

Kontaktperson RISE	Datum	Beteckning	Sida
Anders Wickström Elektrifiering och pålitlighet +46 10 516 67 02 anders.wickstrom@ri.se	2022-03-23	HyCoGen P107879	1 (40)

Systemperspektiv för effektiv produktion och användning av vätgas via koppling till fjärrvärme, AP6.

Vätgasens potentiella värde som bränsle för framdrift av fordon samt andra industriella processer

Introduktion

Vätgas omnämns många gånger som framtidens bränsle med en stor mängd möjliga applikationer där de mest beaktansvärda är inom energilagring, för framställning av fossilfritt stål och som miljövänligt bränsle för tunga transporter.

I denna rapport sammanställs flera (men inte alla) av vätgasens nuvarande och framtida möjligheter. För varje användningsområde ges en kort förklaring och en omvärldsbevakning samt i de fall som det är möjligt en uppskattning av vätgasens ekonomiska värde eller konkurrenskraft mot andra alternativ. Notera att vätgasens värde alltid är relativt, på samma vis som dagens bränslepriser varierar kraftigt och plötsligt över tid och rum finns det inte heller något entydigt fast värde för vätgas. I många applikationer är fossila bränslen inte ett alternativ och vätgasen bör jämföras med andra fossilfria alternativ som batterier och biobränslen. I rapporten anges alltid uppskattningar på vätgasens värde, vilka alltid är gjorda utefter vissa antaganden och en viss mängd tillgänglig information.

I rapporten ligger störst fokus mot fordonssektorn vilket anses vara den marknad som är mest tillgänglig för fristående vätgasproducenter och är även den marknad där vätgasen har högst värde. Även ett avsnitt om vätgastankstationer och distribution av vätgas ingår i rapporten

RISE Research Institutes of Sweden AB

Postadress	Besöksadress	Tfn / Fax / E-post
Box 857 501 15 BORÅS	Sommargatan 101A 626 37 Karlstad	010-516 50 00 033-13 55 02 info@ri.se

Detta dokument får endast återges i sin helhet, om inte RISE Research Institutes of Sweden AB i förväg skriftligen godkänt annat.

Innehåll

Introduktion	1
Innehåll.....	2
Bakgrund.....	4
Sammanfattning av vätgasens möjligheter.....	4
Vätgas som fordonsbränsle.....	6
Vätgastankstationer.....	6
Vätgasfordon.....	8
Sammanställning av bränsleförbrukning för olika fordon.....	10
Framtida vätgasbehov	10
Framtidsutsikt: Möjligheter för tung trafik.....	11
Vätgasens värde.....	11
Två exempel på vätgasens värde för fordon	11
Industriella användningar	14
Stålindustri.....	14
Fossila raffinaderier	15
Ammoniak (traditionell användning).....	15
Råmaterial till industri och annan kemiprocess.....	15
Värme till industri.....	16
Produktion av elektrobränslen	16
Metanol.....	17
Ammoniak som bränsle.....	17
Metan (Biogas).....	18
Andra bränslen	18
Vätgas till annan energi.....	18
Injektion i befintliga gasnät	18
Uppvärmning och el till bostäder	18
Distribution av vätgas.....	19
Tidigare arbeten om vätgasdistribution.....	19
Trycksatt vätgas via lastbil	19
Kostnad för distribution.....	20
Trycksatt vätgas via pipeline.....	22

Flytande väte via lastbil.....	24
Extra kostnad för förvätskning.....	25
Sammanfattning gällande vätgasdistribution	25
Scenarier för användning av vätgas.....	26
Scenario 1: Pilot/Demo anläggning i närtid med Trelleborg som förebild.....	26
Scenario 2: Flera tankstationer i framtiden.....	27
Scenario 3: Flera tankstationer i framtiden med synergi mot industri.....	28
Referenser.....	29
Bilaga – Beräkningar och antaganden	37
Modell för beräkning av kostnadsparitet taxibil.....	37
Kostnadsmodell för distribution med lastbil.....	37
Kostnadsmodell för förvätskning	38
Kostnadsmodell för distribution med pipeline	39
Antaganden för framtidsscenario.....	40

Bakgrund

Sveriges fjärrvärmeproducenter har goda möjligheter att bidra i omställningsarbetet mot ett förnybart samhälle genom att tillverka grön vätgas under perioder med god tillgång till förnybar energi. Tack vare redan existerande infrastruktur (nätanslutning, processanläggningar, personal, etc.) samt möjligheterna att nyttiggöra både den förlustvärme och den syrgas som genereras vid vätgasframställning genom elektrolys finns bästa möjliga förutsättningar för lönsamhet, energieffektivitet och resiliens i det svenska energisystemet. Förutom att vätgasen kan lagra energi i allt mer väderberoende produktion så kan vätgasen också säljas till andra verksamheter, exempelvis för framdrift av tunga fordon.

HyCoGen är ett projekt som beaktar dessa aspekter utifrån ett systemperspektiv. Projektet medfinansieras av Energimyndigheten och Göteborg Energis Stiftelse för Forskning och Utveckling. Ett av arbetspaketen behandlar vätgasens potentiella värde om det inte används för att tillverka el igen utan istället avyttras som bränsle för framdrift av fordon eller andra industriella processer. Att hela eller delar av vätgasproduktionen kan säljas direkt kan ha stor inverkan systemlösningens totalekonomi. Denna rapport är resultatet av arbetet i detta arbetspaket.

Sammanfattning av vätgasens möjligheter

Fordonssektorn: bilar, linjebussar och lätta fordon – En potentiellt sätt mycket stor marknad som är tillgänglig redan på kort sikt (fordon finns redan idag). Vätgasens värde som fordonsbränsle utgår ifrån den kostnaden på vätgasen som ger samma totalkostnad för fordonet över dess hela livstid som om den hade kört på diesel eller bensin. För fordonen i denna kategori är värdet 40 – 60 SEK/kg H₂ (pris vid macken). Denna kategori konkurrerar dock mot batterifordon vilka sannolikt är mer konkurrenskraftiga för körning under kortare sträckor. Bilar, linjebussar och lätta fordon anses därför inte vara den huvudsakliga marknaden på lång sikt men som ett mellansteg för att få igång den tidiga vätgasekonomin.

Fordonssektorn: lastbilar, arbetsmaskiner och tunga fordon – Vätgas anses många gånger vara det mest gångbara alternativet för elektrifiering av tunga fordon då det är möjligt att ha längre räckvidd, snabbare påfyllningar och lättare energilagringssystem än ren batteridrift. Värdet på vätgasen är dock inte lika hög som för lättare fordon på 25 – 40 SEK/kg H₂. För dessa tunga fordon som är storkonsumenter av bränsle är bränslepriset en mycket känslig faktor. En del fordons-prototyper (främst lastbilar och tåg) finns redan idag men större tillverkare räknar inte med att några stora fordonsserier kommer tillverkas förrän om ett par år, dvs. runt 2025 eller så.

Stålproduktion – Vätgasbaserad stålproduktion anses av flera vara det mest gångbara alternativet för fossilfritt stål. Vätgasen kan användas på flera sätt, för reduktion av järn-oxid (exempel: Hybrit) eller för uppvärmning av stålet i senare behandlingssteg (exempel: Ovako). Inom Sverige är marknaden och det potentiella behovet av vätgas mycket stort men begränsat till ett fåtal aktörer som sannolikt vill ha vätgasproduktionen integrerad med sin egen verksamhet. För att reducering med vätgas ska vara konkurrenskraftigt mot konventionell framställning behöver vätgasen ha ett relativt lågt värde på < 25 SEK/kg H₂.

Förbrukningsvara för industrin – Redan idag används vätgas i stora mängder inom industrin som förbrukningsvara för diverse processer. Exempel är inom petrokemi eller framställning av ammoniak. Den är då väldigt sällan framställd på miljövänligt vis utan kommer då från så kallad naturgasomformning. Marknaden här är mycket stor och redan väletablerad. Det är dock svårt för grön vätgas att konkurrera eftersom det nästan alltid är

billigare att använda den konventionella naturgasomformningen. Värdet beror på användningen men värden upp till 40 SEK/kg H₂ förekommer.

Framställning av syntetiska bränslen – Vätgas i sig är ett bränsle men kan även användas för att framställa andra bränslen (även kallade elektrobränslen). Marknaden för detta är potentiellt stor och finns tillgänglig redan idag då det är konventionella bränslen som metan (alternativ till biogas) eller flygplansbränsle som kan framställas på detta vis. Värdet är svåruppskattat men sannolikt blir de syntetiska bränslena dyrare än sina fossila motsvarigheter.

Utblandning i gasnätet och uppvärmning – I övriga Europa är användning av gas för spis och uppvärmning utbredd (naturgas eller stadsgas). Vätgas kan injiceras i naturgasnätet vilket är en strategi som ger avsättning för vätgasen och även sänker naturgasens klimatpåverkan. Även för industriell värme kan vätgas användas. Värdet för detta beräknas vara lågt. I Sverige är även marknaden för detta begränsad.

Tabell 1: Sammanfattning för marknader - fordonssektorn och industri

	Fordonssektorn	Industrin
Beskrivning	Vätgas som fordonsbränsle. Vätgasen säljs till tankstationer som säljer vidare till fordon.	Vätgas som råvara i industriella processer. Vätgasen produceras vid industrin eller i närheten.
Svensk marknad idag	Mycket liten (endast 0.2 % av såld vätgas). Fordon förekommer inte "naturligt". Vanligast är att tankstationsföretag gemensamt med näringsliv gör en upphandling där kommun/näringslivet ingår avtal att köpa vätgasfordon. Typiska fordon är personbilar, transportfordon och bussar.	Mer än 90 % av all vätgas används inom industrin. Största förbrukare är: raffinaderier, ammoniakproduktion, metanolproduktion och annan processindustri. Vätgasen framställs från metan och orsakar CO ₂ utsläpp.
Svensk marknad framtid	Viss osäkerhet. "Hönan och Ägget" problemet. Potentiellt stor marknad främst för tunga fordon där andra nollemissionsalternativ inte kan konkurrera lika lätt. Största förbrukningen förväntas vara tung trafik ex. lastbilar och arbetsmaskiner. Det finns idag cirka 3000 vätgaslastbilar globalt.	Ökad förbrukning främst från stålindustrin, processindustri och för framställning av vissa elektrobränslen är förväntad. Tänkbart att efterfrågan från raffinaderier minskar i och med att fossila bränslen fasas ut.
Värde	Potentiellt hög men stor variation förekommer. Faktorer som påverkar är bl.a. pris för alternativ (fossila bränslen eller batterielektriskt), fordonens körsträckor, styrmedel med mera.	Beror på användning men generellt sett något lägre än för fordonssektorn. Traditionellt sätt framställs vätgasen från naturgas vilket är billigare än elektrolys. Krävs styrmedel för att konkurrera.
Aktörskonstellation	Vanligast idag är kommuner/företag som köper upp en fordonsflotta, ett företag som driver tankstationer och ett företag som producerar och förser tankstationer med vätgas.	Många industrier är/kan vara sin egen vätgasproducent. Möjligheten finns att leverera vätgas till industri via pipeline. Detta kan gå då behovet är stort men avståndet måste vara kort.
Distribution	Vanligast idag är att vätgas produceras vid en separat plats och körs sedan ut till tankstationer via lastbil. Det förekommer också tankstationer med egen elektrolys.	Antingen är vätgasproduktionen direkt integrerad i den övriga processen/produktionsanläggningen eller så levereras vätgas till processen via pipeline.

Vätgas som fordonsbränsle

Utsläpp av växthusgaser från transporter står för en tredjedel av Sveriges totala utsläpp [1]. Redan under 1960-talet började fordonstillverkare experimentera med vätgas som fordonsbränsle, då som reaktion till oljekriser och ökad miljömedvetenhet [2]. Vätgas är ett attraktivt fordonsbränsle då det erbjuder liknande egenskaper som konventionella fossila bränslen (lång räckvidd och korta påfyllningstider) men utan koldioxidutsläpp. Fordonssektorn är även för vätgasen en av de mer attraktiva marknaderna då det relativa värdet för vätgasen är högt, speciellt om man kan förvänta sig att priset för fossila bränslen stiger på grund av koldioxidskatt och liknande.

Vätgastankstationer

För att leverera vätgas till fordon krävs vätgastankstationer. Vätgastankstationer för trycksatt vätgas använder en kombination av kompressorer och vätgaslager vid olika tryck för att kunna förse fordonen med vätgas på ett snabbt och säkert sätt. En fördel med vätgasfordon mot batterifordon är att en påfyllning vid vätgastankstation går förhållandevis fort (ca 5 min för en personbil) även jämfört mot en snabbbladdning av ett batteri (> 30 min [3]).

För att uppnå snabba påfyllningar används typiskt ett högtryckslager (s.k. Cascade-lager) [4] som via övertryck fyller på fordonets tank med vätgas. Högtryckslagret fylls i sin tur på med vätgas från kompressorer som tar gasen från ett låg eller mellantryckslager, exempelvis en trailer med vätgas som står parkerad vid stationen. En nackdel med denna lösning är att högtryckslagret kan behöva tid för att bygga upp trycket igen efter en påfyllning. Det innebär att mängden påfyllningar som station kan utföra samtidigt eller i följd begränsas av högtryckslagret samt kompressorn som fyller högtryckslagret. Även fordonstankens storlek påverkar eftersom en större fordonstank innebär att större högtryckslager krävs. Dessa faktorer tillsammans leder till att tankstationer avsedda för att klara av höga toppar i efterfrågan (exempelvis om alla ska tanka bilen på väg hem från jobbet på eftermiddagen) och tankstationer för tunga fordon kan driva upp kostnaden för tankstationen.

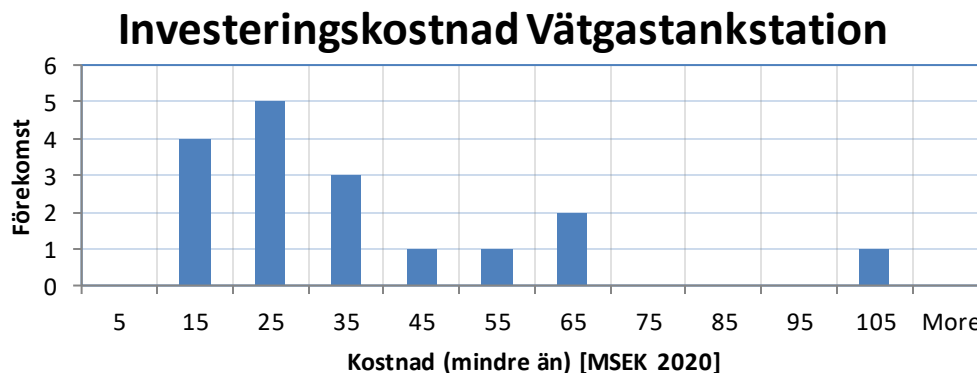
Kostnad

De komponenter i en vätgastankstation som bidrar mest till investeringskostnaden är i nedåttstigande ordning: kompressorer, av utrustning för kylning, dispensers¹ följt av kostnader för lager (beror på om gastrailern räknas som en del av tankstationen). Även andra kostnader tillkommer t.ex. elektrisk utrustning, konstruktion och planering. Den verkliga fördelningen kommer bero på stationens utförande samt vad de olika komponenterna beräknas kosta. Mellan olika arbeten förekommer det stora skillnader i vad exempelvis en kompressor eller ett högtryckslager uppskattas kosta. Generellt brukar dock kompression stå för ca 50 % av investeringskostnaden för alla komponenter. Detta visar att det finns potential för att reducera totalkostnaden för vätgastankstationer om det är möjligt att framställa kompressorer som är mer kostnadseffektiva och pålitliga. I sitt program för vätgastankstationer och distribution av vätgas bedömer Argonne National Laboratory att det finns god potential för kostnadsreduktion för kompressorer, dispensers och den elektroniska utrustningen på stationen, även andra komponenter kan tänkas minska i kostnad [5]. Alltså finns det god potential för vätgastankstationer att bli billigare framöver. I Kalifornien har kostnaden för att bygga tankstationer sjunkit med 80 % från att de tidigare stationerna byggdes i 2012 till 2020 [6].

Att bygga en vätgastankstation borde idag totalt kosta mellan 10 – 50 miljoner kronor, beroende på stationens utförande (se Figur 1). Stationer som endast kan tanka 350 bar är

¹ Den enhet med slang som ansluter fordonet till stationen. I folkmun ”bränslepump” trots att det inte är en pump egentligen.

billigare än de som kan tanka både 350 bar och 700 bar. Stationer med hög kapacitet (stor mängd vätgas per dag som kan ges ut) är dyrare, men även mer kostnadseffektiva [4]. Tidigare studier från bland annat Argonne National Laboratory har visat att den huvudsakliga kostnadsdrivaren för vätgastankstationer är investeringskostnad och att driftskostnader (elförbrukning & underhåll) står för en mycket mindre del. För att stationens kostandspålägg på vätgasens pris ska bli så lågt som möjligt är det därför nödvändigt att stationens kapacitet utnyttjas väl, dvs. att kapitalkostnaden kan slås ut över en så stor mängd vätgas som möjligt. Detta leder till att stora stationer som inte utnyttjas väl (p.g.a. att det finns för få vätgasfordon på vägarna) ger mycket höga kostnader för att tanka med vätgasen. För att vätgasen skall nå ett konkurrenskraftigt pris är det nödvändigt att bygga stora stationer (som är mer kostnadseffektiva) samt att säkra en fordonsflotta som utnyttjar stationens kapacitet väl. Kostnadspålägget på vätgaspriset för tankning för en väl utnyttjad större vätgastankstation kan idag vara runt 36 SEK/kg H₂ men så lågt som 18 SEK/kg H₂ i framtiden enligt ”Impact of hydrogen refueling configurations and market parameters on the refueling cost of hydrogen” [4].



Figur 1: Investeringskostnader för totalt 18 olika tankstationer²

Tillväxt av vätgastankstationer

I samband med vätgastankstationer diskuteras ofta det s.k. ”hönan-och-ägget” problemet. ”Hönan-och-ägget” i det här fallet syftar på att det är riskabelt att investera i vätgastankstationer då det inte finns några vätgasfordon (dvs. kunder) men samtidigt finns det inga vätgasfordon på grund av att de inte har någonstans att tanka. En av dem (tankstation eller fordon) måste komma först men ingen kan existera utan den andra. För att överkomma denna tröskel krävs det dedikerade samarbeten mellan behovsägare för station och fordon.

Sverige har idag fem vätgastankstationer i drift [7] vilket kan ställas i kontrast med de 91 som förnärvarande finns i Tyskland [8]. Intresset för vätgas har tidigare varit lågt i Sverige men har ökat kraftigt den senaste tiden. Idag finns det flera aktörer som vill satsa på vätgastankstationer i Sverige. Vätgaspionjärerna Nilsson Energy räknar med att det inom fem år kommer finnas 30 – 40 vätgastankstationer i Sverige [9], danska Everfuel planerar att bygga 15 vätgastankstationer i Sverige fram till 2023 [10] och Cellcentric (Samarbete mellan Volvo & Daimler) vill se 300 vätgastankstationer inom EU fram till 2025 och ännu fler framöver [11].

² Information om datan: Datan är för tankstationer 350 bar & 700 bar i storlek 200 – 1000 [kg H₂/d]. Datan innehåller kostnadsuppskattningar från studier samt kostnader från verkliga projekt. Datan är från 2016 – 2020 och har räknats om till SEK 2020.

Vätgasfordon

Begränsningarna är få för vilka fordon som inte kan drivas med vätgas då allt från cyklar [12] till flygplan [13] har föreslagits. I denna rapport ligger fokus på fordon som anses vara rimliga att utgöra en stor marknad för vätgas inom en tidsram på ungefär 10 år. Idag (November 2021) finns det globalt bland vätgasfordonen: 31 225 personbilar, 61 16 bussar, 3 185 lastbilar och 350 skåpbilar [14]. Utöver dessa finns det även gaffeltruckar och tåg.

Vätgas konkurrerar i många fall mot ren batteridrift som alternativ för nollemissionsfordon. Batterifordon har fördelen att infrastruktur för laddning ofta finns mer tillgänglig än för vätgas (åtminstone för långsam laddning). För mindre fordon såsom personbilar är batteriets stora tyngd inte heller en allt för begränsande faktor, men denna balans ändrar sig när fordonen kommer upp i storlek. För stora och tunga fordon blir batteriets storlek ett allt för stort handikapp, batteriet blir för tungt och tar även mycket lång tid att ladda. Det är i sådana applikationer som vätgasen blir fördelaktig med sin låga vikt och snabba påfyllningar.

Personbilar

Det finns redan idag ett antal vätgasdrivna personbilar på marknaden. Toyotas Mirai har funnits tillgänglig till allmänheten sedan 2015 och en andra generation har lanserats sedan dess. Andra exempel på fordon är Hyundais Nexo. En personbil förbrukar runt 1 kg H₂/100 km (Tabell 2).

Tabell 2: FCEV-personbilar. Bränsleförbrukningar från [15]

Fordon	Kostnad	Bränsleförbrukning	Länk
2021 Toyota Mirai XLE	455 000 kr	0.82 kg H ₂ /100 km	Länk
2021 Toyota Mirai Limited	607 000 kr ³	0.97 kg H ₂ /100 km	Länk
Hyundai Nexo	850 000 kr	1.09 kg H ₂ /100 km	Länk

Vätgaspersonbilarna kan erbjuda ett relativt konkurrenskraftigt alternativ till personbilar med bensin/diesel förutsatt att vätgaspriset är tillräckligt lågt. Vätgaspersonbilarna konkurrerar också mot elbilar som miljöalternativ, där förnärvarande elbilarna är det mer populära alternativet. Utmaningen för vätgaspersonbilarna är att ta en större andel av marknaden för emissionsfria personbilar. Elbilarna har fördelen att laddningsinfrastruktur finns mer tillgänglig, men vätgaspersonbilarna går snabbare att ladda och erbjuder god räckvidd. Vätgaspersonbilarna kan bli ett mer attraktivt alternativ än elbilarna för användningar där totala körsträckor är mycket långa som för exempelvis taxibilar.

Linjebussar

Även bussar i lokaltrafik är en av de användningar för vätgasfordon som har testats mest. Exempelvis har vätgasbussar rullat i Tyska Köln sedan 2011 [16] och två vätgasbussar kommer att lanseras i Sandviken i 2022 [17]. Bussar i lokaltrafiken är en lämplig tillämpning för vätgas då det är enkelt att integrera tankningen som en naturlig del i bussens runda. Exempelvis kan en vätgastankstation byggas vid bussdepån så att bussarna alltid kan tanka där. Bussarna är även ett bra exempel på hur man kan lösa "Hönan-och-Ägget" problemet för en vätgastankstation. Eftersom att bussarna har långa totala körsträckor samtidigt som de har relativt hög bränsleförbrukning räcker det med ett fåtal bussar för att få upp ett stort vätgasbehov vilket gör tankstationen lönsam. En vätgasbuss förväntas ha en bränsleförbrukning på 8 – 9 kg H₂/100 km [18] (2015).

³ Omräknat med 9.2 SEK/USD

Även bland bussar konkurrerar vätgasen mot batteridrift. I flera svenska städer ser man redan idag stora satsningar på batterielektriska bussar för stadstrafik (T.ex.: Malmö [19], Jönköping [20] & Stockholm [21]). Även andra miljöalternativ som biogas och HVO är redan vanligt förekommande. Vätgasbussar anse has bäst möjlighet att konkurrera inom regiontrafiken och för busslinjer med längre körsträckor i allmänhet.

Små gaffeltruckar

Vätgasdrivna små gaffeltruckar (<6 ton) är redan idag ganska populära inom vissa logistikcentra. I 2019 fanns det i USA över 25 000 sådana truckar och 500 i Europa [22]. Eftersom de är emissionsfria är de ideala för inomhusbruk och framförallt i industrier med höga standarder för hygien och luftkvalité [23]. Linde Material Handling har testat vätgasgaffeltruckar sedan 2013 i samarbete med BMW [23]. En vätgasgaffeltruck beräknas konsumera 0.15 kg H₂/h [24].

Tåg

De tågsträckor som idag saknar kontaktledningar och körs med dieseltåg kan elektrifieras med hjälp av vätgas. Att bygga kontaktledningar kan vara mycket kostsamt vilket förklarar varför dessa sträckor ännu körs på diesel. Världens första vätgaståg heter Coradia ILint och tillverkas av företaget Alstom. Tåget har testats i kommersiellt bruk i Tyskland sedan 2018 och Östernike 2020 [25]. Under 2021 var även tåget på besök i Östersund [26] Från tidigare case-studier för vätgaståg uppskattats bränsleförbrukningen vara mellan 22 – 36 kg H₂/100 km för ett tåg med 3 – 4 vagnar [27].

Lastbilar

Lastbilar är en av de fordon som utlovar stor potential för vätgas. Lastbilarna är svåra att elektrifiera med batteri då de kräver ett stort och tungt batteri för att få rätt räckvidd men samtidigt begränsar det tunga batteriet lastvikten. Hyundai leasar idag ut ett antal av sina linjeproducerade Xcient vätgaslastbilar i Schweiz [28] och andra fordonstillverkare såsom Volvo och Daimler avser att lansera egna vätgaslastbilar inom några år [29]. På samma vis som bussar kan lastbilar vara mycket fördelaktiga för att få ekonomi i vätgastankstationer, lastbilarna körs ofta långa sträckor varje dag och har hög bränslekonsumtion. För vissa sorters lastbilar, till exempel sopbilar och timmerlastbilar som till stor del kör inom begränsade områden kan det räcka med en välplacerad station, medan för lastbilar som kör mellan städer krävs det ett nätverk av tankstationer längs motorvägar och städer. Lastbilens bränsleförbrukning beror på lastbilens storlek och varierar mellan 5 – 10 kg H₂/100km [30]. Förutom de etablerade lastbilstillverkarna så som Volvo, Daimler, Hyundai med flera, finns det även nystartade företag som vill tillverka vätgaslastbilar. Två av dessa är Nikola och Hyzon Motors.

Arbetsmaskiner

Arbetsmaskiner finns i alla olika storlekar och vissa av dem visar också stor potential för vätgas med samma argument som för lastbilar och bussar. Dessa tillämpningar är dessutom svåra att elektrifiera med batterier eftersom det är svårt att dra fram tillräckligt med el till byggarbetsplatserna. JCB har testkört sin vätgasdrivna grävskopa 220X [31] och även företag som Volvo [32], Hyundai [33] och Anglo American [34] planerar liknande produkter. Bränsleförbrukningen skiljer sig avsevärt mellan fordon beroende på dess storlek och hur de används. Bränsleförbrukningen för vätgas kan uppskattas baserat på bränslenas energiinnehåll, fordonets verkningsgrad samt dess dieselförbrukning i liter diesel/h.

$$\text{Förbrukning vätgas [kg H}_2\text{/h]} = \frac{\eta_{\text{diesel}}}{\eta_{\text{H}_2}} \times E_{\text{Diesel}} \times \text{Förbrukning diesel [l Diesel/h]}$$

$$(\eta_{diesel} = 35\%, \eta_{H_2} = 45\%, E_{Diesel} = 9,8 \text{ kWh/l Diesel})$$

Sammanställning av bränsleförbrukning för olika fordon

I tabellen nedan (Tabell 3) redovisas en sammanställning över uppskattad realistisk bränsleförbrukning för en samling olika vätfordon. Dessa värden kan användas för att uppskatta behovet av vätförbrukning för en fordonsflotta.

Tabell 3: Uppskattade vätförbrukning för olika fordon

Fordon	Bränsle-ekonomi	Körning	Bränsleförbrukning
Personbil	1 kg H ₂ /100km	20 - 40 km/dag	0.2 - 0.4 kg H ₂ /dag
Taxibil	1 kg H ₂ /100km	100 - 200 km/dag	1 - 2 kg H ₂ /dag
Lätt lastbil	6 kg H ₂ /100km	300 - 600 km/dag	18 - 36 kg H ₂ /dag
Tung lastbil	8 kg H ₂ /100km	300 - 800 km/dag	24 - 64 kg H ₂ /dag
Timmerlastbil	10 kg H ₂ /100km	600 - 800 km/dag	60 - 80 kg H ₂ /dag
Buss	8 kg H ₂ /100km	100 - 200 km/dag	8 - 16 kg H ₂ /dag
Tåg	22 - 36 kg H ₂ /100km	300 - 1000 km/dag	66 - 360 kg H ₂ /dag
Lätt arbetsmaskin	1.2 kg H ₂ /h	6 - 12 h/dag	7 - 14 kg H ₂ /dag
Tung arbetsmaskin	2.4 kg H ₂ /h	6 - 12 h/dag	14 - 29 kg H ₂ /dag

Framtida vätförbrukning

Globalt sett har antalet bränslecellsfordon på vägarna vuxit med ca 70 % per år från 2017 till juni 2021 [35] och det finns nu totalt ca 40 000 sådana fordon, ca 50 av dem finns i Sverige [36]. Men att exakt förutspå fordonssektorns framtida vätförbrukning är svårt då antalet vätfordon och vätförbrukningsstationer i Sverige är fortfarande alldeles för lågt för att tydliga trender skall kunna avläsas. I följande stycken visas exempel på hur framtida vätförbrukning kan komma att se ut och fungera.

Exempel: omställning till vätförbrukning för utvalda verksamheter

En metod för att uppskatta ett framtida vätförbrukning är att utgå från att befintliga fossila fordon skall ersättas med batteri- eller vätfordon. På så sätt kan en fallstudie konstrueras där en given verksamhet skulle välja att ställa om sina transporter till vätförbrukning. I praktiken är det inte säkert att en verksamhet skulle välja att ställa om alla sina transporter till vätförbrukning då de också har batterielektriska fordon att välja mellan. För tunga transporter och stora arbetsmaskiner är det dock mer sannolikt att vätförbrukning är ett bättre alternativ. I Tabell 4 redovisas ett antal exempel på vätförbrukning vid fullständig omställning till vätförbrukning.

Tabell 4: Vätförbrukning vid full omställning till vätförbrukning hos olika verksamheter

Verksamhet	Aktiviteter	Fordon	Vätförbrukning	Källa
EJ PUBLIK UPPGIFT	Hantering av biobränslen, aska med mera för en anläggning	Små lastbilar, hjullastare	900 kg H ₂ /dag	[37]
EJ PUBLIK UPPGIFT	Baserat på företagets användning av diesel, HVO och biogas i 2020	Små lastbilar	312 kg H ₂ /dag	[38]
EJ PUBLIK UPPGIFT	Kollektivtrafik	Bussar, Dieseltåg	3520 kg H ₂ /dag	[38]

EJ PUBLIK UPPGIFT	Sammanställning av flera företag som kör lätta lastbilar i Linköpingsområdet	Lätta lastbilar (Ca 80 av 200 totalt)	2000 kg H2/dag ⁴	[39]
----------------------	------------------------------------------------------------------------------	---------------------------------------	-----------------------------	------

Framtidsutsikt: Möjligheter för tung trafik

Ännu finns det inga vätgastankstationer för tung trafik i Sverige. Ändå finns det ett övergripande konsensus bland fordonstillverkare att vätgas kan komma att spela en stor roll för tunga transporter. Vätgastankstationer för tung trafik kan inom några år börja upprättas vid centrum för tung trafik som i hamnar, längs motorvägar och logistikcentraler. I Göteborgs hamn planeras det för att en kombinerad ladd- och vätgastankstation ska byggas. När stationen är fullt utbyggd (planerat 2024) förväntas den ha en kapacitet på 720 kg H2/dag, motsvarande 15 lastbilar om dagen [40].

Skogsindustrin är mycket stor och betydelsefull för det svenska näringslivet. Skogsindustrins transporter motsvarar ca 17 % av Sveriges totalt transporterade gods på väg i vikt [41]. En stor del av lastbilstransporterna av virke inom skogsindustrin går till och från ett och samma sågverk, massabruk eller pappersbruk. Detta gör att ett sådant bruk eller verk kan vara en strategisk placeringsort för en vätgastankstation om man vill driva dessa lastbilstransporter med vätgas. Timmerlastbilar förväntas även vara potentiella storförbrukare av vätgas samtidigt som de kan vara svåra att elektrifiera på annat vis. Andra tänkbara industrier för ett sådant eller liknande upplägg är t.ex. gruvindustrin.

Vätgasens värde

Vid vätgastankstationer säljs vätgas idag för 10 – 12 USD/kg H2 [42], priset för vätgasen vid Arlandas vätgasmack när den öppnade i 2015 var 80 kr/kg H2 [43] och vid Mariestads mack är priset 90 kr/kg H2 (November 2021) [44]. Vätgasens försäljningspris vid macken behöver dock inte nödvändigtvis reflektera vätgasens värde för fordon. För att bestämma vad vätgasen är värd för fordonen, alltså vad de borde vara redo att betala för att tanka med vätgas, kan en beräkning av kostnadsparitet mot andra bränslen, som bensin och diesel utföras. Kostnadsparitet innebär att totalkostnaden (investering-, underhåll- och bränslekostnader) är densamma som att köra ett fordon av den andra bränslesorter. Eftersom olika fordon (personbilar, lastbilar, arbetsmaskiner, etc.) har olika investeringskostnader, körsträckor, bränsleförbrukningar innebär det även att de kräver olika pris på vätgasen för att nå kostnadsparitet. Detta illustreras i de två exemplen: ”Kostnadsparitet taxibil” och ”Kostnadsparitet lastbil”.

Två exempel på vätgasens värde för fordon

Försäljningspriser av vätgas vid vätgastankstation är idag 80 – 100 SEK/kg H2. Men vätgasens verkliga värde för fordon skiljer sig mycket mellan olika sorters fordon, hur fordonet används och var det används. Analyserna visar att ett konkurrenskraftigt vätgaspris kan vara mellan 30 – 65 SEK/kg H2 men även att allt från 1 SEK/kg H2 till nästan 100 SEK/kg H2 kan under omständigheter betraktas som konkurrenskraftigt beroende på geografi och framtida kostnadsutveckling av bränslecellsfordon. Analyserna har inte tagit hänsyn till hur subventioner och ekonomiskt stöd för inköp och användning av vätgasfordon kan påverka kalkylen.

⁴ Analysen förutsätter att endast en del av de undersökta lastbilarna körs på vätgas. Rimligtvis körs ca 40 % av lastbilarna på vätgas till ett vätgasbehov på 2000 kg H2/dag.

Exempel 1 – Kostnadspåring taxibil

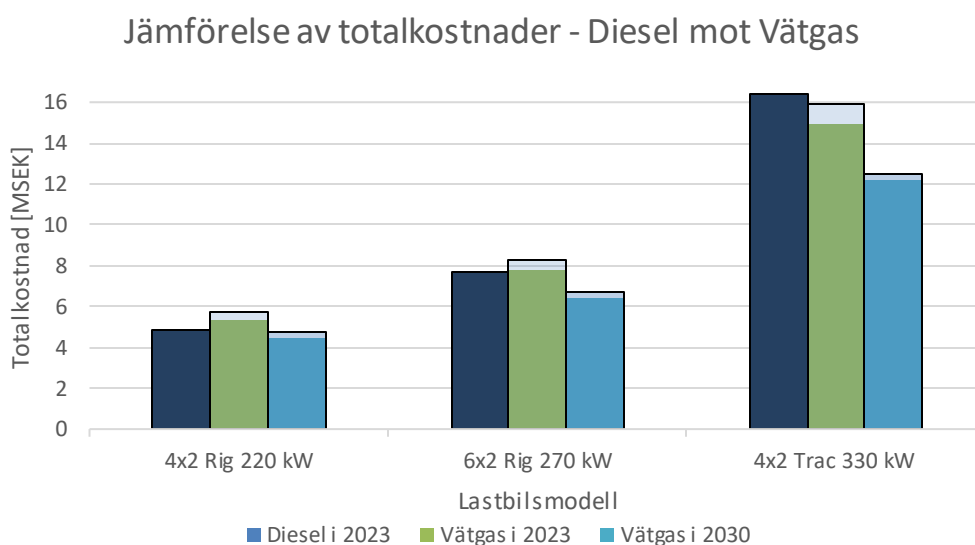
I följande exempel illustreras hur kostnadspåringen för en taxibil kan beräknas. Taxibilar är lämpliga kandidater för vätagasdrivna fordonsflottor då de har ett stort vätagasbehov, på grund av sina långa körsträckor (150 km/dag). I detta exempel antar vi att man står mellan att använda en Toyota Mirai 2 eller Volvo V90 – B5 AWD mildhybrid som taxibil. I detta exempel inkluderas ingen kostnad för underhåll av fordonet. Volvobilen kostar 444 000 SEK att köpa in och kostar sedan 50 800 SEK/år i bränslekostnader. Toyotabilen är dyrare att köpa med 607 100 SEK i inköpspris. För att totalkostnaden skall bli den samma för båda fordonen måste vätagaspriset vara 64.8 SEK/kg H₂, då blir bränslekostnaden för Toyotabilen 26 902 SEK/år. Totalkostnaden för båda fordonen under 20 år blir då ungefär densamma på 927 200 SEK. Grundantaganden till beräkningarna finns i bilaga 1.

Känsliga parametrar för analyser som denna är bland annat bränslepriset på referensbränslet, i detta fall bensin. Här är antagandet att bensin i Sverige kostar 15.3 SEK/l Bensin men i andra länder kan priset vara betydligt lägre. Amerikanska bensinpriser är ca \$3/gallon [99] vilket motsvarar 7.3 SEK/l Bensin. Mot detta bränslepris är det mycket svårt för vätagasen att konkurrera då totalkostnaden för Volvon blir 674 500 SEK, vilket endast är 67 000 SEK högre än inköpspriset för Toyotan. I detta fall uppnås kostnadspåring nås vid ett vätagaspris på 1.1 SEK/kg H₂. Det finns dock trovärdiga anledningar för att balansen även kan skifta åt andra hållet, skulle bensinpriser stiga och inköpspriset för vätagasbilar sjunka blir vätagasen mer värd. I ett tänkbart framtida scenario då Toyotan är 15 % billigare och bensinen 10 % dyrare blir vätagasen värd hela 93.9 SEK/kg H₂.

Exempel 2 – Kostnadsparitet lastbil

Följande exempel visar uppskattade totalkostnader för att köra vätgaslastbilar i 2023 respektive 2030. Resultaten kommer från ett beräkningsmodell som konsultbolaget Roland Berger utvecklade för rapporten ”Study on Fuel Cells Hydrogen Trucks” [103] vilken skrevs på uppdrag från den europeiska organisation ”Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking” (FCH JU). ([Länk till beräkningsverktyget](#)).

I sin beräkningsmodell utgår konsultbolaget från bränslepriser som varierar mellan 13,2 till 14,4 SEK/L Diesel för diesel och 33 till 23,6 SEK/kg H2 från perioden 2023 till 2030. Vätgaspriset vid tankstationerna antas alltså betydligt lägre än vad det i praktiken är idag. I modellen jämförs sedan kostnaden för tre olika sorters lastbilar (olika antal axlar, motoreffekt och årliga körsträckor) och sedan beräknas den totala ägandekostnaden (s.k. TCO – Total Cost of Ownership) för dessa fordon. Figur 2 illustrerar resultaten från modellen. Under de angivna förutsättningarna är det alltså möjligt för vätgaslastbilarna att uppnå en konkurrenskraftiga kostnad jämt mot diesel. Framförallt för modellen ”4x2 Trac 330kW” vilket är en större lastbil med lång årlig körsträcka (200 000 km/år) är vätgasen som konkurrenskraftigast. Den årliga körsträckan är en mycket avgörande faktor för vätgasens möjlighet att konkurrera mot diesel. Vid en lägre körsträcka för ”4X2 Trac 330 kW” så minskar även konkurrenskraften signifikant. Vid en körsträcka på 100 000 km/år är båda alternativen lika dyra och vid 20 000 km/år är vätgas 40 % dyrare än diesel.



Figur 2: Olika uppskattade totalkostnader för olika lastbilsmodeller och drivmedel från [30]

Industriella användningar

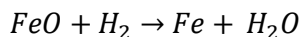
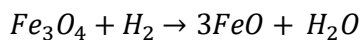
Idag står industriella processer för majoriteten av världens vätgasbehov. I Sverige förbrukas 72 % av all vätgas i landet av raffinaderier och 27 % av kemiindustri, tankstationer står endast för 0.2 % [45]. Förbrukningen av vätgas inom industriella användningar förväntas öka de kommande åren inom Sverige och EU. Ökningen förväntas främst komma från nya industriella användningar som stålproduktion och framställning av elektrobränslen.

Enskilda industriella anläggningar kan ha vätgasbehov på tusentals ton vätgas per år (EJ PUBLIK UPPGIFT [46]). På så vis kan industriell användning av vätgas ge en strategisk fördel då det är möjligt att komma upp i stor skala för vätgasproduktion och därmed en lägre vätgaskostnad. Eftersom vätgas redan används i processen blir även omställningen enklare jämfört mot t.ex. implementering inom transportsektorn.

Värdet för vätgas beror på applikationen. För de applikationer där vätgas används redan idag (t.ex. ammoniakproduktion) framställs vätgasen via omformning av metangas (Steam Methane Reforming, SMR). Kostnaden för att producera vätgas med SMR beräknas vara runt 15 SEK/kg H₂ [47] (utan CO₂ skatt) men beror på bland annat naturgaspriser och elpriser. För exempelvis framtida stålproduktion uppskattas ett vätgasvärde på runt 20 SEK/kg H₂, men som råmaterial till industriella processer (s.k. industry feedstock) kan det vara upp till 80 – 90 SEK/kg H₂ [42]. Det bör också beaktas vad att detta värde är i jämförelse mot konventionella alternativ eller mot andra lågutsläppsalternativ.

Stålindustri

Svenska satsningar på fossilfritt stål, som Hybrit och H2GreenSteel, har fått stor uppmärksamhet i media. Även stålindustrier i andra länder har visat intresse och planerar att göra stålproduktionen fossilfri med hjälp av vätgas. Vätgas gör det möjligt att reducera järnoxid till rent järn (Figur 3) som kan vidareförädlas till stål. Denna process utförs i dagsläget med kol istället för vätgas och utgör således en stor andel av koldioxidutsläppen. Globalt står stålindustrin för ca 7 % av CO₂-utsläppen. Inom Sverige står SSAB för ca 10 % [48]. Att använda vätgas istället för kol anses vara en av de mer framkomliga vägarna för att minska koldioxidutsläppen från stålproduktionen.



Figur 3: Reducering av järnoxid med vätgas

För att producera ett ton stål krävs 51 kg H₂ [49]. Det skulle alltså krävas 224 miljoner ton H₂ för att framställa de 4.4 miljoner ton råstål som framställdes i Sverige under 2020 [50]. LKAB räknar med att de kommer behöva 55 TWh/år för sina processer, motsvarande en tredjedel av Sveriges elektricitetsbehov idag [51]. De processer som finns föreslagna bygger på att elektrolys (alternativt annan vätgasproduktion) integreras direkt i stålproduktionsprocessen. Denna elektrolysör-integrerade produktionsmetod blir konkurrenskraftig mot konventionell produktion vid ett elpris på 40 EUR/MWh och en koldioxidskatt på 34 – 68 EUR/ton CO₂ [49]. Detta motsvarar ett vätgasvärde på ca 25 SEK/kg H₂ (förutsätter samma CO₂ skatt). Andra källor uppskattar värdet till 16,5 – 21 SEK/kg H₂ [42].

Vätgas kan användas till mer än endast reducering av järnoxid inom stålindustrin. Svenska Ovako planerar att använda vätgas för att värma upp stålet inför valsning då direkt elektrifiering inte anses vara möjligt. En storskalig satsning planeras att verkställas under 2022

med en elektrolysör på 17 MW på anläggningen i Hofors. Satsningen delfinansieras av energimyndigheten och utförs i samarbete med Ovako, Volvokoncernen, Hitachi ABB Power Grids Sverige, H2 Green Steel och Nel Hydrogen [52].

Fossila raffinaderier

Vätgas är sedan länge etablerat inom den ”klassiska” petrokemiska industrin. Exempelvis används vätgas till s.k. ”hydro-desulfurisation” (avsvavling) och ”hydrocracking”. Hydro-desulfurisation är en kemisk process som används för att avlägsna svavel från naturgas och andra petroleumprodukter. Hydrocracking är en process där kolvätekedjorna i tyngre produkter från raffinaderiet delas upp i mindre kedjor [53]. På grund av strängare krav på bränslekväliten förväntas europeiska raffinaderier behöva mer vätgas inom den kommande tiden [54].

Det finns redan idag exempel på planer för att implementera elektrolys vid raffinaderier. Ett exempel är REFHYNE vid Shells raffinaderi i tyska Wesslingen där 10 MW elektrolys planeras [55]. Skandinaviska initiativ finns också där t.ex. Preem utreder hur elektrolys kan användas till deras framtida biogasproduktion [45].

En tidigare FCH JU (The Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking) studie uppskattade värdet för vätgas i europeiska raffinaderier till 18 – 39 SEK/kg H₂ [54]. Detta förutsätter också att man får avsättning för syrgasen (vilket anses rimligt vid ett raffinaderi) samt att reduceringen av koldioxidutsläpp också medför en kostnadsreduktion.

Ammoniak (traditionell användning)

Ammoniak tillverkas genom den så kallade Haber-Bosch processen som binder vätgas till kväve från luften. Globalt sett är det vanligast att vätgasen till denna process framställs från naturgas, men elektrolysbaserad ammoniakproduktion har också förekommit bl.a. i Norge mellan 1920- och 1970-talet [56]. Tidigare var valet mellan elektrolys eller naturgasbaserad vätgasproduktion för ammoniakprocessen en kostnadsfråga. Det anses troligt att elektrolys blir ett vanligare alternativ i och med att man vill undvika fossila råvaror, att kostnaden för elektrolysörer sjunker och att den elektriska effektiviteten för elektrolysörer stiger. En annan mycket avgörande faktor är här elpriset. I regioner där elpriset är högt blir naturgasbaserad produktion mycket billigare än från elektrolys [56].

Ammoniak, som idag främst används som gödningsmedel, har också potential att fungera som bränsle för större skepp och fartyg [57].

Råmaterial till industri och annan kemiprocess

Inom industrin används vätgas främst (sett till förbrukad mängd vätgas) till raffinaderier, ammoniakproduktion och metanolproduktion. Efter det följer en rad olika varierade användningar, gemensam nämnare för dessa är att vätgas är ett av råmaterialen till processen. Nedan visas två exempel på processer som kan använda sig av vätgas. Den ena processen gör redan det idag (Höganäs) och den andra är en möjlig kandidat som ännu inte använder vätgas men kanske skulle kunna göra det framöver (Boliden).

Exempel: Höganäs

I Höganäs används vätgas som reduktions- och skyddsgas i ugnarna för metallpulverprocesserna. Höganäs framställer i dagsläget sin egen vätgas genom omformning av metangas. Uppskattningsvis förbrukar Höganäs EJ PUBLIK UPPGIFT kg H₂/år. En tidigare RISE-studie har undersökt hur Höganäs kan använda elektrolys till sina processer. Där visade resultaten att för att vara konkurrenskraftigt mot att skaffa en ny omformare för metangas, får vätgasen högst kosta ca 40 SEK/kg H₂ [46].

Exempel: Boliden

Vid Bolidens anläggning i Rönnskär utförs rening av zinc (Zn) och bly (Pb) genom så kallad ”zinc-fuming”. I en tidigare RISE-studie [44] undersöktes möjligheten att Boliden skulle utföra denna process med hjälp av vätgas från en egen elektrolysör. Genom att använda vätgas till slaggreduktionen skulle det vara möjligt att reducera koldioxidutsläppen från processen.

Uppskattningsvis kräver processen EJ PUBLIK UPPGIFT kg H₂/h eller upp mot EJ PUBLIK UPPGIFT kg H₂/år förutsatt att processen körs relativt konstant året runt. Studien anger att för att elektrolys skall vara konkurrenskraftigt mot metangasomformning får vätgasen inte kosta mer än ca 40 SEK/kg H₂. Dock ställs inte vätgasens värde i relation till den nuvarande processen som inte använder vätgas.

Värme till industri

Vätgas brinner under adiabatiska förhållanden i luft vid en temperatur på 2400 °C [58] och kan användas till högvärdig (>400 °C) och medelvärdig (100 - 400 °C) värme inom industriella applikationer. Ett exempel tidigare nämnda Ovako som vill använda vätgas för uppvärmning av stål inför valsning. Det ser dock ut som att det är svårt för vätgas att vara ett konkurrenskraftigt alternativ mot t.ex. naturgas. Enligt Hydrogen Council kan ett pris på 14 SEK/kg H₂ vara möjligt i en värmeapplikation förutsatt en koldioxidskatt på 920 SEK/ton CO₂ [42].

Produktion av elektrobränslen

Elektrobränslen är ett samlingsnamn för bränslen framställda på syntetiskt vis. Förutom att vätgas i sig självt kan användas som fordonsbränsle finns det möjlighet att använda vätgasen för att framställa andra bränslen. Som tidigare konstaterats används vätgas flitigt i raffinaderier för att framställa fossila bränslen, men det är även möjligt att framställa klimatsmarta bränslen med mycket lägre koldioxidavtryck.

Dessa kolbaserade bränslen kan framställas från vätgas och koldioxid som avskilts från industriella rökgaser eller liknande. Bränslen framställda på detta vis har praktiskt taget samma egenskaper som sina fossila motsvarigheter. Exempelvis är det möjligt att framställa bränslen så som metan, fotogen och metanol på detta vis. Dessa attraktiva bränslen har god energitäthet och dessutom finns redan väletablerade användningsområden och infrastruktur. De mest framträdande vätgasbaserade syntetiska e-bränslen är e-metan, e-metanol och e-ammoniak. Dock innebär e-bränsleprocessen ytterligare energiförluster i produktionen.

Metanol

Metanol (CH₃OH) är den enklaste alkoholen. Metanol är lätt, färglös, flyktig, brandfarlig och vattenlöslig med en särskiljande alkohollukt den är giftig men enkel att kontrollera. Metanol kan enkelt användas i befintlig infrastruktur som tankar, rörledningar och tankstationer, samt i befintliga förbränningsmotorer för fordonsframdrift. Metanol används i stora kvantiteter (98 Mt globalt år 2019), primärt som råvara för kemikalier (80%) och övrigt som energibärare. Det är även sannolikt att metanol kommer användas till nya applikationer i framtiden. Hållbar och ”grön” metanol innebär att den är producerad från förnybar vätgas från antingen biologisk (bio-metanol) eller elektrokemiskt (e-metanol) från grön el och bio-CO₂. Förutom direkt användning av e-metanol kan den även konverteras till andra kolbaserade CO₂-neutrala e-bränslen och därmed ersätta fossila bränslen (e-Dimetyleter (CH₃OCH₃), e-Kolväten(C_xH_y) så som e-Bensin och e-fotogen). Dessa är direkt användbara i befintliga maskiner, turbiner och värmesystem. Dessutom kan all existerande infrastruktur för transportbränslen, lager och tankstationer användas utan modifiering.

Priset på fossil metanol från naturgas varierar mellan 3 000 - 4 500 SEK/ton metanol. Under förhållanden med lågt elpris (€20/MWh_{el}) och en hög belastningsfaktor (>6000 h/år) för elektrolysören är det möjligt att producera metanol från grön vätgas till ett pris på 6 000 – 6 500 SEK/ton metanol, beroende på kostnad för CO₂ [59]. Uppskattningsvis motsvarar detta ett vätgasvärde på 20 – 25 SEK/kg H₂.

Exempel: Project Air

Project Air är ett initiativ för att omvandla den kemiska industrin till cirkulär produktion och göra den klimatneutral. Perstorp Group i samarbete med Fortum (Finland), Uniper (Tyskland) och biogasföretaget Nature Energy kommer att producera hållbar metanol för kemisk produktion genom att använda industriella restströmmar och förnybart råmaterial. Perstorp i Europa vill därmed ersätta fossil metanol med förnybart producerad dito, som råmaterial i framställningen av kemiska produkter. På detta sätt räknar Perstorp med att sänka sina CO₂-utsläpp med 500 000 ton/år. De hoppas bidra med hållbara råmaterial till en stor variation av slutprodukter som beläggning/färg för möbler, bilar, byggnader, tvättmedel och smörjmedel i kylskåp. De beräknar att årligen ersätta EJ PUBLIK UPPGIFT ton fossil metanol i kemiska produkter [113].

Projektet har tilldelats omkring 30 miljoner Euro av Energimyndigheten. Målet är att starta upp produktionen år 2025. Elektrolysören som levereras av Uniper och Fortum planeras att ha kapacitet på 25 MW [112].

Ammoniak som bränsle

Utöver de redan etablerade användningarna av ammoniak ses ammoniak även som en viktig möjlig energivektor, då den har högre volymetrisk energidensitet än flytande väte (ammoniak övergår även till vätskeform vid mycket högre temperatur, -33°C mot vätgasens -253°C). Dock finns begränsningar vid användandet av ammoniak, låg förbränningshastighet och höga NO_x-emissioner i rökgaserna [60]. Ammoniak är även toxiskt och är i sig en växthusgas.

Ammoniak kan användas som både energilager och som bränsle till bränsleceller även om det måste reformeras först. Ammoniak pekas ut som specifikt hållbart för långväga maritim transport. Om alla dagens långväga maritima transporter skulle konverteras till ammoniak som bränsle skulle de konsumera 500-600 miljoner ton ammoniak per år.

Norska Statkraft är på gång att tillsammans med Yara International and Aker Horizon, börja producera grön vätgas och grön ammoniak vid Yara´s anläggning vid Herøya i Porsgrunn. [61]

Metan (Biogas)

Vätgas, koldioxid och kolmonoxid kan användas för att framställa metan (s.k. metanisering). Metangas vilket är den huvudsakliga beståndsdel i naturgas och biogas kan användas i stor utsträckning till samma ändamål och sätt som tidigare nämnda gaser utan att någon infrastruktur behöver ändras [62].

Andra bränslen

Även andra bränslen kan produceras med vätgas som bas. Exempelvis kan fotogen (flygplansbränsle) produceras från metanol som i sin tur produceras från grön vätgas. Detta kan fungera som en möjlighet för att framställa förnybart flygbränsle.

Nyligen avslutades en förstudie som undersökte möjligheten att producera förnybart flygbränsle i Östersund. I detta projekt samverkar IVL Svenska Miljöinstitutet, energibolaget Jämkraft, Chalmers och Lunds universitet. Forskningsprojektet har studerat möjligheter för ett kraftvärmeverk i Lugnvik att framställa ett flygbränsle ”biojet” som har upp till 86% mindre CO₂-utsläpp än fossila alternativ. Processen består av att CO₂ fångas in från verkets skorstenar och blandas med vätgas som tillverkas från förnybar el. Av detta produceras sedan ett elektrobränsle som kan användas i befintlig flygplansflotta. I produktionsprocessen blir omkring 40% flygbränsle och resterande del blir förnybara drivmedel i form av bensin och diesel. I full skala skulle anläggningen kunna producera 80 000 ton elektrobränsle, varav 27 000 ton biojet (5% av det flygbränsle som årligen tankas i Sverige). Kostnaden för elektrobränslet uppskattas omkring 15-25 kr/liter (vilket kan jämföras mot det nuvarande priset på fotogen på 5,5 SEK/liter⁵ [63]).

Vätgas till annan energi

Injektion i befintliga gasnät

Vätgas kan injiceras i de befintliga naturgas- och stadsgasnätet. Redan på 1800-talet användes så kallad ”town gas” ”stadsgas” som användes i städer för belysning och att laga mat. Stadsgas kunde beroende på hur den framställdes innehålla vätgas, metangas, koldioxid och mera [64]. Stadsgas och naturgas är dock olika och alla ledningar avsedda för naturgas är inte nödvändigtvis kompatibla för vätgas. Begränsningen för hur mycket vätgas som kan injiceras i nätet kan vara både teknisk och regulatorisk. I det tyska och holländska naturgasnätet är det tillåtet att ha 10 – 12 % vätgas (per volym) medan i det svenska endast är det tillåtet att ha 0.5 % (per volym) [54]. Det svenska naturgasnätet är också avgränsat och inte alla städer har tillgång. Det svenska nätet består huvudsakligen av ledningar längs västkusten från Trelleborg till Stenungssund och ett i Stockholmsområdet [65].

Utan ekonomiska styrmedel anses det som osannolikt att få en lönsam affärsmodell med vätgasinjektion till naturgasnätet [54].

Uppvärmning och el till bostäder

I Sverige är det en väldigt liten andel av bostäder som värms via gas (ca 1 % av använd energi till uppvärmning [66]). Globalt sett dock är naturgas det vanligaste sättet att värma upp bostäder och vätgas kan i vissa fall användas i den befintliga infrastrukturen (gasledning och brännare) eller med nya bränsleceller för att förse bostäder med värme och elektricitet.

⁵ Europeiskt genomsnitt i oktober 2021-10-15

Det har beräknats att jämfört med andra lågutsläppsalternativ kan bränsleceller med vätgas för att förse bostäder både med värme och el vara konkurrenskraftigt vid en kostnad på 30 – 50 SEK/kg H₂. För att ekonomiskt kunna konkurrera mot naturgas måste dock vätgasen kosta mindre än 9 SEK/kg H₂ [42]. Detta gäller för bostäder i norra Europa år 2030.

Distribution av vätgas

I vissa fall kommer det vara nödvändigt att transportera vätgasen längre sträckor från elektrolysören till där gasen skall användas, vilket medför extra kostnad. Beroende på vem som köper vätgasen finns olika distributionsalternativ. Huvudsakligen finns det tre alternativ för att distribuera vätgas (eller flytande väte) över land:

- Trycksatt vätgas via lastbil
- Trycksatt vätgas via pipeline
- Flytande väte via lastbil

För tankstationer är det mest sannolikt att man väljer att köra ut vätgasen till dem via lastbilstrailer. För industrier (storkonsument) kan det vara lönsamt att sätta upp en pipeline om avståndet inte är för långt. Flytande väte är betydligt billigare att distribuera men förvätskning innebär också en signifikant kostnad som ofta överskrider kostnadsbesparingarna i distributionsledet. Förvätskning är en energikrävande process som med fördel sker i mycket stor skala (tonvis per dag) [67].

Detta avsnitt presenterar uppskattade kostnader för att distribuera vätgas. Det bygger på en modell som beräknar kostnaden för distribution baserat på bränslekostnader, förarlöner och investeringskostnader.

Tidigare arbeten om vätgasdistribution

Yang & Ogden 2007 - En mångciterad källa för beräkning av distributionskostnader för vätgas är ”Determining the lowest-cost Hydrogen Delivery Mode” skriven av Christopher Yang och Joan Ogden i 2007 [68]. Arbetet presenterar en metod för beräkning av distributionskostnader och det billigaste distributionsalternativet fastställs för olika transportsträckor och mängder vätgas. Alternativen som jämförs är samma som i denna rapport. Resultaten är inte relevanta då vissa av grundantagandena är föråldrade. Dock kan samma metod användas med nya grundantaganden vilket har gjorts i denna rapport.

HDSAM – Verktyget Hydrogen Delivery Scenario Analysis Model (HDSAM [69]) är ett excel-program utvecklade av Argonne National Laboratory för beräkning och analys av kostnader för vätgastankstationer. HDSAM inkluderar även en modell för beräkning av distributionskostnader för vätgas som är producerad vid central anläggning och transporterad till tankstation. Transportalternativen är desamma som för denna rapport. Även HDSAM är något äldre (ursprungligen utgiven i 2006) men den uppdateras regelbundet och är nu i version 3.0.

European Hydrogen Backbone – Relativt lite forskning om pipelines för vätgas har gjorts inom Europa och den praktiska erfarenheten är mycket låg. I denna rapport [70] från juli 2020 har ett flertal europeiska gasföretag gått ihop och undersökt möjligheten för ett europeiskt vätgasnätverk. Rapporten anger hur nätverket skulle kunna vara utformat, vad det skulle kosta att bygga, samt hur befintliga ledningar för naturgas skulle kunna användas.

Trycksatt vätgas via lastbil

För transport av trycksatt vätgas via lastbil används specialbyggda lastbilstrailers med kolfibertankar. Äldre modeller av sådana trailers har typiskt haft ganska liten lagringskapacitet

och även jobbat vid relativt låga tryck. Exempelvis i Yang & Ogden från 2007 används en trailer med en kapacitet på endast 300 kg H₂ och ett lagringstryck på högst 160 bar. Kommande nya modeller så som Hexagon Purus X-Store PLUS [71] (presenterades på Hydrogen Online Conference 8:e Oktober 2020) anges ha kapaciteter på 1400 kg H₂ och lagringstryck på högst 500 Bar. Tabell 8 presenterar ett antal modellers kapacitet och lagringstryck.

Tabell 5: Olika modeller på lastbilsläp för vätgas

Kapacitet	Lagringstryck	Källa
< 1164 kg	< 381 Bar	[71]
560 – 720 kg	250 Bar	[72]
1000 – 1400 kg	300 – 500 Bar	[73]
1000 kg	275 Bar	[74]
1344 kg	500 Bar	[75]

För att få in vätgasen i tryckkärlen ombord på lastbilen krävs en kompressor som kan komprimera vätgasen till rätt tryck. För den tänkta anläggningen antas att en sådan kompressor redan finns, vilket medför att ingen extra kostnad tillkommer för kompression.

I praktiken går det inte heller att fullt utnyttja innehållet i trailern, men hur mycket beror på hur lågt trycket i trailern kan tillåtas vara. Exempelvis för en trailer vid rumstemperatur, med max tryck 500 Bar och min tryck 30 Bar, kan 94 % av trailerns innehåll utvinnas (uppskattning enligt den metod som används i Yang & Ogden).

Kostnad för distribution

Kostnaden för distribution kan uppskattas med en s.k. point-to-point modell. Dvs att vätgasen antas endast distribueras från en punkt till en annan utan mellanstopp, t.ex. från en central produktionsanläggning till en tankstation. Kostnaden för distribution utgörs huvudsakligen av tre kostnader:

- Kostnad för förare (lön)
- Kostnad för bränsle
- Kostnad för lastbil och trailer (investering och underhåll)

De individuella kostnaderna kan beräknas baserat på priset för bränsle, förarens timkostnad, samt kostnaden för att köpa och underhålla lastbil och trailer. Beräkningar och grundantaganden finns i bilagan till rapporten (Tabell 14). Kostnaden för trailern är svåruppskattad. En källa från 2014 [75] uppskattar kostnaden för en 1344 kg H₂ trailer till \$1 300 000 vilket motsvarar ungefär 14 MSEK år 2020.

För körsträckor kortare än 500 km och utkörningsmängder mindre än 8000 kg H₂/dag erhålls distributionskostnader i SEK/kg H₂ enligt Tabell 9. Det finns ett tydligt samband mellan hur större utkörningsmängder och kortare medeltransportsträckor leder till minskade kostnader. I detta fall inom de angivna intervallen kan distributionen som mest kosta 20 SEK/kg H₂ och som minst 1.1 SEK/kg H₂.

Tabell 6: Distributionskostnad trycksatt vätgas via lastbil [SEK/kg H₂]

		Utkörningsmängd [kg H ₂ /dag]															
		500	1000	1500	2000	2500	3000	3500	4000	4500	5000	5500	6000	6500	7000	7500	8000
Medeltransportsträcka [km]	25	11.1	5.8	4.0	3.1	2.6	2.3	2.0	1.8	1.7	1.5	1.5	1.4	1.3	1.2	1.2	1.1
	50	11.6	6.3	4.5	3.6	3.1	2.7	2.5	2.3	2.2	2.0	1.9	1.9	1.8	1.7	1.7	1.6
	75	12.1	6.8	5.0	4.1	3.6	3.2	3.0	2.8	2.6	2.5	2.4	2.3	2.3	2.2	2.2	2.1
	100	12.6	7.3	5.5	4.6	4.1	3.7	3.5	3.3	3.1	3.0	2.9	2.8	3.4	3.3	3.2	3.1
	125	13.1	7.7	6.0	5.1	4.5	4.2	3.9	3.7	3.6	4.3	4.1	4.0	3.8	3.7	3.7	3.6
	150	13.6	8.2	6.5	5.6	5.0	4.7	4.4	4.2	5.0	4.8	4.6	4.5	4.3	4.2	4.1	4.1
	175	14.0	8.7	6.9	6.0	5.5	5.2	6.0	5.7	5.5	5.2	5.1	4.9	4.8	5.3	5.2	5.0
	200	14.5	9.2	7.4	6.5	6.0	5.6	6.5	6.2	5.9	5.7	5.6	5.4	5.9	5.8	5.6	5.5
	225	15.0	9.7	7.9	7.0	6.5	7.5	7.0	6.7	6.4	6.2	6.8	6.6	6.4	6.2	6.1	6.0
	250	15.5	10.2	8.4	7.5	8.6	7.9	7.5	7.2	6.9	7.5	7.2	7.0	6.9	6.7	7.1	7.0
	275	16.0	10.6	8.9	8.0	9.0	8.4	8.0	7.6	8.3	8.0	7.7	7.5	7.4	7.8	7.6	7.5
	300	16.5	11.1	9.4	8.5	9.5	8.9	8.5	8.1	8.8	8.5	8.2	8.0	8.5	8.3	8.1	8.0
	325	16.9	11.6	9.8	10.9	10.0	9.4	8.9	9.6	9.2	8.9	8.7	9.2	8.9	8.7	9.1	8.9
	350	17.4	12.1	10.3	11.4	10.5	9.9	10.6	10.1	9.7	9.4	9.9	9.6	9.4	9.8	9.6	9.4
	375	17.9	12.6	10.8	11.9	11.0	10.4	11.0	10.6	10.2	10.7	10.4	10.1	10.5	10.3	10.1	9.9
	400	18.4	13.1	11.3	12.4	11.5	10.8	11.5	11.1	10.7	11.2	10.9	10.6	11.0	10.8	10.6	10.9
	425	18.9	13.5	14.4	12.9	11.9	12.6	12.0	11.5	12.1	11.7	11.4	11.8	11.5	11.2	11.6	11.4
	450	19.4	14.0	14.9	13.4	12.4	13.1	12.5	12.0	12.5	12.2	12.6	12.2	12.0	12.3	12.1	11.9
	475	19.8	14.5	15.4	13.8	12.9	13.6	13.0	13.5	13.0	12.6	13.0	12.7	13.1	12.8	12.5	12.8
	500	20.3	15.0	15.9	14.3	15.0	14.1	13.5	14.0	13.5	13.9	13.5	13.2	13.5	13.3	13.6	13.3

Färgkodning – Antal Lastbilar (fler krävs för större mängd och längre distributionsavstånd)

1	2	3	4	5	6	7
---	---	---	---	---	---	---

Kostnadsreduktion

Hexagon Purus angav i en presentation på en online konferens (2020-10-08) [73] att det är möjligt att reducera investeringskostnaden för trailern med 10 – 25 % framöver genom ökad erfarenhet och produktionstakt. Investeringskostnaden utgör endast en andel av distributionskostnaden, alltså kommer distributionskostnaden inte kunna reduceras lika mycket genom att endast trailern blir billigare. Vid en kostnadsreduktion på 25 % för trailerns investeringskostnad kan distributionskostnaden enligt Hexagon Purus minska med 3 – 16 %, beroende på transportsträcka och utkörningsmängd.

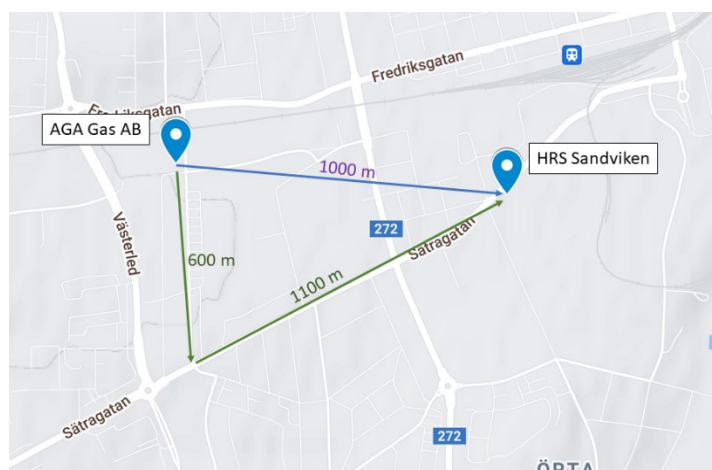
En annan möjlig kostnadsreduktion är genom att öka lagringstrycket ombord på trailern. För närvarande begränsas trycket till 500 bar under gällande standarder och regelverk. Om trycket kunde ökas till t.ex. 600 bar skulle samma trailer uppskattningsvis rymma 16 % mer vätgas.

Trycksatt vätgas via pipeline

Stationära ledningar för vätgas, så kallade vätgaspipelines gör det möjligt att transportera mycket stora mängder vätgas. Trycket i en sådan pipeline är typiskt 20 – 80 bar, beroende på pipeline utförande och slutanvändning av vätgas kan extra kompression vara nödvändigt. Både Fossilfritt Sverige [45] och Luleås Tekniska Universitet (LTU) [76] menar att det finns potential för vätgaspipelines i Sverige.

Det saknas kvantitativa uppgifter om kostnadsbilden. Den forskning som har gjorts om ämnet bygger ofta på erfarenheter från pipelines för naturgas, vilka bör ha många gemensamma faktorer men även vissa väsentliga skillnader. En stor potential för vätgaspipelines är att gamla pipelines för naturgas kan eftermonteras för att hantera vätgas istället. Dock anses inte detta vara möjligt i Sverige [70].

Ett exempel på en mindre vätgas-pipeline finns i Sandviken. Där transporteras vätgas från en produktionsenhet (AGA Gas AB) till en vätgastankstation som befinner sig ungefär en kilometer bort (fågelvägen). Rörledning fortsätter och går även hela vägen till Sandvikens industriområde [77]. Ledningen är totalt 4 km lång, har en innerdiameter på ca 40 mm och ett tryck på 11 bar [78].



Figur 4: Avstånd mellan AGA Gas AB och Sandviken HRS. Blått är fågelvägen och grönt längs större väg. Ledningen fortsätter även förbi tankstationen till närliggande industriområde.

Kostnad för vätgaspipelines

Det saknas en tydlig kostnadsbild för vätgaspipelines idag då man ännu inte är helt säker på exakt hur de skulle utföras designmässigt [70]. En stor kostnadsdrivare för en sådan pipeline är kostnaden för marken som pipeline byggs på. Därför kan det förväntas att kostnaden varierar beroende på var den byggs.

Yang & Ogden [68] uppskattar att markkostnaden för en kilometer pipeline är \$300 000 eller \$600 000 beroende på om den byggs i en lantlig eller urban miljö. Omräknat till dagens valutakurs (SEK2020)⁶ motsvarar detta 3.13 miljoner SEK/km för lantlig miljö och 6.26 miljoner SEK/km i en stad/urban miljö. Utöver markkostnader tillkommer även kostnad för själva pipeline (materialkostnad), drift och installationskostnad. Yang & Ogden beräknar att pipeline är det mest kostnadseffektiva distributionsalternativet så länge distributionsmängden är tillräckligt hög i förhållande till transportsträckan.

⁶ Omräknat enligt CEPCI och 2020s valutakurs

European Hydrogen Backbone [70] uppskattar att distributionskostnaden för vätgas via pipeline kan vara så låg som 0.16 – 0.23 €/kg H₂ för en nybyggd 1000 kilometers pipeline. Dock utgår de från ett framtidsscenario (kostnader år 2030 – 2040) och beräkningen bygger även på en mycket hög kapacitet. För en pipeline med 48 inches (1.22 meter) i innerdiameter antas en högsta överföringskapacitet på 13 GW (mätt med lägre värmevärdet) vilket motsvarar 390 039 kg H₂/h. I övrigt antar rapporten en belastningsfaktor på 5000 fullasttimmar per år, så per dag blir massflödet i genomsnitt 5 343 000 kg H₂/d, därför är resultaten inte applicerbara för större elektrolysörer (20 MW ger 9600 kg H₂/dag). Likaså i ”The Role of Gas and Gas Infrastructure in Swedish Decarbonisation Pathways 2020 – 2045” [79] utgår författarna från pipelines i större skala (36- och 48 inch) vilket resulterar i kilometerkostnader på 2.2 resp. 2.6 M €/km_{pipeline}. Detta innebär att vätgas transporteras i Gigawatt-skala och förser större industrier eller områden/städer.

Erfarenheten inom RISE är att kostnadsuppskattningen från Yang & Ogden är något för låg. Som utgångspunkt för att uppskatta kostnaden för en pipeline (oavsett dimension) anses 10 MSEK/km som rimligt grundantagande. Med en livslängd på 20 år, ränta på 10 % och underhållskostnad på 2 % av CAPEX per år erhåller vi distributionskostnader enligt Tabell 10. Här syns det att pipelinens längd är en mycket viktig faktor. För att hålla distributionskostnaden under 1 SEK/kg H₂ krävs minst 4000 kg H₂/dag för varje kilometer pipeline (dvs för 2 km pipeline krävs 8000 kg H₂/dag). För 10 SEK/kg H₂ krävs minst runt 400 kg H₂/dag och kilometer. Till denna distributionskostnad tillkommer även vanligtvis en kompressionskostnad hos mottagaren som är högre än vad distribution med lastbil behöver

Tabell 7: Distributionskostnad pipeline [SEK/kg H₂] (Färgkodning efter kostnadsintervall)

		Utkörningsmängd [kg H ₂ /dag]															
		500	1000	1500	2000	2500	3000	3500	4000	4500	5000	5500	6000	6500	7000	7500	8000
Längd pipeline [km]	1	7.53	3.77	2.51	1.88	1.51	1.26	1.08	0.94	0.84	0.75	0.68	0.63	0.58	0.54	0.50	0.47
	2	15.06	7.53	5.02	3.77	3.01	2.51	2.15	1.88	1.67	1.51	1.37	1.26	1.16	1.08	1.00	0.94
	3	22.60	11.30	7.53	5.65	4.52	3.77	3.23	2.82	2.51	2.26	2.05	1.88	1.74	1.61	1.51	1.41
	4	30.13	15.06	10.04	7.53	6.03	5.02	4.30	3.77	3.35	3.01	2.74	2.51	2.32	2.15	2.01	1.88
	5	37.66	18.83	12.55	9.42	7.53	6.28	5.38	4.71	4.18	3.77	3.42	3.14	2.90	2.69	2.51	2.35
	6	45.19	22.60	15.06	11.30	9.04	7.53	6.46	5.65	5.02	4.52	4.11	3.77	3.48	3.23	3.01	2.82
	7	52.72	26.36	17.57	13.18	10.54	8.79	7.53	6.59	5.86	5.27	4.79	4.39	4.06	3.77	3.51	3.30
	8	60.26	30.13	20.09	15.06	12.05	10.04	8.61	7.53	6.70	6.03	5.48	5.02	4.64	4.30	4.02	3.77
	9	67.79	33.89	22.60	16.95	13.56	11.30	9.68	8.47	7.53	6.78	6.16	5.65	5.21	4.84	4.52	4.24
	10	75.32	37.66	25.11	18.83	15.06	12.55	10.76	9.42	8.37	7.53	6.85	6.28	5.79	5.38	5.02	4.71
	11	82.85	41.43	27.62	20.71	16.57	13.81	11.84	10.36	9.21	8.29	7.53	6.90	6.37	5.92	5.52	5.18
	12	90.38	45.19	30.13	22.60	18.08	15.06	12.91	11.30	10.04	9.04	8.22	7.53	6.95	6.46	6.03	5.65
	13	97.92	48.96	32.64	24.48	19.58	16.32	13.99	12.24	10.88	9.79	8.90	8.16	7.53	6.99	6.53	6.12
	14	105.45	52.72	35.15	26.36	21.09	17.57	15.06	13.18	11.72	10.54	9.59	8.79	8.11	7.53	7.03	6.59
	15	112.98	56.49	37.66	28.25	22.60	18.83	16.14	14.12	12.55	11.30	10.27	9.42	8.69	8.07	7.53	7.06
	16	120.51	60.26	40.17	30.13	24.10	20.09	17.22	15.06	13.39	12.05	10.96	10.04	9.27	8.61	8.03	7.53
	17	128.04	64.02	42.68	32.01	25.61	21.34	18.29	16.01	14.23	12.80	11.64	10.67	9.85	9.15	8.54	8.00
	18	135.58	67.79	45.19	33.89	27.12	22.60	19.37	16.95	15.06	13.56	12.33	11.30	10.43	9.68	9.04	8.47
	19	143.11	71.55	47.70	35.78	28.62	23.85	20.44	17.89	15.90	14.31	13.01	11.93	11.01	10.22	9.54	8.94
	20	150.64	75.32	50.21	37.66	30.13	25.11	21.52	18.83	16.74	15.06	13.69	12.55	11.59	10.76	10.04	9.42
25	188.30	94.15	62.77	47.08	37.66	31.38	26.90	23.54	20.92	18.83	17.12	15.69	14.48	13.45	12.55	11.77	

Flytande väte via lastbil

Lagring och transport av flytande väte är mer kostnadseffektivt än trycksatt vätgas, eftersom det går att rymma mer väte i en trailer för flytande väte. Därför blir distributionskostnaden för väte lägre med flytande väte. Dock tillkommer kostnaden för förvätskning. En trailer med flytande väte rymmer runt 4000 kg H₂ och kostar ca \$ 1 000 000. Och även för flytande väte kommer det inte vara möjligt att utvinna 100 % av tankens innehåll. För att vätet skall behålla sin flytande form måste det hållas kraftigt nedkylt (33 Kelvin eller lägre). Tankar för flytande väte har mycket god värmeisolerande förmåga men en del värme kommer alltid att släppas in. Detta leder till att en del av vätet kommer värmas upp och övergå till gas. För att förhindra övertryck i behållare släpps en del av gasen ut. Detta fenomen kallas ”boil-off” och leder alltid till en del förluster. Vi uppskattar att 90 % av tankens innehåll går att använda.

Kostnad

För beräkningen av distributionskostnad används samma metodik som för trycksatt vätgas via lastbil, men med trailer-tankkapacitet på 3600 kg H₂ (90 % av 4000 kg H₂) till en kostnad av 9 203 700 SEK (motsvarar \$ 1 000 000 i 2020). Tabell 8 visar data från fyra olika källor för kapacitet och investeringskostnad för en trailer med flytande väte.

Tabell 8: Investeringskostnader för trailer för flytande väte

Kostnad	Kapacitet	Källa
950 000 [\$2014]	3800 [kg]	[80]
718 000 [\$2020]	4300 [kg]	[81]
1 200 000 [\$2020]	4000 [kg]	[81]
800 000 [\$2007]	4000 [kg]	[82]

I Tabell 9 visas de beräknade distributionskostnaderna för flytande väte, dock utan att kostnaden för förvätskning har räknats in. Dessa kostnader är alltid lägre än för motsvarande distribution av trycksatt vätgas. På samma vis som för trycksatt vätgas ger kortare sträckor och större mängder reducerad kostnad.

Tabell 9: Distributionskostnad flytande väte via lastbil [SEK/kg H₂]

		Utkörningsmängd [kg H ₂ /dag]															
		500	1000	1500	2000	2500	3000	3500	4000	4500	5000	5500	6000	6500	7000	7500	8000
Medeltransportsträcka [km]	25	9.0	4.6	3.1	2.4	1.9	1.6	1.4	1.3	1.1	1.0	0.9	0.9	0.8	0.8	0.7	0.7
	50	9.2	4.7	3.2	2.5	2.1	1.8	1.6	1.4	1.3	1.2	1.1	1.0	1.0	0.9	0.9	0.8
	75	9.3	4.9	3.4	2.6	2.2	1.9	1.7	1.5	1.4	1.3	1.2	1.2	1.1	1.1	1.0	1.0
	100	9.4	5.0	3.5	2.8	2.3	2.0	1.8	1.7	1.6	1.5	1.4	1.3	1.2	1.2	1.2	1.1
	125	9.6	5.1	3.7	2.9	2.5	2.2	2.0	1.8	1.7	1.6	1.5	1.4	1.4	1.3	1.3	1.3
	150	9.7	5.3	3.8	3.1	2.6	2.3	2.1	2.0	1.8	1.7	1.7	1.6	1.5	1.5	1.4	1.4
	175	9.9	5.4	3.9	3.2	2.8	2.5	2.3	2.1	2.0	1.9	1.8	1.7	1.6	1.7	1.6	1.5
	200	10.0	5.6	4.1	3.3	2.9	2.6	2.4	2.2	2.1	2.0	1.9	1.9	1.8	1.8	1.7	1.7
	225	10.2	5.7	4.2	3.5	3.0	2.7	2.5	2.4	2.3	2.2	2.1	2.0	1.9	1.9	1.9	1.8
	250	10.3	5.8	4.4	3.6	3.2	2.9	2.7	2.5	2.4	2.3	2.2	2.1	2.1	2.0	2.0	2.0
	275	10.4	6.0	4.5	3.8	3.3	3.0	2.8	2.7	2.5	2.4	2.4	2.3	2.2	2.2	2.1	2.5
	300	10.6	6.1	4.7	3.9	3.5	3.2	3.0	2.8	2.7	2.6	2.5	2.4	2.4	2.8	2.7	2.7
	325	10.7	6.3	4.8	4.1	3.6	3.3	3.1	2.9	2.8	2.7	2.6	2.6	3.0	2.9	2.9	2.8
	350	10.9	6.4	4.9	4.2	3.7	3.5	3.2	3.1	3.0	2.9	2.8	3.3	3.2	3.1	3.0	2.9
	375	11.0	6.6	5.1	4.3	3.9	3.6	3.4	3.2	3.1	3.0	2.9	3.4	3.3	3.2	3.1	3.1
	400	11.1	6.7	5.2	4.5	4.0	3.7	3.5	3.4	3.2	3.1	3.7	3.5	3.4	3.4	3.3	3.2
425	11.3	6.8	5.4	4.6	4.2	3.9	3.7	3.5	3.4	3.9	3.8	3.7	3.6	3.5	3.4	3.4	
450	11.4	7.0	5.5	4.8	4.3	4.0	3.8	3.6	3.5	4.1	3.9	3.8	3.7	3.6	3.6	3.5	
475	11.6	7.1	5.6	4.9	4.5	4.2	3.9	3.8	4.4	4.2	4.1	4.0	3.9	3.8	3.7	3.6	
500	11.7	7.3	5.8	5.0	4.6	4.3	4.1	3.9	4.5	4.4	4.2	4.1	4.0	3.9	3.8	3.8	

Färgkodning – Antal Lastbilar (fler krävs för större mängd och längre distributionsavstånd)	
1	2

Extra kostnad för förvätskning

För att vätet skall kunna transporteras i flytande form måste det först förvätskas. Förvätskning medför extra energiförluster och kostnad. Att förvätska ett kilogram vätgas kräver ca 10 – 15 kWh elektricitet [83]. För vissa användningar av väte önskas vätet vara i flytande form (t.ex. Daimlers planerade vätgaslastbilar [11]) men för många vanliga applikationer (t.ex. som fordonsbränsle i personbilar) räcker det med att den är i gasform. Detta vill säga att om slutanvändningen är i flytande form kan förvätskningen betraktas som en del av distributionskostnaden då vätets flytande fas endast används i distributionssyfte. Det kan dock noteras att vätgastankstationer för flytande väte kan vara billigare och mer kostnadseffektiva än de där gas används [4] vilket leder till en lägre kostnad vid tankstationen.

Flytande väte framställs i en industriell process som oftast utförs på mycket stor skala. Bland de mindre anläggningarna för förvätskning förekommer kapaciteter på 4080 – 6000 kg H₂/dag och för de större upp till 200 000 kg/dag [84] [67]. Anläggningen för förvätskning blir generellt mer kostnadseffektiv ju större den är. Dock utgör elförbrukningen en stor del av kostnaden för förvätskning, alltså finns det en övre gräns för skalfördelarna.

Uppskattad kostnad för förvätskning vid 9000 kg H₂/dag är 27.6 SEK/kg H₂ (beräkning redovisas i bilagan, Tabell 16). För att få ned kostnaden ytterligare krävs en större anläggning (med större elektrolysör också), för mindre anläggningar stiger kostnaden ytterligare. Vid tillägg av kostnaden för förvätskning resulterar det i att flytande väte som transporteras via lastbil alltså blir ett dyrare distributionsalternativ än trycksatt vätgas via lastbil.

Sammanfattning gällande vätgasdistribution

När det kommer till alternativ för distribution av vätgas är sannolikt trailers med trycksatt vätgas eller pipeline de starkaste alternativen om slutanvändningen är närbelägen till produktionsorten. Det saknas tillräckligt med information för att göra precisa uttalanden om pipelines men det är troligt att de är ett starkt alternativ för kortare distributionssträckor (< 10 km). En pipeline skulle exempelvis kunna användas för att förse en tankstation placerad i närheten till produktionsanläggningen.

Notera även att antagandet har varit det att kompression finns tillgängligt vid elektrolysören på ett sätt som gör att ingen extra kostnad tillkommer för att komprimera vätgasen ombord på lastbilstrailer eller pipeline.

Scenarier för användning av vätgas

Trots vätgasens stora möjligheter är dess användning idag begränsad. I detta kapitel presenteras flera generella framtida scenarier för vätgasens användning.

Scenario 1: Pilot/Demo anläggning i närtid med Trelleborg som förebild

Tidigare i år (2021) annonserades det att Trelleborg kommer få sin första vätgastankstation [85]. Tankstationen blir den första stationen i Sverige inom projektet ”The Nordic Hydrogen Corridor”. Tankstationen kommer upprättas av bolaget Everfuel som har ett avtal med Trelleborgs kommun och Trelleborgs energi. Följande information finns tillgänglig om upphandlingen:

Fordon - Trelleborgs kommun ska införskaffa följande vätgasdrivna fordon: 7st skolbussar, 1st sopbil, 9st lätta lastbilar och 17st personbilar. Kostnaden för att byta fordonen är 24 MSEK [86]. Uppskattningsvis ger dessa fordon ett totalt vätgasbehov på 360 kg H₂/dag (Tabell 10).

Tabell 10: Fordon och uppskattat vätgasbehov i Trelleborg

Fordon	Antal	Bränsleekonomi (per fordon)	Sammanlagd bränsleförbrukning
Skolbuss	7st	12 kg H ₂ /dag	84 kg H ₂ /dag
Lätt lastbil	9st	27 kg H ₂ /dag	243 kg H ₂ /dag
Sopbil	1st	30 kg H ₂ /dag [87]	30 kg H ₂ /dag
Personbil	17st	0.3 kg H ₂ /dag	5.1 kg H ₂ /dag
Totalt			362.1 kg H₂/dag

Produktion - Trelleborgs energi projekterar en produktionsanläggning för vätgas som skall göra hela kommunen självförsörjande på vätgas. Från den information som är känd handlar det om att producera vätgas till tankstationen [88].

Upphandling - Trelleborgs kommun kommer att betala en engångspost på 2,1 MSEK som engångsinsats för att möjliggöra ett konkurrensmässigt bränslepris på vätgasen [89]. Trelleborgs kommun har även gått med på att köpa minst 120 kg H₂/dag från tankstationen. Men både Trelleborg och Everfuel siktar egentligen på att det kommer bli mer än så. Målet är att nå 500 kg H₂/dag inom 5 år.

Andra förutsättningar

Trelleborg är med sin hamn en strategisk placeringsort då mer än 750 000 tunga lastbilar passerar genom hamnen årligen [85]. Förhoppningen på lång sikt är att lastbilstransporter kommer stå för en stor del av vätgasbehovet.

Betydelse för projektet – Uppskattning av vätgasbehov

Begränsat med information finns tillgängligt om hur Trelleborgs energi planerar för vätgasproduktionen. Uppskattningsvis bör produktionen initialt dimensioneras mot 300 - 500 kg H₂/dag då det finns tydliga målsättningar att nå denna kapacitet. Vätgasbehovet kommer sannolikt att öka gradvis då Trelleborg introducerar vätgasfordonen gradvis över några år.

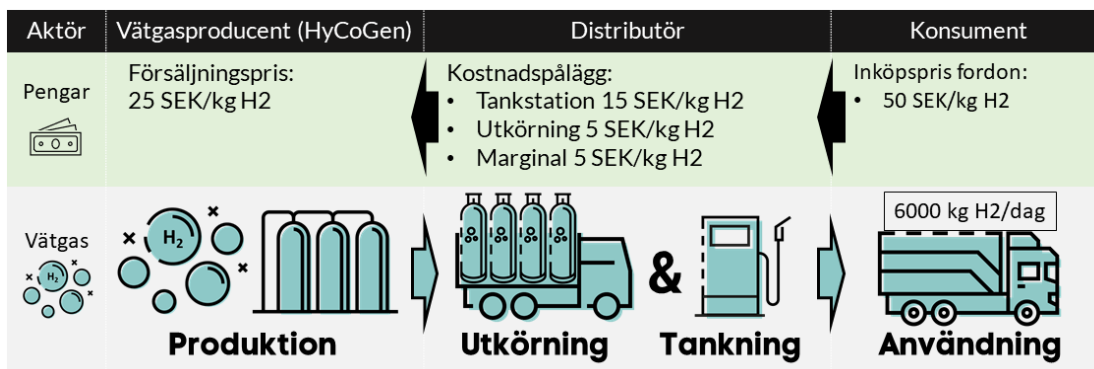
Trelleborg och Everfuel hoppas även på att andra aktörer skall komma att använda stationen, såsom lastbilar som passerar genom Trelleborg eller lokala verksamheter.

Jämfört mot andra vätgastankstationer i Sverige är detta vätgasbehov uppskattningsvis större än vad som förekommer i Mariestad, där elektrolysören är dimensionerad för max 130 kg H₂/dag, men ändå mindre än vad som planeras för Göteborgs hamn (720 kg H₂/dag) [40].

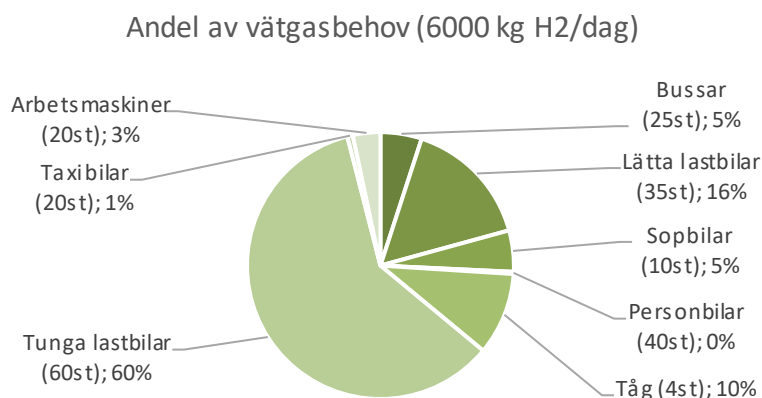
Scenario 2: Flera tankstationer i framtiden

Det här scenariot gäller i en framtid där vätgas gjort genombrott i sektorn för tunga transporter. I scenariot är det tänkt att det i en stad finns en signifikant mängd vätgasdriven trafik t.ex. lastbilar, tåg och bussar. Trafiken förses med vätgas från 10 vätgastankstationer inom stadens närområde som i sin tur förses med vätgas från produktionsanläggningen. Estimaterna för tankstationerna är baserade på den senaste rapporterade utvecklingen av vätgastankstationer i Kalifornien enligt [6].

I Figur 5 & Figur 6 illustreras följande scenario: I en stads närområde finns det tio vätgastankstationer med en kapacitet på 770 kg H₂/dag per station. Tankstationerna används till 80 % av sin kapacitet vilket ger ett totalt vätgasbehov på 6000 kg H₂/dag. Tankstationsägaren köper vätgas från vätgasproducenten för 25 SEK/kg H₂ och säljer i sin tur vidare till fordon till ett pris på 50 SEK/kg H₂. Tankstationsägaren är ansvarig för distributionen av vätgas mellan produktionsanläggning och tankstationerna, vilket sker via trailer med trycksatt vätgas. Den största kundbasen är tunga transporter som konsumerar majoriteten av all vätgas.



Figur 5: Aktörskonstellation och värdekedja i scenario "Flera tankstationer i framtiden"

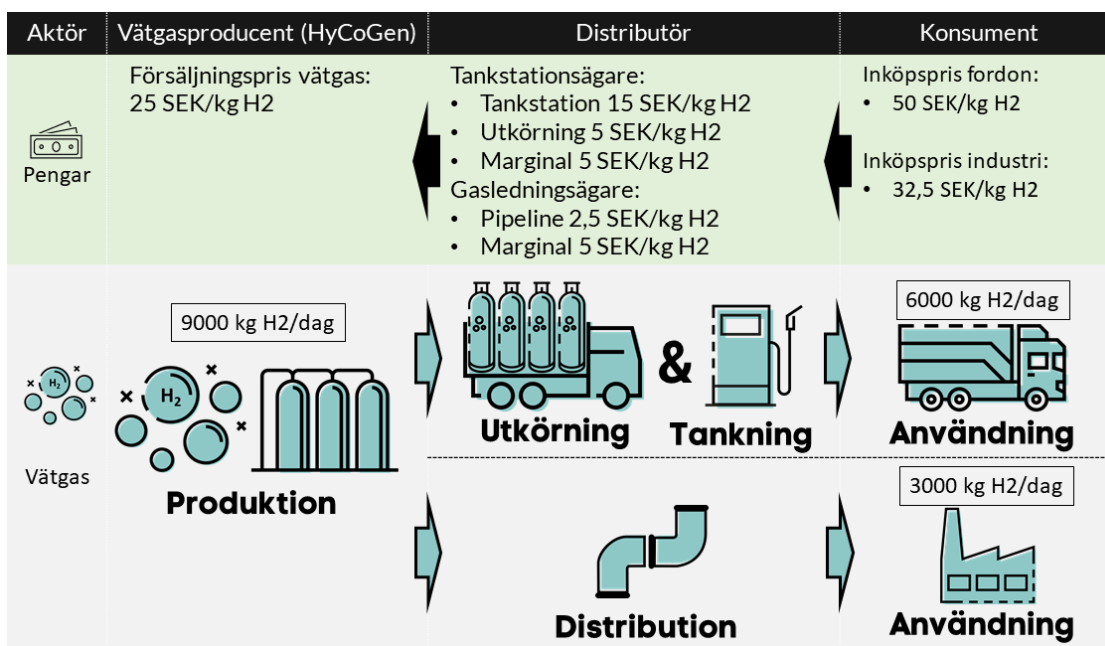


Figur 6: Vätgaskonsumenter i scenario "Flera tankstationer i framtiden"

Scenario 3: Flera tankstationer i framtiden med synergi mot industri

Detta scenario illustrerar en strategi för hur man kan komma igång med grön vätgasproduktion för fordon med hjälp av ett befintlig vätgasbehov från industrin. Behovet för vätgas finns redan idag inom industrin, problemet är dock att det är svårt för elektrolys att konkurrera mot SMR (Steam Methane Reforming, framställning av vätgas från naturgas vilket är dagens metod i Höganäs) vilket exempelvis studien om Höganäs visat [46]. Processindustrin som vätgaskonsument kräver stora mängder vätgas till ett relativt lågt pris. Tillgången måste också vara pålitligt och helst inte variera för mycket. Vill man kunna styra vätgasproduktionen efter elpris och väder är det alltså nödvändigt med ett vätgaslager.

För vätgasproducenten innebär industrikunden att man sannolikt får avsättning för stora mängder av sin vätgas men oftast till lägre pris. Detta i kontrast till fordonssektorn där priset kan tänkas vara högre men osäkerheten och förbrukningsvariationen mycket större. Att satsa på grön vätgasproduktion till industrin är alltså sannolikt en förlustaffär på kort sikt men ett säkrare sätt att komma igång med grön vätgasproduktion vilket senare kan inkludera fordonssektorn där värdet är högre. Genom att satsa på flera marknader är det möjligt att få större skala på vätgasproduktionen vilket sänker produktionskostnaden för vätgasen då en större elektrolys är mer kostnadseffektiv [90]. Figur 7 nedan visar ett scenario där en vätgasproducent säljer vätgas både till industri och tankstationer.



Figur 7: Aktörskonstellation och värdekedja i scenario "Flera tankstationer i framtiden och industriell synergi"

RISE Research Institutes of Sweden AB
Säkerhetsforskning - Förnybar energi från vind och hav

Utfört av:

Axel Nordin Fördös - Energiomvandling
Jenny Lindborg – Förnybar energi från vind och hav
Emelie Algebrant – Tekniska verken

Anders Wickström

Referenser

- [1] Naturvårdsverket, "Utsläpp av växthusgaser från inrikes transporter," Naturvårdsverket, 15 12 202. [Online]. Available: <https://www.naturvardsverket.se/Sa-mar-miljon/Statistik-A-O/Vaxthusgaser-utslapp-fran-inrikes-transporter/>. [Använd 14 06 2021].
- [2] Fuelcellworks, "History," Fuelcellworks, [Online]. Available: <https://fuelcellworks.com/knowledge/history/>. [Använd 14 06 2021].
- [3] Tesla, "Supercharger," Tesla, 2021. [Online]. Available: https://www.tesla.com/sv_SE/supercharger. [Använd 26 05 2021].
- [4] A. E. N. R. E. G. Krishna Reddi, "Impact of hydrogen refueling configurations and market parameters on the refueling cost of hydrogen," Elsevier, 2017.
- [5] A. E. D. B. Krishna Reddi, "2016 DOE Hydrogen and Fuel Cells Program Annual Merit Review - Hydrogen Delivery Infrastructure Analysis," Argonne National Laboratory, 2016.
- [6] M. M. Mariya Koleva, "Hydrogen Fueling Station Cost," Department of Energy, 2020.
- [7] Energimyndigheten, "Industrins energianvändning," Energimyndigheten, 17 12 2020. [Online]. Available: https://pxexternal.energimyndigheten.se/pxweb/sv/Industrins%20energianv%c3%a4ndning/-/EN0113_3B.px/table/tableViewLayout2/?rxid=d5ae341e-f6a8-4806-99e6-764dbd36b202. [Använd 14 10 2021].
- [8] "H2Live," H2Live, 06 2021. [Online]. Available: <https://h2.live/en>. [Använd 14 06 2021].
- [9] B. Wallenberg, "Vätgaspionjärer räknar med tillväxt – ser 30-40 mackar i Sverige om fem år," Dagens Industri, 03 06 2021. [Online]. Available: <https://www.di.se/hallbart-naringsliv/vatgaspionjarer-raknar-med-tillvaxt-ser-30-40-mackar-i-sverige-om-fem-ar/>. [Använd 14 06 2021].
- [10] Vätgassverige, "Everfuel planerar 15 vätgasmackar i Sverige," Vätgassverige, 29 04 2021. [Online]. Available: <https://www.vatgas.se/2021/04/29/everfuel-planerar-15-vatgasmackar-i-sverige/>. [Använd 14 06 2021].

- [11] Dagens Industri, "Volvo och Daimler siktar på vätgas – begär 1.000 stationer," Dagens Industri, 29 04 2021. [Online]. Available: <https://www.di.se/hallbart-naringsliv/volvo-och-daimler-siktar-pa-vatgas-begar-1-000-stationer/>. [Använd 14 06 2021].
- [12] J.-W. v. Schaik, "First hydrogen e-cargo bike soon on the road," Bike europe 24, 2 04 2021. [Online]. Available: <https://www.bike-eu.com/products-innovations/nieuws/2021/04/first-hydrogen-e-cargo-bike-soon-on-the-road-10140224>. [Använd 14 06 2021].
- [13] FCH JU, "NEW STUDY: HYDROGEN-POWERED AVIATION. PREPARING FOR TAKE-OFF," FCH JU, 2020. [Online]. Available: <https://www.fch.europa.eu/news/new-study-hydrogen-powered-aviation-preparing-take>. [Använd 14 06 2021].
- [14] International Energy Agency, "Global EV Data Explorer," International Energy Agency, 29 04 2021. [Online]. Available: <https://www.iea.org/articles/global-ev-data-explorer>. [Använd 01 11 2021].
- [15] US DOE, "Compare Fuel Cell Vehicles," US DOE, 7 1 2021. [Online]. Available: https://www.fueleconomy.gov/feg/fcv_sbs.shtml. [Använd 14 06 2021].
- [16] Sustainable Bus, "Major fuel cell bus order for Solaris from RVK Cologne: 15 Solaris Hydrogen on delivery," Sustainable Bus, 13 03 2020. [Online]. Available: <https://www.sustainable-bus.com/news/major-fuel-cell-bus-order-for-solaris-from-rvk-cologne-15-solaris-hydrogen-on-delivery/>. [Använd 14 06 2021].
- [17] Vätgas Sverige, "Renare luft och tystare trafik i Sandviken tack vare vätgasbussar," Vätgas Sverige, 26 11 2020. [Online]. Available: <https://www.vatgas.se/2020/11/26/renare-luft-och-tystare-trafik-i-sandviken-tack-vare-vatgasbussar/>. [Använd 14 06 2021].
- [18] Roland Berger, "Fuel Cell Electric Buses - Potential for Sustainable Public transport in Europe," FCH JU, 2015.
- [19] Skånetrafiken, "82 helt nya elbussar," Skånetrafiken, 13 06 2021. [Online]. Available: <https://www.skanetrafiken.se/aktuellt/malmo/detta-hander-nu/>. [Använd 06 09 2021].
- [20] U. Abrahamsson, "Elbussarna tar över i Jönköping," SVT, 19 03 2021. [Online]. Available: <https://www.svt.se/nyheter/lokalt/jonkoping/elbussarna-tar-over-i-jonkoping>. [Använd 06 09 2021].
- [21] Region Stockholm, "Elbussar i kollektivtrafiken," Region Stockholm, 2021. [Online]. Available: <https://www.sll.se/verksamhet/kollektivtrafik/kollektivtrafiken-vaxer-med-stockholm/elbussar/#:~:text=Totalt%20har%20trafikf%C3%B6rvaltningen%20elva%20busstrafikavtal,avtalsperiod%20p%C3%A5%20cirka%20tio%20%C3%A5r..> [Använd 06 09 2021].
- [22] FuelCellsWorks, "Fuel Cell Fork Lift Trucks Drive Hydrogen Into the Future," FuelCellsWorks, 28 10 2019. [Online]. Available: <https://fuelcellsworks.com/news/fuel-cell-fork-lift-trucks-drive-hydrogen-into-the-future/>. [Använd 29 11 2021].
- [23] Linde Material Handling, "Into the Future with Hydrogen," Linde Material Handling, 2021. [Online]. Available: <https://www.linde-mh.com/en/About-us/Innovations-from-Linde/Fuel-Cells.html>. [Använd 14 06 2021].

- [24] Roland Berger, "Development of Business Cases for Fuel Cells and Hydrogen Applications for Regions and Cities," FCH JU, Brussels, 2017.
- [25] Alstom, "Coradia iLint™ – the world's 1st hydrogen powered train," Alstom, 23 06 2021. [Online]. Available: <https://www.alstom.com/solutions/rolling-stock/coradia-ilintm-worlds-1st-hydrogen-powered-train>. [Använd 12 08 2021].
- [26] C. Undéhn, "Vätgaståg på besök i Sverige," elbilen, 30 08 2021. [Online]. Available: <https://elbilen.se/nyheter/vatgastag-pa-besok-i-sverige/>. [Använd 29 11 2021].
- [27] FCH JU, "Study on the use of fuel cells and hydrogen in the railway environment," FCH JU, 2019.
- [28] Reuters, "Hyundai delivers first fuel cell trucks to Switzerland," Reuters, 7 08 2020. [Online]. Available: <https://www.reuters.com/article/hyundai-switzerland-hydrogen-trucks-idUSKBN26S1FM>. [Använd 14 06 2021].
- [29] Daimler, "Fuel-cell joint venture. Volvo Group and Daimler Truck AG sign binding agreement," Daimler, 02 11 2020. [Online]. Available: <https://www.daimler.com/company/news/fuel-cell-joint-venture-volvo.html>. [Använd 14 06 2021].
- [30] Roland Berger, "Fuel Cells Hydrogen Trucks," FCH JU, 2020.
- [31] JCB, "JCB LEADS THE WAY WITH FIRST HYDROGEN FUELLED EXCAVATOR," JCB, 01 07 2020. [Online]. Available: <https://www.jcb.com/en-gb/news/2020/07/jcb-leads-the-way-with-first-hydrogen-fuelled-excavator>. [Använd 14 06 2021].
- [32] Volvo CE, "The shape of things to come," Volvo CE, 18 05 2021. [Online]. Available: <https://www.volvoce.com/global/en/news-and-events/press-releases/2021/volvo-ce-takes-big-step-towards-a-carbon-neutral-future-with-hydrogen-fuel-cell-test-lab/>. [Använd 14 06 2021].
- [33] Hyundai, "Hyundai Construction Equipment (HCE) to develop "Hydrogen Fuel Excavators" with Hyundai Motors," Hyundai, 10 03 2020. [Online]. Available: <https://www.hyundai-ce.eu/news/2020-03-pr-hyundai-hydrogen-fuel-excavators>. [Använd 14 06 2021].
- [34] P. Moore, "Anglo American's hydrogen mining truck back on track for H1 2021 first motion," IM-mining, 17 09 2020. [Online]. Available: <https://im-mining.com/2020/09/17/anglo-americans-hydrogen-mining-truck-back-track-h1-2021-first-motion/>. [Använd 14 06 2021].
- [35] IEA, "Global Hydrogen Review 2021," IEA, 2021.
- [36] Energimyndigheten, "Underlagsrapport - Förslag till nationell strategi för vätgas, elektrobränslen och ammoniak," Energimyndigheten, 2021.
- [37] P. Tunberg, Interviewee, *Möte med Mälarenergi*. [Intervju]. 10 06 2021.
- [38] E. Runberg, "Analys av storskalig vätgasanläggning för effektbalansering och regional transportsektor," Karlstads Universitetet, Karlstad, 2021.

- [39] T. verken, *Icke publicerad undersökning från tekniska verken*, 2021.
- [40] InfraSverige, ”Nordens första ladd- och vätgasstation för tung trafik byggs i Göteborgs Hamn,” InfraSverige, 27 07 2021. [Online]. Available: <http://www.infrasverige.se/sjofart/nordens-fa-rsta-ladd-och-va-tgasstation-fa-r-tung-trafik-byggs-i-ga-teborgs-hamn>. [Använd 03 09 2021].
- [41] Skogsindustrierna, ”Transport och infrastruktur,” Skogsindustrierna, 2018. [Online]. Available: <https://www.skogsindustrierna.se/om-skogsindustrin/branschstatistik/transport-och-infrastruktur/>. [Använd 03 09 2021].
- [42] Hydrogen Council, ”A path to hydrogen competitiveness - A cost perspective,” Hydrogen Council, 2020.
- [43] M. Alpman, ”Sveriges har fått sin andra vätgasmack. Den står på Arlanda och taxibilar väntas bli de första kunderna.,” NyTeknik, 18 09 2015. [Online]. Available: <https://www.nyteknik.se/energi/nu-ar-nya-vatgasmacken-oppen-6344599>. [Använd 19 06 2021].
- [44] A. N. Fördös, *Studiebesök på Mariestads vätgastankstation*, Mariestad, 2021.
- [45] Fossilfritt Sverige, ”Fossilfri återhämtning,” Fossilfritt Sverige, 2021.
- [46] A.-K. J. L. A. M. E. H. P. L.-O. N. Jens Wolf, ”Detaljerad analys state-of-the-art industriell elektrolys - fallstudie,” 2021.
- [47] M. Lamert, ”EU Hydrogen Strategy - A case for urgent action towards implementation,” University of Oxford, 2020.
- [48] A. G. Gummeson, ”Svenskt stål kapar utsläpp,” KTH, 02 03 2020. [Online]. Available: <https://www.kth.se/aktuellt/nyheter/svenskt-stal-kapar-utslapp-1.962868>. [Använd 04 10 2021].
- [49] M. Å. L. J. N. Valentin Vogl, ”Assessment of hydrogen direct reduction for fossil-free steelmaking,” nr 203, pp. 736-745, 18 08 2018.
- [50] Jernkontoret, ”Produktion,” Jernkontoret, 17 05 2021. [Online]. Available: <https://www.jernkontoret.se/sv/stalindustrin/branschfakta-och-statistik/produktion/>. [Använd 04 10 2021].
- [51] LKAB, ”FRÅGOR OCH SVAR VÅR NYA STRATEGI,” LKAB, 2020.
- [52] Ovako, ”Fossilfri vätgassatsning av Ovako, Volvokoncemen, Hitachi ABB Power Grids Sverige, H2 Green Steel och Nel Hydrogen,” Ovako, 22 06 2021. [Online]. Available: <https://mb.cision.com/Main/1471/3371620/1435030.pdf>. [Använd 29 11 2021].
- [53] Andy Brown, ”Uses of Hydrogen in Industry,” The Chemical Engineer, 18 07 2019. [Online]. Available: <https://www.thechemicalengineer.com/features/uses-of-hydrogen-in-industry/>. [Använd 13 10 2021].
- [54] Tractebel Engie, Hinicio, ”Study on early business cases for H2 in energy storage and more broadly power to H2 applications,” FCH JU, 2017.

- [55] Shell, "REFHYNE," Shell, 2021. [Online]. Available: <https://refhyne.eu/about/>. [Använd 02 08 2021].
- [56] O. E. B. M. L. G. G. C. M.-R. A. R. A. V.-M. K.H.R. Rouwenhorst, Techno-Economic Challenges of Green Ammonia as an Energy Vector, 2021.
- [57] Nordic Innovation, "NoGAPS: Nordic Green Ammonia Powered Ship," Nordic Innovation, 2021.
- [58] Engineering Toolbox, "Adiabatic Flame Temperatures," Engineering Toolbox, [Online]. Available: https://www.engineeringtoolbox.com/adiabatic-flame-temperature-d_996.html. [Använd 14 10 2021].
- [59] Dr. Peter Kluesener, Dr. Ireneusz Pyc, Dr. Gerhard Zimmermann, e-Methanol - a universal green fuel, Munich, Germany: Siemens Energy, 2020.
- [60] Y. B. P. J. G. T. L. Z. Wai Siong Chai, "A review on ammonia, ammonia-hydrogen and ammonia-methane fuels," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, nr 147, 2021.
- [61] Statkraft, "Green ammonia: Climate-friendly fuel for long distances and heavy tasks," Statkraft, [Online]. Available: <https://www.statkraft.com/newsroom/news-and-stories/archive/2021/green-ammonia-climate-friendly-fuel-for-long-distances-and-heavy-tasks/>. [Använd 15 10 2021].
- [62] J. S. S. M. M. S. M. G. J. L. P. P. S. b. Stefan Rönsch, "Review on methanation – From fundamentals to current projects," *Fuel*, nr 166, pp. 276-296, 2016.
- [63] IATA, "Jet Fuel Price Monitor," IATA, 08 10 2021. [Online]. Available: <https://www.iata.org/en/publications/economics/fuel-monitor/>. [Använd 15 10 2021].
- [64] K. S. J. D. Jordan Hanania, "Town gas," *Energy Education*, 29 08 2017. [Online]. Available: https://energyeducation.ca/encyclopedia/Town_gas. [Använd 13 10 2021].
- [65] Energimyndigheten, "Naturgas," Energimyndigheten, 05 02 2020. [Online]. Available: <http://www.energimyndigheten.se/trygg-energiforsorjning/naturgas/>. [Använd 29 11 2021].
- [66] "Energistatistik för småhus, flerbostadshus och lokaler," Energimyndigheten, 11 05 2021. [Online]. Available: <http://www.energimyndigheten.se/statistik/den-officiella-statistiken/statistikprodukter/energistatistik-for-smahus-flerbostadshus-och-lokaler/?currentTab=1#mainheading>. [Använd 14 10 2021].
- [67] W. A. Amos, "Costs of Storing and Transporting Hydrogen," NREL, 1998.
- [68] J. O. Christopher Yang, "Determining the lowest-cost Hydrogen Delivery Mode," 2007.
- [69] Argonne National Laboratory, "Hydrogen Delivery Scenario Analysis Model (HDSAM)," 2006. [Online]. Available: <https://hdsam.es.anl.gov/index.php?content=hdsam>. [Använd 19 05 2021].
- [70] Enagás, Energinet, Fluxys Belgium, Gasunie, GRTgaz, NET4GAS, OGE, ONTRAS, Snam, Swedegas, Teréga, "European Hydrogen Backbone," 2020.

- [71] Hexagon Purus, "Hexagon Purus - Driving the transition to zero emission mobility," Hexagon Purus, 2021. [Online]. Available: <https://hexagongroup.com/hexagon-purus/>. [Använd 28 04 2020].
- [72] O. o. E. E. & R. Energy, "Hydrogen Tube Trailers," Office of Energy Efficiency & Renewable Energy, [Online]. Available: <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-tube-trailers>. [Använd 28 04 2021].
- [73] H. Fehrenbach, "An outlook on a possible cost roadmap of composite high-pressure distribution," i *Hydrogen Online Conference*, Internet, 2020.
- [74] Catecgases, "Taking Type IV technology a step further," Catecgases, 03 2021. [Online]. Available: <https://www.catecgases.com//technology>. [Använd 28 04 2021].
- [75] R. B. J. C. R. R. G. Parks, "Hydrogen Station Compression,," NREL, 2014.
- [76] J. Kristensson, "Så mycket vätgas kan en svensk-finsk pipeline rymma," NyTeknik, 26 05 2021. [Online]. Available: <https://www.msn.com/sv-se/nyheter/teknik-prylar/s%C3%A5-mycket-v%C3%A4tgas-kan-en-svensk-finsk-pipeline-rymma/ar-AAKnW9d?ocid=entnewsntp>. [Använd 07 06 2021].
- [77] Sandvik, "Nordisk vätgaskonferens i Sandviken," Sandvik, 25 10 2016. [Online]. Available: <https://www.materials.sandvik/se/news-media/news-and-stories/nyheter-och-media/2016/10/nordisk-vatgaskonferens-i-sandviken/>. [Använd 22 06 2021].
- [78] J. Lindborg, *Studiebesök i Sandviken*, Sandviken, 2021.
- [79] A. LARA, "THE ROLE OF GAS AND GAS INFRASTRUCTURE IN SWEDISH DECARBONISATION PATHWAYS 2020-2045," Energiforsk, 2021.
- [80] NREL, "HYDROGEN DELIVERY SCENARIO ANALYSIS MODEL (HDSAM)," 2014. [Online]. Available: <https://hdsam.es.anl.gov/index.php?content=hdsam>. [Använd 26 04 2021].
- [81] J. D. A. J. A. S. A. Y. K. Xianming Jimmy Li, "Paths to low-cost hydrogen energy at a scale for," *Clean Energy*, vol. 4, nr 1, pp. 26-47, 2020.
- [82] J. O. Christopher Yang, "DETERMINING THE LOWEST-COST HYDROGEN DELIVERY MODE," *Hydrogen Energy*, vol. 32, nr 2, pp. 268 - 286, 2007.
- [83] M. M. Majid Aasadnia, "Large-scale liquid hydrogen production methods and approaches: A review," *Applied Energy*, pp. 557-83, 2018.
- [84] M. P. A. E. C. H. Elizabeth Connelly, "Current Status of Hydrogen Liquefaction Costs," US Department of Energy, 2019.
- [85] Nordic Hydrogen Partnership, "First hydrogen refueling station in Sweden in the Nordic Hydrogen Corridor project," Nordic Hydrogen Partnership, 26 08 2021. [Online]. Available: <http://www.nordichydrogenpartnership.com/2021/08/26/first-hydrogen-refueling-station-in-sweden-in-the-nordic-hydrogen-corridor-project/>. [Använd 22 09 2021].

- [86] Bussmagasinet, "Vätgasdrivna skolbussar i Trelleborg," Bussmagasinet, 13 09 2020. [Online]. Available: <https://www.bussmagasinet.se/2021/09/vatgasdrivna-skolbussar-i-trelleborg/>. [Använd 22 09 2021].
- [87] Ballard, "Zero Emission Refuse Trucks: Why Fuel Cell Power Just Makes Sense," Ballard, 24 03 2021. [Online]. Available: <https://blog.ballard.com/zero-emission-refuse-truck/>. [Använd 22 09 2021].
- [88] Trelleborgs energi, "Trelleborg blir ledande inom svensk vätgas," Trelleborgs energi, 04 01 2021. [Online]. Available: <https://trelleborgsenergi.se/2021/01/04/vatgas/>. [Använd 22 09 2021].
- [89] Trelleborgs kommun, "Agenda - Trelleborgskommunstyrelse," 03 09 2021. [Online]. Available: <https://moten.trelleborg.se/committees/kommunstyrelsen/kommunstyrelsen-61682/agenda/kallelsepdf?downloadMode=open>. [Använd 22 09 2021].
- [90] IRENA, "Green Hydrogen Cost Reduction," IRENA, 2020.
- [91] Vovlo Cars, "Volvo V90," Volvo Cars, 2021. [Online]. Available: <https://www.volvocars.com/se/v/cars/v90>. [Använd 21 10 2021].
- [92] H2 Live, "Toyota MIRAI," H2 Live, 2021. [Online]. Available: <https://h2.live/en/fuelcell-cars/toyota-mirai/>. [Använd 21 10 2021].
- [93] Trafikverket, "Körsträckor 2020," Trafikverket, 2021.
- [94] GlobalPetrolPrices, "Sweden fuel prices, electricity prices, natural gas prices," GlobalPetrolPrices, 30 04 2021. [Online]. Available: <https://www.globalpetrolprices.com/Sweden/>. [Använd 30 04 2021].
- [95] M. Gardiner, "Energy requirements for hydrogen gas compression and liquefaction as related to vehicle storage needs," Department of Energy, 2009.
- [96] Strategic Analysis, "2020 DOE Hydrogen and Fuel Cells Program Review - Hydrogen Storage Cost Analysis (ST100)," Strategic Analysis, 31 05 2020. [Online]. Available: https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/review20/st100_houchins_2020_o.pdf. [Använd 28 04 2021].
- [97] J. D. A. J. A. S. A. Y. K. Xianming Jimmy Li, "Paths to low-cost hydrogen energy at a scale for transportation applications in the USA and China via liquid-hydrogen distribution networks," *Clean Energy*, vol. 4, nr 1, pp. 26-47, 2020.
- [98] Hexagon Purus, "X-STORE® GAS CONTAINER MODULES, VERSION ADR V2 - FULL CARBON DESIGN, 500 BAR, H2," Hexagon Purus, 2021. [Online]. Available: https://cdn.hexagongroup.com/uploads/2020/03/Data-sheet_Hexagon_Purus-X-STORE_Hydrogen_500bar.pdf. [Använd 22 06 2021].
- [99] AAA, "GAS PRICES," AAA, 18 06 2021. [Online]. Available: <https://gasprices.aaa.com/>. [Använd 18 06 2021].
- [100] H2Live, "Toyota Mirai," H2Live, 2021. [Online]. Available: <https://h2.live/en/wasserstoffautos/toyota-mirai/>. [Använd 18 06 2021].

- [101] Vovlo Cars, "Vovlo V90," Vovlo Cars, 2021. [Online]. Available: <https://www.volvocars.com/se/v/cars/v90>. [Använd 18 06 2021].
- [102] bensinpriser.nu, "Bensinpriser i Sverige," bensinpriser.nu, 18 06 2021. [Online]. Available: <https://bensinpriser.nu/>. [Använd 18 06 2021].
- [103] Roland Berger, "STUDY ON FUEL CELLS HYDROGEN TRUCKS," FCH JU, 15 12 2020. [Online]. Available: <https://www.fch.europa.eu/publications/study-fuel-cells-hydrogen-trucks>. [Använd 18 06 2021].
- [104] Preem, "Drivmedelspriser," Preem, 17 06 2021. [Online]. Available: <https://www.preem.se/privat/drivmedel/drivmedelspriser/>. [Använd 18 06 2021].
- [105] FCH JU, "Hydrogen Roadmap Europe," FCH JU, 2019.
- [106] FCH JU, "Opportunities for Hydrogen Energy Technologies Considering the National Energy & Climate Plans," FCH JU, 2020.
- [107] Hydrogen Europe, "Strategic Research and Innovation Agenda," Hydrogen Europe, 2020.
- [108] H2-Mobility, "Overview Hydrogen Refuelling For Heavy Duty Vehicles," H2-Mobility, 2021.
- [109] E. Green, "U.S. DEPARTMENT OF ENERGY H2@Scale Workshop - The Use of Hydrogen in the iron and steel industry," Berry Metal Company, 01 08 2018. [Online]. Available: <https://www.energy.gov/sites/prod/files/2018/08/f54/fcto-h2-scale-kickoff-2018-19-green.pdf>. [Använd 04 10 2021].
- [110] M. A. B. Yunus A. Cengel, Thermodynamics - An Engineering Approach, McGraw-Hill, 2011.
- [111] NASDAQ, "Natural Gas Historical Data," NASDAQ, 14 10 2021. [Online]. Available: <https://www.nasdaq.com/market-activity/commodities/ng%3Anmx>. [Använd 14 10 2021].
- [112] Uniper, "Den kemiska revolutionen," Uniper, 08 09 2021. [Online]. Available: <https://www.uniper.energy/sverige/nyheter/den-kemiska-revolutionen/>. [Använd 15 10 2021].
- [113] Perstorp, "Project Air," Perstorp, [Online]. Available: <https://projectair.se/>. [Använd 15 10 2021].
- [114] Statkraft, "Green ammonia: Climate-friendly fuel for long distances and heavy tasks," Statkraft, [Online]. Available: <https://www.statkraft.com/newsroom/news-and-stories/archive/2021/green-ammonia-climate-friendly-fuel-for-long-distances-and-heavy-tasks/>. [Använd 15 10 2021].
- [115] D. G. S. L. S. P. T. R. A. L. M. M. S. A. J. H. A. H. Anton Fagerström, "Large scale bio electro jet fuel production integration at CHP-plant in Östersund, Sweden," IVL - Swedish Environmental Research Institute, 2021.

Bilaga – Beräkningar och antaganden

Modell för beräkning av kostnadsparitet taxibil

Kostnadsparitet uppnås när totalkostnad för vätgas och det jämförande alternativet är densamma.

Tabell 11: Antaganden modell för beräkning av kostnadsparitet taxibil

Parameter	Förklaring	Värde	[Enhet]	Källa
f_{medel}	Bränsleförbrukning per sträcka	34.2 (ref)	l Bensin/km	[91]
		0.76 (H2)	kg H2/km	[92]
$P_{inköp}$	Inköpspris fordon	440 000 (H2)	SEK	[91]
		670 500 (H2)	SEK	[92]
$l_{år}$	Årlig körsträcka	54 800	km/år	[93]
$p_{bränsle,ref}$	Bränslepris Bensin	15.3	SEK/l Bensin	Eget antagande
L	Livstid	20	år	Eget antagande
r	Ränta	10	%	Eget antagande

Tabell 12: Ekvationermodell för beräkning av kostnadsparitet taxibil

Totalkostnad	$P_{Total} = P_{inköp} + \sum_{t=0}^L \frac{p_{bränsle,år}}{(1+r)^t}$
Årlig bränslekostnad	$p_{bränsle,km} = p_{bränsle} \cdot f_{medel} \cdot l_{år}$
Annuitetsfaktor	$A = \sum_{t=0}^L \frac{1}{(1+r)^t}$
Kostnadsparitet vätgas	$p_{bränsle,H2} = \frac{P_{inköp,ref} - P_{inköp,H2}}{A \cdot f_{medel,H2} \cdot l_{år}} + \frac{p_{bränsle,ref} \cdot f_{medel,ref}}{f_{medel,H2}}$

Kostnadsmodell för distribution med lastbil

Tabell 13: Antaganden kostnadsmodell för distribution med lastbil

Parameter	Förklaring	Värde	[Enhet]	Källa
f_{medel}	Bränsleförbrukning per sträcka	34.2	l/100km	[68]
v_{medel}	Snitthastighet	60	km/h	Eget antagande
$p_{förare}$	Lönekostnad	300	SEK/h	Eget antagande ⁷
$p_{bränsle}$	Bränslepris	15	SEK/l	Svenska dieselpriiser [94]
$Tank_{max}$	Tankkapacitet	1400 (gas)	kg H2	Baserat på X-store [73]
		3800 (flytande)	kg H2	[80]

⁷ Antar att medelmånadslön är 29 300 [SEK/mån], 173 [h/mån] och 1.75 ggr lönekostnaden.

$Tank_{net}$	Användbar tankkapacitet	1316 (gas) 3572 (flytande)	kg H2	94 % av max kapacitet
P_{bil}	Kostnad – Truck	1 095 354	SEK	Omräknat grundantagande från HDSAM [80]
$P_{släp}$	Kostnad – Trailer	14 000 000	SEK	Baserat på kostnaden för vätgaslager på släp [79]
		9 203 700	SEK	Baserat på kostnaden för LH2 - 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

Tabell 14: Ekvationer kostnadsmodell för distribution med lastbil

Körsträcka per år	$l_{\text{år}} = 365 \text{ dagar/år} \cdot 2 \cdot l \cdot \frac{H2_{\text{medel}}}{Tank_{\text{net}}}$
Förarkostnad per kilometer	$p_{\text{förare,km}} = \frac{p_{\text{förare}}}{v_{\text{medel}}}$
Bränslekostnad per kilometer	$p_{\text{bränsle,km}} = p_{\text{bränsle}} \cdot \frac{f_{\text{medel}}}{100 \text{ km}}$
Antal lastbilar	$n_{\text{lastbilar}} = \left\lceil \frac{l_{\text{år}}}{v_{\text{medel}} \cdot 8760 \text{ h/år} \cdot CF_{\text{lastbil}}} \right\rceil + 1$
Investeringskostnad för truck och trailer	$Capex = n_{\text{lastbilar}} \cdot (P_{\text{bil}} + P_{\text{släp}})$
Årlig underhållskostnad för truck och trailer	$O\&M_{\text{år}} = O\&M \cdot Capex$
Utkörningskostnad för vätgasen	$p_{\text{utkörning}} = \frac{Capex + \sum_{t=0}^L \left(\frac{O\&M_{\text{år}} + l_{\text{år}} \cdot (p_{\text{förare,km}} + p_{\text{bränsle,km}})}{(1+r)^t} \right)}{\sum_{t=0}^L \frac{365 \cdot H2_{\text{medel}}}{(1+r)^t}}$

Kostnadsmodell för förvätskning

Tabell 15: Antaganden kostnadsmodell för förvätskning

Parameter	Förklaring	Värde	[Enhet]	Källa
C	Kapacitet förvätskare	9	Ton H2/dag	Eget antagande
f_{el}	Energiförbrukning förvätskare	10	kWh/kg H2	[95]
p_{el}	Elpris	0.705	SEK/kWh	Eget antagande

O&M	Underhåll	4	% CAPEX/år	Eget antagande
CF	Kapacitetsfaktor förvätskare	90	%	Eget antagande
L	Livstid	40	år	Eget antagande
r	Ränta	10	%	Eget antagande

Tabell 16: Ekvationer kostnadsmodell för förvätskning

Förvätskad mängd vätgas per år	$LH2_{medel} = CF \cdot C \cdot \frac{365 \text{ dagar}}{\text{år}}$
Årlig elektricitetskostnad	$P_{el} = LH2_{medel} \cdot p_{el} \cdot f_{el}$
Investeringskostnad för förvätskare [80]	$Capex = 73\,744\,947 \cdot C^{0.8}$
Årligunderhållskostnad för truck och trailer	$O\&M_{\text{år}} = O\&M \cdot Capex$
Utkörningskostnad för vätgasen	$p_{\text{förvätskning}} = \frac{Capex + \sum_{t=0}^L \left(\frac{O\&M_{\text{år}} + P_{el}}{(1+r)^t} \right)}{\sum_{t=0}^L \frac{365 \cdot LH2_{medel}}{(1+r)^t}}$

Kostnadsmodell för distribution med pipeline

Tabell 17: Antaganden kostnadsmodell för distribution med pipeline

Parameter	Förklaring	Värde	[Enhet]	Källa
P_{pipeline}	Kilometerkostnad pipeline	10 000 000	SEK/km	Eget antagande baserat på diskussioner inom RISE
O&M	Underhåll	2	% CAPEX/år	Eget antagande
L	Livstid	20	år	Eget antagande
r	Ränta	10	%	Eget antagande

Tabell 18: Ekvationer kostnadsmodell för distribution med pipeline

Investeringskostnad för truck och trailer	$Capex = P_{\text{pipeline}} \cdot l_{\text{pipeline}}$
Årligunderhållskostnad för truck och trailer	$O\&M_{\text{år}} = O\&M \cdot Capex$
Distributionskostnad för vätgas via pipeline	$p_{\text{pipeline}} = \frac{Capex + \sum_{t=0}^L \frac{O\&M_{\text{år}}}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^L \frac{365 \cdot H2_{medel}}{(1+r)^t}}$

Antaganden för framtidsscenario

Tabell 19: Antaganden kostnadsmodell scenarion: ”Framtida tankstationer” och ”Framtida tankstationer med industriell synergi”

Antal tankstationer	10 st
Kapacitet per tankstation	770 kg H2/dag
Genomsnittlig efterfrågan per station	600 kg H2/dag
Kostnad tankstation	12 756 328 SEK [6] ⁸
Underhållskostnader	4 % /CAPEX
Energiförbrukning station	6 kWh/kg H2
Elpris (inklusive skatt och avgifter)	1,2 SEK/kWh
Genomsnittligt transportavstånd mellan anläggning och station	150 km
Längd pipeline	2 km

⁸ Utgår från en växelkurs på 9,21 SEK / Dollar