



Vätgas som alternativ för skogsindustrins transporter – en jämförande studie (H2Timmer)

Anders Lundblad, Axel Nordin Fördös, Karin Nilsson (RISE, Div. Säkerhet och Transport, Energiomvandling)

Karin Pettersson, Lovisa Axelsson (RISE, Div. Samhällsbyggnad, Energi och miljösystemanalys)

Johan Ahlström (RISE, Div. Bioekonomi och hälsa, Process- och systemanalys)

Projektnummer 2020.3.2.26
Titel på projektet – svenska Vätgas som alternativ för skogsindustrins transporter – en jämförande studie
Titel på projektet – engelska Hydrogen as alternative for the forestry industry transport – a comparative study
Projektledareorganisation RISE, Div. Säkerhet och Transport, Energiomvandling
Namn på projektledare Anders Lundblad
Namn på ev övriga projektdeltagare Axel Nordin Fördös, Karin Nilsson, Karin Pettersson, Lovisa Axelsson, Johan Ahlström
Nyckelord: 5-7 st Vätgas, elektrolys, bränslecell, timmertransport, fossilfri, arbetsmaskiner, tankstation

Sammanfattning

Detta förstudieprojekt har visat att vätgasdrift för timmerlastbilar ger något högre men ändå liknande kilometerkostnad som ren batteridrift, men snabbare tankning och längre körsträcka, vilket ger större flexibilitet för åkaren. Även biodrivmedel kan vara ett konkurrenskraftigt alternativ.

Skogsindustrin är en av Sveriges största transportanvändare. För timmertransporter är lastbil det klart viktigaste transportslaget och skogsindustrins transporter motsvarar ca 17 % av Sveriges transporterade gods på väg. Ett alternativ för omställning av skogsindustrins transporter till fossilfrihet är förnybar vätgas, som kan produceras genom elektrolys med förnybar el. Precis som el ger vätgas inte upphov till några lokala emissioner vid användningen. Produktion av vätgas kan potentiellt ha synergier för skogsindustrins massabruk, som behov av syrgas och tillgång till överskottsel.

Projektet har undersökt vätgas som alternativ för skogsindustrins transporter. Hela värdekedjan, inklusive produktion, komprimering, lagring, och användning inkluderas i analysen som beaktar kostnader, energieffektivitet och växthusgasutsläpp ur ett ”well-to wheel”-perspektiv. Studien inkluderar jämförelser med andra möjliga alternativ för att ställa om transportererna till fossilfrihet så som elektrifiering och biodrivmedel. Projektet har gett resultat som kommer att ligga till grund för en mer detaljerad projekteringsstudie inför ett framtida demonstrations- och pilotprojekt.

Studien som finansierats av Trafikverket genom TripleF har genomförts av RISE tillsammans med 6 skogsindustribolag, tre företag från fordonsbranschen och två systemintegratörer med fokus på vätgas. Medverkande företag och organisationer: Sveaskog, SmurfitKappa, Metsä Group, Holmen, StoraEnso, BillerudKorsnäs, AB Volvo, Volvo Penta, Volvo CE, Nilsson Energy, Euromekanik, Energiforsk, Skogsindustrierna.

Summary

This pre-study has shown that hydrogen powered timber trucks gives slightly higher but still similar kilometer-cost as pure battery electric driving, but with faster refuelling and longer driving range which gives increased flexibility for the driver. Also biofuel can be a competitive alternative.

The forestry industry is one of Sweden's biggest transport users. For timber transport heavy duty trucking is the most important carriage technology and the forestry industry is responsible for about 17% of the Swedish cargo transport on road. An alternative for the forestry industry's conversion to fossil-free transport is to use renewable hydrogen that can be produced by electrolysis from renewable electricity. Just like electricity, hydrogen does not generate any local emissions when being used. Production of hydrogen can potentially have synergies with pulp and paper mills which use oxygen and have local excess of electricity.

The project has investigated hydrogen as an alternative for the transport work carried out by the forestry industry. The whole value chain including production, compression, storage and use is included in the analysis which considers cost, energy efficiency, and carbon dioxide emissions from a well-to-wheel perspective. Comparisons are done with other possible alternatives for converting to fossil-free the transport, like biofuels and electrification. The project results will also lay ground for a possible projection study regarding a pilot and demonstration study.

The study was financed by Trafikverket through Triple F and was conducted by RISE together with 6 forestry industry companies, three companies from the vehicle industry and two system integrators with focus on hydrogen. Participating companies and organisations: Sveaskog, SmurfitKappa, Metsä Group, Holmen, StoraEnso, BillerudKorsnäs, AB Volvo, Volvo Penta, Volvo CE, Nilsson Energy, Euromekanik, Energiforsk, Skogsindustrierna.

Exekutiv sammanfattning

Inledning

Enligt klimatlagen ska Sverige inte ha några nettoutsläpp av växthusgaser senast år 2045. Som etappmål på vägen dit ska växthusgasutsläppen från inrikes transporter, som idag står för 30 % av Sveriges växthusgasutsläpp, minska med 70 % senast år 2030 jämfört med utsläppsnivån år 2010 (Sveriges Miljömål, 2021) Skogsindustrin står för ca 17 % av Sveriges transporterade gods på väg mätt i vikt (Skogsindustrierna, 2021) och står inför utmaningar i att göra sina transporter fossilfria.

Det finns flera potentiella alternativ för att minska utsläppen från tunga transporter. Förutom att byta till andra transportslag (järnväg och sjöfart) finns ett antal drivmedelsalternativ för vägtransport, vilka alla har sina för- och nackdelar. Biodrivmedel har nackdelen att biomassaressursen är begränsad och kanske inte räcker till för transportbehovet. Eldrivna lastbilar med batterier leder till begränsad lastkapacitet eller räckvidd på grund av batteriernas lägre energidensitet. Vätgasdrivna bränslecellslastbilar är ett intressant alternativ som kan ge fossilfri transport om vätgasen produceras på ett förnyelsebart sätt. Vätgas har bland annat lyfts upp av EU-kommissionen och i Sverige har två vätgasstrategier under 2021 föreslagit kraftigt ökad vätgasproduktion (exempel: 5 GW 2030 och 15 GW 2045). Vätgas kan framställas från ”grön” el via elektrolys, men även från biomassa.

Detta förstudieprojekt syftar till att utvärdera vätgas som alternativ för skogsindustrins transporter. Studien beaktar hur vätgasproduktion, lagring och tankning behöver utformas och dimensioneras, men även en analys av kostnader, energieffektivitet och växthusgasutsläpp från källa-till-hjul (well-to-wheel, WtW) ingår. Jämförelse görs med andra möjliga alternativ för att ställa om transportererna till fossilfrihet i form av batterielektrifiering och biodrivmedel (biometan (LBG) och HVO100). Studien är fokuserad på virkestransporter och timmerlastbilar men inkluderar även kortare genomgång av möjlig vätgasanvändning för interna transporter (gaffeltruckar, timmermaskiner, etc.) samt skogsmaskiner.

Bakgrund

Biodrivmedel spelar en nyckelroll för att nå 2030-målet och riksdagen har beslutat om en reduktionsplikt som innebär en successivt ökad inblandning av biodrivmedel i diesel och bensin. Utöver reduktionsplikten, är rena eller höginblandade drivmedel skattebefriade, vilket också syftar till att öka andelen förnybart och därmed minska utsläppen inom transportsektorn.

De senaste åren har det skett en kraftig utveckling avseende elektrifiering med batterier i Sverige, framför allt avseende personbilssegmentet, men även för lätta lastbilar och bussar. Antalet tunga lastbilar som är laddbara är dock fortfarande relativt få (69 st jämfört med drygt 8000 laddbara lätta lastbilar i november 2021 enligt Elbilstatistik.se). Ett alternativ till elektrifiering via batterier är elektrifiering via elektrolysbaserad vätgas som används i ett bränslecellsfordon, vilket är fokus i föreliggande studie.

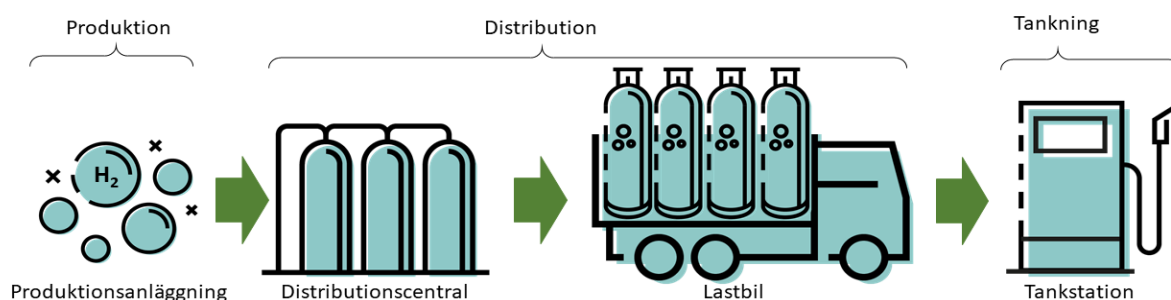
Virkestransporter utförda med lastbil är nödvändiga för att transportera det avverkade virket (timmer, massaved eller primärt skogsbränsle) från skogen till avlämnings- och mottagningsplatser. Mottagningsplatser är typiskt massabruk, pappersbruk, sågverk, omlastningsplatser eller kraftvärmeverk. Timmerlastbilar kör relativt korta distanser, men med flera sträckor per dag blir den dagliga körsträckan ändå lång. Vätgas kan även användas till skogsmaskiner och interna transporter på bruken.

Vätgas kan produceras genom att spjälka vatten till syrgas och vätgas i en elektrolyscell där el används för att driva reaktionen. Den syrgas som bildas kan användas för blekning och vattenrening vid

massabruk. Det finns huvudsakligen tre elektrolystekniker; alkalisk elektrolys (AEC), polymerelektrolys (PEMEC) och högttemperaturelektrolys (SOEC), där de två förstnämnda som används kommersiellt (IEA, 2019). Elektrolysören kräver eltilförsel och kan med fördel integreras med industrier som har elöverskott. Elektrolysörer kan också bidra med flexibilitet i form av regler- och balanskraft till elnätet.

För tillverkning av vätgas från biomassa är termokemiska processer (förgasning och pyrolys) i nuläget att föredra. Dels för att de når höga omvandlingsgrader och låga produktionskostnader, dels för att de har hög teknisk mognad.

Från en central produktionsanläggning kan vätgas distribueras i gasform som trycksatt vätgas (GH_2) eller som flytande väte (LH_2) till tankstationerna. Tankning med vätgas kan ske på flera sätt med trycksatt vätgas vid 350 eller 700 bar, med flytande väte eller med kryo-komprimerad gas. I detta arbete har 700 bar använts då det erbjuder bäst energidensitet i förhållande till sin tekniska mognadsgrad. Vätgastankstationer med ett s.k. kaskad-lager är vanligt förekommande. Kaskad-lagret består av flera behållare som arbetar vid olika höga tryck, upp till 1000 bar. Genom övertryck färdas vätgasen från kaskad-lagret till fordonet vid påfyllning. I figur E1 illustreras logistikkedjan för distribution av vätgas.



Figur E1. Logistikkedja för distribution av vätgas.

I detta projekt jämför vi vätgas med de studerade alternativen från projektet ”Accelererad omställning till fossilfria transporter i skogssektorn” (Olsson et al, 2021). Där har tre olika alternativ för fossilfria lastbilstransporter inom skogsindustrin utvärderats: HVO100, flytande biogas (LBG) och elektrifiering via batterier.

Genomförande och metod

Elektrolysörer och annan utrustning som behövs för ett vätgasbaserat transportalternativ finns i princip att tillgå idag, men projektets utmaning har varit att utvärdera hur komponenter ska dimensioneras och hur deras kostnadsutveckling ser ut när försäljningen accelererar. För att utvärdera och dimensionera vätgasalternativet på ett mer realistiskt sätt har projektgruppen valt att använda ett specifikt bruk, Holmen Braviken i Östergötland, och dess relaterade transporter som fallstudie. Vätgastankstationen har således dimensionerats för att möta transportbehovet av virke vilket motsvarar 15 timmerlastbilar och 1200 kg vätgas per dag.

Utifrån detta grundantagande har ett antal fall år 2030 studerats: Fall 1a: vätgasen produceras lokalt via elektrolys (3,2 MW_{el}, 1200 kg H₂/dag), (Fall 1b: pilot i närtid), Fall 2a och 2b: vätgas produceras på en central anläggning via elektrolys i mycket stor skala (192 MW_{el}, 72 000 kg H₂/dag) och distribueras till Braviken (såväl som andra användare) i gasform eller som flytande väte, Fall 3a och 3b: vätgas produceras genom biomassaeförgasning (72 000 kg H₂/dag) och distribueras i gasform eller som flytande väte. Som grundantagande har en elkostnad på 0,521 SEK/kWh använts och det har antagits att priset

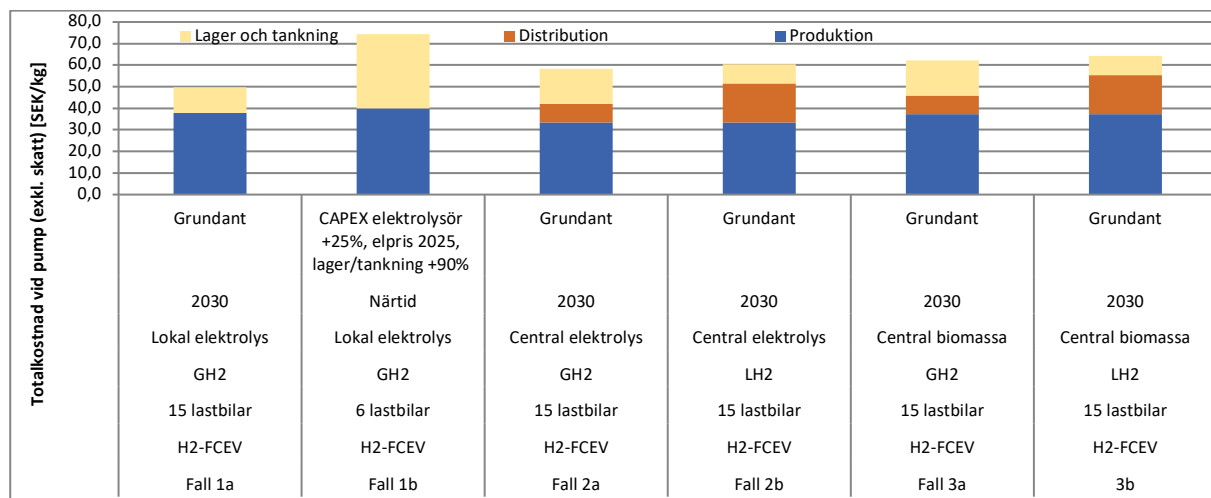
för PEM-elektrolys (som är den valda teknologin) kommer att sjunka till 10,5 kSEK/kW (1 000 EUR/kW). Vätgastankstationens kostnad är stor och beroende av vilken tankningskapacitet och lagring som krävs. Priset för bränslecellsdrivna timmerlastbilar har 2030 antagits vara drygt dubbelt så hög som för dieselfordon (2,6 MSEK mot 1,2 MSEK).

Kostnader för hela värdekedjan inklusive produktion, distribution, lager, tankning, och fordon har summerats och analyserats ur ett WtW-perspektiv. Även energieffektivitet och klimatnytta har analyserats ur ett WtW-perspektiv. Analysen har fokus på år 2030, men genom känslighetsanalyser för ett antal parametrar kan även vissa slutsatser dras om år 2045.

Vätgas har inom ramen för studien jämförts med andra alternativ för fossilfria transporter baserade huvudsakligen på bearbetade indata från Olsson et al. (2021): Fall 4: Batterielektrifiering (BEV) där den konventionella drivlinan byts ut mot en eldrivlina och batterier som tillsammans väger lika mycket. Detta möjliggör samma lastmängd, men leder till en begränsad räckvidd på ca 140 km och ett behov av att ladda flera gånger under dagen, Fall 5: Flytande biometan (LBG) som produceras via förgasning av biomassa, varav Braviken använder en andel för att möta behovet till 15 timmerlastbilar (LBG-fordon), Fall 6: HVO100 köps in/tankas likt fossil diesel i konventionella dieselfordon, samt referensfallet med konventionell dieseldrift.

Resultat

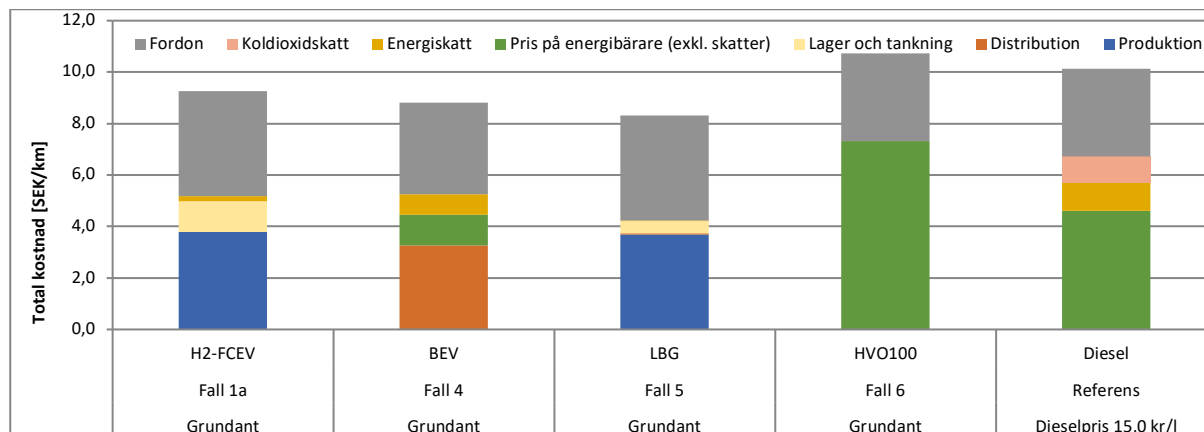
Vätgaskostnad vid tankstationens pump år 2030 redovisas i Figur E2. Kostnaden är uppdelad i produktion, distribution, samt lager och tankning. Produktionskostnaden för vätgas sjunker något vid centraliserad elektrolys på grund av skalfördelar, men distributionskostnaden (där även komprimering eller förvätskning ingår) leder till att lokal elektrolys ger den lägsta vätgaskostnaden vid pump (ca 50 SEK/kg). Produktionskostnaden är till stor del (ca 60 %) beroende av det rörliga elpriset. Tillgång till överskottsel och avsättning för syrgas skulle göra att den kan sänkas med ungefär 30 % för det lokala fallet.



Figur E2. Totalkostnader för vätgas vid pump (exkl. skatter) för de studerade vätgasfallen.

I Figur E3 nedan visas totalkostnaden från WtW per kilometer år 2030 för vätgasdrift (Fall 1a) i jämförelse med andra studerade alternativ. Jämförelsen visar att vätgasdrift ger en lägre totalkostnad än diesel vid ett dieselpreis på 15 SEK/l exkl. moms, men batteridrift (BEV) och flytande biometan (LBG) ger ännu lägre kostnad. Kostnadsskillnaderna är mindre än 20 % mellan alternativen, förutom HVO vars

bränslepris är högre än diesel. En stor post i BEV-kostnaden är distribution som inkluderar infrastrukturkostnader för batteriladdning.



Figur E3. Totalkostnad från WiW för alla de studerade alternativen för fossilfria transporter i jämförelse med diesel (exklusive förarkostnaden).

Diskussion och slutsatser (inklusive nyttiggörande)

Syftet med den här studien var att kvalitativt beskriva hur ett framtida, vätgasbaserat, transportsystem kan se ut för svenska skogsindustrier med fokus på timmertransporter, samt att kvantitativt uppskatta främst kostnader, men även energieffektivitet och växthusgasutsläpp, associerade med ett sådant system och jämföra med andra teknikalternativ. Projektet, med sina månatliga seminarier har ökat förståelsen hos svensk skogsindustri för vätgasproduktion och dess användning inom skogstransporter. Denna kunskapsökning innebär ett första steg för skogsindustrin att börja använda vätgas, men uppföljning i form av projekteringsprojekt och demonstrationer (först mindre) är nödvändiga för att visa hur vätgasen och dess installationer ska hanteras i praktiken.

Följande slutsatser kan dras från projektet:

- Utrustning för vätgasproduktion finns idag och dess kostnad förväntas sjunka kraftigt till 2030.
- Snabb tankning vid 700 bar för lastbilar finns ej idag men är under utveckling.
- Större bränslecellsdragbilar för 60 ton blir tillgängliga först efter 2025.
- Osäkerheter finns kring produktionskostnad år 2030, men lokal produktion ger lägre vätgaskostnad än centraliserad pga. undvikna distributionskostnader, särskilt om producerad syrgas kan nyttiggöras.

Jämförelse mellan alternativ:

- Centraliserad produktion av flytande biometan (LBG), kan vara billigaste alternativet, men är beroende av biomassapriset.
- Batteridrift (BEV) är billigare än vätgas, särskilt om skatteregler förändras. Kostnaden för laddinfrastruktur avgörande för kostnadsbilden.
- Vätgasdrift kan vara konkurrenskraftigt om elkostnaden inte är för hög och syrgas kan nyttiggöras.
- Vätgasdrift ger snabbare tankning och längre körsträcka än batteridrift. Detta ger större flexibilitet för åkaren.

Innehållsförteckning

Sammanfattning	2
Summary	3
Exekutiv sammanfattning	4
Innehållsförteckning	8
1 Inledning.....	10
2 Bidrag till Triple F.....	12
3 Bakgrund	13
3.1 Transportsektorns utveckling mot fossilfrihet – möjliga alternativ och centrala styrmedel	13
3.2 Skogsindustrins transporter.....	14
3.2.1 Virkestransporter	14
3.2.2 Skogsmaskiner och interna transporter	15
3.3 Produktion av vätgas.....	15
3.3.1 Produktion via elektrolys.....	15
3.3.2 Produktion från biomassa	16
3.4 Vätgastankstationer (HRS).....	16
3.4.1 Kaskad-principen	17
3.4.2 HRS i skogen	17
3.5 Distribution av vätgas.....	17
3.6 Relaterade studier av möjligheter till fossilfria timmertransporter	18
3.6.1 ”Accelererad omställning till fossilfria transporter i skogssektorn”	18
3.6.2 ”Well-to-wheel cost for forest-based biofuels”	22
4 Metod och indata	23
4.1 Studerade vätgasfall.....	23
4.2 Allmänna antaganden kring de ekonomiska beräkningarna.....	25
4.2.1 Elpriser.....	25
4.3 Kartläggning av transportarbetet och dess vätgasbehov.....	28
4.3.1 Holmens transportdata	28
4.3.2 Beräkning av vätgasbehov.....	29
4.4 Omställning av timmerlastbilar till vätgasdrift.....	29
4.4.1 Dimensionering av timmerlastbilar vätgastank – analysmodell	29
4.4.2 Kostnadsmodell timmerlastbilar	31
4.5 Produktion av vätgas.....	31
4.5.1 Produktion via elektrolys.....	31
4.5.2 Produktion av vätgas från biomassa.....	35
4.6 Vätgastankstationer (HRS).....	38
4.6.1 Kostnadsmodell för HRS	38
4.6.2 Modell för HRS	38
4.6.3 Distribution av vätgas.....	41

4.7	Jämförelse med andra alternativ	41
4.8	Utvärdering av kostnader, energieffektivitet och klimatnytta ur ett WtW-perspektiv.....	43
4.8.1	Kostnader	43
4.8.2	Energi- och växthusgasbalanser	46
4.9	Känslighetsanalyser.....	48
5	Resultat	50
5.1	Transportarbetet och dess vätgasbehov	50
5.1.1	Analys av Holmens data	50
5.2	Produktionskostnad vätgas	51
5.2.1	Produktionskostnad för vätgas via elektrolys.....	51
5.2.2	Produktionskostnad vätgas från biomassa.....	54
5.3	Analys timmerlastbilar	56
5.3.1	Dimensionering av vätgastanken	56
5.3.2	Kostnadsanalys	57
5.4	Vätgastankstationer (HRS).....	58
5.4.1	HRS för sågverk eller bruk	58
5.4.2	Kostnadsanalys HRS för sågverk eller bruk.....	58
5.4.3	Pilotstation	60
5.5	Distribution av vätgas.....	60
5.5.1	Utkörning.....	60
5.5.2	Distributionscentral.....	61
5.5.3	Total distributionskostnad.....	61
5.6	Total vätgaskostnad vid pump.....	62
5.7	Kostnad, energieffektivitet och klimatnytta ur ett WtW-perspektiv.....	63
5.7.1	Kostnad.....	63
5.7.2	Energieffektivitet.....	69
5.7.3	Klimatnytta	70
6	Nyttiggörande och nästa steg.....	73
7	Diskussion och slutsatser	75
	Förkortningar.....	79
	Referenser	80

1 Inledning

Skogsindustrin står inför utmaningar i att göra sina transporter fossilfria, tillsammans med resten av transportsektorn. Transportsektorn står idag för 30 % av Sveriges växthusgasutsläpp och de måste minska med 70 % till år 2030 om Sverige ska uppnå sina klimatmål (Sveriges Miljömål, 2021). Sveriges inrikestransporter stod för växthusgasutsläpp motsvarande 16,6 Mton CO₂-eq år 2019 och 93 % av dessa utsläpp kommer från vägtransporter, där ungefär en tredjedel av utsläppen beräknas komma från tunga och lätta transporter med lastbil (Kungliga Ingenjörsvetenskapsakademien, 2019). Svensk skogsindustri är Sveriges största transportinköpare och enligt Skogsindustrierna, en branschorganisation för Sveriges papper-, massa- och trämekaniska industri, motsvarar skogsindustrins transporter ca 17 % av Sveriges totalt transporterade gods på väg i vikt (Skogsindustrierna, 2021).

Det finns flera potentiella alternativ för att minska utsläppen från tunga transporter. Dessa inkluderar att byta till mer effektiva transportslag (ex. järnväg eller fartyg), ökad användning av biodrivmedel samt elektrifiering av fordon eller vägar. Även om potentialen är stor för dessa alternativ så finns det begränsningar med dem. Skogsindustrierna är delvis beroende av vägtransporter givet spridningen på skogsprodukten och produktionsanläggningar. Vidare så är biomassaresursen begränsad och det är inte givet att det finns tillräckligt mycket för att driva de inrikestransporter som krävs endast med biodrivmedel (Pettersson et al., 2015). Eldrivna lastbilar och elvägar är alternativ som studerats mycket (se ex. (Taljegard et al., 2019)), men även de är begränsade. Det är inte ekonomiskt försvarbart att elektrifiera hela Sveriges vägnät, vilket innebär att även om ex. europavägar är elektrifierade krävs andra drivmedel när lastbilen ska köras på mindre vägar (Taljegard et al., 2019). Lastbilar drivna med batterier (s.k. Battery Electric Vehicles, BEV) är en annan möjlighet, men än så länge är de inte kommersiellt gångbara för tyngre lastbilar. De är dessutom begränsade i transportavstånd pga. batterivikt och laddningstid. Enligt Mareev et al. (2018) skulle en 40 tons lastbil med en räckvidd på 500–700 km behöva ett batteri på 900 kWh som skulle väga 7,2 ton. Detta skulle minska lastvikten med 23 % i jämförelse med diesel.

Ytterligare ett alternativ för att minska växthusgasutsläpp från tunga transporter är att använda vätgas som energibärare i bränslecellsdrivna lastbilar. Förbränning av vätgas, eller användande i bränsleceller, resulterar inte i några lokala växthusgasutsläpp, vilket innebär att det har möjligheten att vara en helt förnyelsebar energivektor, givet att vätgasen produceras på ett förnyelsebart sätt. Vätgas har lyfts upp av EU-kommissionen som ett viktigt framtida bränsle och energilagringmedium både för industrin och för transporter. Flera länder har presenterat vätgasstrategier för att staka ut vägen framåt. I Sverige har två strategier presenterats under 2021 av Fossilfritt Sverige och av Energimyndigheten (Fossilfritt Sverige, 2021; Energimyndigheten, 2021a). I bägge strategierna lyfter man fram mål om kraftigt ökad vätgasproduktion via elektrolys (exempel: 5 GW 2030 och 15 GW 2045). Denna målsättning motiveras främst med användning inom industrin, men vätgas ses även som en viktig möjliggörare för fossilfria tunga transporter.

År 2017 producerades mer än 2139 TWh av vätgas i världen, där majoriteten används för ammoniakproduktion (51 %), följt av oljeraffinering (31 %) och metanolproduktion (10 %) (Hydrogen Council, 2017). Vätgas som energibärare förutspås öka och till 2050 förväntas den årliga produktionen uppnå 50 EJ (Shahabuddin et al., 2020; Statista, 2021). För att vätgas ska bli ett hållbart alternativ till fossila energibärare är det avgörande att det produceras utan utsläpp av växthusgaser. Idag produceras 98 % av världens vätgas från fossila energikällor, främst genom ångreformerings av naturgas (76 %), men även från flytande kolväten och kol (Suleman et al., 2015; Shahabuddin et al., 2020). Det tydligaste alternativet för hållbar vätgasproduktion är vattenelektrolys driven med förnyelsebar el (Bourne, 2012). Elektrolys är en teknik med en TRL (technology readiness level) på 9, som idag står för ungefär 0,1 %

av världens dedikerade vätgasproduktion (IEA, 2019). Produktionskostnaden för vätgas är känsligt för elpriset och tekniken är fortfarande kapitalintensiv, men kostnader förväntas minska när forskning och utveckling fortsätter och tekniken skalas upp (Schmidt et al., 2017). Elektrolys introducerar möjligheten till egen bränsleproduktion och på så sätt ett större inflytande över sina bränslekostnader. Detta eftersom elektrolysoren kan köras flexibelt för att utnyttja variationer i elpriser. Ökad rådighet över bränslekostnaden kan även uppnås om vätgas, eller andra drivmedel som LBG, produceras av skogsindustrin själva från bioråvara.

Ett annat alternativ för hållbar vätgasproduktion är att använda biomassa som råvara. Det finns en mängd olika tekniker för att omvandla biomassa till vätgas, där en av de som uppnår högst omvandlingsgrad, samtidigt som den har hög TRL, är förgasning (Lepage et al., 2021). Vätgasproduktion från biomassa har en potentiell fördel mot elektrolys i att det kan sammankopplas med avskiljning och lagring av biogen koldioxid för att åstadkomma negativa växthusgasutsläpp (Bioenergy with carbon capture and storage, BECCS). BECCS är en teknik som bedöms nödvändig för att vi ska klara av att nå nollutsläpp och kan potentiellt bidra med extra inkomster till anläggningen (IPCC, 2018; Azar et al., 2013). Som tidigare nämnt är dock biomassa en begränsad resurs, vilket därmed begränsar mängden vätgas som kan framställas på det sättet.

Detta förstudieprojekt syftar till att utvärdera vätgas som alternativ för skogsindustrins transporter. I studien beaktas de praktiska krav som måste ställs på vätgasproduktion, lagring och tankning för att vätgasbaserade timmertransporter (och skogsavverkning) ska fungera. Hela värdekedjan, inklusive produktion, komprimering, lagring, och användning av vätgas inkluderas i analysen som beaktar kostnader, energieffektivitet och växthusgasutsläpp från källa-till-hjul (well-to-wheel, WtW). Jämförelse görs med andra möjliga alternativ för att ställa om transportererna till fossilfrihet i form av batterielektrifiering och biodrivmedel (biometan (Liquified BioGas, LBG) och HVO100). I projektet används ett specifikt bruk och dess relaterade transporter som fallstudie. Relevanta känslighetsanalyser genomförs för att visa på hur resultaten påverkas vid andra förutsättningar än för det aktuella fallet.

I projektet kombineras kvalitativa och kvantitativa metoder. Genom att studera data utvärderas skogsindustriernas nuvarande transportbehov. Detta kombineras med beräkningsmodeller för vätgasproduktion, både via elektrolys och biomassaförgasning, vätgasdistribution, både i gas- och vätskeform, tankstationer samt med en kartläggning av framtida bränslecellslastbilar.

Studien är fokuserad på virkestransporter och timmerlastbilar men inkluderar även kortare genomgång av möjlig vätgasanvändning för interna transporter (gaffeltruckar, timmermaskiner, etc.) samt skogsmaskiner. Projektets resultat och beräkningsmetoder kommer att kunna användas till projekteringsstudier för framtida demonstrations- och pilotprojekt.

2 Bidrag till Triple F

Detta projekt bidrar till Triple Fs program mål genom att undersöka huruvida omställning till vätgasdrift för timmertransporter kan vara en möjlig lösning i framtiden. Potentiellt kan vätgasdrift vara helt koldioxidfri om grön el har använts vid vätgasframställning, vid dess distribution och vid produktion av utrustning för vätgasframställning, samt fordon. Våra beräkningar mot år 2030 visar dock att med nordisk elmix idag, ger vätgasdrift med vätgas från elektrolysör ca 0,6 gCO₂eq/km, medan vätgas från biomassa ger mindre än 0,2 gCO₂eq/km. Med svensk elmix blir CO₂-utsläppen från elektrolysbaserad vätgas betydligt lägre och framemot år 2045 kommer även nordisk elmix vara mer förnybar. Därför ger vätgasen lägre och lägre CO₂-avtryck med tiden.

Många av de företag som deltagit i projektet hade före projektstarten ingen eller liten kunskap om vätgas som alternativt fordonsbränsle. Därför har projektets månatliga seminarier givit en värdefull ökad insikt hos svensk skogsindustri för vätgasproduktion och dess användning inom skogstransporter. Denna kunskapsökning innebär ett första steg för skogsindustrin att börja använda vätgas.

3 Bakgrund

3.1 Transportsektorns utveckling mot fossilfrihet – möjliga alternativ och centrala styrmedel

Enligt klimatlagen, som trädde i kraft 1 januari 2018, ska Sverige inte ha några nettoutsläpp av växthusgaser senast år 2045. Som etappmål på vägen dit ska växthusgasutsläppen från inrikes transporter, exklusive flyg som ingår i EU:s handelssystem med utsläppsrätter, minska med 70 % senast år 2030 jämfört med utsläppsnivån år 2010 (Sveriges Miljömål, 2021).

Biodrivmedel spelar en nyckelroll för att nå 2030-målet. Inom ramen för det så kallade Bränslebytet har riksdagen beslutat om en reduktionsplikt som innebär en successivt ökad inblandning av biodrivmedel, s.k. drop-in-bränslen, i bensin och diesel. Detta är ett mycket centralt styrmedel för att kunna nå 2030-målet eftersom fordonsflottan är relativt trögriklig och de fordon som införskaffats de senaste åren i stor utsträckning kommer att finnas kvar år 2030. Reduktionsnivåerna från och med augusti 2021 är minst 6 % för bensin och 26 % för diesel (Energimyndigheten, 2021b). Nivåerna kommer successivt att höjas för att 2030 nå 28 % för bensin och 66 % för diesel (Regeringen, 2021a).

Huvuddelen av det biodrivmedel som blandas i diesel består av HVO, vätgasbehandlade växtoljor. HVO går att tillverka från en mängd olika råvaror, såsom rena oljor från jordbruksgrödor men också slaktavfall och tallolja (Olsson et al., 2021). En liten del av inblandningen i diesel utgörs av FAME, fettsyrametylestrar, där RME, rapsoljemetylester, är vanlig i Sverige (Energimyndigheten, 2020a). Det utvecklas också ett flertal olika tekniskspår där råvara direkt från skogen (till exempel grenar och toppar, GROT) eller lignin (som är en del av svartluten från kemisk massatillverkning) används för att omvandlas till bioolja som sedan uppgraderas till bensin och diesel.

HVO säljs också som rent drivmedel, s.k. HVO100. Såväl Volvo som Scania har sedan 2015 sålt lastbilar som är godkända att köra på 100 % HVO100 (Olsson et al., 2021). I övrigt utgörs biodrivmedelsanvändning främst av biogas, som idag produceras från olika rötprocesser, t.ex. i reningsverk eller kompostering. Biogas, eller biometan, skulle i framtiden också, likt vätgas, kunna produceras via förgasning av skogsråvara. Det finns dock ingen kommersiell produktion än. Biogasen används idag i komprimerad form i personbilar, lättare lastbilar och bussar. För tyngre lastbilar är det dock flytande biogas, LBG som är mest intressant eftersom det möjliggör högre energitäthet och därmed längre räckvidd. Såväl Volvo som Scania har under senare år utvecklat LBG-motorer för tyngre lastbilar (Olsson et al., 2021).

En del etanol används också i transportsektorn, både för att blanda in i bensin, men också som s.k. höginblandat drivmedel (E85). Etanol produceras idag främst av jordbruksbaserad råvara, men kan skulle i framtiden också kunna produceras från skogsråvara. Det finns också flera andra möjliga drivmedel som kan produceras från förnybart ursprung och som skulle kunna användas i transportsektorn, inkl. för tunga transporter, t ex Fischer-Tropsch-bränslen (FT-bränslen) och DME (Dimetyleter).

Fossil bensin och diesel, såväl som de förnybara drivmedel som används för låginblandning i bensin och diesel, betalar energi- och koldioxidskatt. För diesel är dessa skatter enligt 2021 års nivå sammanlagt 48,4 öre/kWh. Däremot betalar inte höginblandande eller rena biodrivmedel någon energi- eller koldioxidskatt. EU-kommissionen har i nuläget beviljat detta skatteundantag till och med 2022 (Regeringen 2021b). Skatteundantaget har i många år i princip beviljats på årlig basis, då det strider mot statsstödsreglerna. Sverige har för biometan fått detta skatteundantag beviljat i tio år framöver.

Det har tidigare inte funnits några mål eller styrmedel som styr mot inhemsk produktion av förnybara drivmedel. Detta har medfört att av de biodrivmedlen som användes i Sverige 2020, totalt ungefär 20 TWh, var 88 % baserat på råvaror från andra länder (Energimyndigheten, 2021c). Sedan i början av 2021 finns möjlighet till investeringsstöd för biodrivmedelsproduktion inom Industrilivet och det stödet föreslås utökas från 2023. Dessutom föreslår Energimyndigheten en riktad kvot inom reduktionsplikten för drivmedel från lignocellulosa råvaror som inte kan omvandlas till biodrivmedel med etablerade tekniker (Energimyndigheten, 2021b).

De senaste åren har de skett en kraftig utveckling avseende elektrifiering och användandet av laddbara fordon, laddhybrider och elbilar, i Sverige. Framför allt avseende personbilssegmentet, men även för lätta lastbilar och bussar. Antalet tunga lastbilar som är laddbara är dock fortfarande relativt få (69 st jämfört med drygt 8000 laddbara lätta lastbilar i november 2021 enligt Elbilstatistik.se)

Ett alternativ till elektrifiering via batterier är elektrifiering via elektrolysbaserad vätgas som används i ett bränslecellsfordon, vilket är fokus i föreliggande studie. Ytterligare ett alternativ utgörs av elektrobränslen, t ex metan, som kan produceras från koldioxid (som exempelvis kan skiljas av från rökgaser från massaindustrins pannor) och vätgas.

Den generella energiskatten på el är 35,6 öre/kWh (Energimyndigheten, 2021d). Det finns dock en rad olika områden med skattebefrielse eller nedsättning av energiskatten. Till de områden som inte betalar någon energiskatt på el tillhör el förbrukat för elektrolysbaserad vätgasproduktion och el som används för framställning av energiprodukter som drivmedel. Däremot betalas full energiskatt för el som används för distribution av vätgas och drivmedel eller för användning direkt i fordon.

I omställningen mot fossilfria transporter kan skogsindustrin helt eller delvis producera sina egna drivmedel. Antingen genom att producera el/nyttja ett elöverskott för vätgasproduktion eller batterielektrifiering eller genom att använda skogsråvara för att producera drivmedel.

3.2 Skogsindustrins transporter

Fokus för detta projekt är skogsindustrins virkestransporter med timmerlastbilar (två andra transportslag, skogsmaskiner och interna transporter på anläggning, har också undersökts men endast översiktligt). Grundläggande information om transporterna är hämtade från Skogforsks rapporter (Asmoarp et al., 2018) samt från intervjuer med verksamma parter inom skogsindustrin samt transportföretag.

3.2.1 Virkestransporter

Virkestransporter utförda med lastbil är essentiella för att transportera det avverkade virket (timmer, massaved eller primärt skogsbränsle) från skogen till avhämtnings- och mottagningsplatser. Exempel på avhämtningsplatser kan också vara omlastningsplatser som virke har transporterats till eller sågverk/industrier där överblivet virke uppstår. Mottagningsplatser är typiskt massabruk, pappersbruk, sågverk, omlastningsplatser eller kraftvärmeverk. Lastkörningsgraden (hur stor andel av körd sträcka som lastbilen kör lastad) för timmerlastbilar beräknas av Skogforsk vara 55 %, men på grund av ex. framkomlighet så förekommer säsongsmässiga variationer (Asmoarp et al., 2018). På vår och höst kan det vara omöjligt att ta sig fram men framkomligheten ökar när marken har frusit. Virke kan också påverkas negativt av att lämnas längs vägarna under sommaren, därför blir det en större preferens att köra virke under de kallare delarna av året. Timmerlastbilar kör relativt korta distanser, men med flera sträckor per dag blir den dagliga körsträckan ändå lång. Medeltransportavståndet för en virkestransport är 82,6 km i Götaland, 88,4 km i Svealand och 103,5 km i Norrland (Asmoarp et al., 2018).

3.2.2 Skogsmaskiner och interna transporter

Skogsmaskinerna är de maskiner som arbetar med virke på plats i skogen. Detta inkluderar både skördare som avverkar virket och skotare som samlar ihop virket och transporterar det till upphämningsplatsen för timmerlastbilarna.

Interna transporter är de transporter som sker inne på anläggningarna. På massabruk, pappersbruk och sågverk förekommer en mängd olika fordon som hanterar material eller utför andra uppgifter. Detta kan exempelvis vara timmermaskiner, hjullastare, motviktstruckar, dumpers, skur/sopmaskiner, personbilar, skåpbilar, fyrhjulingar, saxliftar, pallyftar, och ledstaplare. Fordonen skiljer sig mycket i storlek, vikt och användning. Mest energiintensiv användning sker med timmermaskiner, hjullastare och motviktstruckar.

3.3 Produktion av vätgas

3.3.1 Produktion via elektrolys

Vätgas kan produceras genom att spjälka vatten till syrgas och vätgas i en elektrolyscell där el används för att driva reaktionen. En elektrolyscell består av två katalysatorbelagda elektroder (anod och katod), och mellan dem en elektrolyt för jontransport. Vid den negativa katoden bildas vätgas (Hughes & Agnoluccio, 2012). Flera ihopkopplade celler bildar en stack och flera stackar tillsammans med ytterligare komponenter, såsom pumpar och kraftelektronik, bildar en elektrolysör. I processen sker inga utsläpp, utöver syrgas som också kan tas tillvara och användas i andra industriprocesser. Beroende på elektrolysteknik kan också nyttig värme genereras som biprodukt. Idag är det ca 0,1 % av världens dedikerade vätgasproduktion som produceras via elektrolys av vatten. Det finns huvudsakligen tre elektrolystekniker, alkalisk elektrolys (AEC), polymermembranelektrolys (PEMEC) och högttemperaturelektrolys (SOEC), där det framför allt är de två förstnämnda som används kommersiellt (IEA, 2019). Alkaliska elektrolysörer har använts de senaste 100 åren och har en längre livslängd, lägre investeringskostnad och kräver en lägre andel kritiska material jämfört med PEM-elektrolysörer. PEMEC är mindre utrymmeskrävande och mer flexibel för varierande last, exempelvis för att följa intermittent elproduktion eller för att utföra elnätstjänster såsom frekvensreglering. Trycksättning av elektrolysörer har stor betydelse för energi- och kostnadseffektivitet, där både alkalisk- och PEM-elektrolysörer kan fås trycksatta och där PEMEC har potential att leverera vätgas vid högt tryck (30–60 bar) utan en extra kompressor (IEA, 2019).

Möjligheterna och förutsättningar för att integrera en elektrolysör vid befintlig industri skiljer sig till viss del åt beroende på teknik. Eftersom elektrolysören kräver eltillförsel kan en elektrolysör integreras med industri som ibland har elöverskott. Dessutom bildas syrgas som en biprodukt vid vätgasproduktion via elektrolys, där 1 kg H₂ också leder till en syrgasproduktion på 8 kg (IEA, 2019). Om det går att få avsättning för syrgasen är den ytterligare en inkomstkälla till anläggningen, exempelvis finns det potential att använda denna syrgas för blekning och vattenrening vid massabruk. Ytterligare en integrationsaspekt är att tillvarata den värme som genereras vid elektrolys. Olika elektrolysrtekniker genererar värme vid olika temperatur och där det finns ett behov av lågtemperaturvärme, t.ex. fjärrvärme, finns det möjlighet att tillvarata värmen från PEM-elektrolys och alkalisk elektrolys. I motsats till de andra teknikerna använder SOEC ånga istället för vatten vilket gör denna teknik intressant att integrera med en industriell process där ånga finns tillgänglig (Wolf et al., 2021).

Elektrolysörer har också potential att bidra med flexibilitet i form av regler- och balanskraft till elnätet vilket kan komma att bli allt viktigare med ökad andel förnybar elproduktion och ökad elanvändning. Det finns olika typer av stödtjänster som upphandlas av Svenska Kraftnät på olika marknader (Svenska Kraftnät, 2021a). En tidigare studie (se Wolf et al, 2021) beskriver de olika stödtjänsterna i mer detalj

och hur elektrolysörer kan användas för dessa tjänster inklusive en storleksuppskattning av intäkterna per MW från dessa tjänster.

3.3.2 Produktion från biomassa

Den samlade forskningslitteraturen föreslår ett flertal olika tekniker för omvandling av skogsbiomassa till vätgas. Exempel på omvandlingstekniker är förgasningsbaserade processer, pyrolysbaserade processer, samt foto-fermentering och mörk-fermentering. Av dessa är de termokemiska processerna (förgasning och pyrolysis) i nuläget att föredra. Dels för att de når höga omvandlingsgrader och låga produktionskostnader, dels för att de har en hög TRL (Lepage et al 2021).

Forskningen om termokemisk produktion av vätgas är relativt omfångsrik men inte entydig gällande vilka typer av processer som är lämpligast från ett teknoekonomiskt perspektiv. Kombinerat med bristen på kommersiella anläggningar innebär detta att valet av omvandlingsteknik i viss mån är godtyckligt. En tidigare litteraturstudie (se Ahlström 2022), visar att skillnaden mellan olika förgasnings- och pyrolysis-tekniker är liten i termer av verkningsgrad och att det är svårt att dra några tydliga slutsatser angående vilka teknikval som resulterar i lägst produktionskostnader. Studien indikerar dock att ångblåst, dual-bäddsförgasning (DFB) kopplat med ångreformerering och vatten-gas-skift genomgående uppnår bland de bästa resultaten, både i termer av kostnad och biomassa-till-vätgas-omvandlingsgrad. Det är också det teknikval som har studerats mest ingående från ett teknoekonomiskt perspektiv.

Den process som får representera biomassabaserad vätgasproduktion i den här studien togs först fram av Brau & Morandin (2014) (Brau & Morandin 2014). Processen är baserad på dualbäddsförgasningstekniken (DFB) som demonstrerats framgångsrikt exempelvis vid Güssing i Österrike och vid GoBiGas-anläggningen i Göteborg (Alamia et al 2017; Larsson et al 2021). DFB-förgasning bygger på att separera förgasningsreaktionerna från förbränningen som krävs för att förse den endotermiska förgasningsprocessen med värme. För att öka omvandlingseffektiviteten i anläggningen torkas biomassan till en fuktnivå på 15 %_{vikt} innan den tillförs förbränningsreaktorn.

Termokemiska processer sker vid höga temperaturer och det finns ofta relativt stora mängder överskottsvärme. Genom att skapa en användning för den värmen ökar den totala energieffektiviteten för anläggningen. Av den anledningen är processintegration en essentiell aspekt av storskalig produktion av biobränslen via termokemiska processer (se t.ex. (Ahlström et al., 2017; Gassner & Maréchal, 2009)), detta gäller även vid produktion av vätgas från biomassa. I studien som det här arbetet är baserat på antas processintegration med ett nordiskt oljeraffinaderi och bygger på möjligheten att använda överskottsvärmen från förgasningsanläggningen för att producera högtrycksånga. Dessa antaganden har korrigerats för att motsvara integration med ett svenskt termomekaniskt (TMP) massabruk.

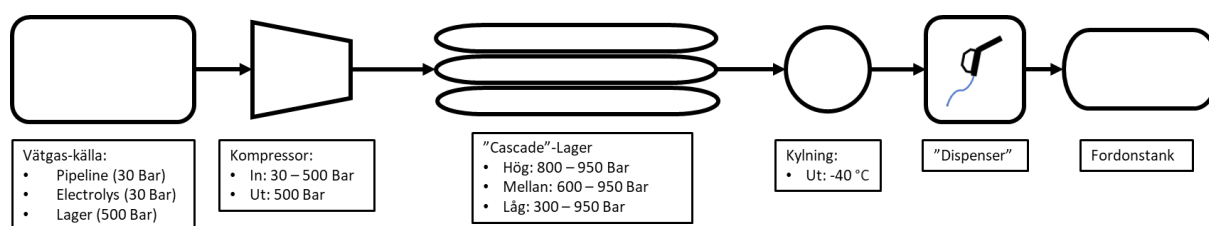
3.4 Vätgastankstationer (HRS)

Vätgastankstationer (HRS, Hydrogen Refuelling Stations) tillåter vätfordon att tankas med vätgas. Tankning med vätgas kan ske på flera vis med trycksatt vätgas vid 350 eller 700 bar, med flytande väte eller med kryogen komprimerad gas. Flytande väte och kryogen komprimerad vätgas erbjuder högst energidensitet men har låg TRL. Teknologin för 350 bar har hög TRL för tunga fordon men energidensiteten är betydligt lägre. I detta arbete har 700 bar använts då det erbjuder bäst energidensitet i förhållande till sin TRL (H2Mobility, 2021). Vätgastankning av tunga fordon ställer högre krav på tankstationen än vad som krävs för personbilar och i dagsläget (November 2021) saknas det standarder för hur påfyllning vid vätgastankstationer skall ske för tunga fordon som vill tanka med 700 bar. De befintliga standarder som finns under SAE J2601 är inte direkt applicerbara för större fordon och det finns restriktioner på påfyllningshastighet, vilket kommer vara begränsande för fordon med stora tankar,

så som lastbilar. Ny teknik och standarder för påfyllning av tunga (Heavy Duty) fordon utvecklas exempelvis av Toyota, Daimler, Linde, Shell och Cryomotive.

3.4.1 Kaskad-principen

Det finns flera principer enligt vilka en HRS kan fungera, där "Kaskad-principen" med ett s.k. kaskad-lager är vanligt förekommande. En övergripande illustration av kaskadprincipen presenteras i Figur 1. Kaskad-lagret består av flera behållare som kan lagra vätgas vid högt tryck, upp till 1000 bar. Genom övertryck färdas vätgasen från kaskad-lagret till fordonet vid påfyllning. Högtryckslagret fylls sedan med hjälp av tankstationens kompressorer. På grund av begränsningar med denna teknik kan det krävas en paus mellan påfyllningar för att hinna fylla på högtryckslagret igen. För att kunna fylla på stora fordonstankar krävs stora kaskad-lager på stationen och för att möjliggöra kortare väntetid mellan påfyllningar krävs kraftiga kompressorer som snabbare fyller högtryckslagret, båda dessa faktorer bidrar till ökade kostnader. Dessutom krävs kylning för att reglera temperaturen på vätgasen, befintliga protokoll för påfyllning kräver att vätgasen hålls mellan -40 °C och 85 °C .



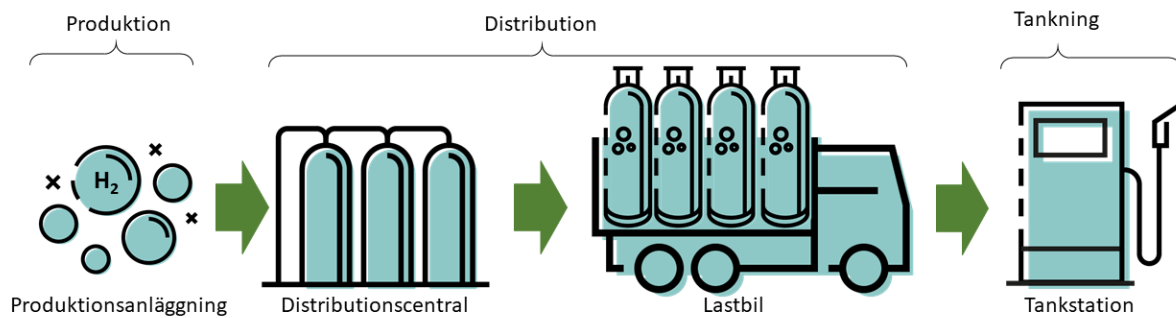
Figur 1. Schematiskt flöde i en HRS enligt Kaskad-principen.

3.4.2 HRS i skogen

Ett delmål för projektet är att undersöka möjligheten att driva skogsmaskiner med vätgas. Svårigheten med detta är att vätgastankstationerna behöver vara i närheten av skogsmaskinerna och samtidigt ha tillgång till elektricitet, vilket oftast inte finns tillgängligt i skogen. Det är kompressorerna och kylningen som är de största elförbrukarna på tankstationen. Skogsmaskinerna kräver också att tankstationen är flyttbar då skogsmaskinerna ska kunna byta arbetsplats utan att behöva köra långa sträckor för att tanka. Vätgastankstationer i skogen inkluderas inte i den övergripande analysen av vätgasvärdekedjan utan avhandlas separat i Bilaga 6 - Tanka i skogen.

3.5 Distribution av vätgas

Distribution av vätgas kan ske på flera sätt så som via pipeline, lastbil eller skepp. I detta projekt undersöks möjligheten att distribuera vätgas via lastbil. Vätgas distribueras via lastbil med specialbyggda lastbilstrailers som kan lagra och transportera stora mängder vätgas. Vätgasen kan antingen lastas på och transporteras i gasform som trycksatt vätgas (GH_2) eller som flytande väte (LH_2). För att få vätgasen ombord på trailern krävs en distributionscentral. För trycksatt vätgas består denna central huvudsakligen av kompressorer som komprimerar vätgasen till rätt tryck ombord på trailern, för flytande väte är detta istället en storskalig förvätskningsprocess där vätgasen komprimeras och kyls ned kraftigt tills den når flytande form. Distribution av vätgas via lastbil består alltså av två steg: påfyllning vid distributionscentralen och utkörning till tankstationen (Figur 2).



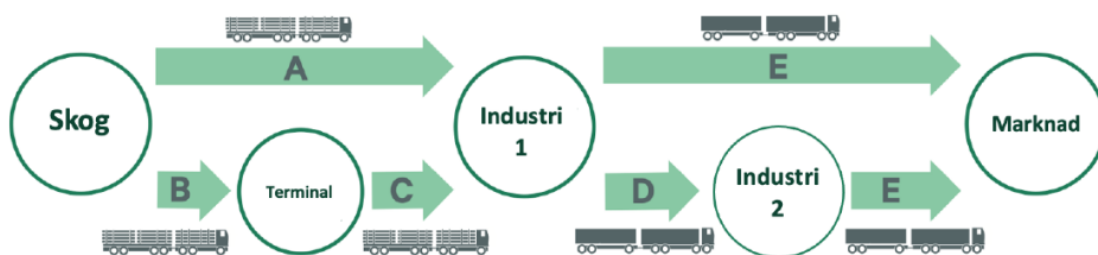
Figur 2. Logistikedja för distribution av vätgas.

3.6 Relaterade studier av möjligheter till fossilfria timmertransporter

3.6.1 ”Accelererad omställning till fossilfria transporter i skogssektorn”

I projektet ”Accelererad omställning till fossilfria transporter i skogssektorn” (Olsson et al, 2021) har tre olika alternativ för fossilfria lastbilstransporter inom skogsindustrin utvärderats: HVO100, flytande biogas (LBG) och elektrifiering via batterier. Analysen består av två huvuddelar: en kvantitativ del och en kvalitativ del. Projektet genomfördes i samarbete mellan Stockholm Environmental Institute (SEI), Skogforsk, Einride, Skogsindustrierna, SCA, BillerudKorsnäs, Södra och Sveaskog. I denna rapport jämför vi vätgas med de studerade alternativen från detta projekt (se vidare avsnitt 4.7).

I den kvantitativa analysen genomfördes analyser av totalkostnad samt klimatpåverkan från ett well-to-wheel perspektiv, för fem olika typtransportfall: industriinterna transporter, virkestransporter från terminal till industri, samt tre olika fall av transport från virkesavlägg till industri: 50 km avstånd, 80 km avstånd samt 120 km avstånd. Figur 3 illustrerar olika transportflöden inom skogsnäringen.



Figur 3. Översikt av transportflöden inom skogsnäringen (Olsson et al, 2021).

Av de utvalda typflödena har skog (virkesavlägg) till industri (flöde A) störst variation och komplexitet, på grund av varierande avstånd, tidsåtgång och geografi. Dessutom är dessa flöden inte punkt-till-punkt på samma sätt som de andra typerna, utan ingår i ett komplicerat nätverk med transporter av olika produkter åt olika håll. Därmed går det inte att förutsätta jämna transporter per avlägg eller avståndsklass.

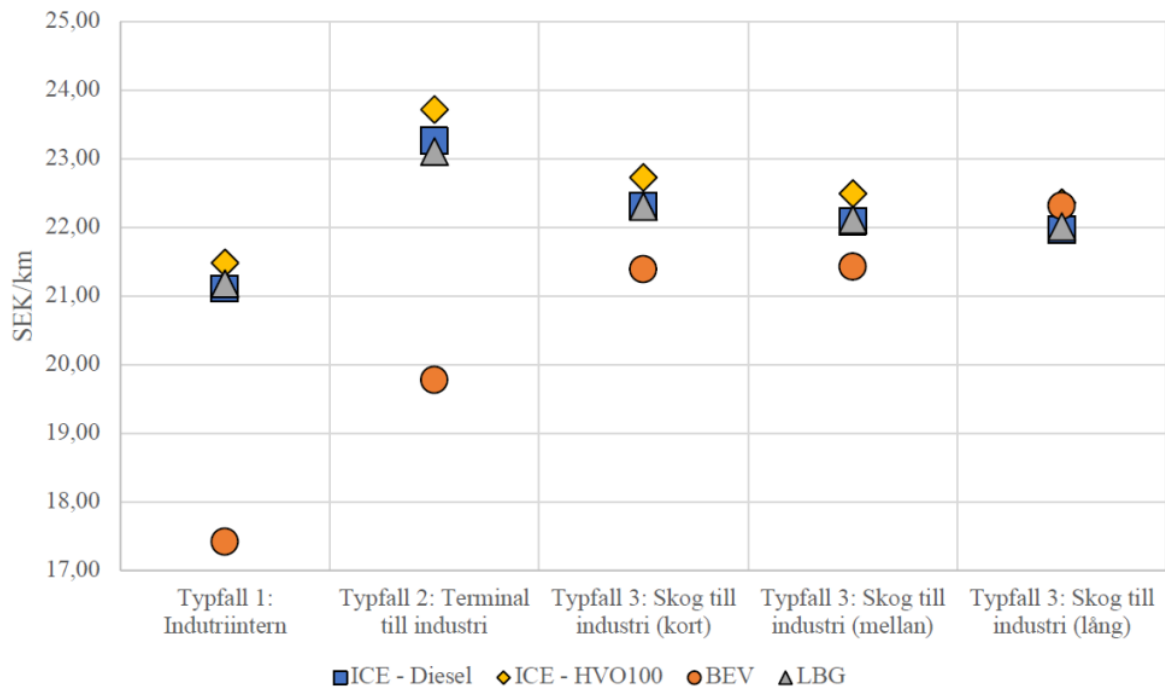
Den extra investeringskostnaden för BEV-fordonet har uppskattats som merkostnaden för att byta ut den konventionella dieseldrivlinan och tanken mot en elektrisk drivlina och ett batteri som tillsammans väger lika mycket. Detta resulterar i ett batteri på 507 kWh och en räckvidd på ungefär 140 km då man, på grund av önskan om god batterilivslängd, räknar med att hålla state-of-charge mellan 20 och 80 %.

Resultaten indikerar att elektrifiering via batteri faller bäst ut vad gäller kostnader för samtliga typtransportfall förutom det längsta typtransportfallet från avlägg till industri med 120 km avstånd, där flytande biogas presterar bäst. Det är dock viktigt i sammanhanget att snabba förändringar i nyckeldata skapar osäkerheter framförallt när det gäller batterialternativet där kostnader för såväl batterier som laddinfrastruktur utvecklas snabbt. I Figur 4 jämförs totalkostnaderna för samtliga typfall och teknikalternativ.

Av alla typfall kan de i genomsnitt högsta totalkostnaderna hittas i Typfall 3: Skog till industri (lång). Typfall 1: Industriinterna transporter har de lägst genomsnittliga totalkostnaderna. BEV-fordon inom Typfall 1 uppskattas ha den lägsta totalkostnaden, vilken är cirka 17 % lägre än för ICE-diesel (Internal Combustion Engine, förbränningsmotor) i samma typfall. I samtliga typfall visar ICE-HVO100 de högsta totalkostnaderna. Detta kan förklaras med att kostnadsbilden för detta teknikalternativ är densamma som för ICE-diesel, förutom ett högre drivmedelspris.

Kostnadsskillnaden mellan BEV-fordon och ICE-fordon minskar successivt ju längre och mer komplicerade transporter som antas under typfallen. De mest komplicerade transporterna, i Typfall 3: Skog till industri (lång), resulterar i att totalkostnaderna för BEV-fordon är ca högre 2 % jämfört med ICE-diesel. Detta kan förklaras av ökade infrastrukturkostnader för BEV-fordon. Det krävs teknikutveckling (t.ex. energitätare batterier, högre laddeffekter) och/eller lägre investeringskostnader (t.ex. lägre batterikostnader, billigare laddinfrastruktur) för att förbättra BEV-fordonens kostnader i detta typfall. Med andra ord görs de största kostnadsmissiga vinsterna för de enklare flödena, eftersom infrastrukturen också är enklare för dessa fall. Detta stämmer in på slutsatserna från Nykvist & Olsson (2021): konkurrenskraften hos batterielektrifiering av tunga lastbilar handlar minst lika mycket om tillgång till laddinfrastruktur som om batteripris- och prestanda. Det antas att ett fordon tar hela kostnaden för laddinfrastruktur, men i verkligheten fördelas dessa kostnader mellan flera fordon och flera aktörer. Detta innebär att kostnadsbilden skulle kunna vara ännu bättre för BEV vid ett fall där en riktig fordonsflotta analyseras.

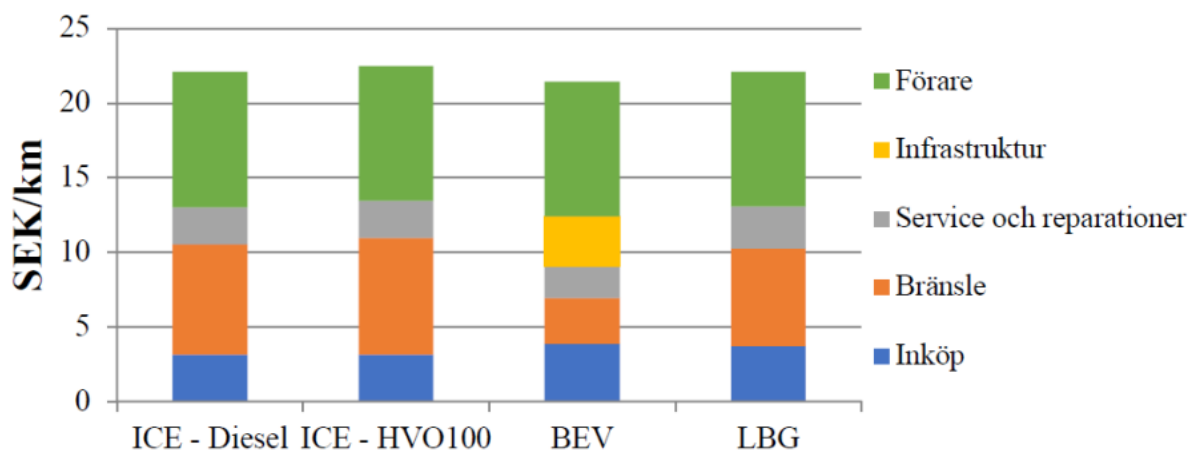
LBG-fordon visar sig ha väldigt liten skillnad i TCO (Total Cost of Ownership) jämfört med ICE-diesel under samtliga typfall (<0,1 %). Totalkostnaderna för LBG-fordon är endast lägre än ICE-diesel i Typfall 2 och Typfall 3: Skog till industri (kort). I resterande typfall är LBG-fordonens totalkostnader högre än ICE-diesel och märkbart högre än BEV-fordon. Detta är på grund av de högre kostnaderna för service och reparationer samt högre investeringskostnader. Det är därför svårt att motivera satsningar på LBG-fordon baserat på kostnadsgrunder.



Figur 4. Jämförelse av kostnadsprestandan av de undersökta teknikalternativen i respektive typfall (Olsson et al, 2021).

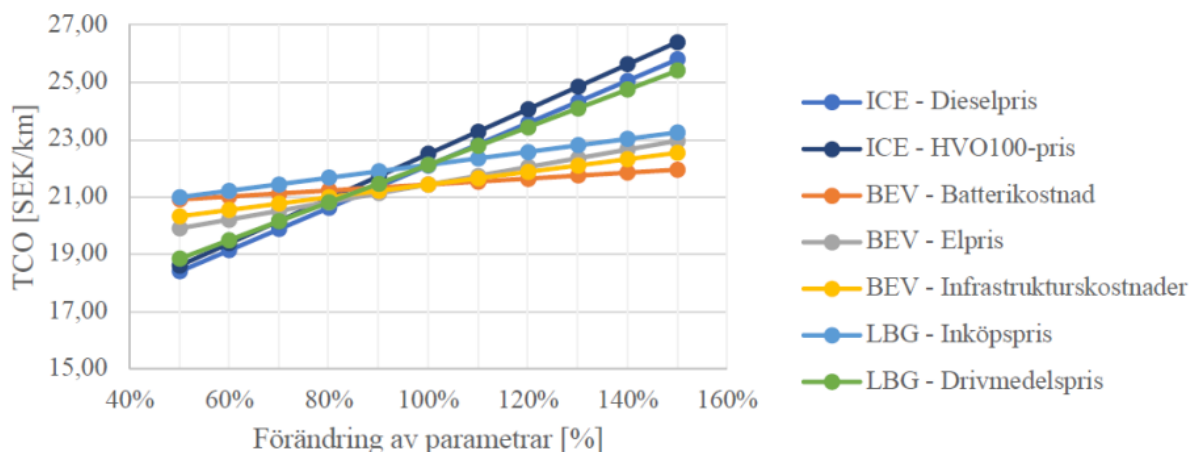
TCO för Typfall 3 - Skog till industri (medel) visas i Figur 5. För Typfall 3 skog till industri (medel) beräknas fordonen hinna köra maximalt ca 3,5 tur-och returresor per dygn. Detta har avrundats nedåt till 3 hela tur- och returresor för vidare beräkningar. LBG-fordonets tankbehov har grovt uppskattas till ca 2,9 ggr/dygn och det antas att LBG-fordonet hinner utföra dessa utan att det påverkar det totala antalet tur-och returresor. Behovet av laddinfrastruktur för BEV-fordonen bedöms bestå av en depå-laddare med 150 kW kapacitet samt två laddare om 350 kW för att täcka laddbehovet under lossning och matpaus. Därtill krävs det även att fordonet stannar extra under färden enkom för att ladda. Till detta antas att en 50 kW-laddare räcker för att täcka laddbehovet samt att fordonet stannar ca 30 min extra för att ladda under varje skift. Den tiden fordonet förlorar på att stanna reducerar det maximala antalet tur-och returresor till ca 3,3. Eftersom denna siffra avrundas nedåt påverkar det dock inte antalet hela tur-och returresor som fordonet hinner köra per dygn i denna rapport's kostnadsberäkningar. Transportarbetet som fordonen hinner utföra i detta typfall är därmed detsamma för alla teknikalternativ.

Skillnaden i kostnadsprestanda för de olika teknikalternativen minskar genom att TCO:n för BEV-fordon ökar och de övriga minskar. Detta kan förklaras genom att kostnadsposterna för Bränsle minskat medan de för Infrastruktur ökat. Då kostnaderna för bränsle minskar proportionerligt med drivmedelspriserna är förändringarna något mer påtagliga för ICE-fordonen, något som får ICE-diesel att gå om LBG-fordon vad gäller kostnadsprestanda. Det bör dock noteras att skillnaden mellan teknikalternativen fortfarande är väldigt liten. För BEV-fordonen har kostnadsposten för laddinfrastruktur ökat och gått om Bränsle till att utgöra den tredje största kostnadsposten i BEV-fordonens TCO (15,3 %).



Figur 5. TCO Typfall 3 – Skog till industri (medel) (Olsson et al, 2021).

Figur 6 visar resultat av känslighetsanalysen för de viktigaste kostnadsaspekterna för Typfall 3 – Skog till industri (medel). TCO-beräkningen för BEV-fordon är mindre känslig för förändrade parametrar än för de andra tre fordonstyperna (ICE-diesel, ICE-HVO100 och LBG-fordon). Elpriset verkar vara de parameter som mest sannolikt skulle kunna påverka kostnadsbilden. Den stabilare TCO-beräkningen innebär att osäkerheter kring satsningar på BEV-fordon därmed kan vara mindre, även om det finns andra risker och parametrar att ta hänsyn till.



Figur 6. Resultat av känslighetsanalysen för de viktigaste kostnadsaspekterna för Typfall 3 – Skog till industri (medel) (Olsson et al, 2021).

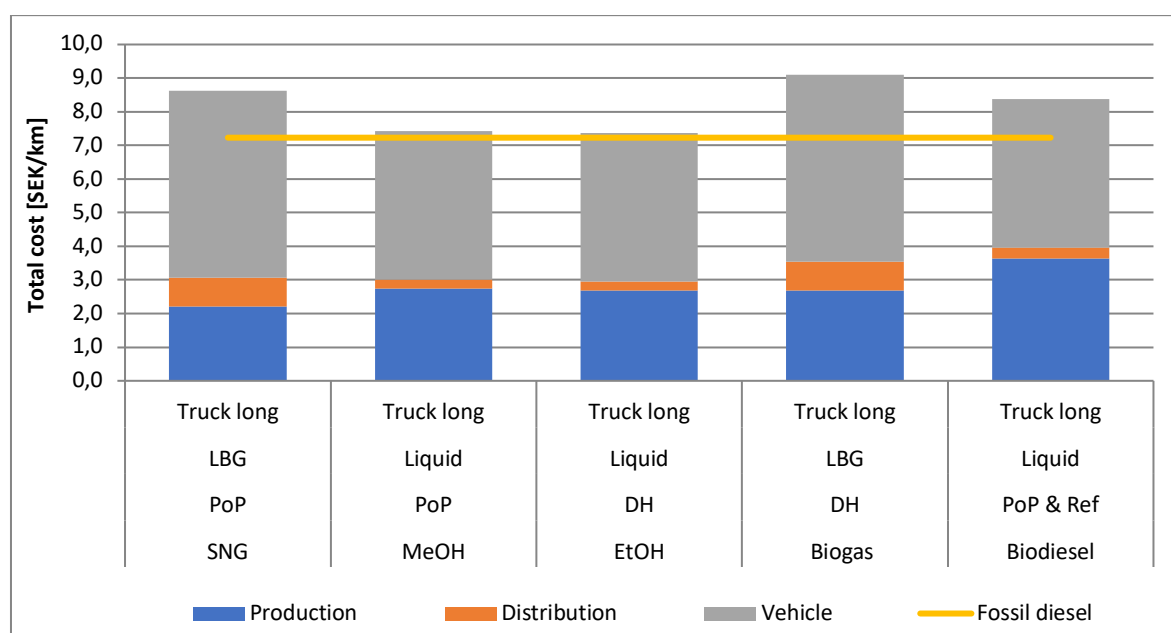
Vad gäller klimatpåverkan faller LBG ut bäst om gasen helt produceras från rötning, medan batterielektrofiering har lägre utsläpp jämfört med LBG producerad via förgasning.

Den kvalitativa analysen har inriktats på att försöka förstå mer systemiska skillnader i de olika alternativen jämfört med dagens system. Med HVO100 kan nuvarande system i allt väsentligt behållas, medan LBG och framförallt batterielektrofiering medför större krav på anpassning av systemet. Detta gäller såväl körmonster, där den kortare räckvidden med batterilastbilar får påverkan, som infrastruktur. Både LBG och batterielektrofiering kräver uppbyggnad av separat infrastruktur för tankning/laddning och viktiga frågor kvarstår att analysera kring detta.

För framtida studier och pilotprojekt rekommenderas att testa batterielektrifiering på såväl industriinterna som terminaltransporter. Viktigt är dock att man då inte bara analyserar tekniska prestanda kring själva lastbilen utan även laddinfrastruktur, elnät, aktörssamverkan samt nya affärsmodeller. Batterielektrifiering för skog-till-industri är mer komplicerat då detta är transporter som till skillnad från de två övriga ej går punkt-till-punkt utan ingår i ett intrikat system av transporter. Här bör djupare analyser göras av t.ex. ett helt bruks virkesförsörjningssystem för att se om/hur detta kan anpassas till de ändrade körmönster som krävs för batterielektrifiering.

3.6.2 “Well-to-wheel cost for forest-based biofuels”

I en studie från 2019 “Well-to-wheel cost for forest-based biofuels” (Pettersson et al., 2019) uppskattades den totala WtW-kostnaden för skogsbaserade biodrivmedel för användning i olika transportsegment i vägtrafiken, inkl. för fjärrlastbilar, och jämförde dessa med fossila alternativ i en svensk kontext för 2030. Figur 7 visar total kostnad för fjärrlastbilsegmentet (t ex timmertransporter), exkl styrmedel, för de studerade biodrivmedelsalternativen i jämförelse med fossil diesel.



Figur 7. Total kostnad för fjärrlastbilssegmentet, exkl styrmedel (PoP=Pulp and Paper, DH=District Heating Ref=Refinery).

För de studerade biodrivmedlen är det produktions- och distributionskostnaden som anges, utan marginaler i dessa led. Utan styrmedel har samtliga alternativ högre kostnad än fossil diesel. Men vid inkludering av styrmedel, främst energi- och koldioxidskatt på fossil diesel, har samtliga studerade biodrivmedelsalternativ lägre kostnad än fossil diesel. Lägst kostnad har etanol och metanol (antas användas i fordon med samma presentande som etanolfordon), följt av biodiesel (biolja producerad från lignin och som uppgraderas till diesel på ett raffinaderi) och biometan (LBG producerad via förgasning av skogsråvara).

4 Metod och indata

4.1 Studerade vätgasfall

Som nämndes i inledningen används ett specifikt bruk och dess relaterade transporter som fallstudie. Bruket som studeras är Holmens bruk i Braviken utanför Norrköping. Bruket i Braviken är ett mekaniskt pappersbruk som producerar papper som bland annat används till magasin, böcker och reklam. I anslutning till pappersbruket ligger ett sågverk.

Till och från Braviken går det dagligen många virkestransporter. Huvudsakligt fokus för projektet har varit att undersöka hur just dessa transporter kan drivas på vätgas. Som ett extra delmoment har även data undersökts från en del av Holmens andra transporter (virkestransporter över hela Sverige, interna transporter på tre anläggningar och skogsmaskiner inom Östergötland). Detta för att ge en bild av vätgasens potential överlag, trots att det inte är del av den övriga studien. Resultaten från denna analys presenteras inte i rapporten men redovisas i Bilaga 1 – Analys av Holmen övriga transporter.

En fallstudie har konstruerats för hur Braviken kan köra samtliga av sina virkestransporter på vätgas (motsvarande 15 timmerlastbilar med ett sammanlagt vätgasbehov på 1200 kg H₂/dag). I detta inkluderas analys av egen produktion av vätgas via elektrolys samt en egen vätgastankstation. I tillägg till detta har också ett pilotfall inkluderats vilket representerar en vätgastankstation i Braviken på pilot-skala i närtid med ett vätgasbehov på 490 kg H₂/dag till 6 timmerlastbilar.

I tillägg till lokal produktion av vätgas för endast Bravikens timmertransporter, undersöks översiktligt hur en framtida storskalig (72 000 kg H₂/dag) regional användning av vätgas kan se ut. Tabell 1 beskriver de studerade vätgasfallen.

Fall 1a och 1b avser lokal produktion av vätgas via elektrolys för att möta behovet för Bravikens timmertransporter, eller en del av dess timmerstransporter (15 respektive 6 timmerlastbilar). Ingen distribution behövs. Den producerade vätgasen lagras i ett eget stationärt vätgaslager som sedan försörjer tankstationen.

Fall 2 och 3 avser central produktion av vätgas i mycket stor skala för att möta ett stort regionalt behov. I Fall 2 produceras vätgasen via elektrolys. Platsen för produktionen är inte specificerad, den skulle kunna ske på Braviken eller någon annanstans i regionen. I Fall 3 produceras vätgas via förgasning av biomassa. Då det för detta fall finns stora integrationsvinster lokaliseras produktion på Holmen Braviken. Det uppskattade genomsnittliga distributionsavståndet för vätgasen som produceras i Fall 2 och 3 uppgår till 150 km. Både distribution i gasform (2a och 3a), såväl som vätskeform (2b och 3b) beaktas. Då vätet distribueras i gasform komprimeras den ombord på specialbyggda lastbilsflak med tryckkärl, varefter den körs ut till kunder runt om i regionen. Då vätet ska distribueras i vätskeform, behöver det förvätskas först varefter den lastas ombord på specialbyggda lastbilsflak med kärl för kryogena vätskor.

Lastbilsflaken körs till tankstationerna där de lämnas för att agera lokalt vätgaslager (gamla tomma flak körs tillbaka av samma lastbil). För de olika distributionsalternativen används olika sorters tankstationer anpassade för leveransformen av vätet. För leveranser av trycksatt gas används en form av station (GH₂-station) och för flytande en annan form (LH₂-station). Skillnader mellan dessa stationer förklaras i senare delar av rapporten.

Tabell 1. Beskrivning av studerade vätgasfall.

Fall	Beskrivning
Fall 1a: Lokal elektrolys	Tidsperspektiv: 2030 Holmen Braviken har en egen elektrolysör (3.2 MW) som producerar vätgas till deras egen tankstation. Tankstationen behöver 1200 kg H ₂ /dag för att möta behovet till 15 timmerlastbilar.
Fall 1b: Lokal elektrolys - piloten	Tidsperspektiv: Närtid Holmen Braviken har en egen elektrolysör (1.3 MW) som producerar vätgas till deras egen mindre tankstation. Tankstationen behöver 490 kg H ₂ /dag för att möta behovet till 6 timmerlastbilar.
Fall 2a: Central elektrolys – GH ₂	Tidsperspektiv: 2030 Vätgas produceras på en central anläggning via elektrolys i mycket stor skala (192 MW, 72 000 kg H ₂ /dag), varav Holmen Braviken använder 1200 kg H ₂ /dag till sin egen tankstation för att möta behovet till 15 timmerlastbilar. Vätgasen som används distribueras i gasform i genomsnitt 150 km.
Fall 2b: Central elektrolys – LH ₂	Tidsperspektiv: 2030 Vätgas produceras på en central anläggning via elektrolys i mycket stor skala (192 MW, 72 000 kg H ₂ /dag), varav Holmen Braviken använder 1200 kg H ₂ /dag till sin egen tankstation för att möta behovet till 15 timmerlastbilar. Vätgasen som används distribueras i vätskeform i genomsnitt 150 km.
Fall 3a: Central biomassa-förgasning – GH ₂	Tidsperspektiv: 2030 Vätgas produceras på en central anläggning (72 000 kg H ₂ /dag) via förgasning av biomassa (174 MW), varav Holmen Braviken använder 1200 kg H ₂ /dag till sin egen tankstation för att möta behovet till 15 timmerlastbilar. Då det finns stora integrationsvinster lokaliseras produktion på Holmen Braviken. Resten av vätgasen går, precis som för central elektrolys, till andra användare. Vätgasen som används distribueras i gasform i genomsnitt 150 km.
Fall 3b: Central biomassa-förgasning – LH ₂	Tidsperspektiv: 2030 Vätgas produceras på en central anläggning (72 000 kg H ₂ /dag) via förgasning av biomassa (174 MW), varav Holmen Braviken använder 1200 kg H ₂ /dag till sin egen tankstation för att möta behovet till 15 timmerlastbilar. Då det finns stora integrationsvinster lokaliseras produktion på Holmen Braviken. Resten av vätgasen går, precis som för central elektrolys, till andra användare. Vätgasen som används distribueras i vätskeform i genomsnitt 150 km.

Tabell 2 visar en summering av studerade varianter avseende användning, produktion, distribution och tankning.

Tabell 2. Summering av studerade varianter avseende användning, produktion, distribution och tankning.

Studerade varianter	
Användning	Holmen Braviken, 15 timmerlastbilar Holmen Braviken, 6 timmerlastbilar Stor regional användning av vätgas
Produktion	Lokal elektrolys Central elektrolys Central biomassa
Distribution	Ingen distribution Distribution i gasfas (GH ₂) Distribution i vätskefas (LH ₂)
Tankning	Tankstation i anslutning till produktion Tankstation för väte distribuerad i gasfas (GH ₂ -station) Tankstation för väte distribuerad i vätskeform (LH ₂ -station)

Det huvudsakliga tidsperspektivet i den här studien är 2030. För Fall 1b, vilket avser representera ett lite mindre pilotfall, används data som representerar nuläget/närtid. Dessutom har vissa analyser gjorts för tidsperspektivet 2045, främst avseende vätgasproduktion via elektrolys.

4.2 Allmänna antaganden kring de ekonomiska beräkningarna

För kostnadsberäkningarna för produktions-, lagrings- och distributionskostnader används en annuitetsfaktor på 0,1175 som baseras på en kalkylränta på 10 % och en livslängd på 20 år om inte annat är angivet. För kostnadsberäkningar för fordonen har andra antaganden gjorts, dessa presenteras i stycke 4.8.1. Valutakurserna som används för kostnadsberäkningarna är ett genomsnitt för 2020 och presenteras i Tabell 3.

Tabell 3. Valutakurser

Valuta	Kurs	Referens
SEK/\$	9,20	(Sveriges Riksbank, 2021)
SEK/€	10,49	(Sveriges Riksbank, 2021)
€/ \$	1,142	(European central bank, 2021)

Chemical Engineering Plant Cost Index (Chemengonline.com, 2020) används för omräkning av investeringskostnader till dagens penningvärde.

4.2.1 Elpriser

Elpriset är en av de parametrar som har störst påverkan på produktionskostnaden för vätgas via elektrolys. Eftersom elpriserna varierar över tid, både mellan timmar, säsong och år har olika elprisscenarier använts för att göra känslighetsanalyser för produktionskostnaden för vätgas via elektrolys. Svenska Kraftnät (SvK) publicerar vartannat år en kortsiktig och långsiktig marknadsanalys där olika elpriser simuleras på timnivå för olika framtids scenarier gällande produktion och konsumtion. Scenarierna från marknadsanalysen som publicerades i maj 2021 är de som använts i denna studie

(Svenska kraftnät, 2021b). Syftet med de olika scenarierna är att måla upp olika utvecklingsvägar inom elsystemet. Analysår för de fyra scenarierna är 2035 och 2045. Eftersom tillgången på den här typen av framtida elprisscenarier, med detaljerade data för hur elpriserna varierar på timnivå, i princip är begränsat till den här studien, används datan för 2035 vid beräkningarna för tidsperspektivet 2030. Dessa har använts för att kunna studera möjligheten att överdimensionera elektrolysören för att undvika elpristoppar. Scenarierna utgår från dagens kraftsystem och elmarknad samt fattade beslut om framtida åtgärder. Ett scenario för 2025 från den kortsiktiga marknadsanalysen har också tagits med för att representera närtid för det mindre produktionsfallet.

Gemensamt för scenarierna är att elanvändningen ökar i takt med att energisystemet ställs om för att nå klimatneutralitet. Sveriges mål för 2040 om ett 100 % förnybart elsystem antas uppnås i alla scenarier, vilket dock inte innebär ett stoppdatum för kärnkraft. Även Sveriges klimatmål om att senast 2045 ha nettonollutsläpp av växthusgaser antas uppfyllas i alla scenarier. De fyra scenarier och deras huvuddrag är följande:

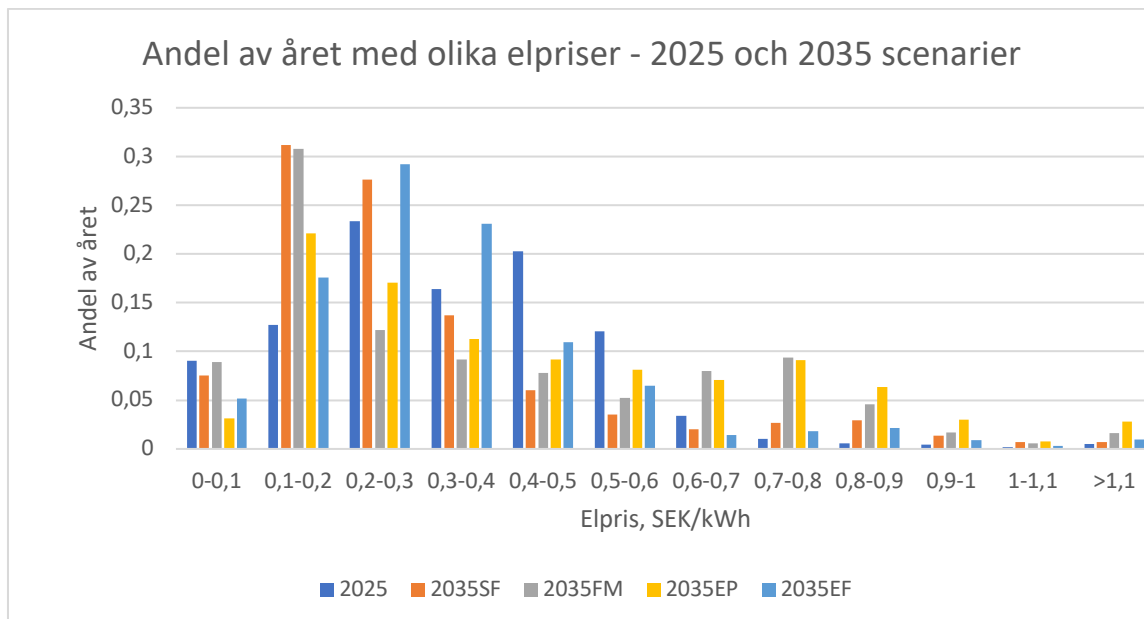
- *Småskaligt förnybart (SF)* – Elanvändningen stiger med ca 23 % till år 2045 jämfört med idag och scenariot präglas av en kraftig utbyggnad av solkraftsproduktion.
- *Färdplaner mixat (FM)* – Elanvändningen stiger med ca 33 % till år 2045 jämfört med idag och har baserats på utvecklingen som presenteras i de färdplaner som tagits fram inom Fossilfritt Sverige. Vind- och solkraft byggs ut medan termisk produktion minskar.
- *Elektrifiering planerbar (EP)* – Elanvändningen stiger med ca 85 % till år 2045 jämfört med idag och el är den primära energibäraren i omställningen till ett samhälle med nettonollutsläpp till 2045. Förnybar produktion byggs ut tillsammans med bibehållen eller ökad planerbar produktion inklusive nyetablering av nya kärnkraftsreaktorer i SE3.
- *Elektrifiering förnybart (EF)* – Elanvändningen fördubblas till år 2045 jämfört med idag där el används i stor utsträckning för förädling och export av fossilfria råvaror och produkter, sektorsintegration kombinerat med ökad vätgasproduktion och konsumtion står i centrum. Förnybar produktion byggs i stor utsträckning samtidigt som termisk produktion minskar.

Scenarierna från svenska kraftnät har en tidsupplösning på timnivå och priserna redovisas för de olika elområdena från norr till söder SE1-SE4. I denna analys används elprisscenarierna för SE3 eftersom fallstudieobjektet Holmens bruk ligger i detta område. Elprisområde SE3 har högst medelårspriser där skillnaden mot de andra elprisområdena varierar mellan scenarierna. För 2025 är årsmedelpriset ca 15 % lägre i SE1 och SE2 jämfört med SE3. Skillnaderna mellan elprisområden minskar mellan 2025 och 2035 för att sedan öka igen år 2045, framförallt för scenario SF och FM.

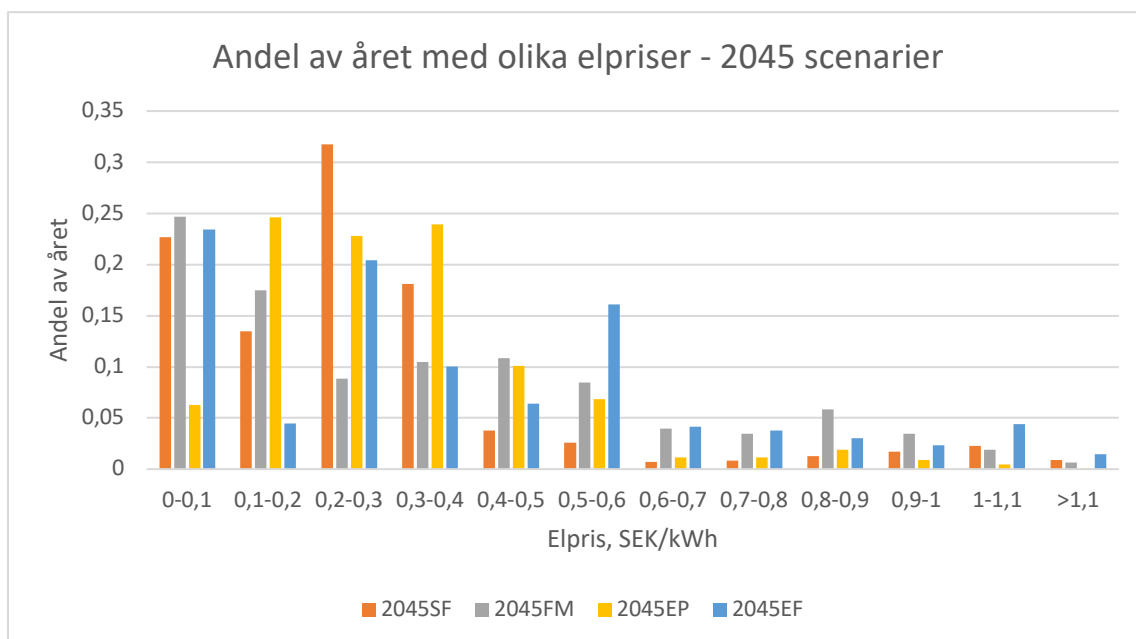
I Svenska Kraftnäts analys går det att se att prisvariationerna mellan de olika scenarierna inte kommer öka skillnaderna i elpris inom dygnet utan framförallt medelpriset mellan veckor under året. De olika scenarierna är simulerade för 35 olika historiska väderår eftersom olika väderförhållanden har en stor påverkan på elpriserna, framför allt mängden och typen av nederbörd.

Figur 8 visar fördelningen av olika elprisnivåer för de fyra scenarierna i SE3 för analysåren 2025 och 2035. Figur 9 visar detsamma för analysåret 2045. Som kan ses så skiljer sig elprisfördelningen åt beroende på scenario och år. Genom att summera staplarna från vänster till höger kan man se att för 2035 och scenario SF och EF är elpriset under 0,6 SEK/kWh ca 90 % av året medan det bara är det vid

ca 70 % av året för scenario FM och EP. Vid en jämförelse med 2045 har de största förändringarna skett i scenario EP ca 70 % → ca 95 % av årets timmar är under 0,6 SEK/kWh och för scenario EF har förändringen gått åt andra hållet ca 90 % → ca 80 %. De två andra scenarierna har mindre skillnader mellan åren.



Figur 8. Fördelning av elprinsnivåer i SE3 under året för de 35 olika väderåren inkluderade i Svenska Kraftnätets olika scenarier för analysåren 2025 och 2035.



Figur 9. Fördelning av elprinsnivåer i SE3 under året för de 35 olika väderåren inkluderade i Svenska Kraftnätets olika scenarier för analysåret 2045.

Det genomsnittliga spotpriset över året för de olika elprisscenarierna har beräknats för SE3 och presenteras i Tabell 4. I tillägg till spotpriset har också en fast elkostnad på 0,15 SEK/kWh adderats i beräkningarna, efter diskussion i projektgruppen. Denna fasta kostnad är i linje med de genomsnittliga nätpriser som betalas av industrikunder (Scb, 2020), men något högt räknat för en industri som Holmen

Braviken som har en hög elförbrukning. Ytterligare ett elpris har använts för känslighetsanalyser för att visa på effekten av ett högt elpris eftersom genomsnittspriset över året inte skiljer sig så mycket mellan Svenska Kraftnäts scenarier. Då har elpriset från Trafikverkets scenarioanalys på 0,86 SEK/kWh använts, vilket inkluderar både spotpris och fast elkostnad (Trafikverket, 2020). Detta elpris ökar jämförbarheten med SEI:s studie eftersom de också använt det scenariot. För jämförbarheten med de andra elprisscenarioerna har detta elpris delats upp i en del för spotpris och en för fast del i denna studie. För annan elanvändning än elektrolys används det genomsnittliga elpriset i elprisscenario FM med en fast elkostnad i tillägg. Detta ger ett elpris på 0,521 SEK/kWh.

Tabell 4. Genomsnittliga spotpriser för SE3 för Svenska kraftnäts elprisscenarier.

Årtal	Scenario	Spotpris [SEK/kWh]	Elpris [SEK/kWh]
2025	2025	0,344	0,494
2035	SF	0,296	0,446
	FM	0,371	0,521
	EP	0,436	0,586
	EF	0,331	0,481
	Trafikverket	0,710	0,860
2045	SF	0,276	0,426
	FM	0,346	0,496
	EP	0,302	0,452
	EF	0,389	0,539

4.3 Kartläggning av transportarbetet och dess vätgasbehov

4.3.1 Holmens transportdata

En uppskattning av vätgasbehovet för skogsindustrins transportarbeten har tagits fram baserat på data om skogsindustrins transportarbeten. Utgångspunkten har varit det befintliga behovet av konventionellt transportbränsle (diesel, bensin, HVO) som räknats om till ett potentiellt vätgasbehov. Data har samlats från offentliga publikationer och från verksamma inom skogsindustrin. För detta arbete har publikationer från Skogforsk (Asmoarp et al., 2018), FCH JU (Roland Berger, 2020) och ett tidigare examensarbete från Linköpings Universitet (LiU) som tittat på omställning till biogastransporter med Holmen AB som fallstudie (Larsson & Jansson, 2020) agerat som huvudkällor för transporterna.

Holmen har tjänat som studiefall för transportarbetet och har bidragit med två dataset till projektet. Det första datasetet kommer från examensarbetet från LiU (Larsson & Jansson, 2020). Författarna har kartlagt Holmens transporter inom Östergötland för att avgöra vilka som är lämpliga att ställa om till biogasdrift. Detta dataset inkluderar alla Holmens egen transporter inom Östergötland, fördelat på flera olika transportslag såsom virkestransporter via lastbil inom Östergötland, utgående lastbilstransporter från Östergötland, interna transporter på anläggning, utgående båttransporter från Östergötland mm. Datasetet inkluderar olika typer av information för olika transportslag, men som del av examensarbetet har författarna beräknat uppskattad energianvändning för varje transportslag.

Det andra datasetet som använts för kartläggning av transportarbetet i detta projekt inkluderar lastbilburna virkestransporter till mottagningsplats som Holmen betalade för under 2019. Det inkluderar inte bara deras egen transporter utan även transporter gjorda av andra firmor som Holmen

har anlitat. Denna data inkluderar transporter i hela Sverige och inte endast Östergötland som i examensarbetet. Datasetet erhöles den 7 april 2021 från Holmen.

4.3.2 Beräkning av vätgasbehov

För att beräkna vätgasbehovet från dataseten har två olika metoder använts, eftersom det inte finns samma information tillgänglig för de olika transportslagen.

Virkestransporter. Beräkning av vätgasbehovet för virkestransporterna baseras på totalt körd sträcka enligt dataseten och Ekvation 31. Fordonets genomsnittliga bränsleförbrukning under körning inkluderas också i denna metod och den antas vara 10 kg H₂/100 km (genomsnitt för lastad och olastad körning).

$$\text{Totalt Vätgas Behov} = \text{Bränsleförbrukning} \cdot 2 \cdot \frac{\text{Transportarbete}}{\text{Medellast}} \cdot \frac{1}{100 \text{ km}} \quad (4.1)$$

Andra transporter. Beräkning av vätgasbehovet för övriga fordon baseras på det totala energibehovet som finns tillgängligt i dataseten. För att använda metoden krävs en uppskattning av bränslecellens och drivlinans verkningsgrad i fordonet. Denna verkningsgrad har antagits vara 45 % för alla fordon. Vätgasens lägre värmevärde (LHV_{H_2}) är 33,3 kWh/kg H₂.

$$\text{Totalt Vätgas Behov} = \frac{\text{Totalt Energi Behov}}{\eta_{H_2, fordon} \cdot LHV_{H_2}} \quad (4.2)$$

4.4 Omställning av timmerlastbilar till vätgasdrift

Drivlinan i en vätgas-elektrisk bränslecellslastbil består av fyra huvudsakliga komponenter: elmotor, bränslecell, vätgastank och effektbatteri. Först lagras vätgas i vätgastanken, sedan leds vätgasen till bränslecellen där den omvandlas till el som driver elmotorn. Parallellt med bränslecellen jobbar effektbatteriet som stöttar krafttillförseln från bränslecellen då effektbehovet är extra högt. Effektbatteriet kan även användas för bromskraftåtervinning. Det är alltså vätgasen och bränslecellen som står för majoriteten av energitillförseln, effektbatteriet fungerar mer som en balanserande resurs än ett renodlat energilager.

Det är vätgastankens storlek som styr lastbilens räckvidd medan dimensioneringen av elmotorn, bränslecellen och effektbatteriet styr lastbilens körförmågor. I detta arbete har en metod använts för att dimensionera vätgastanken efter virkestransporternas behov. För en exakt dimensionering av elmotor, bränslecell och effektbatteri krävs det mer detaljerad information om lastbilarnas körcykler än vad som funnits tillgängligt. Därför har dessa komponenter dimensionerats på ett mer godtyckligt vis än vad vätgastanken har. Komponenterna har dimensionerats i samråd med ingenjörer som arbetar med bränslecellsfordon och med existerande modeller av bränslecellslastbilar som förebilder (FuelCellTrucks, 2019; Hyundai, 2020).

4.4.1 Dimensionering av timmerlastbilars vätgastank – analysmodell

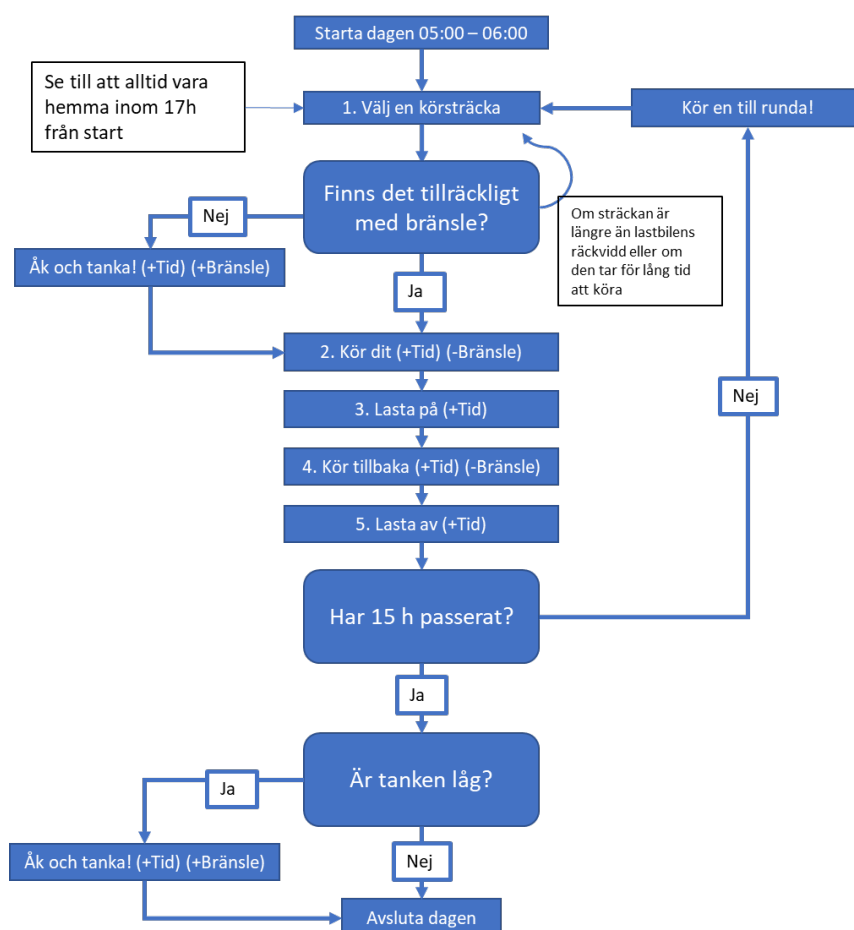
För dimensionering av lastbilens vätgastank används en analysmodell som simulerar en eller flera lastbilars körning. Tillsammans med aktörer inom skogsindustrin har en kravlista för timmerlastbilarnas prestanda tagits fram, dessa krav är presenterade i Tabell 5. Tanken anses vara dimensionerad rätt när lastbilen kan uppfylla kravlistan. Analysmodellen tar inte hänsyn till alla aspekter på kravlistan, t.ex. har utomhustemperatur (Temperatur) ingen inverkan på modellen.

Tabell 5. Kravlista för vätgasdrivna timmerlastbilar.

Kategori	Krav
----------	------

Transportsträcka	Kunna köra minst 200 km olastad, lasta och köra ytterligare 200 km med full last på en tank. Önskemål om ännu längre distanser.
Lastvikt	Köra med en bruttovikt på 64 ton. Minst 43 ton last.
Produktivitet	Köra 4 – 8 genomsnittliga turer per arbetsdag (16h)
Påfyllningar	Påfyllning högst 2 gånger per arbetsdag (16h), snabb påfyllningstid (ca 15 min)
Temperatur	Köra utan problem i -20 °C – +30 C. Kunna starta och köra kortare sträckor också i -30 °C – +40 °C.

Analysmodellen bygger på att lastbilarna kör från en och samma mottagningsplats till olika avhämtningsplatser, där de lastas med virke och sedan kör tillbaka till mottagningsplatsen. Finns det tillräckligt med vätgas i lastbilens tank kan den köra en till runda. Annars tankas lastbilen vid den tankstation som antas vara placerad vid mottagningsplatsen. Arbetsdagen påbörjas någon gång mellan 05:00 – 06:00 och varar i ca 15 h varefter lastbilen avslutar sitt pågående uppdrag. Andra grundantaganden för modellen presenteras i Tabell 6. Modellen har ett kriterium att om det är lite vätgas i tanken vid dagens slut, tankas de för att minska sannolikheten för köbildning vid tankstationen nästa morgon. Processdiagram för modellen finns illustrerad i Figur 10. **Fe! Hittar inte referenskälla..**



Figur 10. Flödesschema analysmodell.

Tabell 6. Grundantaganden analysmodell för timmerlastbilar.

Variabel	Beskrivning	Värde
----------	-------------	-------

$T_{arbetsdag}$	Tid per arbetsdag	16 h
$T_{tankning}$	Tid per påfyllning	20 min
$T_{avlastning}$	Tid per avlastning	5 min
$T_{pålastning}$	Tid per pålastning	15 min
f_{medel}	Bränsleförbrukning	10 kg H ₂ /100km
l_{medel}	Medelsträcka per uppdrag	200 km
v_{medel}	Medelhastighet	60 km/h

Känslighetsanalyser

Utöver dimensionering av tanken tillåter modellen utförandet av känslighetsanalys för diverse variabler. Variabler som undersöks är påfyllningstid och medeltransportavståndet. Påfyllningstiden valdes som variabel pga. att den specificerades i kravlistan, målet med känslighetsanalysen av den är för att se hur ökad påfyllningstid påverkar lastbilarnas produktivitet. Medeltransportavståndet varierar som bekant mellan regioner och är också styrande för räckviddskraven och därmed tankstorleken.

4.4.2 Kostnadsmodell timmerlastbilar

En enkel modell har utvecklats för att översiktligt beräkna kostnaden för vätgasdrivna timmerlastbilar. Modellen beräknar lastbilarnas totala kostnad baserat på kostnaden för lastbilens grundläggande komponenter vilka är: chassi, elektrisk drivlina, effektbatteri, bränslecell och vätgastank. Kostnaden för de enskilda komponenterna är baserade på beräkningsverktyget ”210225_FCH HDT – TCO Model” vilket är ett Exceldokument utvecklat av konsultbolaget Roland Berger. Verktyget ligger till grund för rapporten ”Fuel Cells Hydrogen Trucks” (Roland Berger, 2020) och kan användas för att beräkna totalkostnaden för vätgaslastbilar. Vissa av värdena har uppdaterats och justerats efter bedömning i samarbete med experter inom området. Kostnaderna är representativa för 2030. Kostnadsmodellen i detalj finns bifogad som Bilaga 4 - Kostnadsmodell Timmerlastbilar.

4.5 Produktion av vätgas

4.5.1 Produktion via elektrolys

I detta projekt har kostnadsberäkningarna utgått från en PEM-elektrolysör. De huvudsakliga anledningarna till detta val är möjligheten till flexibel produktion och en större potential för kostnadsreduktion eftersom det är en nyare teknik än alkalisk elektrolys. Kompetens inom PEM-tekniken hos projektdeltagare bidrog också till beslutet eftersom det möjliggjort diskussion och verifiering av kostnadsuppskattningar. I dagsläget kräver dock PEM en högre andel kritiska material och har en högre investeringskostnad än alkaliska elektrolysörer.

Braviken som fallstudie

Braviken är ett mekaniskt massabruk med hög elförbrukning och ett effektabonnemang på 200 MW. Inom detta abonnemang finns det visst utrymme för ökad elanvändning vilket gör det möjligt att installera en elektrolysör upp till ungefär 15 MW utan att en höjning av effektabonnemanget behöver ske. Med tanke på elektrifieringen av transportsektorn och industrin och den redan ansträngda situationen i många delar av elnätet i Sverige idag är detta fördelaktigt, eftersom det annars kan tillkomma stora kostnader för utökat effektabonnemang och förstärkning av nätet. Som referens kan engångskostnad för att utöka abonnemanget vara 405 000 SEK/MW_{el} och en förstärkning av elnätet skulle kosta flera miljoner beroende på vad som behöver göras (Wolf et al., 2021). I takt med att elektrifieringen ökar, skulle dock situationen kunna förändras i framtiden, och det är svårt att sia om vilket utrymme det finns för ökad effektanvändning (och till vilket pris). I denna studie har därför antagits att det finns utrymme för ökad elanvändning inom befintligt abonnemang enligt antaganden ovan.

Som många andra industrier med hög elförbrukning har Braviken ett långsiktigt elavtal med sin elhandlare för att sänka osäkerheten för elkostnaderna, och handlar därmed inte el baserat på spotpris. Dessa avtal skiljer sig åt från industri till industri och återspeglar hur elhandel görs i dagsläget. För att kunna analysera produktionskostnaden för vätgas och inkludera möjligheten till flexibel drift av elektrolysören med ett tidsperspektiv på 2030 har de elpriser som presenteras i avsnitt 4.2.1 använts trots att de inte överensstämmer med de elavtal som Braviken idag har med sin elleverantör. Flexibel drift skulle kunna möjliggöra installation av en större elektrolysör jämfört med om elektrolysören inte körs flexibelt.

I Braviken har de i dagsläget inte behov av biprodukten låggradig värme som erhålls vid vätgasproduktion genom PEM-elektrolys. Enligt Euromekanik tillhandahåller i princip deras PEM-elektrolysör 20 % av effekten som värme vid 65 °C vid fullast. Enligt deras generella uppskattning är det värt den extra investering som krävs för att ta vara på värmets om det finns behov av låggradig värme (Wolf et al., 2021). I denna rapport har vi dock inte studerat/tagit hänsyn till överskottsvärmets värde.

I Braviken finns inte heller något behov av syrgas som är en av biprodukterna vid vätgasproduktion med elektrolys. Syrgasvärdets inverkan på produktionskostnaden för vätgas har dock inkluderats genom en känslighetsanalys. Ytterligare en känslighetsanalys görs för att illustrera ett fall med en industri som har överskottsel och därmed kan använda den för att producera vätgas och på så sätt reducera vätgaskostnaden genom att sänka de fasta elavgifterna. Alla känslighetsanalyser som utförts presenteras i Tabell 8 nedan.

Investeringskostnad och dimensionering av elektrolysör

Elektrolystekniken är under konstant utveckling och kostnaderna sjunker i takt med att produktionsvolymen ökar vilket leder till skalfördelar som ger lägre kostnader för elektrolysörerna. Fossilfritt Sveriges nationella vätgasstrategi (Fossilfritt Sverige, 2021) pekar på en möjlig halvering av kostnaderna för elektrolysörer till 2030. I projektet ”Detaljerad analys state-of-the-art industriell elektrolys” (Wolf et al., 2021) poängterades det att det inte är tidsperspektivet utan volymen som är det viktiga för när och hur kostnadsreduktionen kommer att ske. Detta påvisas också av International Renewable Energy Agency (IRENA) som uppskattar en markant kostnadsreduktion i relation till ökade installationer av elektrolysörer (IRENA, 2020).

Detta projekt har ett huvudsakligt tidsperspektiv till år 2030 och med den utveckling som sker just nu inom detta område gör det investeringskostnaderna osäkra. Prognoser för CAPEX avseende 2030 varierar för PEM-elektrolysörer mellan 5 982 – 13 806 SEK/kW_e (570 – 1 313 EUR/kW_e) (IEA, 2019). I detta projekt har en investeringskostnad på 10 487 SEK/kW (1 000 EUR/kW) använts som grundantagande, vilket är i linje med prognoserna. Denna kostnad har använts för elektrolysör vid lokal produktion av vätgas (1 200 kg/dag), Fall 1a. Vid Fall 1b med lokal elektrolys i mindre skala och i närtid har en investeringskostnad på +25 % använts. Vid central produktion med en stor elektrolysör (72 000 kg/dag), Fall 2a och 2b, har investeringskostnaden skalats enligt Ekvation 4.8 i stycke 3.3.2, med en skalfaktor på 0,85 (IRENA, 2020). Det finns i dagsläget inte så stora elektrolysörer installerade men investeringskostnaden per kW antas vara lägre än för mindre enheter. Framförallt kan skalfördelar nås för kringutrustning (IRENA, 2020). De årliga underhållskostnaderna beräknas vara 5 % av investeringskostnaden, vilket inkluderar kostnad för stackbyte (Wolf et al., 2021).

Eftersom elektrolysören kräver visst underhåll och därmed inte kan antas vara i drift alla årets timmar behöver den överdimensioneras för att kunna täcka upp för dessa stopp och ändå erhålla en genomsnittlig produktion på 1 200 kg/dag. Drifttiden för elektrolysören antas vara ca 8 000 timmar per

år, där större delen av underhållstimmarna är planerbara. Kapaciteten som krävs för att producera en viss mängd vätgas beräknas enligt Ekvation 4.3:

$$Kapacitet [MW_{el}] = behov \left[\frac{kg_{H_2}}{h} \right] * effektivitet \left[\frac{kWh_{el}}{kg_{H_2}} \right] * tillgänglighet \quad (4.3)$$

Elektrolysörens effektivitet påverkar elförbrukningen vid produktion och därmed också produktionskostnaden. Enligt IRENA varierade effektiviteten på PEM-elektrolysörer år 2020 mellan 50–83 kWh/kgH₂ (IRENA, 2020). Målsättningen till 2030 för branschorganisationen Hydrogen Europe är att den genomsnittliga effektiviteten hos elektrolysörer ska vara 49 kWh/kg H₂ (Hydrogen Europe Research, 2020). I detta projekt har en effektivitet på 53,95 kWh/kg H₂ antagits vid fullast med utgångspunkt i Wolf et al. (2021) men med justering efter driftpunkt, där effektiviteten ökar med lägre last. Vid beräkningen av produktionskostnaden har det antagits att elektrolysören kan köras på mellan 30–100 % av sin nominella kapacitet. Värt att nämna är att denna verkningsgrad inkluderar trycksättning av vätgasen till 30 bar.

Produktionskostnaden har beräknats under antagandet att tillgängligheten för elektrolysören är 91,3 % och att fördelningen av elpristimmar för de 8000 h som elektrolysören kör har samma fördelning som elpriset under årets 8760 h. Alltså att det inte är möjligt att undvika högristimmarna genom att bara köra 8000 h i jämförelse mot 8760 h, utan minskningen sker över alla pristimmarna. En sammanställning av de antaganden som ligger till grund för beräkningen av produktionskostnad av vätgas via elektrolys presenteras i

Tabell 7.

Tabell 7. Antaganden för beräkning av produktionskostnad av vätgas via elektrolys.

Parameter	Enhet	Värde	Kommentar
CAPEX	SEK/kW	10 487	För Fall 1c och 1d (central produktion) skalas denna enligt Ekvation (4.8). För Fall 1b (piloten) antas CAPEX +25 %.
Underhållskostnad	%	5 %	Av CAPEX
Effektivitet	kWh/kg H ₂	53,95	Vid fullast, varierar med driftpunkt
Drifts spann	%	30 – 100	
Tillgänglighet	%	91,3	Motsvarar 8000 h/år
Vattenförbrukning	kg/kg H ₂	12	
Vattenkostnad	SEK/m ³	10,49	
Elpris	SEK/kWh	0,276 – 0,710	Se avsnitt 4.2.1
Fast elkostnad	SEK/kWh	0,15	
Syrgasproduktion	kgO ₂ /kg H ₂	8	
Undviken syrgaskostnad	SEK/kg O ₂	0,524	Baserat på Jannasch et al. (2019)
Behov	kg H ₂ /dag	1 200 72 000	Vid lokal produktion Vid central produktion

Känslighetsanalyser

Elektrolysörens placering och drift påverkar möjligheten att integrera den och dess biprodukter i befintliga industriella processer eller på annat sätt påverka produktionskostnaden. Projektet har ett tidsperspektiv på 2030 vilket också ökar osäkerheten för många parametrar. Därför har ett antal känslighetsanalyser av olika parametrar gjorts för att analysera dess påverkan på produktionskostnaden. Dessa presenteras i

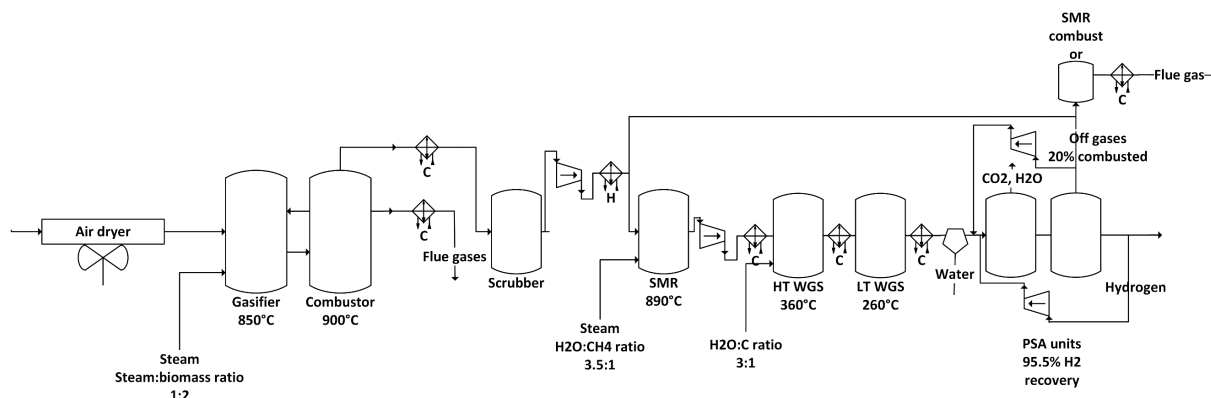
Tabell 8. Överkapacitet av elektrolysören gör det möjligt att anpassa driften av elektrolysören efter elpriset. Genom att kunna producera större mängd vätgas när elpriset är lågt är det möjligt att undvika eller sänka produktionen under timmar med högre elpriser och på så sätt reducera produktionskostnaden. I detta projekt antas att vätgasbehovet är jämnt fördelat över dagen och året vilket gör att det krävs extra lagringskapacitet för vätgasen vid anpassning av driften efter elpriset. Känslighetsanalysen för överkapaciteten inkluderar också variation av lagerstorleken.

Tabell 8. Känslighetsanalyser av dessa parametrar har gjorts för att analysera påverkan på produktionskostnaden av vätgas.

Känslighetsanalyser – parameter	Värde
CAPEX	-75 % - -25 %
Elprisnivåer	Elprisscenarier, se avsnitt 4.2.1 -20 % - +18 % för SvK:s scenarier +65 % från Trafikverkets scenario
Avsättning för syrgas	-0,524 SEK/kg O ₂
Avsättning för syrgas och ingen fast elkostnad	-0,524 SEK/kg O ₂ och -0,15 SEK/kWh _{el}
Överkapacitet av elektrolysör och olika lagerstorlekar	0 – 100 %, med lagerkostnad enligt Bilaga 2 – Kostnadsmodell för HRS

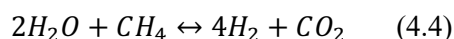
4.5.2 Produktion av vätgas från biomassa

Den process som får representera biomassabaserad vätgasproduktion i den här studien togs först fram av Brau & Morandin (Brau & Morandin, 2014). Processen är baserad på dualbäddsförgasningstekniken (DFB) (Alamia et al., 2017; Larsson et al., 2021). Ett processchema av den använda förgasningsprocessen presenteras i Figur 11.

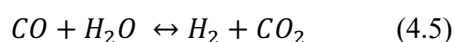


Figur 11. Flödesschema av den använda DFB förgasningsprocessen för produktion av vätgas.

Gasen som lämnar förgasaren renas från tjära i en vatten-skrubber, innan den komprimeras och skickas till ångreformeringsreaktorn. Där omvandlas metan och tillförd ånga till vätgas enligt:



Andelen H₂ i gasen ökas sedan ytterligare genom en sekvens av två skift-reaktorer, där kolmonoxiden i gasen omvandlas till H₂ tillsammans med vatten enligt:



Skiftreaktionen sker i två steg, en högttemperaturreaktor (390°C) och en lågttemperatur reaktor (260°C), med kylning emellan reaktorena. Därefter kondenseras kvarvarande vattenånga ut. I detta steg innehåller gasen 66,1 % vätgas, medan resten består av CO₂ och små mängder av kvarvarande metan och kolmonoxid. Därmed krävs vidare gasrening för att uppnå en ren produkt. Detta görs här (liksom i

de flesta fall) med ”pressure swing absorption” (PSA) vilket genererar en gas med en renhet över 99,9 %_{vol} vid ett tryck på 20 bar. Det bör påpekas att en renhet på 99,9 % kan vara för lågt för PEM-bränsleceller, därmed kommer vidare rening krävas. Inom ramarna för det här projektet har det antagits att gasen som produceras här är användbar; det finns heller inga tekniska begränsningar för vidare rening om det skulle krävas. Gasen behöver således vidare trycksättas (ca 500 bar) eller förvätskas innan den transporteras från anläggningen.

Då ångreformeringsreaktionen (SMR) är endoterm, krävs det extra tillförsel av värme till processen. Detta uppfylls genom att elda avgaserna som separerats bort i PSA-steget. Avgaserna består dock till stor del av koldioxid och har därmed ett lågt värmevärde och därför krävs det att en del av rågasen avleds till förbränning innan SMR-reaktorn. Processen når en biomassa-till-vätgas-verkningsgrad på 0,575 (LHV, torr ask-fri) eller 0,1 ton H₂ per ton biomassa.

Integration med Braviken

I den här studien antas att anläggningen är integrerad med det termomekaniska (TMP) massabruket Braviken. Braviken har ett relativt stort ångbehov som mestadels används i TMP-processen, men även för lokaluppvärmning. Ångan produceras i tre olika ångpannor som eldas med returträ, bark och olja. Det finns även möjlighet att producera ånga med elektricitet, men det sker endast vid plötsliga störningar av ångnätet. I den här studien antas att ånga från förgasningsanläggningen kan användas för att ersätta, i första hand, olja, men även returträ, för ångproduktion i anläggningen. Eftersom Braviken inte genererar någon överskottsvärme som inte redan används för ångproduktion används det andra scenariot i Brau & Morandin, dvs. det antas att överskottsvärme från förgasningsanläggningen används för att torka biomassan som används som bränsle i förgasaren (Brau & Morandin, 2014).

Den här studien utgår ifrån en produktionskapacitet på 100 MW vätgas för förgasningsanläggningen. Storleken är bestämd baserat på vad som kan antagas vara en rimlig storlek för en sådan produktionsanläggning, med hänsyn till upptagningsområde för biomassa samt specifik investeringskostnad (Thunman et al., 2019). Anläggningens produktionsdata presenteras i Tabell 9.

Tabell 9. Produktionsdata för förgasningsbaserad vätgasproduktion från biomassa.

Parameter	Storlek	Enhet
Vätgasproduktion	800 000	MWh/år
Produktion av högtrycksånga	91,2	GWh/år
Elbehov	71,4	GWh/år
Biomassabehov	1393	GWh/år
Ångbehov	9,7	kg/s

Ekonomisk utvärdering H₂

Brau och Morandin (2014), inkluderar inte en ekonomisk utvärdering i sin studie och den är därför utförd separat, som en del av det här arbetet. Produktionskostnaden (SEK/kg) beräknas enligt:

$$\text{Produktionskostnaden} = \frac{(\text{Inv} \cdot \text{CRF}) + C_{O\&M} + (C_{\text{var}} \cdot h_{\text{eq}})}{\dot{m}_{\text{H}_2}} \quad (4.6)$$

Produktionskostnaden inkluderar investeringskostnad och rörliga kostnader. *Inv* är den totala investeringskostnaden (kapitalkostnaden) i SEK som annualiseras med annuitetsfaktorn (CRF) som i den här studien antagits vara 0,1175, baserat på en ränta på 10 % och en ekonomisk livslängd på 20 år.

$C_{O\&M}$ är de fasta kostnaderna kopplade till drift och underhåll av anläggningen, de antas vara 4 % av de årliga kapitalkostnaderna (Ahlström et al., 2017). C_{var} är de rörliga kostnaderna kopplade till operation av anläggningen, de presenteras i

Tabell 10.

Tabell 10. Kostnadsdata för förgasningsbaserad vätgasproduktion

Kostnadsparametrar	Värde	Enhet
Utvecklingsfaktor	0,1	Som del av investeringskostnad
O&M	4 %	Del av investeringskostnad
CRF	0,12	
Kostnad GROT 2030	272,65	SEK/MWh
Kostnad GROT 2040	419,47	SEK/MWh
Kostnad returträ 2030	178,27	SEK/MWh
Kostnad returträ 2040	314,60	SEK/MWh
Kostnad olja 2030	419,47	SEK/MWh

Den totala produktionskostnaden har uppskattats för varje separat del av produktionsanläggningen. Thunman et al. (2018) har använts som referens för större delen av anläggningen. Deras siffror bygger på verkliga uppskattningar från GoBiGas projektet och presenteras tillsammans med skalfaktorer för att ta hänsyn till storlekseffekten vid större anläggningar. Eftersom GoBiGas-anläggningen var designad för produktion av biometan (SNG) kan dock endast siffror för processen fram till SMR steget användas, resterande delar av processen, dvs. SMR, WGS och PSA, är uppskattat baserat på data från Salkuyeh et al (Salkuyeh et al., 2018). Deras process skiljer sig delvis åt ifrån den här tilltänkta, speciellt i termer av vätgaskoncentrationer i de olika strömmarna. Processerna är därför skalade baserat på volymflöde i stället för vätgasproduktion. Salkuyeh et al (2018) presenterar heller inga skalfaktorer, därför har den s.k. sex tiondelarregeln ("six tenth rule") använts, med en antagen skalfaktor (SF) på 0,67 (Economics, 1959). Kostnaden för varje individuell del av processutrustning beräknas därmed enligt:

$$C = C_0 * \left(\frac{P}{P_0}\right)^{SF} \quad (4.7)$$

Där C är kostnaden, C_0 är baskostnaden, P är produktion och P_0 är basproduktion och anges i MW för basprocessen och volymflöde för resterande delar av processen. Total investeringskostnad Inv beräknas sedan enligt:

$$Inv = \sum C_i \quad (4.8)$$

Metoden som används för att kostnadsuppskatta förgasningsprocessen bygger på verkliga data där en stor del av processutrustningen är konventionell och redan används i andra typer av processer, ex. i kraftvärmeverk. Därmed kan kapitalkostnaden inte förväntas sjunka nämnvärt i framtiden, även om ett flertal liknande anläggningar byggs. Även om en stor del av processutrustningen i sig är konventionell är kombinationen av dem till en biobränsleanläggning inte det. För att ta hänsyn till detta inkluderas en "utvecklingsfaktor" som motsvarar 10 % av investeringskostnaden till den totala kostnaden.

För att utvärdera känsligheten för produktionskostnaden för vätgas via biomassa förgasning varierar kapitalkostnaden med +/- 20 % och tre olika kostnader för biomassa undersöks kostnad GROT 2030 är basfall och kostnad returträ 2030 samt kostnad GROT 2040 används som känslighetsanalys.

Kostnaderna är genererade från ENPAC, ett verktyg som, bland annat, används för att uppskatta framtida kostnad för energibärare (Pettersson et al 2020).

4.6 Vätgastankstationer (HRS)

4.6.1 Kostnadsmodell för HRS

För att beräkna totalkostnaden för HRS används en modell som beräknar delkostnaden för varje komponent i tankstationen med tillägg för konstruktion och drift. Kostnadsmodellen som använts tillsammans med vissa grundantaganden och övriga metoder finns tillgängliga i Bilaga 2- Kostnadsmodell HRS.

Kostnaden för vätgastankstationer utgörs till stor del av kostnader för komponenter med marknader som ännu är relativt små. Inom fordonssektorn är vätgasen som teknik relativt ung och oetablerad. Amerikanska Argonne National Laboratory uppskattar att investeringskostnaden för flera essentiella komponenter kan komma att sjunka framöver (Reddi et al., 2017). De kategoriserar dessa komponenter i tre olika grupper efter vad de tror att möjliga kostnadsreduktioner är på kort, medel och lång sikt, dessa presenteras i Tabell 11.

För ett framtida elpris (både för medel och lång sikt) används 0,521 SEK/kWh som enligt tidigare i Elpriser 4.2.1 Elpriser. (Elnätsavgift på 0,150 SEK/kWh tillkommer).

Tabell 11. Faktorer för kostnadsreduktion för HRS enligt NREL (Reddi et al., 2017).

Teknologi kategorier och definitioner	Kort sikt	Medel sikt	Lång sikt
#1 Mogen (låg potential för kostnadsreduktion) Ex: Lågtryckslager, Lager för LH ₂	1	0,79	0,75
#2 Etablerad (måttlig potential för kostnadsreduktion) Ex: Högtryckslager, Kylning, Kryogenisk pump	1	0,61	0,55
#3 Under utveckling (stor potential för kostnadsreduktion) Ex: Dispensers, Kompressorer,	1	0,47	0,40

4.6.2 Modell för HRS

Tre olika sorters HRS har modellerats i denna studie. Samtliga är baserade på kaskad-principen för påfyllning men har olika metoder för att lagra vätgas (alternativt även för att producera den själv). De stationsalternativ som har undersökts är:

- HRS med egen elektrolys
- HRS med trycksatt vätgas från trailer
- HRS med flytande väte från trailer

En mer detaljerad beskrivning av modellen och lagringsmetoderna finns i Bilaga 3 - Kostnadsmodell HRS.

Dimensionering av påfyllningssystemet

Påfyllningssystemet på tankstationen är för 700 bars-tankning och identiskt för alla tre alternativen. Påfyllningssystemet består av en högtryckskompressor, ett kaskad-lager, kylning, och dispenserⁱ. Komponenterna dimensioneras så att tankstationen klarar av den förväntade arbetsbelastningen som fordonen kräver. Ekvationerna 4.10 – 4.16 har använts för dimensioneringen.

Antalet dispensers behöver inte vara fler än det högsta antalet användare som förväntas använda stationen samtidigt. Dvs om det bedöms som osannolikt att två fordon skulle behöva tanka samtidigt räcker det med en dispenser. Mindre stationer klarar sig bra med endast en dispenser men större stationer eller stationer som används intensivt under perioder kan behöva fler.

$$n_{dispensers} = \text{Max antal användare samtidigt} \quad (4.9)$$

Det är inte möjligt att tömma all vätgas ur kaskad-lagret och den måste därför överdimensioneras (brutto-kaskad) för att kunna täcka påfyllningsbehovet (netto-kaskad). Hur stor överdimensionering som krävs beräknas utifrån de trycknivåer som används i kaskad-lagret, vilket i detta fall är 300, 600 och 875 bar vilket leder till att brutto-kaskaden är ca 6 gånger större än netto-kaskaden. En extra säkerhetsmarginal på 5 % adderas också.

$$Kaskad_{netto} = \text{Max antal användare samtidigt} \cdot \text{Mängd vätgas per påfyllning} \quad (4.10)$$

$$Kaskad_{brutto} = 6 \cdot 1,05 \cdot Kaskad_{netto} \quad (4.11)$$

Högtryckskompressorn dimensioneras så att den hinner fylla kaskad-lagret mellan påfyllningarna.

$$Q_{komp,HighP} = Kaskad_{netto} \cdot \frac{60 \text{ min}}{(\text{Tid mellan påfyllningar} + \text{Tid per påfyllning})} \quad (4.12)$$

Kylningen består av en värmväxlare och ett kylblock av aluminium. Per dispenser antas det krävas ett kylblock på 10 ton. För att kyla ned vätgasen antas det krävas 0,298 kWh/kg H₂.

$$P_{kylare,HX} = 0,298 \frac{kW}{kg/h} \cdot n_{dispensers} \cdot Q_{komp,HighP} \quad (4.13)$$

$$M_{kylare,block} = 10 \frac{ton}{block} \cdot n_{dispensers} \quad (4.14)$$

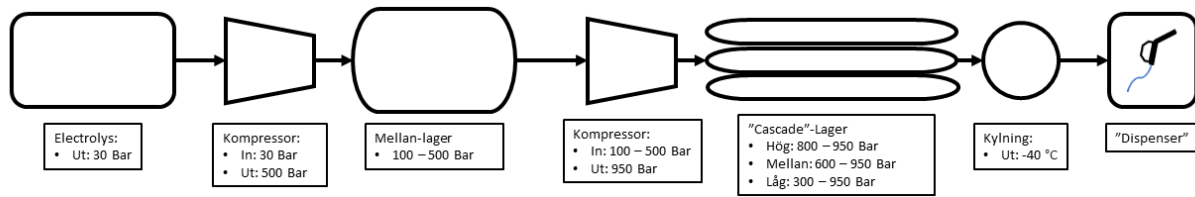
HRS med egen elektrolys

För HRS med egen elektrolys används designen som presenteras i Figur 12. Elektrolysen ingår som en komponent i stationen men dess kostnad räknas inte med då kostnaden för elektrolysen redan är inkluderad i produktionskostnaden för vätgasen. För att stationen skall fungera måste en kompressor och ett mellanlager användas. Kompressorn mellan elektrolysen och mellanlagret benämns som lågtryckskompressorn. Den dimensioneras efter elektrolysens maximala kapacitet:

$$Q_{komp,LowP} = Q_{Elektrolys} \quad (4.15)$$

För att dimensionera mellanlagret måste användningscykeln vara känd. Användningscykeln beskriver hur mycket vätgas som tankas från stationen vid varje timme på dygnet. Lagret dimensioneras så att lagret är så litet som möjligt utan att lagrets gastryck faller under sin lägsta nivå. Även mellanlagret har en netto- och en bruttostorlek. För de trycknivåer som valts blir bruttolagret 1,36 gånger större än nettolagret. Även här används en extra säkerhetsmarginal på 5 %.

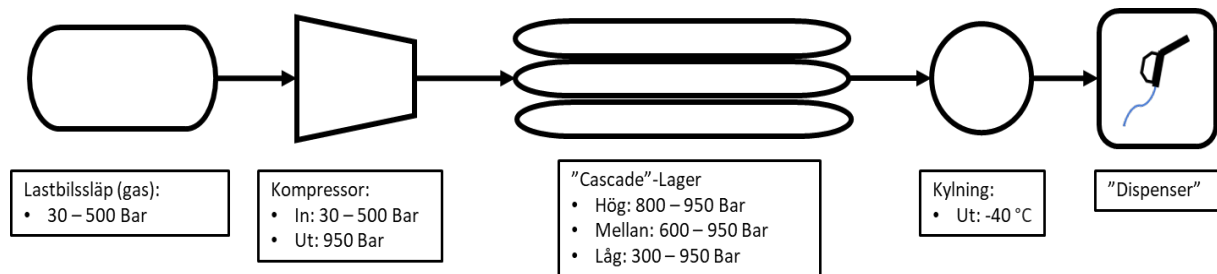
ⁱ Dispenser syftar på själva maskinen med slang som används för att koppla ihop fordonet med tankstationen.



Figur 12. Station: Trycksatt vätgas från elektrolys

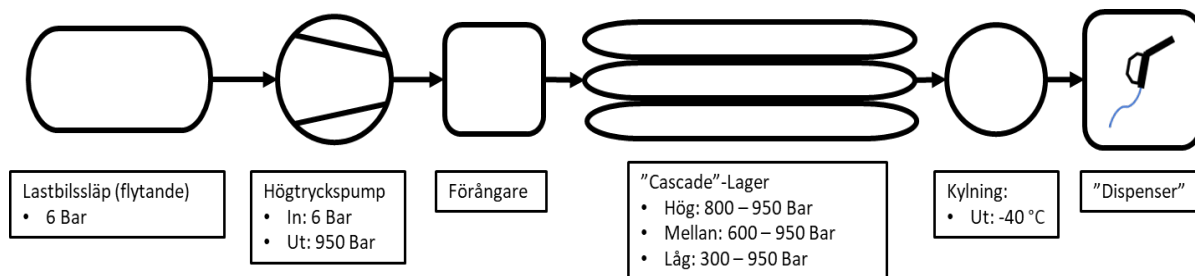
HRS med vätgas från trailer

Om en tankstation inte har egen produktion av vätgas måste vätgasen tillföras från extern källa. Två sådana möjligheter har inkluderats i denna studie. Den första använder en lastbilstrailer med trycksatt vätgas som förser högtryckskompressorn med vätgas. En sådan trailer antas rymma 1400 kg H₂. Trailern står parkerad vid stationen och räknas kostnadsmissigt som en del av stationen förutom att det inte tillkommer någon installationskostnad för trailern. En schematisk stationsdesign finns illustrerad i Figur 13. Fel! Hittar inte referensälla..



Figur 13. Tankstation med trycksatt vätgas från trailer.

Även möjligheten att använda flytande väte har undersökts och illustreras i Figur 14. En trailer med flytande väte rymmer 3800 kg H₂. Högtryckskompressorn byts i detta fall ut mot en högtryckspump och förångare som i övrigt dimensioneras på samma sätt som kompressorn.



Figur 14. Tankstation med flytande väte från trailer.

Energianvändning

Vissa av komponenterna har även en energianvändning som måste inkluderas i beräkningarna. Dessa har modellerats enligt följande:

$$w_{komp} = \begin{cases} 2,23 \text{ kWh/kg H}_2 & \text{för lågtryckskomp.} \\ 3,00 \text{ kWh/kg H}_2 & \text{för högtryckskomp.} \end{cases}$$

$$w_{pump} = 0,74 \text{ kWh/kg H}_2$$

$$w_{kylning} = 0,29 \text{ kWh/kg H}_2$$

4.6.3 Distribution av vätgas

För fallen med central produktion av vätgas måste en distributionskostnad för vätgasen räknas in i värdekedjan. En detaljerad genomgång av metoden och antaganden för distributionskostnaden för vätgas finns tillgänglig i Bilaga 5 - Distributionsmodell. Kostnaden för utkörning via lastbil, den så kallade utkörningskostnaden beräknas enligt en anpassad metod av modellen i ”Determining the lowest-cost hydrogen delivery mode” (Yang & Ogden, 2007) med en point-to-point modell, vilket innebär att lastbilarna beräknas köra raka vägen fram och tillbaka mellan destinationer. Kostnaden för att köra ut vätgasen består av kapital- och underhållskostnad för lastbilen och trailern, kostnaden för föraren och kostnaden för det bränsle som lastbilen förbrukar.

Utkörningskostnad för både trycksatt vätgas och flytande väte beräknas. Trailern för trycksatt vätgas lagrar vätgas vid 500 bar och antas ha en kapacitet på 1400 kg H₂, och uppskattas kosta ca 14 MSEK (Parls et al., 2014). Trailern för flytande väte är mer kostnadseffektiv med en kapacitet på 3800 kg H₂ till en kostnad på 9 MSEK (NREL, 2014). Kostnaden för en distributionscentral för trycksatt vätgas beräknas som ett ”filling centre” enligt (Tractebel, Hincio, 2017). Energianvändningen för distributionscentralen antas vara 2,23 kWh/kg H₂ som för övrig kompression. Ingångstrycket är 30 bar och utgångstrycket från kompressorerna är 500 bar (samma tryck som lagringstrycket ombord på lastbilarna). Detta görs så att kostnadsfunktionen kan förenklas till:

$$\text{Installerad kostnad}_{Dist-center} = 9\,647\,000 \text{ SEK} \cdot \left(\frac{Q_{Dist-center}}{50 \text{ kg/h}} \right)^{0,66} \quad (4.16)$$

Kostnaden för central för förvätskning och distribution beräknas enligt (Connelly et al., 2019). C är anläggningens kapacitet i ton H₂/dag. Energianvändningen för förvätskning antas vara 13 kWh/kg H₂ (Gardiner & Monterey, 2009).

$$\text{Installerad kostnad}_{LH_2,Dist-center} = 73\,740\,000 \text{ SEK} \cdot C^{0,8} \quad (4.17)$$

I resultatdelen beräknas först distributionskostnader för 2020 sedan beräknas kostnader för 2030. Skillnad mellan 2020 och 2030 i detta fall antas vara reducerad investeringskostnad för distributionscentralerna (Tabell 11), mer effektiva trailer för trycksatt vätgas (rymmer 16 % mer), förbättrad energieffektivitet för förvätskning (10 kWh/kg H₂ istället för 13 kWh/kg H₂) och ett uppdaterat elpris som enligt Tabell 4. Det är resultaten för 2030 som sedan används i den övergripande WtW-analysen.

4.7 Jämförelse med andra alternativ

Vätgas jämförs i den här studien med andra alternativ för fossilfria timmertransporter i form av batterielektrofiering (BEV), LBG och HVO100, vilka är de alternativ som studerats inom ramen för det parallella projektet som bedrivits inom Triple-F (Olsson et al., 2021, se avsnitt 3.6.1). Det finns även andra alternativ, som exempelvis etanol som kan vara intressanta men som inte inkluderat i jämförelsen (se avsnitt 3.1 och 3.6.2).

Tabell 12 beskriver de jämförande fallen för fossilfria transporter.

Tabell 12. Jämförande alternativ för fossilfria transporter samt med referensfall (fossil diesel).

Fall	Beskrivning
Fall 4: Batterielektrifiering (BEV)	Tidsperspektiv: 2030 Elektrifiering via batterier där BEV-fordonen laddas under natten, under arbetsskiftens matpaus, under lossning samt att fordonet stannar extra för att ladda. För detta krävs en laddinfrastruktur om 1 depåladdare om 150 kW för fordonet att ladda under natten. 2st laddare med kapacitet om 350 kW för att täcka laddbehovet under dagtid. 1 st. laddare på 50 kW för laddning under färd.
Fall 5: LBG (via biomassafergasning)	Tidsperspektiv: 2030 Flytande biometan, LBG (3346 MWh/dag), produceras via förgasning av biomassa, varav Holmen Braviken använder 59 MWh/dag till sin egen tankstation för att möta behovet till 15 timmerlastbilar (LBG-fordon). Då det finns stora integrationsvinster lokaliseras produktion på Holmen Braviken (observera att specifika processintegrationsberäkningar med Braviken inte har gjorts, data baseras på en representation av ett genomsnittligt svenskt sågverk). Resten av biometanet går, precis som för central vätgasproduktion, till andra användare. Biometanet distribueras i genomsnitt 150 km.
Fall 6: HVO100	HVO100 köps in/tankas likt fossil diesel i konventionella dieselfordon.
Referensfall: fossil diesel	Dagens system med dieseldrivna timmerlastbilar.

Det finns flera skillnader mellan den kvantitativa analysen i denna studie och Olsson et al.

Tabell 13 beskriver de huvudsakliga skillnaderna. Skillnaderna medför att viss anpassning av datan från Olsson et al görs vid användande i denna studie. Dessutom används till viss del annan data, t ex avseende produktionskostnad för LBG (som inte är en del av Olsson et al). Antaganden och data presenteras vidare i nästkommande avsnitt.

Tabell 13. Huvudsakliga skillnader mellan den kvantitativa analysen i föreliggande studie och Olsson et al (2021).

	Föreliggande studie	Olsson et al. (2021)
Tidsperspektiv	Huvudsakligen 2030.	Nutid/Närtid.
Transportfall	Ett transportfall för timmertransporter, i genomsnitt ca 80 km enkel väg skog till industri.	Flera typtransportfall för timmertransporter (samt för andra transporter) (se avsnitt 3.6.1), varav ett transportfall sammanfaller med transportfallet i föreliggande studie.
Lastvikt	40 ton	46 ton
Kostnad eller pris för drivmedel/energibärare	Möjligheter för egenproduktion studeras för vätgas och även för LBG – inga marginaler i produktions- och distributionsled för dessa fall. Dock marginaler med (räknar med pris och inte kostnad) för elektrifiering med batterier, HVO100 och fossil diesel.	Priser används för alla studerade fall, studier av produktionen inte en del av studien.
Restvärde fordon	Restvärde om 30 % (efter 6 år).	Inget restvärde.
Inkluderade kostnader	I WtW-kostnaden inkluderas alla kostnader kopplade till drivmedel/energibärare samt till timmerlastbilen.	Till skillnad från föreliggande studie, inkluderas kostnaden för förare (ca 1,3.5 MSEK/år, samma för alla studerade värdekedjor) samt för kran och trailer (550+730 kSEK, samma för alla studerade värdekedjor).

4.8 Utvärdering av kostnader, energieffektivitet och klimatnytta ur ett WtW-perspektiv

4.8.1 Kostnader

De ekonomiska resultaten presenteras med parametern WtW-kostnad, där WtW står för ”Well-to-Wheel”, som beräknas enligt Ekvation 4.17.

$$WtW - kostnad = For + SCO_2 + SEn + Pri + L\&T + Dist + Prod \quad (4.17)$$

Där *For* är kostnaden för fordon, *SCO₂* är koldioxidskatt, *SEn*, är energiskatt, *Pri* är priset på bränsle (för de fall priset används), *L&T* är kostnad för lager och tankning, *Dist* är kostnaden för distribution och *Prod* är produktionskostnaden för bränsle (för de fall produktionskostnad används).

Alla parametrar omvandlas till enheten SEK/km genom varje teknikalternativs specifika energianvändning i fordonet (se Tabell 14). Notera att förarkostnader samt kostnader för trailers och timmerkranar inte är inkluderade i kostnadsanalysen som presenteras i den här studien.

Beräkningsmetodiken av investeringskostnaden för vätgasfordon presenteras i avsnitt 4.4.2, som även inkluderar kostnaden för service och reparationer av vätgaslastbilar. Till skillnad från vätgasfallet görs ingen specifik uppskattning av kostnaden för lastbilarna för övriga studerade fall, istället baseras kapitalkostnad och underhållskostnad för lastbilarna på det parallella projektet som bedrivits inom Triple-F (Olsson et al., 2021). Observera att HVO100 bedöms kunna användas som ett 100 % substitut till fossil diesel och därför är investerings- och underhållskostnader de samma för diesel- och HVO-fallen. I den studien beräknas investeringskostnaden för en lastbil med total lastvikt på 46 ton. För att motsvara den antagna lastvikten för vätgaslastbilarna har energianvändning och kostnad beräknats om till att motsvara en lastvikt på 40 ton genom att anta ett linjärt kostnadssamband. Alla fordon antas ha en ekonomisk livslängd på sex år efter vilket ett restvärde motsvarande 30 % av inköpsvärdet återstår. En ränta på 7 % antas, vilket ger en resulterande annuitetsfaktor på 0,21. En sammanställning av fordonskostnader presenteras i Tabell 14.

Tabell 14. Sammanfattning av fasta och rörliga fordonskostnader.

	Enhet	H ₂ bas	H ₂ pilot	LBG	HVO100	BEV	Diesel
Fast kostnad							
Investering	MSEK	2,6	4	1,3	1,16	1,3	1,16
Restvärde	MSEK	0,8	1,2	0,4	0,35	0,4	0,35
Specifik fordonskostnad	SEK/km	1,9	2,9	1,3	0,85	1,39	0,85
Rörlig kostnad							
Underhåll	SEK/km	1,4	1,4	2,05	1,75	1,4	1,75
Däck	SEK/km	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76
Fordonsskatt	SEK/km	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,05
Totalt underhåll	SEK/km	2,2	2,2	2,8	2,5	2,2	2,6
Total kostnad	SEK/km	4,1	5,1	4,1	3,4	3,6	3,4

I de vätgas-värdekedjor där vätgasen produceras via vattenelektrolys relaterar produktionskostnaden till elpriset (se kapitel 4.2.1) samt investeringskostnaden för elektrolysanläggningen (se kapitel 4.5.1), medan kostnad för distribution och lagring av vätgas är beskrivet i kapitel 4.6 och beräkningar för vätgasfordonskostnader presenteras i kapitel 4.4.2.

I de biomassabaserade värdekedjorna (Fall 3a, 3b, 5 och 6) skiljer sig antaganden för de ekonomiska beräkningarna åt med avseende på produktionskostnad. HVO100 (Fall 6) är redan idag (2021) en kommersiell produkt. Därför har kostnadsuppskattningarna baserats på rådande HVO100 pris, snarare än att göra en kostnadsuppskattning. Biomassabaserad vätgasproduktion via förgasning (Fall 3a och 3b), samt LBG-produktion via biomassaförgasning (Fall 5) är tekniker som fortfarande är under utveckling och det finns ingen, eller begränsad, kommersiell produktion. Därför har dessa processer kostnadsuppskattats för att kunna bestämma en specifik produktionskostnad. Kostnadsuppskattning av bio-H₂-processen beskrivs övergripande i kapitel 4.5.2, samt i detalj i Bilaga 7 – Energi- och massbalans bio-H₂. Kostnader associerade med distribution, lagring samt tankstationer är de samma för biomassa-baserad vätgasproduktion som för elektrolysbaserad produktion.

De specifika produktionskostnaderna för LBG-produktion via förgasning är baserade på Fall 4b i (Ahlström et al 2017). Dessa kostnader inkluderar transport av biomassa till anläggningen, rörliga kostnader, elkostnader samt distribution av den färdiga produkten. Kostnaden för LBG-tankstationer är baserad på en tidigare WtW-studie av kostnader för biomassabaserade biodrivmedel (Pettersson et al., 2019).

För fossil diesel har ett bränslepris vid pump i enlighet med dagens nivå använts i jämförelsen. Bränslepriset tillsammans med den koldioxid- och energiskatt som fossil diesel (och den andel förnybar diesel som blandas in, se avsnitt 3.1) uppgår sammantaget till 1,53 kr/kWh, vilket motsvarar 15 kr/l (med moms blir detta 18,7 kr/l vilket har varit den ungefärliga nivån på dieselpriiset under hösten 2021). För HVO100 är bränslepriset 0,7 kr/l högre än för diesel (inkl. skatter), dvs 15,7 kr/l motsvarande 1,66 kr/kWh. Produktions- och distributionskostnader, bränslepriser och skatter för de olika fallen presenteras i Tabell 15. Rådande skatteregler för drivmedel och el finns beskrivna i avsnitt 3.1.

Tabell 15. Övergripande kostnadsparametrar.

Kostnadsparameter	Enhet	H ₂	BEV	LBG	HVO100	Diesel
Produktionskostnad	SEK/kWh	1,1	0,52	0,76 ⁱ	-	-
Lager och tankning	SEK/kWh	0,4	0	0,1	-	-
Distribution	SEK/km	0,9	3,7	0,1	-	-
Bränslepris	SEK/kWh	-	-	-	1,66	1,04
Koldioxidskatt	SEK/kWh	-	-	-	-	0,23
Energiskatt på drivmedel	SEK/kWh					0,25
Energiskatt på el ⁱⁱ	SEK/kWh	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36

Känslighetsanalyser

Några av de känslighetsanalyser som introducerats tidigare i detta avsnitt avseende delar i vätgasvärdekedjan kommer att lyftas igen i resultaten avseende kostnader för hela värdekedjan samt även till viss del tillämpas på andra värdekedjor/fall. Utöver dessa så genomförs ytterligare känslighetsanalyser, för en eller flera fall. Samtliga känslighetsanalyser finns sammanställda i avsnitt 4.9.

Grundantagande i den här studien avseende energiskatt på el utgår från rådande regelverk (se avsnitt 3.1), dvs vätgasproduktion är undantagen från energiskatt på elen som används vid elektrolys. Däremot betalas energiskatt på elen som används i samband med distribution, lager och tankning (0,36 kr/kWh). All el som används i batterifordon betalar ordinarie energiskatt (inga nedsättningar). Därför genomförs en känslighetsanalys avseende energiskatten på el, där antagandena avseende energiskatten för vätgas och batterielektrifiering jämföras, så att båda betalar skatt på all el som används alternativt att ingen el som används betalar någon energiskatt.

Grundantagandet i den här studien är ett elpris inkl. fasta kostnader på 0,52 kr/kWh (se avsnitt 4.2.1). För vätgas och batterielektrifiering genomförs en känslighetsanalys med ett högre elpris inkl. fasta kostnader på 0,86 kr/MWh (dvs 65 % högre). Precis som för vätgas kan kostnaden för elen minskas vid batterielektrifiering om tillgång till överskottsel finns, vilket undersöks i en känslighetsanalys.

ⁱ Produktionskostnaden inkluderar förvätskning.

ⁱⁱ Energiskatt betalas inte för el som används vid produktion av vätgas eller biodrivmedel utan endast vid distribution och tankning av drivmedel/el.

Produktionskostnaden för LBG påverkas, liksom biomassabaserad vätgasproduktion, i stor utsträckning av biomassapriset. Därför genomförs en känslighetsanalys där biomassapriset ökar med 65 % (från ca 225 kr/MWh till ca 375 kr/MWh).

Grundantagandet är att varje batterifordon bär kostnaden för sin egen laddinfrastruktur, i enlighet med antagandet i Olsson et al (2021). Det betonas dock i Olsson et al att kostnaden för laddinfrastruktur i verkligheten kommer fördelas mellan flera fordon och flera aktörer. Därför genomförs en känslighetsanalys som visar vad det skulle innebära om laddinfrastrukturen delas av 2 fordon (i praktiken kan vissa laddare kanske delas av fler fordon än så, medan vissa laddare inte kan delas alls), dvs kostnaden halveras.

Ett genomsnittligt transportavstånd för timmertransporter om ca 80 km (enkel väg), vilket är det som den här studien bygger på, innebär i praktiken att längre transporter genomförs under viss del av tiden och kortare under en viss del av tiden. Därför genomförs en känslighetsanalys som visar på vad en laddinfrastruktur för timmertransporter om 120 km enkel väg innebär för totalkostnaden. Skillnaden mot 80-kmfallet är att en mycket större laddare behöver finnas med för laddning under färd (350 kW istället för 50 kW, se avsnitt 4.7), vilket leder till en ökad kostnad för laddinfrastruktur om 30 %.

En känslighetsanalys avseende kostnadsutvecklingen för vätgasfordonet genomförs, där kostnaden minskar med ytterligare 25 % till 2030 (grundantagandet bygger på en minskning av fordonskostnaden med 35 % jämfört med idag). Det parallella projekt som studerat batterielektrofiering (Olsson et al., 2021) har haft ett nutids/närtidsperspektiv avseende den kvantitativa analysen. Potentiella kostnadsreduktioner för t ex batterifordonet fram till 2030 diskuteras inte. I föreliggande studie har därför de kostnader som används av Olsson et al används här också. Därför genomförs en känslighetsanalys där batterikostnaden minskar med 50 %.

Grundantagandet avseende underhållskostnader för vätgasfordonet, och även för batterifordonet, är att de är 20 % lägre än för dieselfordonet. Detta antagande kan dock anses konservativt på längre sikt (se Olsson et al., 2021). Därför genomförs en känslighetsanalys som visar på hur lägre underhållskostnader, motsvarande 60 % av underhållskostnaderna för dieselfordonet påverkar totalkostnaden.

4.8.2 Energi- och växthusgasbalanser

Energianvändningen för vätgasdrivna lastbilar har estimerats specifikt för den här studien (se avsnitt 4.4), medan bränsleförbrukningen för elektriska, dieseldrivna, HVO100 drivna och LBG drivna lastbilar är baserade på Olsson et al. (2021). Energianvändningen för varje specifik lastbilstyp presenteras i Tabell 16.

I de fall där vätgasproduktionen baseras på elektrolys består värdekedjans energibalans endast av elbehovet för vätgasproduktion, samt energibehov för distribution av vätgas och för vätgastankstationer. Detta finns beskrivet i kapitel 4.6. I BEV-fallet är den enda energianvändningen associerad med elanvändning i fordonet, samt de förluster som sker i laddarna som uppskattas ha en verkningsgrad på 88 % (Olsson et al., 2021)

För biomassabaserad vätgasproduktion och LBG finns en energianvändning associerad med uttag och transport av biomassa till produktionsanläggningen samt för elanvändning i produktionsprocessen. En detaljerad energibalans för biomassabaserad vätgasproduktion finns presenterad i Bilaga 7 – Energi- och massbalans Bio-H₂ och all data för LBG produktion är tagen från fall 4b i (Ahlström et al 2017). Energianvändning associerad med distribution och tankning av LBG är baserad på (Pettersson et al., 2019).

Tabell 16. Energibehov för olika lastbilstyper.

Lastbilstyp	Energibehov [kWh/km]
Vätgas	3,3
BEV	2,3
LBG	4,9
HVO100	4,4
Diesel	4,4

Alla indata för energibalansen, som inte beskrivits i tidigare avsnitt, presenteras i Tabell 17.

Tabell 17. Energianvändning för olika delar av värdekedjorna.

Energianvändning		Enhet
Dieselanvändning biomassa uttag	3	kWh/MWh
Dieselanvändning transport av biomassa	0,05	kWh/MWh,km
Transportavstånd biomassa (H ₂ Fall 3 och 5)	50,00	km
Dieselförbrukning LBG lastbil	2,49	kg CO _{2eq} /MWh
Nettoelanvändning LBG-process	-0,005	kWhel/kWh H ₂

Observera att elanvändningen är negativ för LBG-processen. Detta beror på att förgasningsanläggningen där biomassan omvandlas till LBG antas vara värmeintegrerad (med sågverksdelen alternativt massabruket), då kan överskottsvärme från de kombinerade processerna användas för att producera el, vilken överstiger LBG-processens egen elanvändning. Även i vätgas-från-biomassa-fallet är förgasningsprocessen värmeintegrerad, dock utan att generera elektricitet. Här används istället överskottsvärme från förgasningsanläggningen för att ersätta ånga producerad i oljeeldade pannor, i första hand, men även för att ersätta en viss del av de biomassaeldade pannorna. Detta innebär att processen, genom systemexpansion, kan räkna de minskade utsläppen från oljeförbränning till sin produkt (H₂). Dessutom minskar behovet av transport av biomassa till anläggningen, då en del av den biomassa som annars hade eldats för värme nu kan användas som bränsle för vätgasproduktion istället.

För att uppskatta växthusgasprestandan för de olika värdekedjorna beräknas ett koldioxidavtryck för varje fall, enligt Ekvation 4.18.

$$GHG = \sum E_{ij} * C_i \quad (4.18)$$

Där GHG är koldioxidavtrycket för en specifik värdekedja, E är användningen av en specifik energibärare *i*, för en specifik del av värdekedjan *j* och C är koldioxidutsläppen per energienhet för energibäraren *i*. Emissionsfaktorer (koldioxidutsläppen per energienhet) för varje energibärare presenteras i Tabell 18.

Tabell 18. Emissionsfaktorer för alla använda energibärare (gCO_{2eq}/kWh).

Parameter	Emissionsfaktor	Referens
Diesel 2030 med hänsyn till reduktionsplikten	116	Baserad på Furusjö och Lundgren (2017) och Energimyndigheten (2021a)

HVO100	50	Olsson et al. (2021)
El svensk mix	47	Energimyndigheten (2020b)
El nordisk mix	126	Börjesson et al. (2016)
Eldningsolja	293	Gode et al. (2011)

För diesel har emissionsfaktorn beräknats utifrån nivån på reduktionsplikten för 2030 (66 %, se avsnitt 3.1). För el används emissionsfaktorn för svensk elmix, men en känslighetsanalys genomförs med emissionsfaktorn för nordisk elmix.

För att ta hänsyn till olika energislags kvalitet genomförs även beräkningar med elekvivalenter. Alla energislag omvandlas då till el med särskilda omräkningsfaktorer enligt Andersson et al (2013).

4.9 Känslighetsanalyser

Tabell 19 innehåller en sammanställning av samtliga ekonomiska känslighetsanalyser. Alla känslighetsanalyser (förutom de som återfinns i bilagor) finns presenterade tidigare i detta kapitel. Hänvisningar till respektive avsnitt där en känslighetsanalys introduceras återfinns i Tabell 19. Där finns även hänvisningar till var resultaten presenteras.

Tabell 19. Samanställning av känslighetsanalyser.

Värdekedja/del av värdekedja	Parameter	Ändring från grundantagande	Hänvisning till beskrivning	Resultat återfinns
Vätgas från elektrolys	CAPEX	- 75 % - -25 %	4.5.1	5.2.1, delvis även i 5.7.1
	Elpris	-20-+65 % Elprisscenarier från SvK och Trafikverket	4.2.1	5.2.1, delvis även i 5.7.1
	Fasta elavgifter	Inga fasta elavgifter (-0,15 SEK/kWh)	4.2.1	5.2.1, 5.7.1
	Avsättning syrgas	0,524 SEK/kg O ₂	4.5.1	5.2.1, 5.7.1
	Överkapacitet av elektrolysör och olika lagerstorlekar	Överdimensionering av elektrolysör för anpassning till elpris	4.5.1	5.2.1
	Energiskatt på el	Energiskatt på el (0,36 kr/kWh) betalas även för elen som används vid elektrolys	4.8.1	5.7.1
Vätgas från biomassa	CAPEX	+20 %	4.5.2	5.2.2
	CAPEX	-20 %	4.5.2	5.2.2
	Råvarupris (biomassa)	+65 %	4.5.2	5.2.2

	Råvarupris (biomassa)	Lågvärdig biomassa (-35 %)	4.5.2	5.2.2
Distribution och tankning av vätgas	Dimensionering av påfyllningssystemet vid tankstationen	Upp till 100 % större kompressor, kaskadlager och kylning	Bilaga 3	Bilaga 3
	Lastbilarnas användarmönster vid tankstationen		Bilaga 3	Bilaga 3
Vätgasfordon	Ökad påfyllningstid	+400 %	4.4.1	5.3.1
	Minskat medeltransportavstånd	-20 %	4.4.1	5.3.1
	Investeringskostnad	-25 %	4.8.1	5.7.1
	Underhållskostnad	60 % (istf 80 %) av underhållskostnaden för dieselfordon	4.8.1	5.7.1
Batterielektrifiering	Elpris	+65 %	4.8.1	5.7.1
	Fasta elavgifter	Inga fasta elavgifter (-0,15 SEK/kWh)	4.8.1	5.7.1
	Energiskatt på el	Ingen energiskatt på elen som används (-0,36 kr/kWh)	4.8.1	5.7.1
	Kostnad för laddinfrastruktur	-50 % - +30 %	4.8.1	5.7.1
	Batterikostnad	-50 %	4.8.1	5.7.1
	Underhållskostnad för fordonet	60 % (isf 80 %) av undershållskostnaden för dieselfordon	4.8.1	5.7.1
LBG	Råvarupris (biomassa)	+65 %	4.8.1	5.7.1

5 Resultat

5.1 Transportarbetet och dess vätgasbehov

5.1.1 Analys av Holmens data

Virkestransporter

För analys av virkestransporterna har ett dataset som inkluderar information om lastbilsburna virkestransporter till mottagningsplats som Holmen betalade för under 2019 använts. Utifrån det datasetet har det totala vätgasbehovet beräknats enligt Ekvation 4.1. Enligt rekommendation från Holmen har en medellast på 44 ton använts. Totalt förekommer det 70 mottagningsplatser vilka är placerade runtom i sydöstra Sverige. I de fall då två eller fler mottagningsplatser befinner sig mycket nära varandra betraktas de som samma mottagningsplats.

Det förekommer många mottagningsplatser i datasetet men majoriteten av alla transporter sker till ett fåtal platser. Majoriteten av alla transporter tas emot i Östergötland (67,14 %) där 3 av 5 av de största mottagningspunkterna (Braviken, Skärbläcka och Linghem) finns. Enbart Braviken utgör en större del av det totala transportarbetet än alla resterande platser tillsammans. I Tabell 20 presenteras data för de fem största mottagningsplatserna.

Det totala vätgasbehovet för alla listade transporter beräknas till 1 910 ton H₂/år. Ca 80 % av detta vätgasbehov utgörs av de fem största mottagningsplatserna. Dessa mottagningsplatser utgörs av centrala punkter för Holmens transporter så som sågverk eller pappers- och massabruk. Den största mottagningsplatsen är Braviken total (samtliga mottagningsplatser i Braviken) med 440 ton H₂/år. Förutsatt att förbrukningen sker jämt över hela året (365 dagar) är den dagliga vätgasförbrukningen 1 205 kg H₂/dag. Resultaten från 5.3 Analys timmerlastbilar uppskattar att en timmerlastbil konsumerar 80 kg H₂/dag. Alltså motsvaras Bravikens 1 205 kg H₂/dag av 15 lastbilar. Baserat på denna information införs antagandet för senare analyser att 1 200 kg H₂/dag är en tillräcklig mängd för att förse virkestransporterna till större pappers- och massabruk samt sågverk med vätgas.

Tabell 20. Transportarbete och uppskattat vätgasbehov för Holmens virkestransporter i 2019.

Nr	Mottagningsplats	Transportarbete [tonkm]	Uppskattat vätgasbehov [kg/dag] ⁱ	Andel (av total)
1	Braviken total	94 543 422	1 205	51,9 %
2	Skärbläcka total	19 304 967	246	10,6 %
3	Mönsterås total	14 280 489	182	7,8 %
4	Linghems sågverk	9 466 393	121	5,2 %
5	Munksjö AB ASPA bruk	7 930 043	101	4,4 %
	Totalt topp 5	145 525 314	1 673	79,9 %

ⁱ Antar jämn fördelning över årets 365 dagar

5.2 Produktionskostnad vätgas

I detta avsnitt presenteras produktionskostnaden för vätgas från biomassa och via elektrolys. Fallet med biomassaproducerad vätgas är relevant i ett scenario med större vätgasbehov eftersom en rimlig storlek på produktionsanläggningen antas vara 100 MW vätgas vilket motsvarar 72 000 kg H₂/dag.

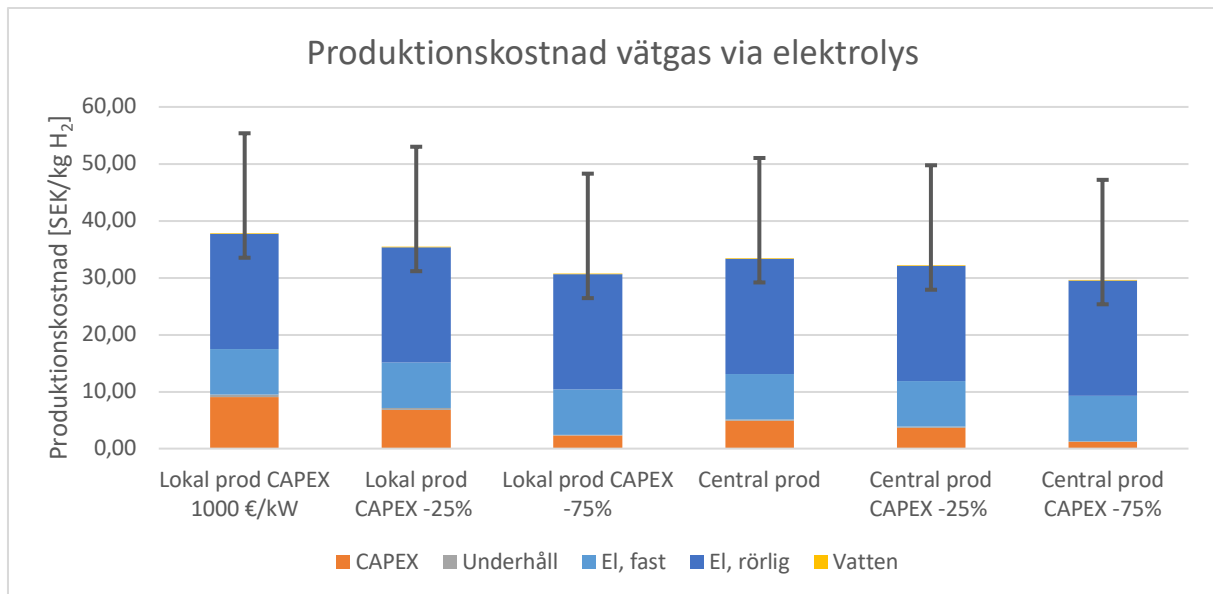
5.2.1 Produktionskostnad för vätgas via elektrolys

Produktionskostnaden för vätgas via elektrolys har beräknats med en egen elektrolysör som utgångspunkt, där produktionen ska kunna förse 15 timmerlastbilar med i genomsnitt 1 200 kg vätgas per dag. Resultatet för detta fall, inklusive känslighetsanalyser redovisas i sin helhet i detta avsnitt medan resultaten för de andra fallen presenteras mer kortfattat.

Enligt antaganden som presenteras i avsnitt 0 krävs det i fallet med en egen elektrolysör en elektrolysörstorlek på 3,2 MW_{el}, vilket ger en investeringskostnad på ca 33,6 MSEK för elektrolysören. För en central elektrolysör, som ska producera 72 000 kg vätgas per dag, skulle det krävas en kapacitet på 192 MW_{el} och enligt de antaganden som gjorts för skalfördelar för storleken skulle investeringskostnaden vara ca 1 090 MSEK.

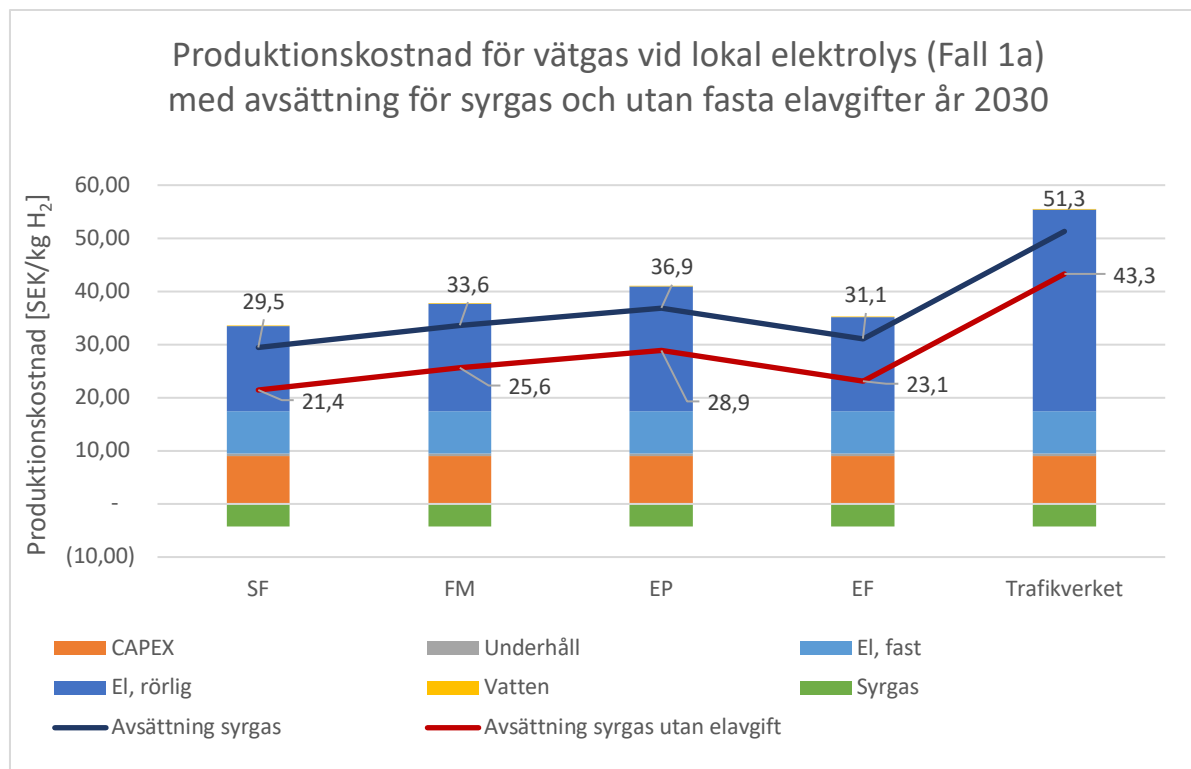
De grafer som presenteras nedan för produktionskostnaden för vätgas via elektrolys inkluderar de känslighetsanalyser som presenterades i avsnitt 4.5.1.

Produktionskostnaden per kilogram vätgas presenteras i Figur 15, både för lokal och central produktion för år 2030. Kostnaden för lokal produktion varierar mellan 33,6 – 55,5 SEK/kg H₂ vid en CAPEX nivå på 1 000 €/kW. För central produktion är motsvarande kostnad 29,3 – 51,2 SEK/kg H₂. Denna variation beror på de olika elprisscenarierna. Vid lokal produktion utgör CAPEX ca 23 % av kostnaden, det rörliga elpriset ca 55 % och det fasta elpriset ca 20 % i genomsnitt för elprisscenarierna. I fallet med central produktion utgör istället CAPEX i genomsnitt ca 14 %, det rörliga elpriset ca 62 % och det fasta elpriset ca 23 %. Som tidigare nämnts spås en reduktion av CAPEX med ökad installation av elektrolysörer. Känslighetsanalysen av CAPEX visar att en reduktion med 25 % minskar produktionskostnaden för vätgas med i genomsnitt 6 % för de olika elprisscenarierna och en CAPEX-reduktion på 75 % minskar produktionskostnaden för vätgas med i genomsnitt 17 % för de olika elprisscenarierna, i fallet med en egen elektrolysör. Vid central produktion minskar produktionskostnaden istället med 2 % vid en CAPEX-reduktion på 25 % och med 10 % vid en CAPEX-reduktion på 75 %.



Figur 15. Produktionskostnad för vätgas via elektrolys vid lokal och central produktion för år 2030. De tre vänstra staplarna visar kostnaden för lokal produktion med ett vätgasbehov på 1 200 kg/dag och de högra staplarna en central produktionsenhet med ett vätgasbehov på 72 000 kg/dag. Variationen i kostnad som presenteras för de olika staplarna beror på skillnaden mellan de olika elprisscenerierna.

Figur 16 visar påverkan på produktionskostnaden vid avsättning för syrgas och vid möjligheten att undvika fasta elkostnader för en industri med elöverskott. Bara med avsättning för syrgas är det möjligt att sänka produktionskostnaden med 10 – 12 % i det lokala fallet. Med både avsättning för syrgas och möjlighet att undvika fasta elkostnader går det att sänka produktionskostnaden med 30 – 36 % för det lokala fallet. Denna analys har bara gjorts för det lokala fallet eftersom det inte är troligt att det finns ett så stort elöverskott som skulle behövas vid en central produktionsanläggning, för att undvika fasta elkostnader. Inte heller avsättning för syrgas i så stor mängd är trolig.

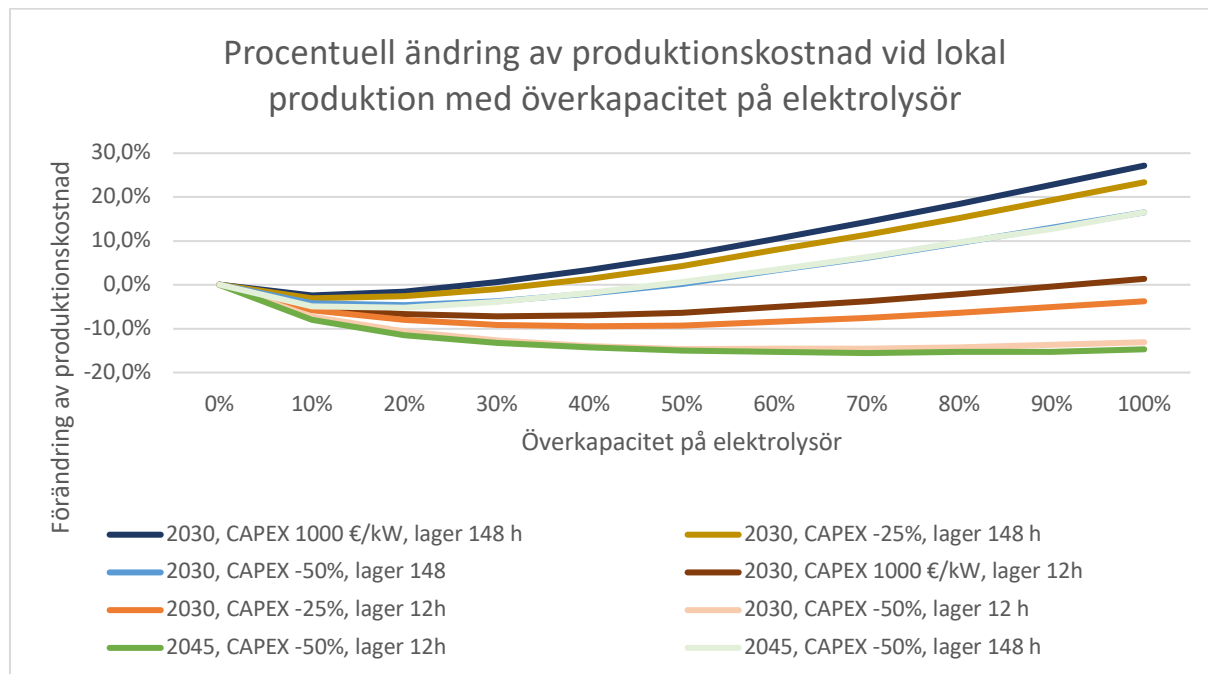


Figur 16. Produktionskostnad för vätgas vid avsättning för syrgas och utan fasta elavgifter för de olika elprisscenarierna för lokal produktion år 2030 (Fall 1a).

Som tidigare beskrivits (se avsnitt 4.5.1) kan driften av elektrolysören anpassas efter elpriset för att undvika dyra elpristimmar. I Figur 17 ses hur produktionskostnaden förändras med överkapacitet på elektrolysör för att möjliggöra att driften anpassas efter elpriset vid lokal produktion. Olika nivåer på CAPEX och lagerstorlek är också inkluderade. Grafen visar den genomsnittliga kostnadsförändringen för de olika elprisscenarierna för 2030 och 2045. Eftersom Trafikverkets scenario är ett genomsnittspris över året och inte har timupplösning har denna analys endast kunnat göras för Svenska Kraftnäts elprisscenarier. En överdimensionering av elektrolysören med 20 % kan reducera produktionskostnaden med 2 – 12 % beroende på CAPEX och lagerstorlek. Produktionskostnaden varierar därmed mellan 27,1 – 36,4 SEK/kg H₂. Som kan ses påverkar lagerstorleken förändringen av produktionskostnaden i stor utsträckning. För att kunna avgöra vilken lagerstorlek som skulle krävas behöver djupare analyser göras, men denna analys visar att det är en parameter som har stor påverkan vid överdimensionering av elektrolysören.

Som kan ses i figuren leder en lägre CAPEX för elektrolysören till en större reduktion av produktionskostnaden vid överdimensionering av elektrolysören än vid en högre nivå på CAPEX. Eftersom CAPEX utgör en lägre andel av produktionskostnaden för det centrala fallet är det därför större potential för kostnadsreduktion vid överdimensionering av elektrolysören i det fallet. Där bör man dock notera att eftersom det är en betydligt större produktionsanläggning kommer den ökade lagerkapaciteten som krävs att vara betydligt större och ta upp mycket mer yta. Det centrala och lokala fallet ställer också olika krav på elnätet. Vid central produktion skulle det krävas ett effektuttag på ca 190 MW på en plats istället för ett effektuttag på 3,2 MW utspritt på många olika ställen vid lokal produktion. Detta kan påverka möjligheten till central produktion men det skulle också kunna påverka kostnaden om anläggningen måste bära hela eller en del av kostnaden för förstärkning av elnätet, vilket skulle också kunna öka kostnaderna ytterligare vid en överdimensionering av elektrolysören.

Vid motsvarande CAPEX reduktion för 2030 och 2045 blir det ingen större skillnad mellan åren, som kan ses på de två understa linjerna som motsvarar lika stor CAPEX reduktion och lagerstorlek. Detta tyder på att elprisscenerierna inte skiljer sig så mycket åt mellan åren. Värt att påpeka är att detta är beräknat för genomsnittet för de olika scenarierna, där EP, med mer planerbar produktion har en mindre variation av elpriserna över året än de andra scenarierna.



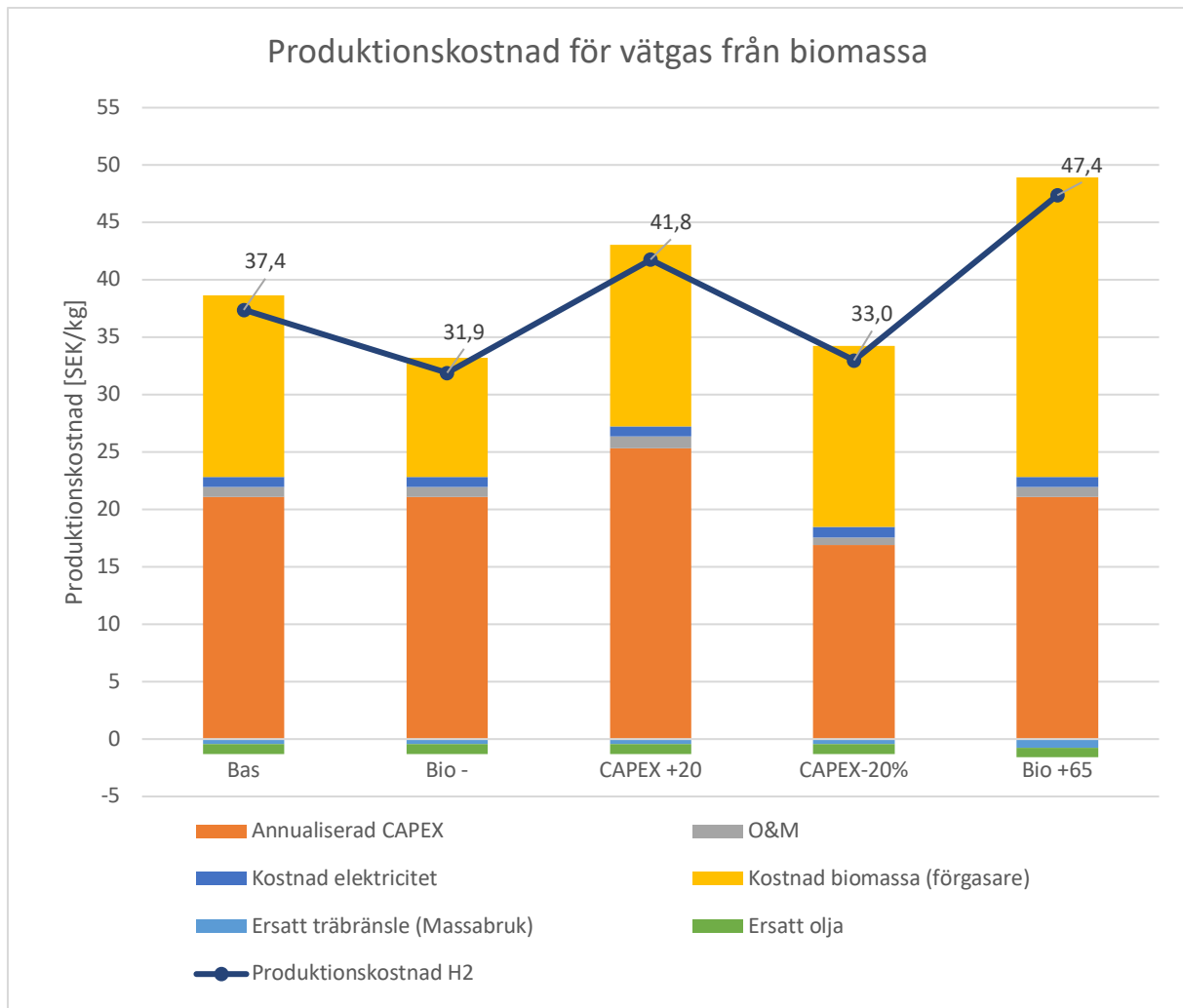
Figur 17. Förändring av produktionskostnaden vid lokal produktion med överkapacitet på elektrolysören för att anpassa driften efter elpriset. Detta har jämförts för olika nivåer på CAPEX och lagerstorlek.

Industrier har olika elavtal med sina elhandlare, där dessa analyser med ett elpris som följer spotpriset inte representerar hur det ser ut för många industrier idag. Värt att komma ihåg är att analysen görs för 2030 och 2045 där avtalen skulle kunna se ut på ett annat sätt. I denna studie har ingen närmre analys gjorts kring att använda elektrolysörer för att leverera stödtjänster till Svenska Kraftnät. Men i de fall där elavtalen inte är baserade på spotpris skulle denna känslighetsanalys med överdimensionering av elektrolysören för att anpassa driften efter spotpriset också kunna representera en överdimensionering av en elektrolysör för att använda den för att leverera stödtjänster till SvK och därmed generera intäkter.

5.2.2 Produktionskostnad vätgas från biomassa

Figur 18 visar den totala produktionskostnaden för vätgas från biomassa via förgasning. Det är tydligt att de två mest bidragande posterna till den totala produktionskostnaden är kapitalkostnaden (orange) följt av kostnaden för den biomassa som används som råvara till förgasaren (gul). Att kapitalkostnaden är den största bidragande parametern till totalkostnaden är ett väntat resultat, förgasningsprocesser är relativt kapitalintensiva; den totala investeringskostnaden är ca. 4 miljarder kronor. Dessa resultat korrelerar relativt väl med tidigare studier (ex. Thunman et al. (2019) och Ahlström et al. (2017)).

De gröna och ljus blå staplarna representerar minskade kostnader för inköp av olja och trädbränsle till massafabriken som en konsekvens av att överskottsånga från förgasningsprocessen ersätter intern ångproduktion från pannor. Detta har en marginell påverkan på den totala produktionskostnaden men förklarar varför den totala produktionskostnaden är något lägre än kostnaderna för processen. Eftersom olja ersätts i första hand, samt är dyrare än trädbränsle, är bidraget från ersatt olja större än bidraget från ersatt trädbränsle.



Figur 18. Produktionskostnad vätgas från biomassa via biomassafergasning.

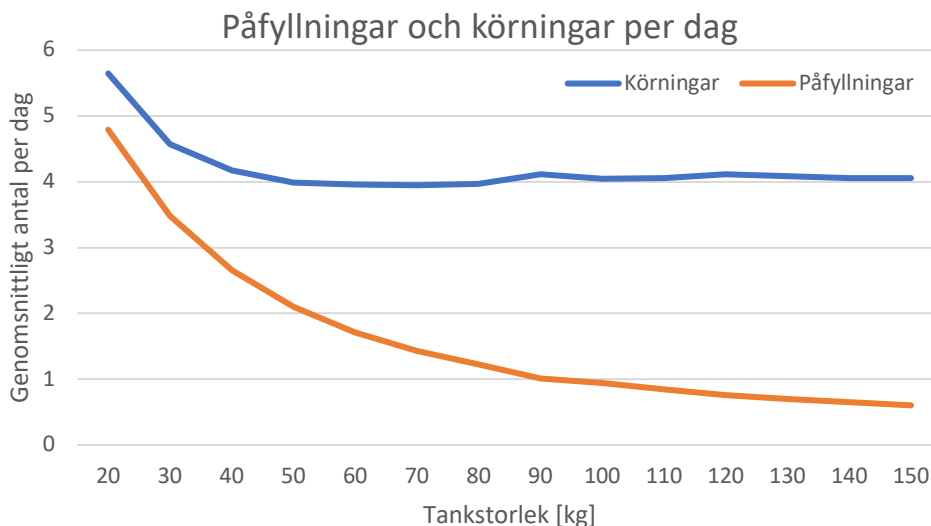
Som tidigare nämnt (se avsnitt 3.3.2) undersöktes robustheten i resultaten genom känslighetsanalys. Investeringskostnaden justerades med +/- 20 % och en högre (+65 %) samt en lägre (annan biomassa typ, returträ) uppskattning för kostnaden för biomassa undersöktes. Som framgår av Figur 18 har detta en relativt stor påverkan på kostnaden för vätgasproduktionen, speciellt i fallet med biomassapriser. Vid användning av en lågvärdig biomassa är det möjligt att kostnaden blir så låg som 31,9 SEK/kg H₂ vätgas medan ett högt biomassapris ger produktionskostnader över 45 SEK/kg. I originalutförandet uppnås en produktionskostnad på 37,4 SEK/kg H₂, vilket är inom samma intervall som den kostnad som uppnås med elektrolys (se avsnitt 5.2.1) om än i den högre delen av det intervallet.

Överlag tyder resultaten på att om produktionskostnaden går att minska, ex. genom att fler anläggningar byggs, så att den totala kapitalkostnaden minskar (rimligt upp till 10 %, se avsnitt 3.3.2) samt om det är möjligt att använda biomassa med lägre efterfrågan (ex. bark eller retur-trä) är det möjligt att nå produktionskostnader som är inom samma område som de lägsta för elektrolys, dvs. ca 30 SEK/kg.

5.3 Analys timmerlastbilar

5.3.1 Dimensionering av vätgastanken

Analysmodellen som beskrivs i avsnitt 4.4.1 visar att en tankstorlek på 60 – 90 kg H₂ kan uppnå målsättningen att lastbilarna inte ska behöva tanka mer än 1 – 1,5 gånger per dag, och detta illustreras i Figur 19.



Figur 19. Tankstorlekens inverkan på antal körningar och påfyllningar per dag.

I figuren ses hur antalet körningar per dag påverkas av tankstorleken. Förutsatt tillräckligt stor tankstorlek (> 50 kg H₂) hinner lastbilarna köra i genomsnitt 4,0 – 4,1 körningar per dag och för större tankstorlekar påverkas antalet körningar per dag endast marginellt. I genomsnitt är en körning 200 km vilket ger en total daglig körsträcka på 800 – 820 km. För mindre tankstorlekar (< 40 kg H₂) ökar istället antalet körningar per dag eftersom modellen är programmerad att inte välja körningar som är längre än vad tanken klarar av. Detta leder till att lastbilen kör flera men kortare körningar men även att den dagliga totala körsträckan minskar. Vid tankstorlekar mindre än 50 kg H₂ klarar lastbilen alltså inte av att uppfylla de krav som ställs på den från skogsindustrin. Sammanfattningsvis bör en tank på 60 kg H₂ vara tillräckligt för att uppfylla kraven.

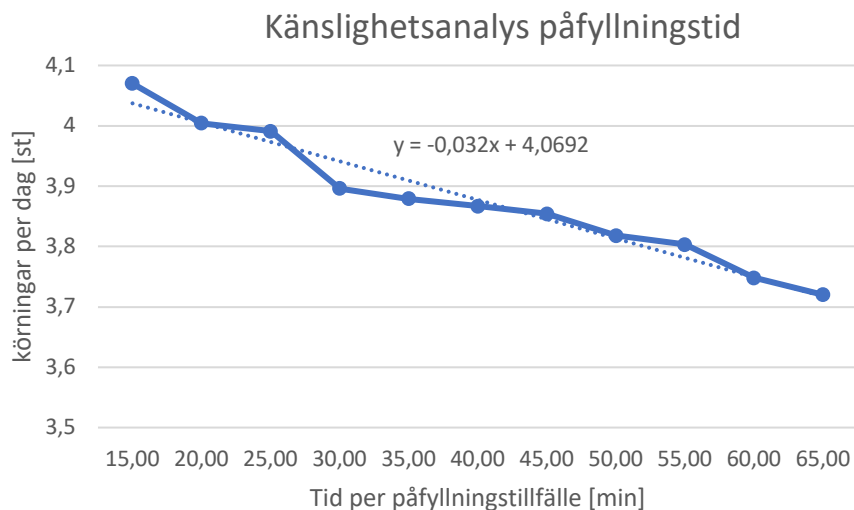
Känslighetsanalyser

För känslighetsanalyser har två parametrar varierats, medeltransportavståndet och påfyllningstiden. Det finns även vidare känslighetsanalyser i Bilaga 3 - Känslighetsanalys HRS.

Medeltransportavståndet varierar som bekant mellan regioner. Om den genomsnittliga körsträckan per körning ändras från 200 km till 160 km (vilket motsvarar förhållanden i södra Sverige) påverkas inte resultaten signifikant, tankstorleken dimensioneras fortfarande på samma vis. Det totala antalet körningar per dag ökar förvisso något men endast som konsekvens av att varje enskild körning i genomsnitt är kortare, den totala körsträckan per dag förblir den samma.

Påfyllningstiden är definierad som den tid det tar från att lastbilen börjar köra mot tankstationen till att den påbörjar nästa körning. Verkliga faktorer som kan tänkas påverka påfyllningstiden är t.ex. hur fort själva påfyllningen sker (påfyllningshastighet) eller hur långt lastbilen i genomsnitt måste köra för att komma till tankstationen. Påfyllningstiden är tid som inte är direkt produktiv, det är alltså alltid önskvärt att hålla denna så kort som möjligt. Grundantagandet har varit att påfyllningstiden är 20 minuter men

det är tänkbart att denna kan vara signifikant längre, t.ex. om tankstationen befinner sig långt ifrån mottagningsplatsen. Figur 20 illustrerar hur påfyllningstiden påverkar produktivitet för en lastbil med 60 kg H₂ tank och medeltransportavstånd 100 km. För varje extra minut som påfyllningarna kräver hinner lastbilen i genomsnitt köra 0,03 färre körningar per dag. En ökning av påfyllningstiden från 20 minuter till 30 minuter skulle kosta 36 körningar per årⁱ.



Figur 20: Känslighetsanalys av påfyllningstidens inverkan på antal körningar per dag.

5.3.2 Kostnadsanalys

Elmotorn är dimensionerad till 550 kW för att kunna ge samma motoreffekt som den befintliga dieseldrivna lastbilmodellen ”Volvo FH16 – 750 HK”. Bränslecellen är dimensionerad till 275 kW efter 50 % av elmotorns maximala effekt. Effektbatteriet har dimensionerats till 100 kWh. Vätgastanken är 60 kg H₂ som enligt tidigare analys. Sammanställning av dimensioneringen och jämförelse mot andra kända bränslecellslastbilar visas i Tabell 21. Notera att referenserna är distributionslastbilar anpassade för lättare arbeten än timmertransporter. Dessutom är dessa lastbilar väldigt tidiga modeller (Scania lastbil har t.ex. endast tillverkats i fyra kända exemplar).

Tabell 21. Dimensionering av komponenter timmerlastbil.

Lastbil	Enhet	H ₂ Timmer Timmerlastbil	Referens 1 – Hyundai Distributionslastbil (Hyundai, 2020)	Referens 2 – Scania Distributionslastbil (FuelCellTrucks, 2019)
Motoreffekt	kW	550	350	290
Bränslecell	kW	275	190	90
Effektbatteri	kWh	100	73,2	56
Vätgastank	kg H ₂	60	32	33

Investeringskostnaden har beräknats enligt kostnadsmodellen redovisad i ”Bilaga 4 – Kostnadsmodell Timmerlastbilar”. För en vätgasdriven lastbil denna beräknas vara 2,6 MSEK, alltså vara drygt dubbelt så mycket som för en likvärdig diesellastbil. Fördelningen av kostnader redovisas i Tabell 22. Drivande

ⁱ Räknat med 337 arbetsdagar/år. Motsvarar 365 dagar per år minus fyra veckors semester.

faktor bakom den högre kostnaden är bränslecellen som motsvarar ca 25 % av den totala investeringskostnaden, följt av effektbatteriet (ca 20 %).

Tabell 22. Komponentkostnader timmerlastbilar 2030 [kSEK].

Komponent	Diesel	Vätgas 700 bar
Chassis	789	789
Dieseldrivlina	368	0
Elektrisk drivlina	0	284
Effektbatteri	0	524
Bränslecell	0	692
Vätgastank	0	340
Totalt	1157	2629

5.4 Vätgastankstationer (HRS)

5.4.1 HRS för sågverk eller bruk

Tre alternativ till tankstationer har undersökts, en station med egen elektrolys, trailer med trycksatt vätgas (GH₂-trailer) eller trailer med flytande väte (LH₂-trailer). Samtliga stationer är utformade för att tillgodose ett vätgasbehov på 1200 kg H₂/dag vilket enligt tidigare analyser bör vara en tillräcklig mängd för att förse Bravikens virkestransporter. I analysen antas att fordonen fylls med 50 kg H₂ per påfyllning (80 % av en 60 kg tank) och att användarmönstret är så jämnt fördelat över arbetsdygnet (05:00 - 24:00) som möjligt. Stationernas dimensionering visas i Tabell 23. Känslighetsanalyser för hur påfyllningsmängden och ett mer ojämnt användarmönster påverkar dimensionering och kostnad för tankstationerna finns presenterade i Bilaga 3 - Känslighetsanalys användning av tankstationer.

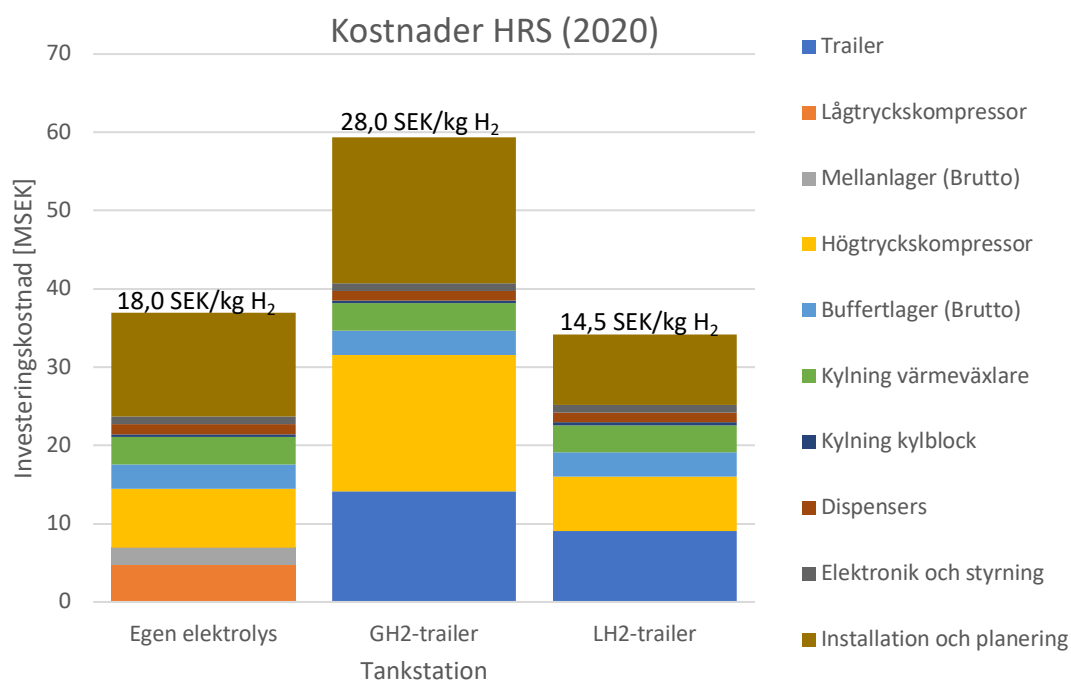
Tabell 23. Dimensionering av tankstationer.

Komponent	Enhet	Lokal elektrolys	GH ₂ -trailer	LH ₂ -trailer
Elektrolysör	kg/h	50	-	-
Trailer	kg	-	1400 (GH ₂)	3800 (LH ₂)
Lågtryckskompressor	kg/h	50	-	-
Mellanlager (Brutto)	kg	475	-	-
Högtryckskompressor (pump + förångare för LH ₂)	kg/h	100	100	100
Kaskad-lager (Brutto)	kg	315	315	315
Kylning värmeväxlare	kW	60	60	60
Kylning kylblock	ton	10	10	10
Dispensers	st	1	1	1
Elektronik och styrning	st	1	1	1

5.4.2 Kostnadsanalys HRS för sågverk eller bruk

För samtliga ekonomiska analyser antas att tankstationerna utnyttjas till 80 % av sin maximala årliga kapacitet. För analyserna för 2020 används elpriset för 2025 enligt Tabell 4. Investeringskostnaden för tankstationerna blir då 34,2 – 59,4 MSEK, som kan ses i Figur 21. Tankstationen LH₂-trailer är klart billigast tätt följt av egen elektrolys. GH₂-trailer ställer högre krav på kompressorer för att möjliggöra att all vätgas utvinns ur trailern, vilket höjer kostnaden. Även trailern med trycksatt vätgas utgör en stor

andel av komponentkostnaden. En trailer på 1 400 kg H₂ är fördelaktig för distribution av vätgas men är onödigt stor som lager för en station av denna storlek. Lagret är alltså i detta fall överdimensionerat, det är möjligt att GH₂-trailer kan bli mer kostnadseffektivt alternativ om vätgasbehovet ökar. Överlag utgör kostnaden för kompression (lågtryck, högtryck, pump & förångare) mellan 40 – 50 % av den totala komponentkostnaden. Undantaget är för LH₂-trailer där högtryckspumpen och förångaren endast utgör 27 %. Lagring är runt 20 % för egen elektrolys och runt 40 % för alternativen med trailer. Kylning utgör ca 10 – 20 % av komponentkostnaderna och resterande utgörs av elektronik & styrning samt dispensers.



Figur 21. Kostnader för HRS år 2020.

Med kostnader för underhåll och elförbrukning inräknat blir den sammanlagda kostnaden för att tanka vätgasen 14,5 – 27,8 SEK/kg H₂. Huvudsakligen domineras kostnaden av investeringskostnaden, underhåll och elförbrukning är endast en liten andel (stationernas energianvändning finns angiven i Tabell 24). Detta innebär att utnyttjande av stationens kapacitet är mycket viktigt, skulle den sjunka från nuvarande 80 % till 50 % stiger kostnaden för att tanka med ca 50 %. Även stationens användarmönster har signifikant påverkan på kostnaden. Känslighetsanalysen i Bilaga 3 - Känslighetsanalys HRS över detta visar att kostnaden för Egen elektrolys kan öka med 35 % om användarna istället för att bruka stationen jämnt under dagen (vilket är grundantagandet) skulle använda stationen i ”toppar”, t.ex. genom att alla lastbilar endast tankar under morgon och kväll. Detta är pga. att stationens påfyllningssystem huvudsakligen dimensioneras efter den momentana topp-efterfrågan och inte den totala efterfrågan.

Tabell 24. Energianvändning för olika stationsalternativ.

Station	Enhet	Lokal elektrolys	GH ₂ -trailer	LH ₂ -trailer
Energianvändning	kWh/kg H ₂	5,52	3,29	1,03
Energianvändning	MWh/dag	5,30	3,13	0,99
Max effekt (utan elektrolysör)	kW	470	360	135

Kostnadsutveckling

Vid en framtida ökad utbyggnad av vätgastankstationer är det sannolikt att kostnaden för vätgastankstationer sjunker. För framtida kostnadsutveckling i tidsperspektivet 2030 används NRELS antaganden i Tabell 11, Kolumn ”Medel sikt”. Denna kostnadsutveckling skulle bland annat innebära att kostnaden för kompressorer sjunker med 51 %, även många andra komponenter upplever kraftiga reduktioner. För ett framtida elpris används 0,521 SEK/kWh plus en elnätsavgift på 0,150 SEK/kWh. När dessa faktorer appliceras erhålls kostnadsreduktioner på 32 – 41 % i jämförelse med kostnaderna för 2020. Kostnader för att tanka i 2030 jämfört mot 2020 redovisas i Tabell 25.

Tabell 25: Kostnader för att tanka vätgas i 2020 och 2030.

Tidsperspektiv	Enhet	Lokal elektrolys	GH ₂ -trailer	LH ₂ -trailer
2020	SEK/kg H ₂	18,0	28,0	14,5
2030	SEK/kg H ₂	12,0	16,3	8,9

5.4.3 Pilotstation

Det är tänkbart att fullskaliga vätgastankstationer kan komma att företrädas av någon form av pilotstation och i detta avsnitt presenteras en möjlig dimensionering och kostnad för en sådan (Tabell 26). Utgångspunkten är att stationen har egen elektrolys á 1 MW vilket ger 490 kg H₂/dag, tillräckligt för 6 lastbilar. Kostnaderna som presenteras är för 2020. Enligt vår analys skulle det endast vara marginellt billigare i investeringskostnad att bygga denna station på 490 kg H₂/dag jämfört med den tidigare stationen Egen elektrolys på 1200 kg H₂/dag. Anledningen till att denna lilla station är så pass dyr är för att det ställs höga minimikrav på påfyllningssystemet i tankstationen för att klara påfyllningarna av lastbilarna. Värt att notera är exempelvis att kaskad-lagret är lika stort för pilotstationen som för de andra betydligt större stationerna som analyserats. Detta i kombination med stationens låga dagliga förbrukning leder till en hög kostnad på 34,9 SEK/kg H₂.

Tabell 26. Dimensionering och kostnader för pilotstationen (490 kg H₂/dag).

Komponent	Enhet	Storlek	Kostnad [kSEK]
Elektrolysör	kg/h	20	-
Lågtryckskompressor	kg/h	20	5 269
Mellanlager (Brutto)	kg H ₂	140	665
Högtryckskompressor	kg/h	25	6 151
Kaskad-lager (Brutto)	kg H ₂	315	3 135
Kylning värmväxlare	kW	60	3 481
Kylning kylblock	ton	10	354
Dispensers	st	1	1 257
Elektronik och styrning	st	1	967
Installation och planering	st	1	11 917
Totalt		-	33 197

5.5 Distribution av vätgas

5.5.1 Utkörning

Kostnaden för utkörning av vätgas varierar med utkörningsmängd och transportsträcka samt valet av utkörningsmetod (GH₂-trailer eller LH₂-trailer). Små utkörningsmängder och långa transportsträckor

leder till mycket höga distributionskostnader. Flytande väte har ca 40 % lägre utkörningskostnad än trycksatt vätgas eftersom trailern för flytande väte har större kapacitet och är därför mer kostnadseffektiv, mätt i SEK/kg H₂. Analysen visar att för en utkörningsmängd motsvarande den centrala produktionsanläggningens kapacitet (72 000 kg H₂/dag) och ett genomsnittligt transportavstånd på 150 km är utkörningskostnaden 3,7 SEK/kg H₂ för GH₂-trailer och 1,2 för LH₂-trailer (räknat i 2020s kostnader). För att kunna överföra denna mängd vätgas krävs det minst 15st GH₂-trailers eller 6st LH₂-trailers. Fram till 2030 är det sannolikt att utkörningskostnaden reduceras. För GH₂-trailer hade en ökning av lagringstrycket från 500 bar till 600 bar kunnat öka lagringskapaciteten med 16 %. Detta kombinerat med 21 % kostnadsreduktion av själva trailern (som enligt #1 i Tabell 11) medför en utkörningskostnad på 3,0 SEK/kg H₂. För LH₂-trailern är det mindre sannolikt att själva lagringskapaciteten ökar lika mycket. En förhöjd lagringskapacitet (nu totalt 4 000 kg H₂) och en kostnadsreduktion på 21 % för trailern (som enligt #1 i Tabell 11) medför en utkörningskostnad på 1,1 SEK/kg H₂.

5.5.2 Distributionscentral

Distributionscentralen utgör majoriteten av distributionskostnaden, både för GH₂ och LH₂. Enligt kostnadsmodellerna för distributionscentralen är större anläggningar mer kostnadseffektiva. I detta fall (vid en kapacitet på 72 000 kg H₂/dag) är kostnaden år 2020 för en distributionscentral med kompression för GH₂-trailers 9,8 SEK/kg H₂. För en förvätskningsanläggning är denna kostnad 22,7 SEK/kg H₂. Båda alternativen kräver mycket höga investeringar (1172 MSEK för GH₂ eller 2257 MSEK för LH₂) men även elektricitetskostnaden är en drivande faktor, speciellt för förvätskningen. Drivande faktorer för framtida kostnadsreduktion är investeringskostnad, elektricitetspriser och processernas energieffektivitet. Distributionscentralen för GH₂ placeras i kategori #3 i Tabell 11 vilket medför en uppskattad reduktion av investeringskostnaden på 53 % till 2030. LH₂ placeras i #2 och får således en uppskattad reduktion på 39 %. Det är även sannolikt att energieffektiviteten för förvätskningsprocessen kan förbättras, en sänkning av energianvändningen från 13 kWh/kg H₂ till 10 kWh/kg H₂ (Gardiner & Monterey, 2009) till 2030 antas. Dessa antaganden tillsammans med framtida uppskattade elpriser ger kostnader på 5,6 SEK/kg H₂ för GH₂ och 17,0 SEK/kg H₂ för LH₂.

5.5.3 Total distributionskostnad

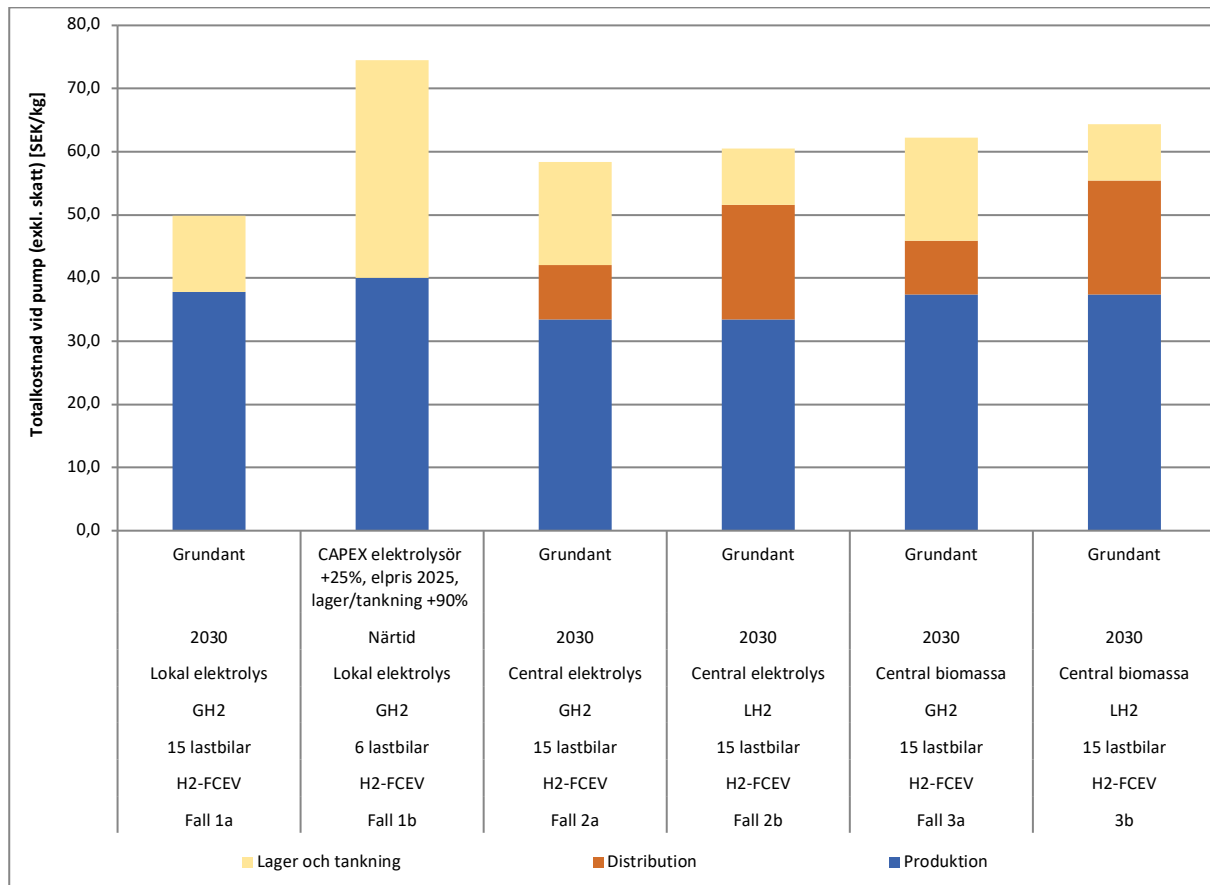
Totalt sett drivs den totala distributionskostnaden till större del av distributionscentralen än själva utkörningen. Den mest avgörande faktorn för distributionskostnaden är utkörningsmängden. I detta fall är utkörningsmängden hög vilket också ger förhållandevis låga kostnader. Den genomsnittliga transportsträckan påverkar men endast lite i förhållande till utkörningsmängden. Totala distributionskostnader för 2020 och 2030 redovisas i Tabell 27.

Tabell 27. Uppskattade distributionskostnader (150 km, 72 000 kg H₂).

		Trycksatt vätgas (GH ₂) [SEK/kg H ₂]	Flytande väte (LH ₂) [SEK/kg H ₂]
2020	Utkörning	3,7	1,2
	Distributionscentral	9,8	22,7
	Totalt	13,5	23,9
2030	Utkörning	3,0	1,1
	Distributionscentral	5,6	17,0
	Totalt	8,6	18,1

5.6 Total vätgaskostnad vid pump

Figur 22 visar totala kostnaden för vätgas vid pump (exkl. skatter) för de studerade vätgasfallen.



Figur 22. Totalkostnader för vätgas vid pump (exkl. skatter) för de studerade vätgasfallen.

Lägst är kostnaden för Fall 1a (50 kr/kg H₂), där vätgas produceras på plats i en egen elektrolysör. Ingen distribution av vätgasen behövs i detta fall och kostnaden för tankning är relativt låg då tankstationen ligger i anslutning till vätgasproduktionen. För Fall 1b – pilotfallet i närtid – är kostnaden betydligt högre. Detta beror på högre investeringskostnader för såväl elektrolysör, lager, och tankstation (lite lägre elpris i närtid, vilket minskar skillnaden något). Dessutom är fallet mindre (6 lastbilar istället för 15), vilket främst fördyrar den specifika kostnaden för tankstationen. Skillnaden mellan Fall 1b och 1a speglar, bortsett från den något ökade kostnaden på grund av mindre system, den kostnadsreduktion för vätgas som kan förväntas fram till 2030 baserat på antagandena i denna studie.

För Fall 2a är produktionskostnaden något lägre jämfört med Fall 1a (större produktion ger något lägre specifik investeringskostnad), men en högre kostnad för tankstation (då den ligger separat från produktionen) samt tillägg av distributionskostnad jämfört med 1a, ger en totalt högre kostnad. Som beskrevs i avsnitt 4.1, så skulle denna produktion kunna ske på Braviken eller någon annanstans i regionen. Oavsett, så är den genomsnittliga kostnaden för vätgasen ungefär den som visas i Figur 22. Det vill säga, även om produktionen skulle ske på Braviken så används bara en liten del där jämfört med vad som totalt produceras (1200 av 72 000 kg/dag), så en mycket stor del av vätgasen ska distribueras och tankas på en tankstation som inte ligger i anslutning till produktionen av vätgas (vilket gör den dyrare).

För Fall 2b är totalkostnaden något högre jämfört med 2a, men vid en något längre genomsnittligt transportavstånd än 150 km, som antagits här, blir det ett bättre alternativ att förvätska innan distribution. Distributionskostnaden i detta fall utgörs till stor del av förvätskningskostnaden, medan kostnaden för själva transporten av vätgasen är låg. För Fall 2a utgörs distributionskostnaden av transportkostnaden som är betydligt högre per km än för 2b. Kostnaden för tankning är lägre för 2b än för 2a, beroende på att utrustningen för att hantera flytande väte ombord på tankstationen är billigare än motsvarande utrustning för att hantera trycksatt vätgas.

För Fall 3a, biomassabaserad vätgasproduktion, är produktionskostnaden ungefär som för elektrolysbaserad i liten skala, men med samma kostnadsökningar för lager och tankning samt distribution som för 2a blir totalkostnaden högre än både 1a och 2a. Förhållande mellan el- och biomassapris styr till stor del kostnadsförhållandet mellan el- och biomassabaserad vätgasproduktion. Av resultaten som presenterades i avsnitt 5.2.1 och 5.2.2, kan man se att den elektrolysbaserade produktionen är ännu mer känslig för ändringar av elpriset jämfört med den biomassabaserade produktionens känslighet för förändringar av biomassapriset. Det är samma skillnader mellan Fall 3b med distribution i vätskefas och 3a med distribution i gasfas, som mellan 2b och 2a.

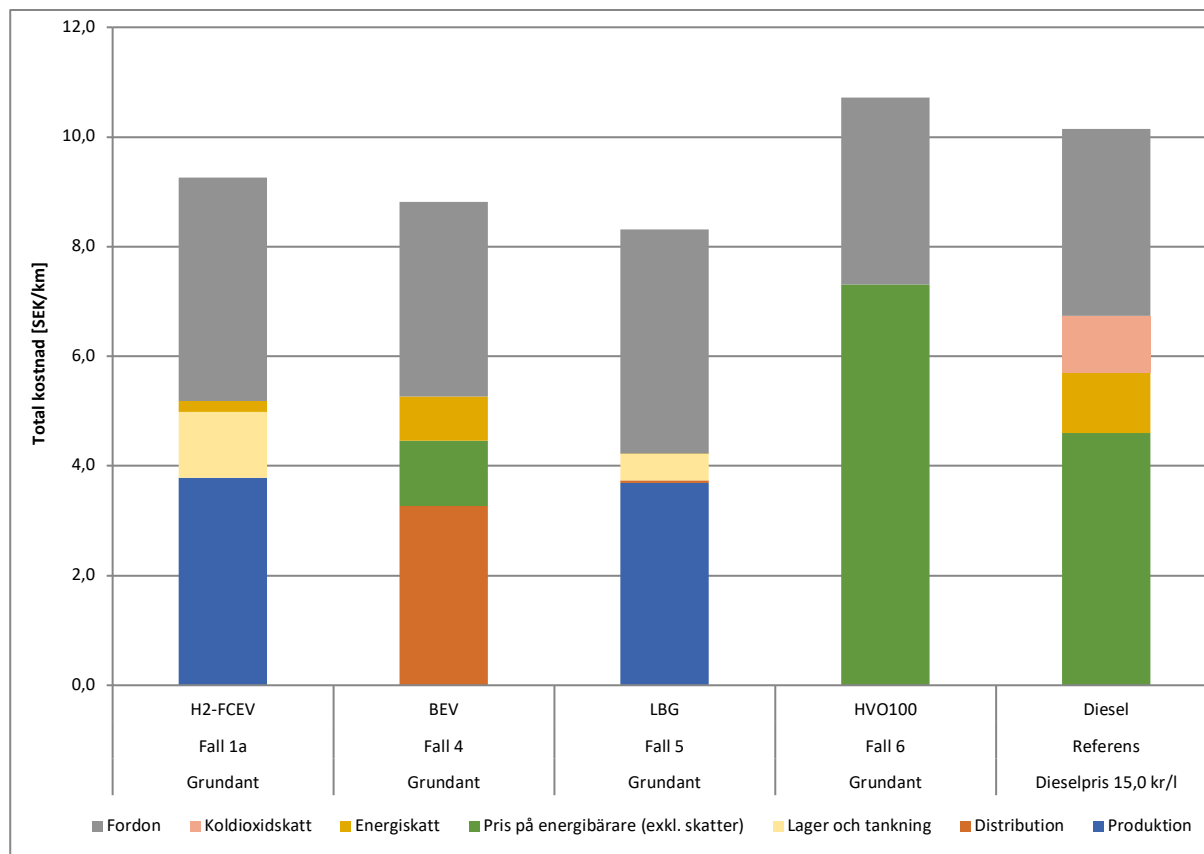
Utifrån jämförelsen mellan Fall 1a och 2a, kan konstateras att det måste finnas betydande vinster, till exempel lägre elkostnader (tillgång till överskottsel) eller avsättning för biprodukter (syrgas, värme), för att vätgas via elektrolyt ska produceras på annan plats än den används.

I kommande avsnitt, 5.7.1, som presenterar WtW-kostnader för vätgas jämfört med andra alternativ för fossilfria timmertransporter, kommer Fall 1a att användas för att representera vätgas.

5.7 Kostnad, energieffektivitet och klimatnytta ur ett WtW-perspektiv

5.7.1 Kostnad

Figur 23 visar total kostnad från WtW för alla de studerade alternativen för fossilfria transporter i jämförelse med diesel.



Figur 23. Totalkostnad från WtW för alla de studerade alternativen för fossilfria transporter i jämförelse med diesel.

För vätgas (Fall 1a) är den totala kostnaden från WtW 9,3 kr/km. De dominerande kostnadsposterna är produktionskostnaden och kostnaden kopplat till fordonet (investerings- och underhållskostnader), där den senare är något större (3,8 kr/km jämfört med 4,1 kr/km). Till detta kommer kostnader för lager och tankning samt kostnaden för energiskatt för den el som inte används för själva produktionen.

För Fall 4 – elektrifiering med batterier – är totala kostnaden något lägre (8,7 kr/km) jämfört med vätgas vid grundantagandena. Kostnaden domineras av kostnaden för distribution (3,3 kr/km), dvs laddinfrastruktur (där grundantagandet är att varje fordon bär kostnaden för sin egen laddinfrastruktur), och fordonskostnaden (3,4 kr/km), medan kostnaden för el utgör en mindre del. Däremot är kostnaden för energiskatt på el högre jämfört med vätgas, då energiskatt betalas för all el som används till batterifordonen och inte som för vätgas, där elen som används för att producera vätgas är undantagen från energiskatt (se avsnitt 3.1).

För Fall 5 – LBG genom egen produktion via biomassaförgasning – är totalkostnaden lägst av alla studerade möjligheter för fossilfrihet vid grundantagen (8,4 kr/km). Fordonskostnaden är ungefär samma som för vätgas, medan övriga kostnader sammantaget (produktion, distribution och tankning) är lägre än för vätgas. Anledningen till att resultaten här skiljer sig från dem i Olsson et al. (2021), där BEV har lägre kostnad än LBG för motsvarande transportfall som beaktas i den här studien, är att i denna studie så har en uppskattad framtida produktionskostnad för förgasningsbaserad egenproducerad LBG använts, medan i Olsson et al. har ett pris för LBG använts (16 kr/kg LBG, motsvarar ca 7 kr/km).

Totalkostnaden för diesel uppgår till drygt 10 kr/km. Det pumppris som visas i Figur 23, är i nivå med prisnivån som rått under hösten 2021 och skatterna, energi- och koldioxidskatt, är enligt 2021 års nivåer (detta ger ett totalt pumppris inkl. skatter på 15 kr/l för företag). För denna nivå på dieselpriis så är

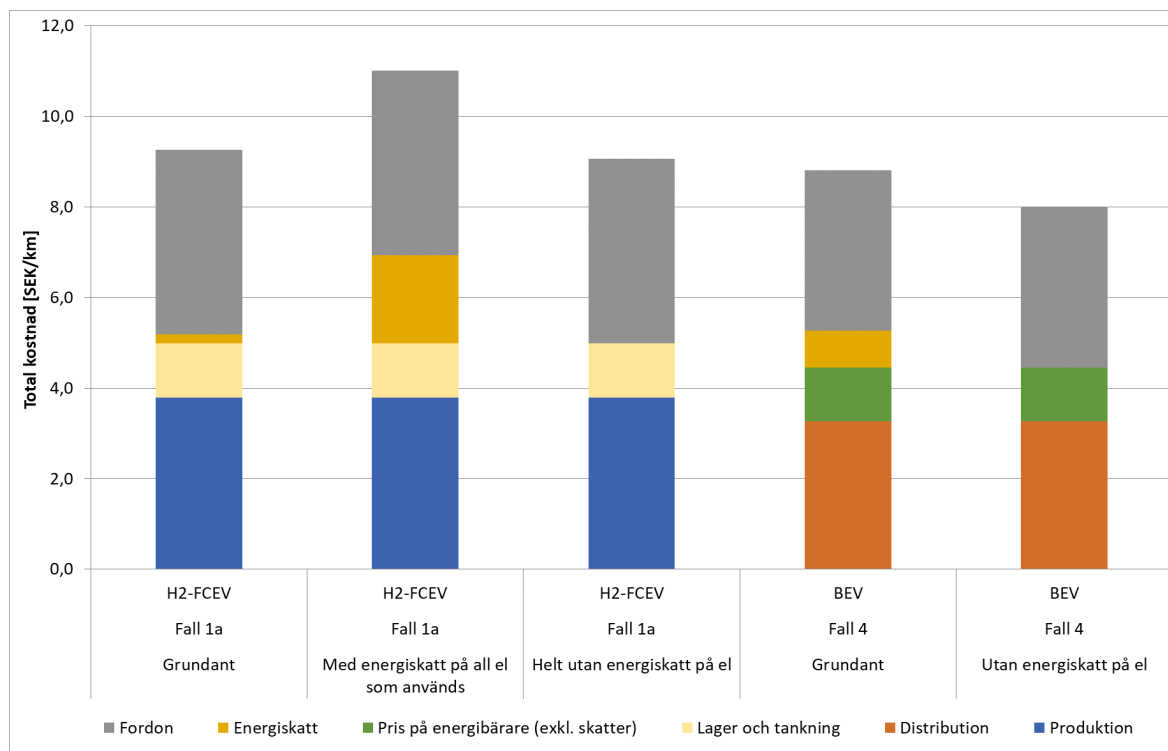
totalkostnaden alltså högre än alla studerade alternativ för fossilfrihet i ett 2030-perspektiv. Det är flera faktorer som påverkar utvecklingen av dieselpriiset och som delvis är svåra att förutspå utvecklingen för. Reduktionsplikten, som beskrevs i avsnitt 3.1, som i nuläget ligger på 26 % för diesel kommer succesivt att öka och föreslås ligga på 66 % 2030. Detta innebär att diesel år 2030 till mycket stor del kommer att bestå av förnybar diesel, dvs HVO eller annan diesel från förnyelsebara råvaror. Enligt nuvarande regelverk betalas samma skatt på den förnybara delen av diesel (alltså det som blandas in) som för den fossilbaserade delen. Eftersom diesel 2030 till mycket stor del kommer att bestå av förnyelsebar diesel, så torde justeringar av detta regelverk vara att vänta. Transporter föreslås bli en del av EU-ETS, fast i en sfär utanför nuvarande system, vilket kommer bli en ytterligare kostnad för (fossila) drivmedel, ovanpå nationella styrmedel (Regeringen, 2021c).

För Fall 6 - HVO 100 – är pumppriset jämfört med den idag huvudsakligen fossila dieseln lite högre (om skatterna räknas in för den senare). Eftersom det är samma fordonskostnad, blir totalkostnaden för HVO100 lite högre än för diesel.

Som beskrevs i avsnitt 3.1 är rena och höginblandade drivmedel undantagna från energi- och koldioxidskatt. Ett undantag som dock i nuläget förlängs på årsbasis, vilket leder till stor osäkerhet kring priset för t ex HVO100. För LBG har dock ett betydligt mer långsiktigt undantag om 10 år beviljats, vilket sänker osäkerheterna kring investeringar i LBG.

Energiskattens påverkan på totalkostnaden

Figur 24 visar påverkan på den totala WtW-kostnaden för Fall 1a och Fall 4 av olika antaganden avseende energiskatten på el.



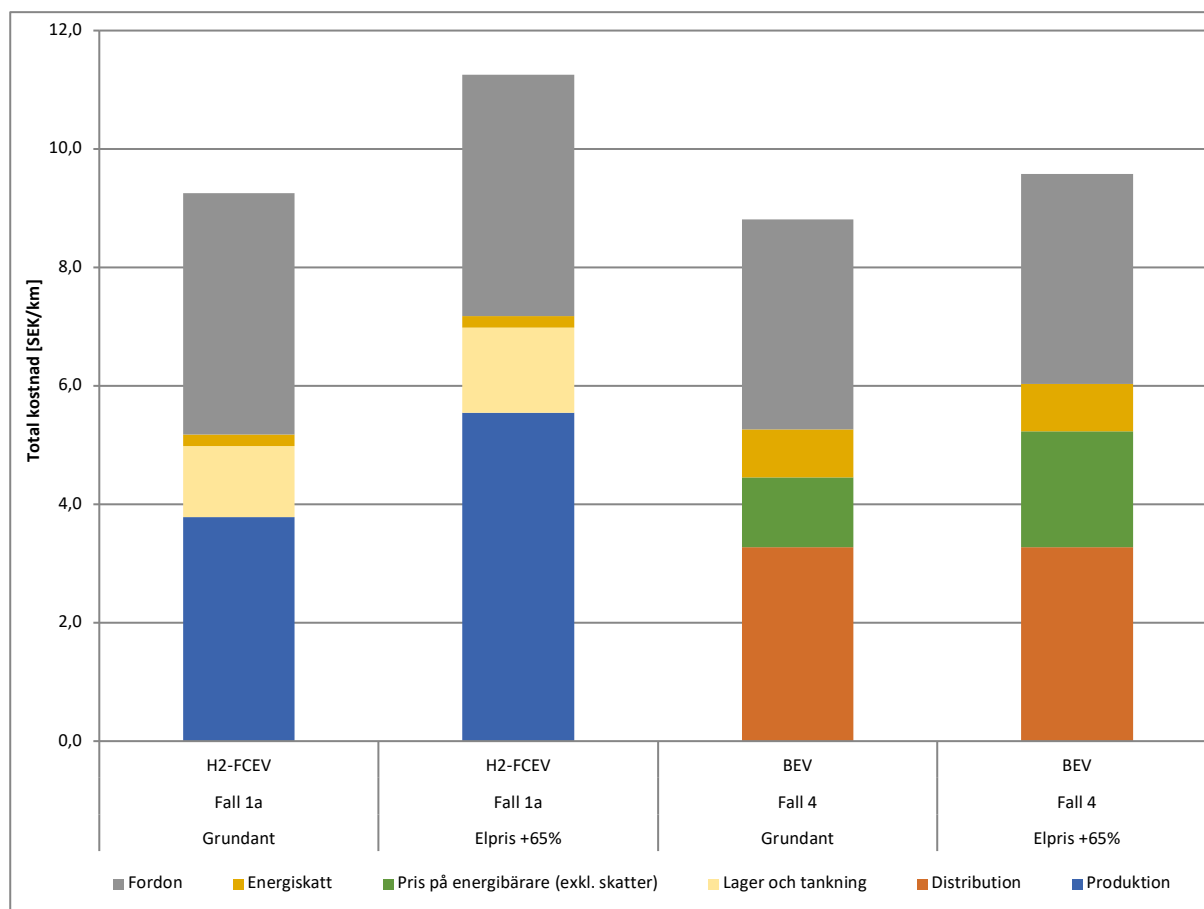
Figur 24. Påverkan på den totala WtW-kostnaden för Fall 1a och Fall 4 av olika antaganden avseende energiskatten på el.

Grundantagande i den här studien avseende energiskatt på el utgår från rådande regelverk (se avsnitt 3.1), dvs vätgasproduktion är undantagen från energiskatt på elen som används vid elektrolys. Däremot betalas energiskatt på elen som används i samband med distribution, lager och tankning. All el som

används i batterifordon betalar ordinarie energiskatt (inga nedsättningar). Trots den högre beskattningen på batterielektrifieringsfallet blir kostnaden vid grundantagandena något lägre än för vätgas. Vid samma antaganden avseende energiskatten för båda värdekedjorna ökar skillnaden i kostnad till, drygt 1 kr/km om all el undantas energiskatt, och till drygt 2 kr/km om energiskatt betalas för all el. Således kan konstateras att skattenedsättning för el som används för vätgasproduktion är en förutsättning för dess konkurrenskraft. Vid en jämbördig beskattning för batterielektrifiering, dvs att man som för vätgas och andra förnybara drivmedel endast betalar skatt i distributionsled (vilket skulle kunna utgöra en liten del av elen som används i batterifordonen beroende på definition) är batterielektrifiering det billigaste alternativet och har även lägre kostnad än LBG.

Elprisets påverkan på totalkostnaden

Figur 25 visar påverkan på den totala WtW-kostnaden för Fall 1a och Fall 4 av olika elpriser.

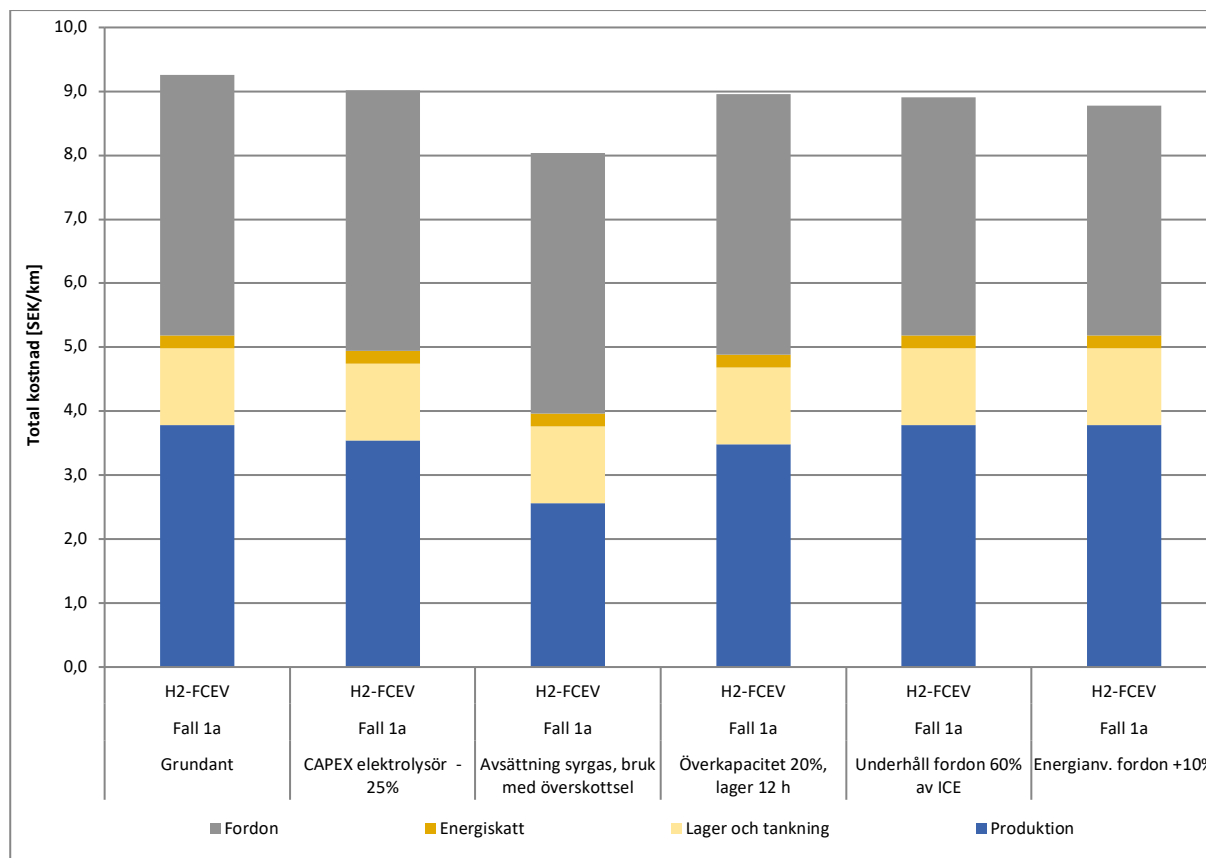


Figur 25. Påverkan på den totala WtW-kostnaden för Fall 1a och Fall 4 av olika elpriser.

Grundantagandet i den här studien är ett elpris inkl. fasta kostnader på 0,52 kr/kWh (se avsnitt 4.2.1). Som visades i avsnitt 5.2.1, så påverkas produktionskostnaden för vätgas starkt av elpriset, vilket också kan ses i Figur 25. Vid ett elpris inkl. fasta kostnader på 0,86 kr/MWh (dvs 65 % högre), blir totala WtW-kostnaden för vätgasfallet 2 kr/km högre (11,3 kr/km). För batterielektrifiering blir ökningen mindre än hälften så stor (0,8 kr/km), vilket medför att skillnaden mellan fallen ökar till 1,7 kr/km. Batterielektrifiering blir alltså vid den här elprisnivån klart billigare, även fast den beskattas i större utsträckning än vätgasfallet.

Andra faktorerers påverkan på totalkostnaden för vätgas

Figur 26 visar en rad andra faktorer, utöver energiskatt och elpris, påverkan på totalkostnaden för Fall 1a.



Figur 26. Olika faktorerers påverkan på den totala WiW-kostnaden för Fall 1a.

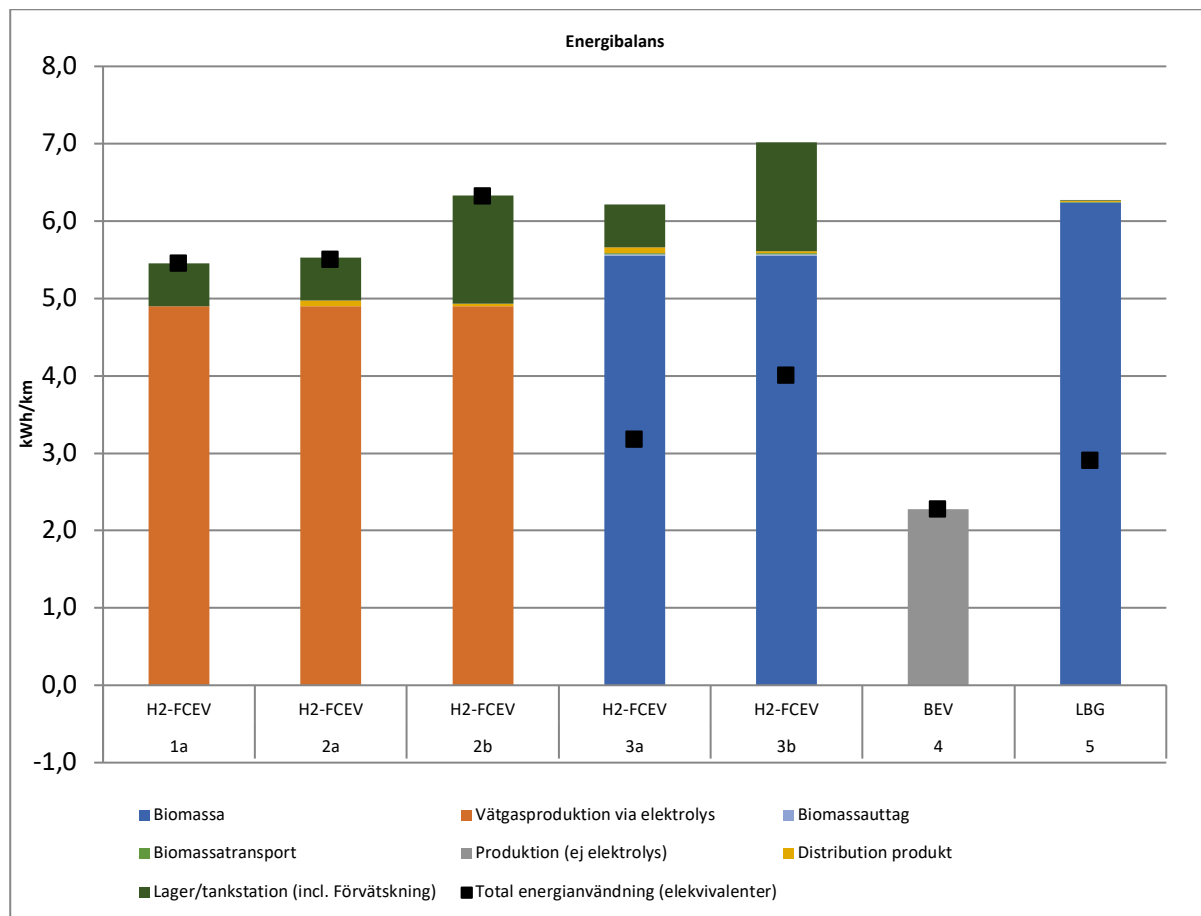
En ytterligare minskning av elektrolysörkostnaden till 2030 (-25 %, utöver den kostnadsreduktion som antagits redan antagits till 2030), medför en något lägre totalkostnad för vätgas (-0,3 kr/km). Stor påverkan på produktionskostnaden, vilket visades i avsnitt 5.2.1, och därmed på den totala kostnaden (-1,3 kr/km), är om det finns möjlighet till avsättning för syrgas samt tillgång till överskottsel på bruket. Av kostnadsreduktionen står avsättningen för syrgas för ca 1/3 och tillgång till överskottsel (inga fasta elkostnader) för ca 2/3.

Att överdimensionera elektrolysören för att på så sätt kunna köra mer när elpriset är lägre och mindre när det är högre kan reducera produktionskostnaden. Antagande avseende lager är i detta fall en kritisk faktor, vilket visades i avsnitt 5.2.1. I avsnitt 5.2.1 visades också att det blir mer lönsamt, ju lägre investeringskostnaden för elektrolysören är och desto mer elpriserna varierar, vilket kan göra detta till en mer attraktiv lösning i ett längre perspektiv.

Grundantagandet avseende underhållskostnader för vätgasfordonet, och även för batterifordonet, är att de är 20 % lägre än för dieselfordonet. Detta antagande kan dock anses konservativt på längre sikt (se Olsson et al, 2021). I Figur 26 visas hur lägre underhållskostnader, motsvarande 60 % av underhållskostnaderna för dieselfordonet påverkar totalkostnaden (den minskar med 0,4 kr/km). Vid en ytterligare minskning av investeringskostnaden för vätgasfordonet (-25 %, utöver den kostnadsreduktion som antagits redan antagits till 2030) minskar totala kostnaden med 0,5 kr/km.

Andra faktorerers påverkan på totalkostnaden för batterielektrifiering och LBG

Figur 27 visar olika faktorerers påverkan på totalkostnaden för Fall 4 och 5.



Figur 27. Olika faktorerers påverkan på den totala WtW-kostnaden för Fall 4 och Fall 5.

Precis som för vätgas kan kostnaden för elen minska vid batterielektrifiering om tillgång till överskottsel finns. Dock är minskningen inte lika stor som för vätgas (eftersom mindre el används) och om det vid vätgasproduktion finns tillgång till överskottsel samt även möjlighet till avsättning för syrgas, är kostnaden lägre för vätgas (8 kr/km) än för batterielektrifiering (8,5 kr/km). Om man räknar utan skatt, blir dock kostnaden under dessa omständigheter ungefär densamma för båda fallen.

Grundantagandet är att varje batterifordon bär kostnaden för sin egen laddinfrastruktur, i enlighet med antagandet i Olsson et al (2021). Det betonas dock i Olsson et al att kostnaden för laddinfrastruktur i verkligheten kommer fördelas mellan flera fordon och flera aktörer. Figur 27 visar vad kostnaden skulle bli om laddinfrastrukturen delas av 2 fordon (i praktiken kan vissa laddare kanske delas av fler fordon än så, medan vissa laddare inte kan delas alls). Då minskar kostnaden för batterielektrifiering avsevärt (med 1,6 kr/km till en totalkostnad på 7,2 kr/km). Figur 27 visar vad en laddinfrastruktur för timmertransporter om 120 km enkel väg innebär för totalkostnaden. Skillnaden mot 80-kmfallet är att en mycket större laddare behöver finnas med för laddning under färd (350 kW istället för 50 kW), vilket leder till en ökad kostnad om ca 1 kr/km. Möjligheten för flera fordon att dela (delar av) laddinfrastrukturen och behovet av större kapacitet på laddare för att ta höjd för längre sträckor påverkar således kostnaden för laddinfrastruktur åt olika håll.

Likt för vätgas, påverkar ytterligare lägre underhållskostnader för batterifordonet totalkostnaden (den minskar med 0,4 kr/km). Dock är påverkan på totalkostnaden inte så stor, även vid mycket stora

kostnadsreduktioner på batterier, vilket också visades av Olsson et al (se Figur 6 i avsnitt 3.6.1). Vid en minskning av batterikostnaden på 50 %, minskar totalkostnaden med 0,4 kr/km.

Produktionskostnaden för LBG påverkas i stor utsträckning av biomassapriset. Vid en höjning av biomassapriset med 65 % (från ca 225 kr/MWh till ca 375 kr/MWh) ökar kostnaden med 1 kr/km. Dock kan konstateras, liksom för biomassabaserad vätgasproduktion, att påverkan är mindre jämfört med hur elektrolysbaserad vätgasproduktion påverkas av motsvarande ändring av elpriset.

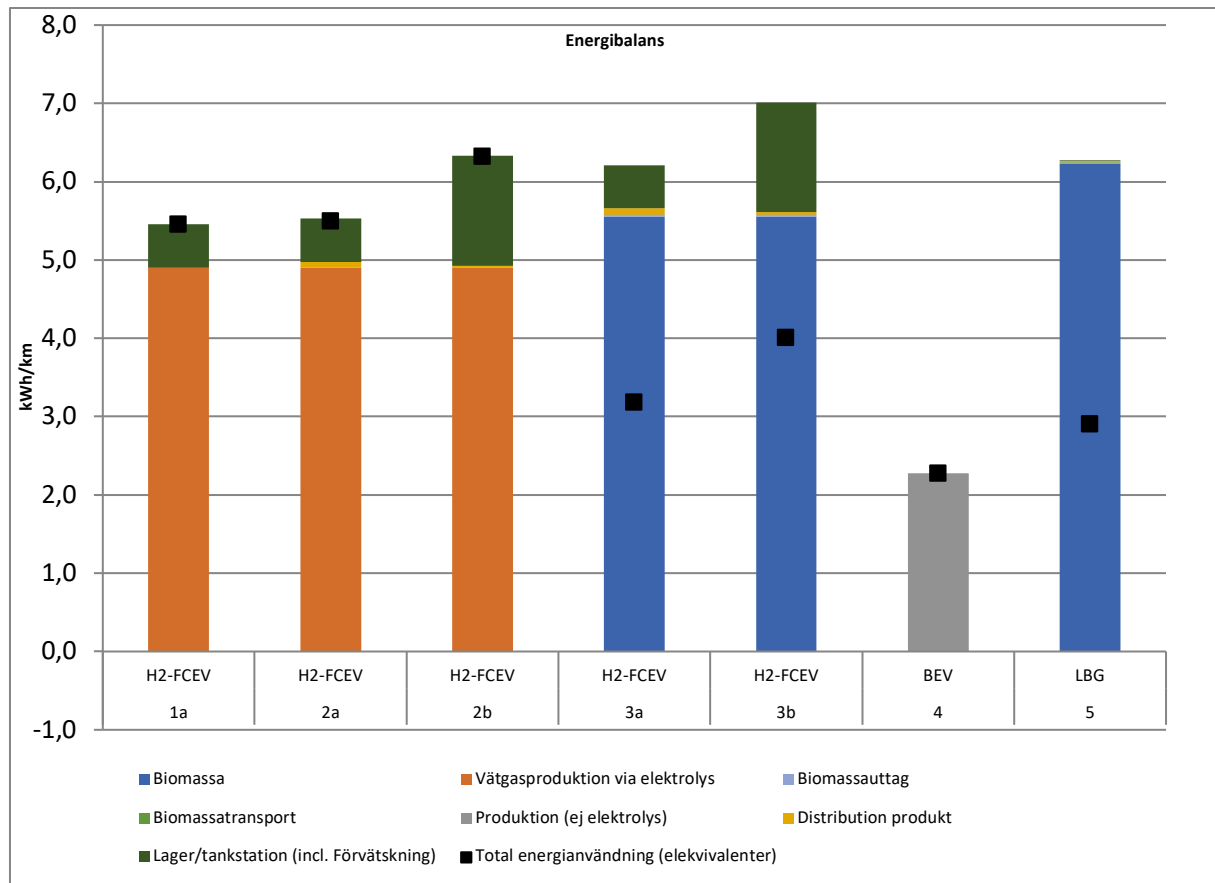
Det skatteundantag som finns för förnybara drivmedel i Sverige, som LBG och HVO100, dvs att de inte betalar någon energi- eller koldioxidskatt, har vi i denna studie även antagit gälla för vätgas som drivmedel. Skatteundantaget (som beviljas av EU) har hittills i princip förlängts på årsbasis. Dock har det beslutats om ett mer långsiktigt undantag för biometan på 10 år (Regeringen, 2020), något som minskar risken för investeringar kopplat till LBG.

5.7.2 Energieffektivitet

Energibalansen för studerade värdekedjor presenteras i Figur 28. Dock är varken HVO100 eller fossil diesel inkluderat, då energibalansen för hela värdekedjan inte studerats i dessa fall (den ekonomiska analysen bygger på priset på dessa bränslen och inte som för de andra fallen en produktionskostnad vilken delvis bygger på energibalansen för respektive fall). Som förväntat utgörs den absolut största delen av energianvändningen generellt av råvaran för bränsleproduktionen, eller i BEV-fallet, av direkt elanvändning.

Den totala energianvändningen är klart lägst för BEV-fallet; de övriga alternativen har en mer uniform energianvändning, med elektrolysbaserad vätgas som ett aningen mer effektivt alternativ än LBG och biomassabaserad vätgas. På grund av omvandlingsförluster från el till vätgas och verkningsgraden i bränslecellsdrivlinan är elanvändningen för vätgasproduktion i elektrolysfällen (1a till 2b) signifikant högre jämfört BEV-alternativet. Om hänsyn tas till energikvalitet (genom att använda elektrivalenten) fås däremot ett delvis annat resultat. BEV är fortfarande det effektivaste alternativet, men differensen mot andra alternativ är mindre och på grund av låg elanvändning är istället LBG det näst bästa alternativet. Att LBG har en låg elanvändning kan uppfattas som kontraintuitivt, då det går åt relativt stora mängder el för att förvätska metan. Detta förklaras av att LBG-processen som helhet producerar (något) mer el än den använder.

Den nästa största posten i energianvändningen är lager/tankstation som också inkluderar förvätskning. Som förväntat är det väsentligt större energianvändning när vätgasen förvätskas än om den endast trycksätts.



Figur 28. Energibalans för alla värdekedjor.

5.7.3 Klimatnytta

Figur 29 visar det totala växthusgasavtrycket för alla värdekedjor. Både om svensk elmix antas (grundantagande) och om nordisk elmix (högre växthusgasutsläpp) antas bidrar alla värdekedjor med en klar minskning av klimatpåverkan jämfört med fossil diesel. Observera att endast utsläpp relaterade till drift (bränsle/el) inkluderas i dessa resultat, ingen hänsyn har tagits till ex. utsläpp relaterade till tillverkning av lastbilen. Utsläppen för (helt) fossil diesel är inkluderat i Figur 29 för jämförelse. Utsläppen för referensfallet baserat på diesel är baserade på nivån på reduktionsplikten 2030 (66 %, se avsnitt 3.1), dvs utsläppen är 66 % lägre än för helt fossil diesel. Som kan utläsas av Figur 29 så har samtliga studerade värdekedjor/fall signifikant större reduktionspotential än så vid grundantagandena (svensk elmix).

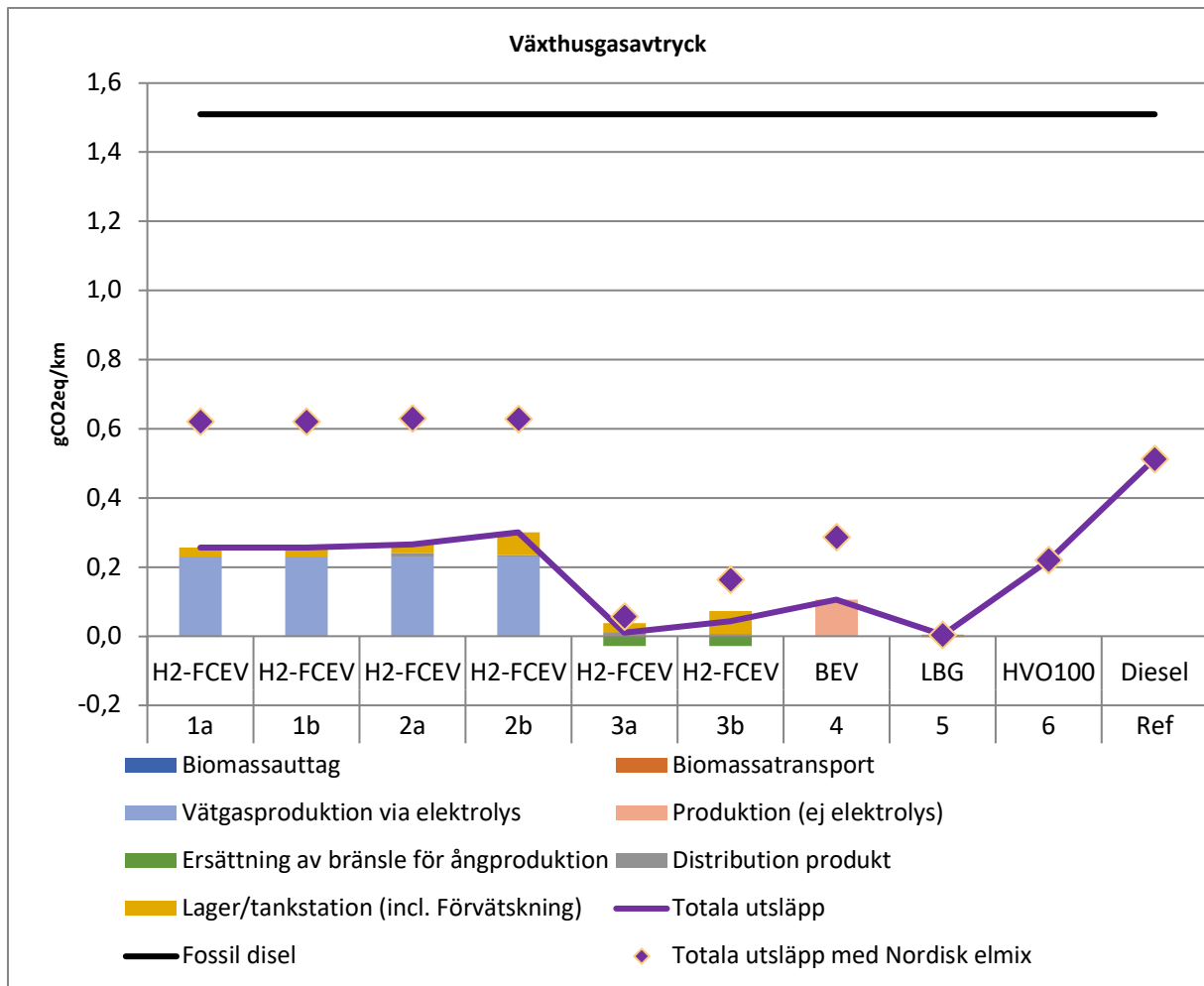
Överlag är växthusgasutsläppen låga i relation till fossil diesel när en svensk elmix används. Om den fossila elproduktionen däremot ökar till nivåer motsvarande en Nordisk elmix är vätgas producerad från elektrolys ett klart sämre alternativ än alla övriga ur ett klimatperspektiv. Detta resultat understryker vikten av elproduktion med låga eller inga utsläpp för att vätgas ska kunna anses vara ett giltigt drivmedelsalternativ i en klimatomställning. För värdekedjorna baserade på vätgas från elektrolys är alla emissioner relaterade till elanvändning. En viktig slutsats är därmed att om processen har möjlighet att nyttja överskottsenergi från intermittent produktion (ex. vindkraft), så kan klimatpåverkan antas vara i princip noll. Enligt den delegerade akt (som kompletterar RED, Renewable Energy Directive) som definierar vad som är förnybar vätgas från el, ställs detaljerade krav på hur elnätet eller elproduktionsanläggningen skall interagera med vätgasproduktionen (för en sammanfattning, se Energymonitor, 2021). För att säkerställa att elektriciteten för grön vätgas är förnybar, kommer det

krävas att vätgasproducenter antingen ansluter till förnybar (dock ej biomassabaserad) elproduktion via en direktlinje eller sluter avtal om köp av förnybar kraft (PPA).

I BEV-fallet utgörs hela växthusgasavtrycket också av emissionerna relaterade till elproduktionen. Till skillnad från elektrolysbaserad vätgasproduktion så kan dock inte laddningen av elfordon anpassas till användning av överskotts el i samma utsträckning om fordonen ska klara sina körscheman. I det avseendet är därför BEV-fordon mindre flexibla och möjligheten att minska utsläppen består huvudsakligen i att utsläppen för elmixen som helhet minskar.

Biomassabaserad vätgasproduktion och LBG når de lägsta utsläppen av alla värdekedjor. Även om den direkta energianvändningen är hög för dessa värdekedjor utgörs den till överväldigande del av restströmmar från skogsindustrin (GROT, sågspån och flis). Även om det finns ett en viss bränsleanvändning kopplat till avverkning så bidrar inte råvaran i sig själv till ökade utsläpp och kan därför anses klimatneutral. Därmed är i princip de enda utsläppen relaterade till intern elanvändning samt transport av råvara och produkt. Dessa delar är också de dominerande delarna i vätgas från biomassa fallen, som dock också associeras med negativa utsläpp i och med att de, genom värmeintegration, bidrar till minskad oljeanvändning för ångproduktion vid Bravikens massabruk.

De nästan obetydliga utsläppen kopplade till LBG produktionen är också ett resultat av processintegration. Genom integration med sågverk elimineras, i princip, behovet av transport av råvara till sågverket, samtidigt som behovet av el för förvätskning elimineras genom intern elproduktion från restvärme. Detta lämnar utsläpp relaterade till LBG distribution, som också är små givet den höga energidensiteten för flytande metan.



Figur 29. Växthusgasavtryck för alla värdekedjor. Den svarta linjen indikerar utsläppen för ett referensfall med fossil diesel.

6 Nyttiggörande och nästa steg

Detta projekt, som kallas H2Timmer, har direkt och indirekt samverkat med flera projekt inom Triple F och projekt finansierade av Energimyndigheten. Främst vill vi framhålla det samarbete/diskussioner vi har haft och det underlag som erhållits från projektet ”Accelererad omställning till fossilfria transporter i skogssektorn” (Olsson et al., 2021). Deras data har använts för våra jämförelser med andra bränslealternativ. RISE har parallellt medverkat i andra projekt varifrån ytterligare data erhållits/utväxlats: Wolf et al. (2021), HyCoGenⁱ, LH₂ⁱⁱ, FFLYⁱⁱⁱ, med flera. Dessa projekt visar på det intresse för vätgas som finns inom andra sektorer och att sektorkoppling och samarbetsprojekt är möjliga.

Den slutrapport som generats i detta projekt är inte bara en resultatrapport utan beskriver även i detalj hur man kan gå tillväga för att dimensionera olika komponenter i ett transportsystem med vätgas för timmertransporter. Det är därför vår förhoppning att metoder som framtagits kan komma att användas i projekteringsyfte.

Ett av projektets uppdrag var att undersöka möjligheten att gå vidare mot en demonstrationsanläggning med ett projekteringsprojekt. Därför har vi under juni 2021 genomfört en intern enkätstudie där medverkande företag fått svara på frågor om hur de ser på bränslefrågan för timmertransporter och om vätgas kan bli ett alternativ i framtiden. Generellt kan man säga att medverkande personer från skogsindustrieföretagen hade en ganska vag föreställning om vätgas före H2Timmer-projektet och därför har det varit lärorikt för dem. De flesta företagen ser att diesel blir dyrare i framtiden på grund av skatter och regler, samt reduktionsplikt. Även fossilfritt bränsle är dyrare än dagens dieselpris. Därför blir det dyrare transportkostnad i framtiden om man inte kan välja andra transportslag (tåg, sjöfart). Man ser ett ökat tryck från kunder att använda fossilfritt bränsle, men det är ännu ej ett krav. Företagen ser biobränslen som problematiska eftersom biogas och framförallt HVO är begränsade resurser. Vätgas som produceras via elektrolys är mindre resursbegränsat och erbjuder möjlighet till decentraliserad produktion. Den totala kostnaden för vätgasanvändning är dock ett frågetecken och vätgas måste vara det billigaste fossilfria alternativet för att bli aktuellt. Batteridrift ses idag inte som ett alternativ för timmertransporter från skogen, men om batteriprestandan förbättras ytterligare så kan det kanske komma i fråga. Flera av företagen ser även andra användningsmöjligheter med vätgas: syrgas kan användas för blekningsprocesser, vätgasanvändning i skogsmaskiner och för flistransporter, elektrolysör och vätgaslager kan ge möjlighet till elnätstjänster. De flesta företagen är positiva till ett pilotprojekt med vätgas för timmertransporter. Vi har dock inte hittat någon OEM som kan leverera en vätgasdriven 60 tons timmerlastbil till en pilot förrän om kanske 3–4 år. Detta beror på att man först måste utveckla fordonen och testa dem i företagsinterna projekt.

En intern projektgrupp har under hösten 2021 undersökt möjligheten att följa upp H2Timmer med ett pilot- och demoprojekt. Man har kommit fram till att ett mindre demonstrationsprojekt där vätgas produceras och används inne på ett bruk eller sågverk vore ett lämpligt nästa steg. En förstudieansökan/projekteringsansökan planeras därför inlämnas till FFI i juni 2022.

H2Timmerprojektet har väckt uppmärksamhet både inom och utom Triple F. Projektet har därför presenterats på olika publika event under 2021: 5 maj seminarium inom Swedish Hydrogen Development Center och den 28 september på ett seminarium för fossilfria godstransporter anordnat av

ⁱ HyCoGen - Systemperspektiv för effektiv produktion och användning av vätgas via koppling till fjärrvärme (Finansiering: Energimyndigheten, proj nr 51532-1).

ⁱⁱ H2Liquid - Flytande väte som ett logistiskt bränsle - en förstudie (Finansiering: Energimyndigheten, proj nr 51938-1).

ⁱⁱⁱ FFLY - Fossilfritt flyg i norra Sverige – en genomförbarhetsstudie (Finansiering: Energimyndigheten, proj nr 52443-1).

region Värmland. H2Timmer var också initiativtagare till den paneldebatt som hölls inom ramen för Triple Fs Höstkonferens den 5 oktober, och där elektrifiering med batteri och vätgas jämfördes. Ett publikt slutseminarium hölls den 25 januari 2022, där även transportföretag utanför projektet deltog.

Rapporten kommer distribueras till alla som deltog i slutseminariet och vi kommer lägga upp en länk till slutrapporten på olika hemsidor.

7 Diskussion och slutsatser

Syftet med den här studien var att kvalitativt beskriva hur ett framtida, vätgasbaserat, transportsystem kan se ut för svenska skogsindustrier med fokus på timmertransporter, samt att kvantitativt uppskatta främst kostnader, men även energieffektivitet och växthusgasutsläpp, associerade med ett sådant system och jämföra dem med andra teknikalternativ. Djupgående analys och beräkningar har gjorts av hela vätgasvärdekedjan, från produktion via vattenelektrolys eller biomassafergasning, distribution i gasfas eller flytande form, till tankstationer och slutanvändning i vätgasdrivna timmerlastbilar.

Projektet med sina månatliga seminarier har ökat förståelsen hos svensk skogsindustri för vätgasproduktion och dess användning inom skogstransporter. Denna kunskapsökning innebär ett första steg för skogsindustrin att börja använda vätgas, men uppföljning i form av projekteringsprojekt och demonstrationer (först mindre) är nödvändiga för att visa hur vätgasen och dess installationer ska hanteras i praktiken.

Våra resultat visar en tydlig bild av hur ett framtida system kan se ut. Från ett tekniskt perspektiv tyder mycket på att vätgas är ett intressant alternativ för den typ av transportbehov som svenska skogsindustrier har. Redan idag finns det tydliga teknikalternativ till hur ett sådant system kan utformas, med avseende på produktion, distribution, lagring, tankstationer och fordon. Däremot kräver dessa vidare utveckling och framför allt kommersialisering innan det blir ett konkurrenskraftigt alternativ för skogsindustrin. För produktion via elektrolys finns tekniken redan tillgänglig men där är det framförallt en reduktion av investeringskostnaden som skulle öka konkurrenskraften, tillsammans med låga elpriser. De bränslecellslastbilar som finns idag från t.ex. Scania och Hyundai (FuelCellTrucks, 2019), (Hyundai, 2020) är inte kapabla att klara av de transporter som undersökts i denna studie. Även andra fordonstillverkare så som Volvo och Daimler planerar att lansera bränslecellslastbilar framöver men har ännu inga fordon tillgängliga (Volvo Group, 2021). Det kan också poängteras att den teknik som förutsatts för att klara av påfyllningarna av lastbilarna (50 kg H₂ på ca 15 min vid 700 bar) inte heller finns tillgänglig idag. Den påfyllningsteknik som finns på dagens vätgastankstationer är antingen för lägre tryck (350 bar) eller för mindre tankar (ca 5 kg H₂ vid 700 bar). Den förutsatta påfyllningstekniken i denna studie är under utveckling, bl.a. genom det gemensamma projektet PRHyde (PRHYDE, 2021) som drivs av lastbilstillverkarna Toyota, Man och Nikola; och energi-/gasbolagen Shell, Engie, Cea, Nel och ITM.

Den exakta kostnadsbilden för vätgasvärdekedjan är fortfarande oviss och det saknas tillgång till omfattande empiriska data. Litterära källor har tjänat som huvudsaklig utgångspunkt för kostnadsestimaten. Rapporter från IEA och IRENA har varit de primära källorna för elektrolysrkostnader medan NREL har tjänat som primärkälla för kostnader relaterade till tankstationer och FCH JU för bränslecellslastbilarna. Beräknade investeringskostnader har sedan diskuterats med verksamma inom respektive bransch. Vid diskussion med vätgassystemleverantörer påpekades det att den beräknade investeringskostnaden för tankstationen i närtidsfallet 1b (piloten) är ca 30 MSEK, men att det är möjligt att redan idag få en vätgastankstation på plats för ca 20 MSEK. Dock är denna verkliga tankstation inte kapabel till de förutsatta påfyllningarna på 50 kg H₂ vid 700 bar inom 15 minuter. Det nämndes också att det sannolikt hade varit möjligt att kostnadsoptimera stationernas design mer än vad som gjorts i denna studie. Den beräknade kostnaden för att tanka vätgas i närtidsfallet är 74,5 SEK/kg H₂ vilket är lägre än de priser som förekommer på dagens vätgastankstationer, priset i Mariestad är idag 90 SEK/kg H₂ (Alpman, 2021).

De studerade fallen för det huvudsakliga tidsperspektivet i denna studie (2030) bygger på kostnadsreduktioner längs hela värdekedjan. För centraliserad produktion (Fall 2a, 2b, 3a och 3b) antas

det även finnas ett stort behov av vätgas i regionen. Från diskussion med verksamma inom de berörda branscherna har det framkommit att vissa kostnadsreduktioner är att förvänta i och med att tekniken kommersialiseras allt mer. De estimat för kostnadsreduktioner som använts i denna studie bygger på litteraturdata som till viss del får betraktas som osäkra. De centrala produktionsanläggningarna i denna studie producerar 72 ton H₂/dag vilket kan ställas i relation till Sveriges befintliga vätgaskonsumtion vilket är ungefär 500 ton H₂/dag (Fossilfritt Sverige, 2021). Utifrån jämförelsen mellan lokal, relativt småskalig och central, storskalig produktion (Fall 1a och 2a), kan konstateras att det måste finnas betydande vinster, till exempel lägre elkostnader (tillgång till överskottsel) eller avsättning för biprodukter (syrgas, värme), för att vätgas via elektrolys ska produceras på annan plats än den används. I denna studie har förutsättningarna varit samma för lokal och central produktion, vilket resulterat i högre kostnader för fallet baserat på central produktion (58 kr/kg H₂) än för lokal produktion (50 kr/kg H₂). Överlag är det mer kostnadseffektivt att producera vätgas via elektrolys än via storskalig biomassaeförgasning (som har en kostnad på 62 kr/kg H₂).

För vätgasfallet med lägst kostnad baserat på lokal elektrolysbaserad vätgasproduktion är WtW-kostnaden mellan 8 och 11,3 SEK/km beroende på antaganden, med en kostnad för basantagandena på 9,3 kr/km. Kostnaderna för vätgasfallet står sig förhållandevis bra mot det fossila referensalternativet (10,1 SEK/km), men jämfört med både LBG (8,4–9,5 SEK/km) och BEV (7–9,4 SEK/km) är kostnaden generellt högre. Det ska dock påpekas att för de fall där vätgasen produceras via elektrolys som har avsättning för den producerade syrgasen, samt har möjlighet att använda sig av överskottsel, är kostnaden mer fördelaktig (8,0 SEK/km); lägre än det bästa LBG-fallet samt inom samma intervall som för BEV. Detta resultat leder till slutsatsen att för att kunna ha kostnadseffektiva vätgasbaserade transportvärdekedjor krävs en energi- och kostnadseffektiv vätgasproduktion. Att se vätgasproduktion som ett oberoende system som konstant förbrukar elektricitet, oberoende av övriga delar av energisystemet, kommer inte att resultera i lika låga produktionskostnader som andra energibärare i transportsektorn. Samhället förväntas i stor utsträckning att minska sin klimatpåverkan genom ökad elektrifiering genom intermittent förnybar elproduktion (sol och vind) och vätgas pekas ofta ut som en hörnsten för att kunna balansera elnätet i ett sådant system (Dalwigk, Söderbom, & Ghaem, 2021). Genom att nyttja det systemet till sin fördel kan produktionskostnaden för vätgas minska. Om det är möjligt att få avsättning för alla produkter (vätgas, syrgas och värme), att ha en energieffektiv produktion samt att anpassa produktionen efter elpris; så kan vätgas mycket väl vara ett billigare drivmedelsalternativ. Att producera vätgasen på det egna bruket/sågverket kan också ge fördelar genom att man kan förutsäga drivmedelskostnaden på ett bättre sätt än inköpta drivmedel.

Det är också viktigt att påpeka vissa kritiska faktorer i LBG- och BEV-fallen som är svåra att fånga med den metod som har använts i det här arbetet. LBG kan visserligen produceras från biomassa till en relativt konkurrenskraftig kostnad och vår analys tyder på att produktionskostnaden är mindre känslig för ökning i råvarupriser jämfört med elektrolysbaserad vätgasproduktion (el kontra biomassa). Biomassa är däremot en begränsad resurs, som också andra sektorer gör anspråk på för att minska sin klimatpåverkan. Därmed kan biomassapriserna komma att öka än mer än vad som undersökts i den här studien.

En stor fördel med vätgas, samt LBG och HVO, som drivmedel är flexibiliteten det tillåter i användandet av fordonen. Även om vår analys också inkluderar en infrastruktur för längre transportavstånd är det fortfarande inte givet att BEV-fordon kan hantera de krav på flexibilitet som ställs på skogsindustrins fordon. Olsson et al rekommenderar att testa batterielektrifiering på såväl industriinterna som terminaltransporter, men för de mer komplicerade transportfallet skog-till-industri betonas att det krävs djupare analyser av t.ex. ett helt bruks virkesförsörjningssystem för att se om/hur detta kan anpassas till de ändrade körmonster som krävs för batterielektrifiering. Vätgaslastbilarna i den här studien är

dimensionerade för en längre räckvidd (ca 600 km) och kör i genomsnitt 160 km (80 km åt ena hållet och lika mycket tillbaka) per körning. I Olsson et al. är fordonets räckvidd 140 km (för state-of-charge 20 - 80 %) och det längsta transportfallet är 120 km enkel väg. 25 % av skogsindustrins verkliga transporter är dock längre än detta. Det vätgasdrivna fordonet fångar därmed upp en större andel av de totala transporterna än vad BEV-fordonet gör. Det bör också nämnas att timmerlastbilar har en kran som förbrukar energi vid lastning och lossning. Ytterligare en svårfångad aspekt av BEV-lastbilar är hur fordonet påverkas av kallt klimat. Det har påpekats att låga temperaturer och användning av fordonets kupévärmare kan leda till signifikant reducerad räckvidd (Meyer et al., 2012), vilket är något som även tas upp av Olsson et al. (2021). Detta skulle potentiellt leda till stora begränsningar för BEV-lastbilar, framför allt i Norrland där de genomsnittliga transportsträckorna är längre (Asmoarp et al., 2018) och vintrarna kallare.

Denna studie har fokuserat på året 2030. För 2045 kan vi se ytterligare möjligheter, men också möjliga kostnadsökningar. Ökad användning av vattenelektrolysörer inom stål, kemi och den övriga industrin har potential att leda till mer kostnadseffektiv vätgasproduktion och hantering som även transportsektorn kan dra nytta av. Även möjligheten för internationell handel av vätgas kan förändra förutsättningarna. Men osäkerheter finns också, analyserna i denna studie har visat att kostnaden för el, i form av elpriset och energiskatten på el, är en mycket kritisk faktor. Enligt rådande lagstiftning är vätgasproduktion via elektrolys befriad från energiskatt. Detta ger vätgasanvändning en, på sätt och vis snedviden, ekonomisk konkurrensfördel, gentemot BEV-lastbilar där all el som används beskattas. Dock är beskattningen i linje med den för biodrivmedel som är skattebefriade. En skattebefrielse som det dock fortfarande föreligger stora osäkerheter kring, med undantag för LBG som fått ett mer långsiktigt undantag. Användningen av vätgas som drivmedel är än så länge begränsad, men om detta ändras i framtiden behöver rådande styrmedel ses över. I den här studien har skillnaderna i beskattning belysts genom en känslighetsanalys, där resultaten tydligt visar att om den el som används för produktion av vätgas beskattas på samma sätt som el som används direkt i BEV-lastbilar, ökar kostnaden med närmare 20 %. Det ter sig paradoxalt att el beskattas på olika premisser beroende på om det används direkt i fordonet eller för att producera vätgas som sedan används för samma syfte, då det per definition direkt främjar ett mindre energieffektivt alternativ. Därför efterfrågar vi en diskussion och tydligare framtida riktlinjer kring hur den här frågan ska hanteras.

Våra resultat stämmer relativt väl med tidigare studier där den övergripande trenden bland dessa är att batterielektrofiering är billigare jämfört med elektrifiering genom vätgas/bränslecellsfordon. Det måste dock påpekas att resultaten från de olika studierna inte är strikt jämförbara då dess förutsättningar skiljer sig. Två studier från Transport & Environment som beaktar hela värdekedjan för tunga transporter visar att BEV förväntas vara billigare eller jämförbart med bränslecellsfordon (FCEV) (Transport & Environment, 2020), (Transport & Environment, 2021). En studie från Energiforsk har också visat liknande resultat (Karlström et al., 2019). Även en studie från Nordic Energy Research visar att BEV är det billigare alternativet för de undersökta fallen (Nordic Energy Research, 2021). Studien om bränslecellslastbilar från FCH JU (Roland Berger, 2020) visade dock vissa fall där bränslecellslastbilar är billigare, men då med mycket lägre kostnader för att tanka vätgas (2,25 – 3,15 EUR/kg H₂) än vad som har beräknats i den här studien.

Med tanke på omvandlingsförlusterna som finns i vätgasvärdekedjan är batteridrivna fordon effektivare än motsvarande vätgasdrivna fordon. Förlusterna vid vätgasproduktion från el till vätgas och tillbaka till el via bränslecell är betydligt större än förlusterna i batteriet. Vår studie indikerar att vätgasdrift sammantaget kommer vara något dyrare än batteridrift. Därför blir argumentet för att använda vätgas som drivmedel tekniskt. Det tekniska argumentet är dock i slutändan också det viktigaste. Flera aktörer från branschen ställer sig kritiska till att det är rimligt att använda BEV-lastbilar för skogsindustrins

transporter inom en förutsägbar framtid. Därmed lämnas få alternativ till biodrivmedel för en omställning från fossila drivmedel, men vätgas är en attraktiv kandidat.

Förkortningar

AEC	Alkaline Electrolyzer Cell (Alkalisk elektrolys)
BECCS	Bio Energy Carbon Capture and Storage
BEV	Battery Electric Vehicle
CRF	Capital Recovery Factor
DFB	Dualbäddsförgasning
DME	Dimetyleter
FAME	Fatty Acid Methyl Esters
FCEV	Fuel Cell Electric Vehicle
FCH JU	Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking
FT- Bränslen	Fischer-Tropsch-bränslen
GH ₂	Trycksatt vätgas
GROT	Grenar och toppar
HRS	Hydrogen Refuelling Station
ICE	Internal Combustion Engine
IEA	International Energy Agency
IRENA	International Renewable Energy Agency
LBG	Liquid Biogas
LCOE	Levelized Cost Of Energy
LH ₂	Flytande väte
NREL	National Renewable Energy Laboratory
PEMEC	Polymer Electrolyte Membrane Electrolyzer Cell (Polymermembranelektrolys)
RME	RapsMetylEster
SOEC	Solid Oxide Electrolyzer Cell (Högtemperaturolektrolys)
SvK	Svenska Kraftnät
TCO	Total Cost of Ownership
TMP	Termomekanisk massa
TRL	Technology Rediness Level
WtW	Well-to-Wheel

Referenser

- Ahlström, Johan M., Karin Pettersson, Elisabeth Wetterlund, and Simon Harvey. (2017). "Value Chains for Integrated Production of Liquefied Bio-SNG at Sawmill Sites – Techno-Economic and Carbon Footprint Evaluation." *Applied Energy* 206 (November): 1590–1608. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.09.104>.
- Ahlström. (2022). Renewable hydrogen production from biomass. ETIP, submitted.
- Alamia, Alberto, Anton Larsson, Claes Breitholtz, and Henrik Thunman. (2017). "Performance of Large-Scale Biomass Gasifiers in a Biorefinery, a State-of-the-Art Reference." *International Journal of Energy Research* 41 (14): 2001–19. <https://doi.org/10.1002/er.3758>.
- Alpman, M. (2021, 12 03). *Vätgas växer i Mariestad*. Hämtat från Energigas: <https://www.energigas.se/publikationer/tidningen-energigas/vatgas-vaxer-i-mariestad/>.
- Andersson, J., Lundgren, J., et. al., (2013) *System studies on biofuel production via integrated biomass gasification. Report No 2013:12, f3* The Swedish Knowledge Centre for Renewable Transportation Fuels, Sweden. Available at www.f3centre.se.
- Asmoarp, V., Davidsson, A., & Gustavsson, O. (2018). *Skogsbrukets vägtransporter 2018*. Skogforsk.
- Azar, Christian, Daniel J.A. Johansson, and Niclas Mattsson. (2013). "Meeting Global Temperature Targets - The Role of Bioenergy with Carbon Capture and Storage." *Environmental Research Letters* 8 (3): 34004. <https://doi.org/10.1088/1748-9326/8/3/034004>.
- Bourne, Simon. (2012). "The Future of Fuel: The Future of Hydrogen." *Fuel Cells Bulletin* 2012 (1): 12–15. [https://doi.org/10.1016/S1464-2859\(12\)70027-5](https://doi.org/10.1016/S1464-2859(12)70027-5).
- Brau, Jean Florian, and Matteo Morandin. (2014). "Biomass-Based Hydrogen for Oil Refining: Integration and Performances of Two Gasification Concepts." *International Journal of Hydrogen Energy* 39 (6): 2531–42. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2013.10.157>.
- Börjesson, P., et al. (2016). *Methane as vehicle fuel - A well-to-wheel analysis (MetDriv)*. f3 The Swedish Knowledge Centre for Renewable Transportation Fuels, Sweden. Tillgänglig här: www.f3centre.se.
- Chemengonline.com. (den 10 02 2022). THE CHEMICAL ENGINEERING PLANT COST INDEX. Hämtat från Chemengonline.com: <https://www.chemengonline.com/pci-home>.
- Connelly, E., Penev, M., Elgowainy, A., & Hunter, C. (2019). *Current Status of Hydrogen Liquefaction Costs*. US Department of Energy.
- Dalwigk, I. v., Söderbom, J., & Ghaem, S. (2021). *Vätgas för flexibelt och robust energisystem - En vätagöversikt för Sverige i ett internationellt perspektiv*. Energimyndigheten.
- Economics, FT Moore - The Quarterly Journal of Economics, (1959) "Economies of Scale: Some Statistical Evidence." *Academic.Oup.Com*. Accessed December 2, 2021. <https://academic.oup.com/qje/article-abstract/73/2/232/1900762>.
- Elbilstatistik.se, (2021-12-14). [Elbilsstatistik](https://www.elbilstatistik.se),
- Energimyndigheten, (2020a). Energiläget 2020, ET 2020:1.

- Energimyndigheten, (2020b). Vägledning till regelverket om hållbarhetskriterier för biodrivmedel och flytande biobränslen Version 4.0. ER 2020:15.
- Energimyndigheten, (2021a). *Förslag till Sveriges nationella strategi för vätgas, elektrobränslen och ammoniak*. Energimyndigheten.
- Energimyndigheten, (2021b). *Reduktionsplikt* [Reduktionsplikt \(energi.se\)](https://www.energi.se/om-energi/reduktionsplikt), 2021-09-28.
- Energimyndigheten, (2021c). *Styrmedel för nya biodrivmedel*. ER 2021:22.
- Energimyndigheten, (2021d), *Energiläget I siffror 2021*,. [energilaget-i-siffror-2021_20210205](https://www.energi.se/om-energi/energilaget-i-siffror-2021). [live.com](https://www.energi.se/om-energi/energilaget-i-siffror-2021).
- Energymonitor, (2021), [Seven pages will decide the future of green hydrogen in Europe \(energymonitor.ai\)](https://www.energymonitor.ai), Hämtat 2022-02-11.
- European central bank. (2021). *Euro foreign exchange reference rates*. Hämtat 06 30, 2021, from https://www.ecb.europa.eu/stats/policy_and_exchange_rates/euro_reference_exchange_rates/html/eurofxref-graph-usd.en.html.
- Fossilfritt Sverige. (2021). *Strategi för fossilfri konkurrenskraft - Vätgas*. Fossilfritt Sverige. Hämtat från: <https://fossilfritt.sverige.se/wp-content/uploads/2021/01/Vatgasstrategi-for-fossilfri-konkurrenskraft-1.pdf>.
- FuelCellTrucks. (2019). *SCANIA: 4 hydrogen gas trucks with ASKO in Norway*. Hämtat från FuelCellTrucks: <https://fuelcelltrucks.eu/project/scania-four-hydrogen-gas-trucks-with-asko-in-norway/>.
- Furusjö, E. and J. Lundgren (2017). *Utvärdering av produktionskostnader för biodrivmedel med hänsyn till reduktionsplikten. Report No 2017:17*. f3 The Swedish Knowledge Centre for Renewable Transportation Fuels, Sweden. Tillgänglig här: www.f3centre.se
- Gardiner, & Monterey. (2009). *Energy requirements for hydrogen gas compression and liquefaction as related to vehicle storage needs*. US Department of Energy.
- Gassner, Martin, and François Maréchal. (2009). "Thermo-Economic Process Model for Thermochemical Production of Synthetic Natural Gas (SNG) from Lignocellulosic Biomass." *Biomass and Bioenergy* 33 (11): 1587–1604. <https://doi.org/10.1016/j.biombioe.2009.08.004>.
- Gode et al. (2011). *Miljöfaktaboken 2011 Uppskattade emissionsfaktorer för bränslen, el, värme och transporter*. Värmeforsk, Stockholm.
- H2Mobility. (2021). *Overview Hydrogen Refuelling For Heavy Duty Vehicles*. H2Mobility.
- Hughes, N., & Agnoluccio, P. (2012). Fuel Cells and Hydrogen Technology. In *Comprehensive Renewable Energy*.
- Hydrogen Council. (2017). "Hydrogen Scaling Up: A Sustainable Pathway for the Global Energy Transition," November. <https://www.h2knowledgecentre.com/content/policypaper1201>.
- Hydrogen Europe Research. (2020). *Strategic Research and Innovation Agenda*. Hydrogen Europe.

- Hyundai. (2020). *World's First Fuel Cell Heavy-Duty Truck, Hyundai XCIENT Fuel Cell, Heads to Europe for Commercial Use*. Hämtat från Hyundai HM: <https://hyundai-hm.com/en/2020/07/08/worlds-first-fuel-cell-heavy-duty-truck-hyundai-xcient-fuel-cell-heads-to-europe-for-commercial-use/>.
- IEA. (2019). *The Future of Hydrogen*. IEA. Hämtat från: https://iea.blob.core.windows.net/assets/9e3a3493-b9a6-4b7d-b499-7ca48e357561/The_Future_of_Hydrogen.pdf.
- IPCC. (2018). *IPCC Special Report on Global Warming of 1.5 °C*. United Nations.
- IRENA. (2020). *Green hydrogen cost reduction - scaling up electrolyzers to meet the 1.5 C climate goal*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.
- Jannasch, A.-K., Pihl, H., Wolf, J., Lindström, R., & Ahlroth, M. (2019). *Integrering av elektrobränslekonceptet i massa- och pappersindustrin för ett framtida elnät i balans och ett hållbart energisystem med minimala klimatavtryck*.
- Karlström, M., Pohl, H., Grauers, A., & Holmberg, E. (2019). *FUEL CELLS FOR HEAVY DUTY TRUCKS 2030+?* Energiforsk.
- Kungliga Ingenjörsvetenskapsakademien. (2019). "Så Klarar Sveriges Transporter Klimatmålen En Delrapport Från IVA-Projektet Vägval För Klimatet."
- Larsson, S., & Jansson, L. (2020). *En mer hållbar skogs- och pappersindustri genom omställning till biogastransporter*. Linköping: Linköpings Universitet.
- Larsson, Anton, Matthias Kuba, Teresa Berdugo Vilches, Martin Seemann, Hermann Hofbauer, and Henrik Thunman. (2021). "Steam Gasification of Biomass – Typical Gas Quality and Operational Strategies Derived from Industrial-Scale Plants." *Fuel Processing Technology* 212 (February): 106609. <https://doi.org/10.1016/j.fuproc.2020.106609>.
- Laurikko, Juhani, Jari Ihonen, Jari Kiviaho, Olli Himanen, Robert Weiss, Ville Saarinen, Janne Kärki, and Markus Hurskainen. (2020). "National Hydrogen Roadmap for Finland," November. <https://www.h2knowledgecentre.com/content/government621>.
- Lepage, Thibaut, Maroua Kammoun, Quentin Schmetz, and Aurore Richel. (2021). "Biomass-to-Hydrogen: A Review of Main Routes Production, Processes Evaluation and Techno-Economical Assessment." *Biomass and Bioenergy*. Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.biombioe.2020.105920>.
- Leperecq, Thierry. n.d. "Hydrogen Is the New Oil - How 7 Energy Battles Are Giving Birth to a Carbon Free World." Accessed February 26, 2021. https://inis.iaea.org/search/search.aspx?orig_q=RN:50058793.
- Mareev, I., Becker, J., & Sauer, D. U. (2018). Battery Dimensioning and Life Cycle Costs Analysis for a Heavy-Duty Truck Considering the Requirements of Long-Haul Transportation. *Energies*.
- Meyer, N., Whittal, I., Christenson, M., & Loiselle-Lapointe, A. (2012). *The Impact of Driving Cycle and Climate on Electrical Consumption & Range of Fully Electric Passenger Vehicles*. Los Angeles: EVS26 - International Battery, Hybrid and Fuel Cell Electric Vehicle Symposium.

- Nordic Energy Research. (2021). *Nordic Clean Energy Scenarios - Technology Catalogue*.
- NREL. (2014). *HYDROGEN DELIVERY SCENARIO ANALYSIS MODEL (HDSAM)*. Hämtat 04 26, 2021, from <https://hdsam.es.anl.gov/index.php?content=hdsam>.
- Olsson, O., Gong, J., Xylia, M., Nykvist, B., Andersson, G., & Gustavsson, O. (2021). *Accelererad omställning till fossilfria transporter i skogssektorn*. f3 The Swedish Knowledge Centre for Renewable Transportation Fuels, Sweden.
- Parks, G., Boyd, R., Cornish, J., & Remick, R. (2014). *Hydrogen Station Compression*. NREL.
- Pettersson, K., et al., (2019) *Well-to-wheel cost for forest-based biofuels. Report No 2019:03*, f3 The Swedish Knowledge Centre for Renewable Transportation Fuels, Sweden. Available at www.f3centre.se.
- Pettersson, K, E Axelsson, ... L Eriksson - International Journal of Energy Research. 2020. "Holistic Methodological Framework for Assessing the Benefits of Delivering Industrial Excess Heat to a District Heating Network." *Wiley Online Library* 44 (4): 2634–51. <https://doi.org/10.1002/er.5005>.
- Pettersson, Karin, Elisabeth Wetterlund, Dimitris Athanassiadis, Robert Lundmark, Christian Ehn, Joakim Lundgren, and Niklas Berglin. 2015. "Integration of Next-Generation Biofuel Production in the Swedish Forest Industry - A Geographically Explicit Approach." *Applied Energy* 154 (September): 317–32. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.04.041>.
- PRHYDE. (2021, 08 30). *PRHYDE*. Hämtat från: PRHYDE: <https://prhyde.eu/>.
- Reddi, K., Elgowainy, A., Rustagi, N., & Gupta, E. (2017). *Impact of hydrogen refueling configurations and market parameters on the refueling cost of hydrogen*. Elsevier.
- Regeringen, (2020). [Skattebefrielse möjlig för biogas och biogasol - Regeringen.se](#), Hämtat 2021-12-14.
- Regeringen, (2021a). [Reduktionsplikt för bensin och diesel – kontrollstation 2019 - Regeringen.se](#), Hämtat 2021-12-14.
- Regeringen, (2021b). [Klart med fortsatt skattebefrielse för flytande biodrivmedel - Regeringen.se](#), Hämtat 2021-12-14.
- Regeringen, (2021c). [Översyn av EU:s system för handel med utsläppsätter - Regeringen.se](#), Hämtat 2021-12-14.
- Roland Berger. (2020). *Fuel Cells Hydrogen Trucks*. FCH JU.
- Salkuyeh, Yaser Khojasteh, Bradley A. Saville, and Heather L. MacLean. (2018). "Techno-Economic Analysis and Life Cycle Assessment of Hydrogen Production from Different Biomass Gasification Processes." *International Journal of Hydrogen Energy* 43 (20): 9514–28. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.04.024>.
- Scb. (2020, 10 15). *Priser på el för industrikunder 2007-2020*. Hämtat från: <https://www.scb.se/hitta-statistik/statistik-efter-amne/energi/prisutvecklingen-inom-energiomradet/elpriser-och-elavtal/pong/tabell-och-diagram/aldre-statistik/priser-pa-el-for-industrikunder-20072020/>.
- Schleussner, Carl Friedrich, Joeri Rogelj, Michiel Schaeffer, Tabea Lissner, Rachel Licker, Erich M.

- Fischer, Reto Knutti, Anders Levermann, Katja Frieler, and William Hare. (2016). "Science and Policy Characteristics of the Paris Agreement Temperature Goal." *Nature Climate Change*. Nature Publishing Group. <https://doi.org/10.1038/nclimate3096>.
- Schmidt, O., A. Gambhir, I. Staffell, A. Hawkes, J. Nelson, and S. Few. (2017). "Future Cost and Performance of Water Electrolysis: An Expert Elicitation Study." *International Journal of Hydrogen Energy* 42 (52): 30470–92. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.10.045>.
- Shahabuddin, M., Bhavya B. Krishna, Thallada Bhaskar, and Greg Perkins. (2020). "Advances in the Thermo-Chemical Production of Hydrogen from Biomass and Residual Wastes: Summary of Recent Techno-Economic Analyses." *Bioresource Technology*. Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.biortech.2019.122557>.
- Skogsindustrierna. 2021. "Transport Och Infrastruktur." (2021). <https://www.skogsindustrierna.se/om-skogsindustrin/branschstatistik/transport-och-infrastruktur/>.
- Staffell, Iain, Daniel Scamman, Anthony Velazquez Abad, Paul Balcombe, Paul E. Dodds, Paul Ekins, Nilay Shah, and Kate R. Ward. (2019). "The Role of Hydrogen and Fuel Cells in the Global Energy System." *Energy and Environmental Science*. Royal Society of Chemistry. <https://doi.org/10.1039/c8ee01157e>.
- Statista. n.d. | Hydrogen Demand Worldwide 2015-2050, Accessed April 1, 2021. <https://www.statista.com/statistics/435467/hydrogen-demand-worldwide/>.
- Suleman, F., I. Dincer, and M. Agelin-Chaab. (2015). "Environmental Impact Assessment and Comparison of Some Hydrogen Production Options." *International Journal of Hydrogen Energy* 40 (21): 6976–87. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2015.03.123>.
- Svenska kraftnät. (2021a). *Översiktlig kravbild för stödtjänster*. Hämtat från <https://www.svk.se/siteassets/4.aktorsportalen/systemdrift-o-elmarknad/information-om-stodtjanster/marknader-for-stodtjanster.pdf>.
- Svenska kraftnät. (2021b). *Långsiktig marknadsanalys 2021*. Svenska kraftnät.
- Sveriges Miljömål. (2021, 12 15). *Utsläpp av växthusgaser från inrikes transporter*. Hämtat från Sveriges Miljömål: <https://sverigesmiljomal.se/etappmalen/utslapp-av-vaxthusgaser-fran-inrikes-transporter/>.
- Sveriges Riksbank. (2021). *Sök räntor & valutakurser*. Hämtat 05 12, 2021, from <https://www.riksbank.se/sv/statistik/sok-rantor--valutakurser/?g130-SEKEURPMI=on&g130-SEKUSDPMI=on&from=2020-01-02&to=2020-12-30&f=Year&c=cAverage&s=Comma>.
- Taljegard, M., L. Thorson, M. Odenberger, and F. Johnsson. 2019. "Large-Scale Implementation of Electric Road Systems: Associated Costs and the Impact on CO2 Emissions." *https://doi.org/10.1080/15568318.2019.1595227* 14 (8): 606–19. <https://doi.org/10.1080/15568318.2019.1595227>.
- Thunman, Henrik, Christer Gustavsson, Anton Larsson, Ingemar Gunnarsson, and Freddy Tengberg. 2019. "Economic Assessment of Advanced Biofuel Production via Gasification Using Cost Data from the GoBiGas Plant." *Energy Science & Engineering* 7 (1): 217–29. <https://doi.org/10.1002/ese3.271>.

- Tractebel, Hincio. (2017). *STUDY ON EARLY BUSINESS CASES FOR H2 IN ENERGY STORAGE AND MORE BROADLY POWER TO H2 APPLICATIONS*. FCH JU.
- Trafikverket. (2020). Scenarioverktyg version 1.0 xlsx. Hämtat från: <https://www.trafikverket.se/tjanster/system-och-verktyg/Prognos--och-analysverktyg/scenarioverktyget-for-styrmedelsanalyser/>.
- Transport & Environment. (2020). *Comparison of hydrogen and battery electric trucks - Methodology and underlying assumptions*. Transport & Environment.
- Transport & Environment. (2021). *How to decarbonise long-haul trucking in Germany - An analysis of available vehicle technologies and their associated costs*. Transport & Environment.
- Volvo Group. (2021, 04 29). *Volvo Group*. Hämtat från: Volvo Group and Daimler Truck AG fully committed to hydrogen-based fuel-cells – launch of new joint venture cellcentric: <https://www.volvogroup.com/en/news-and-media/news/2021/apr/news-3960135.html>.
- Wolf, J., Jannasch, A.-K., Axelsson, L., Edvall, M., Pihl, H., & Nordberg, L.-O. (2021). *Detaljerad analys state-of-the-art industriell elektrolys - fallstudie*. Energimyndigheten.
- Yang, C., & Ogden, J. (2007). DETERMINING THE LOWEST-COST HYDROGEN DELIVERY MODE. *Hydrogen Energy*, 32(2), 268 - 286.

Triple F

Projektnummer 2020.3.2.26

Feb
2022



**Vätgas som alternativ för
skogsindustrins transporter**
– en jämförande studie (H2Timmer)

BILAGOR TILL HUVUDRAPPORT, BILAGA 1-7

Innehållsförteckning

Vätgas som alternativ för skogsindustrins transporter – en jämförande studie.....Fel! Bokmärket är inte definierat.

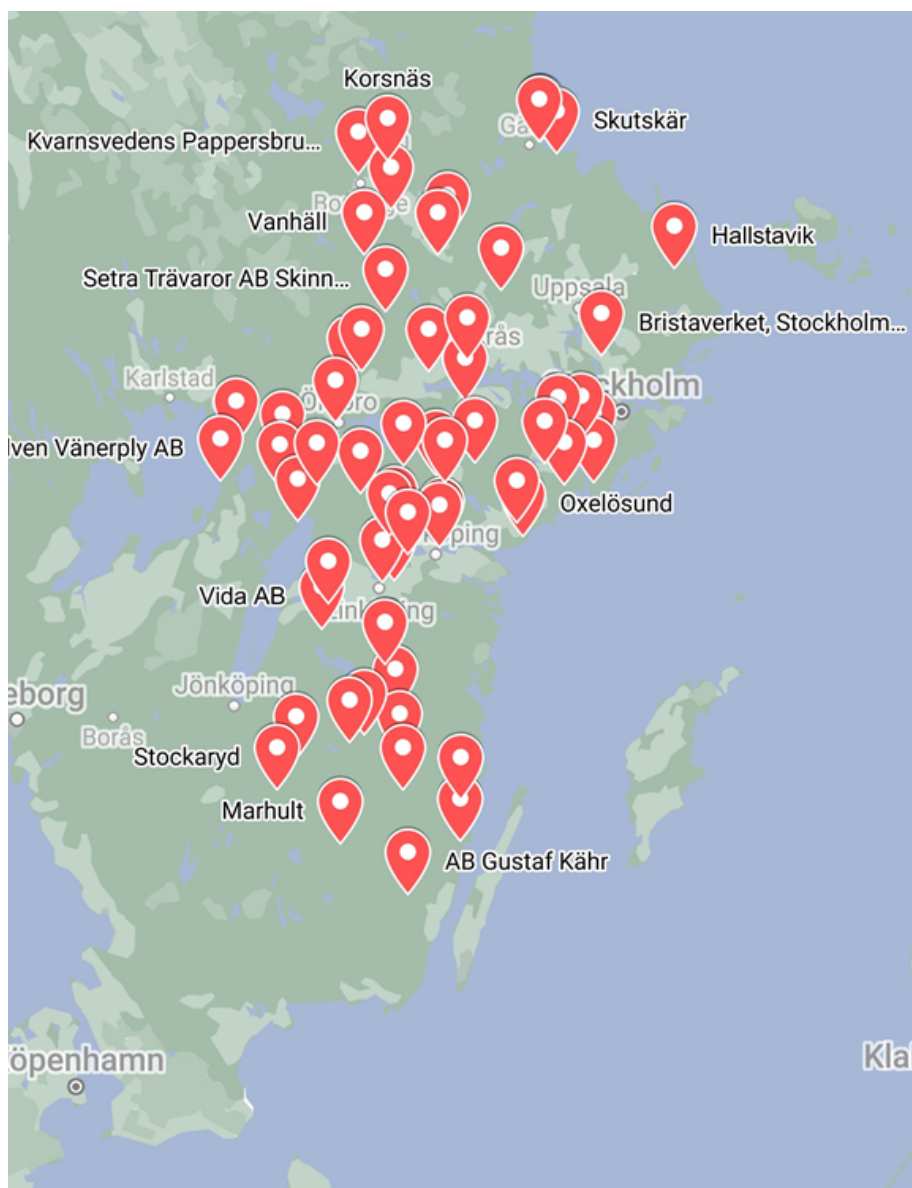
Innehållsförteckning.....	1
Bilaga 1 – Analys av Holmens övriga transporter	3
Virkestransporter – Övriga resultat	3
Skogsmaskiner	4
Interna transporter på anläggning	5
Bilaga 2 – Kostnadsmodell HRS.....	7
Kompression	7
Förvätskning av vätgas	10
Gaslager	11
Cryo-Pump (flytande väte)	12
Flytande lagring.....	13
Andra komponenter	14
Andra kostnader	15
Framtida kostnadsreduktioner	15
Dimensionering av vätgaslager	15
Bilaga 3 – Känslighetsanalys HRS	20
Tankstationens användarmönster	20
Lastbilarnas användarmönster	21
Sammanfattning.....	23

Bilaga 4 – Kostnadsmodell Timmerlastbilar	24
Komponenter	24
Komponentkostnader	24
Dimensionering timmerlastbil	25
Investeringskostnad	25
Totalkostnadsberäkning	25
Bilaga 5 – Distributionsmodell	26
Lastbilsmodell för distribution.....	26
Distributionscentral.....	29
Bilaga 6 – Tanka i skogen	30
Modell för Off-grid HRS med kompressor	30
Station utan kompressor	32
Jämförelse station med eller utan kompressor	32
Bilaga 7 - Energi- och massbalans bio-H₂.....	34
Kostnadsestimat Bio-H₂.....	35
Referenser.....	36

Bilaga 1 – Analys av Holmens övriga transporter

Virkestransporter – Övriga resultat

I följande stycke presenteras övriga resultat från analysen av Holmens virkestransporter vilka har utelämnats från huvudrapporten.



Figur 1: Geografisk placering av mottagningsplatser.

Vätgas som alternativ till skogsindustrins transporter – en jämförande studie, februari, 2022

Tabell 1: Transportarbete inom Holmen uppdelat efter landskap.

Landskap	Transportarbete [km ton]	Andel
Östergötland	125 787 599	69,1%
Småland	18 557 162	10,2%
Sörmland	7 755 794	4,3%
Närke	14 484 671	8,0%
Västmanland	10 126 670	5,6%
Ej på kartan	689 115	0,4%
Gästrikland	2 316 861	1,3%
Dalarna	954 574	0,5%
Värmland	697 230	0,4%
Uppland	797 450	0,4%
Totalt	182 167 126	100,0%

Tabell 2: Transportarbete och vätgasbehov för topp 10 mottagningsplatser.

Nr	Mottagningsplats	Transportarbete [km ton]	Uppskattat vätgasbehov [kg/d] ¹	Andel
1	Braviken total	94 543 422	1 205	51,90%
2	Skärbläcka total	19 304 967	246	10,60%
3	Mönsterås total	14 280 489	182	7,84%
4	LINGHEMS SÅGVERK	9 466 393	121	5,20%
5	MUNKSJÖ AB ASPA BRUK	7 930 043	101	4,35%
6	FRÖVI (BILLERUDKORSNÄS)	4 675 033	60	2,57%
7	HASSELFORS (SETRA)	3 158 133	40	1,73%
8	KINDA-SÖDRA	3 040 474	39	1,67%
9	ESKILSTUNA ENERGI O MILJÖ	2 363 608	30	1,30%
10	SKINNSKATTEBERG (SETRA)	2 189 466	28	1,20%
	Totalt topp 10	160 952 029	2 051	88,35%

1 - Antar jämn fördelning över årets 365 dagar

Skogsmaskiner

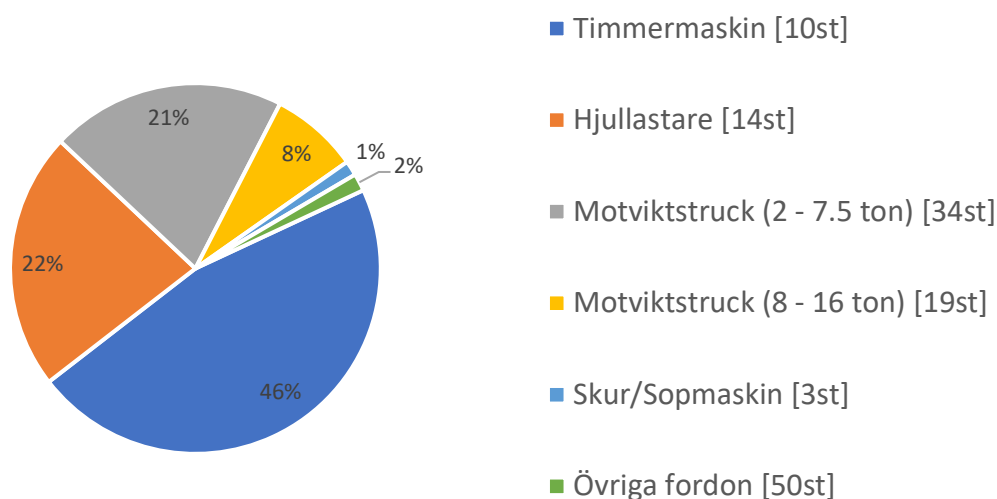
Enligt det första datasetet har Holmen åtta skogsmaskiner inom Östergötland varav tre är skotare och fem är skördare. Tillsammans konsumerade dessa 2,05 GWh energi under 2019 vilket motsvarar 136 680 kg H₂/år efter omräkning enligt ekvation 4.2 i huvudrapporten. En skotare och skördare konsumerar ungefär lika mycket energi per fordon, 17 780 kg H₂/år och 16 668 kg H₂/år.

Från diskussioner med verksamma inom skogsindustrin har det framkommit att skogsmaskiner ofta jobbar säsongsbetonat och att anta att de jobbar lika mycket året om kan vara missvisande. En rimlig uppskattning är att de jobbar 250 dagar om året med 1 – 2 skift per dag. Under det antagandet uppskattas det att en maskin konsumerar 44 – 47 kg H₂/skift.

Interna transporter på anläggning

Enligt det första datasetet har Holmen fordon på tre anläggningar inom Östergötland: Braviken pappersbruk, Braviken Timber och Lingham's sågverk. Sett till antal fordon har Braviken pappersbruk flest med 99 stycken. Braviken Timber har 24 stycken och Lingham's sågverk har 10 stycken. Det förekommer flera olika sorters fordon vilka har delats in i 19 olika fordonskategorier. Totalt använder sig fordonen av fem olika sorters bränsle: diesel, bensin, HVO, gasol och elektricitet. Det uppskattade vätgasbehovet för dessa fordon har beräknats enligt ekvation 4.2 i huvudrapporten.

Uppskattad vätgasförbrukning interna transporter [kg H₂/år]



Figur 2. Uppskattat vätgasbehov för interna fordon på Holmens anläggningar.

Bränsleförbrukningen per timme har beräknats efter antagandet att fordonen arbetar 3 800 h/år, baserat på diskussioner med verksamma inom skogsindustrin. Timmermaskiner, hjullastare och icke-elektriska motviktstruckar står för 97 % av det totala uppskattade vätgasbehovet men utgör endast 77 av 133 fordon, (58 %), vilket visar att de har den högsta bränsleförbrukningen per fordon. I datasetet förekommer det vissa mindre motviktstruckar (2 ton) med mycket hög bränsleförbrukning, detta kan antingen bero på att truckarna används mycket intensivt (eller möjligtvis något fel i datan). Timmermaskinerna på Braviken Timber förbrukar mer än dubbelt så mycket bränsle som de på Bravikens pappersbruk men det bekräftades efter diskussion med verksamma inom skogsindustrin att en större timmermaskin kan ha en så pass hög bränsleförbrukning.

Vid en övergång till vätgasdrift för alla icke-elektriska fordon uppskattas de tre anläggningarnas fordon totalt konsumera 1 200 000 kg H₂/år. Braviken Timber utgör 810 150 kg H₂/år, Bravikens pappersbruk 334 700 kg H₂/år och Lingham 67 340 kg H₂/år. Den dagliga förbrukningen för de tre anläggningarna är 3288 kg H₂/dag vilket kan jämföras mot de 1200 kg H₂/dag som beräknats för virkestransporterna. Vätgasbehovet för varje fordonskategori redovisas i Tabell 3.

Vätgas som alternativ till skogsindustrins transporter – en jämförande studie, februari, 2022

Tabell 3: Sammanställning av Holmens fordon på intern anläggning.

Fordonstyper	Antal	Bränsle	Total Vätgas [kg H ₂ /år]
Dragare	1	Diesel	0
Dumpers	2	Diesel	9 334
Personbilar	1	Bensin	1 333
Fyrhjulingar	5	Bensin	4
Hjullastare	14	Diesel	208 021
Ledstaplare	11	El	0
El-Motviktstruck (1.6 - 3 ton)	7	El	0
Motviktstruck (2 - 7.5 ton)	34	Gasol, Diesel, HVO	189 690
Motviktstruck (8 - 16 ton)	19	HVO, Diesel	71 092
Pallyftar	2	El	0
Saxlift	1	El	0
Sittlåglyftare	6	El	0
Skjutstativtruckar	2	El	0
El - Skur/Sopmaskin	1	El	0
Skur/Sopmaskin	3	Gasol, Diesel, HVO	11 912
Skåpbil	9	Diesel	3 334
Timmermaskin	10	Diesel	429 376
Elbil	4	El	0
Övrigt	1	Diesel	5 334

Bilaga 2 – Kostnadsmodell HRS

I denna bilaga beskrivs metodiken och de grundläggande antaganden bakom dimensionering och kostnadsestimater av tankstationerna. Kostnadsestimaten är baserade på litterära källor då verkliga uppgifter är svårtillgängliga. Som primär informationskälla har vi använt Programmet för vätgas och bränsleceller från NREL (National Renewable Energy Laboratory) (NREL, 2014) vilket är ett nationellt laboratorium under amerikanska Department of Energy. Metodiken och estimaten har också diskuterats med svenska aktörer verksamma inom vätgastankstationer.

Kompression

Oavsett hur vätgasen avses att användas och transporteras är det mycket sannolikt att kompression kommer vara ett nödvändigt steg i processen. Elektrolys producerar vanligtvis vätgas vid ett tryck på 1 – 30 bar och typiska lagringstryck för vätgas är mellan 200 – 950 bar beroende på applikation.

Olika kompressortyper kan användas för att komprimera vätgas men vanligast är oljefria kolvkompressorer (Giuseppe Sdanghi, 2020). Kolvkompressorer har fördelen att de kan ge mycket höga utgångstryck och på så sätt uppnås de 700 – 950 bar som kan vara nödvändiga i en tankstation. De är även flexibla för vilka flöden de kan arbeta med. Det finns också andra kompressortekniker som kan användas och även kompressorer som kan höja vätgasens tryck helt utan rörliga delar och mekaniskt arbete. Ett exempel på en sådan teknik är metallhydrid-kompressorer (Giuseppe Sdanghi, 2020).

Investeringskostnad

Inom litteraturen anges oftast kostnaden för en vätgaskompressor som funktion av antingen dess maximala flödeskapacitet (kg/h) eller efter storleken på den elektriska motorn (kW). Kompressorns maximala flödeskapacitet är direkt relaterat till motorstorleken. En grov uppskattning kan göras då man ofta räknar med att kompression av vätgas på en vätgastankstation förbrukar mellan ca 2 – 6 kWh/kg H₂ (Gardiner, 2009), där höga utgångstryck och låga ingångstryck leder till ökad energiförbrukning.

Inom litteraturen förekommer det stora variationer i uppskattningar för investeringskostnaden av kompressorer. En generell trend är att större kompressorer blir mer kostnadseffektiva, ofta räknar man med en skalningsfaktor på 0.65 – 0.85. I praktiken visar det sig även att det faktiska utbudet av kompressorer begränsar valfriheten, ibland kan det bli nödvändigt att köpa flera mindre kompressorer för att komma upp i en hög flödes hastighet då det kan saknas större kompressorer på marknaden.

Investeringskostnad för kompressorer utgör en stor del av totalkostnaden för en HRS (G. Parks, 2014), (Krishna Reddi A. E., 2014) och således har uppskattningen av kompressorkostnaden en stor inverkan på det totala ekonomiska utfallet. I denna rapport har vi valt att använda oss av en uppskattningsmodell för investeringskostnaden som härstammar från en FCH JU rapport från 2017 (Tractebel engie, Hincio, 2017). Modellen uppskattar kostnaden för hela kompressorsystemet och inkluderar kostnader för t.ex. rör och anslutningar.

$$Capex = A(Q/Q_{ref})^a + B(Q/Q_{ref})^b \left(\frac{P_{out}/P_{in}}{r_{ref}}\right)^c (P_{out}/P_{ref})^d \quad (B2.1)$$

Tabell 4: Parameterförklaring **Fel! Hittar inte referenskälla..**

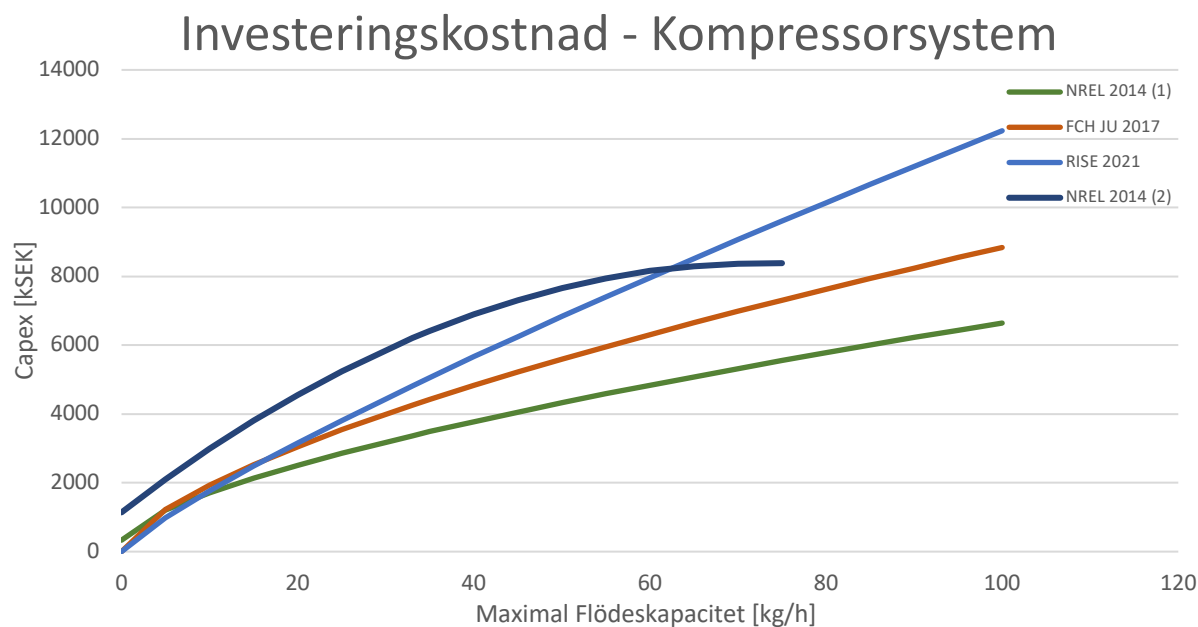
Parameter	Beskriver	[Enhet]
$Capex$	Investeringskostnad för kompressorsystemet	[k€2017]
Q	Maximal flödeskapacitet	[kg/h]
P_{out}	Utgångstryck	[barg]
P_{in}	Ingångstryck	[barg]

Tabell 5: Parametervärden för **Fel! Hittar inte referenskälla.** (Tractebel engie, Hinicio, 2017).

Parameter	Filling Centre	Compressor Skid	[Enhet]
A	550	100	[k€2017]
B	300	300	[k€2017]
a	0.66		[-]
b	0.66		[-]
c	0.25		[-]
d	0.25		[-]
Q_{ref}	50		[kg/h]
P_{ref}	200		[barg]
r_{ref}	30		[-]

Uppskattningsmodellen möjliggör kostnadsuppskattningar för specifika tryck, maximala flödeskapaciteter och användningsområden (Filling Centre står för fyllning vid central anläggning, Compressor skid står för kompression vid tankstation eller andra mindre applikationer). I Figur 3 jämförs uppskattningsmodellen från FCH JU med ett par andra som har förekommit i litteraturen. I jämförelsen har vi räknat med en Compressor Skid från 30 till 950 bar.

Det finns skäl att tro att investeringskostnaden för kompressorer kommer minska framöver. I rapporten "Hydrogen Storage Compression" (G. Parks, 2014) anser NREL att framsteg inom kompressorer kommer leda till att man, i stället för att använda flera mindre kompressorer (vilket ofta är fallet i rapporten) endast behöva ha en stor vilket är mer kostnadseffektivt. Det anses även möjligt att kompressorerna i sig blir billigare och mer kostnadseffektiva.



Figur 3: Exempel på kompressorkostnader från fyra litteraturkällor.

Energiförbrukning

I en HRS utan egen elektrolys förväntas kompression stå för den största andelen av den totala energiförbrukningen (G. Parks, 2014). Kompressorns energiförbrukning är en funktion av ingångstrycket, utgångstrycket, ingångstemperaturen, flödet och kompressorns isentropiska samt mekaniska verkningsgrader. I vissa tidigare arbeten (Krishna Reddi A. E., 2014) har kompressorarbetet beräknats som en funktion av de tidigare nämnda parametrarna, men experimentella data påvisar att det uppmätta verkliga kompressorarbetet kan skilja sig avsevärt från det teoretiska (Gardiner, 2009). I ”Energy requirements for hydrogen gas compression and liquefaction as related to vehicle storage needs” (Gardiner, 2009) redovisas följande kompressorarbeten vid temperatur 300 K. Dessa värden stämmer även väl överens med vad som kan finnas i andra litterära källor (Hydrogen Europe, 2020). I detta arbete har vi valt att för våra egna beräkningar använda oss utav samma värden som i kolumnen ”Använt” i Tabell 6.

Tabell 6: Kompressorarbete ur teoretiskt, experimentellt och praktiskt perspektiv.

Ingångstryck	Utgångstryck	Isotermisk	Uppmätt	Använt ¹
20 bar	350 bar	1.05 kWh/kg	2 – 4 kWh/kg	-
20 bar	440 bar	1.15 kWh/kg	-	2.23 kWh/kg
20 bar	700 bar	1.35 kWh/kg	1.7 – 6.4 kWh/kg	-
20 bar	880 bar	1.47 kWh/kg	-	3.0 kWh/kg

1 - I rapporten anger de vilket värde de själva använder för sitt modelleringsverktyg HDSAM

Livstid och underhåll

Uppgifter för operativa kostnader för kompression (annat än energikostnader) är endast bristfälligt presenterade i litterära verk. Exakta underhållskostnader är likt investeringskostnader mycket svåra att uppskatta korrekt. I vissa exempel (Hydrogen Europe, 2020) väljer man att uppskatta kostnaden för

Vätgas som alternativ till skogsindustrins transporter – en jämförande studie, februari, 2022

underhåll som en funktion av den totala mängden vätgas som kompressorn har komprimerat. Vi väljer att i detta fall räkna med en underhållskostnad på 4 % av Capex/år vilket är vad även NREL har använt i beräkningsverktyget HRSAM (NREL, 2014). Vi har även valt att räkna med en livstid på 10 år vilket även HRSAM (NREL, 2014) och Hydrogen Europe (Hydrogen Europe, 2020) har använt sig av för 2020.

Flera källor anger även att fel på kompressorn är vanliga anledningar för driftstörningar av HRS (G. Parks, 2014) (Hydrogen Europe, 2020). För att minska inverkan av sådana driftstörningar förekommer det att man väljer att använda två parallella kompressorer istället för en stor eller till och med ha en kompressor i reserv (G. Parks, 2014). Valet att ha flera kompressorer leder till ökade investeringskostnader. Både Hydrogen Europe och NREL anser att ökad driftsäkerhet av kompressorer i framtiden kommer leda till minskade kostnader för HRS (G. Parks, 2014) (Hydrogen Europe, 2020).

Förvätskning av vätgas

Vätgas i flytande form har fördelen att den har högre energitäthet än sin gasformiga motsvarighet (Joakim Andersson, 2019). Flytande väte framställs i en industriell process som oftast utförs i mycket stora skala. Bland de mindre anläggningarna för förvätskning förekommer kapaciteter på 4 080 – 6 000 kg H₂/dag och för de större upp till 200 000 kg H₂/dag (Elizabeth Connelly, 2019) (Amos, 1998). På grund av detta anser vi att förvätskning endast är applicerbart för större flöden av vätgas, gärna vid centraliserad produktion. Förvätskningsanläggningar använder typiskt ett ingångstryck på 20 bar (Elizabeth Connelly, 2019).

Investeringskostnad

För att uppskatta investeringskostnaden för en förvätskningsanläggning har vi valt att använda oss av den modell som presenteras i ”Current Status of Hydrogen Liquefaction Costs” (Elizabeth Connelly, 2019). Uppskattningen är för hela den installerade kostnaden av anläggningen.

$$\text{Installed Cost} = N \cdot 1\,000\,000 \cdot 5.6 \cdot C^{0.8} \cdot I \quad (\text{B2.2})$$

Tabell 7: Parameterförklaring för **Fel! Hittar inte referensälla..2**.

Parameter	Beskriver	[Enhet]
<i>Installed Cost</i>	Totalkostnad för anläggningen	[\$2016]
<i>N</i>	Antal förvätskare	[kg/h]
<i>C</i>	Produktionskapacitet för anläggningen (max 0.2 [ton/dag])	[ton/dag]
<i>I</i>	Installationsfaktor (=1.16)	[-]

Energiförbrukning

Energiförbrukningen för förvätskning (från 20 bars tryck) är teoretiskt sätt minst 2.88 kWh/kg H₂ men uppmäts i verkligheten till 10 – 20 kWh/kg H₂ (Elizabeth Connelly, 2019). Andra källor uppger verkliga energiförbrukningar mellan 10 – 13 kWh/kg H₂ men påstår att det är möjligt att minska energiförbrukningen till 7 kWh/kg H₂ eller lägre med ny teknik (Gardiner, 2009). För beräkningarna i detta arbete har vi valt att räkna med att förvätskning förbrukar 13 kWh/kg H₂.

Vätgas som alternativ till skogsindustrins transporter – en jämförande studie, februari, 2022

Livstid och underhåll

För detta arbete har vi valt att räkna med en livstid för anläggningen på 40 år som enligt (Elizabeth Connelly, 2019). För underhållskostnad har vi valt att räkna med 4 % av Capex/år. Andra källor så som HDSAM (NREL, 2014) använder modeller baserade på arbetstimmar och lönekostnader eller uppskattar underhållskostnaden efter den totala mängden vätgas som har förvätskas i kg H₂ (Amos, 1998).

Gaslager

Lagring av vätgas sker typiskt vid förhöjda tryck i en tryckcylinder. Typiska tryckcylindrar för detta ändamål klassificeras enligt fyra typer (Barthelemy H.). Type 1 är en typisk stålcylinder, Type 2 är en stålcylinder förstärkt med ett lager av kompositmaterial, Type 3 har en insida av aluminium med ett yttre hölje av komposit och Type 4 har en insida bestående av ett polymer med ett yttre hölje av komposit. Type 4 är ett populärt alternativ för mobila applikationer då den oftast är det alternativ som väger minst. För lagring av vätgas i större skala är det en populär lösning att använda sig av containrar med ett antal tryckcylindrar i. Ett annat alternativ är att tryckcylindrarna placeras på ett lastbilssläp så att lagret även blir mobilt. Maximalt lagringstryck för sådana applikationer är 300 – 500 bar. I många HRS används s.k. buffertlager för att möjliggöra snabba påfyllningar. Buffertlagret lagrar vätgasen vid ett ännu högre maxtryck på 800 – 950 bar. Vätgas kan även lagras i marken i geologiska håligheter såsom saltgrottor. Detta är ofta den mest kostnadseffektiva lagringsmetoden men den är tyvärr inte tillgänglig i Sverige på grund av att vi har fel geologi för det.

Investeringskostnader

Vanligtvis uppskattas investeringskostnaden för ett vätgaslager vara direkt proportionerligt mot dess totala lagringskapacitet kg H₂ vid maxtryck. Även här förekommer det viss variation i uppskattningarna. Vi har valt att använda följande värden baserat på vad vi har kunnat finna i litteraturen och genom diskussion med verksamma inom vätgasbranschen. Kostnaderna är för hela systemet och inkluderar kostnad för rör, ventiler, container eller släp, m.m.

Tabell 8: Investeringskostnad vätgaslager.

Lagertyp	Kapacitet per behållare	Max. lagringstryck	Kostnad per kg H ₂	Källa
Tryckcylindrar i container	400 kg H ₂ /container	300 bar	4750 SEK2020/kg H ₂	(Henrik Nilsson, 2020)
Tryckcylindrar i lastbilssläp	1394 kg H ₂ /släp	500 bar	967 \$2007/kg H ₂	(G. Parks, 2014)
Buffertlager	34 kg H ₂ /cylinder	950 bar	953 \$2007/kg H ₂	(G. Parks, 2014)

Livstid och underhåll

För livstid och underhållskostnad har vi valt att räkna med en underhållskostnad på 1 % av Capex/år och en livstid på 20 år.

Cryo-Pump (flytande väte)

En cryo-pump för flytande väte är en komponent som typiskt används för att transportera och/eller höja trycket på flytande väte. För förvätsknings-anläggningen antar vi att kostnaden för pumpar är inkluderade i totalkostnaden för anläggningen men för HRS som använder sig av flytande väte kan det vara nödvändigt att ha en egen pump. Företaget Linde uppger att deras Cryo-pump (Linde, 2021) tar in flytande väte på 6 bars tryck som sedan pumpas ut vid ett tryck på 1000 bar. I denna process förångas även vätet till vätgas, vilket är avsiktligt då fordonen fortfarande tankar med vätgas.

Investeringskostnad

Kostnadsuppgifter för cryo-pumpar är relativt sällsynta i litteraturen och de som förekommer härstammar ofta från samma ursprung, HDSAM (NREL, 2014). HDSAM uppskattar att en Cryo-pump med en kapacitet på 120 kg H₂/h kostar \$ 700 000 (2010) i en station för 700 bar eller \$ 425 000 (2010) för 350 bar. Denna kostnadsuppskattning står författarna kvar vid i en senare publikation från 2017 (Krishna Reddi A. E., 2017).

Energiförbrukning

Energiförbrukningen för att pumpa väte är betydligt lägre än för att komprimera motsvarande mängd vätgas. Linde anger att deras Cryo-pump endast förbrukar 10 – 20 % av den energimängd som typiskt krävs för att komprimera vätgas (Linde, 2021). Energiförbrukningen för att pumpa en vätska (med konstant densitet) kan approximeras med följande beräkning:

$$w_{pump} = \frac{1}{\eta} \frac{P_{ut} - P_{in}}{\rho} \quad (B2.3)$$

Tabell 9: Parameterförklaring för **Fel! Hittar inte referensälla..**

Parameter	Beskriver	[Enhet]
w_{pump}	Energiförbrukning pump	[kJ/kg H ₂]
P_{ut}	Utgångstryck	[kPa]
P_{in}	Ingångstryck	[kPa]
ρ	Densitet (Flytande väte = 70.99 [kg/m ³])	[kg/m ³]
η	Pumpverkningsgrad ($\approx 50\%$)	[-]

Med denna beräkning blir energiförbrukningen för att pumpa flytande väte runt 10 – 20 % av den för att komprimera vätgas, vilket stämmer väl med Lindes påstående. För våra beräkningar har vi valt att räkna med en pumpverkningsgrad på 50 %.

Tabell 10: Beräkning av energiförbrukning för pumpning av flytande väte.

P_{in}	P_{ut}	w_{pump} ($\eta = 100\%$)	w_{pump} ($\eta = 50\%$)
6 bar	950 bar	0.3694 kWh/kg H ₂	0.7388 kWh/kg H ₂
6 bar	425 bar	0.1640 kWh/kg H ₂	0.3279 kWh/kg H ₂

Livstid och underhåll

För livstid och underhållskostnad har vi valt att räkna med en underhållskostnad på 4 % av Capex/år och en livstid på 20 år.

Flytande lagring

För att väte skall hålla sig i flytande form vid atmosfärstryck krävs mycket låga temperaturer, inte mer än 20.28 K (-252.87 °C) (Rossini, 1968). Vid något högre tryck kan temperatur höjas något innan det flytande vätet övergår till gasform men aldrig högre än 33 K. Vanligtvis lagras flytande väte vid ett tryck på 60 bar (0.6 MPa) (Daimler, 2020). En utmaning för lagring av flytande väte är att hålla vätgas så pass kall att den inte förångas/kokar bort (boil-off). För att uppnå detta mål är tankarna byggda för att minimera värmeöverföring med omgivningen. Exempelvis används isolerande material och konstruktionstekniker, tankarna brukar vara klotformiga för att maximera volym per ytteryta. Därför blir en tank för flytande väte mer effektiv ju större den är. Flytande väte är ett vanligt raketbränsle och NASA har använt enorma tankar med flytande väte (upp till 228 000 kg H₂ (Amos, 1998)). När vätgasen förångas måste den släppas ut från behållaren för att förhindra att tryckuppbyggnad i behållaren. Vätet går förlorat om den inte kan återvinnas på något vis (eller användas i en bränslecell). Om lagret är i anslutning till en förvätskningsanläggning kan det återcirkuleras och förvätskas igen, då blir det alltså endast en energiförlust men ingen förlust av vätgas.

Investeringskostnad

Kostnadsuppgifter för flytande vätelager är svåra att få tag på och det skiljer sig ofta mycket mellan källor. I andra arbeten har man valt att använda tankar för flytande naturgas som referens (Moritz Raab, 2021). Dock är kostnaden per kilo för lagring av flytande väte ofta billigare än för trycksatt vätgas (Joakim Andersson, 2019), men eftersom det är svårt/opraktiskt att ha små behållare för flytande väte blir investeringskostnaden ändå hög.

När man lagrar stora mängder trycksatt vätgas väljer man ofta att använda många små tryckcylindrar, för lagring av flytande väte är strategin annorlunda då man väljer att ha en stor tank istället. Eftersom tanken är klotformad eller cylindrisk minskar materialåtgången relativt lagringskapaciteten för större behållare. På så sätt kan man argumentera för att större behållare är mer kostnadseffektiva samtidigt som de har mindre boil-off. I HDSAM (NREL, 2014) räknar de med en modell som är mer kostnadseffektiv för större lager. Vi har för detta arbete valt att räkna med HDSAMs modell som även skiljer på lager för anläggning och tankstation, samt lastbilssläp.

Tabell 11: Olika investeringskostnader för lager med flytande väte.

Tankstorlek	Kostnad	Beskrivning	Källa
7 500 000 gallons	30 750 000 \$2013	För LNG	(Michael Baker Jr., Inc., 2013)
n/a	31 – 700 \$1995/kg	-	(Amos, 1998)
3.5 – 270 ton H ₂	300 €2019/kg	-	(Hendrie Derking, 2019)
3800 kg H ₂	950 000 \$2014	Lastbilssläp för flytande väte	(NREL, 2014)
$CAPEX(\$2005) = -0.1674 \cdot V^2 + 2046.6 \cdot V + 977886$		För lagring vid produktions - anläggning, V = tankvolym [m ³]	(NREL, 2014)
$CAPEX(\$2013) = 991.89 \cdot M^{0.6929}$		För lagring vid tankstation, M = tankkapacitet [kg]	(NREL, 2014)

Livstid och underhåll

Boil-off är ett fenomen som orsakar att tanken med flytande väte över tid kommer förlora en del av sitt innehåll. Typiska nivåer på boil-off rapporteras ofta ligga mellan 1 – 5 procent av tankens innehåll per dag (Hendrie Derking, 2019). Vi har valt att inte inkludera några boil-off-förluster i våra beräkningar. Livstiden för ett lager kan vara mycket långt (Hendrie Derking, 2019), vi har valt att räkna med en livstid på 20 år och en underhållskostnad på 4% av Capex/år.

Andra komponenter

Inom HRS finns det ett par komponenter som är viktiga för stationens funktion men som sällan utgör en stor del av stationens totalkostnad. Exempel på sådana komponenter är kylare för vätgasen, själva ”bränslepumpen” som ansluter till fordonet och elektronisk utrustning för styrning och säkerhet.

Investeringskostnader

Samtliga kostnader nedan har hämtats från HDSAM (NREL, 2014) och Elgowainy 2018 (Krishna Reddi A. E., 2017).

Elektronik	$Installed\ Cost = 100\ 000\ [\$2013]$
Bränslepump	$Installed\ Cost = 130\ 000\ [\$2013/st]$
Kylning värmeväxlare	$Installed\ Cost = 6\ 000\ [\$2017/kW]$
Kylning aluminiumblock	$Installed\ Cost = 289.25\ [\$2013/ton] \cdot M + 33\ 573\ [\$2013]$
Förångare	$Capex = 1\ 000\ [\$2013/(kg/h)] \cdot Q + 15\ 000\ [\$2013]$

Energiförbrukning

Vi beräknar kylningens energiförbrukning med ekvation B2.4 nedan. Vi utgår från att vätgasen kyls från rumstemperatur 20 °C till -40 °C. Vid en COP på 80 % motsvarar detta motsvarar 0.298 kWh/kg H₂.

Vätgas som alternativ till skogsindustrins transporter – en jämförande studie, februari, 2022

$$w_{kylning} = C_{p,H_2} \cdot \Delta T \cdot \frac{1}{COP} \quad (B2.4)$$

Tabell 12: Parameterförklaring för ekvation B2.4.

Parameter	Beskriver	[Enhet]
$w_{kylning}$	Energiförbrukning kylare	[kWh/kg H ₂]
C_{p,H_2}	Specifik värmekapacitet vätgas (0.003974)	[kWh/kg K]
ΔT	Temperaturändring (60)	[K]
COP	Coefficient of Performance kylare (80 %)	[-]

Livstid och underhåll

Vi räknar med att samtliga komponenter har en livstid på 20 år och att underhållskostnaden är 4 % av Capex/år.

Andra kostnader

För alla komponenter som inte redan har installationskostnad inkluderad räknar vi med ett tillägg på 30 %. Ytterligare 20 % läggs till på den installerade kostnaden som kostnad för arbete och planering.

Framtida kostnadsreduktioner

För uppskattning av framtida kostnadsreduktioner använder vi NRELS uppskattningar (Krishna Reddi A. E., 2017). NREL har tillsammans med experter tagit fram uppskattningar för vad de anser vara rimliga kostnadsreduktioner för tankstationernas komponenter. Komponenterna är sorterade i olika "Baskets" baserat på hur stor potential det finns för reduktion. Uppskattningen redovisas i Tabell 13 nedan i dess ursprungsform på engelska.

Utöver NRELS definitioner antar vi att trailers för trycksatt och flytande väte hamnar under Group 1 i deras tabell. Vi antar även att det är möjligt att förbättra energiförbrukningen för förvätskning till 10 kWh/kg H₂.

Tabell 13: Projicerad kostnadsreduktion för HRS enligt NREL.

Cost Reduction Factors			
Technology Baskets and definitions	Near Term	Mid Term	Long Term
#1 Mature (low potential for cost reduction) Ex: Low-Pressure Storage, Cryogenic Storage, H ₂ Pipeline Cost Premium	1	0.79	0.75
#2 Established (moderate potential for cost reduction) Ex: Station Cascade Storage, Station Refrigeration, Cryogenic Pump, Tube-Trailer	1	0.61	0.55
#3 Developing (high potential for cost reduction) Ex: Dispensers, Compressors, Station Controls/Safety Equip	1	0.47	0.40

Dimensionering av vätgaslager

I detta kapitel presenteras de ekvationer och antaganden som använts för dimensionering av vätgaslager ombord på tankstationerna.

Tabell 14: Ekvationer för dimensionering av vätgaslager.

Variabel	Ekvation/Symbol
Min. densitet lager [kg/ m ³] (nås vid min. tryck)	ρ_{min}
Max. densitet lager [kg/ m ³] (nås vid max. tryck)	ρ_{max}
Vattenvolym lager [m ³]	V
Nettolager (användbar mängd vätgas) [kg]	$M_{Netto} = V \cdot (\rho_{max} - \rho_{min})$
Bruttolager (verklig mängd vätgas [kg])	$M_{Brutto} = 1.05 \cdot V \cdot \rho_{max}$

Vätgasens densitet är en funktion av dess tryck och temperatur och erhålls från den ideala gaslagen utökad med en kompressionsfaktor (z-faktor). (T = 293.15 K, R = 4124.86 J/kg K)

$$\rho = \frac{P}{z(P,T) \cdot R \cdot T} \quad (B2.5)$$

Tabell 15: Vätgasens densitet vid flera tryck.

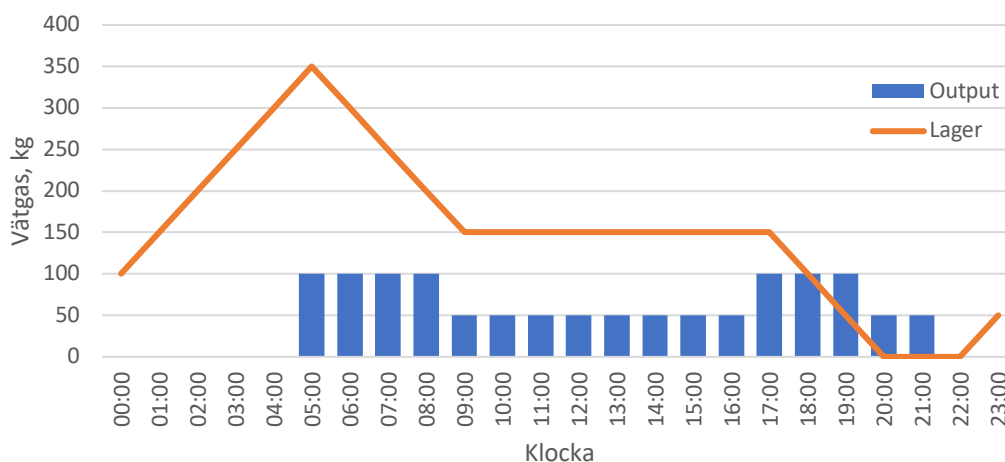
Källa: HRSAM (NREL, 2014)			
P	T [K]	z-	r, [kg/m ³]
1	293.15	1.0003	0.08
10	293.15	1.0035	0.82
100	293.15	1.0349	7.99
300	293.15	1.1047	22.46
500	293.15	1.1748	35.20
600	293.15	1.2099	41.01
875	293.15	1.3065	55.39
950	293.15	1.3329	58.94

Dimensionering av mellanlagret

Mellanlagret är till för att balansera efterfrågan på vätgas (vilket varierar över dygnet) med produktionen av vätgas (vilket antas vara konstant eller nära konstant). Lagrets nivå för en given timme är summan av föregående timmes nivå plus mängden vätgas producerad minus mängden vätgas tankad. Lagrets storlek och initialnivån på lagret (nivån vid 00:00) väljs så att lagernivån aldrig faller under noll under ett dygn. I Figur 4 illustreras ett exempel hur lagernivån varierar över ett dygn, I detta fall behöver lagrets storlek vara minst 350 kg H₂ och initialnivån 100 kg H₂.

$$Lager_i = Lager_{i-1} + H_{2,in} - H_{2,ut} \quad (B2.6)$$

Vätgas som alternativ till skogsindustrins transporter – en jämförande studie, februari, 2022



Figur 4: Lagernivå över tid - exempel. Produktion: 50 kg H₂/timme.

Vi utgår från att mellanlagret har ett lägsta tryck på 100 bar och ett högsta tryck på 500 bar. Det relativt höga lägsta-trycket tillåter att högtryckskompressorn inte behöver jobba vid lika låga inloppstryck. Totalt leder detta till att bruttolagret är 1.35 gånger större än nettolagret.

Dimensionering av buffert/kaskad-lagret

Påfyllningar från kaskad-lagret sker med hjälp av tre separata behållare av vätgas som arbetar vid olika trycknivåer som enligt Figur 5. Med de trycknivåer vi har valt att jobba med (300, 600 resp. 875 bar) erhåller vi följande relation mellan de olika behållarna i kaskad-lagret och fordonets tank (se även Figur 6):

Per 1 kg i tanken = 0.63 kg i kaskad – lågtryck

Per 1 kg i tanken = 1.10 kg i kaskad – medeltryck

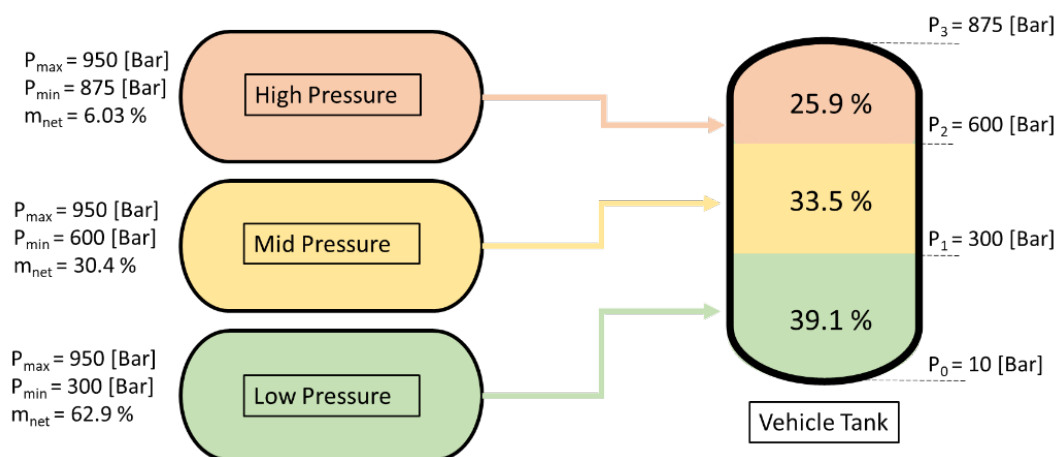
Per 1 kg i tanken = 4.30 kg i kaskad – högtryck

Per 1 kg i tanken = 6.03 kg i kaskad Totalt

Vilket innebär att för varje kg som fordonstanken skall fyllas med krävs totalt 6 kg kapacitet i kaskadlagret. Dessa beräkningar är förvisso baserade på att fordonstanken kommer nästan helt tom (10 bar) till stationen, vilket sällan är fallet i praktiken men bör tjäna som ett kriterium. För en lastbilstank på 60 kg H₂ krävs det då 360 kg H₂ totalt i kaskadlagret. Det är möjligt att komma undan med något mindre då en påfyllning väldigt sällan motsvarar en hel tank. Dimensioneringen redovisas i detalj i Tabell 16.

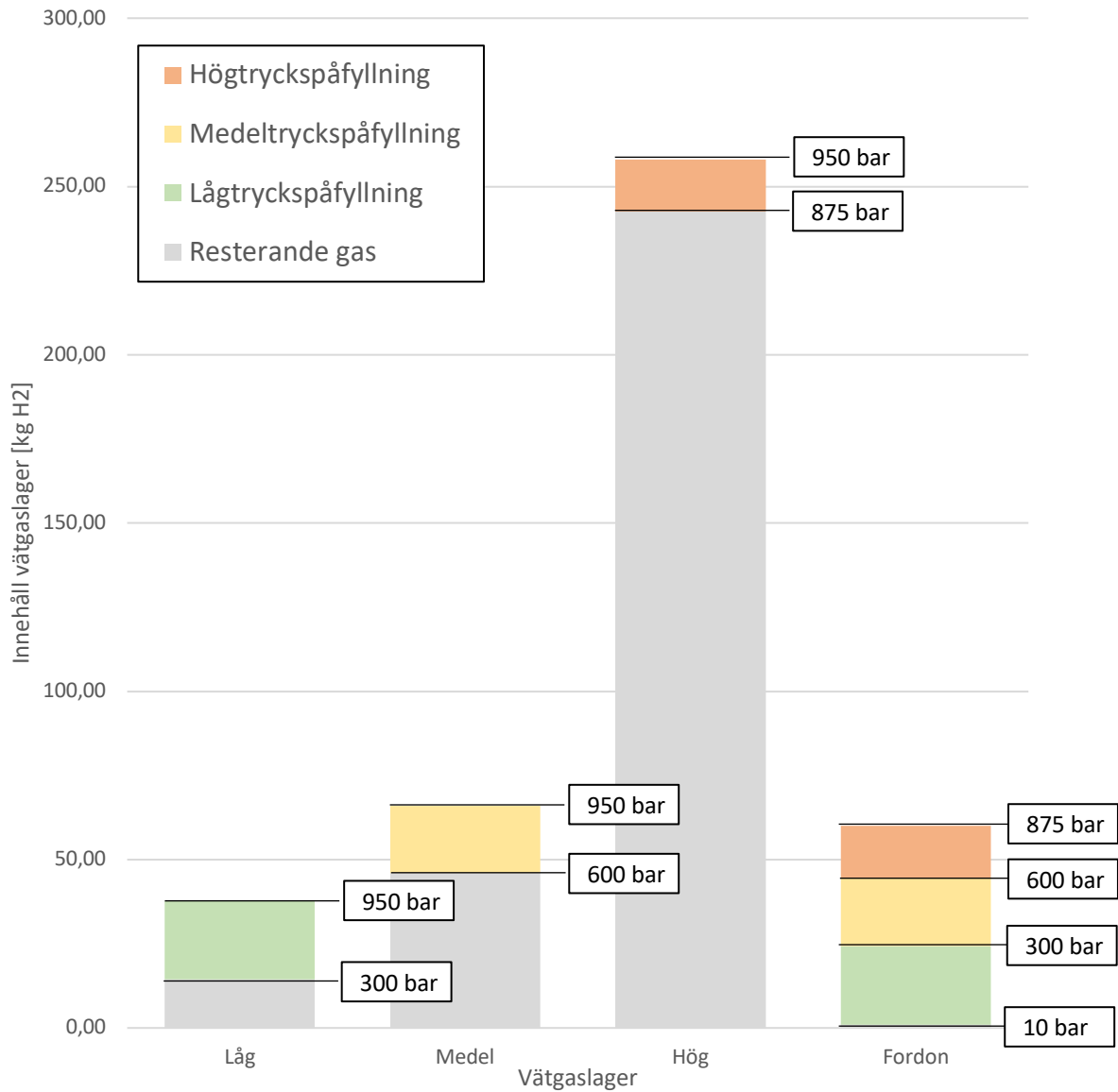
Tabell 16: Beräkning och dimensionering av kaskadlagret. Färgkodat efter trycknivåer.

Behållare	Kapacitet [kg H2]	Vattenvolym [m3]	Temp. [K]	Tryck [bar]		densitet [kg/m3]	Innehåll [kg H2]	Skillnad [kg H2]
				Max	Min			
Hög	258.05	4.38	293.15	Max	950	58.94	258.05	15.57
				Min	875	55.39	242.47	
Medel	66.08	1.12	293.15	Max	950	58.94	66.08	20.10
				Min	600	41.01	45.98	
Låg	37.86	0.64	293.15	Max	950	58.94	37.86	23.44
				Min	300	22.46	14.43	
Fordon	60	1.08	293.15	Max	875	55.39	60.00	15.57
				Steg 2	600	41.01	44.43	20.10
				Steg 1	300	22.46	24.33	23.44
				Min	10	0.82	0.89	-



Figur 5: Principskiss för kaskad-lager vid fordonstankning .

Vätgas som alternativ till skogsindustrins transporter – en jämförande studie, februari, 2022



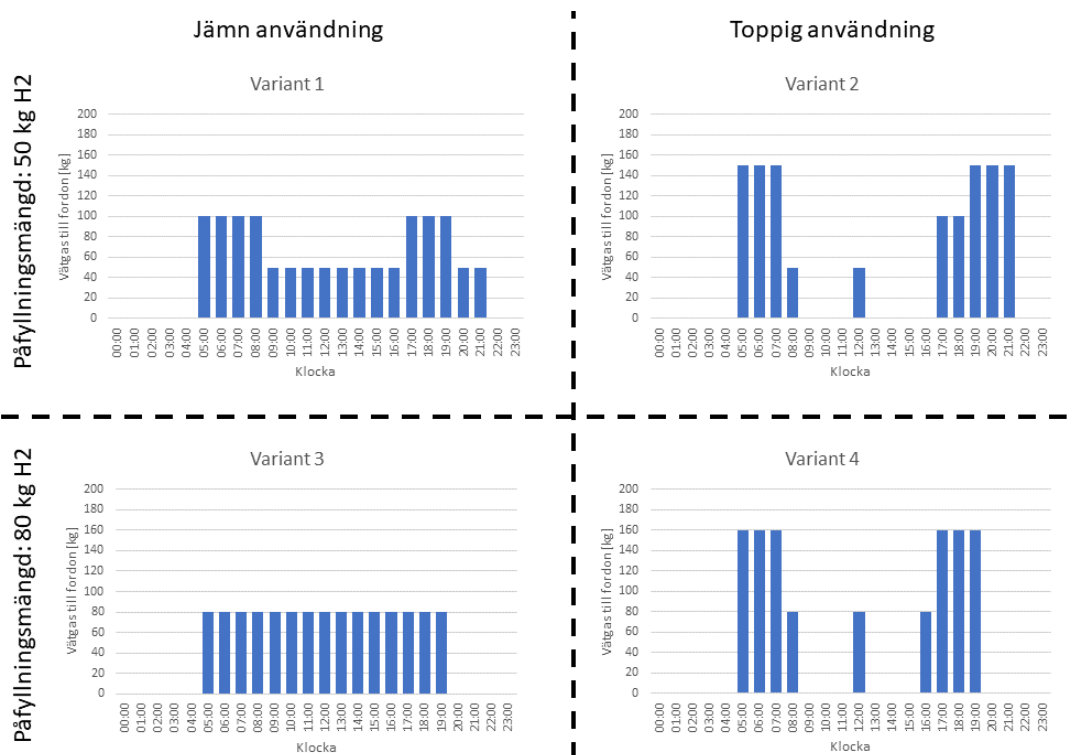
Figur 6: Påfyllningsnivåer i kaskadlagret

Bilaga 3 – Känslighetsanalys HRS

I huvudrapporten har kostnadsestimater för vätgastankstationer beräknats. Dessa estimater är baserade på vissa grundläggande antaganden om tankstationernas användning. De vätgaslager och vätgaskompressorer som används i en vätgastankstation dimensioneras dels efter den totala efterfrågan på vätgas, men även efter den högsta momentana efterfrågan. Om många fordon vill tanka samtidigt (t.ex. på morgonen) måste därför stationen dimensioneras för detta. Denna bilaga undersöker hur variationer i fordonens användarmönster påverkar dimensionering av tankstationen.

Tankstationens användarmönster

För tankstationerna har den tidigare analysen i huvudrapporten utgått från att vid varje påfyllning tankas 50 kg H₂ och att påfyllningstillfällena är någorlunda jämnt fördelade över arbetsdygnet. Detta är fördelaktigt då det minimerar kraven på påfyllningssystemet i förhållande till hur mycket vätgas det kan ge ut totalt. Om användarmönstret är koncentrerat runt ett fåtal tider på dygnet (s.k. toppar) blir kraven högre på påfyllningssystemet utan att mer vätgas ges ut totalt, vilket leder till en ökat relativ kostnad. Om fordonen har större tankar så att mer vätgas måste fyllas på per påfyllning ökar även detta kraven på påfyllningssystemet. I denna analys undersöks fyra varianter av tankstation med egen elektrolys. Två av varianterna har en påfyllningsmängd på 50 kg H₂ och två har 80 kg H₂. För varje påfyllningsmängd testas ett jämnt och ett "toppig" användarmönster. I samtliga varianter är det totala vätgasbehovet detsamma (1200 kg H₂/dag). Endast fördelningen över dygnet ändras.



Figur 7: Skillnad mellan jämnt och "toppig" Fyra olika användarvarianter.

Vätgas som alternativ till skogsindustrins transporter – en jämförande studie, februari, 2022

Resultatet redovisas i Tabell 17. De olika varianterna påverkar huvudsakligen påfyllningssystemet men har även inverkan på mellanlagrets storlek. För att klara av topparna måste påfyllningssystemet dimensioneras upp vilket leder till ökade kostnader. När endast påfyllningsmängden ökar blir det ingen väsentlig skillnad i kostnader, men mellan jämnt och toppigt användarmönster ökar totalkostnaden för komponenterna med ungefär 50 % och bidraget till totala vätgaskostnaden med 35 %.

Tabell 17: Dimensionering och kostnad för olika användarvarianter.

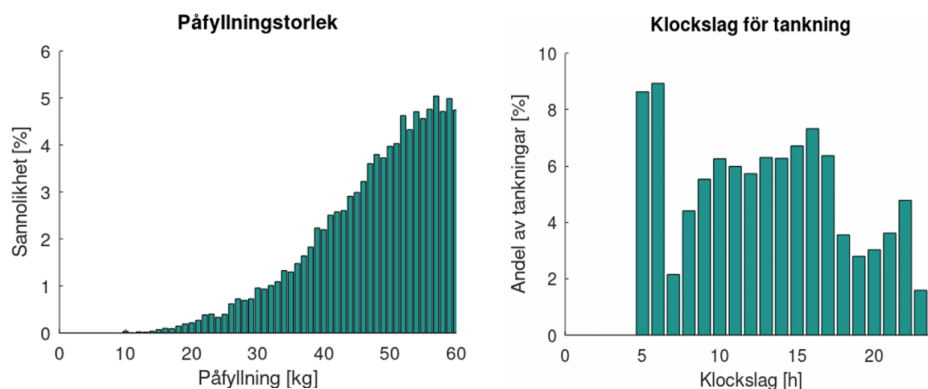
Variant	1	2	3	4
Mellanlager (Brutto) [kg]	475	550	615	615
Högtryckskompressor [kg/h]	100	200	80	160
Buffertlager (Brutto) [kg]	315	630	500	1000
Kylning värmeväxlare [kW]	60	120	95	190
Kylning kylblock [ton]	10	20	10	20
Dispensers [st]	1	2	1	2
Elektronik och styrning [st]	1	1	1	1
Totalkostnad komponenter [MSEK]	23.66	36.29	27.17	33.29
LCOH [SEK/kg H₂]	17.56	24.41	18.68	23.23

Lastbilarnas användarmönster

Med hjälp av beräkningsmodellen för dimensionering av timmerlastbilens vätgastank kan även lastbilarnas interaktioner med vätgastankstationen analyseras. Till modellen har en strategi implementerats för att undvika användartoppar. I strategin ingår införandet av en påfyllningsgräns som avgör om en lastbil skall åka att tanka vid slutet av arbetsdagen. När lastbilen avslutar arbetsdagen jämför föraren vätgasnivån i tanken mot påfyllningsgränsen. Om nivån är under gränsen åker lastbilen och tankar och sedan avslutas arbetsdagen, men är nivån över avslutas dagen direkt. Målsättningen med strategin är att man genom att låta några av lastbilarna tanka på kvällen (trots att de inte måste) kan undvika att toppar bildas vid andra tillfällen.

Påfyllningsgräns

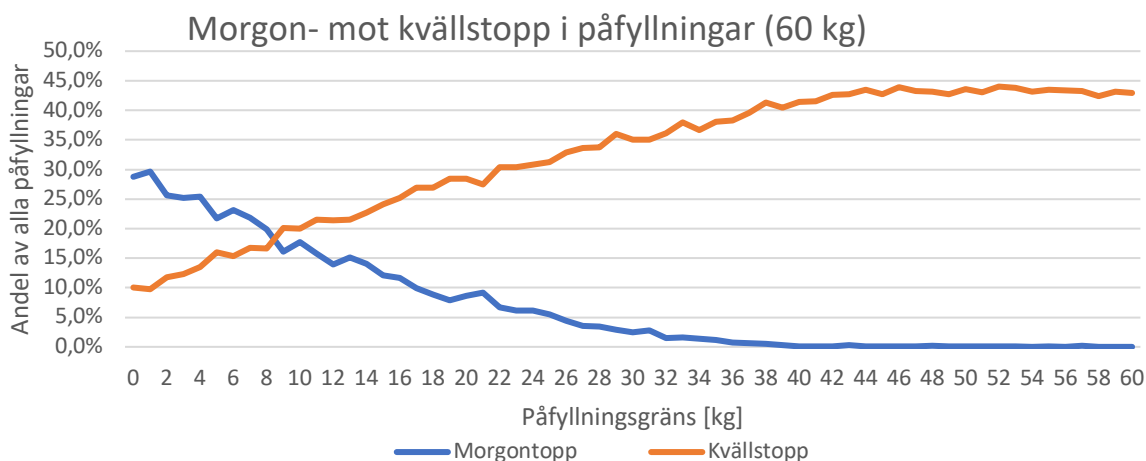
I Figur 8 illustreras när och hur mycket en vätgaslastbil bör tanka med enligt modellen. I exemplet har en lastbil simulerats under 10 000 arbetsdagar. Den har en tank på 60 kg H₂ och påfyllningsgränsen är 8 kg H₂ (dvs. är tanken under 8 kg H₂ vid slutet av dagen åker lastbilen och tankar). I genomsnitt tankar lastbilarna med 50 kg H₂ per tankning och oftast tankar de på morgonen mellan 05:00 – 07:00.



Figur 8: Fördelning av tid för påfyllningstillfälle och av påfyllningsmängder.

Vätgas som alternativ till skogsindustrins transporter – en jämförande studie, februari, 2022

Påfyllningsgränsen är en avgörande variabel för att undvika användartoppar. Exempelvis kan det garanteras att en användartopp förekommer om påfyllningsgränsen sätts till 100 %. Då måste alla lastbilar tanka vid slutet av dagen och en användartopp förekommer. Huvudsakligen bildas användartoppar vid morgon och kväll och Figur 8 visar ett exempel på en sådan morgon-topp mellan 05:00 och 07:00 då ca 18 % av alla tankningar sker. För denna känslighetsanalys har morgon-topp definierats som påfyllningar som sker mellan 05:00 och 09:00, kvällstopp mellan 20:00 och 24:00. Figur 9 visar att runt 8 – 10 kg H₂ uppnås de lägsta användartopparna.



Figur 9: Känslighetsanalys av påfyllningsgräns (Tank: 60 kg H₂)

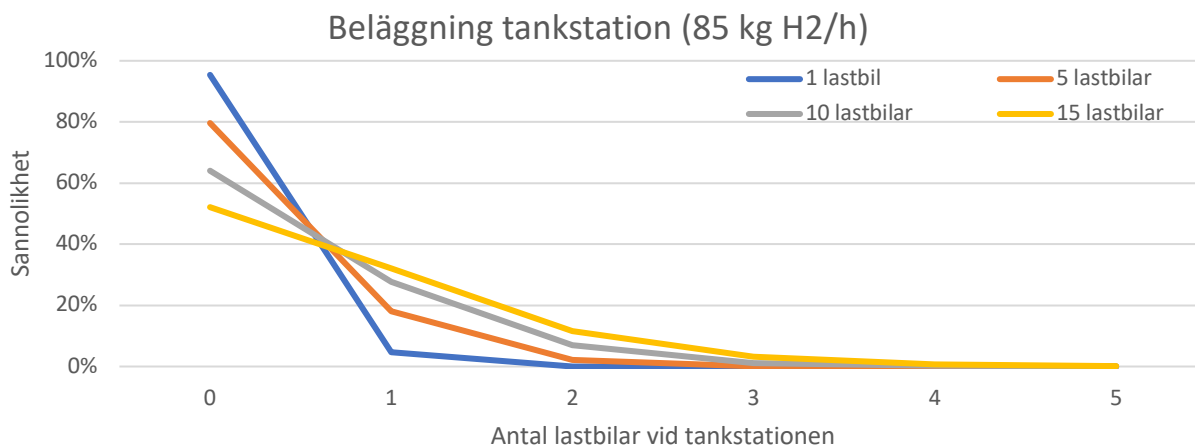
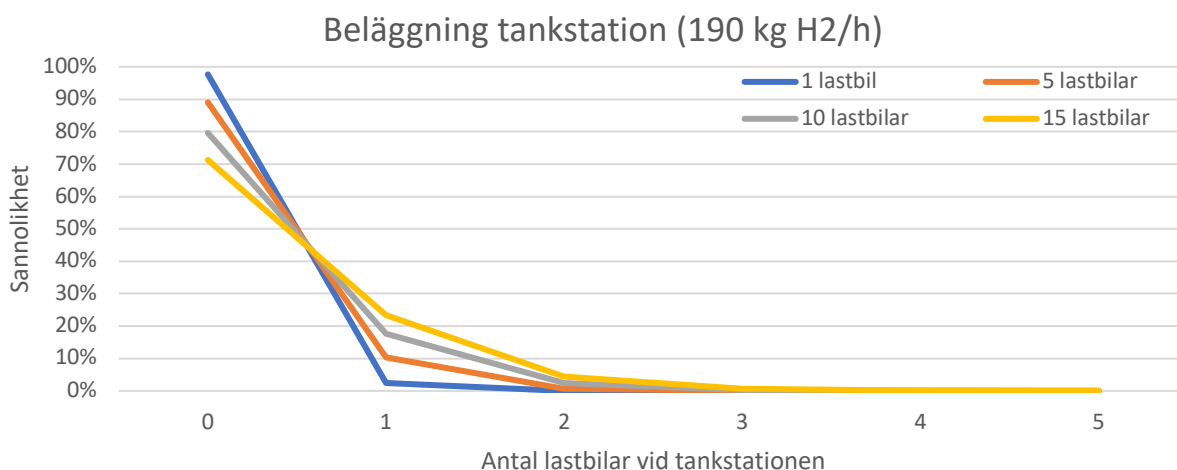
Påfyllningstid

Det är inte bara påfyllningshastigheten (hur fort vätgas kan flöda från tankstationen till fordonstanken) som påverkar lastbilarnas påfyllningstid utan även sannolikheten att användartoppar och köer bildas vid tankstationen. Dock, ju långsammare påfyllningshastigheten är desto mer tid måste varje lastbil tillbringa vid stationen, vilket ökar sannolikheten att lastbilar som kommer efteråt måste vänta på sin tur för att tanka.

I följande analys har det undersökts hur påfyllningshastigheten påverkar sannolikheten att flera lastbilar ansamlas vid tankstationen. Flera lastbilar simuleras samtidigt och deras tankningstider läggs ihop och jämförs. Totalt har simulering utförts för 1, 5, 10 och 15 lastbilar i bruk som använder samma tankstation för påfyllningshastigheter på 85 kg H₂/h (30 min påfyllningstid) och 190 kg H₂/h (15 min påfyllningstid). Övrig input data är den samma som tidigare.

Figur 10 och Figur 11 redovisar sannolikheten att ett antal lastbilar använder tankstationen för en godtycklig tid på arbetsdygnet vilket är från 05:00 till 24:00. Vid längre påfyllningstider och för fler antal lastbilar ökar sannolikheten att tankstationen är belagd. Dock är sannolikheten att fler än två lastbilar skulle behöva tanka samtidigt mycket låg, endast 3,11 % i värsta fallet med 15 lastbilar och 85 kg H₂/h.

Vätgas som alternativ till skogsindustrins transporter – en jämförande studie, februari, 2022

Figur 10: Beläggning tankstation vid givet tillfälle om tankningshastigheten är 85 kg H₂/h.Figur 11: Beläggning tankstation vid givet tillfälle om tankningshastigheten är 190 kg H₂/h.

Sammanfattning

Analyserna visar att användarmönstret har stor inverkan på vätgastankstationens kostnader. Samtidigt kan enkla regler som påverkar när lastbilarna tankar ha stor inverkan på tankstationsbeläggningen. För att undvika användartoppar i praktiken kan det vara nödvändigt att införa mer sofistikerade metoder såsom scheman för tankning som lastbilarna måste följa.

Det har även visats att 2 st dispensrar är tillräckligt på en station för 15 lastbilar.

Bilaga 4 – Kostnadsmodell Timmerlastbilar

Denna bilaga beskriver den metod och de antaganden som använts för att beräkna kostnaderna för timmerlastbilarna. Kostnaderna baseras på ett tidigare FCH JU-projekt skrivet av konsultbolaget Roland Berger. Vissa av kostnadsuppgifterna har uppdaterats efter interna bedömningar.

Komponenter

En vätgasdriven timmerlastbil antas bestå av följande komponenter. För tanken finns det tre alternativ.

- Chassis
- Elektrisk drivlina
- Effektbatteri
- Bränslecell
- Vätgastank (350 bar, 700 bar eller LH2)

En dieseldriven timmerlastbil antas bestå av följande komponenter.

- Chassis
- Dieseldrivlina

Komponentkostnader

Baserat på dokumentet ”210225_FCH HDT – TCO Model” kombinerat med interna bedömningar har kostnadsfunktioner för de enskilda komponenterna ”översatts” från Euro 2020 till SEK 2020. Kostnaderna antas vara representativa för 2030.

$$\text{Chassis:} \quad C_{chassis} = 85\,126 \cdot P_{lastbil}^{0.3528}$$

$$\text{Dieseldrivlina:} \quad C_{diesel} = 2\,714 \cdot P_{lastbil}^{0.7781}$$

$$\text{Elektrisk drivlina:} \quad C_{e-drive} = 9\,673 \cdot P_{lastbil}^{0.5354}$$

$$\text{Effektbatteri:} \quad C_{batteri} = 5\,243 \cdot E_{batteri}$$

$$\text{Bränslecell:} \quad C_{FC} = 2\,516 \cdot P_{FC}$$

$$\text{Vätgastank – 350 bar:} \quad C_{350bar} = 5\,323 \cdot M_{Tank}$$

$$\text{Vätgastank – 700 bar:} \quad C_{700bar} = 5\,673 \cdot M_{Tank}$$

$$\text{Vätgastank – LH}_2\text{:} \quad C_{LH2} = 2\,266 \cdot M_{Tank}$$

Dimensionering timmerlastbil

En timmerlastbil antas vara dimensionerad enligt följande lista (baserat på ”Volvo FH16 – 750 HK”):

Motoreffekt:	$P_{lastbil}$	550 kW
Bränslecell:	P_{FC}	275 kW
Effektbatteri:	$E_{batteri}$	100 kWh
Vätgastank:	M_{Tank}	60 kg

Investeringskostnad

Baserat på ovan nämnda antaganden beräknas investeringskostnaden för timmerlastbilarna enligt nedan. En vätgaslastbil beräknas alltså bli drygt dubbelt så dyr som en diesellastbil år 2030.

Komponent	Diesel	Vätgas 350 bar	Vätgas 700 bar	Vätgas LH ₂
Chassis	788 608	788 608	788 608	788 608
Dieseldrivlina	368 041	0	0	0
Elektrisk drivlina	0	283 637	283 637	283 637
Effektbatteri	0	524 335	524 335	524 335
Bränslecell	0	692 122	692 122	692 122
Vätgastank	0	319 364	340 405	135 983
Totalt	1 156 649	2 608 066	2 629 106	2 424 685

Totalkostnadsberäkning

För beräkning av totalkostnad används följande antaganden:

Livstid	6 år
Ränta	7 %
Bränsleförbrukning – Diesel	0.43 l Diesel/km
Bränsleförbrukning – Vätgas	0.1 kg H ₂ /km
Underhåll – Diesel	1.26 SEK/km
Underhåll – Vätgas	1.15 SEK/km
Körsträcka	200 000 km/år

Bilaga 5 – Distributionsmodell

Vätgas kan huvudsakligen transporteras över land på tre olika sätt:

- gasform med lastbil
- gasform genom pipeline
- flytande form med lastbil

Flytande väte har en direkt fördel när det kommer till distribution då den har högre densitet och att på sätt rymms det mer vätgas per farkost, dock kan det inte transporteras via pipeline. Pipeline kan bli kostnadseffektivt vid mycket stora mängder vätgas per dag men har även nackdelen att det är mindre flexibelt i vart vätgasen kan levereras. Pipeline undersöks inte närmare i detta projekt.

För att få den producerade vätgasen ombord på trailern krävs en distributionscentral. Denna central består av i fallet för trycksatt vätgas av en stor anläggning med kompressorer. För flytande väte består detta av en anläggning för förvätskning där vätgasen omvandlas till flytande form.

Lastbilsmodell för distribution

Lastbilarna och vätgastrailers antas köra raka vägen fram och tillbaka mellan distributionscentral och destination i en så kallad point-to-point modell. Kostnaden för att köra ut vätgasen består av kapital- och underhållskostnad för lastbilen och trailern, kostnaden för föraren och kostnaden för det bränsle som lastbilen förbrukar. Följande ekvationer och antaganden används för att beräkna utkörningskostnaden:

Tabell 18: Parameterförklaring och antaganden för utkörningsmodell.

Parameter	Förklaring	Värde	Enhet	Källa
f_{medel}	Bränsleförbrukning per sträcka	34.2	l/100km	(Christopher Yang, 2007)
v_{medel}	Snitthastighet	60	km/h	Eget antagande
$p_{förare}$	Lönekostnad	300	SEK/h	Eget antagande ¹
$p_{bränsle}$	Bränslepris	15	SEK/l	Svenska dieselpriiser (GlobalPetrolPrices, 2021).
$Tank_{max}$	Tankkapacitet	1400 (gas)	kg H ₂	Baserat på X-store (Fehrenbach, 2020).
		3800 (flytande)	kg H ₂	(NREL, 2014)
$Tank_{net}$	Användbar tankkapacitet	1316 (gas) 3572 (flytande)	kg H ₂	94 % av maxkapacitet
P_{bil}	Kostnad – Truck	1 095 354	SEK	Omräknat grundantagande från HDSAM (NREL, 2014)
$P_{släp}$	Kostnad – Trailer	14 139 006	SEK	Baserat på kostnaden för vätgaslager på släp
		9 203 700	SEK	Baserat på kostnaden för LH ₂ – Trailer
$CF_{lastbil}$	Lastbilens tillgänglighet	80	%	Antagande, en lastbil kan högst utnyttjas 80 % av årets timmar, annars krävs det fler lastbilar.
$O\&M$	Underhåll	4	% CAPEX/år	Eget antagande
L	Livstid	20	År	Eget antagande
r	Ränta	10	%	Eget antagande

¹ - Medelmånadslön är 29 300 [SEK/mån] (Statsskuld.se, 2019), 173 [h/mån] och 1.75 ggr lönekostnaden.

Vätgas som alternativ till skogsindustrins transporter – en jämförande studie, februari, 2022

Baserat på körsträckan från punkt-till-punkt (ena vägen) l och den mängd vätgas som körs ut dagligen $H2_{medel}$ kan distributionskostnaden beräknas med följande ekvationer:

$$l_{\text{år}} = 365 \text{ dagar/år} \cdot 2 \cdot l \cdot \frac{H2_{medel}}{Tank_{net}} \quad (B5.5)$$

$$p_{f\ddot{o}r\ddot{a}r\ddot{e},km} = \frac{p_{f\ddot{o}r\ddot{a}r\ddot{e}}}{v_{medel}} \quad (B5.6)$$

$$p_{br\ddot{a}n\ddot{s}l\ddot{e},km} = p_{br\ddot{a}n\ddot{s}l\ddot{e}} \cdot \frac{f_{medel}}{100 [km]} \quad (B5.7)$$

$$Capex = n_{lastbilar} \cdot (P_{bil} + P_{sl\ddot{a}p}) \quad (B5.8)$$

$$O\&M_{\ddot{a}r} = O\&M \cdot Capex \quad (B5.9)$$

$$p_{utk\ddot{o}rning} = \frac{Capex + \sum_{t=0}^L \left(\frac{O\&M_{\ddot{a}r} + l_{\ddot{a}r} \cdot (p_{f\ddot{o}r\ddot{a}r\ddot{e},km} + p_{br\ddot{a}n\ddot{s}l\ddot{e},km})}{(1+r)^t} \right)}{\sum_{t=0}^L \frac{365 \cdot H2_{medel}}{(1+r)^t}} \quad (B5.10)$$

Trycksatt vätgas på lastbil

Ett lastbilssläp kan utrustas med tryckcylindrar och på så sätt transportera vätgas. Fördelaktigt är det om man använder Type 4 cylindrar då de är lättare (Fehrenbach, 2020). Tillverkaren av tryckcylindrar och infrastruktur för vätgas Hexagon Purus (Hexagon Purus, 2021) presenterade på Hydrogen Online Conferencen den 8:e oktober 2020 sin produkt "X-Store". X-Store är ett lastbilssläp med Type 4 tryckcylindrar och lagringstryck 300 – 500 bar, den rymmer 1000 – 1400 kg vätgas.

Tabell 19: Olika modeller på lastbilssläp för vätgas

Kapacitet	Lagringstryck	Källa
560 – 720 kg H ₂	250 bar	(Energy, u.d.)
1000 – 1400 kg H ₂	300 – 500 bar	(Fehrenbach, 2020)
1000 kg H ₂	275 bar	(Catecgases, 2021)
1344 kg H ₂	500 bar	(G. Parks, 2014)

Baserat på vår modell för komponentkostnader uppskattar vi att en lastbilstrailer för trycksatt vätgas med en kapacitet på 1 400 kg H₂ vid 500 bar kostar 14 139 006 SEK (G. Parks, 2014). Utkörningskostnader för olika utkörningsmängder och transportsträckor finns presenterade i Tabell 20. För att uppnå större utkörningsmängder över längre sträckor krävs det flera lastbilar då en ensam lastbil helt enkelt hinner köra så mycket vätgas över så pass långa sträckor. Detta reflekteras genom färgskalan i Tabell 20.

I framtiden är det möjligt att kostnaden för utkörning reduceras framför allt genom att själva trailern förbättras. Exempelvis om nya standarder och föreskrifter tillåter högre lagringstryck blir det möjligt att rymma mer vätgas ombord på trailern, även kostnadsreduktioner av trailern bidrar till att sänka investeringskostnaden. Om lagringstrycket skulle höjas till 600 bar från 500 bar beräknas det att trailern skulle kunna rymma ca 16 % mer vätgas, detta kombinerat med en 20 % reduktion av investeringskostnaden till att utkörningskostnaden över lag blir 16 – 18 % billigare (med kraftigare reduktion för kortare transportsträckor och mindre utkörningsmängder).

Vätgas som alternativ till skogsindustrins transporter – en jämförande studie, februari, 2022

Tabell 20: Utkörningskostnad lastbilstrailer för trycksatt vätgas i 2020.

Utkörningskostnad lastbilstrailer för trycksatt vätgas [SEK/kg H ₂]													
		Utkörningsmängd [kg H ₂ /dag]											
		100	200	300	400	500	600	700	800	900	1000	2000	4000
Transportsträcka [km]	50	66.5	33.6	22.7	17.2	13.9	11.7	10.2	9.0	8.1	7.3	4.1	2.4
	100	67.3	34.4	23.4	18.0	14.7	12.5	10.9	9.8	8.8	8.1	4.8	3.2
	150	68.0	35.2	24.2	18.7	15.5	13.3	11.7	10.5	9.6	8.9	5.6	4.0
	200	68.8	35.9	25.0	19.5	16.2	14.0	12.5	11.3	10.4	9.7	6.4	5.9
	250	69.6	36.7	25.8	20.3	17.0	14.8	13.2	12.1	11.2	10.4	7.1	6.7
	500	73.4	40.6	29.6	24.1	20.8	18.7	17.1	15.9	15.0	14.3	13.4	11.8

Tabell 21: Legend: färgskala för Tabell 20 Utkörningskostnad lastbilstrailer för trycksatt vätgas

Antal lastbilar som krävs		
1	2	3

Flytande vätgas via lastbil

Flytande väte kan även transporteras via lastbil. Ett lastbilssläp med flytande väte rymmer ungefär 4000 kg H₂

Tabell 22: Investeringskostnader för lastbilssläp med flytande väte.

Kostnad	Kapacitet	Källa
\$ 950 000 (2014)	3800 kg H ₂	(NREL, 2014)
\$ 718 000 (2020)	4300 kg H ₂	(Xianming Jimmy Li, 2020)
\$ 1 200 000 (2020)	4000 kg H ₂	(Xianming Jimmy Li, 2020)
\$ 800 000 (2007)	4000 kg H ₂	(Christopher Yang, 2007)

Distributionskostnaden för flytande väte på lastbil beräknas på samma sätt och med samma antaganden som för trycksatt vätgas förutom att släpet har bytts ut mot ett för flytande väte. Vi har inte inkluderat förluster genom avkokning (boil-off) i denna beräkning.

Baserat på vår modell för komponentkostnader uppskattar vi att en lastbilstrailer för flytande väte med en kapacitet på 3 800 kg H₂ kostar 9 203 700 SEK (NREL, 2014). Utkörningskostnader för olika utkörningsmängder och transportsträckor finns presenterade i Tabell 23. På grund av den förhöjda kapaciteten räcker det med endast en trailer även för de längre sträckorna och utkörningsmängderna. Tack vare den förhöjda kapaciteten och det mer kostnadseffektiva lagret är utkörningskostnaden ungefär 40 % lägre än för trycksatt vätgas.

Framtida kostnadsreduktioner har mindre potential än för trycksatt vätgas. Om vi antar att investeringskostnaden för trailern blir 20 % lägre och att dess kapacitet ökas till 4000 kg H₂ sjunker utkörningskostnaden med 8 – 18 % (med kraftigare reduktion för kortare transportsträckor och mindre utkörningsmängder).

Tabell 23: Utkörningskostnad lastbilstrailer för flytande väte (en lastbil räcker).

Utkörningskostnad lastbilstrailer för flytande väte [SEK/kg H ₂]													
		Utkörningsmängd [kg H ₂ /dag]											
		100	200	300	400	500	600	700	800	900	1000	2000	4000
Transportsträcka [km]	50	44.7	22.5	15.1	11.4	9.2	7.7	6.6	5.8	5.2	4.7	2.5	1.4
	100	45.0	22.8	15.4	11.7	9.5	8.0	6.9	6.1	5.5	5.0	2.8	1.7
	150	45.3	23.1	15.7	12.0	9.7	8.3	7.2	6.4	5.8	5.3	3.1	2.0
	200	45.6	23.3	15.9	12.2	10.0	8.5	7.5	6.7	6.1	5.6	3.4	2.2
	250	45.8	23.6	16.2	12.5	10.3	8.8	7.8	7.0	6.4	5.9	3.6	2.5
	500	47.3	25.1	17.6	13.9	11.7	10.2	9.2	8.4	7.8	7.3	5.1	3.9

Distributionscentral

Kostnaden för en distributionscentral ("filling centre") för trycksatt vätgas beräknas enligt ekvation B2.1 (Tractebel engie, Hinicio, 2017). Energiförbrukningen för distributionscentralen antas vara 2.23 kWh/kg H₂ som för övrig kompression. Ingångstrycket är 30 bar och utgångstrycket (lagringstrycket ombord på lastbilarna) är 500 bar. Detta gör att kostnadsfunktionen kan förenklas till:

$$\text{Installerad Kostnad}_{\text{Dist-center}} = 9\,647\,378 \text{ SEK} \cdot \left(\frac{Q_{\text{Dist-center}}}{50 \text{ kg/h}} \right)^{0.66} \quad (\text{B5.11})$$

Kostnaden för central för förvätskning och distribution beräknas med följande ekvation (Elizabeth Connelly, 2019). "C" är anläggningens kapacitet i ton H₂/dag. Energiförbrukningen för förvätskning antas vara 13 kWh/kg H₂ (Gardiner, 2009).

$$\text{Installerad Kostnad}_{LH_2, \text{Dist-center}} = 73\,740\,000 \text{ SEK} \cdot C^{0.8} \quad (\text{B5.12})$$

Båda distributionscentralerna antas ha en kapacitetsfaktor på 80 %, en underhållskostnad på 4 % Capex/år samt livstid och ränta på 20 år och 10 %. Kostnaden räknat per kilogram vätgas beräknas med nedan ekvationer.

$$H_{2, \text{medel, år}} = \text{Kapacitet} \cdot \text{Kapacitetsfaktor} \cdot 365 \text{ dagar/år} \quad (\text{B5.6})$$

$$p_{el, \text{år}} = \text{elpris} \cdot \text{energiförbrukning} \cdot H_{2, \text{medel, år}} \quad (\text{B5.7})$$

$$O\&M_{\text{år}} = O\&M \cdot \text{Installerad Kostnad} \quad (\text{B5.9})$$

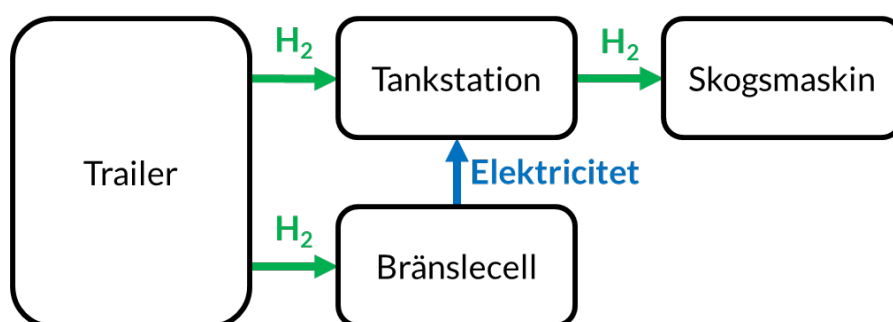
$$P_{\text{Dist-center}} = \frac{\text{Installerad Kostnad} + \sum_{t=0}^L \left(\frac{O\&M_{\text{år}} + p_{el, \text{år}}}{(1+r)^t} \right)}{\sum_{t=0}^L \frac{H_{2, \text{medel, år}}}{(1+r)^t}} \quad (\text{B5.10})$$

Bilaga 6 – Tanka i skogen

Skogsmaskiner utför sitt arbete i skogen, ibland långt ifrån elledningar och annan infrastruktur. Att förse skogsmaskinerna med energi är en utmaning. I denna bilaga undersöks möjligheten att försörja dessa skogsmaskiner med ”Off-grid HRS” (Vätgastankstationer som inte behöver någon extern strömtillförsel). Två alternativ för sådana stationer beskrivs och jämförs.

Modell för Off-grid HRS med kompressor

Vi har undersökt möjligheten att ha en HRS som försörjs med elektricitet från en bränslecell som använder vätgas från samma lager som stationen tankar från, principen illustreras i **Fel! Hittar inte referensskälla.** nedan.



Figur 12: Principskiss Off-grid HRS med bränslecell

Vi väljer att utgå från Lindes Fuelbox IC90/30 för själva tankstationen. Den har följande relevanta egenskaper som redovisas i Tabell 24. Vi antar även att tankstationens energiförbrukning (w_{comp}) varierar linjärt mellan 3.3 – 1.0 kWh/kg H_2 vid 5 till 200 bar och sedan är konstant 1.0 kWh/kg H_2 vid 200 bar eller högre.

Tabell 24: Egenskaper Fuelbox IC90/30

Egenskaper Fuelbox IC90/30	
Kapacitet Tankstation	< 350 kg/day
Kompressor	Ionic Compressor IC90
Nominellt tryck	700 bar
Påfyllningskapacitet	28 kg/h
Påfyllningshastighet	60 g/s
Inloppstryck (från behållare)	6 - 201 bara
Påfyllningstryck	< 900 bar
Energiförbrukning (Kompressor + Kylning)	1 – 3,3 kWh/kg
Anslutning	115 kW, 400 V, 50 Hz

I följande ekvationer antas att lastbilssläpet (trailern) som används har ett maximalt lagringstryck på 500 bar och innehåller 1400 kg (m_{full}) vätgas vid det trycket. Kompressorn kan ta vätgas från lastbilssläpet tills trycket i släpet når 5 bar. Vid 5 bar innehåller lastbilstrailern fortfarande en liten mängd vätgas som inte går

Vätgas som alternativ till skogsindustrins transporter – en jämförande studie, februari, 2022

att utvinna och returneras med släppet när det hämtas (m_{retur}). Den totala mängd energi som kompressorn kräver för att tömma trailern är:

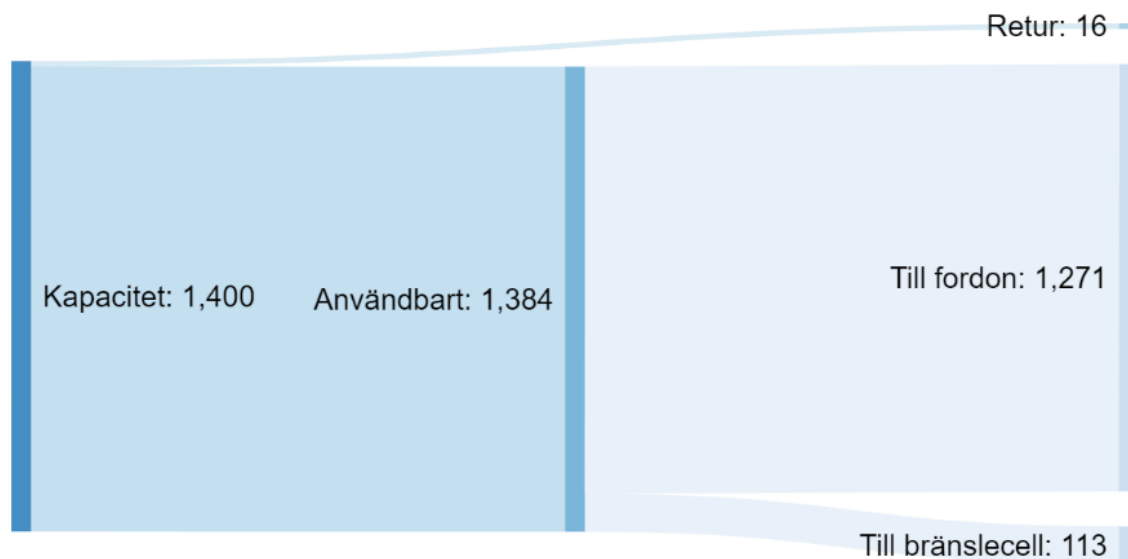
$$W = \int_{m_{retur}}^{m_{full}} w_{comp} dm \quad (B5.13)$$

Där w_{comp} är en funktion av trycket i trailern. Trycket i trailern är en funktion av trailerns vätgasinnehåll i kilogram enligt allmänna gaslagen:

$$p \frac{m}{V_0} = z(p, T)RT \quad (B5.14)$$

Parameter	Beskriver	Värde
p	Tryck i trailern	5 – 500 bar
m	Vätgas i trailern	16 – 1400 kg H ₂
V_0	Trailertankens	40.63 m ³
$z(p, T)$	z-factor	Enligt HRSAM
R	Gas konstant H ₂	4.12486 kJ/kg K
T	Temperatur	300 K

Totalt kräver kompressorn 2086,19 kWh för att hantera hela trailerns användbara innehåll på 1384 kg H₂. Vid en effektivitet av 50 % av LHV (33,33 kWh/kg H₂) behöver en bränslecell ungefär 123 kg H₂ för att producera denna mängd elektrisk energi. Detta resulterar i att för en off-grid tankstation med kompressor kommer uppskattningsvis 9 – 10 % av den lagrade vätgasen att konsumeras av bränslecellen för att driva tankstationen. I praktiken finns det dock en del problematik att driva tankstationen med en bränslecell. Tankstationen kräver hög effekt och växelström i trefas. För att kunna leverera detta måste bränslecellen kompletteras med ett batteri för att hantera den höga effekten och en omriktare för att konvertera DC till AC trefas. Detta kommer inte endast resultera i ökad kostnad, vikt och komplexitet men även energiförluster. Uppskattningsvis är energiförlusten från batteriet 2 % och omriktaren 5 % så bränslecellens praktiska verkningsgrad blir 46,55 % vilket betyder att ca 135 kg H₂ krävs.



Figur 13: Off-grid tankning, fördelning av vätgas från trailer.

Med returmängd och förluster inräknade kan ungefär 90 % av trailerns innehåll (1400 kg H₂) utnyttjas för att tanka fordon. Tankstationen har en maximal kapacitet på mindre än 350 kg H₂/dag. Vardera fordon i ett arbetslag av skogsmaskiner på två skördare och en skotare har en uppskattad bränsleförbrukning på 43 kg H₂/skift. Med två skift per dag blir den totala bränsleförbrukningen för arbetslaget 258 kg H₂/dag vilket gör att en trailer räcker lite mindre än fem dagar.

Station utan kompressor

En jämförelse kan göras även mot en tankstation utan kompressor. En sådan tankstationslösning bygger på att påfyllningar kan ske via övertryck så länge trycket i vätgaslagret ombord på tankstationen är högt nog. Fördelen med denna typ av lösning är då främst att ingen kompressor behövs. Utan kompressorn reduceras energiförbrukningen och investeringskostnaden signifikant, då kompression kan stå för mer än 50 % av kostnaden i en typisk vätgastankstation. Nackdelen är att det inte går att utnyttja lika mycket av den vätgas som lagras ombord. Även om det finns vätgas kvar i vätgaslagret kan trycket vara för lågt för att utföra fulla påfyllningar. Detta innebär alltså att det är en mycket större mängd vätgas som går i retur (returnerad vätgas går i sig inte förlorad då den finns kvar i lagret). Detta leder då till att man får ut mycket mindre vätgas per trailer. Ett exempel är produkten "Pioneer 145" från Nanosun som är en mobil vätgastankstation utan kompressor. En fullt laddad tankstation kan ge ut 435 kg H₂ (Nanosun, 2021) innan den behöver fyllas på nytt, vilket kan ställas i relation till de 1271 kg H₂ som fås ut ur lösningen med kompressor. I längden leder detta till att en lösning utan kompressor behöver betydligt fler och mer frekventa utkörningar av vätgas till arbetsplatsen vilket innebär förhöjda distributionskostnader.

Jämförelse station med eller utan kompressor

Avvägningen mellan de två alternativen kan sammanfattas som följande:

- Stationen med kompressor har högre investeringskostnad, förbrukar mer vätgas men kan utföra fler påfyllningar innan lagret måste bytas ut.

Vätgas som alternativ till skogsindustrins transporter – en jämförande studie, februari, 2022

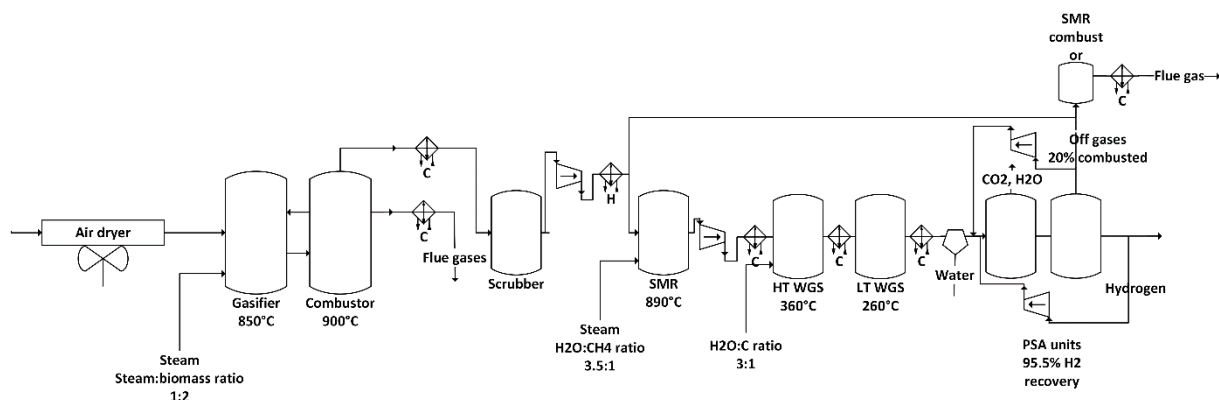
- Stationen utan kompressor har lägre investeringskostnad och förbrukar mindre vätgas istället krävs det att man mer regelbundet måste byta ut lagret.

Stationen med kompressor kan vara det bättre alternativet om avstånden är långa och distributionskostnaderna höga, annars är sannolikt utan kompressor det bättre alternativet.

Tabell 25: Jämförelse Mobil HRS med eller utan kompressor.

Med kompressor	Utan kompressor
+ Högre utnyttjande av tillgänglig vätgas	+ Lägre Capex
+ Färre utkörningar	+ Mindre underhåll
+ Lägre distributionskostnad	+ Mer kompakt lösning
- Högre Capex	+ Mer vätgas till fordon, mindre till
- Mer underhåll	- Sämre utnyttjande av tillgänglig vätgas
- Kräver mer utrymme	- Fler utkörningar
- Ca 9 % av vätgas går till bränslecell	- Högre distributionskostnad

Bilaga 7 - Energi- och massbalans Bio-H₂



Figur 14: Flödesschema för hela processen

Tabell 26: Gaskvalitet vid olika processteg.

Komponent	Gas från förgasaren [vol%]	Gas efter scrubber	Gas efter SMR	Gas efter WGS	Avgaser från PSA
H ₂	40,4	41,3	58	66,1	58
CO	30,6	31,4	25,3	0,9	18,4
CO ₂	16,5	16,9	15	31,8	0
CH ₄	10,1	10,4	1,7	1,2	23,6
NH ₃	0,56	0	0	0	0
H ₂ S	0,03	0	0	0	0
Tars	1,55	0	0	0	0

Tabell 27: Processdata för referensprocess

Base	
Ångbehov [kg/kg H ₂]	11,6
Biomassa in[kgdaf/s]	1
Utbyte [ton H ₂ /ton biomassa]	0,1
H ₂ verkningsgrad [HHV]	0,67
H ₂ prod. [kg/s]	0,1
H ₂ prod. [mol/s]	0,0038
H ₂ prod [Nm ³ /s]	9,10413E-05
PSA H ₂ återvinning [%]	95,5
H ₂ renhet [%]	99,9
Avgaser PSA [%]	20
Tillgänglighet [h/år]	8000

Tabell 28: Total energi- och massbalans.

Biomass	174,1147	MW LVH daf
Biomass	8,336112	kg daf/s
Hydrogen	0,833611	kg/s
Hydrogen	100	MW LHV

Kostnadsestimat Bio-H₂

Alla kostnader associerade med produktion av vätgas från biomassa presenteras i Tabell 4. För en detaljerad presentation av kapitalkostnader referera till (Thunman et al., 2019) för basprocessen, samt (Salkuyeh, Saville, & MacLean, 2018) för WGS, SMR och PSA.

Tabell 29: Kostnader för produktion av biovätgas.

Parameter	Värde	Enhet
Ekonomisk livslängd	20	år
Kalkylränta	0,1	%
CAPEX tot	374046957,4	EUR 2020
CAPEX tot	3922518228	SEK 2020
CAPEX tot (200MW)	5869504566	SEK 2020
Tillgänglighet	0,91272105	%/year
Timmar	8000	h/year
TIC	0,8	part of CAPEX
IC	0,14	part of CAPEX
C&OC	0,15	part of CAPEX
Development factor	1,1	(Thunman et al., 2019)
O&M	0,04	Part of CAPEX
TPC	9256358516	SEK 2020
TPC 200	13850856875	
CRF	0,117459625	
Cost Branches and tops thinning 2030	272,6542	SEK/MWh
Cost Branches and tops thinning 2040	419,468	SEK/MWh
Cost Waste wood 2030	178,2739	SEK/MWh
Cost Waste wood 2040	314,601	SEK/MWh
Cost oil 2030	419,468	SEK/MWh
Cost oil 2040	419,468	SEK/MWh

Referenser

- Amos, W. A. (1998). *Costs of Storing and Transporting Hydrogen*. NREL.
- Barthelemy H., W. M. (u.d.). *HYDROGEN STORAGE: RECENT IMPROVEMENTS AND*. Air Liquide.
- Catecgases. (03 2021). *Taking Type IV technology a step further*. (Catecgases) Hämtat från <https://www.catecgases.com//technology> den 28 04 2021
- Christopher Yang, J. O. (2007). DETERMINING THE LOWEST-COST HYDROGEN DELIVERY MODE. *Hydrogen Energy*, 32(2), 268 - 286.
- Daimler. (den 10 12 2020). Collaboration with Linde on liquid-hydrogen refueling technology. *NOW - CEP*. Hämtat från <https://www.daimler.com/investors/reports-news/financial-news/20201210-refuelig-liquid-hydrogen-trucks.html> den 22 04 2021
- Elizabeth Connelly, M. P. (2019). *Current Status of Hydrogen Liquefaction Costs*. US Department of Energy.
- Energy, O. o. (u.d.). *Hydrogen Tube Trailers*. (Office of Energy Efficiency & Renewable Energy) Hämtat från <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-tube-trailers> den 28 04 2021
- European Standards. (2020). *CSN EN 17339*. Hämtat från <https://www.en-standard.eu/csn-en-17339-transportable-gas-cylinders-fully-wrapped-carbon-composite-cylinders-and-tubes-for-hydrogen/> den 28 04 2021
- Fehrenbach, H. (2020). An outlook on a possible cost roadmap of composite high-pressure distribution. *Hydrogen Online Conference*. Internet.
- FleishmannHillard EU. (den 21 03 2021). *Hydrogen for Heavy Duty: What does it take to Succeed?* (FleishmannHillard EU) Hämtat från <https://www.youtube.com/watch?v=IAZj1Sfbgw> den 21 04 2021
- G. Parks, R. B. (2014). *Hydrogen Station Compression*. NREL.
- Gardiner, M. (2009). *Energy requirements for hydrogen gas compression and liquefaction as related to vehicle storage needs*. US Department of Energy.
- Giuseppe Sdanghi, G. M. (2020). *Review of the current technologies and performances of*. HAL.
- GlobalPetrolPrices. (den 30 04 2021). *Sweden fuel prices, electricity prices, natural gas prices*. (GlobalPetrolPrices) Hämtat från <https://www.globalpetrolprices.com/Sweden/> den 30 04 2021
- Hendrie Derking, L. v. (den 4 11 2019). *Liquid Hydrogen Storage: Status and Future Perspectives*. Hämtat från <https://www.utwente.nl/en/tnw/ems/research/ats/chmt/m13-hendrie-derking-cryoworld-chmt-2019.pdf> den 27 04 2021
- Henrik Nilsson, C. L. (2020). *Ekonomiska förutsättningar för vätgasproduktion som stöd till vindkraft*. Dalarna University.

Vätgas som alternativ till skogsindustrins transporter – en jämförande studie, februari, 2022

- Hexagon Purus. (2021). *Hexagon Purus - Driving the transition to zero emission mobility*. (Hexagon Purus) Hämtat från <https://hexagongroup.com/hexagon-purus/> den 28 04 2020
- <https://statsskuld.se/jobb/lonestatistik/lastbilschauff%C3%B6r>. (2019). *Lön Lastbilschaufför*. (Statsskuld) Hämtat från <https://statsskuld.se/jobb/lonestatistik/lastbilschauff%C3%B6r> den 29 04 2021
- Hydrogen Council. (2020). *Path to hydrogen competitiveness*. Hydrogen Council.
- Hydrogen Europe. (2020). *Strategic Research and Innovation Agenda*. Hydrogen Europe.
- Hyundai. (2021). *TCO Analysis of Commercial FCEV. NOW - CEP*. Internet.
- James, W. (u.d.). *An Introduction to SAE Hydrogen Fueling Standardization*. (US Department of Energy) Hämtat från https://www.energy.gov/sites/prod/files/2014/09/f18/fcto_webinarslides_intro_sae_h2_fueling_standardization_091114.pdf den 22 04 2021
- Joakim Andersson, S. G. (2019). Large-scale storage of hydrogen. *Hydrogen Energy*(44), 11901 - 11919.
- Krishna Reddi, A. E. (2014). *Hydrogen refueling station compression and storage optimization with tube-trailer deliveries*. Elsevier - Hydrogen Energy.
- Krishna Reddi, A. E. (2017). Impact of hydrogen refueling configurations and market parameters on the refueling cost of hydrogen. *Hydrogen Energy*(42), 21855 - 21865.
- Linde. (2021). *Linde Hydrogen FuelTech - Driving the future of mobility*. (Linde) Hämtat från <https://www.linde-engineering.com/en/plant-components/hydrogen-fueling-technologies/index.html> den 03 05 2021
- Lovisa Axelsson, M. E. (2021). *Detaljerad analys state-of-the-art industriell elektrolys - Fallstudie*. RISE.
- Michael Baker Jr., Inc. (2013). *Task 3: LNG Storage Tank Cost Analysis*. Anchorage: Michael Baker Jr., Inc.
- Moritz Raab, S. M.-U. (2021). Comparative techno-economic assessment of a large-scale hydrogen transport via liquid transport media. *Hydrogen Energy*(46), 11956 - 11968.
- Nanosun. (den 17 12 2021). *Pioneer Hydrogen Refuelling Station*. Hämtat från Nanosun: <https://www.nanosun.co.uk/pioneer/pioneer-hydrogen-refuelling-station>
- Nilsson Energy. (2021). *Off-grid solar powered hydrogen refuelling station*. (Nilsson Energy) Hämtat från <https://nilssonenergy.com/portfolio-item/solar-powered-refuelling-station/> den 28 04 2021
- NOW-GMBH.DE. (den 21 04 2021). *NOW & CEP Heavy Duty Event*. (NOW-GMBH.DE) Hämtat från <https://www.now-gmbh.de/aktuelles/veranstaltungen/now-cep-heavy-duty-event/> den 21 04 2021
- NREL. (2014). *HYDROGEN DELIVERY SCENARIO ANALYSIS MODEL (HDSAM)*. Hämtat från <https://hdsam.es.anl.gov/index.php?content=hdsam> den 26 04 2021

Vätgas som alternativ till skogsindustrins transporter – en jämförande studie, februari, 2022

- NREL. (2014). *HYDROGEN REFUELING STATION ANALYSIS MODEL (HRSAM)*. Hämtat från <https://hdsam.es.anl.gov/index.php?content=hrsam> den 26 04 2021
- PRHYDE. (2021). Protocol for Heavy-Duty Hydrogen Refueling. *NOW - CEP*. Internet: PRHYDE. Hämtat från <https://prhyde.eu/> den 22 04 2021
- Riksbanken. (den 30 12 2020). *Sök räntor & valutakurser*. (Riksbanken) Hämtat från <https://www.riksbank.se/sv/statistik/sok-rantor--valutakurser/?g130-SEKEURPMI=on&g130-SEKUSDPMI=on&from=2020-01-02&to=2020-12-30&f=Year&c=cAverage&s=Comma> den 29 04 2021
- Riksbanken. (den 31 12 2020). *Sök räntor & valutakurser*. (Riksbanken) Hämtat från <https://www.riksbank.se/sv/statistik/sok-rantor--valutakurser/?g130-SEKEURPMI=on&g130-SEKUSDPMI=on&from=2020-01-02&to=2020-12-30&f=Year&c=cAverage&s=Comma> den 29 04 2021
- Rossini, F. D. (1968). A REPORT ON THE INTERNATIONAL PRACTICAL TEMPERATURE SCALE OF 1968. *INTERNATIONAL UNION OF PURE AND APPLIED CHEMISTRY*.
- Statistiska Central Byrån. (den 29 04 2021). *Prisomräknaren*. (Statistiska Central Byrån) Hämtat från <https://www.scb.se/hitta-statistik/sverige-i-siffror/prisomraknaren/> den 29 04 2021
- Strategic Analysis. (den 31 05 2020). *2020 DOE Hydrogen and Fuel Cells Program Review - Hydrogen Storage Cost Analysis (ST100)*. (Strategic Analysis) Hämtat från https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/review20/st100_houchins_2020_o.pdf den 28 04 2021
- Tractebel engie, Hincio. (2017). *STUDY ON EARLY BUSINESS CASES FOR H2 IN ENERGY STORAGE AND MORE BROADLY POWER TO H2 APPLICATIONS*. FCH JU.
- Wystrach. (02 2021). *WyRefueler—THE PLUG & PLAY HYDROGEN FILLING STATION*. (Wystrach) Hämtat från <https://www.wystrach.gmbh/en/produkt-wyrefueler.html> den 28 04 2021
- Xianming Jimmy Li, J. D. (2020). Paths to low-cost hydrogen energy at a scale for. *Clean Energy*, 4(1), 26-47.