

TEKNO-EKONOMISK UTVÄRDERING AV KORTSIKTIGA OCH LÅNGSIKTIGA TEKNIKSPÅR FÖR INTEGRERAD BIODRIVMEDELSPRODUKTION – SAMMANFATTNINGSRAPPORT

Rapport från ett projekt inom samverkansprogrammet *Förnybara drivmedel och system*

December 2017



Foto: Maksym Yemelyanov - stock.adobe.com

Författare:

Erik Furusjö – IVL Svenska Miljöinstitutet

Yawer Jafri & Elisabeth Wetterlund – Luleå Tekniska Universitet/Bio4Energy

Marie Anheden, Ida Kulander & Johan Wallinder – RISE Bioeconomy

Åsa Håkansson – Preem

FÖRORD

Detta projekt har genomförts inom ramarna för samverkansprogrammet Förnybara drivmedel och system, projektnummer 42406-1. Projektet har finansierats av Energimyndigheten och f3 – Svenskt kunskapscentrum för förnybara drivmedel.

f3 är en nätverksorganisation som fokuserar på utveckling av miljömässigt, ekonomiskt och socialt hållbara förnybara drivmedel och som

- Bidrar med bred, vetenskapligt grundad kunskap som stöd för strategisk planering
- Bedriver systeminriktad forskning kopplad till alla steg i värdekedjan för förnybara drivmedel
- Utgör en plattform för samverkan nationellt, gentemot Horisont 2020 som internationellt inom området förnybara drivmedel.

f3:s parter inkluderar Sveriges mest aktiva högskolor, universitet och forskningsinstitut inom området, liksom relevanta industriföretag. f3 har ingen politisk agenda och ägnar sig inte åt lobbying varken för specifika transportbränslen eller system, eller för parternas enskilda branschintressen.

f3 finansieras gemensamt av centrets parter och Västra Götalandsregionen. Vinnova finansierar f3:s arbete som svensk påverkansplattform gentemot Horisont 2020. Chalmers Industriteknik (CIT) fungerar som värd för centret (se www.f3centre.se).

Arbetet i detta projekt har delvis utförts integrerat med arbetet i projekt 39587-2 ”Potential för förbättringar i produktion av bioolja” inom samverkansprogrammet *Förnybara drivmedel och system* och delar data för vissa värdekedjor med detta projekt.

Denna rapport utgör en sammanfattning av projektet. Den ska citeras enligt följande:

Furusjö, E., *et. al.*, (2017) *Teknoekonomisk utvärdering av kortsiktiga och långsiktiga teknikspår för integrerad biodrivmedelsproduktion – sammanfattningsrapport*. Rapport nr 2018:08, f3 Svenskt kunskapscentrum för förnybara transportbränslen. Tillgänglig på www.f3centre.se.

För detaljer hänvisas till följande (kommande) rapport:

Furusjö, E., *et. al.*, (2017) *Techno-economics of long and short term technology pathways for renewable transportation fuel production – Detailed report*. Rapport nr 2018:09, f3 Svenskt kunskapscentrum för förnybara transportbränslen. Publikation är framskjuten med hänvisning till vetenskaplig publicering.

SAMMANFATTNING

Detta projekt har utvärderat olika tekniker för produktion av skogsbaserade biodrivmedel, som har identifierats som strategiskt intressanta på kort respektive lång sikt av Energimyndigheten. På kort sikt prioriteras kolvätebaserade *drop in*-bränslen. I ett längre perspektiv är fokus av energi- och re-
surseffektivitetsskäl på höginblandade eller rena lågmolekylära biodrivmedel.

Fyra teknikspår har studerats. Teknikspåren representerar två typer av råvara respektive två typer av produktionsteknik, som visas i tabellen nedan. För varje teknikspår valdes en eller flera specifika tekniker ut för analysen, utifrån vad som antogs vara kommersiellt och tekniskt relevant år 2030. För de fall där det var relevant antogs processerna vara integrerade med massabruk (fall 1, 2, 3a-c) och/eller oljeraffinaderi (fall 1, 3a-c).

		Teknik/produkt	
		Förvätskning-vätebehandling	Förgasning-katalytisk syntes
Råvara	Kraftlignin	Fall 1. Membranbaserad ligninseparation följt av depolymerisering och hydrodeoxygenering för att producera bensen och diesel (1 MSL-HDO)	Fall 2. Svartlutsförgasning samt katalytisk uppgradering av syntesgas till metanol (2 BLG)
	Skogsrester	Fall 3. Pyrolys av skogsrester samt uppgradering till bensen och diesel genom tre olika vägar: <ul style="list-style-type: none"> hydrodeoxygenering (3a Pyr-HDO) samprocessning i kracker (3b Pyr-FCC) hydropyrolys (3c Hydropyr) 	Fall 4. Förgasning av skogsrester samt katalytisk uppgradering av syntesgas till metanol (4 BMG)

De studerade fallen utvärderades med avseende på ett antal olika aspekter. Analysen baserades på öppen information eller information som teknikutvecklare valde att dela med projektgruppen. En övergripande sammanfattning av utvärderingen visas i tabellen nedan.

	Energi-effektivitet	Lönsamhet	Investerings-behov ^a	Produktions-potential	Växthusgas-prestanda	Teknik-mognad
1 MSL-HDO	+	+	+	0	0	-
2 BLG	+	+	0/-	+	+	+
3a Pyr-HDO	0	-	-	+	-	0
3b Pyr-FCC	-	-	+	-	+	+
3c Hydropyr	0	+	+	+	+	0
4 BMG	0	+	+	+	+	+

^a + betyder lågt investeringsbehov, - betyder stort investeringsbehov.

Resultaten indikerar att produktionsteknik från alla fyra teknikspåren kan ge god prestanda med hänsyn till de flesta av de utvärderade aspekterna. Noteras skall dock att detta förutsätter att den fortsatta teknikutveckling som fortfarande krävs, i synnerhet för de raffinaderiintegrerade fallen, är framgångsrik och leder till demonstration av teknik som uppfyller de antaganden som gjorts i denna studie om utbyten och kostnader. Det kan ses som en paradox att de kortsiktigt prioriterade teknikspåren i fall 1 och 3a-c, vilka producerar *drop in*-bränslen, i allmänhet baseras på tekniker med lägre teknisk mognad. Utifrån resultaten i denna rapport verkar produktionsteknik baserat på uppgradering av pyrolysolja i ett oljeraffinaderi (fall 3a och 3b) ha större utmaningar än de andra alternativen, både ekonomiskt och vad avser andra aspekter.

SUMMARY

This project has evaluated different transport biofuel production technologies based on forest feedstock, which have been identified as strategically interesting in the short and long term by the Swedish Energy Agency. In the short term, drop-in hydrocarbon based fuels have been pointed out as a priority. In a longer perspective, focus is on high-blend or pure low-molecular biofuels, for reasons of energy and resource efficiency.

Four technology tracks, spanning feasible production pathways, were studied. The cases represent two types of feedstocks and two types of production technologies, as shown in the table below. The specific technologies studied for each pathway were selected to be commercially and technically relevant in 2030. When relevant, integration with a pulp mill (case 1, 2, 31-c) and/or an oil refinery (case 1, 3a-c) was considered.

		Technology/product	
		Liquefaction - hydrotreatment	Gasification – catalytic synthesis
Feedstock	Kraft lignin	Case 1. Membrane based separation and depolymerisation of kraft lignin followed by hydrodeoxygenation based upgrading to diesel and petrol (1 MSL-HDO)	Case 2. Black liquor gasification based methanol production (2 BLG)
	Forest residues	Case 3. Pyrolysis of forest residues followed by upgrading to diesel and petrol, by three routes: <ul style="list-style-type: none"> • hydrodeoxygenation (3a Pyr-HDO) • co-processing in fluid catalytic cracker (3b Pyr-FCC) • hydropyrolysis (3c Hydropyr) 	Case 4. Forest residues gasification based methanol production (4 BMG)

The cases were evaluated with respect to a number of aspects. The analysis was based on information that is available in the open literature, or that technology developers selected to share with the project. An aggregated overview of the results of the assessment is shown in the table below.

	Energy efficiency	Profitability	Investment requirement ^a	Production potential	GHG performance	Technology maturity
1 MSL-HDO	+	+	+	0	0	-
2 BLG	+	+	0/-	+	+	+
3a Pyr-HDO	0	-	-	+	-	0
3b Pyr-FCC	-	-	+	-	+	+
3c Hydropyr	0	+	+	+	+	0
4 BMG	0	+	+	+	+	+

^a + means small investment requirement, - large investment requirement

The results indicate that production technologies from all four types of production pathways can provide good performance with respect to most of the aspects evaluated. Nevertheless, this requires that the continued technology development that is still required, in particular for the refinery integrated cases, is successful and leads to demonstration of technology that meets the assumptions made in this study about yields and costs. It can be seen as a paradox that the short term priority technology tracks in cases 1 and 3a-c, producing drop-in biofuels, in general are based on technologies with the lowest technology maturity. Production tracks based on integration of pyrolysis oil in an oil refinery, using the technologies studied (cases 3a and 3b), seem to be more challenging than the other options, from both an economic point of view and in relation to other aspects.

INNEHÅLL

1	BAKGRUND	6
1.1	PROJEKTMÅL	6
2	METODIK	8
2.1	TEKNO-EKONOMISK ANALYS	8
2.2	VÄXTHUSGASER.....	9
2.3	TEKNIKMOGNAD.....	9
2.4	PRODUKTIONSPOTENTIAL.....	10
2.5	ENERGIMARKNADSSCENARIER.....	10
3	STUDERADE PRODUKTIONSVÄGAR	12
3.1	LIGNINSEPARATION OCH –UPPGRADERING (FALL 1)	12
3.2	SVARTLUTSFÖRGASNING (FALL 2).....	13
3.3	PYROLYSOLJEPRODUKTION OCH –UPPGRADERING (FALL 3)	14
3.4	BIOMASSEFÖRGASNING (FALL 4).....	16
4	RESULTAT OCH DISKUSSION.....	18
4.1	BALANSER OCH ENERGIEFFEKTIVITET.....	18
4.2	PRODUKTIONSKOSTNADER OCH INVESTERINGSPOTENTIAL	19
4.3	PRODUKTIONSPOTENTIAL.....	22
4.4	VÄXTHUSGASPRESTANDA	23
4.5	TEKNIKMOGNAD.....	24
5	SLUTSATSER	26
	REFERENSER.....	28
	BILAGA: INVESTERINGSKOSTNADER	32

1 BAKGRUND

Sverige har som mål att nå en fossiloberoende fordonsflotta till 2030. SOU 2013:84 ("Fossilfrihet på väg") drar slutsatsen att biodrivmedel är en viktig förutsättning för att nå detta mål och uppskattar potentialen för biodrivmedel från inhemsk råvara till 25-30 TWh/y [1]. En stor andel av detta förväntas komma från skogsbaserade råvaror, inklusive en stor potential från biprodukter från industrin såsom sågspån, bark och lignin.

Produktion av biodrivmedel för att nå målet en fossiloberoende fordonsflotta kan potentiellt ske med en mängd olika tekniker och produktionsvägar som alla har olika för- och nackdelar. Ekonomisk konkurrenskraft, uppfyllande av hållbarhetskriterier och betydande produktionspotential är viktiga faktorer.

På kort sikt har biodrivmedel som kan användas i befintliga fordon och i befintlig infrastruktur (bensin- eller dieselidentiska kolvätebränslen; s.k. *drop in*-bränslen) pekats ut som en strategisk prioritering [2]. Oljeraffineriintegrerad produktion av drop in-bränslen kan minska investeringar i både produktionsteknik och infrastruktur/fordon genom att använda lösningar från nuvarande fossilbaserade bränslesystem. Energimyndigheten har här pekat ut drivmedelstillverkning från främst lignin som ett prioriterat utvecklingsområde.

Anpassning av framtidens drivmedel till ett fossilbaserat system kan potentiellt ske på bekostnad av råvaru- och produktionseffektivitet, eftersom nuvarande system är utformat för råvaran olja och inte med tanke på biobaserade råvaror. Produktionsteknik och drivmedel som är speciellt anpassade till bioråvara kan därför vara effektivare. Av energi- och resursskäl pekas på längre sikt ofta lågmolekylära höginblandade eller rena biodrivmedel ut som viktiga lösningar, t.ex. i form av cellulosa-baserad etanol eller förgasningsbaserade bränslen som metan, metanol och dimetyleter (DME). Sådana produktionstekniker associeras ofta med höga investeringskostnader, bl.a. p.g.a. att de inte kan utnyttja befintlig utrustning och infrastruktur.

I detta projekt utvärderas kort- och långsiktiga teknikspår för integrerad biodrivmedelsproduktion ur skogsråvara. Teknikspåren utvärderas utifrån ekonomisk konkurrenskraft, växthusgasprestanda, energieffektivitet, produktionspotential och teknikmognad. Författarna till denna rapport känner inte till någon studie som jämför dessa två olika typer av produktionstekniker på ett övergripande och konsistent sätt utgående från samma råvaror. Vi försöker med denna studie fylla detta kunskapsgap.

1.1 PROJEKTMÅL

Detta projekt har som mål att teknoekonomiskt jämföra fyra olika teknikspår för tillverkning av biodrivmedel från skogsbiomassa och utvärdera dessa i framtida energimarknadsperspektiv. Teknikalternativen (se kapitel 3) följer de spår som Energimyndigheten har identifierat som de mest intressanta på kort och lång sikt, och studeras integrerat med samma pappers- och massabruk för de fall där det är relevant. Specifika mål är att:

- Redovisa acceptabel specifik investeringskostnad för de utvärderade teknikspåren samt jämföra dessa mot tidigare bedömda/publicerade investeringskostnader för teknikerna.
- Bedöma och redovisa den skala som krävs vid kommersiell implementering av teknikerna för att nå produktionskostnader som är kommersiellt konkurrenskraftiga.

- Bedöma och redovisa teknikmognaden för de valda teknikspåren.
- Bedöma och redovisa den nationella potentialen för produktion av biodrivmedel via teknikspåren.

2 METODIK

2.1 TEKNO-EKONOMISK ANALYS

Mass- och energibalanser

Mass- och energibalanser för varje inkluderad produktionsväg togs fram baserat på data som erhöles ur den öppna litteraturen eller i kontakt med teknikutvecklare. I de flesta fall fanns data tillgängliga i en form som tillät relativt enkla beräkningar, men för ett fall har modellering i Aspen Plus använts för att kombinera data från olika källor på ett konsekvent sätt (fall 4, se kapitel 3.4). Energibalanser har utförts baserat på högre (kalorimetriska) värmevärden.

Baserat på framtagna energibalanser beräknades ett antal mått på energieffektivitet:

- 1) **utbyte på råvarubas**, vilket är ett mått på energi i produkter som andel av energi i direkt råvara (betecknas "*Råvara*")
- 2) **systemeffektivitet**, vilket inkluderar även andra insatsvaror än biomassaråvaran, framför allt elektricitet och vätgas ("*System*")
- 3) **effektivitet med exanderat system**, som tar hänsyn till effekter av integrering med massa- bruk och raffinaderi ("*Systemexp.*").

Det tredje måttet är mest relevant för att jämföra produktionsvägarnas prestanda, eftersom integrering är en nyckelfaktor för de studerade processerna. Effektiviteter har även beräknats på bas av elektricitetsekvivalenter, d.v.s. med hänsyn till "energikvalitet" (betecknas "*System El.-ekv*" respektive "*Systemexp. El-ekv.*").

Massabruket som använts för processintegration har representerats av ett modellbruk med en produktion av 700 kt/år [3]. Detta avsalumassabruk har i normalfallet ett energiöverskott som används för att producera el såväl för den egna förbrukningen som för försäljning. Raffinaderiintegration är aktuellt för uppgradering av förvätskad biomassa i vissa studerade produktionsvägar. Denna uppgradering kräver relativt mycket vätgas och det förutsattes att det beaktade raffinaderiet har kapacitet för att producera denna vätgas¹ samt kapacitet för slutuppgradering ("finputsning") av de *drop in*-drivmedel som produceras. För varje produktionsväg har processspecifik integration beaktats, vilket beskrivs översiktligt i kapitel 3.1-3.4.

Ekonomisk bedömning

Baserat på framtagna balanser för varje produktionsväg beräknades driftskostnader och intäkter från försäljning av produkter, baserat på priser i olika energimarknadsscenarioer för 2018 och 2030 (se kapitel 2.5 nedan). Detta användes för att beräkna ett driftsnetto, som kan ses som en marginal som finns tillgänglig för att täcka kapitalkostnader.

En tekno-ekonomisk analys inkluderar i normalfallet en uppskattning av investeringskostnader och en beräkning av en avkastning utifrån en kombination av driftsnetto och kapitalkostnader. Osäker-

¹ Naturgasbaserad vätgasproduktion har antagits eftersom det är det alternativ som förefaller aktuellt på kort sikt, se t.ex. <https://www.di.se/pressreaser/2017/6/8/preem-bygger-ny-vatgasanlaggning-okar-produktionen-av-fornybart/>

heten i uppskattningar av investeringskostnader anses dock vara mycket stor för de produktionsvägar som har låg teknikmognad, och tillförlitliga investeringskostnader är dessutom ofta svårtillgängliga av kommersiella skäl. Av dessa skäl har vi valt en annan metodik för denna studie. Den går ut på att mer kvalitativt jämföra beräknade driftsnetton med specifika kapitalkostnader uppskattade utifrån tillgängliga investeringskostnadsdata. Produktionskalan skiljer sig avsevärt mellan fallen i tillgänglig data. Vi har därför även skalat investeringarna. Detta har gjorts på ett förenklat sätt med en skalexponent satt till 0,65, för att möjliggöra en mer rättvisande jämförelse mellan olika tekniker. En kapitalavkastning på 15 % över 20 år har antagits².

Användning av befintlig utrustning är en viktig faktor, framför allt för de raffinaderiintegrerade spåren. Sådan användning kan möjliggöra bättre utnyttjande av gjorda investeringar samt stödja omställningen av oljeraffinaderier till produktion av biobaserade produkter. Raffinaderier drivs av ekonomiska skäl normalt på eller nära sin kapacitetsgräns, vilket innebär att det inte finns någon ledig kapacitet för produktion av biodrivmedel. Vi har därför prissatt användningen av kapacitet i befintlig utrustning med värdet av motsvarande utträdd fossil produktion, kvantifierad som bruttomarginalen för produktion av bensin och diesel rapporterad till Energimyndigheten [4]. Viss ny utrustning krävs även i raffinaderierna för några av de studerade alternativen och har i dessa fall tagits med i investeringsbedömningen.

2.2 VÄXTHUSGASER

En fullständig livscykelanalys har inte rymts inom detta projekt men en översiktlig hållbarhetsbedömning av produktionsvägarnas växthusgasutsläpp har gjorts. Baserat på mass- och energibalanser och kännedom från tidigare projekt³ samt publicerade studier [5–7] om vilka faktorer som har störst inverkan, har växthusgasutsläpp beräknats med metodik som följer EUs direktiv om förnybar energi [8]. Dessutom har alternativ metodik baserat på systemexpansion tillämpats. Inkluderade faktorer i analysen var skogsrester [9], vätgas [10] och elektricitet (var och en för relevanta fall). För elektricitet har vi använt ett växthusgasavtryck som gäller svensk elektricitetsmix⁴.

2.3 TEKNIKMOGNAD

Teknikmognad har bedömts på den s.k. TRL-skalan som används för EUs forskningsprogram Horizon 2020⁵. Skalan går från TRL 1, som innebär att enbart grundläggande principer för en teknik är känd, till TRL 9, som motsvarar en fullt kommersiellt tillämpad teknik. De definitioner som finns gäller ett helt system av integrerade processteg. För system som består av tekniker med mycket

² I den detaljerade projektrapporten (f3 2018:09) redovisas även resultat för en kapitalavkastning på 10 % över 20 år.

³ Bl.a. de avslutade projekten ”Värdekedjor med intermediära biobränslen” och ”Potential för förbättringar i produktion av bioolja” i samverkansprogrammet ”Förnybara drivmedel och system” (Energimyndigheten och f3 Svenskt kunskapscentrum för förnybara drivmedel).

⁴ Dagens regler för hållbarhetsbesked anger att Nordisk elmix (34.9 g CO₂eq/MJ) ska användas, men en regeländring till svensk elmix (13.1 g CO₂eq/MJ) är troligen på väg att införas [54].

⁵ Se https://ec.europa.eu/research/participants/data/ref/h2020/wp/2014_2015/annexes/h2020-wp1415-annex-g-trl_en.pdf. Eftersom dessa definitioner är generella och vaga har vi även använt stöd av definitioner från US Department of Energy [55]. Dessa inkluderar bl.a. kvantitativa krav på skala för teknikdemonstrationer.

olika teknikmognad kan det istället vara fördelaktigt att använda en modifierad metod som inkluderar bedömning av både enskilda tekniker och hela det integrerade systemet.

Vi har använt två angreppssätt för att aggregera enskilda teknikers mognadsgrad: en ”viktat medelvärde”-skattning med vikter baserat på processtegens betydelse för helheten och dess komplexitet, samt en ”svagaste länken”-skattning där det huvudprocessteg⁶ med lägst teknikmognad anses definiera kedjans mognad. För att ta hänsyn till integrering, framför allt med steget före i kedjan, vid bedömningen av ett enskilt stegs mognad har vi använt en TRL-reduktion för en ny/förändrad råvara. Detta innebär att en tekniks mognad för ”konventionell” råvara används som bas för bedömningen och sedan reduceras med 0.5-2 TRL-enheter utifrån den nya råvarans olikhet med den ”konventionella”.

2.4 PRODUKTIONSPOTENTIAL

De studerade produktionsvägarnas produktionspotential uppskattades baserat på tillgången av inhemsk råvara och teknikernas produktionsverkningsgrad (utbyte på råvarubas). Utöver detta inkluderades även några nyckelfaktorer som begränsar teknologierna, såsom maximalt ligninuttag från svartlut i ett massabruk och maximal inblandningsgrad av pyrolysolja vid samprocessning i en katalytisk kracker. För varje produktionsväg gjordes en övre och en lägre uppskattning av potentialen med betraktande av den osäkerhet som finns.

2.5 ENERGIMARKNADSSCENARIER

Den tekno-ekonomiska utvärderingen gjordes i två tidsperspektiv: nära framtid (2018) och mellanlång sikt (2030). För en nära framtid användes tillgänglig data från energimarknadsstatistik och dylikt. För 2030-scenarierna användes verktyget ENPAC 2.0 (*Energy price and Carbon Balances Scenarios*) som kan generera konsistenta energimarknadsscenarioer för olika tidshorisonter [11–14]. Beräkningar baserades på indata om priser på fossila bränslen från scenarierna “WEO-450” (450 ppm CO₂) och “WEO-cp” (*Current Policies*) i World Energy Outlook [14,15]⁷. ENPAC genererar priser för olika energibärare. Priserna med störst betydelse för denna studie är för energibärarna biomassa (råvara) och biodrivmedel (produkt).

⁶ Huvudprocessteg definieras som ett steg som fått en vikt över 20 % i den viktade TRL-analysen. Det innebär att låg teknikmognad i mindre betydelsefulla delar av processen inte spelar in.

⁷ I denna sammanfattningsrapport visas endast resultat från 2030-scenariot WEO-450. För fullständiga resultat hänvisas till kommande detaljerad rapport från projektet, f3 2018:09.

Tabell 1. De viktigaste energimarknadsparametrarna i de studerade scenarierna.

	Scenario 2018			Scenario 2030-450		Scenario 2030-CP	
	[SEK/kg]	[SEK/MWh]	Not	[SEK/kg]	[SEK/MWh]	[SEK/kg]	[SEK/MWh]
Råvara							
Skogsrester/grot	0.52	187	a	1.09	390	1.09	390
Eldningsolja [E10/EO1]	4.46	375	b	6.32	532	9.37	789
Naturgas	4.46	335	c	7.99	551	6.75	466
Etanol	6.72	810	d	9.06	1093	9.61	1159
Metanol	5.15	810	d	6.94	1093	7.37	1159
HVO-diesel	8.72	713	d	13.35	1093	14.28	1169
Fossil diesel	4.53	356	e	10.27	808	11.48	903
Fossil bensin	5.91	467	e	9.49	751	10.21	808
Vätgas	15.88	402	f	28.49	721	24.07	609
Elektricitet(köpt)	N/A	313	g	N/A	485	N/A	485
Elektricitet (såld)	N/A	289	h	N/A	485	N/A	485

^a Medelpris skogsflis 2016 inkl. transport [16].

^b Medelpris vecka 37 2016 utan skatt och transport [17].

^c Medelpris 2016 för industrikunder I4 inkl. distribution och skatter [18].

^d Medelpris Etanol T2 FOB ARA 2016 [4], metanol antas ha samma pris på energibas.

^e Referenspris Sverige 2106 inkl. bruttomarginal, exkl. skatter [4].

^f Satt som 3.56 gånger naturgaspris på energibas. baserat på litteraturgenomgång [19–21].

^g Medelpris H1 2017 för industrikunder 70-150 GWh/år, inkl. nät och skatt men exkl. certifikat [22].

^h Medeltimpris H1 2017 för Syd- och Mellansverige, exkl. skatter, certifikat och nätavgifter.

För biodrivmedel beräknas priset i ENPAC utgående från att biodrivmedlen har samma energiskatt och moms som fossila drivmedel men att de har incitament som t.ex. undantag från CO₂-skatt eller gröna certifikat, vilket har baserats på den genomsnittliga skattenedsättningen i EU 2009 [23]. Ett annat fundamentalt antagande i ENPAC är existensen av en harmoniserad CO₂-marknad som omfattar alla sektorer med utsläpp. Dessa faktorer bidrar till relativt höga biodrivmedelspriser, som visas i Tabell 1. ENPAC har föreslagits genomgå avsevärda revisioner i modulerna för beräkning av priser för biomassa och biodrivmedel [14] men vi har bedömt att den nuvarande versionen är tillämpbar för analysen i detta projekt.

3 STUDERADE PRODUKTIONSVÄGAR

Fyra produktionsvägar för biodrivmedel har jämförts i denna studie. Dessa bildar en matris med två råvaror och två huvudsakliga teknikval enligt Tabell 2. De fall med teknikval som benämns ”förvätskning-vätebehandling” (fall 1 och 3) utgörs av två huvudsakliga delar där råvaran först omvandlas till en vätska, varpå vätskan uppgraderas till färdigt *drop in*-bränsle i ett oljeraffinaderi. Uttag av råvara och/eller förvätskning sker integrerat med ett massabruk. I fallen med teknikval ”förgasning-katalytisk syntes” (fall 2 och 4) omvandlas råvaran först genom förgasning till syntesgas, vilken sedan uppgraderas till metanol, drivmedelsprodukten i dessa fall. Fall 2 och 4 saknar integrering med ett oljeraffinaderi. De råvaror som studeras är s.k. kraft-lignin, som är en komponent i svartlut, för fall 1 och 2. Fall 3 och 4 baseras på restprodukter från skogsbruk (skogsflis).

Projektet inleddes med en undersökning av möjliga tekniska lösningar för de fyra fall som inkluderats i studien, baserat både på öppen litteratur och på kontakter med teknikutvecklande företag. Det slutliga valet av produktionsvägar som studerats gjordes främst baserat på teknisk och kommersiell relevans samt tillgång på data och en bedömning av dess pålitlighet. Detta resulterade bl.a. i att tre separata produktionsvägar inkluderades för fall 3, vilket alltså gav totalt sex granskade produktionsvägar. Dessa och de antaganden och datakällor som använts presenteras närmare nedan.

Tabell 2. Studerade produktionsvägar.

		Teknik/produkt	
		Förvätskning-vätebehandling	Förgasning-katalytisk syntes
Råvara	Kraftlignin	Fall 1. Membranbaserad ligninseparation följt av depolymerisering och hydrodeoxygenering för att producera bensen och diesel (1 MSL-HDO)	Fall 2. Svartlutsförgasning samt katalytisk uppgradering av syntesgas till metanol (2 BLG)
	Skogsrester	Fall 3. Pyrolys av skogsrester samt uppgradering till bensen och diesel genom tre olika vägar: <ul style="list-style-type: none"> • hydrodeoxygenering (3a Pyr-HDO) • samprocessning i kracker (3b Pyr-FCC) • hydropyrolys (3c Hydropyr) 	Fall 4. Förgasning av skogsrester samt katalytisk uppgradering av syntesgas till metanol (4 BMG)

3.1 FALL 1: LIGNINSEPARATION OCH -UPPGRADERING (MSL-HDO)

Detta teknikspår (fall 1 MSL-HDO) omfattar separation av lignin från svartlut följt av depolymerisering till ligninolja, vilken sedan uppgraderas med vätgas till färdiga fordonsbränslen. Flera olika tekniker finns eller är under utveckling för separation och depolymerisering.

Den analyserade processen baseras på membranseparation av lignin från svartlut och katalytisk hydrotermisk depolymerisering, i huvudsak såsom processen utvecklas av SunCarbon, bl.a. i projektet BioLi2.0⁸. Dessa steg är integrerade med ett massabruk medan uppgraderingen sker i ett raffinaderi.⁹

⁸ Se <http://www.bioinnovation.se/projekt/bioli2-0-fran-lignin-till-biobaserade-drivmedel-och-kemikalier/>

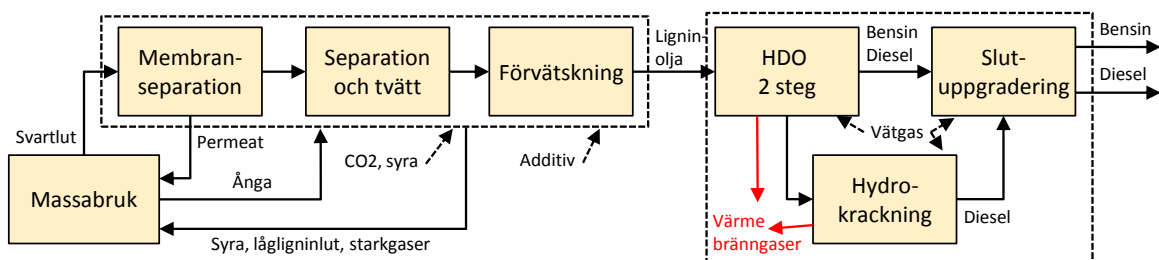
⁹ Andra alternativ valdes bort p.g.a. låg ekonomisk prestanda [25] (t.ex. alkalikatalyserad depolymerisering av s.k. LignoBoost-lignin [24]) och bristande dataunderlag (den utveckling RenFuel gör med stöd av Energimyndigheten, se <http://www.energimyndigheten.se/nyhetsarkiv/2015/pilotsatsning-pa-biodrivmedel-fran-lignin/>)

Massabruket har energiöverskott vilket exporteras i form av el producerad via en kondensator turbin [3]. När lignin separeras och därmed inte eldas i sodapannan minskar detta elöverskott, varför råvaran för biodrivmedel ur ett systemperspektiv är den förlorade elproduktionen.

Efterföljande uppgradering av ligninolja baseras på katalytisk hydrodeoxygenering (HDO) följt av slutuppgradering för att nå specifikationer för bensin och diesel.

Figur 1 visar en översikt över processkedjan som används i fall 1. Data för processens prestanda och kostnader saknas i stort i den öppna litteraturen och baseras därför mestadels på information som erhållits från SunCarbon under projektet [26]. Viktiga antaganden som gjorts inkluderar:

- Retentatet från membranseparationen innehåller 15-25% lignin och <10% alkali.
- Utbytet av ligninolja i depolymeriseringen är 70 % på energibas.
- En ligninolja med tillräckligt låg alkalihalt för att inte störa katalysatorn i efterföljande uppgradering kan erhållas.
- Utbyten och vätgasåtgång under uppgradering av ligninolja till färdiga bränslen baseras på Löfstedt et al. [27], men med anpassningar för en råvara som består av bara ligninfragment löst i en fossil komponent¹⁰.



Figur 1. Förenklad processöversikt för fall 1 MSL-HDO.

HDO-processen ger förutom de önskade produkterna med kokpunkter i bensin- och dieselområdena, även tyngre komponenter som omvandlas till diesel i en hydrokracker. Slutligen uppgraderas dieselprodukten till att uppfylla dieselspecifikationen genom vätgasbehandling.

HDO-processen är mycket exoterm och ger en stor mängd värme som kan nyttiggöras i oljeraffineriet. Även de lätta bränningsgas som bildas i HDO-processen kan nyttiggöras som värme om dessa eldas i en panna. I båda fallen antas behovet av eldningsolja, som normalt används för att tillfredsställa värmebehovet, kunna reduceras.

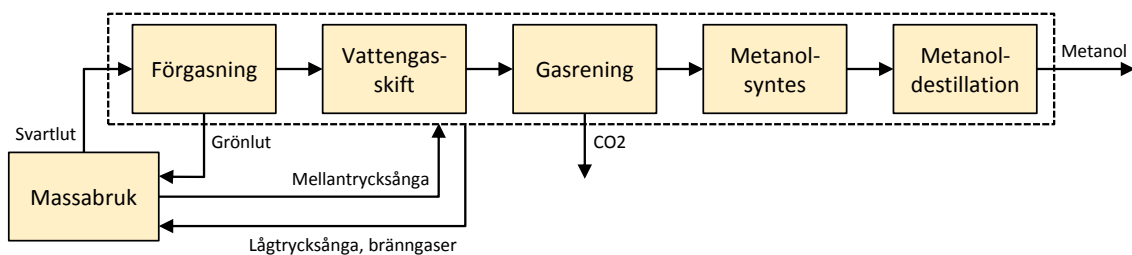
3.2 FALL 2: SVARTLUTSFÖRGASNING (BLG)

Detta teknikspår (fall 2 BLG) representerar suspensionsförgasning av svartlut, följt av rening och konditionering av den syntesgas som bildas i förgasaren, och slutligen katalytisk syntes av metanol. Hela processen är tätt integrerad med massabruket som levererar svartluten, en biprodukt från

¹⁰ Löfstedt et al. [27] uppgraderar en blandning av lignin och tallolja men vi har beräknat ett netto ur olika redovisade försök för att erhålla data för enbart lignin. Detta innebär inte att den process som Löfstedt et al. redovisar är genomförbar för rena ligninfragment, men den tjänar som en bas för beräkningarna. Som diskuteras nedan är teknikomognaden för detta spår låg (se kapitel 4.5).

massakokning, och tar tillbaka grönlut, en lösning med återvunna kokkemikalier. Processen visas översiktligt i Figur 2.

I ett fristående massabruk, utan integrerad biodrivmedelsproduktion, förbränns svartluten i en soda-panna för att generera processvärme och elektricitet. Ett modernt avsalumassabruk har energiöverskott vilket exporteras i form av el producerad via en kondensturbin [3]. I det integrerade massabruket-biodrivmedelsanläggningen täcks massabrukets behov av processvärme dels med restvärme från biodrivmedelsanläggningen och dels med ånga från en biomassapanna som eldar bark samt inköpt skogsflis. I detta fall exporteras inte längre någon el utan det uppstår tvärtom ett elunderskott. Detta medför från ett systemperspektiv att råvaran för biodrivmedel är inköpt skogsflis samt inköpt elektricitet.



Figur 2. Förenklad processöversikt för fall 2 BLG.

Mass- och energibalanser baseras på Carvalho et al. [28]. Förgasningen har en energieffektivitet, mätt som *cold gas efficiency* (CGE), på 70 % och utbytet av metanol är 56 % på energibas. Notera dock att utbyten från systemperspektiv är helt annorlunda, som diskuteras i kapitel 4. Detaljerade beskrivningar av förgasning och syntesgasuppträdning finns i tidigare publicerade arbeten [29,30].

3.3 FALL 3A-3C: PYROLYSOLJEPRODUKTION OCH -UPPGRADERING

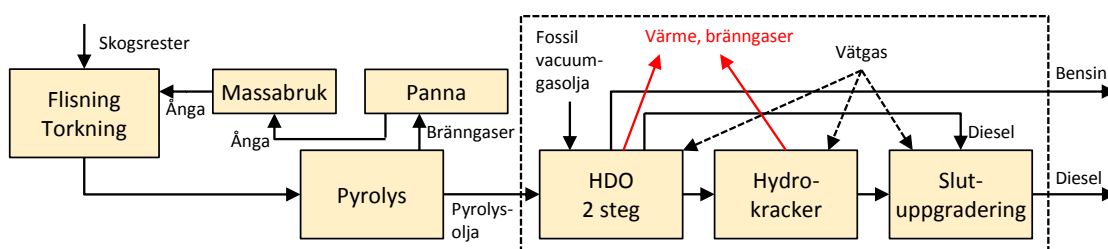
Pyrolys betecknar en grupp tekniker inom vilka en råvara bryts ner termiskt i en inert miljö. S.k. snabbpyrolys av biomassa¹¹ är en intressant teknik för biodrivmedelsproduktion eftersom den kan ge relativt höga utbyten av vätskeformiga produkter, s.k. pyrolysolja, som sedan kan uppträdas vidare. Pyrolysolja har ett högt syreinhåll och vidare uppträdning till fordonsbränsle kräver att syret avlägsnas.

Vi har inkluderat två teknikalternativ för raffinaderiintegrerade uppträdning av pyrolysolja från snabbpyrolys till drivmedel (3a, 3b), samt ett teknikalternativ för integrerad pyrolys och vätebehandling (3c). I båda de två snabbpyrolysfällen baseras det första steget, pyrolys, på balanser för en pyrolysanläggning som är värmeintegrerad med ett massabruk och som använder skogsrester (grot) som råvara [31]. Utbytet av pyrolysolja är 54 % på energibas, vilket är lägre än vad som normalt erhålls om stamved används som råvara.

¹¹ Två kommersiella anläggningar för snabbpyrolys av biomassa finns idag i Europa: Fortums anläggning i Joensuu, Finland från 2013, som har en kapacitet om 50 kt/år, samt BTG-BtL:s anläggning Empyro i Holland som invigdes 2015 och har en kapacitet om 30 kt/år.

Fall 3a: Snabbpyrolys och hydrodeoxygenering (Pyr-HDO)

I fall 3a Pyr-HDO uppgraderas pyrolysoljan genom HDO i en process som är principiellt lik den som används i fall 1 MSL-HDO beskrivet ovan. Liksom för fall 1 används naturgasbaserad vätgas, men med högre vätgaskonsumtion i detta fall, eftersom syrehalten i oljan är högre. Hydrodeoxygenering antas ske i en flerstegsprocess [32,33] baserat på data från Jones et al. [34]. Processen ger produkter med kokpunkt både i bensin- och dieselområdet men som inte till fullo uppfyller specifikationerna, och även avsevärda mängder tyngre komponenter. De senare antas uppgraderas till diesel genom hydrokrackning. Dieselfractionen från HDO-processen uppgraderas genom ytterligare vätebehandling. Det totala vätgasbehovet med dessa antaganden är 0,073 kg H₂/kg pyrolysolja. Liksom för fall 1 MSL-HDO bildas restvärme och bränningsgas som kan användas för att minska raffinaderiets behov av eldningsolja. Figur 3 visar en översikt över processkedjan som används i fall 3a.



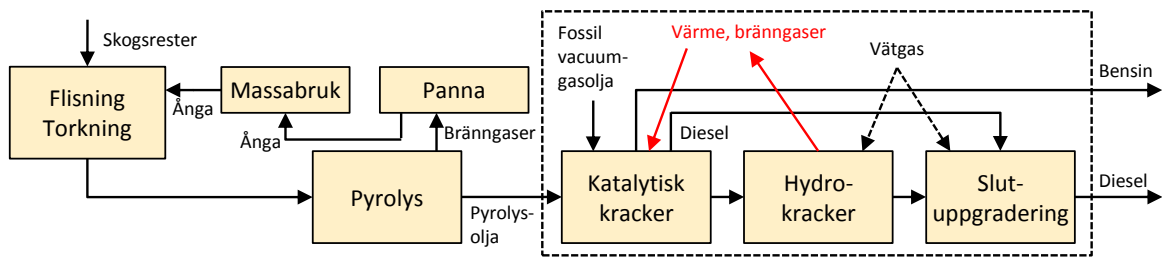
Figur 3. Förenklad processöversikt för fall 3a Pyr-HDO.

Fall 3b: Snabbpyrolys och katalytisk krackning (Pyr-FCC)

I det teknikalternativ som representeras av fall 3b Pyr-FCC samprocessas pyrolysolja med fossil råvara i en katalytisk kracker. Koks bildning har generellt visat sig vara ett problem i laborieförsök med katalytisk krackning av bioolja, speciellt vid högre inblandningsgrader än ca 5 % pyrolysolja [35]. Pinho m.fl. [36,37] använde en pilotanläggning med en kapacitet på 200 kg/h för att samprocessa pyrolysolja och vacuumgasolja. Deras resultat vid 5 % inblandning visade inte på någon ökad koks bildning och dessa försök ligger till grunden för de utbytesberäkningar som gjorts i denna studie.

Vid katalytisk krackning erhålls inga rena biobränslen utan det gröna kolet blandas med fossilt kol i produktströmmarna, t.o.m. i samma molekyler. ¹⁴C-analys av produkter i pilotförsöken visar att 30 % av det gröna kolet hamnar i produkter med kokpunkter i bensin- och dieselområdet. Genom ett antal antaganden, av vilka en del inte går att styrka experimentellt, kan utbyten av gröna produkter beräknas. Liksom för fallen 1 och 3a bildas en tyngre fraktion som hydrokrackas för att ge dieselprodukt.

En mycket viktig effekt vid samprocessning i en katalytisk kracker är de effekter på fossila utbyten som erhålls som en indirekt effekt av pyrolysoljan. De fossila utbytena skiftas från lätta gaser och tunga produkter till värdefulla produkter i bensin- och dieselområdet. Detta ger förstås ekonomiska fördelar, men har även effekter på raffinaderiets värmebalans. Eftersom lätta gaser används som bränsle för att producera processvärme leder produktskiftet till ett ökat behov av eldningsolja för att möta raffinaderiets värmebehov. Processen visas översiktligt i Figur 4.

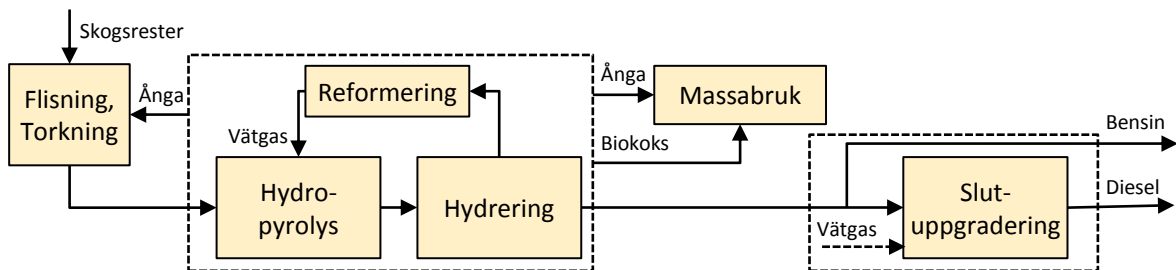


Figur 4. Förenklad processöversikt för fall 3b Pyr-FCC.

Fall 3c: Hydropyrolys (Hydropyr)

Ett tredje alternativ för produktion av biodrivmedel som bygger på pyrolys av skogsrester är s.k. hydropyrolys, vilket ger en pyrolysprodukt med mycket låg syrehalt. I denna process, som representeras av fall 3c Hydropyr, sker pyrolys av biomassa i en vätgasmiljö i närvaro av en katalysator, vilket har stora effekter på processen som ger produkter med mycket lågt syrenehåll. En kommersiell utveckling av denna process, kallad IH², har beskrivits i ett antal publikationer [38–42]. Vätgasen som behövs för pyrolysen genereras internt från de lätta gaser som bildas och med ett integrerat vätebehandlingssteg erhålls en process som utan krav på integrering producerar produkter som endast behöver mindre slutuppgradering för att klara specifikationer för diesel och bensin [39]. I denna studie antas dock bensinprodukten användas som blandningskomponent utan ytterligare uppgradering.

Vi har använt ett energiutbyte på 60 % till produkter före slutuppgradering [43] samt antagit att slutuppgraderingen av dessa sedan sker i ett raffinaderi tillsammans med fossila produkter. Denna slutuppgradering kräver endast mindre mängder vätgas. Hydropyrolysen genererar värme samt biokoks som vi antagit används i massabruket, vilket leder till ökad elproduktion. Processen visas i Figur 5.



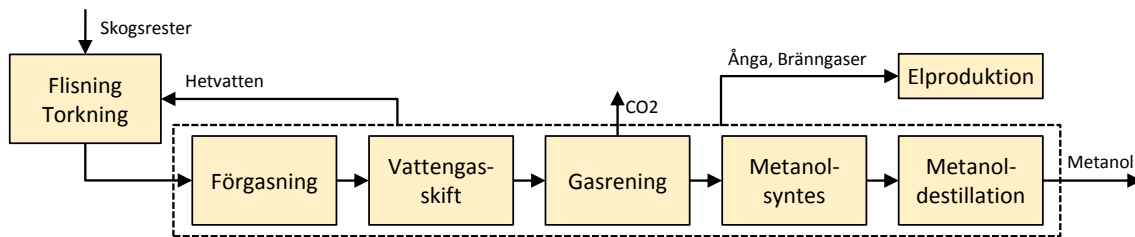
Figur 5. Förenklad processöversikt för fall 3c Hydropyr.

3.4 FALL 4: BIOMASSAFÖRGASNING (BMG)

Förgasning av fast biomassa i en fluidiserad bädd kan ske med ett antal olika tekniker, där indirekt och direkt förgasning kan sägas utgöra två huvudgrupper. Utifrån resultat från en initial studie har analyserna i denna studie baserats på direkt förgasning med en kombination av ånga och syrgas. Antaganden om processdesign, utbyten mm baseras på arbeten på *Gas Technology Institute*¹² (GTI) [44] samt VTT [45].

¹² Samarbete mellan GTI, Haldor Topsoe, Andritz och UPM med syfte att demonstrera TIGAS-processen för grön bensin i pilotskala. Vi använder enbart data från förgasningsdelen och benämner denna studie GTI.

Förgasningsprocessen och efterföljande filtrering sker vid 9 bar och 850 °C. Efter katalytisk reformering och gaskylning för att återvinna värme erhålls en CGE om 83 % och 0.3% metan. Syntesgasen renas, konditioneras och omvandlas sedan till metanol i en process som är nästan identiskt med den för fall 2 BLG, se Figur 6. Anläggningen är självförsörjande på värme till torkning av råvaran och värmeöverskottet används för elproduktion. Anläggningen för fall 4 BMG är en *stand alone*-anläggning, eftersom det av kapacitetsskäl bedömts tveksamt om värmeöverskottet skulle gå att integrera i en befintlig ångturbin i ett massabruk. Prestanda för en anläggning som integreras med ett massabruk skulle endast marginellt skilja sig från detta fall.



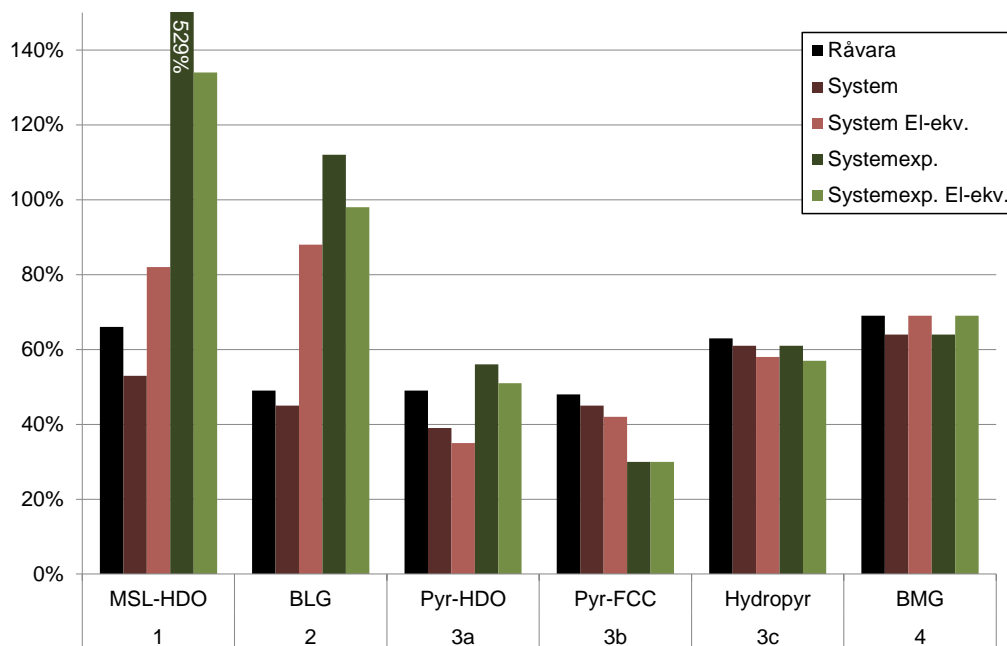
Figur 6. Förenklad processöversikt för fall 4 BMG.

4 RESULTAT OCH DISKUSSION

I detta kapitel diskuteras den bedömning som gjorts utifrån olika aspekter: energieffektivitet (4.1) ekonomisk prestanda (4.2), produktionspotential (4.3), växthusgasprestanda (4.4) samt teknikmognad (4.5). Slutsatser från en sammanvägd bedömning ges sedan i kapitel 5.

4.1 BALANSER OCH ENERGIEFFEKTIVITET

Mass- och energibalanser har tagits fram för varje produktionskedja som underlag för vidare bedömning och beräkningar. Resulterande energieffektiviteter visas i Figur 7. ”Enkla” effektiviteter från råvara till bränsle utan hänsyn till andra insatsvaror eller produkter (svart i Figur 7, ”Råvara”) ligger mellan 48 % och 69 %. Detta säger dock relativt lite om systemets effektivitet, i synnerhet för fall 1 MSL-HDO och fall 2 BLG, där de är beräknade utifrån den använda svartluten, vilket bara är en råvara om man bortser från integreringen med massabruket (se 3.1 och 3.2). Med beaktande av övriga insatsvaror i processen (staplar för ”System” i Figur 7), tas även hänsyn till direkt förbrukning av elektricitet och vätgas i processen, men fortfarande inte till integrering med massabruk och raffinaderi. De största skillnaderna mellan råvaru- och systemeffektivitet syns för processer med hög vätgasförbrukning (fall 1 MSL-HDO och 3a Pyr-HDO).



Figur 7. Olika mått på energieffektivitet för produktionskedjorna (se 2.1 och texten ovan).

Staplarna för ”Systemexp.” i Figur 7 visar effektiviteten för ett system som inkluderar även de integrerade industrierna. Som synes resulterar beaktande av integrationsaspekter i relativt stora skillnader mot de ovan diskuterade effektiviteterna, utom för fallen med ingen eller bara svag integrering (främst fall 3c Hydropyr och fall 4 BMG). För de produktionsvägar som baseras på kraftlignin, fall 1 MSL-HDO och fall 2 BLG, blir effektiviteten mycket högre om den beräknas för det integrerade systemet. För fall 1 MSL-HDO beror detta framför allt på två faktorer: 1) det studerade massabruket har överskottsvärme som utan biodrivmedelsproduktion konverteras till elektricitet med relativt låg verkningsgrad. Genom att istället konvertera denna överskottsenergi till biodrivmedel med bättre verkningsgrad erhålls en mycket hög beräknad systemeffektivitet. 2) I HDO-processen

uppstår som noterats ovan värme och bränningsgaser som minskar förbrukningen av eldningsolja i raffinaderiet, vilket ger en mycket stor effekt. Tillsammans resulterar dessa två faktorer i en effektivitet >500%. Det ska dock noteras att denna beräkning blir helt annorlunda i ett massabruk med en annan energisituation (t.ex. ett äldre massabruk, eller ett pappersbruksintegrerat bruk), eller om restvärmen inte kan nyttiggöras i raffinaderiet på det sätt som antagits här.

Energieffektivitet mätt som elektricitetsekvivalenter (staplarna ”System El-ekv” och ”Systemexp. El-ekv.” i Figur 7) ger även information om energikvalitet men visar trots det upp samma mönster som energieffektivitet utan hänsyn till kvalitet. En stor skillnad finns för fall 1 MSL-HDO om systemexpansion används, vilket främst beror på att råvaran för denna process ur systemperspektiv är förlorad elproduktion i massabruket.

För fall 2 BLG blir effektiviteten för det integrerade massabruket-biodrivmedelsanläggningen hög delvis p.g.a. energiöverskottet i massabruket (enligt ovan), och delvis p.g.a. effektivt utnyttjande and restvärme från processen.

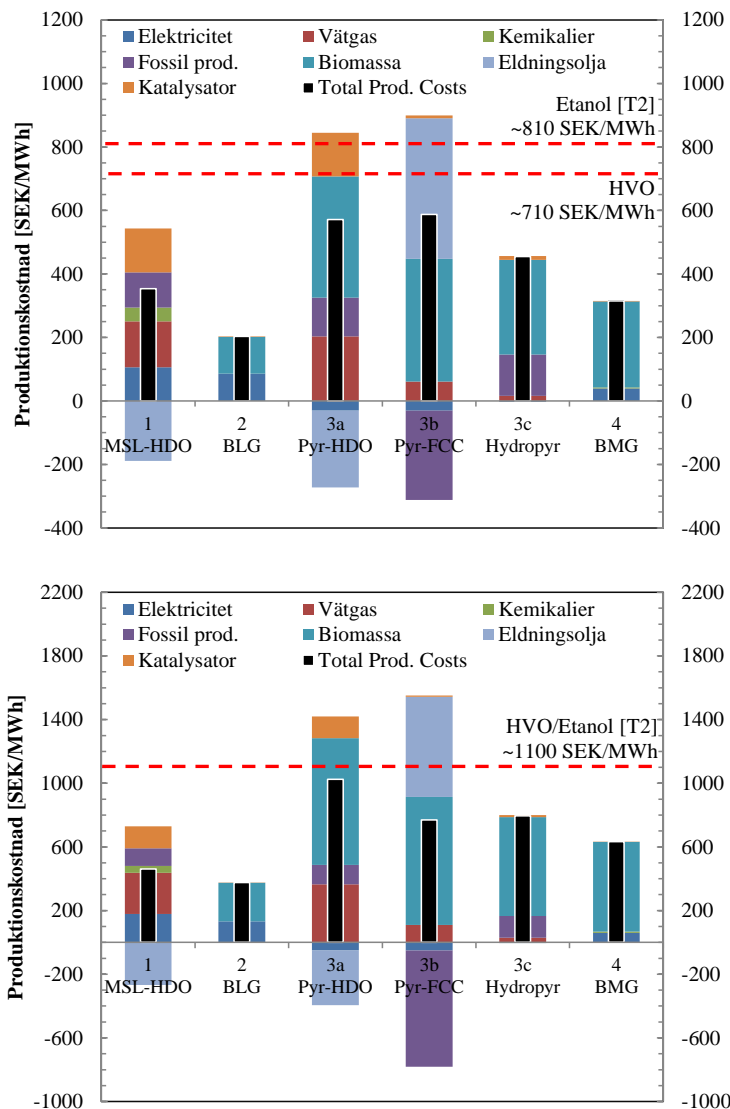
För fall 3a Pyr-HDO och fall 3b Pyr-FCC beror skillnaderna i effektivitet med eller utan hänsyn till integrering, d.v.s. den parvisa skillnaden mellan ”System” och ”Systemexp.” respektive ”System El-Ekv.” och ”Systemexp. El-ekv.” i Figur 7, främst på de effekter som restvärme och restgaser har på raffinaderiets användning av eldningsolja (se 3.3). Det ska noteras att dessa fall hade erhållit bättre beräknad prestanda om de integrerats med ett bruk med värmebehov istället för värmeöverskott.

4.2 PRODUKTIONSKOSTNADER OCH INVESTERINGSPOTENTIAL

Figur 8 visar resultaten från beräkning av specifika driftskostnader samt hur dessa fördelar sig på olika faktorer. Det är tydligt att kostnaderna i samtliga fall underskrider produktvärdet för 2018, som visas som streckade linjer i figuren. Därmed finns en driftsmarginal för att täcka kapitalkostnader. Detta gäller även för scenario 2030-CP (”*current policies*”, visas ej) men inte helt för scenario 2030-450 (nederst i Figur 8).

Från Figur 8 är det tydligt att kostnaden för biomassaråvara är av stor vikt för de fall som använder skogsrester som direkt råvara (staplarna ”Biomassa” i Figur 8, fall 3a-c och 4). För de raffinaderi-integrerade spåren har effekter på produktionen av fossila produkter stor effekt (staplarna ”Fossil prod.” i Figur 8, fall 1 och 3a-c), antingen som en ökad kostnad p.g.a. ianspråktagen kapacitet (fall 1, 3a, 3c), eller som en ökad intäkt i och med ökade utbyten (fall 3b). Framför allt för fall 3b måste dock dessa utbyten anses mycket osäkra, tills mer tillförlitliga experimentella data från kommersiella försök finns. Även ökad eller minskad förbrukning av eldningsolja (se staplar för detta i Figur 8) i raffinaderiet har betydelse för dessa spår men motverkar i de flesta fall effekter på fossil produktion. För spåren som inkluderar HDO är vätgas och katalysator viktiga kostnadsposter.

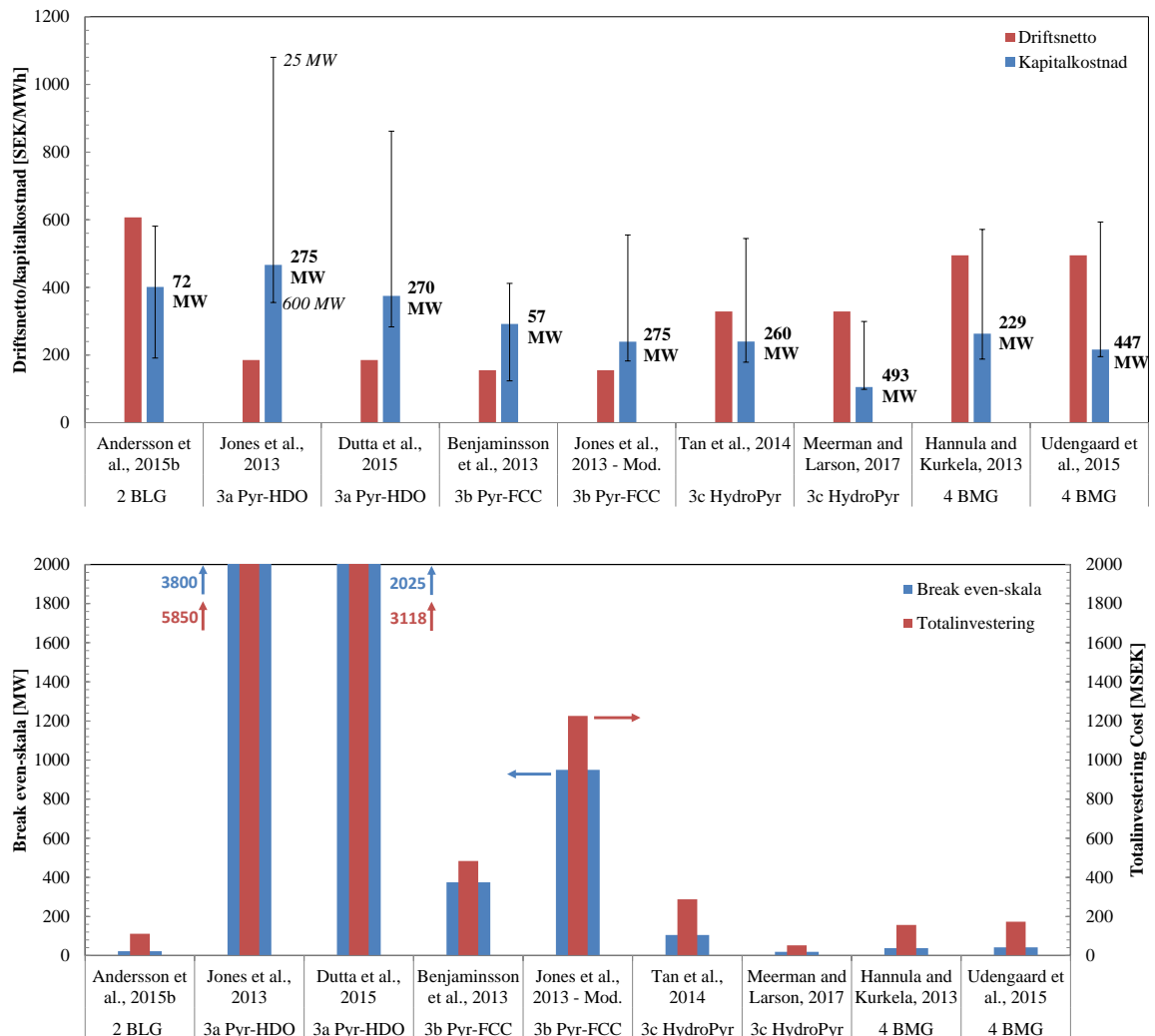
En känslighetsanalys, som inte redovisas i sin helhet i denna sammanfattningsrapport, visar att just katalysatorer är den faktor som har störst risk att förändra den bild som ges i Figur 8 för fall 1 och fall 3a, vilket till stor del hänger ihop med den låga teknikmognaden (se kapitel 4.5). För övriga fall anses osäkerheten vara mindre men dock fortfarande betydande.



Figur 8. Specifika driftskostnader för fallen i scenariot 2018 (överst) samt scenariot för 2030-450 (nederst). Notera den kraftigt olika skalan på y-axeln. Produktion på HHV-bas. Figurerna visar även antagna marknadspriser för andra biodrivmedel (nuvarande för 2018, respektive från scenarierna för 2030).

En marginal för att täcka kapitalkostnader beräknades ur Figur 8 som skillnaden mellan produktvärde och driftskostnader. I Figur 9 och Figur 10 visas dessa marginaler tillsammans med specifika kapitalkostnadsuppskattningar, vilka baseras på investeringskostnader som inhämtats från litteraturen (se Bilaga: Investeringskostnader) samt 15 % avkastning (som beskrivet i kapitel 2.1). I samtliga fall visas kapitalkostnader för den skala som investeringsbedömningen gäller (blå stapel i Figur 9 översta delen och Figur 10 vänstra delen) samt ett intervall där denna skalats till anläggnings-storlekar om 25-600 MW.

Resultaten som avser kapitalkostnadsuppskattningar för mogen teknik (överst i Figur 9) visar att fall 2 BLG, 3c Hydropyr och 4 BMG verkar kunna täcka kapitalkostnaderna, i vissa fall med god marginal, medan detta inte är fallet för fall 3a Pyr-HDO och fall 3b Pyr-FCC. För fall 1 MSL-HDO finns ingen investeringsbedömning för mogen teknik så för detta fall diskuteras endast investering i en första anläggning längre ner.

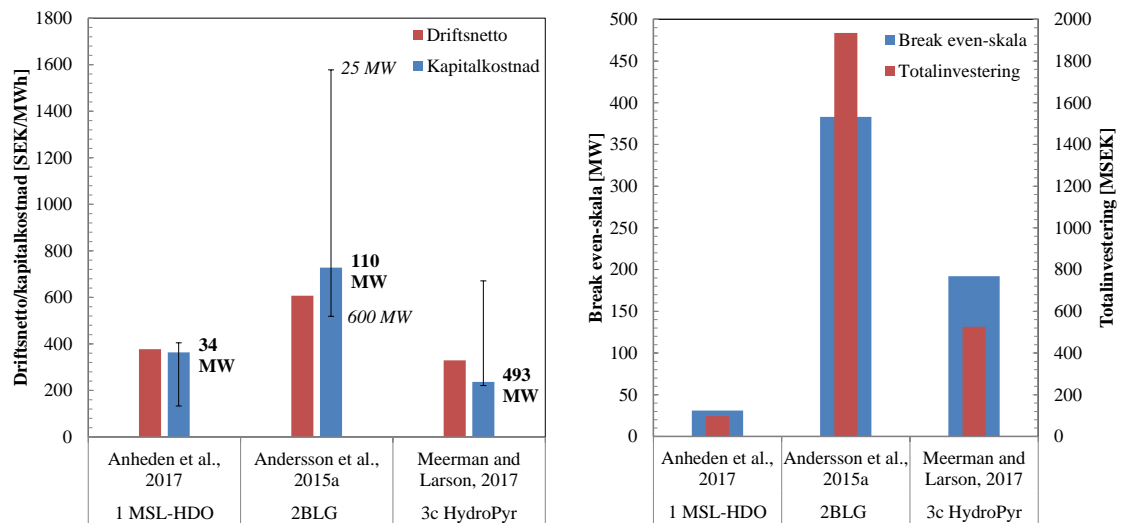


Figur 9. Effekter av anläggningsstorlek på möjlighet att bära kapitalkostnader för 2018-scenariot samt mogen teknik. För fallen 3a, 3b, och 3c har två kapitalkostnadsskattningar vardera inkluderats. Överst: jämförelse mellan driftsnetto och kapitalkostnader, intervallet motsvarar skalor 25-600 MW förnybar produkt. Nederst: *break even*-skala (förnybar produktion) och absolut investering vid denna skala.

I Figur 9 (nederst) visas *break even*-skalan, vid vilken driftsmarginalen precis täcker kapitalkostnaden (se kapitel 2.1), samt storleken på den absoluta investeringen vid den skalan. P.g.a. den förenklade skalningsmetodik som använts i detta arbete ska absoluta värden i Figur 9 (nederst) tolkas med försiktighet. Det är dock tydligt att de tekniker som klarar av att täcka kapitalkostnaderna verkar klara det även för småskaliga anläggningar, enligt denna förenklade analys. För fall 3a Pyr-HDO och fall 3b Pyr-FCC indikerar Figur 9 (nederst) mycket stora nödvändiga skalor för en del kapitalkostnadsskattningar (framför allt Jones et al. 2013). Eftersom den skalningsmetodik som använts troligen inte alls är giltig för så stora skalor, ska dessa resultat snarast ses som en indikation på att dessa teknikspår inte alls är ekonomiskt genomförbara.

I Figur 10 görs en motsvarande analys för de tekniker för vilka en investeringsbedömning för en första anläggning funnits tillgänglig. Resultaten indikerar att tekniken som representeras av fall 1 MSL-HDO har goda möjligheter att bära sina kostnader även i en relativt småskalig första demonstrationsanläggning, medan framför allt svartlutsförgasningsbaserad teknik (fall 2 BLG) verkar behöva investeringsstöd för en första anläggning, eftersom den skala vid vilken tekniken kan bära

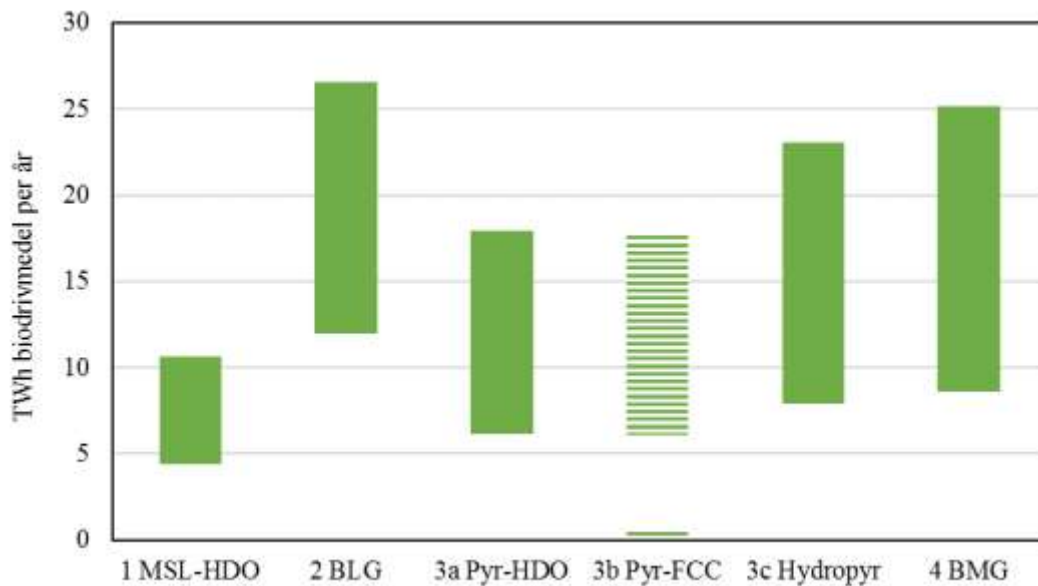
kostnader för en investering i första anläggningen är för stor för en kommersiell demonstration. Detsamma gäller åtminstone i någon mån även för fall 3c HydroPyr.



Figur 10. Effekter av anläggningsstorlek på möjlighet att bära kapitalkostnader för 2018-scenariot med investeringskostnader för omogen teknik. Vänster: jämförelse mellan driftsnetto och kapitalkostnader, intervallet motsvarar skalor 25-600 MW produkt. Höger: break even-skala (förnybar produktion) och absolut investering vid denna skala.

4.3 PRODUKTIONSPOTENTIAL

De beräknade produktionspotentialerna för fallen presenteras i Figur 11 som intervaller med beaktande av osäkerheter. För fall 1 MSL-HDO och fall 2 BLG avgörs potentialen av tillgång på råvaran kraftlinnin. För fall 1 MSL-HDO innebär det potentiellt uttag av lignin ur svartlut, vilket begränsas av tekniska möjligheter till drift av sodapannor. För fall 2 BLG är begränsningen svartlutskapaciteten hos massabruk som kan konverteras och den undre skattningen av potential utgörs av nuvarande produktion i massabruk med sodapannor som är äldre än 25 år, eftersom dessa bruk kan förväntas ha större ekonomiska drivkrafter att byta återvinningsteknik p.g.a. högre underhållskostnader m.m. Den övre skattningen för BLG är svartlut som eldas is samtliga svenska sodapannor.



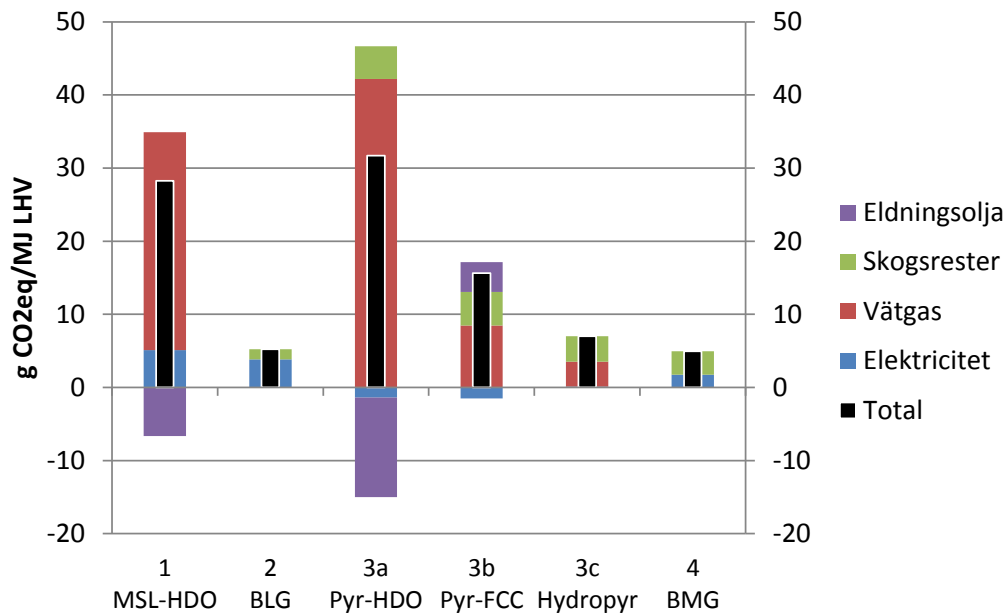
Figur 11. Intervaller med produktionspotential för de studerade fallen (HHV-bas). För fall 3b Pyr-FCC ges ett intervall baserat på råvarutillgång (streckat) och ett lägre intervall baserat på kapacitet i existerande katalytisk kracker.

För fall 3a-c och 4 begränsas potentialen av storleken på hållbart uttag av skogsrester (grot), med något lägre potential för fallen 3a och 3b p.g.a. deras lägre verkningsgrad. Notera att den maximala inblandningsgraden av pyrolysolja vid samprocessning i katalytisk krackning, i kombination med kapaciteten på den enda katalytiska kracker för bränsleproduktion som finns i Sverige, ger en mycket mer begränsad kapacitet som även den visas i Figur 11.

4.4 VÄXTHUSGASPRESTANDA

Resultaten från en växthusgasberäkning enligt metodiken som beskrivs i Förnybarhetsdirektivet [8] visas i Figur 12. Det är väldigt tydligt att den höga vätgasförbrukningen i kombination med naturgasbaserad vätgasproduktion, vilket används i fall 1 MSL-HDO och 3a Pyr-HDO, ger ett kraftigt bidrag (röda staplar i Figur 12) till utsläppen, trots att den till viss del kompenseras av de brännbara gaser som bildas och som kan användas internt i raffinaderiet (lila staplar i Figur 12). Detta leder till att dessa spår uppvisar växthusgasreduktioner, jämfört med fossil referens, om 70 % respektive 66 %. Detta innebär i sin tur att de biodrivmedel som produceras enligt dessa teknikspår troligen, i den form de har i denna studie, inte kommer att klara hållbarhetskriterierna i ett framtida förnybarhetsdirektiv, vilka har föreslagits bli 70 % [46].

För övriga teknikspår är växthusgasreduktionen god med 95 % reduktion för de förgasningsbaserade fallen (fall 2 och 4) och, något lägre, 88 % respektive 93 %, för fallen 3b Pyr-FCC och 3c Hydropyr. Den lägre siffran för dessa raffinaderiintegrerade fall beror på vätgasanvändning, även om denna är mycket lägre än för fallen 1 och 3a.



Figur 12. Växthusgasprestanda för de studerade fallen beräknad enligt metodiken i Förnybarhetsdirektivdirektivet.

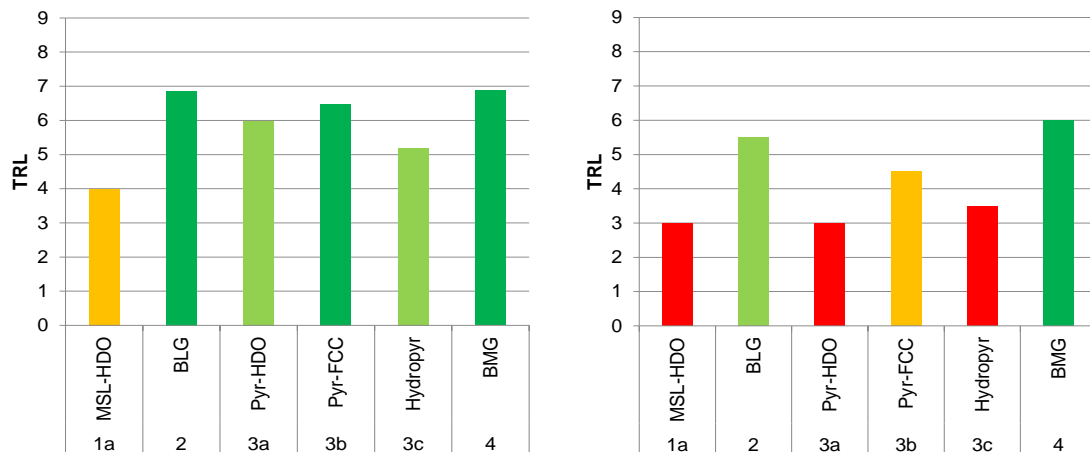
Det finns några metodologiska val vid beräkning av växthusgasavtrycket som får stor betydelse för resultaten för de raffinaderiintegrerade spåren (1 MSL-HSO, 3a Pyr-HDO, 3b Pyr-FCC). Om en systemexpansion tillämpas, där kreditering för restvärme från HDO-processen som kan ersätta eldningsolja för raffinaderiets värmebehov tillåts, blir bilden för fallen 1 MSL-HSO och 3a Pyr-HDO helt annorlunda med nettonegativa växthusgasutsläpp. För fall 3b Pyr-FCC består komplexiteten till stor del i hur skiften i fossila utbyten behandlas. Dessa effekter har inte tagits hänsyn till i beräkningarna som ligger till grund för Figur 12, eftersom beräkningarna baseras på Förnybarhetsdirektivet där denna typ av systemexpansion inte tillåts.

4.5 TEKNIKMOGNAD

Resultaten från bedömningen av produktionsvägarnas teknikmognad presenteras i Figur 13. Tre av fallen, 2 BLG, 3b Pyr-FCC och 4 BMG, har en viktad TRL>6, vilket motsvarar att tekniken är demonstrerad i en relevant industriell miljö (vänster i Figur 13). Om istället den svagaste länken i produktionskedjan studeras är det bara fall 4 BMG som når TRL 6, medan det andra förgasningsbaserade fallet, fall 2 BLG, kommer nära (höger i Figur 13). Båda dessa tekniker har demonstrerats i relativt stor skala med omfattande drifttid.

Tekniker som baseras på raffinaderiintegrerad produktion (fall 1 och 3) har generellt sett lägre teknikmognad, trots att de av Energimyndigheten pekats ut som strategiskt intressanta på kort sikt. Av dessa är fall 3b Pyr-FCC (samprocessning i en katalytisk kracker) det mest utvecklade spåret¹³ medan fall 1 MSL-HDO, som baseras på uppgradering av lignin, är det minst mogna.

¹³ UOP [56] har meddelat att det finns kommersiella demonstrationer planerade eller under utförande för samprocessning av pyrolysolja i en katalytisk kracker, vilket innebär att TRL för fall 3b Pyr-FCC kan vara högre än den öppna informationen vi har använt har visat.



Figur 13. Tekniskmognad bedömd på TRL-skalan för de undersökta spåren avseende ”viktat medel” (vänster) och ”svagaste länken” (höger). Färg: röd < 4 ≤ orange < 5 ≤ ljusgrön < 6 ≤ mörkgrön.

Resultaten visar tydligt att omfattande FoU-arbete krävs för att ta framför allt produktionsteknikerna som representeras av fall 1, 3a och 3c till kommersiell status. Det ska noteras att bedömningen som presenteras här har gjorts baserat på offentligt tillgänglig information samt kontakter direkt med teknikutvecklare när så varit möjligt. Dock sker omfattande utvecklingsinsatser för t.ex. fall 1 och fall 3c idag i kommersiell regi, varför det kan finnas utvecklingsresultat som inte varit möjliga att ta med i vår analys. Det leder i så fall till en underskattning av tekniskmognaden¹⁴.

¹⁴ Den demonstrationsanläggning för hydroprolysis med kapacitet 5 t/d som Shell och CRI bygger i Indien [57] kan, om den är framgångsrik, snabbt kan höja tekniskmognaden för den produktionsväg som representeras av fall 3c.

5 SLUTSATSER

Huvudsyftet med detta projekt har varit att jämföra fyra olika teknikspår för produktion av bibränsle från skogsbaserat råmaterial. Teknikspåren valdes för att kunna jämföra raffinaderiintegrerad *drop in*-bränsleproduktion med förgasningsbaserad produktion av metanol, vilka pekats ut som kortsiktiga respektive långsiktiga strategiska prioriteringar av Energimyndigheten. En bedömning av ett flertal aspekter har utförts och redovisas övergripande i Tabell 3.

Tabell 3. Övergripande bedömning av de studerade produktionsvägarna. Bedömningen är gjord på en relativ skala, utom för växthusgasprestanda som bedöms gentemot hållbarhetskriterier i förnybarhetsdirektivet.

	Energi-effektivitet	Lönsamhet ^a	Investerings-behov	Produktions-potential	Växthusgas-prestanda	Teknik-mognad
1 MSL-HDO	+	+	+	0	0	-
2 BLG	+	+	0/- ^b	+	+	+
3a Pyr-HDO	0	-	- ^c	+	-	0
3b Pyr-FCC	-	-	+ ^b	-	+	+
3c Hydropyr	0	+	+	+	+	0
4 BMG	0	+	+	+	+	+

^a Lönsamhetsbedömningen är en sammanställning av bedömningar för de olika energimarknadsscenarierna, vilka inte redovisas fullständigt i den detaljerade projektrapporten (f3 2018:09).

^b Bedömning av investeringsbehovet för fall 2 BLG och fall 3b Pyr-FCC gjordes från den skala som är realistisk utifrån ett integreringsperspektiv och är därmed inte baserad på skalekonomi såsom övriga fall. Ett relativt stort investeringskrav föreligger för fall 2 BLG p.g.a att investeringsbedömningen har antagit att sodapannan helt ersätts med en förgasare, vilket innebär att massabrukets storlek avgör kapaciteten. För fall 3b Pyr-FCC är investeringsstorleken begränsad av krackerkapacitet i raffinaderiet.

^b Mycket varierande specifika investeringskostnader hittades, bedömningen återspeglar den övergripande bilden.

Bedömningen av energieffektivitet baseras på en systemexpansion som innefattar även de integrerade industrierna, eftersom detta anses mest relevant. Med denna metodik uppvisar tekniker som integreras med massabruk och använder kraftlinjen som råvara mycket höga effektiviteter. Den låga effektiviteten för fall 3b Pyr-FCC beror på de komplicerade och osäkra effekterna på fossila utbyten, och den resulterande ökade efterfrågan på eldningsolja i raffinaderiet.

Lönsamhetsbedömningen visar att investeringsmarginalerna är högst för fall 2 BLG och 4 BMG, men med de lägre investeringskostnaderna för fall 1 MSL-HDO och 3c Hydropyr beräknas samtliga fall 1, 2, 3c och 4 ge god lönsamhet för en investering i mogen teknik under båda de analyserade tidsperspektiven (2018 respektive 2030). Detta gäller även investeringar i relativt liten skala. För omogen teknik, verkar tekniken som representeras av fall 1 MSL-HDO ha möjlighet att täcka sina egna kostnader även i en mindre skala som kan vara aktuell för en kommersiell teknikdemonstration.

Det faktum att resultaten indikerar att förgasningsbaserad bibränsleproduktion (för mogen teknik) kan vara ekonomiskt möjlig även i relativt liten skala, är intressant och går emot en allmän uppfattning att förgasningsteknik endast är ekonomiskt möjlig i stor skala. Dessa resultat behöver dock bekräftas av mer detaljerade studier. För svartlutsförgasning kan det motivera ytterligare studier specifikt avseende anläggningar baserade på endast en andel av ett massabruks svartlutsflöde, vilket kan bidra till avlastning av sodapannan på samma sätt som ligninseparation enligt fall 1 MSL-HDO.

Produktionspotentialen är av samma storleksordning, ca 10-25 TWh/år, för alla fall som använder skogsrester som råvara eller som ersättning för råvara, som för fall 2 BLG. Den lägre effektiviteten i fall 3a Pyr-HDO minskar denna potential något. För fall 1 MSL-HDO är potentialen 4-8 TWh/år begränsad av lignintillförsel, som i sin tur begränsas av tekniska faktorer i massabruken. För fall 3b Pyr-FCC är potentialen lägre och begränsad av maximal inblandningsgrad vid samprocessning samt krackerkapacitet. En biodrivmedelsproduktion på 10-25 TWh/år kan ge ett betydande bidrag till omställningen av transportsystemet och överensstämmer med prognoser för efterfrågan på biodrivmedel 2030 [1]. Det måste noteras att dessa potentialer inkluderar nuvarande användning av skogsrester men inte framtida ökad användning i andra sektorer. Framtida råvarukonkurrens kommer att vara starkt beroende av teknisk utveckling och strategiska beslut i koldioxidintensiv industri, såsom stål-, cement- och kemikalieindustrin, och är mycket svår att kvantifiera idag.

De flesta produktionsteknologierna uppvisar tillfredsställande växthusgasprestanda, med växthusgasbesparingar på 83-95% jämfört med en fossil referens för fall 2, 3b, 3c och 4 när beräkningarna görs enligt Förnybarhetsdirektivets metodik. För de fall som använder naturgasbaserad vätgasproduktion, fall 1 och 3a, är reduktionen endast 70 % respektive 66 %. Det innebär att dessa teknikspår, med den utformning som antagits här, tydligt riskerar att inte uppfylla framtida hållbarhetskriterier [46]. Alternativ vätgasproduktionsteknik kommer att behövas för att uppfylla kraven. Detta diskuteras vidare av Anheden et al [32] och bör också vara ett mycket relevant ämne för vidare forskning.

En bedömning av teknikmognad baserad på hela produktionskedjan visar TRL 6-7 för fall 2 BLG, 3b Pyr-FCC och 4 BMG, vilket indikerar att nästa steg för dessa spår är en kommersiell demonstration. När den svagaste länken beaktas blir TRL lite lägre men fortfarande över 5 för fall 2 och 4 och över 4 för fall 3b. För fall 1 MSL-HDO, fall 3a Pyr-HDO och fall 3c Hydropyr, är TRL från ett svagaste-länken-perspektiv under 4, vilket indikerar att stora FoU-insatser krävs för att få dem till ett tillstånd där kommersiell implementering är möjlig.

Det är en paradox att de kortsiktigt prioriterade teknikspåren, som producerar *drop in*-bränslen, i allmänhet baseras på teknik med lägre teknikmognad. Det sker för närvarande betydande FoU-satsningar på dessa tekniker men mycket snabba resultat krävs för att de ska kunna användas kommersiellt i någon betydande grad inom en tidsrymd som kan anses vara kortsiktig.

Sammanfattningsvis visar resultaten från bedömningen i detta projekt att produktionsteknik från alla de fyra utvärderade teknikspåren kan ge god prestanda med hänsyn till de flesta aspekter som utvärderas. Detta gäller under förutsättning att den teknikutveckling som fortfarande krävs för i synnerhet de raffinaderiintegrerade fallen (fall 1 och 3), är framgångsrik och leder till demonstration av teknik som uppfyller de antaganden som gjorts i denna studie om utbyten och kostnader. För fall 1 MSL-HDO kommer en alternativ vätgasproduktionsteknik sannolikt att krävas. Produktionsteknik baserat på uppgradering av pyrolysolja i ett oljeraffinaderi (fall 3a Pyr-HDO och 3b Pyr-FCC) verkar stå inför större utmaningar än de andra alternativen, både ekonomiskt och vad avser andra aspekter.

REFERENSER

- [1] Johansson TB. Fossilfrihet på väg - Betänkande av Utredningen om fossilfri fordonstrafik. Stockholm: 2013.
- [2] Energimyndigheten. UP-Rapport Transportsystemet - Underlag från Utvecklingsplattformen Transport till Energimyndighetens strategiarbete 2013–2016. Eskilstuna: 2013.
- [3] Berglin N, Lovell A, Delin L, Törmälä J. The 2010 reference mill for kraft market pulp. Tappi Peers Conf., vol. 1, 2011, p. 191–7.
- [4] Energimyndigheten. Övervakningsrapport avseende skattebefrielse för flytande biodrivmedel under 2016 2017.
- [5] Isaksson J, Jansson M, Åsblad A, Berntsson T. Transportation fuel production from gasified biomass integrated with a pulp and paper mill – Part B: Analysis of economic performance and greenhouse gas emissions. Energy 2016;103:522–32.
- [6] Isaksson J, Jansson M, Åsblad A, Berntsson T. Transportation fuel production from gasified biomass integrated with a pulp and paper mill – Part A: Heat integration and system performance. Energy 2016;103:557–71.
- [7] Pettersson K, Harvey S. Comparison of black liquor gasification with other pulping biorefinery concepts – Systems analysis of economic performance and CO2 emissions. Energy 2012;37:136–53.
- [8] European Parliament. Directive 2009/28/EC of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009. Official Journal of the European Union 2009;140:16–62.
- [9] Gode J, Martinsson F, Hagberg L, Öman A, Höglund J, Palm D. Miljöfaktaboken 2011 Uppskattade emissionsfaktorer för bränslen, el, värme och transporter (in Swedish). Stockholm: 2011.
- [10] JRC. WELL-TO-TANK Report Version 4.a. Ispra: European Commission Joint Research Centre; 2014.
- [11] Axelsson E, Harvey S, Berntsson T. A tool for creating energy market scenarios for evaluation of investments in energy intensive industry. Energy 2009;34:2069–74.
- [12] Axelsson E, Harvey S. Scenarios for assessing profitability and carbon balances of energy investments in industry. Göteborg: Pathways to sustainable european energy systems – AGS, the Alliance for Global Sustainability; 2010.
- [13] Axelsson E, Pettersson K. Energy price and carbon balances scenarios tool (ENPAC) - a summary of recent updates. Göteborg: Chalmers; 2014.
- [14] Axelsson E. Uppdatering av ENPAC och analys av fortsatt utveckling. Profu; 2017.
- [15] International Energy Agency. World Energy Outlook 2016. International Energy Agency, Paris, France; 2016.

- [16] Energimyndigheten. Trädbränsle- och torvpriser, nr 3/2017 2017.
- [17] Preem. Personlig kommunikation med Åsa Håkansson 2017.
- [18] SCB/Energimyndigheten. Priser på naturgas för industrikunder 2007– 2017.
- [19] Dincer I, Acar C. Review and evaluation of hydrogen production methods for better sustainability. *International Journal of Hydrogen Energy* 2014;40:11094–111.
- [20] Bressan L, Davis C. Driving down costs in hydrogen production. *Gasworld* 2014:44–8.
- [21] Nikolaidis P, Poullikkas A. A comparative overview of hydrogen production processes. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2017;67:597–611.
- [22] SCB/Energimyndigheten. Priser på el för industrikunder 2007– 2017.
- [23] de Jager D, Klessmann C, Stricker E, Winkel T, de Visser E, et al. *Financing Renewable Energy in the European Energy Market - Final report*. Ecofys, Utrecht; 2011.
- [24] Nguyen TDH, Maschietti M, Belkheiri T, Åmand LE, Theliander H, et al. Catalytic depolymerisation and conversion of Kraft lignin into liquid products using near-critical water. *Journal of Supercritical Fluids* 2014;86:67–75.
- [25] Anheden M, Kulander I, Pettersson K, Wallinder J, Vamling L, et al. Determination of potential improvements in bio-oil production (ImproOil). Forthcoming report, f3 - The Swedish Knowledge Centre for Renewable Transport Fuels; 2017.
- [26] SunCarbon. Personal communication with Christian Hulteberg and Josefina Jernberg 2017.
- [27] Löfstedt J, Dahlstrand C, Orebom A, Meuzelaar G, Sawadjoon S, et al. Green Diesel from Kraft Lignin in Three Steps. *ChemSusChem* 2016;9:1392–6.
- [28] Carvalho L, Lundgren J, Wetterlund E, Wolf J, Furusjö E. Methanol production via black liquor co-gasification with expanded raw material base - Techno-economic assessment. Submitted 2017.
- [29] Jafri Y, Furusjö E, Kirtania K, Gebart R. Performance of an entrained-flow black liquor gasifier. *Energy & Fuels* 2016;30:3175–3185.
- [30] Andersson J, Lundgren J, Furusjö E, Landälv I. Co-gasification of pyrolysis oil and black liquor for methanol production. *Fuel* 2015;158:451–9.
- [31] Benjaminsson G, Benjaminsson J, Bengtsson N. Decentraliserad produktion av pyrolysolja för transport till storskaliga kraftvärmeverk och förgasningsanläggningar. 2013.
- [32] French RJ, Stunkel J, Black S, Myers M, Yung MM, Iisa K. Evaluate impact of catalyst type on oil yield and hydrogen consumption from mild hydrotreating. *Energy and Fuels* 2014;28:3086–95.
- [33] Jones S, Snowden-Swan L, Meyer P, Zacher A, Olarte M, et al. *Fast Pyrolysis and Hydrotreating: 2015 State of Technology R & D and Projections to 2017*. Richland, WA: 2016.

- [34] Jones S, Meyer P, Snowden-Swan L, Susanne KJ, Pimphan M, et al. Process design and economics for the conversion of lignocellulosic biomass to hydrocarbon fuels: Fast pyrolysis and hydrotreating bio-oil pathway. 2013.
- [35] Zacher A, Olarte M, Santosa D. A review and perspective of recent bio-oil hydrotreating research. *Green Chemistry* 2014;16:491.
- [36] Pinho ADR, De Almeida MBB, Mendes FL, Ximenes VL, Casavechia LC. Co-processing raw bio-oil and gasoil in an FCC Unit. *Fuel Processing Technology* 2015;131:159–66.
- [37] Pinho A de R, de Almeida MBB, Mendes FL, Casavechia LC, Talmadge MS, et al. Fast pyrolysis oil from pinewood chips co-processing with vacuum gas oil in an FCC unit for second generation fuel production. *Fuel* 2017;188:462–73.
- [38] Marker T, Linck M, Felix L. Integrated Hydropyrolysis and Hydroconversion (IH2) Process for Direct Production of Gasoline and Diesel Fuel from Biomass. *BIOMASS 2010 March 30-31, 2010, 2010*.
- [39] Urade V, Rao M, Balam H, Narasimhan L, Del Paggio A. Quality of Transportation Fuels from the IH2® Process. 4th Int. Conf. Thermochem. biomass Convers. Sci. Chicago, USA, 2-5 Novemb., Chicago: Gas Technology Institute; 2015.
- [40] Mehta D, Urade V, Narasimhan L, Rao M, Del Paggio A. Understanding Chemistry in the IH2® Process. 4th Int. Conf. Thermochem. biomass Convers. Sci. Chicago, USA, 2-5 Novemb., Chicago: Gas Technology Institute; 2015.
- [41] Marker TL, Felix LG, Linck MB, Roberts MJ. Integrated Hydropyrolysis and Hydroconversion (IH 2) for the Direct Production of Gasoline and Diesel Fuels or Blending Components from Biomass , Part 1 : Proof of Principle Testing. *Environmental Progress & Sustainable Energy* 2012;31:191–9.
- [42] Marker TL, Felix LG, Linck MB, Roberts MJ, Ortiz-toral P, Wangerow J. Integrated Hydropyrolysis and Hydroconversion (IH 2) for the Direct Production of Gasoline and Diesel Fuels or Blending Components from Biomass , Part 2 : Continuous Testing. *Environmental Progress & Sustainable Energy* 2014;33:762–8.
- [43] Roberts M, Marker TL, Linck M, Felix L, Ortiz-Toral P, et al. Biomass to Gasoline and Diesel Using Integrated Hydropyrolysis and Hydroconversion. Des Plaines, Illinois: 2012.
- [44] Udengaard N, Knight R, Wendt J, Patel J, Walston K, et al. Green Gasoline from Wood using Carbona Gasification and Topsoe TIGAS Process. 2015.
- [45] Hannula I, Kurkela E. Liquid transportation fuels via large-scale fluidised-bed gasification of lignocellulosic biomass. Espoo: 2013.
- [46] European Commission. Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council on the promotion of the use of energy from renewable sources (recast) 2016;COM(2016).
- [47] Tews II, Zhu Y, Drennan C, Elliott DC, Snowden-Swan LJ, et al. Biomass Direct Liquefaction Options. TechnoEconomic and Life Cycle Assessment 2014.

- [48] Shemfe MB, Gu S, Ranganathan P. Techno-economic performance analysis of biofuel production and miniature electric power generation from biomass fast pyrolysis and bio-oil upgrading. *Fuel* 2015;143:361–72.
- [49] Dutta A, Sahir A, Tan E, Humbird D, Snowden-swan LJ, et al. Process Design and Economics for the Conversion of Lignocellulosic Biomass to Hydrocarbon Fuels Fast Pyrolysis Vapors Process Design and Economics for the Conversion of Lignocellulosic Biomass to Hydrocarbon Fuels Thermochemical Research Pathways with In. Golden, CO: 2015.
- [50] Carrasco JL, Gunukula S, Boateng AA, Mullen CA, DeSisto WJ, Wheeler MC. Pyrolysis of forest residues: An approach to techno-economics for bio-fuel production. *Fuel* 2017;193:477–84.
- [51] Tan ECD, Marker TL, Roberts MJ. Direct Production of Gasoline and Diesel Fuels from Biomass via Integrated Hydropyrolysis and Hydroconversion Process — A Techno-economic Analysis 2014;33:609–17.
- [52] Meerman JC, Larson ED. Negative-carbon drop-in transport fuels produced via catalytic hydropyrolysis of woody biomass with CO₂ capture and storage. *Sustainable Energy & Fuels* 2017;1:866–81.
- [53] Andersson J, Furuşjö E, Wetterlund E, Lundgren J, Landälv I. Co-gasification of black liquor and pyrolysis oil: Evaluation of blend ratios and methanol production capacities. *Energy Conversion and Management* 2016;110:240–248.
- [54] Energimyndigheten. Personlig kommunikation med Noak Westerberg 2017.
- [55] US DOE. 2014 Technology readiness assessment. 2015.
- [56] Jensen J. Co-Processing Biointermediates in a FCC to Produce Renewable Fuels. 5th Int. Conf. Thermochem. biomass Convers. Sci. Chicago, USA, 19-21 Sept., 2017.
- [57] Domokos L. Demonstration Plant for the IH2® Process: Milestone on the Journey to Commercial Scale. 5th Int. Conf. Thermochem. biomass Convers. Sci. Chicago, USA, 19-21 Sept., n.d.

BILAGA: INVESTERINGSKOSTNADER

Tabell 4. Investeringskostnader för fall 1 och 3a.

Fall	1 MSL-HDO	3a Pyr-HDO			
Källa	[25], [47]	[34]	[48]	[49]	[50]
Kapacitet produkt [MW HHV]	34	275	7	596	168
Totalinvestering [MSEK ₂₀₁₇]	456	5347	184	4218	3070
Specifik investering [MSEK ₂₀₁₇ /MW]	15,0	23,6	26,3	7,1	18,3
Teknikmognad	Första/N:te ^A	N:te	N:te	N:te	N:te

^A Bedömning avseende första anläggning för ligninseparation och förvätskning och n:te anläggning för HDO.

Tabell 5. Investeringskostnader för fall 3b och 3c.

Fall	3b Pyr-FCC ^A		3c Hydropyr		
Källa	[31] – mod.	[34]- mod.	[51]	[52]	[52]
Kapacitet produkt [MW HHV]	56	275	260	493	493
Totalinvestering [MSEK ₂₀₁₇]	685	2747	2595	2163	4852
Specifik investering [MSEK ₂₀₁₇ /MW]	12,2	10,0	10,0	4,4	9,8
Teknikmognad	N:te	N:te	N:te	N:te	Första

^A Från källorna har investeringskostnader extraherats för pyrolysanläggningen med dess integrering och sedan kombinerats med egna uppskattningar av investeringar för att integrera pyrolysolja i en katalytisk kracker.

Tabell 6. Investeringskostnader för fall 2 och 4.

Fall	2 BLG		4 BMG	
Källa	[30]	[53]	[45]	[44]
Kapacitet produkt [MW HHV]	110	82	229	447
Totalinvestering [MSEK ₂₀₁₇]	3349	1371	2509	4032
Specifik investering [MSEK ₂₀₁₇ /MW]	30,4	16,7	11,0	9,0
Teknikmognad	Första	N:te	N:te	N:te

