmealternativ som möjliggör en större förgasningsanläggning som dessutom får längre fullastdrifttid. I Projekt-PMet G1060-RP011d, Förgasningsanläggning för kraftvärme med ombyggnad av Rya KVV, redovisas ett alternativ som förutsätter ombyggnationer i Rya KVV med anpassning av GT och brännarna i HRSG. En annan lösning är att låta den genererade gasen genomgå ett antal olika processteg, inkl. ett metaniseringsteg, vilket ger som resultat en gas som är likvärdig med naturgas och därmed kan användas i Rya KVV utan ombyggnationer av GT och HRSG. Gasen, som betecknas SNG (Substitute Natural Gas), kan levereras på naturgasnätet och därmed blir en SNG-anläggning inte beroende av Rya KVV:s drifttider.

Eftersom den producerade SNG:n kan transporteras till Rya KVV via mellantrycksnätet i Göteborg antas anläggningen lokaliseras till en ny tomt som en "green-field"-anläggning, d.v.s. utan tänkta interaktioner med redan etablerad industriell verksamhet. Anläggningen ska vara självförsörjande på inertgas, matarvatten, instrumentluft etc. En del av den interna elförbrukningen klaras med en intern ångturbin. Resterande behov importeras till anläggningen.

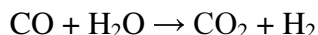
Principerna för en SNG-anläggning beskrevs i ovan nämnda december-rapport samt i den preliminära versionen av detta PM och tas därför inte upp här.

PROCESSFLÖDESCHEMA

Processen från biobränsle till SNG via metanisering kan ske med flera olika processlösningar. Olika tekniker för förgasning, hantering av tjära, gasrening och metanisering kan väljas. Processen kan inkludera ett skiftsteg eller så låter man skift ske samtidigt som metaniseringen. Antingen tas det mesta av CO₂ bort före metanisering eller så sker det efter, eller både och. Den här valda processen framgår av blockschema i Figur 1 nedan.

Biobränslet matas med hjälp av egenproducerad CO₂ som inertgas in i samma trycksatta, syrgasblåsta förgasare som AP Koncept tidigare valt för energikombinatfallet. Bränslet oxideras delvis av tillförd syrgas och ånga. Syrgasen produceras inom anläggningen i en kryogen process. Den heta gasen renas från partiklar i ett högtemperaturfilter. Hit är processen densamma som i kombinatfallet, förutom att kvävgas där används som inertgas. Därefter sker tjärkrackning över en nickelkatalysator med minimal nedbrytning av i förgasningen bildad metan.

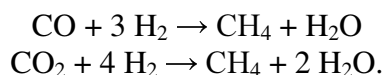
Gasen kyls från 900°C till lämplig temperatur för skift, 350°C, varvid högtryckånga produceras. Vid skiften tillförs extra ånga och vatten-gas-jämvikten förskjuts mot mer vätgas:



Ett mindre flöde bypassas skiften för att den totala gasen ska uppnå ett H₂/CO-förhållande på 3,9, vilket passar det valda metaniseringssteget nedströms. Skiften mot H₂ är exoterm och efter skift kyls gasen från ca 470 till 50°C, varvid värmnet nyttjas bl.a. till matarvattenförvärmning.

Gasrening med SulFerox®, en redox-baserad process med järnjoner i vattenlösning, tar vid den låga temperaturen bort svavelkomponenter m.m. ur syntesgasen, utan att några betydande mängder CO₂ absorberas.

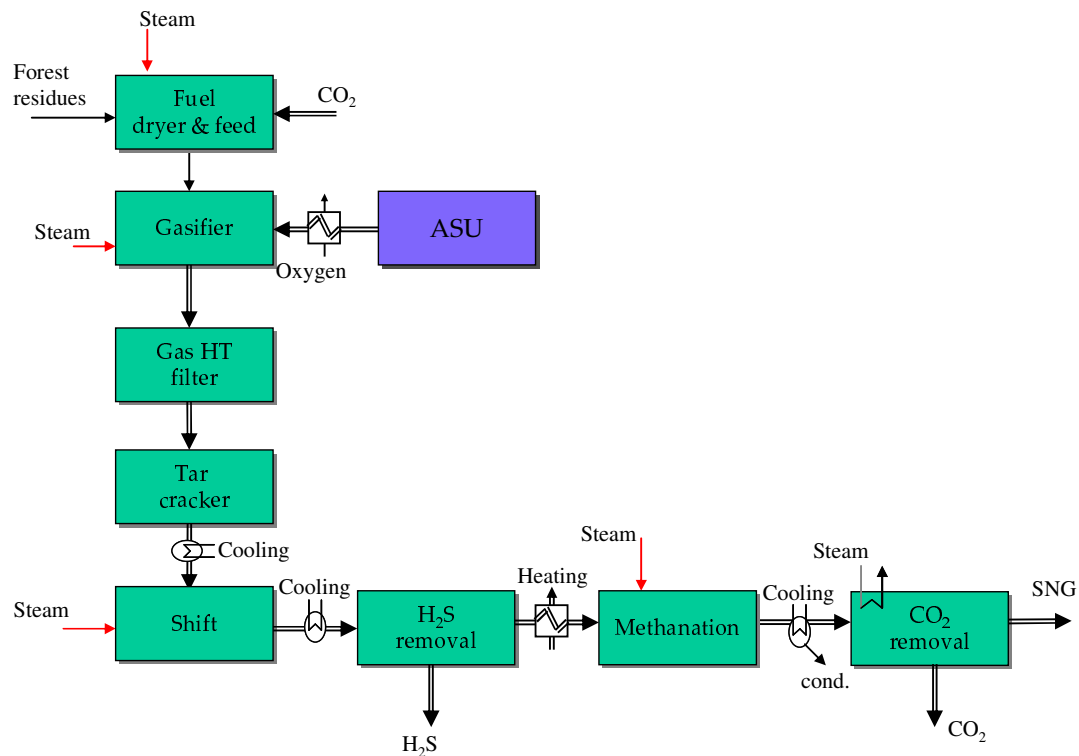
Efter återvärmning och passage av en skyddsbädd med ZnO genomgår gasen metanisering enligt följande starkt exoterma (netto)reaktioner:



Metaniseringsprocessen är Lurgis jämviktsbegränsade, där metaniseringen är uppdelad i två steg med kylning emellan. Recirkulerad gas blandas med färsk syntesgas för att ge en större massa som tar upp värmeutvecklingen. I det första steget tillåts temperaturen nå 450°C. Efter kylning blandas ytterligare färsk syntesgas in och temperaturen tillåts nå 315°C. Värmet används för generering av 40 bars-ånga och till förvärmning av matarvatten.

Efter metaniseringen har en gas med hög halt metan erhållits, men halterna av vattenånga och CO₂ är så höga att värmevärdet inte har stigit så mycket jämfört med rågasen från tjärkrackningen. Gasen kyls och torkas och slutligen avkiljs CO₂ i en Selexol®-process, samma som föreslagits för energikombinatet för svavel- och koldioxidtvätt. Avskilt CO₂ används inom processen som inertgas, för att undvika att belasta syntesgasen med kvävgas som späder ut slutprodukten SNG.

Processflödesschema för det beräknade fallet har utarbetats. Det ger en övergripande bild av processen, men alla beräknade flöden finns inte med.



Figur 1 Blockschema

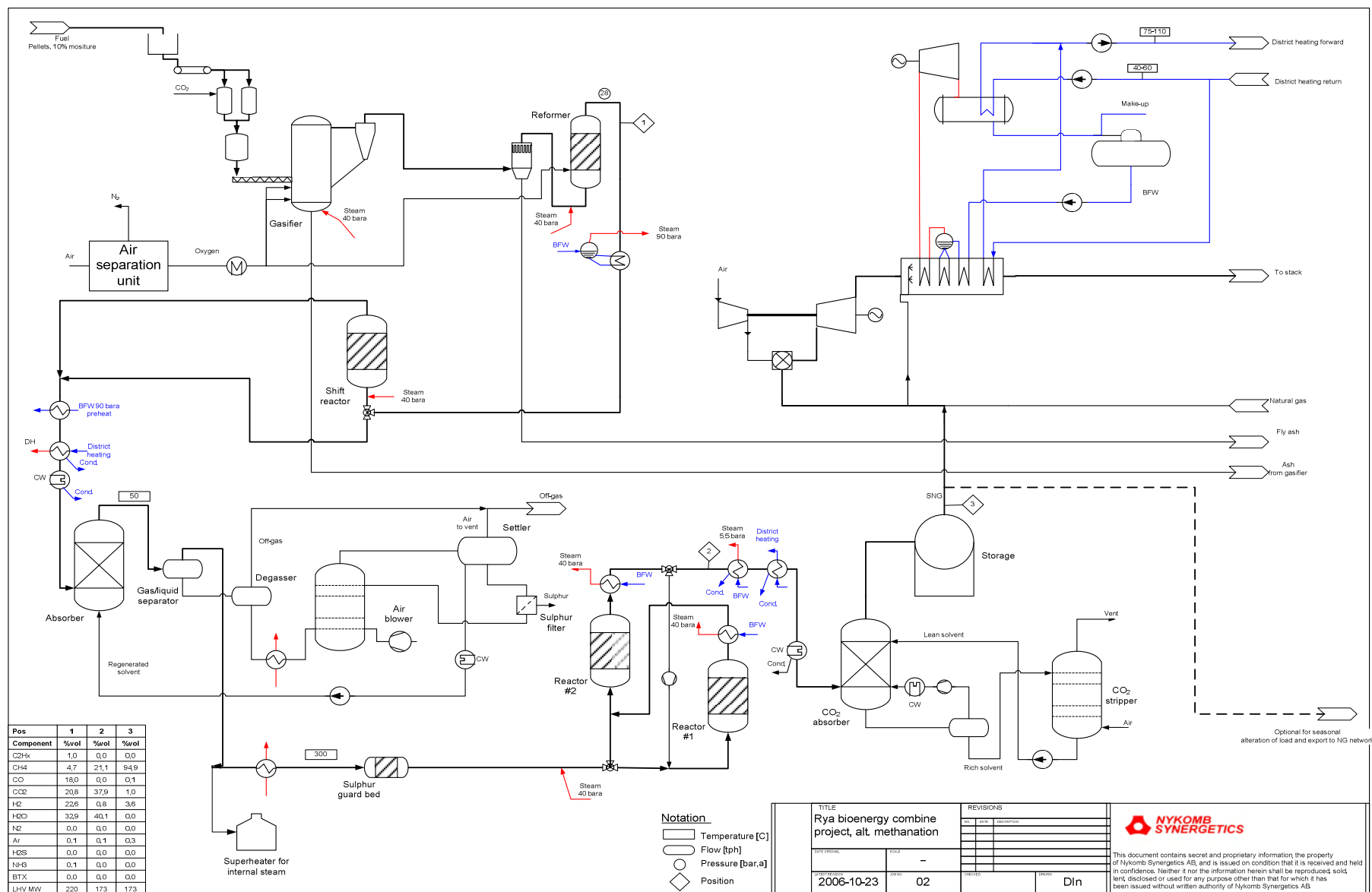
MASS- OCH ENERGIBALANS

Förutsättningar

Bränslet är pellets och dess sammansättning är densamma som i tidigare redovisat arbete inom projektet. Den redovisas i Tabell 1. Som alternativ till pellets kan ett fuktigt bränsle, GROT/flis användas. En del mass- och energibalansresultat för detta bränsle redovisas som jämförelse till pellets.

Tabell 1 Bränslesammansättning.

Bränslesammansättning	pellets
vikt% C	50,7
H	6,3
O	42,9
N	0,1
S	0,03
Cl	0,01
Askhalt (torrt bränsle),%	0,6
Fukthalt (fuktigt bränsle)	10
LHV (MJ/kg torr, askfri)	19,0



Storleken på anläggningen är satt till densamma som för det energikombinat som behandlades i ovan nämnda december-rapport, d.v.s. 54 ton TS/h, motsvarande 274 MW (LHV). Därmed kan samma syrgasblåsta förgasare användas.

Ångsystemet omfattar samma ångnivåer som energikombinatfallet:

HP	90 bar(a), 490 °C
HP	90 bar(a), sat.
IP	40 bar(a)
MP	15 bar(a)
LP	5.5 bar(a) sat.

Inom processen produceras mättad ånga genom gaskylning där så är möjligt samtidigt som förvärmning av matarvatten och kondensat ska tillgodoses. Den mättade ågan som ska expandera i ångturbinen överhettas genom att en del av gasen efter rening förbränns i en separat överhettare. Den interna ångturbinen antas köras som kraftvärmeturbin och producera fjärrvärme i stället för som i kombinatfallet drivas i kondensdrift.

Naturgasspecifikationen som styr hur långt gasen måste processas är den tyska standarden DVGW G260:

Wobbe index (LHV)	> 46.1 MJ / Nm ³
Relative density	0.55 – 0.75
Sulphur content	< 30 mg / Nm ³
CO (%-mole)	< 6 %
H ₂ (%-mole)	< 12 %

Ett tillägg till denna specifikation är att metaninnehållet bör vara minst 90 %.

Trycket på Göteborgs mellantrycksnät är ca 25 bar(a). Förgasningstrycket på 30 bar(a) som använts i kombinatberäkningarna antas vara tillräckligt för att klara detta.

Fjärrvärmetemperaturer för design är 90°C framledning och 50°C retur.

Kylvattentemperatur: 20 in och 30°C ut.

Resultat

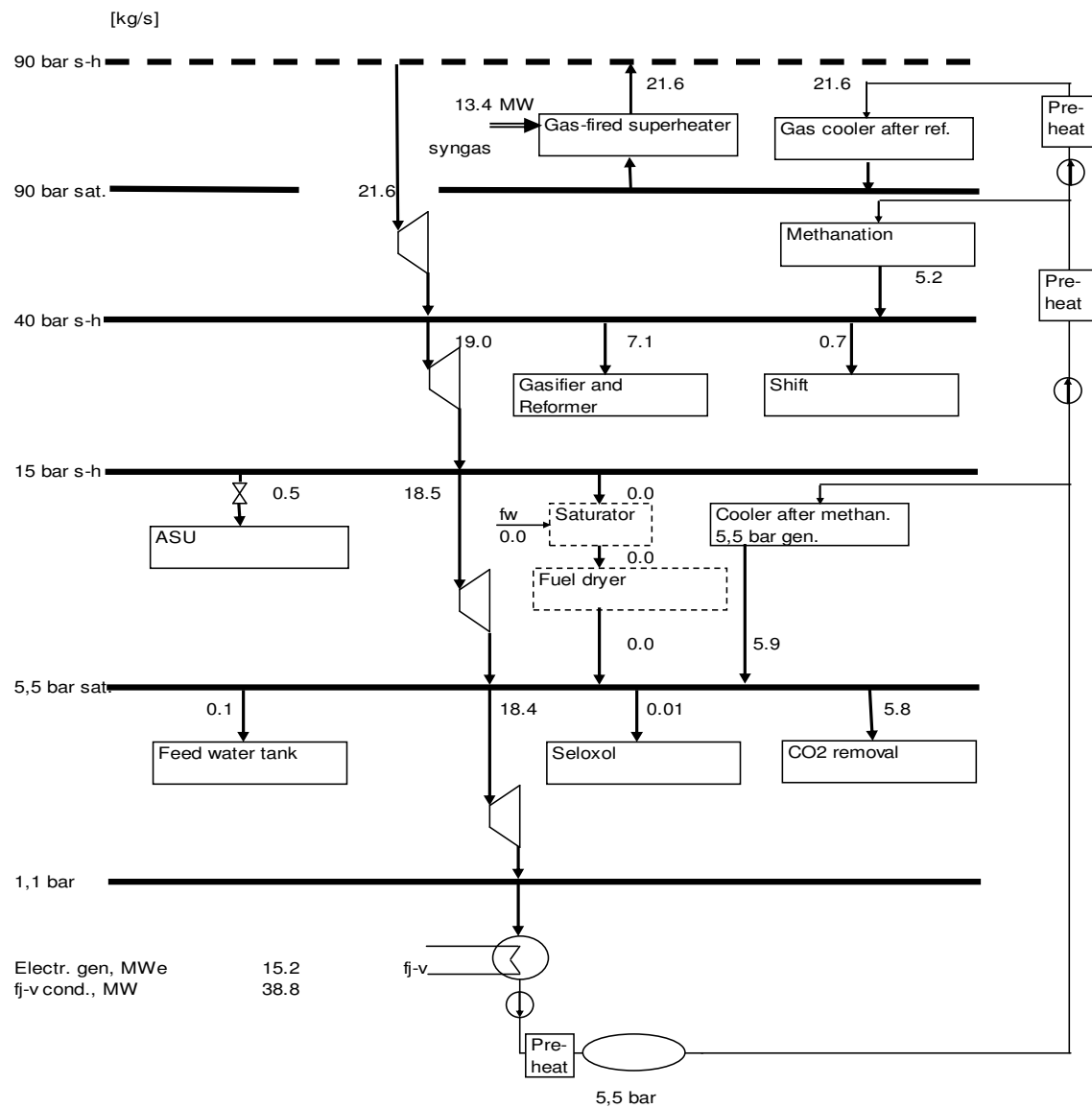
Ångbalansen framgår av Figur 2.

Förbrukning och produktion för den beräknade SNG-anläggningen ges i Tabell 2 nedan, där även verkningsgrader för omvandlingen biobränsle till SNG anges. Även alternativet fuktigt bränsle som torkas i en ångtork finns med i tabellen som jämförelse. Gassammansättning m.m ges i Tabell 3 nedan.

Tabell 2 *Konsumtion och produktion i SNG-anläggningen (GROT/flis som jämförelse)*

biobränsle till anläggning	pellets	GROT/flis
fukthalt	10%	50%
flöde TS, kg/s	15	15
flöde TS, ton/h	53	53
effekt (LHV), MW	270	240
biobränsle till förgasaren		
fukthalt		
flöde TS, kg/s	10%	10%
flöde TS, ton/h	15	15
effekt (LHV), MW	53	53
	270	270
syrgasförbrukning		
syrgashalt, vol-%	99,5%	99,5%
flöde, kg/s	5,3	5,3
flöde, ton/h	19	19
elförsörjning, effekt, MWe		
intern elförbrukning	20	22
intern elproduktion (mottrycksturbin)	15	12
elimport	4,5	10
SNG-produktion		
flöde Nm ³ /s	5,0	5,0
flöde ton/h	13	13
effekt (LHV), MW	173	173
verkningsgrad biobränsle till SNG		
SNG / biobränsle	63%	71%
SNG / biobr. med internprod. av all el.*	60%	63%
fjärrvärmeproduktion		
effekt, MW	64	58
verkningsgrad biobränsle till fjärrvärme		
fj-v / biobränsle	23%	24%
fj-v / biobr. med internprod. av all el.*	22%	21%

* Processens elunderskott produceras med 30 % verkningsgrad från extra biobränsle



Figur 2 Ångbalans för pelletseldad anläggning, d.v.s. utan bränsletork

Tabell 3 Gaser; Sammansättningar, temperaturer och flöden i SNG-anläggningen

from position in process flow diagram	tar cracker 1	shift 2	methanation 3	product SNG 4
	(incl. gas for superheating)	(incl. gas for superheating)		
Gas composition				
Volumetric %				
C2Hx	1.00%	0.99%	0.001%	0.002%
CH4	4.7%	4.6%	21.1%	94.9%
CO	18.0%	8.0%	0.0%	0.1%
CO2	20.8%	30.0%	37.9%	1.0%
H2	22.6%	30.9%	0.8%	3.6%
H2O	32.9%	25.4%	40.1%	0.01%
N2	0.002%	0.002%	0.002%	0.010%
Ar	0.06%	0.06%	0.08%	0.35%
NH3	0.07%	0.07%	0.000%	0.000%
H2S	0.01%	0.010%	0.000%	0.000%
Sum	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%
Molar mass g/mol	21.6	21.7	27.3	15.9
Temp.(°C)	900	474	260	25
Enthalpy kJ/kg (ref. 25 °C)	1567	764	334	0
Flow kg/s	30.3	31.0	27.6	3.6
mol/s	1400	1427	1009	224
Nm3/s	31.4	32.0	22.6	5.0
Heating value MJ/Nm3	7.0	6.6	7.6	34.4
Pressure Bar(a)	28	28	25	25
Equivalent power LHV MJ/s	220	212	173	173
Wobbe index = LHV/ROOT(rel. dens.)	8.1	7.6	7.8	46.3

Om nu den producerade SNGn till 100 % används i Rya KVV för att ersätta naturgas så är det intressant att se hur effektiv hela processen från bibränsle via SNG till el- och fjärrvärme i Rya KVV samt inom SNG-anläggningen blir. Tabell 4 ger data för detta fall. El- och fjärrvärmeproduktionen från SNGn i Rya KVV antas ske med el-verkningsgrad=43,5 % och totalverkningsgrad=92,5 %.

Tabell 4 El- och fjärrvärmeutbyte för SNG-anläggning + förbrukning av SNGn i Rya KVV

biobränsle till SNG-anläggning	pellets	GROT/flis
effekt (LHV), MW	270	240
SNG till Rya KVV		
effekt (LHV), MW	173	173
ersatt naturgas MW (LHV)	173	173
elbalans, MWe		
netto elförbrukning SNG-anläggning	4,5	9,9
netto elproduktion från SNG i Rya KVV	75	75
netto elproduktion	71	65
fjärrvärme-produktion		
fj-v-prod. SNG-anläggning	64	58
fj-v-prod. från SNG i Rya KVV	85	85
total fj-v-prod.	149	143
verkningsgrader		
biobränsle till el	26%	27%
biobränsle till fjärrvärme	54%	59%
totalverkningsgrad	80%	86%

Slutsatser

En SNG-anläggning i den storlek som beräknats kan nästan försörja en linje med GT+HRSG i Rya KVV, vilken ligger på 200 MW naturgas.

Verkningsgraderna blir relativt låga för alternativet att producera SNG från pellets och sedan ersätta naturgas i Rya KVV med denna SNG. Detta är inte förvånansvärt eftersom det är en ganska komplicerad process där gasflödet två gånger kyls ned till låga temperaturer, dels syntesgasen före gasrening och dels den metaniserade gasen före koldioxidanskiljning.

Det ligger nära till hands att jämföra med alternativet Förgasningsanläggning för kraftvärme med ombyggnad av Rya KVV, som AP Koncept har studerat parallellt. Den anläggningen dimensionerades efter att ersätta naturgas i en ombyggd linje GT+HRSG i Rya KVV med förgasning av fuktigt bränsle. Bränsleförbrukningen beräknades till 240 MW eller 52 ton TS/h, vilket händelsevis är praktiskt taget detsamma som i SNG-fallet. Se vidare tidigare nämnt Projekt-PM (G1060-RP011d). Elverkningsgrad för detta koncept med ångtork har beräknats till 32 % med en totalverkningsgrad på ca 85 %.

KOSTNADER

Investeringskostnad för SNG-anläggningen har uppskattats grovt och redovisas i Tabell 5. Stora delar av anläggningen är desamma eller snarlika motsvarande i det tidigare studerade energikombinatet och investeringskostnader för dessa delar är hämtade från december-rapporten (G1060-RP003) där bl.a. energikombinatet redovisades. Metaniseringsdelen har kostnadsuppskattats med litteratordata (ref. 1) som skalats. En grov bedömning av investeringskostnaden för SNG-anläggningen är drygt 2000 MSEK.

Tabell 5 *Investeringskostnad, grov, MSEK.*

	MSEK
Direkta anläggningskostnader	
Bränslehantering	54
Syrgasanläggning	220
Förgasning, tjärkrackning	290
Gaskylning och ångsystem	115
Gasrening och –behandling	215
SNG-syntes	119
Övrigt	154
<i>Summa anläggningskostnader</i>	<i>1167</i>
Engineering, tillstånd, igångkörning mm	700
Oförutsett	180
Total investering, grov bedömning =TIC	2050

	SEK/kWth
<i>Specifik investeringskostnad</i>	<i>7500</i>

Driftkostnader är sammanställda i Tabell 6, där även ett produktionskostnad på producerad SNG räknas ut. Här ingår bara SNG-anläggningen och producerad SNG kan säljas till den beräknade produktionskostnaden till Rya KVV eller någon annan gasanvändare.

Drifttiden antas vara 8000 h/år. Annuitetsfaktor sätts till 12 % (10 % kalkylränta, 20 år).

Intäkter anges som negativa driftkostnader.

Tabell 6 *Driftkostnader och kostnadsberäkning för SNG*

Driftkostnader			MSEK/år
Fjärrvärme	250	SEK/MWh	-128
Certifikat för grön elproduktion	225	SEK/MWh	-27
Elektricitet	350	SEK/MWh	13
Biobränslepellets	195	SEK/MWh	427
Drift och underhåll	2	% av TIC	41
Personal	45	personal	17
Övriga kostnader	4	% av TIC	82
<i>Total driftkostnad</i>			<i>425</i>
Produktionskostnad SNG			MSEK/år
Kapitalkostnad	12	% av TIC	246
Driftkostnad			425
<i>Total årlig kostnad</i>			<i>671</i>
SNG-produktion	1384		GWh/år
	145		miljon Nm ³ /år
SNG-kostnad	490		SEK/MWh
	4,6		SEK/Nm ³

Med kostnadsberäkning enligt Tabell 6 blir SNG-kostnaden 490 SEK/MWh eller 4,6 SEK/Nm³. Detta förutsätter att fjärrvärme kan säljas för 250 SEK/MWh under 8000 h/år, vilket knappast är fallet. Med pellets blir bränslekostnaden en dominerande kostnad. Ett alternativt fall är att använda fuktig flis/GROT och torka bränslet i en ångtork som integreras i ångsystemet på samma sätt som i ovan nämnda energikombinat. Detta alternativ ger en SNG-kostnad på 420 SEK/MWh under samma förutsättningar i övrigt.

REFERENSER

1. Mozaffarian M., Zwart R. W. R, *Feasibility of Biomass / Waste-related SNG Production Technologies*, ECN-C—03-066, (2003)

BKR 13

Biokombinat Rya - Vätgasframställning

Biokombinat Rya - Vätgasframställning

December 2006

**Eva Andersson
Simon Harvey**

Avdelningen för värmeteknik och maskinlära,
Institutionen för Energi och miljö, Chalmers tekniska högskola



CHALMERS

Institutionen för Energi och miljö

Bakgrund

Denna rapport sammanfattar delprojektet inom Biokombi Rya som har utvärderat vätgasproduktion från förgasad biomassa i en anläggning som är integrerad med Rya KVV. Konsekvenserna för energisystemets koldioxidutsläpp och produktionskostnaden för vätgas beräknas. Scenarierna som är framtagna i projektet används för att beräkna koldioxidutsläpp och produktionskostnad under olika framtida marknadsförhållanden.

Arbetet har redovisats i följande rapporter/artiklar:

Rapport december 2005 i Biokombi Rya:
BKR:5 Biokombinat Rya med vätgasframställning
Eva Andersson, Simon Harvey, 2005-12-22

Utkast till artikel (abstract inskickat till ECOS 2007):
Integration of hydrogen production from biomass with CO₂ sequestration with a natural gas fired combined heat and power plant.
Eva Andersson, Simon Harvey 2006

Intern Rapport:
BKR:14 Konsekvenser av leverans av spillvärme till ett fjärrvärmenät - jämförelse av två energisystemmodeller.
Eva Andersson, Elsa Fahlén, 2006

Artikel inskickad till International Journal of Hydrogen Energy:
Economic and CO₂ benefits of integrating hydrogen production with a pulp mill or a natural gas fired combined heat and power plant.
Eva Andersson, Simon Harvey 2006

Inledning

Det övergripande målet med projektet "Biokombi Rya" är att öka kunskapen inför en eventuell framtida introduktion av biobränsleförgasning kombinerat med el-, värme- och drivmedelproduktion i Sverige. Biobränsleförgasning leder till produktion av syntesgas som kan användas som bränsle för el- och värmeproduktion eller för syntes av vätgas, metan, metanol, DME eller Fischer-Tropsch diesel. I detta delprojekt undersöks möjligheten att producera el, värme och vätgas från förgasad biomassa i ett H₂-kombinat. I resultatet redovisas hur ett H₂-kombinat beräknas att påverka utsläppen av koldioxid och produktionskostnaden för vätgas.

Fördelarna med vätgas som transportbränsle är att vätgasen som energibärare kan framställas på olika sätt. En annan fördel är att den koldioxid som bildas när vätgas framställs ur råvaror som innehåller kol är relativt lätt att avskilja och det finns därför möjlighet att samla in och lagra den. Om vätgasen framställts ur biomassa, som anses som koldioxidneutral kan man tillgodoräkna sig ett negativt koldioxidutsläpp.

Användning av vätgas i bränsleceller ger en hög verkningsgrad i fordonet, det vill säga från bränsle till arbete. För att kunna användas i bränsleceller måste vätgasen ha en hög renhet. Vätgas kan också användas i Ottomotorer men verkningsgraden är då ungefär densamma som för bensen. Vätgas inte är ett bränsle som efterfrågas idag, eftersom bränslecellsbilar inte är kommersiellt tillgängliga. Det pågår dock ett intensivt

utvecklingsarbete både på vätgasframställning och på bränslecellsfordon, vilket gör att ny teknik utvecklas.

Resultat

I alla beräkningar har jag använt data från TPS/Nykomb när det gäller förgasning av biobränsle, dvs. sammansättning på gasen efter reformer, ångbehov i förgasningsprocessen och investeringskostnader.

BKR:5 Biokombinat Rya med vätgasframställning

I delprojektets lägesrapport från december 2005 utvärderades tre olika sätt att framställa vätgas.

- Konventionell teknik
- Membranteknik
- Produktion av Hythane

Hythane är vätgas som blandas med metanrik gas (8 vol % H₂) och används i gasdrivna bilar. Vätgasen behöver inte ha samma renhet som när den skall användas i bränslecells-bilar.

Redovisning av material och energi flöden för dessa alternativ presenteras i rapporten. Beräkningarna baseras på en matning av biobränsle i form av pellets på 270 MW, samma som TPS/Nykomb har i sin DME anläggning.

Drifttimmarna för vätgasanläggningen påverkar produktionspriset. Vid beräkning av produktionskostnaden för vätgas användes två olika antal drifttimmar för vätgasanläggningen, samma antal drifttimmar som Rya KVV och 8000 drifttimmar. Produktionskostnader beräknades med de pilotfallspriser som togs fram i Grunddata i början av projektet. Intäkter för den extra spillvärme som produceras i vätgasanläggningen har beräknats genom att sätta ett genomsnittspris.

Inga koldioxidberäkningar ingår. Dock har den ekonomiska kalkylen tagit hänsyn till att koldioxid i processen samlas in för att lagras.

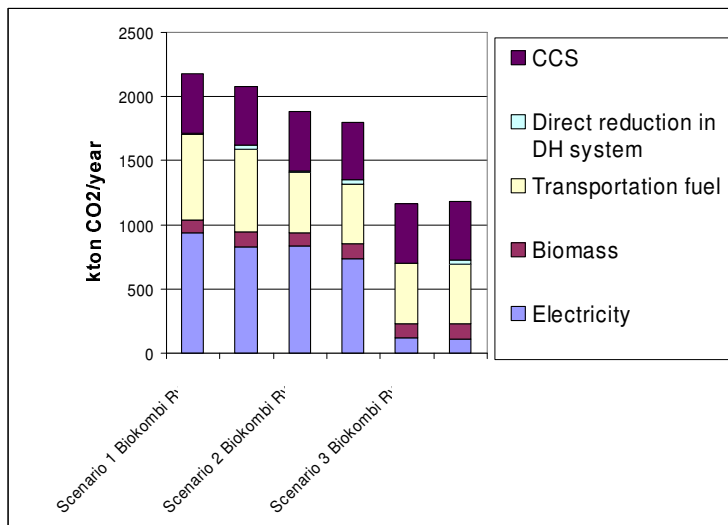
Integration of hydrogen production from biomass with CO₂ sequestration with a natural gas fired combined heat and power plant.

I detta utkast till artikel har endast processalternativet med konventionell teknik utvärderats. Utvärderingen omfattar både ekonomi och koldioxidutsläpp.

Här har kostnaden för extra spillvärme värderats utifrån Göteborg Energis förhållanden. För beräkningar se *BKR:14 Konsekvenser av leverans av spillvärme till ett fjärrvärmenät - jämförelse av två energisystemmodeller.*

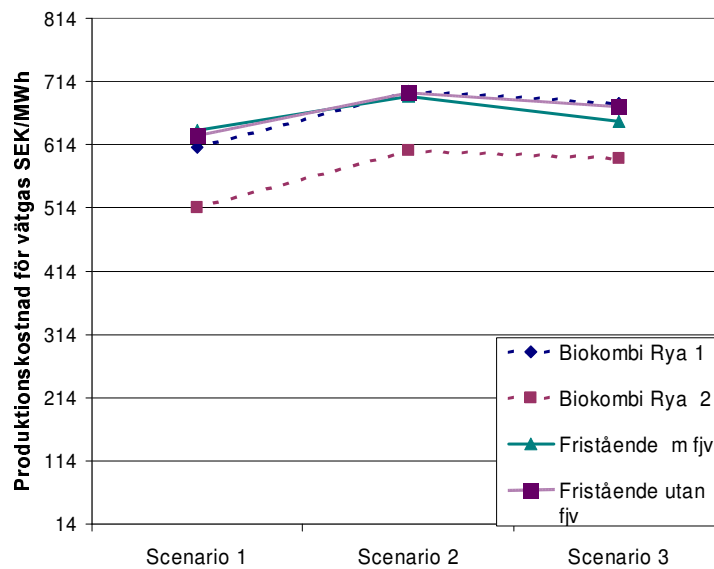
Resultaten jämförs med beräkningar för en fristående anläggning som producerar vätgas från förgasad biomassa. Den fristående anläggningen utvärderas både med och utan fjärrvärmeleverans. Den antas kunna leverera fjärrvärme till ett medelstort svenskt fjärrvärmenät, 500 GWh, och ersätter tekniker som finns i ett ”medelnät”.

Minskning av koldioxidutsläpp



Figur 1 Minskade CO₂ utsläpp för Biokombi Rya med mycket spillvärme i fjärrvärmesystemet jämfört med fristående vätgasproduktion med fjärrvärmeleverans

Produktionskostnad för vätgas



Figur 2 Biokombi Rya 1 (mer spillvärme i fjärrvärmesystemet) och Biokombi Rya 2 (med hälften så mycket spillvärme i fjärrvärmesystemet) jämfört med fristående med och utan fjärrvärme leverans.

Resultaten baseras på antagna marknads priser enligt Tabell 1.

Tabell 1 Tre Scenarier för beräkning av CO₂ utsläpp och produktionskostnad

		1	2	3
CO2 pris	SEK/ton	150	200	400
Råolja	USD/fat	41	46	46
EO1	SEK/MWh	330	355	355
EO5	SEK/MWh	190	200	200
Naturgas	SEK/MWh	220	235	235
Kol	SEK/MWh	55	55	55
Bio Pellets	SEK/MWh	219	262	304
Bio Flis	SEK/MWh	154	197	239
Bio biprodukter	SEK/MWh	129	172	214
Elpris	SEK/MWh	375	500	620
Elcertifikat	SEK/MWh	200	100	0
Utsläpp elproduktion	kg/MWh el	778	695	130

Economic and CO₂ benefits of integrating hydrogen production with a pulp mill or a natural gas fired combined heat and power plant.

Denna artikel är inskickad till International Journal of Hydrogen Energy för publicering. Det innebär att, om den blir antagen för publicering, kan komma att ändras.

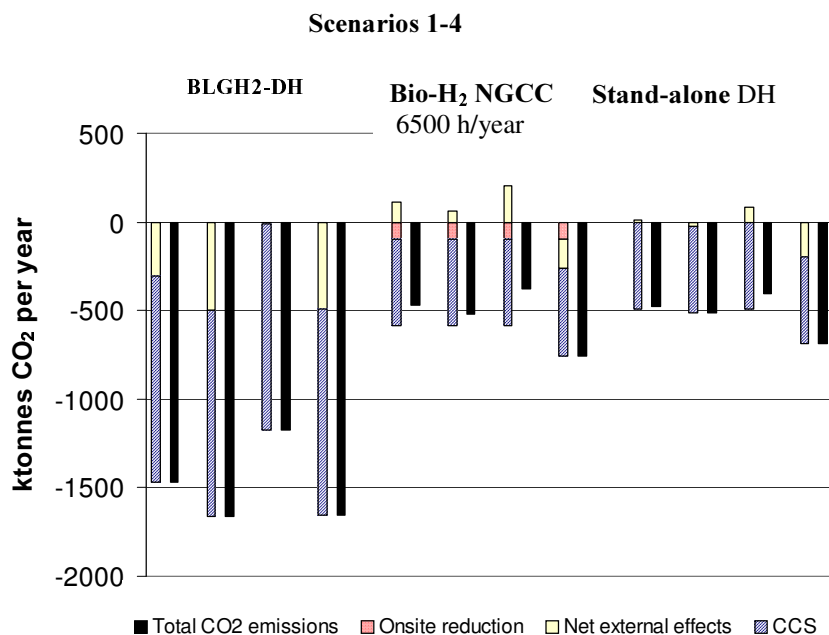
I denna artikel jämförs vätgasproduktion från förgasad biomassa, i kombinat med Rya KVV och fristående vätgasproduktion från förgasad svartlut i kombinat med ett massabruk. Jämförelsen är gjord så att samma mängd biomassa används till de olika processerna. Det innebär att biobränslebehovet vid massabruket bestämmer storleken även på anläggningen som integreras med Rya KVV och den fristående anläggningen. Mängden biomassa (pellet) som används är 178 MW.

Eftersom drifttiden har visat sig ha stor betydelse på lönsamheten antas i denna artikel att vätgasanläggningen byggs så att den kan vara i drift utan att Rya KVV är i drift och att vätgasanläggningen är i drift 8000 timmar per år.

Resultaten utvärderas med de nya scenarier som finns beskrivna i *BKR:10, Biokombi Rya: Förslag till genomsamma scenarier*.

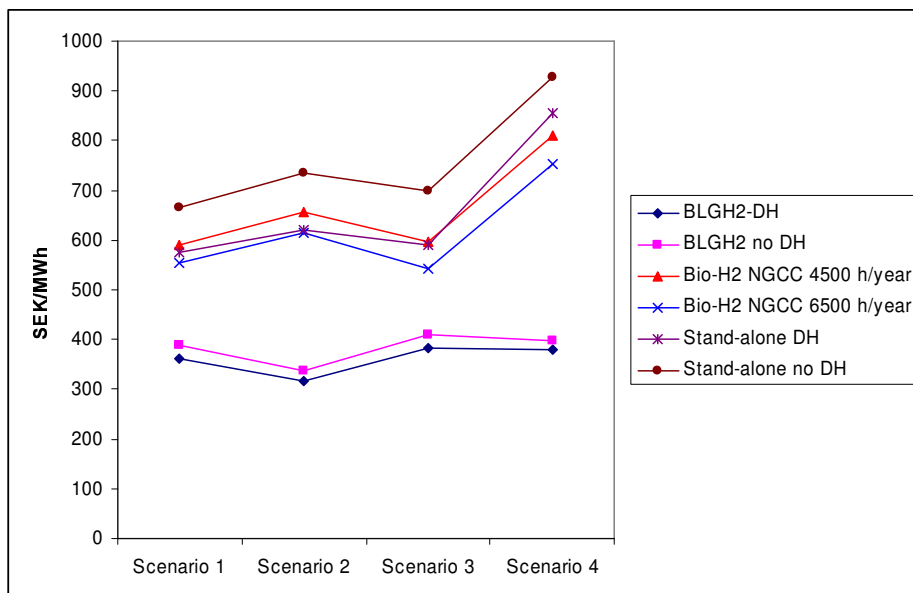
Sammanfattning av resultat

Koldioxidutsläpp, Figur 3.



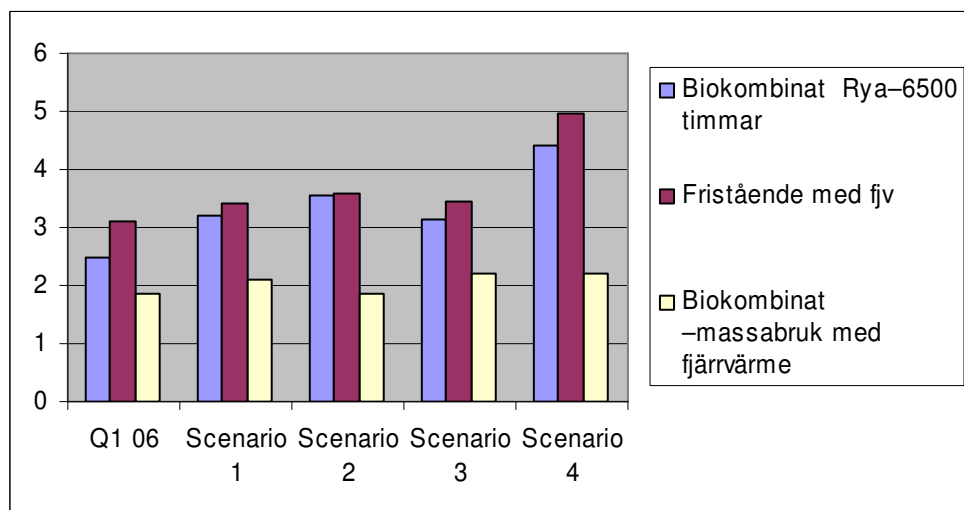
Figur 3 Koldioxid utsläpp i energisystemet inklusive koldioxidinfångning, lokala utsläppsminskningar pga lägre naturgasanvändning och pga effekter i externa energianläggningar

Produktionskostnad för vätgas, Figur 4.



Figur 4 Resultat från beräkning av produktionskostnaden för vätgas med olika Scenarier, uttryckt i SEK/MWh.

För att jämföra kostnaden för att köra en viss sträcka när man använder vätgas istället för bensin beräknas kostnaden för vätgas för att köra samma sträcka som 1 liter bensin räcker i en hybridbil som använder 0.5 liter per mil. Resultatet visas i Figur 5. Skillnader i fordonens kostnad ingår inte.



Figur 5 Produktionskostnad inklusive rörlig distributionskostnad för vätgas, uttryckt som jämförbart bensinpris för att färdas samma sträcka

För mer information om metod, indata och resultat hänvisas till artikeln.

BKR 15

Förgasningsteknikens roll i lokala energisystem

- en fallstudie av integration av bioförgasning med en gaskombi i Göteborgs fjärrvärmesystem

Förgasningsteknikens roll i lokala energisystem

- en fallstudie av integration av bioförgasning
med en gaskombi i Göteborgs fjärrvärmesystem

Januari 2007

Elsa Fahlén

Erik Ahlgren

Avdelningen för energiteknik,
Institutionen för Energi och miljö, Chalmers tekniska högskola



CHALMERS

Institutionen för Energi och miljö

Sammanfattning

Som en del i BiokombiRya-projektet studeras förgasningsteknikens roll i lokala energisystem. Som referenssystem används Göteborgs fjärrvärmesystem med ett nyinvesterat naturgaseldat gaskombikraftverk (Rya KVV). Syftet med studien är att uppskatta ekonomiska och miljömässiga konsekvenser som driften av ett bioförgasningsintegrerat gaskombikraftverk har kontra ett naturgaseldat gaskombikraftverk samt finna robusta lösningar för investeringar i bioförgasningsanläggningar givet en osäker framtid m a p bränslepriser, kostnader för utsläppsrätter och intäkter från gröna certifikat.

De studerade alternativen är förgasning av biobränsle för el- och värmeproduktion i Rya KVV, vilket kräver metanisering av gasen eller en ombyggnation av Rya KVV för att hantera lågvärdig gas, samt teknikalternativ som, förutom el och värme, även producerar drivmedel, ett så kallat energikombinat. De energikombinat som studeras producerar DME (gasen genomgår syntes) eller SNG (gasen metaniseras) som drivmedel. DME-kombinatet är integrerat med Rya KVV medan SNG-kombinatet är en fristående anläggning. I studien antas att pellets eller flis/grot används som bränsle.

Produktionen i energisystemet simuleras med hjälp av en modell, med vilken värmebehovet ska tillgodoseas. Produktion tillåts enbart om avsättning för värme finns, medan avsättning för producerad el och drivmedel antas vara obegränsad. Anläggningarnas produktionsordning bestäms efter lägsta rörliga kostnad för minimering av kostnaderna. Med hjälp av en effektbaserad modell med tidsindelning ned till dag- och nattperioder studeras produktionsanläggningarnas drift i systemet. En modell som är uppbyggd efter dessa grundprinciper för ett fjärrvärmesystem med möjlighet till samtidig elproduktion är verktyget Martes, vilket används i studien.

Det anläggningsalternativ som vid givna förutsättningar entydigt visar sig vara mest intressant ur ett ekonomiskt perspektiv, med en robusthet för variation av ekonomiska förutsättningar, är energikombinatet för SNG-produktion. Bäst lönsamhet ges i scenarier med låga biobränslepriser relativt fossilbränslepriserna och med skattelättnad eller drivmedelscertifikat för alternativa biodrivmedel, men även i scenarier med enbart utsläppsrätter som styrmedel för alternativa biodrivmedel kan produktionen ge lönsamhet, förutsatt låga biobränslepriser relativt fossilbränslepriserna. Till skillnad från resultatet av SNG-kombinatet i energisystemet är lönsamheten för DME-kombinatet känslig för variation av de ekonomiska förutsättningarna, dess sämre lönsamhet beror på en högre investering, dess lägre utbyte från biobränsle till drivmedel samt på grund av beroendet av Rya KVV:s drift.

Entydigt visar resultatet att vid givna förutsättningar ges bättre lönsamhet om SNG säljs som alternativt biodrivmedel än att låta den förädlade gasen genomgå ytterligare en energiomvandling i Rya KVV för att producera el och värme. Kraftvärmealternativet med en ombyggnation av Rya KVV har med en lägre investering bättre ekonomiska förutsättningar än kraftvärmealternativet med metanisering och ger lönsamhet i scenarier med låga biobränslepriser och ett högt elcertifikat relativt fossilbränslepriserna.

Resultatet visar entydigt att flis som bränsle ger bättre ekonomiska förutsättningar än pellets. Dellastprestandans betydelse vid givna förutsättningar påverkar lönsamheten endast i begränsad omfattning. Huruvida förgasningsanläggningarna tillåts konkurrera med spillvärmeleveranser i fjärrvärmesystemet påverkar lönsamheten för bioförgasningstekniken, främst för energikombinatet.

Integration av bioförgasning bidrar, vid givna förutsättningar, till reduktion av CO₂-emissioner förutsatt lönsam produktion (eller reducerad kapacitet för att elda naturgas i Rya KVV efter ombyggnation av en produktionslinje), då nettoproduktion av el och drivmedel antas ersätta marginalproducerad el och alternativ användning av drivmedel. SNG-kombinatet ger den mest kostnadseffektiva reduktionen av CO₂ i samtliga scenarier utom i scenariot med enbart utsläppsrätter som styrmedel för alternativa biodrivmedel. I det scenariot ger i stället kraftvärmealternativet med ombyggnation av Rya KVV den lägsta kostnaden för CO₂-reduktion.

Nomenklatur

RESULTATPARAMETRAR		
ΔC_{DH}	Systemresultat, minskningen av årlig genomsnittskostnad (intäkt) för fjärrvärmeproduktion i energisystemet vid integration av bioförgasning.	SEK/MWh fjärrvärme
C_{BTF}	Produktionskostnad för biodrivmedel	SEK/MWh biodrivmedel
PRISER		
C_{BTF}	Pris biodrivmedel	SEK/MWh
C_{RFC}	Pris drivmedelscertifikat	SEK/MWh
$C_{biomass}$	Biobränslepris	SEK/MWh
C_{NG}	Naturgaspris	SEK/MWh
C_{fuel}	Pris bränslemix	SEK/MWh
PRESTANDAPARAMETRAR		
$P_{biomass}$	Bränsleeffekt biobränsle	MW (LHV)
P_{NG}	Bränsleeffekt naturgas	MW (LHV)
P_{fuel}	Effekt bränslemix	MW (LHV)
P_{BPG}	Effekt för den gas som framställs vid förgasning av biobränsle	MW (LHV)
P_{BTF}	Effekt biodrivmedel	MW (LHV)
P_{heat}	Värmeeffekt	MW
$P_{el,net}$	Elnettoeffekt	MW
$P_{el,net,Rya+G}$	Elnettoeffekt för Rya KVV inkl. förgasningsanläggningen (G).	MW
$P_{el,gross,Rya}$	Elbruttoeffekt i Rya KVV	MW
$P_{el,gross,G}$	Elbruttoeffekt, förgasningsanläggningens (G) egenproduktion av el	MW
η	Verkningsgrad för omvandling till el och värme.	Dimensionslös
α	Elutbyte (eleffekt dividerat med värmeeffekt)	Dimensionslös
COP	Omvandlingsfaktor för värmepump (värmeeffekt dividerat med eleffekt)	Dimensionslös
ENERGIMÄNGDER		
Q_{BTF}	Produktionsmängd biodrivmedel under ett driftår	GWh
Q_{DH}	Produktionsmängd fjärrvärme under ett driftår	GWh
$Q_{biomass}$	Årskonsumtion av biobränsle	GWh
FÖRKORTNINGAR		
BTF	Biodrivmedel (Biomass Transportation Fuel)	
RFC	Drivmedelcertifikat (Renewable Fuel Certificate)	
BPG	Biobränslebaserad produktgas (Biomass Product Gas)	
CHP	Kraftvärme	
KOMB	Kombinat	
P	Pellets	
F	Flis	
s	Sameldning	
DME	Dimetyleter	
SNG	Syntetisk naturgas	
CO ₂	Koldioxid	
NO _x	Kväveoxider	

SOx	Svaveloxider
-----	--------------

Innehåll

1	BAKGRUND	9
2	SYFTE	11
3	METOD OCH MODELL	13
3.1	Modellverktyget Martes	13
3.2	Modellteknisk beskrivning för integration av bioförgasning	14
3.2.1	Modellering av prestanda, bränslekostnader och intäkter för biodrivmedel	15
3.2.2	Resultatparametrar	15
3.2.2.1	Systemresultat	15
3.2.2.2	Drivmedelsproduktionskostnad	16
3.2.2.3	CO ₂ -emissioner	16
3.2.2.4	Kostnad för reduktion av CO ₂ -emissioner	16
3.3	Modellering av studerat energisystem	16
3.3.1	Värmelast	16
3.3.2	Befintliga anläggningar	16
3.3.3	Nyinvesteringsalternativ för bioförgasningsintegration	17
3.3.3.1	Prestanda	18
3.3.3.2	Ekonomiska parametrar	19
3.3.4	Koldioxidemissioner	19
3.4	Metodik för känslighetsanalyser	20
3.4.1	Dellastprestanda	20
3.4.2	Hantering av spillvärmeleveranser	20
4	SCENARIER OCH ÖVRIGA ANTAGANDEN	21
4.1	Scenarier	21
4.1.1	Marginalteknik för el och drivmedel	22
4.1.2	Grossistpris för biodrivmedel	23
4.1.3	Pris för bioolja	23
4.2	Övriga antaganden	24
4.2.1	Spillvärmeprisnivåer för känslighetsanalys	24
4.2.2	Elnätsavgift	24
5	RESULTATPRESENTATION OCH ANALYS	25
5.1	Fjärrvärmeproduktion	25
5.1.1	Rya – referenssystemet	25
5.1.2	BioRya – bioförgasning för kraftvärmeproduktion	28
5.1.2.1	Kraftvärmealternativ med liten integration av bioförgasning	28
5.1.2.2	Kraftvärmealternativ med ombyggd förgasningslinje	29
5.1.2.3	Metaniseringsanläggning för kraftvärmeproduktion	31
5.1.3	BiokombiRya – bioförgasning för produktion av drivmedel, el och värme	31
5.1.3.1	DME-kombinat	32
5.1.3.2	SNG-kombinat	33
5.2	Elproduktion	34
5.3	Drivmedelsproduktion	35

5.4	Ekonomiskt systemresultat	36
5.5	Drivmedelsproduktionskostnad	38
5.6	Emissioner	38
5.7	Kostnad för koldioxidreduktion	40
6	KÄNSLIGHETSANALYS	43
6.1	Känslighetsanalys av dellastprestanda	43
6.1.1	Kraftvärme	43
6.1.1.1	Val av anläggning och scenario	43
6.1.1.2	Framtagande av genomsnittsprestanda	44
6.1.1.3	Systemresultat med genomsnittsprestanda	45
6.1.2	Kombinat	45
6.1.2.1	Val av anläggning och scenario	45
6.1.2.2	Framtagande av genomsnittsprestanda	46
6.1.2.3	Systemresultat med genomsnittsprestanda	47
6.1.2.4	SNG-kombinatets drift i dellast	47
6.2	Känslighetsanalys för hantering av spillvärmeleveranser	48
6.2.1	Betydelse av hantering av spillvärmeleveranser	49
6.2.2	Val av prisnivå	51
6.2.3	Produktionsresultat i energisystemet med vald prisnivå	52
6.2.4	Ekonomiskt resultat med vald prisnivå	55
7	DISKUSSION	57
7.1	Bioförgasning för kraftvärmeproduktion	57
7.2	Bioförgasning för polygeneration av drivmedel, el och värme	58
7.3	Kraftvärme eller kombinat med drivmedelsproduktion	58
7.4	Pellets eller flis som bränsle	59
7.5	Bioförgasningsintegrationens påverkan på elproduktionen i systemet	59
7.6	Miljöpåverkan	59
7.7	Kostnad för CO₂-reduktion	60
7.8	Metod-, scenarie- och rimlighetsgranskning	60
7.8.1	Känslighetsanalyser	60
7.8.2	Antagande om värmelasten som styrande	61
7.8.3	Scenarier	61
8	SAMMANFATTNING OCH AVSLUTNING	63
9	UTBLICK - FORTSATTA STUDIER	65
10	KÄLLOR OCH LITTERATUR	67
APPENDIX – Detaljerad beskrivning av teknikalternativens prestanda		

1 Bakgrund

Ett högt elutbyte för kraftvärmeproduktion, som uppnås med kombicykelteknik, kan vara intressant för att uppnå ökad resurseffektivitet och reducering av CO₂-emissioner i framtidens energisystem. Kombicykeltekniken kräver ett gasformigt bränsle, gasen används till att generera el i en gasturbin, varefter rökgaserna från gasturbinen används till att producera ånga som därefter används till att generera el i en ångturbin och slutligen producera fjärrvärme. Ett sätt att uppnå högt elutbyte från förnybara energikällor i kraftvärmeapplikationer vore att förgasa biobränsle till att användas i en högpresterande gaskombicykel.

I Göteborg finns en lång tradition av gasanvändning i energisystemet. Med bakgrund av ett nyinvesterat naturgaseldat gaskombikraftverk i Göteborg vore det intressant att studera ekonomiska och miljömässiga konsekvenser av integration av bioförgasning. Naturgasnätet utgör även en möjlighet att möta framtida behov av t.ex. alternativa biodrivmedel genom ersättning av naturgas med syntetisk naturgas (SNG) framställd genom biobränsleförgasning med metanisering.

Många forskningsartiklar om bioförgasningsteknik har publicerats, se t.ex. en artikelgenomgång av P. McKendry (2002) [1]. Ett antal artiklar av förgasning integrerad med gaskombikraftverk för el och värmeproduktion har publicerats; V. Dornburg och A. Faaij (2001), har studerat skaleffektens inverkan på teknikens effektivitet och ekonomi [2], M. Rodrigues, et al., (2003) har utvärderat teknik för sameldning av biobränslegas med naturgas [3], A. Corti och L. Lombardi (2004) har utfört en livscykelanalysstudie av bioförgasningsintegrerad kombicykelteknik [4].

C. Hamelinck och A. Faaij (2002) har studerat tekniska och ekonomiska möjligheter för biobränslebaserad produktion av metanol, vätgas och el [5], tekniska och ekonomiska möjligheter har även studerats för biobränslebaserad produktion av Fischer Tropsch diesel och el av M. Tijmensen, et al. (2002) [6]. Bland rapporter inom bioenergikombinatteknik kan nämnas en slutrapport av forskningsprojektet BioMeeT – Planning of Biomass based Methanol energy combine – Trollhättan region (2000) [7] samt en Värmeforskrappport om biobränslebaserade energikombinat med tillverkning av drivmedel, B. Goldschmidt (2004) [8].

Få artiklar har publicerats som studerar tekniken för bioförgasningsintegrerad gaskombicykel i ett energisystem, exempel är dock en doktorsavhandling av Å. Marbe (2005) [9]. En fallstudie som bygger på framräknade teknikalternativ för ett nybyggt gaskombikraftverk i ett givet fjärrvärmesystem kan bidra med ökade kunskaper om teknikens förutsättningar i energisystemet.

2 Syfte

Syftet med studien är att analysera förutsättningarna för olika bioförgasningsalternativ för el, värme och drivmedelsproduktion i ett givet fjärrvärmesystem med modelleringsverktyget Martes. Avsikten med studien är att finna robusta lösningar för investeringar i bioförgasningsanläggningar givet en osäker framtid m a p bränslepriser, kostnader för utsläppsrätter och intäkter från gröna certifikat, samt att studera i vilken omfattning integration av bioförgasning kostnadseffektivt kan bidra till CO₂-reduktion.

Tyngden i den lokala delstudien av BiokombiRya-projektet är analysen av teknikens bärkraft i ett lokalt energisystem där tekniken konkurrerar med annan produktion inom systemet vid olika ekonomiska förutsättningar. Som referenssystem används Göteborgs fjärrvärmesystem med ett nyinvesterat naturgaseldat gaskombikraftverk (Rya KVV).

3 Metod och modell

I detta kapitel ges en beskrivning av modellverktyget Martes samt hur det används för att simulera produktion, ekonomi- och miljökonsekvenser i studerat energisystem vid integration av bioförgasning för el, värme och drivmedelsproduktion, för ett givet scenario. Kapitlet avslutas med en kort metodik för känslighetsanalys av standardmodellering.

3.1 Modellverktyget Martes

Modellverktyget Martes [10] är en simulerande modell som baseras på följande grundprinciper¹:

- Värmebehovet ska tillgodoses.
- Värmebehovet beskrivs som en lastkurva med tidsindelning ned till dag- och nattperioder.
- För varje tidsperiod sorteras anläggningarna efter lägsta rörliga produktionskostnad för fjärrvärme, för minimering av systemets kostnader.
- De rörliga kostnaderna för fjärrvärme inkluderar anläggningens bränslekostnad, rörliga drift- och underhållskostnader, skatter och miljöavgifter, elnätsavgift/intäkt, intäkt för el och elcertifikat och intäkt för återbetalning (NOx-systemet).
- Produktion tillåts enbart om avsättning för värme finns.
- Producerad el antas kunna avsättas.

Produktionsanläggningarnas prestanda och driftegenskaper modelleras med följande parametrar:

- totalverkningsgrad för omvandling till el och värme, $\eta = \frac{P_{el,net} + P_{heat}}{P_{fuel}}$
- elutbyte för kraftvärmeanläggningar baserad på nettoproduktion av el, $\alpha = \frac{P_{el,net}}{P_{heat}}$
- förändrat elutbyte i dellast, dellastprestanda avspeglas enbart i elutbytet och inte i totalverkningsgraden som anges med ett konstant värde.
- minsta last som krävs för drift (minlast)
- tillgänglighet som beskriver andel av tiden en anläggning ska vara tillgänglig. Tillgängligheten fördelas ut bland årets perioder genom en slumpfunktion. Denna funktion möjliggör avspegling av korta driftavbrott för oplanerad revision, exempelvis pga. stopp i bränsleinmatningen.
- anläggningsspecifika fasta och rörliga drift- och underhållskostnader
- andel el som är berättigad med elcertifikat

Med följande funktioner kan produktionsanläggningarnas drift påverkas:

- Prioritering av vissa anläggningar medför att dessa sorteras efter en given produktionsordning och att de inte konkurrerar med övriga anläggningar.
- Reducering av effekt möjliggör att variationer i värmeeffekt över året kan avspeglas.

Som resultatet från modellen ges drifttider, produktion av el och värme samt använt bränsle för varje tidperiod samt aggregerade produktionsresultat för varje månad och för ett helt år. Produktionsdiagram för fjärrvärme redovisas med för anläggningarna aggregerade produktionsmängder månadsvis. Produktionsanläggningarna sorteras efter lägsta rörliga

¹ Så som Martes används i studien.

produktionskostnad för första tidperioden på året, vilket medför att information om förändrad produktionsordning under året förloras. Den ekonomiska redovisningen inkluderar systemets kostnader och intäkter, fasta och rörliga, samt en redovisning av genomsnittskostnaden för fjärrvärmeproduktion i fjärrvärmesystemet (C_{DH}) för varje scenario. Sammanlagda emissioner associerade till fjärrvärmesystemets produktion för ett helt år redovisas. Modellen är en statisk och simulerande modell, varför en simulering görs för varje investeringsalternativ och för varje scenario.

3.2 Modellteknisk beskrivning för integration av bioförgasning

Systemet för de bioförgasningsintegrerade anläggningsalternativen för Rya KVV, se Figur 1 och Figur 2, omfattar bränsle och el in till anläggning och produkter (och emissioner) ut från denna.

Figur 1 Principskiss för förgasning integrerat med Rya KVV för kraftvärmeproduktion (BioRya).²

Förgasning integrerat med Rya KVV för kraftvärmeproduktion, se Figur 1, modelleras i Martes som en kraftvärmeanläggning med en bränslemix bestående av biobränsle och naturgas.

Figur 2 Principskiss för förgasning integrerat med Rya KVV för produktion av el, värme och drivmedel (BiokombiRya).³

Även förgasning integrerat med Rya KVV för el, värme och drivmedelsproduktion, se Figur 2, modelleras i Martes som en kraftvärmeanläggning med en bränslemix bestående av biobränsle och naturgas. Drivmedelsproduktionen hanteras i modellen enbart i ekonomisk bemärkelse, kostnader och intäkter som drivmedelsproduktionen medför inkluderas i anläggningens bränslekostnad.

² Hjälpel konsumeras i samtliga skissade processer.

³ Hjälpel konsumeras i samtliga skissade processer.

3.2.1 Modellering av prestanda, bränslekostnader och intäkter för biodrivmedel

Andelen producerad el som är berättigad till elcertifikat baseras på bruttoproduktion av grön el och anläggningarnas hjälpel är befriad från kvotplikt enligt lagstiftning år 2006 [11].

Eftersom prestandan beräknas baserat på nettoelen ($P_{el,net,Rya+G}$) kompenseras för detta vid beräkandet av elcertifikatsberättigande som beräknas enligt

$$\beta_{CHP} = \frac{P_{el,gross,G} + P_{el,gross,Rya} \cdot \frac{P_{BPG}}{P_{BPG} + P_{NG}}}{P_{el,net,Rya+G}},$$

där 100 % av egenproducerad el i förgasningsanläggningen ($P_{el,gross,G}$) räknas som grön och där bruttoel som produceras i Rya KVV ($P_{el,gross,Rya}$) räknas som grön motsvarande andelen grönt likvärdigt bränsle in till anläggningen [11]. Biobränslebaserad produktgas (P_{BPG}) och naturgas (P_{NG}) antas vara likvärdiga och andelen grön el beräknas utefter andelen biobränslebaserad produktgas av den totala mängden gas.

De bioförgasningsintegrerade anläggningsalternativen modelleras som en gemensam enhet där sameldning i Rya KVV sker. Priset på bränslemixen (c_{fuel}) inkluderar priset för naturgas (c_{NG}) och biobränsle ($c_{biomass}$) samt drivmedelspris (c_{BTF}) och drivmedelcertifikat (c_{RFC}), och beräknas utifrån andelen naturgas och biobränsle i bränslemixen samt utifrån utbytet från bränslemix till biodrivmedel, enligt

$$c_{fuel} = \frac{P_{NG}}{P_{NG} + P_{bio}} \cdot c_{NG} + \frac{P_{biomass}}{P_{NG} + P_{biomass}} \cdot c_{biomass} - \frac{P_{BTF}}{P_{NG} + P_{biomass}} \cdot (c_{BTF} + c_{RFC}).$$

3.2.2 Resultatparametrar

3.2.2.1 Systemresultat

Som resultat från modellen ges differensen av genomsnittskostnaden för produktion av fjärrvärme för referenssystemet och för systemet med bioförgasningsintegration, dvs. minskningen av årlig genomsnittskostnad för fjärrvärmeproduktion i energisystemet vid integration av bioförgasning, vilket hädanefter kallas för systemresultat (intäkt) och betecknas ΔC_{DH} (SEK/MWh fjärrvärme).

Systemresultatet består av ett rörligt och ett fast systemresultat. Det rörliga systemresultatet definieras som differensen av den rörliga genomsnittskostnaden för produktion av fjärrvärme för referenssystemet och för systemet med bioförgasningsintegration. Det fasta systemresultatet består av de fasta kostnader som integration av bioförgasning medför i form av fasta drift- och underhållskostnader samt avbetalning på investering inklusive ränta.⁴

⁴ Fasta kostnader relaterat till fjärrvärmeproduktion för referenssystemet, t.ex. fasta drift- och underhållskostnader och avbetalning på investeringar, påverkar inte differensen av genomsnittskostnad för referenssystemet och för energisystemet med integration av bioförgasning.

3.2.2.2 Drivmedelsproduktionskostnad

För energikombinat ges även drivmedelsproduktionskostnad (C_{BTF}) som resultat vilken

beräknas enligt $C_{BTF} = -\Delta C_{DH} \cdot \frac{Q_{DH}}{Q_{BTF}} + c_{BTF} + c_{RFC}$,

där systemresultatet (ΔC_{DH}) räknas om till systemresultatet med avseende på produktionen av drivmedel efter produktionsförhållandet av fjärrvärme (Q_{DH}) och drivmedel (Q_{BTF})⁵ med kompensation för intäkter i form av drivmedelpris (c_{BTF}) och drivmedelscertifikat (c_{RFC}) som redan inkluderas i systemresultatet.

3.2.2.3 CO₂-emissioner

Vid beräkning av CO₂-emissioner som produktionen i energisystemet ger upphov till används två typer av resultat, nettoemissioner lokalt samt nettoemissioner på Europeisk nivå. För nettoemissioner på Europeisk nivå antas nettoproduktionen av el lokalt att ersätta marginalproducerad el i Europa och produktionsmängden drivmedel antas ersätta alternativ användning av drivmedel.

3.2.2.4 Kostnad för reduktion av CO₂-emissioner

För att relatera miljövinster och ekonomi beräknas en kostnad för CO₂-reduktion som kostnaden i systemet för integration av bioförgasning dividerat med reduktionen av CO₂-emissionerna som beräknats för Europeiskt perspektiv.

3.3 Modellering av studerat energisystem

I detta kapitel beskrivs förutsättningarna i energisystemet samt hur dessa modelleras med modellverktyget Martes. Studerat energisystem omfattar Göteborgs fjärrvärmesystem med samtidig el- och drivmedelsproduktion.

3.3.1 Värmelast

Utifrån driftstatistik har Göteborg Energi modellerat en fjärrvärmelastkurva för att efterlikna efterfrågan ett generellt år [12], vilken används i studien. Hur värmelasten ser ut ett specifikt år beror på klimat och efterfrågan. I denna studie antas fjärrvärmebehovet i Göteborg för ett driftår vara 4430 GWh [13].

3.3.2 Befintliga anläggningar

Referenssystemet utgörs av Göteborgs existerande produktionsanläggningar inklusive Rya KVV, se Tabell 1. För vissa anläggningar med samma typ av produktion, t.ex. utspridda spetslastpannor med olja och naturgas som bränsle, modelleras dessa som en enda anläggning med sammanslagen kapacitet, medan stora enskilda produktionsenheter modelleras var och en för sig, för att bättre efterlikna verkliga produktionsförhållanden med avseende på tillgänglighet.

⁵ Utifrån energikombinatets årskonsumtion av biobränsle ($Q_{biomass}$) under ett driftår beräknas årsproduktionen

av biodrivmedel som drivmedelsverkningsgraden ($\frac{P_{BTF}}{P_{biomass}}$) multiplicerat med årskonsumtionen enligt

$$\frac{P_{BTF}}{P_{biomass}} \cdot Q_{biomass} \cdot$$

Tabell 1 Beskrivning av referenssystemets produktionsanläggningar [12, 14]

Anläggningsnamn	Beskrivning	Bränsle
Renova	spillvärme från avfallsförbränning	avfall (spillvärme)
Raff.värme	spillvärme från raffinaderier	råolja (spillvärme)
Högsbo KVV	tre kraftvärmeverk	naturgas
Rosenlund KVV	två kraftvärmeverk	naturgas
Sävenäs HP2	hetvattenpanna	bioolja
Sävenäs HP3	hetvattenpanna	flis/grot
Rya VP	fyra värmepumpar	el
Rya VC	två hetvattenpannor	pellets
HP NG m rgk	hetvattenpannor med rökgaskondensering	naturgas
HP NG u rgk	hetvattenpannor utan rökgaskondensering	naturgas
HP olja u rgk	hetvattenpannor utan rökgaskondensering	olja
Rya KVV (NG)	kraftvärmeverk, 3 linjer	naturgas

Prestandan för de befintliga anläggningarna har sammanställts, se Tabell 2.

Spillvärmeleveranserna från avfallsförbränning (Renova) och från raffinaderierna (Raff.värme) är prioriterade som första och andra baslastanläggning i fjärrvärmesystemet och konkurrerar inte med övriga produktionsanläggningar.

Tabell 2 Indata för referenssystemets produktionsanläggningar [12, 14, 15]⁶

Anläggning	Nominell värmeeffekt MW	Totalverkningsgrad (omv. till el och värme) %	Minlast %	Elutbyte (el/värme)		Tillgänglighet %	D&U SEK/MWh	SOx		NOx	
				i fullast	i minlast			mg/MJ	mg/MJ	mg/MJ	mg/MJ
Renova	140	100%	0%			1	0	0	0	0	0
Raff.värme	140	100%	0%			1	0	0	0	0	0
Högsbo KVV	16	82%	8%	0.89	0.73	0.97	30	0	57		
Rosenlund KVV	102	102%	13%	0.35	0.22	0.96	25	0	40		
Sävenäs HP2	40	90%	30%			0.95	25	22	74		
Sävenäs HP3	110	102%	30%			0.92	37	28	54		
Rya VP	160	320% (COP)	9%			0.94	15	0	0		
Rya VC	100	97%	15%			0.97	30	5	63		
HP NG m rgk	100	103%	0%			0.99	10	0	30		
HP NG u rgk	100	91%	0%			0.99	10	0	40		
HP olja u rgk	700	93%	0%			1	5	49	112		
Rya KVV (NG)	295	93%	15%	0.89	0.89	1	25	0	10		

3.3.3 Nyinvesteringsalternativ för bioförgasningsintegration

De studerade alternativen är förgasning av biobränsle för el- och värmeproduktion i Rya KVV, vilket kräver metanisering av gasen eller en ombyggnation av Rya KVV för att hantera en betydande integration av lågvärdig gas, samt teknikalternativ som, förutom el och värme, även producerar drivmedel, ett så kallat energikombinat. De energikombinat som studeras producerar DME (gasen genomgår syntes) eller SNG (gasen metaniseras) som drivmedel. DME-kombinatet är integrerat med Rya KVV medan SNG-kombinatet är en fristående anläggning. I studien antas att pellets (P) eller flis/grot (F) används som bränsle.

Tre teknikalternativ för endast el- och värmeproduktion (BioRya) studeras:

- Ett anläggningsalternativ utan ombyggnation av Rya KVV där endast en liten inblandningspotential är möjlig vilket också har fått bestämma dess storlek (P.CHPs)
- Ett andra anläggningsalternativ med en ombyggnation av en av Rya KVV:s tre produktionslinjer (F.CHP)

⁶ Vissa av antagandena är egna uppskattningar vilka har bekräftats som rimliga av representant för Göteborg Energi.

Spillvärmeleveransen från Renova varierar i energimängd över året, vilket modelleras med reducerad effekt månadsvis av den högsta genomsnittseffekten för en månad. Spillvärmeleveransen från Renova avfallsförbränning var för år 2004 ca 1100 GWh. Utifrån drifttiden för Renovas tre ugnslinjer har en koefficient tagits fram som antas representera andelen spillvärme som produceras en viss månad. Produktionen av spillvärme fördelas ut per månad utifrån månadens koefficient multiplicerat med den årliga leveransen av fjärrvärme till Göteborg Energi. För varje månad beräknas en genomsnittseffekt. Den högsta genomsnittseffekten på 140 MW sätts till nominell effekt och övriga månadsgenomsnitt relateras till denna som reducerad effekt.

- Ett tredje anläggningsalternativ, med integrationspotential motsvarande den förra, med metanisering av biobränslet för vilket produktgasen fritt kan blandas med naturgasen (P.CHP SNG och F.CHP SNG).

Två teknikalternativ för drivmedel-, el- och värmeproduktion (BiokombiRya) studeras:

- Ett kombinat integrerat med Rya KVV för produktion av DME, el och värme (P.KOMB DME och F.KOMB DME). DME-kombinatet har dimensionerats för integration med Rya KVV utan en ombyggnation av Rya KVV vilket enbart möjliggör en liten integration, vid dimensionering har mängden produktgas minimerats till fördel för ökad drivmedelproduktion.
- Fristående SNG-kombinat (P.KOMB SNG och F.KOMB SNG). Tekniken för SNG-kombinatet är densamma som metaniseringsanläggningen för kraftvärmeproduktion fast att SNGn istället för att samförbrännas i Rya KVV säljs som drivmedel.

3.3.3.1 Prestanda

Referensfallet (Rya), kraftvärmeanläggningarna (BioRya) och kombinatanläggningarna (BiokombiRya), redovisas som en gemensam enhet med Rya KVV, se Tabell 3, för en mer detaljerad beskrivning hänvisas till Appendix.

Tabell 3 Sammanställning av prestanda för de studerade teknikalternativen [16-23]⁷

Rya BioRya BiokombiRya									
	Rya NG	P.CHPs	F.CHP	P.CHP SNG	F.CHP SNG	P.KOMB DME	F.KOMB DME	P.KOMB SNG	F.KOMB SNG
BRÄNSLE									
Flis			240		240		242		240
Pellets		23		270		274		270	
El	6	8	23	26	28	30	32	20	22
Naturgas	600	583	400	427	427	589	589		
Pilotgas (NG)			8						
MELLANPRODUKTER									
Produktgas		17	200	173	173	11	11	173	173
Spillvärme		5	30	64	58	25	27	64	58
PRODUKTER									
El (gaskombi)	270	270	273	270	270	270	270		
El (egenproduktion)			5	15	12	17	12	15	17
Värme (inkl. spillvärme)	295	300	327	359	353	320	322	64	58
Drivmedel						158	158	173	173
PRESTANDAPARAMETRAR									
	Rya NG	P.CHPs	F.CHP	P.CHP SNG	F.CHP SNG	P.KOMB DME	F.KOMB DME	P.KOMB SNG	F.KOMB SNG
Totalverkningsgrad	93%	93%	90%	89%	91%	67%	69%	27%	29%
Elutbyte i fullast	89%	88%	78%	72%	72%	80%	78%	23%	29%
Elcertifikatberättigande	0%	3%	37%	36%	35%	9%	7%	100%	100%
CO2 (g/MJ BB)	56	54	35	34	36	38	40	0	0
SOx (mg/MJ BB)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
NOx (mg/MJ BB)	10	10	9	9	9	7	7	0	0

Minlast för Rya KVV med naturgas antas vara 15 % vilket motsvarar drift av en gasturbin med 60 % last [24]. Förgasningsanläggningarna antas ha en minlast på 60 % [17].

Bioförgasningsintegrerade teknikalternativ modelleras i standardmodelleringen med fullastprestanda, varpå en känslighetsanalys av dellastprestanda utförs, se Avsnitt 3.4 och 6.1.

Om bioförgasning i något scenario är olönsam kan Rya KVV producera med enbart naturgas som bränsle, undantaget kraftvärmealternativet med en ombyggd produktionslinje i Rya KVV (F.CHP) för vilken enbart övriga två produktionslinjer i Rya KVV kan producera med naturgas som bränsle.

⁷ Läsanvisning: Data kan inte användas lösryckt utan måste ses i sitt sammanhang. I förgasningsanläggningen antas det förgasade biobränslet att avskiljas från svavel och kväve, varför emissioner av SO_x och NO_x med integration av bioförgasning har antagits samma som för naturgas (för likvärdigt bränsle).

3.3.3.2 Ekonomiska parametrar

Årlig avbetalning på investering beräknas med annuitetsmetoden med en antagen kalkylränta på 5 % och en avskrivningstid på 20 år. För förgasningsanläggningarna antas en fast drift- och underhållskostnad på 3,5 % av investeringskostnaden och en rörlig drift- och underhållskostnad på 30 SEK/MWh flis (27 SEK/MWh pellets) [18]. Utöver dessa kostnader tillkommer en rörlig drift- och underhållskostnad för Rya KVV på 25 SEK/MWh värme [12]. Eventuellt ökat behov av underhåll för Rya KVV vid integration av bioförgasning tas inte hänsyn till.

Tabell 4 Ekonomiska parametrar för de studerade teknikalternativen

EKONOMI	Rya NG	P.CHPs	F.CHP	P.CHP SNG	F.CHP SNG	P.KOMB DME	F.KOMB DME	P.KOMB SNG	F.KOMB SNG
Investering									
TIC (MSEK)		116	700	2080	2190	2400	2500	2080	2190
Avb. på inv. (MSEK/år)		9.3	56.0	166.4	175.2	192.0	200.0	166.4	175.2
Drift- och underhållskostnad - fasta kostnader									
FK D&U (MSEK/år)		4.1	24.5	72.8	76.7	84.0	87.5	72.8	76.7
Drift- och underhållskostnad - rörliga kostnader									
RK D&U Rya KVV (SEK/MWh värme)	25	25	23	21	21	23	23	0	0
RK D&U förgasning (SEK/MWh biobränsle)		27	30	27	30	27	30	27	30
RK D&U tot (SEK/MWh värme)	25	27	45	41	41	46	45	114	124

3.3.4 Koldioxidemissioner

Antagna lokala emissioner av CO₂ från bränslena i energisystemet presenteras i Tabell 5.

Tabell 5 Koldioxidemissioner vid energiomvandling i energisystemet [14]⁸

CO ₂ -emissioner [g/MJ]	
Vid förbrukning av bränsle i produktionsanläggningarna	
Olja	77
Naturgas	56
El	0
Biobränsle	0
Vid produktion av spillvärme	
spillvärme från raffinaderier	0
spillvärme från avfallsförbränning	0
Vid förbrukning av drivmedel	
DME	0
SNG	0

⁸ För spillvärme från raffinaderier allokeras emissionerna till övrig produktion och för spillvärme från avfallsförbränning allokeras emissionerna till avfallshanteringsfunktion och till samtidig elproduktion. För biobränslebaserad SNG och DME antas nettoutsläppen av CO₂ att vara noll.

3.4 Metodik för känslighetsanalyser

I detta kapitel beskrivs metod för att hantera förenklingar och metodval i standardmodelleringen.

3.4.1 Dellastprestanda

För att studera dellastprestandans betydelse för systemresultatet beräknas en genomsnittsprestanda för simulerad drift under ett driftår, varefter systemresultatet med genomsnittsprestandan jämförs med systemresultatet av fullastprestandan. Genomsnittsprestandan baseras på den totala produktionen över året och beräknas som ett genomsnitt av prestandan för varje dygnperiod, vilken beskrivs enligt en trappstegsfunktion beroende av lasten i Rya KVV, se Tabell 6. Dellastprestanda för förgasningsanläggningarna antas vara samma som dess fullastprestanda.

Tabell 6 Rya KVV:s dellastprestanda [16]

Driftläge	Bränsleeffekt (MW)	Totalverkningsgrad	Elutbyte
3 gasturbiner med tillsatseldning i fullast	600	93%	0,89
3 gasturbiner i fullast utan tillsatsledning	369	88%	1,10
1 gasturbin med tillsatseldning i fullast	200	92%	0,72

3.4.2 Hantering av spillvärmeleveranser

Ur ett resursperspektiv kan det vara rimligt att lättillgänglig spillvärme tas tillvara vid behov, men ur ett ekonomiskt perspektiv spelar priset på spillvärmen roll för om energiföretaget ska vara intresserad av att köpa in spillvärmen. Med integration av biobränslebaserad kraftvärme- och drivmedelsproduktion kan det vid höga el- och drivmedelspriser samt höga certifikat för grön el och för alternativa biodrivmedel, ge mycket låga och t.o.m. negativa produktionskostnader (intäkt) för fjärrvärme. Produktionsresultat och systemresultat jämförs mellan då spillvärmeleveranserna prioriteras som baslastanläggningar (standardmodellering) och då raffinaderiernas spillvärmeleveranser tillåts konkurrera med övriga produktionsanläggningar med ett spillvärmepris som sätts lägre än alternativkostnaden för referenssystemets produktionsanläggningar.⁹

⁹ Spillvärme från avfallsförbränning hanteras på samma sätt som tidigare i och med att avfallsförbränningen antas bistå som samhällsfunktion i första hand för att ta hand om hushållsavfall.

4 Scenarier och övriga antaganden

I detta kapitel presenteras de ekonomiska förutsättningarna för produktion i energisystemet samt övriga antaganden.

4.1 Scenarier

De scenarier som används inom den lokala studien kan delas in i två olika typer av scenarier, en typ av scenario med styrmedel och priser baserat på statistik från år 2006 (dagens scenarier, DS), en typ av marknadsbaserade styrmedelsscenarier, hädanefter kallade "marknadsscenarier" (MS), se Tabell 7. I dagens prisscenario, baserat på prisstatistik från första kvartalet 2006, är fossilbränslepriserna höga och biobränslepris och elpris är låga. CO₂-priset är den lägre av de två nivåerna medan elcertifikatet är på högsta nivå. I scenario DS1 inkluderas skatter enligt 2006 års lagstiftning, i övriga scenarier exkluderas skatter.

Marknadsscenarierna MS1 och MS2 avspeglar scenarier med höga fossilbränslepriser och marknadsscenarierna MS3 och MS4 avspeglar scenarier med låga fossilbränslepriser. Två nivåer för CO₂-pris varierar för båda fossilbränsleprisinivåerna för att avspegla olika ambitioner för CO₂-reduktion, med den högre prisnivån i MS2 och MS4 och med den lägre prisnivån i MS1 och MS3. Elcertifikatet är lägre för scenarier med högt CO₂-pris och vice versa. Elpriset är relativt fossilbränslepriset högre vid låga fossilbränslepriser (MS1 och MS2) än vid låga fossilbränslepriser (MS3 och MS4) och är högre vid den högre CO₂-prisinivån jämfört med den lägre (högre i MS2 än i MS1 och högre i MS4 än i MS3). Biobränslepriserna relativt fossilbränslepriserna följer nästan samma mönster som elpriset relativt fossilbränslepriserna med skillnaden att biobränslepriserna relativt fossilbränslepriset i MS2 är något högre än i MS4.

Tabell 7 Prisscenarier för el- och bränsle [25, 26]¹⁰

EL OCH BRÄNSLEPRISER (SEK/MWh)	DS1	DS2	MS1	MS2	MS3	MS4
Pellets	208	208	228	314	245	425
Flis	142	142	153	210	164	284
Olja (EO1), exkl. CO2	447	447	236	236	372	372
Natargas, exkl. CO2	283	283	185	185	262	262
Elspot, inkl. CO2	363	363	497	540	531	567
Bioolja	767	466	255	297	391	433
Spillvärme	0	0	0	0	0	0
DME (gross)	703	394	186	225	322	361
SNG (gross)	703	394	186	225	322	361

Följande styrmedel varierar med scenarierna; nivån på utsläppsrätter, elcertifikat samt drivmedelscertifikat och skatter och miljöavgifter, se Tabell 8. Samtliga scenarier har kvotplikt på elcertifikat på 12,6% [27], till exempel är fastslagen kvotpliktsnivå för 2020 11,2% [28] vilket inte skiljer nämnvärt från antagen kvotplikt. Samtliga scenarier har miljöavgifter för emissioner av NO_x på 40 SEK/kg (med återbetalningsregler) [29, 30]¹¹ och för emissioner av svavel på 30 SEK/kg [31] utan variation av avgiftsnivåerna. I det första av dagens scenario, DS1, ingår de styrmedel som finns idag, energiskatt, koldioxidskatt och specialregler för produktionsanläggningar inom CO₂-handelssystemet, för

¹⁰ För DME- och SNG-pris samt biooljapris, se Avsnitt 4.1.2 samt 4.1.3. Enbart produktionen utöver spillvärmeleveranserna studeras varför priset på spillvärme har satts till 0 SEK/MWh.

¹¹ Samtliga produktionsanläggningar som har en årsproduktion som överstiger 25 GWh nyttigjord energi berörs av NO_x-avgiften. Den nettoemission som innebär en nollavgift för riksgenomsnittsanläggningen antas vara 0,227 kg NO_x per MWh nyttigjord energi (2004).

kraftvärmeanläggningar och för högeffektiva kraftvärmeverk. Enbart 86% av koldioxidskatten belastar produktionsanläggningar som ingår i handelsystemet för utsläppsrätter. För kraftvärmeanläggningar beskattas endast den del av bränslet som omvandlas till värme med 7 % av koldioxidskatten [32]. Rya KVV kvalificerar som högpresterande anläggning enligt föreslagen lagstiftning och bränslet till anläggningen antas vara befriat från koldioxidskatt [32]. I scenario DS2 är skatter i el-, värme- och transportsektorn exkluderade, men utsläppsrätter och elcertifikat är inkluderade. I övriga scenarier ingår inga skatter utan bränslet belastas enbart med utsläppsrätter oavsett teknik.

Tabell 8 Styrmedel i scenarierna [25-27, 30, 31, 33]¹²

STYRMEDEL	DS1	DS2	MS1	MS2	MS3	MS4
CO2-pris, utsläppsrätter [SEK/kg]	250	250	250	400	250	400
Elcertifikat [SEK/MWh]	204	204	150	50	150	50
Kvotplikt elcertifikat [%]	12.6%	12.6%	12.6%	12.6%	12.6%	12.6%
Drivmedelscertifikat [SEK/MWh]	0	0	400	360	400	360
Koldioxidskatt olja [SEK/MWh]	263	0	0	0	0	0
Koldioxidskatt naturgas [SEK/MWh]	197	0	0	0	0	0
Energiskatt olja [SEK/MWh]	74	0	0	0	0	0
Energiskatt naturgas [SEK/MWh]	24	0	0	0	0	0
Energiskatt el [SEK/MWh]	261	0	0	0	0	0
Svavelavgift [SEK/kg]	30	30	30	30	30	30
NOx-avgift och tillgodoföring [SEK/kg]	40	40	40	40	40	40

4.1.1 Marginalteknik för el och drivmedel

Marginalanvändning av drivmedel antas vara bensin i samtliga scenarier, vilket innebär att producerad DME och SNG antas ersätta bensin vid beräkning av nettoemissioner av CO₂ med kompensation för alternativ användning av drivmedel.¹³ Marginaltekniken för el varierar däremot med scenarierna och således varierar även utsläppen för alternativ elproduktion, se Tabell 9.

Tabell 9 Marginalteknik för elproduktion och marginalanvändning av drivmedel [25, 34]¹⁴

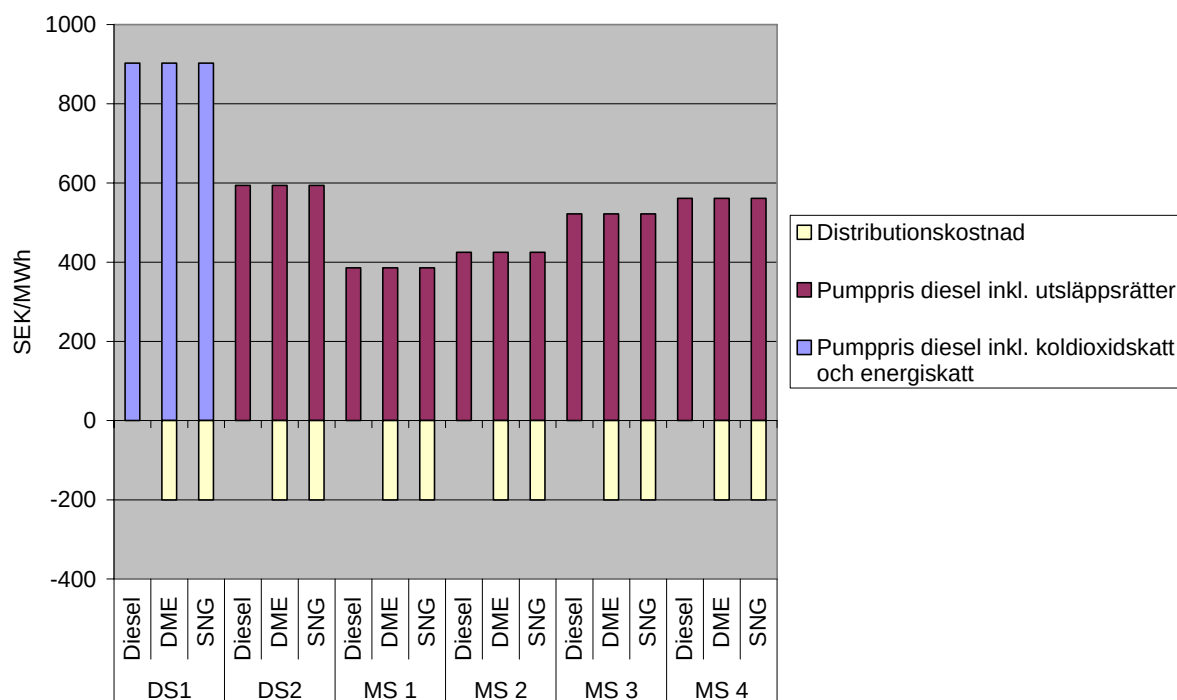
Scenarier	Marginalteknik för elproduktion	Utsläpp av CO ₂ [kg/MWh el]
DS1	kolkondens	779
DS2	kolkondens	779
MS1	NGCC	350
MS2	kolk.+CCS	100
MS3	kolkondens	696
MS4	kolk.+CCS	100
Scenarier	Marginalbränsle för fordon	Utsläpp av CO ₂ [g/MJ]
samtliga	bensin	74

¹² 100% av koldioxid- och energiskatt redovisas i tabellen.

¹³ Samma verkningsgrad vid användning antas för DME, SNG och bensin.

¹⁴ För scenario DS2, som är ett scenario utöver gemensamma scenarier i BiokombiRya-projektet, antas samma marginalteknik för elproduktion som i DS1.

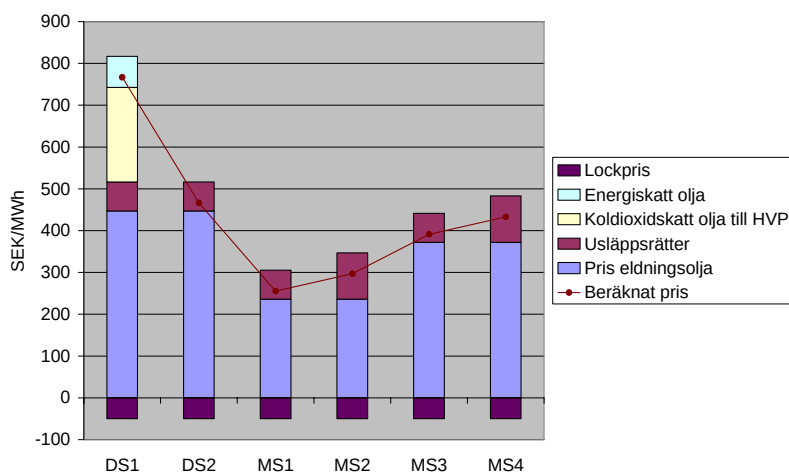
4.1.2 Grossistpris för biodrivmedel



Figur 3 Grossistpris för biodrivmedel beräknat utifrån pumppriset på diesel inklusive skatter och utsläppsrätter samt distributionskostnad.

Biodrivmedel antas kunna säljas vid fabriksport för pumppriset för diesel inklusive utsläppsrätter och skatter subtraherat kostnaden för distribution till tankstation, se Figur 3. I dagens scenario 1 erhålls en skattelättnad för biodrivmedel och biodrivmedel antas kunna säljas för samma pris som pumppriset för diesel inklusive skatter. I dagens scenario 2 antas pumppriset för diesel inklusive utsläppsrätter som grossistpris. I marknadsscenarierna antas att producenten erhåller drivmedelscertifikat för producerat biodrivmedel, vilket ger en intäkt utöver grossistpriset.

4.1.3 Pris för bioolja



Figur 4 Antaget pris för bioolja.

Hetvattenpannan HP2 i Sävenäs använder bioolja som bränsle, vilket är en restprodukt från annan produktion. Priset på bioolja sätts utefter den för kunden alternativa

produktionskostnaden för hetvattenpannor med eldningsolja som bränsle, vilket inkluderar kostnader för CO₂ i form av utsläppsrätter, koldioxidskatt samt energiskatt, se Figur 4. Pga. av olika verkningsgrader och olika drift- och underhållskostnader för de oljeeldade hetvattenpannorna i systemet jämfört med Sävenäs HP2 krävs ett lockpris på ca 50 SEK/MWh bioolja för att ge lägre produktionskostnad med biooljapannan än med oljepannorna i samtliga scenarier.¹⁵

4.2 Övriga antaganden

4.2.1 Spillvärmeprisnivåer för känslighetsanalys

Utöver spillvärmepriset på 0 SEK/MWh som används i standardmodellen, studeras i en känslighetsanalys av antagandet om prissättning av spillvärme, två prisnivåer på spillvärme vintertid (oktober-april) på 50 SEK/MWh och 100 SEK/MWh, och en prisnivå sommartid på 0 SEK/MWh [12].

4.2.2 Elnätsavgift

Göteborg Energi Nät AB äger och underhåller elnätet i Göteborg. Till nätbolaget betalas en elnätsavgift vid konsumtion av el och för inmatning av el vid produktion erhålls en intäkt.¹⁶ Som elnätsavgift används 18 SEK/MWh under höglasttid och 10 SEK/MWh under låglasttid [35]. Höglasttid är 1 nov till 31 mars mån-fre kl. 06-22 (16 timmar), resterande tid motsvarar låglasttid. De elnätsavgifter som används presenteras nedan, se Tabell 10. Den högre nivån används även för helgdagar under dagtid då detta underlättar modelleringen och antas att ha en liten inverkan på resultatet. Elnätsintäkten vid produktion antas vara samma som elnätsavgiften vid konsumtion [12].

Tabell 10 Elnätsavgift vid konsumtion (intäkt vid produktion) [35]

	Dag 06-22	Natt 22-06
<i>1 jan - 31 mar</i>	18 SEK/MWh	10 SEK/MWh
<i>1 apr - 30 sep</i>	10 SEK/MWh	10 SEK/MWh
<i>1 okt - 31 dec</i>	18 SEK/MWh	10 SEK/MWh

¹⁵ Även kostnader för svavel- och NO_x-emissioner påverkar skillnaden i produktionskostnad för fjärrvärme, vilka driver mot ett lägre lockpris.

¹⁶ Energidelen av stamnätsavgiften varierar geografiskt och kan i södra delar av landet vara negativ på grund av att inmatning i södra Sverige bidrar till minskade stamnätsförluster. Negativa koefficienter innebär att kunden får betalt av Svenska Kraftnät vid inmatning.

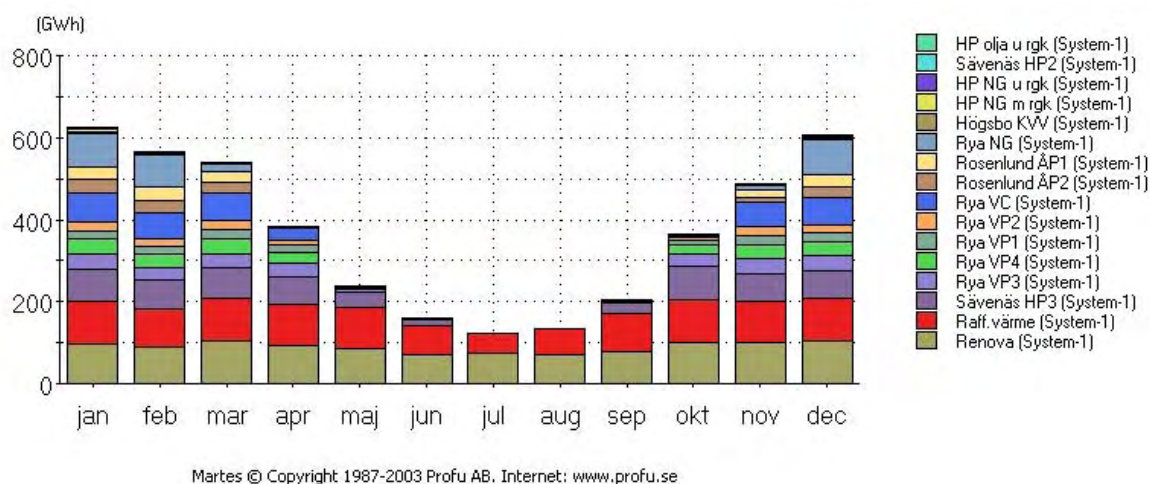
5 Resultatpresentation och analys

I detta kapitel presenteras resultatet av analyserna med hjälp av Martes-modellen under olika scenarier. I Avsnitt 5.1 presenteras resultat i form av belastningsdiagram för det analyserande energisystemet och i Avsnitt 5.2 och 5.3 sammanfattas resultaten med avseende på el- och drivmedelsproduktion. Det ekonomiska systemresultatet presenteras i Avsnitt 5.6, följt av presentation av produktionskostnaden för drivmedel i Avsnitt 5.4. CO₂-emissioner relaterade till energisystemets produktion presenteras i Avsnitt 5.5, och kostnaden för reduktion av CO₂-emissioner vid integration av bioförgasning presenteras i Avsnitt 5.7.

5.1 Fjärrvärmeproduktion

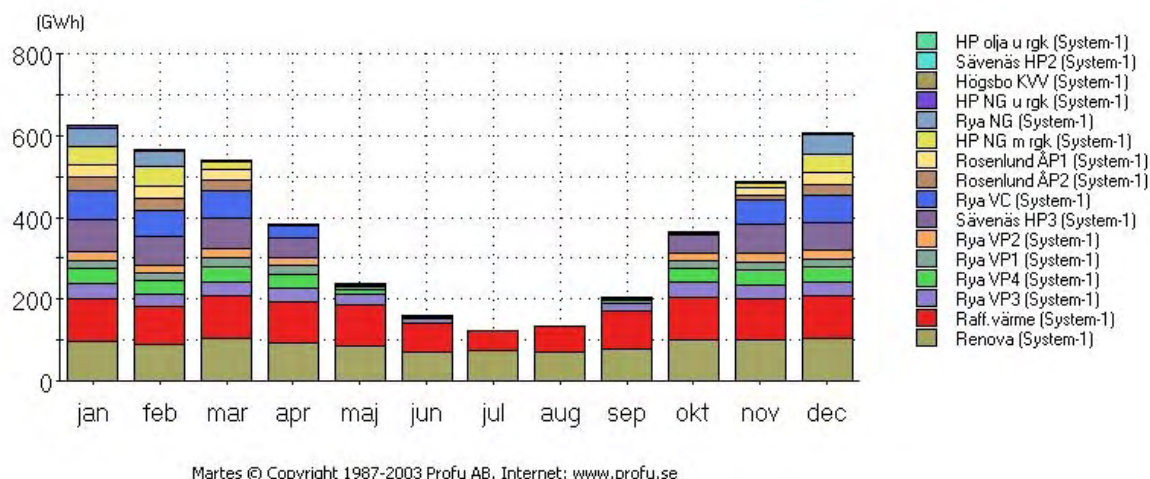
I detta avsnitt studeras anläggningarnas produktion i detalj som funktion av scenarierna, både som kvalitetssäkring av modellen, samt för att ge en detaljerad bild av hur produktionen styrs i modellen och hur produktionen i anläggningarna påverkas av scenarierna. Först behandlas referenssystemet ingående varefter förändring av produktionen i fjärrvärmesystemet med integrerad bioförgasning studeras.

5.1.1 Rya – referenssystemet



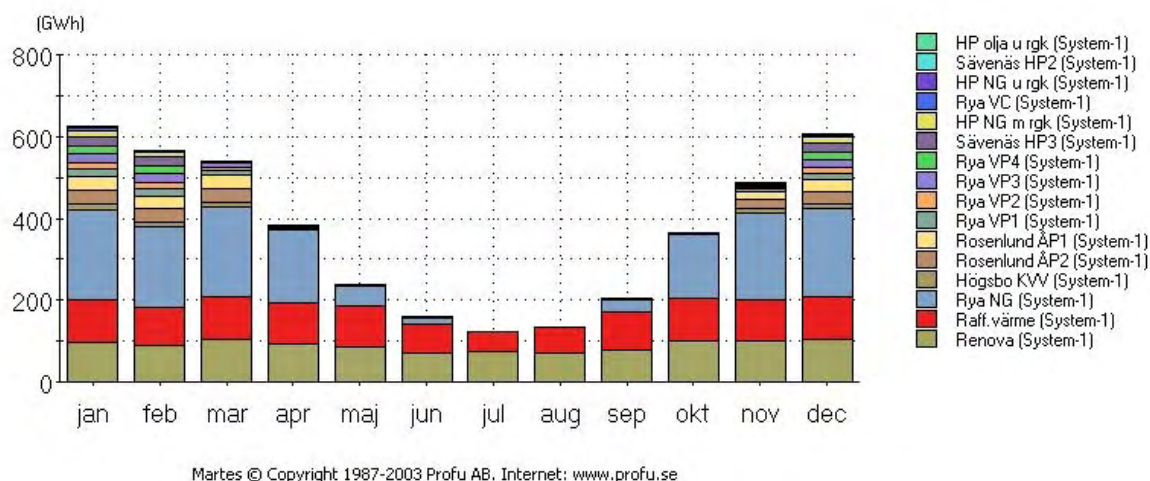
Figur 5 Fjärrvärmeproduktion i referenssystemet i scenario DS1.

Belastningsdiagrammet för referenssystemets anläggningar i scenariot som har lägst biobränslepriser och elpris relativt fossilbränslepriserna (DS1), visar att biobränslebaserade hetvattenpannor och värmepumpar kommer före de naturgaseldade kraftvärmeanläggningarna inklusive Rya naturgaskombi (Rya NG) i produktionsordningen, se Figur 5. Rya NG producerar enbart vid topplast.



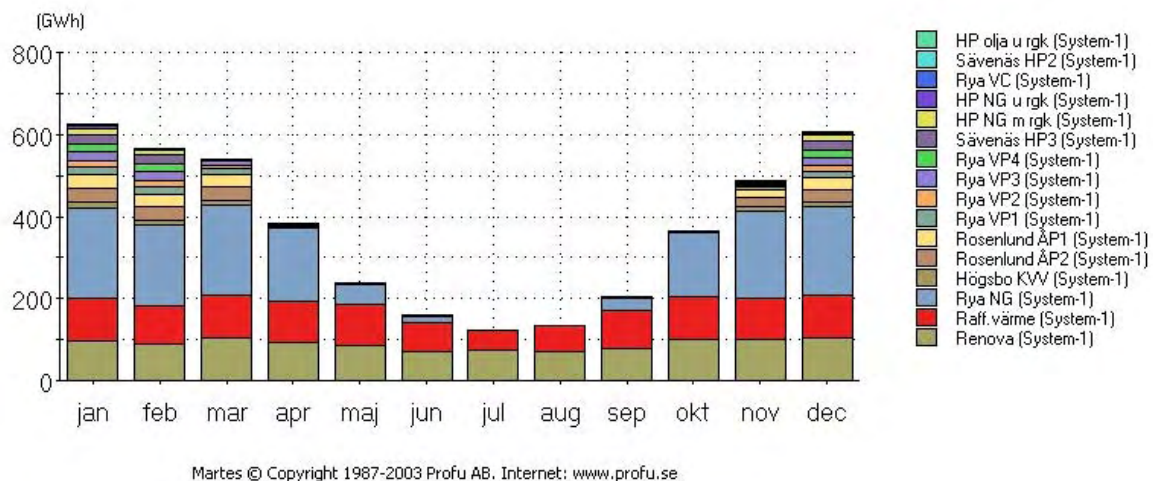
Figur 6 Fjärrvärmeproduktion i referenssystemet i scenario DS2.

Rya NG:s produktionskostnad påverkas ej av exkludering av skatter, däremot påverkas produktionskostnaderna för värmepumparna, naturgas- och oljepannorna samt de övriga naturgaseldade kraftvärmeverken, se Figur 6. Resultatet visar att produktionskostnaderna för naturgaspannorna med rökgaskondensering är lägre än produktionskostnaderna för Rya naturgaskombi och även att naturgaspannorna utan rökgaskondensering har lägre produktionskostnader än naturgaskraftvärmeverket i Högsbo. Med avskalade skatter kommer värmepumparna först i produktionsordningen av de konkurrerande anläggningarna.



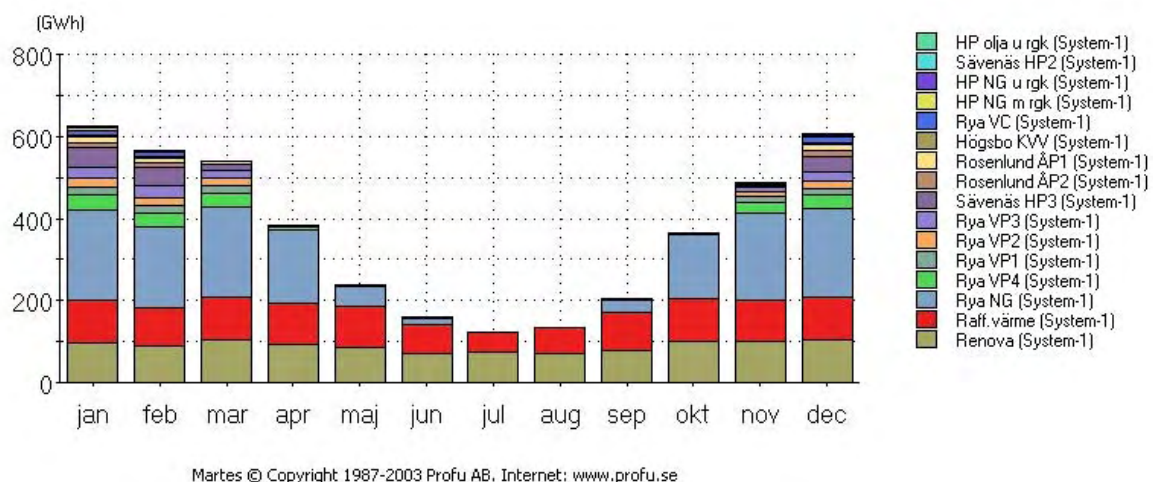
Figur 7 Fjärrvärmeproduktion i referenssystemet i scenario MS1.

I scenario MS1, med höga elpriser relativt fossilbränslepriserna, är naturgasbaserad kraftvärmeproduktion lönsam, se Figur 7. De naturgaseldade kraftvärmeverken kommer först i produktionsordningen av de konkurrerande anläggningarna. Av produktionsordningen kan utläsas att Rya NG har lägst produktionskostnad, att Högsbo KVV har näst lägst och att Rosenlund KVV har högst produktionskostnad av de naturgaseldade kraftvärmeverken. Detta innebär att en högre elverkningsgrad på bekostnad av en lägre totalverkningsgrad lönar sig givet detta scenario.



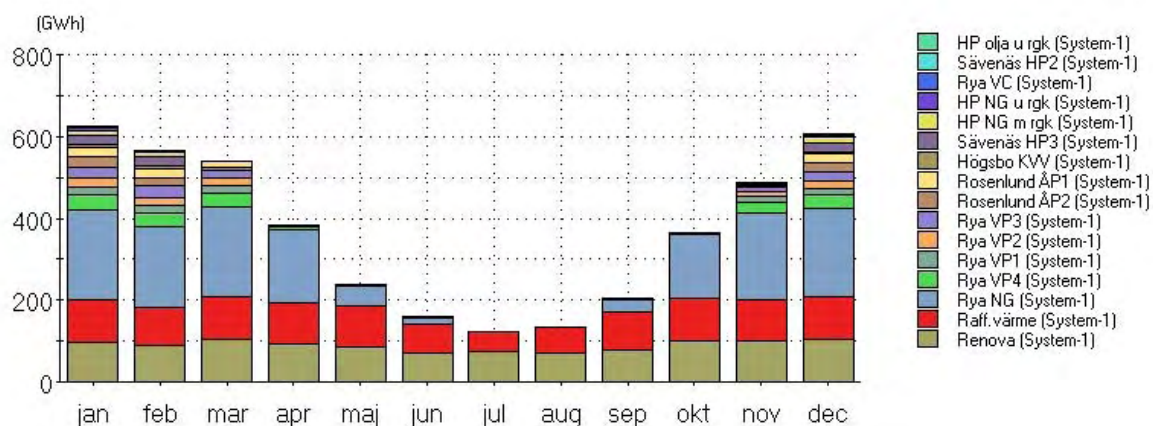
Figur 8 Fjärrvärmeproduktion i referenssystemet i scenario MS2.

Produktionsresultatet i scenario MS2 jämfört med scenario MS1 skiljer sig enbart i spetslast, se Figur 8. Fossilbaserade anläggningar har i scenario MS2 jämfört med scenario MS1 högre produktionskostnader i och med den högre CO₂-prisnivån, men även biobränslepriset relativt naturgaspriset är högre, vilket tros vara orsaken till att Rya VC kommer senare i produktionsordningen jämfört med de båda naturgaspannorna.



Figur 9 Fjärrvärmeproduktion i referenssystemet i scenario MS3.

I scenario MS3 med lägre biobränslepriser samt lägre elpris relativt naturgaspriset jämfört med scenario MS1 och MS2, producerar Rya NG som en baslastanläggning först i produktionsordningen av de konkurrerande anläggningarna. De två övriga naturgaseldade kraftvärmeverken, Rosenlund KVV och Högsbo KVV, kommer efter värmepumparna och flispannan i Sävenäs (Sävenäs HP3) i produktionsordningen, se Figur 9. Jämfört med dagens scenarier är elpriset relativt naturgaspriset betydligt högre och jämfört med produktionsordningen i dagens scenario utan skatter (DS2) är förändringen av produktionsordning mellan de tre naturgaseldade kraftvärmeverken samt värmepumpar rimlig.



Martes © Copyright 1987-2003 Profu AB. Internet: www.profu.se

Figur 10 Fjärrvärmeproduktion i referenssystemet i scenario MS4.

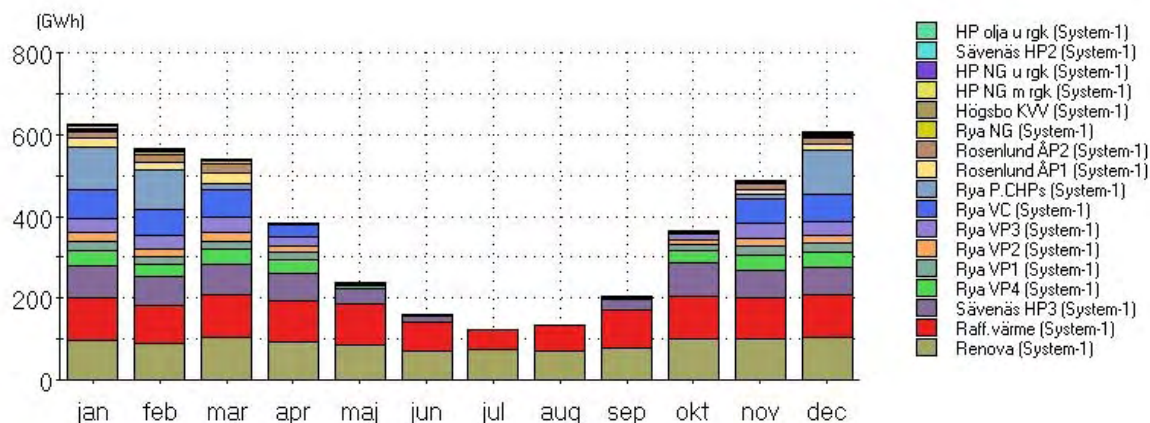
Till skillnad från scenario MS3 har MS4 betydligt högre bibränslepriser relativt fossilbränslepriserna vilket tros vara orsaken till att flispannan i Sävenäs (Sävenäs HP3) samt pelletspannan i Rya (Rya VC) i scenario MS4 jämfört med MS3 producerar senare i produktionsordningen, se Figur 10. I övrigt förändras inte produktionsordningen. Jämfört med scenario MS2 har MS4 liknande förhållande mellan bibränslepriser och fossilbränslepriser även om båda dessa priser är högre i scenario MS4 än i MS2, och samma produktionsordning för hetvattenpannorna ges för dessa scenarier. Elpriset relativt naturgaspriset har däremot minskat betydligt från scenario MS2 till scenario MS4 vilket tros vara orsaken till att de naturgaseldade kraftvärmeverken förutom Rya NG, med högre elverkningsgrad, i scenario MS4 kommer efter värmepumparna i produktionsordningen till skillnad från i MS2.

5.1.2 BioRya – bioförgasning för kraftvärmeproduktion

Jämförelsen mellan Rya KVV med naturgas som bränsle i referenssystemet och Rya KVV med en viss andel förgasat bibränsle (BioRya) i energisystemet, påverkas av gröna elcertifikat.

5.1.2.1 Kraftvärmealternativ med liten integration av bioförgasning

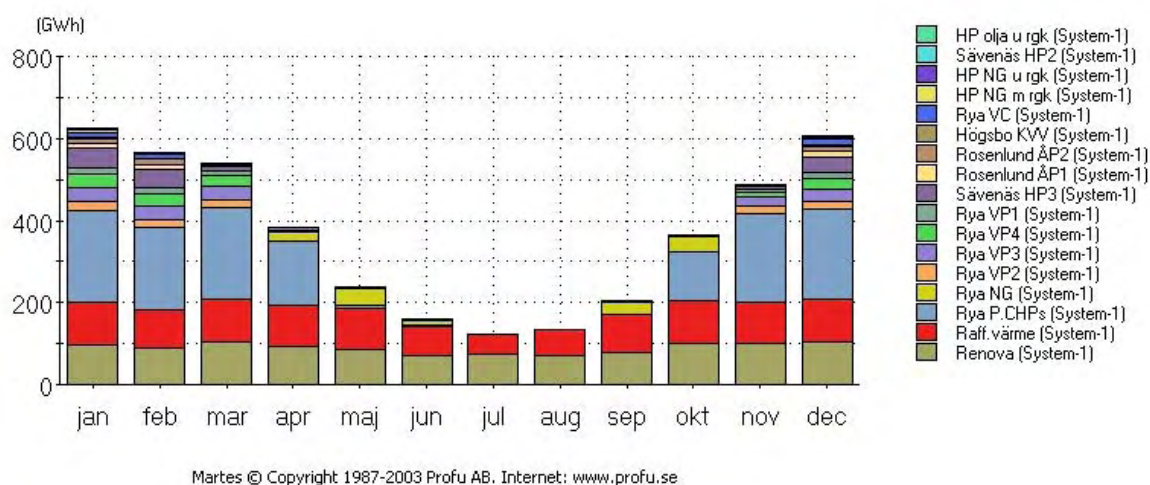
I och med en mycket begränsad integration av förgasat bibränsle för teknikalternativet P.CHPs, skiljer sig produktionsresultatet mycket lite jämfört med referenssystemets produktionsresultat, se Figur 11 och Figur 12.



Martes © Copyright 1987-2003 Profu AB. Internet: www.profu.se

Figur 11 Fjärrvärmeproduktion i energisystemet med P.CHPs i DS1.

I dagens scenarier kommer P.CHPs före Rosenlund KVV i produktionsordningen i scenario DS1, till skillnad från Rya NG som kommer först efter Rosenlund KVV i produktionsordningen, se Figur 11. Med skatter exkluderade i scenario DS2 förändras inte produktionsordningen för P.CHPs jämfört med Rya NG i energisystemet.

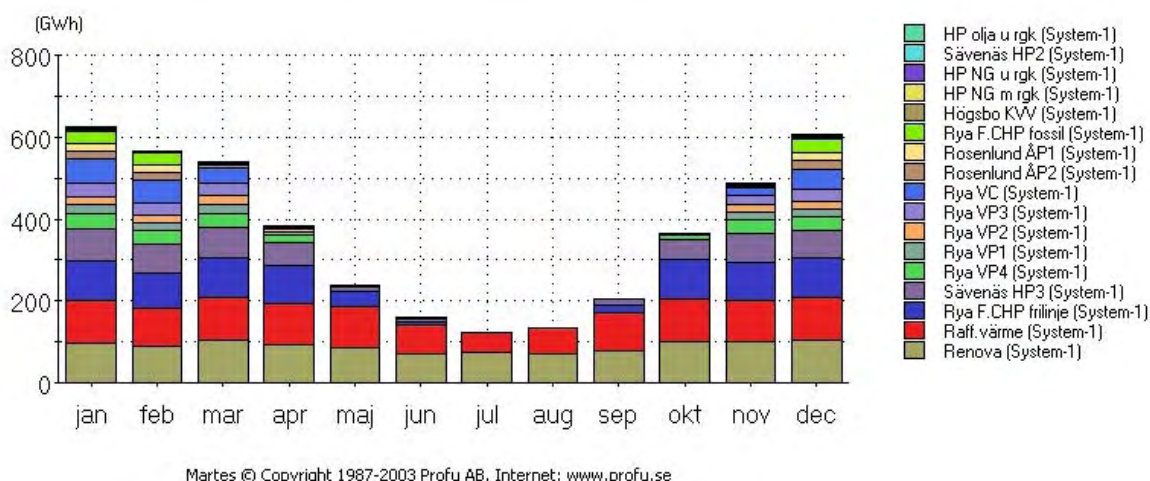


Figur 12 Fjärrvärmeproduktion i energisystemet med P.CHPs i MS3

Av marknadsscenarierna är det enbart i scenario MS3, i vilket pelletspriset är som lägst relativt naturgaspriset, som integration av bioförgasning är lönsam, se Figur 12. För övriga marknadsscenarier producerar Rya KVV enbart med naturgas som bränsle och samma produktionsresultat ges som för referenssystemet.

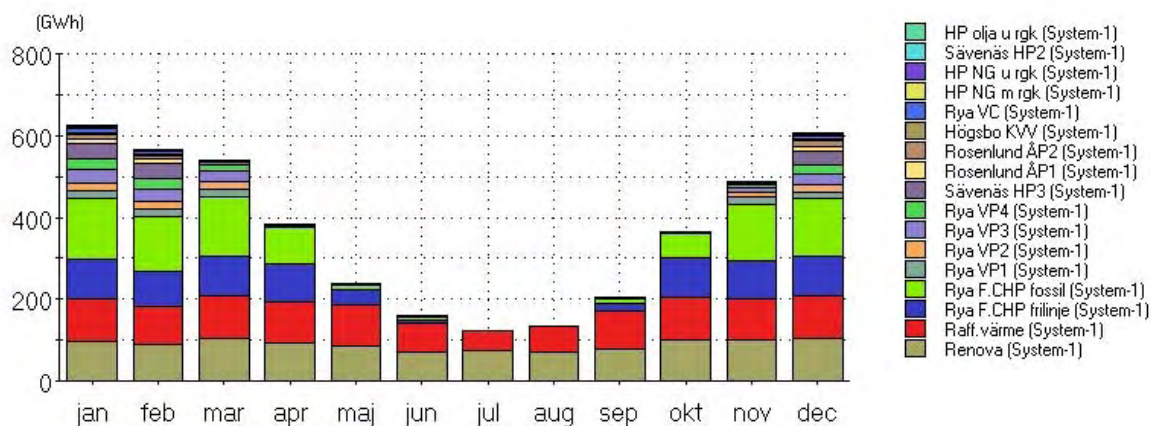
5.1.2.2 Kraftvärmealternativ med ombyggd förgasningslinje

F.CHP, kraftvärmealternativet med en ombyggd förgasningslinje, kommer först i produktionsordningen av de konkurrerande anläggningarna i samtliga scenarier utom i scenario MS2 och MS4, där anläggningen kommer senare i produktionsordningen, se Figur 13, Figur 14 och Figur 15.



Figur 13 Fjärrvärmeproduktion i energisystemet med F.CHP i scenario DS1.

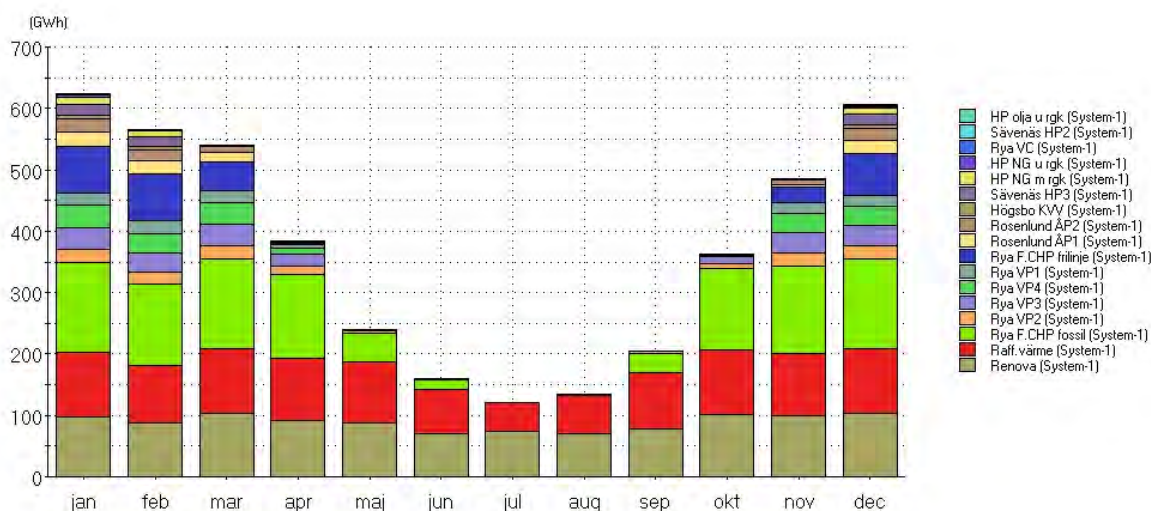
I dagens scenarier med lågt flis- och elpris samt med hög elcertifikat- och CO₂-prisnivå relativt naturgaspriset, sker produktionen i den ombyggda förgasningslinjen huvudsakligen utan de två övriga produktionslinjerna med naturgas som bränsle, se Figur 13.



Martens © Copyright 1987-2003 Profu AB. Internet: www.profu.se

Figur 14 Fjärrvärmeproduktion i energisystemet med F.CHP i scenario MS3.

I marknadsscenarierna producerar Ryas två övriga produktionslinjer, som i referenssystemet, med naturgas som bränsle. I scenario MS3 och MS1, med lägst flispris relativt naturgaspriset jämfört med övriga marknadsscenarier, ges lägre produktionskostnad för fjärrvärme med förgasningslinjen än med de två produktionslinjerna med naturgas som bränsle, se Figur 14.

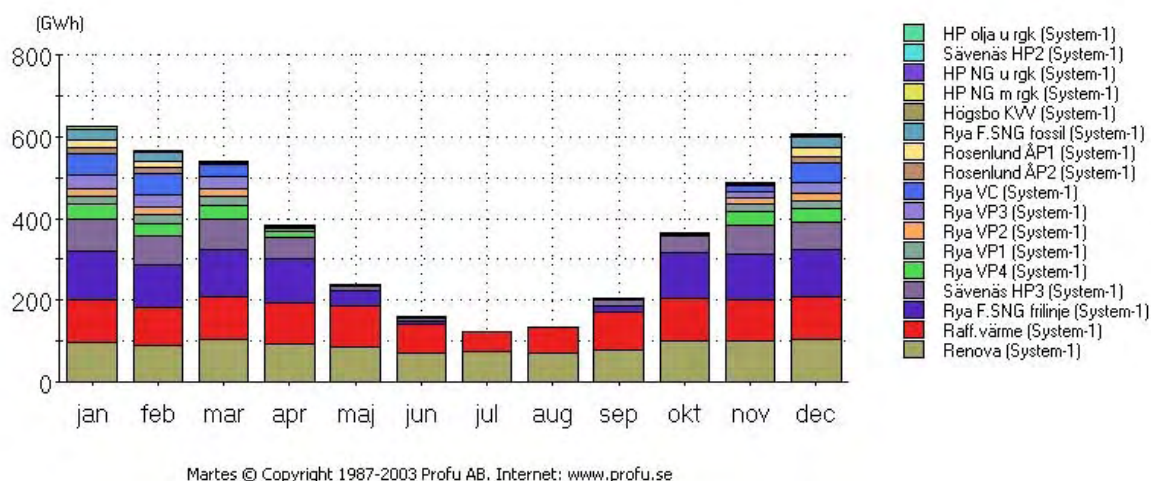


Martens © Copyright 1987-2003 Profu AB. Internet: www.profu.se

Figur 15 Fjärrvärmeproduktion i energisystemet med F.CHP i scenario MS4.

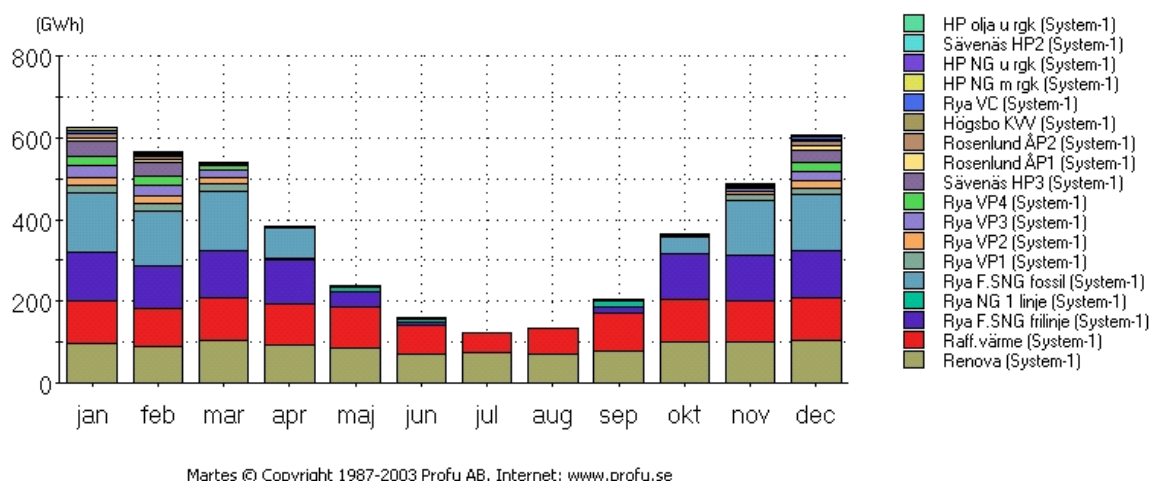
I scenario MS4 och MS2 är det mer lönsamt att driva Rya KVV med naturgas än med förgasat biobränsle pga. högt flispris relativt naturgaspriset, se Figur 15. I och med att förgasningslinjen är ombyggd får detta till följd en mindre lönsam drift för Rya KVV jämfört med i referensfallet.

5.1.2.3 Metaniseringsanläggning för kraftvärmeproduktion



Figur 16 Fjärrvärmeproduktion i energisystemet med F.CHP SNG i scenario DS1.

Metaniseringsanläggningarna för kraftvärmeproduktion, P.CHP SNG och F.CHP SNG kommer, som för kraftvärmealternativet F.CHP, först i produktionsordningen av de konkurrerande anläggningarna i dagens scenarier, se Figur 16.



Figur 17 Fjärrvärmeproduktion i energisystemet med F.CHP SNG i scenario MS3.

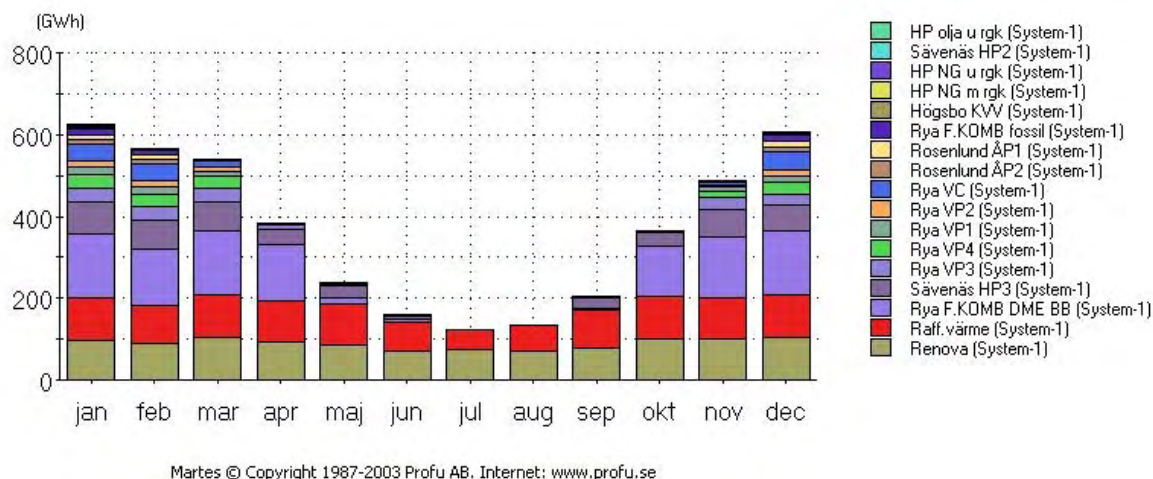
Till skillnad från kraftvärmealternativet F.CHP är Rya KVV flexibel att utifrån en ekonomisk optimering välja mellan naturgas och SNG som bränsle. Detta medför att Rya KVV i scenario MS2 och MS4 producerar med naturgas som bränsle i stället med SNG baserad på förgasad flis eller pellets. Dessutom är naturgas som bränsle till Rya KVV mer lönsamt än pelletsbaserad SNG i MS1. I scenario MS3 kommer de båda metaniseringsanläggningarna för kraftvärmeproduktion, som för kraftvärmealternativet F.CHP, först i produktionsordningen av de konkurrerande anläggningarna, se Figur 17.

5.1.3 BiokombiRya – bioförgasning för produktion av drivmedel, el och värme

Till skillnad från Rya och BioRya påverkas BiokombiRya även av grossistpris samt styrmedel för alternativa biodrivmedel i form av drivmedelscertifikat. Intäkterna för drivmedel och för drivmedelscertifikat är som högst i marknadsscenarierna MS3 och MS4, samt i DS1 med hög fossilbränsleprisnivå. I och med att biodrivmedel jämfört med fossilbaserade drivmedel är

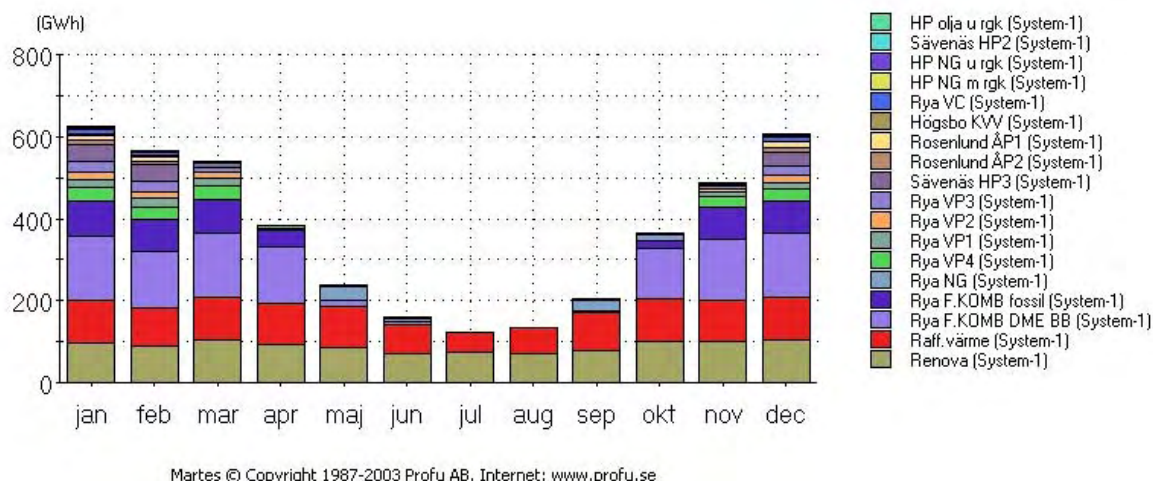
skattesubventionerade i scenario DS1, påverkas kombinalternativens produktionskostnader av att skatterna exkluderas i DS2 där enbart utsläppsrätter som styrmedel för alternativa biodrivmedel erhålls.

5.1.3.1 DME-kombinat



Figur 18 Fjärrvärmeproduktion i energisystemet med F.KOMB DME i scenario DS1.

I scenario DS1, med höga fossilbränslepriser och höga grossistpriser för DME samt låga biobränslepriser, kommer F.KOMB DME BB med enbart gasturbinerna i drift (där integrationen sker) först i produktionsordningen av de konkurrerande anläggningarna, se i Figur 18, detta trots att gasturbinerna till största del använder naturgas som bränsle. Rya KVV:s tillsatseldning (F.KOMB fossil) kommer som en spetslastanläggning, sent i produktionsordningen. DME-kombinatet med pellets som biobränsle har samma produktionsutseende som med flis som bränsle. Intäkterna för alternativa biodrivmedel är betydligt lägre i scenario DS2 med enbart utsläppsrätter som styrmedel för alternativa biodrivmedel jämfört med DS1 (skatter inkluderade), vilket medför att anläggningen med förgasad flis eller pellets som bränsle producerar som en spetslastanläggning.



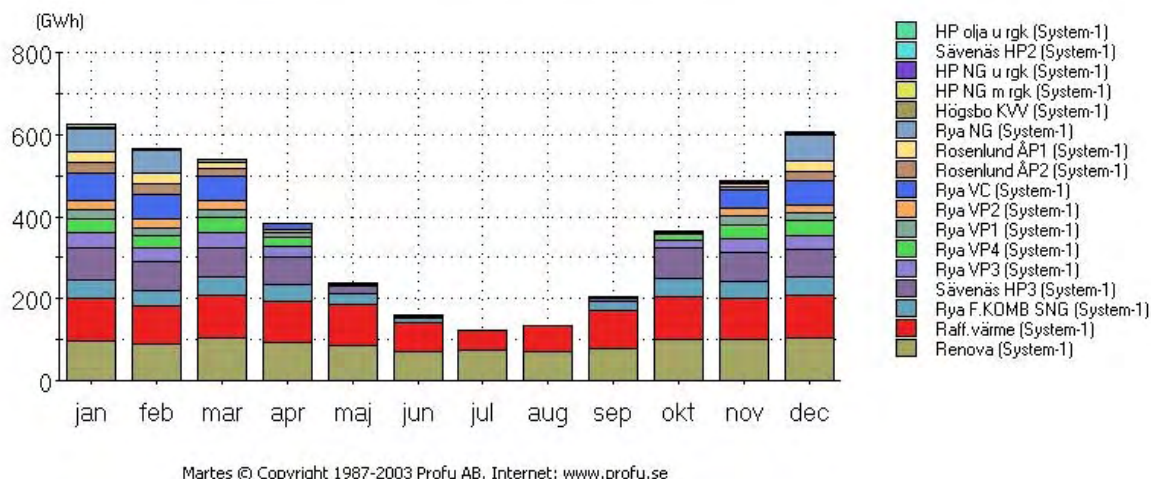
Figur 19 Fjärrvärmeproduktion i energisystemet med F.KOMB DME i scenario MS3.

I referenssystemet kommer Rya KVV först i produktionsordningen av de konkurrerande anläggningarna, i samtliga marknadsscenarier. I scenario MS2 och MS4, med höga pelletspriser relativt naturgaspriset, är P.KOMB DME olönsam, och produktionen skiljer sig

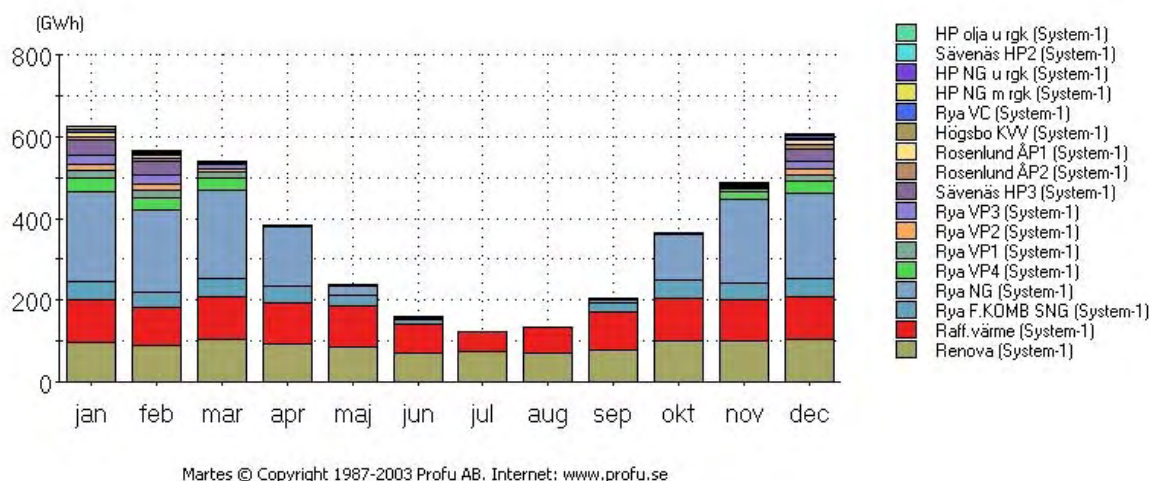
inte från referenssystemets produktion. F.KOMB DME är däremot lönsam i samtliga marknadsscenarier, som t.ex. i scenario MS3, se Figur 19.

5.1.3.2 SNG-kombinat

SNG-kombinaten är fristående från Rya KVV och påverkar dess drift enbart genom att dess produktion till viss del ersätts med spillvärme från SNG-kombinaten.



Figur 20 Fjärrvärmeproduktion i energisystemet med F.KOMB SNG i scenario DS1.

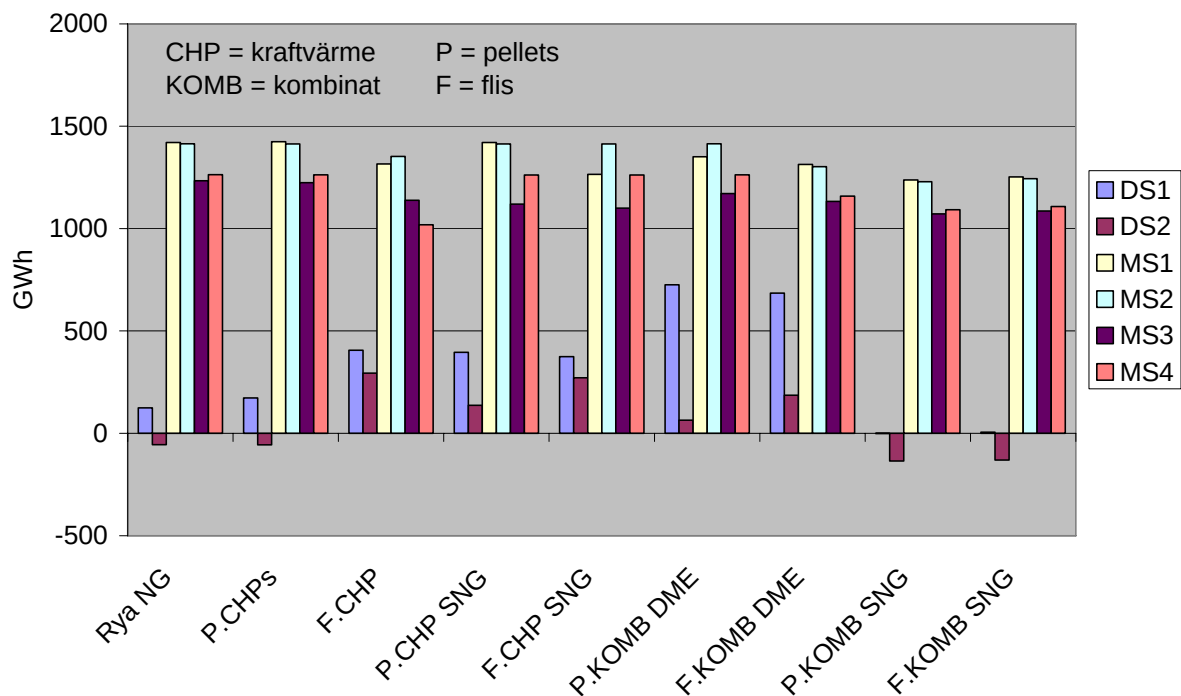


Figur 21 Fjärrvärmeproduktion i energisystemet med F.KOMB SNG i scenario MS3.

SNG-kombinaten producerar först i samtliga scenarier, se produktionsresultatet i scenario DS1, Figur 20, och i MS3, Figur 21. SNG-kombinaten står sig således bättre än DME-kombinaten, som i scenario DS2 ger olönsam drift, och för P.KOMB DME som dessutom ger olönsam drift i scenarierna MS2 och MS4.

5.2 Elproduktion

Här sammanfattas kraftvärmeanläggningarnas nettoproduktion av el samt värmepumparnas konsumtion av el i energisystemet¹⁷, som följd av tidigare presenterad produktion i form av belastningsdiagram i olika scenarier, se Figur 22.



Figur 22 Nettoproduktion av el i energisystemet.

Samtliga kraftvärmeanläggningar i referenssystemet drivs med naturgas som bränsle, varför ett lågt elpris relativt naturgaspriset (dagens scenarier) ger liten eller t.o.m. negativ nettoproduktion av el (beroende på värmepumparnas konsumtion i referenssystemet), se Figur 22. Betydligt mer el produceras med högt elpris relativt naturgaspriset (marknadsscenarierna).

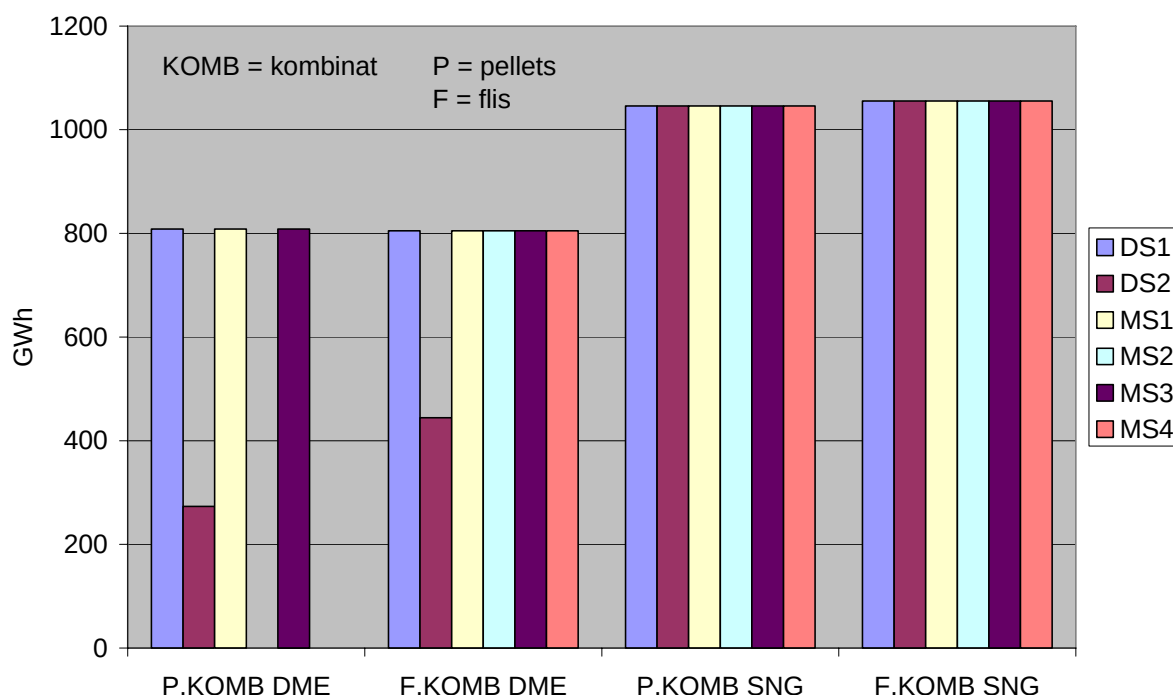
Det är svårt att dra några generella slutsatser för påverkan på nettoproduktion av el med integration av bioförgasning. Avvikelse från referenssystemets produktion är marginella undantaget scenarier med lågt biobränsle- och elpris relativt naturgaspriset (DS1 och DS2) då vissa teknikalternativ med integration av bioförgasning, F.CHP, P.CHP SNG och F.CHP SNG samt DME-kombinaten, medför ökad produktion i Rya KVV.

Nettoproduktionen av el varierar kraftigt med scenarierna, variationen med teknikval är inte lika stora

¹⁷ För SNG-anläggningarna vars elkonsumtion hanteras enbart i ekonomiska termer i modellen har det sammanlagda produktionsresultatet kompenserats för detta.

5.3 Drivmedelsproduktion

Här sammanfattas energikombinatens produktion av biodrivmedel, som följd av tidigare presenterad produktion i form av belastningsdiagram i olika scenarier, se Figur 23.

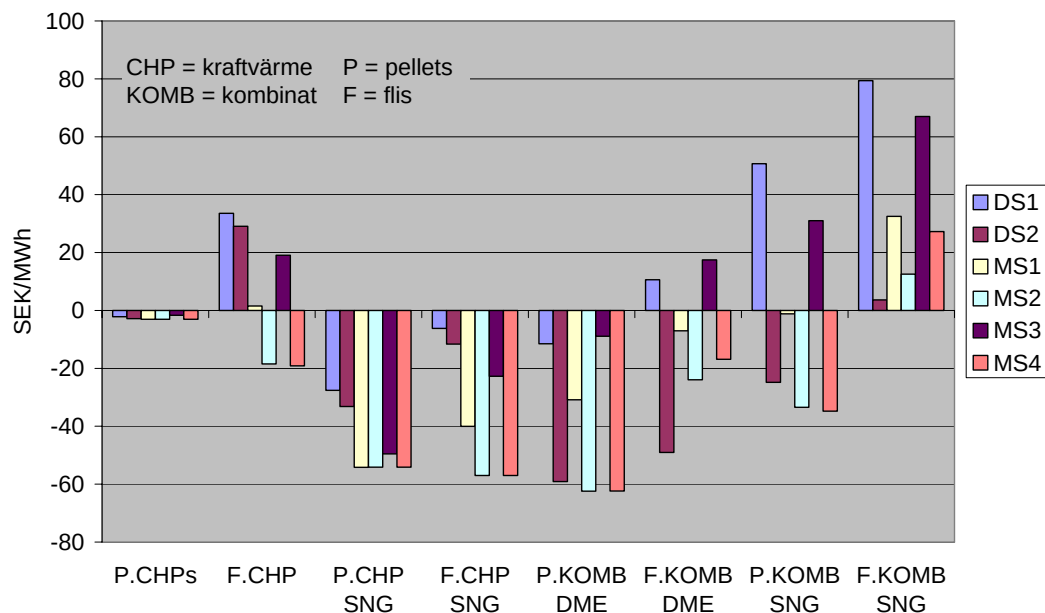


Figur 23 Drivmedelsproduktion i energisystemet.

Med SNG-kombinatet i systemet produceras en större mängd drivmedel än med DME-kombinatet. Detta beror på SNG-kombinatets högre drivmedelsutbyte samt dess längre drifttid pga. att SNG-kombinatet producerar fristående från Rya KVV, till skillnad från DME-kombinatet, vars drift är låst till Rya KVV:s drift. SNG-anläggningarna kommer först i produktionsordningen av de konkurrerande anläggningarna i energisystemet i samtliga scenarier vilket ger samma produktionsmängd av drivmedel i scenarierna. Med enbart utsläppsrätter som styrmedel för alternativa biodrivmedel (DS2) minskar driften för DME-kombinatet. Produktion med DME-kombinatet i pelletsdesign är olönsam vid höga pelletspriser relativt naturgaspriset, i scenario MS2 och MS4, vilket är orsaken till att inget drivmedel produceras i dessa scenarier.

5.4 Ekonomiskt systemresultat

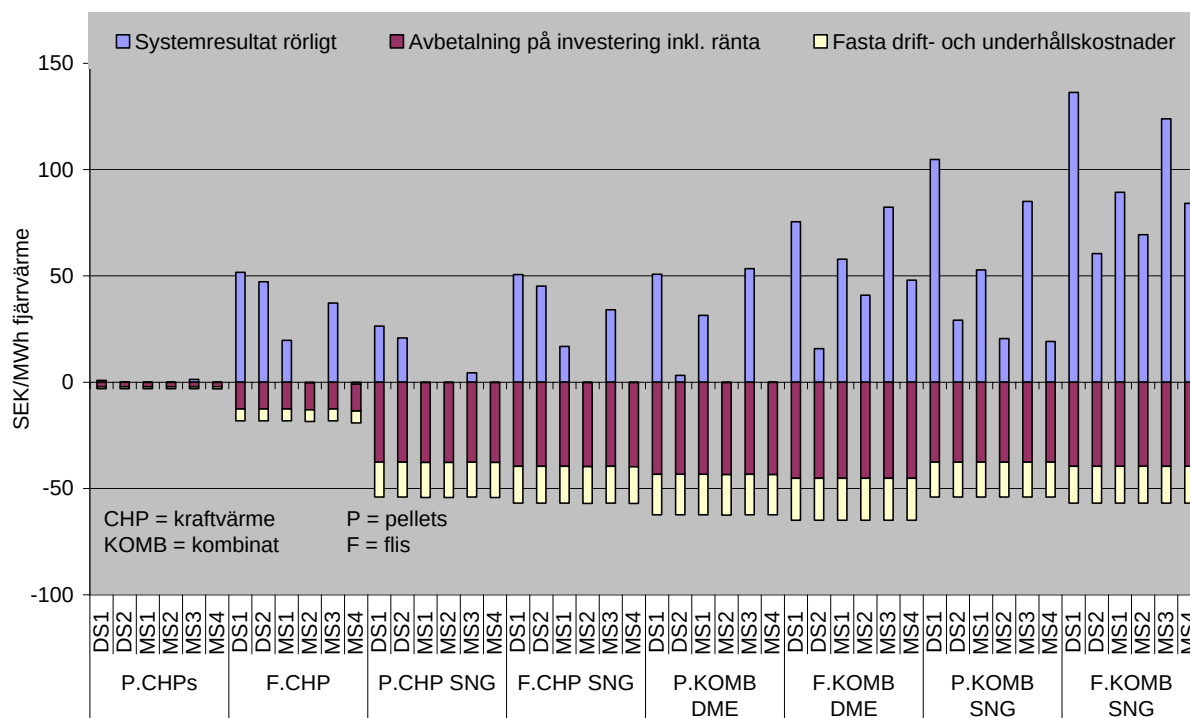
Systemresultatet, som definieras som minskningen av årlig genomsnittskostnad (intäkt) för fjärrvärmeproduktion i energisystemet vid integration av bioförgasning, varierar kraftigt beroende på teknikval, bränsleval och scenarier, se Figur 24.



Figur 24 Systemresultat (intäkt).

Positivt systemresultat ges för F.CHP, F.KOMB DME, P.KOMB SNG och F.KOMB SNG. F.KOMB SNG har positivt systemresultat i samtliga scenarier, med högst systemresultat av alla teknikalternativ i samtliga scenarier undantaget scenariot med enbart utsläppsätter som styrmedel för alternativa biodrivmedel (DS2), i det scenariot har F.CHP det högsta systemresultatet, se Figur 24.

Generellt sett ger parametervariationerna med scenarierna samma påverkan på teknikalternativens systemresultat, ett undantag är DME-kombinatet som står sig bättre i scenario MS3 än i scenario DS1 till skillnad från övriga teknikalternativ. Detta beror på ökad produktion i Rya KVV, huvudsakligen naturgasbaserad produktion, vilket ger en konkurrensnackdel i scenarier med lågt elpris relativt naturgaspriset, vilket är fallet i scenario DS1.



Figur 25 Systemresultat (intäkt) indelat i rörligt och i fast systemresultat.

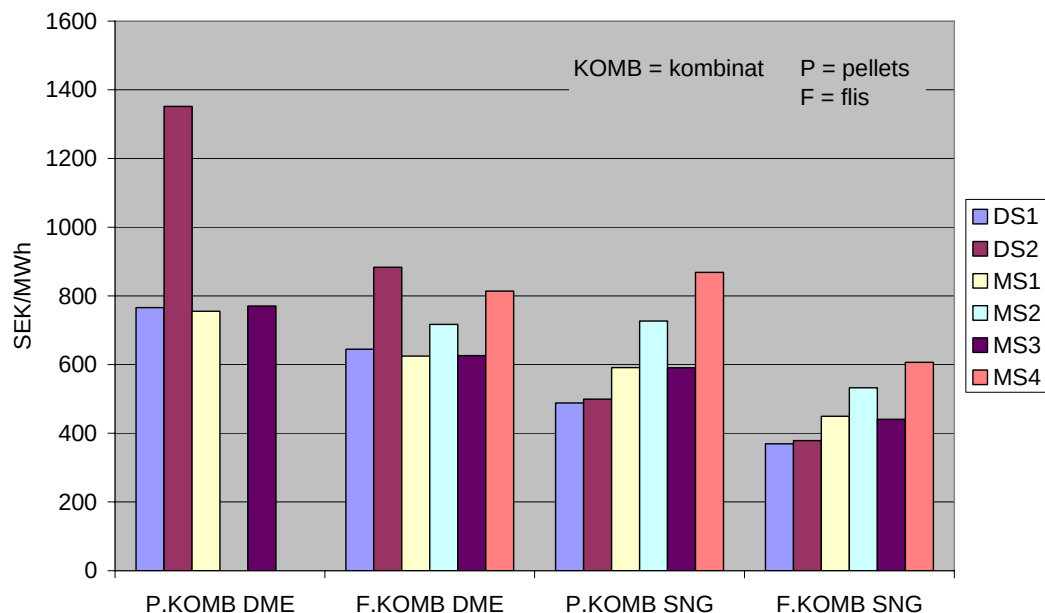
Systemresultatet indelat i rörligt och i fast systemresultat, se Figur 25, visar på att de fasta kostnaderna relaterade till integration av bioförgasning utgör en stor del av det totala systemresultatet.

Skillnaden i fast kostnad mellan flis- och pelletsdesign av en viss teknik har mindre betydelse än skillnaderna i rörligt resultat i scenarier med lönsam produktion, se rörligt och fast systemresultat för SNG-anläggningen i kraftvärme- och i kombinatdesign och för DME-kombinatet.

Metanisering av biobränsle till kraftvärmeproduktion (F.CHP SNG) jämfört med enklare design av bioförgasning till kraftvärmeproduktion (F.CHP), bär högre fasta kostnader samtidigt som de två teknikernas rörliga systemresultat skiljer sig mycket lite, därför står sig den enklare designen bättre under givna förutsättningar. Metanisering av biobränsle för huvudsakligen drivmedelsproduktion står sig dock bättre än för kraftvärmeproduktion. Det rörliga systemresultatet för SNG-kombinatet är betydligt högre än för DME-kombinatet, samtidigt som SNG-kombinatets fasta kostnader är lägre än för DME-kombinatet.

5.5 Drivmedelsproduktionskostnad

Produktionskostnaden för drivmedel presenteras i Figur 26, för beräkningsformel se Avsnitt 3.2.2.2. Om inget drivmedel produceras, som för P.KOMB DME i scenario MS2 och MS4, beräknas ingen produktionskostnad för drivmedel.

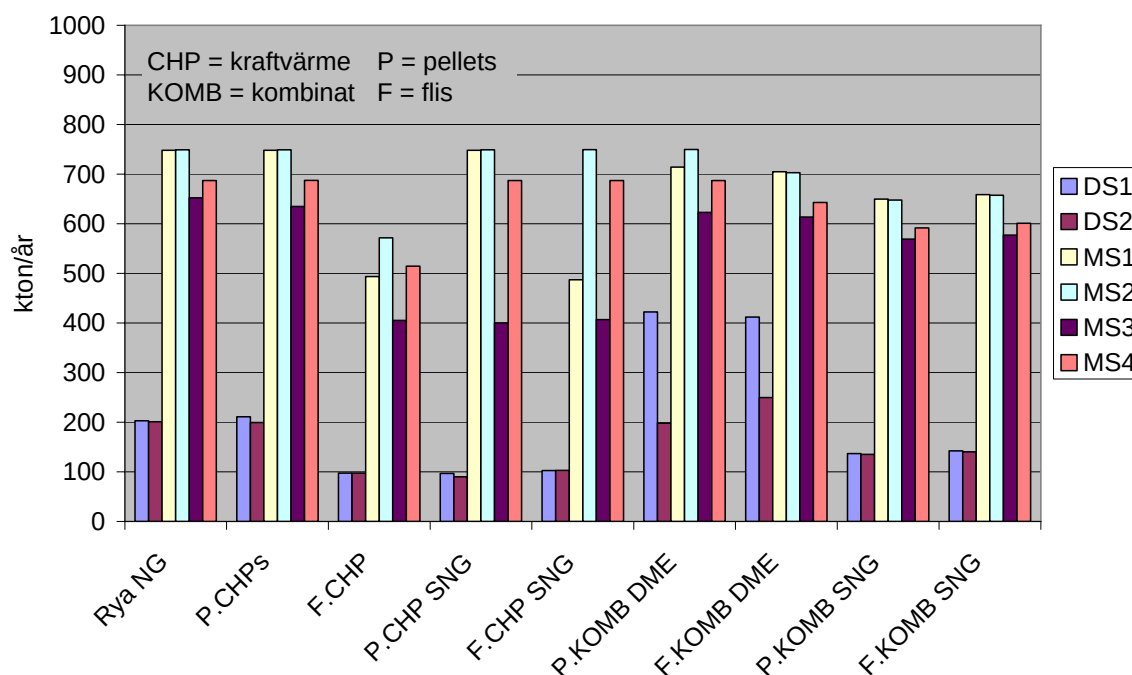


Figur 26 Produktionskostnad för drivmedel.

Drivmedelsproduktionskostnaden är lägre för teknikalternativen med dess flisdesign än med dess pelletsdesign, främst beroende på ett högre ekonomiskt systemresultat, se Figur 24. Produktionskostnaden för drivmedel är lägre för SNG-kombinatet i systemet än för DME-kombinatet i systemet, en orsak är att SNG-kombinatet, jämfört med DME-kombinatet, har ett lägre fast systemresultat, se Figur 25, att fördela på en större produktionsmängd drivmedel, se Figur 23.

5.6 Emissioner

Två typer av resultat för CO₂-emissioner redovisas, nettoemissioner lokalt samt nettoemissioner på Europeisk nivå. För nettoemissioner på Europeisk nivå antas nettoproduktionen av el lokalt att ersätta marginalproducerad el i Europa och produktionsmängden drivmedel antas ersätta alternativ användning av drivmedel.



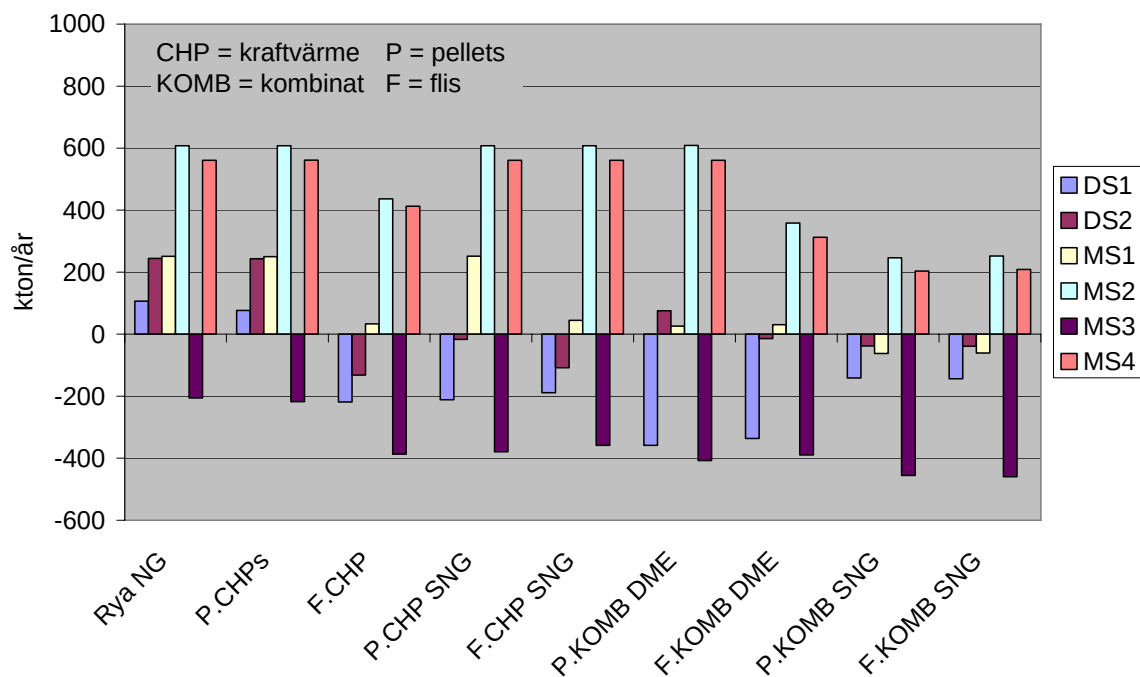
Figur 27 Koldioxidemissioner associerade med energisystemets produktion lokalt.

De totala emissionerna av CO₂ lokalt varierar kraftigt med scenarierna men det är svårt att tolka några generella trender i resultatet av integration av bioförgasning, se Figur 27. Vid olönsam bioförgasning ges samma CO₂-emissioner som för referensfallet.

I scenarier med högt elpris relativt naturgaspriset (MS) ges betydligt högre CO₂-emissioner än i scenarier med lågt elpris relativt naturgaspriset (DS), beroende på driften i referenssystemets naturgasbaserade kraftvärmeanläggningar. Även med integration av bioförgasning kan denna trend för CO₂-emissionerna lokalt ses.

Med de flesta tekniker och scenarier, reduceras CO₂-emissionerna med integration av bioförgasning i Rya KVV. Kraftvärmealternativet med en ombyggnation av en produktionslinje (F.CHP) i systemet ger reduktion av CO₂. Energisystemets lägre CO₂-emissioner med teknikalternativet F.CHP jämfört med P.CHP SNG och F.CHP SNG, i scenarier med olönsam bioförgasning för kraftvärmeproduktion (MS2 och MS4), beror på att den ombyggda produktionslinjen inte kan använda naturgas som bränsle. SNG-kombinatet i systemet ger viss reduktion av CO₂-emissioner i systemet. Med DME-kombinatet i systemet minskar CO₂-emissionerna något förutsatt produktion, förutom i scenarier med lågt biobränslepris relativt naturgaspriset (DS1 och DS2), i dessa scenarier ges istället en ökning av emissionerna.

I scenarier med lågt biobränslepris relativt naturgaspriset (DS1 och DS2), ges ökade emissioner av CO₂ för DME-kombinatet, en liten ökning av CO₂-emissionerna ges även för kraftvärmealternativet P.CHPs. För kraftvärmealternativen F.CHP, P.CHP SNG och F.CHP SNG, som i dessa scenarier ger ökad drift i Rya KVV, är den ökade nettoproduktionen av el, se Figur 22, biobränslebaserad, medan den största delen av den extra el som produceras i Rya KVV med DME-kombinatet, utgörs av naturgasbaserad el i och med en mycket liten inblandning av förgasat biobränsle. Den naturgasbaserade kraftvärmeproduktionen ersätter värmeproduktion i referenssystemet som bland annat utgörs av CO₂-”neutral” teknik såsom värmepumpar och biobränslepannor.

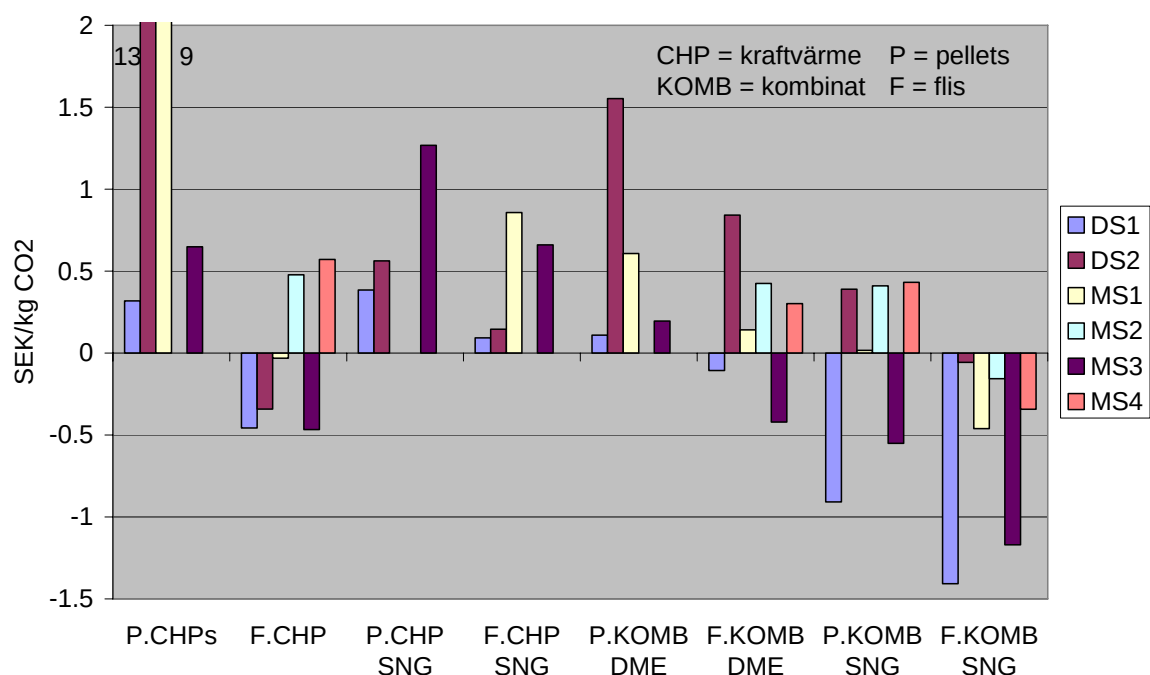


Figur 28 Koldioxidemissioner associerade med energisystemets produktion vid kompensation för alternativ produktion av el och alternativ konsumtion av drivmedel (europeisk nivå).

Vid kompensation för alternativ nettoproduktion av el samt alternativ konsumtion av drivmedel i energisystemet ges generellt sett en kraftig reduktion av CO₂-emissioner förutsatt positivt rörligt systemresultat (undantaget F.CHP med ombyggd produktionslinje), se Figur 28. Nettoemissioner av CO₂ på europeisk nivå varierar kraftigt med scenarierna.

5.7 Kostnad för koldioxidreduktion

Kostnaden för CO₂-reduktion definieras som kostnaden i systemet för integration av bioförgasning dividerat med reduktionen av CO₂-emissionerna som beräknats för Europeiskt perspektiv.



Figur 29 Kostnad för CO₂-reduktion vid kompensation för alternativ produktion av el och alternativ konsumtion av drivmedel (europeisk nivå).¹⁸

F.KOMB SNG, som visar sig ge högst systemresultat i samtliga scenarier utom i ett, och som samtidigt visar sig ge en kraftig CO₂-reduktion, ger lägst kostnad för CO₂-reduktion på europeisk nivå, se Avsnitt 3.2.2.3 för definition, i samtliga scenarier utom i scenariot med enbart utsläppsrätter som styrmedel för alternativa biodrivmedel (DS2), se Figur 29. Lägsta kostnad för CO₂-reduktion ges i scenario DS1 på -1,4 SEK/kg CO₂. I scenario DS2 ger F.CHP den mest kostnadseffektiva CO₂-reduktionen med en kostnad på -0,3 SEK/kg CO₂. Av kraftvärmeanläggningarna har F.CHP lägsta kostnad för CO₂-reduktion i scenario DS1 och MS3 på ca -0,5 SEK/kg CO₂.

Observera att en liten reduktion av CO₂-emissioner och en hög kostnad för integration av bioförgasning medför orimligt höga kostnader för CO₂-reduktion, vilket är fallet för P.CHPs.

¹⁸ De anläggningsalternativ som ger en ökning av CO₂-emissioner är exkluderade i diagrammet.

6 Känslighetsanalys

I detta kapitel presenteras en detaljerad känslighetsanalys av dellastprestanda samt av hantering av spillvärmeleveranserna i energisystemet.

Utöver parametrar som el-, bränslepriser och styrmedel, som för de olika scenarierna visat på stor variation i systemresultat, kan resultatet påverkas av tekniska parametrar såsom dellastprestanda om anläggningen under lång drifttid producerar i dellast. Resultatet kan även påverkas av lokala förutsättningar och överenskommelser mellan aktörer inom energisystemet, t.ex. spillvärmeproducenter. En osäkerhet är huruvida man principiellt och ekonomiskt tillåter att kombinat- eller kraftvärmeanläggningar konkurrerar med de lokala spillvärmeleveranserna.

6.1 Känslighetsanalys av dellastprestanda

Känslighetsanalysen av dellastprestanda utförs för den teknik som visar sig vara mest lovande givet förutsättningarna så att resultatet inte riskerar att bli överskattat, samt för den teknik för vilken dellastprestanda tros ha störst betydelse för systemresultatet, vilket kan användas som ett "worst case". Dellastprestandans betydelse beror även på de ekonomiska förutsättningarna i ett visst scenario varför längsta drifttid i dellast inte nödvändigtvis ger störst påverkan på systemresultatet.

För att studera dellastprestandans påverkan på systemresultatet beräknas en genomsnittsprestanda för simulerad drift under ett driftår där prestandan för varje dygn beskrivs enligt en trappstegsfunktion beroende av lasten. Genomsnittsprestandan baseras på den totala produktionen över året givet denna trappstegsfunktion. Resultatet med genomsnittsprestandan jämförs med resultatet av fullastprestandan.¹⁹

I och med att modellen är värmelaststyrd är det svårt att ge en korrekt avspeglning av dellast genom kompensation.²⁰ Denna felkälla vid beräkandet av dellastprestandans betydelse, ger en överskattning av systemresultatets påverkan då värmeverkningsgraden är lägre i dellast än i fullast, och en underskattning av systemresultatets påverkan då värmeverkningsgraden är högre i dellast. Känslighetsanalysen med kompensation för genomsnittsprestanda tros ändå kunna fungera som en fingervisning om storleksordning av felkällan för dellastprestanda.

6.1.1 Kraftvärme

6.1.1.1 Val av anläggning och scenario

Det kraftvärmealternativ som uppskattas att beröras mest av dellast är F.CHP i dagens scenarier för vilka anläggningen producerar i dellast huvuddelen av tiden. Detta är något av ett extremfall jämfört med marknadsscenarierna då anläggningen i huvudsak producerar i

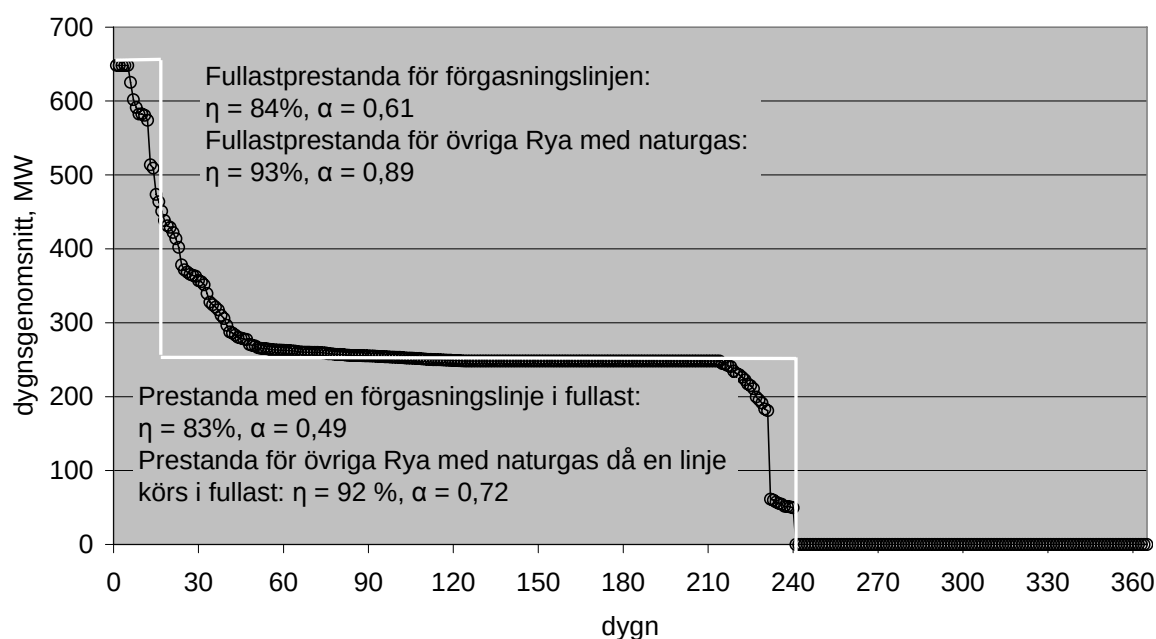
¹⁹ Om kompensationen av dellastprestanda påverkar produktionsordningen påverkas även driften i dellast. Detta har inte skett för något av de studerade fallen varför en kompensation för detta inte har varit nödvändig.

²⁰ Modelltekniskt kompenseras prestandan för totalverkningsgrad, elutbyte samt maximal värmeeffekt, den senare för att inte bränslemängden in till anläggningen ska bli för hög pga. lägre totalverkningsgrad. En genomsnittsprestanda speglar ett genomsnitt, och inte verklig drift. En sämre prestanda i genomsnitt än i fullast ger vid kompensation en underskattning i fullast och överskattning i dellast, och tvärtom ges en överskattning i fullast och en underskattning i dellast om genomsnittsprestandan är bättre än fullastprestandan. En underskattning i värmeverkningsgrad medför att alternativ värmeproduktion måste skjutas till och en överskattning medför att alternativ värmeproduktion till viss del ersätts. Kostnaden för alternativ produktion är högre vid fullastdrift än vid dellastdrift. Eftersom intäkterna för el och drivmedel är oberoende av dygns- och säsongsvariationerna påverkas de inte på samma sätt av detta modelltekniska fel.

fullast eller inte producerar alls pga. olönsam drift. Denna anläggning visar sig också vara mest intressant ur ett lönsamhetsperspektiv vid jämförelse av kraftvärmealternativen och det bästa resultatet ges i DS1 varför detta scenario väljs för känslighetsanalysen.

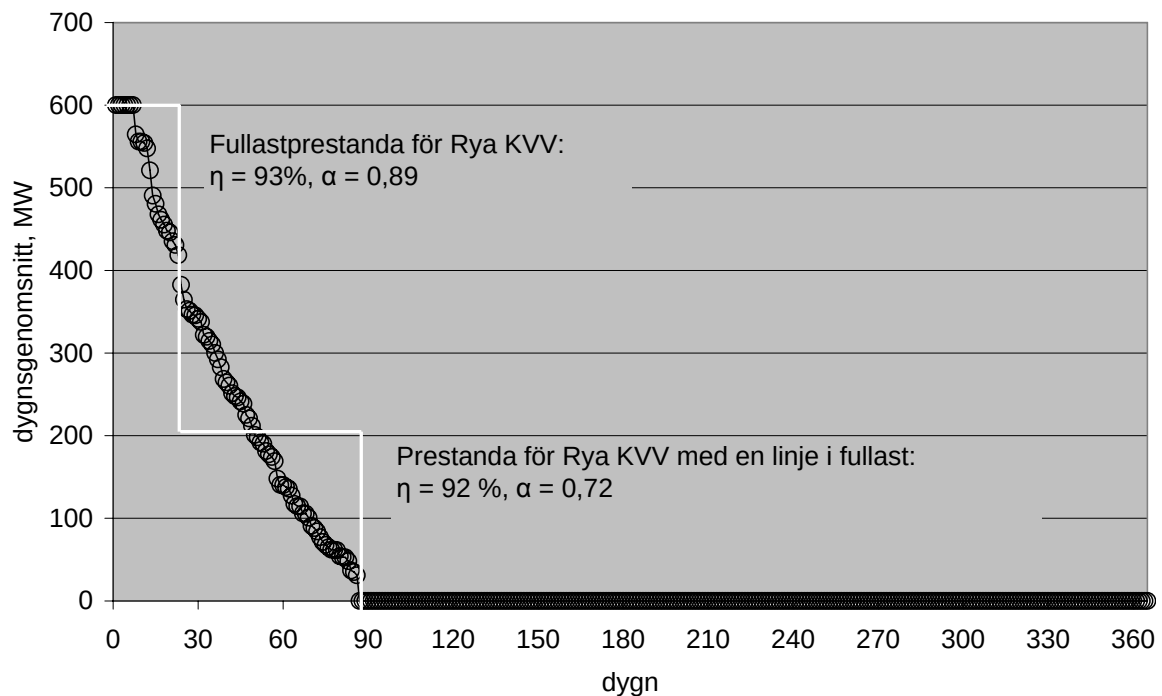
6.1.1.2 Framtagande av genomsnittsprestanda

Trappstegsfunktionen för F.CHP har tagits fram efter att ha studerat anläggningens simulerade drift, se Figur 30. Den vita linjen visar den trappstegsfunktion som används för att beräkna genomsnittsprestandan. Då lasten är större än motsvarande 2 linjers fullastproduktion (2CC+2TSE) erhålls maxlastprestanda (för 3CC+3TSE), därunder prestanda motsvarande för en produktionslinje (för 1CC+1TSE).



Figur 30 Varaktighetsdiagram för tillfört bränsle (dygnsmedeleffekt) för F.CHP i DS1.

Utgående från ovanstående trappstegsfunktion för dellastprestanda har genomsnittsprestandan i DS1 för förgasningslinjen beräknats till 84% i totalverkningsgrad och 0,50 i elutbyte och för övriga två produktionslinjer i Rya KVV har genomsnittsprestandan beräknats till 93% i totalverkningsgrad och 0,82 i elutbyte.



Figur 31 Varaktighetsdiagram för tillfört bränsle (dygnsmedeleffekt) för Rya NG i DS1.

Eftersom systemresultatet är beroende av resultatet med Rya NG så beräknas även dennas genomsnittsprestanda vilken med motsvarande grova beskrivning som för F.CHP beräknats till 93% i totalverkningsgrad och 0,81 i elutbyte.

6.1.1.3 Systemresultat med genomsnittsprestanda

Utan kompensation ges systemresultatet 34 SEK/MWh fjärrvärme. Med kompensation för både F.CHP och Rya NG ges systemresultatet 29 SEK/MWh fjärrvärme. Systemresultatet blir 5 SEK/MWh fjärrvärme lägre då F.CHP kompenseras för dellastprestanda.

6.1.2 Kombinat

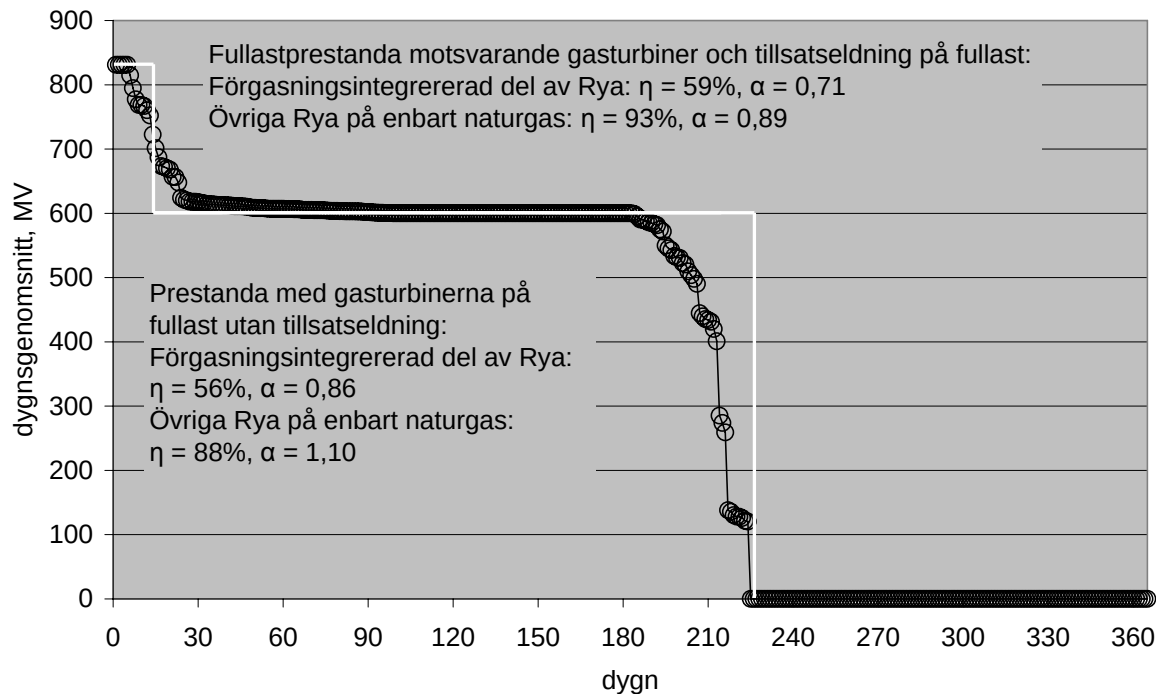
6.1.2.1 Val av anläggning och scenario

Av kombinatanläggningarna är F.KOMB SNG den anläggning som får högst systemresultat av samtliga kombinalternativ och i samtliga scenarier. Anläggningen har samma lastkurva i samtliga scenarier och erhåller det bästa systemresultatet i DS1. Uppgifter om metaniseringsanläggningens dellastprestanda saknas och i stället utförs en uppskattning av dellastens betydelse utifrån drifttid i dellast.

Den kombinatanläggning som tros påverkas mest av dellastprestanda är F.KOMB DME. F.KOMB DME är till skillnad från F.KOMB SNG knuten till Rya KVV och påverkas av Ryas dellastprestanda och dess drift. I dagens scenarier producerar F.KOMB DME, även P.KOMB DME, i huvuddelen av tiden med enbart gasturbinerna och i marknadsscenarierna producerar anläggningen i huvuddelen av tiden med tillsatseldning. F.KOMB DME producerar i dellast under längst tid i DS1 vilket också väljs som "worst case"-scenario. Observera att dellastprestandan för kombinatet vars integration sker genom sameldning i gasturbinerna inte enbart representerar dellast utan även en annan typ av driftläge då anläggningen producerar i kombicykeldrift utan tillsatseldning med naturgas i avgaspannorna. Detta kan få till följd ett bättre systemresultat med än utan dellastkompensation i scenarier där elen värderas betydligt högre än värmen.

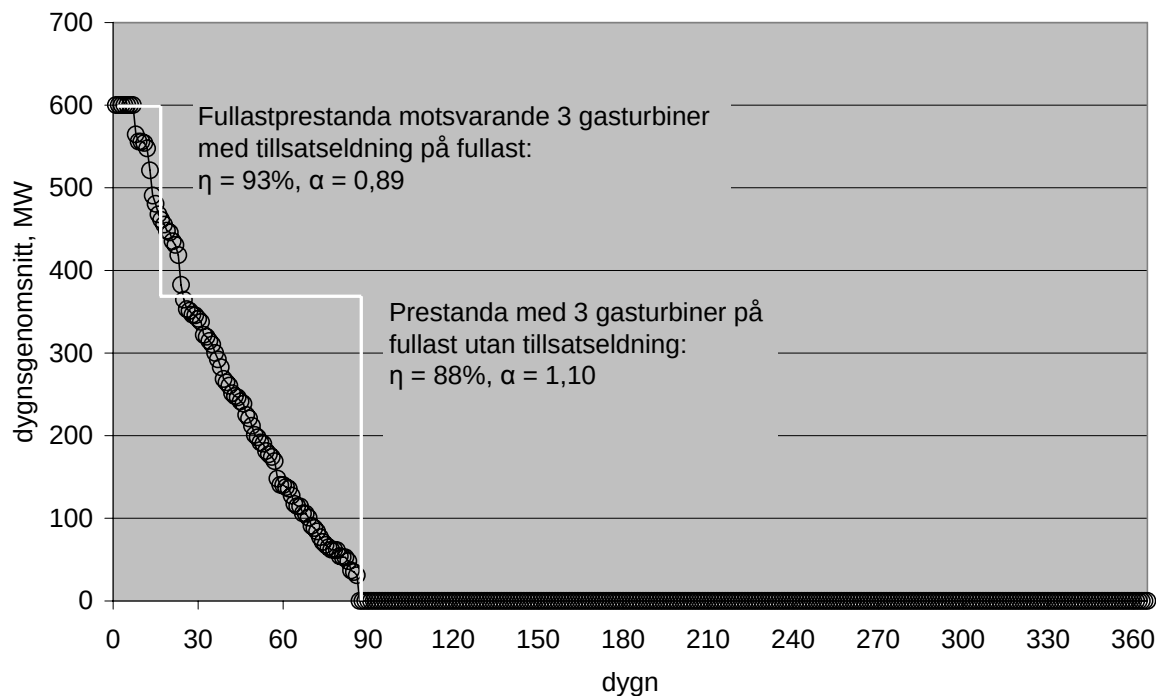
6.1.2.2 Framtagande av genomsnittsprestanda

Trappstegsfunktionen som används för att beräkna genomsnittsprestanda för kombinatet har tagits fram efter att ha studerat anläggningens simulerade drift, se Figur 32. För laster större än lasten mellan då tre gasturbiner med tillsatsledning producerar i fullast och då tre gasturbiner utan tillsatsledning producerar i fullast, erhålls fullastprestanda (3CC+3TSE), för laster därunder erhålls prestanda motsvarande att tre gasturbiner producerar i fullast (3CC).



Figur 32 Varaktighetsdiagram för tillfört bränsle (dygnsmedeleffekt) för F.KOMB DME i DS1.

Utgående från ovanstående trappstegsfunktion för dellastprestanda har genomsnittsprestandan beräknats till 57% i totalverkningsgrad och 0,85 i elutbyte för den förgasningsintegrerade delen av Rya och för övriga Rya med enbart naturgas som bränsle har genomsnittsprestandan beräknats till 91% i totalverkningsgrad och 0,95 i elutbyte.



Figur 33 Varaktighetsdiagram för tillfört bränsle (dygnsmedeleffekt) för Rya NG i DS1.

Eftersom systemresultatet är beroende av resultatet med Rya NG så beräknas även dennas genomsnittsprestanda, vilken med motsvarande grova beskrivning som för F.KOMB DME erhåller 90% i genomsnittlig totalverkningsgrad och 1,02 i genomsnittligt elutbyte.

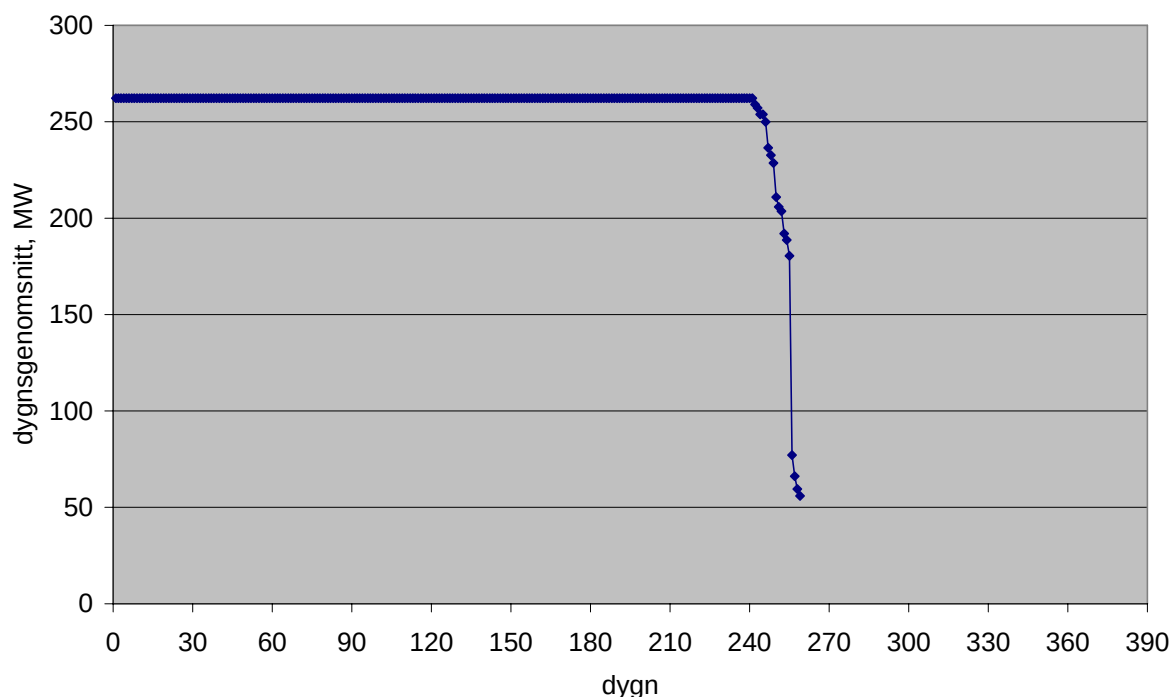
6.1.2.3 Systemresultat med genomsnittsprestanda

Enbart en liten skillnad ges i systemresultatet utan kompensation och med kompensation, 11 SEK/MWh fjärrvärme respektive 10 SEK/MWh fjärrvärme, och påverkan av dellastprestandan uppskattas därför som försumbar i scenario DS1. Att dellastprestandan knappt påverkar systemresultatet kan bero på att driftläget med enbart gasturbiner ger likvärdig lönsamhet som driftläget med gasturbiner med tillsatseldning.

6.1.2.4 SNG-kombinatets drift i dellast

Eftersom SNG-kombinatet kommer först i produktionsordningen av de konkurrerande anläggningarna i samtliga scenarier ser varaktighetsdiagrammet för tillfört bränsle till

anläggningen likadant ut i varje scenario, se Figur 34.



Figur 34 Varaktighetsdiagram för tillfört bränsle (dygnsmedeleffekt) för F.KOMB SNG.

F.KOMB SNG producerar i dellast under väldigt kort period, ca 5 % av drifttiden, en kompensation för dellastprestanda uppskattas därför ha försumbar betydelse för lönsamheten. Ett "worst case" är dock att anläggningen enbart tillåts producera i fullast. Då anläggningen tillåts producera med en dellast ned till 60% ges systemresultatet 79 SEK/MWh fjärrvärme och då anläggningen enbart tillåts producera i fullast ges systemresultatet 74 SEK/MWh fjärrvärme, vilket ger en minskning av systemresultat med 5 SEK/MWh fjärrvärme.

6.2 Känslighetsanalys för hantering av spillvärmeleveranser

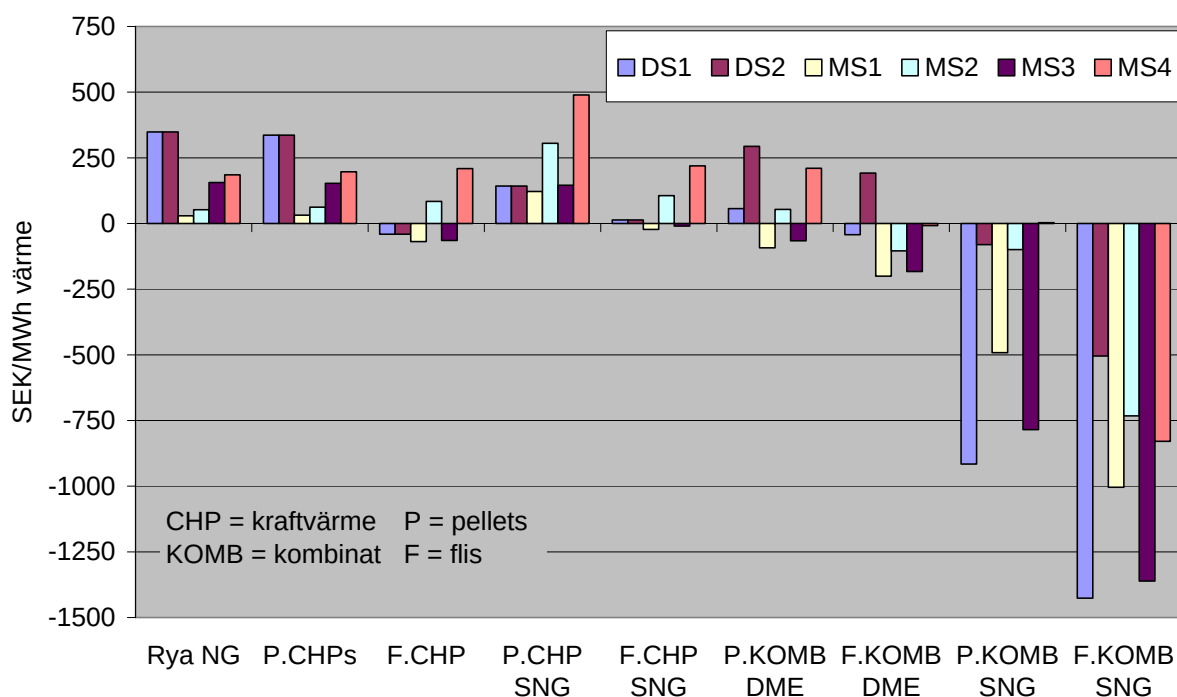
Kostnaden för spillvärmeleveranser från avfallsförbränning samt raffinaderier exkluderas i standardmodelleringen genom att dessa leveranser prioriteras till att komma först i produktionsordningen, och priset på spillvärmen har antagits vara 0 SEK/MWh. Ur ett resursperspektiv kan det vara rimligt att tillvarata lättillgänglig spillvärme vid behov, men ur ett ekonomiskt perspektiv spelar priset på spillvärmen roll för om energiföretaget ska vara intresserad av att köpa in spillvärmen. Med installation av "grön" kraftvärme- och drivmedelsproduktion kan det vid höga el- och drivmedelspriser samt höga certifikat för grön el och för alternativa biodrivmedel, ge mycket låga och t.o.m. negativa produktionskostnader (intäkt) för fjärrvärme. I dessa fall är det intressant att studera påverkan på anläggningarnas drift och på systemresultatet om spillvärmen från raffinaderierna hanteras rent ekonomiskt i modellen och konkurrerar med övriga produktionsanläggningar. Spillvärme från avfallsförbränning hanteras på samma sätt som tidigare i och med att avfallsförbränningen antas bistå som samhällsfunktion i första hand för att ta hand om hushållsavfallet.

Två prisnivåer på spillvärme vintertid (oktober-april) studeras, 50 SEK/MWh och 100 SEK/MWh, sommarpriset på spillvärme antas vara 0 SEK/MWh [12]. Spillvärme prissätts ofta efter alternativkostnaden i fjärrvärmesystemet, därför studeras resultatet även

med det spillvärmepris vintertid som krävs för att ingen av referenssystemets anläggningar²¹ ska erhålla lägre produktionskostnad än spillvärmepriset, förutsatt positiva produktionskostnader, och som i minsta möjliga mån påverkar jämförelsen mellan de bioförgasningsintegrerade teknikalternativen.

6.2.1 Betydelse av hantering av spillvärmeleveranser

I de scenarier för vilka vissa bioförgasningsintegrerade anläggningsalternativ har en lägre produktionskostnad för fjärrvärme än det antagna spillvärmepriset, se Figur 35, producerar dessa anläggningar före raffinaderiernas spillvärme.



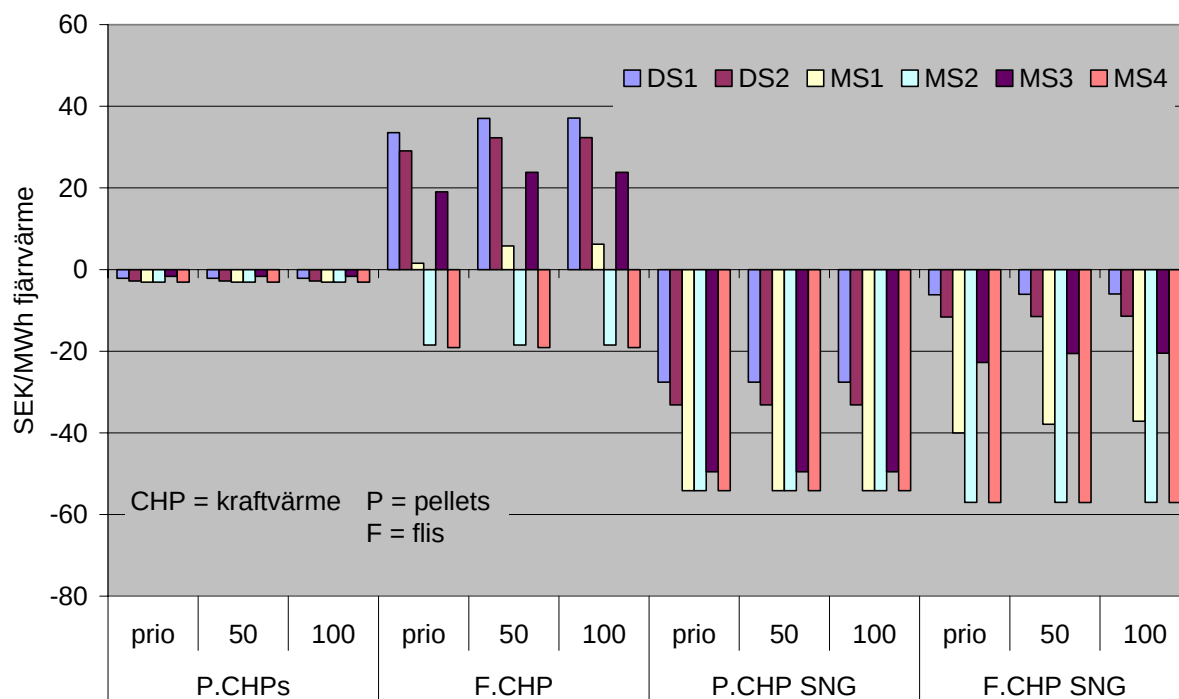
Figur 35 Rörlig produktionskostnad för fjärrvärme i produktionsanläggningarna.

Med ett spillvärmepris på 50 SEK/MWh vintertid producerar Rya KVV med naturgas som bränsle före spillvärmen i MS1. Med den högre spillvärmeprisnivån på 100 SEK/MWh producerar Rya KVV med naturgas som bränsle före spillvärmen dessutom i scenario MS2.

Den ombyggda förgasningslinjen för F.CHP kommer först i produktionsordningen av de konkurrerande anläggningarna inklusive spillvärmeleveranserna från raffinaderierna, i scenario DS1, DS2, MS1, MS2 och MS3 förutsatt den högre prisnivån på spillvärme. F.CHP SNG påverkas likvärdigt som F.CHP av prissättningen av spillvärmen förutom att Rya KVV i scenario MS2 enbart producerar med naturgas som bränsle då det är mer lönsamt. Med den lägre prisnivån för spillvärme är produktionskostnaderna för F.CHPs förgasningslinje samt för övriga två produktionslinjer med naturgas högre än spillvärmepriset i scenario MS2, varför spillvärmeleveransen kommer före i produktionsordningen. Som nämnts ovan, kommer Rya KVV och således även F.CHP SNG, efter spillvärmeleveranserna i produktionsordningen i detta scenario. I scenario MS4 har båda dessa teknikalternativ samt Rya NG högre produktionskostnader än de båda spillvärmeprisnivåerna, varför ingen skillnad sker från tidigare resultat. De övriga kraftvärmealternativen, P.CHPs och P.CHP SNG, påverkas inte av prissättning av spillvärmen i och med dess höga produktionskostnader för fjärrvärme.

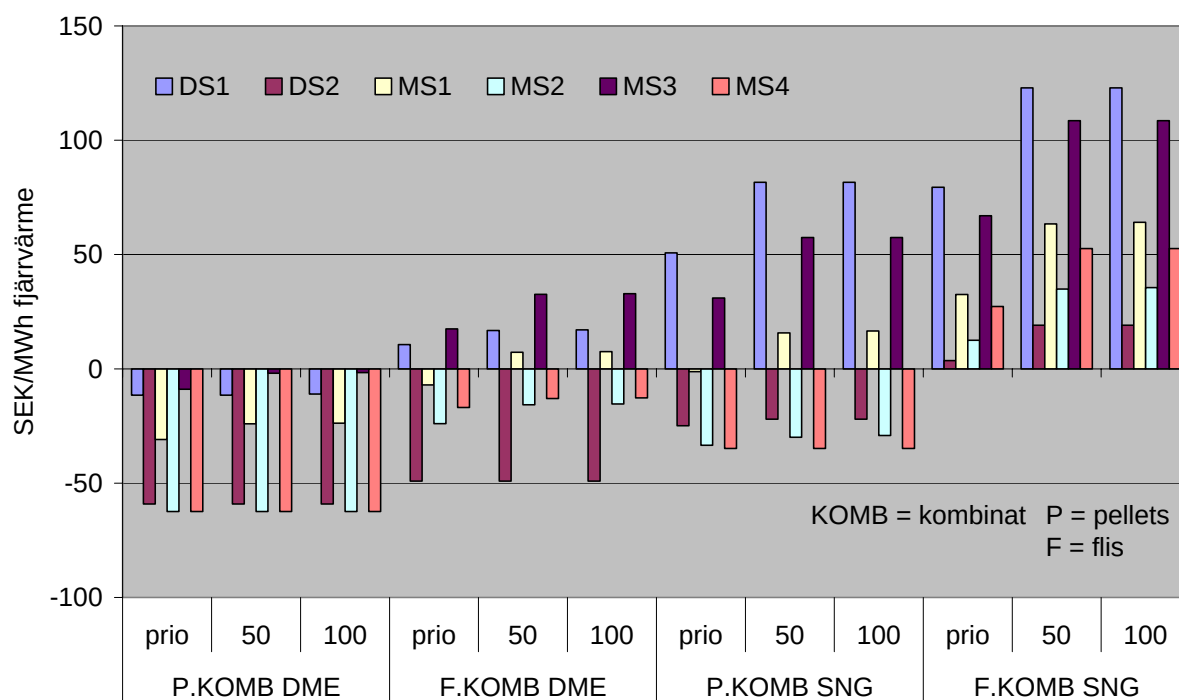
²¹ I känslighetsstudien visas enbart Rya KVV och inte övriga produktionsanläggningar i referenssystemet av enkelhetsskäl. Resultatet med vald prisnivå påverkas inte av övriga produktionsanläggningars alternativkostnad.

I och med SNG-kombinatens låga produktionskostnad i scenarierna, producerar dessa före spillvärmeleveranserna från raffinaderierna vintertid med båda spillvärmeprisnivåerna. Det gör även F.KOMB DME, förutom i scenariot med enbart utsläppsätter som styrmedel för alternativa biodrivmedel. P.KOMB DME kommer före raffinaderiernas spillvärmeleverans i produktionsordningen vintertid med båda spillvärmeprisnivåerna i scenario MS1 och MS3, och även i DS1, förutsatt det lägre spillvärmepriset på 50 SEK/MWh.



Figur 36 Systemresultat (intäkt) för kraftvärmealternativen med prioritering (prio) och med prissättning (med 50 och 100 SEK/MWh spillvärme) av spillvärmeleveranserna.

Systemresultatet för kraftvärmealternativen påverkas enbart lite av prissättningen av spillvärmen. För F.CHP ges största differens i systemresultat mellan prioritering och prissättning på ca 5 SEK/MWh i MS1 och MS3. Resultatet visar att vilken prisnivå som väljs spelar en obetydande roll för resultatet, se Figur 36.

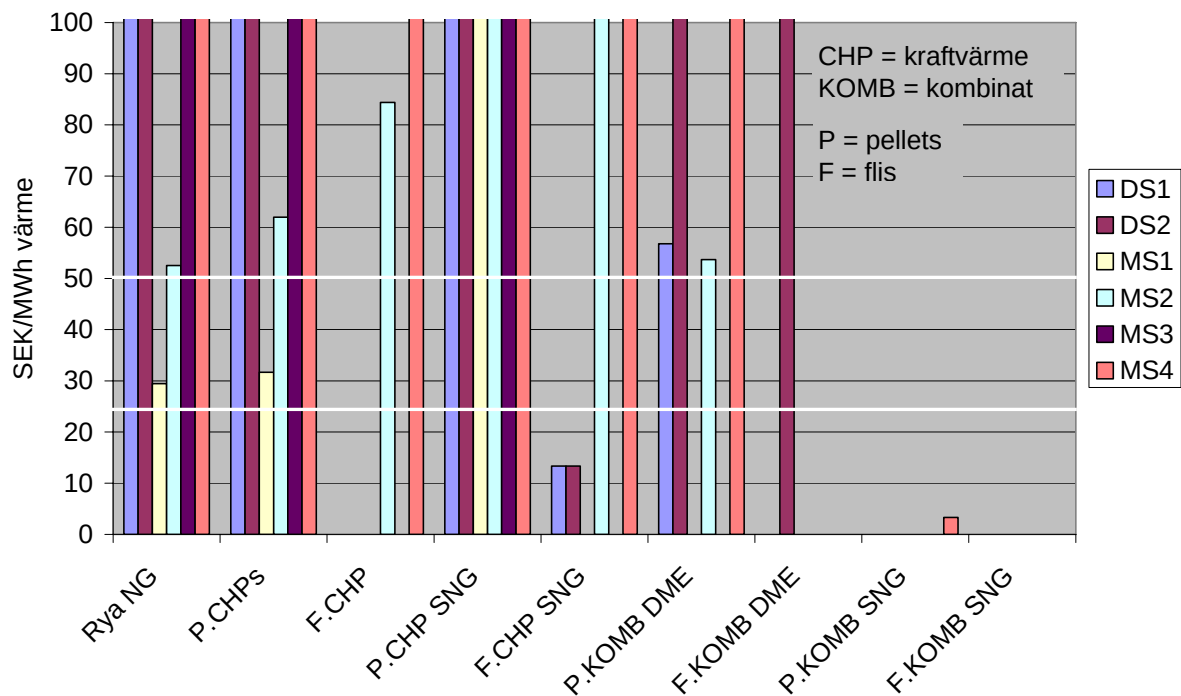


Figur 37 Systemresultat (intäkt) för energikombinaten med prioritering (prio) och med prissättning (med 50 och 100 SEK/MWh spillvärme) av spillvärmeleveranserna.

För de kombinatanläggningar som har positiva rörliga systemresultat, se Figur 25, påverkar hantering av spillvärmen dess lönsamhet än mer positivt, se Figur 37. Störst skillnad i systemresultat erhålls för F.KOMB SNG på över 40 SEK/MWh fjärrvärme i scenario DS1. Av DME-kombinaten påverkas F.KOMB DME:s systemresultat som mest, med ca 15 SEK/MWh fjärrvärme i scenario MS3. Samma som för kraftvärmealternativen visar systemresultatet för kombinalternativen att prisnivån på antingen 100SEK/MWh eller 50 SEK/MWh för spillvärmen är obetydlig för systemresultatet.

6.2.2 Val av prisnivå

För att hitta en spillvärmeprisnivå studeras anläggningarnas produktionskostnad inom intervallet 0 till 100 SEK/MWh spillvärme, se Figur 38. Målet är att hitta ett spillvärmepreis som är lägre än produktionskostnaden för fjärrvärme för referenssystemets anläggningar, förutsatt positiva produktionskostnader, och som påverkar jämförelsen mellan de bioförgasningsintegrerade teknikalternativen i minsta möjliga mån.



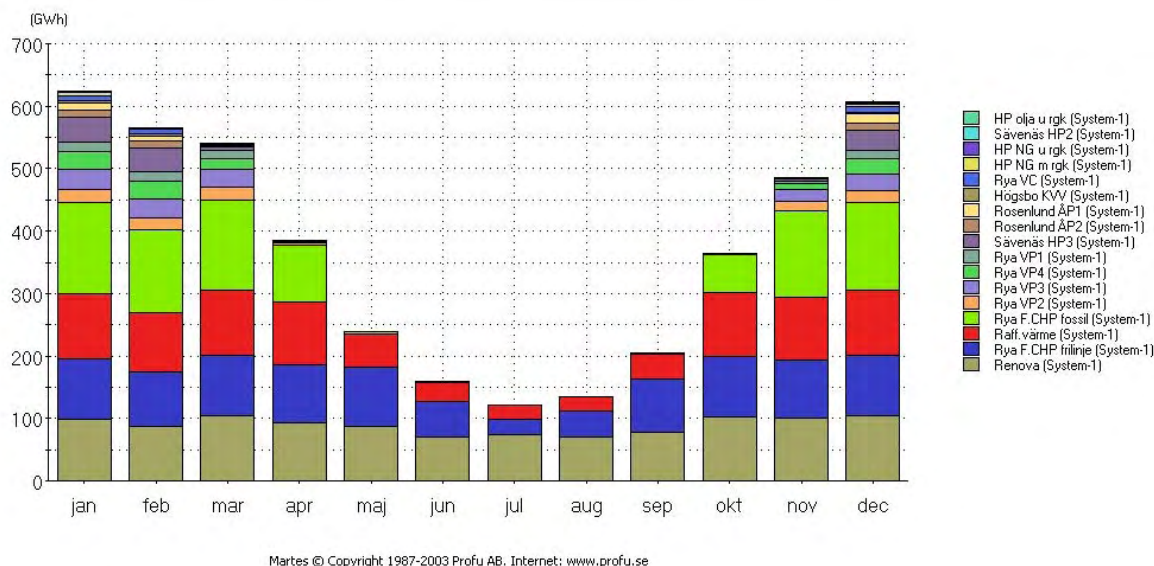
Figur 38 Produktionskostnad för fjärrvärme för de studerade teknikalternativen.

Spillvärmeprisnivån på 25 SEK/MWh har valts för att produktionskostnaden för Rya KVV med naturgas som bränsle (Rya NG), med lägst produktionskostnader på knappt 30 SEK/MWh fjärrvärme i scenario MS1, i samtliga scenarier ska vara högre än spillvärmepriset. Ett spillvärmepris mellan 25 och 100SEK/MWh påverkar inte produktionsordningen för de förgasningsintegrerade anläggningsalternativen i något av scenarierna undantaget P.KOMB DME som i scenario DS1 har en produktionskostnad på ca 55 SEK/MWh. I detta scenario är systemresultatet för P.KOMB DME dock negativt, även med ett spillvärmepris på 100 SEK/MWh.

Vald prisnivå för spillvärmeleveranser är lägre än båda prisantagandena med år 2006 som tidsperspektiv. Prisnivån på 25 SEK/MWh som bestämts utifrån alternativa produktionskostnader tros vara ett mer lämpligt antagande för studiens scenarier. Möjligtvis skulle spillvärmen kunna prissättas ännu lägre för att undvika produktion i bioförgasningsintegrerade anläggningar före spillvärmeleveranserna. En undre gräns för spillvärmepriset är det pris som motsvarar alternativkostnaden att kyla bort spillvärmen, vilken ligger kring -10 till -20 SEK/MWh värme [12]. I flera scenarier är produktionskostnaden för vissa teknikalternativ lägre än denna alternativkostnad varför denna prissättning ändå inte hanterar de scenarier där anläggningsalternativens produktion ersätter spillvärme i energisystemet och som dessutom minskar jämförbarheten teknikalternativen emellan.

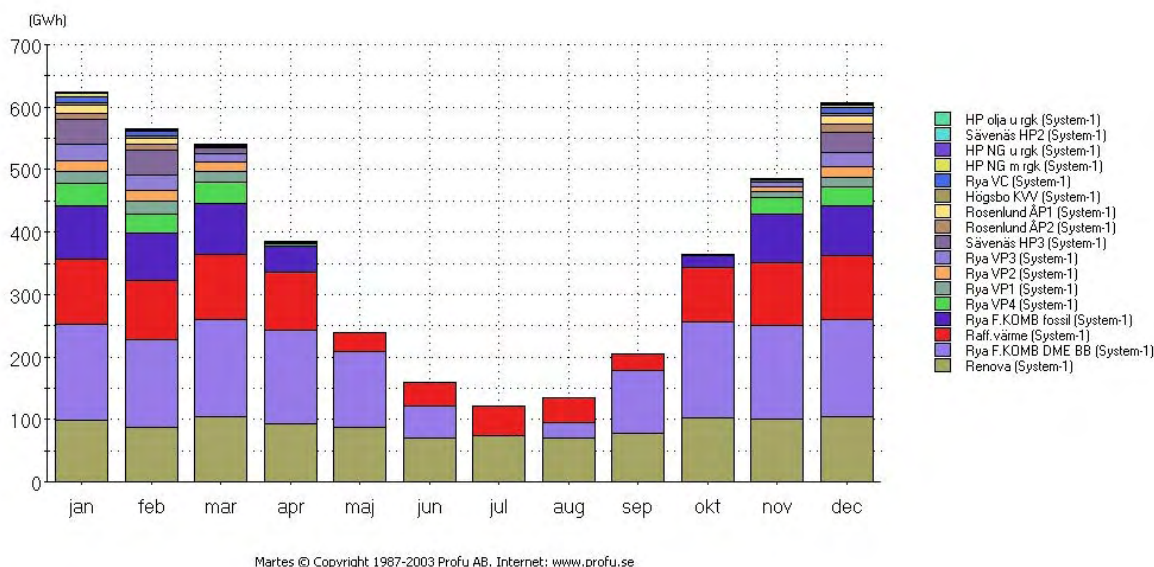
6.2.3 Produktionsresultat i energisystemet med vald prisnivå

Med spillvärmepriset på 25 SEK/MWh under vinterperioden och 0 SEK/MWh under sommarperioden ges följande resultat.



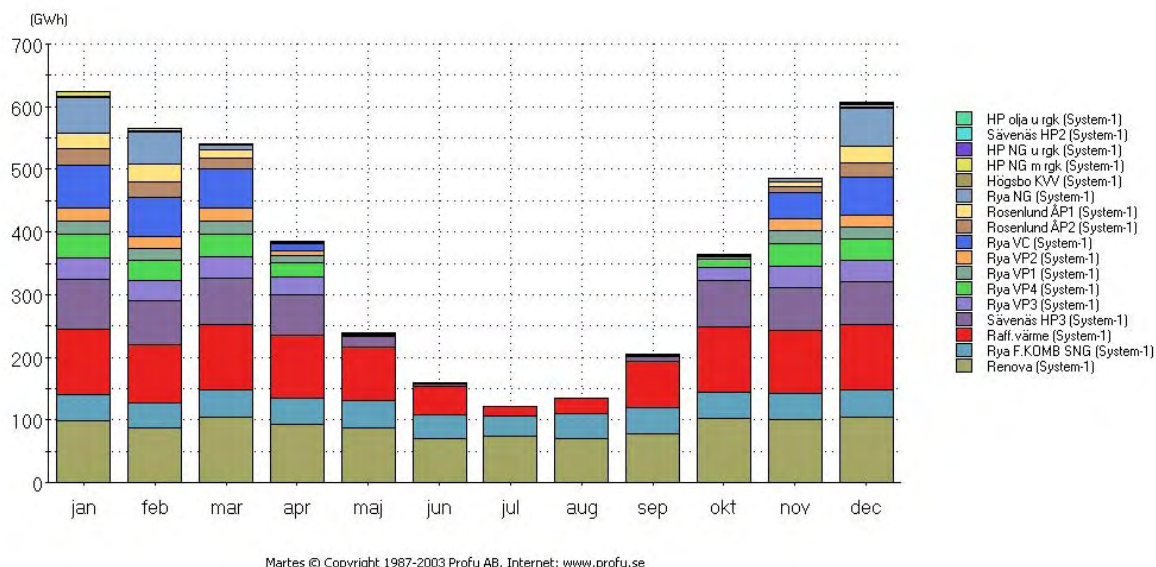
Figur 39 Fjärrvärmeproduktion i energisystemet med F.CHP i scenario MS3 vid prissättning av spillvärme (25 SEK/MWh vintertid och 0 SEK/MWh sommartid).

Med prissättning av spillvärmen kommer F.CHP före raffinaderiernas spillvärmeleverans i produktionsordningen i scenario DS1, DS2 och MS1 och MS3, se Figur 39. F.CHP SNG kommer före raffinaderiernas spillvärmeleverans i samma scenarier som F.CHP, dock enbart vintertid i DS1 och DS2. Produktionsordningen med P.CHPs och P.CHP SNG i energisystemet är oförändrat.



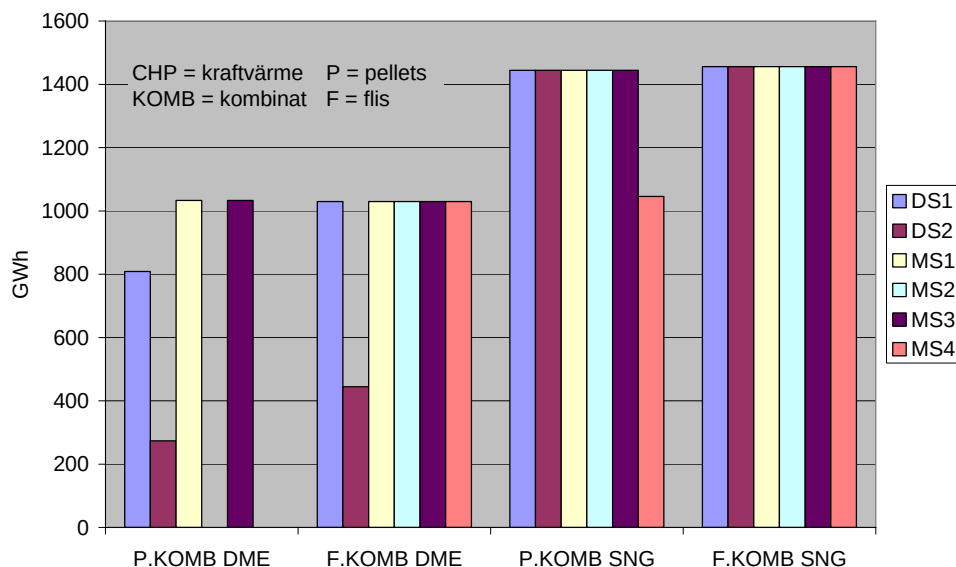
Figur 40 Fjärrvärmeproduktion i energisystemet med F.KOMB DME i scenario MS3 vid prissättning av spillvärme (25 SEK/MWh vintertid och 0 SEK/MWh sommartid).

F.KOMB DME kommer före raffinaderiernas spillvärmeleverans i produktionsordningen under hela året i samtliga scenarier utom i scenario DS2, se t.ex. produktionsresultat i scenario MS3 i Figur 40. P.KOMB DME kommer före raffinaderiernas spillvärmeleverans i produktionsordningen under hela året i scenario MS1 och MS3.



Figur 41 Fjärrvärmeproduktion i energisystemet med F.KOMB SNG i scenario DS1 vid prissättning av spillvärme (25 SEK/MWh vintertid och 0 SEK/MWh sommartid).

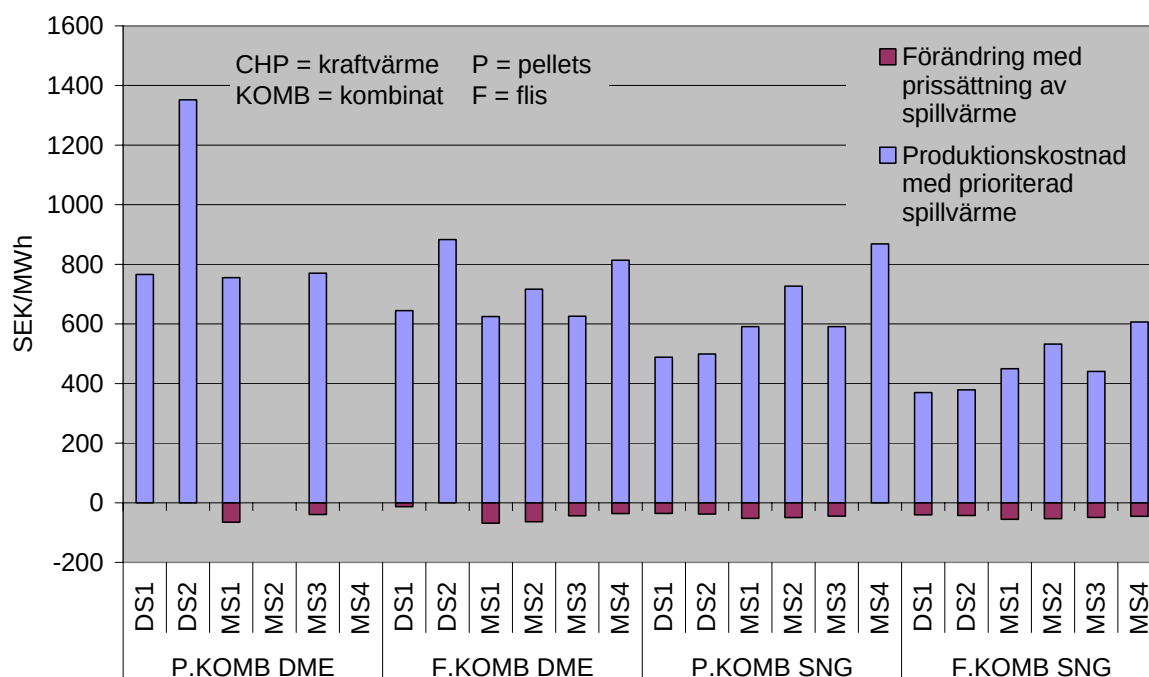
F.KOMB SNG kommer före raffinaderiernas spillvärmeleverans i produktionsordningen under hela året i samtliga scenarier, för produktionsresultat i scenario DS1, se Figur 41. Produktionsresultatet för P.KOMB SNG skiljer sig från F.KOMB SNG i scenario MS4 då anläggningen kommer före raffinaderiernas spillvärmeleverans enbart vintertid.



Figur 42 Drivmedelsproduktion i energisystemet vid prissättning av spillvärme (25 SEK/MWh vintertid och 0 SEK/MWh sommartid).

Då spillvärmen prissätts med ett spillvärmepris på 25 SEK/MWh vintertid och 0 SEK/MWh sommartid, i stället för att prioriteras, produceras betydligt mer drivmedel, jämför Figur 42 och Figur 23. F.KOMB SNG producerar ca 400 GWh mer SNG jämfört med då spillvärmen prioriteras. P.KOMB SNG erhåller ungefär samma produktionsökning som för F.KOMB SNG i samtliga scenarier, utom i scenario MS4 som ger oförändrad produktionsmängd. F.KOMB DME får ökad produktion med ca 225 GWh i samtliga scenarier utom i scenario DS2, som ger oförändrad produktionsmängd. P.KOMB DME får ökad produktion i scenario MS1 och MS3 med ungefär samma produktionsökning som för F.KOMB DME.

F.KOMB SNG:s systemresultat ökar i samtliga scenarier med ett spann på 15 till 43 SEK/MWh fjärrvärme, se Figur 44. F.KOMB DME:s systemresultat ökar med som mest 15 SEK/MWh fjärrvärme i scenario MS3. F.CHP:s systemresultat ökar med som mest 5 SEK/MWh fjärrvärme i scenario MS3.



Figur 45 Produktionskostnad för drivmedel inklusive minskningen av produktionskostnaden vid prissättning (25 SEK/MWh vintertid och 0 SEK/MWh sommartid) i stället för prioritering av spillvärmeleveranserna.

Produktionskostnaden för drivmedel minskar för de anläggningsalternativ vars produktion ökar med prissättningen av spillvärmens i och med att de fasta kostnaderna slås ut på en större produktionsmängd drivmedel, se Figur 45. Den största skillnaden i produktionskostnad jämfört med prioriterad spillvärme erhålls i scenario MS1 för DME-kombinaten med ca 70 SEK/MWh drivmedel.

7 Diskussion

I detta kapitel ges en diskussion om studiens resultat av förgasningsteknikens roll att på ett kostnadseffektivt sätt bidra till CO₂-reduktion i det lokala fjärrvärmesystemet, om stabiliteten i resultatet samt en efterföljande metodkritik. För teknikjämförelser studeras enbart teknikalternativens flisdesign.

7.1 Bioförgasning för kraftvärmeproduktion

Av kraftvärmealternativen är alternativet med en ombyggnation av en produktionslinje i Rya KVV (F.CHP) det enda teknikalternativ som i scenarier med låga biobränslepriser, högt elpris och elcertifikat relativt fossilbränslepriserna, ger lönsamhet, se Figur 24. Systemresultatet, som definieras som minskningen av årlig genomsnittskostnad (intäkt) för fjärrvärmeproduktion i energisystemet vid integration av bioförgasning, är som högst för F.CHP i det scenario där ovan nämnda prisrelationer är som kraftigast (DS1) på 34 SEK/MWh fjärrvärme. I scenariot där prisrelationerna är som kraftigast men med skatter exkluderade (DS2) erhåller F.CHP högst systemresultat av samtliga teknikalternativ som ingår i studien, på 29 SEK/MWh fjärrvärme.

Kompensation av dellastprestanda i scenario DS1, det scenario där F.CHP huvudsakligen producerar i dellast, ger en försämring av systemresultatet med -5 SEK/MWh fjärrvärme (15% minskning), se Avsnitt 6.1.1.3. Hantering av spillvärme i energisystemet påverkar systemresultatet för F.CHP med som mest 5 SEK/MWh fjärrvärme (26% ökning från systemresultatet 19 SEK/MWh) i scenario MS3, då spillvärmen prissätts i stället för att prioriteras, se Figur 43.

Ombyggnation av en produktionslinje i Rya KVV medför en kostnad vilken inte inkluderats i studien. En ombyggnadskostnad på exempelvis 100 MSEK ger ett reducerat systemresultat med ca 2 SEK/MWh (6% minskning av systemresultatet i DS1). Kapaciteten för naturgasbaserad produktion i Rya KVV är reducerad till två av dess tre produktionslinjer efter ombyggnation av en produktionslinje. I scenarier där naturgasbaserad produktion i Rya KVV är mer lönsam än produktion i bioförgasningslinjen ges för teknikalternativet F.CHP ett negativt rörligt systemresultat, med som mest med -1 SEK/MWh av det totala systemresultatet på -19 SEK/MWh i scenario MS4 på grund av reducerad kapacitet för naturgasbaserad produktion i Rya KVV. Driftoptimering av Rya KVV har inte studerats inom denna studie men det finns risk att ombyggnationen ger reducerade möjligheter till flexibilitet vid driftoptimering vilket kan medföra förlorade intäkter.

Resultatet för metaniseringsanläggningen visar att tekniken för förädling av biobränslet till SNG bär för höga fasta kostnader för att bli ekonomiskt intressant för kraftvärmeproduktion (P.CHP SNG och F.CHP SNG), se Figur 24. Anläggningsalternativet med en liten integration av bioförgasning i Rya KVV (P.CHPs) ger mycket små effekter på systemet.

Förutsatt ett lågt biobränslepris relativt fossilbränslepriset och ett högt elcertifikat är det vid givna förutsättningar ekonomiskt intressant med integration av bioförgasning för kraftvärmeproduktion för det teknikalternativ som kräver en ombyggnation av Rya KVV (F.CHP). Lönsamheten för tekniken i systemet är känsligt för prisvariationer och påverkas i viss utsträckning av dellastprestanda och spillvärmehantering. Övriga kraftvärmealternativ är olönsamma, givet förutsättningarna.

7.2 Bioförgasning för polygeneration av drivmedel, el och värme

SNG-kombinatet i energisystemet ger lönsamhet i samtliga scenarier vilket visar på en robusthet för pris- och styrmedelsvariationer, dessutom ges högst systemresultat (intäkt) av samtliga teknikalternativ i studien i samtliga scenarier förutom i scenariot med enbart utsläppsrätter som styrmedel för alternativa biodrivmedel (DS2), se Figur 24. Högsta systemresultat på 79 SEK/MWh fjärrvärme erhålls i scenariot med lägst biobränslepriser relativt fossilbränslepriserna och med skatteunderlättnad för alternativa biodrivmedel (DS1).

Känslighetsanalysen för spillvärmehantering visar en positiv påverkan på systemresultatet för SNG-kombinatet, med som mest 43 SEK/MWh (54% ökning) i scenario DS1, då spillvärmen prissätts i stället för att prioriteras, se Figur 43. Huvuddelen av produktionen sker i fullast varför dellastprestandans betydelse är liten, som mest påverkas resultatet med -5 SEK/MWh fjärrvärme (6 % minskning) i DS1, om anläggningen enbart kan producera i fullast, se Avsnitt 6.1.2.4.

DME-kombinatets högsta systemresultat på 17 SEK/MWh fjärrvärme erhålls i scenario MS3, se Figur 24, till skillnad från övriga teknikalternativ som erhåller högst systemresultat i scenario DS1. Detta beror på för DME-kombinatet ökad naturgasbaserad produktion i Rya KVV vilket ger en konkurrensnackdel i scenarier med lågt elpris relativt naturgaspriset, vilket är fallet i scenario DS1. Vid prissättning av spillvärme ökar systemresultatet med som mest 15 SEK/MWh fjärrvärme (88% ökning) i scenario MS3, se Figur 43. Studien av betydelse av dellastprestanda visar på mycket liten inverkan på systemresultatet med -0,3 SEK/MWh fjärrvärme (3% minskning) i scenario DS1, se Avsnitt 6.1.2.3.

Jämförelse mellan SNG- och DME-kombinat visar att SNG-kombinatet har ett högre rörligt systemresultat i samtliga scenarier samtidigt som SNG-kombinatets fasta kostnader är lägre, se Figur 25. Det högre rörliga systemresultatet beror på en längre drifttid för SNG-kombinatet som producerar fristående från Rya KVV samt på dess högre utbyte från biobränsle till drivmedel. I och med ett högre rörligt systemresultat utan konkurrens med spillvärmeleveranserna ökar systemresultatet mer för SNG-kombinatet än för DME-kombinatet då bioförgasningsanläggningarna tillåts konkurrera med spillvärmeleveranserna från raffinaderierna. Dellastprestanda har liten betydelse för systemresultatet för både SNG- och DME-kombinat och teknikjämförelsen påverkas inte.

SNG-kombinatet visar på en robusthet för variation av ekonomiska förutsättningar medan DME-kombinatet ger lönsamhet i scenarier med låga biobränslepriser relativt fossilbränslepriserna samt med styrmedel för alternativa biodrivmedel och ett lågt CO₂-pris.

7.3 Kraftvärme eller kombinat med drivmedelsproduktion

Förädling av biobränsle till SNG är vid givna förutsättningar lönsamt vid försäljning som alternativt biodrivmedel men bär för höga fasta kostnader för att ge lönsamhet vid användning av SNG till el- och värmeproduktion i Rya KVV. Även med scenarier där intäkterna för grön el är högre än intäkterna för alternativa biodrivmedel ges högre rörligt systemresultat genom att sälja SNG som alternativt biodrivmedel än att låta den förädlade gasen genomgå ytterligare en energiomvandling i Rya KVV för att producera el och värme se Figur 25. Det skulle kunna uppstå scenarier, utanför studiens scenarier, där SNG:n bättre används i kraftvärmesektorn vissa driftår/vissa delar av året och i transportsektorn andra driftår/andra delar av året, varför metaniseringsanläggningen har potential att på ett flexibelt sätt möta framtida ekonomiska förutsättningar.

SNG-kombinatet ger högst systemresultat i samtliga scenarier, undantaget i scenariot med enbart utsläppsrätter som styrmedel för alternativa biodrivmedel. I detta scenario ger i stället kraftvärmealternativet med ombyggnation av Rya KVV (F.CHP) högst systemresultat.

Känslighetsanalysen för då konkurrens med spillvärmeleveranserna från raffinaderierna tillåts, visar att det rörliga systemresultatet ökar, särskilt för kombinatanläggningarna. DME-kombinatet F.KOMB DME som med prioritering av spillvärmen har sämre lönsamhet än F.CHP i samtliga scenarier, får i stället med prissättning av spillvärmen bättre lönsamhet än F.CHP i scenariot med låga biobränslepriser och höga elpriser relativt fossilbränslepriserna, samt med högt drivmedelscertifikat och låg CO₂-nivå (scenario MS3), se Figur 24 och Figur 43. Påverkan av dellastprestanda har ingen betydelse för jämförelsen av det mest lönsamma teknikalternativet av kraftvärmealternativen och av kombinatalternativen.

7.4 Pellets eller flis som bränsle

Entydigt visar resultatet att det ger ett högre systemresultat med investering i teknikalternativens design för flis än för pellets förutsatt att anläggningarnas produktion är lönsam. Variationer i det rörliga systemresultatet är betydligt större än differensen i fasta kostnader mellan designalternativen för flis och för pellets, se Figur 25. Ett exempel är SNG-kombinatets flis- och pelletsdesign, som i fasta kostnader skiljer 3 SEK/MWh fjärrvärme och det rörliga systemresultatets varierar från 31 till 65 SEK/MWh fjärrvärme i scenarierna. Den ekonomiska fördelen med flis som bränsle jämfört med pellets tros kunna bli ännu större om torkningen av flis tidförskjuts till perioder med lägre fjärrvärmebehov.

7.5 Bioförgasningsintegrationens påverkan på elproduktionen i systemet

I scenarier med låga biobränslepriser och lågt elpris relativt naturgaspriset (DS) bidrar integration av bioförgasning till kraftvärmeproduktion till ökad nettoproduktion av el i energisystemet, se Figur 22. Med skattelättnad för alternativa biodrivmedel i ovan nämnda scenario (DS1) ges ökad nettoproduktion av el för DME-kombinatet och minskad nettoproduktion av el för SNG-kombinatet. För DME-kombinatet som är integrerad med Rya KVV medför lönsam drivmedelsproduktion ökad drift i Rya KVV, och därmed ökad produktion av el. SNG-kombinatet som är fristående från Rya KVV och producerar som baslastanläggning först i produktionsordningen av de konkurrerande anläggningarna, och i och med att SNG-kombinatet konsumerar mer el än vad det producerar bidrar detta till minskad nettoproduktion av el. Spillvärme från både DME-kombinat och SNG-kombinat ersätter till viss del produktion i värmepumpar, men även i kraftvärmeanläggningar, varför denna inverkan på nettoproduktionen av el är svårtolkad.

Med integration av bioförgasning i systemet, ges i scenarier med högt elpris relativt naturgaspriset något minskad elproduktion på grund av att förgasningsprocessen konsumerar el och att producerad spillvärme i processen till viss del ersätter lönsam kraftvärmeproduktion i energisystemet. Störst är minskningen av elproduktion för SNG-kombinatet.

Generellt sett ger scenarier med höga elpriser relativt naturgaspriset betydligt högre nettoproduktion av el än scenarier med lågt elpris relativt naturgaspriset.

7.6 Miljöpåverkan

För de flesta teknikalternativ minskar CO₂-emissionerna lokalt med integration av bioförgasning, se Figur 27, t.ex. ger kraftvärmealternativet med ombyggnation av en produktionslinje (F.CHP) en halvering av CO₂-emissionerna jämfört med referenssystemets

emissioner på 200 kton/år med dagens scenarier. DME-kombinat, ger däremot en fördubbling av CO₂-emissioner lokalt, i scenario DS1. Ökningen av CO₂-emissionerna lokalt beror på ökad drift i Rya KVV med naturgas som ersätter CO₂-”neutral” teknik som värmepumpar och hetvattenpannor eldade med biobränsle. Med kompensation för alternativ produktion av el och alternativ användning av drivmedel ges däremot högst CO₂-reduktionen för DME-kombinatet av samtliga teknikalternativ, från referenssystemets 110kton/år till -340kton/år, för samma scenario, se Figur 28. Vid kompensation för alternativ produktion av el och alternativ användning av drivmedel (europeiskt perspektiv) ges generellt sett en betydlig CO₂-reduktion för samtliga teknikalternativ i systemet förutsatt ett positivt rörligt systemresultat (eller reducerad kapacitet för att elda naturgas i Rya KVV efter ombyggnation av en produktionslinje).

De totala emissionerna av CO₂ lokalt varierar kraftigt med scenarierna, och ännu kraftigare är variationerna av CO₂-emissionerna med kompensation för alternativ produktion av el och alternativ användning av drivmedel vilka påverkas i stor uträkning av varje scenarios marginalteknik för elproduktion.

7.7 Kostnad för CO₂-reduktion

Kostnad för CO₂-reduktion i ett europeiskt perspektiv, varierar kraftigt med teknikval och med scenarierna, se Figur 29. I och med att bioförgasningstekniken är lönsam i vissa scenarier och olönsam i andra kan kostnaden både vara positiv och negativ. Kombinatet med förädling av flis till SNG (F.KOMB SNG) ger i systemet lägst kostnad för CO₂-reduktion i samtliga scenarier utom i scenariot utan extra styrmedel för alternativa biodrivmedel utöver utsläppsrätter. F.KOMB SNG är dessutom det enda teknikalternativ som ger en negativ kostnad för CO₂-reduktion i samtliga scenarier. Den lägsta kostnaden på -1,4 SEK/kg CO₂ erhålls i scenariot med lägst biobränslepriser och elpris relativt fossilbränslepriserna och med skattelättnad för alternativa biodrivmedel (DS1). I scenariot med enbart utsläppsrätter som styrmedel för alternativa biodrivmedel men som inkluderar gröna elcertifikat (DS2), ges den mest kostnadseffektiva CO₂-reduktionen för kraftvärmealternativet med ombyggnation av en produktionslinje i Rya KVV (F.CHP) med en kostnad på -0,3 SEK/kg CO₂.

7.8 Metod-, scenarie- och rimlighetsgranskning

Metoden för modelleringen av förgasningstekniken i det lokala systemet har utvecklats från att till en början utgöras av en grov beskrivning av anläggningsalternativen till att sedan förfinas efter att ha genomfört känslighetsanalyser under projektets gång. Alla dessa steg redovisas inte i denna rapport. Det har t.ex. visat sig vara viktigt för resultatet att den del av Rya KVV som konverteras till förgasat biobränsle kan analyseras fristående från övriga Rya, om sådan drift är möjlig.

7.8.1 Känslighetsanalyser

Vissa förfiningar, t.ex. modellering av dellastprestanda, har varit önskvärda men som ändå exkluderats i standardmodelleringen pga. dess komplexitet. I stället har dellastprestanda hanterats genom en känslighetsanalys för de anläggningsalternativ där dellastprestanda uppskattas ha störst betydelse och för de mest intressanta anläggningsalternativen, se Avsnitt 6.1.

Driftoptimering mellan drift i kombi-cykel och i kombi-cykel med tillsatseldning har inte modellerats. Eftersom tekniken är ny vore det relevant att utföra en känslighetsanalys av prestandan i fullast. En sådan känslighetsanalys har inte rymts inom denna studie, men med tanke på att anläggningarnas dellastprestanda visat sig ge litet utslag på det ekonomiska

resultatet skulle man kunna tänka sig ett liknande, men omvänt, resultat vid en justering av fullastprestanda till det bättre. Det ekonomiska resultatet skulle även kunna påverkas av förgasningsanläggningarnas tillgänglighet i drift vilket inte har beaktats i studien.

7.8.2 Antagande om värmelasten som styrande

Värmelasten i systemet styr anläggningarnas produktion i och med antagandet att all värme ska tas om hand för att produktion ska tillåtas. För kraftvärmeverk och för energikombinat med ett närliggande förhållande mellan produkterna kan ett sådant antagande vara rimligt men för ett kapitalintensivt bioraffinaderi, som SNG-kombinatet skulle kunna benämnas som, kan antagandet vara tveksamt ur ett ekonomiskt perspektiv. För vissa anläggningsalternativ skulle det vara ekonomiskt lönsamt att frånga antagandet. Detta kan tolkas ur resultatet för känslighetsanalysen för hantering av spillvärme, se Avsnitt 6.2.4, som visar på kraftigt ökade systemresultat då möjlighet ges för ökad produktion, då anläggningen tillåts konkurrera med spillvärmeleveranserna från raffinaderierna. Beroende på hur systemgränserna sätts och vilket referenssystem som studeras kan antagandet vara tveksamt även ur ett resursutnyttjandeperspektiv beroende på vilken produktion/konsumtion som ersätts.

7.8.3 Scenarier

Med tanke på att variationen av de ekonomiska förutsättningarna ger så pass stort utslag på resultatet kan de ekonomiska parametrarna sägas ha viss spridning och kan eventuellt kunna fungera som en känslighetsanalys av teknikernas lönsamhet. Vissa teknikalternativ står sig konsekvent bättre eller konsekvent sämre jämfört med andra teknikalternativ även om teknikerna har olika för- och nackdelar. Förädling av biobränsle till SNG är ett sådant exempel där resultatet entydigt visar på bättre lönsamhet om SNG:n säljs som alternativt biodrivmedel än om den används till att producera el och värme i Rya KVV, se Figur 24. Det skulle därför kunna finnas ett värde av att variera vissa scenarieparametrar kraftigare. Dygnsvisa och säsongsvisa variationer av el- och bränslepriser skulle dessutom kunna visa på andra för- och nackdelar med teknikalternativen beroende på möjlighet till driftoptimering.

Göteborgs energisystem är unikt med mycket stor tillgång av spillvärmeleveranser med få aktörer. En osäkerhet är huruvida man principiellt och ekonomiskt tillåter att en kombinat- eller kraftvärmeanläggning konkurrerar med de lokala spillvärmeleveranserna. Man kan ställa sig tveksam till kraftvärmeproduktion i stället för utnyttjande av lokala spillvärmetillgångar men det ekonomiska perspektivet kan skilja sig från ett resursutnyttjandeperspektiv. För att få större generaliserbarhet i resultatet samt för att studera hur resultatet påverkas av spillvärmeleveranserna genomförs en känslighetsanalys, se Avsnitt 6.2. Denna studie visar att spillvärmehantering har stor betydelse för kombinatteknikernas lönsamhet i systemet. Förlängd drifttid skulle kunna ge ökat underlag för modifierad/förbättrad design.

8 Sammanfattning och avslutning

Studien av förgasningsteknikens roll i lokala fjärrvärmesystem visar att det vid vissa förutsättningar kan vara intressant med integration av bioförgasning med Rya KVV både för kraftvärmeproduktion och för drivmedelsproduktion i ett energikombinat.

Det anläggningsalternativ som vid givna förutsättningar entydigt visar sig vara mest intressant ur ett ekonomiskt perspektiv, med en robusthet för variation av ekonomiska förutsättningar, är fliskombinatet för SNG-produktion, som givet förutsättningarna erhåller ett systemresultat mellan 4 och 79 SEK/MWh fjärrvärme. Bäst lönsamhet ges i scenarier med låga biobränslepriser relativt fossilbränslepriserna och med skattelättnad eller drivmedelscertifikat för alternativa biodrivmedel, men även i scenarier med enbart utsläppsrätter som styrmedel för alternativa biodrivmedel kan produktionen ge lönsamhet, förutsatt ett lågt biobränslepris relativt fossilbränslepriset. Till skillnad från resultatet av SNG-kombinatet i energisystemet är lönsamheten för DME-kombinatet känslig för variation av de ekonomiska förutsättningarna, dess sämre lönsamhet beror på en högre investering, dess lägre utbyte från biobränsle till drivmedel samt på grund av beroendet av Rya KVV:s drift. SNG-kombinatet påverkas mest positivt av en prissättning av spillvärmen vars systemresultat blir ännu högre jämfört med övriga teknikalternativ. Dellastprestanda har liten betydelse för systemresultatet för både SNG- och DME-kombinat och teknikjämförelsen påverkas inte.

Entydigt visar resultatet att vid givna förutsättningar ges bättre lönsamhet om SNG säljs som alternativt biodrivmedel än att låta den förädlade gasen genomgå ytterligare en energiomvandling i Rya KVV för att producera el och värme. Kraftvärmealternativet med en ombyggnation av Rya KVV (F.CHP) har med en lägre investering bättre ekonomiska förutsättningar än kraftvärmealternativet med metanisering (till SNG) och ger lönsamhet i scenarier med låga biobränslepriser relativt fossilbränslepriserna och med högt elcertifikatpris. Lönsamheten för tekniken i systemet är känsligt för prisvariationer och påverkas i viss uträkning av känslighetsanalyserna för spillvärmehantering och dellastprestanda. Exkludering av kostnad för ombyggnation av en produktionslinje för teknikalternativet F.CHP har viss inverkan på systemresultatet. Ombyggnationen kan även medföra reducerad flexibilitet i drift vilket inte studerats i detalj. Kraftvärmealternativet med en liten integration av bioförgasning i Rya KVV (P.CHPs) ger inte lönsamhet för något scenario.

Entydigt visar resultatet att det ger ett högre systemresultat med investering i teknikalternativens design för flis än för pellets förutsatt att anläggningarnas produktion är lönsam. Variationer i det rörliga systemresultatet är betydligt större än differensen i fasta kostnader mellan designalternativen för flis och för pellets. Den ekonomiska fördelen med flis som bränsle jämfört med pellets tros kunna bli ännu större om torkningen av flis tidförskjuts till perioder med lägre fjärrvärmebehov.

För referenssystemet som innefattar teknikerna värmepumpsteknik och naturgasbaserad kraftvärme som enda kraftvärmeteknik ges i scenarier med höga elpriser relativt naturgaspriset betydligt högre nettoproduktion av el än i scenarier med lågt elpris relativt naturgaspriset. Med integration av bioförgasning ges i scenarier med högt elpris relativt naturgaspriset något minskad nettoproduktion av el till följd av konsumtion av el i förgasningsprocessen samt att den spillvärme som bildas i processen petar ut annan elproduktion. I scenarier med låga biobränslepriser och lågt elpris relativt naturgaspriset och med betydande styrmedel för biobränslebaserad produktion av el och drivmedel, ges ökad

nettoproduktion av el med integration av bioförgasning, för de teknikalternativ som ger ökad drift i Rya KVV.

För de flesta teknikalternativ minskar CO₂-emissionerna lokalt med bioförgasningsintegration, som störst är reduceringen av CO₂-emissioner för kraftvärmealternativen på uppemot 260 kton CO₂/år, medan det för DME-kombinaten i vissa scenarier kan ge ökade CO₂-emissioner, med som mest 220 kton CO₂/år, pga. ökad drift i Rya KVV som huvudsakligen eldas med naturgas som bränsle. Mer relevant för studie av växthusgaser är att studera emissionerna då nettoproduktionen i systemet antas ersätta alternativ produktion av el och alternativ användning av drivmedel utanför det analyserade systemet. Med kompensation ges en kraftig reduktion för de flesta teknikalternativ. Nettoemissioner av CO₂ är starkt beroende på antagandet om marginalteknik för varje scenario. I samma scenario som DME-kombinatet lokalt sett ger ökade CO₂-emissioner, ges med ovan nämnda kompensation störst reduktion av CO₂-emissioner för DME-kombinatet av samtliga teknikalternativ på 460 kton CO₂/år.

Kostnaden för CO₂-reduktion varierar kraftigt med teknikval och scenarier. SNG-kombinatet är det enda teknikval som ger en negativ kostnad för CO₂-reduktion i samtliga scenarier, mellan -1,4 och -0,1 SEK/kg CO₂, och dess kostnad för CO₂-reduktion är lägst av teknikalternativen i systemet för samtliga scenarier förutom i scenariot med enbart utsläppsrätter som styrmedel för alternativa biodrivmedel. I det scenariot ges i stället lägsta kostnad för CO₂-reduktion för kraftvärmealternativet med en ombyggnation av Rya KVV (F.CHP) på -0,3 SEK/kg CO₂. Lägst kostnader för CO₂-reduktion erhålls i scenarier med låga biobränslepriser relativt fossilbränslepriserna samt med högt elcertifikatpris och skattelättnad/certifikat för alternativa biodrivmedel.

Avslutningsvis kan sägas att det anläggningsalternativ som vid givna förutsättningar entydigt visar sig vara mest intressant ur ett ekonomiskt perspektiv, med en robusthet för variation av ekonomiska förutsättningar, är energikombinatet för SNG-produktion med flis som bränsle. Med ersatt elproduktion och användning av drivmedel bidrar denna teknik till kostnadseffektiv reduktion av CO₂.

9 Utblick - fortsatta studier

En intressant inriktning av fortsatta studier vore gällande integration av bioförgasningen som en flexibel teknik att möta förändringar såsom varierande elpriser och effektproblematik. Olika sätt att öka systemverkningsgraden och optimera ekonomin är t.ex. investering i flexibilitet med driftoptimering, riskspridning och laststyrning såsom tidsförskjutning av torkning av bränslet till anläggningen. För att studera driftoptimering krävs andra typer av scenarier med variation av elpriser dag och natt eller säsongvis samt andra nivåer på priser och styrmedel.

10 Källor och litteratur

1. Peter McKendry, *Energy production from biomass (part 3): gasification technologies*. Bioresource Technology, 2001. **83**: p. 55-63.
2. V. Dornburg, A. Faaij, *Efficiency and economy of wood-fired biomass energy systems in relation to scale regarding heat and power generation using combustion and gasification technologies*. Biomass and Bioenergy, 2001. **21**: p. 91-108.
3. Monica Rodrigues, Arnaldo Walter, André Faaij, *Co-firing of natural gas and Biomass gas in biomass integrated gasification/combined cycle systems*. Energy, 2001. **28**: p. 1115-1131.
4. Andrea Corti, Lidia Lombardi, *Biomass integrated gasification combined cycle with reduced CO₂-emissions: Performance analysis and life cycle assessment (LCA)*. Energy, 2004. **29**: p. 2109-2124.
5. Carlo N. Hamelinck, André P.C. Faaij, *Future prospects for production of methanol and hydrogen from biomass*. Journal of Power Sources, 2002. **111**: p. 1-22.
6. Michiel J.A. Tijmensen, André P.C. Faaij, Carlo N. Hamelinck, Martijn R.M. van Hardeveld, *Exploration of the possibilities for production of Fischer Tropsch liquids and power via biomass gasification*. Biomass and Bioenergy, 2002. **23**: p. 129-152.
7. Ecotrafic R&D, Nykomb Synergetics, BioMeeT - Planning of Biomass based Methanol energy combine - Trollhättan region, Final report, March 2000.
8. Barbara Goldschmidt, *Biobränslebaserade energikombinat med tillverkning av drivmedel*, Värmeforsk, rapportnr. A4-406, Januari 2004.
9. Åsa Marbe, *New Opportunities and System Consequences for Biomass Integrated Gasification Technology in CHP Applications*, in Department of Energy and Environment. 2005, Chalmers University of Technology, Göteborg.
10. Profu, www.profu.se.
11. Baserat på uppgifter från Jenny Hedström, Energimyndigheten, september 2006.
12. Baserat på uppgifter från Per Gustafsson, Göteborg Energi, 2006.
13. BiokombiRyas projektmaterial, Grundmodell.xls.
14. Miljörapport för produktionsanläggningar, Göteborg Energi 2004.
15. Miljörapport för avfallskraftvärmeverket vid Sävenäs, Renova 2004.
16. Baserat på uppgifter från Göran Tjellander, Siemens Industrial Turbomachinery AB, Avdelning GATF, Finspong, 2006.
17. Baserat på uppgifter från Eva K. Larsson, TPS Termiska Processer, 2006.
18. Baserat på uppgifter från Daniel Ingman, Nykomb Synergetics, 2006.
19. Eva K. Larsson, TPS Termiska Processer, *Förgasningsanläggning med metanisering utan ombyggnad* av Rya KVV, nr G1060-RP010a, juni 2006.
20. Eva K. Larsson, TPS Termiska Processer, *Gasens fördelning mellan GT och HRSG i samtliga beräknade fall*, nr G1060-ME019a, juni 2006.
21. Tomas Ekbom, Daniel Ingman, Eva Larsson, Lars Waldheim, *Biobränsleförgasning för kraftvärme respektive energikombinat - integration med Rya kraftvärmeverk i Göteborg Del 1: Konceptstudie av processalternativ*, december 2005.
22. Eva K. Larsson, TPS Termiska Processer, *Verkningsgrader etc. i nya versioner av Projekt PM*, nr G1060-ME021, oktober 2006.
23. Eva K. Larsson, TPS Termiska Processer, *Förgasning för kraftvärme med ombyggnad* av Rya KVV, nr G1060-RP011d, juli 2006.
24. Baserat på uppgifter från Pernilla Olausson, Siemens Industrial Turbomachinery AB, Finspong, 2006.
25. *Prisscenarier Biokombi Rya June 2006_SH_korrigerad, gemensamma energimarknadsscenarier*, S.Harvey och E. Axelsson, Institutionen för energi och miljö, Chalmers, juni 2006.

26. *Biokombi Rya Drivmedelspriser MB, gemensamma scenarier för drivmedelspris och styrmedel relaterat till drivmedel*, Martin Börjesson, Institutionen för energi och miljö, Chalmers, juni 2006.
27. *Lag (2003:113) om elcertifikat*. [cited 2006-01-10]; Available from: www.riksdagen.se.
28. *Energimyndigheten*. [cited 2007-01-12]; Available from: www.stem.se.
29. *Miljöavgift på utsläpp av kväveoxider vid energiproduktion år 2004 – resultat och statistik*, Naturvårdsverket Dnr 713-4450-05 Rt.
30. *Lag (1990:613) om miljöavgift på utsläpp av kväveoxider vid energiproduktion*. [cited 2005-11-30.]; Available from: www.riksdagen.se.
31. *Lag (1994:1776) om skatt på energi*. [cited 2007-01-05]; Available from: www.riksdagen.se.
32. *Budgetproposition 2005/06:1*. [cited 2005-12-01]; Available from: www.regeringen.se.
33. *Skattesatser för år 2006*. [cited 2005-12-01]; Available from: www.skatteverket.se.
34. *Miljöfaktabok för bränslen Del 2. Bakgrundsinformation och Teknisk bilaga*. 2001, IVL Svenska Miljöinstitutet Stockholm.
35. *Göteborg Energi*. [cited 2006-01-10]; Available from: www.goteborgenergi.se.

Appendix - Detaljerad beskrivning av teknikalternativens prestanda

Läsanvisning: Data kan inte användas lösryckt utan måste ses i sitt sammanhang. Referenser: [16-23]

Rya BioRya											
	Rya NG	P.CHPs	F.CHP frilinj	F.CHP fossil	F.CHP	P.CHP SNG frilinj	P.CHP fossil	P.CHP SNG	F.CHP SNG frilinj	F.CHP fossil	F.CHP SNG
BRÄNSLE:											
Flis			240		240				240		240
Pellets		23				270		270			
El	6	8	19	4	23	22	4	26	24	4	28
Naturgas	600	583		400	400	27	400	427	27	400	427
Pilotgas (NG)			8		8			0			0
MELLANPRODUKTER:											
Produktgas		17	200		200	173		173	173		173
Spillvärme		5	30		30	64		64	58		58
PRODUKTER:											
El (gaskombi)	270	270	93	180	273	90	180	270	90	180	270
El (egenproduktion)			5		5	15		15	12		12
Värme (inkl. spillvärme)	295	300	130	197	327	162	197	359	156	197	353
Drivmedel											
PRESTANDAPARAMETRAR:	Rya NG	P.CHPs	F.CHP frilinj	F.CHP fossil	F.CHP	P.CHP SNG frilinj	P.CHP fossil	P.CHP SNG	F.CHP SNG frilinj	F.CHP fossil	F.CHP SNG
Totalverkningsgrad	93%	93%	84%	93%	90%	83%	93%	89%	88%	93%	91%
Elutbyte i fullast	89%	88%	61%	89%	78%	51%	89%	72%	50%	89%	72%
Elcertifikat	0%	3%	119%	0%	37%	112%	0%	36%	115%	0%	35%
CO2 (g/MJ BB)	56	54	2	56	35	5	56	34	6	56	36
SOx (mg/MJ BB)	0	0	0	0%	0	0	0%	0	0	0%	0
NOx (mg/MJ BB)	10	10	8	10	9	7	10	9	7	10	9

Rya BiokombiRya											
	Rya NG	P.KOMB DME BB	P.KOMB DME fossil	P.KOMB TOT	F.KOMB DME BB	F.KOMB DME fossil	F.KOMB TOT	P.KOMB SNG	F.KOMB SNG		
BRÄNSLE:											
Flis					242			242		270	240
Pellets		274		274						20	22
El	6	28		30	30		2	32			
Naturgas	600	358		589	358		231	589			
Pilotgas (NG)			231								
MELLANPRODUKTER:											
Produktgas		11		11	11		11	11	173		173
Spillvärme		25		25	27		27	27	64		58
PRODUKTER:											
El (gaskombi)	270	166		270	166		104	270			
El (egenproduktion)		17		17	12		12	12	15		17
Värme (inkl. spillvärme)	295	206		320	208		114	322	64		58
Drivmedel		158		158	158		158	158	173		173
PRESTANDAPARAMETRAR:	Rya NG	P.KOMB DME BB	P.KOMB DME fossil	P.KOMB TOT	F.KOMB DME BB	F.KOMB DME fossil	F.KOMB TOT	P.KOMB SNG	F.KOMB SNG		
Totalverkningsgrad	93%	57%	93%	67%	59%	93%	69%		27%		29%
Elutbyte i fullast	89%	0.75	0.89	0.80	0.71	0.89	0.78		0.23		0.29
Elcertifikat	0%	14%	0%	9%	11%	0%	7%		100%		100%
CO2 (g/MJ BB)	56	32	56	38	33	56	40		0		0
SOx (mg/MJ BB)	0	0	0	0	0	0	0		0		0
NOx (mg/MJ BB)	10	6	10	7	6	10	7		0		0

BKR 16

Biobränsleförgasningens framtida roll i Västsverige Modellering av ett regionalt energisystem

Biobränsleförgasningens framtida roll i Västsverige

Modellering av ett regionalt energisystem

Martin Börjesson

Erik Ahlgren

Avdelningen för energiteknik,
Institutionen för Energi och miljö, Chalmers tekniska högskola



CHALMERS

Institutionen för Energi och miljö

Sammanfattning

Biomassa kan för energiändamål utnyttjas på flera olika sätt. I Sverige används idag biobränsle framför allt i hetvattenpannor för värmeproduktion, antingen i enstaka hus eller kopplade till fjärrvärmenät. Möjligheten finns dock att i ökande utsträckning använda biobränsle till förgasning, och därigenom framställa en biobaserad gas som kan användas för el- och värmeproduktion eller för produktion av drivmedel till transportsektorn. I denna studie analyseras förutsättningarna för biobränsleförgasning samt hur tekniken står sig i jämförelse med andra mer konventionella alternativ utifrån såväl ekonomiska, tekniska som miljömässiga aspekter. Som utgångspunkt används Göteborg och Västsverige i en fallstudie där eventuella vinster av biobränsleförgasning i integration med det i Göteborg nybyggda naturgaseldade Rya Kraftvärmeverk särskilt utreds, men där också olika typer av fristående biobränsleförgasningsanläggningar ingår i analysen.

Kopplingarna mellan olika tekniker för el-, värme- och drivmedelsframställning är komplicerade och beror på en mängd faktorer som bland annat pris och tillgång på primärråvaran, verkningsgrad i omvandlingsprocesser, kostnad för olika typer av tekniker, värmeunderlag i olika delar av regionen samt förväntad utveckling av de olika teknikerna. För att analysera ett sådant system utvecklades inom ramen för studien, med hjälp av modelleringsverktyget MARKAL, en energisystemmodell baserad på Västra Götalands (och Kungsbackas) energiinfrastruktur. Olika möjliga framtida energimarknadsscenarier med differentierade nivåer för bränslepriser och styrmedel prövades med hjälp av modellen. Modellen är kostnadsoptimerande genom linjärprogrammering och inkluderar kostnads-, effektivitets- och miljöaspekter av en rad olika tekniker och lösningar. I modellen är fjärrvärmesektorn i fokus medan andra delar av energisektorn modelleras mer övergripande eller helt exkluderas.

Resultaten av studien visar i prövade framtidsscenarier generellt på goda förutsättningar för kraftvärme och då främst biobränsleeldad kraftvärme. Kan en klart högre elverkningsgrad vid kraftvärmeproduktion genom biobränsleförgasning uppnås än vid konventionell biokraftvärme kan också en sådan teknik i flera fall motiveras. Detta är dock en egenskap som troligen inte fås genom en integration av biobränsleförgasning med Rya Kraftvärmeverk och detta alternativ får därför inte plats i ett kostnadsoptimerat system i modellresultaten.

Biobränsleförgasning för produktion av biodrivmedel, som DME och SNG, får i modellresultaten i flera testade fall en plats i systemet, dock under villkoret att det liksom idag finns relativt höga gynnande styrmedel för detta (drivmedelscertifikat eller liknande). Vid biodrivmedelsproduktion är en förutsättning för låga produktionskostnader att en lång utnyttjningstid av anläggningen kan uppnås under året. En eventuell integration av drivmedelsproduktion med Rya Kraftvärmeverk i ett energikombinat får därför inte begränsa utnyttjningstiden för drivmedelsproduktionen, då en helt fristående anläggning i annat fall är ett bättre alternativ.

Då värmeunderlaget i fjärrvärmesystem är begränsade och detsamma på någon nivå (och till rätt pris) också gäller för biobränsletillgången, står biokraftvärmeproduktion och biodrivmedelsproduktion (med värmeproduktion) i viss utsträckning emot varandra. Stora satsningar på biodrivmedelsproduktion kan därför få negativa konsekvenser på mängden biokraftvärme, och kan också innebära en större andel värmeproduktion från fossila bränslen i fjärrvärmesektorn än vad som annars varit fallet.

Innehåll

Sammanfattning	3
Innehåll	5
1 Inledning	7
1.1 BAKGRUND	7
1.2 SYFTE	7
1.3 AVGRÄNSNINGAR	8
1.4 VALET AV REGIONAL STUDIE	8
2 Studerad region	11
2.1 BEFOLKNING OCH AREAL	11
2.2 FJÄRRVÄRME	11
2.2.1 Kraftvärme	13
2.3 FÖRBRUKNING AV EL	14
2.4 FÖRBRUKNING AV DRIVMEDEL	14
2.5 TRÄDBRÄNSLETILLGÅNGAR	15
3 Metod – modellering genom kostnadsoptimering	17
3.1 MODELLENS UPPBYGGNAD	17
3.1.1 Efterfrågan på fjärrvärme drivande	18
3.2 PRODUKTIONSANLÄGGNINGAR I MODELLEN	20
3.2.1 Befintliga anläggningar	21
3.2.2 Nya konventionella anläggningar	21
3.2.3 Biobränsleförgasningsanläggningar	24
3.3 MODELLSCENARIER – BRÄNSLEPRISER OCH STYRMEDEL	27
3.4 ÖVRIGA FÖRUTSÄTTNINGAR I MODELLEN	32
3.4.1 Biobränsle	32
3.4.2 Avsättning för biodrivmedel	34
3.4.3 Kalkylränta	35
4 Resultat	37
4.1 SCENARIO 1	37
4.1.1 Lågt drivmedelscertifikat	37
4.1.2 Högt drivmedelscertifikat	39
4.1.3 Produktionskostnader biodrivmedel	41
4.2 SCENARIO 2	43
4.2.1 Lågt drivmedelscertifikat	43
4.2.2 Högt drivmedelscertifikat	44
4.2.3 Produktionskostnader biodrivmedel	45
4.3 SCENARIO 3	46
4.3.1 Lågt drivmedelscertifikat	46
4.3.2 Högt drivmedelscertifikat	47
4.3.3 Produktionskostnader biodrivmedel	48
4.4 SCENARIO 4	48
4.4.1 Lågt drivmedelscertifikat	49
4.4.2 Högt drivmedelscertifikat	50
4.4.3 Produktionskostnader biodrivmedel	50
4.5 SCENARIO Q1-2006	51
4.5.1 Produktionskostnader biodrivmedel	52
4.6 NY FÖRGASNINGSANLÄGGNING FÖR KRAFTVÄRME, BIGCC	53
4.7 JÄMFÖRELSE MED GÖTEBORGS BEFINTLIGA PRODUKTION	56
5 Resultatöversikt och diskussion	61
5.1 ELPRODUKTION	61
5.2 BIODRIVMEDELSPRODUKTION	62
5.3 KOLDIOXIDEMISSIONER	66
5.4 FÖRGASNINGSANLÄGGNINGAR I PRÖVADE FALL	67
5.5 AVSLUTANDE DISKUSSION	70
6 Slutsatser	75
7 Källförteckning	77

7.1	KÄLLOR INOM BIOKOMBI RYA-PROJEKTET	77
7.2	EXTERN KÄLLOR	77

1 Inledning

Denna studie ingår som ett av sex analysprojekt (AP) inom forskningsprojektet Biokombi Rya¹. Biokombi Rya drivs av Chalmers EnergiCentrum och syftar till att öka kunskapsunderlaget om biobränsleförgasning kombinerat med kraftvärme- och drivmedelsproduktion, speciellt med fokus på integration med befintliga kraftvärmeverk. I Biokombi Rya-projektet används Rya Kraftvärmeverk i Göteborg som fallstudie. Projektet finansieras av Energimyndigheten, Göteborg Energis forskningsstiftelse samt Göteborg Energi AB.

I projekt Biokombi Rya studeras genom de ingående delprojekten systemfrågor på olika nivåer. Detta delprojekt går under namnet AP Regionsystem och är en systemstudie med ett regionalt perspektiv.

1.1 Bakgrund

Den i Västsverige för energiändamål tillgängliga biomassan kan utnyttjas på flera olika sätt. Idag nyttjas den framför allt i hetvattenpannor, antingen i enstaka hus eller kopplade till fjärrvärmenätet. Möjligheten finns dock att i ökande utsträckning använda dessa bioresurser till förgasning, och därigenom framställa en biobaserad gas som kan användas inom el- och värmeproduktion eller för produktion av drivmedel till transportsektorn.

Rya Kraftvärmeverk är en nybyggd naturgaseldad gaskombianläggning beläget i Göteborgs hamninlopp. Kraftvärmeverket, som togs i drift i slutet av 2006, har en bränsleeffekt på 600 MW och en maximal produktion på 261 MW el och 294 MW värme. Anläggningen planeras att vara i drift 7-8 månader om året och därigenom leverera ca 1,25 TWh el och 1,45 TWh värme per år. Biobränsleförgasning, i högre eller lägre grad integrerad med Rya Kraftvärmeverk, skulle under vissa förutsättningar eventuellt kunna vara ett ur kostnads- och miljösynpunkt fördelaktigt sätt att öka regionens förnyelsebara elproduktion och produktion av biodrivmedel.

Kopplingarna mellan olika tekniker för el-, värme- och drivmedelsframställning beror på en mängd faktorer som bland annat pris för primärråvaran, verkningsgrad i omvandlingsprocesser, kostnad för olika typer av tekniker, värmeunderlag i olika delar av regionen samt förväntad utveckling av de olika teknikerna. Dessutom finns incitament för olika lokala och nationella aktörer för att satsa mer på vissa drivmedel än på andra. Att analysera och optimera ett sådant system med avseende på i huvudsak förgasningsteknikens potentiella roll är komplicerat, men att utveckla och använda en modell som inkluderar kostnads-, effektivitets- och miljöaspekter av olika tekniker och lösningar och som samtidigt är baserad på regionens energinfrastruktur är en metod.

1.2 Syfte

Syftet med detta delprojekt är att ur en regional synvinkel analysera biobränsleförgasning i ett systemperspektiv, och undersöka hur denna teknik står sig i jämförelse med andra, mer konventionella, energiomvandlingstekniker. Detta med hänsyn taget till hur

¹ Mer information om Biokombi Rya-projektet och de olika ingående delprojekten finns på Chalmers EnergiCentrums hemsida (www.cec.chalmers.se).

tillgängliga resurser av t.ex. olika typer av biobränsle kan utnyttjas utifrån både ekonomiska, tekniska och miljömässiga aspekter.

Centrala mål med studien kan sammanfattas i följande punkter:

- Att belysa biobränsleförgasningens eventuella framtida roll som en del i ett regionalt energisystem.
- Att jämföra biobränsleförgasning med andra för regionen möjliga energitekniker och lösningar.
- Att kontrastera användning av biobränsle i olika typer av el-, värme- och drivmedelsproducerande anläggningar.
- Att undersöka om, eller under vilka förutsättningar, biobränsleförgasning är ett optimalt val ur en rent kostnadsoptimerande synvinkel.

Studien kommer som typfall att behandla en anläggning med belägenhet och specifikationer som Rya Kraftvärmeverk och vara baserad på energisystemet i Göteborg och delar av Västsverige. Samtidigt skall resultaten få en sådan allmängiltighet att de skall kunna appliceras på andra regioner nationellt såväl som internationellt.

1.3 Avgränsningar

I studien jämförs el- och värmeproduktion genom biobränsleförgasning med andra idag konventionella alternativ. Andra möjliga framtida tekniker som idag i stor utsträckning befinner sig på utvecklingsstadiet exkluderas i hög grad i studien.

Andra alternativ än biobränsleförgasning för produktion av biodrivmedel, t.ex. etanolproduktion eller biogasproduktion genom rötning, inkluderas inte i studien mer än indirekt. Med detta menas att någon bedömning av andra teknikers potentialer inte görs i denna studie, men däremot prövas olika nivåer för styrmedel för biodrivmedel. Det lämnas därmed öppet om något biodrivmedel som inte ingår specifikt i denna studie kan bli lönsam vid en lägre ersättningsnivå än de här ingående biodrivmedlen och därigenom möjligtvis konkurrera ut dessa alternativ.

Studien fokuserar på tillförsel- eller produktionssidan i energisystemet. Möjliga förändringar i användar- eller konsumentledet, som t.ex. byte mellan olika uppvärmningsformer (från fjärrvärme till värmepump etc.) behandlas inte. Inte heller ingår i beräkningarna eventuella skillnader i t.ex. pris eller verkningsgrad mellan fordon med olika drivmedel.

Eventuella makroekonomiska effekter av teknikval eller lösningar på BNP, arbetstillfällen eller liknande inkluderas inte i beräkningarna.

I kapitel 3 görs en noggrannare genomgång av modelleringsmetoden som har använts, och vad som ingår inom systemgränsen i det studerade systemet i modellen.

1.4 Valet av regional studie

Det finns flera skäl till varför här har valts att göra en systemstudie på en regional nivå. Nedan presenteras några av dessa.

Det finns anledning att tro att olika fjärrvärmenät med olika förutsättningar avseende värmeunderlag, befintlig produktionskapacitet, tillgång på naturgas o.s.v. har olika "optimala" lösningar för att förse värmeefterfrågan. Det kan även finnas övergripande och gemensamma förutsättningar och begränsningar för alla fjärrvärmenät tillsammans i en region. En optimering av varje fjärrvärmesystem var för sig kan därför leda till andra resultat än om flera fjärrvärmesystem optimeras samtidigt, d.v.s. en risk för suboptimering föreligger. Exempel på sådana övergripande förutsättningar och begränsningar skulle kunna vara en begränsad biobränsletillgång eller en begränsad avsättning för biodrivmedel (betänk t.ex. att förutsättningarna för gasformiga drivmedel är starkt knutet till lokal gasinfrastruktur). Man kan vidare tänka sig att det också avseende elproduktion av försörjningssäkerhetsskäl kan finnas anledning att tänka i regionala/lokala termer. Rya Kraftvärmeverk har t.ex. möjlighet att köras i ö-drift av denna anledning.

Då ett av huvudsyftena med studien är att undersöka hur biobränsleförgasningstekniken står sig i jämförelse med andra (konventionella) energitekniker är även utan aspekten om eventuella övergripande begränsningar ett regionalt perspektiv i sammanhanget relevant. Genom att i analysen inkludera ett flertal fjärrvärmenät av olika storlek och med andra skilda förutsättningar, får biobränsleförgasningsteknikerna fler andra energitekniker (i olika skalor etc.) och lösningar att "förhålla" sig till, och sätts därmed in i ett sammanhang. Det kan i ett jämförelseperspektiv vara intressant att titta på olika typer av åtgärder utan att för den skull det ena alternativet nödvändigtvis utesluter det andra. Ur detta perspektiv hade det egentligen inte varit någon nackdel ju fler fjärrvärmenät som inkluderades i modellen, dock får det inte bli på bekostnad av detaljeringsnivån då man genom alltför aggregerade data och för stora förenklingar riskerar att missa intressanta lösningar. I denna studie är det viktigt att ha en upplösning på anläggningsnivå då just integration av biobränsleförgasning med Rya Kraftvärmeverk är i fokus. En regional modell antas här representera en "lagom" geografisk storlek som inkluderar tillräckligt många fjärrvärmenät med skilda förutsättningar för att ge utrymme åt en rad energitekniker och lösningar med olika egenskaper, och samtidigt inte utgöra ett för stort område för att önskad detaljeringsnivå skall bli lidande.

En invändning mot ett regionalt synsätt kan vara att det inte finns någon tydlig aktör på regional nivå som kan påverka hela systemet. Här används emellertid Västsverige endast som en fallstudie och säkerligen kan det i andra regioner, om inte annat i ett internationellt perspektiv, finnas starka aktörer också på regionnivå. I Västra Götaland ser vi dessutom hur Göteborg Energi AB intresserar sig för kringliggande kommuner och är i dagsläget hel- eller delägare i flera energiföretag också utanför Göteborgs kommun. En samtidig optimering av ett energiföretags samtliga fjärrvärmenät hade möjligen varit ett angreppssätt som varit lättare att relatera till, men i ett forskningssyfte kan det finnas anledning att till viss del tänka sig bort från nuvarande ägarförhållanden och strukturer då detta är tillstånd som är i ständig förändring.

Det finns vidare ett forskningsmotiv med en regional modell, av den typen som här används, som är att det helt enkelt inte har gjorts på detta sätt i någon större utsträckning förut. Det är intressant att pröva andra vägar och systemgränser än vad som annars vanligen används, för vad är egentligen den "rätta" systemgränsen? Man kan hitta relevanta invändningar mot i stort sett alla val av systemgräns då det t.ex. alltid finns omgivande system som i större eller mindre utsträckning påverkar systemet man studerar.

2 Studerad region

I denna studie används Västra Götalands län tillsammans med Kungälv kommun som utgångspunkt för en regional studie om biobränsleförgasningens eventuella roll i framtida energisystem. Kungälv inkluderas i studien på grund av sin närhet till Göteborg, regionens största stad, samt sin storlek. I detta avsnitt av rapporten ges en kortare introduktion av den studerade regionen, med fokus på relevanta energimässiga bakgrundsfakta.

2.1 Befolkning och areal

Den studerade regionen utgörs totalt av 50 kommuner varav Västra Götalands län således utgörs av 49 kommuner. År 2005 bestod den folkbokförda befolkningen i Västra Götalands län av 1 528 455 personer eller ca 17 % av Sveriges befolkning. Detta gör länet till Sveriges näst folkrikaste. Största kommunen i länet är Göteborg där 484 942 personer var folkbokförda år 2005. I storleksordning inom länet följer därefter Borås kommun med 99 325 invånare, och Mölndal med 58 234 invånare. Kungälv hade vid samma tid en befolkning på 68 817 invånare. Minsta kommun befolkningsmässigt är Dals-Ed med under 5000 invånare (SCB, 2006a).

Västra Götaland har en befolkningstäthet på ca 63 personer per km². Snittet i landet ligger på ca 22 personer per km². Cirka 83 % av Västra Götalands befolkning bor i tätorter vilket är i det närmaste samma nivå som rikssnittet (SNA, 2003).

Av Västra Götalands totala areal på ca 25 000 km² är omkring hälften skogsmark och en fjärdedel jordbruksmark. Cirka 6 % räknas som bebyggd mark. Resterande areal utgörs framför allt av berg, myrar och vattendrag (SNA, 2003).

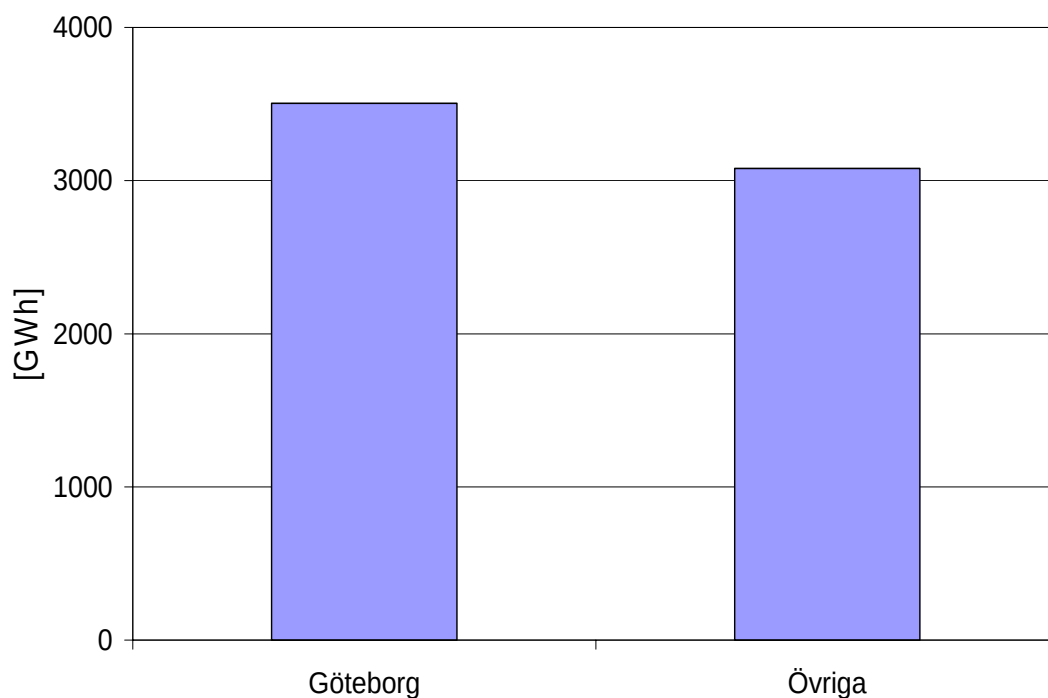
2.2 Fjärrvärme

Av de 50 kommuner som ingår i den studerade regionen förekom år 2004 fjärrvärmeleveranser i 35 stycken (Regionfakta.com, 2006; SCB, 2006b). I den fortsatta framställningen kommer det dock ofta att hänvisas till Svensk Fjärrvärmes statistik där endast 28 stycken av dessa kommuner inkluderas. Partille inkluderas här i Göteborg då dessa fjärrvärmenät hänger samman. De fjärrvärmenät som genom detta utesluts är emellertid små och stod 2004 tillsammans för endast ca 1,5 % av regionens fjärrvärmeproduktion (Regionfakta.com, 2006).

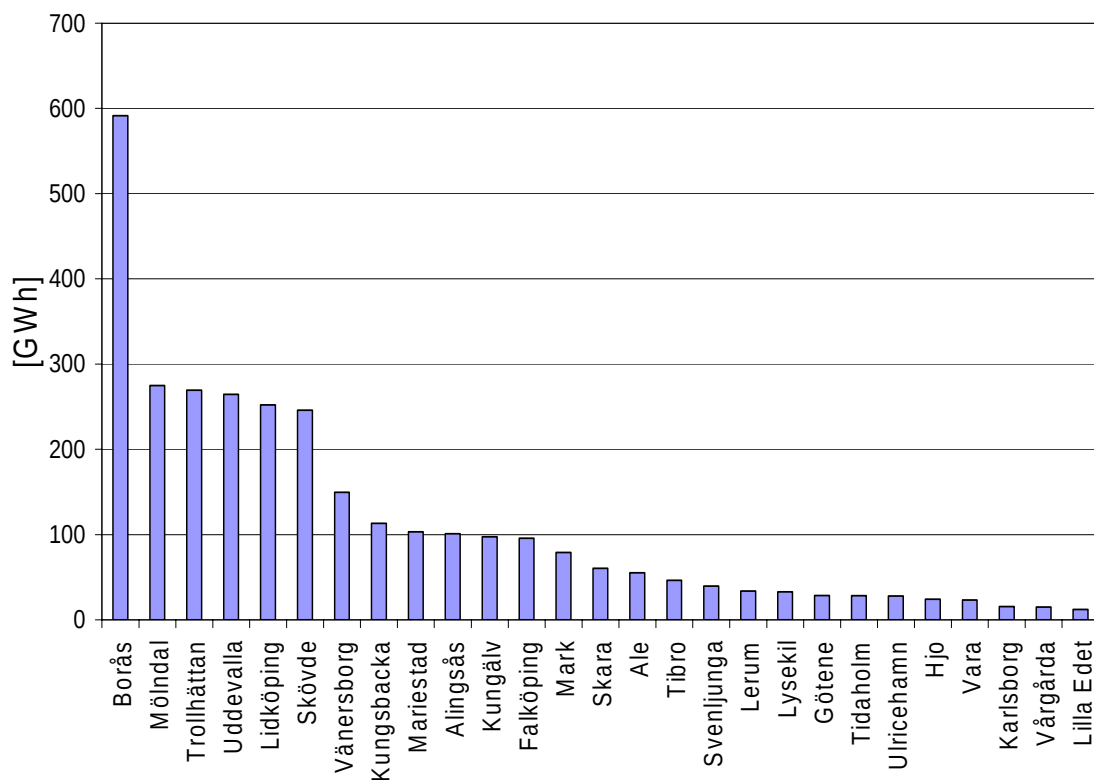
År 2004 uppgick regionens totala leveranser av fjärrvärme till slutkund till ca 6,6 TWh. Över hälften av dessa skedde i Göteborg, se figur 2.1 nedan. I figur 2.2 syns leveranserna per kommun för övriga kommuner bortsett från Göteborg. Som synes är Borås störst bland de övriga kommunerna med en leverans på nästan 600 GWh (Svensk Fjärrvärme, 2006).

Av Västra Götalands läns flerbostadshus stod fjärrvärme år 2003 för 79 % av uppvärmningen räknat på total uppvärmd yta. För småhus är andelen lägre. Av totalt antal småhus i länet var 2003 endast ca 5 % uppvärmda med fjärrvärme. Cirka 33 % av småhusen var istället eluppvärmda, varav det i drygt hälften av fallen var direktverkande

el och återstående del vattenburen. Ungefär 19 % av regionens småhus värmdes enbart med biobränsle och ca 11 % endast med olja. Värmepumpar stod för ca 5 %. De övriga husen värmdes framför allt med olika kombinationer av olja, el, och biobränsle (Regionfakta.com, 2006).



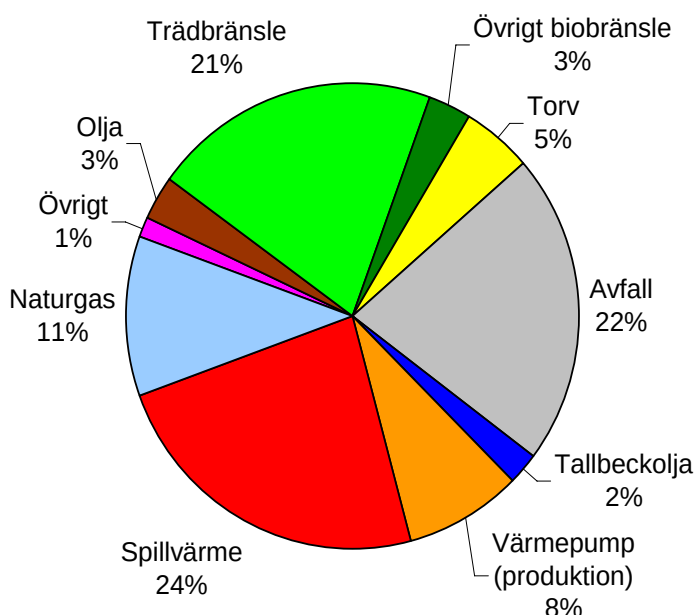
Figur 2.1: Leverans av fjärrvärme år 2004 i Göteborg (inklusive Partille) och totalt för övriga fjärrvärmenät i Västra Götalands län samt Kungsbacka kommun (Svensk Fjärrvärme, 2006).



Figur 2.2: Fjärrvärmeleveranser år 2004 per kommun i Västra Götalands län (exklusive Göteborg) samt i Kungsbacka (Svensk Fjärrvärme, 2006).

Figur 2.3 visar hur fjärrvärmeproduktionen i den studerade regionen fördelade sig år 2004. Figuren avser både värme- och kraftvärmeproduktion. För alla kategorier utom värmepump avser bilden mängd tillförd energi. För värmepump avses mängd producerad fjärrvärme. Figuren baseras på statistik från Svensk Fjärrvärme samt miljörapporter från Göteborg Energi och Renova (Svensk Fjärrvärme, 2006; Göteborg Energi, 2005; Renova, 2005).

I Göteborg användes vid denna tidpunkt en stor del av spillvärmen, avfallet, värmepumpenergin och naturgasen. I övriga kommuner fanns en större andel produktion från biobränsle än i Göteborg. Torv användes i Mölndal och Uddevalla.



Figur 2.3: Produktion av fjärrvärme (värme och kraftvärme) i Västra Götaland och Kungsbacka år 2004. Figuren avser mängd tillförd energi för alla kategorier utom för värmepump, som istället representeras av mängd producerad fjärrvärme (Svensk Fjärrvärme, 2005; GBG Energi, 2005; Renova, 2005)

2.2.1 Kraftvärme

År 2004 förekom kraftvärmeanläggningar i fem av kommunerna i den studerade regionen: Göteborg, Borås, Lidköping, Mariestad och Kungsbacka (Svensk Fjärrvärme, 2006). I Göteborg utgjordes kapaciteten av Sävenäs Avfallskraftvärmeverk, samt de naturgaseldade verken Rosenlundsverket och Högsbo Kraftvärmeverk. Förutom i Göteborg förekom även elproduktion från avfallskraftvärme i Lidköping. I Kungsbacka och Mariestad togs nya biobränsleeldade kraftvärmeverk i drift år 2002, Borgås KVV respektive Katrinefors KVV. Borås har länge haft biobränslebaserad kraftvärmeproduktion i Ryaverket. År 2004 uppgick den sammanlagda elproduktionen

från kraftvärmeanläggningar i regionen till ca 485 GWh² (Svensk Fjärrvärme, 2006; Renova, 2005).

Efter 2004 har en hel del hänt avseende kraftvärme i regionen. Ett flertal kraftanläggningar har tagits eller kommer inom en relativt snar framtid att tas i drift. Störst av dessa är givetvis naturgaskombianläggningen Rya Kraftvärmeverk i Göteborg, men även ett flertal nya avfalls- och biokraftvärmeverk kan nämnas. I Borås har avfallsförbränning byggts ut inom Ryaverket och också i Skövde har nyligen ett avfallskraftvärmeverk tagits i drift. Ytterligare ett avfallskraftvärmeverk, Lillesjöverket, planeras att tas i drift i Uddevalla år 2009. Gällande ny biokraftvärme kan bl.a. Lextorps Kraftvärmeverk i Trollhättan och Assbergsverket i Mark nämnas. Även i Mölndal finns långt gångna planer på att uppföra ett biokraftvärmeverk i för idrifttagning runt år 2009. I Kungälv har ett biobränsleeldat värmeverk, Munkegärdeverket, konverterats till att också producera el och under 2006 tagits i drift för kraftvärmeproduktion. För mer info se t.ex. respektive energibolags hemsidor.

2.3 Förbrukning av el

Total elförbrukning i Västra Götalands län uppgick år 2004 till drygt 20 TWh (i Sverige totalt 136 TWh). Av detta förbrukade industrisektorn ca 41 % och bostäder ca 25 % (Regionfakta, 2006). Kungsbacka förbrukade under 2004 ca 677 GWh el (SCB, 2006b).

Elförbrukning inom Västra Götalands industrier motsvarar räknat per person snittet i landet som helhet, men stora skillnader finns kommunerna emellan. Utmärker sig som storförbrukare räknat per person gör bland annat flera kommuner längs med Göta älv där flera elkrävande processindustrier är placerade. Nämnas kan Ale, Lilla Edet och Vänersborg. I Dalsland sticker Mellerud och Bengtsfors ut som storförbrukare, och i Skaraborg har Götene störst elkonsumtion per invånare. I de västra delarna märks framför allt Stenungsund, med sin petrokemiska industri, samt Lysekil (SNA, 2006).

I absoluta tal är det inte så förvånande Göteborg som är kommunen med högst elförbrukning, med ca 25 % av regionens totala förbrukning (SCB, 2006b).

2.4 Förbrukning av drivmedel

De totala leveranserna av bensin och diesel till slutliga förbrukare uppgick år 2004 i den studerade regionen till ca 1 007 000 m³ bensin och 857 000 m³ diesel (STEM & SCB, 2005). I energitermer motsvarar detta omkring 9,2 TWh bensin och 8,4 TWh diesel. I Göteborg levererades ca 42 % av regionens diesel och ca 26 % av regionens bensin (STEM & SCB, 2005).

Försäljningen av fordonsgas i Västsverige uppgick under 2004 till 102 GWh. Av detta uppges 38 GWh vara biogas och 64 GWh naturgas (BRG, 2005). För 2005 var siffrorna totalt 126 GWh fordonsgas varav 46 GWh var biogas och 80 GWh naturgas (BRG, 2006a).

² Nettoel levererad från Sävenäs Avfallskraftvärmeverk har här använts i beräkningen. Används istället verkets brutto-produktion av el (före intern förbrukning) uppgick den totala elproduktionen från kraftvärmeverken i regionen till ca 545 GWh.

Avseende övriga alternativa drivmedel har ingen regional statistik påträffats. För hela landet uppgick emellertid användningen av etanol i transportsektorn år 2004 till 1,6 TWh (STEM, 2005). Cirka 90 % av detta gick till låginblandning i bensin (5 % etanol) och resten framför allt till försäljning som E85 (85 % etanol). Dessutom användes ca 90 GWh RME, varav över 90 % gick till låginblandning i diesel (2 % RME) (SCB, 2006c). Om man överslagsmässigt gör antagandet att etanol- och RME-användningen fördelar sig jämnt över landet efter bensin- respektive dieselförbrukning, skulle det för den här studerade regionen betyda att ca 290 GWh etanol och 19 GWh RME användes i regionen under 2004.

2.5 Trädbränsletillgångar

Som en del av BioMeet II-projektet, som utreder förutsättningarna för ett eventuellt bioenergikombinat i Trollhättan, utförde Sveriges Lantbruksuniversitet (SLU) beräkningar för att bedöma potentialen av biobränsletillgångar i Västra Götaland (Parikka, 1999). Resultaten av detta visade på potentialer enligt nedan (inom parentes anges mängderna i energienheter med ett använt effektivt värmevärde på 19,2 MJ/kg TS):

• Avverkningsrester:	1570 kton TS/år	(ca 8,4 TWh/år)
• Direkt bränsleavverkning:	442 kton TS/år	(ca 2,4 TWh/år)
• Ved utan industriell användning:	140 kton TS/år	(ca 0,7 TWh/år)
• Biprodukter från skogsindustrin:	150 kton TS/år	(ca 0,8 TWh/år)
• Totalt:	2302 kton TS/år	(ca 12,3 TWh/år)

Avverkningsrester består här av s.k. GROT (grenar och toppar) inklusive barr, och avser både gallring och slutavverkning. Exkluderas barr blir nivån för avverkningsrester istället 1240 kton TS/år (6.6 TWh).

Liknande nivåer för GROT redovisas även i rapporten ”Biobränslen i Västra Götaland” utgiven av Länsstyrelsen i Västra Götaland, och också här är beräkningarna gjorda av SLU (Länsstyrelsen Västra Götaland, 2001). I rapporten redovisas en siffra för GROT på 1564 kton TS/år för perioden 2008-2017 (inkl. grenar, toppar och barr vid gallring och slutavverkning), vilket uppges avse en potentiell nivå. Det anges emellertid även en annan nivå som av praktiska, tekniska samt miljömässiga skäl anses vara mer realistisk. Vid uttag av GROT räknar man med att normalt ca 30 % av grenar och toppar blir kvar på marken av tekniska skäl. Vidare är det, om inte kvävebelastningen i det aktuella området är för hög, ur näringssynpunkt önskvärt att barren får ligga kvar. Av tekniska orsaker följer dock alltid en del barr med, ca 20-30 %, vid uttaget av grenar och toppar. Den lägre nivån för GROT-uttag, med hänsyn tagen till dessa faktorer, landar därför på 966 kton TS/år. Man har då räknat med 70 % av grenar och toppar samt 30 % av barren. Med ett effektivt värmevärde på 19,2 MJ/kg TS motsvarar detta ca 5,2 TWh.

Förutom avverkningsrester, biprodukter etc. bör också finnas möjligheter till odling av energigrödor. Den teoretiska potentialen för odling av energigrödor som t.ex. salix bedöms ofta vara stor men den faktiska odlingen har i verkligheten hittills varit mycket begränsad. Den sammanlagda arealen som användes till salixodling uppgick år 2001 i Västra Götaland endast till ca 900 ha (Länsstyrelsen Västra Götaland, 2001) vilket inte motsvarar mer än knappt 2 promille av den totala åkerarealen på ca 488 000 ha (SNA, 2003). Den nuvarande salixodlingen ger en årlig tillväxt på ca 10 ton TS (~50 GWh) (Länsstyrelsen Västra Götaland, 2001). Av länets totala åkerareal används idag ca 86 %

för produktion av djurfoder som vall, korn, havre samt baljväxter, och resterande 14 % främst till brödsäd, oljeväxter och potatis (SNA, 2003). Hur stor areal som i framtiden skulle kunna användas till odling av energigrödor är givetvis svårt att säga. I BioMeet II-projektet, nämnt ovan, redovisas emellertid en bedömning att närmare 50 % av Västra Götalands åkerareal inte behövs för djurhållning och att denna mark skulle kunna användas till t.ex. salixodling (Parikka, 1999). På nationell nivå har det tidigare bedömts att av Sveriges odlingsbara mark på 2 800 000 ha så skulle 800 000 ha (ca 29 %) kunna användas för odling av energigrödor (SOU 1992:90 enligt Helby et al, 2004). Om man antar att salix odlas på hela denna areal och produktiviteten ligger på 60 MWh/ha och år skulle detta innebära en årlig produktion på hela 48 TWh i Sverige totalt.

Idag förekommer även en relativt stor import av biobränslen (inklusive olika typer av industri- och lantbruksavfall) till Sverige, främst från länder som Finland, Estland, Lettland, Kanada, Danmark, Tyskland och Nederländerna. För längre transporter är det en fördel om biomassan är förädlad, till t.ex. pellets, för att få en hög energidensitet. Transportkostnaderna för pellets från Kanada till Sverige uppges till ca 30 SEK/MWh (Helby et al, 2004). Enligt Helby et al är det troligt att möjligheterna till import av biobränsle på kort sikt kan vara goda, men att dessa på längre sikt kan bli mer begränsade om dagens exportänder ställer om sitt energisystem och därmed kan få en högre inhemsk efterfrågan på biobränsle (Helby et al, 2004).

3 Metod – modellering genom kostnadsoptimering

I denna studie används det energisystemanalytiska modelleringsverktyget MARKAL. MARKAL (akronym för MARKet ALlocation) är en optimerande modell där ett energisystems kostnader minimeras genom linjärprogrammering. MARKAL är dynamisk och alla beslut (investeringar etc.) sker med full vetskap om i modellen framtida händelser (prisutveckling etc.), något som ofta benämns "perfect foresight". MARKAL har genom åren använts i ett stort antal energisystemstudier världen över. För Sveriges del kan t.ex. nämnas forskningsprojektet Nordleden där en MARKAL-modell över det nordiska energisystemet, MARKAL-Nordic, användes (Rydén et al, 2003).

Modeller som utvecklas i MARKAL kan ha en mängd olika utformningar, och systemgränserna kan sättas på en rad olika sätt. Allt beroende på vad som passar för den specifika studien. Intentionen med denna studie är, liksom för många andra liknande systemstudier, inte att försöka prognostisera eller förutsäga framtiden. Modellen används istället för att bidra med information som kan påverka beslut i någon viss riktning, snarare än för att försöka förutspå vilka beslut som faktiskt tas.

Att utgående från en modells resultat dra slutsatser som ligger utanför den specifika studiens fokus kan vara vanskligt då olika aspekter kan vara olika noggrant modellerade och en modell naturligtvis tar bara hänsyn till de indata man ger den. En kostnadsoptimering kan därför ge resultat som i verkligheten av olika skäl kan vara osannolika att de inträffar. Exempel kan vara att "mjuka värderingar" såsom t.ex. människors inställning och eventuella motstånd till kärnkraft, avfallsförbränning eller vindkraft ofta bortses från i en kostnadsoptimerande energisystemmodell. Detta behöver inte betyda att modellresultatet är oriktigt eller ointressant, allt beror på syftet med modelleringen. Hur långt man i en modell bör gå för att försöka efterlikna verkligheten är inte självklart. Ibland kan arbetsbelastningen sätta gränser för hur detaljerad modellen görs men det kan också finnas andra goda skäl till att ibland hålla nere på detaljeringsgraden. Alltför hög detaljeringsnivå kan göra resultatet svårtolkat och det kan bli svårt att avgöra "vad som beror på vad", samt vilka slutsatser som egentligen är möjliga att dra. Modellens resultat är med andra ord inte särskilt meningsfullt utan en god förståelse för modellens förutsättningar, samt en tillhörande tolkning av modellresultaten.

I detta kapitel följer en genomgång av de viktigaste av de förutsättningar, indata och systemgränser etc. som gäller för modellen utvecklad och använd inom denna studie. För en fullständig genomgång av MARKAL, avseende matematisk uppbyggnad etc., hänvisas till Loulou et al (2004).

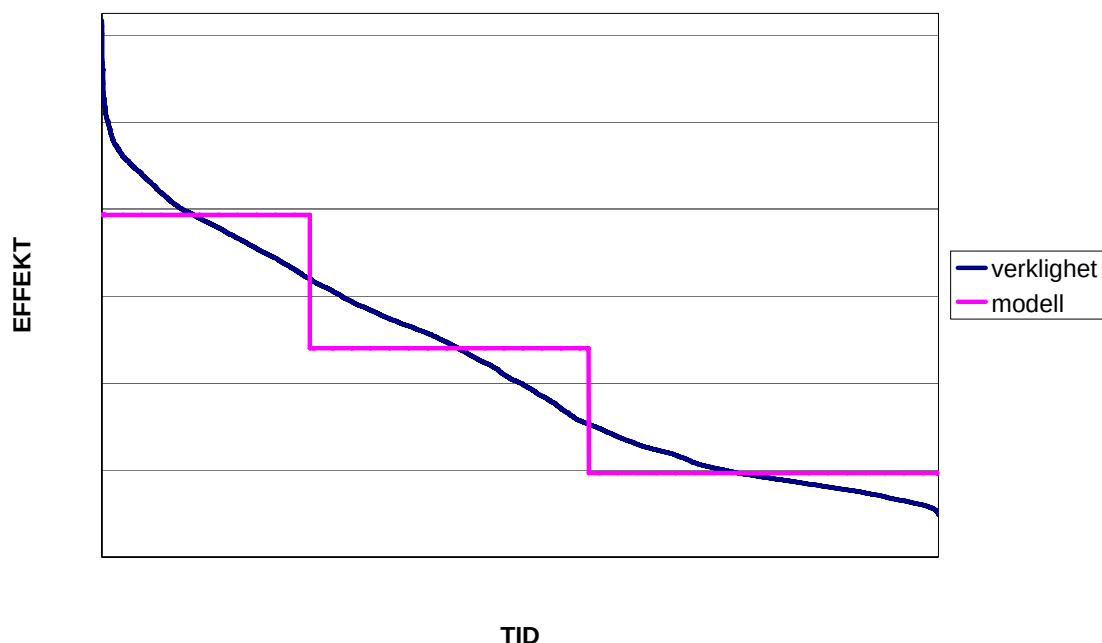
3.1 Modellens uppbyggnad

Modellen utvecklad inom denna studie avspeglar en region med Västra Götalands län samt Kungsbacka kommun som utgångspunkt. Modellen har sin fokus i fjärrvärmeproduktionen inom regionen. Andra sektorer och övriga delar av energisektorn ligger helt eller till stor del utanför avgränsningarna.

Som tidigare nämnts är modellen optimerande genom linjärprogrammering. Alla linjärprogrammeringsmodeller består av en målfunktion, variabler samt ett antal linjära bivillkor. Målfunktionen i denna modell minimerar de totala systemkostnaderna, eller mer

bestämt startårets nuvärde av alla kostnader (och inkomster d.v.s. negativa kostnader) som uppstår under hela modellens tidshorisont (investeringskostnader annualiseras över anläggningarnas livslängd). Bivillkoren bestämmer inom vilka ramar som kostnaderna kan minimeras, och anger i detta fall bl.a. att efterfrågan på fjärrvärme måste tillgodoses. Variablerna är de parametrar som modellen kan variera inom bivillkorens ramar för att hitta målfunktionens optimala värde, d.v.s systemets lägsta totalkostnad. Variablerna i denna modell utgörs bl.a. av hur stor produktionen skall vara i någon viss anläggning, hur stor kapacitet som skall investeras i en ny anläggning o.s.v.

Modellen är tidsmässigt uppbyggd av 8 stycken 5 års-perioder. Varje period representeras av ett år som utgörs av det första året i femårsperioden. Dessa år är i modellen 2004, 2009, 2014, 2019, 2024, 2029, 2034 och 2039. Varje period är i sin tur uppdelad i tre ”årstider”, vinter (dec, jan, feb), sommar (maj, jun, jul, aug, sep) samt höst/vår (mar, apr, okt, nov). Konsekvensen på ett varaktighetsdiagram för fjärrvärme av att ett år i modellen delas upp på detta sätt illustreras i figur 3.1 nedan.



Figur 3.1: Varaktighetsdiagram för fjärrvärme i modell och verklighet.

3.1.1 Efterfrågan på fjärrvärme drivande

Fjärrvärmen i den studerade regionen representeras i modellen av de 15 nät med störst leveranser av fjärrvärme år 2004. I figur 3.2 nedan ses vilka kommuners fjärrvärmenät som inkluderas i modellen. För värmeleveranserna som ligger till grund för urvalet se även figur 2.1 och 2.2 i tidigare avsnitt. I de ingående näten producerades 2004 över 90 % av regionens fjärrvärme och antas därför utgöra en god representation av regionen.

Varje enskilt fjärrvärmenät i modellen drivs av en fjärrvärmeefterfrågan som måste uppfyllas. Efterfrågan är i modellen helt exogent given, d.v.s. den kan ej påverkas internt i modellen. Detta innebär t.ex. att ingen återkoppling sker där eventuellt höga produktionskostnader för fjärrvärme resulterar i en lägre efterfrågan. För enkelhets skull har för alla nät, utom för Göteborgs, efterfrågan på fjärrvärme antagits vara konstant genom hela den studerade perioden (2004-2039) och bestämmas av 2004 års nivå. För

Göteborg har en ökning av efterfrågan mellan 2004 och 2009 antagits baserat på uppgifter från Göteborg Energi (se Rapport BKR:1). Efter 2009 har även för Göteborgs del antagits en konstant efterfrågan.

Kraftverk som endast producerar el, som vindkraft, vattenkraft, kondenskraftverk etc., inkluderas inte i modellen. Samtidig produktion av el och värme i kraftvärmeverk förekommer emellertid. Detta val hänger samman med att det inte heller finns någon egentlig efterfrågan på el i modellen, utan att producerad el istället kan säljas på en marknad till ett exogent givet pris. Det finns ingen gräns för hur mycket el som får säljas till detta givna pris, och inte heller något krav på att en viss mängd el skall produceras. En indirekt begränsning på elproduktionen i modellen ges av att kraftvärmeverken inte tillåts kyla bort producerad värme, d.v.s. köra i kondensdrift. Modellens elproduktion begränsas därmed i praktiken av värmeunderlaget. Anledningen till att elproduktion behandlas annorlunda än värmeproduktion, vars värde/marginalkostnad ges endogent eller internt i modellen av samspelet mellan produktionen och efterfrågan, är att systemet som studeras är förhållandevis litet och inte antas att ha en betydande påverkan på elpriset som sätts på den gemensamma nordiska elmarknaden.

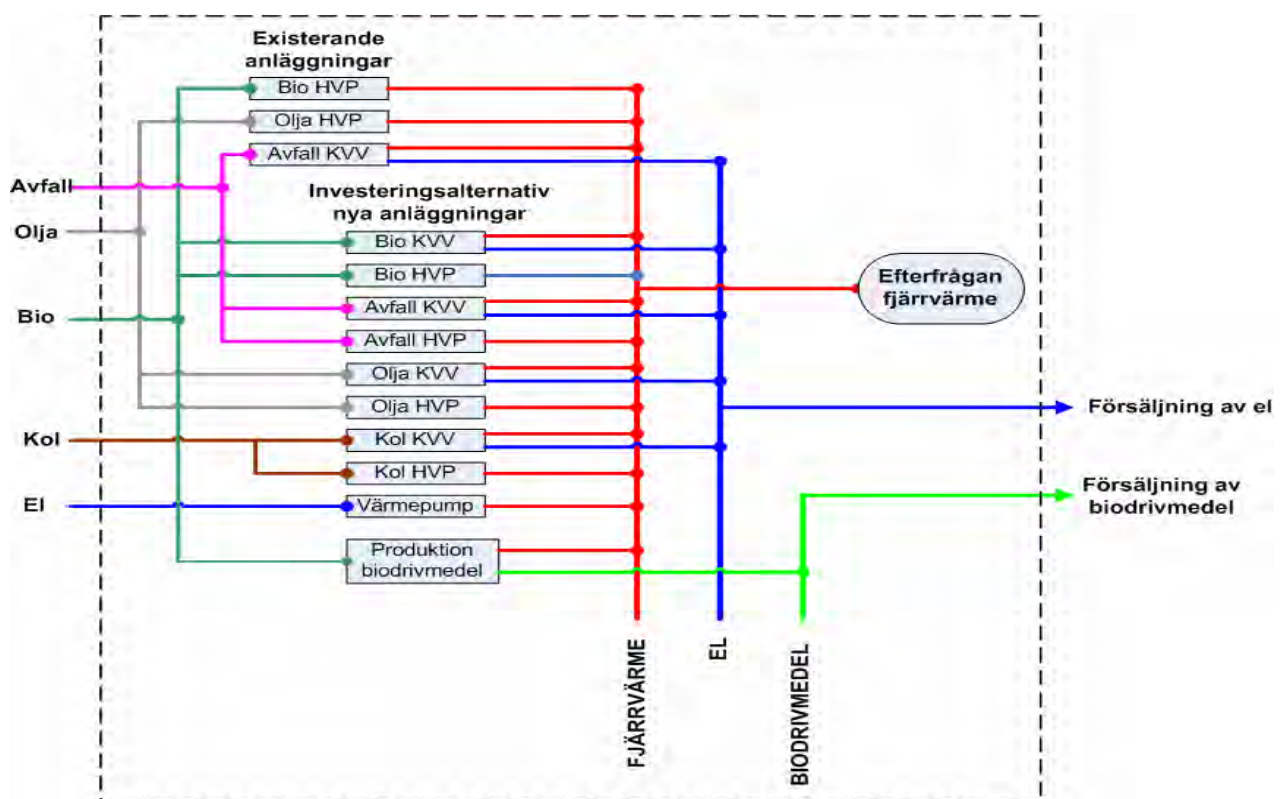


Figur 3.2: Fjärrvärmens i regionen representeras i modellen av fjärrvärmenäten i de markerade kommunerna. År 2004 levererades i dessa i kommuner över 90 % av regionens fjärrvärme.

På liknande sätt som elproduktionen och värdet på denna hanteras, behandlas också produktionen av biodrivmedel. Avseende biodrivmedel finns i modellen möjlighet att investera i anläggningar som producerar DME (dimetyleter) och SNG (syntetisk naturgas). Dessa drivmedel kan liksom el säljas på en marknad och därigenom sänka totala systemkostnaden. Inte heller här finns en egentlig efterfrågan som modellen måste uppfylla. Istället finns exogent givna pris och styrmedel. För biodrivmedel sätts en övre gräns på hur stor mängd som kan säljas. Nivån är baserad på regionens drivmedels-

förbrukning och nationella målsättningar för framtida produktion av biodrivmedel som här har skalats ner till regional nivå. Detta återkoms till i avsnitt 3.4.2.

I figur 3.3 åskådliggörs hur referensenergisystemet för ett fjärrvärmenät i modellen skulle kunna se ut. I början av modellens tidshorisont finns ett antal idag befintliga anläggningar. Utöver dessa finns ett antal investeringsmöjligheter i olika nya anläggningstekniker. Nätet ”drivs” av en efterfrågan på fjärrvärme. Eventuell produktion av el eller biodrivmedel kan säljas till ett exogent givet pris. Tillgång och priser för bränslena sätts även de exogent och påverkas inte av vad som sker i modellen. I modellen förekommer som nämnts 15 st olika nät, var och ett med en individuell efterfrågan. Göteborg och Mölndals nät är sammankopplade och kan därmed ha ett visst utbyte av fjärrvärme. Denna begränsas dock av överföringsbegränsningar. I modellen ges inte möjlighet till att bygga samman fjärrvärmenät med varandra, eller för Göteborgs och Mölndals del att utöka överföringsmöjligheterna utöver dagens situation.



Figur 3.3: Principiell bild över hur ett fjärrvärmenät i modellen skulle kunna se ut (från början existerande anläggningar och investeringsalternativ skiljer sig i modellen från nät till nät).

3.2 Produktionsanläggningar i modellen

Olika typer av energianläggningar för produktion av värme, el och drivmedel ingår i modellen dels vid modellens tidshorisonts början som befintlig anläggningskapacitet, och dels som ett antal för modellen möjliga investeringsalternativ i nya anläggningar. Investeringsalternativen inkluderar dels konventionella anläggningsalternativ men också aktuella anläggningsalternativ för biobränsleförgasning.

3.2.1 *Befintliga anläggningar*

Produktionskapaciteten i näten utgörs i modellens första period (2004) endast av redan befintliga anläggningar. Data för denna existerande produktionskapacitet har eftersträvat att i så hög grad som möjligt efterlikna de verkliga anläggningar som fanns 2004 i de i modellen representerade näten. Ibland har förenklingar gjorts men noggrannheten antas vara på en tillräcklig nivå för studiens syfte. I den andra modellperioden (2009) har de anläggningar som i verkligheten har kommit/beräknas komma i drift mellan 2004-2009, däribland Rya Kraftvärmeverk, också inkluderats i modellens befintliga produktionskapacitet. Anläggningar som räknas som befintliga i modellen belastas endast av rörliga kostnader. Utgående från vilket år som anläggningen togs i drift i verkligheten har en bedömning gjorts under hur stor del av modellens tidshorisont som anläggningen finns kvar som tillgänglig kapacitet. Detta är givetvis i många fall oerhört svårt att avgöra men för modellen ändå en nödvändighet. Eventuella missbedömningar av enskilda anläggningars resterande tekniska livslängd antas här inte få någon avgörande betydelse för modellens övergripande resultat.

Data för den befintliga kapaciteten kommer från ett antal olika källor, bl.a. kan följande nämnas: energibolagens hemsidor, miljörapporter från energibolag (Göteborg Energi, 2005; Renova, 2005), Naturvårdsverket (2005a), energimyndigheten (STEM, 2006a), bakgrundsunderlag till OPET (2004), Montin (2004), Svensk fjärrvärme (2006), personlig kontakt med flera av de berörda energibolagen, etc.

3.2.2 *Nya konventionella anläggningar*

Från och med tredje modellperioden (2014) får modellen möjlighet att förutom att använda sig av den befintliga anläggningskapaciteten också möjlighet att investera i nya anläggningar. Medan de befintliga anläggningarna endast belastas med rörliga kostnader belastas dessa alternativ också med investeringskostnader och fasta drift- och underhållskostnader.

I tabell 3.1 visas utvalda data och prestanda för de nya konventionella anläggningar som finns som investeringsalternativ i modellen. Samtliga nya anläggningar har i modellen en livslängd på 20 år.

Tabell 3.1: Några utvalda data för de tekniker som ingår som investeringsmöjligheter i modellen exklusive förgasningsanläggningarna. I kolumnen längst till höger ses i hur många fjärrvärmenät (av totalt 15 st) respektive anläggning finns som tillgängligt alternativ. Verkningsgrader är angivna med lägre värmevärde (LHV) som bas.

	Skala	El- verknings- grad	Total- verknings- grad	Inv.kostnad [SEK/kWe]	F. D&U [% av inv./år]	V. D&U [SEK/ MWh br]	Antal FV-nät där teknik ingår
Trädbränsle Ångcykel KVV ^a	Stor 1 (~80 MWe)	0.34	1.10	12 000	2%	23	1 (15)
	Stor 2 (~30 MWe)	0.30	1.10	16 400	2%	23	1 (15)
	Medium (~10 MWe)	0.27	1.10	21 200	2%	23	5 (15)
	Liten (~1-3 Mwe)	0.25	1.05	35 000	2%	23	8 (15)
Avfall Ångcykel KVV ^b	Stor (~30 MWe)	0.23	0.95	40 000	3%	75	1 (15)
	Medium (~3 MWe)	0.17	0.89	80 000	3%	75	4 (15)
Naturgas Kombicykel KVV ^c	Stor (~150 MWe)	0.49	0.90	6 500	2%	8	1 (15)
	Medium (~40 MWe)	0.46	0.89	8 000	2%	8	1 (15)
Naturgas Gasmotor KVV ^d	Liten (~1 Mwe)	0.40	0.88	6 000		38	3 (15)
Kol Ångcykel KVV ^e	Stor 1 (~80 MWe)	0.34	0.89	12 000	2.5%	30	1 (15)
	Stor 2 (~30 MWe)	0.30	0.89	16 400	2.5%	30	1 (15)
	Medium (~10 MWe)	0.27	0.89	21 200	2.5%	30	5 (15)
Olja Ångcykel KVV ^f	Stor 1 (~80 MWe)	0.34	0.90	10 000	1.5%	8	1 (15)
	Stor 2 (~30 MWe)	0.30	0.90	13 000	1.5%	8	1 (15)
	Medium (~10 MWe)	0.27	0.90	17 000	1.5%	8	5 (15)
Alfavärde							
Konv. av bio HVP till KVV ^g	Liten	(el/värme)		[SEK/kWe]	2%	23	7 (15)
		0.15		9 000			
Trädbränsle HVP ^h	Stor / Liten			[SEK/kWv]	2%	18	7 / 8 (15)
				3 000 / 3 700			
Avfall HVP ⁱ	Stor	0.89		9 000	3%	60	5 (15)
Kol HVP ^j	Stor / Liten	0.89		3 000 / 3 900	2.5%	24	7 / 8 (15)
Olja HVP ^k	Stor / Liten	0.90		1 400 / 1 700	1.5%	6	7 / 8 (15)
Naturgas HVP ^l	Stor / Liten	0.89		800 / 1 000	2%	6	2 / 3 (15)
Värmepump ^m	Stor / Liten	3.2 (COP)		6 000	0 / 5 %	2	7 / 8 (15)

a) Prestanda och investeringskostnader för "stor 1", "stor 2" och "medium" baserade på Bärning et al (2003), för "liten" baserad på DEA (2005). D&U-kostnader baserade på Bärning et al (2003). Anläggningarna är utrustade med rökgaskondensering.

b) Baserade på Bärning et al (2003)

c) Baserade på Bärning et al (2003)

d) Baserade på Bärning et al (2003)

e) Baserade på Gustavsson (1997), Bärning et al (2003) samt egna antaganden. Rörlig D&U från Knutsson (2005).

f) Baserade på Gustavsson (1997), Bärning et al (2003) samt egna antaganden. Rörlig D&U från Knutsson (2005).

g) Baserad på OPET (2004) samt egna antaganden.

h) Investeringskostnad baserad på Gustavsson et al (1995). Totalverkningsgrad antas vara samma som för KVV (rökgaskondensering).

För fast D&U antas samma procentsats som för KVV, rörlig D&U från Knutsson (2005).

i) Investeringskostnad baserad på DEA (2005). Totalverkningsgrad antas vara samma som för KVV. För fast D&U antas samma procentsats som för KVV, rörlig D&U från Knutsson (2005).

j) Investeringskostnader baserade på Gustavsson et al (1995). Totalverkningsgrad antas vara samma som för KVV. För fast D&U antas samma procentsats som för KVV, rörlig D&U från Knutsson (2005).

k) Investeringskostnader baserade på STEM (2002) samt egna antaganden. Totalverkningsgrad antas vara samma som för KVV. För fast D&U antas samma procentsats som för KVV, rörlig D&U från Knutsson (2005).

l) Investeringskostnader baserade på STEM (2002) samt egna antaganden. Totalverkningsgrad antas vara samma som för KVV. För fast D&U antas samma procentsats som för KVV, rörlig D&U från Knutsson (2005).

m) Baserad på egna antaganden samt DEA (2005) och Gustavsson (1995). Rörlig D&U från Knutsson (2005).

n) För HVP avser "Stor" i storleksordningen 50 MWv och "Liten" i storleksordningen 7 MWv.

Som framgår i tabellen finns för en typ av anläggning, t.ex. biokraftvärmeverk eller värmepumpar, olika datauppsättningar med skillnader i kostnad och prestanda. De olika datauppsättningarna representerar olika storleksskalor för en viss typ av anläggning då ofta skalfördelar förekommer. Som framgår av tabellen gäller här generellt att desto större anläggning, desto lägre specifik investeringskostnad och, för kraftvärmeanläggningar, desto högre elverkningsgrad. För att efterlikna verkliga förhållanden har de olika storleksalternativen gjorts tillgängliga i olika fjärrvärmenät beroende på nätets värmeunderlag. Längst till höger i tabellen anges i hur många av de totalt 15 ingående näten som respektive alternativ finns tillgängligt. För samma typ av anläggning finns i ett och

samma fjärrvärmenät endast en (eller ingen) storleksskala tillgänglig (annars hade alternativet med lägst specifik investeringskostnad och bäst prestanda alltid valts). T.ex. gäller för anläggningstypen ”Trädbränsle Ångcykel KVV” att alternativet med lägst specifik investeringskostnad, 12 000 SEK/kW_{el}, endast finns tillgängligt i ett av näten. I detta fall är det regionens största nät, Göteborg, som avses. I regionens näst största nät, Borås, kan det endast investeras i alternativet med en specifik investeringskostnad på 16 400 SEK/kW_{el}. I de fem därefter i storleksordning följande näten, Mölndal, Trollhättan, Uddevalla, Lidköping och Skövde, finns endast alternativet med en specifik investeringskostnad på 21 200 SEK/kW_{el} tillgängligt, och i de åtta minsta näten kostar den småskaliga biokraftvärmen som finns som tillgängligt investeringsalternativ 35 000 SEK/kW_{el}.

Trots att de olika datauppsättningarna (d.v.s. kostnader och prestanda) för respektive anläggningstyp baseras på en viss angiven storleksskala, väljer modellen fritt vilken storlek/kapacitet av en viss teknik som skall ”byggas” i varje fjärrvärmenät. I teorin kan därför en situation uppkomma där en teknik investeras i en storlek som inte helt matchar dess datauppsättning. Med detta menas att modellen t.ex. i Göteborg kan bygga en anläggningen av typen ”Trädbränsle Ångcykel KVV” i en storlek på exempelvis 10 MW_{el} men till en kostnad och med en prestanda som egentligen avser en anläggning på runt 80 MW_{el} (i Göteborg finns endast skalan ”Stor 1” tillgänglig). Detta är således något man får ha i åtanke vid tolkningen av modellresultaten.

Avfallsförbränning begränsas i modellen för varje av de ingående fjärrvärmenäten till dagens nivåer på tillståndsgiven förbränningsmängd. Detta innebär att det endast i 5 av de 15 ingående näten i modellen ges möjlighet till avfallsförbränning. Man hade även kunnat tänka sig andra alternativa modellutformningar avseende detta, men då avfallsförbränning inte är studiens fokus görs här denna förenkling. Avfall antas i modellen ha ett energiinnehåll på 3 MWh/ton (se t.ex. Barring et al, 2003). Nedan syns dagens tillståndsgivna avfallsförbränningsmängder för respektive kommun som således i modellen antas gälla under hela den studerade perioden (från Naturvårdsverket, 2005b):

- Borås: 100 000 ton
- Göteborg: 460 000 ton
- Lidköping: 100 000 ton
- Skövde: 50 000 ton
- Uddevalla: 98 000 ton

Naturgas är i modellen endast tillgänglig i de kommuner där det idag finns tillgängligt naturgasnät och sålunda är det endast i ett begränsat antal kommuner som naturgasanläggningar finns med som investeringsalternativ. I modellen finns inte möjlighet att bygga ut naturgasnätet.

Kol- samt oljekraftvärme antas inte vara relevanta alternativ i småskalig form och de åtta minsta fjärrvärmenäten har därför i modellen, till skillnad från de sju större, inte dessa tekniker som tillgängliga investeringsalternativ.

Konvertering av befintliga biobränsleeldade hetvattenpannor till kraftvärmeproduktion kan vara ett intressant alternativ för produktion av grön el. Det finns ett antal olika sätt och koncept för hur en sådan konvertering kan göras och kostnaderna skiljer sig givetvis från fall till fall och är också beroende av hur stor del elproduktion som eftersträvas (OPET, 2006; Larsson, 2002). I modellen ges möjlighet till konvertering av

biobränslehetvattenpannor i sju av näten (ej Göteborg). Investeringskostnaden för detta sätts här till 9 000 SEK/kW_{el} och erhållen elkvot till 0,15. Värdena baseras på litteratordata och ligger mellan de uppskattningar som har påträffats (jfr t.ex. OPET, 2006; Larsson, 2002; Barring et al, 2003). Det kan nämnas att Munkegårdsverket i Kungälv konverterades till en kostnad på drygt 20 miljoner kronor för en erhållen eleffekt på ca 3 MW (Kungälv Energi, 2006), alltså en något lägre specifik investeringskostnad än vad som här används.

Produktion av industriell spillvärme inkluderas i modellen inom systemgränsen och kostnaden för produktionen sätts i alla scenarier till 0, d.v.s. den är ”gratis”. Detta antas gälla för alla fjärrvärmenät där spillvärme förekommer. Mängden spillvärme i systemet får i modellen en övre begränsning i form av den befintliga kapacitet som är fallet idag i respektive fjärrvärmenät.

3.2.3 *Biobränsleförgasningsanläggningar*

I tabell 3.2 nedan redovisas data för de förgasningsanläggningar som ingår som investeringsalternativ i modellen. Som jämförelse finns även använd data för Rya Kraftvärmeverk med i tabellen.

Tabell 3.2: Data för Rya Kraftvärmeverk samt i modellen ingående förgasningsanläggningar. Elförbrukning eller elproduktion är i tabellen angiven som netto, men är i modellen brutto p.g.a. gällande elcertifikatsregler. I kursiv stil anges förgasningsanläggningar med data från källor utanför Biokombi Rya-projektet som har använts i vissa av modellkörningarna. Verkningsgrader och effekter är angivna med lägre värmevärde (LHV) som bas.

	Input	Effekt in	Output	Effekt ut	Verknings- grader	Total- verknings- grad	Invest. kostnad [MSEK]	Spec. inv. kostnad [SEK/kW _{el}]	F. D&U [% av inv./år]	V. D&U [SEK/ MWh br]
		[MW in]		[MW ut]						
Rya KVV^a	Naturgas	200	El	88	0.44	0.93				8
1GT+HRSG			Värme	98	0.49					
Kraftvärmealternativ^b	Flis	240	El	78	0.32	0.84	700	8951	3.5%	34
med ombyggd Rya	Naturgas	8	Värme	130	0.52					
ångtork, 1 GT+HRSG										
Pressurised BIGCC^c	Flis	70-233	El	30-100	0.43	0.90		9500-13000	2.5%	30
			Värme	33-110	0.47					
Metanisering^d	Pellets	270	SNG	173	0.63	0.86	2080	[SEK/kW SNG] 12023	3.5%	27
	El	4.5	Värme	64	0.23					
Metanisering^e	Flis	240	SNG	173	0.69	0.92	2190	12659	3.5%	30
med bränsletork	El	10	Värme	58	0.23					
Kombinat^f	Pellets	274	DME	158	0.18	0.85	2400	[SEK/kW DME] 15190	3.5%	14
utan bränsletork	Naturgas	589	El	257	0.30					
3 GT + HRSG			Värme	319	0.37					
Kombinat^g	Flis	242	DME	158	0.19	0.88	2500	15823	3.5%	15
med bränsletork	Naturgas	589	El	250	0.30					
3 GT + HRSG			Värme	321	0.39					
DME-anläggning^h	Flis	200	DME	131	0.62	0.68	2192	16695	2.5%	30
	El	12.5	Värme	12.5	0.06					

I tabellen avses nettoel producerad eller förbrukat i respektive anläggning. I modellen används emellertid bruttoel då all "grön" elproduktion är certifikatberättigad, oavsett om anläggningen är nettoproducent eller nettokonsument.

a) Se t.ex. Biokombi Rya Grunddata (Rapport BKR:1). Variabel D&U satt till samma som för en ny gaskombianläggning, se tab 3.1, efter Bärning et al (2003).

b) Från Biokombi Rya AP Koncept (Rapport BKR:12). D&U-kostnader antagna inom denna delstudie baserat på uppgifter från AP Koncept. Variabel D&U avser kostnad per MWh använd biobränsle, och inkluderar förutom förgasningsanläggningen även rörliga kostnader för Rya KVV.

c) Baserad på uppgifter i Marbe (2005).

d) Från Biokombi Rya AP Koncept (Rapport BKR:12). D&U-kostnader antagna inom denna delstudie baserat på uppgifter från AP Koncept. Variabel D&U avser kostnad per MWh använd biobränsle.

e) Från Biokombi Rya AP Koncept (Rapport BKR:12). D&U-kostnader antagna inom denna delstudie baserat på uppgifter från AP Koncept. Variabel D&U avser kostnad per MWh använd biobränsle.

f) Från Biokombi Rya AP Koncept (Rapport BKR:3). D&U-kostnader antagna inom denna delstudie baserat på uppgifter från AP Koncept. Variabel D&U avser kostnad per MWh använd "bränslemix" av biobränsle och naturgas.

g) Från Biokombi Rya AP Koncept (Rapport BKR:3). D&U-kostnader antagna inom denna delstudie baserat på uppgifter från AP Koncept. Variabel D&U avser kostnad per MWh använd "bränslemix" av biobränsle och naturgas.

h) Baserad på BioMeet II (Boding et al, 2003) samt egna antaganden.

Alternativet som i tabellen benämns "Kraftvärmealternativ med ombyggd Rya" avser ett koncept där en förgasningsprocess kopplas samman med Rya KVV och där en linje i kraftvärmeverket helt försörjs med förgasat biobränsle i en lågvärdig form (med undantag av en liten del naturgas som stödbränsle). Detta alternativ kräver att Rya KVV till viss del modifieras för att kunna hantera lågvärdesgasen som egenskapsmässigt skiljer sig från naturgas (se rapportering från andra delprojekt inom Biokombi Rya).

Investeringskostnaden som anges i tabellen och som används i modellen inkluderar ej kostnaden för modifiering av Rya KVV utan denna kostnad bortses ifrån i denna studie. I alternativet som inkluderas i modellen torkas bränslet med ångtork. I modellen kan antingen en, två eller samtliga tre av linjerna i Rya KVV byggas om enligt detta alternativ.

Inom Biokombi Rya-projektet har även ett kraftvärmealternativ med lågvärdig gas utan ombyggnad av Rya presenterats. Utan modifiering av Rya visade sig emellertid möjlig

inblandning av produktgas i Rya KVV vara väldigt liten (se Rapport BKR:3). Alternativet antas därför här inte vara av särskilt stort intresse och inkluderas inte i modellen.

Alternativen som benämns ”Metanisering” samt ”Metanisering med bränsletork” avser förgasningsanläggningar som efter förgasningsprocessen låter den genererade gasen genomgå ett antal processteg inklusive ett metaniseringssteg. Gasen som produceras blir en metangas som i kvalitet är likvärdig med naturgas, s.k. SNG (Syntetic Natural Gas). SNG kan i modellen användas på tre olika sätt:

- i Rya Kraftvärmeverk för produktion av el och värme (ger då i elcertifikat till Rya KVV)
- till försäljning som biodrivmedel i transportsektorn (övre gräns finns, se 3.4.2)
- till försäljning som naturgas (till naturgasgaspriset, obegränsad mängd)

Metanisering finns i modellen med dels pellets (utan bränsletork) och dels flis (med bränsletork) som bränsle.

”Kombinat med bränsletork” samt ”Kombinat utan bränsletork” är förgasningsanläggnings-alternativ som dels producerar en produktgas som används i Rya KVV och dels producerar fordonsdrivmedel i form av DME (dimetyleter). I tabellen redovisas data för dessa alternativ med förgasningsanläggningen ”sammanslagen” med Rya KVV. Leveransen av produktgas från förgasningsenheten till Rya KVV är i båda dessa fall ganska begränsade, 11 MW, och avser Rya KVV utan några modifieringar i t.ex. gasturbiner. Alternativet utan bränsletork har pellets som bränsle och alternativet med bränsletork använder flis. I modellen antas förgasningsenheterna och Rya KVV vara så integrerade att man inte kan köra DME-produktionen och Rya KVV:s kraftvärme-produktion var för sig.

De ovan presenterade förgasningsanläggningarna kan till skillnad från de tidigare nämnda konventionella anläggningarna, tabell 3.1, i modellen inte byggas i vilken av modellen vald storlek som helst. Det först nämnda alternativet, ”kraftvärmealternativ med ombyggd Rya”, kan t.ex. bara byggas i tre olika storlekar, antingen konverteras en linje i Rya KVV, eller också två eller alla tre. Några andra alternativ är av naturliga skäl givetvis inte relevanta och detta gör att man måste begränsa modellen så att den inte väljer att bygga om motsvarande t.ex. 1,67 eller 2,33 linjer i Rya KVV. I och med detta tas här ett steg ifrån ren linjärprogrammering mot s.k. *mixed integer programming* (”blandad heltalsprogrammering”). Likadant har valts att göra med de andra förgasningsanläggnings-alternativen presenterade ovan. Detta innebär att metaniseringsanläggningarna endast tillåts byggas i den storlek som anges i tabellen, d.v.s. med 173 MW SNG-produktion. Dock kan om modellen så finner lämpligt flera anläggningar i den storleken byggas. För kombinalternativen gäller enligt samma resonemang att om Rya KVV skall byggas om till ett kombinat med integrerad produktion av DME, så är det endast de två alternativen så som de anges i tabellen som är tillgängliga möjligheter för modellen. Inte heller här kan med andra ord t.ex. ”halva” Rya byggas om till kombinalternativet. Av naturliga skäl går det inte heller i modellen att bygga flera kombinat av typerna angivna i tabellen vare sig i Göteborg eller i andra ingående nät, då det bara finns ett Rya KVV att bygga om.

Utöver de förgasningsanläggningkoncept nämnda ovan, som alla har utarbetats inom Biokombi Rya-projektet (för mer info om dessa koncept, se annan rapportering inom

Biokombi Rya t.ex. Rapport BKR:3 och Rapport BKR:12), har även ytterligare två biobränsleförgasningsalternativ inkluderats i modellen. Det ena är en fristående DME-anläggning som fungerar som jämförelse mot de två andra ingående drivmedelsproduktionsalternativen i modellen, DME från energikombinat samt SNG från metanisering. Data för denna fristående DME-anläggning baseras främst på projektet BioMeet II (Boding et al, 2003). Anläggningsalternativet finns, liksom alternativen framarbetade inom Biokombi Rya-projektet, med i samtliga modellkörningar.

Liksom för tidigare nämnda förgasningsanläggningar gäller också för den fristående DME-anläggningen att den endast kan byggas i den i tabellen angivna storleken, d.v.s. för produktion av 131 MW DME. Till skillnad från övriga förgasningsanläggningar, som i modellen bara är tillgängliga att bygga i Göteborgs fjärrvärmenät, tillåts detta alternativ emellertid även i andra fjärrvärmenät. Anläggningen har som framgår av tabellen en fjärrvärmeproduktion på endast 12,5 MW och kan därför få plats i flera av de i modellen ingående näten. Här har valts att göra alternativet tillgänglig i de sju största i näten: Göteborg, Borås, Mölndal, Trollhättan, Uddevalla, Lidköping och Skövde. Dessutom är det i modellen tillåtet att bygga anläggningen på en ospecificerad plats, men då utan att någon fjärrvärmeproduktion kan tillgodoräknas.

Det andra adderade förgasningsanläggningsalternativet som inkluderas i modellen är en IGCC-anläggning (Integrated Gasification Combined Cycle) med biobränsleförgasning för kraftvärmeproduktion, i tabellen benämnd "Pressurised BIGCC". Detta alternativ är närmast jämförbar med kraftvärmealternativet med ombyggd Rya KVV nämnt tidigare. I detta fall rör det sig dock om en nybyggd anläggning från början optimerad för ändamålet. Data för detta alternativ är baserad på Marbe (2005). Kostnadsdata för denna anläggning avser en s.k. n:te anläggning eller en mogen teknologi, och avspeglar därmed inte nödvändigtvis dagens situation. Alternativet kommer inte att finnas med i alla modellkörningar och scenarier, utan när så är fallet anges detta tydligt. I tabellen uppges som synes ett intervall för både storlek och investeringskostnad. I de modellkörningar som tekniken inkluderas används den övre specifika investeringskostnaden, 13000 SEK/kW_{el}, samt att modellen fritt väljer storlek på samma sätt som är fallet för de konventionella anläggningarna (men inte för övriga förgasningsanläggningar). Anläggningsalternativet görs i modellen tillgänglig endast i Göteborgs fjärrvärmenät.

3.3 Modellsценарier – bränslepriser och styrmedel

Då framtiden är osäker använder man i modellsammanhang ofta olika scenarier. Mellan scenarierna varierar man osäkra parametrar och täcker på så sätt in olika möjliga framtida situationer i studien. I denna studie varieras framför allt bränslepriser och nivåer för styrmedel mellan de olika scenarierna. Scenarierna som har använts i denna studie bygger till större delen på framtagna gemensamma scenarier inom Biokombi Rya-projektet³. Nedan följer en genomgång av använda scenarier samt hur dessa till viss del har anpassats till denna delstudie. För ytterligare information om de gemensamma scenarierna hänvisas till annan rapportering inom Biokombi Rya-projektet (se t.ex. Rapport BKR:10 och Rapport BKR:11).

³ Antaganden och prisnivåer gällande CO₂, elcertifikat, eldningsolja, naturgas, kol, biobränsle och el kommer från Rapport BKR:10 av Harvey och Axelsson. I övrigt gjorda antaganden (drivmedelspriser etc.) är gjorda inom ramen för denna delstudie.

I tabell 3.3 redovisas de i studien mest centrala data för bränslepriser och styrmedelsnivåer som används i modellen. Som framgår av tabellen används fem skilda scenarier, var och en med en egen uppsättning data. Scenarierna 1-4 är makroekonomiska scenarier som har tagits fram med hjälp av bl.a. prognoser för bränslepriser och antagna samband prisnivåerna emellan. Scenariet Q1-2006 bygger däremot på statistik för hur situationen var första kvartalet år 2006.

De gemensamma scenarierna inom Biokombi Rya-projektet avser i första hand tänkta nivåer för år 2020. I denna delstudie används nivåerna emellertid i respektive scenario under hela den studerade perioden (2004-2039). Nivåerna är med andra ord konstanta genom hela modellens tidshorisont. Det är i verkligheten givetvis inte särskilt troligt att bränslepriser håller sig konstanta under en sådan lång period, men snarare än i att spekulera i olika utvecklingsvägar har här valts att renodla scenarierna på detta sätt.

De makroekonomiska scenarierna 1-4 skiljer sig åt på ett antal principiella sätt. Till att börja med används i scenario 1-2 en lägre nivå för fossilbränslepriser och i scenario 3-4 en högre. Fossilbränslepriserna i scenario 1-2 är baserade på referensfallet i IEA:s prognos för de internationella marknadspriserna för råolja, naturgas och kol för år 2020 i rapporten "World Energy Outlook 2005". Här är nivåerna justerade till svenska förhållanden för storkund genom antaganden om diverse tillägg och krackningspriser. De höga fossilbränsleprisnivåerna i scenario 3-4 är baserade på samma internationella marknadspriser men istället för prognoser används statistik för första kvartalet 2006. Samma gjorda antaganden om prisrelationerna till svenska storkunder som i scenario 1-2 används även här.

Elpriserna bestämdes utifrån gjorda antaganden om fossilbränslepriser samt om nivåer för CO₂-pris, genom att rimliga marginalproduktionsteknikers elproduktionskostnader beräknades och jämfördes. Rimliga marginalproduktionstekniker antogs här vara kolkondens samt naturgaskombi, båda teknikerna både med och utan koldioxidavskiljning. Den av dessa antagna marginaltekniker som ger lägst elproduktionskostnad bestämmer elpriset i respektive scenario. I elproduktionskostnaderna (och därmed i elpriset) inkluderas kostnaden för investering i ny anläggning. I denna delstudie antas detta beräknade elpris utgöra ett medelpris under året, och vara högre under vintersäsongen (+15 %) och lägre under sommarsäsongen (-10 %).

Tabell 3.3: De viktigaste data för priser och styrmedel (samt distributionskostnader) för de energimarknadsscenarier som används i modellen. Priserna gäller i denna studie för respektive scenario under hela den studerade perioden, 2004-2039. För spillvärme avses inte ett marknadspris utan en produktionskostnad.

	Scenario	1	2	3	4	Q1-06
CO2-pris ETS Handel	[SEK/ton]	250	400	250	400	250
Elcertifikatpris	[SEK/MWh_el]	150	50	150	50	204
EO1	[SEK/MWh_br]	236	236	372	372	447
EO1 inkl. CO2-handel	[SEK/MWh_br]	303	344	440	480	515
EO5	[SEK/MWh_br]	194	194	304	304	301
EO5 inkl. CO2-handel	[SEK/MWh_br]	263	304	373	414	370
Naturgas	[SEK/MWh_br]	185	185	262	262	283
Naturgas inkl. CO2-handel	[SEK/MWh_br]	236	266	313	343	334
Kol	[SEK/MWh_br]	49	49	58	58	58
Kol inkl. CO2-handel	[SEK/MWh_br]	130	179	140	189	140
Biobränsle PELLETS	[SEK/MWh_br]	228	314	245	425	208
Biobränsle FLIS	[SEK/MWh_br]	153	210	164	284	142
Biobränsle BIPRODUKT	[SEK/MWh_br]	130	179	140	243	122
Elpris	[SEK/MWh_el]	497	540	531	567	363
Bensin / Diesel vid pump	[SEK/MWh_br]	321	321	457	457	536 / 529
Bensin / Diesel vid pump inkl. CO2	[SEK/MWh_br]	386	425	522	561	770 / 797
DME vid pump	[SEK/MWh_br]	386	425	522	561	903
SNG vid pump	[SEK/MWh_br]	386	425	522	561	668
Distributionskostnad DME	[SEK/MWh_br]	200	200	200	200	200
Distributionskostnad SNG - låg	[SEK/MWh_br]	200	200	200	200	200
Distributionskostnad SNG - hög	[SEK/MWh_br]	400	400	400	400	400
Drivmedelscertifikat - låg	[SEK/MWh_br]	200	160	200	160	-
Drivmedelscertifikat - hög	[SEK/MWh_br]	400	360	400	360	-
Avfall (-behandlingsavgift)	[SEK/MWh_br]	-200	-200	-200	-200	-200
Spillvärme (kostnad)	[SEK/MWh_br]	0	0	0	0	0

Scenarierna med samma nivå på fossilbränslepriserna, 1 och 2 (låga fossilbränslepriser) respektive 3 och 4 (höga fossilbränslepriser), differentieras framför allt åt genom olika tänkta ambitionsnivåer internationellt avseende CO2-reduktion. Detta avspeglas i olika prisnivåer i CO2-handeln. Två nivåer för CO2-pris används, en på 400 SEK/ton CO2 i scenario 1 och 3 (hög ambitionsnivå) och en på 250 SEK/ton CO2 i scenario 3 och 4 (låg ambitionsnivå).

Nivån på elcertifikat antas vara kopplad till CO2-priset. Detta genom att en hög CO2-prisnivå antas leda till en lägre elcertifikatnivå och tvärtom. Här används 150 SEK/MWh som en hög nivå för elcertifikaten (används i scenario 1 och 3 vid ett CO2-pris på 250 SEK/ton) och 50 SEK/MWh som en låg nivå (används i scenario 2 och 4 vid ett CO2-pris på 400 SEK/ton).

I scenario 1-3 antas biobränsleanvändningen på marginalen ske genom sameldning av biobränsle och kol (t.ex. i stora kolkraftverk på kontinenten) vilket antas bestämma biobränslepriset. Med detta som bakgrund sätts marknadspriset på biobränsle som biprodukt lika med priset på kol inklusive kostnad för CO2. Priserna på flis och pellets räknas utgående från detta pris upp med en antagen faktor. I scenario 4 antas biobränsletillgången vara låg och att användare med högre betalningsvilja än kolkraftverken är marginalanvändare, vilket leder till att biobränslepriset är betydligt högre än kolpriset inklusive CO2 i detta fall.

Bensin och diesel ingår inte specifikt i modellen som energibärare då ingen egentlig transportsektor finns med. Istället sätts som tidigare nämnts ett pris till vilket biodrivmedel antas kunna säljas i respektive scenario. Detta pris är baserat på antagna

bensin- och dieselpriis och därför redovisas också dessa i tabellen. Bensin och diesel antas i scenario 1-4 ha samma pris vid pump och detta pris (exklusive skatter) har antagits ligga 85 SEK/MWh över priset för EO1 till storkund, baserat på statistik för år 2004-2005 (SPI, 2006). Pumppriset för bensin och diesel inklusive CO₂ antas i scenario 1-4 bestämma möjligt pris vid pump att ta ut för DME och SNG som drivmedel och dessa sätts därför lika.

Som situationen är idag, och kommer att vara åtminstone t.o.m. 2008, är biodrivmedel befriade från den energi- och koldioxidskatt som finns på bensin och diesel (Naturvårdsverket, 2006). Denna energi- och koldioxidskatt uppgick i början av 2006 till ca 548 SEK/MWh för bensin och ca 374 SEK/MWh för diesel exklusive moms (SPI, 2006). Kostnaden för att släppa ut koldioxid är idag olika i olika delar av energisektorn. Det är t.ex. betydligt dyrare att släppa ut CO₂ i transportsektorn än vid elproduktion (STEM, 2006). I scenario 1-4 antas att CO₂-kostnaden harmoniseras till en och samma nivå inom alla delar av energisystemet, så att samma nivå gäller i transportsektorn såväl som i den stationära energisektorn. Denna nivå antas vidare bestämmas av CO₂-handelssystemet. Det styrmedel som troligen krävs utöver detta CO₂-pris för att få in biodrivmedel på marknaden benämns i denna studie för "drivmedelscertifikat". Drivmedelscertifikatet utgör en extra inkomstkälla för biodrivmedel (här DME och SNG) utöver försäljningsintäkten som ges av marknadspriset, på liknande sätt som elcertifikat utgör en extra inkomstkälla för förnyelsebar elproduktion. Som styrmedlet används i modellen kan det dock i praktiken lika gärna röra sig om en skattesubvention, produktionsbidrag eller liknande. Om en harmoniserad CO₂-kostnad på 250 SEK/ton CO₂ hade gällt idag kan skattesubventionen (motsvarande studiens drivmedelscertifikat) för biodrivmedel med ovan angivna skattenivåer sägas ligga på 484 SEK/MWh för bensinersättning och 309 SEK/MWh för dieselpersättning (fås om 250 SEK/ton CO₂ för bensin respektive diesel subtraheras från energi- och koldioxidskatten).

I scenario 1-4 används i varje scenario en hög respektive en låg nivå på detta drivmedelscertifikat. I likhet med elcertifikatet antas drivmedelscertifikatet bero av CO₂-prisnivån. Den höga nivån sätts i scenario 1 och 3 till 400 SEK/MWh som en approximation av de ovan angivna "dagens" skattesubventioner. Motsvarande höga nivå i scenario 2 och 4 sätts till 360 SEK/MWh. Skillnaden på 40 SEK/MWh motsvarar hur prisnivån inklusive CO₂ för bensin/diesel förändras om CO₂-priset ändras från 250 till 400 SEK/ton. Den låga nivån för drivmedelscertifikaten sätts i scenario 1 och 3 till hälften av den höga, d.v.s. 200 SEK/MWh. Med motsvarande motivering som ovan sätts den låga nivån i scenario 2 och 4 till 160 SEK/MWh. Observera att till skillnad från dagens situation där biodrivmedel kan sägas ha olika stöd beroende på om det i första hand rör sig om bensin- eller dieselpersättning (då skatterna är olika för bensin och diesel) används i modellen endast en nivå åt gången på drivmedelscertifikatet.

Förutom de här nämnda nivåerna kommer i resultaten för varje scenario också redovisas ett beräknat gränsvärde för drivmedelscertifikatet, som anger vilken nivå som är nödvändig för att produktion av respektive ingående biodrivmedel (DME och SNG) skall få en plats i det studerade systemet.

I tabellen anges även i modellen använd distributionskostnad för DME och SNG då dessa skall användas som drivmedel i transportsektorn. Distributionskostnaden avser här både kostnaden för transporten till och kostnaden vid tankstation. För DME antas en kostnad på 200 SEK/MWh vilket kan sägas vara ungefär det dubbla mot kostnaden för

distribution av bensin eller diesel (Ekbom et al, 2003; Ahlvik & Brandberg, 2002). Distributionen av DME sker i tankbil men då bränslet är gasformigt vid atmosfärstryck måste handhavandet ske under ett visst tryck (ca 5-10 bar) vilket gör att distributionen bör bli dyrare än för bensin och diesel (Ahlvik & Brandberg, 2002). För distribution av SNG antas att kostnaden är olika bl.a. beroende på avstånd och om transporten sker över gasledning eller med tankbil. Här används två kostnadsnivåer, en lägre på 200 SEK/MWh som får representera distribution av SNG i naturgasnätet, samt en högre på 400 SEK/MWh som får representera distribution av SNG som CNG (Compressed Natural Gas) med lastbil på s.k. växelflak. Det bör observeras att dessa kostnader beror av en rad parametrar som här har antagits⁴ och att nivåerna får ses som exempel. En metod som inte används i Sverige idag men som kan ha potential att sänka distributionskostnaderna med tankbil betydligt är transport av naturgas (eller SNG) i flytande form, s.k. LNG (Liquified Natural Gas). Studier har gjorts som pekar på kostnader som närmast är att jämföra med den här använda lägre distributionskostnaden (se Petterson, Losciale & Liljemark, 2006).

Som nämndes ovan används i scenario Q1-2006 prisnivån för de aktuella bränslena och styrmedlen som de i verkligheten var i Sverige under första kvartalet 2006. För bensin- och dieselpriis inklusive CO₂ anges i tabellen priset inklusive *dagens* CO₂-skatt på dessa bränslen (men exklusive energiskatt och moms). Notera att CO₂-skatten på bensin och diesel sålunda inte ges av CO₂-handeln i detta fall. För SNG-priset vid pump används statistik för det verkliga priset på fordonsgas exklusive moms under första kvartalet 2006 (Fordonsgas, 2006). Då DME idag inte finns på marknaden finns heller inget statistiskt pris att använda. I detta scenario antas därför att DME, som främst ses som ersättning för diesel, kan säljas för dieselpriiset inklusive CO₂- och energiskatt för den aktuella perioden. Detta landar på 903 SEK/MWh. Drivmedelscertifikat används inte i scenario Q1-2006 utan dagens skattesubvention för biodrivmedel avspeglas istället i priset som sätts på dessa drivmedel.

Som tidigare nämnts inkluderas produktion av spillvärme inom systemgränsen och istället för ett marknadspris antas en produktionskostnad på 0 SEK/MWh för alla scenarier. Avfallsförbränningsanläggningar antas kunna ta ut en behandlingsavgift på 200 SEK/MWh mottaget avfall (jfr RVF, 2006) och "priset" på avfall för det studerade systemet blir således negativt.

Styrmedlen i tabell 3.3 omfattar i modellen följande tekniker och bränslen:

- CO₂-kostnad: läggs på alla fossila bränslen samt torv men inte på avfall.

⁴ För den låga SNG-distributionskostnaden antas transport i befintligt naturgasnät och en tankstation med relativt hög omsättning: 10 GWh antas tankas vid stationen per år (motsvarar försörjning av ca 830 personbilar eller 15 stadsbussar). Kostnaden för transport av gasen i naturgasnätet antas till 115 SEK/MWh (baserat på uppgifter från BRG, 2006b samt egna antaganden). Investeringskostnaden för tankstation antas till 3,7 miljoner SEK (Petterson, Losciale & Liljemark, 2006) vilket med en antagen annuitetsfaktor på 0,096 (15 år, 5 %) och antagen leveransmängd innebär en kostnad på ca 35 SEK/MWh gas. Drift- och underhållskostnaderna antas till 50 SEK/MWh (baserat på Petterson, Losciale & Liljemark, 2006). Sammantaget blir distributionskostnaden med dessa antaganden: 35 + 50 + 115 = 200 SEK/MWh.

För den höga SNG-distributionskostnaden antas transport av CNG med lastbil (växelflak) och en tankstation med relativt låg omsättning: 2,5 GWh antas tankas vid stationen per år (motsvarar försörjning av ca 210 personbilar eller ca 4 stadsbussar). Kostnaden för lastbilstransporten antas till 210 SEK/MWh (20 mil, baserat på Petterson, Losciale & Liljemark, 2006) Investeringskostnaden för tankstation antas till 3,7 miljoner SEK (Petterson, Losciale & Liljemark, 2006) vilket med en annuitetsfaktor på 0,096 (15 år, 5 %) och antagen leveransmängd innebär en kostnad på ca 140 SEK/MWh gas. Drift- och underhållskostnaderna antas till 50 SEK/MWh (baserat på Petterson, Losciale & Liljemark, 2006). Sammantaget blir distributionskostnaden med dessa antaganden: 140 + 50 + 210 = 400 SEK/MWh.

- Elcertifikat: ges för elproduktion från biobränsle (inkl. förgasat biobränsle etc.) men inte till elproduktion från avfall eller torv (jfr STEM, 2006).
- Drivmedelscertifikat: ges till DME och SNG (enda biodrivmedelsalternativen som ingår i modellen).

Styrmedlen finns i modellen under hela den studerade perioden. Elcertifikaten ges till berättigade anläggningar under hela deras livslängd. I övrigt finns i modellen även en avgift för NO_x-utsläpp. Inga andra typer av energiskatter inkluderas i något av scenarierna.

3.4 Övriga förutsättningar i modellen

I nedanstående avsnitt redogörs för i modellen antagna förutsättningar avseende biobränsletillgång, avsättning för biodrivmedel samt kalkylränta.

3.4.1 Biobränsle

Inom Biokombi Rya-projektet, och därmed också i denna delstudie, används tre olika prisnivåer för biobränsle. Dessa benämns ”biprodukter”, ”flis” och ”pellets” och använda priser i de olika scenarierna angavs i tabell 3.3.

Prisnivåerna som avses är marknadspriser. ”Produktionen” av biobränslen sätts således i denna studie utanför systemgränsen. Hade detta inkluderats inom systemgränsen hade det varit mer relevant att prata om ”produktionskostnader”, eller med andra ord den extra kostnad som är associerad med att t.ex. ta tillvara på avverkningsrester och att sälja dessa som biobränsle. Med tanke på att systemet som studeras, vilket i huvudsak utgörs av fjärrvärmesektorn i regionen, som verkligheten ser ut idag kan förmodas ha en påverkan på vilket marknadspris som faktiskt sätts på biobränsle, är detta val av systemgräns långt ifrån självklart. Här har dock antagits att biobränsle i framtiden alltmer kommer bli en vara som kan handlas över allt längre sträckor och säljas där det inbringar högst inkomster. Då vi i denna studie tittar på en begränsad del av energisystemet, och i ett större perspektiv en liten geografisk region, antas därför här att systemets påverkan på biobränslepriset är så pass liten att den kan bortses ifrån.

Man skulle kunna hävda att det för det studerade systemet ur detta internationella marknadsperspektiv bör finnas en obegränsad tillgång på biobränsle. Det kan dock finnas relevanta skäl att i en modellstudie av den här typen ändå införa restriktioner på hur mycket biobränsle som tillåts användas, åtminstone till de lägre prisnivåerna. Ett sådant skäl kan vara att om det i det studerade systemet under vissa förhållanden är mycket gynnsamt att använda biobränsle, är det troligt att det också råder ungefär samma situation i ett näraliggande system. Om efterfrågan i förhållande till tillgången är hög i alla system är det en rimlig antagelse att biobränslet används lokalt nära källan om avsättning för detta finns, i synnerhet för oförädlade biobränslen med ett relativt lågt energiinnehåll per transport-tonkm. Detta bör inte stå i motsats till antagandet om ett marknadspris på approximativt samma nivå i ett större geografiskt område, då större skillnader snart skulle ge upphov till ökade biobränsletransporter mellan systemen.

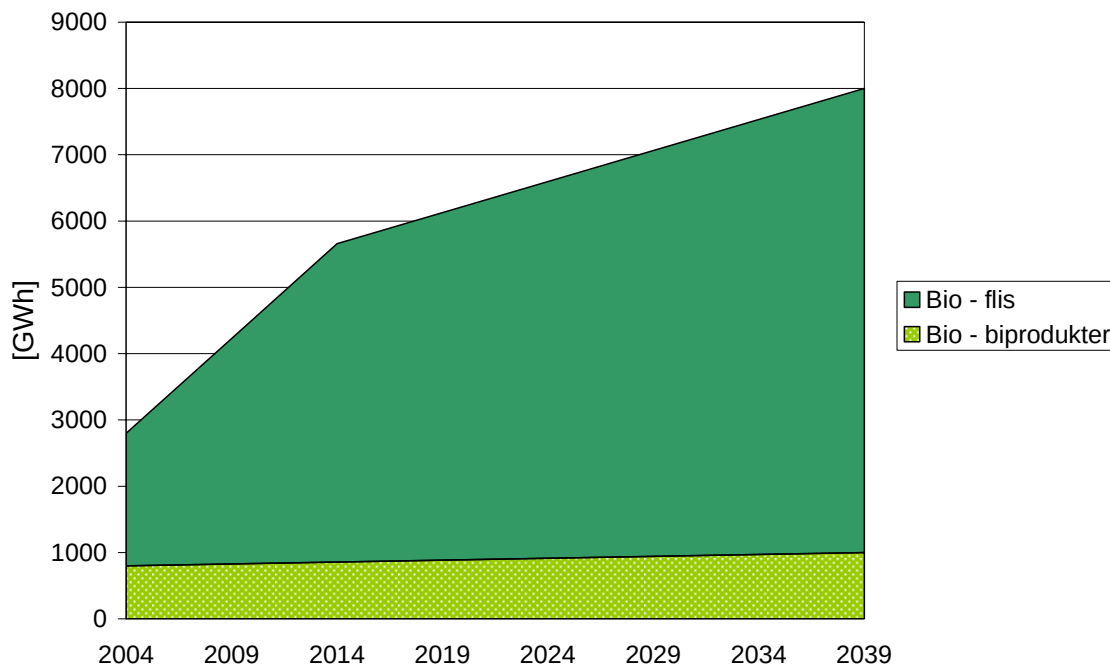
Ett fall där det för modellsystemet inte är gynnsamt att använda biobränsle i någon större utsträckning, innebär inte nödvändigtvis att det också används lite biobränsle utanför det studerade systemet. Ett högt marknadspris för biobränsle, relativt för systemet andra möjliga bränslealternativ, indikerar snarare en hög efterfrågan utanför systemgränsen.

Kanske används det i delar av regionens energisektor som inte inkluderas i modellsystemet, eller kanske transporteras det till andra regioner inom landet eller utomlands. Några slutsatser om total biobränsleanvändning generellt sett kan därmed inte modellen bidra med, utan denna information ligger snarare redan i de prisscenarier som används som indata. Modellen kan med andra ord bara ge besked om hur det studerade systemet ställer sig, ifråga om sin egen biobränsleanvändning, till de redan på förhand bestämda förhållandena i prisscenarierna.

I modellen görs följande antaganden angående kopplingarna mellan biobränsletillgången för det här studerade systemet och använda biobränsleprisnivåer:

- Tillgången på biobränsle vid den lägsta prisnivån, i tabell 3.3 benämnd "biprodukter", begränsas för det studerade systemet i modellen till: 0,8 TWh år 2004 → 1 TWh år 2039, se figur 3.4. Nivån baseras främst på kategorin "biprodukter från skogsindustrin" i avsnitt 2.5.
- Tillgången på biobränsle vid den andra/mellersta prisnivån, i tabell 3.3 benämnd "flis", begränsas för det studerade systemet i modellen till: 2 TWh år 2004 → 4,8 TWh år 2014 → 7 TWh år 2039, se figur 3.4. Nivån syftar på antaganden om tillgångar för GROT, d.v.s. grenar, toppar och barr (med hänsyn till tekniska och miljömässiga aspekter) enligt avsnitt 2.5. Det möjliga uttaget antas här med förbättrade metoder och teknik kunna ökas under den studerade perioden varför en stigande tillgång har antagits.
- Tillgången på biobränsle vid den högsta prisnivån, i tabell 3.3 benämnd "pellets", antas i modellen vara obegränsad. Prisnivån antas med andra ord vara så pass hög att den potentiella biobränsletillgången för det i modellen studerade systemet inte utgör någon begränsning. Tillgången antas här kunna utgöras av såväl importerad biobränsle som andra möjliga källor.

I figur 3.4 ses använda begränsningar på biprodukter och flis i modellen. Det bör understrykas att dessa begränsningar måste ses som mycket approximativa. Hade t.ex. även en uppskattning av odling av energigrödor som salix inkluderats i flispotentialen hade tillgången blivit en helt annan. Det bör också påpekas att stora delar av energisystemet som också använder biobränsle, framför allt värmeproduktion i småhus och industri, inte finns med i modellen. Någon analys av potentialerna för framtida användning av biobränsle i dessa delar av energisystemet har inte gjorts vid bestämning av biobränsletillgången för det studerade systemet.



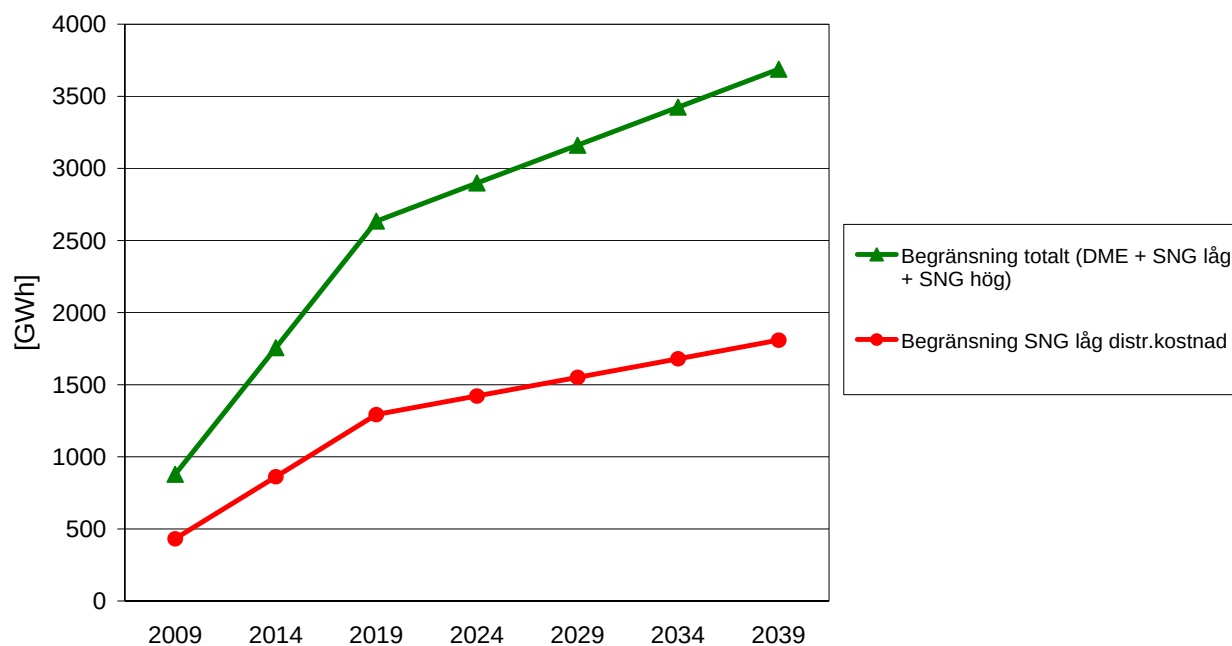
Figur 3.4: I modell antagen tillgänglig mängd biobränsle för det studerade systemet vid prisnivåerna "biprodukter" och "flis". Vid den i modellen använda högsta prisnivån, "pellets", antas för det studerade systemet i modellen finnas en obegränsad tillgång.

3.4.2 Avsättning för biodrivmedel

Det finns ett antal olika mål nationellt och internationellt för i vilken takt alternativa drivmedel skall introduceras på marknaden. T.ex. har EU slagit fast att andelen biodrivmedel av total användning år 2010 skall uppgå till 5,75 %. Dessutom finns ett mål om att andelen alternativa drivmedel (inklusive naturgas) år 2020 skall uppgå till 20 % (EU-direktiv 2003/30/EC). I Sverige sattes av den s.k. oljekommissionen nyligen upp ett förslag om att den svenska produktionen av biodrivmedel år 2020 skall uppgå till 12-14 TWh (Kommissionen mot oljeberoende, 2006). Detta motsvarar runt 15 % av den totala användningen av bensin och diesel i Sverige år 2004.

Baserat på dessa mål och nivåer för EU och Sverige görs i denna studie en nedskalning till vad detta skulle kunna betyda för nivåer för den här studerade regionen. Övre gränser, se figur 3.1 nedan, sätts i modellen för hur mycket biodrivmedel som tillåts kunna säljas till de förutsättningar avseende priser och drivmedelscertifikat som här används. Som framgår av figuren används två nivåer. Den högre anger total maximal tillåten försäljningsmängd för båda de i modellen ingående biodrivmedlen, DME och SNG. Denna nivå antas för år 2009 till 5 % av den totala förbrukningen av bensin och diesel år 2004. Den möjliga avsättningen antas därefter stiga till att 2019 uppgå till 15 % av den totala förbrukningen av bensin och diesel i regionen 2004. Efter detta antas ökningstakten minska något och 2034 uppnås 20 % av 2004 års drivmedelsförbrukning.

Den lägre nivån anger maximal tillåten försäljningsmängd för SNG med låg distributionskostnad (två olika distributionskostnadsnivåer används för SNG, se avsnitt 3.3). Denna nivå är antagen med hjälp av samma procentsatser som nämndes ovan fast baserade på den totala förbrukningen av bensin och diesel år 2004 inom de kommuner i regionen som idag har tillgång till naturgasnätet.



Figur 3.1: I modell maximal tillåten försäljning av ingående biodrivmedel, d.v.s. DME och SNG. För SNG används två nivåer för distributionskostnaden med olika potentiell försäljningsmängd.

3.4.3 Kalkylränta

I modellen används i alla scenarier en realränta på 5 %. Räntan används i modellen t.ex. för investeringsbedömningar och nuvärdesberäkningar.

4 Resultat

I detta kapitel redogörs för modellens beräkningsresultat. I avsnitt 4.1-4.5 redovisas scenarierna 1-4 samt Q1-2006 med vad som kan kallas grundförutsättningar. I det därefter följande avsnitt 4.6 introduceras ytterligare ett förgasningsanläggningsalternativ, en nybyggd BIGCC-anläggning med högre elverkningsgrad än konventionell biokraftvärme samt övriga ingående bioförgasningskraftvärmealternativ. I avsnitt 4.7 jämförs förgasningsanläggningsalternativen främst med Göteborgssystemets befintliga produktionskapacitet snarare än ett optimerat system som i övriga fall. I kapitel 5, "Resultatöversikt och diskussion", sammanfattas och diskuteras resultaten som mer omfattande presenteras i detta kapitel.

4.1 Scenario 1

Scenario1 karakteriseras i jämförelse med

- scenario 3 och 4 av:
 - låga priser på fossila bränslen
- scenario 2 och 4 av:
 - lågt CO₂-pris (250 SEK/ton)
 - högt elcertifikat (150 SEK/MWh).

För mer information om scenarierna hänvisas till avsnitt 3.3.

4.1.1 Lågt drivmedelscertifikat

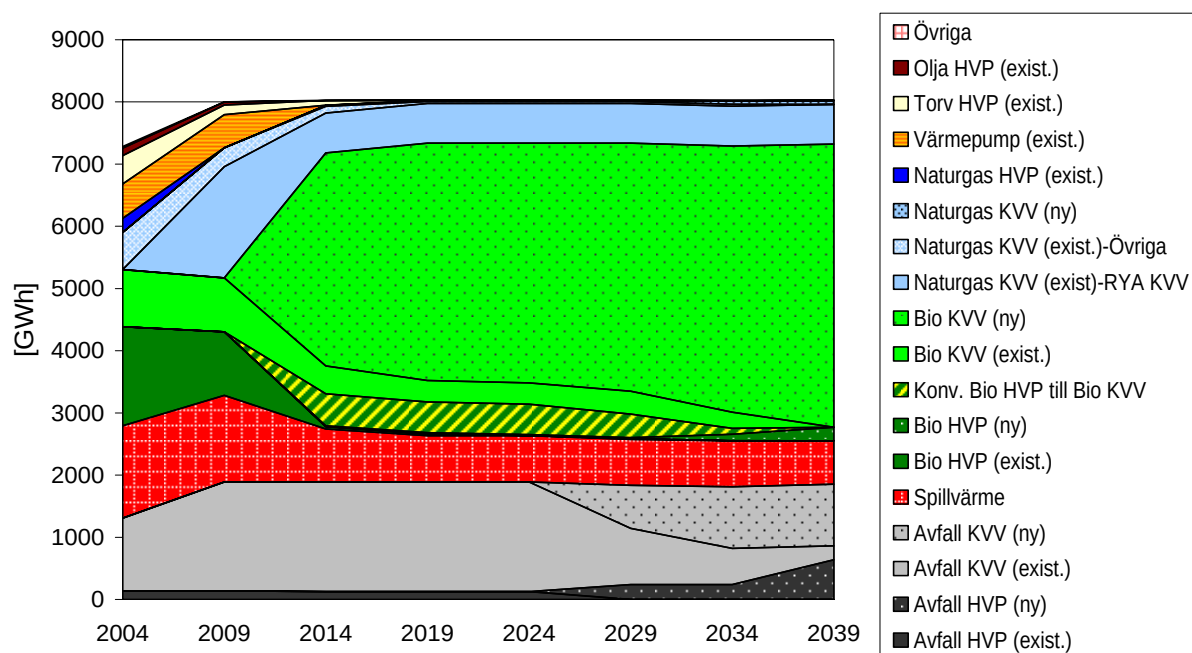
I figur 4.1 ses den av modellen beräknade kostnadsoptimala fjärrvärmeproduktionen i regionen när bränslepriser och styrmedelsnivåer enligt scenario 1 råder. I denna variant av scenario 1 används en låg nivå på de s.k. drivmedelscertifikaten, 200 SEK/MWh. I figuren åskådliggörs fjärrvärmeproduktionen kategoriserad efter typ av produktionsanläggning, och de olika typerna av produktionsanläggningar är utöver detta i sin tur uppdelade i "existerande" respektive "ny" kapacitet. Den existerande kapaciteten, som är baserad på regionens befintliga anläggningar, finns redan i de första modellperioderna tillgänglig utan att någon investering krävs. Ny kapacitet måste modellen välja att investera i, och belastas till skillnad från de existerande anläggningarna inte bara av rörliga kostnader utan även av investeringskostnad och fasta kostnader.

Av modellresultaten framgår att under de förutsättningar som här gäller är det inte kostnadsoptimalt att investera i någon av de aktuella biobränsleförgasningsanläggningarna. Istället visar sig konventionell biokraftvärme i detta scenario vara ett fördelaktigt alternativ. Faktum är att biokraftvärme här investeras i samtliga av de 15 ingående fjärrvärmenäten, oberoende av storlek på nätet. På de ställen där möjlighet ges till konvertering av biobränsleeldade hetvattenpannor till biokraftvärmeverk görs detta i hög utsträckning i första hand. Anledningen till att biokraftvärme är gynnsamt är de, relativt de andra bränslepriserna, låga biobränslepriserna i kombination med ett högt elcertifikat.

Som synes minskar biokraftvärmen något i den studerade periodens sista del till förmån för biobränsleeldade hetvattenpannor. Detta beror främst på att det i flera av de mindre

näten, när den konverterade hetvattenpannan skall fasas ut på grund av ålder (livslängd bestäms exogent), inte investeras i den relativt dyra småskaliga kraftvärmeverket för att täcka hela kapacitetsbehovet under den kallare delen av året. För att täcka den högre kapacitetsefterfrågan under vintermånaderna investeras istället då i hetvattenpannor.

Liksom i övriga fjärrvärmenät investeras även i Göteborg i biokraftvärme. På grund av nätets stora värmeunderlag kan här, enligt tidigare resonemang i avsnitt 3.2.1, investeras i en storskalig anläggning med bättre prestanda än vad som är möjligt i övriga nät. Faktum är att detta alternativ blir så pass konkurrenskraftigt att det t.o.m. under sommarmånaderna i modellen konkurrerar ut spillvärmen från raffinaderierna. Som tidigare nämnts har kostnaden för spillvärmen satts till 0 SEK/MWh, och anledningen till att biokraftvärmeanläggningen ändå kan konkurrera ut denna är således att marginalproduktionskostnaden för fjärrvärme från denna anläggning under sommaren är negativ. Detta är möjligt på grund av att de höga inkomsterna som elproduktionen ger, som en konsekvens av det höga elpriset och elcertifikaten. Ett annat sätt att uttrycka detta är att biokraftproduktion med kondensdrift hade varit lönsam. I modellen finns emellertid inte kondenskraftverk med som alternativ och den värme som kraftvärmeverken producerar måste tas till vara och får inte kylas bort (detta är satt som villkor i modellen). Denna situation leder här till att spillvärmen under en del av året blir utkonkurrerad.



Figur 4.1: Fjärrvärmeproduktionen i scenario 1 med låg nivå på drivmedelscertifikaten, 200 SEK/MWh.

Som framgår av figuren är produktionen från Rya Kraftvärmeverk begränsad. Anläggningen utnyttjas i detta scenario under större delen av den studerade perioden endast under vintern.

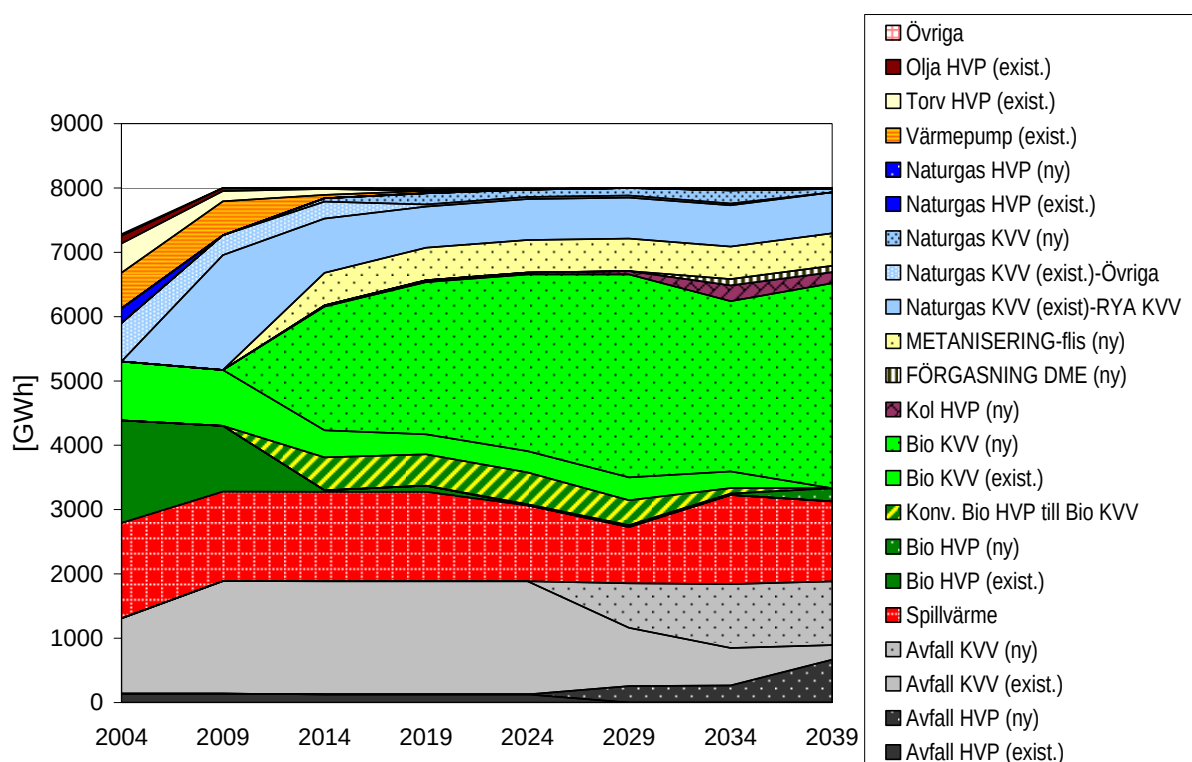
I denna körning används den tillgängliga mängden av det billigaste biobränslet, biprodukter, maximalt. Tillgången på det näst billigaste biobränslet, flis, utgör emellertid i detta fall ingen begränsning. Till följd av detta blir det heller inte aktuellt att används det dyraste biobränslet, pellets, i någon större utsträckning. Pellets används endast i början av

perioden i pelletspannor, som är en del av den från början befintliga produktionskapaciteten men som efter hand fasas ut.

Noterbart i figuren är också hur avfallsförbränningen ter sig. I slutet av perioden sker en klart högre andel av avfallsförbränningen i hetvattenpannor, utan produktion av el, än i början av perioden. Vid en närmare granskning framgår det att det endast är i Göteborg som det investeras i avfallskraftvärme medan det i övriga kommuner med avfallsförbränning istället investeras i hetvattenpannor. Kom ihåg att olika anläggningsdata (prestanda och kostnader) på grund av anläggningsskalan har använts för Göteborg jämfört med andra nät gällande avfallskraftvärme (se tabell 3.1) samt att avfallskraftvärme i modellen inte omfattas av elcertifikatsystemet (se STEM, 2006b).

4.1.2 Högt drivmedelscertifikat

I figur 4.2 nedan visas fjärrvärmeproduktionen i scenario 1 då drivmedelscertifikaten har höjts till en nivå på 400 SEK/MWh. Denna höjning får till följd att en bioförgasningsanläggning för produktion av SNG byggs (metaniseringsanläggning) redan i periodens början. I slutet av perioden byggs även en fristående DME-produktionsanläggning. Då bilden visar fjärrvärmeproduktion kan dessa förgasningsanläggningar tyckas mindre än de i själva verket är då anläggningarnas huvudprodukt är SNG respektive DME och inte fjärrvärme. Hur stor SNG- och DME-produktionen är återkoms till senare. All SNG som produceras i metaniseringsanläggningen säljs som fordonsdrivmedel, inget av det används som bränsle i Rya Kraftvärmeverk.



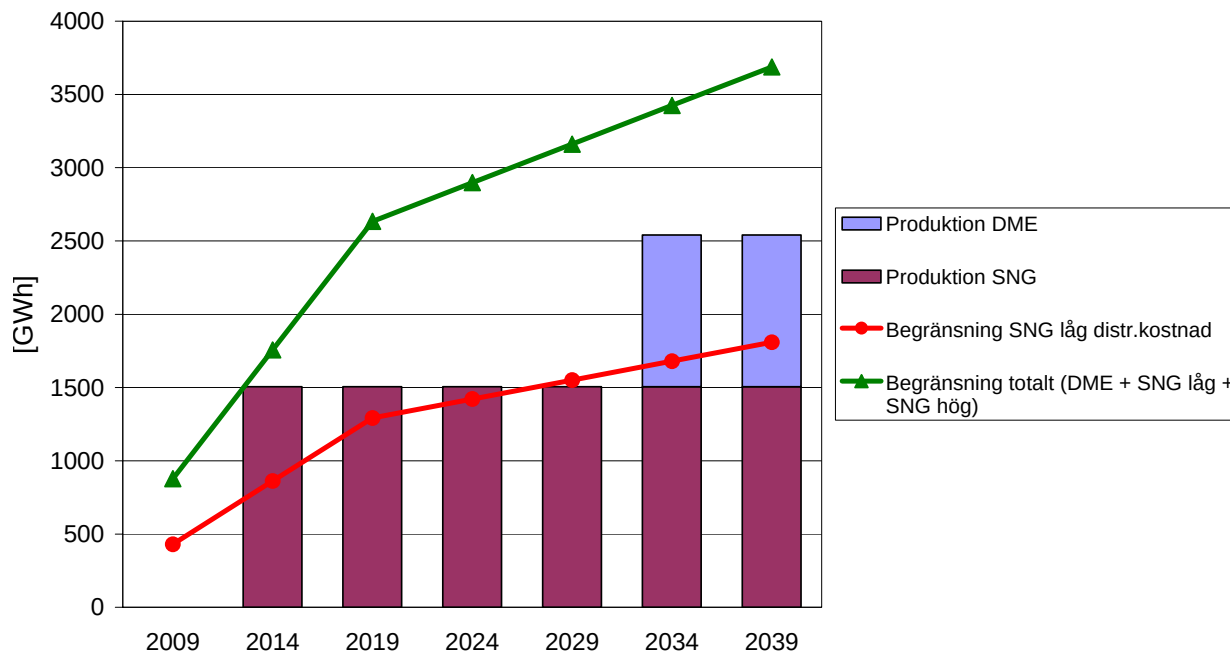
Figur 4.2: Fjärrvärmeproduktionen i scenario 1 med hög nivå på drivmedelscertifikaten, 400 SEK/MWh.

Med den drivmedelsproduktion som blir fallet i detta scenario uppstår en stor efterfrågan på biobränsle. Den tillgängliga biobränsle som finns till ett relativt lågt pris, d.v.s.

biprodukter och flis, används maximalt redan från 2014 och sedan hela den resterande studerade perioden. Jämfört med bibränsleanvändningen i scenario 1 med låg drivmedelscertifikatnivå (figur 4.1) förskjuts en stor del av bibränsleanvändningen från kraftvärmeproduktion till drivmedelsproduktion. Då en brist på bibränsle till konkurrenskraftigt pris (pellets finns fortfarande) uppstår i fjärrvärmeproduktionen, väljer modellen som alternativ till den bi kraftvärme som faller bort att använda sig av nästan all tillgänglig spillvärme. Detta räcker dock inte till för att förse hela fjärrvärmeefterfrågan och det mest kostnadseffektiva alternativet att ta till förefaller då att vara att elda kol i hetvattenpannor, vilket är en teknik som därför kommer in i systemet i slutet av perioden (bi bränsle till pelletsprisnivå är betydligt dyrare än kol inklusive CO₂ i antagna prisscenarier, se tabell 3.3).

I senare delen av den studerade perioden, 2029-2034, kan ses inverkan av den ökande tillgången på de billigare bi bränslefraktionerna (flis och biprodukter). Användningen av bi bränsle till kraftvärmeproduktion ökar tills dess att DME-anläggningen byggs, vilket får en minskad tillgång på bi bränsle för kraftvärmeproduktionen till följd. Detta leder i sin tur till en större användning av spillvärme och kol. I takt med att den totala tillgången på flis och biprodukter ökar, och DME-anläggningen redan är fullt försedd med bi bränsle, börjar därefter bi kraftvärmen öka igen i slutet av den studerade perioden. DME-anläggningen tillåts liksom övriga förgasningsanläggningar endast byggas i "fasta storlekar" till skillnad från de konventionella värme- och kraftvärmeanläggningarna som kan byggas linjärt i vilken storlek som helst (se avsnitt 3.2.2).

Hur stor biodrivmedelsproduktionen blir samt hur den förhåller sig till de övre begränsningar i avsättning för biodrivmedel som antagits ses i figur 4.3 nedan.



Figur 4.3: Drivmedelsproduktion i scenario 1 med högt drivmedelscertifikat tillsammans med satta övre begränsningar för försäljning av biodrivmedel.

Ur figur 4.3 kan tolkas att SNG är intressant att producera som drivmedel om huvuddelen kan säljas med den låga distributionskostnaden. En möjlighet i modellen hade varit att använda SNG som bränsle till Rya Kraftvärmeverk. Detta är dock ett alternativ som inte

utnyttjas, utan även med en hög distributionskostnad väljer modellen att sälja gasen som drivmedel. Det är vidare i modellen mer fördelaktigt att istället för att bygga ytterligare en metaniseringsanläggning, som bara kan distribuera SNG till den höga kostnaden, bygga en DME-anläggning.

DME-anläggningen som får en plats i systemet är inte energikombinatet som integreras med Rya Kraftvärmeverk utan det fristående alternativet (se avsnitt 3.2.3). Den fristående DME-anläggningen finns med som alternativ i de sju största fjärrvärmenäten. Modellen väljer här att placera anläggningen i Trollhättan. Anledningen till att anläggningen inte hamnar i Göteborg är att alternativen till fjärrvärmeproduktion i ett mindre nät, som i Trollhättan, p.g.a. fjärrvärmeanläggningars skalfördelar är sämre än i ett stort, som i Göteborg. Ur ett regionalt perspektiv kan det därmed finnas vissa fördelar med att placera en biodrivmedelsanläggning med en relativt låg fjärrvärmeproduktion i ett nät där anläggningen kan tillgodose en mer betydande andel av det totala fjärrvärmebehovet och samtidigt ”tränga undan” sämre potentiella alternativ än vad som är möjliga i ett större fjärrvärmenät.

Att en fristående DME-anläggning byggs istället för energikombinatet som integrerar DME-produktion med el- och värmeproduktion från Rya KVV har främst sin grund i att Rya KVV i stort sett endast är i drift under vintermånaderna. Detta blir en för kort drifttid för drivmedelsproduktionen skall kunna bli lönsam. Det bör understrykas att drivmedelsproduktionen i energikombinatet i modellen har antagits vara så integrerad med Rya KVV att drifttiderna helt måste överensstämma.

4.1.3 Produktionskostnader biodrivmedel

Förutom två fall med olika drivmedelscertifikatnivåer (låg och hög) beräknas för varje scenario iterativt också fram *gränsvärden* för hur höga drivmedelscertifikaten måste vara för att produktion av DME och SNG skall komma in i systemet som fordonsdrivmedel. ”Komma in i systemet” definieras här som att produktionen som ett minimum måste finnas i två av modellens åtta delperioder. Tidpunkten för när drivmedlen introduceras vid dessa gränsvärdesnivåer behöver inte överensstämma med tidpunkten som de eventuellt introduceras grundfallen, d.v.s. fallen med högt eller lågt drivmedelscertifikat (för scenario 1 figur 4.2 och 4.3).

För scenario 1 har dessa gränsvärden för drivmedelscertifikatet beräknats till 287 SEK/MWh för SNG och 376 SEK/MWh för DME.

Nivån på distributionskostnaderna och drivmedelscertifikaten har en direkt koppling. Ökas distributionskostnaderna med 100 SEK/MWh för båda dessa drivmedel så att denna för SNG blir 300 respektive 500 SEK/MWh och för DME 300 SEK/MWh, så ökas även gränsvärdena för drivmedelscertifikaten med motsvarande, d.v.s. för SNG till 387 SEK/MWh och för DME till 476 SEK/MWh.

Man skall också komma ihåg att drivmedelsproduktionen inte endast beror av nivåer på distributionskostnader och drivmedelscertifikat utan även t.ex. av den konkurrens som uppstår om den begränsade mängden biobränsle (biprodukter och flis) från både värme- och kraftvärmeverk men också från annan produktion av biodrivmedel. Tas t.ex. SNG bort som alternativ i modellen sjunker nödvändig nivå på drivmedelscertifikat för DME i

grundfallet från 376 till 369 SEK/MWh. Samma effekt fås dock inte för SNG om DME tas bort eftersom SNG i detta fall kommer in i systemet ”först” av dessa två alternativ.

Ett annat sätt att uttrycka ungefär samma sak som ovan är att säga vilken ersättning för biodrivmedlet som krävs vid ”fabrikporten” för att anläggningen skall bli tillräckligt lönsam för att få plats i fjärrvärmesystemet och därmed ersätta annan värmeproduktion. Detta är således något som kan sägas vara produktionskostnaden för drivmedlet med hänsyn tagen till värdet av fjärrvärmeproduktionen samt inkomst av elproduktionen. För grundförutsättningarna i scenario 1 och med iterativt framtagna värden ovan, kan följande drivmedelsproduktionskostnader beräknas (inom parentes anges då intern konkurrens mellan biodrivmedlen bortses ifrån):

- SNG: $386 - 200 + 287 = 473$ SEK/MWh
- DME fristående: $386 - 200 + 376$ (369) = 562 (555) SEK/MWh

Beräkningarna ovan är således priset för drivmedlet vid pump (exklusive eventuella skatter, vilket alltså är samma som priset för diesel/bensin inklusive CO₂ vid pump, se tabell 3.3) subtraherat med distributionskostnaden och adderat med gränsvärdet för drivmedelscertifikatet.

En skillnad med att beräkna produktionskostnaderna för drivmedlen på detta sätt mot att göra det utan modellens hjälp, är att man i detta fall inte ansätter ett värde på anläggningarnas fjärrvärmeproduktion, då denna istället beräknas internt i modellen. Notera dock att värdet på värmeproduktionen är i ett för detta scenario optimerat system och inte för det idag befintliga värmeproduktionssystemet. I situationer där el värderas högt blir kostnaden för värmeproduktionen från kraftvärmeanläggningar låg. Detta gör i sin tur att ersättningen för biodrivmedel måste vara hög för att biodrivmedelsanläggnings värmeproduktion skall bli tillräckligt konkurrenskraftig för att få plats i systemet (då värme i modellen inte får kylas bort). Observera att värdet av värmeproduktionen här inte är detsamma som försäljningspriset för fjärrvärme, utan är istället lika med alternativkostnaden för annan fjärrvärmeproduktion. Skulle man istället ha beräknat drivmedelsproduktionskostnaden genom att tillgodoräkna ett ansatt försäljningspris för fjärrvärme hade drivmedelsproduktionskostnaden således blivit lägre än ovanstående värden (d.v.s. om försäljningspris värme > alternativ värmeproduktionskostnad). Krediteringen för elproduktionen sker dock genom det antagna elmarknadspriset som gäller i scenariet.

Genom att ta bort metaniseringsanläggningarna och de fristående DME-anläggningarna som alternativ i modellen kan man också undersöka vilken nivå på drivmedelscertifikaten som krävs för att någon av de ingående energikombinat-alternativen (DME-produktion integrerad med Rya KVV) skall få plats i systemet. Det är med den gällande modellutformningen nödvändigt att ta bort konkurrerande alternativ för att få in denna anläggning, då drivmedelsproduktion från andra anläggningar visats sig vara mer gynnsamma och därför vid en ökande certifikatnivå endast själva skulle producera mer och inte släppa in sämre anläggningsalternativ i systemet.

Gränsnivån för drivmedelscertifikaten blir för energikombinatanläggningen 486 SEK/MWh. Det energikombinat som här kommer in i systemet är alternativet med bränsletork och flis som bränsle. I detta fall kör således Rya KVV integrerat med förgasning och DME-produktion och är i drift större delen av året. Detta fall ändrar

förstås i hög grad utseendet på fjärrvärmeproduktionen från tidigare presenterade figurer (4.1 och 4.2) då Rya KVV i de fallen till största delen endast kördes på vintern. Den nödvändiga ersättningen att ta ut för DME vid fabriksporten (~produktionskostnaden) blir:

$$- \text{DME energikombinat: } 386 - 200 + 486 = 672 \text{ SEK/MWh}$$

4.2 Scenario 2

Scenario 2 karakteriseras i jämförelse med

- scenario 3 och 4 av:
 - låga priser på fossila bränslen
- scenario 1 och 3 av:
 - högt CO₂-pris, 400 SEK/ton
 - lågt elcertifikat, 50 SEK/MWh.

Skillnaden i scenario 2 mot scenario 1 är ett högre CO₂-pris, och som en konsekvens av detta antas ett lägre elcertifikatpris. Det högre CO₂-priset medför att bränslepriserna inklusive kostnad för CO₂ är högre än i scenario 1. Hur mycket högre priserna blir är beroende av kolinnehåll i respektive bränsle, och sålunda blir prishöjningen olika för olika bränslen. Exempelvis stiger kolpriset mer än naturgaspriset, då naturgas har ett lägre kolinnehåll per energienhet än kol.

Då biobränslepriset p.g.a. antagen marginalanvändning av biobränsle är kopplat till kolpriset innebär detta också att biobränsle i jämförelse med bränslen med ett lägre kolinnehåll än kol, som t.ex. naturgas, relativt sett blir ett dyrare i scenario 2 än i scenario 1. Då samtidigt elcertifikaten är lägre mot scenario 1 följer att biokraftvärme är mindre fördelaktigt i scenario 2 än i scenario 1. Detta kan tyckas något kontraintuitivt men är en följd av de i prisscenarierna antagna prissättningsmekanismerna. Tolkningen av detta är att det i *det studerade systemet* blir relativt sett mindre fördelaktigt att använda biobränsle vid ett högre CO₂-pris på grund av att det *utanför det studerade systemet* blir mer fördelaktigt. I detta fall antar vi att det är inblandning av biobränsle i kolkraftverk som är marginalanvändare av biobränsle och att denna efterfrågan stiger vid ett högre CO₂-pris. För mer information om scenarierna hänvisas till avsnitt 3.3.

4.2.1 Lågt drivmedelscertifikat

Figur 4.4 nedan visar den av modellen resulterade kostnadsoptimala fjärrvärmeproduktionen i scenario 2 med en låg nivå på drivmedelscertifikaten, 160 SEK/MWh. Som tidigare visas i figuren den sammanlagda produktionen i de 15 ingående fjärrvärmenäten. Produktionen är uppdelad på vilken teknik som används samt om det är redan från början befintlig kapacitet eller om det är av modellen investerad kapacitet.

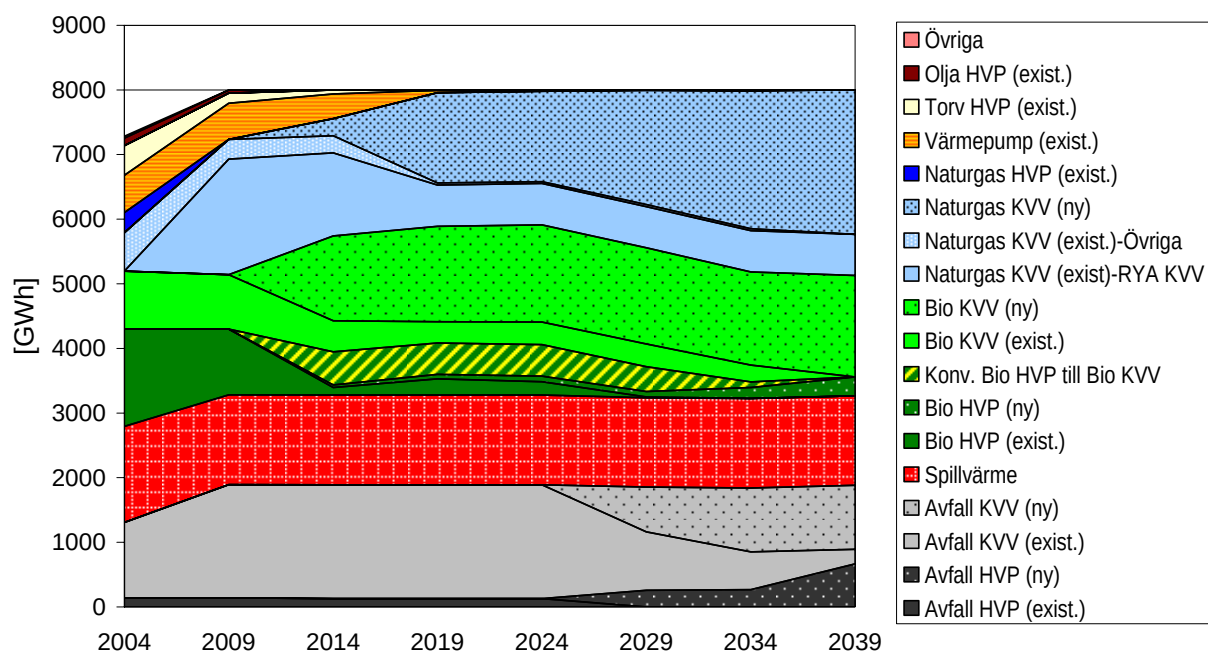
Det framgår ur bilden att den generella kostnadsnivån för fjärrvärmeproduktionen är högre än i scenario 1. Detta då t.ex. tillgänglig mängd spillvärme i detta fall används fullt ut (spillvärme har samma kostnad oavsett scenario, 0 SEK/MWh). Vidare används biobränsle mindre än i scenario 1 framför allt till förmån för naturgaskraftvärme. Naturgaskraftvärme används i detta scenario inte bara i Göteborg utan byggs även ut i andra nät där möjlighet till detta ges i modellen, som i Mölndal. Mindre anläggningar med gasmotorer drivna av naturgas byggs i bl.a. Kungsbacka och Kungälv. I Göteborg och Mölndal körs naturgaskombianläggningar under huvuddelen av den studerade

perioden under en stor del av året: höst, vinter och vår. Gasmotorerna i de mindre näten körs främst under vintern.

En ganska stor del av produktionen, om än betydligt mindre än i scenario 1, är även i detta fall biobränslebaserad. Förutom i Göteborg och Mölndal som har tillgång till naturgas och tillräckligt värmeunderlag för effektiva naturgaskombianläggningar, är biokraftvärme för flertalet fjärrvärmenät huvudalternativet. Konvertering av biobränsleeldade hetvattenpannor till kraftvärmeverk ute i regionen sker i stort sett i samma utsträckning som i scenario 1. Även i Göteborgssystemet får emellertid i detta scenario plats för biokraftvärme. Ett nybyggt biokraftvärmeverk hamnar i produktionsordningen före produktion från naturgaskombi, men anläggningen byggs endast i en storlek så att närmast full kapacitetsutnyttjande under hela året blir möjlig.

Då ingen av förgasningsanläggningarna kommer med i scenario 1 med lågt drivmedelscertifikat är det inte heller konstigt att de inte kommer med i detta motsvarande fall för scenario 2. Förutsättningarna för biokraftvärme, med eller utan förgasning, är som tidigare nämnts sämre i detta fall, och även förutsättningarna för biodrivmedel är sämre då priset på biobränsle stigit relativt sett mer än priset på bensin och diesel.

Den antagna tillgången på biobränsle-flis utgör ingen begränsning i detta fall.

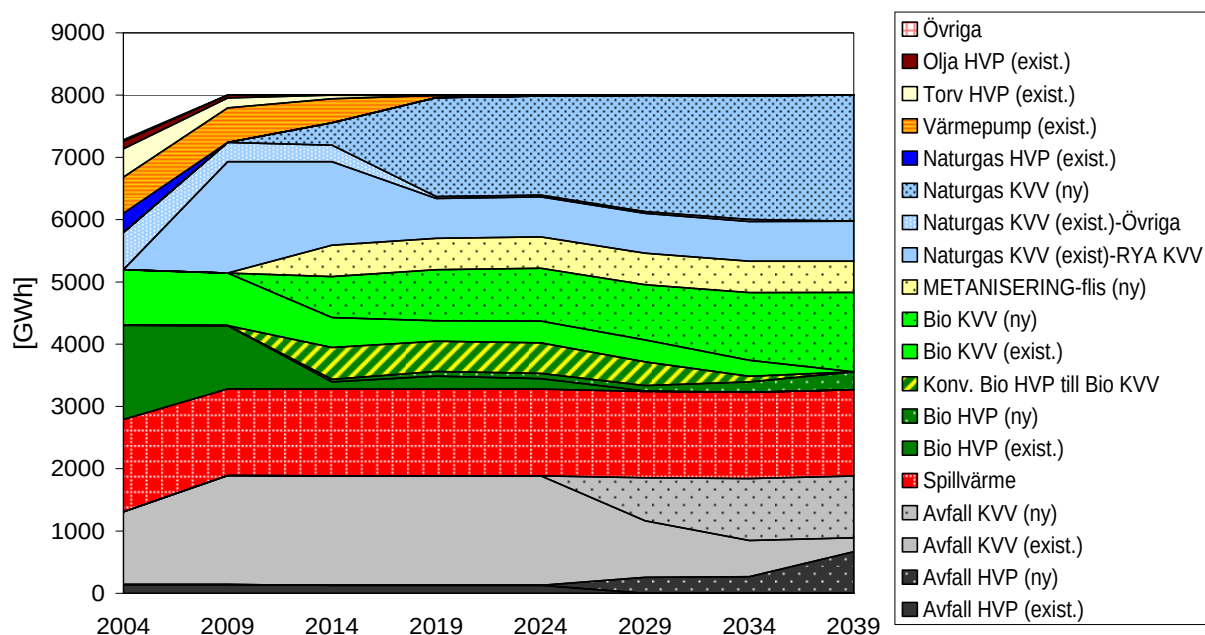


Figur 4.4: Fjärrvärmeproduktionen i scenario 2 med låg nivå på drivmedelscertifikaten, 160 SEK/MWh.

4.2.2 Högt drivmedelscertifikat

Vid en höjning av drivmedelscertifikaten till en nivå på 360 SEK/MWh blir den resulterande fjärrvärmeproduktionen i regionen för scenario 2 enligt figur 4.5 nedan. Skillnaden mot samma fall då drivmedelscertifikatet ligger på 200 SEK/MWh är att en metaniseringsanläggning byggs och trycker då undan en del av den tidigare fjärrvärmeproduktionen i Göteborg. Framför allt är det Göteborgsnätets biokraftvärmeproduktion som minskas. All SNG som produceras i metaniseringsanläggningen går till försäljning som drivmedel i transportsektorn på samma sätt som i

motsvarande fall med högt drivmedelscertifikat i scenario 1. Tillgången på biobränsle-flis utgör ingen begränsning i detta fall.



Figur 4.5: Fjärrvärmeproduktionen i scenario 2 med hög nivå på drivmedelscertifikaten, 360 SEK/MWh.

4.2.3 Produktionskostnader biodrivmedel

På samma sätt som gjordes i scenario 1 har även i detta scenario iterativt gränsvärden för drivmedelscertifikaten beräknats. Gränsvärdena anger den nivå som krävs på drivmedelscertifikaten i modellen för att produktion av respektive biodrivmedel skall komma in i systemet någon gång under den studerade perioden. Gränsvärdena för drivmedelscertifikaten beräknades i detta fall fram till 274 SEK/MWh för SNG och 384 SEK/MWh för DME. På samma sätt som tidigare har beskrivits kan man med hjälp av dessa värden räkna fram produktionskostnaderna för respektive drivmedel. Dessa blir enligt följande:

- SNG: $425 - 200 + 274 = 499$ SEK/MWh
- DME fristående: $425 - 200 + 384 = 609$ SEK/MWh

Då tillgängligt biobränsle-flis inte används fullt ut i detta fall blir det ingen skillnad i ovanstående värden om den interna konkurrensen mellan DME och SNG bortses ifrån.

Om man genom att ta bort konkurrensen från metanisering och fristående DME-anläggningar kan energikombinatens förutsättningar i detta scenario prövas. Energikombinatet med bränsletork kommer då in i systemet vid en drivmedelscertifikatnivå på 460 SEK/MWh, vilket i sin tur motsvarar en nödvändig ersättning vid fabriksporten (produktionskostnad) enligt följande:

- DME energikombinat: $425 - 200 + 460 = 685$ SEK/MWh

Noterbart är att produktionskostnaden för DME från energikombinatet ändras minst mot scenario 1 i jämförelse med de andra biodrivmedelsalternativen. Energiförbrukningen är med andra ord ett relativt sett bättre alternativ i scenario 2 än i scenario 1, men emellertid fortfarande det sämsta alternativet av de tre. Anledningen till detta är att då naturgas är ett förhållandevis bättre bränsle kostnadsjämfört i scenario 2 jämfört med 1, krävs här jämförelsevis mindre ersättning för DME för att "tvinga" in Rya KVV i en högre grad i systemet.

4.3 Scenario 3

Scenario 3 karakteriseras i jämförelse med

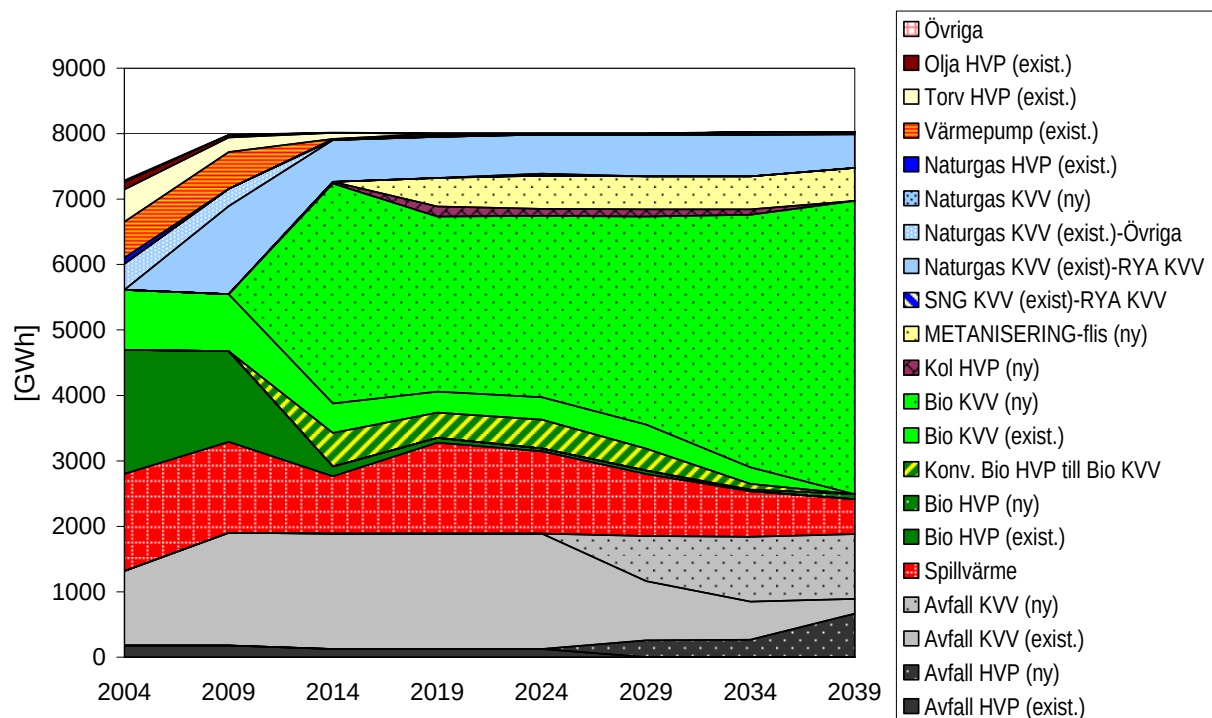
- scenario 1 och 2 av:
 - höga priser på fossila bränslen
- scenario 2 och 4 av:
 - lågt CO₂-pris, 250 SEK/ton
 - högt elcertifikat, 150 SEK/MWh.

Scenario 3 och 4 avspeglar en utveckling med högre priser på fossila bränslen än i scenario 1 och 2. Scenario 3 har ett lågt pris på CO₂ vilket i detta avseende gör scenariet jämförbart med scenario 1. Bränsleprisnivåerna är dock högre och också prisförhållandet mellan bränslena annorlunda. Exempelvis är det större skillnad mellan olje- och kolpriset i scenario 3 än i scenario 1, då det vid generellt sett höga fossilbränslepriser antas att oljepriset stiger mer än kolpriset. Liksom i scenario 1 och 2 är i scenario 3 biobränslepriset kopplat till kolpriset, vilket innebär att biobränslepriset här i jämförelse med oljepriset är relativt sett lägre än i scenario 1. För mer information om scenarierna hänvisas till avsnitt 3.3.

4.3.1 Lågt drivmedelscertifikat

I figur 4.6 ses regionens fjärrvärmeproduktion i scenario 3 med låg nivå på drivmedelscertifikaten, vilket på grund av den aktuella CO₂-prisnivån här innebär 160 SEK/MWh. Som framgår av figuren är utfallet ganska likt scenario 1 med lågt drivmedelscertifikat. Totala systemkostnaden är emellertid i det här fallet betydligt högre på grund av de högre bränslepriserna. En annan viktigt skillnad är att metaniseringsanläggningen i detta fall byggs redan vid en relativt låg nivå på drivmedelscertifikaten. Produktion av biodrivmedel är med andra ord väldigt fördelaktigt i detta fall.

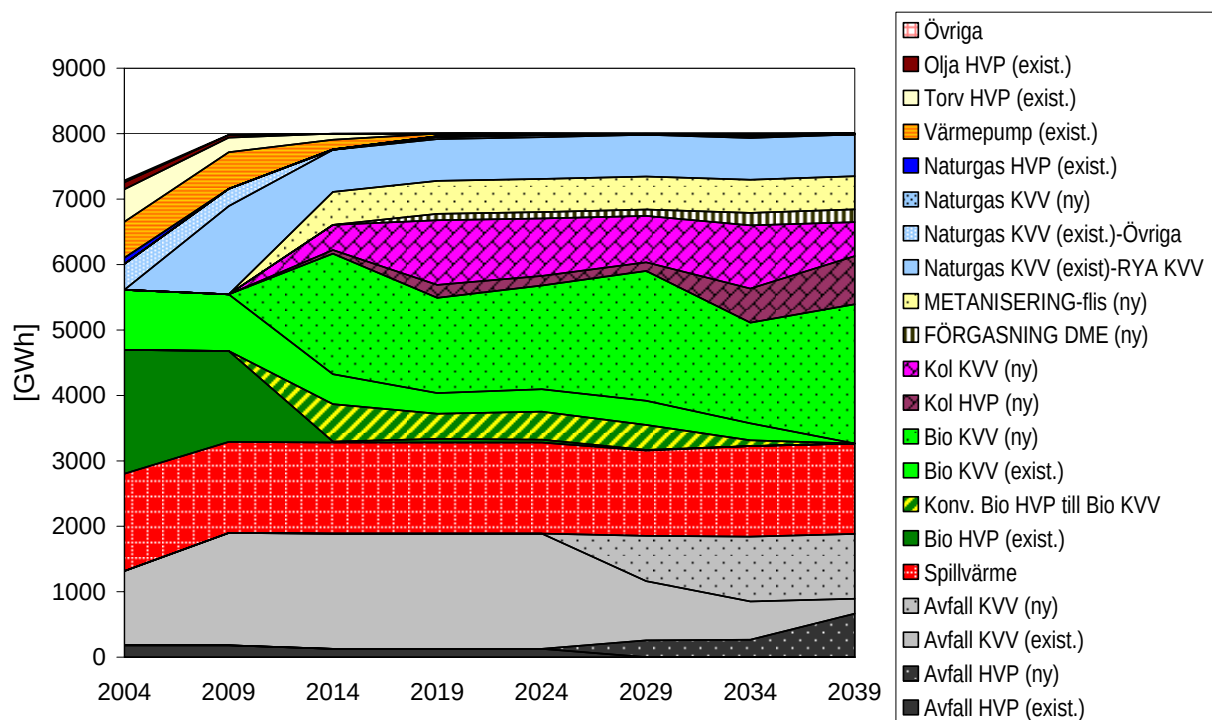
Med den stora användningen av biobränsle, både till biokraftvärme och till SNG-produktion i metaniseringsanläggningen, blir den antagna tillgången på de billigare biobränslefraktionerna (biprodukter och skogsflis) begränsande redan från 2014. Som också har inträffat i tidigare fall vid brist på biobränsle används här en del kol för att täcka upp värmeefterfrågan. Biokraftvärme är liksom i scenario 1 väldigt gynnsamt och konkurrerar ut en del av den tillgängliga spillvärmen.



Figur 4.6: Fjärrvärmeproduktionen i scenario 3 med låg nivå på drivmedelscertifikaten, 200 SEK/MWh.

4.3.2 Högt drivmedelscertifikat

Vid en ökning av drivmedelscertifikatet till 400 SEK/MWh byggs också under perioden två stycken fristående DME-anläggningar, se figur 4.7. Först byggs en i Trollhättan 2019 och därefter en i Borås 2034. Då dessa anläggningar tar en stor del av den tillgängliga skogsflisen i anspråk ökar också användningen av kol för värmeproduktion. Kol används nu inte bara i hetvattenpannor utan också i kraftvärmeverk som i modellen är ett möjligt alternativ i de större fjärrvärmenäten. I detta fall utnyttjas också den tillgängliga spillvärmen i det närmaste maximalt.



Figur 4.7: Fjärrvärmeproduktionen i scenario 3 med hög nivå på drivmedelscertifikaten, 360 SEK/MWh.

Liksom i tidigare scenarier framstår även i scenario 3 konvertering av bibränsleeldade hetvattenpannor till kraftvärmeverk som en kostnadseffektiv åtgärd. Liksom i tidigare scenarier framstår också konventionella biokraftvärmerik vara mer fördelaktigt än biokraftvärme genom integrerad bibränsleförgasning med Rya KVV.

4.3.3 Produktionskostnader biodrivmedel

Gränsnivåerna på drivmedelscertifikaten för när drivmedelsproduktion kommer in i systemet är för scenario 3 för SNG 160 SEK/MWh och för DME 305 SEK/MWh. Från detta följer att produktionskostnaderna för respektive drivmedel med hänsyn tagen till värdet av fjärrvärmeproduktionen och inkomster från elförsäljning blir (inom parentes anges då intern konkurrens mellan biodrivmedlen bortses ifrån):

- SNG: $522 - 200 + 160 = 482$ SEK/MWh
- DME fristående: $522 - 200 + 305 (252) = 627 (574)$ SEK/MWh

För energikombinatet med integrerad produktion av DME med el- och värmeproduktion från Rya KVV blir motsvarande drivmedelscertifikat 537 SEK/MWh då övrig biodrivmedelsproduktion tas bort som alternativ i modellen. Detta innebär en produktionskostnad på:

- DME energikombinat: $522 - 200 + 537 = 859$ SEK/MWh

4.4 Scenario 4

Scenario 4 karakteriseras i jämförelse med

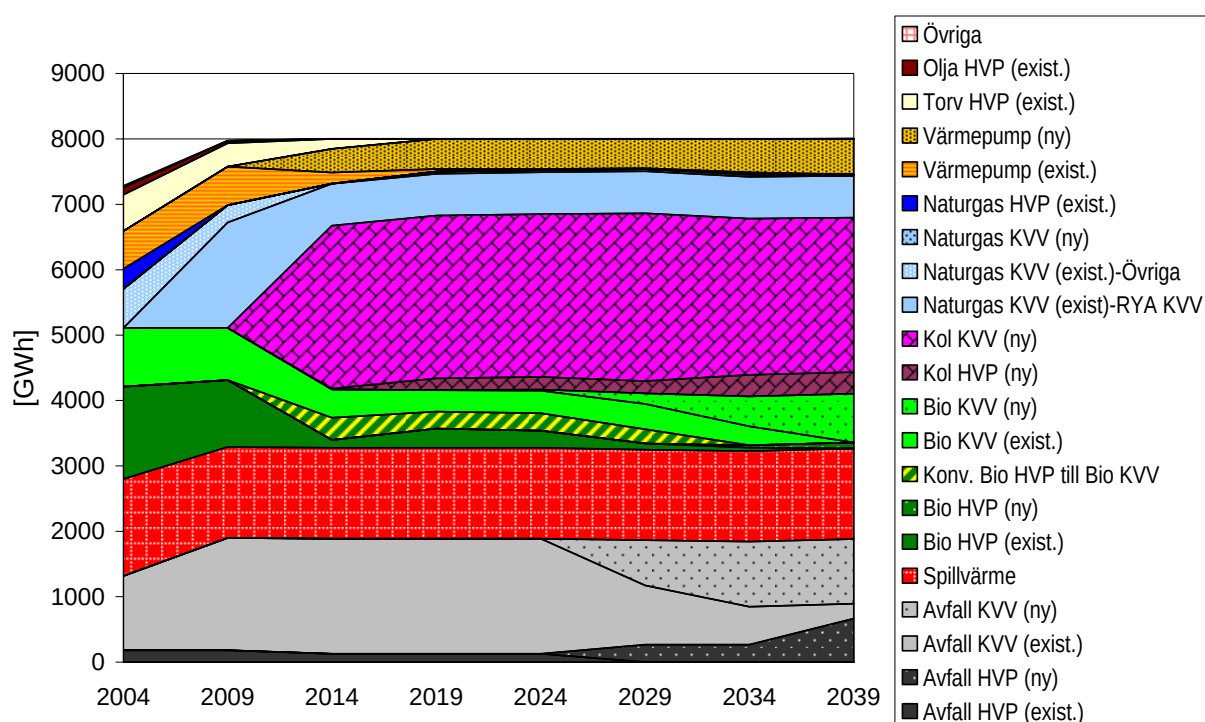
- scenario 1 och 2 av:

- höga priser på fossila bränslen
- scenario 1 och 3 av:
 - högt CO₂-pris, 400 SEK/ton
 - lågt elcertifikat, 150 SEK/MWh
- scenario 1, 2 och 3 av:
 - höga priser på biobränslen.

I scenario 4 är biobränslepriset till skillnad från i scenario 1-3 inte kopplat till kolpriset. Biobränslepriset är istället förhållandevis betydligt högre mot andra bränslen i jämförelse med scenarierna 1-3. Det höga biobränslepriset kommer sig av det på global nivå antas en låg tillgång på biobränsle vilket driver upp marknadspriserna. Den regionala tillgångsbegränsning som används i modellen för biobränsle-flis och biobränsle-biprodukter (figur 3.4) påverkas emellertid inte av detta antagande och är samma som i övriga scenarier. För mer information om scenarierna hänvisas till avsnitt 3.3.

4.4.1 Lågt drivmedelscertifikat

I figur 4.8 ses fjärrvärmeproduktionen i regionen för scenario 4 med låg nivå på drivmedelscertifikaten, 160 SEK/MWh. Slående är att kolförbränning tar en stor plats i systemet. Även värmepumpar får här ett utrymme som är betydligt större än i de tidigare scenarierna. Låga elcertifikat och dyr biobränsle gör att biokraftvärme är betydligt mindre fördelaktigt än i tidigare scenarier, något som framför allt syns i mängden nybyggd kapacitet i denna kategori. Detta ger också utslag i en lägre konverteringsgrad av hetvattenpannor till KVV än i tidigare fall.



Figur 4.8: Fjärrvärmeproduktionen i scenario 4 med låg nivå på drivmedelscertifikaten, 160 SEK/MWh.

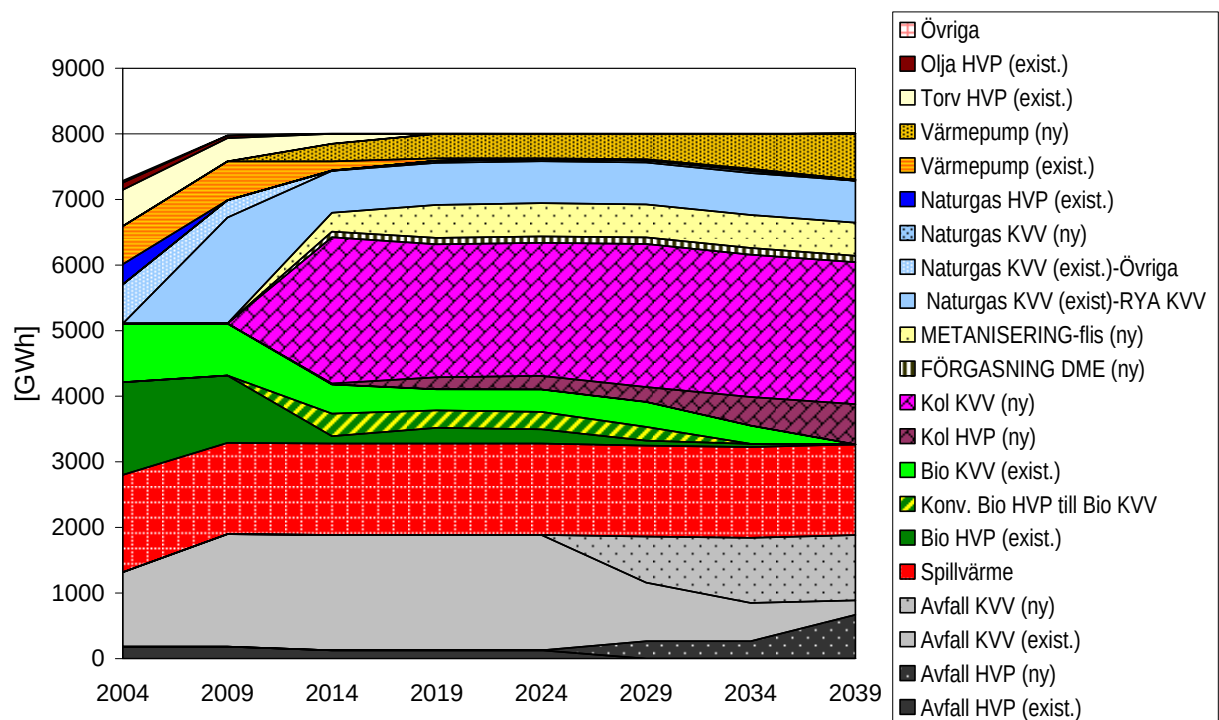
I scenario 2 som också hade ett högt CO₂-pris gynnades naturgaskraftvärme, men i detta fall med höga fossilbränslepriser tar istället kolkraftvärme ett stort utrymme i systemet. Detta beror på att vid de höga fossilbränslepriser som gäller i scenario 3 och 4 är

naturgaspriset relativt sett högre än kolpriset i jämförelse med scenario 1 och 2 med låga fossilbränslepris. Det höga CO₂-priset i scenario 4 (i jämförelse med scenario 3) är under dessa förutsättningar inte ”tillräckligt” högt för att styra över till användning av naturgas.

Den antagna regionala tillgången på biobränsle-flis utgör ingen begränsning i detta fall.

4.4.2 Högt drivmedelscertifikat

Då drivmedelscertifikaten höjs till den höga nivån, 360 SEK/MWh, får återigen metanisering och även fristående DME-produktion plats i systemet, dock inte heller i detta fall någon av de andra aktuella förgasningsanläggningarna. Då tillgången på flis inte blir begränsande byggs DME-produktionen i ett tidigare skede än i de tidigare fall där produktionen förekommer. I detta fall byggs ingen ny kapacitet av biokraftvärme (förutom konverteringar av hetvattenpannor) i något av fjärrvärmenäten.



Figur 4.9: Fjärrvärmeproduktionen i scenario 4 med hög nivå på drivmedelscertifikaten, 360 SEK/MWh.

4.4.3 Produktionskostnader biodrivmedel

Gränsnivåerna på drivmedelscertifikaten för när drivmedelsproduktionen kommer in i systemet blir för detta scenario 232 SEK/MWh och 358 SEK/MWh för SNG respektive DME. Från detta följer att produktionskostnaderna för respektive drivmedel med hänsyn tagen till värdet av fjärrvärmeproduktionen och inkomster från elförsäljning blir:

- SNG: $561 - 200 + 232 = 593$ SEK/MWh
- DME fristående: $561 - 200 + 358 = 719$ SEK/MWh

Då tillgängligt biobränsle-flis inte används fullt ut i detta fall blir det ingen skillnad i ovanstående värden om den interna konkurrensen mellan DME och SNG bortses ifrån.

För energikombinatet med integrerad produktion av DME med el- och värmeproduktion från Rya KVV blir motsvarande drivmedelscertifikat 567 SEK/MWh då övrig biodrivmedelsproduktion tas bort som alternativ i modellen. Detta innebär en produktionskostnad på:

$$\text{- DME energikombinat: } 561 - 200 + 567 = 928 \text{ SEK/MWh}$$

4.5 Scenario Q1-2006

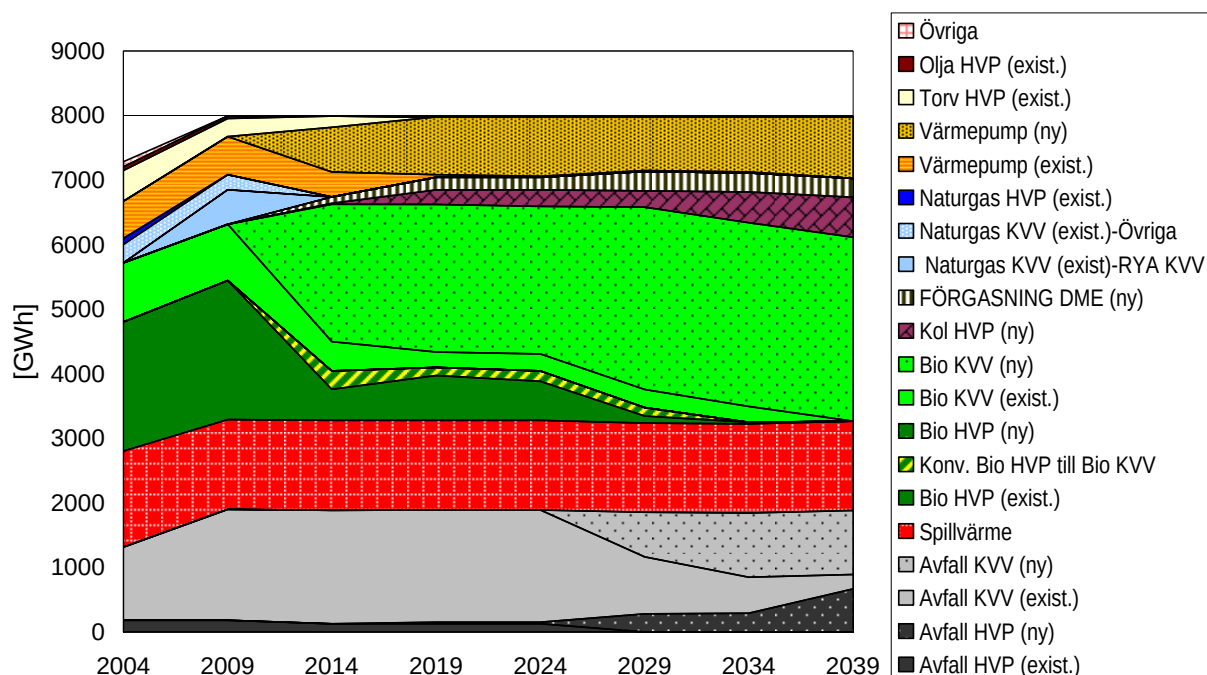
Scenario Q1-2006 skiljer sig från scenarierna 1-4 genom sättet som scenarietparametrarna är framtagna. Bränslepriserna och styrmedelsnivåerna baseras i detta scenario på nivåer för första kvartalet 2006 för svenska förhållanden. Av detta följer att scenario Q1-2006 i jämförelse med övriga scenarier kan sägas karakteriseras av:

- höga priser på fossila bränslen
- lågt CO₂-pris, 250 SEK/ton
- högt elcertifikat, 204 SEK/MWh
- låga priser på biobränslen
- lågt elpris.

Ytterligare skillnader mot övriga scenarier finns i hur ersättningen för produktion av biodrivmedel har utformats. För att efterlikna dagens situation hänvisas i detta scenario inte till drivmedelscertifikat utan istället är biodrivmedlen befriade från CO₂- och energiskatt. Priset för SNG som drivmedel vid pump har i detta scenario baserats på fordonsgaspriset för första kvartalet 2006 och sattes till 668 SEK/MWh (exklusive moms). Detta motsvarar ett pris för fordonsgas inkl. moms på ca 7.6 SEK/liter bensinekvivalent vilket är vad priset kretsade kring den aktuella perioden (Fordonsgas, 2006). Då DME idag inte förekommer som drivmedel kommersiellt finns inget försäljningspris från verkligheten att utgå ifrån. Då DME främst ses som ersättning för diesel antas här istället att DME, under dagens förhållanden och skattesubventioner, vid pump kan inbringa en ersättning som är lika med dieselpriiset vid pump inklusive CO₂- och energiskatt. Detta uppgick första kvartalet 2006 till 903 SEK/MWh.

Det bör påpekas att liksom i övriga scenarier förekommer i detta scenario inga övriga energiskatter.

Under dessa förutsättningar, där SNG som drivmedel kan säljas till ett pris av 668 SEK/MWh och DME kan säljas till ett pris av 903 SEK/MWh, syns modellresultatet i form av fjärrvärmeproduktionen i regionen i figur 4.10 nedan.



Figur 4.10: Fjärrvärmeproduktionen i Scenarie Q 1 2006.

En sak som framträder är att Rya KVV här inte är ett gångbart alternativ ens under vintermånaderna. Så fort nyinvesteringar tillåts i modellen försvinner allt utnyttjande av Rya KVV liksom också all övrig användning av naturgas.

Något som under dessa förutsättningar blir extremt gynnsamt är DME-produktion från fristående DME-anläggningar. DME-produktionen konkurrerar ut SNG som drivmedel till skillnad mot de övriga scenarierna där SNG har framstått som det något bättre alternativet av dessa två. Notera dock att DME och SNG här har värderats olika till skillnad från situationen i de övriga scenarierna. Att SNG inte kommer in i systemet beror inte heller främst på att det använda fordonsgaspriset är för lågt, utan har istället att göra med den aktuella modellutformningen där DME och SNG konkurrerar om samma försäljningspotential.

Det något lägre elpriset som gäller i detta scenario gör att elproduktion inte är riktigt lika fördelaktigt som i tidigare scenarier. Detta i kombination med den hårda konkurrens som uppstår om biobränslet från DME-anläggningarna gör att konverteringar av biobränsleeldade hetvattenpannor till KVV sker i lägre grad än tidigare, och likaså sker inga investeringar i nya biokraftvärmeanläggningar i de flesta av näten. I Göteborgs fjärrvärmenät får emellertid den effektiva storskaliga biokraftvärmen som där finns som investeringsalternativ ett stort utrymme. Noterbart är också att värmepumpar i detta scenario är ett gångbart alternativ, sannolikt p.g.a. kombinationen av lågt elpris, brist på biobränsle och höga fossilbränslepris som råder i detta scenario.

4.5.1 Produktionskostnader biodrivmedel

På liknande sätt som i övriga scenarier kan också här iterativt bestämmas när en viss biodrivmedelsproduktion kommer in i systemet. Här bestäms dock inte som i övriga fall gränsnivån för drivmedelscertifikatet utan istället det försäljningspris som krävs vid pump

för att produktionen skall bli så pass lönsam att anläggningen får plats i systemet. På samma sätt som i tidigare scenarier kan detta värde användas för att bestämma en produktionskostnad.

För tydlighets skull redovisas här bara dessa gränsvärden då hänsyn inte tas till konkurrens mellan biodrivmedlen. Värdena har med andra ord itererats fram då endast ett biodrivmedelsalternativ åt gången funnits tillgängligt i modellen. Konkurrensen med värme- och kraftvärmeverk om den begränsade mängden biobränsle samt om det begränsade värmeunderlaget finns emellertid som i tidigare fall med. Nödvändigt försäljningspris för att produktion av respektive drivmedel skall komma in i systemet blir under dessa förutsättningar följande:

- SNG: 634 SEK/MWh
- DME fristående anläggning: 721 SEK/MWh
- DME energikombinat: 1325 SEK/MWh

Genom att dra av antagen kostnad för distribution fås den ersättning som behövs vid fabriksporten för att produktionen skall komma in i systemet, vilket med andra ord kan sägas vara produktionskostnaden för drivmedlet med hänsyn tagen värdet av fjärrvärmeproduktionen och inkomster från elproduktion i ett kostnadsoptimerat system. Produktionskostnaderna blir således:

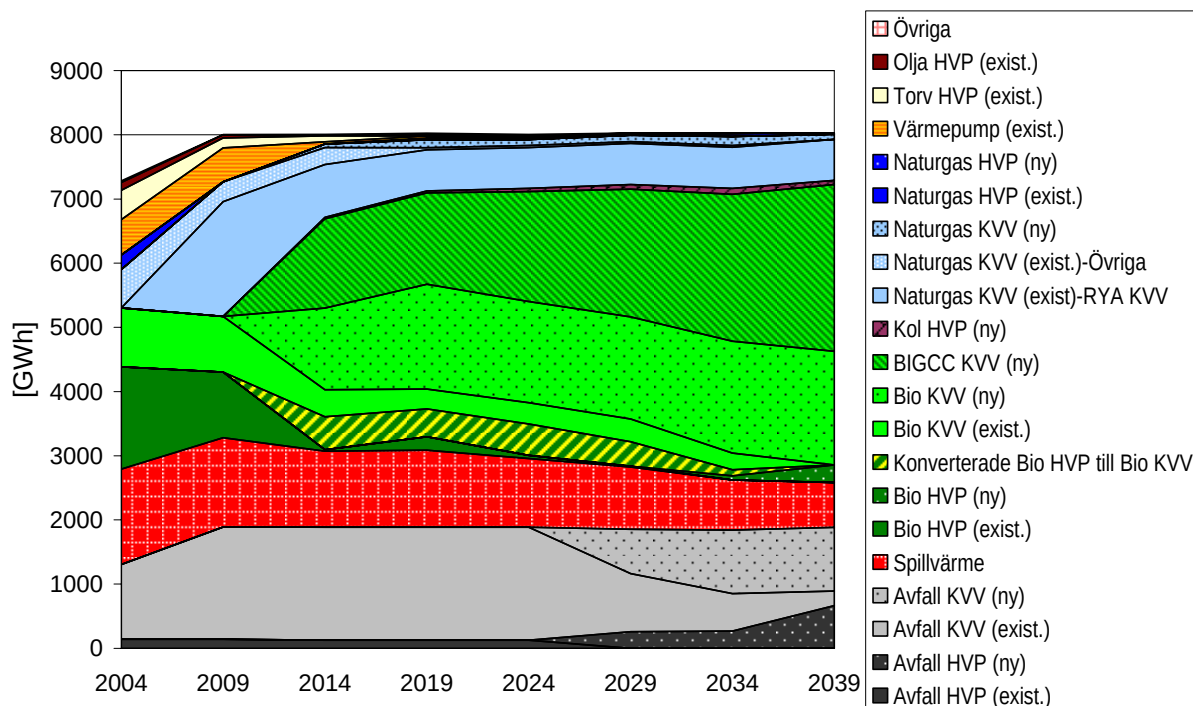
- SNG: $634 - 200 = 434$ SEK/MWh
- DME fristående: $721 - 200 = 521$ SEK/MWh
- DME energikombinat: $1325 - 200 = 1125$ SEK/MWh

4.6 Ny förgasningsanläggning för kraftvärme, BIGCC

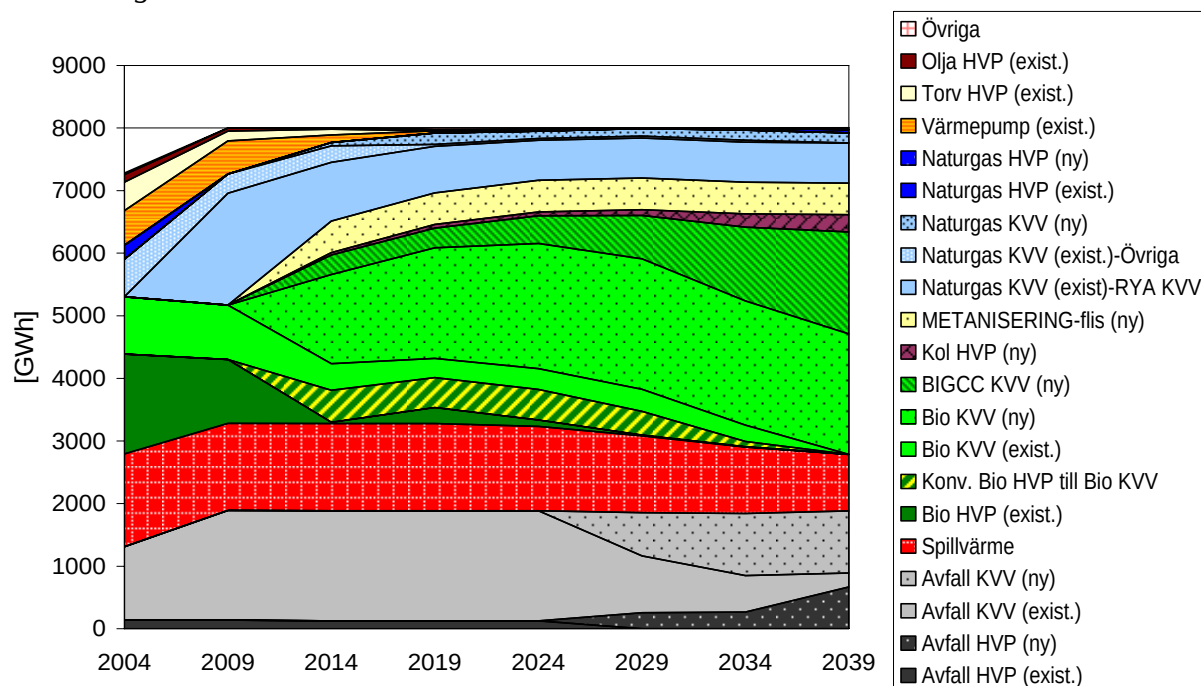
Biobränsleförgasning för kraftvärmeproduktion har i de hittills presenterade grundfallen (avsnitt 4.1-4.5) inte verkat ha några klara fördelar jämfört med konventionell biokraftvärme med ångcykel. Hittills har dock fokuserats på kraftvärmeproduktion då biobränsleförgasningen har integrerats med Rya KVV. Använda prestanda och kostnader för integration av biobränsleförgasning med en befintlig naturgaskombianläggning är framräknade inom Biokombi Rya-projektet och gäller specifikt för Rya KVV. Som en jämförelse presenteras i detta avsnitt samma scenarier fast med ytterligare ett förgasningsanläggningsalternativ för produktion av kraftvärme introducerat i modellen. Det nya anläggningsalternativet är en s.k. BIGCC-anläggning (Biomass Integrated Gasification Combined Cycle), med en klart högre elverkningsgrad än den i modellen använda konventionella biokraftvärmeanläggningen men samtidigt en lägre totalverkningsgrad, $\eta_{el}=0,43$; $\eta_{tot}=0,9$ (se även avsnitt 3.2.2). Anläggningen gjordes i modellen endast tillgänglig som investeringsalternativ i Göteborgs fjärrvärmenät.

Resultatet av de ovan presenterade förutsättningarna blir att BIGCC-anläggningen kommer in i systemet i scenario 1 och scenario 3. I scenario 2, 4 och Q1-2006 får anläggningen inte plats i systemet och det blir i dessa scenarier således ingen skillnad i resultaten från samma scenarier med grundförutsättningar.

Nedan ses i figur 4.11 och 4.12 fjärrvärmeproduktionsdiagrammen för scenario 1 med BIGCC-anläggningen tillåten med lågt respektive högt drivmedelscertifikat (200 respektive 400 SEK/MWh).



Figur 4.11: Fjärrvärmeproduktionen i scenario 1 med låg nivå på drivmedelscertifikaten, 200 SEK/MWh, samt med ny förgasningsanläggning, BIGCC CHP, med i modellen som investeringsalternativ.



Figur 4.12: Fjärrvärmeproduktionen i scenario 1 med hög nivå på drivmedelscertifikaten, 400 SEK/MWh, samt med ny förgasningsanläggning, BIGCC CHP, med i modellen som investeringsalternativ.

Skillnaden i scenario 1 i dessa fall mot scenario 1 med grundförutsättningarna (avsnitt 4.1) blir framför allt att BIGCC-anläggningen ersätter en del av den konventionella biokraftvärmen. I fallet med lågt drivmedelscertifikat, figur 4.11, gör begränsningen på tillgång av det billigare biobränslet (flis och biprodukter) i kombination med att förgasningsanläggningen har en lägre värmeverkningsgrad, att totalt sett mindre

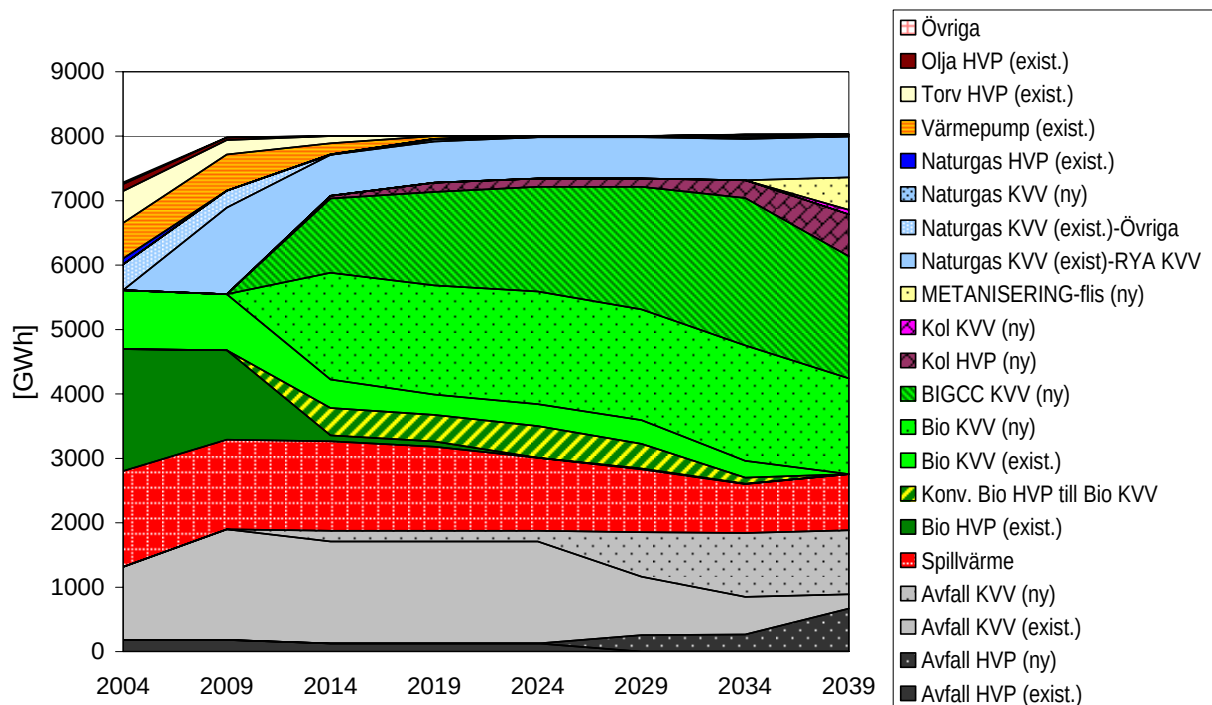
värmeproduktion kommer från biokraftvärme (förgasning och konventionell). Denna minskade värmeproduktion täcks av ett högre utnyttjande av den tillgängliga spillvärmen samt av kolhetvattenpannor.

I fallet med höga drivmedelscertifikat fås till en början samma effekt men i slutet av den studerade perioden blir det emellertid en högre andel biobränsle till kraftvärmeproduktion än under grundförutsättningarna, då DME-anläggningen som tidigare byggdes nu blir utkonkurrerad av BIGCC-anläggningen.

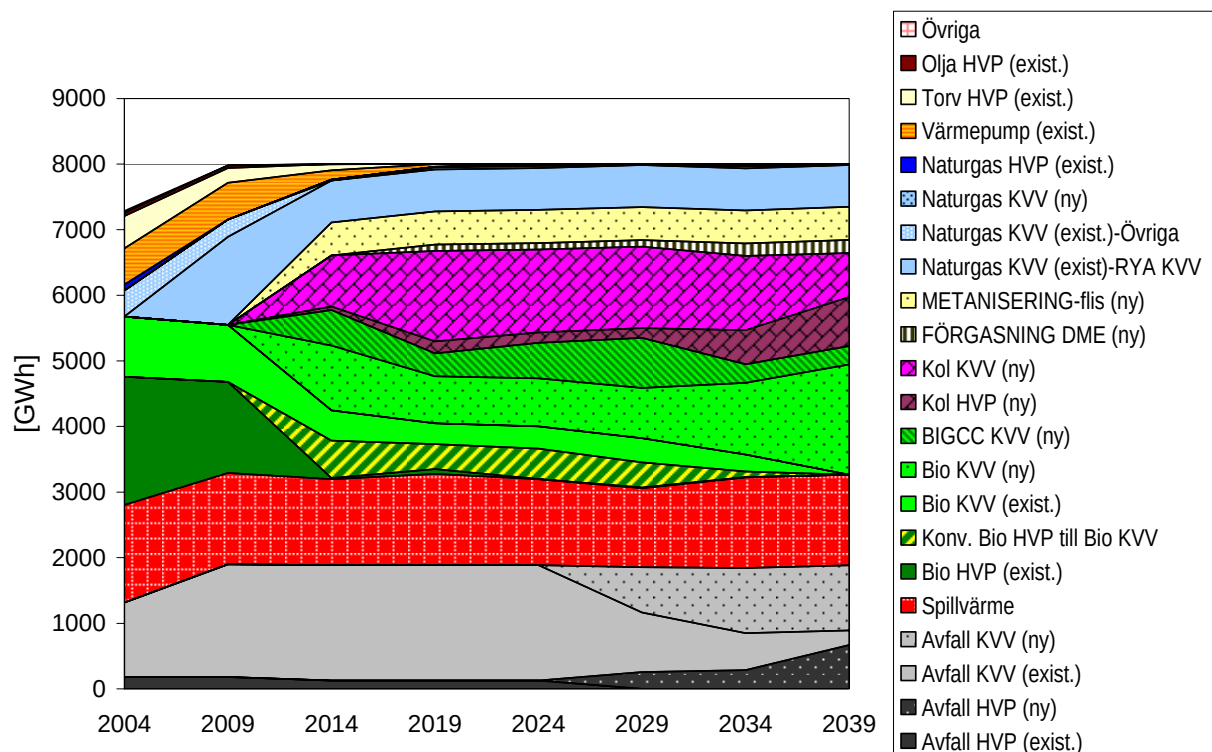
Figur 4.13 och 4.14 nedan syns fjärrvärmeproduktionen för scenario 3 med BIGCC-anläggningen tillåten med lågt respektive högt drivmedelscertifikat (200 respektive 400 SEK/MWh).

Förändringen i scenario 3 i jämförelse med grundförutsättningarna blir liknande som för scenario 1. I fallet med låg drivmedelscertifikatnivå, figur 4.13, ersätter BIGCC-anläggningen en stor del av den konventionella biokraftvärmen från grundförutsättningarna (avsnitt 4.3), och trycker samtidigt undan metaniseringsanläggningen som i detta fall inte kommer in systemet förrän alldeles i slutet av den studerade perioden.

I fallet med hög drivmedelscertifikatnivå, figur 4.14, är produktion av biodrivmedel liksom under grundförutsättningarna mycket gynnsamt och BIGCC-anläggning lyckas inte konkurrera ut något av denna. På grund av den begränsade mängden biobränsle-flis innebär detta att utrymmet för BIGCC-anläggningen är begränsat. Anläggningen ersätter en del av den konventionella biokraftvärmen vilket bl.a. får till följd en något ökad kolanvändning på grund av BIGCC-anläggningens lägre värmeverkningsgrad.



Figur 4.13: Fjärrvärmeproduktionen i scenario 3 med låg nivå på drivmedelscertifikaten, 200 SEK/MWh, samt med ny förgasningsanläggning, BIGCC CHP, med i modellen som investeringsalternativ.



Figur 4.14: Fjärrvärmeproduktionen i scenario 3 med hög nivå på drivmedelscertifikaten, 400 SEK/MWh, samt med ny förgasningsanläggning, BIGCC CHP, med i modellen som investeringsalternativ.

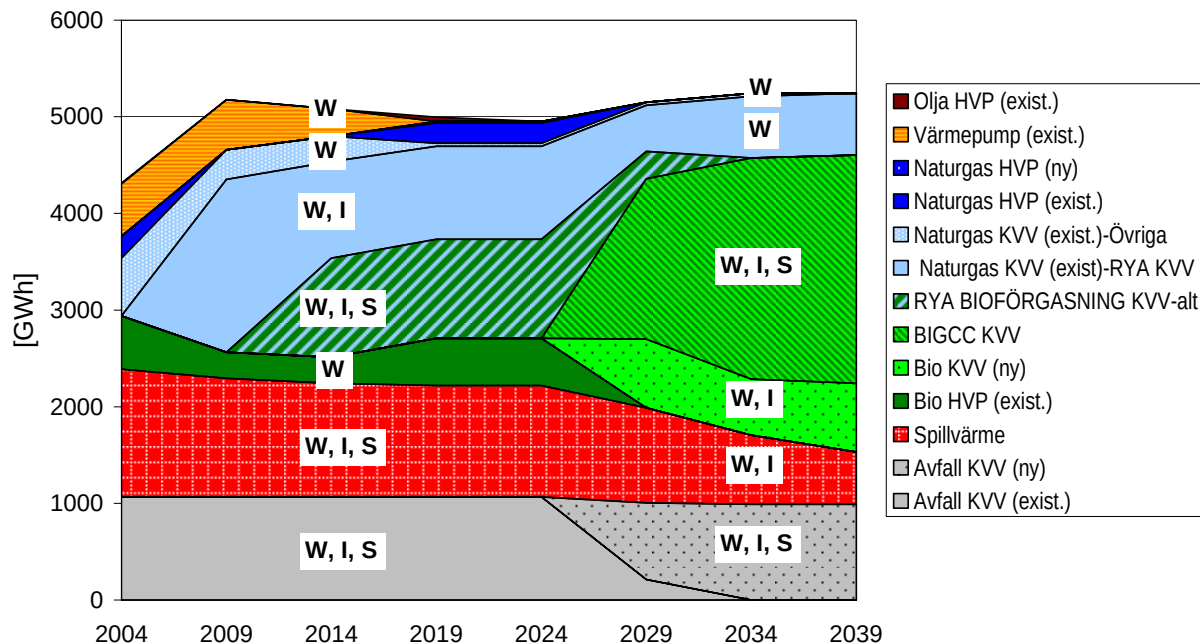
4.7 Jämförelse med Göteborgs befintliga produktion

Hittills har de förgasningsanläggningar som studerats jämförts med ett för varje scenario kostnadsoptimerat system. Vid optimeringen har en rad olika investeringsalternativ funnits tillgängliga för modellen, varav förgasningsanläggningarna endast utgjort några av alternativen. Det har testats vilka anläggningar som i olika situationer ingår i ett sådant optimerat system. Något som också kan vara intressant att undersöka är huruvida de aktuella förgasningsanläggningarna i scenarierna är ”bättre eller sämre” än den idag befintliga produktionskapaciteten i Göteborg.

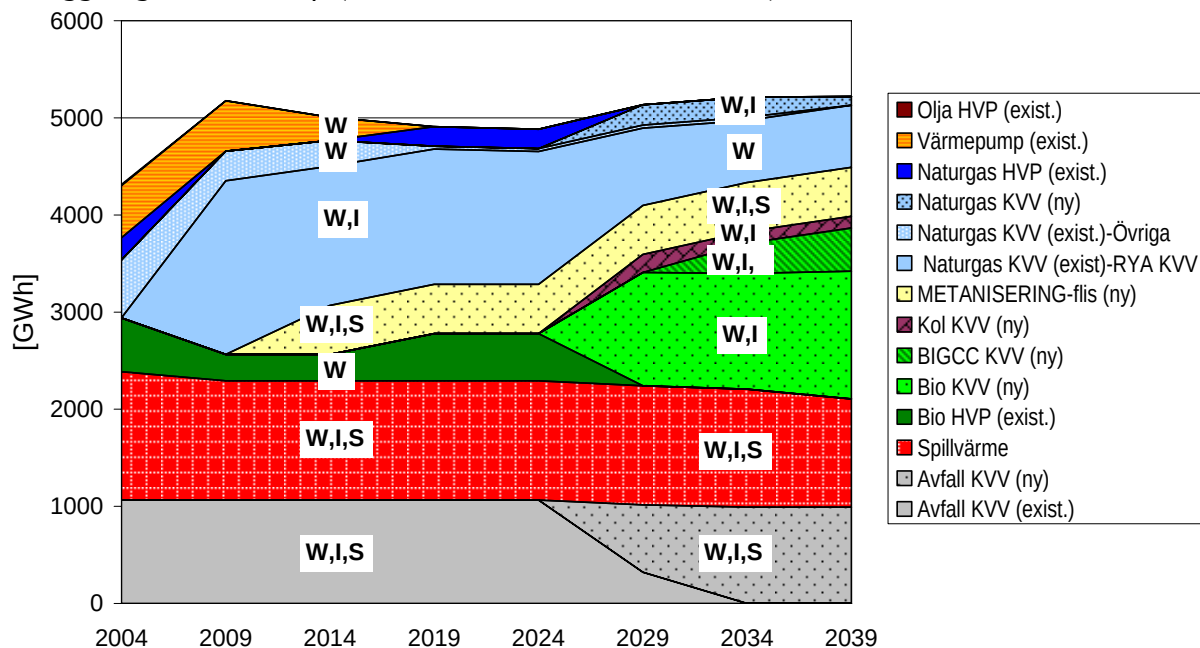
I följande fall har detta undersöks genom att antalet investeringsalternativ i Göteborgs fjärrvärmenät har minskats. Fram till 2029 går det i modellen i dessa fall endast att investera i de aktuella förgasningsanläggningarna (exklusive BIGCC CHP) samt i hetvattenpannor (och värmepumpar). Alla konventionella kraftvärmealternativ är således borttagna som alternativ fram till 2029. I övriga fjärrvärmenät är allt som i tidigare fall.

I figurerna (4.15-4.19) som följer visas endast fjärrvärmeproduktionen i Göteborgs fjärrvärmenät då denna här är mest intressant. Som vanligt så kostnadsoptimeras emellertid hela regionen samtidigt. I resultatgraferna har i detta avsnitt för ökad förståelse för modellen även inkluderats information om när under året de olika anläggningstyperna används. Som tidigare har nämnts är ett år i modellen indelat i tre delar: vinter (W), sommar (S) och höst/vår (I = ”intermediate”). I resultatgraferna markeras under vilken/vilka av dessa delar av året som anläggningarna körs i respektive fall. Då detta förändras under den studerade perioden anges denna information för två tillfällen, 2014 och 2034.

Endast ett urval av fallen med ovan beskrivna förutsättningar redovisas med resultatgrafer i detta avsnitt. I figur 4.15 och 4.16 visas fjärrvärmeproduktionen för scenario 1 med lågt respektive högt drivmedelscertifikat. Figur 4.17 visar scenario 2 med högt drivmedelscertifikat, figur 4.18 scenario 3 med lågt drivmedelscertifikat, och slutligen ses scenario Q1-2006 i figur 4.19.

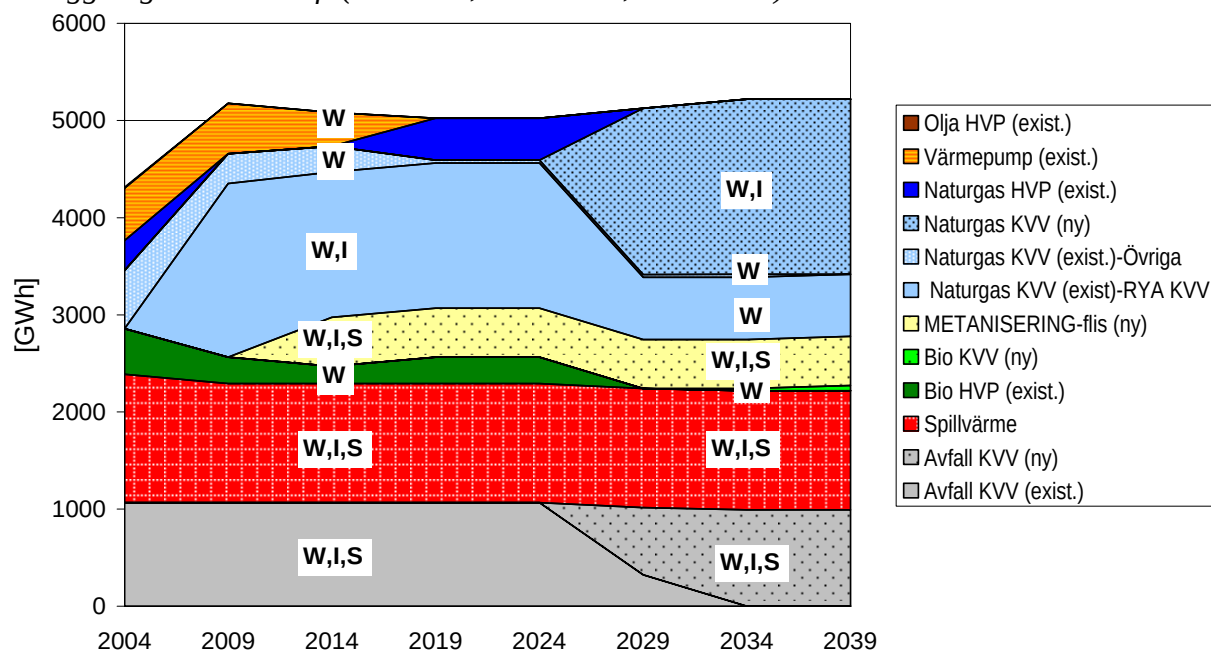


Figur 4.15: Fjärrvärmeproduktionen i Göteborgs fjärrvärmenät i scenario 1 med lågt drivmedelscertifikat (200 SEK/MWh) då investeringar i konventionella kraftvärmeverk (samt BIGCC) inte tillåts förrän 2029. I figuren anges under vilken del av året anläggningarna är i drift (w=vinter, s=sommar, i=höst/vår).

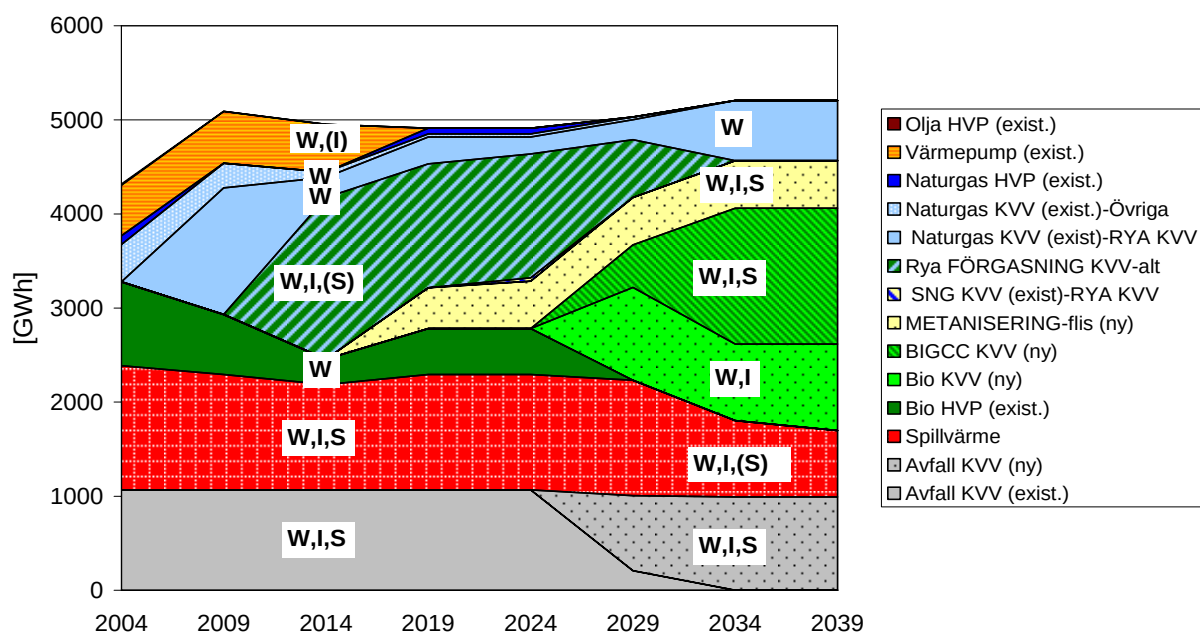


Figur 4.16 Fjärrvärmeproduktionen i Göteborgs fjärrvärmenät i scenario 1 med högt drivmedelscertifikat (400 SEK/MWh) då investeringar i konventionella kraftvärmeverk

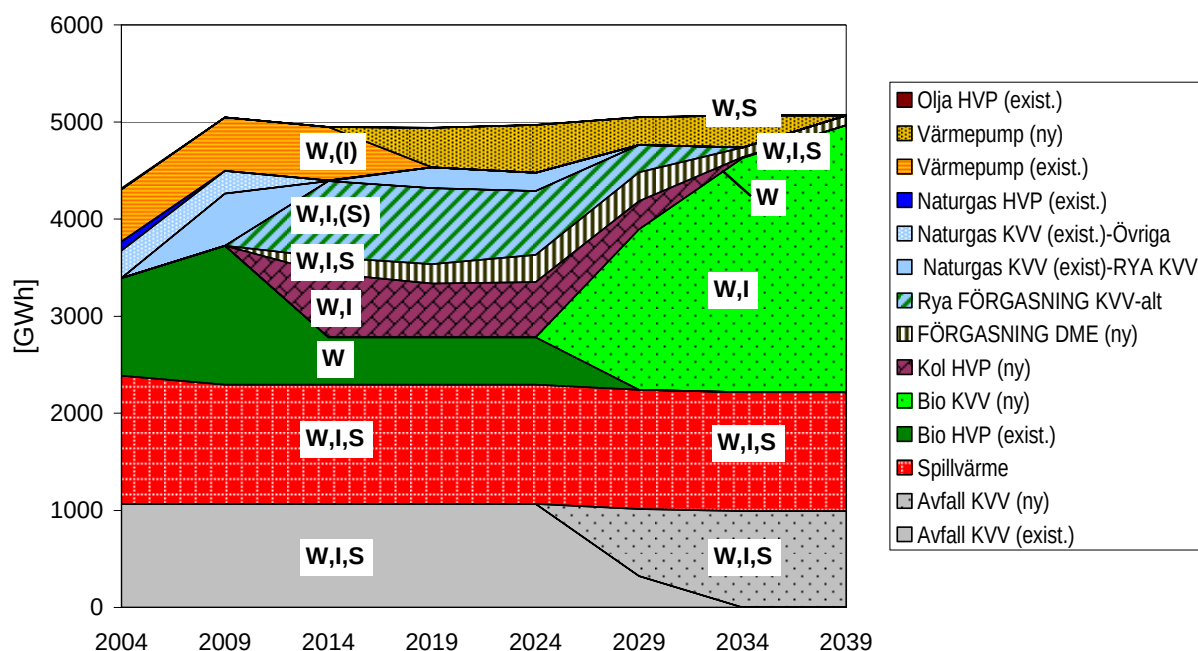
(samt BIGCC) inte tillåts förrän 2029. I figuren anges under vilken del av året anläggningarna är i drift (w=vinter, s=sommar, i=höst/vår).



Figur 4.17: Fjärrvärmeproduktionen i Göteborgs fjärrvärmenät i scenario 2 med högt drivmedelscertifikat (360 SEK/MWh) då investeringar i konventionella kraftvärmeverk (samt BIGCC) inte tillåts förrän 2029. I figuren anges under vilken del av året anläggningarna är i drift (w=vinter, s=sommar, i=höst/vår).



Figur 4.18: Fjärrvärmeproduktionen i Göteborgs fjärrvärmenät i scenario 3 med lågt drivmedelscertifikat (200 SEK/MWh) då investeringar i konventionella kraftvärmeverk (samt BIGCC) inte tillåts förrän 2029. I figuren anges under vilken del av året anläggningarna är i drift (w=vinter, s=sommar, i=höst/vår). Parenteserna innebär att tekniken bara används till en begränsad del under aktuell årstid.



Figur 4.19: Fjärrvärmeproduktionen i Göteborgs fjärrvärmenät i scenario Q1-2006 då investeringar i konventionella kraftvärmeverk (samt BIGCC) inte tillåts förrän 2029. I figuren anges under vilken del av året anläggningarna är i drift (w=vinter, s=sommar, i=höst/vår). Parenteserna innebär att tekniken bara används till en begränsad del under aktuell årstid.

Generellt kan sägas att Rya KVV under dessa förutsättningar givetvis får en mer given plats i systemet. Intressant att notera är också att biobränsleförgasning för kraftvärmeproduktion i integration med Rya KVV under dessa förutsättningar i flera fall kommer med. I scenario 1 med lågt drivmedelscertifikat (figur 4.15), scenario 3 med högt drivmedelscertifikat (ingen bild) samt i scenario Q1-2006 (figur 4.19) konverteras en av Rya KVV:s tre linjer till att köras på förgasat biobränsle enligt det så kallade KVV-alternativet (med ångtork). I scenario 3 med lågt drivmedelscertifikat (figur 4.18) konverteras hela två linjer.

Den tillgängliga spillvärmen används i stort sett maximalt i samtliga fall under perioden fram till 2029. När samtliga investeringsmöjligheter blir tillgängliga från 2029 blir produktionen mer lik vad som varit fallet under de tidigare presenterade grundförutsättningarna.

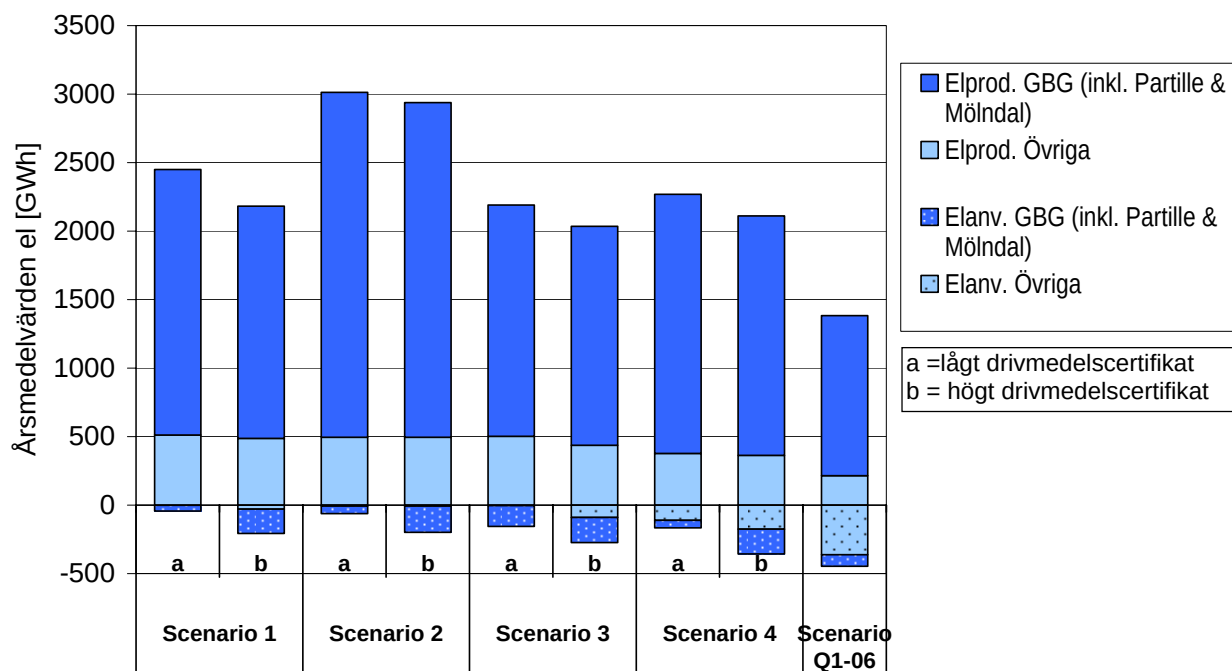
I scenario Q1-2006 kan noteras att fristående DME-produktion för första gången hamnar i Göteborgs fjärrvärmenät. I tidigare fall har DME-produktionen hamnat i mindre nät då alternativ fjärrvärmeproduktion där varit dyrare än i Göteborg. Då investeringsmöjligheterna för Göteborg i det här fallet begränsas, medan övriga nät optimeras "som vanligt" blir emellertid besparingen störst av att placera produktionen i Göteborg. Som tidigare nämnts gäller i scenario Q1-2006 andra förutsättningar avseende prissättningen av biodrivmedel mot övriga scenarier, vilket leder till en fördel för DME gentemot SNG i detta fall.

5 Resultatöversikt och diskussion

I detta kapitel sammanfattas och diskuteras modellresultaten som presenterade i kapitel 4.

5.1 Elproduktion

Kraftvärmeproduktion i olika former visar sig fördelaktigt i alla testade fall på grund av de förväntade höga elpris som används i scenarierna. Detta resulterar i samtliga fall i en betydligt högre elproduktion från fjärrvärmesektorn i regionen än vad som hittills varit situationen i verkligheten. I figur 5.1 syns den totala elproduktionen från det studerade systemet i regionen som beräknade årsmedelvärden för hela den studerade perioden. Som jämförelse kan nämnas att elproduktionen från kraftvärme i verkligheten år 2004 uppgick till 485 GWh i samma region (Svensk fjärrvärme, 2006; Renova, 2005). Figuren visar även elanvändning i modellen för det studerade systemet (det vill säga inte total elanvändning i regionen). Elanvändning förekommer i modellen dels för förgasningsanläggningarna och dels för värmepumpar och elpannor. Övriga anläggningstyper har i modellen ingen elanvändning.

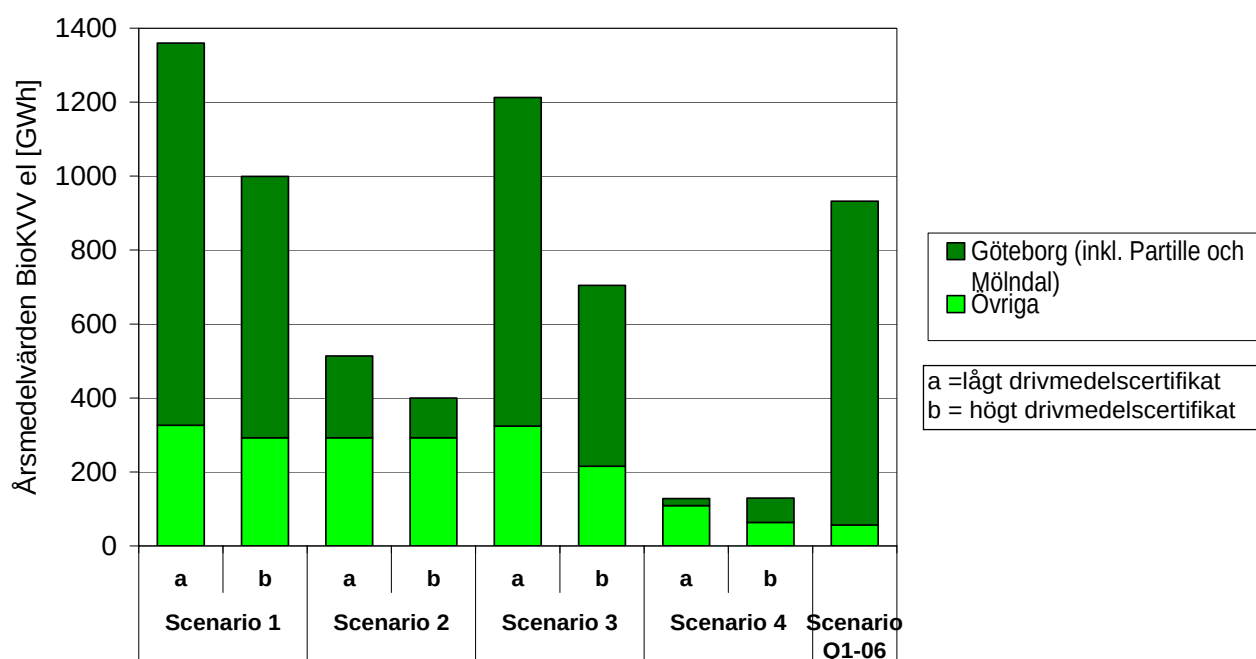


Figur 5.1: Elproduktion och elanvändning i det studerade systemet i de olika scenarierna (med grundförutsättningar) som årsmedelvärden för hela den studerade perioden.

Som framgår av figuren är elproduktionen högst i scenario 2 där naturgaskombikraftvärmeverk (med hög elkvot) står för en stor del av produktionen (se även figur 4.4 och 4.5). Lägst är elproduktionen i scenario Q1-2006 som en konsekvens av att det i detta scenario råder ett lägre elpris än i övriga scenarier.

I figur 5.2 nedan visas ”grön” elproduktion eller med andra ord elproduktion från biokraftvärme, då avfallskraftvärme i detta fall inte räknas till denna kategori (då detta inte är elcertifikat-berättigat). Det kan noteras att elproduktion från biokraftvärme varierar något mer från fall till fall än den totala elproduktionen, både mellan scenarierna och i de flesta fall också inom respektive scenario mellan högt och lågt drivmedelscertifikat. Störst

är variationen för Göteborg (som förutom Partille här också inkluderar Mölndal) vilket dels beror på att det här också finns fler ekonomiskt intressanta investeringsalternativ vid sidan av biokraftvärme än i de flesta andra nät. Exempelvis beror den stora nedgången mellan scenario 1 och scenario 2 på att då förutsättningarna för biokraftvärme blir sämre (högre biobränslepris, lägre elcertifikat) har Göteborg och Mölndal möjlighet att istället satsa på naturgaskombianläggningar vilket inte andra nät har. En annan bidragande orsak till att biokraftvärmeproduktionen i de mindre näten ligger mer stabilt mellan scenarierna är emellertid också att det i flera av dessa nät finns möjlighet till att konvertera befintliga biobränsleeldade hetvattenpannor till kraftvärmeverk till en relativt låg kostnad. Detta är ett alternativ som utnyttjas samtliga scenarier, dock i olika utsträckning.



Figur 5.2: Elproduktion från biokraftvärme i de olika scenarierna (med grundförutsättningar) som årsmedelvärden för hela den studerade perioden.

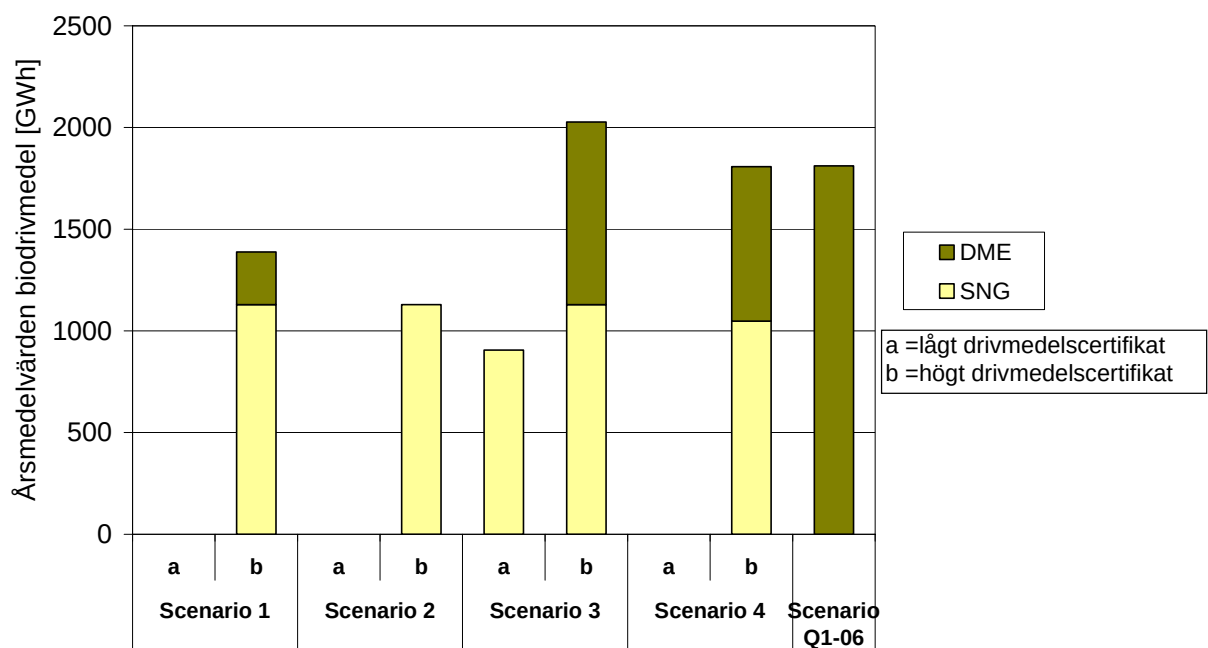
Det kan i flera scenarier noteras hur ett högre drivmedelscertifikat ger en lägre produktion av grön el. Detta har i scenario 1 och 3 till största delen sin orsak i den begränsade tillgången på det billigare biobränslet (biprodukter och flis). I scenario 1 och 3 används denna tillgång i stort sett fullt ut redan vid den låga nivån på drivmedelscertifikat (a). Då drivmedelscertifikatet höjs (b) tar den uppkomna biodrivmedelsproduktionen en stor del av detta biobränsle i anspråk, och biokraftvärmeproduktionen som då tvingas bort ersätts med spillvärme och kol, med minskad grön elproduktion som följd. I scenario 2 och 4 finns ingen brist på biobränsle och den minskning som sker mellan hög och låg drivmedelscertifikatnivå (främst scenario 2) beror istället på att värmeproduktionen från biodrivmedelsproduktionen tränger ut en del av biokraftvärmens från det begränsade värmeunderlaget.

5.2 Biodrivmedelsproduktion

Figur 5.3 visar produktionen av biodrivmedel i respektive scenario (med grundförutsättningar) som årsmedelvärden för hela den studerade perioden. Det kan noteras att i alla fall utom i scenario 3 krävs ”höga” drivmedelscertifikat för att någon

biodrivmedelsproduktion skall få plats i systemet. Förutsättningarna för biodrivmedelsproduktion är i scenario 3 mer gynnsamma än i övriga scenarier då oljepriset här relativt sett är högre än i övriga fall.

Scenario Q1-2006 skiljer ut sig genom att DME framstår som mer fördelaktigt än SNG, men det bör observeras att detta är en konsekvens av den differentierade prissättning mellan de två drivmedlen som antagits i detta scenario, men som inte gäller i övriga scenarier i vilka SNG och DME istället antas ha samma försäljningspris vid pump. En reflektion man kan göra över de valda förutsättningarna i scenario Q1-2006 och det resultat som följer, är att det inte nödvändigtvis är drivmedlet med de lägsta produktionskostnaderna som är det bästa alternativet. Vilket pris man kan ta ut för drivmedlet vid försäljningen är givetvis en lika viktig faktor. I scenario Q1-2006 gjordes antagandet att SNG kan säljas till dagens fordonsgaspris medan DME kan säljas till dagens dieselpris och detta fick då till följd att DME i resultaten blev det för systemet ekonomiskt bästa alternativet, trots att SNG har lägre produktionskostnader (vilket återkoms till). Detta prisantagande är givetvis långt ifrån självklart, men understryker ändå vikten av att i en vidare analys också väga in andra faktorer som påverkar vilket pris som kan sättas på det aktuella drivmedlet. Sådana faktorer kan exempelvis vara distributions- och fordonskostnad.



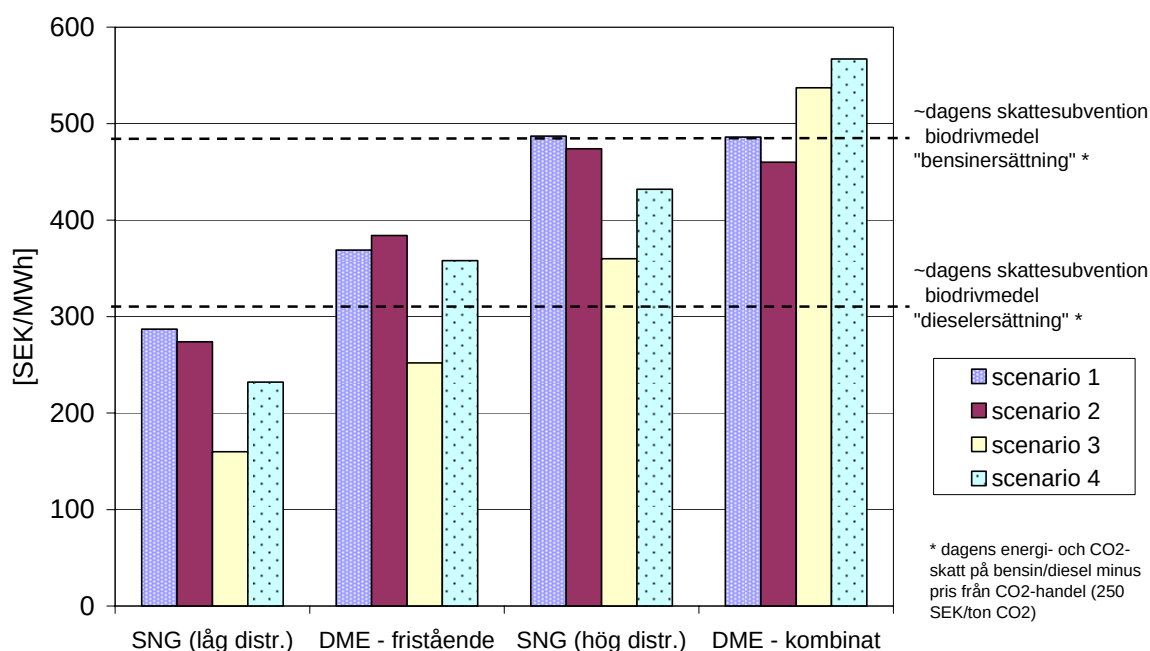
Figur 5.3: Produktion av biodrivmedel i de olika scenarierna (med grundförutsättningar) som årsmedelvärden för hela den studerade perioden.

I figur 5.4 nedan visas gränsvärden för drivmedelscertifikat som för respektive scenario 1-4 har itererats fram med modellen för varje drivmedel. Gränsvärdena anger den nivå som krävs på drivmedelscertifikatet i respektive scenario för att drivmedelsproduktion skall komma in i systemet under den studerade perioden (minst två modellperioder). Värdena som ges i figuren avser en modellsituation då konkurrensen mellan respektive drivmedel har exkluderats. Om så inte görs så får de dyrare alternativen aldrig en plats i systemet då en ökad avsättning för biodrivmedel endast ger upphov till ökad produktion av de billigare alternativen. De beräknade värdena i figuren baserar sig bl.a. på de antaganden som gjorts avseende försäljningspris och distributionskostnader för drivmedlen (se tabell

3.3). Avseende försäljningspris har som tidigare nämnts ett antagande om att biodrivmedel kan säljas till samma pris vid pump som bensin och diesel gjorts.

De streckade linjerna i figur 5.1 anger vad man kan säga motsvara dagens stöd för biodrivmedel i form av skattesubvention med en antagen harmoniserad CO₂-kostnad i alla sektorer. Dessa nivåer är beräknade som dagens CO₂- och energiskatt på bensin respektive diesel subtraherat med en CO₂-kostnad på 250 SEK/ton CO₂, enligt tidigare resonemang i avsnitt 3.3. Då bensin och diesel idag beskattas olika mycket blir det också två stycken "dagens" stödnivåer beroende på om det är rör sig om biodrivmedel som i första hand ersätter bensin eller i första hand diesel.

Man kan konstatera att ekonomiskt stöd av något slag är en förutsättning för lönsam biodrivmedelsproduktion. Från figur 5.1 framgår att nödvändigt drivmedelscertifikat för SNG i det allra gynnsammaste fallet med bl.a. högt oljepris (scenario 3) och med den låga distributionskostnaden (200 SEK/MWh) ligger på ca 30 % av dagens stödnivå för "bensinersättning" (50 % av stödnivån för dieseltersättning). I de för SNG minst fördelaktiga fallen med bl.a. relativt låga oljepris (scenario 1-2) och med (endast) den höga distributionskostnaden⁵ blir nödvändigt drivmedelscertifikat ca 100 % av dagens stödnivå för bensinersättning (150 % för dieseltersättning). För fristående DME-produktion blir nödvändig drivmedelscertifikatnivå ca 50-80 % av dagens skattesubvention för bensinersättning och ca 80-125 % för dagens skattesubvention för dieseltersättning. Nivåerna för DME-produktion från kombinat-alternativet ligger med de förutsättningar som i modellen har använts i samtliga fall högre än för fristående produktion.

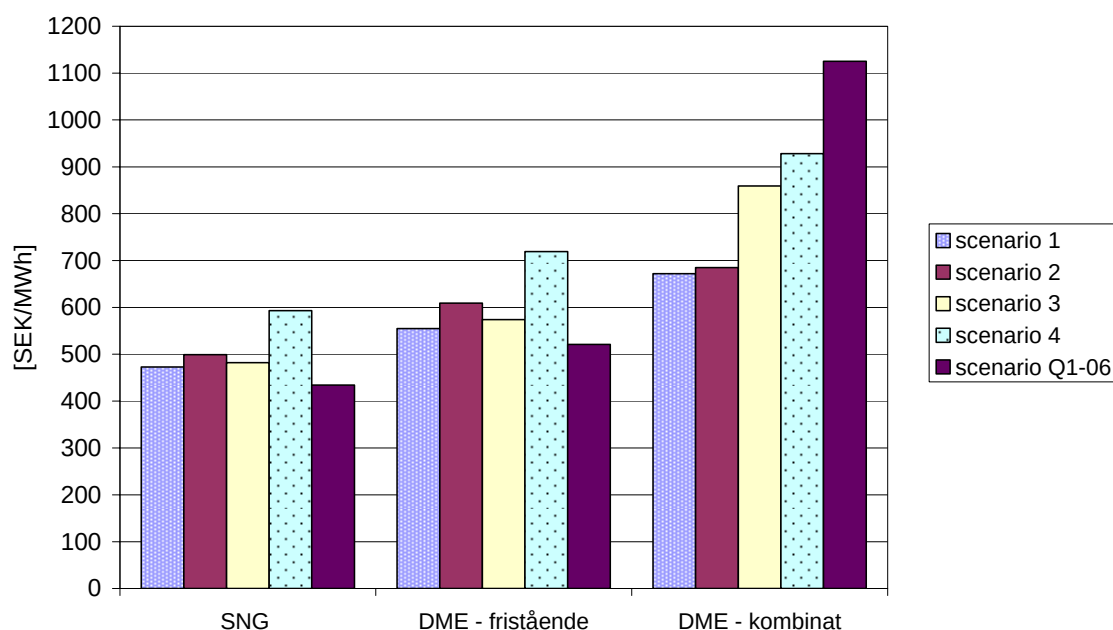


Figur 5.4: De drivmedelscertifikat som i modellen krävs för att respektive drivmedelsproduktion skall komma in i systemet. För SNG används vid framräkningen två distributionskostnader (200 och 400 SEK/MWh, se också fotnot 5 nedan). För DME används endast en distributionskostnad (200 SEK/MWh).

⁵ Drivmedelscertifikatnivåerna för den höga distributionskostnaden är här beräknade genom att de framitererade gränsvärdena för SNG från kapitel 4 har adderats med 200 SEK. Dessa värden är inget som man direkt kan få ut ur modellen då modellen aldrig väljer att endast distribuera SNG till den höga kostnaden.

I figur 5.5 nedan sammanställs de produktionskostnader som har tagits fram i tidigare avsnitt (se 4.1-4.5). Dessa har beräknats genom att priset för drivmedlet vid pump har subtraherats med distributionskostnaden och adderats med det framtiderade gränsvärdet för drivmedelscertifikatet (figur 5.4) (för scenario Q1-2006 ser beräkningen något annorlunda ut). Produktionskostnaderna beräknade på detta sätt är egentligen den ersättning som krävs vid fabriksporten för att anläggningen under de förhållanden som råder i respektive scenario skall få en plats i fjärrvärmesystemet. Hänsyn tas således till värdet av fjärrvärmeproduktionen och inkomsten av elproduktion från anläggningarna. Värdet av fjärrvärmen bestäms internt i modellen medan inkomsten från elproduktionen bestäms av elpriset och elcertifikatnivån vilka ges som indata till modellen (tabell 3.3). Värdet av fjärrvärmen är här inte ett försäljningspris utan istället systemets alternativa produktionskostnad för fjärrvärme. Till skillnad från gränsvärdena för drivmedelscertifikaten i figur 5.4 är produktionskostnaderna i figur 5.5 oberoende av vilka antaganden som görs angående distributionskostnader och försäljningspris.

Produktionskostnaderna blir under ovanstående förutsättningar som framgår av figuren för de flesta fall knappt 500 SEK/MWh för SNG och knappt 600 SEK/MWh för DME (fristående anläggning). Med de höga priser på biobränsle som gäller i scenario 4 ökar kostnaden med ca 100 SEK/MWh. För DME-kombinatet gäller som tidigare nämnts ett antagande om att DME-produktionen inte kan köras fristående från Rya KVV, utan drifttiderna mellan DME-produktionen och kraftvärmeproduktionen i Rya KVV måste överensstämma. Detta medför att DME-kombinatet t.ex. i scenario Q1-2006 kräver väldigt hög ersättning för DME-produktionen eftersom naturgaskraftvärme är mycket ofördelaktigt i detta scenario.



Figur 5.5: Produktionskostnader för biodrivmedel med kreditering för värdet av värmeproduktion och inkomster från elproduktion från anläggningarna.

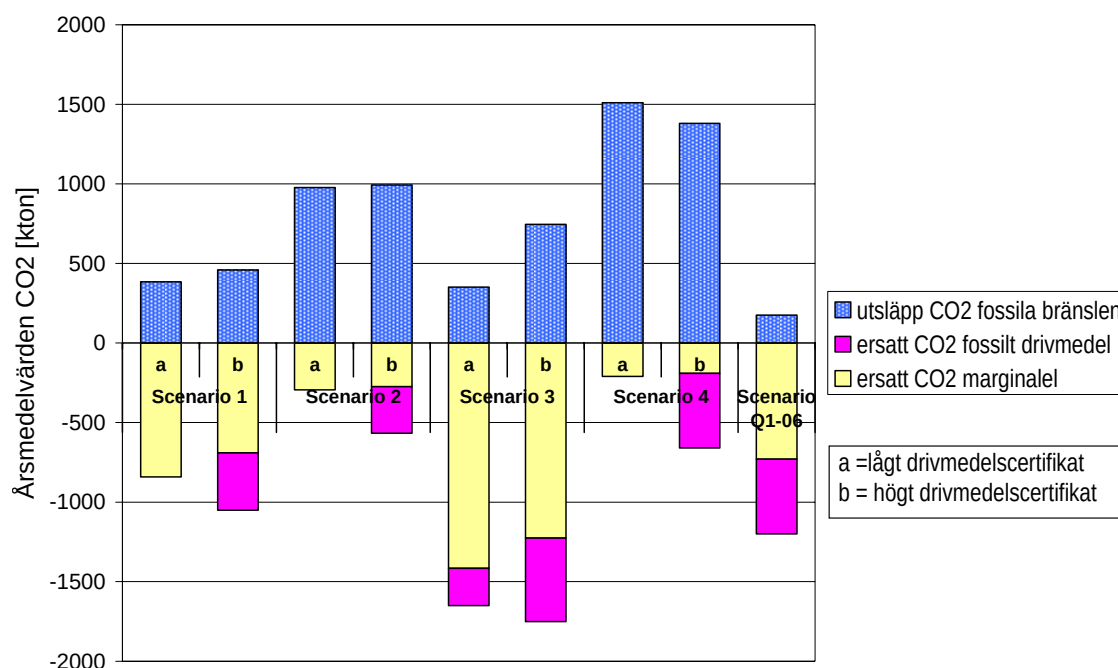
5.3 Koldioxidemissioner

Figur 5.6 nedan visar CO₂-utsläpp som kan associeras med det studerade systemet beräknade som årsmedelvärden för hela den studerade tidsperioden. I figuren presenteras dels CO₂-utsläpp från fossila bränslen använda *inom* det studerade systemet (positiva utsläpp i figuren), och dels uppskattade ”besparade” CO₂-utsläpp *utanför* det modellerade systemet på grund av produktion av el och biodrivmedel inom systemet (negativa utsläpp i figuren). För el har besparade CO₂-utsläpp beräknats genom att det modellerade systemets nettoproduktion av el multiplicerats med CO₂-utsläppen för antagen elproduktionsteknik på marginalen. Marginalelproduktionstekniken är bestämd inom Biokombi Rya-projektets gemensamma scenarier och hänger ihop med det elpris som har använts i respektive scenario. Marginalelproduktionens CO₂-utsläpp som har använts för konstruktion av figur 5.6 är enligt följande:

- scenario 1: 350 kg CO₂/MWh_{el} (naturgaskombi)
- scenario 2: 100 kg CO₂/MWh_{el} (kolkondens med koldioxidavskiljning)
- scenario 3: 696 kg CO₂/MWh_{el} (kolkondens)
- scenario 4: 100 kg CO₂/MWh_{el} (kolkondens med koldioxidavskiljning)
- scenario Q1-2006: 779 kg CO₂/MWh_{el} (kolkondens)

För drivmedel har besparade CO₂-utsläpp på samma sätt beräknats genom att produktionen av biodrivmedel har multiplicerats med CO₂-utsläppen från det drivmedel som antas ersätta. För konstruktion av figuren har bensin, som ger upphov till 259 kg CO₂/MWh_{br}, antagits ersättas av biodrivmedelsproduktionen.

Som tidigare har nämnts ger utformningen av scenarierna det något motsägelsefulla resultatet att höga CO₂-priser, som i scenario 2 och 4, leder till högre CO₂-utsläpp inom systemet. Det är viktigt att poängtera att situationen utanför det modellerade systemet givetvis blir annorlunda. Globalt/internationellt leder höga CO₂-priser till lägre CO₂-utsläpp genom t.ex. ökad användning av biobränsle och genom att kolkondens med koldioxidavskiljning hamnar som marginalelproduktionsteknik. Dessa två faktorer påverkar det här modellerade systemet genom bl.a. högre biobränslepriser (vilket leder till mindre användning inom systemet) och genom att systemets elproduktion då endast ersätter relativt lite CO₂ (som framgår i figuren i scenario 2 och 4).



Figur 5.6: CO₂-utsläpp associerade med det studerade systemet som årsmedelvärden för hela den studerade perioden för respektive scenario (med grundförutsättningar). Bilden visar dels utsläpp av fossil CO₂ inom det studerade systemet och dels antagna besparade CO₂-utsläpp utanför det studerade systemet p.g.a. systemets produktion av el och drivmedel.

I modellen har tillgången på biobränsle av de billigare biobränslefraktionerna, biprodukter och flis, begränsats för det studerade systemet baserat på en bedömning av regionens tillgångar (av framför allt GROT). Detta enligt ett resonemang om att även om en internationell biobränslemarknad som sätter priset på biobränsle antas, så kommer om avsättning för detta finns till ett givet marknadspris ändå biobränslet säljas så nära källan som möjligt (se avsnitt 3.4.1). Effekterna på CO₂-utsläppen av denna begränsning framgår i figur 5.6 ovan. I scenario 1 och 3 råder en brist på denna regionala tillgång, vilket gör att när drivmedelscertifikaten höjs mellan fall a och fall b blir nettominskningen av CO₂ i scenario 1 begränsad, och i scenario 3 blir det t.o.m. en nettoökning av utsläppen. Detta då den ökade biodrivmedelsproduktionen mellan fall a och b leder till en ökad användning av fossila bränslen för värmeproduktionen och en minskad elproduktion.

I scenario 2 och 4 är situationen annorlunda. Tillgången på flis är inte begränsande och den biodrivmedelsproduktion som blir fallet vid en höjning av drivmedelscertifikatet från fall a till fall b ger en ungefärlig minskning på nettoutsläppen av CO₂ motsvarande den mängd fossilt drivmedel som antas ersättas. I scenario 4, där andelen kol för värmeproduktion är hög, ger dessutom fjärrvärmen från biodrivmedelsproduktionen upphov till minskade utsläpp av fossil CO₂ från det studerade systemet.

5.4 Förgasningsanläggningar i prövade fall

I tabell 5.1 nedan ges en sammanställning av när de analyserade förgasningsanläggningarna får plats, respektive inte får plats, i det kostnadsoptimerade systemet i ett antal olika fall som har prövats i modellen. I tabellen hänvisas också till de

figurer (i de fall detta har inkluderats i rapporten) där aktuellt fall mer i detalj kan studeras. För metaniserings-alternativet och kombinat-alternativet finns inte anläggningsvarianterna med pellets som bränsle med i tabellen då motsvarande flis-alternativ i samtliga prövade fall med använda förutsättningar framstår som mer fördelaktigt.

Tabell 5.1: Tabellen visar i vilka av de prövade fallen respektive förgasningsanläggningsalternativ kommer in ("JA") respektive inte kommer in ("NEJ") i systemet. För "Befintlig GBG" avses perioden fram till 2029. Streck (-) anger att fallet inte har studerats.

SCENARIO	DRIVMEDELSCERTIFIKAT	FÖRUTSÄTTNINGAR	FIGUR	KVV - ALTERNATIV	METANISERING (FLIS)	KOMBINAT MED DME-PROD. (FLIS)	FRISTÅENDE DME-PROD. (FLIS)	BIGCC CHP hög elverk. (extern ref.)
1	LÅGT (200)	Grund	4.1	NEJ	NEJ	NEJ	NEJ	-
1	HÖGT(400)	Grund	4.2	NEJ	JA	NEJ	JA	-
1	LÅGT (200)	BIGCC tillåten	4.11	NEJ	NEJ	NEJ	NEJ	JA
1	HÖGT(400)	BIGCC tillåten	4.12	NEJ	JA	NEJ	NEJ	JA
1	LÅGT (200)	Befintlig GBG	4.15	JA	NEJ	NEJ	NEJ	-
1	HÖGT(400)	Befintlig GBG	4.16	NEJ	JA	NEJ	JA	-
2	LÅGT (160)	Grund	4.4	NEJ	NEJ	NEJ	NEJ	-
2	HÖGT (360)	Grund	4.5	NEJ	JA	NEJ	NEJ	-
2	LÅGT (200)	BIGCC tillåten	x	NEJ	NEJ	NEJ	NEJ	NEJ
2	HÖGT(400)	BIGCC tillåten	x	NEJ	JA	NEJ	NEJ	NEJ
2	LÅGT (160)	Befintlig GBG	x	NEJ	NEJ	NEJ	NEJ	-
2	HÖGT (360)	Befintlig GBG	4.17	NEJ	JA	NEJ	NEJ	-
3	LÅGT (200)	Grund	4.6	NEJ	JA	NEJ	NEJ	-
3	HÖGT(400)	Grund	4.7	NEJ	JA	NEJ	JA	-
3	LÅGT (200)	BIGCC tillåten	4.13	NEJ	JA	NEJ	NEJ	JA
3	HÖGT(400)	BIGCC tillåten	4.14	NEJ	JA	NEJ	JA	JA
3	LÅGT (200)	Befintlig GBG	4.18	JA	JA	NEJ	NEJ	-
3	HÖGT(400)	Befintlig GBG	x	JA	JA	NEJ	JA	-
4	LÅGT (160)	Grund	4.8	NEJ	NEJ	NEJ	NEJ	-
4	HÖGT (360)	Grund	4.9	NEJ	JA	NEJ	JA	-
4	LÅGT (160)	BIGCC tillåten	x	NEJ	NEJ	NEJ	NEJ	NEJ
4	HÖGT (360)	BIGCC tillåten	x	NEJ	JA	NEJ	JA	NEJ
4	LÅGT (160)	Befintlig GBG	x	NEJ	NEJ	NEJ	NEJ	-
4	HÖGT (360)	Befintlig GBG	x	NEJ	JA	NEJ	JA	-
Q1-06	-	Grund	4.10	NEJ	NEJ	NEJ	JA	-
Q1-06	-	BIGCC tillåten	x	NEJ	NEJ	NEJ	JA	NEJ
Q1-06	-	Befintlig GBG	4.19	JA	NEJ	NEJ	JA	-

De olika fallen är i tabellen kategoriserade efter scenario, nivå på drivmedelscertifikat samt övriga förutsättningar. De "övriga förutsättningarna" avser främst skillnader i vilka typer av anläggningar som i modellen tillåts att investeras i enligt följande (se tabellerna 3.1 och 3.2 för samtliga investeringsalternativ):

- ”Grund”: Avser grundförutsättningarna, d.v.s. samtliga investeringsalternativ förutom den optimerade BIGCC-anläggningen är tillåtna (avsnitt 4.1-4.5).
- ”BIGCC tillåten”: Samtliga investeringsalternativ inklusive den optimerade BIGCC-anläggningen är tillåtna (avsnitt 4.6).
- ”Befintlig GBG”: I Göteborg tillåts fram till 2029 förutom hetvattenpannor (och värmepumpar) endast investeringar i förgasningsanläggningsalternativen (förutom optimerad BIGCC), d.v.s. inga investeringar i konventionella kraftvärmealternativ tillåts i Göteborg under denna period. Avsikten är här att jämföra aktuella förgasningsanläggningsalternativ med Göteborgs befintliga produktionssystem snarare än med ett kostnadsoptimerat system (avsnitt 4.7). I tabellen redovisas endast resultatet för dessa fall fram till 2029, d.v.s. innan samtliga investeringsalternativ återigen blir möjliga.

Med hjälp av tabellen kan följande utläsas om respektive anläggningsalternativ:

- *KVV-alternativ (med ombyggd Rya KVV)*: Biobränsleförgasning för kraftvärme-produktion med ombyggd Rya KVV är i fall som allmänt sett är gynnsamma för biokraftvärme (1, 3 samt Q1-2006) i modellen ett ekonomiskt sett mer fördelaktigt alternativ än att endast använda naturgas i Rya KVV. Alternativet är dock aldrig att föredra framför nybyggd konventionell storskalig biokraftvärme med ångcykel.
- *Metanisering*: Metanisering för försäljning av producerad SNG som drivmedel är ett alternativ som väljs av modellen i samtliga fall där den drivmedelscertifikat-nivå som i studien betecknas som ”hög” används. Med ”låg” drivmedelscertifikat-nivå väljs metanisering av modellen i ett av fallen, scenario 3, där ett relativt högt oljepris gör situationen gynnsam.
- *Kombinat med DME-produktion*: DME-produktion integrerat med Rya KVV i ett energikombinat är, under förutsättning att drivmedelsproduktionens drifttider måste överensstämma med kraftvärmeproduktionen i Rya KVV, inte ett gångbart alternativ då utnyttjningstiden därmed blir låg och produktionskostnaderna för DME höga (då fasta kostnader slås ut på få drifttimmar).
- *Fristående DME-produktion*: DME-produktion från fristående anläggning kan vara lönsamt om tillräckliga stöd i form av t.ex. drivmedelscertifikat finns. Situationen är därmed likartad som för metaniseringsalternativet. DME-alternativet väljs i modellen i regel först efter att SNG-försäljning med låg distributionskostnad har utnyttjats maximalt och kommer i testade fall därför med i systemet ett färre antal gånger än SNG.
- *BIGCC (hög elverkningsgrad)*: En nybyggd IGCC-anläggning, optimerad för biobränsleförgasning och med högre elverkningsgrad än konventionell biokraftvärme, blir naturligtvis mer och mer fördelaktig i ju högre ersättningen för el är (beror av elpris och elcertifikat). I prövade fall är ersättningen för el tillräckligt hög i scenario 1 och 3 vilket gör att anläggningen då får en plats i systemet.

5.5 Avslutande diskussion

Modellresultaten visar på mer eller mindre stora skillnader i optimal produktion mellan de olika prövade scenarierna. Sådana skillnader gör det generellt sett svårare att dra klara slutsatser, men visar också på vikten av att just analysera olika möjliga framtida situationer vid utvärdering av teknikval. Några lösningar återkommer dock i många av de testade fallen och får därför anses vara mera robusta resultat. Ett sådant exempel är att kraftvärmeproduktion i modellresultaten används betydligt mer än vad som är fallet i regionen idag. Elproduktionen från kraftvärmeverk uppgår i testade fall till ca 3-6 ggr elproduktionen från kraftvärme i regionen år 2004 (se figur 5.1). Att inte utnyttja tillgängligt värmeunderlag till att förutom värme också producera mer högvärdiga energibärare som el, och under vissa förutsättningar biodrivmedel, blir i modellresultaten inte fördelaktigt. Detta gäller i hög grad även för småskalig kraftvärmeproduktion i mindre fjärrvärmenät trots att relativt höga specifika investeringskostnader för dessa tekniker används.

Vilken typ av kraftvärme (bränsle etc.) som är mest fördelaktig skiljer sig mellan de prövade scenarierna. I vilken grad detta varierar beror av vilket nät man tittar på. Som tidigare har nämnts (se t.ex. tabell 3.1) har de olika fjärrvärmenäten i modellen, liksom i verkligheten, olika möjliga investeringsalternativ, framför allt beroende av storlek på värmeunderlaget men även beroende på t.ex. huruvida det i fjärrvärmenätet finns tillgång till naturgas eller om avfallsförbränning tillåts. Dessutom ges i modellen i vissa av näten (7 st av 15) möjlighet att konvertera befintliga biobränsleeldade hetvattenpannor till kraftvärmeproduktion. Kol- eller oljekraftvärme ansågs vid modellutvecklingen inte vara ett aktuellt alternativ för småskalig produktion och de åtta minsta näten får därför i modellen inte möjlighet till denna typ av kraftvärme.

Om man bortser från spillvärme och avfallsförbränning, som i modellen är hårt styrt, biobränslemängden som en begränsande faktor, samt de nät som där möjlighet till naturgaskombianläggningar ges (Göteborg och Mölndal) är emellertid inte resultaten så divergerande som vid en första anblick kan tyckas. Bortsett från scenario 4 där mycket höga biobränslepriser råder, får biokraftvärme anses vara det ständigt återkommande huvudalternativet vid nyinvesteringar. Även i Göteborgs fjärrvärmenät får biokraftvärme anses vara det alternativ som återkommer i flest lösningar. Som nämdes får naturgaskombi i ett av scenarierna (scenario 2) stort utrymme (se t.ex. figur 4.4 och 4.5), men också i detta fall ges plats för biokraftvärme i Göteborgssystemet, inte i lika dominerande utsträckning som i de för biokraftvärme mest gynnsammaste scenarierna (scenario 1, 3 samt Q1-2006) men ändå i en betydande storlek, ca 45 MW_{el}.

Det är viktigt att konstatera att biokraftvärme i allmänhet kan vara ett fördelaktigt val, då detta också är en förutsättning för att biobränsleförgasning för kraftvärmeproduktion skall kunna vara det. I situationer där biokraftvärme är fördelaktigt kan man ställa sig frågan om biokraftvärme med högre elverkningsgrad och lägre totalverkningsgrad än konventionell biokraftvärme är intressant. Detta är egenskaper som den i modellen prövade BIGCC-anläggningen har, och det visade sig också i modellkörningarna att anläggningen i flera fall (scenario 1 och 3, se avsnitt 4.6) var att föredra framför konventionell biokraftvärme. Detta givetvis beroende på hur högt biobränslebaserad el värderas vilket i sin tur beror av antagna nivåer på elpriser och elcertifikat.

De tekniska beräkningarna i andra delprojekt inom Biokombi Rya-projektet (Rapport BKR:12) visade att en integration av Rya KVV med bibränsleförgasning ("KVV-alternativet") inte ger en anläggning med en högre elverkningsgrad än ett konventionellt biokraftvärmeverk. Det är således endast eventuella andra skäl som skulle kunna berättiga alternativet. Ett skäl skulle kunna vara den lägre investeringskostnad som alternativet innebär för samma produktionskapacitet i jämförelse med ett nytt konventionellt biokraftvärmeverk⁶. I modellresultaten framstår förgasningsanläggningsalternativet trots lägre investeringskostnad emellertid aldrig som ett bättre alternativ än konventionell biokraftvärme. Detta är framför allt beroende av högre verkningsgrad och därmed lägre rörliga kostnader (D&U samt bränsle) för den konventionella biokraftvärmens, men till viss del har här också val av kalkylränta och ekonomisk livslängd betydelse. I modellen används, som tidigare nämnts, en kalkylränta på 5 % och en livslängd på 20 år för nya anläggningar, vilket ur ett företagsekonomiskt perspektiv ger en låg annuitetsfaktor och därför i en verklig investeringssituation möjligen till viss del underskattar betydelsen av investeringskostnaden.

Nämnas bör att de tekniska beräkningarna inom Biokombi Rya-projektet är gjorda specifikt för Rya KVV och inte nödvändigtvis är rättvisande för integrering av bibränsleförgasning med existerande naturgaskombianläggningar generellt. En naturgaskombianläggning som från början är mer optimerad mot hög elverkningsgrad än vad som är fallet med Rya KVV har också bättre förutsättningar till att också få en hög elverkningsgrad vid en integration av anläggningen med bibränsleförgasning.

Ett annat koncept som har ingått i studien är en metaniseringsanläggning, eller med andra ord en förgasningsanläggning där den producerade gasen processas i ett antal steg och produkten blir en gas i kvalitet likvärdig med naturgas, d.v.s. s.k. syntetisk naturgas (SNG). En av fördelarna är här att SNG kan användas i Rya KVV utan att någon ombyggnad i Rya KVV blir nödvändig. Modellen väljer dock i testade fall aldrig att investera i metaniseringsanläggningen för att i första hand använda av gasen för kraftvärmeproduktion i Rya KVV, då alternativet i jämförelse med en nybyggd konventionell biokraftvärmeanläggning både är betydligt dyrare och dessutom ger sämre både el- och totalverkningsgrad.

En annan möjlighet med metaniseringskonceptet är att SNG på samma sätt som naturgas kan användas som drivmedel i gasfordon. Att sälja SNG som biodrivmedel är ett alternativ som modellen i flera av de testade fallen väljer. Huruvida SNG som biodrivmedel kan konkurrera med bensin och diesel är dock helt beroende av vilka ekonomiska stöd, i form av drivmedelscertifikat eller annat, som ges. Ur en resurssynpunkt, utan hänsyn tagen till lokala förutsättningar och aktuella styrmedel, kan ur ett allmänt perspektiv emellertid ifrågasättas på vilket sätt naturgas och bibränsle bäst används tillsammans. Om man i slutändan vill ha produkterna el, värme och (gas)drivmedel kan man tänka sig olika alternativa vägar för att få fram detta. Ett

⁶ En bibränsleförgasningsanläggning som förser en av Rya KVV:s linjer med gas skulle enligt gjorda uppskattningar ha en investeringskostnad på ca 700 MSEK (Rapport BKR:12) (kostnaderna för ombyggnader i Rya KVV bortses här ifrån). En sådan linje skulle få en effekt på 78 MW el och 130 MW värme. En konventionell biokraftvärmeanläggning med samma eleffekt skulle med de kostnadsdata som har använts i studien ha en investeringskostnad på 940 miljoner SEK, dock samtidigt ge en värmeproduktion på ca 174 MW. För att produktionsmässigt jämföra alternativen kan man till bibränsleförgasningsanläggningen i integration med Rya KVV lägga till en bibränsleeldad hetvattenpanna på 44 MW ($174 - 130 = 44$) för ca 132 MSEK (med i modellen använda kostnadsdata), vilket för de båda anläggningarna tillsammans innebär en investeringskostnad på 832 MSEK. Differensen i investeringskostnad mellan de båda alternativen blir då 108 MSEK ($940 - 832 = 108$) till förgasningsanläggningskonceptets fördel.

alternativ kan vara en naturgaskombianläggning och en metaniseringsanläggning, och ett annat alternativ kan vara en biokraftvärmeanläggning samt att man behåller naturgasen som den är och använder denna direkt som drivmedel. Om man antar att man har 1 MWh naturgas och 1 MWh biobränsle ger det första alternativet (alternativ 1) ca:

- el: 0,40 MWh
- värme: 0,73 MWh
- gasdrivmedel: 0,71 MWh (SNG)

Det andra alternativet (alternativ 2) ger ca:

- el: 0,34 MWh
- värme: 0,76 MWh
- gasdrivmedel: 1 MWh (naturgas)

Med detta synsätt är det svårt att se en situation där inte alternativ 2 är det bättre av de två alternativen med ett klart högre totalt utbyte än alternativ 1. Detta såvida el inte värderas betydligt högre än drivmedel. I alternativ 1 har anläggningsprestanda för Rya KVV samt för metaniseringsanläggningen (med flis som bränsle) använts i beräkningen (se tabell 3.2). Värme och el är beräknad som nettoproduktion för de båda anläggningarna tillsammans (metaniseringsanläggningen är nettoanvändare av el). I alternativ 2 används prestanda för en konventionell biokraftvärmeanläggning i stor skala (se tabell 3.1).

För DME-produktion gäller att integration med Rya KVV har begränsade fördelar. Är integrationen av den grad att de två funktionerna (DME-produktion i förgasningsanläggning samt kraftvärmeproduktion i Rya KVV) måste vara i drift samtidigt, vilket har antagits i modellen, begränsas drifttiden för DME-produktionen av Rya KVV vilket leder till höga DME-produktionskostnader p.g.a. att de relativt höga fasta kostnaderna då slås ut på få drifttimmar. Detta blir särskilt tydligt i de prövade scenarier där naturgaskraftvärmeproduktion är mest ofördelaktigt (se t.ex. scenario Q1-2006 i figur 4.24). En variant där DME-produktionen kan köras även då Rya KVV inte är i drift, men integreras och öka effektiviteten för de båda funktionerna när Rya KVV är i drift, bör emellertid under i övrigt likvärdiga förutsättningar vara ett bättre alternativ än en helt fristående anläggning.

DME-produktion från fristående anläggningar är ett alternativ som till skillnad från övriga förgasningsanläggningar i modellen fanns som tillgängligt alternativ i flera av de ingående fjärrvärmenäten. Detta resulterade i att de fristående DME-produktionsanläggningar som kom med i modellresultaten i regel hamnade i andra fjärrvärmenät än i Göteborgs, då produktionskostnaderna för fjärrvärme (i ett kostnadsoptimerat system) generellt sett är högre i mindre nät än i ett stort, p.g.a. de skalfördelar som ofta är förknippade med olika former av energianläggningar. En energi-anläggning av en given storlek, i detta fall en DME-produktionsanläggning, med en relativt liten produktion av fjärrvärme (vilket gör att den kan få plats också i nät med ett mindre värmeunderlag) tränger därmed undan dyrare/sämre värmeproduktionsalternativ i ett mindre fjärrvärmenät än i ett stort. Hur stor denna besparing blir beror på hur stora kostnadsskillnader som föreligger för fjärrvärmeproduktionen. Om vi här antar att det rör sig om en kostnadsskillnad på runt 50-100 SEK/MWh producerad värme mellan ett stort och ett litet nät blir kostnadsbesparingen för en DME-anläggning med en värmeproduktion på 12,5 MW i storleksordningen 5-10 MSEK per år (t.ex. $8000 \text{ h/år} * 12,5 \text{ MW} * 100 \text{ SEK/MWh} = 10 \text{ MSEK/år}$).

Produktion av DME är liksom produktion av SNG i modellresultaten beroende av ekonomiskt stöd i form av drivmedelscertifikat eller liknande (se figur 5.5). DME beräknades i studien få en något högre produktionskostnad än SNG (se figur 5.5). Möjligen har dock DME bättre hanterbarhet än SNG då DME blir flytande form vid relativt lågt tryck (5 bar), vilket bör innebära lägre merkostnad för t.ex. trycksatt tank i fordonen och lägre kostnad för distribution i tankbil än för SNG. SNG har dock en fördel i att det i regionen redan finns ett utbyggt gasnät och också en efterfrågan på fordonsgas även om denna ännu är liten. Någon bedömning av vilket biodrivmedelsalternativ av DME och SNG som är mest fördelaktigt är svårt att göra baserat på denna studie. Det skall också nämnas att det även finns en rad andra möjliga biodrivmedel som inte alls har behandlats i denna studie. I modellen har antagits att ingående biodrivmedel (SNG och DME) kan säljas till samma pris, och detta pris har satts lika med antaget pris för bensin och diesel (bortsett från scenario Q1-2006 där ett annat angreppssätt har valts). I och med detta antagande bortses från faktorer som skulle kunna påverka respektive drivmedels prissättning, som t.ex. skillnader i fordonskostnad och verkningsgrad i fordonet.

Betydelsen av fordonskostnaden kan man delvis förstå med ett enkelt överslag. Om man antar att en personbil under sin livslängd körs 20 000 mil och drar 0,9 liter bensin per mil, förbrukar den totalt 18 000 liter bensin eller ca 164 MWh. Om en gasbil kostar ca 30 000 SEK mer än motsvarande bensinbil innebär detta med ett antagande om allt annat lika (samt om kalkylränta bortses ifrån) att fordonsgaspriset måste vara 183 SEK/MWh lägre än bensinpriset om gasbilen skall gå ekonomiskt jämnt upp för köparen (30 000 SEK/164 MWh). Detta kan t.ex. jämföras med den i studien beräknade produktionskostnaden för SNG vilken hamnade på knappt 500 SEK/MWh i de flesta fall (se figur 5.5). Det får ännu antas oklart vad ett DME-fordon kommer att ha för merkostnad men i jämförelse med en bensinbil kommer det åtminstone röra sig om merkostnaden för dieselmotorn. Vid införande av ett nytt bränsle krävs troligen också något av ett "lockpris", inte minst för att få personen att köra omvägar för att tanka då antalet tankställen vid en introduktion per definition är begränsad (särskilt relevant om det som idag rör sig om s.k. flexi- eller bifuel-bilar med möjlighet att förutom aktuellt biodrivmedel också tanka bensin eller diesel).

Att biodrivmedel i transportsektorn generellt är ett dyrt sätt att reducera växthusgaser har tidigare framförts av flera debattörer och baserat på denna studie kan man heller inte dra någon annan slutsats (relativt höga subventioner är nödvändiga). Det bör emellertid påpekas att studien har bortsett ifrån eventuella positiva makroekonomiska effekter på t.ex. arbetstillfällen och BNP som en lyckad satsning på ny teknik som t.ex. biodrivmedel skulle kunna innebära. Några kvantitativa uppskattningar av sådana effekters betydelse görs inte här men det kan konstateras att medräknat sådana effekter skulle kostnadseffektiviteten för biodrivmedel kunna se bättre ut. Förutom växthusgasproblematiken finns även andra skäl till bio-/alternativa drivmedel, t.ex. bättre emissionsegenskaper och minskat oljeberoende. Dessa och liknande faktorer har inte heller inkluderats i modellberäkningarna i denna studie.

Modellresultaten visar att produktion av biodrivmedel kan få konsekvenser för fjärrvärmeproduktionen, ibland miljömässigt negativa sådana, p.g.a. framför allt två olika anledningar. Den ena är att biodrivmedelsanläggningarna genom sin egen fjärrvärmeproduktion helt enkelt tränger undan annan fjärrvärmeproduktion. Huruvida detta ur en miljöaspekt är bra eller dåligt beror givetvis på vad för typ av fjärrvärmeproduktion som trängs bort. Den andra anledningen uppstod i de fall den

antagna tillgängliga mängden av billigare biobränsle utgjorde en begränsning. Ökad biodrivmedelsproduktion ledde då till en ökad användning av fossila bränslen inom fjärrvärmesektorn. Olika typer av styrmedel, som elcertifikat och drivmedelscertifikat, kan med andra ord under vissa omständigheter till viss del motverka varandra om det finns andra faktorer såsom värmeunderlag och biobränsletillgång som är begränsande.

6 Slutsatser

I studien har med hjälp av en kostnadsoptimerande modell av Västsveriges energisystem analyserats hur kostnadseffektiva lösningar för produktion av värme i regionens fjärrvärmesektor kan se ut, och särskilt under vilka förutsättningar biobränsleförgasning för kraftvärme- eller drivmedelsproduktion har en plats i systemet. Robustheten i lösningarna har prövats genom att olika möjliga framtidsscenarier med differentierade bränslepriser och styrmedel har använts i analysen.

I modellresultaten blir elproduktionen från kraftvärmeanläggningar i regionen i samtliga fall betydligt större än vad som är situationen idag, ca 3-6 ggr större än år 2004. Framför allt biokraftvärme förekommer i hög grad i resultaten även om andelen är starkt scenarieberoende. Andelen beror framför allt av nivån på elcertifikat samt biobränslepriset i förhållande till andra bränslepris, men också av nivån på drivmedelscertifikat då ett begränsat värmeunderlag finns att tillgå och samtidigt en begränsad tillgång på biobränsle (till lägre pris) har antagits. Ett högre drivmedelscertifikat och därmed en ökad biodrivmedelsproduktion innebär därför i de flesta testade fall en mindre biokraftvärmeproduktion och ibland också en ökad användning av fossila bränslen i fjärrvärmesektorn.

Genomgående väljs i modellen konventionell biokraftvärme, inklusive konverteringar av befintliga biobränsleeldade hetvattenpannor till kraftvärmeverk, framför de alternativ med biobränsleförgasning i integration med kraftvärmeproduktion i Rya KVV som varit i fokus inom Biokombi Rya-projektet. Nybyggda och optimerade IGCC-anläggningar för biobränsle med betydligt högre elverkningsgrad än konventionell biokraftvärme, vilket är en egenskap som de i modellen ingående koncepten för biobränsleförgasning i integration med Rya KVV inte hade, visade sig emellertid i flera fall vara mer fördelaktigt än konventionell biokraftvärme med i studien använda förutsättningar.

Produktionskostnaderna för biodrivmedel beräknas i studien för de flesta testade fall till knappt 500 SEK/MWh för SNG och knappt 600 SEK/MWh för DME (fristående anläggning). Med dessa produktionskostnader blir möjligheterna till lönsam biodrivmedelsproduktion helt beroende av framtida nivåer för styrmedel (drivmedelscertifikat eller liknande). Resultaten indikerar att det, beroende av framför allt framtida oljepris och vilka möjligheter som finns till kostnadseffektiv distribution, för SNG krävs ett drivmedelscertifikat på ca 30-100 % av vad som kan sägas utgöra dagens skattesubvention för biodrivmedel som i första hand ersätter bensin. För DME beräknas motsvarande värden till ca 50-80 %. I studien har antagits att pumppriset för biodrivmedel kan sättas till samma som för bensin och diesel.

En eventuell integration av DME-produktion med Rya KVV i ett s.k. energikombinat leder i modellen till högre produktionskostnader för DME än med fristående DME-produktion då integrationen i modellen har antagits begränsa drivmedelsproduktionens utnyttjningstid under året. Genomgående väljer modellen att placera fristående DME-produktion i mindre fjärrvärmenät än Göteborgs. Detta då sämre fjärrvärmeproduktionsanläggningar (avseende prestanda och kostnader) än vad som är möjligt att ha i ett nät med ett stort värmeunderlag (p.g.a. skalfördelar) då trängs undan och regionens totala systemkostnader därmed blir mindre.

7 Källförteckning

7.1 Källor inom Biokombi Rya-projektet

Nedanstående källor liksom andra rapporter framtagna inom Biokombi Rya-projektet finns tillgängliga på Chalmers EnergiCentrums hemsida (www.cec.chalmers.se).

Rapport BKR:1; KP Grunddata, Rapportering av koordinationsprojekt Grunddata. Chalmers EnergiCentrum, juni 2005.

Rapport BKR:3; AP Koncept Status 2005, Biobränsleförgasning för kraftvärme respektive energikombinat – integration med Rya kraftvärmeverk i Göteborg, Del 1: Konceptstudie av processalternativ. Ekbom T., Ingman D., Larsson E., Waldheim L., Nykomb Synergetics AB och TPS Termiska processer AB, december 2005.

Rapport BKR:10; Biokombi Rya: Förslag till gemensamma scenarier. Harvey S. och Axelsson E., Institutionen för energi och miljö, Chalmers, juni 2006.

Rapport BKR:11; Framtida biobränslepriser – prisbildning under olika klimatåtaganden. Axelsson E., Löfgren Å. och Ådahl A., Institutionen för energi och miljö, Chalmers resp. Institutionen för nationalekonomi och statistik, Göteborgs universitet, december 2006.

Rapport BKR:12, Biobränsleförgasning för kraftvärme respektive energikombinat – integration med Rya kraftvärmeverk i Göteborg, Del 2: Slutrapport. Ingman D., Larsson E. och Waldheim L., Nykomb Synergetics AB och TPS Termiska Processer AB, december 2006.

7.2 Externa källor

Ahlvik P. & Brandberg Å.(Ecotrafic ERD AB), 2002. Med hållbarhet i tankarna, introduktion av biodrivmedel. Vägverket, publikation 2002:83, ISSN: 1401-9612.

Boding H. et al, 2003. BioMeet II – Stakholders for Biomass based Methanol/DME/Power/Heat energy combine, Final report. Ecotrafic ERD AB och Nykomb Synergetics AB.

BRG (Business Region Göteborg), 2005. Rapport Biogas Väst 2004 [www]. <<http://www.businessregion.se/download/18.4d2ad09a108e7eaa80c800023860/Rapport+Biogas+V+2004.pdf>> (2006-11-01)

BRG (Business Region Göteborg), 2006a. Rapport Biogas Väst 2005 [www]. <<http://www.businessregion.se/download/18.4d2ad09a108e7eaa80c800023854/Rapport+2005+Biogas+V%C3%A4st.ppt#2>> (2006-12-12)

BRG (Business Region Göteborg), 2006b. [e-post från Ekengren T.] (2006-09-27)

Bärring M. et al, 2003. El från nya anläggningar - 2003, Elforsk rapport nr 03:14, Stockholm.

Danish Energy Authority (DEA), Elkraft System och Eltra, 2005. Technology data for electricity and heat generating plants, ISBN: 87-7844-502-7.

Ekbom T. et al, 2003. Technical and commercial feasibility study of black liquor gasification with methanol/DME production as motor fuels for automotive uses – BLGMF. Nykomb Synergetics m.fl., Stockholm.

Fordonsgas, 2006. Utveckling av bränslepriser vid pump 1999-2006 [www].
<<http://www.fordonsgas.se/prisutveckling/>> (2006-10-01)

Gustavsson L. et al, 1995. Reducing CO₂ emissions by substituting biomass for fossil fuels. Energy, vol. 20, nr. 11, sidor 1097-1113.

Gustavsson L., 1997. Energy efficiency and competitiveness of biomass-based energy systems. Energy, vol. 22, nr. 10, sidor 959-967.

Göteborg Energi AB, 2005. Miljörapport 2004 [för respektive anläggning]. Göteborg.

Helby P. (ed.). et al, 2004. Market development problems for sustainable bio-energy systems in Sweden (The BIOMARK project). Environmental and Energy Systems Studies, Lund University, Report no. 38, Lund. ISBN 91-88360-55-5.

Knutsson D., 2005. Simulating conditions for combined heat and power in the Swedish district heating sector. Department of Energy and Environment, Chalmers University of Technology, Göteborg.

Kommissionen mot oljeberoende, 2006. På väg mot ett oljefritt Sverige. Stadsrådsberedningen, informationsmaterial.
<<http://www.regeringen.se/sb/d/6316/a/66280>> (2006-06-28)

Kungälv Energi, 2006. [e-post från Nilsson L.] (2006-10-05)

Larsson, S. 2002. Småskalig kraftvärme från biobränslen: jämförelse mellan tillgänglig teknik i området 2-15 MWth [Examensarbete]. Chalmers tekniska högskola, Göteborg.

Loulou R. et al, 2004. Documentation for the MARKAL Family of Models. Energy Technology Systems Analysis Programme (ETSAP). <http://www.etsap.org/MrklDoc-I_StdMARKAL.pdf> (2004-11-16)

Länsstyrelsen Västra Götaland, 2001. Biobränslen i Västra Götaland – En förstudie. Publikation 2001:26, ISSN 1403-168X, Vänersborg.

Marbe Å., 2005. New opportunities and system consequences for biomass integrated gasification technology in CHP applications. Department of Energy and Environment, Chalmers University of Technology, Göteborg.

Montin M., 2004. Utvärdering av kostnader och reduktionspotentialer för stoft, svavel- och kväveoxider för biobränsle och oljeeldade värmeanläggningar [Examensarbete]. KTH (Kungliga tekniska högskolan), Stockholm.

Naturvårdsverket, 2005a. Miljöavgift på utsläpp av kväveoxider vid energiproduktion år 2004 – resultat och statistik.
<http://www.naturvardsverket.se/dokument/teknik/energipr/noxdok/pdf/2004_res_disk.pdf> (2006-05-04)

Naturvårdsverket, 2005b. Strategi för hållbar avfallshantering – Sveriges avfallsplan. Stockholm. ISBN 91-620-1248-7.

Naturvårdsverket, 2006. Regeringen beslutar om skattebefrielse för biodrivmedel [www].
<http://www.naturvardsverket.se/index_klimat.php3?main=/dokument/klimat/1510_biodriv.shtml>. (2006-10-16)

OPET, 2004. El från förnyelsebara energikällor - Förutsättningar för småskalig kraftvärmeproduktion från biobränslen i Västra Götaland, Uppdaterad rapport 2004-02-05, Stockholm.
<<http://www.opet.se/document/OPET-RES-e-Rep-CHP-VGR.pdf>> (2006-03-22)

Parikka M., 1999. Trädbränsletillgångar i Västra Götaland. Sveriges lantbruksuniversitet, Institutionen för skogshushållning, Uppsala. (finns inkluderad i: Brandberg, Å. et al, 2000. BioMeet – Planning of biomass based methanol energy combine – Trollhättan region – Final report – ENCLOSURES. Ecotrafic ERD AB och Nykomb Synergetics AB.)

Petterson A., Losciale M. och Liljemark S. (Vattenfall Power Consultant AB), 2006. LCNG-studie – möjligheter med LNG i fordonsgasförsörjningen i Sverige. Rapport SGC 167.

Regionfakta.com (2006), Fakta om Västra Götalands län [www].
<<http://www.regionfakta.com/StartsidaLan.aspx?id=15672>> (2006-09-20)

Renova AB, 2005. Miljörapport 2004. Göteborg.

RVF (Svenska renhållningsverksföreningen), 2006. Avfallsekonomi [www].
<http://www.rvf.se/m4n?oid=844&_locale=1> (2006-09-21)

Rydén B. (red.) et al, 2003. Nordleden – Slutrapport för etapp 2. Profu, Göteborg. ISBN 91-631-4327-5.

SCB, 2006a. Befolkningsstatistik [www]. <www.scb.se/BE0101> (2006-10-09)

SCB, 2006b. Kommunala energibalanser (KOMENBAL) [www].
<www.scb.se/EN0203>
(2006-08-15)

SCB, 2006c. Månatlig bränsle-, gas- och lagerstatistik [www]. <www.scb.se/EN0107>
(2006-09-26)

SNA, 2003. Sveriges nationalatlas, Temaband: Västra Götaland [www].
<<http://friatlasgis.sna.se/sna/webb.atlas>> (2006-11-28)

SPI (Svenska Petroleum Institutet), 2006. Statistik Sverige [www].
<<http://www.spi.se/statistik.asp?omr=1>> (2006-05-16)

STEM, 2002. Biobränsle från skogen. ER 9:2002, ISSN 1403-1892.

STEM, 2005. Energiläget 2005. ET 2005:23.

STEM, 2006a. Godkända anläggningar för tilldelning elcertifikat 060323 [www].
<[http://www.stem.se/WEB%5CSTEMFe01e.nsf/V_Media00/C12570D10037720FC1257148002D22E0/\\$file/Godk%C3%A4nda%20anl%C3%A4ggningar%202006-03-23.xls](http://www.stem.se/WEB%5CSTEMFe01e.nsf/V_Media00/C12570D10037720FC1257148002D22E0/$file/Godk%C3%A4nda%20anl%C3%A4ggningar%202006-03-23.xls)>
(2006-06-28)

STEM, 2006b. Energimyndigheten informerar om elcertifikatsystemet - Nya regler. Faktablad utgivet november 2006.
<[http://www.stem.se/WEB/STEMFe01e.nsf/V_Media00/C12570D10037720FC125722C00267180/\\$file/nylag.pdf](http://www.stem.se/WEB/STEMFe01e.nsf/V_Media00/C12570D10037720FC125722C00267180/$file/nylag.pdf)> (2006-12-05)

STEM & SCB, 2005. Oljeleveranser – Kommunvis indelning 2004, Sveriges officiella statistik- Statiska meddelanden, Serie EN-Energi, ISSN 1409-5869.

Svensk Fjärrvärme, 2006. Statistik 2004. Stockholm

BKR 17

Långsiktig konkurrenskraft för biodrivmedel via förgasning

Långsiktig konkurrenskraft för biodrivmedel via förgasning

Sten Karlsson

Avdelningen för fysisk resursteori,
Institutionen för Energi och miljö, Chalmers tekniska högskola



CHALMERS

Institutionen för Energi och miljö

Innehåll

Innehåll	3
Sammanfattning	5
1. Introduktion	9
2. Metod	11
2.1 Utgångspunkter	11
2.2 ATP-modellen	12
2.3 Data	17
3. Fossilbränslesystem	23
3.1 Fyra olika bränsleprisscenarier	23
3.2 Kostnadseffektiv fossilbränsleteknik, ingen CCS	26
3.3 Kostnadseffektiv fossilbränsleteknik, CCS används (inkl för kol-metanol)	27
4. Betalningsförmåga för olika biobränsleanvändningar	29
4.1 Ingen fossil CCS	29
4.2 Betydelsen av fossil CCS för ATP biodrivmedel	31
4.3 Betydelsen av bio-CCS för ATP biodrivmedel	34
4.4 Icke-sektorsneutrala ekonomiska styrmedel för förnybar energi	36
5. Val av biodrivmedel	39
5.1 Drivmedel till förbränningsmotorer	39
5.2 Inverkan av energiskatt på drivmedel	40
5.3 Alternativa biobränslen	42
5.4 Inverkan av merkostnad och verkningsgrad i drivlinor för ATP biodrivmedel	43
6. Betydelsen av andra drivlinor för ATP biodrivmedel	49
6.1 Väte och el	49
6.2 Bränslecellsbilar	50
6.3 Elbilar	52
6.4 Både bränsleceller och elbilar	54
6.5 Plug-in hybrider	55
7. Diskussion	59
7.1 Resultatens generaliserbarhet	59
7.2 Konkurrenskraft för biodrivmedel via förgasning	60
7.3 Elektrifiering av bilen och olika potentiella långsiktiga uthålliga alternativ till fossilbränslen	62
8. Slutsatser	65
9. Referenser	67

Sammanfattning

En långsiktig omställning av energisektorn mot låga emissioner av CO₂ ställer oss inför ett antal strategiska val och frågor både på tillförsel- och användarsidan. Syftet med detta projekt har varit att identifiera under vilka långsiktiga och övergripande förutsättningar som biodrivmedel via förgasning av biobränsle kan vara konkurrenskraftiga och bidra till uppfyllandet av hårt satta klimatmål. I projektet har tagits fram och utnyttjats en modell för produktionen av el, värme och personbilstransporter. För olika förutsättningar har med hjälp av modellen betalningsförmågan för bioenergi med olika tekniker i de tre sektorerna uppskattats.

Studien identifierar ett antal viktiga områden, utöver kostnaden för utsläpp av CO₂, som påverkar förutsättningarna för biodrivmedels konkurrenskraft:

- Perspektiv på och marknad för fossila bränslen
- Utnyttjande av kolundanlagring (CCS) och speciellt i samband med biobränsle (bio-CCS eller BECS)
- Den stora betydelsen av egenskaper i distribution och användning för val av biodrivmedel
- Elektrifieringen av bilen drivlina
- De ekonomiska styrmedlens, speciellt de icke-sektorsneutralas, stora betydelse
- Drivmedelsskattens nödvändighet för energieffektiva persontransporter

Studien pekar på ett antal faktorer som talar för biodrivmedel via förgasning

- Dyr oljeimport
- Kol på marginalen i alla sektorer
- Drivmedelscertifikat, eller motsvarande, som gynnar biodrivmedel
- Storskalig avkolning (CCS) inom värme och elsektorerna
- Bio-CCS tillåts ej/missgynnas, sektors- eller anläggningsansvar för CO₂-utsläpp

Faktorer som talar emot biodrivmedel via förgasning är

- Låga oljeutvinningskostnader
- Elcertifikat, eller motsvarande, som gynnar biobränsle till el
- Förväntade/potentiella möjliga låga kostnader och höga verkningsgrader för cellulosätanol uppnås
- Elbatterier för transporter blir mycket billiga

Här följer en mer detaljerad sammanställning av resultaten. Siffror inom parentes hänvisar till kapitel och avsnitt i rapporten.

1. En utgångspunkt har varit att tillgången på mark och bioresurser är begränsade; bioresurser kan bara stå för en del av framtida energitillförsel. Då är inte alltid enbart kostnader ett relevant perspektiv. Jämförelse av betalningsförmåga för bioenergi kan ge ett kompletterande perspektiv. Detta perspektiv har använts i denna studie. (2)
Vi har utgått från en tänkt situation när teknik för bioförgasning är en mogen teknik och kostnaderna är i paritet med andra och jämförbara tekniker för framställning av olika energibärare. (3)

2. Vid *låga* CO₂-priser är betalningsförmågan för bioenergi mycket låg om inte alla fossilbränslen är dyra. D.v.s. någon av förutsättningarna, dyra fossilbränslen eller höga CO₂ priser måste åtminstone gälla för att, i de tillämpningar som diskuterats här, bioenergi överhuvudtaget ska bli intressant utöver användning av gratis eller nästan kostnadsfria restprodukter. (4.1)
3. Vid *måttliga* CO₂-priser ökar betalningsförmågan snabbast i värmesektorn. Ökningen i transportsektorn är lika eller högre än i elsektorn. (4)
4. Detta (punkt 2 och 3 ovan) gäller om det inte antas att enda fossila bränslet i transportsektorn är olja. I så fall konkurrerar biodrivmedel endast med bensin/diesel och betalningsförmågan för biodrivmedel är hög om oljepriset är högt. Betalningsförmågan ökar dock inte så snabbt med ökande CO₂-pris, som i andra sektorer, p.g.a. lägre verkningsgrad relativt oljeprodukterna i produktionsledet. Alltså biodrivmedlens konkurrensförmåga minskar initialt med ökande CO₂-pris. (4)
5. Vid *höga* CO₂-priser blir en viktig faktor för konkurrenskraft och betalningsförmåga för biobränsle "kapplöpningen" i olika sektorer om *avkolning/undanlagring* (CCS) mellan fossila bränslen och biobränslen. Generellt ökar betalningsförmågan för bioenergitekniker relativt motsvarande fossilbränsletekniker med ökande CO₂-priser vid lika hantering av CO₂-utsläppen. Vid fossila bränslen "ett steg före" med CCS tas denna relation bort vilket ger ett tak på betalningsförmågan för biobränsle. Avkolning av biosystem återställer ökningen av betalningsförmågan med CO₂-priset. (4)
6. I *vilken sektor* ska biobränsle användas? Fram till dag har vi haft *olja i transportsektorn* både när oljepriset varit högt och lågt. Vid låga fossilbränslepriser hotas inte detta förhållande, *betalningsförmågan är lägre* för biodrivmedel än i el- och värmesektorn och konkurrensförmågan minskar för ökande CO₂-pris. Vid enbart olja i transportsektorn samt höga oljepriser relativt något av övriga fossilbränslen har biodrivmedel *högre betalningsförmåga* än värme- och elsektorerna. (4.1)
7. Men det har i så fall kolbaserade drivmedel också. Och i praktiken är det en konkurrens med kol även i drivmedelssektorn om kol tillåts där. Biobränslet gör störst CO₂-nytta om det ersätter ett annat fastbränsle med högt specifikt CO₂-utsläpp, d.v.s. *fossilt kol*. Är kol billigt och på marginalen är det relativt egalt i vilken sektor bioenergi utnyttjas, d.v.s. *biodrivmedel är ekonomiskt och ur CO₂-reduktionssynpunkt inte nödvändigtvis sämre än något annat så länge man ersätter kolbaserade drivmedel*. Detta beror på att biobränsle ersätter ett annat fast bränsle och relationerna kostnadsmässigt och verkningsgradsmässigt är av liknande karaktär i de olika sektorerna. (En reservation för skalan måste eventuellt göras: Värmetillförsel som begränsas i storlek av värmeunderlaget kan ha en fördel framför sektorer där skalan mer bestäms av produktionsförutsättningarna. Stora anläggningar för kol-el och kol-drivmedel kan ha fördelar som denna modellering inte fångar upp.) (4.1)
8. För stabilisering av CO₂-halten i atmosfären är det förmodligen viktigt att se till att CO₂-priset eller motsvarande incitament är så tillräckligt högt att avkolning av fossilbränslen blir intressanta med marginal. Bara samma lönsamhet som för tillförsel

utan avkolning räcker förmodligen inte för att snabbt ställa om systemet mot mycket lägre CO₂-utsläpp. Vid så höga nivåer på CO₂-priset blir transportsektorn då "kvar" och så länge inte avkolning av biobränslen premieras blir *biodrivmedel mer lönsamma* än biobränslen som konkurrerar inom el och värme med avkolade fossilbränsleanläggningar. (4.2, 4.3)

9. Om å andra sidan, vid höga CO₂-priser, avkolning av biobränslen premieras så *kan inte flytande biodrivmedel konkurrera* om biomassan med el- och värmesektorerna. (4.3)
10. Ekonomiska styrmedel kan ha avgörande betydelse. Skillnaden i betalningsförmåga mellan olika alternativ under olika förhållanden är inte större än att med lämpligt riktat ekonomiskt styrmedel i nivå med vad som redan finns, varje bioenergisystem kan få högst betalningsförmåga av alla. (4.4)
11. På längre sikt med möjligheter till mogen teknik för framställning av olika biodrivmedel kommer en viktig faktor i *valet av drivmedel* att vara kostnaderna i distribution och användning. Detta talar för *flytande drivmedel* om förbränningsmotorer används. (5) Skillnader i betalningsförmåga mellan biodrivmedlen metanol, FT-diesel och biometan bestäms av huvudsakligen kostnadsskillnader för bilen. (5.4) (Vi kan här påminna oss om att studien fokuserar på drivmedel till personbilar och resultatet är därför inte direkt applicerbart på drivmedel andra fordon som exempelvis lastbilar.)
12. Osäkerhet råder om vad som går att nå vad gäller merkostnader och verkningsgrader relativt de fossila alternativen och detta påverkar betalningsförmågan, speciellt när olja dominerar fossila drivmedel. (Fossila syntetbränslen som kol-metanol får samma egenskaper som motsvarande biodrivmedel.) (5.4)
13. En joker är etanol från cellulosa som enligt en del studier vid framgångsrik teknikutveckling kan komma att få lägre kostnader än förgasade bränslen. Den gynnas troligtvis också av samproduktionsmöjligheter genom att lågtemperaturprocesser utnyttjas. Det är dock långt dit idag. (5.3)
14. Valet av typ av drivmedelskedja för transporter påverkas starkt av hur hög prisnivå för drivmedel är. Vid etablerade europeiska nivåer på *drivmedelsskatter* lönar sig drivmedelskedjor med hög effektivitet i bilen bättre (från tankställe till hjul). T ex kan hybridlösningar bli intressanta. Detta *påverkar i mindre grad valet av drivmedel* för förbränningsmotorsystemen. Men det *gynnar* bränsleceller och speciellt eldrift rejält. Vid etablerade europeiska prisnivåer dominerar drivmedelsskatten de energirelaterade kostnaderna i kedjan efter produktionen av drivmedel. (5, 6)
15. Med billiga bränsleceller får *väte från biobränsle med avkolning* mycket starkt ökande konkurrenskraft med ökande CO₂-pris. Den får då *lika stor betalningsförmåga* som el- och värmesektorerna. D.v.s. vätgas och bränsleceller för transporter är "transportsektorns svar på BECS för den stationära sektorn". (6.2)

16. Elbilar innebär en principiell konkurrent till bio- och andra drivmedel, och sätter ett *tak på betalningsförmågan* för biodrivmedel. Taket bestäms av extrakostnaderna för elbilar relativt bränslebilar. Faktisk merkostnad för rena elbilar är idag långt från de som blir intressanta här. Batterikostnaden är mest avgörande. (Även andra egenskaper för elbilarna gör dem inte riktigt jämförbara. En differentiering av marknaden är möjlig med elbilar inom vissa nischer. I så fall kan bränsle- och elbilar förekomma parallellt och vara *komplement* till varandra.) (6.3)
17. En eldriftsteknik med stor potential är *plug-in hybriden* som, relativt rena elbilar, spar in mycket på dyrbar batterikapacitet utan att förlora alltför mycket av den effektiva eldriften och som relativt rena hybrider sparar bränsle och energi med måttlig extra batterikapacitet. Denna teknik kombineras med fördel med flytande drivmedel, som erbjuder låga fasta kostnader i bilen. Tekniken är därför inget hot mot biodrivmedel utan snarare kan eldriften bli *ett komplement* som kan göra det möjligt för begränsade bioenergiresurser att fylla transportbehovet. (6.5)
18. För närvarande pågår en effektivisering av bilens drivlina, vilket omfattar en snabb utveckling av hybridbilar. Därmed läggs grunden för en elektrifiering av bilens drivlina och möjliggör ett antal olika alternativ för energitillförsel och energilagring ombord. Biodrivmedlens långsiktiga roll i denna utveckling är än så länge öppen. Viktiga faktorer utanför biodrivmedlens område som kan ha stor betydelse är teknikutvecklingen inom lagring av el och väte, bränsleceller samt uthållig storskalig CO₂-fri elproduktion som solex och fusion. (7)

1. Introduktion

Långsiktigt står energisektorn inför stora omställningar p.g.a. både begränsade fossilbränsleresurser, framför allt vad gäller olja och gas, och speciellt emissioner av växthusgasen koldioxid, CO₂. Ett antal strategiska val och potentiella möjligheter står till buds både på tillförsel- och användarsidan. Viktiga systemfrågor är exempelvis vilken roll biobränsle ska ha och vilka specifika omvandlingstekniker och energibärare som framgent kan vara lämpliga inom transportområdet där vi idag är nästan helt beroende av olja.

För Sveriges del är förnybar tillförsel i form av bioenergi av naturliga skäl särskilt aktuell. I samband med byggandet av det naturgasdrivna kraftvärmeverket i Rya i Göteborg har frågor rests om möjligheter att komplettera detta med en bioförgasningsanläggning för produktion av el och värme med hjälp av det befintliga verket och eventuellt också produktion av biodrivmedel. Denna studie är en delstudie i det forskningsprojekt som riktades mot denna fråga och som finansierats av Statens energimyndighet, Göteborg Energi och Göteborg Energis forskningsstiftelse.

Biokombinatanläggningar med produktion av bränsle, el och värme griper in på båda de problemområden som nämndes inledningsvis. En generell frågeställning är därför vilken möjlig (väsentlig) roll den här typen av anläggningar långsiktigt kan komma att spela i omställningen av energisystemet. Med lång sikt menas då fram till och med då CO₂-problemet måste och kan ha lösts, d.v.s., i praktiken upp till 50 – 100 år framåt.

Syftet med detta delprojekt har varit att identifiera under vilka långsiktiga och övergripande förutsättningar som produktion av biodrivmedel via förgasning kan vara kostnadseffektivt och kan komma att spela en väsentlig roll i omställningen av energisystemet mot uppfyllande av uppsatta klimatmål och vara ett uthålligt inslag i energisystemet. Produktion av enbart el och värme, separat eller i kombination, från biomassa är kommersiell teknik och förgasning i det sammanhanget innebär en ytterligare teknisk möjlighet att åstadkomma samma sak med eventuellt bättre prestanda och ekonomi. I denna studie har därför valts att fokusera på långsiktig konkurrenskraft för just biodrivmedel via förgasning.

I Kap 2 beskrivs utgångspunkter, den framtagna och använda modellen för beräkning av betalningsförmåga liksom de data som använts i denna. Kap 3 ger de olika scenarier för fossilbränslepriser som antagits. I Kap 4 jämförs betalningsförmågan för biobränslen inom drivmedelssektorn med andra sektorer. Kap 5 jämför olika biodrivmedel, medan Kap 6 diskuterar konkurrensen med väte/bränsleceller och elbilar. Kap 7 och 8 avslutar med en diskussion och slutsatser. Slutligen finns, som kanske redan konstaterats, en sammanställning av resultaten med hänvisning till de olika avsnitten innan den här introduktionen.

2. Metod

2.1 Utgångspunkter

Storskalig användning av biodrivmedel är något nytt men inte så självklart. Tidigare studier vid Fysisk resursteori (FRT) som har analyserat en långsiktig omställning mot låga (netto)utsläpp av CO₂ har antytt att det är kostnadseffektivt att fortsätta med oljebaserade bränslen i transportsektorn under relativt lång tid framåt. Skälet är att utvinningskostnaden för oljan är låg och kostnaden för att byta bort oljan i transportsektorn är högre än kostnaden för att byta till andra bränslen i övriga sektorer. Och biobränslen används liksom andra fasta bränslen mest kostnadseffektivt i andra sektorer (som värme och el). Först runt 2050 är koldioxidkraven globalt sett så hårda och oljan så knapp att även en kraftig omställning av transportsektorn blir nödvändig. Och då är vätgas i bränsleceller det mest kostnadseffektiva alternativet (Azar m.fl. 2000, 2003). Andra har funnit argument för tidig introduktion av biodrivmedel, exempelvis Gielen m.fl. (2003). Grahn m.fl. (2005) visar i en modelljämförelse att resultatet är känsligt för vilka antaganden som görs.

Projektet har utgått från dessa energistudier som gjorts tidigare och pågår vid FRT kring kostnadseffektiva bränsleval i transportsektorn. Detta har gjorts framför allt genom att data från dessa studier i stor utsträckning använts eller varit en startpunkt. I dessa projekt har optimeringsmodeller i flera steg utvecklats för att analysera kostnadseffektiva strategier och lösningar under olika CO₂-begränsningar. Från början var avsikten att i detta projekt utnyttja även någon av själva modellerna, eventuellt efter komplettering/modifiering för det specifika syftet här.

Biobränslen är knappa. Visserligen finns studier som pekar på stora potentialer globalt, men de flesta uppskattningar landar långt under nivåerna för den framtida totala energianvändningen (Berndes m.fl. 2003, Hoogwijk m.fl. 2003, Azar m.fl. 2003). Den begränsade mängden biomassa avspeglar begränsningen av tillgänglig mängd mark speciellt sådan med bra produktivitet. Mark har alternativa användningar, t ex för produktion av mat. Ökande knapphet på mark leder till stigande markpriser. Detta gör att framtida kostnaden för bioenergi inte går att avgöra från ett energiekonomiskt perspektiv enbart. Exempelvis betalas idag i Skåne upp emot 100 000 kronor per hektar för bra jordbruksmark. Om 5 % kapitalavkastning krävs (5000 SEK/ha i arrende) fås då att markkostnaden betyder ca 10 öre/kWh (≈ 3 USD /GJ) på bioenergin vid en hektaravkastning på 10 ton ts/år ≈ 50 000 kWh/år. I olika studier har priset på biodrivmedel från biomassa producerad på högavkastande mark beräknats. Denna mark har antagits ha låga värden trots hög produktivitet och bland annat därför har man kommit fram till mycket låga produktionskostnader. Vid ett ökande pris på CO₂ kan den CO₂-neutrala bioenergin driva upp markpriser kraftigt. Exempelvis, i en modellbaserad studie av framtida konkurrens mellan produktion av mat och bioenergi i USA ledde höga klimatkrav till en tiodubbling av markpriset för åkermark relativt dagens nivåer, eller ca 700 USD/ha (≈ 5800 SEK/ha) i årligt arrende år 2050 (Johansson & Azar 2006). Med en sektorsanalys för enbart energisystemet har vi små möjligheter att komma åt markpriset, till skillnad från priser p.g.a. mer interna knappheter som framtida oljepris (om vi antar att det inte finns några andra oljeanvändningar än just energi).

I den här studien har vi därför valt att vända på frågeställningen och undersöka vilken energiteknik och -tillämpning som kan betala mest för biomassan. Och slutat där vad gäller produktionen. Frågan om hur bioenergin kan produceras och till vilken kostnad samt om bioenergin kan konkurrera med andra användningar av mark och biomassa har inte berörts. Det har också varit ett visst självändamål att använda och undersöka ett alternativt beskrivnings- och analyssätt som komplement till mer vanliga kostnadsanalyser eller kostnadsminimeringar där man "vet" vad bioenergin kostar.

2.2 ATP-modellen

För den här studien har en modell tagits fram och utnyttjats, här kallad ATP-modellen¹. I modellen levereras energi från olika bränslen med hjälp av olika omvandlingstekniker till tre sektorer: värme, el samt transporter med personbil. Modellen beräknar *betalningsförmågan för bioenergi* in till produktionen av energibärare i var och en av de tre sektorerna.

Betalningsförmågan i en sektor bestäms som det maximala pris för bioenergi in som någon teknikkedja för bioenergi kan betala för biomassa som energiråvara om den ska kunna konkurrera med billigaste fossilbränslealternativet i respektive sektor, d.v.s. leverera energi till högst samma kostnad. För sektor s gäller alltså att betalningsförmågan ATP_s vid är

$$ATP_s(p_f, p_{CO_2}) \equiv \max_{k_{bs}} p_{bs} \left| c_{k_{bs}}(p_{bs}, p_{CO_2}) \right| = \min_{k_{fs}} c_{k_{fs}}(p_f, p_{CO_2})$$

där $c_{k_{bs}}$ och $c_{k_{fs}}$ är specifika kostnaden för biobränsletekniken k_{bs} respektive den fossila tekniken k_{fs} i sektor s och p_f priset för fossilbränslet f och p_{CO_2} koldioxidpriset.

De tekniker och komponenter som ingår och beaktas i modellen framgår av Fig 2.1. För produktion av *värme och el* finns bara en teknik för vardera naturgas, kol och bioenergi, som option med avskiljning och undanlagring av koldioxid (CCS = Carbon Capture and Storage). Olja används ej i el- och värmeproduktionen. Produktionen av el och värme har långa utnyttjningstider med en kapacitets- eller utnyttjningsfaktor på 0,7. För el innebär detta basproduktion medan för värme det kan antas svara mot processindustrins värmeförsörjning. Tillförselbehovet för uppvärmning av bostäder och lokaler är globalt sett relativt litet speciellt på lite längre sikt. Under hårda klimatmål torde mycket av "behovet" kunna effektiviseras bort (jämför s.k. passivhus eller hus utan värmeförsörjningssystem) och varmvatten till stora delar fås med solfångare. Även värmepumpar kan få större betydelse; värmen blir då en del av elanvändningen. Globalt är också kyla viktigt komfortmässigt och kommer förmodligen att bli viktigare. Idag är denna övervägande en del av elbelastningen.

För *transportsektorn* finns ett antal tekniker från bioenergi till transporttjänst via förbränningsmotor: förgasningstekniker som ger metanol, metan (syntetisk naturgas) och Fischer-Tropsch-diesel (FT-diesel). Dessutom ingår etanol från cellulosa samt som option

¹ ATP = "Ability To Pay" eller betalningsförmåga. Då det inte är en regelrätt marknadsmodell har det ekonomiska begreppet "willingness to pay" eller betalningsvilja undvikits.

från socker/stärkelse². Från olja fås dock endast bensin³, från kol (med eller utan CCS) fås metanol och från naturgas både metanol och metan direkt. Personbilarna kan också (option) drivas med el (elbil) och/eller med väte (bränslecell) där de båda energibärarna fås från kol, naturgas eller bioenergi. Elproducenten identifieras inte; någon specifik elbil från t ex bioel finns alltså inte. Elens antas fås till marknadens pris, d.v.s. ett pris lika med kostnaden för billigaste fossilalternativet för elproduktion plus distribution. Vätet antas inte ha någon marknad utanför transporter varför vätet betraktas som ett bland andra möjliga transportbränslen och därmed finns en bränslecellsbil för varje vätekälla inklusive en driven med biodrivmedlet väte. För väteproduktionen finns liksom för elen optionen CCS. Endast transporttjänst med personbilar har modellerats. Det kan omedelbart noteras att skulle andra delar som godstransport med lastbil och flyg- och sjötransporter integreras fås andra förutsättningar varför resultaten inte är direkt tillämpliga på dessa fall.

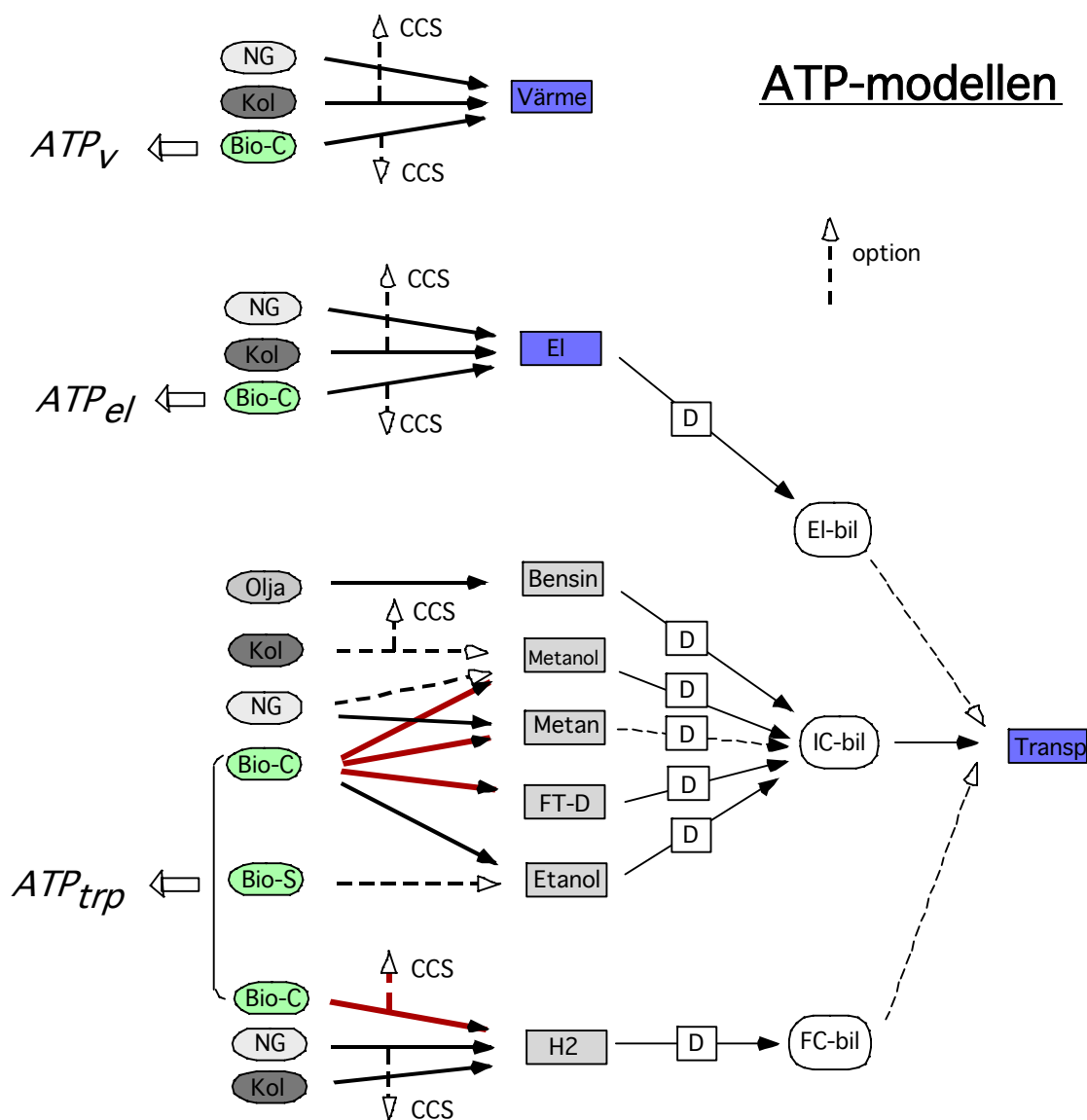
Indata till modellen är priser för fossila bränslen⁴; för de olika teknikerna för produktion av olika energibärare: investeringskostnader, årliga drift- och underhållskostnader och verkningsgrad från bränsle in till energibärare ut, samt i förekommande fall kostnader för infångning och undanlagring av CO₂. I transportsektorn tillkommer kostnader för distribution av energibärare samt verkningsgrad för distribution/drivlina och kostnader för energiomvandlaren i bilen. För fossila bränslen tillkommer kostnaderna för CO₂-utsläpp vid omvandling till energibärare och vid användningen i bilen.

Modellen är gjord i ett kalkylprogram och är inte mer omfattande än att resultatet ”omedelbart” kan visualiseras. I ett diagram presenteras exempelvis betalningsförmågan för bioenergi i de tre sektorerna som en funktion av CO₂-priset (men givet övriga indata). (Se ett exempel i Fig 4.1) Modellen är så konstruerad att vissa indata samt optioner enkelt kan förändras, såsom fossilbränslepriser och optionen med/utan CCS för olika tekniker.

² Optionen etanol från socker/stärkelse utnyttjas dock inte i den här studien då råvaran är begränsad.

³ Ingen diesel för personbilar kan ses som en förenkling. Globalt är andelen dieslbilar låg och av dieselbränslet går det mesta till godstransporter vilket också är en ökande andel av vägtransporterna. Vid korta årliga körsträckor och effektiva bensinbilar är fördelen med diesel mindre, p.g.a. de högre fasta kostnaderna för drivlinan varför skillnaden ekonomiskt är marginell, och vid låga drivmedelsskatter direkt oekonomisk. Vid höga drivmedelspriser (inkl skatter) kan dieseln vara fördelaktig trots högre kostnad i inköp.

⁴ Eftersom inga övriga kostnader tillkommer i modellen kan bränslepriserna sägas svara mot priser vid leverans till energiomvandlare.



INPUT: Fossila br. Omvandling Distrib. Bil
 priser p_f kostn, η , kostn. 2 kostn, η ,
 CO₂-pris CO₂ CO₂

OUTPUT: $ATP_S(p_{CO_2}, p_f, optioner)$

Fig 2.1 I ATP-modellen levereras energi från olika bränslen med hjälp av olika omvandlingstekniker till tre sektorer: värme, el samt transporter med personbil. Modellen beräknar betalningsförmågan (ATP) för bioenergi i de tre sektorerna, genom att beräkna hur mycket olika biotekniker kan betala för biomassa som energiråvara om de ska kunna konkurrera med billigaste fossilbränslealternativet i respektive sektor. I rött visas biodrivmedel via förgasning. Streckade linjer svarar mot en option i modellen. NG = naturgas; H₂ = vätgas; Bio-S = biobränsle socker/stärkelse; Bio-C = biobränsle cellulosa; FT-D = Fischer-Tropsch-diesel; η = verkningsgrad; CCS = kolfångst/undantagning

Sättet att beräkna betalningsförmågan kan motiveras med att långsiktig expansion och förnyelse av tillförseln kommer på en fungerande marknad att ske till ett pris som motsvarar lägsta fulla kostnaden för nya anläggningar. Befintliga anläggningar får då troligtvis så mycket intäkter att de får täckning för sina driftskostnader medan gjorda investeringar kan betraktas som "sunk costs" och får mer eller mindre täckning beroende på var priset just hamnar. Detta kan motivera att i långsiktiga analyser lägga priset på just min-priset för ny tillkommande produktion och bortse från befintliga anläggningars kostnadsstruktur. Vid ett val mellan olika tekniker för nyinvestering betyder det befintliga systemet mindre, utan istället är det alltså rimligt att jämförelsen gäller de nya alternativa anläggningarnas egenskaper.

Modellen har uppenbart sina egenheter och begränsningar:

- Modellen är statisk. Detta betyder att den kan endast ge rätt betalningsförmåga om priser på bränslen inte ändras under anläggningarnas livslängd eller att priser ses som medelvärden under denna period.
- Modellen använder sig inte av volymer på ingående och utgående energiflöden. Det finns därför inga möjligheter att direkt i modellen hantera olika begränsningar i form av flödeskapacitet eller mängd, såsom maximal kapacitet för uttagbar bioenergi eller maximalt totalt tillgänglig mängd olja. Ej heller fångas eventuella dynamiska begränsningar upp i form av t ex begränsningar på möjliga omställningstakter inom energisystemet. Det betyder också att knappetskostnader motsvarande sådana begränsningar inte fås fram i modellen, och exempelvis priserna på fossila bränslen måste helt ges som externa parametrar.

Tabell 2.1 Kostnader för olika typer av utsläpp med föreslagna reningskrav Euro V inom EU för bensin och diesel liksom gällande regler i Kalifornien för de två klasserna LEV och SULEV samt med miljökostnader i Sverige i storstad (medelvärde Stockholm) + regionalt enligt SIKA. För jämförelse ungefärliga bensinkostnader och kostnader för CO₂ vid uppnåendet av EU:s mål för CO₂-utsläpp för 2010.

	NOx	Kolväten	Partiklar	CO ₂	Bränsle
EU Euro V förslag ⁱ : bensin/diesel [mg/km]	60/200	75/50	5/5	120 g/km ^b	38 g/km ^c
Kalifornien LEV II norm ^h : LEV/SULEV ^g [mg/km]	44/12	56/6	6/6		
Specifik miljökostnad ^f [USD/kg]	10,9	7,1	690	1,1 ^d	1 ^e
Kostnad ^a EU Euro V: bensin/diesel [USD/km*10 ³]≈[öre/km]	0,65/2,2	0,5/0,36	0,35/0,35	13	38
Kostnad Kalifornien LEV/SULEV [USD/km*10 ³]≈[öre/km]	0,48/0,13	0,4/0,04	0,4/0,4		

a) max för bensin/diesel; b) mål för år 2010 inom EU; c) bensinmängd svarande mot CO₂-kravet;

d) CO₂-skatt på svensk bensin och diesel: 910 SEK/ton CO₂ (STEM 2005); e) ungefärlig bränslekostnad (bensinkostnad inkl antagen energiskatt); f) SIKA (2000) enligt Carlson och Johansson-Stenman (2003); g) www.dieselnets.com/standards/us/light.html (3 nov 2006); h) LEV är den högsta (störst utsläpp) och SULEV lägsta av tre klasser. Värdena ska klaras under 120 000 miles /11 år; i) EC (2005).

- Det långsiktiga nyinvesteringsperspektiv som nämndes ovan innebär i ett kort perspektiv en stor begränsning. Idag är transportsektorn helt dominerad av drivmedel från olja. Fossila

alternativ vid ett högt oljepris utgörs av t ex förvätskade bränslen från kol och naturgas. Dessa är åtminstone med dagens (2006) fossilpriser konkurrenskraftiga. Och vid ett högt oljepris säger också modellen mycket riktigt att kostnaderna för drivmedel från kol och eventuellt naturgas bestämmer priset på biodrivmedel. Men i verkligheten måste investeringar bygga på förväntade priser under en längre period. Eftersom oljans utvinningskostnad är betydligt lägre än dessa dagens priser är det vanskligt att förlita sig på att de ska bestå. Samtidigt, om inga alternativ till olja tas fram tillräckligt snabbt och i tillräcklig omfattning som kan fylla marknaden och dessutom utbudet av olja samordnas och begränsas av producenterna, t ex av OPEC, kan oljepriserna bestå (Johansson m.fl. 2007) och bestämma priset för drivmedel. Investeringar i riktigt stora anläggningar för omvandling av kol till flytande bränslen/DME diskuteras/planeras dock nu i exempelvis USA, Kina, Australien och Nya Zeeland⁵, men om detta och andra åtgärder är tillräckliga för att hålla nere oljepriset återstår att se.

- Modellen inkluderar inga andra miljökostnader utöver ett pris på CO₂-utsläpp. Är det rimligt att anta att kostnaderna för utsläpp av andra föroreningar än CO₂ inte påverkar resultatet? Inom exempelvis transportsektorn gäller att de successivt allt hårdare kraven på utsläpp inom EU och i USA naturligtvis måste uppfyllas av nya bilmodeller där oberoende av bränsle. Lokalt drivs dessa krav hårt och Kalifornien har varit pådrivande. Deras villkor har blivit ”marknadsledande” åtminstone i USA. EU har delvis gjort en annan prioritering mellan olika föroreningar som också mer tagit hänsyn till karaktären hos olika motortyper. Detta har framför allt möjliggjort en stor expansion av dieslbilar.

Med rekommenderade värden för emissionskostnader i svensk storstadsmiljö enligt SIKA (SIKA 2000), och utsläpp enligt emissionskrav i förslag till ny norm för EU, Euro V, fås miljökostnader enligt Tab 2.1. Kostnaderna för utsläpp av NO_x, kolväten och partiklar svarar för en maximal kostnad på tillsammans ca 15 och 30 öre per mil för bensin- respektive dieslbilar. Med kaliforniska SULEV-krav blir kostnaden 6 öre per mil beroende på betydligt hårdare krav jämfört med Euro V på NO_x och kolväten, dock ej på partiklar. Nämnade kostnadsnivåer är alla betydligt lägre än nivån för CO₂-skatten på svenska fossila drivmedel idag. Verkliga bilar kommer troligen att i genomsnitt ligga under den maximala utsläppsnivå som krävs. Samtidigt skiljer sig verklig trafik från de förhållanden under vilka fordonen är certifierade (den europeiska respektive federala amerikanska körcykeln). Värderingen av olika utsläpp skiljer sig också åt och ny kunskap kan också leda till omvärdering av effekterna och kostnaderna för utsläpp (Carlson och Johansson-Stenman 2003, SIKA 2003). Kostnaden för att klara utsläppskraven adderar till övriga kostnader för transporterna och kan därmed påverka valet av drivmedelskedja i den mån det skiljer avsevärt mellan olika drivmedelkedjor. Buller (och CO₂) tenderar idag i tätorter värderas till högre kostnader än andra utsläpp (SIKA 2003). Eftersom däckljud redan vid måttliga hastigheter dominerar bullret torde det vara relativt oberoende av drivlina.

⁵Se tex <http://www.greencarcongress.com/topics.html>.

2.3 Data

Diskonteringsräntan har antagits till 5 %. Modellen räknar i USA-dollar (= USD = \$). Växlingskursen har antagits vara 12 USD mot 100 SEK eller ca 1 USD = 8,333 SEK⁶. Växlingskursen varierar kraftigt över tid; medelvärde för de senaste 10 åren (dec 1996-nov 2006) har varit 8,337 SEK per USD⁷.

Data för produktion av el, värme och drivmedel har i stor utsträckning tagits från tidigare studier genomförda vid avdelningen för Fysisk resursteori Chalmers, och som använts i analyser av bland annat kostnadseffektiva sätt att långsiktigt anpassa det globala energisystemet till hårda klimatmål (Azar m.fl. 2000, 2003; Grahn m.fl. 2005). Kostnader och effektiviteter är tänkta svara mot en situation då tekniken är kommersiell och "mogen". Årliga drifts- och underhållskostnader har generellt antagits till 4 % av investeringen. Det viktiga vid en jämförelse mellan energikedjor blir inte nödvändigtvis de absoluta värdena utan de relativa mellan olika bränsleråvaror, omvandlingstekniker, samt framställda energibärare och dessas distribution och användning (Azar m.fl. 2003). Generellt antas som en effekt av främst skalfördelar att energibärare från fasta fossila bränslen framställs något billigare och effektivare än motsvarande från biobränslen. För värmeanläggningar antas samma kostnad och effektivitet dock, då skalan oftast är begränsad av storleken på värmebehovet och reningsbehovet av rökgaserna kan vara mindre för biobränslen. För el och värme antas här ingen produktion från olja, Tab 2.2-3, då det antas övriga fossilbränslen (kol och naturgas) alltid ger minst lika billig tillförsel.

Tabell 2.2 Data för använda tekniker för elproduktion.

Råvara	Investeringskostnad		Verkningsgrad		Lagringskostnad
	Utan CCS	Med CCS	Utan CCS	Med CCS	
	USD/kW	USD/kW	-	-	USD/t CO ₂
Naturgas	500	900	0,55	0,45	10
Kol	1100	1500	0,45	0,35	10
Biomassa	1200	1700	0,40	0,30	20

Annuitet $\approx 0,071$ (5 %, 25 år); Årlig drift & underhåll: $0,04 \cdot$ investeringskostnad; Kapacitetsfaktor = 0,7; Avskiljningsgrad CO₂ = 90 %.

Tabell 2.3 Data för använda tekniker för värmeproduktion.

Råvara	Investeringskostnad		Verkningsgrad		Lagringskostnad
	Utan CCS	Med CCS	Utan CCS	Med CCS	
	USD/kW	USD/kW	-	-	USD/t CO ₂
Naturgas	100	300	0,90	0,80	10
Kol	300	500	0,90	0,80	10
Biomassa	300	500	0,90	0,80	20

Annuitet $\approx 0,071$ (5 %, 25 år); Årlig drift & underhåll: $0,04 \cdot$ investeringskostnad; Kapacitetsfaktor = 0,7; Avskiljningsgrad CO₂ = 90 %.

Tabell 2.4 ger data för modellens tekniker för drivmedelsproduktion. I ett raffinaderi samproduceras ett antal olika oljeprodukter och relativa priset på de olika produkterna ut från

⁶ Det innebär att 1 USD/GJ exakt motsvarar 3 öre/kWh = 30 SEK/MWh som i sin motsvarar ca 6 USD/fat olja.

⁷ Data från <http://www.x-rates.com/d/SEK/USD/hist2006.html>

raffinaderiet bestäms av marknaden. Totalt ska dock raffinaderiet få kostnadstäckning. Den historiska prissättningen har varit sådan att t.ex. ”tyngre” eldningsolja har haft ett lägre pris än bensin och diesel, som därmed ”subventionerat” de tyngre produkterna. Här har dock antagits att bensinpriset är lika med råoljepriset plus medelkostnaden för raffinaderiet, d.v.s. vi utgår från att alla kostnader per energienhet fördelas lika på alla produkter. Investeringskostnader för raffinering uppgår till mellan 100 och 300 USD/kW beroende på hur pass avancerat och omfattande raffinaderiet är (Maples 1993, Gary & Handwerk 2001). IEA uppskattar i World Energy Outlook 2005 kostnaden för nödvändig expansion till år 2030 av den globala raffineringsskapaciteten från 83 till 118 miljoner fat per dag till i genomsnitt 135 USD/kW (IEA 2005). Här har antagits 200 USD/kW (ca 1670 SEK/kW). Utgående från data i Maples (1993) and Gary & Handwerk (2001) uppskattas drift- och underhållskostnaden för raffineringen till 8 % av investeringen. Raffineringsmarginalen blir i ATP-modellen 1,62 USD/GJ $\approx$ 49 SEK/MWh och 2,18 USD/GJ $\approx$ 65 SEK/MWh vid 30 respektive 60 USD/fat olja. Som jämförelse har medelvärdet i pris för bensin (Rotterdam) minus råolja (Brent) under perioden 1996-2005 varit 45 SEK/MWh (Börjesson 2006).

Tabell 2.4 Data för använda tekniker för drivmedelsproduktion. Data från Azar m.fl. (2000, 2003) och Grahn m.fl. (2005), om inte annat anges.

Drivmedel	Råvara	Investeringskostnad		Verkningsgrad		Lagringskostnad
		Utan CCS	Med CCS	Utan CCS	Med CCS	
		USD/kW	USD/kW	-	-	
Bensin	olja	200 ^a		0,90		
Metanol	naturgas	600		0,70		
	kol	1000	1300	0,60	0,55	10
	biomassa	1000		0,56		
Etanol	biomassa cellulosa	1200		0,33		
	bio socker/stärkelse ^c	850		0,56		
F-T diesel	biomassa	1350		0,50		
Väte (H ₂)	naturgas	300	500	0,80	0,75	10
	kol	700	900	0,65	0,60	10
	biomassa	800	1000	0,60	0,55	20
Metan	naturgas	0		1,00		
	biomassa ^b	900		0,65		

Annuitet $\approx$ 0,071 (5 %, 25 år); Årlig drift & underhåll: 0,04 * investeringskostnad (bensin dock 0,08^a);

Avskiljningsgrad CO₂ = 90 % av utsläpp vid produktionen; Kapacitetsfaktor = 0,9.

a) egen uppskattning, se t.ex.t; b) data från projekt Rya, D. Ingman, Nykomb Synergetics AB; c) etanol från socker/stärkelse tilläts dock inte konkurrera i modellen i denna analys då råvaran begränsad.

De data som använts för distribution av drivmedel och bränsleomvandlingen i bilar framgår av Tab 2.5. En del av distributionskostnaderna (kolumn 2) är energikostnader t.ex. i form av kompressionsarbete för att fylla gastankar eller drivmedel till tankbilar för att distribuera bränslen. Detta kan bidra till både CO₂-utsläpp för den enskilda kedjan liksom distributionskostnader som beror på energipriset. Dessa eventuella beroenden är bortsedda från här.

Verkningsgraden (Tab 2.5, kolumn 4) är mest intressant som relativ storleksordning mellan de olika bränslena eftersom det påverkar relativa åtgången av bränsle och bränsleråvara. Men den har också betydelse för de relativa kostnaderna för bilen genom att fördelningen mellan fasta och rörliga kostnader påverkas. Eftersom det i modellen inte finns andra förluster från

produktion av energibärare till energi vid hjul än vad som ges av verkningsgraden i bilen inkluderas i denna även eventuella distributionsförluster på vägen fram till bilen. De är närmast obefintliga för ”vanliga” flytande drivmedel, men inte oväsentliga för el. Eventuellt kompressionsarbete vid tankning av fordonet vid användande av de gasformiga bränslena metan och väte kan antas ske med el vilket ingår i distributionskostnaden och leder då inte till en förlust av bränsle.

Tabell 2.5 Data för använda tekniker för persontransporter med bil.

Drivmedel	Distributionskostnad ^a	Extrakostnad i bil ^c		Verkningsgrad ^d
	SEK/MWh	USD/bil	(SEK/bil)	
Bensin	34	0 =referens	(0)	0,20
Metanol	63	200	(1670)	0,22
Etanol	55	0	(0)	0,22
FT-Diesel	43	1000	(8300)	0,23
Väte (H ₂)	260	varierande		0,40
Metan	115	2000	(16700)	0,22
El	130 ^b	varierande		0,67

Annuitet $\approx$ 0,13 (5 %, 10 år); Drift & underhåll för bilarna: inga kostnader antagits.

a) data från Börjesson (2005); b) ca 13 öre/kWh är genomsnittlig rörlig nätavgift för lågspänningskunder i Sverige (Energimarknadsinspektionen 2006); c) egna antaganden, se t.ex.t. (extrakostnaden är merkostnaden utöver besinbilen som är satt till noll); d) egna antaganden, se t.ex.t. (verkningsgraden inkluderar distribution och bil från produktion av energibärare till hjul)

Här har utgått från att behovet av mekanisk energi vid hjulen per bil är 1 (en) kWh/10 km. Det gör att exempelvis bensinbilen med verkningsgraden 0,2 behöver 5 kWh/10 km eller drygt halvlitern bensin per mil. Detta kan då i princip vara en mindre bil med inte så märkvärdiga bränsleprestanda. Men det kan också representera en effektivare större bil i form av t.ex. en hybridbil med samma bränsleåtgång⁸. Bilarna har en annuitet på 0,1295 (5 %, 10 år), vilket kan vara ekonomiskt rimligt även om den tekniska livslängden är något högre. Körsträckan är satt till 15000 km/år vilket ligger något över dagens (2004) medel i Sverige på 14360 km/år (SIKA 2005).

Verkningsgraden för FT-diesel har antagits vara 15 % bättre än bensinbilen. Weiss m.fl. (2000) antar en skillnad på 18 % för avancerad bensindrif jämfört med diesel år 2020, Tab 2.6. Andra, speciellt senare europeiska studier, uppskattar att skillnaden mellan bensin- och dieseldrivlinan minskar betydligt i framtiden exempelvis genom att möjligheten till överladdning och därmed down-sizing är en hittills relativt outnyttjad potential som kan tas tillvara i bensinmotorn (GM 2002, Eucar 2006).

Verkningsgraden för alkoholmotorer har antagits 10 % bättre än bensinmotorn. Vissa egenskaper hos alkoholer ger en potentiellt högre verkningsgrad än bensinmotorn. Oktantalet är högre vilket tillåter högre kompression, förångningsvärmets är högre vilket kan sänka temperaturen i bränsleblandningen, flammans temperatur och ljusintensitet är lägre vilket bidrar till lägre värmeförluster (Olsson 1996). Alkoholer tål också lägre bränsle-luft blandning (Bromberg m.fl. 2006).

⁸ I praktiken är det ju den samlade bränsleåtgången och kapitalkostnaden över livstiden som blir indata i modellen, inte precis den bakomliggande bilen och dess specifika teknik.

Verkningsgraden för metangasbilar har antagits vara relativt hög; också 10 % bättre än bensenbilen. Metan har ett högt oktantal och kan därför utnyttja högre kompression, vilket skulle kunna ge en högre termisk verkningsgrad. Men gasen har också hög specifik volym vilket leder till att större motorvolym behövs för samma effekt, vilket leder till högre friktion och lägre mekanisk verkningsgrad. Tanken har också högre vikt. Lagringskapaciteten för gas är relativt dyr och utrymmeskrävande. Tillsammans med att tankställena inte är särskilt frekventa har detta lett till att gasbilar är bifuel-varianter, d.v.s. de kan köras på antingen gas eller bensin. Därmed måste motorn var också anpassad för bensindrift med t.ex. lägre kompression. Men en dedikerad gasbil finns nu på marknaden, Honda Civic GX. Denna har visserligen högre kompression, men lägre effekt och vridmoment och något högre vikt och bränsleförbrukning samt kostar ca 6830 USD mer än motsvarande utrustad bensenbil med 1,8 liters motor, Civic Sedan LX. Rääckvidden är också begränsad (ca 220 miles $\approx$ 35 mil) genom att tankvolymen hållits nere men bagageutrymmet är ändå halverat⁹. Men Weiss m.fl. (2000) antar en skillnad på 4 % till gasens fördel vid jämförelse av avancerad bensinhybrid med gasdito. Eucar (2006) bedömer att i en bil specifikt med hybridssystem med metangas som bränsle fås en mycket högre verkningsgrad relativt bensenbilen, Tab 2.6.

Uppskattningar av ökningen av effektiviteten vid en övergång till bränsleceller varierar mellan 50 och 100 %, Tab 2.6. Schäfer m.fl. (2006) anger 120 %. Här har antagits ett relativt optimistiskt värde på 100 %. Elbilar har antagits vara drygt 3 gånger effektivare än bensenbilen, vilket är i linje med andra bedömningar, Tab 2.6. En snabb utveckling mot lägre förluster i elbilens komponenter pågår nu också (Alaküla 2006).

I modellen inkluderas endast merkostnader relativt bensenbilen (Tab 2.5, kolumn 3), som oftast är den billigaste drivlinan. Inga andra rörliga kostnader som kostnader för försäkringar, service och underhåll är med. Är de lika för de olika drivlinorna kan de också bortses från utan att det påverkar resultatet¹⁰. Tabell 2.7 ger en jämförelse av antagna värden i denna studie med några andra studier. Alkoholbilarna har antagits ha relativt låga merkostnader jämfört med andra studier. Som basfall antas att etanolbilen inte har några merkostnader alls relativt bensenbilen. För metanolbilar antas dock en smärre merkostnad, p.g.a. större tankvolym och högre aggressivitet. Det antas alltså att de merkostnader som ofta anförs i form av krav på dyrare material p.g.a. högre aggressivitet, sämre smörjegenskaper och åtgärder för underlättande av kallstarter mm, är försumbara i ett långsiktigt perspektiv med massproduktion av renalkoholbilar. Uppskattningar om dessa varierar från betydande ($\approx$ 10 000 SEK) till försumbara (Azar m.fl. 2003, Johansson 1999, Backlund 2007, Denbratt 2006, Ahlvik 2006).

Även biodieselbilen (FT-diesel) antas ha relativt låga merkostnader i jämförelse med bensenbilen, vilket i denna studie stärker konkurrenskraften för biodrivmedlet FT-diesel relativt de fossila alternativen. Gasbilen antas ha merkostnader i nivå med Eucar (2006). Rena gasbilar med en körsträcka och utrymme motsvarande bensenbilens måste ha en relativt dyr, tung och skrymmande tank, vilket bidrar direkt och indirekt till höga kostnader.

⁹ <http://automobiles.honda.com> (Acc dec 2006)

¹⁰ Men exempelvis i nuvarande alkoholmotorer (flexfuel-motorer) rekommenderas ofta tätare oljebyten än i motsvarande bensenbil. I analyser av hybridbilar kalyreras ibland med lägre underhållskostnader som en del av intäkten relativt standarddrivlinan. Även Hondas Civic hybrid uppskattas ha lägre underhållskostnader än jämförbar konventionell bil (<http://automobiles.honda.com> (Acc dec 2006))

Tabell 2.6 Drivmedelsanvändning relativt bensinbilen (=1,00) i denna och några andra studier. I grått: värden för hybridbilar relativt bensin hybridbil (= 1,00).

Driv-medel	Denna studie	Weiss m.fl. (2000)	Weiss m.fl. (2000)	GM (2002)	GM (2002) hybrid-bilar	Eucar (2006)	Eucar (2006) hybrid-bilar	Eco-traffic (2001)	Grahn m.fl. (2005)	Johan-sson (1999)	Åhman (2001)	Wagner m.fl. (2005)
Avser år	ospec. framt.	2020	2020	2010	2010	2010+	2010+	2010-15	ospec. framt.	2015	2010-2020	?
Bensin	1,00	1,00	(1,44) ^b	1,00/1,16 ^a	(1,27) ^b	1,00/0,99 ^a	(1,18) ^b	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Bensin hybrid			1,00		1,00 ^f		1,00 ^g					
Diesel	0,87	0,88	0,86	0,93/0,92 ^d	1,00/0,98 ^d	0,93/0,93 ^c	0,90/0,90 ^e	0,85	-	0,87	-	0,88
Etanol	0,91	-	-	-	-	1,00/0,99 ^c	-	0,94		-	-	
Metanol	0,91	-	-	-	-	-	-	0,92	1,00	0,87	-	0,91
DME	-	-	-	-	-	0,91	0,87	0,85	-	-	-	-
H2 SI		-	-	0,83	0,91	0,88	0,92	1,00				
Natur-/biogas	0,91		0,96	0,91	1,04	0,99	0,86	1,00	1,00	0,87	-	0,91
H2 br.cell	0,50		0,75	0,54	0,64	0,49	0,52	0,65	0,67	-	0,59	0,57
El	0,33 ^h	0,33				-		-	-	-	0,33	

SI = Ottomotor; DISI = Ottomotor med direktinsprutning; PISI = Ottomotor med insprutning i insug; HEV = hybridbil.

a) DISI (bas) = 1,00/PISI; b) relativt motsvarande hybrid; c) DISI/PISI; d) konv diesel/FT-diesel; e) utan/med partikelfilter; f) DISI HEV; g) PISI HEV; h) inkl förluster i distribution

Tabell 2.7 Merkostnader relativt bensinbilen i denna och några andra studier. I grått: värden för hybridbilar relativt bensin hybridbil = 1,00. (USD/bil).

Drivmedel	Denna studie	Weiss m.fl. (2000)	Eucar ^c (2006)	Eucar ^c (2006) hybridbilar	Grahn m.fl. (2005)	Johansson (1999)
Avser år	ospec. framtid	2020	2010+	2010+	ospec. framtid	2015
Bensin konv.	0	0	0/290 ^d	- 5930 ⁱ	0	0
Bensin hybrid				0 ⁱ		
Diesel	1000	1100	1800 ^e	1810 ^e	-	1500
Etanol	0	-	-		-	-
Metanol	200	-	-		1000	600
DME	-	-	2775 ^g		-	-
H2 SI	-	-	4750 ^h	3998 ^h		
Naturgas/biogas	2000	500 ^a	1953 ^f	1153 ^f	1200	2000
H2 Bränslecell	Var.	2700 ^b	11633 ^h	8725 ^h	4000	-
El	Var.	7600	-		-	-

DICI = direktinsprutad dieselmotor;

a) avancerad hybrid; b) avancerad bränslecell hybrid relativt bensin; c) I Euro/bil; d) PISI/DISI; e) DICI med partikelfilter; f) PISI; g) DICI utan partikelfilter; h) komprimerad H2 70 MPa; i) DISI

3. Fossilbränslesystem

3.1 Fyra olika bränsleprisscenarioer

Fossilbränslepriserna kan variera kraftigt, även relativt varandra, åtminstone på kort sikt. Men samtidigt är de knutna till varandra genom att de delvis konkurrerar på samma marknader. Historiskt har detta inneburit att gaspriset följt oljepriset som varit relativt volatilt och priserna har periodvis varit avsevärt över den direkta utvinnings-/produktionskostnaden. Kolpriset har däremot legat mer stilla nära sin produktionskostnad.

För framtiden kan denna situation fortsätta samtidigt som på sikt en betydande knapphetskomponent i oljepriset och gaspriset kan etableras av rationella skäl. Fyra olika tänkbara principiella alternativ för fossilbränslepriserna kan formuleras, vilka innebär olika förutsättningar för konkurrenskraften för biodrivmedel.

1. Låga fossilbränslepriser på eller nära marginella utvinningskostnader.
2. Oljepriset är betydligt högre än kolpriset, men nu två varianter:
 - a) Naturgaspriset relateras till kolpriset genom att naturgasen hålls konkurrenskraftig på marknaderna för stationär energitillförsel (främst el).
 - b) Naturgaspriset bestäms av oljepriset.
3. Även kolpriset höjs eftersom marknaden med bestående höga olje- och gaspriser (d.v.s. 2b) leder till att kol är billigaste lösningen på alla marknader (värme, el och transporter). Kolpriset blir så högt att kol och naturgas är likvärdiga vid elproduktion.

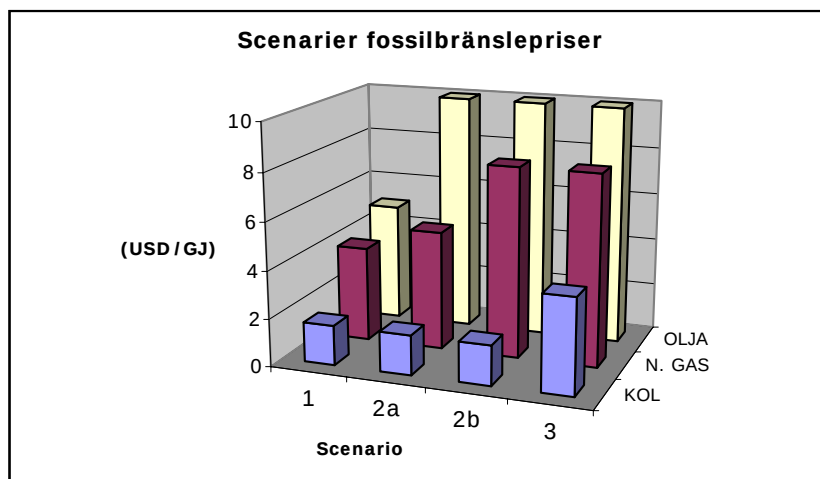


Fig 3.1 Fyra olika scenarier för priser på olja, naturgas och kol .

Tabell 3.1 Priser för fossilbränsle i olika scenarier. (USD/GJ)
(1 USD/GJ = 3 öre/kWh = 30 kr/MWh)

Prisscenario	Olja	Naturgas	Kol
1	5 (=30 USD/fat)	4	1,67
2 a	10 (=60 USD/fat)	5	1,67
2 b	10 (=60 USD/fat)	8	1,67
3	10 (=60 USD/fat)	8	4

Dessa alternativ har bildat utgångspunkten för de fyra fossilbränslescenarierna använda här, Fig 3.1 och Tab 3.1, och som motiveras ytterligare nedan. Närmare beskrivning av konsekvenser för produktionen i de tre sektorerna värme, el och drivmedel ges i avsnitten 3.2-3.

Scen 1 Oljepriset är i det här fallet betydligt över kostnaden för att utvinna ur många av de befintliga oljekällorna men ändå så högt att investeringar i exploatering av nya fyndigheter och utvinning av oljesand eller EOR kan löna sig (Gielen & Unander 2005; Farrell & Brandt 2006). Det ligger dock något under det pris på 36-39 USD/fat som International Energy Agency (IEA) prognostiserar i sitt referensscenario fram till 2030 (IEA 2005). Det ligger nära det pris på ca 34 USD/fat som amerikanska Energy Information Administration (EIA) anger som lågalternativ fram till år 2030 för framtida oljepris i sin International Energy Outlook 2006 (EIA 2006), Fig 3.2. Ett lågt oljepris innebär att det inte återstår så många alternativ för de andra bränslena. Kolet måste vara billigt vilket också är rimligt med hänsyn till de stora reserver och resurser som finns till låga utvinningskostnader, de relativt höga kostnaderna för omvandling och rening samt den konkurrens som finns på marknaden med stor inhemsk efterfrågan och få tendenser till kartellbildning. Gasen kan inte gärna vara dyrare än olja för att motivera investeringar i dyr fast infrastruktur för distribution. Ökad global konkurrens för gas kan också förväntas där det hittills har varit mera regionala marknader. Gasen konkurrerar väl med kol för elproduktion.

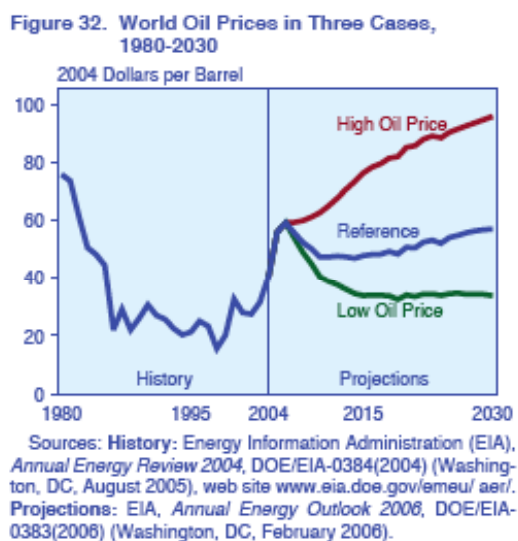


Fig 3.2 Oljeprisets framtida utveckling i tre projektioner från Energy Information Administration, USA. (EIA 2006).

Scen 2a Oljepriset antas i detta och följande scenario vara det dubbla mot i scenario 1, d.v.s.. 60 USD /fat. (Ett högalternativ för oljan, säg 100 USD/fat, har bortsetts från här, även om t ex EIA i sitt högprisscenario har ett successivt stigande pris som når 96 USD/fat år 2030 (EIA 2006).) Nivån 60 USD/fat innebär att priset etableras på en nivå något under den som noterats som högsta nivå, ca 80 USD/fat i dagens penningvärde 1980 och 2006 och bara något över den nivå som OPEC nu verkar vilja försöka etablera(?). Det är också nära det pris på 57 USD/fat som IEA har i sitt referensfall för år 2030 (IEA 2005). Oljemarknaden, har vi sett, har en dominerande kartell genom OPEC, och vars marknadsandel prognostiseras kommer att öka genom att oljereserverna till stor del finns inom OPEC, vilket kan utnyttjas för att hålla

priset uppe (Johansson m.fl. 2007). Gaspriset knyts i detta scenario till kol som är fortsatt billigt: vid denna prisrelation är elproduktionskostnaderna relativt lika från kol och gas över ett stort intervall för CO₂-pris om CCS utnyttjas, Fig 3.3. Scenariet innebär också ett drivmedelspris från olja som ligger över kostnaden för alternativ från kol och gas.

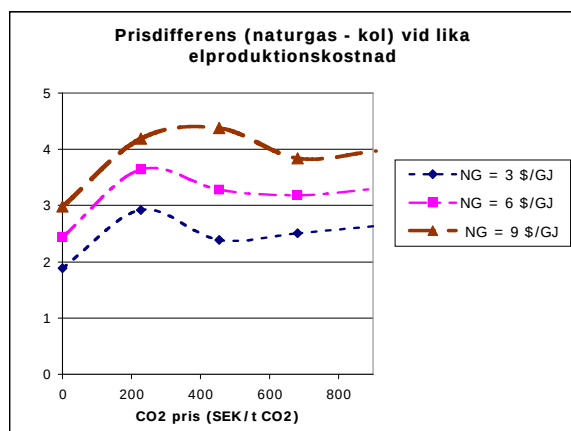


Fig 3.3 Bränsleprisrelation mellan kol och naturgas vid lika produktionskostnad till el för olika CO₂-priser och priser på naturgas (NG).

Scen 2b Naturgaspriset har länge följt oljepriset. Detta scenario förutsätter att så sker även i fortsättningen¹¹. Priset sätts så att det är något billigare än olja (80 % av oljepriset) och t ex kan konkurrera med olja till drivmedel vid högre CO₂-priser. Scenariet liknar den prisstruktur som rått den allra senaste tiden, med höga olje- och gaspriser och kol fortfarande relativt billigt. Kol blir billigare än naturgas för el- och värmeproduktion.

Scen 3 Olje- och gaspriserna antas samma som i Scen 2b, men kolpriset sätt så högt att naturgas och kol ger ungefär samma elkostnad. Kolpriset är då ungefär 4 USD/GJ lägre än naturgaspriset då naturgaspriset är ca 9 USD/GJ relativt oberoende av CO₂-pris om CCS utnyttjas, Fig 3.3. I detta scenario finns inget riktigt billigt fossilbränsle kvar: kolpriset är 120 SEK/MWh, d.v.s. i nivå med dagens pris på flis från avverkningsrester.

Det måste noteras att det finns en viss inkonsistens i att å ena sidan analysera betalningsförmåga för biobränsle under antagande att denna i en viss sektor är just så stor som ges av det fossila alternativet med lägst kostnad, samtidigt som fossilbränslepriser antas i form av olika scenarier där dessa priser inte nödvändigtvis har bestämts utifrån samma princip med konkurrens inom olika sektorer och baserade på utvinningskostnader. Detta innebär ju att alla fossilprisscenarierna inte svarar mot kostnadsminimum och de högre fossilpriserna ej är verkliga kostnader för världssamfundet men marknadspriser. Men vad som är optimalt kan bero på perspektiv. Sett ur ett enskilt oljeimporterande lands eller regions perspektiv kan det verka rimligare att verka för att ”dyr” importerad olja ersätts, trots att utvinningskostnaden för denna är betydligt lägre än priset.

¹¹ IEA bedömer exempelvis i sitt ”deferred investment scenario” (mindre investeringar för oljeutvinning än i referensscenariot) att oljepriset stiger till 52 USD/fat år 2030 och att naturgaspriset följer med uppåt, medan kolpriset ligger i stort sett still (IEA 2005).

Därför har i analysen även inkluderats fall där olja antas vara enda fossilbränslet till transportsektorn även när den är dyrare än de fossila alternativen. Man måste dock förstå att den ökade betalningsförmågan för biodrivmedel som detta antagande medför också innebär att investeringar i fossila alternativ kan ha hög lönsamhet men att detta inte utnyttjas, i alla fall inte till den grad att oljepriset sjunker.

3.2 Kostnadseffektiv fossilbränsleteknik, ingen CCS

De olika fossilbränsleprisscenarierna tillsammans med antagna tekniker för energi-tillförsel leder till att olika fossilbränslen är de mest kostnadseffektiva, ligger på marginalen långsiktigt, i de tre olika sektorerna vid olika CO₂-pris. Tabell 3.2 ger det billigaste fossilalternativet om ingen CO₂-avskiljning sker.

Tabell 3.2 Kostnadsledande fossilbränsle i de olika scenarierna vid olika CO₂-pris (förutsatt ingen fossil CCS) (delad box ≈ lika kostnad)

Prisscenario	Sektor	Kostnad CO ₂ -utsläpp		
		0 SEK/t CO ₂	400 SEK/t CO ₂	800 SEK/t CO ₂
1	värme	kol	kol	ng
	el	kol	ng	ng
	drivmedel	olja	olja	olja
2a	värme	kol	kol	ng
	el	kol	ng	ng
	drivmedel	kol	ng	ng
2b	värme	kol	kol	kol
	el	kol	kol	ng
	drivmedel	kol	kol	olja
3	värme	kol	kol	ng
	el	kol	ng	ng
	drivmedel	kol	olja	olja

Scen 1 ger att kol dominerar värme men för högre priser blir naturgas mer lönsamt, brytpunkten ligger vid 200 SEK/t CO₂. Inom elproduktion tar naturgasen över snabbt vid stigande CO₂-pris. Olja är billigast för transporter.

Scen 2a Den, relativt de andra fossilbränslena, dyra oljan prisar i detta scenario ut sig och billigaste tillförseln domineras av kol för låga och naturgas vid måttliga till högre CO₂-priser¹². Eftersom naturgasen inte följer med oljan upp i pris är den konkurrens-kraftig gentemot kol redan vid så relativt låga CO₂-priser som 2-400 SEK/t CO₂.

Break-even för lönsamheten för kol till drivmedel inträffar vid ett oljepris på ca 36USD/fat eller 6USD/GJ (CO₂-pris = 0, givet kolpris), vilket motsvarar en skillnad på 4,4 USD/GJ gentemot kolpriset. Vid ökande CO₂-pris ökar oljepriset för break-even snabbt eftersom utsläppen av CO₂ per körd kilometer för kol-metanol är mer än 60 % högre än för raffinerade

¹² Med "låga" priser avses här något godtyckligt upp till säg 200 SEK/t CO₂, "måttliga" ca 400 SEK/t CO₂ och "höga" ca 800 SEK/t CO₂.

drivmedel från olja. Break-even för naturgas-metanol gentemot oljedrivmedel sker vid ett oljepris på ca 50 USD/fat, eller 8,4 USD/GJ (CO_2 -pris = 0, givet naturgas-pris), vilket motsvarar en skillnad på 3,4 USD/GJ gentemot naturgas-priset. Naturgas till metanol har CO_2 utsläpp per km som är lägre (här 16 %) än för oljebaserade drivmedel vilket gör att vid stigande CO_2 -pris så förstärks naturgasens konkurrenskraft gentemot oljan (och naturligtvis ännu mycket mer gentemot kol-metanol).

Scen 2b När naturgas följer med oljan upp i pris så blir kol den billigaste tillförseln i alla sektorer vid låga och måttliga CO_2 -priser. För värmeförsel dominerar kol även vid högre CO_2 -priser. I elproduktion är kolets kostnadsfördelar nu upptagna vid ca 700 SEK/ton CO_2 och naturgas tar över. För drivmedel är, för ett naturgaspris något lägre än oljepriset som i detta fall, olja och gas ungefär likvärdiga konkurrenter till kol vid ett CO_2 -pris på 800 SEK/ton CO_2 . (För ytterligare högre CO_2 -pris blir naturgasen allt mer konkurrenskraftig gentemot oljan.)

Scen 3 Det högre kolpriset gör att elproduktion snabbt domineras av naturgas vid ökande CO_2 -pris, i värmeproduktionen behåller kolet konkurrenskraften ända upp till 800 SEK/ton CO_2 . För drivmedelsproduktion konkurrerar nu kol endast vid ingen kostnad för CO_2 men naturgas-metanol närmar sig olja vid ett högt CO_2 -pris (som Scen 2b).

I alla scenarierna är oljan det dyraste bränslet per energienhet (ej CO_2 -pris inräknat). Oljan är därmed så dyr att den bara konkurrerar inom transporter där de låga omvandlingskostnaderna och relativt höga verkningsgraderna i hela kedjan från raffinaderigrind till hjul gör oljan till det billigaste fossilalternativet. (För värme- och eltillförsel finns egentligen inte andra alternativ i modellen, men sådana alternativ skulle inte ändra på konkurrenssituationen då naturgas alltid blir billigare än olja för värme- och elproduktion vid de antagna prisscenerierna.)

Vid högt CO_2 -pris ersätter naturgas till metanol bensen i alla scenarierna. Vi kan notera att vid höga prisskillnader för olja mot kol eller naturgas ($\approx$ Scen 2b) skulle, om kol och naturgas inte kan användas direkt, flytande bränslen från dessa energiråvaror kunna ersätta olja inte bara i transportsektorn utan lika väl i andra sektorer.

Naturgas konkurrerar alltid bättre med kol inom elproduktion än inom värmeproduktion beroende på skillnaderna i verkningsgrad och anläggningskostnader till naturgasens fördel vid elproduktion. Dessutom behandlar modellen endast storskalig värmeförsel utan några restriktioner svarande mot exempelvis processtekniska krav som skulle kunna gynna naturgas framför kol vid värmeförsel. Processer med minst krav på använt bränsle torde vara de som med fördel utnyttjar ånga.

3.3 Kostnadseffektiv fossilbränsleteknik, CCS används (inkl för kol-metanol)

Om möjlighet finns att utnyttja CCS i värme- och elsektorn, liksom för kol-metanol vid drivmedelsproduktion, så kommer kol att dominera värmesektorn oberoende av CO_2 -pris, Tab 3.3. Kol och naturgas är jämbördiga i elsektorn om naturgas endast är några (ca 2.5-4) USD/GJ dyrare än kol (Scen 1, 2a och 3). På samma sätt i drivmedelssektorn, men dessa

bränslen kan bara konkurrera om oljan är tillräckligt dyr relativt något av de andra fossilbränslena (Scen 2a, 2b samt vid låga CO₂ priser även i Scen 3). Är den inte det, dominerar oljan så länge inte höga CO₂-priser gäller, då metanol från kol och naturgas kan komma in (Scen 3). Avkolningen av metanolframställning från kol medför att utsläppen av CO₂ från kol-metanol till och med blir något lägre än från olja-bensin.

Tabell 3.3 Kostnadsledande fossilbränsle i de olika scenarierna vid olika CO₂-pris (fossil CCS möjlig) (delad box $\approx$ lika kostnad)

Prisscenario	Sektor	Kostnad CO ₂ CO ₂ -utsläpp					
		0 SEK/ton CO ₂		400 SEK/t CO ₂		800 SEK/t CO ₂	
1	värme el drivmedel	kol		kol		kol	
		kol ng		kol ng		kol ng	
		olja		olja		olja	
2a	värme el drivmedel	kol		kol		kol	
		kol ng		kol ng		kol ng	
		kol		kol ng		kol ng	
2b	värme el drivmedel	kol		kol		kol	
		kol		kol		kol	
		kol		kol		kol	
3	värme el drivmedel	kol		kol		kol	
		kol		kol ng		kol ng	
		kol olja		olja		olja kol ng	

4. Betalningsförmåga för olika biobränsleanvändningar

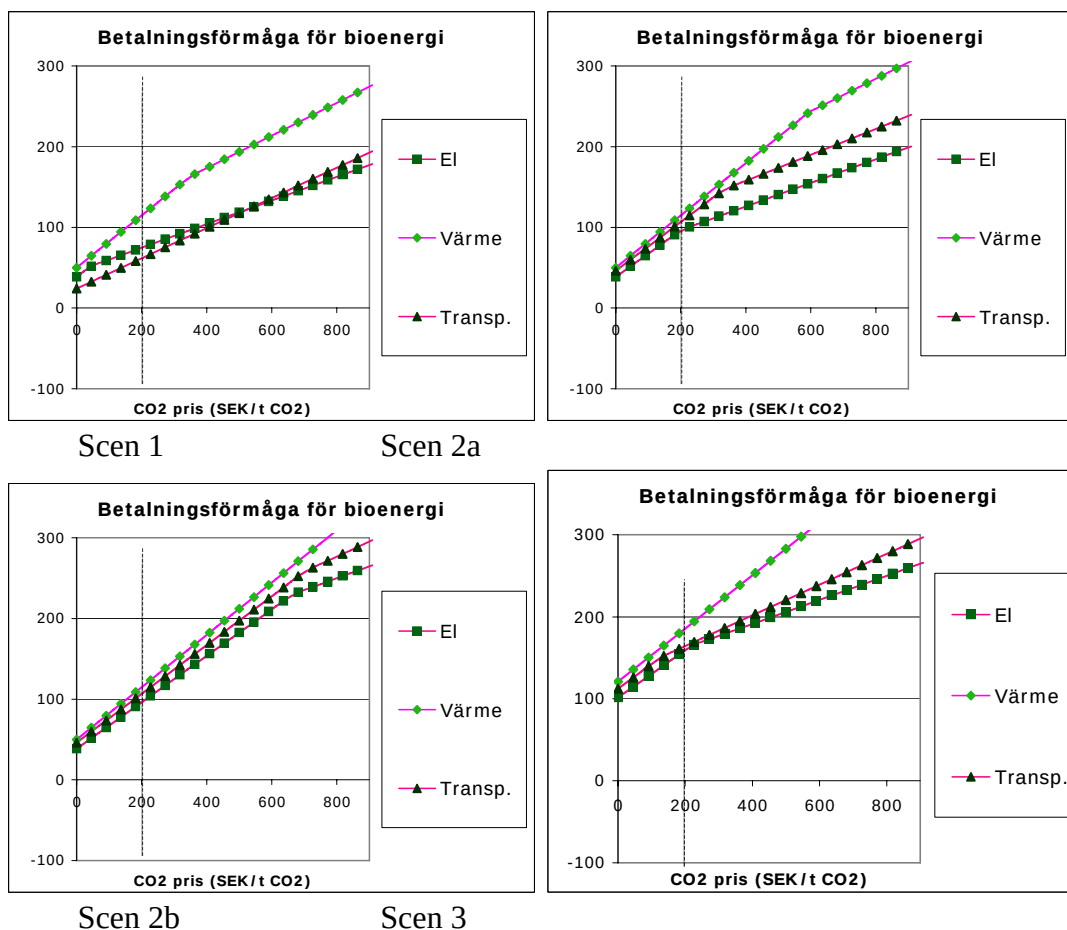
Betalningsförmågan (ATP) för olika bioenergisystem bestäms i den här studien i relation till billigaste fossilalternativet där dessas kostnader har antagits vara kostnaderna som behövs vid nyinvesteringar. Resultatet presenteras relativt genomgående i form av figurer för betalningsförmågan (ATP) för bioenergi i de tre olika sektorerna (el, värme och persontransporter med bilar) som funktion av priset för utsläpp av CO₂, med en figur för varje priscenario (Se Fig 4.1 som exempel). Max betalningsförmåga som visas är 300 SEK/MWh medan utsläppspriset varierar mellan noll och 900 SEK/t CO₂. Inlagt i figuren är också nuvarande (1jan 2005) nivå för CO₂-skatter för industri i Sverige 190 SEK/t CO₂. Den högre generella nivån på 910 SEK/t CO₂ blir precis utanför högerkanten dock (STEM 2005).

4.1 Ingen fossil CCS

Vid låg skillnad i pris mellan fossilbränslena, (Scen 1: olja, gas, kol alla i närheten av sina (marginella) produktionskostnader eller nära däröver) fås betalningsförmågan för bioenergi i ordning till: värme > el > drivmedel. Eller värme > drivmedel > el. Vid ökande CO₂-pris ökar ATP i ordning värme > drivmedel > el. Detta beror på att ersättning sker av kol (i värmesektorn) eller gas (i elsektorn) resp olja (i transporter). Här är ersättningen av kol effektivast i CO₂-termer: Gas och olja har högre verkningsgrader vilket gör att mindre energi ersätts per insatt bioenergienhet samt har också lägre specifika CO₂-utsläpp. Vid höga CO₂-priser har därför biodrivmedel för alla scenarierna högre betalningsförmåga än elsektorn.

Ett högre oljepris (Scen 2a) ökar betalningsförmågan för drivmedel men den begränsas av konkurrens från naturgas vid högre CO₂-pris.

Vid hög skillnad mellan fossilbränslepriserna (olja + gas högt, kol lågt $\approx$ Scen 2b) så är skillnaden mellan ATP inom värme, el och drivmedel låg, d.v.s. bioenergi till drivmedel är så gott som något annat. Vid ökande CO₂-pris behålls denna relation. Detta beror på att kol blir på marginalen i alla tillförselsystemen och det även vid ett ökande CO₂-pris, samt att den marginella vinsten med bioersättning är relativt lika kostnadseffektiv i de olika sektorerna. I Scen 3 gör det höga kolpriset att värmesektorn återigen dominerar betalningsförmågan.



Figur 4.1 Betelningsförmåga för biobränsle i olika sektorer. Ingen CCS.

Fossila drivmedel endast från olja

I föregående avsnitt förutsattes drivmedel från fossila bränslen produceras till lägsta kostnad givet fossilbränslepriserna i respektive scenarie. Det innebär att drivmedel från kol eller naturgas var, i scenarierna där stora prisskillnader mellan olja och (något av) övriga fossila bränslen förelåg, de billigaste och därmed bestämmande för betelningsförmågan för biodrivmedel.

Antas nu istället att drivmedel från olja är enda alternativet oberoende av prisrelationerna mellan fossilbränslena och eventuell lönsamhet för drivmedel från kol eller naturgas, blir bensin från olja prisbestämmande för drivmedel i alla fyra scenarierna. Relativt de tidigare (Fig 4.1) ökar nu betelningsförmågan i de scenarier (Scen 2a och 2b) som har ett högre oljepris i kombination med åtminstone något avsevärt billigare fossilbränsle, eftersom nu drivmedel från dessa (kol eller naturgas) inte är något alternativ till drivmedel och det högre oljepriset därigenom slår igenom fullt ut, Fig 4.2. För tillräckligt höga CO₂-priser (≈ 600 SEK/ton CO₂ eller högre) blir dock betelningsförmågan även i dessa fall lika eller högre inom värmeförsel.

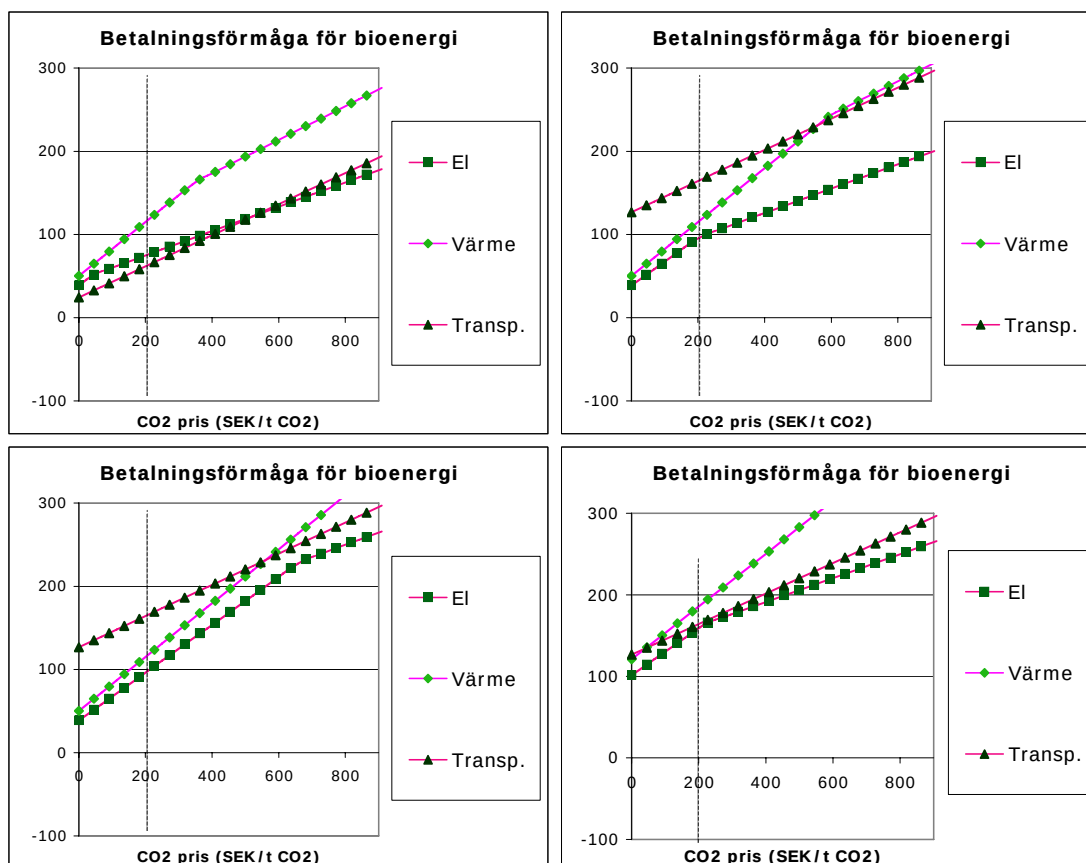


Fig 4.2 Betalningsförmåga för biobränsle i olika sektorer. Ingen CCS. Fossila drivmedel endast från olja.

Betalningsförmågan vid oljepriset 30 USD/fat är ca 25 (200) SEK/MWh vid ett CO₂-pris på 0 (900) SEK/t CO₂. När oljepriset ökar ytterligare 30 USD/fat ökar betalningsförmågan 100 SEK/MWh. D.v.s. när oljepriset ökar 30 USD/fat vilket motsvarar ca 15 öre/kWh (150 SEK/MWh) ökar betalningsförmågan med 2/3 av denna ökning. Skillnaden beror på skillnaden i verkningsgrad för de två olika drivmedelskedjorna ”från tillförsel anläggning till hjul”.

4.2 Betydelsen av fossil CCS för ATP biodrivmedel

CCS tillämpat (i tillräcklig stor utsträckning) inom till drivmedel konkurrerande sektorer, el och värme, innebär ett tak på betalningsförmågan vid ökande CO₂-pris i dessa sektorer, vilket ökar relativa betalningsförmågan för biomassa till drivmedel, Fig 4.3.

Motsvarande tekniker som (nästintill) eliminerar CO₂-utsläppen finns inte på drivmedelssidan så länge kolväten ska användas i bilen. Men avkolning i tillverkning av drivmedel (framför allt vid kol till flytande drivmedel, CTL) gör att det ur CO₂-synpunkt blir relativt likvärdigt med drivmedel från olja, kol eller naturgas. Detta gäller alltså även om nu drivmedel från kol är avkolat i tillverkningen eftersom nästan hälften av det omsatta kolet (C) finns kvar i bränslet (metanolen). Och därav den fortfarande relativt höga känsligheten för ökande CO₂-pris för betalningsförmågan inom biodrivmedel.

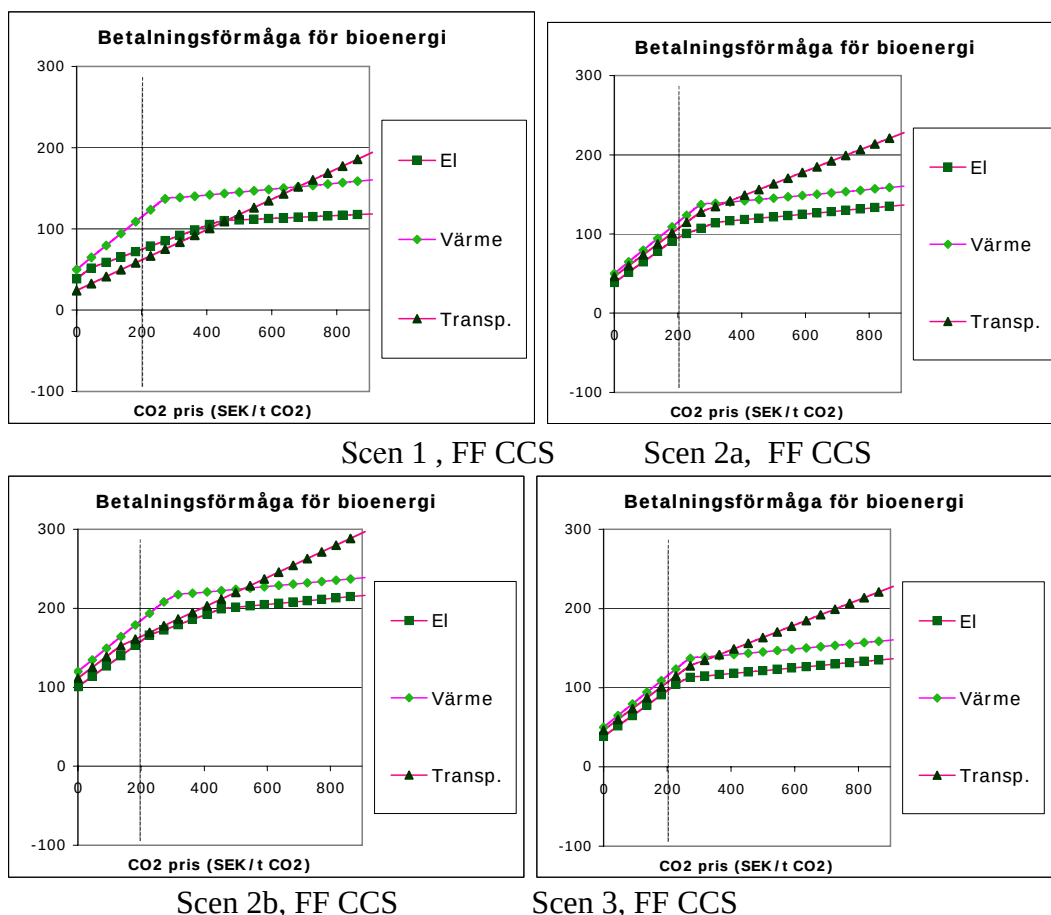


Fig 4.3 Betelningsförmåga för biobränsle i olika sektorer. CCS utnyttjas för fossila bränslen.

Lönsamhet för koldioxidavskiljning uppnås vid 250-400 SEK/t CO₂. Vid ett CO₂-pris = 0 skiljer sig betelningsförmågan naturligtvis inte från den när vi inte har CCS, men skillnaden är ej heller avgörande vid ett CO₂-pris på 400 SEK/t CO₂. Detta beror på att även om avkolning börjar bli lönsam redan vid ett pris under detta så är skillnaden i kostnad mer marginell. D.v.s. vid ett CO₂-pris på ca 400 SEK/t CO₂ kan vi uppnå en avsevärd avkolning av fossilsystemet utan att detta förändrar lönsamheten för biodrivmedel vare sig absolut eller relativt de fasta sektorerna mer än marginellt.

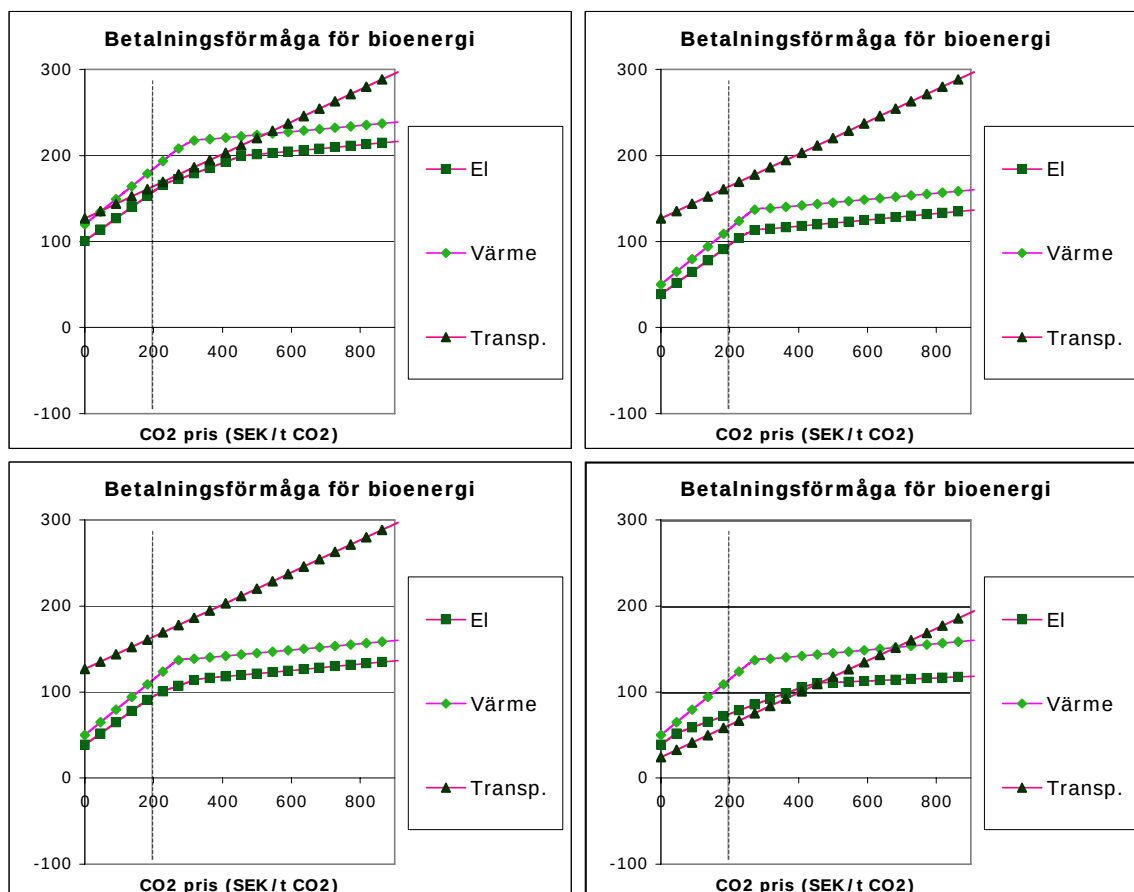
Vid det högre CO₂-priset på 800 SEK/t CO₂ blir dock skillnaden avsevärd och betelningsförmågan för biodrivmedel är bättre än i de fasta sektorerna. Lönsamheten i avkolningen av de fasta sektorerna har nu slagit igenom så att det blir en avsevärd skillnad gentemot tillförsel utan avkolning. Biodrivmedel får i de olika scenarierna högst betelningsförmåga vid ett CO₂-pris på 400-700 SEK/t CO₂ och uppåt. Största relativa betelningsförmågan för biodrivmedel fås i Scen 2a och 2b, i vilka kostnaden för bränslena till de fasta sektorerna är låga. Största absoluta betelningsförmågan fås i Scen 3 där alla fossilbränslepriser är relativt höga.

Fossila drivmedel endast från olja

Om inte längre flytande drivmedel tillverkas från annat fossilt bränsle än olja kommer i Scen 2a och 2b det högre priset för olja relativt kol, och i fall 2a även relativt naturgas, att slå

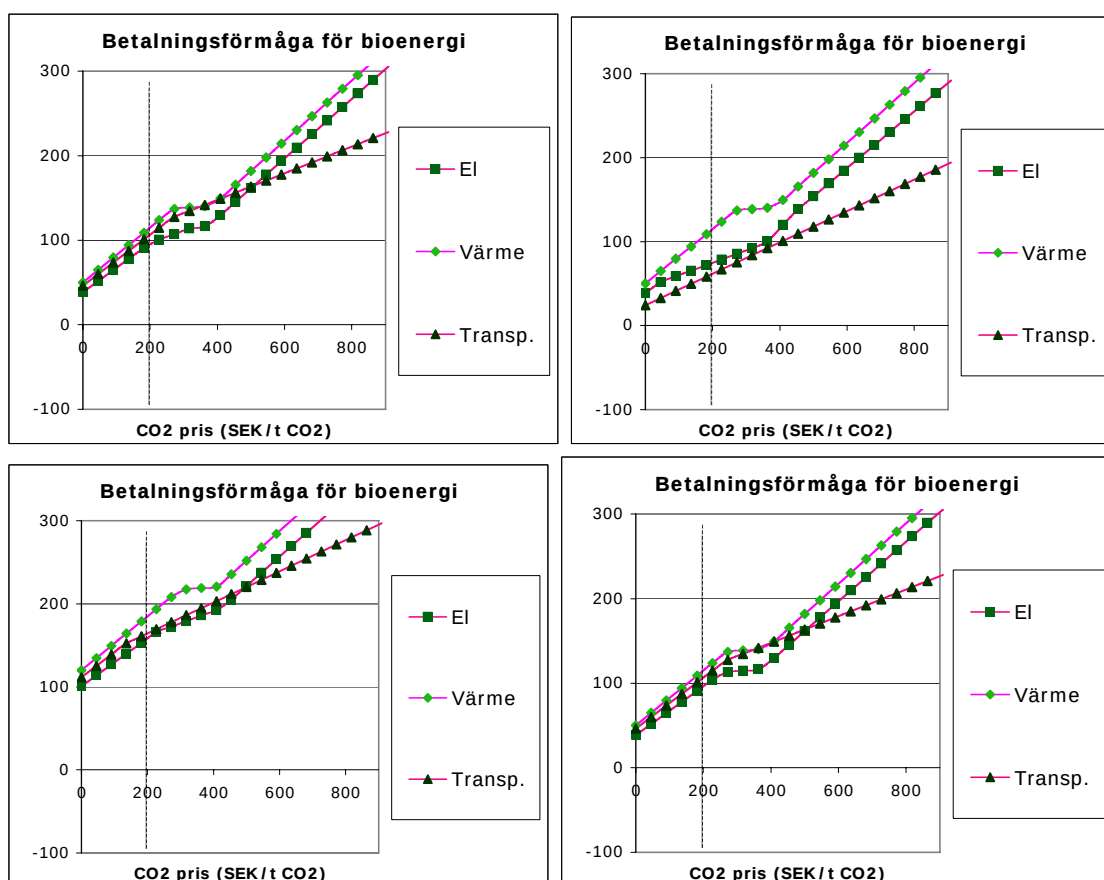
igenom på betalningsförmågan, Fig 4,4. I dessa båda fall är nu betalningsförmågan störst i transportsektorn oberoende av priset på CO₂-utsläpp. Jämfört med fallet utan användande av CCS för fossila bränslen i stationära sektorerna dominerar transporterna nu alltid betalningsförmågan, eftersom de stationära sektorernas avkolning sätter tak på efterfrågan.

Fig 4.4 Betalningsförmåga för biobränsle i olika sektorer. CCS utnyttjas för fossila bränslen. Fossila drivmedel endast från olja.



4.3 Betydelsen av bio-CCS för ATP biodrivmedel

Om avkolning av fossilbränslesystem tillämpas i stor skala är det naturligtvis inte långt till tanken att också avkola motsvarande biobränslesystem. Om CCS-teknik motsvarande fossilbränslesystemens tillämpas för bioenergisystem, bio-CCS, i de stationära sektorerna, d.v.s. för bioenergi till värme och el, så neutraliseras i stort effekten av fossil CCS på betalningsförmågan, Fig 4.5. D.v.s.. betalningsförmågan i de olika sektorerna är nu återigen mer kvalitativt lik den som fås om ingen alls CCS antas (jämför Fig 4.1), men med ett viktigt undantag: för höga CO₂-priser får biodrivmedel definitivt lägst betalningsförmåga. Biodrivmedel får lägst betalningsförmåga vid ett CO₂-pris på 400-500 SEK/t CO₂ och uppåt i de olika scenarierna. Anledningen till undantaget är att biodrivmedlen själva inte antas avkolas utan bioavkolning sker endast i konkurrerande sektorer.



Figur 4.5 Betalningsförmåga för bioenergi under antagande om att koldioxidavskiljning är möjlig både för fossila system och biobränslesystem. (Knixen i kurvorna för betalningsförmåga inom el och värme beror på att lönsamheten för avskiljning i biosystemen sker först vid något högre CO₂-pris än för motsvarande fossilbränslesystem.)

Fossila drivmedel endast från olja

Betalningsförmågan inom transporter ökar även här (och endast här) i Scen 2a och 2b så att den är densamma som i Scen 3, d.v.s. mellan ca 125 och 300 SEK/MWh. Det innebär (jämför Fig 4.5) att den för dessa två scenarier är högre i transportsektorn för CO₂-pris under ca 7-800 SEK/t CO₂.

CSS även på flytande biodrivmedel och CO₂-neutrala fossila drivmedel

För biodrivmedel är ett omhändertagande av de CO₂-utsläpp som sker i samband med själva produktionen av biodrivmedlet möjligt. Omhändertagandet kan då bidra till att öka betalningsförmågan vid höga CO₂-priser då kostnaden för CO₂-utsläpp dominerar över kostnaden för CCS-utrustningen.

Ett indirekt omhändertagande av CO₂-emissioner från framställningen av flytande biodrivmedel kan dock också vara möjligt. Ett förslag som presenterats är att använda biobränsle för att neutralisera CO₂-utsläppen från en CTL-anläggning där CCS tillämpas (Williams m.fl. 2006a,b). En CTL-anläggning som producerar ett FT-bränsle från kol kan justera upp H₂:C relationen i syngasen (H₂ + CO) för att få rätt proportioner inför FT-syntesen. (Detta kan ske genom en skiftreaktion där CO bortförs till CO₂ och H₂ tillförs från vatten(ånga). Justeringen av kvoten sker på bekostnad av färre tillgängliga C-atomer för syntesen.) Förslaget innebär istället att en till kolförgasningen parallell bioförgasning producerar behovet av H₂. Kolet (C) från bioförgasningen infångas fysiskt (Rectisol process) och lagras tillsammans med det kol som blir över från kolförgasningen. En once-through FT-syntes antas och restgaserna (mest H₂ och C₁-C₄ kolväten) tas tillvara i en kombicycle för elproduktion.

Beräkningarna visar att vid ungefär en fjärdedel (28 %) av energin från biomassa, resten från kol, och infångning/undanlagring av 90 % av överskotts-C (det som ej blir FT-bränsle eller går till elproduktion) fås 91 % reduktion av potentiella CO₂ utsläppen från fossila kolet, d.v.s. det C som lagras undan från biobränslet kompenserar i stort för det C från det fossila kolet som återfinns antingen i FT-bränslet, i avgaserna från elproduktionen eller slinker igenom infångningen. Per GJ producerat FT-bränsle är det fossila intaget av C 54,7 kg och netto-emissionen av CO₂ (utsläpp till luft – upptag i biomassa) är 5,1 kg C. Förslaget påstås också få gynnsam ekonomi bland annat genom att skaleffekterna från de många gemensamma delarna med den större kolanläggningen utnyttjas för biobränsledelen. Anläggningen som diskuteras har ett inflöde av kol på 2241 MW och 887 MW biobränsle, och det produceras 1031 MW FT-bränsle och 460 MW el, vilket ger en totalverkningsgrad på 47,6 %.

Det föreslagna arrangemanget innebär att även biodrivmedel avkolas samtidigt som flytande (och därmed C-innehållande) drivmedel kan utnyttjas. Beräkningarna ger att ca dubbelt så stor mängd flytande drivmedel kan bli (nära) CO₂-neutrala för samma mängd tillförd bioenergi som vid en separat biodrivmedelsproduktion.

Alternativet är att utsläppen av CO₂ från fossila flytande drivmedel kompenseras med att bio-CCS utnyttjas i de stationära sektorerna. I en situation där det avkrävs av de enskilda sektorerna att de ska ta *sektorsansvar* för minskningen av CO₂-utsläppen och inte tillåts att kompensera sig med reduktioner i andra sektorer möjliggör alltså arrangemanget att transportsektorn kan reducera sin CO₂-utsläpp i betydligt större utsträckning för en given mängd insatt biobränsle och ändå behålla flytande drivmedel.

Det föreslagna systemet skulle också kunna möjliggöra ett införande av flytande bränslen från kol. Utan komplettering med bioförgasningen kan CO₂-utsläpp lägst i samma storleksordning som drivmedel från råolja nås, förutsatt CO₂-undanlagring tillämpas, och om inte CCS används så blir utsläppen kraftigt högre. Det skulle därmed inte kunna bidra till minskade

CO₂-utsläpp. Att på det sättet byta till kolbaserade drivmedel utan en CO₂-vinst kan vara politiskt svårt eller omöjligt, trots eventuellt höga oljepriser eller behov av minskat oljeberoende.

4.4 Icke-sektorsneutrala ekonomiska styrmedel för förnybar energi

Hittills har undersökts betalningsförmågan i och mellan olika sektorer under olika förutsättningar vad gäller fossilbränslepriser, kostnader för CO₂-utsläpp samt möjligheter till avkolning och tekniken antas finnas redo att använda.

För att gynna uppbyggnaden av en teknologi eller teknologiskt område kan samhället använda bl.a. ekonomiska styrmedel riktade mot en viss sektor. Exempelvis fungerar dagens elcertifikat som ett ekonomiskt styrmedel och ökar konkurrenskraften för förnybar elproduktion, inklusive el från biobränslen. Konkurrenskraften stärks gentemot icke gynnad elproduktion som kärnkraft, el från fossila bränslen och befintlig vattenkraft. Men betalningsförmågan för biobränsle från elsektorn stärks också gentemot biodrivmedel. Omvänt skulle eventuella certifikat för biodrivmedel stärka just dessas betalningsförmåga relativt el- och värmesektorn.

Certifikat för el eller drivmedel (t) på en viss nivå per energienhet (eller annat motsvarande styrmedel som gynnar framställd produkt) slår igenom på betalningsförmågan (ATP) för bioenergi justerat för verkningsgraden () för omvandlingen från bioenergi till el/drivmedel enligt

$$ATP_{si} = t_{s \quad si} \quad (s = \text{sektor}; \quad si = \text{omvandlingsteknik } i \text{ i sektor } s)$$

Omvandlingstekniker med hög verkningsgrad får större höjning av betalningsförmågan relativt de med lägre dito. Drivmedelstekniker har generellt högre verkningsgrad till produkt än elproduktion varför betalningsförmågan inom drivmedelsproduktionen är den känsligare. Exempelvis är dagens nivå för elcertifikat¹³ ca 200 SEK/MWh (20 öre/kWh), vilket ger ett bidrag till betalningsförmågan på ca 70-100 SEK/MWh vid 35-50 % verkningsgrad¹⁴. Vi kan konstatera att skillnaden mellan betalningsförmågan för drivmedels- och elproduktion för de scenarier som refererats i avsnitt 4.1 – 4.3 (se Tab 4.1) är i samma storleksordning som dagens elcertifikat inducerar, utom i fallet ”Endast fossila drivmedel från olja samt höga olje- och låga kolpriser (Scen 2a och 2b)” och höga CO₂-priser. Vid kolavskiljning för fossila bränslen tillämpat i elsektorn behövs då ett elcertifikatspris på ca 500 SEK/MWh_{el} för att bioelproduktionen ska få biodrivmedlens betalningsförmåga. Skillnaden i betalningsförmåga mellan olika alternativ är alltså inte större än att med lämpligt ekonomiskt styrmedel i nivå med vad som redan finns, varje bioenergisystem kan få högst betalningsförmåga av alla.

¹³ Medelpris per elcertifikat, period 2005-11-15 - 2006-11-15 var 194,60 SEK/MWh (<https://elcertifikat.svk.se> 2006-11-15)

¹⁴ Vid kraftvärme kan marginell elproduktion fås till 80-90 % verkningsgrad och bidraget blir 160-180 SEK/MWh.

Tabell 4.1. Ungefärlig maximal skillnad i betalningsförmåga mellan el- och drivmedelsproduktion för scenarierna i avsnitt 4.1-4.3. (SEK/MWh)

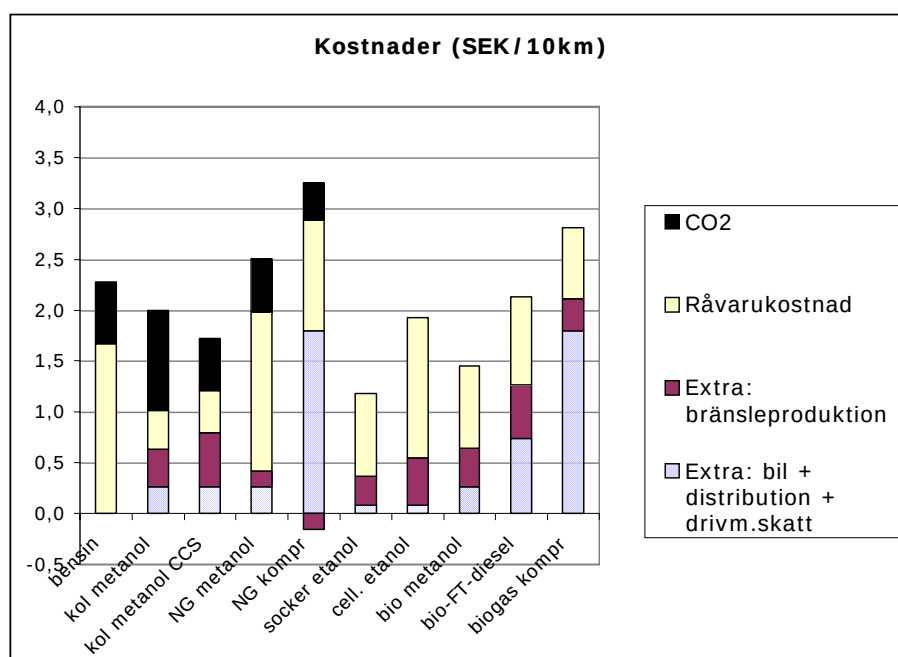
Scenario	CO ₂ -priser		
	Låga	Medium	Höga
Endast fossila drivmedel från olja. Scen 2a, 2b	100	80	160
Övriga	30	40	100

5. Val av biodrivmedel

Hittills har vi sett på biodrivmedels konkurrenskraft gentemot användning av bioenergi i andra sektorer. I jämförelsen har använts det billigaste biodrivmedelsystemet, d.v.s. det som gett högst betalningsförmåga för bioråvara. Men hur står sig de olika biodrivmedelssystemen relativt varandra, vilket har bäst betalningsförmåga?

5.1 Drivmedel till förbränningsmotorer

Figur 5.1 visar en sammanställning av kostnaderna för olika drivmedelskedjor uppdelade på ett antal poster. För vissa av kostnadsposterna visas för tydlighets skull bara skillnaden relativt bensinsystemet. För priser på CO₂ och råvaror har också specifika antaganden om kostnader gjorts. Vi konstaterar att metanol har den lägsta kostnaden av biodrivmedelssystemen och har alltså varit det som system i praktiken använts i analysen i Kap 4.¹⁵



Figur 5.1 Kostnader för olika drivmedelskedjor. Medräknade kostnader är energi-råvarukostnader och CO₂-priset, samt merkostnader, utöver kostnader i bensinsystemet, för bränsletillverkning, distribution och utrustning i bil. Här antagna förutsättningar: CO₂-pris 400 SEK/t CO₂, Fossilbränslepriser Scen 2b och biobränslen 100 SEK/MWh = 3,33 USD/GJ.

Skillnader i kostnader för drivmedelskedjan domineras av merinvesteringar i bil och distribution samt av råvara liksom eventuell CO₂-kostnad. Medan koldioxidskatten drabbar alla fossilbaserade bränslen har den avsevärt större effekt på kostnaden för kol-metanol. Kostnader för omvandling av fastbränsle till drivmedel är av relativt liten betydelse för val av

¹⁵ Återigen: etanol från socker/stärkelse tillåts ej konkurrera i denna analys, även om vi ser att det är billigast vid lika råvarupris.

drivmedel. Detta talar emot gasformiga bränslen genom dyrare distribution och högre extrakostnader i bilen¹⁶.

5.2 Inverkan av energiskatt på drivmedel

En ofta förbisedd förutsättning för lönsamhet för många alternativ inom biltransporter är att drivmedelskostnaden för bilisten hålls uppe på en hög nivå, exempelvis nuvarande (väst-) europeiska nivå, genom skatter.

Många tekniska effektiviseringsmöjligheter lönar sig inte om drivmedelspriset är på 3-5 kr liter bensinekvivalent (b.e.) (30-60 USD/fat), d.v.s. utan skatter. För 20 000 mil blir drivmedelskostnaden 30-50 000 kr om bilen drar 0,5 liter/mil. Vi får en amerikansk situation där även bilar som drar endast 0,5 liter/milen är "oekonomiskt bränslesnåla", d.v.s. kostnaden för den förfining som krävs är inte motiverad. Att investera i t.ex. dieseldrift istället för bensindrift för säg 15 000 kr/bil extra lönar sig inte. Vid 10-12 kr/liter b.e. för drivmedlet blir stället bränslekostnaden 100-120 000 kronor. Nu kan en diesel räknas hem. Även hybriddrift med merkostnader på säg 30 000 kr blir aktuellt om en effektivisering på 25-30 % kan fås.

a)

b)

Fig 5.2 Inverkan av energiskatt på drivmedel. En energiskatt ökar betalningsförmågan för biodrivmedel om biodrivmedel har högre verkningsgrad från uttagspunkt till hjul jämfört med det fossila drivmedlet med lägst kostnad. Parametrar: Scen 2a, ingen CCS, endast olja fossilt drivmedel, drivmedelskatt motsvarande a) 0, respektive b) 5 SEK/l b.e. (= 55,2 öre/kWh).

För att man ska få dessa effektiviseringar krävs med nuvarande kostnader en hög drivmedelsskatt. (Med en kilometerskatt skulle kostnaden per mil kunna bli lika hög men så länge denna inte är knuten till bränsleförbrukningen finns liten anledning av ekonomiska skäl köpa en bränslesnål bil.) För att få kostnadsneutralitet och för att få hög energieffektivitet oberoende av bränsle krävs en skatt proportionell mot energiinnehållet, d.v.s. en energiskatt. En energiskatt gynnar de bränslen som har hög verkningsgrad i bilen från tankställe till hjul. För konventionella drivkedjor med flytande drivmedel i förbränningsmotorer blir inte skillnaderna mellan olika bränslen så avgörande, speciellt inte om skillnaden mellan kompressions- och Ottomotor minskar. Men det kan påverka vilka effektiviseringar som är lönsamma, t.ex. om hybriddrift lönar sig eller inte.

Biodrivmedel har antagits ha lite högre verkningsgrad än bensin och därför fås en viss ökande betalningsförmåga vid stigande energiskatt i de fall när bensin ersätts i transportsektorn, som exempelvis i Scen 2a, se Fig. 5.2¹⁷. Drivmedelsskatt gynnar även dieselalternativet något

¹⁶ Volvo cars meddelade (GP, 5 okt 2006) att de tänker avsluta utvecklingen av gasbilar med hänvisning till att det blir för dyrt att ta fram gasversioner av nya bilar och att de som hittills tillverkats inte lönat sig.

¹⁷ I den här modelleringen har det inte antagits att specifika bränsleförbrukningen påverkas av priset på bränslet och följaktligen inte heller av en skatt på drivmedel. Detta stämmer naturligtvis inte med verkligheten, men gör inte så mycket i en jämförande analys av olika drivmedelskedjor, då de relativa förbrukningarna ändå kan förbli rimliga.

relativt övriga biodrivmedel eftersom det har högst verkningsgrad av alternativen, vilket framgår av en jämförelse av Fig 5.3 med Fig 5.1. Det framgår också vid en jämförelse att den bättre verkningsgraden för biodrivmedel liksom för de fossila alternativen sänker dessas kostnader relativt bensinbilen. En drivmedelsskatt på 5 SEK/l b.e. precis kompenserar för merkostnaden i bil och distribution för metanolbilen. I fallet etanol kompenserar den mer än väl merkostnaden.

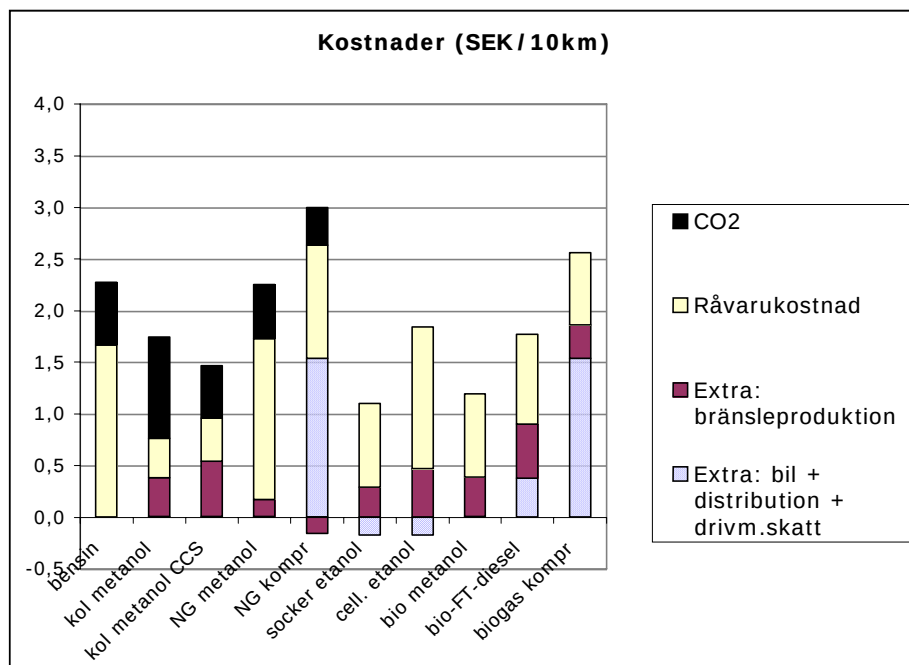


Fig 5.3 Kostnader för olika drivmedelskedjor. Samma som Fig 5.1, men nu med en drivmedelsskatt motsvarande 5 SEK/liter b.e. på alla bränslena. (D.v.s. här antagna förutsättningar: CO₂-pris 400 SEK/ton CO₂, Fossilbränslepriser Scen 2b och biobränsle 100 SEK/MWh = 3,33 USD/GJ.)

5.3 Alternativa biobränslen

Etanol från cellulosa

Etanol har lägst bil- och distributionskostnader av alla biobränslen enligt Fig 5.1. Här har antagits en viss högre kostnad för metanol i bilen, men även utan denna blir etanol billigare p.g.a. lägre distributionskostnader (p.g.a. högre energitäthet). Om därför cellulosasetanol skulle kunna produceras till samma kostnad som bränslen via förgasning blir det en effektiv konkurrent om råvaran. I den här modelleringen antas verkningsgrad och kostnader sådana att cellulosabaserad etanol inte kan konkurrera med förgasningstekniker, se Tab 2.4.

Flera studier bedömer/antar dock att cellulosabaserad etanol långsiktigt kan tillverkas till ungefär lika eller lägre kostnader än drivmedel via förgasning (Gielen & Unander 2005, Wu m.fl. 2005, Williams m.fl. 2006a).

Ett förhållande som långsiktigt kan tala för cellulosasetanol kan vara att framställningen sker vid relativt låga temperaturer jämfört med drivmedel via förgasning och i högre utsträckning kan utnyttja spillvärme¹⁸. Globalt råder så länge stora mängder bränsle används för elproduktion överskott på spillvärme, eller om man så vill, brist på värmeunderlag vid låga eller måttliga temperaturer. Vid höga priser på energi kan samproduktion med el därför gynna etanolproduktion. I Hamelinck m.fl. (2005) beräknas på medellång sikt (10-15 år) en anläggning kunna ge ca 0,39 GJ etanol men också 0,19 GJ el per insatt GJ biomassa (HHV). Elen och ångan produceras av de restprodukter (ca 50 % av energiinnehållet i råvaran) som etanolframställningen ger och sker med förgasning och kombicykel. Detta innebär ca 78 % verkningsgrad på den för etanol utnyttjade biomassedelen och ungefär samma verkningsgrad på restprodukterna till el som annan bioel, vilket gör totala verkningsgraden högre än andra alternativ till drivmedel och el från bioenergi.

Kapitalkostnaden exklusive anläggning för el/ånga beräknas till 700 €/kW etanol, vilket är lägre än motsvarande för bränslen via förgasning. El/ånganläggningen är dock relativt dyr, ca 1800 €/kW el netto och står för mer än halva investeringskostnaden i etanolanläggningen. I analysen antas dock en hög kapitalkostnad (10 % ränta och 15 års avskrivning), dessutom antas elintäkterna vara relativt låga: 30 €/MWh. Båda antagandena minskar värdet av samproduktionen av el med cellulosasetanol.

Hamelinck & Faaij (2006), som utnyttjar bl.a. Hamelinck m.fl. (2005), anger i sin jämförande analys av långiktiga cellulosabaserade drivmedelstekniker, kostnaderna per GJ bränsle (HHV) i ordning till FT-bränslen > etanol > metanol $\approx$ väte för anläggningar ≥ 400 MW råvara in. I denna analys jämförs dock med en annan etanolteknik som ger något mer etanol men avsevärt mindre el, vilket missgynnar etanolen i jämförelsen med de andra drivmedlen.

Etanol från socker/stärkelse

Socker- eller stärkelsebaserad etanol är idag det helt dominerande biobränslet. I Brasilien och USA framställs stora mängder från sockerrör respektive majs. Den brasilianska etanolen är i

¹⁸ I Sverige planeras/diskuteras nu integrerade anläggningar, t ex en etanolfabrik integrerad med en kraftvärmeanläggning i Karlskoga (Ny Teknik 2006-10-11).

dagsläget billig, mycket beroende på låga råvarukostnader. I den här studien är verkningsgraden för etanol från socker/stärkelse ungefär i nivå med den till FT-diesel medan kapitalkostnaderna är lägre (Tab 2.4), varför den är billigaste biodrivmedlet. Samtidigt är den lämpliga arealen och råvaran för sockerproduktion begränsad och torde också långsiktigt ha ett högt alternativvärde då relativt goda förhållanden krävs för odlingen. Detta innebär att etanol via fermentering i stor skala måste förlita sig på cellulosa råvara. Vi har i denna studie inte heller inkluderat etanol från socker/stärkelse (optionen finns i modellen men har inte utnyttjats för denna rapport).

5.4 Inverkan av merkostnad och verkningsgrad i drivlinor för ATP biodrivmedel

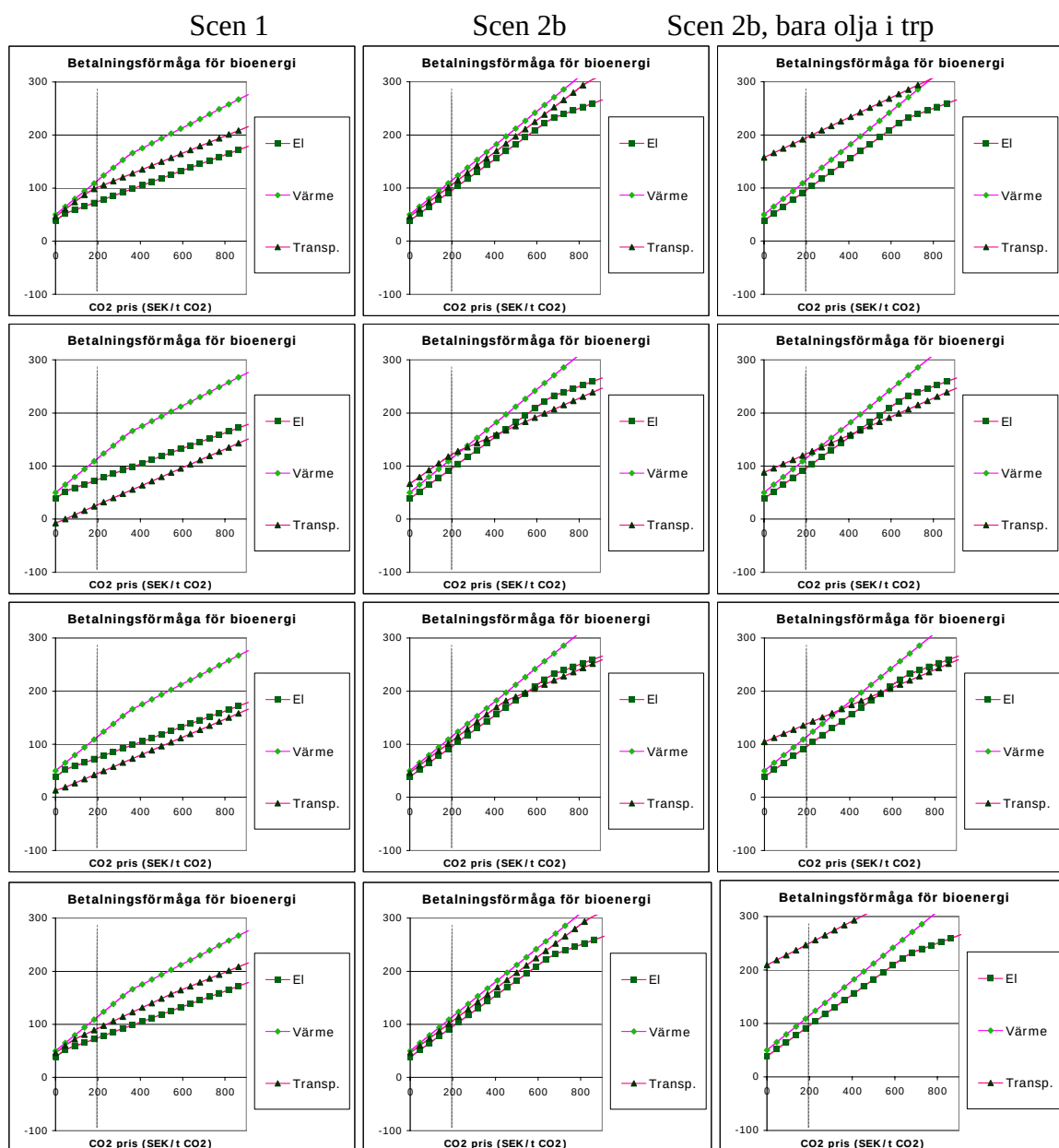
Som visats har merkostnaden och verkningsgrader i distribution/bil stor betydelse för totala kostnaden för olika drivmedelskedjor. Dessa faktorer kan därmed också vara viktiga för relationen mellan fossila bränslen och biodrivmedel och därmed dessas betalningsförmåga och konkurrenskraft. I den här studien har utgått från, som ”basfall”, relativt låga merkostnader för bilar med alkoholmotorer (Tab 2.5). Uppskattningar av merkostnaden för alkoholbilar, speciellt metanolbilar, varierar relativt kraftigt från obetydliga merkostnader till uppemot 10 000 SEK per bil, se avsnitt 2.3. Vad betyder det om merkostnaden stiger till dessa nivåer?

Alkoholmotorer har också antagits ha 10 % högre verkningsgrad än referensfallet bensinbilen (Tab 2.5). Vad betyder det om dessa förhållanden inte gäller? Olika bränslets egenskaper möjliggör olika effektivitet i förbränningsmotorer. Några egenskaper som kan bidra till en högre verkningsgrad för alkoholmotorer visas i Tab 5.1 (Bromberg m.fl. 2006). Dessutom möjliggörs lägre bränsle-luftförhållande och vi kan också notera att lägre emissioner av NOx och partiklar, men generellt också svårigheter vid kallstart har konstaterats (Brusstar m.fl. 2002).

Tabell 5.1 Antiknackningsegenskaper för etanol och metanol i jämförelse med bensin (från Bromberg m.fl. 2006)

Bränsle	Oktantal (R+M)/2	Värmevärde MJ/kg	Förångningsvärme MJ/kg	Stökiom. luft/bränsle-kvot (vikt)	Stökiom. luft/bränsle-kvot (volym)	Ekvivalent förångningsvärme MJ/kg luft	T från förångn. °C
Bensin		42,8	0,30	14,6		0,320	-28
Etanol	115	26,7	0,91	9,0	14,3	0,102	-138
Metanol	119	20,0	1,16	6,4	7,2	0,181	-246

Höga verkningsgrader har åstadkommit med alkoholmotorer där bränsleegenskaperna kunnat utnyttjas. Exempelvis har nyligen amerikanska EPA i ett test med en standard dieselmotor (Volkswagen 1,9 TDI) konverterad till Ottomotor med renmetanol som bränsle och bibehållen hög kompression och EGR erhållit en högre bränsleeffektivitet än med den ursprungliga dieseln (verkningsgrad $\geq 0,40$ över ett betydligt större belastnings- och varvtalsområde än dieseln). Problem med kallstarter konstaterades dock på denna metanolmotor med insprutning i insug (”port injected”) (Brusstar m.fl. 2002).



Figur 5.4 Betaltingsförmåga för biodrivmedel vid olika merkostnader och verkningsgrader för alkoholbilen relativt bensinbilen för de tre scenarierna (från vänster till höger): Scen 1, Scen 2b, respektive Scen 2b med endast olja som fossilt bränsle för transporter. Uppifrån och ned varierende antagande relativt "basfallet" om kostnader och verkningsgrad för alkoholer relativt bensin: "basfallet"; 1000 USD (8330 SEK) högre extrakostnad för alkoholbilar; 0 % högre verkningsgrad för alkoholbilar; 20 % högre verkningsgrad för alkoholbilar. För alla fallen: ingen CCS, drivmedelsskatt 5 SEK/liter b.e.. (Obs. Skillnaden för "basfallet" gentemot motsvarande diagram i Fig 4.1-2 är att här antas en drivmedelsskatt på 5 SEK/l b.e..)

Men denna möjlighet att öka effektiviteten med hjälp av alkoholer har föreslagits utnyttjas också i bensinmotorer. Beräkningar visar att genom att höja oktantalet genom insprutning av etanol endast då det behövs vid risk för knockning möjliggörs ett betydligt högre laddtryck med endast totalt några % alkohol vid rätt tillfällen. Den höjda effekten och vridmomentet bedöms möjliggöra en radikal nedskalning (down-sizing) av motorn och effektiviteten kan

därför höjas med ca 30 % (Cohn m.fl. 2006, Bromberg m.fl. 2006). Teoretiska beräkningar visade att två tredjedelar av skillnaden i effektivitet kunde hänföras till det högre förångningsvärmnet. Metanol har högst förångningsvärme av de två alkoholerna och mindre andel metanol behövs för samma effekt som med etanol (Bromberg m.fl. 2006). Merkostnaden för denna bensinmotor med etanolboost bedöms kunna bli betydligt lägre än för en diesel, 600-1000 USD. Men även om den är tänkt som främst en bensinbesparingsåtgärd torde konstruktionen på sikt kunna användas för att huvudsakligen drivas på alkohol istället och använda bensin exempelvis enbart för kallstart om detta behövs. Etanolen kan också innehålla en viss mängd vatten vilket ger utrymme för lägre bränsleproduktionskostnader (Bromberg m.fl. 2006). Alltså, det kan finnas potential att alkoholmotorer skulle kunna bli avsevärt bättre än dagens bensinmotorer till en relativt låg merkostnad. Men det skulle även bensinmotorn kunna.

För en analys av känsligheten för variation i merkostnad och verkningsgrad återges i Fig 5.4 effekterna på betalningsförmågan i några scenarier för en ökning av extrakostnaden för alkoholbilar med 1000 USD (8330 SEK), samt ökning av verkningsgraden för bensinbilen respektive alkoholbilar med 10 % jämfört med basfallet. Vi kan konstatera att om kombinationen låga merkostnader och hög verkningsgrad relativt bensinbilen realiserar för alkoholbilar så kan detta öka betalningsförmågan för biodrivmedel (Fig 5.4, rad 4), men endast då biodrivmedel ersätter dyr olja (kolumn 3). Vid den högre verkningsgraden för alkoholbilar blir metanol från naturgas eller kol billigast eller lika billigt som bensin, och därmed fås ingen förbättring av betalningsförmågan eftersom även fossilmetanolen blir billigare (kolumn 1 och 2).

Ökade kostnader för alkoholbilar (rad 2) alternativt samma högre verkningsgrad för bensinbilar som alkoholbilar (rad 3) ger sämre betalningsförmåga då olja används i transportsektorn (kolumn 1 och 3 och vid högre CO₂-pris även i Scen 2b, (kolumn 2)).

En skillnad finns mellan etanol och metanol eftersom metanol också gynnar fossilalternativen lika, medan etanolen framställs endast från biomassa.

I denna studie har antagits relativt höga merkostnader (2000 USD) för bilar drivna med metan, Tab 2.7. Andra studier har lägre merkostnader, t.ex. Eucar 2006 har en merkostnad på endast 1153 € i hybridversionen relativt bensinbilen. (Dock skillnad på 1953 € och 1703 € för ej hybrid relativt PISI respektive DISI bensinmotorer.) Weiss m.fl. (2000) har så låg merkostnad som 500 USD.

En lägre merkostnad för gasbilar gynnar biometan som drivmedel, men även naturgasbilen. En merkostnad på endast 1000 USD relativt bensinbilen (vilket här innebär en merkostnad relativt metanol på 800 USD) gör att vid högt CO₂-pris (t.ex. 800 SEK/t CO₂) naturgas-direkt (PNG) blir billigare än naturgas-metanol. Den betydligt högre verkningsgraden i tillförseln och därmed totalt lägre CO₂-utsläppen vid PNG kompenserar då för merkostnaden för gasen i bil och distribution. De naturgasdrivna bilar som blir billigaste fossilalternativet vid höga CO₂-priser i Tab 3.2 och 3.3 är nu gasbilar, inte metanolbilar.

Men denna stora skillnad i verkningsgrad från källa till hjul mellan metan och metanol finns inte på biosidan, då ju omvandlingsförluster drabbar tillverkningen av både metan och olika

flytande bränslen relativt lika¹⁹. Kostnadsskillnaden påverkas inte heller av CO₂-priset annat än indirekt genom att betalningsförmågan för biobränslet beror på verkningsgraden i tillförseln. Vid de övriga förutsättningar som antagits här (Tab 2.4 och 2.5) skulle krävas att skillnaden i (extra)kostnad mellan metanol- och metangasbilen sjönk till +/- 150 USD (+/- 1200 SEK) för att alternativen kostnadsmässigt skulle vara lika, Tab 5.2. Motsvarande för FT-diesel är 0 - 100 USD (0 - 800 SEK). D.v.s. relativt obetydliga skillnader i kostnader i distribution och bil avgör vad som är kostnadseffektivaste biodrivmedlet från förgasning och det relativt oberoende av priser på fossilbränslen, CO₂-utsläpp och drivmedelskatter.

Tabell 5.2 visar också att med här använda data för verkningsgrad och kostnader i produktion och distribution av dessa biobränslen så blir kostnaden fram till bilen väsentligen lika: Relativt metanol så kompenseras FT-dieselnns högre produktionskostnader med bättre verkningsgrad i bil och lägre distributionskostnader. Metanets lägre kostnader och bättre verkningsgrad i produktionen tas ut av högre distributionskostnader. Kvar blir eventuella kostnadsskillnader för bilen. Billigast bil vinner alltså.

Tabell 5.2 Skillnad mellan extrakostnader i bil för lika betalningsförmåga för olika biodrivmedelsalternativ (metanolbilen satt till = 0). (Ej CCS) Drivmedelsskatt 5 SEK/liter b.e..

Scenario	CO ₂ -pris (SEK/t CO ₂)	Extrakostnad för lika betalningsförmåga (USD/bil = 8,33 SEK/bil)		
		Metanol (ref.)	Metan	FT-diesel
1	0	0	-150	100
	800	0	0	0
2a	0	0	-150	100
	800	0	0	0
2b	0	0	-150	100
	800	0	100	0
3	0	0	-100	0
	800	0	100	0

Dieseln bilen har högre kostnader relativt motsvarande bensinbil. Idag ger personbilen med dieselmotor från olja en markant lägre energianvändning totalt och ett lägre CO₂-utsläpp än motsvarande bensinbil. Denna högre effektivitet idag kan ibland (t.ex. vid längre årliga körsträckor och hög drivmedelsskatt) betala merkostnaden i fordonet för diesel kontra bensin. I ett framtida biobaserat drivmedelssystem är det inte säkert att denna fördel kan bibehållas fullt ut. Det finns ett antal skäl till att försprånget kan komma att krympa:

1. Utvecklingspotentialen för dieselmotorn bedöms vara mindre än för bensinmotorn, varför skillnaden i verkningsgrad förväntas minska; t.ex. i Eucar (2006) bedöms förbättringspotentialen under deras tidshorisont (till 2010+) vara ca 10 % högre för bensin- än för dieselmotorn.
2. Biodrivmedel för SI-motorn (som metanol, etanol, metan, vätgas) har högre oktantal än bensin vilket medför större möjligheter att öka kompression och verkningsgrad. Även ett ökat förångningsvärme (i fallen metanol och etanol) kan bidra till detta.

¹⁹ Men den "naturliga" tillverkningen av biologiskt metan via rötning skulle kunna ta del av denna skillnad i verkningsgrad om inte alternativa likvärdiga metoder för energiutvinning ur denna råvara finns.

3. Verkningsgraden i tillverkningen från förgasning är högre för SI-bränslen än för dieselbränslen (FT-diesel)²⁰.
4. Verkningsgraden för tillverkning av diesel från dagens olja är däremot högre än för bensen, vilket bidrar till dagens dieselfördelar (Eucar 2006, GM 2002).
5. Kostnaderna för att möta ytterligare högre emissionskrav bedöms kosta mer för dieselmotorn än för ottomotorn.

Tillsammans talar dessa punkter i ökande utsträckning för flytande biodrivmedel som är lämpade för Ottomotorer till personbilar²¹. Punkt 1 till 3 är medtagna i modellen.

Tillsammans med antagna högre kostnader för tillverkning av FT-diesel jämfört med de andra biodrivmedlen gör detta att FT-diesel inte har högst betalningsförmåga av biodrivmedlen till personbilar.

²⁰ Syntetisk bensen kan också göras i FT-syntes. DME har högt cetantal och relativt hög verkningsgrad i tillverkning, men är en gas vid atmosfärstryck vilket ökar merkostnaden för lagring i bilen.

²¹ De cetanlåga bränslena metanol och etanol har också med (dock dyra) tillsatser använts även i dieselmotorer.

6. Betydelsen av andra drivlinor för ATP biodrivmedel

6.1 Väte och el

Hittills har endast drivmedelskedjor som använder förbränningsmotorer jämförts och diskuterats. Ett alternativt system är bilar som utnyttjar bränsleceller med väte som bränsle. (Andra bränslen kan också bli aktuella för bränsleceller.) Ett andra alternativ är elbilar.

Modellen innehåller bränslecellsbilar som drivs med vätgas (H_2). Vätet kan produceras från olika bränslen: naturgas, kol och biobränsle, och då både utan och med CCS. Det antas att ingen stor marknad för väte existerar vid sidan av transporter; det finns inget alternativ till transporterna som kan påverka priset på vätet. Bränslecellsbilar drivna med väte betraktas därför som andra bränslebaserade drivmedelskedjor: de enskilda drivmedelskedjorna konkurrerar med varandra. Fossilbaserade system (d.v.s. väte från kol och naturgas) sätter, om de är billigaste fossilalternativet, ett tak för betalningsförmågan för de biobaserade systemen (inkl bio/väte/bränsleceller). Detta betyder t.ex. att systemet biobaserad väte/bränslecell aldrig har högre betalningsförmåga än vad som bestäms av att vätet ska bli lika billigt som från den billigaste väteproduktionen från fossila bränslen. Men betalningsförmågan kan vara lägre om andra alternativa fossila drivmedelskedjor är billigare än bränsleceller. Bränsleceller är alltså ingen konkurrent till bioförgasning för biodrivmedel generellt men gynnar ett slags drivmedel, nämligen väte.

Med elbilarna i modellen förhåller det sig däremot annorlunda. Det antas, eftersom el produceras för ett antal olika funktioner, att el till transporter köps på en elmarknad där priset bestäms av billigaste fossilbränslealternativet. Det innebär att ingen specifik drivmedelskedja med biobränsle/el/elbil finns i modellen. Och elbilen jämförs med andra bilar och bio-el konkurrerar med annan elproduktion var för sig. Elbilen är därför en konkurrent till biodrivmedel.

Verkningsgraden från tankställe till hjul för bränslecellsbilar och särskilt för elbilar är betydligt högre än för bilar med förbränningsmotorer. Detta medför att tänkbara nivåer på *energiskatt på drivmedlen* till transporterna, alltså även på vätet till bränslecellerna och på elen till elbilarna, kan medför stora förändringar i konkurrensförhållandena relativt andra biodrivmedel²².

El och väte har också en annan viktig systemegenskap. De är CO_2 -fria, vilket gör att utsläppen vid fordonet är noll²³. Detta innebär att drivmedlen från fossila bränslen i princip kan bli CO_2 -neutrala och från biobränslen CO_2 -negativa om koldioxidundagring utnyttjas.

²² Förlusterna i elbilen (Tab 2.5), antas inkludera förluster i eldistributionen varför modelleringen här lägger skatten på el efter elproduktionen.

²³ Om andra bränslen än väte används i bränsleceller gäller inte detta, även om CO_2 -utsläppen kan vara mindre än för en förbränningsmotor p.g.a. den högre verkningsgraden. Elbilen kan också använda viss mängd bränslen för kupévärm i kallare områden, etc, men det bortses från här.

6.2 Bränslecellsbilar

En avgörande komponent i bränslecellsbilarnas konkurrenskraft, den dagen de uppfyller krävda tekniska prestanda på livslängd, uppstart etc., är *merkostnaden* för bilen relativt alternativen. Dagens enstaka bränsleceller är mycket för dyra och skulle ej heller bli tillräckligt billiga ens i storskalig produktion. Med ytterligare produkt- och produktionsutveckling kan eventuellt kostnaden komma ner tillräckligt. Till detta kommer kostnaden för lagring av vätet i bilen. Så länge vätgasen lagras i tryckkärl blir kostnaden förmodligen inte under den för naturgas som här antagits till en merkostnad av 2000 USD. Även om ”rena” bränslecellsbilar finns, är de flesta idag hybrider, d.v.s. de har ett effektbatteri för att jämna ut toppar och eventuellt ta hand om bromsenergin. Om själva bränslecellen förblir relativt dyr har en ”eltung” hybrid med endast en liten kraftkälla för tillförseln av el kanske störst förutsättningar att komma ner i kostnad. (Se exempelvis Peugeot Epure (en omgjord 207:a) med bränslecell på 20 kW och elmotor på 40 kW (70 kW topp) (Automotive Engineer, okt 2006).) En något större batteri för ellagring kan då behövas.

Vad får bränslecellsbilar kosta?

Då det är svårt att idag få ett värde på merkostnader långsiktigt utöver målsättningar vänder vi på frågeställningen och undersöker istället under vilka förutsättningar bränslecellsbilen blir billigaste alternativet. Vi antar då att eftersom man tillverkar väte för bränslecellen i stor skala så kan också metanol och andra bränslen tillverkas, d.v.s. vi utgår från att väte aldrig ensamt är ett alternativ till olja i transportsektorn.

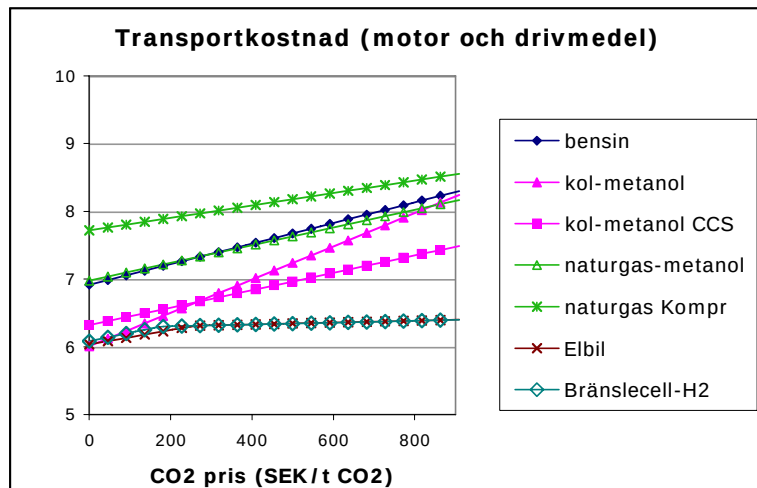


Fig 6.1 Kostnader för bränslecellsbil i relation till olika drivmedel från fossila bränslen. Scen 2b, drivmedelsskatt 5 SEK/liter b.e., merkostnad bränslecellsbil 2000 USD. Avkolning av fossil väteproduktion. (För jämförelse: en elbil med merkostnad 3400 USD, CCS på fossil elproduktion, ger samma kostnad, se även avsnitt 6.3.)

Modellen visar att bränsleceller blir billigaste fossilalternativet vid en merkostnad på mellan 2-3500 USD (16-30 000 SEK) för bränslecellsbilen relativt bensinalternativet i de olika fossilbränsleprisscenarierna. Se Fig 6.1 för ett exempel på kostnadsrelationer.

Merkostnaden är relativt oberoende av fossilprisscenarierna eftersom även alternativen följer med i kostnadsnivå. Det högre värdet gäller vid höga CO₂-priser, då ju bränslecellen gynnas av sin höga verkningsgrad. Vi har här förutsatt en drivmedelsskatt på 5 SEK/liter b.e.. Vid 10 SEK/liter b.e. stiger den konkurrenskraftiga merkostnaden ett par tusen dollar (ca 17 000 SEK). Vid ingen drivmedelsskatt alls får inte bränslecellsbilen kosta stort mer än bensinbilen i inköp. Förtjänsten från den högre verkningsgraden äts upp av den dyrare distributionen av vätet.

Hur påverkar detta biodrivmedlens lönsamhet?

Ju billigare bränslecellsbilar blir relativt de fossila alternativen desto mer sjunker betalningsförmågan för andra biodrivmedel än väte. Vid CO₂-avskiljning på den fossila väteproduktionen blir taket relativt oberoende av CO₂-priset, Fig 6.2. Betalningsförmågan för väteproduktion från bioråvara följer däremot den fossila väteproduktionen. Vid hög lönsamhet för bränsleceller blir därför väteproduktion mest lönsamma biodrivmedelsproduktionen (eftersom alternativen blir mindre lönsamma). Väteproduktionen från biomassa ökar dessutom i värde med ökande CO₂-pris förutsatt samma CO₂-avskiljningsnivå på bio- respektive fossil produktion och lönsamheten ökar snabbt relativt de andra biodrivmedlen²⁴. Men vid avskiljning på fossil väteproduktion men ej på bio-väte sätts ett tak på betalningsförmågan även för bio-vätet.

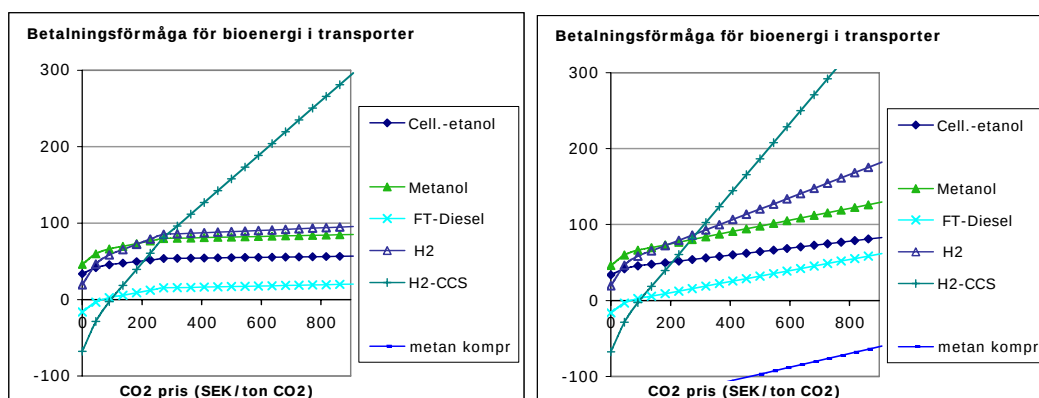


Fig 6.2 Betalningsförmåga för olika biodrivmedel utan respektive med CCS på fossil väteproduktion. Scen 1, drivmedelsskatt 5 SEK/liter b.e., merkostnad bränslecellsbil 2000 USD (16 600 SEK). (Kvalitativt samma skillnad i alla de olika fossilprisscenarierna.)

Hur konkurrerar bio-väte med andra sektorer?

Men även om andra drivmedel får sin konkurrens försämrad så behöver det inte innebära att biodrivmedel är i en sämre position bara för att bränsleceller blir lönsamma.

Konkurrensförmågan för bio-väte relativt andra sektorer beror i hög utsträckning på hur tillämpningen av CO₂-avskiljning är fördelad. Finns ingen CO₂-avskiljning alls innebär bränsleceller att biodrivmedel (d.v.s. bio-väte) marginellt försämrar sin betalningsförmåga

²⁴ Denna möjlighet till avskiljning skiljer ju bio-vätet från övriga biodrivmedel där C ingår i bränslet. Även dessa andra bränslen kan eventuellt avskilja den del CO₂ som släpps ut vid tillverkningen, men det förändrar inte det faktum att mycket C följer med drivmedlet.

relativt el och värme utom i Scen 2b (marginell förbättring). Summa sumarum ingen större förändring annat än att vi flyttar fokus från flytande biodrivmedel till bio-väte.

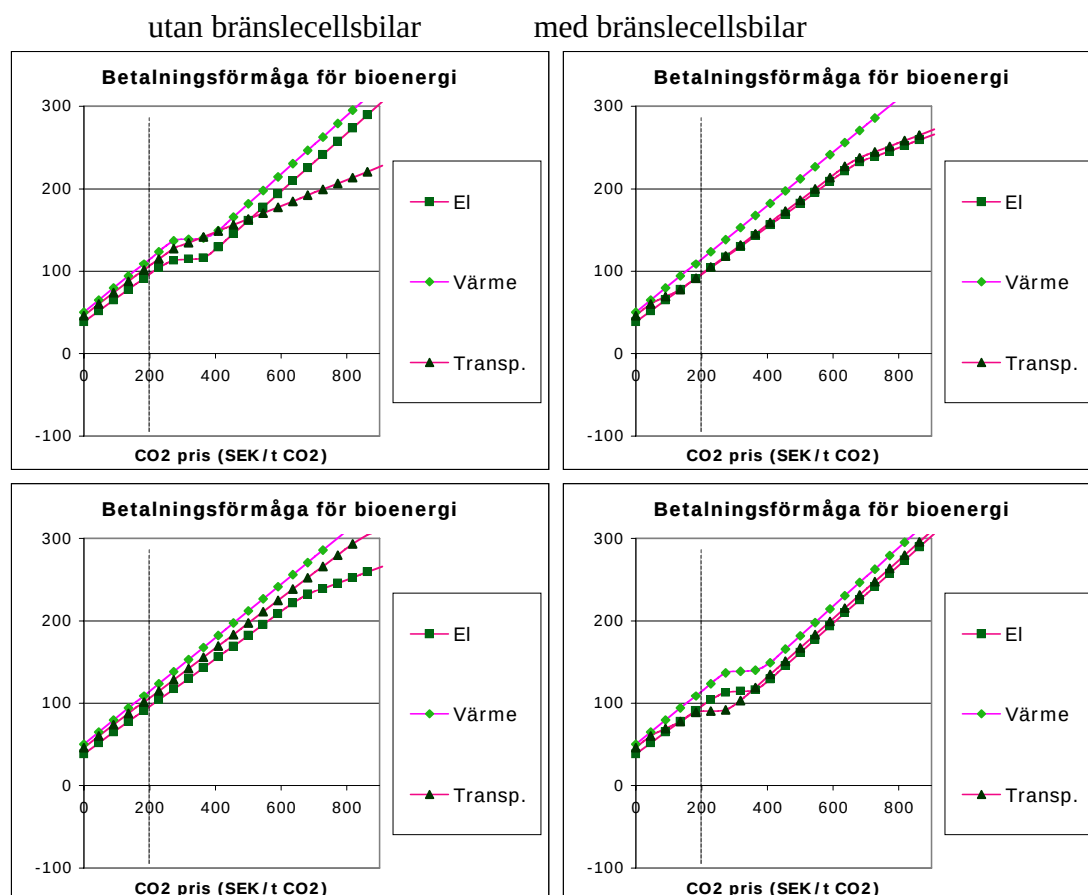


Fig 6.3 Betelningsförmåga vid utan CCS (övre raden) och tillämpande av CCS (undre raden) i alla sektorer, utan (vänster) respektive med (höger) bränslecellsbil. Scen 2b, drivmedelsskatt 5 SEK/liter b.e., merkostnad bränslecellsbil 2000 USD.

Skillnad uppstår däremot om vi tillämpar CO₂-avskiljning i de olika sektorerna. För höga CO₂-priser vinner alltid den sektor kampen om biomassan (d.v.s. högst betelningsförmåga) som kan tillämpa CCO₂-avskiljning på sin bioproduktion lika bra eller helst bättre än det prissättande fossila alternativet. I värme- och elsektorerna är detta enkelt eftersom användningen av biobränsle eller fossilt bränsle inte har så stora principiella skillnader. För transporter gör bränsleceller att biodrivmedel hamnar i samma position, vilket har stor betydelse vid höga CO₂-priser. Fig 6.3 visar konkurrenssituationen specifikt för Scen 2b, men kvalitativt samma skillnad fås i de övriga scenarierna. Konkurrenskraftiga bränsleceller ger alltså möjligheter för biodrivmedel att ha likvärdig betelningsförmåga som el- och värmesektorerna även vid höga CO₂-priser. Den försämras dock något vid låga CO₂-priser.

6.3 Elbilar

En avgörande komponent i elbilarnas konkurrenskraft är kostnaderna för *batterier* med tillräcklig energitäthet och livslängd. Ett långsiktigt mål för batterier till elbilar satt av

USABC är 100 USD/kWh (830 SEK/kWh), energitäthet på 150 Wh/kg och livslängd bilen ut. EPRI (2004) redovisar att vid storskalig produktion skulle ca 250 USD/kWh kunna nås "idag" med nickelmetallhydrid-batterier.

Men fortfarande fås svårigheter med räckvidden enligt dagens standard, säg 50 mil mellan "tankningarna". Antar vi att 1,5 kWh/mil behövs och 80 % av batterikapaciteten kan utnyttjas (kan ej köra helt tomt) kräver en räckvidd på 50 mil över 90 kWh och 600 kg batterier till en kostnad av över 200 000 kronor med EPRI:s specifika kostnad ovan. Elbilar medför dock möjlighet att ladda hemma under natten eller vid andra tillfällen då bilen inte används. Detta skulle kunna kompensera för en kortare räckvidd. Men med t.ex. halverad kapacitet och räckvidd fås fortfarande en hög kostnad (med samma siffror). Svårigheten med laddning var som helst och ingen reservdunk (inte ens att hämta bränsle i) skapar också en osäkerhet. Dessa relativt omfattande plus och minus i jämförelse med den konventionella bilen gör det svårt att värdera och jämföra den rena elbilen.

Liksom för bränslecellsbilar undersöker vi istället vid vilken merkostnad en elbil blir en konkurrent givet energitillförseln. Vi förutsätter att konkurrenskraftiga bränsleceller ej finns tillgängliga. Eldistributionen har antagits till en kostnad motsvarande genomsnittlig rörlig nätkostnad för lågspänningskunder i Sverige, 13 öre/kWh (STEM 2006).

Vad får elbilar kosta?

Modellresultaten visar att elbilen får ha en merkostnad på upp till ca 3800 och 5100 USD (32 – 42 000 SEK) vid 0 respektive 900 SEK/t CO₂. Då har antagits att drivmedelsskatten är 5 SEK/liter b.e.. Vid 0 och 10 SEK/liter b.e. fås ca 2500 USD (21 000 SEK) lägre respektive högre merkostnad för att totalkostnaden ska bli likvärdig med billigaste fossila alternativ, Tab 6.1. Merkostnaden är relativt oberoende av om CCS antas eller inte.

Tabell 6.1 Elbilar. Maximal merkostnad för lönsamhet samt motsvarande räckvidd vid olika batterikostnad. Medelvärden för Scen 1, 2a, 2b och 3. (Antaget: elbehov vid laddning 1,5 kWh/10 km, batteriutnyttjande 80 % av kapaciteten)

Drivmedelsskatt (SEK /liter b.e.)			0		5		10	
CO ₂ -pris, (SEK/t CO ₂)			0	900	0	900	0	900
Maximal merkostnad för lönsamhet, ca, USD/bil [SEK/bil]			1100 [9100]	2200 [18300]	3800 [31600]	5100 [42500]	6000 [50000]	7300 [60800]
Räckvidd (10 km)	Batterikostnad (USD/kWh)	250	2	5	8	11	13	16
		100	6	12	20	27	32	39

Tabell 6.1 ger också den räckvidd i mil för olika batterikostnad som kan uppnås vid lönsamhetsgräns. (Det har antagits att merkostnaden utöver bensinbilen består av batterikostnaden och därför övriga komponenter kostar som bensinbilen.) Som synes krävs en kombination av skatter och låga batterikostnader för att få lönsamhet vid räckvidder som i en konventionell bil.

Hur påverkar detta biodrivmedlens lönsamhet?

Elbilen är en direkt konkurrent till biodrivmedel. Elbilen sänker om den är (mer än precis) lönsam kostnaden för fossilalternativen till biodrivmedelsystemen och därmed betalningsförmågan för biobränsle till drivmedel. Den sänker därmed också transport-sektorns betalningsförmåga relativt el- och värmesektorerna. Se Fig 6.4 för Scen 2b.

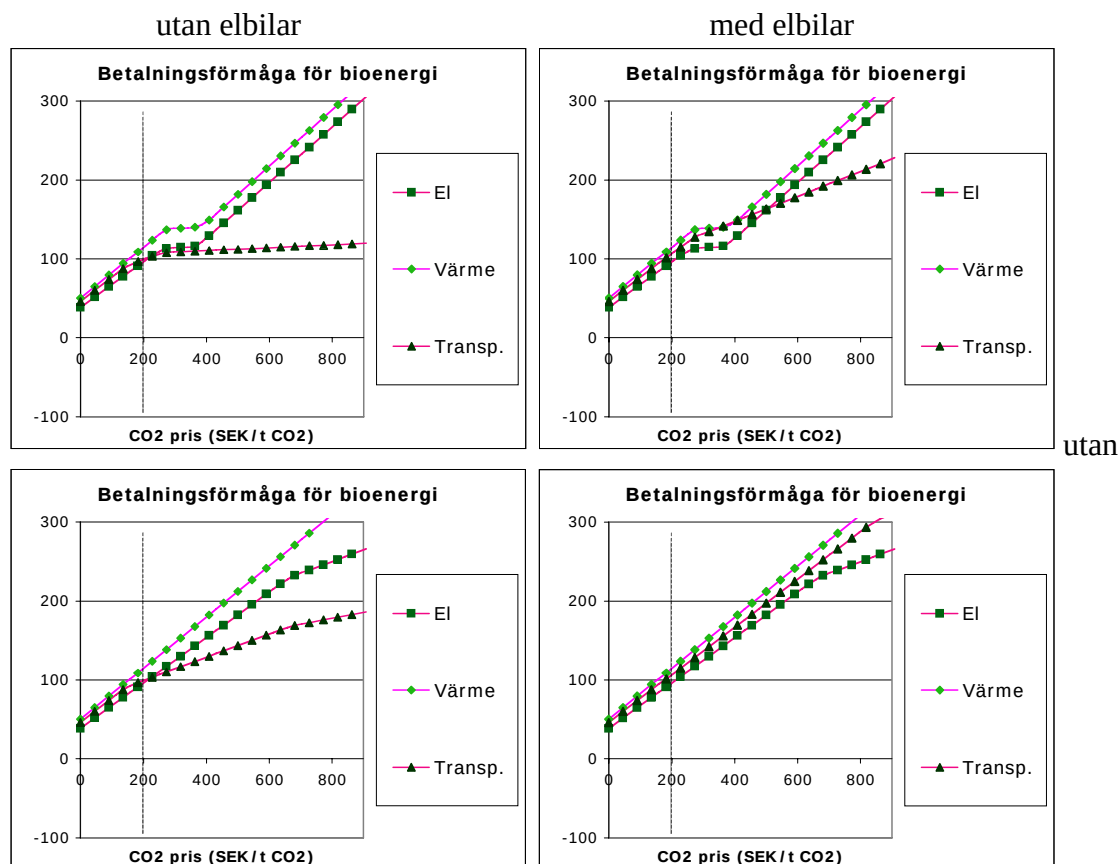


Fig 6.4 Betalningsförmåga vid ingen CCS (övre raden) och vid tillämpande av CCS (undre raden) i alla sektorer, utan (vänster) respektive med (höger) elbilar. Scen 2b, drivmedelsskatt 5 SEK/liter b.e., merkostnad elbil 3700 USD.

6.4 Både bränsleceller och elbilar

När både bränsleceller och elbilar är lönsamma relativt andra fossilbränslealternativ beror betalningsförmågan i transportsektorn på vilken som dominerar. Billigare bränsleceller kan höja betalningsförmågan upp till en nivå som motsvarar den i elsektorn, Fig 6.3. Lönsamma elbilar sänker betalningsförmågan i transportsektorn, Fig 6.4, (men påverkar inte betalningsförmågan inom elsektorn). Sänkningen sker under de förhållande elbilar blir billigaste fossilbränslealternativet. Det sker vid en merkostnad för elbilen relativt bränslecellsbilen på mellan 1300 och 1600 USD (11000-13000 SEK) i alla scenarierna vid en drivmedelsskatt på 5 SEK/liter b.e. Figur 6.5 illustrerar betalningsförmågan i transportsektorn vid lägst kostnader för bränslecellsbilar respektive elbilar.

Merkostnad elbil: 3700 USD

2700 USD

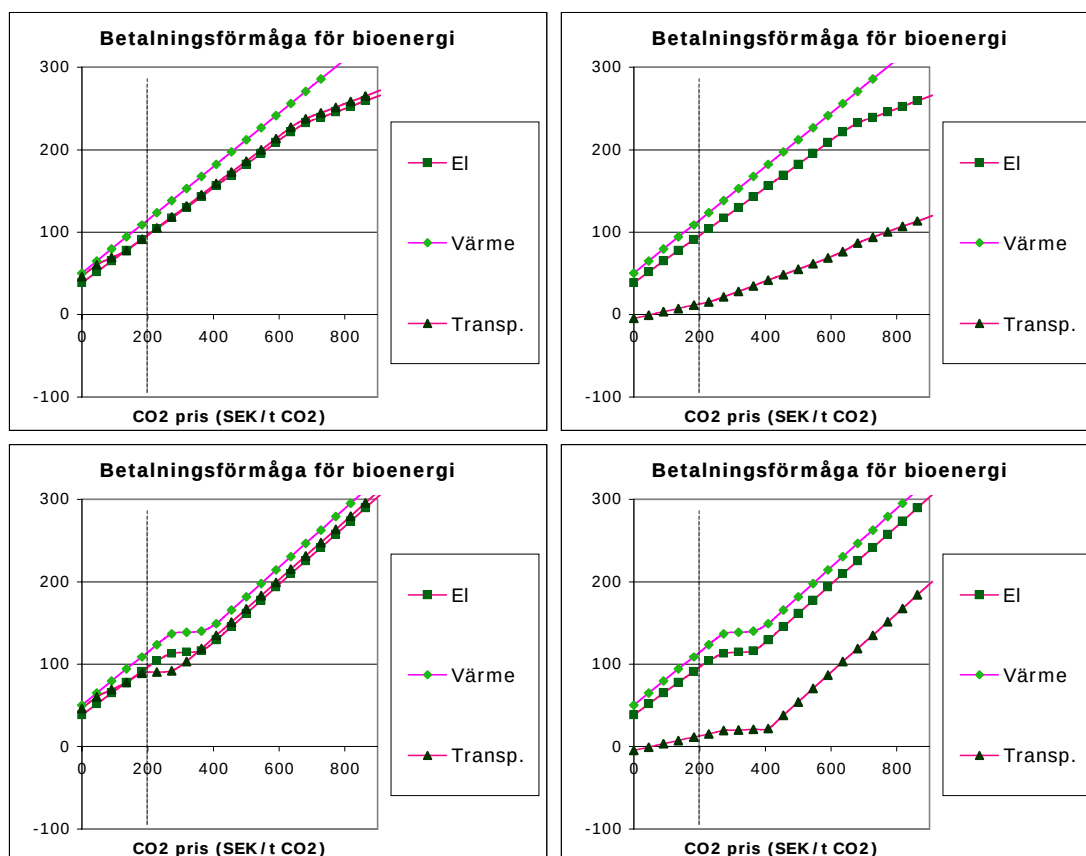


Fig 6.5 Betelningsförmåga vid ingen CCS (övre raden) och vid tillämpande av CCS (undre raden) i alla sektorer, merkostnad elbilar 3700 USD (vänster) resp. 2700 USD (höger). Scen 2b, drivmedelsskatt 5 SEK/liter b.e., merkostnad bränslecellsbilar 2000 USD.

6.5 Plug-in hybrider

Ett alternativ för att få ner batterikostnaden i en elbil är plug-in hybriden. Den är också närmare den konventionella bilen i ett antal egenskaper. Den kan ses som en elbil med kort räckvidd på ren eldrift kompletterad med en bränsle driven motor (och bränsletank) för utvidgad räckvidd i de fall detta behövs och som "reservbatteri". Med en måttlig batterikapacitet kan ändå en stor del av körsträckan täckas med eldrift, samtidigt som räckvidd och bränslesäkerhet är lika bra som för dagens bränsle drivna bil. Vid en batterikapacitet svarande mot ca drygt 30 kms körning skulle teoretiskt med dagens svenska körmönster och daglig laddning (förmodligen på natten dock) i medeltal uppemot 3/4 av körsträckan kunna täckas med eldrift (Ramirez 2007, Kågesson 2006). Plug-in hybriden kan också ses som en smärre utvidgning från dagens hybridbilar (som Toyota Prius) med ett större batteri och med möjlighet till laddning av detta från elnätet²⁵.

Plug-in hybriden ingår för närvarande inte i ATP-modellen. (Det finns många varianter då den inte är bränslespecifik och dessutom kombineras tillförseln med el.) I en separat modell har dock förutsättningarna för plug-in undersökts (Ramirez 2007, Karlsson och Ramirez

²⁵ Batterierna är också gjorda mer för lagring av energi (energibatterier) än för tillhandahållande av effekt som i de rena hybridbilarna (effektbatterier).

2007). Figur 6.6 visar på besparingar för plug-in hybrider relativt en antagen basbil med förbränningsmotor/bensin. Data för bilar och möjlig eldrift bygger på EPRI (2001) och ska motsvara ett tänkt teknikläge 2010. Batterikostnaden antas vara ca 300 USD/kWh (2500 kr/kWh) för plug-in systemen (HEV 20-60). Basbilen är i detta fall en relativt stor bil (1500 kg, 127 kW). För andra bilar har inte några beräkningar gjorts.

Med en dimensionering och kostnadsuppskattning enligt EPRI (2001) kan en plug-in med en räckvidd på enbart el på ca 30-70 km alltså bli lönsam relativt såväl den konventionella bilen som den rena hybridbilen. Men dimensionering och hur kostnader för kund beräknas är inte entydigt. T.ex. så leder en modellering och uppskattning som gjorts av NREL (National Renewable Energy Laboratory, USA) till en betydligt större kostnadsskillnad mellan hybridbilen och plug-in bilen (Markel & Simpson 2006; Karlsson och Ramirez 2007). Detta leder till att steget från en hybrid över till en plug-in blir betydligt mindre lönsamt (Karlsson och Ramirez 2007). I NREL-fallet används dock ingen ren eldrift utan en blandad driftsmod i vilken el- och bränsledrift sker samtidigt som leder till en lägre bränslebesparing.

Hur påverkar detta biodrivmedel?

Plug-in hybriden är inte en konkurrent men ett komplement till biobränslebaserade system. Eftersom driftstiden för bränslemotorn och förbrukningen av bränsle per bil är relativt låg blir det än viktigare i detta fall med låga kostnader för denna motor och lagring av bränsle i bilen. Det talar för flytande bränsle och ottomotor som komplement till elen. (Detta blir alltså ytterligare en faktor som kan försämrare konkurrenskraften för dieseln, jämför avsnitt 5.4.)

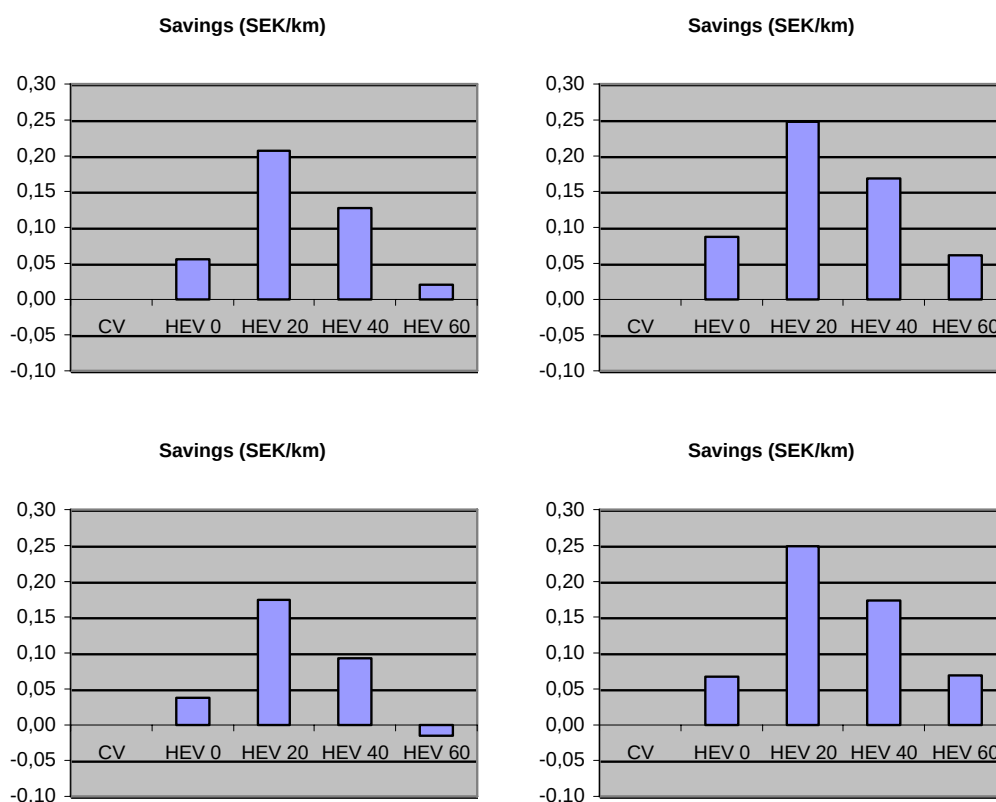


Fig 6.6 Besparing (SEK/km) i kostnader för fordon och driftsenergi relativt ett konventionellt fordon (CV) för hybridkonfigurationer med 0, 20, 40 och 60 miles räckvidd på enbart el (1

mile $\approx$ 1,6 km) för CO₂-pris 450 SEK/t CO₂ (vänster) resp. 900 SEK/t CO₂ (höger) samt enbart bensin och ingen CCS (överst) respektive billigaste fossila drivmedel och el med CCS (nederst). Både konventionella fordonet och hybridbilarna samt möjlig eldrift²⁶ är från EPRI (2001). HEV 40 dock interpolerad från grunddata (Ramirez 2007). Övriga parametrar Scen 2b, drivmedelsskatt 5 SEK/liter b.e.. Fordonskostnaderna antas i EPRI (2001) svara mot en teknikutvecklingsnivå år 2010 och med en produktion av 100 000 enheter per år.

²⁶ Vinsterna med en plug-in bil är starkt beroende av körmönster för den enskilde användaren. I dessa beräkningar antas relativt låga värden för andelen eldrift: exempelvis 48% och 74 % för HEV 20 respektive HEV 40. Den genomsnittligt potentiellt möjliga andelen eldrift är med svenskt körmönster 60 resp. 86 % (Ramirez 2007).

7. Diskussion

7.1 Resultatens generaliserbarhet

Val av metod och avgränsningar påverkar resultatens allmängiltighet och vad de kan implicera. Vi diskuterar först här några viktiga faktorer som har betydelse för användningen och tolkningen av resultatet.

I den här studien har använts relativt, men ej väldigt, *låg annuitet* på 7,1 % (5 %, 25 år) vilket ger förhållandevis låga kapitalkostnader. Detta medför att produktionskostnaden för olika energibärare domineras av bränslekostnaden. Det betyder också att skillnaden i investering mellan olika tekniker får mindre betydelse än om högre kapitalkostnader använts. För drivmedel innebär det också en viss förskjutning av kostnaderna mot fordonets kostnader (eftersom ekonomiska livslängden för bilarna är kortare och därmed får diskonteringsräntan mindre betydelse). Många andra studier använder betydligt högre kapitalkostnader, (kanske 10 %, 15 år eller motsvarande med annuiteter på 13-14 % exempelvis (Hamelinck och Faaij 2006; Williams m.fl. 2006a)), Hög ränta kan spegla hög risk i en investering men investeringar i energitillförsel är knappast en riskfylld sektor i den klassiska meningen att man inte kan veta om man får sålt sin produkt. Man producerar t ex el, vilket knappast går ur modet eller är beroende av otrogna köpare på samma sätt som exempelvis en ny bilmodell.

Den här studien involverar enbart drivmedel för *personbilar*. En snabbt och till och med snabbare än persontransporterna växande del transporterna utgörs av godstransporterna. I den här studien har betonats betydelsen av konkurrenskraften för drivmedlet efter själva produktionen, d.v.s. distribution och kostnader mm i bilen. För godstransporterna med lastbilar ser kostnadstrukturen och andra förutsättningar annorlunda ut. Detta innebär att en reservation måste göras för resultatens generalisering när även godstransporter inkluderas. På persontransportsidan kan på motsvarande sätt bussar och flygplan leda till andra resultat.

I grundantagandena som gjordes var bilar med biodrivmedel förhållandevis *effektiva och billiga* relativt olje/bensinbilen, d.v.s. basfallet är förhållandevis optimistiskt vad beträffar biodrivmedel. I den mån dessa relativa fördelar inte kan uppfyllas minskar just biodrivmedlens konkurrenskraft. En viss diskussion av detta fördes i avsnitt 5.4.

Tekniken i och dimensioneringen av bilarna som använts här riskerar att snabbt vara konservativ. Nya motortyper som HCCI (homogenmotorn) kan göra diskussionen av bränsleval som förts här helt eller delvis överspelad. Som nämnts kan mindre motorer och kortare driftstider innebära att investeringskostnaden blir än viktigare. Detta kan bli fallet om plug-in system blir den dominerande drivlinan. (Jämför den nedbantade bensinmotorn i GMs konceptbil Volt som naturligtvis vid intensivt utnyttjande av el inte går så många mil heller (not 27)).

Den här studien använder en *statisk modell* för att beräkna betalningsförmågan för bioenergi i olika tillämpningar med en uppsättning indata åt gången. En statisk modell är i någon mening inskränkt och närsynt. Andra studier med dynamiska modeller identifierar system under kostnadsoptimering för långa tidsperioder under olika begränsningar på t.ex. samlat CO₂-utsläpp och olika energikällor. Fördelen är att de kan visa på kostnadseffektiva system under

de begränsningar (givet bra indata naturligtvis) som ju ändå är vad hela energiomställningen går ut på, som ett underlag till vad skulle kunna vara eftersträvansvärt. Det är bra. Men samtidigt är världen mycket mer just närsynt. Statiska modeller eller andra modeller som modellerar under begränsad framförhållning (limited foresight) kan då tydligare visa på under vilka förutsättningar inom den närmaste tiden som systemet kan utvecklas åt önskvärt eller icke önskvärt håll. Båda perspektiven behövs och bör komplettera varandra. Ett bra exempel har berörts tidigare, oljan. Är oljan på marknaden dyr som idag finns motiv nu att fasa ut den, men sett ur ett annat perspektiv kommer ju oljan inte att försvinna och det finns mycket olja som är billig att utvinna och använda och då är den bra att använda och kommer att användas, det är bara frågan om var och hur. Dyr innebär i sammanhanget inte så mycket en kostnad utan mer en omfördelning av intäkterna mellan användare och utvinnare.

Utifrån ett mer dynamiskt perspektiv blir också *flexibilitet och övergångslösningar* från dagens system viktiga faktorer. Dessa aspekter har förbisetts i denna studie. Vägs dessa faktorer in kan tekniker som tillhandahåller flexibilitet värderas högre än andra. Tekniken att förgasa energiråvara har mycket hög flexibilitet och kan leda till många olika drivmedel men också till el och kemiska råvaror. Samtidigt kan många olika råvaror användas inklusive fossila bränslen. Även möjligheterna till CO₂-avskiljning innan förbränning ökar och kanske därmed kostnaderna för klimatåtgärder kan bli lägre. Vad betyder detta? Å ena sidan konkurrens från fossila bränslen: allt som går att göra med biomassa som utgångspunkt kan också göras med fossila bränslen som råvara. Å andra sidan kan tekniker för biomassaomvandling få draghjälp i utvecklingen och användandet av motsvarande tekniker för de fossila bränslena. Speciellt i senare led av tekniken, i utnyttjandet av syntesgasen där processerna är desamma. Denna flexibilitet gäller inte i lika hög grad t ex framställning av bioetanol genom fermentering. Men det är å andra sidan en smidig övergångslösning i användningsledet för att få in biodrivmedel vilket torde vara en viktig anledning till etanolens frammarsch just nu. En annan aspekt som kan vara viktig för biobränsels konkurrenskraft är möjligheten att även under en övergångsfas utnyttja de fördelar verkningsgradmässigt som vissa bränslen, som alkoholer, har. I nuvarande flexfuelbilar utnyttjas detta inte då dimensioneringen tar hänsyn till att också 100 % bensin ska kunna användas. Här skulle lösningar som de som föreslagits av Cohn m.fl. (2006) kanske kunna vara till hjälp, se avsnitt 5.4.

7.2 Konkurrenskraft för biodrivmedel via förgasning

När blir då biodrivmedel via förgasning konkurrenskraftigt? Vi kan här peka på ett antal viktiga områden som framkommer i studien, och som påverkar förutsättningarna för biodrivmedels konkurrenskraft vid kraftiga klimatåtgärder i energisystemet.

Nivån på CO₂-priset och egenskaper och åtgärder i andra sektorer. Transportsektorn är själv relativt okänslig för höga CO₂-priser jämfört med andra sektorer. I Sverige dominerar energiskatten över CO₂-skatten på t.ex. bensin. Och en CO₂-skatt i nivå med nuvarande pris på utsläppsrätter under Kyoto skulle förstärka det förhållandet. Men transportsektorn påverkas starkt av egenskaper i andra sektorer. Generellt ökar betalningsförmågan för bioenergi med ökande CO₂-pris. Lite kontraintuitivt minskar dock ekonomin för ersättning av oljebaserade

drivmedel med ökande men måttligt CO₂-pris. Just för att betalningsförmågan ökar snabbare inom t ex värmesektorn.

För att få omfattande omställningar av energisystemet, t ex investeringar i CCS, krävs förmodligen att CO₂-priset blir väl över det som krävs för lika kostnader för anläggningar med respektive utan koldioxidavskiljning. Då kan förutsättningarna för biodrivmedel förbättras. Även ett generellt förbud mot nya fossila elproduktionsanläggningar som inte har CCS (tillstånd ges helt enkelt inte) kan tala för att biobränslen fokuseras till transportsektorn.

Perspektiv på och marknad för fossila bränslen. Priserna på fossila bränslen fluktuerar starkt (gas och olja). Vid en situation med höga priser på olja och gas men inte på kol, d.v.s. ungefär som just nu 2006 (också ungefär Scen 2b i denna studie) leder tre olika perspektiv till tre olika slutsatser om hur biobränslen bör användas.

- ”globalt-ekonomiskt” perspektiv: Med utgångspunkt i att priserna inte svarar mot den faktiskt betydligt lägre utvinningskostnaden är det rationellt (kostnadsminimering) ur världssamhällets synvinkel att använda biobränslet i de stationära sektorerna (värme och el)
- ”national/regional-ekonomiskt” perspektiv: Är man en stor netto olje- och gasimportör kan det vara rationellt att försöka minska oljeberoendet och användandet av den dyra oljan och framställa biodrivmedel.
- ”kol-på-marginalen” perspektiv: Under dessa prisförhållanden blir vid nyinvesteringar och expansion av energisystemet billigt fossilt kol intressant i alla sektorer med höga CO₂-utsläpp som följd. Biobränsle kan då användas till att mota investeringar i kolanvändning om inte koldioxidavskiljning tillämpas och det har inte så stor betydelse i vilken sektor, alltså även drivmedel.

Sektorsåtgärder. Persontransportsektorn har sina egenheter. Den är t ex starkt oljeberoende. Den har också hög betalningsförmåga för energi. Den är stationär och inte så konkurrensutsatt, så den tål beskattning utan att försvinna utomlands. En viktig generell fråga blir i vad mån olika egenskaper i olika sektorer, regioner etc. leder till kraftigt asymmetriska klimatåtgärder eller om allt läggs under en hatt med resultat i form av ett generellt gemensamt pris för utsläpp av klimatgaser. Eller om andra energifrågor som oljesäkerhet blir lika viktiga eller viktigare än åtgärder mot klimathotet. Det har också stor betydelse för biodrivmedel om transportsektorn har ett sektoransvar för klimatåtgärder. Eller kan t ex transportsektorn, om olja där är bra, ”köpa sig fri” genom att betala för koldioxidavskiljning från biobränslen (Bio-CCS) i andra sektorer? Kanske kostnadseffektivt, men politiskt OK? Vi kan t ex konstatera att seriösa förslag om snabbt och kraftigt ökande andel biodrivmedel föreligger både inom EU och i USA motiverat och drivet av mycket annat än just kostnadseffektivitet.

Icke-sektorsneutrala styrmedel kan ha stor betydelse. Den höga betalningsförmågan i transportsektorn, d.v.s. att vi och transportererna inom Europa har anpassat oss till höga drivmedelskatter kan utnyttjas. Energieffektivisering är viktigt för att lösa klimatproblematiken och en hög drivmedelsskatt är nödvändig för energieffektiva persontransporter. Ska höga skatter och andra klimatrelaterade åtgärder för transporter gälla även biodrivmedel? Delvis finns ett val mellan energieffektivitet och förnybarhet inom transportsektorn.

En annan möjlighet kanske ligger i elektrifiering av bilens drivlina. Det kan argumenteras för att eventuella plug-in bilar t o m i Sverige med sin nästan CO₂-fria elproduktion skulle ta el från kol på marginalen med höga CO₂-utsläpp som följd och därför inte är så klimatvänliga (Kågesson 2006). Men långsiktigt är det i ett dynamiskt energisystem inte säkert att kol alltid står för marginell förändring i tillförseln när elanvändningen ändras. Och det är inte säkert att just transporter ligger på marginalen i användningen heller och annan elanvändning justeras därför istället. Kanske istället den höga betalningsförmågan i transportsektorn kan utnyttjas till att låta specifikt transporterna betala för utbyggnaden av förnybar elproduktion motsvarande sin plug-in el. Kompletterat med lite biodrivmedel kan då biltransporterna snabbt bidra till ett CO₂-snålare energisystem.

Distribution och användning. Vi har pekat på att ett dominerande bidrag till kostnadsskillnader mellan olika biobränslen finns i distribution och användning.

7.3 Elektrifiering av bilen och olika potentiella långsiktiga uthålliga alternativ till fossilbränslen

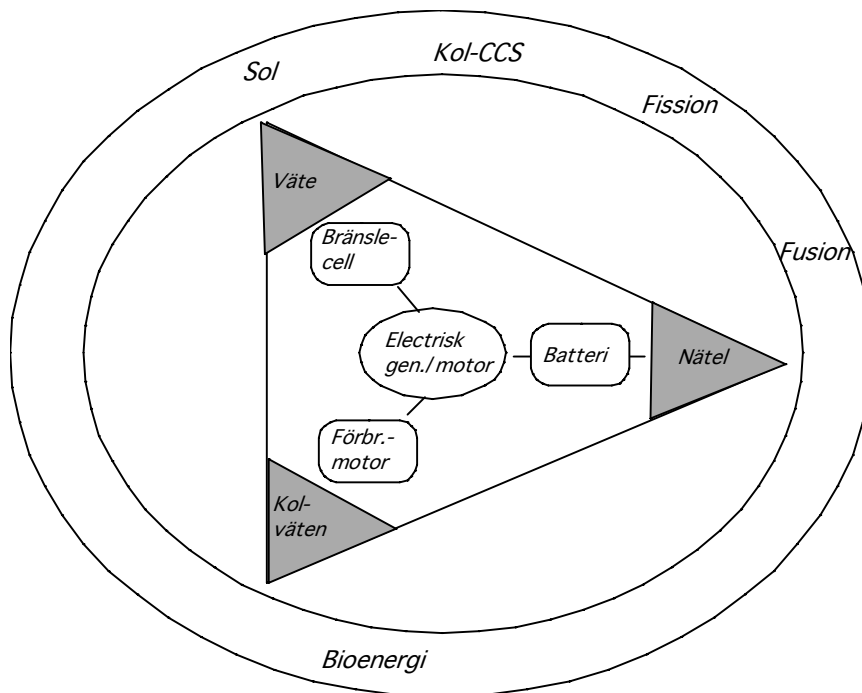
Som nämndes i metodavsnittet hanteras i modellen inte totala *flöden och mängder av energi*. Hårda klimatmål har bara kunnat formuleras indirekt i form av ett hög CO₂-pris. Men en långsiktig stabilisering av klimatet och CO₂-halten i atmosfären innebär för energisystemet en maximal samlad mängd CO₂ som kan tillåtas släppas ut under en övergångsperiod innan utsläppen globalt så småningom och oundvikligen måste vara mycket låga per energienhet i relation till dagens CO₂-intensiteter (ton CO₂/GJ). Bland annat möjligheter till effektivisering av energianvändningen blir då viktiga för att underlätta omställningen mot ett uthålligt tillförselsystem.

Rejåla drivmedelsskatter leder till att ett antal tekniska effektiviseringsmöjligheter i bilarnas drivlinor blir lönsamma. Ett rimligt antagande är att hybridsystem med dagens europeiska skattenivåer på drivmedel eller något högre blir standardlösning för drivlinor med förbränningsmotor. Detta kommer att innebära en elektrifiering av bilens drivsystem och vår analys i Kap 6 visar att i så fall även framdrivning med el från nätet kan bli intressant. Beroende på bl.a. kostnader och andra egenskaper för elbatterier, eller eventuell annan ellagring, kan sedan fortsatt utveckling få olika inriktning och tyngdpunkt.

En möjlig/trolig utveckling är då att på lång sikt fås i grunden en elbil, d.v.s. en bil vars drivsystem huvudsakligen består av en elmotor som får sin energi från ett batteri²⁷. Vi ser idag koldioxidneutral energi kan tillföras till ett sådant batteri på tre sätt, Fig 7.1:

²⁷ I en intervju med GM:s Vice President Bob Lutz kan man tolka in att också biltillverkare håller detta för troligt: " "Tom Stephens (group vice president of GM Powertrain), Rick Wagoner (GM CEO) and I believe in the ultimate electrification of the automobile " Lutz said in an interview with *Automotive News*. "We believe that's where it's going" But, he said, for GM, "what started as a fuel cell project is now an electric vehicle project." " (<http://www.autoweek.com/apps/pbcs.dll/article?AID=/20061107/FREE/61106014/1024> Acc 3.dec 2006). GM:s Vice president Bob Lutz in GM.s Fastlane Blog, 20 sept 2006. "We are also studying plug-in hybrids, and will have more to say about those soon. The whole key there is the development of significantly improved battery technology. But rest assured I truly believe that electric-drive vehicles have a real future in this country and around the world; the only question is the nature of the power source or sources. We'll have architectures that will be flexible enough to accommodate a number of different sources."

- El från elnätet eller annan elproduktion,
- Väte som lagras i bilen och via en bränslecell ger el,
- Biodrivmedel (kolväte) som ger el via en förbränningsmotor och generator, eller möjligen via reformering till väte och bränslecell, eller direkt i bränslecell.



Figur 7.1 Tre olika energibärare/energiomvandlare för att tillföra energi från uthålliga koldioxidneutrala energikällor (yttre ring) till en elektrifierad bil med elmotor och batteri. Beroende på storlek på batteriet kan olika andel av energin tillföras som el. Bränsleomvandlare kan vara en förbränningsmotor för kolväten eller bränslecell.

Resursmässigt uthålliga energikällor som potentiellt kan leverera dessa energibärare storskaligt är solenergi (el, väte) fusion/fission (el, väte), biobränslen (kolväte, väte, el) och eventuellt fossilt kol med CCS (el, väte) under en utsträckt övergångsperiod, Fig 7.1. En viktig fråga att undersöka blir då vilken framtida roll biodrivmedel kan spela under olika kombinationer av tillgänglighet, effektivitet och ekonomi mm för ovannämnda långsiktigt tänkbara uthålliga energisystem. Andra studier har framhållit just väte/bränsleceller till transporter som den långsiktiga lösningen vid hårda klimatmål och därmed små utsläpp av CO₂ (Azar m.fl. 2003). I den studien är kärnenergi inte ett långsiktigt alternativ, vare sig fusion eller fission. Koldioxidlagring från fossila bränslen kan bara åstadkommas till 90 % varför all användning ger ett visst nettoutsläpp av CO₂. Intermittent förnybar energi som solel och vindkraft kan bara integreras i elsystemet till 30 % innan lagring måste ske, vilket bara är möjligt genom omvandling till väte. Ej heller elbilar är möjliga. Bioenergi används i värmesektorn och eventuellt för elproduktion eftersom i dessa sektorer väte inte har samma

(http://fastlane.gmblogs.com/archives/2006/09/the_moon_shot.html Acc. 3 dec 2006) 7 jan 2007 på en bilmässa i Detroit visar också GM upp en materialisering av denna tanke, Chevrolet Volt: En 4 sitsig plug-in hybrid med drivlinan E-flex som kan sägas vara i grunden en elbil med 16 kWh batteri och liten 1-liters bensinmotor på 53 kW för batteriladdning ombord. Bensinmotorn kan heller inte driva hjulen direkt.

komparativa fördel som inom transportsektorn med de billiga och relativt effektiva bränsleceller som antagits.

Det är svårt att entydigt dra en slutsats utifrån denna typ av studie av hur persontransporterna under andra förutsättningar än de ovan nämnda kan komma att utvecklas. En viktig fråga ur biodrivmedlens synpunkt är exempelvis om en uthållig och mer reglerbar elkälla som fusion kan göra introduktionen av väte mindre tvingande och därmed ge utrymme för biodrivmedel och el som huvudsakliga energibärare för transportsektorn när elbaserade drivsystem och batterier ändå är på plats.

8. Slutsatser

Syftet med detta projekt har varit att identifiera under vilka långsiktiga och övergripande förutsättningar som biodrivmedel via förgasning av biobränsle kan vara konkurrenskraftiga och bidra till uppfyllandet av högt satta klimatmål. I projektet har tagits fram och utnyttjats en modell för produktionen av el, värme samt tillverkning och användning av olika energibärare för personbilstransporter. Med hjälp av modellen har *betalningsförmågan* för bioenergi med olika tekniker i de tre sektorerna uppskattats. Utifrån detta har konkurrenskraften (i form av betalningsförmågan) under olika förutsättningar för just biodrivmedel via förgasning kunnat studeras.

Vi har konstaterat att konkurrenskraften ingalunda är given och påverkas av utvecklingen inom ett antal områden och av faktorer som i stor utsträckning ligger utanför själva framställningen av biodrivmedlen och det även när det gäller mer tekniska faktorer. Viktiga sådana områden som pekats på i den här studien är klimatåtgärders kostnadseffektivitet kontra asymmetriska åtgärder, t ex frågan om transporternas sektorsansvar, och åtgärder och möjligheter utanför transportsektorn, t.ex. vad gäller framtida utnyttjande av koldioxidundanolagring vid el- och värmeproduktion. Även utvecklingen av marknaderna för fossilbränslen och perspektiven på dessa påverkar hur och vad biobränslena bör ersätta för att uppnå kostnadseffektivitet. Specifikt för valet av biodrivmedel har kostnader och egenskaper för distribution och användning stor betydelse.

Idag är etanol från sockerrör billigaste biodrivmedlet och växer snabbt. Men biodrivmedel via förgasning är en samling potentiellt mer flexibla tekniker både på råvaru- och produktsidan. För att hålla möjligheterna öppna att kunna utnyttja de potentiella möjligheterna till konkurrenskraftiga förgasningstekniker för utnyttjande av olika bioråvaror och erhållande av låga CO₂-utsläpp blir det idag viktigt att teknikutvecklingen och kommersialiseringen av bioförgasningstekniker kan fortsätta i hög takt.

På användarsidan kan det vara viktigt att de potentiella fördelarna med biodrivmedel som hög verkningsgrad tas tillvara för att öka konkurrenskraften.

9. Referenser

Ahlvik 2006. Peter Ahlvik, Ecotrafic (personlig kommunikation juni 2006)

Alaküla M, 2006. *New materials and productions technologies in hybrid vehicle drives*. Presentation vid seminariet "Research and development of hybrid vehicles in Japan and Sweden", 29 Nov 2006, Göteborg Sweden.

Azar C, K Lindgren, B A Andersson, 2000. *Hydrogen or methanol in the transportation sector?* Fysisk resursteori, CTH, Göteborg.

Azar C, K Lindgren, B A Andersson, 2003. Global energy scenarios meeting stringent CO₂ constraints – cost-effective fuel choices in the transportation sector. *Energy Policy* 31, 961-976.

Backlund 2007. Ove Backlund (personlig kommunikation jan 2007).

Bromberg L, D Cohn, J Heywood, 2006. *Calculations of knock suppression in highly turbocharged gasoline/ethanol engines using direct ethanol injection*. Massachusetts Institute of Technology, Cambridge MA 02139. (Febr 23, 2006)

Berndes G, M Hoogwijk, R van den Broek, 2003. The contribution of biomass in the future global energy supply: a review of 17 studies. *Biomass and Bioenergy* 25, 1-28.

Brusstar M, M Stuhldreher, D Swain, W Pidgeon, 2002. High Efficiency and Low Emissions from a Port-Injected Engine with Neat Alcohol Fuels. *SAE paper 2002-01-2743*.

Börjesson M, 2005. Martin Börjesson, Energiteknik, CTH Göteborg. (personlig kommunikation)

Börjesson M, 2006. Priser fossila bränslen, Martin Börjesson, Energiteknik, CTH Göteborg. (Internt arbetsmaterial projekt RYA)

Carlson F, O Johansson-Stenman, 2003. Costs and Benefits of Electric Vehicles A 2010 Perspective. *Journal of Transport Economics and Policy* 37(1), 1-28.

Cohn D, L Bromberg, J B Heywood, 2006. *Direct injection ethanol boosted gasoline engines: biofuel leveraging for cost effective reduction of oil dependence and CO₂ emissions*. Massachusetts Institute of Technology Cambridge, MA 02139, (April 20, 2005)

Denbratt 2006. Ingemar Denbratt, Förbränning och flerfasströmning, CTH. (personlig kommunikation, juni 2006)

EC 2005. Proposal for a regulation of the European parliament and of the council on type approval of motor vehicles with respect to emissions and on access to vehicle repair information, amending Directive 72/306/EEC and Directive ../../EC. (21-12-2005). Commission of the European Communities, Brussel.

Ecotrafic 2001, *Well-to-wheel efficiency for alternative fuels from natural gas or biomass*. Vägverket Publikation 2001:85 Vägverket Borlänge.

EIA 2006. International Energy Outlook 2006. DOE/EIA-0484(2006)
Energy Information Administration (EIA)Office of Integrated Analysis and Forecasting, U.S.
Department of Energy, Washington, DC 20585. (tillgänglig från:
www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/index.html)

Energimarknadsinspektionen 2006. Sammanställningar av 2006 års nätpriser Hushållskunder
(xls) <http://www.energimarknadsinspektionen.se/For-Energikunder/El/Min-elrakning/Jamfor-natpriser/> (acc 26 okt 06)

EPRI 2001. *Comparing the benefits and impacts of hybrid electric vehicle options*. Electric
Power Research Institute Palo Alto, CA. 1000349.

EPRI 2004. *Advanced Batteries for Electric-Drive Vehicles: A Technology and Cost-
Effectiveness Assessment for Battery Electric Vehicles, Power Assist Hybrid Electric Vehicles,
and Plug-In Hybrid Electric Vehicles*, EPRI, Palo Alto, CA: 2004. 1009299.

Eucar 2006. *Well-to-wheels analysis of future automobile fuels and powertrains in the
European context*. (Version 2b, maj 2006). Eucar/Concawe/EU-JRC (tillgänglig från
<http://ies.jrc.ec.europa.eu/WTW>)

Farrell A, A Brandt, 2006. Risks of the oil transition. *Environ. Res. Lett.* 1, 1-6.

Gary J, G Handwerk, 2001. *Petroleum refining: Technology and economics*. New York: M.
Dekker Inc.

Gielen D, J Fujino, S Hashimoto, Y Moriguchi, 2003. Modeling of global biomass
Policies. *Biomass and Bioenergy* 25(2), 177-195.

Gielen D, F Unander, 2005. *Alternative fuels: An energy technology perspective*. Report nr
EET/2005/01, International Energy Agency (IEA), Paris.

GM 2002. *GM well-to wheel analysis of energy use and greenhouse gas emissions of
advanced fuel/vehicle systems – A European study*. L-B systemtechnik GmbH. Tillgänglig
från: <http://www.lbst.de/gm-wtw>

Grahn M, C Azar, K Lindgren, G Berndes, D Gielen, 2005. *Biomass for heat or as
transportation fuels? – a comparison between two model based studies*. Fysisk resursteori,
CTH, Göteborg.(Sänd till Biomass and Bioenergy)

Hamelinck C, A Faaij, 2006. Outlook for advanced biofuels. *Energy Policy* 34, 3268-3283.

Hamelinck C, G van Hooijdonk, A Faaij, 2005. Ethanol from lignocellulosic biomass: techno-
economic performance in short-, middle- and long-term. *Biomass and Bioenergy* 28, 384–
410.

Hoogwijk M, A Faaij, R van den Broek, G Berndes, D Gielen, W Turkenburg, 2003.
Exploration of the ranges of the global potential of biomass for
energy. *Biomass and Bioenergy* 25, 119-133.

IEA 2005. *World Energy Outlook 2005*. International Energy Agency, Paris.

Johansson B, 1999. The economy of alternative fuels when including the cost of pollution. *Transportation Research Part D* 4, 99-108.

Johansson D, C Azar, 2006. A scenario based analysis of land competition between food and bioenergy production in the US. Fysisk resursteori, Energi och Miljö, Chalmers, Göteborg. (Accepterad for publicering i *Climatic Change*)

Johansson D, C Azar, K Lindgren, T Person, 2007. *OPEC's rent in a carbon pricing world: Does market power matter?*. Fysisk resursteori, Energi och Miljö, Chalmers, Göteborg. (Arbetspapper)

Karlsson S, A Ramirez, 2007. *Plug-ins – a viable efficiency option?* Fysisk resursteori, Energi och Miljö, Chalmers. (Presentation vid ECEEE summer study, La Colle sur Loup, Frankrike, juni 2007.)

Kågeson P, 2006. *Plug-in som partiell lösning av personbilars energitillförsel. Vilka effekter skulle det få på utsläppen av koldioxid?* Nature Associates, Stockholm.

Maples R, 1993. *Petroleum refinery process economics*. Tulsa Oklahoma: Pennwell Books.

Markel T, A Simpson, 2006. *Plug-in hybrid electric vehicle energy storage system design*. Conference paper NREL/CP-540-39614. National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado.

Olsson L-O, 1996. *Fordonskostnadens påverkan vid användandet av biodrivmedel*. KFB-Meddelande 1996:28, Kommunikationsforskningsberedningen, Stockholm.

Ramirez A, 2007. *Plug-in hybrid electric vehicles. A viable option for Sweden?* Examensarbete, Fysisk resursteori, CTH, Göteborg

Schäfer A, J Heywood, M Weiss, 2006. Future fuel cell and internal combustion engine automobile technologies: A 25-year life cycle and fleet impact assessment. *Energy* 31, 2064–2087.

SIKA 2000. *Översyn av förutsättningarna för marginalkostnadsbaserade avgifter i transportsystemet*, SIKA Rapport 2000:10. Statens institut för kommunikationsanalys, Stockholm.

SIKA 2003. *Trafikens externa effekter Uppföljning och utveckling 2002*. SIKA Rapport 2003:1, Statens institut för kommunikationsanalys, Stockholm. (<http://www.sika-institute.se>)

SIKA 2005, *Körsträckor baserade på mätarställningsuppgifter*. Statens institut för kommunikationsanalys, Stockholm. (Från <http://www.sika-institute.se>)

Weiss M, J Heywood, E Drake, A Schäfer, F AuYoung, 2000. *On the road to 2020 A life-cycle analysis of new automobile technologies*. Energy Laboratory Report EL 00-003 MIT, Cambridge, Massachusetts.

Wagner U, R Eckl, P Tzscheuschler, 2005. Energetic life cycle assessment of fuel cell powertrain systems and alternative fuels in Germany. *Energy* 31, 3062-3075.

Williams R, E Larson, H Jin, 2006a. *Comparing climate-change mitigating potentials of alternative synthetic liquid fuel technologies using biomass and coal*. Princeton Environmental Institute, Princeton University, Princeton, NJ. (Conference proceedings at 5th Annual Conference on Carbon Capture and Sequestration, Alexandria, Virginia, May 2006.)

Williams R, E Larson, H Jin, 2006b. *Synthetic fuels in a world with high oil and carbon prices*. Princeton Environmental Institute, Princeton University, Princeton, NJ. (Paper prepared for 8th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies, Trondheim, Norway, June 2006.)

Wu M, Y Wu, and M Wang, 2005. *Mobility chains analysis of technologies for passenger cars and light-duty vehicles fueled with biofuels: Application of the GREET model to the role of biomass in America's energy future* (RBAEF) Project. Center for Transportation Research, Argonne National Laboratory, Chicago, Illinois.

Åhman M, 2001. Primary energy efficiency of alternative powertrains in vehicles. *Energy* 26, 973-989.

BKR 4

**Integration biomass gasification with
natural gas combined heat and power plants**

– Summary of system consequences

Integrating biomass gasification with natural gas combined heat and power plants

Summary of system consequences

Simon Harvey

Åsa Marbe

Avdelningen för värmeteknik och maskinlära,
Institutionen för energi och miljö, Chalmers tekniska högskola



CHALMERS

Institutionen för Energi och miljö

Background

As defined in the original project application, the objective of work to be performed during year 1 at Heat and Power Technology (HPT), Chalmers was to discuss **system consequences of different technical system configurations** for co-firing gas turbine combined cycle CHP plants with natural gas and gasified biofuel. Additional work has been accomplished in the area of technical system studies for a polygeneration concept producing hydrogen from gasified biomass, integrated with the RYA CHP plant. The results from the hydrogen polygeneration concept study are reported separately by Eva Andersson.

The results presented in this report were generated in the initial phase of the project (i.e. November 2004-February 2005) by Åsa Marbe. The focus was to generalise previous results achieved by Åsa Marbe related to possible technical options for retrofitting the Rya NGCC CHP plant under construction in Göteborg with a biomass gasification unit delivering gasified biomass that can be co-fired in the combined cycle CHP unit, thereby reducing the usage of natural gas. Åsa Marbe's PhD thesis project investigated under which future conditions it can be economically attractive to invest in biomass integrated gasification technology for CHP applications. The main performance indicator adopted in her work was the cost of electricity (COE). CO₂ emissions consequences were also discussed. Different scenarios for future energy market parameters were considered, including fuel prices, reference electric power production technologies and generation costs, and costs associated with energy and climate-change policy instruments. One possible implementation opportunity for biomass integrated gasification technology investigated by Åsa Marbe is retrofitting of natural gas combined cycle CHP units for co-firing with gasified biofuel. This option was investigated in the form of a Case study co-financed by Göteborg Energi's research foundation, in which opportunities for retrofitting the Rya NGCC CHP plant were discussed. In the final phase of Åsa Marbe's PhD work, it was decided to generalise the findings of the case study so as to make the results less dependent on specific conditions for Göteborg and the Rya NGCC CHP plant.

This report summarises the findings of Åsa Marbe, as reported in the following publication:

Marbe, Å., and Harvey, S. (2005). Opportunities for Integration of Biofuel Gasifiers in Natural Gas Combined Heat and Power Plants in District Heating Systems. *Applied Energy*, In Press, Corrected Proof, Available online.

Objective

As discussed above, Åsa Marbe's PhD thesis project discusses retrofitting of natural gas combined cycle CHP units for co-firing with gasified biofuel. The motivation for the study is the assumption that as a result of the EU Commission's CHP Directive and expected energy policy decisions linked to fulfilling the Kyoto agreement, NGCC CHP technology is expected to become particularly attractive in district heating systems. However, as CO₂ emissions reduction targets become more ambitious, it is expected that there will be pressure to reduce CO₂ emissions from NGCC CHP units well before they reach the end of their useful lifetime. One way to reduce emissions of fossil CO₂ from such a plant is to integrate a biofuel gasification unit at the plant site. After clean-up, the produced syngas can be co-fired in the combined cycle CHP unit. Such a

retrofitted unit is hereafter denoted as BIG/NGCC CHP. A flowsheet diagram of such a process is shown in Figure 1.

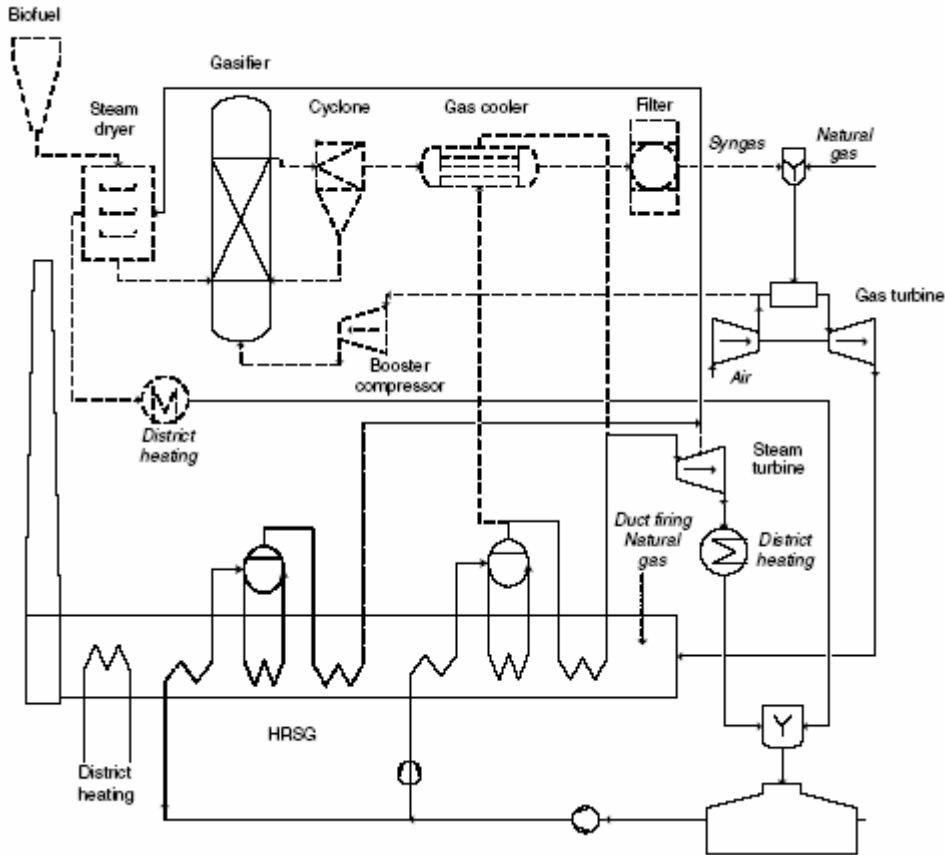


Figure 1: Flowsheet of a BIG/NGCC CHP unit. Continuous lines: NGCC CHP unit. Dashed lines: integrated biofuel gasification process

The aim of the work reported in the previously referenced scientific paper was to evaluate how the economic performance of a BIG/NGCC CHP unit is affected by:

- The original NGCC CHP plant's power-to-heat ratio. Two cases are considered: (i) high power-to-heat ratio (1.3) corresponding to a combined cycle with two pressure steam system designed for high power-to-heat ratio and high total efficiency; (ii) low power-to-heat ratio (0.9) representative of e.g. the Rya NGCC CHP unit currently under construction.
- The size of the district heating system's annual heat energy demand. Different annual heat demand sizes are considered. Large systems are represented by a heat demand of 1000 GWh/yr and an assumed production mix corresponding to the statistical average for district heating systems in the size interval 800–6000 GWh/yr. Medium size systems are represented by a heat demand of 500 GWh/yr based on statistics from systems in the size range 350–800 GWh/yr. Finally, small systems are represented by a heat demand of 250 GWh/yr based on statistics from systems in the size range 150–350 GWh/yr.
- The fuel mix in the district heating system. The main results presented in the paper were obtained assuming the same fuel mix for all systems. In this case, the fuel mix for medium sized systems is assumed, hereafter referred to as the Standard fuel mix. To investigate the effects of different production mixes, results are presented assuming the Differentiated fuel mixes shown in Table 1.

- The availability of low-cost waste heat that can be delivered to the district heating system. Swedish district heating production statistics indicate that the annual energy supply from waste heat is typically in the interval 35–50% of the total production, if available. However, waste heat is obviously not available in all systems. To analyze the effect of access to low cost waste heat for base load in the district heating system three different levels of waste heat availability are considered in the study, namely 0%, 30% and 60% of the total annual energy supply.

Table 1: Production mix assumptions (excluding waste heat) based on statistical data from Swedish district heating system. The variable heat production costs are also shown based on Reference scenario fuel prices.

		Small systems	Medium systems	Large systems
Annual heat energy demand	[GWh/yr]	250	500	1000
Peak heat load	[MW]	70	140	275
Size range for statistical district heating system data	[GWh/yr]	150 - 350	350 - 800	800 - 6000
Oil	[%]	5.81	10.07	4.72
Coal	[%]	0.02	0.01	10.41
Natural gas	[%]	12.25	6.85	17.87
Heat pumps	[%]	7.83	11.43	34.33
Biofuel	[%]	74.09	71.64	32.67
Variable heat production cost (Reference scenario fuel prices)	[SEK/MWh]	176	182	215

Methodology and key assumptions

The paper focuses on estimating the cost of electricity (COE) for a BIG/NGCC CHP unit based on a retrofitted NGCC CHP unit operating in a district heating system. In order to proceed with the analysis, it is first necessary to obtain performance data (i.e. CHP unit efficiencies) for the NGCC and BIG/NGCC units. This data was estimated using GateCycle power plant performance simulation software. The performance data can then be used to identify the optimal size of the original NGCC CHP unit in a district heating production mix.

The optimal size of such a unit based on Reference fuel prices and taxes is first identified. The opportunities for a BIG/NGCC CHP retrofit are then investigated, for different district heating system sizes and varying availability of low cost waste heat in the system. The evaluation focuses primarily on the economic performance of the hybrid BIG/NGCC CHP unit, measured as the overall cost of electricity production (COE). COE is analysed for four different energy market parameter sets (hereafter referred to as Scenarios) including fuel prices, costs associated with energy and climate change policy instruments, and market electricity prices.

Important assumptions for the study are as follows:

- For hybrid operation, the amount of syngas that can be co-fired in the gas turbine was estimated to be around 38% (energy basis). The limiting factor for co-firing was assumed to be the steam flow increase in the steam turbine, assumed to be designed with a 20% flow reserve capacity

- Interaction between the CHP unit and the other technologies in the district heating system production mix is accounted for in the study. It is assumed that available heat production technologies (including waste heat, NGCC CHP, heat pumps, oil boilers, biofuel boilers and natural gas boilers) can be placed in the duration curve to satisfy the system's heat load at the minimum production cost.
- The cost of electricity (COE) is used to evaluate the economic performance of a CHP unit. COE includes total investment costs for the CHP unit ($C_{inv,CHP}$). For a BIG/NGCC CHP unit, $C_{inv,CHP}$ includes the sum of investment costs for both the original NGCC CHP unit and the integrated gasification equipment. Note that the capital costs for the original NGCC CHP unit are considered even when calculating COE for the BIG/NGCC unit since it is assumed that the retrofit occurs long before the end of NGCC CHP unit's economic lifetime. COE also includes annual fuel costs ($C_{fuel,CHP}$) and annual operation and maintenance costs ($C_{om,CHP}$). COE is credited for the value of the heat produced by the CHP unit. COE also includes a credit corresponding to the value of renewable energy certificates (REC) for CHP electricity production that can be allocated to biofuel ($E_{bio,CHP}$) for the BIG/NGCC unit. The fuel costs include costs associated with fossil fuel combustion CO₂ emissions. COE is calculated as follows:

$$COE = \frac{r * C_{inv,CHP} + C_{fuel,CHP} + C_{om,CHP} - c_{heat} * Q_{CHP} - REC * E_{bio,CHP}}{E_{CHP}} \quad [SEK/MWh]$$

Investment in a BIG/NGCC CHP unit can be considered to be profitable if the calculated COE is lower than the estimated average long-term market power price and lower than COE for the original NGCC CHP unit.

For economic data (i.e. investment costs, operation and maintenance costs, fuel prices and costs associated with policy instruments) the reader is referred to the appended paper. As discussed previously, fuel prices and costs associated with policy instruments will obviously change over the lifetime of the CHP unit. The economic calculations are therefore performed with four energy market parameter sets (hereafter referred to as "Scenarios"). The reference values and the four future scenario values are based upon the following:

- *Reference*: Swedish fuel prices and tax system (2004) for energy utility companies including reduced tax for CHP applications are assumed.
- *Scenario 1* reflects possible Swedish energy market conditions in the near future. The cost associated with CO₂ emissions reflects the current tax value for industrial heating applications (185 SEK/tonne). A low cost for CO₂ emissions is assumed for electric power generation (50 SEK/tonne). The marginal electric power generation technology is assumed to be conventional coal power plants.
- *Scenario 2*: corresponds to a "business as usual" evolution of society with high energy usage corresponding to high economic growth. Costs for CO₂ emissions are assumed to be low (50 SEK/tonne), and harmonized between the electricity and heat sectors. The marginal electric power production technology is assumed to be advanced coal plants.
- *Scenario 3*: corresponds to a "moderate change" evolution of society, with a balance between economic growth, reduced energy usage and reduction of CO₂ emissions. Costs associated with CO₂ emissions are assumed to be moderate (250

SEK/tonne) and harmonized between the electricity and heat sectors. The marginal electric power production technology is assumed to be natural gas combined cycle power plants.

- *Scenario 4:* corresponds to a “CO₂-lean” evolution of society, with substantially reduced CO₂ emissions compared to current levels. The corresponding costs associated with CO₂ emissions are thereby assumed to be high, 500 SEK/tonne, and again harmonised between sectors. The marginal electric power production technology is assumed to be coal power plants with CO₂ separation and storage.

Main conclusions from the paper

The key conclusions that were drawn in the paper were as follows:

- The impact of district heating system size on Cost of Electricity (COE) for a BIG/NGCC unit appears to be insignificant, even though three different sized systems were investigated. This result is unexpected, since standard analysis of CHP opportunities in district heating (i.e. assuming a standard number of operating hours per year) shows a decreasing COE for increasing system size.
- The impact of availability of waste heat for low cost heat supply to the district heating system is significant. CHP is unable to compete with waste heat in small district heating systems. Similarly, if large amounts of waste heat are available (60% or more of the annual heat demand), CHP is also unable to compete. When intermediate amounts of waste heat are available (30% of annual heat demand) CHP can compete with waste heat for the medium and large size systems only.
- For the conditions of the study, COE always decreases with increasing power-to-heat ratio for the CHP unit.
- The fuel mix in the district heating system has a significant impact on the COE of a CHP unit, since the fuel mix affects the economic value of the heat produced by the unit and also the economic optimum size of the CHP plant.

The impact of the above parameters on COE for a hybrid BIG/NGCC CHP unit was studied for a number of different possible future energy market “Scenarios”. The findings of the paper can be briefly summarised as follows:

- Scenario 1 is the only scenario that favours a BIG/NGCC CHP unit retrofit as a result of the high premium value for electricity generated from renewable fuel;
- In Scenario 2 NGCC CHP is profitable, but not a BIG/NGCC retrofit;
- In Scenarios 3 and 4, both NGCC and retrofit BIG/NGCC CHP units achieve a COE value below the assumed market power price. However, the NGCC CHP unit systematically achieves a lower COE than a retrofitted BIG/NGCC unit.
- An unexpected result is that the minimum required value of REC must be in the interval 120–140 SEK/MWh, and this value is independent of the energy market scenario considered.

Relevance of results for project “Biokombi Rya”

Since NGCC CHP technology is efficient and natural gas has quite low CO₂ emissions, the paper indicates that even relatively high costs associated with CO₂ emissions are insufficient to motivate retrofitting an NGCC CHP unit with an integrated biofuel gasification unit. To promote this type of retrofit an additional premium value for electricity generated from renewable fuel sources is required (such as the Swedish REC renewable energy certificate system). However, it is important to observe that a number of economic conditions have changed since the paper was written:

- World market fossil fuel prices (particularly oil and natural gas) are significantly higher than the values used in the energy market scenarios;
- The average trading value for Swedish REC certificates (“elcertifikat”) over the past year (2004-11-25 - 2005-11-25) was 226.29 SEK/MWh, i.e. clearly above the interval 120-140 SEK/MWh identified in the paper as the minimum required to favour BIG/NGCC retrofits of existing NGCC CHP plants;
- The EU trading system for CO₂ emissions permits started in January 2005. The permit trading value was initially low (7 EUR/tonne) but increased rapidly during the first half year of trading. Since July 2005, the trading value has been stable in the interval 20-23 EUR/tonne. As expected, the resulting increased electric power generation costs have been passed on to consumers and wholesale electricity market prices have increased significantly.

The above changes with respect to assumed input economic data in the paper all should favour the profitability of retrofitting an NGCC CHP unit with an integrated biofuel gasification unit.

The above changes also indicate clearly the need for updated energy market scenarios for the “Biokombi Rya” project.

Suggestions for possible updating of results

Given the above changes in input economic data, it should be of clear interest to update the results of the paper so as to better match the needs of the project “Biokombi Rya”.

Updates could be accomplished with respect to the following:

- Updated energy market data (i.e. updated scenarios)
- Updated estimates of investment costs based on discussion with TPS/Nykomb

It should also be noted that the paper is of interest for the project given that it discusses opportunities for retrofitting the Rya NGCC CHP plant with a biofuel gasification unit, assuming that it is the capacity of the steam system that is the limiting factor for sizing of the biofuel gasification unit. As discussed in the paper, this leads to a biofuel gasifier unit sized to replace around 40% (energy basis) of the natural gas fuel input to the plant, i.e. significantly higher than the amounts discussed to date in the “Biokombi Rya” project where it is assumed that combustion issues in the gas turbine Dry Low NO_x combustors constitute the sizing factor.

Chalmers EnergiCentrum – CEC

Chalmers tekniska högskola
Chalmers Teknikpark, 41288 Göteborg

Tel 031-772 1000

E-post info@cec.chalmers.se

www.cec.chalmers.se

Inom projekt Biokombi Rya har ett flertal olika forskargrupper samarbetat för att studera systemeffekterna av att introducera förgasning av biobränsle i Göteborgs fjärrvärmesystem, inom den västsvenska regionen och ur ett mer generellt och långsiktigt systemperspektiv studerats. En delvis konvertering av Rya Kraftvärmeverk i Göteborg har använts som fallstudie.

I den här rapporten har slutrapporterna från Biokombi Ryas delprojekt samlats. Rapporten är en underlagsrapport till projektets syntesrapport, i vilken projektets resultat och slutsatser som helhet sammanfattas (Report CEC 2007:2).

CIT Industriell Energianalys AB
A Chalmers Industriteknik Company

CHALMERS
Institutionen för Energi och miljö



Handelshögskolan
VID GÖTEBORGS UNIVERSITET



**NYKOMB
SYNERGETICS**

Göteborg Energi



Energimyndigheten