

Executive summary

TEKNIKER FÖR FRAMSTÄLLNING AV SYREFATTIG BIOOLJA SOM RÅVARA TILL BIODRIVMEDEL

Maj 2022

Shareq Mohd Nazir, Klas Engvall, Lucio Rodrigo Alejo Vargas, Shivani Ramprasad Jambur
KTH Kungliga tekniska högskolan

Pontus Bokinge, Elin Svensson
CIT Industriell Energi AB

Gopi Subramaniam, Simon Harvey
Chalmers tekniska högskola

Rolf Ljunggren
Cortus Energy AB

FÖRNYBARA DRIVMEDEL OCH SYSTEM 2018-2021

Ett samverkansprogram mellan Energimyndigheten och
f3 Svenskt kunskapscentrum för förnybara drivmedel

FÖRORD

Denna executive summary har skrivits för ett projekt inom samverkansprogrammet Förnybara drivmedel och system, projektnummer 50466-1. Projektet har finansierats av Energimyndigheten och f3 – Svenskt kunskapscentrum för förnybara drivmedel.

Energimyndigheten arbetar på regeringens uppdrag med energiomställningen till ett modernt, hållbart, fossilfritt välfärdssamhälle och stödjer forskning om förnybara energikällor, smarta elnät och framtidens fordon och bränslen.

f3 är en nätverksorganisation som fokuserar på utveckling av miljömässigt, ekonomiskt och socialt hållbara förnybara drivmedel. f3 finansieras gemensamt av centrets parter och Västra Götalandsregionen. Chalmers Industriteknik fungerar som värd för centret. Kansliet vid f3 utgör programkansli för samverkansprogrammet Förnybara drivmedel och system. (se www.f3centre.se)

Denna publikation ska citeras enligt följande:

Nazir, S.M. *et. al* (2022) *Tekniker för framställning av syrefattig bioolja som råvara till biodrivmedel (Executive summary)*. Publ. nr FDOS 48:2022. Tillgänglig på <https://f3centre.se/sv/samverkansprogram/>

Projektets totala resultat presenteras i följande publikationer:

Vargas, L.R.A, Jambur, S.R., Bokinge, P., Subramaniam, G., Svensson, E., Harvey, S., Ljunggren, R. Engvall, K. & Nazir, S.M. (2022) *Processes for the Production of Transportation Fuel via Deoxygenated Bio-Oil*. Publ. No FDOS 47:2022. Tillgänglig på <https://f3centre.se/en/renewable-transportation-fuels-and-systems/>

INBLANDNINGSBARA BIODRIVMEDEL NÄRA TILL HANDS FÖR ATT UPPNÅ KLIMATMÅL

Sverige har definierat hållbarhet, ett fossilfritt och biobaserat samhälle, samt innovation som strategiskt viktiga utvecklingsområden för att nå upp till klimatmålen 2030. Detta har kraftigt drivit på behovet av att utveckla innovativa högeffektiva processer för att möta efterfrågan på inhemsk produktion av förnybara biodrivmedel för transportsektorn. Biomassa i form av rester från skogen och jordbruket är de viktigaste källorna till förnybart kol för att producera en mängd olika värdefulla energibärare. De erbjuder stora möjligheter att minska behovet av fossil råvara och därmed ändra den nuvarande fossilbaserade ekonomin.

Sverige har goda förutsättningar att ta tillvara restbiomassa för produktion av biodrivmedel i form av till exempel bensin, diesel och flygbränsle till transportsektorn. För närvarande står biodrivmedel för 19,5 %, eller 16 TWh/år, av hela den svenska transportsektorns energibehov. Behovet som förväntas öka till 38 TWh/år till år 2045¹.

Användningen av biobränslen i Sverige kan ökas på två sätt. För det första kan vi använda biodrivmedel i form av *drop in-bränslen*. De kan blandas direkt med konventionella fossila transportbränslen i den dagens fordonsflotta och utnyttjar befintlig infrastruktur. För det andra kan vi använda nya biodrivmedel i form av metanol, metan eller vätgas, men de kräver både helt ny teknik inom fordonsflottan och ny distributionsinfrastruktur. Det andra sättet är dyrare än det första, vilket gör möjligheten att använda drop in-bränslen attraktiv.

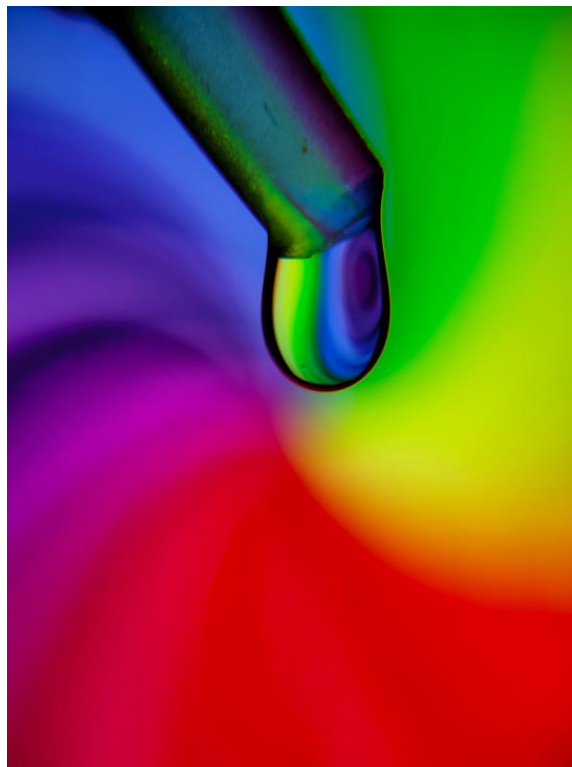


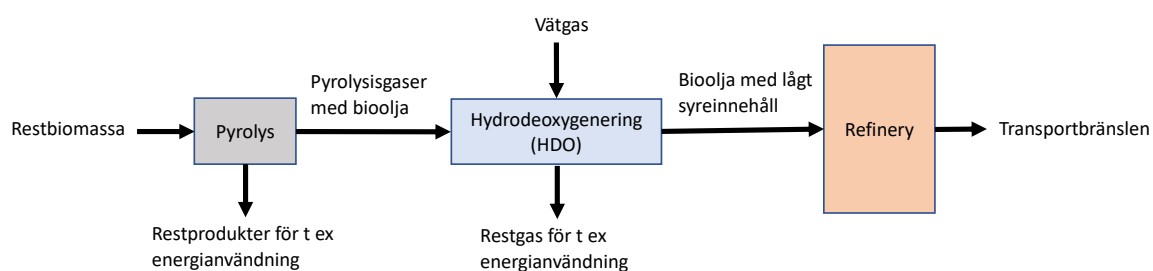
Bild: Md Jerry, Unsplash.

¹ Källa: Svebio (2020). *Roadmap Bioenergy - Meeting the Demand for Bioenergy in a Fossil Free Sweden*.

SYREFATTIG BIOOLJA ÄR EN LÄMPLIG RÅVARA

Som biobaserad råvara för att producera drop-in-bränslen i form av bensin och diesel är bioolja ett lämpligt val eftersom den kan användas i raffinaderiprocessen på samma sätt som vanlig fossil råolja. Med termisk nedbrytning av restbiomassa genom så kallad pyrolys får man en gas med högt innehåll av bioolja.

Men innan biooljan används i raffinaderiprocessen behöver dess höga innehåll av syre tas bort för att underlätta transport och lagring av biooljan. Det kan ske genom hydrodeoxygenering (HDO) där vätgas reagerar med syret och bildar vatten (se figur 1). Biooljan kan därefter användas i raffinaderiprocessen på samma sätt som vanlig fossil råolja för produktion av drop-in-bränslen i form av bensin och diesel.



Figur 1. Förenklad processväg med de ingående stegen i produktionen av transportbränslen från restbiomassa.

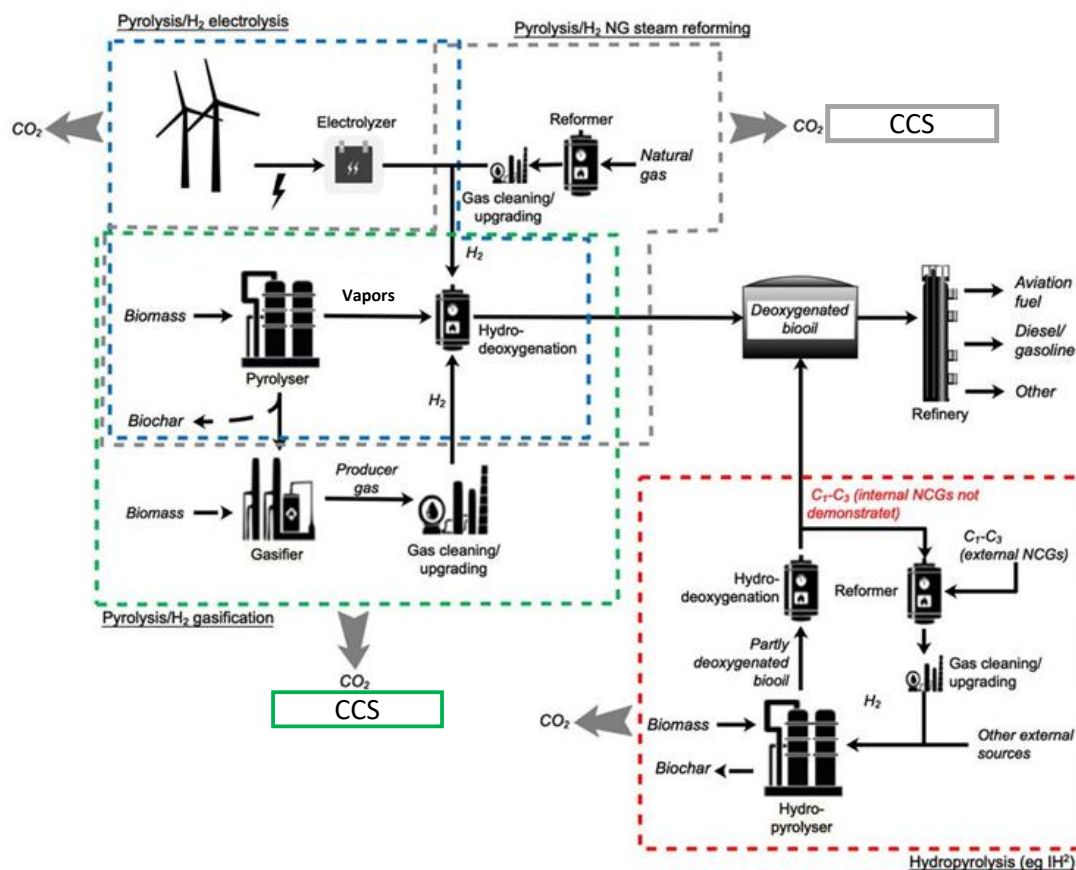
VÄTGAS ÄR EN NYCKELKOMPONENT

För att möta en prognostiserad efterfrågan på biodrivmedel i Sverige år 2045 behöver vi producera en större mängd syrefattig bioolja. För det behövs mellan 0,17–0,42 miljoner ton vätgas per år. Produktion av vätgas är därför en nyckelfaktor för produktionen av syrefattiga biooljor som i en raffinaderiprocess kan omvandlas till drop in-bränslen.

Vi har utvärderat fyra olika processscenarier och råvaror för framställning av vätgas och som ramas in av streckade linjer i olika färger i figur 2:

1. Naturgas via ångmetanreforming (grå streckad linje)
2. Förgasning av restbiomassa eller restprodukter från pyrolysisprocessen (grön streckad linje)
3. Elektrolys av vatten där förnybar elektricitet används (blå streckad linje)
4. Den så kallade IH₂-processen, där pyrolysen av restbiomassa, hydrodeoxygeneringen och produktionen av vätgas integrerats till en helhet för att effektivisera produktionen av syrefattig bioolja (röd streckad linje).

I processscenarierna 1–3 används den producerade vätgasen direkt i hydrodeoxygeneringen av biooljan för produktion av en syrefattig bioolja. IH₂-processen är en kostnadseffektiv process ursprungligen utvecklad av Gas Technology Institute (GTI) och senare vidareutvecklad av Shell, som även äger rättigheterna till processen.



Figur 2. De fyra olika utvärderade processscenarierna för vätgasproduktion och hur de kopplar till produktionen av en syrefattig bioolja för vidare förädling i raffinaderiet.

KOLDIOXIDUTSLÄPP FRÅN VÄTGASPRODUKTIONEN MÅSTE REDUCERAS

Processer för produktion av vätgas kan medföra mycket stora utsläpp av koldioxid beroende på produktionsprocessen och råvaran. Idag produceras vätgas industriellt huvudsakligen genom reformering av naturgas (metan), vilket genererar 9 kg koldioxid per kg vätgas. En produktion av vätgas via förgasning av restbiomassa genererar motsvarande 18 kg koldioxid per kg vätgas, men utsläppen är i stort koldioxidneutrala inom tidsramen 100 år eftersom de ingår i naturens kretslopp.

Utsläppen kan minskas genom infångning och permanent lagring av koldioxid under havsbotten (CO₂ Capture and Storage, CCS), vilket skulle resultera i negativa koldioxidutsläpp när CCS används tillsammans med förgasning av restbiomassa. Alternativt kan vätgas produceras utan några koldioxidutsläpp genom elektrolys med förnybar el. Utsläppen av koldioxid har tillsammans med

produktionskostnaderna för vätgas en stor inverkan på den totala kostnaden för produktionen av drop in-bränslen.

Resultaten från studien visar att IH₂-processen minskar koldioxidutsläppen med 91–96 % jämfört med fossil råolja. För processerna som använder biomassafergasning respektive elektrolys så hamnar minskningen på 79–84% respektive 88–93%. Om bio-CCS inkluderas tillsammans med fergasningsprocessen så erhålls negativa utsläpp.

PRESTANDA VARIERAR MED OLIKA VILLKOR FÖR DE STUDERADE PROCESS-SCENARIERNA

För de bedömda processscenarierna överträffar IH₂-processen, där vätgas produceras separat, alla de övriga processerna när det gäller ekonomisk prestanda. Priset på drop-in-bränslet blir 56–75% lägre än dagens marknadspris för fossilbaserade drivmedel. I scenariot där vätgasproduktionen för HDO-processteget stöds av fergasning av restbiomassa (inom den gröna streckade linjen i figur 2), erhålls en bättre miljömässig och ekonomisk prestanda (15 % lägre pris än dagens marknadspris) i de fall då priset per energienhet för restbiomassa är lägre än priset på el och fossilt bränsle (naturgas/metan). Om bio-CCS integreras med fergasningsprocessen för de fallen som inkluderar krediter för negativa utsläpp, så blir priset 11 % lägre än dagens marknadspris.

Det finns ett tydligt samband mellan investeringskostnaderna för att producera drop-in-bränslen från bioolja enligt de processscenarier vi studerat och styrningen av de framtida energisystemen. En styrning som innebär att biomassa betraktas som en begränsad resurs skulle exempelvis ge höga kostnader, medan en framtida styrning mot krediter för negativa utsläpp (s.k. bio-CCS-krediter) skulle vara fördelaktigt för investeringsmöjligheterna i framställning av syrefattig bioolja för vidare produktion av drop-in-bränslen.

Sammanfattningsvis är de viktigaste slutsatserna att:

- IH₂-processen är den mest kostnadseffektiva processen och den som ger den största minskningen i koldioxidutsläpp.
- Kolomsättningen i processen är låg (< 50%), vilket kan förbättras genom att utnyttja koldioxid för produktion av elektrobränslen.
- Vidare forskning krävs för att demonstrera hydrodeoxygeneringsprocessen i pilotskala och industriell skala.

ENGLISH SUMMARY

Sweden has set sustainability, fossil-free, bio-based society and innovation as strategic areas for development in the 2030 agenda and has thereby greatly pushed the need for developing innovative highly efficient processes. To meet this demand, there is a need for domestic production of renewable transportation fuels from sustainable biomass. Sweden has good prospects for utilizing residual biomass from forest and agricultural land for production of biofuels. Biofuels currently account for 19.5%, or 16 TWh/year, of the entire Swedish transport sector's energy needs, which is forecasted to increase to 38 TWh/year by 2045. Drop-in fuels provide an attractive alternative, since they can be blended with conventional fossil transport fuels, therefore utilizing the existing vehicles and infrastructure.

To produce drop-in fuels from biomass, it should be first treated in pyrolysis, resulting in a biooil with a high amount of oxygen. Oxygen is removed by reacting it with hydrogen in a step called hydro-deoxygenation (HDO). The HDO bio-oil can be sent to refinery to produce drop-in biofuels like gasoline and diesel. Pyrolysis also produces char as a by-product that can be utilized either for hydrogen production or can be combusted to generate heat and electricity.

To meet the bio-oil demands in 2045 in Sweden, 0.17-0.42 million tonnes of hydrogen per year is needed for the HDO process. Therefore, hydrogen generation is a key element in producing bio-oils. Hydrogen can be produced from natural gas via steam methane reforming, from biomass or biochar via gasification, or from water via electrolysis utilizing renewable electricity. Another process that integrates the pyrolysis and HDO process is called the IH2 process (invented by the Gas Technology Institute and further developed with Shell) in which hydrogen is sent directly to the pyrolysis reactor and the HDO process occurs both in the pyrolysis step and in the secondary HDO reactor.

Hydrogen production can result in very large amount of CO₂ emissions depending on the source and process, and it is also expensive. Looking at different process scenarios to reduce the CO₂ emissions and costs to produce biofuels via deoxygenated biooils, results show that the IH2 process reduces CO₂ emissions by 91-96% compared to fossil crude oil. For the processes that use biomass gasification and electrolysis, we expect a CO₂ emissions reduction by 79-84% and 88-93%, respectively. If bioenergy carbon capture and storage (BECCS) is included together with the gasification process, negative emissions can be obtained.

The IH2 process outperforms the other processes in terms of economic performance, where the price of drop-in fuel is estimated to be 56-75% lower than today's market price for fossil-based fuels. In the scenario where the hydrogen production for the HDO process step is supported by gasification of residual biomass, a better environmental and economic performance is obtained (15% lower price than current market price) in cases where the price per unit of energy for residual biomass is lower than the price of electricity and fossil fuels (natural gas / methane). For the case with BECCS integrated with the gasification process, the estimated fuel price will be 11% lower than the current market price if credits for negative emissions are considered.

