

# Vätgasens roll för tung vägtransporter – en underlagsrapport

En delrapport från IVA-projektet  
*Vätgasens roll i ett fossilfritt samhälle*

# HH2

TEMA:  
KLIMAT-RESURSER-ENERGI

APRIL 2022



Kungl. Ingenjörsvetenskaps  
Akademin



# Innehåll

<b>Inledning</b>	4
Avgränsningar	5
Metod	6
<b>Kort om dagens produktion och användning av vätgas</b>	8
<b>Metoder för framställning, transport och lagring av vätgas</b>	10
<b>Potentiell användning av vätgas inom transportsektorn</b>	12
<b>Presentation av de tre alternativen som analyseras</b>	16
Vätgas i bränsleceller (FCEV)	17
Batterielektrisk drift (BEV)	18
Elvägar (ERS)	19
<b>Kostnadsdata</b>	20
<b>Resultat i grundalternativet</b>	26
Intäkter av försäljning av biprodukter	28
Värdet av längre räckvidd och större flexibilitet	28
Utvecklingen på lång sikt	30
Fordon tyngre än 40 ton	30
<b>Känslighetsanalys</b>	32
Bränslecellsfordon vs batterifordon	33
Elpriset år 2030	34
Elvägar	34
Slutsatser från känslighetsanalysen	35
<b>Intermittent produktion av vätgas</b>	36
Produktion i lokal vindkraftpark (ö-drift)	37
Alternativa affärsmodeller för intermittent produktion av vätgas	38
Hybrid i lokal vindkraftpark eller central produktion?	39
Exempel baserade på rapportens kostnadsantaganden	40
Storskalig central produktion och transport med lastbil	40
Slutsatser om intermittent produktion av vätgas	42
<b>Betydelsen av beskattning och andra styrmedel</b>	44
<b>Sammanfattande slutsatser och rekommendationer</b>	60
<b>Referenser</b>	64



# Inledning

Denna rapport, som utgör en del av IVAs projekt *Vätgasens roll i ett fossilfritt samhälle*, behandlar frågan om vätgas kan bli ett framtida bränsle för drift av tunga vägfordon i fjärrtrafik. Analysen begränsas i huvudsak till en jämförelse mellan drift av elektrifierade lastbilar i fjärrtrafik med vätgas respektive batterier. Därtill görs en begränsad jämförelse med alternativet kontinuerlig tillförsel av el från elvägar.

Av särskilt intresse för vätgasalternativets ekonomi och för möjligheterna att balansera den svenska elproduktionen är om vindrika perioder med låga elpriser kan ligga till grund för en konkurrenskraftig vätgasproduktion mot lager som sedan används för att undvika produktion under perioder med höga elpriser.

För produktion och tillförsel av vätgas studeras som rapportens grundalternativ produktion vid vätgastankstationen baserad på el från nätet. I en senare del av rapporten jämförs detta alternativ med olika former av intermitterande produktion av vätgas baserat på att priset på el från vindkraftverk varierar mellan perioder med mycket respektive lite vind. I det senare fallet krävs överkapacitet hos elektrolysörerna och ett vätgaslager som gör att man kan täcka upp för dagar med lite vind.

Ett av syftena med IVAs vätgasprojekt är att bidra med underlag som kan underlätta för regering, riksdag och berörda myndigheter att fatta nödvändiga beslut. Ett ytterligare skäl att fokusera på elektrifieringen av långväga godstransporter med lastbil är att en snabb utbyggnad av den nödvändiga infrastrukturen kan kräva medverkan från staten, antingen som ägare eller som medfinansier i någon form.

Rapporten har tagits fram i nära samarbete mellan författaren och den arbetsgrupp som haft till uppgift att analysera förutsättningarna för användning av vätgas i transportsektorn. Den har bestått av:

**Per Kågeson**, Nature Associates (ordförande)  
**Emelie Algebrant**, Tekniska Verken, Linköping  
**Maria Bratt Börjesson**, VT1  
**Elna Holmberg**, AB Volvo  
**Staffan Rödjedal**, AB Volvo  
**Per Wassén**, f.d. Powercell  
**Karin Byman**, projektledare IVA

Arbetsgruppen står bakom rapporten i dess helhet, men alla individer står inte bakom alla formuleringar.

## Avgränsningar

De mest gynnsamma förutsättningarna för vätgas och bränsleceller inom vägtrafiken finns troligen i segmentet tunga lastbilar (40 och 60 ton totalvikt) med långa dagliga körsträckor, i synnerhet i sådana där en stor batterilast skulle reducera utrymmet för nyttolast. Med vätgas bortfaller den motsättningen och föraren behöver inte stanna för snabbbladning av batterier. Att tanka vätgas som räcker för 700 kilometer kommer inte att behöva ta mer än cirka 15 minuter. Av dessa skäl fokuserar rapporten på förutsättningarna att använda vätgas i bränsleceller i tunga lastbilar i fjärrtrafik.

Vi har avstått från att jämföra elektrifieringsalternativen med biodrivmedel, som på kort sikt kan vara billigare men för vilka hållbar tillförsel av stora kvantiteter till vägtrafiken i Europa knappast är möjlig med tanke på omfattande behov av bioenergi i andra sektorer och i transportslag som har sämre förutsättningar för elektrifiering än vägtrafiken. IPCC (2018) uppskattar den globala tillgången till hållbar bioenergi år 2050 till cirka 27 000 TWh per år och Utfasningsutredningen (2021) noterar att det i genomsnitt motsvarar mindre än 3 TWh per miljon invånare.

Analysen tar inte upp frågan om miljö- eller klimatpåverkan från framställning av batterier, bränsleceller, elektrolysörer, vindturbiner, bränsletankar och annan utrustning som kan behövas. Utfallet av ett försök till en sådan analys skulle variera mycket beroende på vilka antaganden som görs gällande det specifika behovet av olika material, var utvinningen sker, effekterna på miljön i olika led av produktionsprocessen samt hur stor andel som i framtiden kan komma att återvinnas.

Lagring och användning av vätgas kan potentiellt vara förknippat med säkerhetsproblem, något som i viss mån även gäller batterier, men den aspekten berörs inte i denna rapport. Myndigheternas krav på rörledning, tankar med mera kan dock potentiellt vara kostnadsdrivande.

All använd el betraktas som fossilfri, eftersom projektets utgångspunkt är att vägtrafikens försörjning med el och vätgas ska bli möjlig genom fortsatt utbyggnad av fossilfri kraft, främst i form av vindkraft. Dessutom är den svenska elförsörjningen redan så gott som fossilfri och taket i EU ETS hindrar handel med el mellan medlemsländerna från att leda till ökade utsläpp av koldioxid.

## Metod

Analysen av möjligheterna till olika former av elektrifiering av tung fjärrtrafik inriktas på de företagsekonomiska förutsättningarna snarare än på försök att beräkna den samhällsekonomiska lönsamheten. Det innebär att effekten på utfallet av skatter, avgifter och subventioner blir en naturlig del av analysen.

Vid val av vätgastankstationernas storlek utgår studien från EU-kommissionens bedömning i förslaget att ersätta det befintliga alternativbränsleinfrastrukturdirektivet (AFID<sup>1</sup>) med en alternativbränsleinfrastrukturförordning (AFIR<sup>2</sup>) om att tankstationer med kapacitet att leverera 2 ton vätgas per dygn år 2030 ska finnas längs det europeiska huvudvägnätet (TEN-T) på ett högsta avstånd av 150 kilometer från varandra. Det är visserligen långt ifrån säkert att förslaget kommer att antas i sin nuvarande form, men om vätgas ska få någon större betydelse för långväga godstrafik med lastbil bedömer vi att de framtida stationerna behöver vara av minst denna storlek. I varje fall längs Europavägarna i södra Sverige. Två ton vätgas per dygn räcker till tankning av cirka 40 stora lastbilar.

Bedömningen av kostnaderna för de olika alternativen inriktas på läget år 2030. Fortsatt teknikutveckling, i kombination med effekter av masstillverkning, förväntas ge fallande kostnader för batterier, elektrolysörer, bränsleceller och vätgaslager. Bedömningen av framtida kostnader och priser varierar beroende på vem man frågar, och många med kunskaper inom området företräder kommersiella intressen. För att få en bild av hur robusta slutsatser man kan våga dra om framtida lönsamhet är det viktigt att genomföra en känslighetsanalys baserad på olika grad av teknikoptimism.

För att inte beräkningarna ska bli alltför komplicerade begränsas känslighetsanalysen till de kostnadsparametrar som kan förväntas ha störst inverkan på utfallet av en jämförelse mellan vätgas i bränsleceller och de konkurrerande alternativen. Därtill prövas varierande antaganden om beskattning, eftersom skatter potentiellt kan ha stor betydelse för utfallet. För närvarande beskattas inte vätgas som tillförs bränsleceller, medan el som används i hushåll, servicenäringar och fordon är föremål för en hög punktskatt i Sverige.

---

1 AFID = Alternative Fuel Infrastructure Directive.

2 AFIR = Alternative Fuel Infrastructure Regulation.







## Kort om dagens produktion och användning av vätgas



Vätgas framställs fortfarande nästan uteslutande genom ångreformerings av naturgas eller stenkolk. Produktionen av fossilfri vätgas genom elektrolys står i dagsläget för mindre än två procent av den totala vätgasproduktionen i Europa (Hydrogen Europe, 2020). Vätgasen används huvudsakligen till produktion av ammoniak, som främst används för framställning av konstgödsel, och som insatsvara i oljeraffinaderier. Globalt förbrukades cirka 90 miljoner ton år 2020 (IEA, 2021a).

I Sverige används ungefär 180 000 ton vätgas per år (mot-svarande ca 6 TWh). Gasen framställs huvudsakligen genom reformering av naturgas (67 %). Den näst största källan till vätgas i Sverige är industriella restströmmar, medan knappt 3 procent produceras via elektrolys. Vätgasen används framför allt i raffinaderierna (72 %) och som råvara inom den kemiska industrin för tillverkning av ammoniak, metanol och andra kemikalier (27 %). Resten (1 %) utnyttjas i metallurgiska processer eller som drivmedel (Fossilfritt Sverige, 2021). Om det nuvarande svenska behovet av vätgas helt och hållet skulle komma att tillgodoses genom elektrolys kräver framställningen en insats av cirka 9 TWh el.

Vätgas förväntas inom tio år användas inom nya områden, framför allt i olika industriprocesser som ersättning för fossila bränslen men även inom transportsektorn. I Sverige planeras bland annat en mycket omfattande användning av vätgas för fossilfri framställning av järnsvamp som ersätter dagens användning av stenkolk för reduktion av järnmalm. Den nya satsningen på fossilfri vätgas för användning inom gamla och nya områden är tänkt att i huvudsak ske genom framställning av vätgas genom elektrolys av vatten varvid elektriciteten förutsätts vara fossilfri. Sådan grön vätgas kan dock komma att kompletteras av blå vätgas som utvinns ur naturgas varvid den koldioxid som fri-

görs i processen infångas och transporteras bort för deponering i bland annat utvunna gas- och oljefält (Carbon Capture and Storage, CCS).

Energimyndigheten har nyligen presenterat förslag till en svensk vätgasstrategi. I ett första steg anser myndigheten att Sverige till år 2030 ska bygga ut kapaciteten för elektrolys från nära noll till 5 000 MW och i nästa steg till 15 000 MW tio år senare. Rapporten består i huvudsak av en lista på frågor som behöver utredas. Någon analys av vätgasstrategins ekonomiska förutsättningar finns inte i myndighetens rapport (Energimyndigheten, 2021b), men en del beräkningar redovisas i en separat bilaga (Energimyndigheten, 2021c).

År 2020 publicerade EU-kommissionen en strategi om snabb utbyggnad av anläggningar för produktion och användning av fossilfri vätgas. Kommissionen bedömer att minst 6 GW av elektrolysörer kan hinna installeras till 2024 och att kapaciteten inom EU år 2030 kan nå 40 GW. Det skulle innebära att upp till en miljon ton förnybar vätgas ska kunna produceras 2024 och att cirka 10 miljoner ton kan framställas sex år senare. Merparten bedöms komma att förbrukas i raffinaderier, stålindustri och kemisk industri, medan en mindre del kan användas i vägtrafiken, främst i tunga fordon. Kommissionen utgår från att fossilbaserad vätgas år 2020 kostade cirka 1,50 euro per kilo, dock i hög grad beroende på priset på naturgas, och att priset på utsläppsrätter skulle behöva öka till 55–90 euro per ton CO<sub>2</sub> för att möjliggöra CCS.<sup>3</sup> För att kunna konkurrera med reformering av naturgas skulle priset på vätgas framställd genom elektrolys behöva sjunka kraftigt från 2020 års nivå (2,50–5,50 €/kg enligt kommissionen), något som visionen bedömer vara möjligt till följd av teknikutveckling och skal fördelar vid omfattande tillverkning av elektrolysörer (European Commission, 2020).

3 I januari 2022 låg priset på över 80 €/ton CO<sub>2</sub>.



## Metoder för framställning, transport och lagring av vätgas

Det finns två marknadsmogna tekniker för elektrolys och flera konkurrerande koncept som kan komma att kommersialiseras under 2020- eller 2030-talen. Den dominerande metoden är alkalisk elektrolys (AEL), men PEM<sup>4</sup> är på frammarsch. Gemensamt för de olika teknikerna är att de har samma huvudkomponenter; elektroder, elektrolyt och någon typ av membran.

AEL är den mest mogna tekniken. Produktionskostnaden är relativt låg och någon brist på de i katalysatorn ingående materialen föreligger inte. Till metodens nackdelar hör att den flytande elektrolyten är korrosiv och att underhållet är krävande. Uppstartstiden är förhållandevis lång och elektrolysören arbetar under lågt tryck. AEL är dessutom känslig för snabba lastförändringar och därför svårare att använda i system som är helt beroende av intermittent krafttillförsel än PEM (Briguglio & Antonucci, 2015).

PEM har, jämfört med AEL, fördelen av en enklare systemuppbyggnad med färre komponenter och kapacitet att operera vid högre effekt och tryck. Den är mer flexibel genom kortare responstid och passar därför bra för drift med el från intermittent kraftproduktion. PEM är dock dyrare än AEL till följd av ett större inslag av kostsamma komponenter och material (bland dem ädelmetaller, platina och rutenium). PEM är mer känslig för priset på sällsynta metaller än AEL (Energimyndigheten, 2021c).

För användning i bränsleceller krävs att vätgasen är fri från föroreningar. Renheten behöver uppgå till 99,998 procent och gasen måste uppfylla standarden ISO14687-2019. Därför är EUs arbete med ursprungsklassning och spårbarhet viktig. AB Volvo vill få till stånd en kommunikation mellan tankstationen och fordonet där tankstationen skickar över information om vätgasens koldioxidavtryck och renhetsgrad. Det senare krävs för att företagets garanti ska gälla.

Vätgas framställd genom alkalisk elektrolys får en renhet i intervallet 99,8–99,999 procent beroende på den valda elektrolysörens egenskaper. Om gasen har en lägre renhetsgrad än 99,998 behöver den renas för att avlägsna föroreningar i form av kolmonoxid, syre, vatten och rester

av elektrolyt. Detta åstadkoms genom användning av en skrubber följd av deoxidering och torkning (Nel Hydrogen, 2020). PEM ger vätgas med en renhet på 99,999 procent som inte kräver någon efterföljande rening.

Vätgas för användning i fordon kan produceras i tankstationens omedelbara närhet genom elektrolys, alternativt transporteras dit via rörledning eller lastbil. Vid kvantiteter under cirka 10 ton är transport med lastbil i allmänhet billigare än pipeline på sträckor kortare än 200 kilometer (Energy Transitions Commission, 2021).<sup>5</sup>

Stora lastbilar (40 och 60 ton) kommer ha bränsletankar där gasen förvaras under högt tryck (700 bar). För att vid tankning kunna trycka in gasen i en sådan fordonstank måste trycket vara högre, kring 900 bar. Det innebär att tankstationen måste förses med en kompressor som höjer trycket från den lägre nivå som kan bli aktuell om gasen framställs vid tankstationen eller förs dit genom en rörledning. Efter elektrolysören är trycket 20–30 bar men för transport i rörledning krävs 70 bar. Ett buffertlager i vilket man lagrar vätgas från produktion under vindrika perioder till dagar med lite vind kan komma att trycksättas till cirka 200 bar. Sammantaget innebär detta att system för lokal produktion kan behöva ha flera kompressorer. Varje sådant steg kräver användning av elektrisk energi.

För transport med lastbil och tillfällig lagring ovan mark finns fyra olika typer av cylindriska vätgastankar. Eftersom tunga lastbilar kräver tillförsel under högt tryck kommer sannolikt tankar av typ III eller typ IV att användas. De tillverkas av kolfiber och är försedda med ett inre tätskikt som i typ III är av metall och i typ IV av syntetiskt material. De klarar nominella tryck mellan 350 och 700 bar (Danish Energy Agency and Energinet, 2020).

Kolfibertankarna är avsedda för transport och lagring i liten skala men kan potentiellt även användas i större lager. I så fall krävs dock många tankar, varför det kan bli intressant att utveckla andra typer av lager. För närvarande finns endast två lagringsalternativ; dessa småskaliga cylindrar och stora lager i saltgrottor eller utsprängda berggrum.

4 Proton Exchange Membrane electrolysis.

5 BloombergNEF (2020) kommer till ungefär samma slutsats (avläst ur diagram).



## Potentiell användning av vätgas inom transportsektorn

Det är en vanlig bedömning att vätgas i bränsleceller har bättre förutsättningar att konkurrera med andra elektrifieringsalternativ för drift av tunga lastbilar i fjärrtrafik än i övriga fordonsegment (Energiforsk, 2021, och Energimyndigheten, 2021a och 2021c). Energy Transitions Commission (2021) bedömer att användning av vätgas i lätta fordon kommer att bli "minimal", medan upp till 20 procent av de tunga vägfordonen kan bli aktuella för vätgasdrift. Agora Energiewende och Guidehouse (2021) avråder från användning av vätgas i personbilar, men anser att det kan finnas en liten nisch i tung trafik.

Den huvudsakliga anledningen till låga förväntningar på vätgas i vägtrafiken är att totalverkningsgraden är låg, vilket medför att det måste finnas en betydande fördel framför batteridrift om man ska välja bränsleceller. Förluster i kedjan elnät-elektrolysör-kompressor-bränsletank-bränsleceller leder till att bara drygt 30 procent av den initialt tillförda elenergin kan nyttjas för att driva bilens hjul. När el från nätet används för laddning av batterier som driver ett vägfordon uppgår totalverkningsgraden till cirka 80 procent (sommartid och med långsamladdning).

En annan anledning till att personbilar och lätta lastbilar bedöms vara mindre lämpade för vätgasdrift är att batterialternativet har bättre förutsättningar i det segmentet. Privatbilisterna laddar oftast hemma till relativt låg kostnad, och de flesta företar bara 2–3 långresor per år. Det

skulle krävas ett mycket lågt elpris under en stor del av året för att sänka priset på vätgas till en nivå där den kan bli konkurrenskraftig i personbilar. Dagens utbud av vätgasdrivna bilar är dessutom mycket mindre än vad som förutspåddes 2009 då nio stora tillverkare gemensamt uttalade att de år 2015 skulle producera flera hundratusen sådana personbilar. Idag är det bara några få aktörer som håller fast vid den linjen, främst Toyota, men 2020 uppgick antalet vätgasfordon till endast drygt 2 600 i hela EU, varav över 1 000 i Tyskland (IEA, 2021a).<sup>6</sup>

Även om en liten andel av den lätta fordonflottan på lång sikt möjligen skulle komma att drivas av bränsleceller så tankar personbilar förhållandevis lite per år. Det innebär att det skulle krävas många sådana fordon för att deras efterfrågan på vätgas ska få någon större betydelse.

I april 2021 meddelade Daimler och Volvo att de inlett ett gemensamt bränslecellsprojekt i syfte att inleda serietillverkning av vätgasdrivna lastbilar år 2025.<sup>7</sup> Scania, däremot, har hittills varit inriktade på batterielektrisk drift och elvägar för drift av tunga lastbilar. Scania erbjuder dock sedan september 2021 bränslecellselektriska lastbilar med en leveranstid på 24 månader.

Vätgaslastbilarnas bränsletankar kommer vid 700 bar att behöva vara cirka sju gånger större än dieseltanken hos ett motsvarande fossildrivet fordon för att klara samma

6 Globalt fanns 2020 ca 43 000 vätgasfordon varav de flesta i Kina, Sydkorea, Japan och USA.

7 Samtidigt satsar Daimler, Volvo och Traton gemensamt 550 miljoner euro på att bygga 1 700 snabbladdningsstationer.





körsträcka (CNHi (2020). Gasen används i bilens bränslecellsstack som genom en katalytisk reaktion konverterar vätgas och syre till vatten samtidigt som en elektrisk ström skapas. För att klara snabba lastvariationer samt behoven i uppförsbackar och vid accelerationer behöver bränslecellerna stöd av ett mindre effektbatteri som också används för lagring av den energi som frigörs i nedförsbackar.

Utöver lastbilar i långväga trafik kan specialfordon med särskilda energibehov också vara tänkbare nyttjare av bränsleceller och vätgas, till exempel lastbilar som transporterar frysta livsmedel eller renhållningsfordon som behöver el för komprimering av sopor. Timmerbilar är ett annat tänkbart fordonsegment.<sup>8</sup> En del tunga arbetsmaskiner kan också komma att drivas av bränsleceller liksom tåg på oelektrifierade banor och mindre fartyg. På lång sikt kan vätgas (i flytande form) bli aktuell inom luftfarten, och inom sjöfarten förefaller ammoniak och metanol framställda med insats av vätgas (elektrobränslen) komma att bli ett framtida huvudalternativ. I den aktuella litteraturen råder emellertid stor enighet om att efterfrågan på vätgas för användning i industriella processer kommer att vara mycket större än efterfrågan på vätgas som drivmedel.

Om användning inom vägtrafiken huvudsakligen begränsas till en andel av de större fjärrbilarna blir efterfrågan på vätgas inte särskilt stor. I ett sådant läge kan man vid lokalisering av vätgastankstationerna behöva överväga de långsiktiga förutsättningarna för samutnyttjande med vätgas avsedd för användning i industriella processer och/eller i lokala flottor av specialfordon samt flygplan och fartyg. Möj-

ligheterna till samutnyttjande av produktionsanläggningar och vätgaslager kommer sannolikt att variera i hög grad inom landet, vilket kan bidra till uppkomst av betydande kostnads- och prisskillnader.

I Sverige finns för närvarande ett halvt dussin små tankställen för vätgas och ytterligare några planeras. Investeringsbolaget Qarlbo ska, med ekonomiskt stöd från Klimatklivet, bygga 24 vätgastankstationer i Sverige. Projektet drivs av bolaget REH2. Tankstationerna kommer att etableras på Rastas serviceanläggningar och ska i första hand erbjuda grön vätgas till tunga fordon. I en första etapp ska nio stationer byggas till 2024. Det är då fråga om små anläggningar med låg dygnskapacitet. Vätgasproduktionen avses komma att ske på plats genom elektrolys.

Därtill kan nämnas att Göteborgs Hamn AB och Statkraft har beslutat att gemensamt undersöka möjligheten att etablera en anläggning för produktion och hantering av grön vätgas inom Göteborgs hamn. Den planeras få en kapacitet på 2 ton vätgas per dygn och vara i produktion i mitten av 2023. Projektet ingår som en del i det av EU delfinansierade projektet Nordic Hydrogen Corridor (NHC).

Danska Everfuel planerar att bygga 15 vätgasmackar i Sverige till slutet av 2023, varav åtta kommer att etableras inom Nordic Hydrogen Corridor tillsammans med Välgas Sverige, Statkraft, Hyundai och Toyota. Resterande vätgastationer planeras enskilt eller i samarbete med andra partners (Energimyndigheten, 2021c).

<sup>8</sup> Ett pågående projekt, H2-Timmer, analyserar förutsättningarna i Sverige.







**Presentation av de tre alternativen  
som analyseras**

I denna rapport analyserar vi tre olika alternativ för elektrifiering av tunga vägtransporter i Sverige: vätgas i bränsleceller (FCEV<sup>9</sup>), batterielektrisk drift (BEV<sup>10</sup>) och batterielektrisk drift på elväg (ERS<sup>11</sup>).

av dess energiinnehåll.<sup>13</sup> Kostnaderna för stationens pumpar och kringutrustning antas vara densamma oavsett om vätgasen produceras på plats eller tillförs genom rörledning. Elektrolysören måste förses med destillerat vatten och i beräkningarna antas utgifterna för detta rymmas inom ramen för dess systemkostnad.

## Vätgas i bränsleceller (FCEV)

Analysen bygger på antaganden om att varje tankstation ska ha en nominell kapacitet på 2 ton per dygn<sup>12</sup> och kunna leverera 250 kilo vätgas per timme. Inledningsvis kommer dock inte efterfrågan att ligga på den nivån.

Beläggningen kommer inte heller på sikt att vara hundra procentig. Vid förväntningar om fortsatt stigande efterfrågan är det troligt att stationen byggs ut när man närmar sig en genomsnittlig dygnsbeläggning på 60–70 procent. Vi har därför valt att bedöma vätgastankstationens intäkter vid 65 procents kapacitetsutnyttjande. Vi antar att det för en station som i genomsnitt säljer 1,3 ton vätgas per dygn behövs två pumpar. Beräkningen bygger på att fordonen i genomsnitt tankar 45 kilo och att det tar maximalt 15 minuter räknat från ankomst till avfärd. Det motsvarar 29 lastbilar och en total "tanktid" på lite över 7 timmar per dygn. Men för att undvika köbildning och eftersom fler bilar kan förväntas tanka dagtid än på natten och man tillfälligt kan behöva stänga en pump för underhåll, behövs viss redundans. Kapacitetsutnyttjandet per pump hamnar i så fall i genomsnitt på 15 procent. Det innebär att en måttlig utbyggnad knappast behöver leda till investeringar i fler pumpar.

Den elektrolysör som används år 2030 antas (baserat på EIA, 2020) ha en verkningsgrad på 69 procent och komprimeringen av gasen antas kräva el motsvarande 12 procent

## Produktion vid vätgasstationen

Förutsättningarna för framställning genom elektrolys vid vätgasstationen är starkt beroende av elpriset. I sin enklaste utformning producerar elektrolysören mot faktisk efterfrågan och till det elpris som råder för stunden. För att nå målet 2 ton per dygn behöver elektrolysören ha en bruttoeffekt på 4 MW. Något större lager behövs inte. För att jämna ut effekten över tid komprimerar man i flera steg, först till ett lager om cirka 200–300 bar och sedan därifrån upp till 900 bar i samband till tankning. Högtryckslagrets storlek och högtryckskompressorns kapacitet avgör hur många fordon man kan tanka i följd utan att invänta att högtryckskompressorn fyller på högtryckslagret. Detta är en viktig kostnadsparameter.

Även om förväntad efterfrågan åtminstone inledningsvis kommer att vara lägre än 2 ton per dygn, gör vi bedömningen att man ändå bör investera i ett lager av den storleken för att klara måttliga variationer i efterfrågan och säkerställa att trycket alltid kan hållas på en nivå (900 bar) som räcker för att kunna överföra gasen till lastbilarnas tankar (på 700 bar).

9 FCEV = Fuel Cell Electric Vehicle.

10 BEV = Battery Electric Vehicle.

11 ERS = Electric Road Systems.

12 Den miniminivå som EU-kommissionen, i sitt förslag till vätgasinfrastruktur, anger att vätgastankstationerna längs det europeiska huvudvägnätet (TEN-T) ska ha år 2030.

13 Sweco (2014) anger förlusten till 18 % vid kompression till 700 bar. Kühnel m.fl. (2018) anger att det kan röra sig om ca 15 %, men den tekniska potentialen är sådan att 12 % bör vara rimligt som genomsnitt år 2030, räknat på den tryckhöjning som behövs efter elektrolysören.

## Fordonskomponenter vid vätgasdrift

Kostnaden för fordonens bränsleceller beräknas utifrån ett antagande om att verkningsgraden år 2030 under optimala förhållanden uppgår till 60–65 procent, men att den under en normal driftscykel i en tung lastbil i genomsnitt inte överstiger 56 procent.<sup>14</sup> Vidare antas att bränslecellerna ska kunna försörja elmotorer med en effekt på 500 kW. Dock förses bilarna därtill med effektbatterier (70 kWh) som kan användas i kombination med bränslecellerna i lägen där extra kraft behövs och till vilka bromsenergi kan återmatas. Bränsletanken antas vara dimensionerad för 700 kilometer normaldrift vilket, baserat på nyss nämnda antaganden, kräver att den kan lagra 55 kilo gas. Sommartid och med en relativt platt topografi förbrukas cirka 6 kilo vätgas per 100 kilometer (= 2 kWh/km). Vid mer kuperad terräng ökar förbrukningen, liksom vid körning vintertid. Vid beräkning av bränslekostnaden har vi antagit att den genomsnittliga årliga förbrukningen uppgår till 2,15 kWh per kilometer. Samtliga fordonskomponenter antas klara en avskrivningstid på sju år utan utbyte.

## Batterielektrisk drift (BEV)

I alternativet med batterier antas lastbilen behöva en motoreffekt på 500 kW och fordonets batterier kunna lagra 800 kWh. Den genomsnittliga elförbrukningen år 2030 antas för 40-tonsbilen uppgå till 1 kWh per fordonskilometer sommartid och med en relativt platt topografi. Vintertid blir förbrukningen väsentligt högre och då krävs även energi för hyttvärme (som i en vätgasbil tas från kylvattnet). Under längre stopp behöver dessutom batterierna hållas varma för att inte ta skada. Som underlag för beräkningen av den årliga elkostnaden antar vi därför att det i den södra halvan av landet i genomsnitt krävs 1,3 kWh per kilometer för drift av ett ekipage på 30 ton, medan en fordonskombination med totalvikten 60 ton kan förmodas förbruka 30–40 procent mer energi per kilometer.

I det första av två beräkningsfall antas laddningen av batterierna i genomsnitt över året kunna ske i egen depå till 60 procent, till 30 procent som destinationsladdning och till 10 procent som snabbbladdning under korta stopp (Trafikverket, 2021b). I det andra beräkningsfallet antas fordonet mestadels befinna sig på stort avstånd från hemorten men till 60 procent kunna utnyttja publik långsamladdning under vilostopp och till 20 procent semipublik

laddning vid destination. Resterande 20 procent antas ske genom publik snabbbladdning vid hög effekt. (Trafikverket 2021a)

För snabbbladdning anger JEC (2020) förlusterna till sammanlagt 14 procent, jämnt fördelat på förluster i fordonet (batteriets motstånd och kylning av batteriet) och förluster i laddutrustningen (AC/DC-konvertering och kylning av laddaren). Merparten av lastbilarnas laddning kommer dock att vara långsam och vid förhållandevis låg effekt, varför vi antar att förlusterna vid laddning i genomsnitt uppgår till 10 procent.

En annan aspekt som kan påverka kostnaden och priset för laddning är vilken kapacitet en laddstation behöver ha för att fordon inte ska behöva köa och vilken genomsnittlig nyttjandegrad av infrastrukturen detta medger. Vi antar att en snabbbladdningsstation som i storlek är jämförbar med vätgastankstationen behöver ha tre till fyra snabbbladdare för att minimera risken för köbildning. Det bygger på ett antagande att flertalet bilar bara stannar för att kompletteringsladda. Om de kan ladda 80 procent av dygnsbehovet i depå, eller under den dygnsvila som EUs arbetstidsregler föreskriver, skulle det räcka för att driva 40-tonsbilen i 800 kilometer. Åkerierna kan av ekonomiska skäl således förväntas tillgripa snabbbladdning endast som komplement. Vi antar därför att den genomsnittliga 40-tonsbilen genom snabbbladdning, inklusive destinationsladdning, endast behöver fylla på sitt stora batteri med 200 kWh per dygn. När laddeffekten uppgår till 600 kW tar det bara 20 minuter att tillföra den mängden.

Enligt EU-kommissionens förslag till AFIR-förordning ska det 2030 finnas snabbbladdningsmöjligheter för lastbilar längs TEN-Ts stomnät på ett avstånd om högst 60 kilometer från varandra. Varje sådan plats ska kunna tillhandahålla en total laddeffekt på minst 3 500 kW och ha minst två laddplatser som medger laddning vid minst 350 kW. Med 600 kW räcker det med fem platser för snabbbladdning och 10 platser för långsamladdning (50 kW) för att uppfylla kravet. Andra varianter är förstås möjliga, inklusive sådana med laddning vid högre effekt än 600 kW. Om varje angörande bil i snitt bara köper 200 kWh vid snabbbladdning skulle stationen teoretiskt sett kunna ladda 6 bilar per timme eller 144 bilar per dygn. I praktiken blir det givetvis betydligt mindre än så.

Längs det övergripande nätet ska vid samma tidpunkt finnas laddplatser med en total effekt på minst 1 400 kW och med minst ett uttag på 350 kW. Maximivståndet mellan

---

14 Uppgift från Volvo inom projektarbetet.

laddplatserna anges här till 100 kilometer. Därtill ska parkeringsplatser för tunga lastbilar erbjuda långsamladdning med minst 100 kW. I varje urban knutpunkt ska år 2030 finnas en total installerad laddningskapacitet om minst 1 200 kW och varje ingående laddstation ska erbjuda minst 150 kW (European Commission, 2021a).

För att minimera risken för köbildning bedömer vi att man bör utgå från att laddstationen behöver dimensioneras så att den genomsnittliga beläggningen vid snabbaddning endast uppgår till 15 procent. Kapitalkostnaden för varje laddpunkt måste då slås ut över en sådan försäljning. Laddpunkterna för långsam laddning kan förväntas få högre beläggning, eftersom de främst används i samband med förarens dygnsvila. Vi räknar därför med att beläggningen i genomsnitt uppgår till 40 procent.

Om efterfrågan ökar kommer stationens kapacitet att behöva förstärkas, något som medför kostnader men även genererar ytterligare intäkter. Någon större skalfördel finns troligen inte, varför ekonomin inte påverkas mer än marginellt.

Samtliga fordonskomponenter antas klara en avskrivningstid på sju år utan utbyte.

## Elvägar (ERS)

Kostnaden för att driva tunga fjärrlastbilar med vätgas i bränsleceller kan utan större svårigheter jämföras med kostnaden för motsvarande fordon drivna av batterier. Jämförelsen med fjärrbilar som utnyttjar el från vägens infrastruktur är däremot komplicerad genom att man tvingas till antaganden om elvägnätets utbredning och om hur stor del av statens infrastrukturkostnad som kommer att belastas av fordonstrafiken.

Analysen utgår i denna del från Trafikverkets förslag om utbyggnad av ett nät av elvägar omfattande 2 400 kilometer år 2037. Dock föreslår verket att endast 35 procent av den totala sträckan ska elektrifieras. Det blir alltså delsträckor utan el på vilka fordonen körs på batterier som laddas på de elektrifierade delsträckorna. I ett alternativ där strömmen överförs till fordonen från en kontaktledning bedöms investeringskostnaden hamna på 12,4 miljoner kronor per kilometer, räknat som genomsnitt över samtliga mil (alltså även de delsträckor som inte elektrifieras). Staten föreslås finansiera investeringarna. Trafikverkets handläggare bedömer

att den totala kostnaden för elvägssystemet, inklusive kostnader för anslutning till överliggande elnät och utgifter relaterade till servicevägar, system för trafikledning och annan stödinfrastruktur, kan komma att uppgå till cirka 40 miljarder kronor.<sup>15</sup> I analysen antas de årliga drifts- och underhållskostnaderna motsvara 2–4 procent av investeringskostnaderna beroende på teknikval (Trafikverket, 2021a).

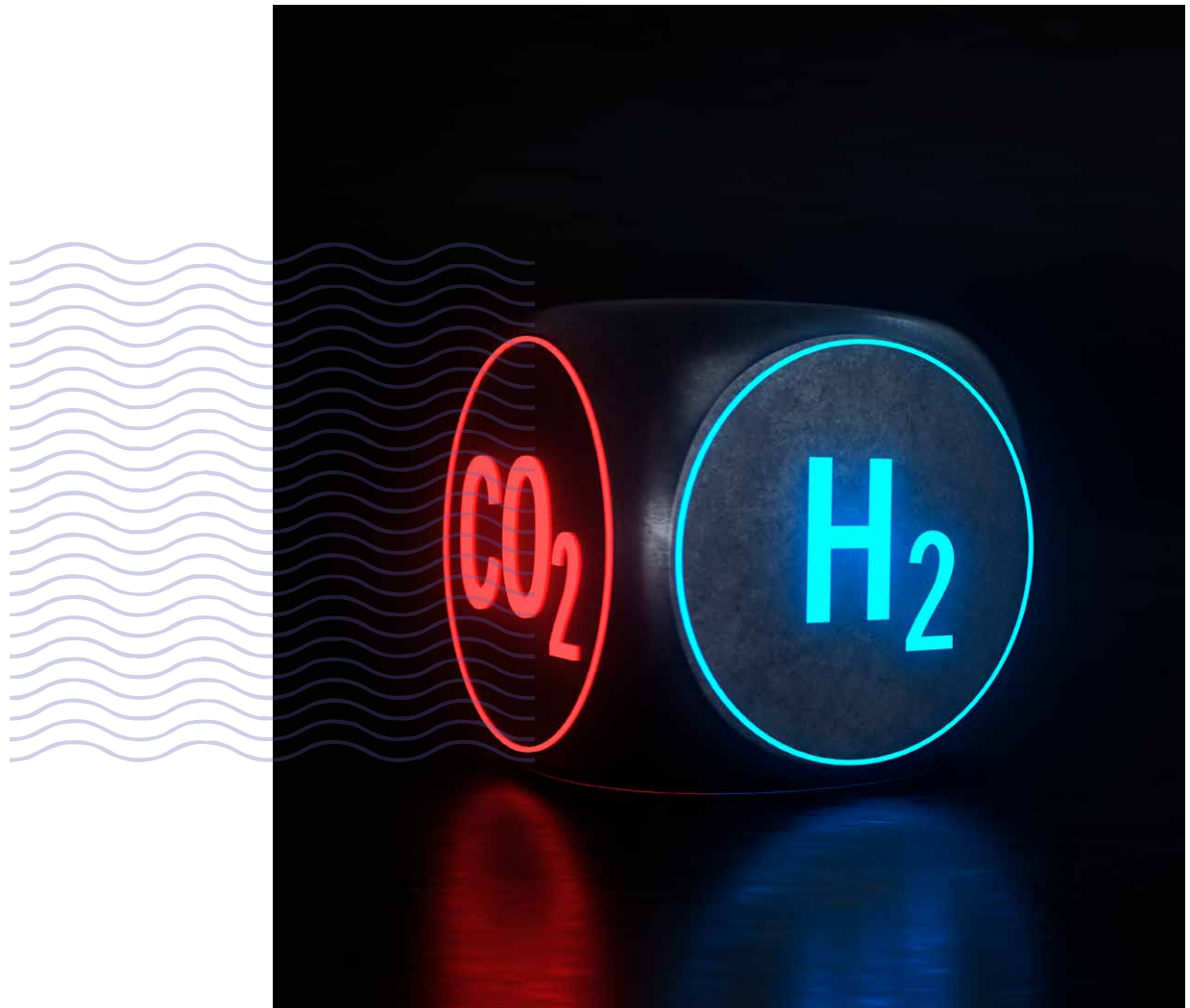
Det vägnät som enligt förslaget är aktuellt för elektrifiering består av europa- och riksvägarna Stockholm–Göteborg–Malmö (E4, E6, E18, E20 och Riksväg 40) kompletterat med E4 mellan Stockholm och Umeå, E6 mellan Göteborg och Uddevalla, E22 mellan Malmö och Norrköping samt Riksväg 50, som binder samman Hallsberg järnvägsterminal med E4, och Riksväg 73, som kopplar Norviks hamn till E4 och E20.

Enligt förslaget ska trafikanter som utnyttjar el från vägen endast betala kostnaden för drift och underhåll samt Trafikverkets inköp av den el som fordonet förbrukar (Trafikverket, 2021a). Med en sådan utformning av trafikens kostnadsansvar tillämpas ungefär samma principer på elektrifierad vägtrafik som på järnvägstrafiken. Tågtrafiken åtnjuter dock dessutom befrielse från skatten på el.

Riksdagens intresse för att genomföra utbyggnaden kommer sannolikt att bero på projektets samhällsekonomiska lönsamhet, vilket i sin tur kan förmodas vara starkt beroende av om grannländerna, främst Tyskland och Danmark, väljer att satsa på elvägar. Frågan om de olika projektens samhällsekonomiska lönsamhet ryms dock inte inom ramen för detta projekt.

Det finns således skäl att anta att Sverige, om riksdagen vill genomföra en mer omfattande utbyggnad av elvägar, väljer en modell där elektrifierade sträckor varvas med delsträckor utan eltilförsel. Det innebär att fordonen måste ha batterier, som efter laddning på en elektrifierad delsträcka, har kapacitet att försörja framdriften på efterföljande "elfria" sträcka. Batterier behövs också för att ge fordonen möjlighet att under en del av en transport framföras på andra vägar som inte är elektrifierade. I våra beräkningar antas lastbilar som utnyttjar el från vägen vara försedda med batterier på 300 kWh. Det är samma kapacitet som Trafikverket räknat med i sin rapport. Något förenklat antas att all ström som behöver tillföras batterierna laddas från elvägens infrastruktur under färd. En del åkerier väljer kanske att ladda i depå, men skillnaden i kostnad blir inte stor.

15 Ungefärlig uppskattning mottagen i mejl 2021-11-29 från Kenneth Natanaelsson.



## Kostnadsdata



Problemen med att hitta tillförlitliga uppskattningar av den framtida kostnaden för tekniker som fortfarande måste betraktas som omogna är betydande. Många källor slarvar med att redovisa typ, storlek, tryck och ibland till och med vilket framtida årtal som kostnadsuppskattningen avser. För fordonsdata är det ofta oklart om det handlar om det pris som fordonstillverkaren betalar för en komponent eller om det är fråga om komponentens andel av slutpriset till kund. Beträffande den reduktion av komponentpriserna som teknisk utveckling i kombination med serietillverkning kan komma att ge talar man om lärlkurvor vilka uttrycks som den procentuella minskningen av kostnaden vid en fördubbling av tillverkningen. I litteraturen anges ibland vilken lärlkurva och vilken ökning av produktionsvolymen som författaren/författarna antar ska komma att inträffa. Båda faktorerna är emellertid svåra att bedöma.

Trots kontakter med flera organisationer, forskare och företag har vi inom projektet haft svårt att uppskatta kostnaden för lagring av vätgas. De uppgifter om vätgaslager vi kunnat finna avser antingen relativt små metall- eller kolfibercylindrar avsedda för några hundra kilo vätgas under högt tryck eller mycket stora lager i saltformationer eller berggrum som (vid lägre tryck) kan rymma hundratals eller tusentals ton vätgas. Man kan förstås addera ett stort antal cylindrar för att skapa lager på flera ton, men för de flerdygnslager (vid ca 200 bar) som kan behövas för intermittent produktion skulle det behövas en lagringsform som ger möjlighet till skalfördelar.

Viktigt i detta sammanhang är att särskilja kostnaden för ett buffertlager från kostnaden för det mindre lager som även en tankstation som förses med vätgas via lastbil eller pipeline måste ha. I de kostnadsuppgifter för tankstationer där alla behövliga komponenter täcks ingår kostnaden för det mindre lagret.

## Kostnaden för en vätgasstation

Enligt IEA (2021a) hade den största befintliga vätgastankstationen i ett OECD-land år 2020 en kapacitet på 1,2 ton per dygn (i Kalifornien).

Den tydligaste redovisningen av kostnaderna för en framtida vätgastankstation finns i NREL (2014). En panel av

experter bedömde i sitt "base case" att CAPEX<sup>16</sup> för en station (till vilken gasen transporteras med lastbil) med kapacitet att leverera upp till 1,6 ton per dygn (max. 123 kg/h) borde bli 4 miljoner dollar. Kostnaden täcker tre pumpar/dispensers, ett lågtryckslager samt ett lager från vilket gasen vid högt tryck överförs till fordonen. I ett "optimistic case" bedömdes investeringskostnaden till drygt 2,9 miljoner dollar. Med tanke på att rapporten är sju år gammal kan det optimistiska fallet vara mer representativt för situationen år 2030 än experternas basalternativ.

Kostnaden för en station med kapacitet att leverera 1,6 ton per dygn blir, baserat på experternas optimistiska antaganden och omräknat till svensk valuta (kurs 1:8,6), 25 miljoner kronor. Med en kapacitet på 2 ton per dygn torde kostnaden hamna kring 30 miljoner.

Kühnel m.fl. (2018) redovisar CAPEX för en vätgasstation år 2025 med kostnaden nedbruten i olika komponenter. De anger kapitalkostnaden till 6,3 miljoner euro för en station med kapacitet på 5,5 ton, och man kan ur ett diagram avläsa att en station för 2 ton per dygn bör kosta cirka 22 miljoner kronor.

EU-kommissionen (2021) anger i underlaget till förslaget till reviderat alternativbränsleinfrastrukturdirektiv kapitalkostnaden för en vätgastankstation med kapacitet att leverera 2,5 ton per dygn till 4,33 miljoner euro (43 mnkr) år 2030 och uppskattar årlig OPEX och underhåll till 4 procent av CAPEX.

T&E (2018) bedömer CAPEX för en vätgasstation som klarar 5,5 ton per dygn till 5,6 miljoner euro (56 mnkr) år 2030. Det innebär rimligen att 2 ton enligt deras beräkningar kan komma att kosta omkring 25 miljoner kronor.

IEA (2020) uppskattar CAPEX "på lång sikt" till 1,8 miljoner dollar (ca 15,5 mnkr) för en station med kapacitet på 1 ton per dygn och anger årlig OPEX till 5 procent av CAPEX.

Holmgren m.fl. (2021) anger, med referens till Albrecht m.fl. (2016) och Sartini m.fl. (2017), kostnaden år 2030 till 16,4 miljoner kronor för en station med kapacitet på 1 ton per dygn. För 2 ton per dygn torde kostnaden bli något lägre än den dubbla kostnaden, troligen cirka 30 miljoner. De anger underhållskostnaden, baserat på Hecht & Pratt (2017), till 50 000 dollar per år (430 000 kr = 2,6 % av CAPEX) och anser att avskrivningstiden

16 CAPEX = kapitalkostnaden.

**Tabell 1:** Kapitalkostnader för framställning, lagring och försäljning av vätgas.

	Kronor/enhet	Storlek	Investering
<b>Vätgastankstation</b>		2 ton/dygn	30 mnkr
<b>Elektrolysör vid tankstation</b>	6 000/kW	4 MWe	24 mnkr
<b>Elanslutning elektrolysör vid tankstation</b>	2 000/kW	4 MWe	8 mnkr
<b>Summa</b>			62 mnkr

bör sättas till 15 år. Kühnel m.fl. (2018) anger också avskrivningstiden till 15 år men bedömer att den årliga underhållskostnaden kommer att motsvara 1 procent av CAPEX.

Hecht & Pratt (2017) anger kapitalkostnaden för en komplett station (exkl. mark) för 300 kilo per dygn till 1,86 miljoner dollar (16 mnkr). Även om kostnaden inte ökar linjärt med stigande kapacitet så antyder deras värdering att en komplett station med kapacitet på 2 ton per dygn i så fall borde kosta väsentligt mer än 25–30 miljoner kronor.

Spännvidden i kostnadsantagandena avseende en station med kapacitet på 2 ton per dygn är således stor. I brist på ett säkrare underlag antas i denna studie att den totala anläggningkostnaden för en vätgasstation med kapacitet på 2 ton per dygn år 2030 kommer att uppgå till 30 miljoner kronor. Den årliga underhållskostnaden antas uppgå till 2 procent av CAPEX (= 600 000 kr) och avskrivningstiden antas bli 15 år.

## Kostnad för buffertlager

Vid intermittent produktion av vätgas krävs betydligt större lager än i vårt grundalternativ med nätbaserad produktion vid tankstationen.

Trycket i ett buffertlager kan komma att ligga kring 200 bar. NREL (2014) beräknar i sitt "optimistic case" att kostnaden för 172 bar runt 2020 uppgår till 898 000 dollar för en kapacitet på 1,6 ton per dygn. Vid kursen 1:8,6 blir det cirka 4 827 kronor per kilo (penningvärde 2007). Danish Energy Agency and Energinet (2020) anger kostnaden för ett system<sup>17</sup> för högtryckslagring av 0,5 ton gas till 450 000 euro, vilket motsvarar 9 000 kronor per kilo. Element Energy Ltd (2018) anger CAPEX till 11,45 pund per kilowattimme för

"medium pressure". Det motsvarar 378 pund per kilo, vilket med valutakursen 1:12,6 blir 4 763 kronor per kilo. Vi antar därför att ett buffertlager som består av kolfibertankar (typ IV) år 2030 kan komma att kosta 4 800 kronor per kilo vid 200 bar. Investeringen vid ö-drift i ett lager på 10 ton, som back-up för ett mindre högtryckslager på 2 ton, skulle med den tekniken i så fall hamna på 48 miljoner kronor. Därtill kommer kostnaden för kompression till 200 bar.

Europaparlamentets och Rådets direktiv 2012/18/EU delar in lagring av farliga ämnen i tre storleksklasser, som för väte är: mindre än 5 ton, 5–50 ton och mer än 50 ton. Högre krav ställs på säkerhetsrapporter och planer för räddningsinsatser med mera i de större storleksklasserna. Hur kostnadsdrivande det är att ha ett lager i intervallet 5–50 ton jämfört med ett mindre lager är dock oklart. Troligen har det ingen större betydelse med tanke på skalfördelarna. Men för den som har behov som ligger väldigt nära 5 tonsgränsen kan det vara värt att överväga på vilken sida om gränsen man vill ligga.

Ny teknik kan på sikt komma att sänka lagerkostnaden. Ett exempel på nytänkande är ett koncept framtaget av företaget Solar Wind Storage (SWS) som genom vertikal borrhning i berg vill reducera kostnaden jämfört med lager som sprängs ut i berg från en anlagd tunnel, den teknik som används för Hybritprojektets första lilla LRC-lager<sup>18</sup> på 100 kbm (30 meter under mark). Den nya tekniken skulle potentiellt kunna användas för borrhning av stora vertikalt placerade lager-cylindrar med en diameter mellan en och sex meter och till ett djup av 600 meter. Maximalt skulle ett sådant lager kunna rymma 250 ton vätgas. Några kostnadsbedömningar har ännu inte presenterats. Energimyndigheten (2021c) framhåller att det finns signifikanta kunskapsluckor kring storskalig berglagring av vätgas, exempelvis avseende vätegasförsprödning, konstruktion, livslängd och termodynamiska variationer som uppstår vid hastiga tryckförändringar.

17 Hydrogen battery + piping, power electronics and installation.

18 LRC = Lined Rock Cavern.

## Kostnader för elektrolys

Baserat på intervjuer med experter anger Energy Transitions Commission (2021) dagens kostnad för elektrolysörer till 850 dollar per kilowatt (inkl. planering, installation m.m.), men det förefaller gälla större anläggningar. För försörjning av en måttligt stor tankstation bedömer vi att man idag får räkna med en kostnad på cirka 10 000 kronor per kilowatt. IRENA (2020) bedömer att kostnaden kan minska med 40 procent till 2030 förutsatt att man vid den tidpunkten hunnit installera sammanlagt 100 GW och att kostnaden vid 270 GW skulle kunna reduceras med 55 procent. Enligt IEA (2021a) kan man globalt, om alla nu kända planer förverkligas, nå 91 GW år 2030. Vad detta sammantaget kan innebära för priset på elektrolysörer på 2–3 MW är oklart.

För år 2030 anger IEA (2019) 400–850 dollar per kilowatt för alkalisk elektrolys och 650–1 500 för PEM. I IEA (2020) antas kostnaden år 2030 uppgå till 700 dollar per kilowatt, dock utan att ange typ av elektrolysör, och att OPEX uppgår till 1,5 procent av CAPEX. Vi antar att kostnaden för elektrolysörer (sannolikt AEL) avsedda för att försörja vätgastankstationen år 2030 kan komma att uppgå till 6 000 kronor per kilowatt (700 \$/kW) för alkaliska elektrolysörer. Summan täcker alla kostnader, inklusive installation, kraftelektronik och byggnader samt system för vattentillförsel och vattenrening, men däremot inte utgifterna för anslutning till elnätet som antas uppgå till 2 000 kronor per MWe. Vidare förmodar vi att man, för att uppnå den redundans som kan behövas för att säkra produktionen i samband med oplanerade avbrott respektive planerat underhåll, kommer att installera flera parallellt arbetande elektrolysörer snarare än att satsa på en enda. Verkningsgraden antas vara 69 procent år 2030 baserat på IEA (2020).

Elkostnaden för elektrolysen antas i grundalternativet i genomsnitt över året uppgå till 65 öre per kilowattimme, inklusive nätavgifter men exklusive skatt.<sup>19</sup>

## Kostnad för rörledning

Kostnaden för att föra vätgasen från en dedikerad vindkraftpark i tankstationens närhet beror på avståndet och terrängförhållandena. Vår kostnadsuppskattning, 5 miljoner kronor per kilometer, är således mycket osäker. Den bygger på IEA (2020) som anger kostnaden för en mindre distributionsledning (80 bar) till 500 000 dollar per kilometer.

## Kapitalkostnader för produktion, lagring och försäljning av vätgas – sammanfattning

Tabell 1 sammanfattar våra bedömningar av kapitalkostnaderna för produktion, transport, lagring och försäljning av vätgas år 2030 i grundalternativet där produktionen sker vid tankstationen.

Kostnaden för vätgasstationen antas täcka högtryckslager på 2 ton med kompressor samt två pumpar och tillhörande utrustning för mätning och debitering/betalning. Av tabellen framgår att kapitalkostnaden vid produktion i direkt anslutning till stationen (och med nät) blir drygt 30 miljoner. Därtill kommer kostnaden för tankstationen (30 mnkr).

## Kostnad för laddning av batterier

De lastbilar som enbart drivs med batterier kommer att ladda dem i varierande utsträckning i egen depå, "halvpublikt" vid lastning/lossning i godsterminaler och hos fraktkunder samt genom publik snabbbladdning i samband med stopp får måltider. De som inte kan ladda i depå kommer istället att behöva långsamladda på rastplatser i samband med dygnsvila. Kostnaderna för de olika formerna av laddning påverkas av den effekt som används och av om det är fråga om köp av en tjänst (istället för laddning från åkeriets egen utrustning).

Baserat på antagandena i Trafikverket (2021b) räknar vi med att snabbbladdningsaggregat på 600 kW vardera kostar 3 miljoner kronor (5 000 kr/kW inklusive kostnaden för transformatorstation och anslutning till högspänningsnätet) och att laddare på 50 kW (avsedda för långsamladdning) och 350 kW (lämplig för destinationsladdning) kostar 250 000 kronor respektive 1 750 000 kronor per styck. För långsam hemmaladdning förmodas varje fordon behöva en egen laddstolpe som antas kosta 200 000 kronor. Den årliga underhållskostnaden antas i samtliga fall motsvara 1 procent av CAPEX och investeringarna antas avskrivas på 15 år.

Trafikverket (2021b) anger kostnader per laddare som inte tar hänsyn till eventuella skalfördelar. Enligt CARB (2020) ger samtidig installation av många laddare på samma plats en tydlig kostnadsreduktion. Vi har ändå valt att utgå från den svenska bedömningen.

19 Projektgruppens antagande.

En nyligen publicerad svensk studie beräknar elnätsavgiften år 2030 till 40 öre per kilowattimme för snabb-laddning och till 25 öre per kilowattimme för depå-laddning, baserat på genomsnittsvärden enligt Vattenfalls prislista för juli 2020. Det innebär ett totalt energipris på 80 öre per kilowattimme (exkl. skatter) vid snabb-laddning. Underhåll av laddstationerna antas i samma studie uppgå till 1 procent av investeringskostnaderna (Holmgren et. al., 2021). Det exakta utfallet beror dock på över vilken årlig energianvändning den fasta delen av elnätsavgiften ska slås ut över. Studien har, enligt uppgift, utgått från en årlig omsättning av ungefär samma storleksordning som i vårt exempel och ett litet antal laddare.

Elkostnaden för långsam laddning i egen depå förmodas i genomsnitt totalt komma att kosta 65 öre per kilowattimme (Holmgren et. al., 2021), medan den vid publik långsam-laddning (vid 50 kW) i genomsnitt antas uppgå till 70 öre per kilowattimme. Samtliga fall utgår från ett genomsnittligt energipris på 40 öre per kilowattimme (exkl. skatt) plus fasta och rörliga nätavgifter. Därtill kommer kostnaden för laddare och kringutrustning samt säljarens påslag.

## Övriga kostnader och säljarens påslag

För jämförelse med andra studier och med priset på diesel i befintliga tankstationer bör noteras att de ovan redovisade kostnaderna för publik laddning respektive försäljning av vätgas inte täcker ägarens utgifter för sådant som mark, snöröjning, belysning och personal (om stationen är bemannad) och inte heller bolagets overhead-kostnader. Däremot täcks underhållet av den installerade utrustningen och avkastningen på investeringarna (6 % kalkylränta). Drivmedelsföretagens nuvarande bruttomarginal uppgår till ungefär en krona per liter, vilket för diesel motsvarar cirka 8 procent på det obeskattade produktpriset. För en bättre jämförelse med kostnaden för dagens drivmedelsalternativ har vi i beräkningarna lagt in ett påslag med 8 procent på produktkostnaden för el respektive vätgas.

## Kostnad för utnyttjande av elväg

För alternativet med kontinuerlig matning från elväg behövs antaganden göras gällande infrastrukturkostnad och

avgifter för nyttjande av vägen, priset på den el som överförs samt kostnader för strömavtagare, ett mindre laddbart fordonsbatteri, elmotorer med mera. Baserat på Trafikverket (2021a) antas i grundalternativet att lastbilarna år 2030 betalar 3 kronor per fordonskilometer (fkm) i brukaravgift, vilket förväntas täcka kostnaden för drift och underhåll av verkets elvägsanläggning.<sup>20</sup> Vidare antas att Trafikverket säljer el till de fordon som utnyttjar elvägar till spotpris plus kostnaden för nätavgifter och kontroll/debitering. Detta antas sammantaget kosta i genomsnitt 60 öre per kilowattimme (exkl. skatt).<sup>21</sup>

De beräkningar som redovisas i kommande avsnitt är inte direkt jämförbara med alternativen vätgas i bränsleceller och batteridrift för vilka beräkningarna bygger på att åkerierna bär hela infrastrukturkostnaden. Dock kommer sannolikt även i de senare fallen den faktiska kostnaden att reduceras genom bidrag från staten och/eller EU till infrastrukturen och/eller inköp av fordonen.

## Avskrivningstid och kalkylränta

Avskrivningstiden sätts till 15 år för tankstation, elektrolysör och batteriladdare respektive 25 år för rörledning och buffertlager. Kalkylräntan är genomgående 6 procent.

## Kronkursen

Många av de uppgifter som används i rapporten härstammar från artiklar och rapporter där kostnader anges i dollar eller euro. Vi har genomgående räknat med att kursen mot den svenska kronan är 8,6 för dollarn och 10,0 för euron. Under senhösten 2021 och vintern 2022 försvagades dock kronan påtagligt, främst mot dollarn. Vi har ändå valt att hålla fast vid de nyss nämnda kurserna, eftersom vi bedömer att de bättre återspeglar kronans värde över en längre tidsperiod. Om denna bedömning skulle visa sig vara fel kan vi ha underskattat kostnaden för importerad utrustning. Det bör dock knappast handla om en merkostnad på mer än högst cirka 5 procent och gäller bara en del kapitalkostnader.

<sup>20</sup> Trafikverket redovisar fyra olika nivåer för brukaravgiften baserat på skilda antaganden om kapitalkostnader och nyttjandegrad. För 2030 (då nätet inte är färdigt i sin helhet) ligger de i intervallet 2,01–4,83 kr/fkm och för 2040 anges intervallet till 1,28–3,08.

<sup>21</sup> Enligt Holmgren m.fl. (2021) 58 öre inkl. nätavgifter men exkl. skatt.

**Tabell 2:** Antaganden om fordonskostnader 2030. Kronor inklusive "mark-up" (exkl. moms).

	Vätgasdrivet bränsle- cellsfordon (FCEV)	Batterifordon (BEV)	Batterifordon på elväg (ERS)
<b>Dragbil med elektrisk drivlina (exkl. batterier, FC &amp; tank)</b>	1 000 000	1 000 000	1 000 0000
<b>Batteristorlek, kWh</b>	70	800	300
<b>Effektbatterikostnad/kWh</b>	4 285	-	-
<b>Energibatterikostnad/kWh (Mauler m.fl., 2021)</b>	-	1 250	1 250
<b>Batterikostnad</b>	300 000	1 000 000	375 000
<b>Bränslecellsystem, 300 kW à 1 000 kr</b>	400 000	-	-
<b>Vätgastank för 55 kg à 6 000 kr, 700 bar, kostnad</b>	400 000	-	-
<b>Övriga system</b>	300 000	200 000	
<b>Strömavtagare (Kühnel m.fl., 2018)</b>	-	-	175 000
<b>Total fordonskostnad</b>	2 400 000	2 200 000	1 550 000
<b>Bränslecellernas verkningsgrad (hel körcykel) (T&amp;E, 2020)</b>	56 %	-	-
<b>Energi batteri/tank-till-hjul, kWh/km (inkl. laddförluster)</b>	2,15	1,30	1,25

## Fordonskostnader år 2030

Av tabell 2 framgår vår bedömning av kostnaderna för de tre olika typerna av elektrifierade lastbilar (40 ton) år 2030 baserat på litteraturuppgifter och samtal med experter. Flera av uppgifterna är mycket osäkra och utfallet 2030 påverkas av teknisk utveckling och hur mycket tillverkningen hunnit skalas upp samt av eventuella förändringar av kostnaderna för ingående material (exempelvis till följd av knapphet). Att de effektbatterier som behövs i bränslecells-bilen beräknas kosta mer än energibatterierna är en följd av dyrare material (litiumtitanoxid) och mindre volymer.

Verkningsgraden för bränslecellerna kan på stacknivå uppgå till 60–65 procent men blir lägre över lastbilens körcykel. Baserat på de 56 procent som anges av T&E (2020b) blir energiåtgången räknat över hela året i genomsnitt 2,15 kWh per kilometer, med utgångspunkt i att samma bil med batteridrift drar 1,30 kWh per kilometer (inkl. laddförlusterna).

För fordon som tar sin el från vägens infrastruktur räknar T&E (2021), med referens till Siemens, med att det luftmotstånd som strömavtagaren skapar leder till att elförbrukningen ökar med 0,1 kWh per kilometer.<sup>22</sup> Därtill kommer förluster vid överföring av strömmen i samma storleksordning. Men T&E noterar även att lägre fordonsvikt jämfört med en batteribil (med mycket större batteri) och förhållandet att en del av den årliga körsträckan sker med batteriel (nedfälld strömavtagare) kan reducera förlusterna. Vi räknar därför med en aning bättre verkningsgrad från elnät till hjul som för BEV.

Vi har valt att inte beakta kostnaden för underhåll av fordonen, vilket innebär att vi bortser från att den troligen är lite högre för bränslecells-bilen än för batteribilarna. Vi beaktar inte heller eventuella skillnader i restvärde efter sju år, något som troligen missgynnar batteribilen vars batterier kan ha ett högre restvärde än resten av fordonet (Kühnel m.fl., 2018).

22 JEC (2029) anger dock förlusten från pantografen till ca 2 %.



## Resultat i grundalternativet



**Tabell 3:** Kostnader per fordonskilometer i grundalternativet, utan och med el- och vätgasbeskattning. Kronor per fordonskilometer.

	FCEV	BEV	ERS
<b>Exklusive skatt</b>	6,60	4,40	5,90
<b>Inklusive skatt</b>	7,90	4,80	6,30

Baserat på de antaganden som redovisas i avsnitt 6 kostar obeskattad vätgas vid pump 1,67 kronor per kilowattimme när produktionen sker vid stationen med el från nätet. Det motsvarar (för internationella jämförelser) ett pris vid pump på cirka 6,40 dollar per kilo vätgas.<sup>23</sup>

Tabell 3 visar utfallet i grundalternativet för vätgasproduktion med det BEV-alternativ som bygger på att 60 procent av laddningen sker i depå, 30 procent vid destination och 10 procent som snabbbladning. Det andra alternativet (60, 20, 20) ger inte påtagligt högre genomsnittlig totalkostnad.

Av tabellen framgår att batterielektrisk drift (BEV) kan förväntas ge väsentligt lägre kostnad per fordonskilometer (fkm) år 2030 än vätgas i bränsleceller (FCEV) och utnyttjande av elvägar (ERS). Resultatet är inte överraskande. En rad studier har under de senaste åren kommit till samma slutsats. Bland dem finns Cambridge Econometrics (2018), T&E (2020a och 2020b) och Holmgren m.fl. (2021). Men Hydrogen Council (2020) hävdar att FCEV kan nå kostnadsparitet med BEV redan 2025 i långväga godstrafik med stora lastbilar, dock utan att redovisa hur det ska kunna ske. För år 2030 anges emellertid på annan plats i samma rapport att priset på vätgas vid pump kan hamna inom intervallet 4,50 till 6 dollar per kilo, vilket är i ungefärlig linje med utfallet av vår beräkning.

Av tabellen kan också utläsas att beskattning på lika villkor leder till att FCEV påförs en högre kostnad per fordons-

kilometer än de båda andra alternativen. Detta är en följd av större omvandlingsförluster. Jämförelserna avser kostnaden per kilometer för lastbilar (40 ton) med körsträcka 13 000 mil per år. I alternativet med obeskattad el och vätgas kostar FCEV 50 procent mer per fordonskilometer jämfört med BEV.

Utfallet påverkas till viss del av att BEV har ett försprång framför FCEV avseende såväl teknisk mognadsgrad som marknadspenetration. Även om resultatet bygger på antaganden om en betydande kostnadsreduktion till 2030 kommer inte vätgasalternativets hela utvecklingspotential att hinna utnyttjas till dess. Detta gäller dock i viss mån även BEV. För fortsatt kostnadsreduktion är effekten av skalfördelar i massproduktion av ingående komponenter viktigare än fortsatta förbättringar i verkningsgraden hos elektrolysörer och bränsleceller. Den sämre totalverkningsgraden jämfört med BEV och ERS kommer att förbli ett problem för FCEV.

För att kunna bedöma om FCEV, trots väsentligt högre kostnad per fordonskilometer, ändå kan bli ett alternativ behöver man analysera övriga faktorer som kan påverka lönsamheten. Dit hör sidoinkomster vid produktion av vätgas samt i vilken grad vätgasdrift kan öka åkeriernas intäkter jämfört med batterielektrisk drift.

23 IEA uppskattar att kostnaden år 2030 kommer att hamna någonstans mellan 4,50 och 6,00 \$/kg.

## Intäkter av försäljning av biprodukter

Vid produktion av vätgas genom elektrolys med antagen verkningsgrad uppkommer spillvärme motsvarande en dryg tredjedel av den tillförda elenergin. Temperaturen (60–80 grader Celsius) är tillräckligt hög för att potentiellt ge värmen ett värde. Dock förutsätter det att produktionen sker där det finns ett värmebehov. När produktionen sker i direkt anslutning till tankstationen kan vissa förutsättningar finnas om det finns närliggande byggnader, exempelvis en restaurang, som behöver värmas upp. En station som vid 65 procents beläggning producerar 1,3 ton vätgas skulle kunna leverera cirka 28 MWh per dygn. Det är långt mer än vad som kan användas på tankstationen, i synnerhet under sommarhalvåret då någon uppvärmning inte behövs.

Slutsatsen blir således att det sannolikt bara är stationer som är förlagda i tätorter, och i närheten av bebyggelse som använder fjärrvärme, vars spillvärme skulle kunna utnyttjas effektivt – under förutsättning att värmeverken, som i praktiken har monopol, är intresserade och att anslutningskostnaden är överkomlig. Som jämförelse kan nämnas att flis för närvarande kostar cirka 200 kronor per megawattimme. Förbränning av biomassa är dock förknippad med värmeförluster samt en del rörliga driftkostnader, till exempel för askhantering och underhåll. Avgörande för värdet är också skillnaden i temperatur mellan spillvärmens och fjärrvärmesystemets behov på framledningssidan. Om temperaturen på värmen från elektrolysörerna är för låg får den istället tillföras fjärrvärmesystemets returledning, något som medför förluster. Slutsatsen blir att de lokala förhållandena är avgörande för det pris leverantören kan få för spillvärmens och att det med dagens flispriser kan tänkas hamna någonstans i intervallet 10–30 öre per kilowattimme. Om konkurrens om biomassa leder till ökade flispriser kan värdet på sikt bli högre.

För att kunna utnyttja spillvärmens tillkommer dock en anslutningskostnad. Därtill behöver det lokala behovet sommartid (för uppvärmning av tappvarmvatten) vara tillräckligt stort för att motivera investeringen. I ett fall där allt faller på plats kan vätgasstationen eventuellt få en årlig sidointäkt i storleksordningen 1,5 miljoner kronor från försäljning av spillvärme. Om hela värdet tillfaller de fordon som tankar vätgas skulle priset vid pump kunna reduceras med cirka 6 procent. I många fall finns dock sannolikt inga möjligheter till kommersialisering av spillvärmens.

Vid elektrolys sönderdelas vatten i vätgas och syre. För varje kilo vätgas frigörs 8 kilo syre. Syrgas används bland annat i verkstadsindustrin (gassvetsning, lödning m.m.), stålindustrin och pappersindustrin (blekning av massa) samt inom sjukvården. Några uppgifter om total användning av syrgas i Sverige har inte stått att finna, men Energimyndigheten (2019) anger, baserat på intervjuer med personer inom skogsindustrin, att priset vid försäljning i bulk kan uppgå till cirka 50 euro (500 kr) per ton. Om efterfrågan på vätgas från inhemsk elektrolys växer kraftigt, för främst industriella ändamål, kommer mängden syrgas dock sannolikt ganska snart att överstiga efterfrågan. Det finns därför skäl att anta att vätgasproducenter i närheten av större förbrukare har bäst förutsättningar att få en extra intäkt från försäljning av syrgas. Man kan också förmoda att det är lättare för produktion belägen i närheten av större tätorter att få avsättning för sin syrgas jämfört med dem i perifert belägna vindkraftparker eller i anslutning till tankstationer belägna på landsbygden.

Vid intermittent drift av elektrolysörerna (vilket förutsätter överkapacitet och vätgaslager) kan vätgasproducenten potentiellt få ytterligare en sidointäkt genom att bidra med stödtjänster till elnätet. Men då krävs att en marknad för sådana tjänster etableras.

## Värdet av längre räckvidd och större flexibilitet

För BEV innebär batteriernas vikt att fordonet inte kan medföra en lika stor nyttolast som i alternativet FCEV, men den fördelen är inte lika påtaglig för "volymgods" som för transport av tungt gods. En stor del av den långväga godstrafiken med lastbilar avser högvärdigt gods som sällan har hög vikt per volymenhet. Det tyngsta fjärrgodset transporteras i Sverige ofta med fartyg eller tåg. Batterierna hos en fjärrbil på 40 ton kan under de närmaste åren komma att väga 6–7 ton (för 800–1000 kWh), medan vikten hos drivlinan i en motsvarande dieselbil kan uppgå till cirka 3 ton.<sup>24</sup> Det innebär för BEV en tillkommande vikt på 3–4 ton. Jämfört med en FCEV blir skillnaden cirka 5 ton, eftersom dess bränsletank, effektbatterier och bränsleceller tillsammans väger cirka 2 ton.

Men det är inte säkert att denna fördel blir bestående. T&E (2021) räknar med att vikten hos fjärrbilens batterier genom ökad energitäthet och andra förändringar kan reduceras till

24 Uppgift från Volvo inom projektet.

4,8 ton 2025 och 3,2 ton 2030. T&E förväntar sig att tätheten på packnivå ska öka från 183 Wh per kilo 2020 till 318 Wh år 2030. Holmgren m.fl. (2021) räknar med att energidensiteten hos hela batterisystemet ska öka från 110 Wh per kilo 2016 till 198 Wh år 2030 och till 271 Wh år 2045. Om dessa förväntningar på teknikutvecklingen infrias kommer FCEV inte ha någon markant viktfordel framför BEV bortom år 2030.

Hur åkerierna kommer att vilja optimera sina batterielektriska fordon när energiintensiteten hos batterierna förbättras beror på hur dragbilarna ska användas. De kan välja större batterier för att minska behovet av snabbladdning eller utnyttja den reducerade vikten för mer nyttolast, dock i båda fallen förutsatt att tillverkarna erbjuder dem möjlighet att själva bestämma batteriernas storlek.

Den andra fördelen med FCEV är lite större räckvidd och väsentligt snabbare påfyllnad av bränsle. Genom fler batterier kan BEV nå samma räckvidd men i så fall till priset av minskad kapacitet för nyttolasten. Det förefaller således rimligt att anta att FCEV kommer att behålla ett litet övertag när det gäller räckvidd. Den kommersiella fördelen av detta är emellertid delvis beroende av en väl utbyggd tankinfrastruktur som gör att bränslecellsbilarna inte behöver ta omvägar för att tanka. För god flexibilitet i användningen av fordonen är BEV i ännu högre grad beroende av ett tätt nät av platser där snabbladdning är möjlig. Men eftersom trafikunderlaget ser ut att bli större än för FCEV kommer snabbladdningsmöjligheter att finnas med korta avstånd mellan stationerna. EU-kommissionen föreslår att minimiavståndet för snabbladdning av tunga lastbilar ska vara 60 kilometer längs TEN-Ts huvudnät och 100 kilometer längs nätverkets övriga delar.

Välgastankning kan med rätt utrustning genomföras på kort tid. Med 3 kilo per minut tankar man 45 kilo på en kvart, vilket nog mestadels räcker för att fylla upp eftersom de flesta troligen undviker att rulla in på tankstationen med tanken nästan tom. Det innebär att man på 15 minuter tillför 4 500 kWh. Med snabb batteriladdning från en 600 kW-laddare skulle det ta 7,5 timmar att fylla på samma mängd energi. Men jämförelsen haltar, eftersom BEV behöver mycket mindre energi per fordonskilometer än en motsvarande FCEV. Dessutom saknas mestadels anledning för åkeriet att snabbladda under många timmar. Som redan framgått kommer merparten av energin att tillföras genom långsamladdning under förarens dygnsvila. Snabbladdning kommer att vara komplementär och sällan eller aldrig kräva längre tid än de 45 minuters obligatorisk vilotid som EUs regelverk föreskriver. På 45 minuter kan man med 600 kW tillföra 450 kWh, vilket räcker för att till exempel höja fyllnadsgraden från 20 procent till 76 procent hos ett batteri på 800 kWh. Mer kommer man inte att fylla på, eftersom det av tekniska skäl tar mycket längre tid per kilowattimme att ladda de sista 20 procenten (Van Grinsven

m.fl., 2021, med ref. till Giuliano et al., 2020). Vid laddning i depå spelar dock den extra tiden inte samma roll, varför man då vanligen laddar fullt.

Vid behov av snabbladdning som av någon anledning inte kan samordnas med obligatoriska vilopauser kan åkerierna överväga om det är värt att betala merkostnaden för laddning med 1 200 kW. I så fall kan man tillföra 20 kWh per minut. Detta förutsätter förstas att efterfrågan på laddning med 1 200 kW har en omfattning som gör att laddstationerna vill tillhandahålla ett sådant alternativ.

Laddning med 1 200 kW skulle potentiellt kunna vara intressant för åkerier som kör tungt gods och som väljer ett mindre batteripaket i syfte att öka kapaciteten för nyttolast. Men med så hög effekt ökar laddningsförlusterna, och batteri, laddkabel och laddare behöver aktiv kylning.

FCEV har emellertid fördel av att föraren inte behöver stan- na för dygnsvila eller vilopaus på en station som säljer vätgas. Det kan innebära att den tillåtna arbetstiden kan utnyttjas mer optimalt. Med ett snabbladdningsnätverk som är tätare än nätet för välgastankstationer blir fördelen emellertid inte stor men kräver nog att laddstationerna inför bokningstjänster som gör att batterifordonen kan vara säkra på plats både för långsamladdning i samband med dygnsvila och för snabbladdning. Det kan potentiellt bidra till högre kostnad för åkeriet, eftersom man med hänsyn till svårigheterna att beräkna en exakt ankomsttid kanske tvingas boka en tid som ger viss marginal, i varje fall vid stopp för snabbladdning. Men införande av bokningstjänster kan samtidigt vara ett sätt att öka nyttjandegraden vid semi-publika och publika laddstationer (Power Circle, 2021). Det gör att kapitalkostnaderna kan slås ut över fler försålda megawattimmar per år.

Bäst förutsättningar har FCEV sannolikt i de långväga in- hemska transporter där stora bolag med egna terminaler (t.ex. DHL, Postnord och Schenker) låter förarna dela bilar vilket gör det möjligt att använda fordonen i mer än ett skift per dygn. Det kan exempelvis innebära att en södergående bil möter en norrgående på en bestämd plats där förarna byter fordon med varandra och sedan kör tillbaka till sin "hemterminal". Där tar någon annan över bilen under nästa skift. Därigenom står fordonen sällan tillräckligt länge på samma plats för att i batterialternativet hinna långsam- ladda i tillräcklig utsträckning.

Om bränslecellsbilarnas fördelar är så stora att de helt upp- väger merkostnaden beror således på vilka typer av upp- drag åkeriet räknar med att utföra under fordonets avskriv- ningstid. På kort sikt förefaller skillnaden i nyttolast vara en faktor som väger tyngre än den obetydliga skillnaden i tids- mässig uppoffring för bränslepåfyllnad jämfört med snabb-

**Tabell 4:** Kostnadsfördelning för tunga lastbilar i långväga distribution. Källa: Sveriges Åkeriföretag.

Kostnadsslag	Procent
Värdeminskning samt ränta	15,2
Däck	2,8
Underhåll och reparationer	6,9
Skatt	1,3
Lön	39,6
Diesel	28,4
Administration och övrigt	5,8
<b>Totalt</b>	<b>100,0</b>

laddning. För fordon som används i flerskift överväger dock effekten av kortare tid för bränslepåfyllnad jämfört med laddning eftersom deras förutsättningar för att långsamladda under vilouppehåll är sämre.

Jämfört med en 40-tonsbil med förbränningsmotor, som kan lasta 25 ton, skulle en FCEV av samma storlek idag kunna medföra 26 ton och en BEV 21 ton. En skillnad i nyttolastkapacitet på 5 ton skulle teoretiskt kunna skapa ett mervärde för FCEV på drygt 20 procent räknat på enbart kostnaderna för bil och drivmedel, men år 2030 kan detta ha krympt till cirka hälften till följd av att batterierna blivit lättare.

För att bedöma effekterna av att behöva använda mindre tid för bränslepåfyllnad måste man beakta åkeriets samtliga kostnader, alltså även deras utgifter för förare, däck, underhåll, service och skatter. Detta eftersom skillnaden innebär att vätgasfordonet kan utnyttjas mera effektivt än batteribilen, särskilt om det handlar om användning under flera skift per dygn. Om bilen kan användas mer effektivt kan åkeriets kostnader för några av kostnadsslagen i tabell 4 slås ut över en större produktion. Det handlar främst om kostnadskomponenterna värdeminskning, skatt och administration vilka tillsammans utgör drygt en femtedel av kostnadsmassan. Effekten av detta kan förmodas variera något beroende på transportupplägg.

## Utvecklingen på lång sikt

BEV har för närvarande ett betydande försprång framför FCEV. Batterielektriska lastbilar med räckvidd på 400 kilometer kan redan köpas från mer än ett halvt dussin till-

verkare i USA och Europa, och bilar som klarar 600–800 kilometer kommer snart att marknadsintroduceras. Enligt van Grinsven m.fl. (2021), som tillfrågat olika producenter, kan serietillverkning av bränslecellslastbilar avsedda för långa transporter starta någon gång mellan 2025 och 2027. Även om den tidtabellen håller kommer dock inga stora volymer ha producerats före 2030. Det innebär att den kostnadsreduktion som följer av masstillverkning i huvudsak kommer att inträffa under 2030-talet. Även om kostnaderna för batterier och laddare också kan förväntas sjunka efter 2030 blir reduktionen troligen procentuellt mindre än för FCEV. Det betyder att kostnadsgapet minskar. Cambridge Econometrics (2018) finner dock att BEV kommer att vara klart billigare än FCEV i total kostnad både 2030 och 2050. Holmgren m.fl. (2021) finner att kostnaden för FCEV förväntas bli mycket hög i tidsperspektivet 2030. Man gör samtidigt bedömningen att kostnaderna sedan kommer att sjunka avsevärt till 2045 men att BEV, även vid den senare tidpunkten, kommer att vara det billigare alternativet.

FCEV kan alltså på längre sikt bli väsentligt billigare, men samtidigt kan fördelen av högre lastkapacitet komma att halveras redan till 2030 som en följd av att de batterier som används i BEV blir både tätare och lättare. Därmed kvarstår sannolikt en betydande kostnadsnackdel för FCEV. Men det kan finnas mindre segment där behov av mycket kraft kan tala för FCEV, dock i konkurrens med förbränningsmotorer som körs på biodrivmedel (t.ex. DME, metanol eller biodiesel).

## Fordon tyngre än 40 ton

Rapporten analyserar förutsättningarna för vätgas och batterier i 40-tonsbilar. För drift av 60-tonsbilar krävs 30–40 procent mer energi per fordonskilometer, men det uppvägs av att lastkapaciteten ökar ännu mer. Dock krävs större batterikapacitet respektive större vätgastank för att klara samma körsträckor som motsvarande 40-tonsbilar. Nykvist & Olsson (2021) noterar att med ökad totalvikt minskar den andel av nyttolastkapaciteten som går till spillo på grund av batterivikten. De konstaterar att det innebär att den batterielektriska bilens konkurrensfördel vid jämförelse med FCEV (allt annat lika) ökar med stigande totalvikt, räknat som kostnad per tonkilometer.





# Känslighetsanalys



I känslighetsanalysen studeras utfall jämfört med grundalternativet baserat på olika alternativa antaganden, främst avseende kostnaderna i de två alternativ (FCEV och ERS) som i det ovan redovisade utfallet ser ut som förlorare. Därtill redovisas den effekt som högre respektive lägre elpriser år 2030 har på de tre alternativens konkurrenskraft.

Utöver de parametrar som belyses inom ramen för känslighetsanalysen finns ytterligare parametrar som kan vara av viss betydelse. Dit hör val av kalkylränta och avskrivningstider för olika investeringar.

Beträffande laddinfrastrukturen väljer Karlström (2020) att sätta avskrivningstiden till 20 år trots att en del bedömare anser att laddarna bör avskrivas på 10 år. Hans motivering är att livslängden hos nätförstärkningen, som utgör en del av infrastrukturkostnaden, kan bedömas uppgå till 40 år. Han väljer därför att i sina kalkyler använda 20 år för enkelhets skull. Vi har i våra beräkningar satt avskrivningstiden för laddstationerna till 15 år.

Beläggningsgraden är en annan potentiellt viktig faktor. För vätgastankstationen har vi antagit att den, i genomsnitt över året, efter någon tid uppgår till 65 procent. Beläggningsgraden på stationens båda dispensers blir förstås lägre. Beläggningsgraden på snabbbladdare (600 kW) antas i våra beräkningar endast uppgå till 15 procent, en faktor som kan förbättras avsevärt om stationen installerar ett bokningssystem som medför att man inte behöver ha en överkapacitet för att undvika köbildning.

Holmgren et. al. (2021) räknar med att snabbbladdaren år 2030 försörjer tio lastbilar per dag och att beläggningsgraden ökar till 20 lastbilar per dag år 2045. Cambridge Econometrics (2018) antar att varje snabbbladdare kan betjäna 16 lastbilar per dygn för en period av vardera 45 minuter. Det motsvarar en beläggning på cirka 50 procent, tre gånger högre än vad som antagits i vårt grundalternativ. Det är i

sammanhanget viktigt att notera att en hög beläggning är viktigare för att hålla kostnaden på en låg nivå än skillnader i CAPEX och nätavgift.

Därtill kommer frågan om hur stationens kostnader och intäkter kan komma att fördelas mellan långsam laddning och snabbbladdning vid hög effekt. Det blir rimligen så att servicestationer med utrymme för många lastbilar med släp kommer att tillhandahålla båda. Vi har dock i beräkningen av kostnaden för snabbbladdning inte tagit hänsyn till eventuella ekonomiska synergifördelar. Möjligen kan det också bli intressant att utnyttja variationerna hos spotpriset på el för att lagra elenergi för senare utnyttjande. Om det på samma plats finns både tankstation för vätgas och laddningsmöjligheter kan sådana möjligheter tänkas bli ekonomiskt intressanta.

## Bränslecellsfordon vs batterifordon

Om vätgasalternativet antas få 20 procent lägre kapitalkostnader i hela kedjan (produktion-transport-lagring-tankstation) jämfört med vårt grundalternativ blir kostnaden per fordonskilometer 5,80 kronor. Det förmodas i så fall ske genom en kombination av verkningsgradsförbättringar och reduktion av CAPEX per kilo vätgas jämfört med grundalternativet. Frågan om högre kostnader för vätgasdrivna bränslecellsfordon än i grundalternativet prövas inte i känslighetsanalysen, eftersom det så uppenbart skulle öka den redan stora skillnaden i totalkostnad ytterligare mellan bränslecells- och batterifordon. I huvudscenariot har bränslecells bilen 50 procent högre kostnad per fordonskilometer. I fallet med 20 procent lägre kapitalkostnad i hela bränslekedjan för bränslecells bilen (men inte för batteribilen) reduceras merkostnaden till 38 procent. Det är i sammanhanget viktigt att notera att vi redan i grundalternativet antagit en betydande kostnadsreduktion år 2030 jämfört med 2020.

De flesta bedömare tror inte att någon ny batterikemi av betydelse kommer att hinna kommersialiseras före 2030 men att batterier med fast elektrolyt kan börja ta marknadsandelar i början av 2030-talet. Det skulle sannolikt både leda till lägre kostnader och tätare batterier. Om genombrottet kommer redan i slutet av 2020-talet kan batterikostnaderna bli lägre än vad vi antagit i vårt grundalternativ. Å andra sidan kan eventuell brist på vissa metaller, till exempel kobolt, koppar och litium, potentiellt leda till höjda materialkostnader (UCS, 2021, och IEA, 2021b).<sup>25</sup> Vi provar därför effekten av 20 procent dyrare batterier år 2030 jämfört med grundalternativet och antar att energi- och effektbatterier påverkas procentuellt lika mycket. Men påverkan på kostnaden per fordonskilometer blir i båda fallen förstås större för BEV. Utfallet framgår nedan i figur 1.

## Elpriset år 2030

Vad som händer med elpriset är en nyckelfråga för lönsamheten hos vätgas som framställs genom elektrolys. Många pekar på sjunkande kostnader för vindkraftverk och solceller och bortser därvid från att kostnaden för att integrera stora mängder intermittent produktion kan komma att växa snabbt på marginalen när man redan utnyttjat de billigaste åtgärderna. Systemkostnaden kan därför tänkas öka även om det successivt blir billigare att producera förnybar el i kraftverk som inte är reglerbara.

En annan faktor som kan driva upp priserna är brist på fossilfri kraft i Sverige och/eller vår närmaste omvärld. I en sådan situation ökar konkurrensen om svensk och norsk vattenkraft. Under perioder med lite vind, särskilt vintertid då solkraften knappt bidrar alls, kan även import av svensk vindkraft vara intressant i våra mer fossilberoende grannländer trots höga priser. Om alternativet för deras del är kolkondenskraft måste de redan vid dagens utsläppspriser (80–90 €/ton CO<sub>2</sub>) betala cirka 0,70 kronor per producerad kilowattimme utöver själva produktionskostnaden. Vid fortsatt stigande priser på utsläppsrätterna kan produktion av kolkraft om några år kosta uppemot än 1,50 kronor per kilowattimme.

Via utrikeshandel med el kommer Sverige således, åtminstone stundtals, att "importera" europeiska elpriser. Risken för detta är särskilt påtaglig i södra Sverige. Det är i sammanhanget viktigt att skilja på produktionskostnad och pris.

Liksom på oljemarknaden kan en del producenter med låga marginalkostnader tjäna en förmögenhet. Dit hör framför allt de som äger gammal vattenkraft.

Mycket talar således för att sannolikheten är större att elpriserna (i genomsnitt över året) kommer att stiga än sjunka. Nätkostnaderna kan också komma att öka, och på något sätt måste även kostnaderna för att upprätthålla kraftbalansen och förhindra effektbrist övervältras på konsumenterna. Utfasningsutredningen (2021) bedömer att priset på el i Sverige (endast elhandel) kommer att öka från 48 öre per kilowattimme år 2020 till 53 öre år 2030 och 70 öre år 2040. Om det visar sig stämma innebär det en realökning med drygt 10 procent under 2020-talet.

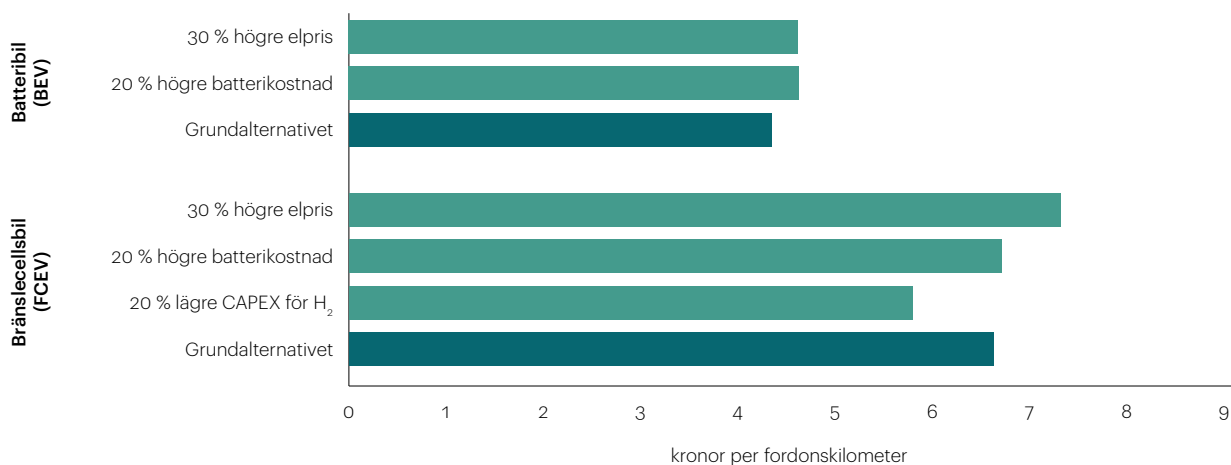
Eftersom elprisets utveckling är mycket svårbedömd har vi valt att i känslighetsanalysen pröva utfallet av ett 30 procent högre genomsnittligt elpris (inkl. nätkostnader) år 2030 jämfört med grundalternativet. Utfallet framgår av figur 1. Att elpriset skulle sjunka jämfört med vårt grundantagande är osannolikt och därför inte inkluderat i känslighetsanalysen.

Av diagrammet framgår att den förändring jämfört med grundalternativet som har störst betydelse för FCEVs möjlighet att konkurrera med batteridrift är ett läge där alla kapitalkostnader vid produktion och användning av vätgas reduceras samtidigt som ingen förändring av CAPEX sker för BEV. Effekten av högre batteripriser har ringa påverkan. Ett högt elpris missgynnar FCEV. Men inte ens med en osannolik kombination där alla parametrar utvecklas på ett sätt som gynnar vätgasalternativet kan FCEV 2030 kostnadsmissigt komma i närheten av BEV.

## Elvägar

Ekonomi hos elvägarna är av många skäl mycket osäker. Om brukaravgiften måste sättas till 4 kronor per fordonskilometer (istället för 3 kr) stiger den totala kostnaden (exkl. elskatt) till 6,89 kronor per kilometer, medan en sänkning till 2 kronor gör att totalkostnaden sjunker till 4,89 kronor per fordonskilometer. I det senare fallet kan elvägarna framstå som ett intressant alternativ för fordon som kan nyttja dem för en stor del av den årliga körsträckan och som därigenom slipper lägga tid på batteriladdning.

<sup>25</sup> Under 2021 ökade priserna på flera metaller snabbt, vilket ledde till att trenden mot allt billigare solceller, bränsleceller och batterier (tillfälligt) bröts.

**Figur 1:** Kostnad (kr/fkm) jämfört med grundalternativet vid andra kostnadsantaganden (exkl. elskatt).

För att elvägar alls ska bli ett alternativ år 2030 krävs dock en väl koordinerad satsning som är gemensam med våra närmaste grannländer både avseende teknikval och standard samt en tidplan för snabb utbyggnad. Enligt rapportens analys förefaller en sådan utveckling osannolik. Van Grinsven m.fl. (2021) konstaterar att framtiden för elvägarna är mycket osäker och att EU-kommissionens förslag till revidering av alternativbränsleinfrastrukturdirektivet visserligen nämner ERS men inte sätter några mål för en utbyggnad.

producerad genom elektrolys för användning i bränsleceller kommer alltid att ha en betydligt sämre totalverkningsgrad än batterialternativet. Det alternativet är därför beroende av låga elpriser och frånvaro av skatt på el för att kunna ta marknadsandelar, och det gäller även inom de vägtrafiksegment där förutsättningarna för FCEV är mest gynnsamma.

## Slutsatser från känslighetsanalysen

Resultaten av de redovisade beräkningarna visar på en betydande kvarstående skillnad i kostnad per fordonskilometer mellan bränslecellsbilar och batteribilar. Det måste dock understrykas att utfallet i hög grad påverkas av antagandena om kostnadsutvecklingen för de olika teknikerna och för priset på el. Vad som händer med priserna under de närmaste tio åren beror på om tillverkningen av elektrolysörer och bränsleceller globalt hinner nå en sådan omfattning att produktionskostnaderna sjunker tillräckligt mycket. Sveriges betydelse i detta sammanhang är förstås försumbar.

Fortsatt förbättring av verkningsgraden hos elektrolysörer och bränsleceller kan däremot inte förväntas få någon avgörande betydelse för teknikens konkurrenskraft. De antaganden som ligger till grund för våra beräkningar utgår från en förbättring av verkningsgraderna till 2030, och även om mer optimistiska bedömningar skulle infrias får det ändå ingen större ekonomisk betydelse jämfört med effekten av reducerade kostnader för utrustningen. Vätgas



## Intermittent produktion av vätgas

I ett framtida svenskt elförsörjningssystem där vindkraften kan komma att svara för mer än hälften av årsproduktionen ökar problemen med att skapa balans mellan utbud och efterfrågan. Den installerade effekten kommer att vara mycket högre än vad konsumenterna under normala omständigheter efterfrågar, vilket kan leda till stora överskott när det blåser mycket. Under perioder med lite vind uppkommer istället risk för betydande effektbrist. Korta svängningar kan eventuellt hanteras med hjälp av vattenkraftens regleringsförmåga i kombination med diverse andra åtgärder på produktions- respektive användarsidan, men hanteringen av längre perioder med mycket eller litet vind skulle underlättas om det fanns efterfrågan på el som lätt kan anpassas efter utbudet. Produktion av vätgas kan ge sådana möjligheter men kräver då överkapacitet av elektrolysörer och investering i stora lager.

I detta kapitel presenteras vår analys av i vilken utsträckning intermittent produktion av vätgas för användning i fordon (eller andra applikationer) kan bidra till att stabilisera elförsörjningssystemet. En förutsättning för det är förstås att priset på vätgas inte blir högre än om vätgasen produceras kontinuerligt.

## Produktion i lokal vindkraftpark (ö-drift)

Ett sätt att motverka effektvariationer i elsystemet är att minska vätgasproduktionens behov av el från nätet genom att producera vätgas i dedikerade vindkraftparker som inte är nätanslutna, så kallad ö-drift. Om gasen ska användas för

fordonsbruk skulle en möjlighet vara att lokalisera en sådan vindkraftpark till en plats på någon eller några kilometers avstånd från en vätgastankstation och överföra gasen dit via en pipeline.

I alternativet med produktion i en dedikerad vindkraftpark antar vi att det lokala lagret har en volym som motsvarar ett fullständigt produktionsstopp (till följd av lite vind) på cirka 200 sammanhängande timmar. Vid 65 procent kapacitetsutnyttjande innebär det i det analyserade fallet att lagret måste rymma 10 ton vätgas, varav 2 ton finns i stationens högtryckslager och resten i ett buffertlager med lägre tryck. I verkligheten är en varierande elproduktion på låg nivå under längre tid ett mer realistiskt fall än ett produktionsbortfall på 200 timmar i följd, men svårare att beräkna.

Eftersom vindkraftparken inte ska anslutas till elnätet måste man förmoda att kunden köper hela årsproduktionen och använder den för lokal framställning av vätgas genom elektrolys.<sup>26</sup> Det antas i analysen ske till ett avtalat pris på 40 öre per kilowattimme som erlaggs för hela produktionen och täcker kostnaden för anslutning till elektrolysörerna. Köparen får alltså betala för all el som produceras oavsett om den används eller inte. Några nätavgifter uppkommer inte i detta fall. Vidare antas att parkens installerade effekt dimensioneras mot kapaciteten hos elektrolysörerna och lagret på ett sådant sätt att man alltid klarar att leverera 2 ton vätgas per dygn till tankstationen. Det medför att man dels tvingas spilla vind under perioder då parkens avgivna effekt är större än elektrolysörernas installerade effekt, dels i lägen då lagret är fullt.

26 En annan variant kan vara att samma företag äger både tankstationen och vindkraftparken.

Till rapportens analys har Therese Lundblad, doktorand vid Chalmers tekniska högskola, använt sig av historiska vinddata för att beräkna hur stort spillet kan tänkas bli vid en optimering av vindkraftparken. Utfallet påverkas påtagligt av vilka antaganden som görs om främst lagerkostnaden, men det förefaller sannolikt att man vid en ekonomisk optimering av systemet tvingas spilla mer än hälften av den producerade kraften. Den främsta anledningen till detta är svaga vindar under många mer eller mindre sammanhängande dygn under sommaren och överproduktion när det blåser som mest. Då krävs antingen stor installerad effekt i vindkraftparken eller ett stort lager. Beräkningen visar att man vid ö-drift skulle behöva 22 MWe vindkraft, drygt 7 MW elektrolysör och ett lager på 10 ton. Elkostnaden per utnyttjad kilowattimme hamnar till följd av detta på cirka en krona. Därtill kommer merkostnaden för elektrolysörerna och lagret. Sammantaget uppvägs inte dessa kostnader av den bortfallande kostnaden för anslutning till elnätet av vindkraftparken och elektrolysörerna. Det innebär att kostnaden per kilowattimme vätgas stiger från grundalternativets 1,67 kronor till cirka 2,70 kronor.

Alternativet med ö-drift kan potentiellt vara förknippat med ytterligare problem. Större skillnader i vindkraftsproduktion mellan olika år är en utmaning, en annan är komplikationer till följd av tekniska problem i någon av de använda kraftverken.

## Alternativa affärsmodeller för intermittent produktion av vätgas

Utfallet av de ovan redovisade alternativen för produktion, lagring och försäljning av vätgas ger en antydning om att det kan finnas andra lösningar som totalt sett ger lägre pris vid pump än renodlad ö-drift respektive kontinuerlig produktion vid tankstationen mot lokal efterfrågan. Det kan antingen vara fråga om en produktionsanläggning som använder el från nätet och producerar mot lager när elen är billig, eller om en vindkraftpark som är partiellt dedikerad till lokal produktion av vätgas men samtidigt är nätansluten med en viss andel av sin maximala effekt.

Eftersom elpriset på den framtida nordiska spotmarknaden sannolikt är lågt under vindrika perioder och betydligt högre under timmar och dagar med lite vind kan man söka optimera hybridparkens intäkter. Dock blir intäkten från försäljning till nätet i perioder med lite vind inte särskilt stor, ens vid höga priser, eftersom turbinerna då går på lågvarv. Vindkraftparken kan också leverera till nätet i lägen med starka vindar, eftersom elektrolysörerna vid dessa tillfällen inte förbrukar all el, men då är elpriset troligen ganska lågt. Om vätgaslagret är fullt kommer man också producera kraft för avsättning via elnätet, men inte mer än vad

anslutningen klarar. För kunna möta årsbehoven genom att enbart producera under dygn med elöverskott och låga elpriser krävs att man investerar i lager och viss överkapacitet hos elektrolysörerna.

Redan när vindkraften svarar för en måttlig andel av elproduktionen leder dess intermittenta bidrag till fluktuerande elpriser. Med högre andel kommer priset på el under blåsiga perioder att falla kraftigt och riskera att stundtals bli negativt. Sannolikheten för detta är särskilt betydande i södra Sverige, eftersom starka vindar i den delen av landet ofta kan förmodas sammanfalla med hög produktion i Danmark och Tyskland. Pressade priser under perioder som sammantaget svarar för en stor del av vindkraftverkens årsproduktion riskerar att leda till att investeringar i ytterligare vindkraft inte blir lönsam (trots sjunkande kostnader). Man talar om att vindkraften kannibaliseras på sig själv.

För att uppnå en hållbar affärsmodell krävs att priset på el, under de dagar då elektrolysen sker, är så lågt att det uppväger vätgasproducentens merkostnader för fler elektrolysörer och större lager. Det innebär vid en direkt affärsgörelse mellan vindkraftverkens ägare och vätgasproducenten att den förre inte får sätta priset så högt under blåsiga perioder att den senares affärsupplägg inte fungerar. Om gasproducenten har priskänsliga kunder, som kan välja andra alternativ, kan det bli svårt att förena två affärsmodeller där det ena bygger på att få mer betalt för elen under perioder med överskott och den andra förutsätter tillgång till billig el.

Man bör således fråga sig hur avtalen mellan vindkraftverksägare och vätgasproducenter kan behöva utformas för att båda parter ska uppnå lönsamhet. Den senare kan alternativt välja en modell där man inte producerar i en vindkraftpark utan köper el på spotprismarknaden och avstår från produktion när priset blir för högt. Då blir marginaleffekten på det nordiska spotpriset sannolikt liten, eftersom vätgasproducentens efterfrågan utgör en oansenlig del av den totala marknaden. Om avtal i stället träffas mellan vätgasproducenten och en enskild vindkraftpark behöver parterna komma överens om när, och på vilka villkor, parken ska leverera el för lokal elektrolys.

Problemet med att hitta en avtalsform som gynnar båda parter accentueras av att vindkraftens produktion kan variera mycket mellan olika år samt att den öppna marknadens elpris påverkas av en rad omständigheter som parterna inte kan påverka och som dessutom kan vara svåra att överblicka. Såväl vindkraftparkens ägare som elektrolysföretaget kommer rimligen att eftersträva ett långsiktigt avtal som grund för sina investeringsbeslut, detta trots att de yttre villkoren för deras samarbete efter några år kan komma att förändras på sätt som är svåra att förutspå.



Det är i dagsläget svårt att avgöra vilka typer av företag som kommer att bli aktörer på en framtida vätgasmarknad byggd på elektrolys eftersom marknaden ännu inte riktigt kommit igång. Hittills finns i stort sett bara exempel på företag som producerar i liten skala för att förse vätgastankstationer de själva äger. Bland potentiella framtida producenter finns exempelvis de raffinaderier och industrier som redan är stora användare av vätgas. Om de väljer att övergå till elektrolys, som genererar vätgas med den renhetsgrad som krävs för användning i fordon, skulle det kunna bli intressant för dem att sälja en del av gasen till vätgastankstationer. Andra tänkbara aktörer är kommunala energibolag, befintliga gasproducenter (exempelvis AGA/Linde och Airliquid), de stora tankstationskedjorna samt de företag inom stålindustrin som nu satsar stort på vätgas för eget bruk och eventuellt kan tänka sig att sälja en mindre del för annan användning.

Det kan också visa sig vara intressant för ägare av vindkraftparker att själva producera vätgas, alternativt att sälja en del av sin el till någon annan aktör för lokal produktion i vindkraftparken. En annan möjlighet är helt nystartade vätgasbolag som investerar i produktion och lager i större skala och levererar per lastbil och/eller rörledning till olika typer av användning. Sådana bolag kan tänkas välja att lokalisera produktionen till platser som ger möjlighet till avsättning för sidoprodukterna värme och syrgas. Olika former av joint venture är förstås också möjliga. För att klara storskalig produktion och investeringar i stora lager krävs dock medverkan av finansiellt starka aktörer (t.ex. Vattenfall) och/eller statens medverkan.

En annan faktor av viss betydelse för elektrolysföretagets lönsamhet är elektrolysörernas eventuella förmåga att följa de hastiga variationer i vindkraftparkens avgivna effekt som uppstår under dagar med byig vind. Alkaliska elektrolysörer klarar inte snabba svängningar, vilket aktualiserar frågan om det kan vara lönsamt att istället investera i dyrare PEM-elektrolysörer som klarar den uppgiften. Om så inte är fallet tvingas man spilla vind. Detta problem uppkommer inte om man köper el från nätet, då effekten av byig vind utjämnas över en mycket stor regional eller nationell produktion.

Valet av affärsmodell kompliceras ytterligare av att lokaliseringen av vätgasproduktionen kan påverka dess lönsamhet. För att producenten ska kunna sälja överskottsvärme och/eller syrgas krävs närhet till områden där dessa produkter behövs, men även för vätgasleveransen är avståndet till kund en viktig parameter. Om hela vätgasproduktionen ska tillföras en specifik tankstation kan transport via rörledning potentiellt bli billigare än leverans med lastbil från ett större lager, men det förutsätter att vindkraftparken ligger i nära anslutning till tankstationen. En sådan lokal lösning innebär även att man inte kan nyttja skalfördelarna av att producera mot ett större lager som betjänar många kun-

der, varav en del kan ha behov av en större mängd gas än en enskild tankstation.

## Hybrid i lokal vindkraftpark eller central produktion?

En slutsats av föregående resonemang är att det utan noggranna beräkningar är svårt att veta om hybriddrift i en dedikerad vindkraftpark blir billigare än att, med möjlighet till en friare lokalisering, producera mot ett större lager baserat på perioder med låga elpriser.

Förutsättningarna för de olika hybridalternativen kommer sannolikt även att skilja en del mellan olika delar av landet. Avstämning mot kommunernas översiktsplaner i Hallands län visar att det bara finns ett tänkbart nytt läge för vindkraft (litet område sydost om Getinge i Halmstads kommun) som ligger inom två kilometers avstånd från E6, men där finns för närvarande ingen rastplats. I skogslänen kan förutsättningarna vara bättre i närheten av en del befintliga rastplatser/tankstationer (t.ex. längs E4 i Småland, Östergötland och Södermanland), men då troligen i lägen med sämre vindförhållanden än längs Hallandskusten.

För att konceptet med intermittent produktion ska ge ett optimalt utbyte måste dimensioneringen av lagrets storlek och installerad effekt i turbiner och elektrolysörer avvägas noga mot historiska vind- och elprisdata samt mot förväntade framtida elprisvariationer. Eftersom förutsättningarna ständigt växlar måste dessutom fortlöpande beslut fattas gällande hur kraften från vindkraftparken ska utnyttjas. En fördel för hybridalternativen, gentemot ren ö-drift, är att man förmodligen inte riskerar uppkomst av situationer tankstationens momentana behov inte kan tillgodoses. För att affärsmodellen ska fungera behövs dock en större total kapacitet i parken, alltså fler kraftverk än i ö-driftsalternativet. Som redan framgått måste intäkterna även täcka kostnaderna för dubbel anslutning (till nätet och till elektrolysen) samt överkapacitet hos elektrolysörerna.

Förutsättningarna för nå en kostnadsoptimerad vätgasproduktion inom HYBRIT-projektet ger visst underlag för en bedömning av möjligheterna till hybridlösningar. Energimyndigheten har från aktörer som representerar projektet fått information om att en kostnadsreduktion på 15 till 20 procent jämfört med vätgasproduktion i konstant drift bedöms vara möjlig genom investeringar i överkapacitet och lager – men då krävs en fördubblad kapacitet hos elektrolysörerna jämfört med konstant drift samt ett lager motsvarande 6–20 dagars behov. Bedömningen bygger på ett antagande om att den framtida kostnaden för elektrolysörerna i det aktuella fallet är cirka sju gånger större än

investeringen i lagret (Energimyndigheten, 2021c). En sådan relation kan dock bara uppnås vid storskalig produktion. Detta kan tala för att en intermittent vätgasproduktion bör ske i stora anläggningar snarare än i små lokala hybrider.

Med tanke på att liknande anläggningar i södra Sverige skulle behöva dimensioneras mot en mycket mindre årsproduktion än i fallet HYBRIT kan relationen mellan kostnaden för elektrolysörerna och lagret ändå tänkas bli mindre gynnsamma. En möjlig väg att på sikt reducera kostnaden kan vara att starta med en måttlig överkapacitet och att efter någon tid, och i takt med sjunkande priser på elektrolysörer, höja den genom investeringar i ytterligare kapacitet. För att utnyttja skalfördelarna hos lagret kan det dock bli nödvändigt att redan från början investera i en ganska stor lagringskapacitet. Förutsatt att lagret är tillräckligt stort bör investering i fördubblad elektrolyskapacitet (jämfört med konstant drift) innebära att man kan undvika att producera under de cirka hälften av årets timmar som har högst elpris. Med över tid stigande andel intermittent kraftproduktion kommer prisvariationerna att öka, något som successivt skapar allt bättre förutsättningar för hybriddrift och lagring av vätgas men samtidigt kan försvåra investeringar i ytterligare kraftproduktion.

## Exempel baserade på rapportens kostnadsantaganden

Figur 2 visar hur kostnaderna i rapportens grundalternativ fördelas procentuellt på olika kostnadsposter. För att leverera samma mängd per dygn antas att man vid intermittent produktion, oavsett om det sker vid tankstationen eller i en större central anläggning, behöver fördubbla kapaciteten hos elektrolysörerna. Detta för att kunna undvika produktion under de cirka hälften av årets timmar då elpriset är högt.

I fallet med lokal produktion krävs att det genomsnittliga elpriset faller från grundalternativets 40 öre per kilowattimme till 17 öre för man ska kunna bibehålla samma pris gentemot kund som i alternativet med kontinuerlig drift (och en hälften så stor elektrolyskapacitet). Nätaggifterna antas vara desamma.

När den intermittenta produktionen sker i större skala och mot ett centralt lager räcker det om det genomsnittliga elpriset inte överstiger 28 öre per kilowattimme under de timmar produktionen sker för att man ska uppnå kostnads-

paritet med grundalternativet (dvs. samma årskostnad på 26,1 mnkr för den mängd som behövs för försörjning av en tankstation som omsätter 2 ton/dygn). Kalkylen bygger i detta fall på ett antagande om att kostnaden för lager och distribution (med lastbil) reduceras med 75 procent jämfört med småskalig produktion och lagring. Därtill kan förläggning av elektrolysen till en plats där det finns efterfrågan på biprodukterna värme och syrgas ytterligare förbättra affären.

## Storskalig central produktion och transport med lastbil

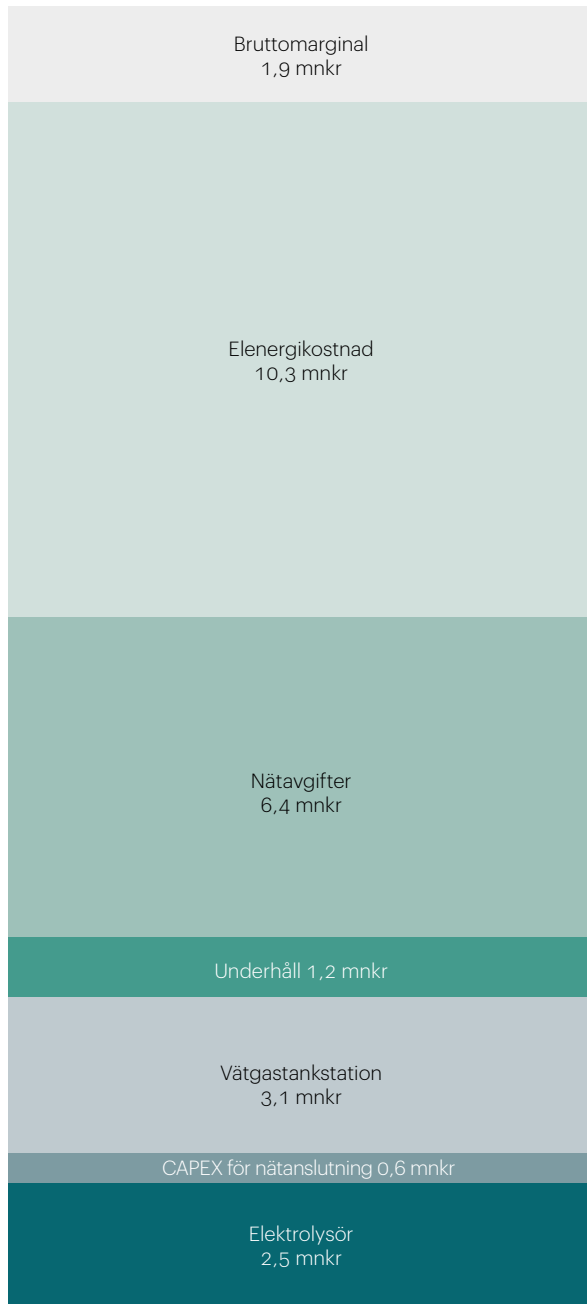
Flera förhållanden talar således för att det kan vara intressant att som alternativ till lokal produktion (intill eller nära varje enskild tankstation) överväga transport med lastbil från ett större regionalt lager som också betjänar andra typer av kunder. Det gäller särskilt i de fall det är svårt att samlokalisera små vindkraftparker med befintliga eller nya tankstationer och om efterfrågan på vätgas för användning i lastbilar förväntas bli liten.

På Västkusten finns stora vätgasanvändare i Göteborg, Stenungsund och Lysekil som idag framställer gasen ur fossil metangas men som framöver kommer att behöva övergå antingen till fossilfri elektrolys eller till att avskilja, borttransportera och slutförvara (CCS<sup>27</sup>) den koldioxid som frigörs vid reformering av naturgas. I dagsläget tar företagen i Göteborg och Stenungsund den fossila gasen från naturgasnätet och har inga egna lager. Till raffinaderiet i Brofjorden importerar Preem flytande naturgas (LNG) till ett lokalt lager som kan ta emot hela skeppslaster. Vid en eventuell övergång till elektrolys kommer dessa företag, eller deras leverantörer (om de väljer att köpa vätgasen), att behöva investera i lager motsvarande åtminstone några dagars produktion och förbrukning. Det kan potentiellt också vara intressant för dem att bygga större lager för att kunna undvika produktion när elpriset är högt.

Det finns betydande skalfördelar vid lagring av vätgas. Vid Haverdal i Halmstads kommun anlades för 20 år sedan bergrumslagret Skallen för naturgas med en volym på 40 000 kubikmeter till en kostnad av 250 miljoner kronor (310 mnkr i dagens penningvärde). Vid 200 bar och +10 grader Celsius kan man lagra cirka 15 kilo vätgas per kubikmeter, vilket för ett vätgaslager i samma storlek som Skallens skulle innebära en lagringskapacitet på 600 ton. För

27 CCS = Carbon Capture and Storage.

**Figur 2:** Kostnadernas fördelning i grundalternativet, miljoner kronor per år. Källa: IVAs projekt Vätgasens roll i ett fossilfritt samhälle.



att kunna lagra vätgas skulle dock en annan typ av lining behövas, och kanske också en annorlunda konfiguration. Kostnaden blir därför sannolikt högre än för Skallen, men även om prislappen skulle hamna på 400 miljoner kronor blir inte kapitalkostnaden per kapacitet större än 0,67 miljoner per ton. Det kan jämföras med lagringen (i behållare av typ IV) i vårt grundalternativ som är förknippat med en

kapitalkostnad på 4,8 miljoner per ton. Det skiljer alltså en faktor 7 i kostnad mellan de båda alternativen.

Skallen används för naturgas och kommer inte att byggas om, i varje fall inte under de närmaste årtiondena, men det kan finnas förutsättningar för berglager på andra platser och i närmare anslutning till anläggningar som behöver mycket vätgas. På Västkusten skulle det vara extra intressant att titta på om elektrolysörer vid ett sådant vätgaslager skulle kunna försörjas med el från en större dedikerad vindkraftpark som säljer ungefär halva årsproduktionen till elektrolys (när priset är lågt) och resten till elnätet (när effektunderskott genererar högre priser).

Det kan vara problematiskt att hitta sådana lägen på land, men som exempel vill Vattenfall bygga en havsförlagd vindkraftpark, bestående av ett femtiotal stora vindkraftverk, 40 kilometer väster om Halmstad i området Stora Middelgrund. Andra möjligheter kan också finnas, exempelvis utanför Bohuskusten. Man bör dock fråga sig om det finns fördelar med produktion till havs som skulle kunna uppväga merkostnaderna för en plattform för elektrolysörerna samt en gasledning in till land. Rimligen kompliceras både etablering och underhåll av en sådan lösning.

Om tankstationen väljer att köpa vätgasen från ett centrallager kommer gasen att behöva transporteras per pipeline eller lastbil. Med tanke på att det handlar om små kvantiteter och måttliga avstånd kan det antas att transporterna, åtminstone inledningsvis, kommer att utföras med lastbil. Om övrig efterfrågan på vätgas i den södra halvan av Sverige är måttlig, och på kort sikt koncentrerad till industrier som för närvarande använder naturgas, finns troligen bara ett fåtal platser som är lämpade för en större anläggning för produktion och lagring av vätgas.

På lite längre sikt kan dock efterfrågan från flyg och sjöfart tillkomma, vilket i så fall talar för förläggning till större städer och hamnar, men sjöfartens bränslen kan även komma att produceras på sydligare breddgrader med bättre förutsättningar för solkraft. Oavsett vilket, uppskattar vi att 3–4 större vätgaslager spridda över Götaland och Svealand skulle räcka för att försörja vägfordon och arbetsmaskiner i landets södra halva. Det innebär att inga lastbilstransporter av vätgas skulle behöva bli längre än 300 kilometer. Man kan förstås också tänka sig att vissa tankstationer, på platser där förutsättningarna är goda eller dit avståndet från ett centrallager är stort, försörjs med vätgas från egen elektrolysör.

Att transportera vätgas vid 700 bar kräver sju gånger större volym per energienhet jämfört med diesel och innebär att bilen bara fraktar cirka ett ton (CNHi, 2020). Det innebär således upp till två dagliga leveranser till en tankstation med en kapacitet av 2 ton per dygn. Kostnaden är starkt av-



ståndsberoende, men vid små till måttliga dagliga leveranser kan det sammantaget ändå vara den mest ekonomiska lösningen även vid ganska långa avstånd. Vid stigande efterfrågan kan man i ett senare skede överväga att övergå till småskalig produktion vid tankstationen.

På långa sträckor kan ett alternativ vara att frakta gasen i vätskeform. Då kan tankbilen, enligt CNHi (2020), frakta 4 ton vätgas men till priset av att nedkylningen konsumerar mycket el och att tanken kräver dyrare material.

## Slutsatser om intermittent produktion av vätgas

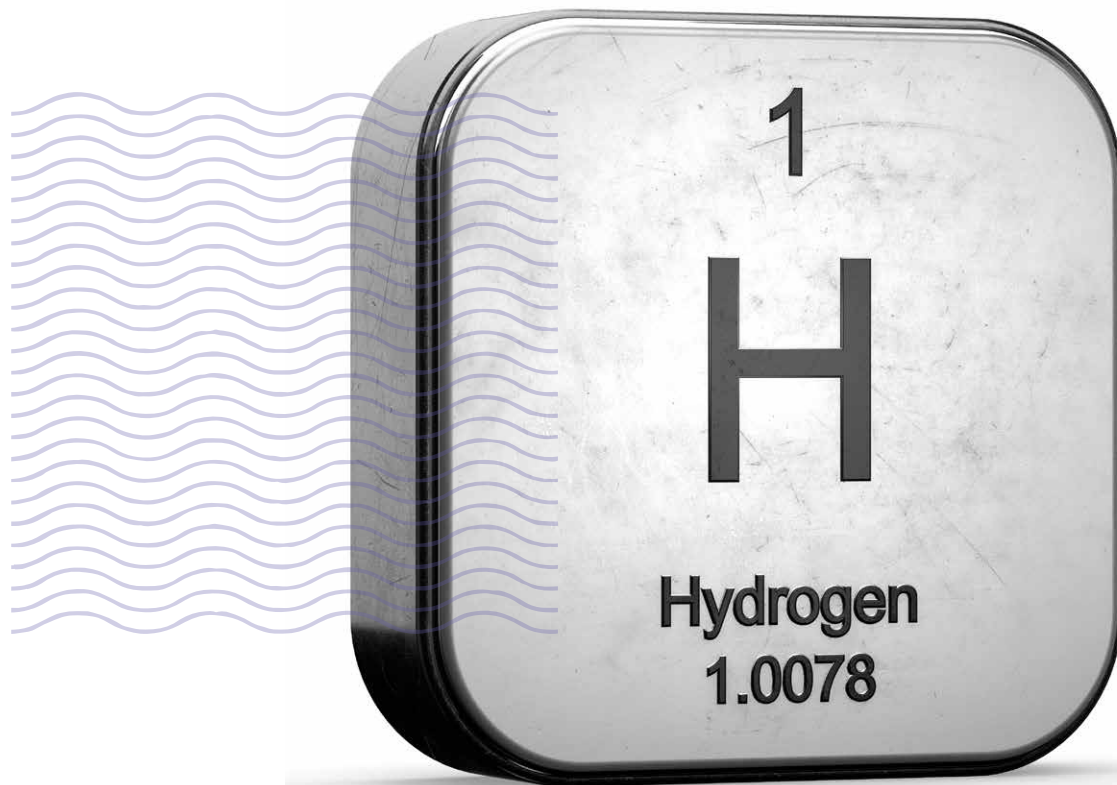
Med tanke på de betydande skalfördelarna kan produktion i stora anläggningar, baserad på låga elpriser under perioder med mycket vind, vara en möjlighet att få ner kostnaden för framställning av vätgas genom elektrolys i Sverige. Det

förutsätter dock att det utvecklas metoder för lagring som reducerar kostnaden väsentligt jämfört med dagens småskaliga lager. Sidointäkter från försäljning av spillvärme och syrgas kan potentiellt bidra till att sänka nettokostnaden för produktion av vätgas men är helt avhängiga av var produktionen sker.

Det förefaller rimligt att anta att kostnaden för storskalig framställning av vätgas kan komma att bli betydligt lägre än vid den småskaliga produktion som våra beräkningar återspeglar i grundalternativet. En förutsättning för att kunna producera när elpriset är lågt är att lagerkostnaden är så låg att man har råd att investera i elektrolysörer som enbart används omkring hälften av årets timmar. Vi har inte underlag för en exakt beräkning, men det förefaller rimligt att priset vid pump ska kunna reduceras med cirka 20 procent, kanske mer. I så fall kan man år 2030 vara nere på omkring 5,1 dollar per kilo till lagret (44 kr/kg). Därtill kommer dock kostnaden för transport av gasen från centrallagret till den enskilda tankstationen.







## Betydelsen av beskattning och andra styrmedel



Att klara omställningen till fossilfri energi till 2045 innebär en stor utmaning, inte minst när det gäller det svenska delmålet att reducera transportsektorns koldioxidutsläpp med 70 procent till 2030 jämfört med 2010. För att lyckas med den målsättningen krävs att ledtiderna för utbyggnad av produktionsanläggningar och infrastruktur för distribution och försäljning av nya drivmedel kortas väsentligt jämfört med dagens standard. Samtidigt måste fordonstillverkarna och deras kunder snabbt ställa om till fordon som drivs med biodrivmedel, el eller vätgas.

Som framgått av tidigare avsnitt i denna rapport kompliceras de olika aktörernas beslutsfattande av osäkerhet om de framtida kostnaderna för olika alternativ. Tidiga aktörer kan potentiellt tjäna på att vara först, men de tar betydande risker jämfört med dem som avvaktar. Jämfört med en traditionell situation, där omställningen till ny teknik kan tillåtas ta decennier, måste staten i detta fall ta ett mycket större ansvar, antingen genom att själv bekosta infrastrukturen eller genom att avlasta privata aktörer en betydande del av den finansiella risken. Staten behöver därutöver underlätta omställningen genom att tidigt ge besked om vilka skattevillkor som kommer att gälla och även se till att beskattningen ger tydliga incitament till förändrade beteenden.

Osäkerheten kan illustreras av de problem som drivmedelsföretagen möter när de ska bedöma avkastningen på olika typer av investeringar. Reduktionsplikten innebär att de förväntas snabbt öka andelen förnybar energi i de flytande drivmedel som levereras till vägfordon och arbetsmaskiner, men samtidigt tvingar elektrifieringen av vägtrafiken dem att planera för snabbt minskande försäljningsvolymer. De behöver fossilfri vätgas både för framställning av bensin och diesel och för produktion av biosyntetiska drivmedel. Därtill kan de potentiellt ha ett långsiktigt intresse av att leverera vätgas till tankstationer som för närvarande bildar underlag för deras försäljning av flytande drivmedel.

Företag som äger tankstationer behöver också överväga i vilken utsträckning de ska satsa på vätgas och på snabb respektive långsam laddning av fjärrbilarnas batterier. Stationer och rastplatser som inte förbereder sig för att tillhandahålla morgondagens drivmedel kan på sikt få svårt att klara konkurrensen från dem som tidigt satsade på omställningen. Beträffande vätgas uppkommer dessutom frågan om tankstationens ägare själv vill producera gasen eller föredrar att köpa den från en extern leverantör.

Det är uppenbart att åkerierna inte kommer att satsa på batteridrift (BEV) och bränslecellsbilar (FCEV) så länge laddinfrastrukturen respektive vätgastankstationerna inte är tillräckligt utbyggda. Hönan måste alltså komma före ägget, och utan stöd från staten och EU kommer infrastrukturinvesteringarna inte bli särskilt omfattande. Risken för misslyckanden är stor. Man måste i sammanhanget beakta att det kan ta åtskilliga år innan ladd- och tankstationerna får en beläggning som skapar lönsamhet.

Den fortsatta analysen i detta kapitel är i huvudsak inriktad på de företagsekonomiska förutsättningarna. Det innebär att effekten på utfallet av skatter, avgifter och subventioner blir en naturlig del av analysen. Viktigt i det sammanhanget är inte bara att se hur skattevillkoren påverkar valet mellan de olika formerna för elektrifiering, utan även att studera hur fossilbränsleberoende vägtransporter bör beskattas för att något skifte till el alls ska kunna äga rum i närtid. Om staten väljer att ensidigt gynna biodrivmedel, eller om trafik med diesellastbilar förblir ett lönsamt alternativ, blir valet mellan bränsleceller och batterier en akademisk fråga.

## Prioriteringar

Som redan framgått är en vanlig bedömning i Europa att vätgas i första hand bör användas i sektorer där andra fossil-

fria alternativ saknas. Agora Energiewende och Guidehouse (2021) anser sålunda att ett ramverk för marknadsintroduktion av förnybar vätgas initialt bör riktas mot applikationer där det är klarlagt att vätgas behövs och är en "no-regret option". CE Delft gör samma bedömning (van Grinsven m.fl., 2021).

Beträffande långväga lastbilar är risken för felinvesteringar inte obetydlig, men osäkerheten är trots allt mindre än för andra fordonskategorier. Det innebär att statens stöd till produktionsanläggningar och utbyggnad av vätgasinfrastruktur för transportsektorn initialt bör inriktas på att tillmötesgå den tunga trafikens behov. Anläggningar bör alltså lokaliseras till platser som gör dem lättillgängliga för långtradare och de bör dimensioneras för att möta de stora lastbilarnas behov.

Därtill behöver staten som medfinansierare av infrastrukturen överväga om vägtrafikens efterfrågan på vätgas bör bilda underlag för intermittent produktion som gör det möjligt att avlasta elsystemet under perioder med lite vind. Det förutsätter i så fall investeringar i lager och större installerad kapacitet i elektrolysörer än i ett fall där elektrolysen är jämnt fördelad över året.

Elektrifieringskommissionen (2021) konstaterar att marknaden för stationär laddinfrastruktur och drivmedel är öppen för olika aktörer, vilket innebär att det i huvudsak är marknaden som investerar i och driver stationär laddinfrastruktur och tankstationer för vätgas. Kommissionen understryker dock att det behövs en nationell samordning för att skapa en ändamålsenlig och samhällsekonomiskt effektiv utbyggnad samt att det är "viktigt att regelverk, statliga stöd, avdrag och krav på laddinfrastruktur är anpassade för att samlat uppnå en snabb, effektiv och ändamålsenlig utbyggnad" som tar hänsyn till de skilda förutsättningar och behov som finns för lätta respektive tunga fordon.

## Vad behöver ske i Sverige?

Försörjningen av tunga lastbilar med el och vätgas bör således säkerställas genom att staten bidrar till nät som gör alternativen intressanta för åkerierna. Under det första skedet bör man dock inte gå längre än vad som är nödvändigt. Det är mindre viktigt att antalet vätgastankstationer är stort än att varje tankstation som ingår i nätet ligger på lämplig

plats och är dimensionerad så att stora lastbilar snabbt kan tanka. För den södra halvan av Sverige räcker det sannolikt initialt med ett tiotal stationer som vardera har kapacitet att leverera minst ett ton vätgas per dygn. Det är viktigt att den valda tekniken medger att trycket kontinuerligt kan hållas på den nivå som behövs för överföring till fordon med en hastighet av de 3–4 kilo per minut som krävs för att man ska kunna tanka en stor lastbil på 10–15 minuter. Om man tvingas tanka vid ett tryck som bara medger ett kilo per minut tar tankningen cirka 45 minuter för en 40-tons lastbil. I så fall försvinner en av de två fördelar vid jämförelse med batteridrift som kan göra vätgas till ett potentiellt alternativ i långväga trafik.

## EUs krav i förslaget till alternativbränsleinfrastrukturförordning (AFIR<sup>28</sup>)

EU-kommissionen presenterade sommaren 2021 förslag om att det nuvarande alternativbränsleinfrastrukturdirektivet ska ersättas av en förordning som bland annat anger vilken tillgänglighet till vätgastankstationer och snabbbladdningsinfrastruktur som ska finnas längs det europeiska huvudvägnätet. Enligt förordningens artikel 6 ska publikt tillgängliga tankstationer för vätgas år 2030 finnas med ett högsta avstånd av 150 kilometer längs både TEN-Ts stomnät och det övergripande nätet. Varje sådan station måste ha en minimikapacitet på 2 ton per dygn och vara försedd med dispensers som klarar minst 700 bars tryck. Därtill ska medlemsländerna, enligt förslaget, se till att det 2030 finns minst en publikt tillgänglig vätgastankstation i varje urban knutpunkt<sup>29</sup> och de ska helst lokaliseras till multimodala nav där de kan betjäna mer än ett transportslag. Medlemsländerna förpliktigas därtill att se till att det år 2030 ska finnas bränslestationer som tillhandahåller flytande väte. De får inte ligga på större avstånd än 450 kilometer från varandra (European Commission, 2021a).

Två ton vätgas per dygn motsvarar dagsbehovet hos 40–50 stora lastbilar (40–60 ton). Kommissionen förefaller i sitt förslag ha utgått från befolkningstätheten och trafikunderlaget i Centraleuropa. För E12 mellan Umeå och Mo i Rana (473 km), som ingår i det övergripande nätet, skulle det, enligt kommissionens förslag, utöver tankstationer i ändpunkterna krävas minst tre mellanliggande stationer som sammantaget skulle behöva besökas av 100–150 stora lastbilar per

28 AFIR = Alternative Fuel Infrastructure Regulation.

29 Troligen är det i Sverige bara Stockholm, Göteborg och Malmö som kan betraktas som urbana knutpunkter i den mening som avses i förslaget till förordning.

dygn. Med nuvarande trafik utnyttjas vägen emellertid på flertalet delsträckor endast av några få treaxlade dragbilar per dygn, de flesta troligen timmerbilar eller fordon som används i regional distribution.

På E4, E6 och E22 påminner förutsättningarna mer om de förhållanden som råder i mer tätbefolkade länder, men det kan ändå vara värt att påminna sig att den genomsnittliga befolkningstätheten i Götaland och Svealand är 57 respektive 52 invånare per kvadratkilometer – att jämföra med Danmark, Tyskland, Nederländerna och Belgien som vars befolkningstäthet uppgår till respektive 130, 227, 409, och 371 invånare per kvadratkilometer. Det är viktigt att Sverige ser till att förordningen i sina krav på tätheten hos infrastrukturen tar hänsyn till trafikunderlaget.

Relevant vid utformningen av de gemensamma reglerna är att tunga lastbilar som drivs med vätgas och bränsleceller bedöms ha tankar som ger en räckvidd på 800–1 000 kilometer. Med hänsyn till detta kan man fråga sig varför tankstationerna inte skulle få ligga glesare än med ett inbördes avstånd på högst 150 kilometer. I det nuvarande direktivet, som enbart avser TEN-Ts stomnät, anges avståndet mellan stationerna för CNG till maximalt 400 kilometer. Vid fastställande av maximiavstånden måste dock beaktas att en del lastbilsrutter innebär att delar av färden sker på vägar som inte ingår i TEN-Ts övergripande nät och som därför kanske helt kommer att sakna vätgasinfrastruktur.

CE Delft rekommenderar i ett uppdrag för EU-parlamentet att AFIR inte bör innehålla bindande krav på tankstationer för flytande vätgas. Rekommendationen grundar sig på deras experters bedömning att området år 2030 fortfarande kommer att befinna sig i en tidig teknikfas (van Grinsven m.fl., 2021). För ett glesbefolkat land som Sverige blir det särskilt viktigt att kunna koncentrera insatserna till den infrastruktur som kan komma att behövas inom de närmaste åren och att inte behöva avsätta resurser för distribution av flytande vätgas.

## Stöd till investeringar i svensk vätgasinfrastruktur

Det svenska stödet till etablering av infrastruktur för vätgas för försäljning till motorfordon bör, som framgått, i första hand inriktas på de tunga fjärrbilarnas behov. Förutsatt att

Sverige kan få acceptans hos EU för lägre geografisk densitet än vad som behövs i mer tätbefolkade länder med stort trafikunderlag borde det, utöver tankstationer i de tre storstadsområdena, för 2030 räcka med vätgastankstationer på ett maximalt avstånd av cirka 250 kilometer från varandra längs E4, E6, E18, E20 och E22 och därtill kanske en station i södra Dalarna. I ett första steg borde en dygnskapacitet på ett ton per station räcka. Så länge osäkerheten om åkeriernas faktiska intresse är stor vore det bra om Sverige hade möjlighet att avvakta med investeringar i Norrlands inland.

Eftersom det behövs ett nät av tankstationer längs huvudvägnätet måste staten tillse att det inte uppkommer luckor som är för stora för att konceptet ska fungera. Det talar för att myndigheterna bör ta ett samlat grepp. En möjlighet kan vara att bestämma den ungefärliga lokaliseringen och inbjuda berörda intressenter till en negativ budgivning där stödet går till den som till lägst bidrag erbjuder sig att bygga och driva en anläggning. En annan variant är konceptet "Carbon Contracts for Differences" (CCS) som innebär att den kommersiella aktören av staten får skillnaden mellan ett visst pris, som precis bär alla kostnader, och den faktiska intäkten samt att denne förpliktar sig att vid intäkter som överskrider riktmärket ersätta staten för mellanskillnaden (Konrad Adenauer Foundation, 2021). Modellen innebär att staten bär hela risken, men även att effekten på statskassan, i jämförelse med fallet med investeringsbidrag, begränsas vid framgång. Både negativ budgivning och CCS ger möjlighet att likabehandla alla sökanden. En tredje möjlighet är att staten investerar i och driver anläggningarna under de första åren och därefter säljer dem till högstbjudande.

Naturvårdsverket beviljade i slutet av 2021 ansökningar från det nybildade företaget REH2<sup>30</sup> om bidrag från Klimatklivet med 70 procent av kostnaden för 24 vätgastankstationer. Totalt handlar det om 354 miljoner kronor av den totala kostnaden som är beräknad till cirka 515 miljoner och inkluderar varje stations investering i en elektrolysör. Till följd av Klimatklivets krav på att berörd länsstyrelse ska yttra sig över inkommen ansökan handlar det om 24 ansökningar, vilket handläggningsmässigt kan tänkas ha försvårat Naturvårdsverkets bedömning av projektet. Inkommen ansökan är offentlig handling, men Naturvårdsverket har maskerat all text som är av betydelse för en utomstående betraktares bedömning. Av länsstyrelsens i Västra Götaland yttrande över en av ansökningarna framgår att någon analys av projektets ekonomi eller förutsättningar att exempelvis uppfylla kraven i EUs kommande förordning (AFIR) inte gjorts. Sannolikt har

30 Som ägs av investeringsbolaget Qarlbo.

inte heller de övriga länsstyrelserna genomfört något motsvarande.<sup>31</sup>

Det sökande bolagets vd uppger på förfrågan att projektet avser stationer med kapacitet att leverera 200–300 kilo vätgas per dygn och att det är oklart hur snabbt fordonen kommer att kunna tanka. Avsikten med projektet är att samtliga stationer ska förläggas till platser där Rasta har serviceanläggningar och att man i första hand inriktar sig på försäljning av gas till tunga lastbilar. Det talar för att dygnskapaciteten hos varje ingående tankstation borde uppgå till minst ett ton och att kompressorer och dispensers bör dimensioneras så att man kan leverera minst 3 kilo per minut.<sup>32</sup>

Det danska företaget Everfuel vill bygga 15 vätgasstationer längs svenska vägar under de närmaste åren, varav en del inom den vätgaskorridor som planeras mellan Hamburg och Oslo. Projektet genomförs i samarbete med bland annat OKQ8 och finansieras delvis med medel från EU. OKQ8 avser för sin del att installera tankställen för vätgas på tio av sina befintliga stationer i Malmö, Trelleborg, Stockholm och Göteborg senast år 2024. Företaget uppger att vätgaspumparna framför allt är ämnade för lastbilar och bussar men även kommer vara öppna för personbilar. Gasen kommer att köpas från externa leverantörer.

Enligt Everfuel kommer deras tankstationer få en kapacitet mellan 0,5 och 4 ton vätgas per dygn och utformas så att de kan expanderas till volymer som uppfyller EUs kommande krav. Företaget räknar med att stationerna kommer att ha kapacitet att fylla lastbilar med fyra kilo gas per minut. Everfuel konstaterar att den övre gränsen för bidrag från EU till *the Nordic Hydrogen Project* är 50 procent av kapitalkostnaden men uppger att den verkliga andelen inte kommer att bli högre än 10–25 procent till följd av att man avser att satsa på stationer med större kapacitet.<sup>33</sup>

## Lokalisering av produktion och vätgaslager

Det finns betydande ekonomiska fördelar med storskalig produktion och lagring av vätgas. Därför är det viktigt att analysera om det finns vinster att göra genom central produktion avsedd för flera olika användningsområden. Det

torde också vara den enda rationella möjligheten att i större skala använda vätgasproduktion som en metod för att hantera stora variationer i vindkrafteffekt som sträcker sig över många dygn. Den samordnade planering av vätgasinfrastrukturen som Elektrifieringskommissionen (2021) efterlyser skulle kunna utgöra grunden för försök att optimera ett sådant system. Dock måste man konstatera att den ena av de två aktörer som hittills fått stöd för investeringar i vätgasinfrastruktur, REH2, avser att själva producera vätgas i liten skala på sina tankstationer. Det förefaller som att man i besluten inte har uppmärksammat möjligheterna till samhällsekonomiska samordningsvinster genom central produktion och lagerhållning av vätgas. Av viss betydelse i sammanhanget är att Naturvårdsverket inte bara bidrar med 70 procent av kostnaden för infrastrukturen utan därtill med samma andel av kostnaden för elektrolysörerna. Det riskerar att snedvrider konkurrensen med andra (externa) leverantörer av gas.

Den samproduktion, eller samutnyttjande (vid importerad gas), som ligger närmast till hands är med industriföretag som redan använder vätgas och som inom det närmaste decenniet behöver skifta till fossilfri gas. Ett exempel är Preems raffinaderier som för närvarande använder cirka 130 000 ton vätgas per år varav merparten i Lysekil.<sup>34</sup> För att producera denna mängd genom elektrolys skulle det krävas 720 MW el. Företagets planer på att tillverka 5 miljoner kubikmeter förnybar diesel (HVO) år 2030 kräver användning av omkring 170 000 ton vätgas per år. Det går åt cirka fyra gånger mer vätgas när diesel produceras från förnybara råvaror än från råolja, detta på grund av att syrehalten är mycket högre. Preem har i samarbete med Vattenfall diskuterat möjligheterna för en första elektrolysanläggning vid raffinaderiet i Lysekil på i storleksordningen 50 MW, men Vattenfall undersöker även ett alternativ med havsbaserad vindkraft där vätgasen produceras till havs och pumpas in till land via en rörledning.

Mot bakgrund av informationen i föregående stycke är det uppenbart att vägtrafikens efterfrågan på vätgas år 2030 utgör en bråkdel jämfört med industrins nuvarande förbrukning, som uppgår till cirka 180 000 ton per år. Femtio tankstationer som i genomsnitt omsätter 2 ton per dygn (vilket kanske inte nås förrän bortom 2030) motsvarar totalt 36 000 ton. Jämfört med miljontals ton för framtida framställning av järnsvamp i Norrbotten är det förstas för-

31 De övriga 23 ärendena har sannolikt i stort sett identiska beslutsformuleringar.

32 Christoffer Löfström, i samtal med Per Kågeson.

33 Mejl 2022-01-04 från Lars Jakobsen.

34 Muntlig uppgift från deltagare i projektet.

svinnande lite, men även en så förhållandevis liten produktion som 36 000 ton skulle kräva 200 MW el (1,7 TWh på årsbasis).

Andra raffinaderier som behöver gå över till fossilfri vätgas är ST1 i Göteborg och Nynas ABs anläggning i Nynäshamn. I södra Sverige behövs också vätgas i den kemiska industrin i Stenungsund.

Rabbalshede Kraft planerar en första vätgasanläggning i form av ett pilotprojekt med en 1 MW elektrolysör nära kemiindustrins kluster i Stenungsund. Den ska leverera vätgas till lokala industrikunder och vara språngbräda till ett större projekt med utplacerade elektrolysörer i upp till fem av Rabbalshede Krafts större vindkraftsparker. Målbilden är 50 MW elektrolyskapacitet till 2025 och en dygnsproduktion på 20 ton vätgas. Till en början distribueras gasen med tankbil.

Det är dock inte självklart att alla större industriella användare av vätgas kommer att välja vätgas som framställts genom elektrolys. Det kan komma att visa sig vara billigare att fortsätta att producera vätgas genom reformering av naturgas och att därvid ta kostnaden för avskiljning och slutförvaring av koldioxiden (CCS). Ett annat alternativ kan vara att importera vätgas som framställts genom elektrolys baserad på solkraft från länder där solinflödet är dubbelt så stort som i Sverige och mycket jämnare fördelat över året. Det förefaller komma att bli det alternativ som Tyskland och Japan främst kommer att förlita sig på.

Om Sverige, för att möta kraven i EUs kommande AFIR-förordning, skulle behöva bygga 50 vätgastankstationer med en dygnskapacitet på 2 ton och med lokal produktion av gasen skulle det, baserat på våra antaganden, kräva en investering på sammanlagt 3,1 miljarder kronor. Och om staten måste stå för 70 procent av kapitalkostnaden (som i Naturvårdsverkets beslut) motsvarar det utgifter på cirka 2,2 miljarder kronor under de närmaste åren. Därtill kan problem uppkomma med att få fram tillräckligt mycket effekt i södra Sverige (totalt ca 200 MW).

Innan man ytterligare låser medel (inkl. stora bidrag från staten och EU) till investeringar i infrastruktur för leverans av vätgas till tunga lastbilar som trafikerar de vägnät som kommer att omfattas av kraven i EUs kommande förordning (AFIR) borde regeringen tillse att berörda svenska myndigheter skyndsamt belyser förutsättningarna för samordnad produktion, lagerhållning och distribution av fossilfri vätgas där möjligheterna att producera intermittent särskilt analyseras. Viktigt i sammanhanget är att få en väl underbyggd bedömning av kostnaden för att i södra Sverige lagra vätgas i bergrum som är så stora att de kan rymma i storleksordningen 10 000 kubikmeter gas (eller mer) som vid ett tryck på 200 bar ger plats för 150 ton gas. Med den moder-

na borrhäls teknik som används för anläggning av stora tunnlar och lodrätta "rör" för slutförvaring av utbränt kärnbränsle kan kostnaden eventuellt uppvägas av skillnaden i elpris mellan blåsiga och mindre vindrika perioder.

## Krav på utbyggnad av laddstationer

Som redan nämnts måste EUs medlemsländer, enligt EU-kommissionens förslag till förordning om alternativbränsleinfrastruktur (AFIR), se till att det längs båda sidor av TEN-Ts stomnät kommer att finnas stationer för snabbaddning av tunga fordon på ett avstånd av högst 60 kilometer från varandra. Längs det övergripande TEN-T-nätet får det maximalt vara 100 kilometer mellan laddningsstationerna (European Commission, 2021a).

Även beträffande snabbaddning kan kommissionens förslag medföra problem, eftersom det inte beaktar de speciella förutsättningar som råder i de glesast bebyggda områdena i norra Sverige och Finland. Längs E10, E12 och E45 finns exempel på avstånd mellan tätorterna som överstiger 100 kilometer, och i några fall har byarna färre än 500 invånare. Det kan inte vara rimligt att dra fram högspänningsledningar och anlägga transformatorstationer på platser som helt saknar bebyggelse eller enbart bebos av ett fåtal människor.

Det är dock bra att förordningen med föreslagen utformning medger viss flexibilitet i hur den angivna minimieffekten kan fördelas på olika typer av laddning. På många ställen, till exempel på större rastplatser för lastbilar i fjärrtrafik, kommer det att finnas efterfrågan på både långsam och snabb laddning.

CE Delft skriver i sin analys, framtagen på uppdrag av EU-parlamentet, att högre effekter (än 350 kW) bör inkluderas i AFIR (>500 kW) och att kraven på antalet laddpunkter vid platser för nattparkering har satts för lågt. Konsulterna noterar också att kostnaderna för elnätet och förnybar energi behöver analyseras avseende eventuella konsekvenser av mer laddning och ökat behov av vätgas till lastbilar (van Grinsven m.fl., 2021).

## Formerna för stöd till investeringar i vätgas- och laddinfrastruktur

Kommissionens förslag till förordning om alternativbränsleinfrastruktur (AFIR) innefattar inga regler om villkoren för medfinansiering genom bidrag från medlemslandets regering eller från EU. Förslaget berör dock frågan i förbigående i sitt "impact assessment": "This is reflected in the

assumptions that up to 50 per cent public financing will be required for hydrogen and recharging stations with the remaining financing expected to come from the private sector. The share of public financing will however go down to 10 per cent on average post 2030” (European Commission, 2021b).

Det finns flera aspekter på statlig medfinansiering som behöver analyseras innan man fastställer regler för hur omfattande den kan bli och vilken form den bör få. Relationen mellan investerings- och driftskostnader varierar dels mellan olika typer av vätgastillförsel, dels mellan vätgas och snabbladdning av batterier. Staten bör utforma reglerna så att de blir så teknik- och konkurrensneutrala som möjligt. Det är i sammanhanget viktigt att inse att aktörerna i detta tidiga skede fortfarande kan ha otillräckliga kunskaper och kanske missar fördelar och synergieffekter av samarbete med företag som behöver vätgas för annan typ av användning. För att minimera behovet av investeringar i infrastruktur är det också av vikt att skapa förutsättningar för hög beläggning. Utveckling av informations- och bokningssystem för att förbättra tillgängligheten och minska osäkerheter relaterade till tillgänglighet vid enskilda tank- och laddningsstationer kan således kostnadsmässigt få stor betydelse.

## Bör Sverige investera i elvägar?

Det föreslagna svenska elvägsprojektet bedöms av Trafikverket (2021a) vara samhällsekonomiskt lönsamt vid en låg reduktionsplikt. En storskalig utbyggnad av elvägar bör enligt myndigheten synkroniseras med en anpassning av reduktionsplikten och eventuellt en översyn av olika styrmedel för att få en hög nyttjandegrad på anläggningen så att potentiella nyttor kan realiseras. Om elvägsprojektet genomförs kommer utrymmet för vätgasdrift av lastbilar i fjärrtrafik att påverkas negativt, eftersom den elektrifiering som elvägen möjliggör innebär att fordonen inte behöver stanna för att ladda.

EU-kommissionens förslag till förordning om alternativbränsleinfrastruktur (AFIR) innefattar inga regler som tvingar medlemsländerna att investera i *Electric road systems* (ERS). Ett skäl till detta är att tekniken ännu betraktas som omogen och att hittills bara några få medlemsländer inlett försök med korta provsträckor. CE Delft drar slutsatsen att fram-

tiden för ERS är mycket osäker och att en eventuell satsning kräver internationell samordning (van Grinsven m.fl. 2021). För svensk del behövs en samordning med främst Tyskland och Danmark som avser såväl teknikval och standards som berörda gränsöverskridande vägvägnitt.

## Beskattning av el och vätgas

El som används i bostäder, service med mera i Sverige beskattas (2022) med 36 öre per kilowattimme i större delen av landet. (För förbrukning som äger rum i ett antal kommuner i norra Sverige är skatten nedsatt till 26,4 öre/kWh.) Punkt-skatten är föremål för moms (25 %). Inklusivt moms uppgår beskattningen i större delen av landet till 45 öre per kilowattimme. Spårtrafiken är helt undantagen från punktskatten, liksom el som förbrukas i metallurgiska eller mineralogiska processer. För tillverkningsprocessen i industriell verksamhet är skatten på el nedsatt till 0,6 öre per kilowattimme.

Omkring hälften av EUs medlemsländer har punktskatter på el som ligger på eller strax över energiskattedirektivets nuvarande miniminivå (1,0 €/MWh),<sup>35</sup> men den svenska skatten på el är den tredje högsta i Europa (efter Nederländerna och Danmark). Den höga svenska elskatten försvårar elektrifieringen av vägtrafiken och i procent av varuvärdet är den högre än både punktskatterna på öl och vin och energiskatten på fossil diesel.

Energiskatten på el är rent fiskal eftersom den saknar koppling till samhällsekonomiska kostnader, och enligt ekonomisk teori bör sådana skador beskattas vid källan och inte hos konsumenterna. Så är fallet med utsläpp av koldioxid till följd av förbränning av fossil energi som inom kraftproduktionen hanteras inom EUs utsläppshandelsystem (ETS).

Sveriges avvikelser från de grundläggande principerna för miljöbeskattning innebär att fossilfri el som konsumeras av hushåll, i batteridrivna fordon och av servicenäringarna är föremål för en hög punktskatt trots att konsumtionen inte ger upphov till några externa kostnader, medan hög-inblandade och rena biodrivmedel är skattebefriade trots att de vid förbränning ger upphov till utsläpp som påverkar människors hälsa och naturen.<sup>36</sup>

35 Energiskattedirektivets miniminivå för yrkesmässig användning av el är 0,5 €/MWh.

36 Regeringen har dock nyligen lagt fram förslag på att flytande höginblandade biodrivmedel ska ingå i reduktionsplikten och därmed beskattas med full energiskatt och koldioxidskatt.



Vätgas som används i bränsleceller är också obeskattad, och el som används för framställning av vätgas genom elektrolys får inte beskattas enligt EUs nu gällande energiskattedirektiv (ETD). Det innebär att vätgas i bränsleceller är skattemässigt gynnad trots att den låga totalverkningsgraden gör att det går åt cirka 2,5 gånger mer el räknat från elnät till hjul jämfört med batteridrift. Eftersom det i viss utsträckning kan förmodas uppkomma konkurrens mellan vätgas/bränsleceller och batterier är det angeläget att lika behandla de båda alternativen skattemässigt.

Enligt analysen i en bakgrundspromemoria<sup>37</sup> till den nu föreliggande IVA-rapporten skulle det enklaste sättet att skapa en teknikneutral beskattning vara att reducera skatten på el till energiskattedirektivets miniminivå, som i Kommissionens förslag till revidering av ETD föreslås komma att sänkas till hälften av den nuvarande nivån. Men baserat på dagens beskattade elförbrukning skulle det innebära ett intäktsbortfall för staten på cirka 25 miljarder kronor per år.

Att alternativt enbart befria alla typer av fordon från skatten men behålla den på hushållsel skulle inte fungera, eftersom merparten av laddningen av personbilar sker hemma. Om skatten på el sänks till lägsta tillåtna nivå, behöver dock den årliga fordonsskatten på personbilar och lätta lastbilar som drivs med el höjas väsentligt så att dessa fordonskategorier bidrar till täckande av statens utgifter för vägnätet. För tunga eldrivna fordon skulle någon form av kilometerskatt vara ett bättre alternativ än höjd fordonsskatt, eftersom det innebär att man tar hänsyn till körsträckan och kan likabehandla svenska och utländska lastbilar.

Ett annat alternativ till likabehandling av batteriel och vätgas vore att belägga vätgas för konsumtion som drivmedel med en skattesats som motsvarar fördelen av att den el som används för framställning genom elektrolys är obeskattad. Med dagens verkningsgrad<sup>38</sup> hos elektrolysen skulle vätgas behöva beskattas 20 kronor per kilo (+ moms) för att likställas med beskattningen av den el som tillförs batterier. Men hög beskattning försvårar för vätgasalternativet, som för att kunna konkurrera med batteridrift behöver ett lågt elpris.

En tredje möjlighet skulle kunna vara att befria tunga fordon från skatten på el. Det bör vara möjligt om de laddas från uttag som inte får eller kan användas för laddning av lätta fordon och som abonnemangs- och skattemässigt kan åtskiljas från övrig elförbrukning på platsen för laddningen.

Eftersom den spårburna trafiken i Sverige är befriad från elskatt förefaller det lämpligt från konkurrenssynpunkt att inte heller belasta el som tillförs lastbilar och bussar med skatt. Den tunga trafikens kostnader får istället internaliseras genom kilometerskatt. Det är för uppnående av samhällsekonomisk kostnadseffektivitet angeläget att regeringen snarast låter utreda möjligheterna att nedsätta skatten på el som tillförs tunga vägfordon till den lägsta inom EU tillåtna nivån.

Med en sådan lösning behöver förnybar vätgas av icke-biologiskt ursprung inte beskattas annat än med den av EU-kommissionen föreslagna minimiskattesatsen (som är densamma som för el). Men om lätta lastbilar och personbilar tankar skattebefriad vätgas (från samma pumpar som de tunga lastbilarna) bör de tillåtas detta bara mot att de betalar en årlig vätgasavgift som motsvarar den kostnad som de skulle ha haft om gasen beskattats enligt det nyss presenterade alternativet. Den måste i så fall utformas schablonmässigt och baseras på ett antagande om en genomsnittlig årlig körsträcka och gasförbrukning. En nackdel med en sådan utformning är förstås att man tvingas använda en fast avgift som varken påverkar den årliga körsträckan eller förarens körstil. Alternativt kan man överväga att införa kilometerskatt enbart för bränslecells-bilar, alltså på samma sätt som dieselpersonbilar före 1994 omfattades av kilometerskatt medan bensindrivna bilar vid den tidpunkten belastades med en väsentligt högre drivmedelsskatt.

## Beskattning av tung fossildriven lastbilstrafik

För att ge de svenska åkerierna ekonomiska förutsättningar att vid utbyte av fordonsparken satsa på elektriskt drivna fjärrlastbilar måste de totala kostnaderna för dessa ligga i paritet med motsvarande kostnader för nya förbränningsmotordrivna bilar som går på fossil och/eller biodiesel eller på biogas. Därtill behöver givetvis den nödvändiga el- och bränsleinfrastrukturen byggas ut. För att elektrifiering av den tunga fjärrtrafiken i någon mån ska kunna bidra till uppfyllande av de klimatpolitiska målen för 2030, behöver "Total Cost of Ownership" (TCO) för nya tunga vätgas- och batteribilar hamna i paritet med det konventionella alternativet redan i mitten av 2020-talet.

37 Kågeson, P. (2021), *Beskattning av el och vätgas i tunga vägfordon*. PM framtagen som underlag till IVAs vätgasprojekt 2021-2022.

38 Som antas vara i genomsnitt 60 % (inkl. förluster vid kompression av gasen).

Bred enighet råder numera om att vägtrafiken till stor del måste elektrifieras. Mängden biodrivmedel räcker inte när även andra sektorer behöver använda bioenergi. Men politiken ger idag ett starkare stöd till biodrivmedel än till elektrifiering. De enda incitament till elektrifiering av tunga lastbilar som erbjuds i dagsläget är nedsatt fordonsskatt och en premie på maximalt 40 procent av skillnaden i inköpskostnad jämfört med ett konventionellt fordon. Fordon som kan köras på biogas eller bioetanol får samma stöd. Det finns ingen åtgärd som är specifikt inriktad på att underlätta elektrifiering av tung lastbilstrafik.

## Dagens beskattning av dieselbränsle och tunga lastbilar

De nuvarande skattesatserna i Sverige (januari 2022) för drivmedel som används i tunga lastbilar är 4,80 kronor per liter för diesel (miljöklass 1),<sup>39</sup> 2 613 kronor per 1 000 kbm för naturgas<sup>40</sup> medan biogas i höginblandning och ED95 är skattebefriade. El för användning i fordon beskattas med 36 öre per kilowattimme i större delen av landet. Energiskatten på diesel motsvarar cirka 25 öre per kilowattimme.

Beskattningen av tunga lastbilar varierar för dieseldrivna dragbilar med skattevikt och antal hjulaxlar samt för släp med typ av draganordning och vikt (Skatteverket, 2021). Fordon som är vägavgiftspliktiga erlägger lägre årlig fordonsskatt jämfört med de som inte omfattas av vägavgiften. Av särskilt intresse för fjärrtrafiken är att ett typiskt 60-tonskpage bestående av dragbil (3 hjulaxlar) och släp (4 axlar) belastas med en total fordonsskatt på omkring 30 000 kronor om dragbilen är vägavgiftspliktig och kring 40 000 kronor om den inte omfattas av vägavgiften.

Tunga lastbilar som drivs med enbart el, vätgas eller fordonsgas (inkl. naturgas) betalar bara 984 kronor per år i fordonsskatt oavsett skattevikt. Släp med tre eller flera hjulaxlar med en skattevikt på 13 ton eller mer som dras av en sådan dragbil beskattas med 1 180 kronor per år.

Vägavgift tas ut som en årlig avgift på svenskregistrerade lastbilar som trafikerar den del av det svenska vägnätet som omfattas av eurovinjettsamarbetet. Den belastar också utländska fordon som dock kan välja kortare tidsperioder. Avgiftens storlek beror på antal hjulaxlar och bilens utsläpps-

klass. För lastbilar med högst tre hjulaxlar ligger årsavgiften mellan 7 743 kronor för utsläppsklass EURO VI (eller renare) och 14 534 kronor för de äldsta och mest förorenande. Vägavgiften för fordon med fyra eller fler hjulaxlar ligger inom intervallet 12 912–24 368 kronor per år. Lastbilar som drivs helt med el betecknas som nollemissionsfordon och anses därmed uppfylla högre ställda krav än de som gäller för EURO VI och betalar således den lägsta vägavgiften. Den svenska förordningen (2020:936) anger inte vad som specifikt gäller för fordon som drivs med el från bränsleceller och vars vätgas potentiellt kan ha framställts ur naturgas.

Sammantaget innebär dessa regler för fordonsskatt och Eurovinjetter att både elektriska lastbilar med släp och motsvarande fordon som drivs med fordonsgas eller etanol åtnjuter en årlig skattereduktion på 30 000 till 40 000 kronor jämfört med diesellastbilar av samma ålder och storlek. Fordonsbeskattningen likabehandlar batteribilar och bilar som drivs med vätgas i bränsleceller. Sett över en avskrivningstid på sju år uppgår skatteförmånerna totalt till cirka 200 000–300 000 kronor.

## Nuvarande stöd till inköp av tunga fordon

Tunga bussar och lastbilar omfattas inte av bonus-malus-systemet, men hösten 2020 infördes en klimatpremie för företag, kommuner och regioner vid inköp av tunga lastbilar (över 3,5 ton) som drivs av el, gas eller bioetanol samt eldrivna arbetsmaskiner. Stöd får beviljas med motsvarande högst 20 procent av inköpskostnaden, dock högst 40 procent av merkostnaden jämfört med en konventionell lastbil eller arbetsmaskin. Under 2021 gavs premier inom ramen ett anslag på totalt 270 miljoner kronor som också får användas till premier för elbussar (Utfasningsutredningen, 2021).

I Sveriges Åkeriföretags kalkylverktyg, SÅcalc, finns bland annat kostnadsuppgifter för fjärrlastbilar på cirka 40 ton respektive 60 ton. För en 40-tonstrexlig dragbil utan släp hamnar anskaffningskostnaderna enligt SÅcalc på 1 100 000 kronor år 2019. Holmgren et. al. (2021) antar att en dieseldragbil på 40 ton år 2030 kommer att kosta 1 126 600 kronor (exkl. moms), baserat på ett antagande i Sartini m.fl. (2017) om att skärpta emissionskrav kommer att leda till en kostnadsökning på cirka 26 200 kronor mellan 2020 och 2030 för en långväga 40-ton lastbil med kompressionständer förbränningsmotor.

39 Varav 2,51 kr energiskatt och 2,29 kr koldioxidskatt. Ett förslag från finansutskottet om sänkt skatt på diesel och bensin med 40 öre från 1 maj 2002 är när detta skrivs under beredning.

40 Hela beloppet utgörs av koldioxidskatt. Naturgas som används i fordon påförs ingen energiskatt (i motsats till övrig användning av fossil gas).

Den framtida merkostnaden för tunga batterifordon och vätgasbilar jämfört med dieslbilar påverkas i flera avseenden av EUs krav på nya fordon. Skärpta avgaskrav är fördyrande och tillverkarna kommer att tvingas sätta priserna så att de sammantaget klarar EUs effektiviseringsmål.

Den första EU-omfattande förordningen avseende koldioxidutsläpp från nya tunga fordon trädde i kraft i augusti 2019 (EU Council and European Parliament, 2019). Den fastställer krav på att tillverkarna ska sänka de genomsnittliga utsläppen i förhållande till referensperioden 1 juli 2019–30 juni 2020. Från 2025 ska reduktionen uppgå till 15 procent och från 2030 till 30 procent. Kraven gäller utsläpp från fordonens avgasrör. Förordningen innefattar incitament för utsläppsfria och utsläppssnåla fordon (ZEV respektive LEV) i form av superkrediter. Superkrediterna innebär att utsläppsfria och utsläppssnåla bilar vid sammanvägningen av företagets totala försäljning kan räknas upp med faktor 2 för utsläppsfria och mellan faktor 1 och 2 för utsläppssnåla beroende på deras koldioxidutsläpp, upp till ett tak på tre procent. Från 2025 ska superkrediterna ersättas av ett system med kvoter, där tillverkare som överträffar en referenskvot får tillräkna sig sänkta utsläppsvärden. Kvoten är satt till två procent.

Hur mycket dessa nya villkor kommer att påverka prissättningen är svårbedömt, men man kan inte utesluta att en del tillverkare kan tvingas tillgripa korssubventionering för att andelen utsläppsfria fordon ska bli så hög att man sammantaget klarar kravet på 30 procent lägre utsläpp år 2030.

En aspekt som minskar gapet i kostnader mellan elbilar och bränslebilar är att de fasta omkostnaderna för fordonen (exempelvis service) antas vara ungefär 30–40 procent lägre för en elbil/ellastbil jämfört med den bränsle drivna motsvarigheten (Utfasningsutredningen, 2021). För bränslecellsbilar reduceras servicekostnaden troligen i mindre grad.

Som framgår i tabell 2 bedöms en fullt utrustad vätgasdriven dragbil (för 40 ton) år 2030 kosta 2,4 miljoner och en motsvarande batterielektrisk dragbil 2,2 miljoner kronor. Om en ny diesel driven dragbil av samma storlek år 2030 kostar 1,2 miljoner skulle, om 2021 års stöd förblir oförändrat, vätgasbilen och batteribilen kunna erhålla bidrag med 440 000 respektive 400 000 kronor. Dock kan man förmoda att regeringen, när det blir fråga om stora årliga volymer, vill reducera statens bidrag. I kombination med oförändrade regler

för den årliga fordonsbeskattningen av nollemissionsfordon riskerar annars belastningen på statsbudgeten att bli hög. Det innebär att skillnaden i drivmedelskostnad över tid blir allt viktigare om man vill åstadkomma paritet med diesel drivna bilar avseende "Total Cost of Ownership" (TCO).

## Effekter av drivmedelsbeskattningen och reduktionsplikten

Det framtida priset på dieselolja påverkas både av våra inhemska regler och av flera av de direktiv och förordningar som ingår i EU-kommissionens paket "Fit for 55". Den mycket långtgående reduktionsplikten för diesel påverkar priset i Sverige till följd av att inblandningen av biodiesel driver upp kostnaden. Från 1 januari 2022 måste diesel innehålla minst 30,5 procent biobränsle och priset vid pump översteg 21 kronor per liter (inkl. moms) före Rysslands invasion av Ukraina. Om Sverige håller fast vid planen att stegvis höja reduktionsplikten så att den för diesel uppgår till 66 procent 2030<sup>41</sup> kommer effekten att bli betydande. Vid ett oförändrat världsmarknadspris på fossil diesel (på nivån före Ukrainakrisen) och ökad global konkurrens om bioenergi kan detta innebära att priset i Sverige hamnar över 25 kronor per liter och räknat exklusive moms över 20 kronor.

Reduktionsplikten kan underlätta elektrifieringen genom att höja priset på flytande drivmedel men dess framtid måste betraktas som osäker. Ett pris långt över grannländernas kommer att missgynna svenska företag och konsumenter och ge upphov till önskad "ekonomitankning", ibland även kallad "dieselturism". Därtill snedvrider den höga reduktionsplikten marknaden för bioenergi genom att tvinga fram en efterfrågan inom vägtrafiken som inte är samhälls-ekonomiskt optimal.

I EU-kommissionens paket finns förslag om införande från 2026 av ett nytt system för handel med utsläppsrätter avseende transportsektorns fossila drivmedel och fossil energi som används för småskalig uppvärmning av fastigheter. Förslaget innebär att antalet årligen auktionerade utsläppsrätter reduceras med 5,15 procent per år så att tilldelningen sänks till 766 miljoner ton år 2030 och helt upphör år 2043 (European Commission, 2021d). Om ett sådant tak för utsläppen införs behövs inte längre den svenska reduktionsplikten, som om den i ett sådant läge bibehålls skulle den bara snedvrider utfallet av handelssystemet. Det är dock

41 Det svenska målet kan jämföras med att EU-kommissionen i förslaget till reviderat förnybartdirektiv (RED3) föreslår att varje medlemsstat ska uppnå en andel om minst 2,6 % förnybara bränslen av icke-biologiskt ursprung i transportsektorn.

långt ifrån säkert att Kommissionen får med sig medlemsländerna på sitt radikala förslag. Opposition hörs redan från flera länder i Östeuropa vars drivmedelspriser procentuellt skulle påverkas mer än priserna i medlemsländer som har höga drivmedelsskatter.

Priset på utsläppsrätter inom det föreslagna nya handelssystemet (som kompletterar befintliga EU ETS) påverkas av faktorer som tillväxten hos ekonomin och transportarbetet samt kostnaden för de alternativ som vid olika tidpunkter kan ersätta diesel, bensin, eldningsolja och naturgas. Nivån på medlemsländernas drivmedelsskatter får också stor betydelse. Det förefaller sammantaget inte osannolikt att priset på utsläppsrätterna kring år 2030 kan komma att ligga över 100 euro per ton. Om så skulle bli fallet motsvarar den nivån ett påslag på priset med cirka 2,60 kronor per liter diesel (exkl. moms). Bortom 2030 kan priset förväntas öka ytterligare i takt med att det årliga utbudet av utsläppsrätter fortsätter att minska.

Revideringen av energiskattedirektivet (ETD) innebär därmed inte någon större förändring av förutsättningarna för elektrifiering av tunga vägtransporter i Sverige. I artikel 3 stadgas (fortsatt) att el som används för elektrolys fortsatt ska undantas från skatt. Det är viktigt eftersom vätgas framställd på detta sätt kan komma att brukas inom fler än ett användningsområde. Istället anges i artikel 22:4 att skattskyldigheten för elektricitet, naturgas och vätgas ska inträda när de tillförs distributören eller återförsäljaren (European Commission, 2021c).

Om Kommissionens förslag till revidering av direktivet genomförs kommer biodrivmedel inte längre att beskattas som de fossila alternativ som de ersätter, vilket reducerar kostnaden för exempelvis HVO, biogas och etanol. Den lägsta minimiskattesatsen på 0,15 euro/GJ föreslås gälla för el, oavsett användning, för avancerade hållbara biobränslen och biogas samt för förnybara bränslen av icke-biologiskt ursprung, till exempel förnybar vätgas. Även koldioxid-snål vätgas och besläktade bränslen kommer att gynnas av samma skattesats under en övergångsperiod på tio år.

EU-kommissionen gör en annan bedömning än Sverige när det gäller beskattning av el och betonar i förslaget till revidering av EDT att *“Electricity should always be among the least taxed energy sources in view of fostering its use, notably in the transport sector”* (preambelns punkt 18).

## Förändringarna i eurovinjettdirektivet medger koldioxid-differentierad kilometer-skatt

Baserat på förslag från EU-kommissionen (2017) antog Rådet i november 2021 i första läsning en revidering av eurovinjettdirektivet.<sup>42</sup> Innan det träder i kraft måste förslaget också antas av Parlamentet. Revideringen av direktivet innebär att befintliga tidsbaserade avgifter (vinjetter) inom åtta år ska ersättas av avståndsbaserade vägtullar, men kravet är begränsat till TEN-Ts stomnät och tunga fordon. Direktivet medger dock medlemsländerna möjlighet att tillämpa sådana tullar på hela det nationella vägnätet.

Vägtullarna ska återspegla medlemslandets kostnader för att utvidga och vidmakthålla den berörda infrastrukturen och kan differentieras för fordonens utsläpp av avgaser och koldioxid. För utsläppsfria fordon ska infrastrukturavgifterna reduceras med 75 procent jämfört med den högsta taxan.

Fördelar med en koldioxid-differentierad kilometerskatt är dels att utländska lastbilar inte kan undgå beskattning genom att tanka utomlands, dels att den svenska skatten på diesel inte behöver höjas till en nivå där de fördelningspolitiska effekterna blir påtagligt negativa. Genom att införa koldioxid-differentierad kilometerskatt bidrar Sverige också till omställningen av utlandsregistrerade fordon som kanske möter otillräckliga incitament i sina hemländer.

I Tyskland har regeringen förstått betydelsen av att använda kilometerskatten (LKW-Maut) för att underlätta ett skifte till nollemissionsfordon. Avsikten är att höja skatten och differentiera den kraftigt så att fossilfria lastbilar får mycket lägre skatt än diesellastbilarna från år 2023 (då Tyskland förmodar att EU hunnit revidera eurovinjettdirektivet). Systemet utvidgas till att omfatta cirka 90 procent av det tyska vägnätet.

Utfasningsutredningen (2021) konstaterar att en avståndsbaserad avgift har bättre förutsättningar än tidsbaserade avgifter att fånga den tunga trafikens samhällsekonomiska marginalkostnader (slitage, trängsel, luftföroreningar och buller) och bidra till ett långsiktigt hållbart transportsystem. Den noterar också att det finns fördelar ur konkurrenssynpunkt då kilometeravgiften belastar lastbilar på lika villkor oavsett härkomst, och är mer harmoniserat mot övergången till avståndsbaserade avgifter i andra europeiska länder. Vidare ger uppbyggnaden av ett tekniskt

42 Council of the EU, Press release 9 November 2021, *Eurovignette road charging reform adopted by Council*.

system för implementering av avståndsbaserade avgifter förbättrad möjlighet till kontroll av regelefterlevnaden för till exempel kör- och vilotidsregleringen och cabotage-transporter.

Den utredning som 2020 fick regeringens uppdrag<sup>43</sup> att analysera utformningen av ett "miljöstyrande" system som alternativ till den nuvarande eurovinjettavgiften för tunga lastbilar får dock, enligt direktiven, varken föreslå en höjning av den totala beskattningen eller av avgiftsuttaget för godstransporter på väg. Dessutom ska systemet, om det föreslås bli avståndsbaserat (den dåvarande regeringen och dess samarbetspartier ville helst ha kvar eurovinjetten), begränsas till de delar av vägnätet som har relativt hög trafikintensitet, totalt endast cirka en fjärdedel av det statliga vägnätet (europavägar, övriga riksvägar och vissa primära länsvägar). Utredningen skulle ha redovisat sitt betänkande under hösten 2021 men har fått tiden förlängd till den 31 mars 2022.

## Styrmedlens sammantagna effekt på lönsamheten av att skifta till vätgas och el

Sammantaget kan åtta olika typer av skatter och statsbidrag komma att påverka lönsamheten hos investeringar i elektrifierade tunga lastbilar:

1. Den årliga fordonsskatten
2. Statsbidrag till inköp av nya fordon
3. Skatten på diesel
4. Skatten på el
5. Handel med utsläppsrätter
6. Reduktionspliktens utformning
7. Avståndsbaserade "vägtullar" (km-skatt) för tunga fordon
8. Bidrag från staten och/eller EU till investeringar i tank- och laddningsinfrastruktur

Två av dessa styrmedel (2 och 8) är rimligen bara aktuella under den första fasen av den nya teknikens marknadsintroduktion och kommer successivt att behöva avvecklas. Det är därför viktigt att de övriga utformas på ett långsiktigt hållbart sätt. Av stor vikt är förstås att tidigt ge aktörerna

tydliga besked om de långsiktiga villkoren. Annars riskerar omställningen att försenas.

Utfallet år 2030 är dock i hög grad beroende på vilka antaganden beräkningarna baseras på. Det finns därför anledning att diskutera förutsättningarna mera i detalj och analysera de styrmedel som kan komma att påverka utfallet.

## Faktorer som påverkar priset på diesel

Ett potentiellt problem i en sådan analys är att införandet av handel med utsläppsrätter avseende utsläpp från drivmedel är beroende av beslut inom EU med ovisst utgång och att det i värsta fall kan ta flera år innan frågan avgjorts. Utfasningsutredningen (2021) menar att ett nationellt utsläppshandelssystem för transportsektorns utsläpp skulle kunna vara ett alternativ för Sverige om ett EU-gemensamt system inte kommer på plats. Tyskland införde nyligen ett sådant nationellt system och Finland har aviserat införande av ett liknande system.

Ovissheten om det framtida priset på obeskattad diesel och effekten på prisbildningen av punktskatten och reduktionsplikten i Sverige bidrar också till osäkerheten. Om prisutvecklingen leder till kraftiga reaktioner i väljarkåren är det inte säkert att politikerna kommer att orka stå fast vid sin målsättning. Därför framstår alternativet med en kraftigt koldioxidifferentierad kilometerskatt (vägtull) på tunga lastbilar som en säkrare väg att gå (se nedan).

Om vägavgiften sätts så att den täcker de tunga fordonens andel av Trafikverkets kostnader för det statliga vägnätet (inkl. nyinvesteringar) och differentieras så långt det är möjligt för bilarnas koldioxidutsläpp, bör Sverige kunna låta den årliga fordonsskatten återspegla lastbilarnas utsläpp av andra skadliga ämnen. Det innebär att den successivt kommer att avvecklas i takt med att trafiken elektrifieras.

Elektrifieringen underlättas ytterligare om energiskatten på el sänks från dagens mycket höga nivå till den i energiskattedirektivet föreskrivna miniminivån, alternativt om el och vätgas som används i tunga lastbilar och busar befrias från energiskatt.<sup>44</sup> Regering och riksdag bör snarast möjligt ta ställning till hur el och vätgas för fordonsdrift

43 Regeringens kommittédirektiv "Nytt miljöstyrande system för godstransporter på väg", beslutad vid regeringssammanträde den 16 april 2020.

44 ETD tillåter reducerad skatt för fordon i kommersiell trafik, men om Sverige vill sänka elskatten enbart för tunga lastbilar bör det motiveras med att km-skatt samtidigt införs för den kategorin (men inte för lätta kommersiella fordon).

**Tabell 5:** Kostnad år 2030. Kronor per fordonskilometer.

	Bränslecellsfordon (FCEV)	Batterifordon (BEV)	Dieselfordon	
			Högt bränslepris	Lågt bränslepris
<b>Fordonskostnader</b>	3,31	3,03	1,85	1,85
<b>Bränslekostnader</b>	3,32	1,32	5,10	4,34
<b>Total kostnad</b>	6,63	4,35	6,95	6,19

ska beskattas så att potentiella privata och offentliga investeringar i berörd infrastruktur kan bedömas baserat på de skattevillkor som faktiskt kommer att gälla. Om besked om detta dröjer upp kommer risk för felinvesteringar och att en del berörda aktörer skjuter på sina beslut till dess att de bättre kan överblicka konsekvenserna. Verkställandet av beslutet är mindre brådskande, eftersom vätgas ännu i stort sett inte används inom vägtrafiken. För bedömning av det eventuella behovet av ytterligare styrmedel behöver man beräkna befintliga styrmedels ungefärliga effekter år 2030 och ta hänsyn till den, i denna rapport föreslagna, nedsättning av skatten på el som förbrukas i tunga batterilastbilar till den lägsta tillåtna nivån inom EU. Här antas att priset på diesel (med högt innehåll av bioenergi), inklusive punktskatterna och effekten av den eventuella handeln med koldioxidutsläppsrätter uppgår till 20 kronor per liter (exkl. moms). Vidare antas att den nuvarande fordonsskatten (på dragbil och släp) behålls, vilket vid 130 000 kilometer per år ger vätgas- och batteribilarna en fördel motsvarande cirka 20 öre per fordonskilometer. Den dieseldrivna dragbilen antas kosta 1,2 miljoner kronor (avsedd för 40 ton) och avskrivs på 7 år. Dess bränsleförbrukning antas uppgå till 0,255 liter per kilometer år 2030 (Holmgren, m.fl., 2021). Motsvarande data för bränslecells- och batteribilsalternativen framgår av tabell 2.

Tabell 5 visar att både bränslecells- och batteribilarna under dessa antaganden kan konkurrera med den dieseldrivna bilen år 2030. Med tanke på den stora politiska och marknadsmässiga osäkerheten kring det framtida priset på delvis biobaserad diesel innehåller tabellen även kostnaden per fordonskilometer i ett fall där beskattad diesel kostar 17 kronor per liter (exkl. moms) och då blir dieselalternativet något billigare än FCEV. Jämförelsen tar inte upp kapital-

kostnaden för släpet och inte heller åkeriets kostnader för försäkring, förare, underhåll, däck och administration med mera som, lite förenklat, antas vara lika i de tre alternativen.

I kapitel 8 visades effekten av alternativa kostnadsantaganden. De avsåg dock bara några av de många kostnadsparametrarna. Därför kan det vara av intresse att jämföra utfallet av vårt försök att beräkna kostnaderna år 2030 med Karlström (2020), vars studie dock inte omfattar FCEV. Karlström kom fram till att kostnaden för en tung BEV i fjärtrafik år 2030 bara kunde förväntas understiga den för en motsvarande diesellastbil med 0,05 kronor per fordonskilometer.

Skillnaden mellan de båda studierna förklaras delvis av Karlströms högre kostnad för laddinfrastrukturen (0,70 kr vs 0,28 kr/fkm) som i sin tur är ett resultat av skilda antaganden om beläggningsgrad vid publik snabbaddning och (sannolikt) andel publik laddning.<sup>45</sup> Karlström anger elkostnaden (inkl. nätavgifter och elskatt) till 1,50 kronor per kilowattimme, medan vi räknar med ett genomsnitt på 1,06 kronor. Det innebär en skillnad på 0,46 kronor per kilowattimme före skatt. Exakt en krona av skillnaden mellan de två beräkningarna förklaras av att Karlström förefaller ha räknat med att dieselbilen förbrukar 0,35 liter bränsle per kilometer till en kostnad av 12 kronor per liter (exkl. moms), medan vi i alternativet högt bränslepris räknat med 0,26 liter per kilometer och 20 kronor per liter. Skillnaden i bedömd fordonskostnad (utslaget per fordonskilometer) mellan de båda kalkylerna är däremot försumbar (trots att de beräknats på vitt skilda årliga körsträckor (90 000 km vs 130 000 km). Cirka 0,30 kronor per kilometer till elbilens fördel upp kommer när hänsyn tas till skillnaden i årlig fordonsskatt på dragbil och släp (beräknat på Karlströms 90 000 km/år).

45 De båda studierna anger dock nästan exakt samma laddinfrastrukturkostnad (per fkm) när beläggningsgraden anges till 15 %. Beläggningsgraden har stor betydelse för anläggningens lönsamhet och låg beläggningsgrad är troligen det främsta skälet till dagens höga priser på snabbaddning.



Jämförelsen visar på svårigheterna att bedöma framtida kostnader och kan i sig vara skäl att skattevägen försäkra sig om batteribilarna kan konkurrera med dieselalternativet redan i god tid före 2030. För bränslecells-bilar blir det förstås ännu viktigare.

Man bör vid jämförelsen komma ihåg att batteridrift har nackdel av lägre nyttolastkapacitet och längre tid för laddning jämfört med diesel, vilket innebär att kostnaden per fordonskilometer behöver vara lägre, åtminstone för vissa typer av långväga transporter.

Vid jämförelse mellan vätgasdrivna bränsleceller och diesel-drift bör man notera att vätgasdrift inte har någon fördel framför alternativet med förbränningsmotor när det gäller nyttolastkapacitet och tid för tankning. Eftersom vätgasalternativet är väsentligt dyrare än batterielektrisk drift kan det således få svårt att ta marknadsandelar även i ett fall där batteribilarna framstår som mer lönsamt än diesel.

## Utformningen av ett svenskt system av vägtullar/kilometerskatt

En slutsats i denna rapport är att den tunga vägtrafikens kostnader för infrastruktur och externa effekter bör internaliseras genom en kilometerskatt som differentieras kraftigt utifrån fordonens totala utsläpp, inklusive koldioxid. Därigenom behöver skatten på diesel inte höjas lika mycket som i ett fall där man söker styra enbart genom drivmedelsbeskattning. Det har från fördelningspolitisk synpunkt stora fördelar. Kilometerskatten jämställer svenska och utlandsregistrerade fordon och bidrar till att göra det lönsamt även för de senare att elektrifiera. Pålagor som bara träffar svenskregistrerade lastbilar gynnar däremot åkerier som använder bilar registrerade i Östeuropa och som ofta har förare med löner långt under de svenska.

När vägtrafiken elektrifieras genom förnybar kraft bortfaller kostnaderna för koldioxid- och avgasemissioner samtidigt som bullerkostnaden minskar påtagligt. Däremot påverkas inte vägslitagekostnaden och inte heller risken för trafikolyckor. Olyckskostnaderna är dock i flera avseenden mycket osäkra. Ett problem när man söker fastställa den marginella effekten är att risken för allvarliga olyckor i en del fall inte påverkas negativt av ökad trafik eller till och med minskar. De analyser som gjorts i SAMKOST 2 visar att lätta fordons externa marginalkostnad för trafikolyckor på det statliga vägnätet är låg, nära noll kr per fordonskilometer (Nilsson och Haraldsson, 2016).

Slutsatsen blir att det vore bra om intäkterna av beskattning av vägtrafiken även efter ett fullständigt skifte till el

och vätgas motsvarar statens direkta kostnader för vägnätet som de senaste åren legat inom intervallet 20–25 miljarder kronor. Ett rimligt antagande kan således vara att kostnaden för det statliga vägnätet år 2040 (i dagens penningvärde) knappast kommer att uppgå till mer än högst 30 miljarder kronor.

Vägslitageskattekommittén (2017) föreslog införande av en avståndsbaserad vägskatt för lastbilar och lastbilskombinationer med en totalvikt på minst 12 ton. Kommittén bedömde att vägskatten bör sättas på en nivå som täcker kostnaderna för underhåll och reparationer, luftföroreningar (utom koldioxid) och buller samt införande och drift av systemet. Den ansåg att skatten inte bör differentieras i tid och rum, eftersom kostnaderna skulle riskera att överstiga nyttan med en sådan differentiering.

Kommittén föreslog att skatt ska tas ut med 0,38–1,69 kronor per kilometer beroende på fordonets viktklass, antal hjulaxlar, EURO-utsläppsklass och om det har draganordning eller inte. Skatten för ett genomsnittligt fordon utan draganordning bedömdes bli cirka 0,60 kronor per kilometer och skatten för ett genomsnittligt fordon med draganordning cirka 1,10 kronor per kilometer.

Ett kompletterande motiv för införande av kilometerskatt skulle kunna vara en önskan om att kunna variera tariffen geografiskt i syfte att återspegla skillnader i marginalkostnad mellan olika typer av vägar och mellan olika regioner eller mellan tätort och landsbygd. Personbilarnas och de lätta lastbilarnas vägslitage är dock ringa och uppvisar inga påtagliga regionala skillnader. Tunga fordon står för merparten av det trafikberoende vägslitage, men det saknas ett tillräckligt säkert underlag för en geografisk differentiering av skatten. Man kan dock anta att den marginella slitagekostnaden är större på delar av det sekundära vägnätet (sämre vägkropp och större risk för tjälskador) än på motorvägarna.

Olycksrisken är mycket lägre på motorvägar och andra "mötesfria" vägar än på det sekundära vägnätet. Trafikolycksrisken för tunga lastbilar (exkl. singelolyckor) på E4, E6, E22 och E20 samt Riksväg 40 och Riksväg 55 var under åren 2006–2010 i genomsnitt bara ungefär hälften så stor som risken för all lastbilstrafik på hela det svenska vägnätet (Kågeson, 2011). Jämfört med de mest olycksdrabbade delarna av det sekundära vägnätet är skillnaden sannolikt mycket stor.

Inte heller de regionala skillnaderna i total olycksrisk är tillräckligt stora för att motivera en geografisk differentiering av kilometerskatten. Av de 221 personer som omkom under 2019 dog 73 procent i olyckor utanför tätbebyggt område. Det innebär att risken är någorlunda proportionell

mot trafikarbetet, men något högre på landsbygden än i tätorterna.<sup>46</sup>

Av totalt knappt 84 000 miljoner fordonskilometer på det svenska vägnätet år 2019 utfördes 92 procent av personbilar och lätta lastbilar, medan tunga lastbilar stod för 6 procent och bussar och motorcyklar tillsammans för resterande 2 procent.<sup>47</sup> Eftersom tunga fordon sliter hårdare på vägarna, kräver bättre underbyggnad (exempelvis för att klara högre viktgränser) och ger upphov till mer buller och något högre risk för olyckor bör deras del av ansvaret för statens utgifter för infrastrukturen klart överstiga deras andel av antalet fordonskilometer. Det är svårt att avgöra hur fördelningen bör se ut, men troligen bör fordon över 12 ton (som beläggs med km-skatt) stå för minst en tredjedel av den totala kostnaden (inkl. nyinvesteringar).

Trafikarbetet med lastbilar och bussar med en totalvikt över 12 ton kommer 2030 troligtvis ha ökat från dagens cirka 5 600 miljoner fordonskilometer per år, möjligen till cirka 7 000 miljoner fordonskilometer. I så fall skulle, för total kostnadstäckning, varje genomsnittligt sådant fordon behöva betala cirka 1,15 kronor per kilometer i distansrelaterad "vägtull". Men kilometerskatten bör förstås differentieras för totalvikt och axeltryck. Som framgått ovan föreslog Vägslitagekommittén att skatt på tunga lastbilar ska tas ut med 0,38–1,69 kronor per kilometer beroende på dessa faktorer och förekomst av släp.

Baserat på kommitténs intervall blir slutsatsen att det förefaller rimligt att de tyngsta lastbilarna med släp (40–60 ton) och med de sämsta miljöegenskaperna ska betala upp till 1,70 kronor per kilometer i tullavgift i ett system som täcker hela det statliga vägnätet. Nedsättning med 75 procent innebär att nya emissionsfria lastbilar bara behöver betala 0,43 kronor per kilometer. Nya lastbilar med förbränningsmotorer kommer dock, enligt det reviderade eurovinjett-direktivet, att kunna få skatten nedsatt med 30–50 procent beroende på drivmedel. Jämfört med dem reduceras de eldrivna fordonens fördel till 0,76 respektive 0,43 kronor per kilometer.

Om miljödifferentierade vägtullar införs på hela det statliga vägnätet bör den årliga fordonsskatten kunna avskaffas och ersättas av en låg registreringskatt. Därigenom når man ytterligare ett steg mot likabehandling av svenska och utlandsregistrerade tunga lastbilar.

Införande av generella vägtullar för tunga lastbilar skulle kunna kombineras med övervakning i realtid via transponders som gör att man kan se till att bilarna inte överskrider hastighetsgränsen som på motorväg vanligen är 80 km/h för lastbilar med släp. Det skulle ge en påtaglig minskning av energiförbrukningen jämfört med dagens trafik där fjärrbilarna ofta i strid med gällande bestämmelser framförs i 90 km/h eller mer. Dessutom kan man därigenom övervaka att fusk med arbetstider och cabotage inte förekommer.

## Slutsatser om styrmedel

Utän laddnings- och vätgasinfrastuktur kommer inte den tunga trafiken att kunna elektrifieras. Staten bör därför i inledningsskedet bidra ekonomiskt till utbyggnaden av laddstationer för tunga lastbilar och till etablering av vätgastankstationer längs huvudvägnätet. Med tanke på den stora osäkerheten om vilka de framtida marknadsandelarna för de olika alternativen kan bli bör satsningen dock inte vara större än vad som krävs för att överkomma problemet med "hönan och ägget".

Beträffande vätgastankstationer bör Sverige i förhandlingarna om utformningen av EUs kommande förordning (AFIR) se till att vi inte påtvingas kostnader för infrastruktur avsedd för flytande vätgas och att vi beträffande komprimerad gas medges möjlighet att ta hänsyn till befolknings- och trafikunderlaget i olika delar av landet både avseende avståndet mellan stationerna och deras dygnskapacitet. Det är viktigare att de klarar förväntad maximal efterfrågan och snabb påfyllning (minst 3 kg/minut) än att de är många. Lokaliseringen av dem är viktig om man vill utnyttja potentiella samordningsfördelar med produktion av vätgas för annan användning. Någon myndighet bör få ansvar för en genomtänkt planering och för att de statliga bidragen utformas så att man vid utbyggnaden kan ta tillvara synergimöjligheter och skalfördelar.

För att elektrifieringen av den tunga vägtrafiken ska ta fart behöver dessutom de långsiktiga skatte- och bidragsvillkoren snarast fastställas. Utfasningsutredningen (2021) föreslår att en utredning av en framtida beskattning av användningen av transportsystemet ska tillsättas i syfte att skapa ett effektivt kapacitetsutnyttjande och internalisera trafikens externa kostnader. Den nya utredningen föreslås belysa avståndsbaserade vägskatter för både lätta och tunga

46 För skador som inte är fatala kan tätorterna förmodas svara för en större andel.

47 Trafikanalys statistik, Trafikarbetet på svenska vägar.



fordon, men även andra styrmedel som fordonsbeskattning och trängselskatter kan ingå i uppdraget.

Det är också viktigt att snarast fastställa på vilket sätt och i vilken utsträckning el och vätgas som används i tunga vägfordon ska beskattas. Därtill behöver regering och riksdag ange hur subventionerna till eldrivna fordon ska utformas och i vilken takt de kommer att avvecklas.

Utfasningsutredningen (2021) konstaterar att en nyckelfaktor för framgång är att eftersträva teknikneutrala styrmedel. Från samhällsekonomisk utgångspunkt är det viktigt att inte snedvrider konkurrensen mellan olika tekniker genom att skattemässigt gynna någon framför en annan. Staten bör således avhålla sig från att, baserat på försök till tidig bedömning av teknikutveckling och framtida kostnader (ofta baserade på bräckliga underlag), utse vinnare och ta

det som anledning att gynna vissa alternativ skattemässigt. Styrmedel som används för att underlätta marknadsintroduktion av ny teknik bör vara så generella som möjligt och stöden bör bara vara tillfälliga.

Historisk erfarenhet visar att det är lättare att införa subventioner än att avskaffa dem. Därför bör lagstiftaren redan när ett nytt stöd införs klargöra dess maximala tidsmässiga varaktighet. Successiv nedtrappning kan vara en modell, baserat på antaganden om att tekniken, med ökad mognadsgrad och effekter av massproduktion, rimligen måste förväntas bli alltmer konkurrenskraftig även utan stöd. Att inte tillämpa dessa principer leder (per automatik) till större samhällsekonomiska kostnader jämfört med en situation där de följs, det vill säga till onödigt stora kostnader och en ineffektiv klimatpolitik.



## **Sammanfattande slutsatser och rekommendationer**

Rapportens analys av kostnaderna visar att vätgasalternativet kan få svårt att konkurrera med batteridrift för tunga lastbilar (40 ton) som används i fjärrtrafik. I vårt grundalternativ avseende läget år 2030 blir kostnaden för fordon och drivmedel 50 procent högre per fordonskilometer för bränslecellsbilen jämfört med batterialternativet. Av känslighetsanalysen framgår att skillnaden möjligen kan reduceras till 38 procent, men det kräver i så fall att man kombinerar alla kostnadsantaganden i känslighetsanalysen som gynnar vätgasalternativet och inte beaktar dem som utfaller till fördel för batterialternativet. Resultaten bör inte förvåna, eftersom direktelektrifiering är mycket mer energieffektiv jämfört med indirekt elektrifiering genom vätgas i bränsleceller.

Bilden förändras en aning om man vid jämförelse mellan de båda alternativen tar hänsyn till alla potentiella nyttor. Vid elektrolys kan producenten potentiellt få sidoinkomster av försäljning av spillvärme och syrgas, men det förutsätter att produktionen sker på en plats där det finns förutsättningar till avsättning av sidoprodukterna. Vid intermittent elektrolys kan producenten potentiellt även få sidoinkomster från intäkter av stödtjänster till elnätet, men det förutsätter att produktionen genom investeringar i överkapacitet och lager kan anpassas och styras till detta samt att en marknad för sådana tjänster etableras.

Av större betydelse för vätgasens möjligheter att ta en marknadsandel inom segmentet långväga godstransporter är att batteribilarna inte kan ta lika stor nyttolast som bränslecellsfordonen för att vikten hos batterierna tar en del av kapaciteten. Den fördelen kan dock förväntas minska över tid i takt med att nya batterier förmår lagra mer energi per kilo. En mera varaktig fördel är att det tar längre tid att ladda batterier än att fylla på vätgas. Det kan ge åkerier som använder långdistansbilarna i flera skift per dygn möjlighet till ett högre fordonsutnyttjande. För fordon som måste stanna för förarens dygnsvila, eller som står i depå över natten, blir fördelen av snabbare påfyllning däremot

liten eftersom merparten av batteriladdningen kan ske under uppehållet och som långsamladdning vid förhållandevis låg effekt. Det kan alltså vara värt för en del åkerier att betala mer för bränslecellsfordon än för batteribilarna om det bidrar till högre intäkter som täcker merkostnaden.

För att den tunga vägtrafikens elektrifiering ska kunna genomföras så att den kan medverka till att klimatmålen för 2030 uppnås behöver efterfrågan på eldrivna fordon och ingående komponenter snabbt öka så att tillverkarna kan slå ut sina produktionskostnader över växande volymer. Samma sak gäller elektrolysörer och teknik för laddning av batterier. Sveriges potentiella bidrag till uppkomsten av sådana globala marknader är liten, men som ett högt utvecklat industriland med betydande fordonsindustri bör vi sikta på att finnas bland dem som till 2030 bidrar mest räknat per capita. Störst osäkerhet gäller den framtida kostnaden för elektrolysörer och bränsleceller eftersom denna teknik inte är lika långt utvecklad som den för batterier.

För att omställningen från dieseldrivna fordon alls ska komma i gång krävs att infrastrukturerna för snabbaddning av batterier respektive försäljning av vätgas kommer på plats i sådan utsträckning att åkerierna vågar köpa eldrivna fordon. I båda fallen krävs initialt finansiell medverkan från staten och/eller EU. För att undanröja osäkerhet om villkoren och sätta fart på utbyggnaden av infrastrukturen behöver regeringen skyndsamt utreda (och fastställa) vilken stödmodell som kan fungera bäst med avseende på målluppfyllelse, riskavlastning, teknik- och konkurrensneutralitet samt effekter på statsbudgeten.

Med tanke på osäkerheten om framtida efterfrågan på vätgas för fordonsbruk och de höga kostnaderna bör Sverige prioritera tankstationer som klarar förväntad dygnsefterfrågan från ett rimligt antal fordon och har teknik som gör det möjligt att tanka minst tre kilo vätgas per minut. Detta är viktigare än att antalet tankstationer är stort. För kostnads-

effektiv implementering av EUs kommande förordning om alternativbränsleinfrastruktur (AFIR) är det viktigt att Sverige i förhandlingarna säkerställer att minimiavstånden mellan tankstationerna kan anpassas till befolknings- och trafikunderlagen i olika delar av vårt land.

I rapporten analyseras olika alternativ för framställning genom elektrolys av den vätgas som vägfordonen behöver. En möjlighet kan vara att producera gasen i små anläggningar som är samlokaliserade med de enskilda tankstationerna. Det begränsar dock möjligheterna att dimensionera anläggningen så att man kan avstå från produktion när elpriset är högt, eftersom lagerkostnaden blir väsentligt högre räknat per kilo jämfört med om framställningen sker i en större anläggning från vars lager gasen distribueras med lastbil till tankstationerna.

Ett förslag om att producera vätgasen i en närbelägen vindkraftpark som enbart används för detta syfte skulle ha fördelen att man slipper kostnaden för nätanlutning av kraftverken. Men vår analys visar att även i ett fall där man dubblar kapaciteten hos elektrolysörerna för att kunna producera mycket när det blåser blir det mycket dyrare jämfört med produktion i en anläggning som tar sin el från nätet och producerar mot behov. Alternativet med ö-drift medför höga kostnader för elektrolysörerna och lagret, men trots överkapaciteten kan man inte nyttiggöra mer än en del av den el som vindkraftparken måste ha kapacitet att kunna producera för att konceptet ska fungera. Man tvingas alltså "spilla" ganska mycket vind.

I rapporten analyseras därför även förutsättningarna för en hybridlösning där elproduktionen i en park av vindkraftverk både används för framställning av vätgas och för leverans till andra kunder via elnätet. Det innebär att man producerar vätgas när det blåser bra och prioriterar leveranser till elnätet under perioder med svaga vindar. Det innebär att kostnaden för anslutning till elnätet blir mindre jämfört med ett fall där den måste dimensioneras mot anläggningens maximala effekt. Men även i detta fall krävs förstås överkapacitet hos elektrolysörerna så att de kan klara behoven på färre timmar jämfört med kontinuerlig drift och därtill ett lager som motsvarar 1–2 veckors behov.

Bäst förutsättningar finns sannolikt i större anläggningar där man kan dra fördel av lägre lagerkostnad räknat per kilo jämfört med små anläggningar. För att konceptet ska fungera krävs dock att kraftverkens ägare kan komma överens med vätgasproducenten om villkor och priser som gör att båda har fördel av affären. Det kan komma att visa sig svårt eftersom kraftproducenterna behöver få bättre betalt när det blåser lite för att ha råd att fortsätta att bygga ut vindkraften, medan vätgasframställningen behöver låga elpriser för att kunna konkurrera med andra alternativ.

Vid höga elpriser kan det visa sig vara billigare för raffinaderier och andra stora industriella användare av vätgas att fortsätta framställa den genom reformering av naturgas, dock med den skillnaden jämfört med idag att man tvingas ta kostnaden för att avskilja den fossila koldioxiden och föra bort den för slutförvaring (CCS). En annan möjlighet kan vara att importera vätgas från länder där solinflödet är dubbelt så stort som i Sverige och mycket jämnare fördelat över året och där solkraften bättre kan användas för elektrolys.

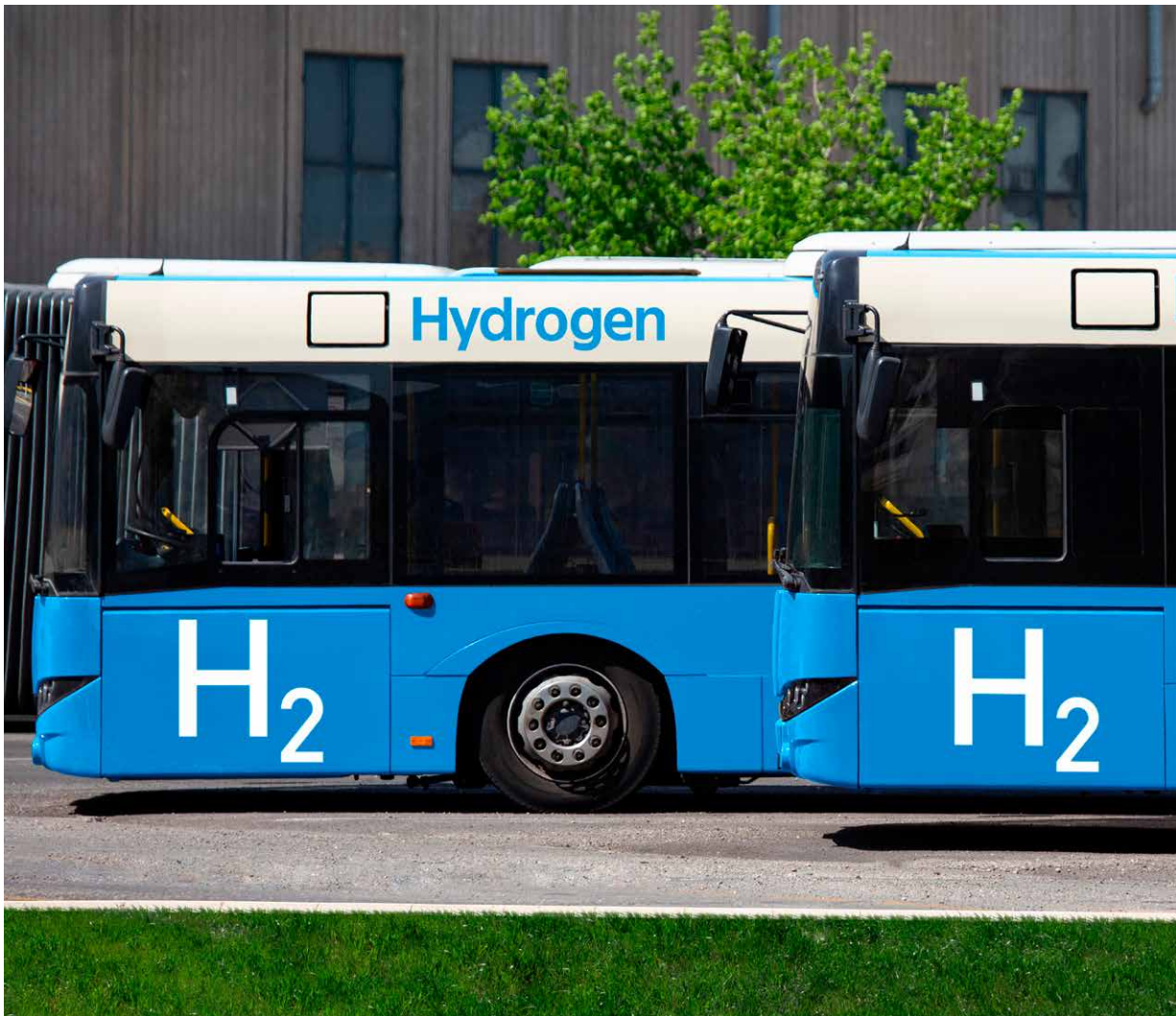
För att den tunga fordonstrafiken ska kunna elektrifieras krävs inte bara tillgång till vätgas och möjligheter att snabbbladda batterier utan också att konceptet sammantaget kan konkurrera kostnadsmissigt med fordon som drivs med diesel och/eller biobränslen. Rapporten analyserar behovet av styrmedel och finner att statliga subventioner av fordon och infrastruktur bara kan fungera under inledningsskedet för att sätta fart på omställningen. På tio års sikt måste marknadsvillkoren vara sådana att elektrifiering är lönsam utan stöd.

En del av den nuvarande prisskillnaden kan försvinna genom högre skatter på diesel och genom reduktionsplikten som höjer priserna genom att ställa krav på en snabbt växande andel biodrivmedel. Men metoden är politiskt osäker, eftersom det kan visa sig vara svårt att få väljarna, och särskilt de som av ekonomiska skäl tvingas använda begagnade fordon med hög bränsleförbrukning, att acceptera mycket höga priser på bensin och diesel. En kompletterande och delvis alternativ åtgärd bör därför vara att införa kilometerskatt för tunga fordon på hela det statliga vägnätet och differentiera avgiften kraftigt för att gynna elektriska fordon (inkl. bränslecellsbilar). EUs eurovinjett-direktiv ändras inom kort så att en sådan differentiering blir möjlig. Kilometerskatten (distansbaserade vägtullar) har dessutom fördelen att påverka alla de många utlandsregistrerade långträdare som kör på svenska vägar.

Det är viktigt att de använda styrmedlen utformas så teknikneutralt som möjligt. Annars snedvrids konkurrensen mellan olika tekniker och alternativ vilket leder till att klimatomställningen blir onödigt dyr. Ett exempel på en oönskad snedvridning är förhållandet att el som används för laddning av batterier idag belastas med en av Europas högsta elskatter, medan el som används för framställning av vätgas är skattebefriad. Eftersom det går åt cirka 2,5 gånger mer el per fordonskilometer i vätgasalternativet (räknat från elnätet till fordonets hjul) jämfört med batteridrift riskerar denna snedvridning att leda till onödigt höga förluster och en samhällsekonomiskt dålig resursanvändning.

Slutsatsen i rapporten är att det enklaste sättet att skattemässigt likställa batteridrift med vätgas och bränsleceller vore att sänka skatten på el till den lägsta tillåtna i EUs energiskattedirektiv. Det innebär cirka 1 öre per kilowattimme istäl-



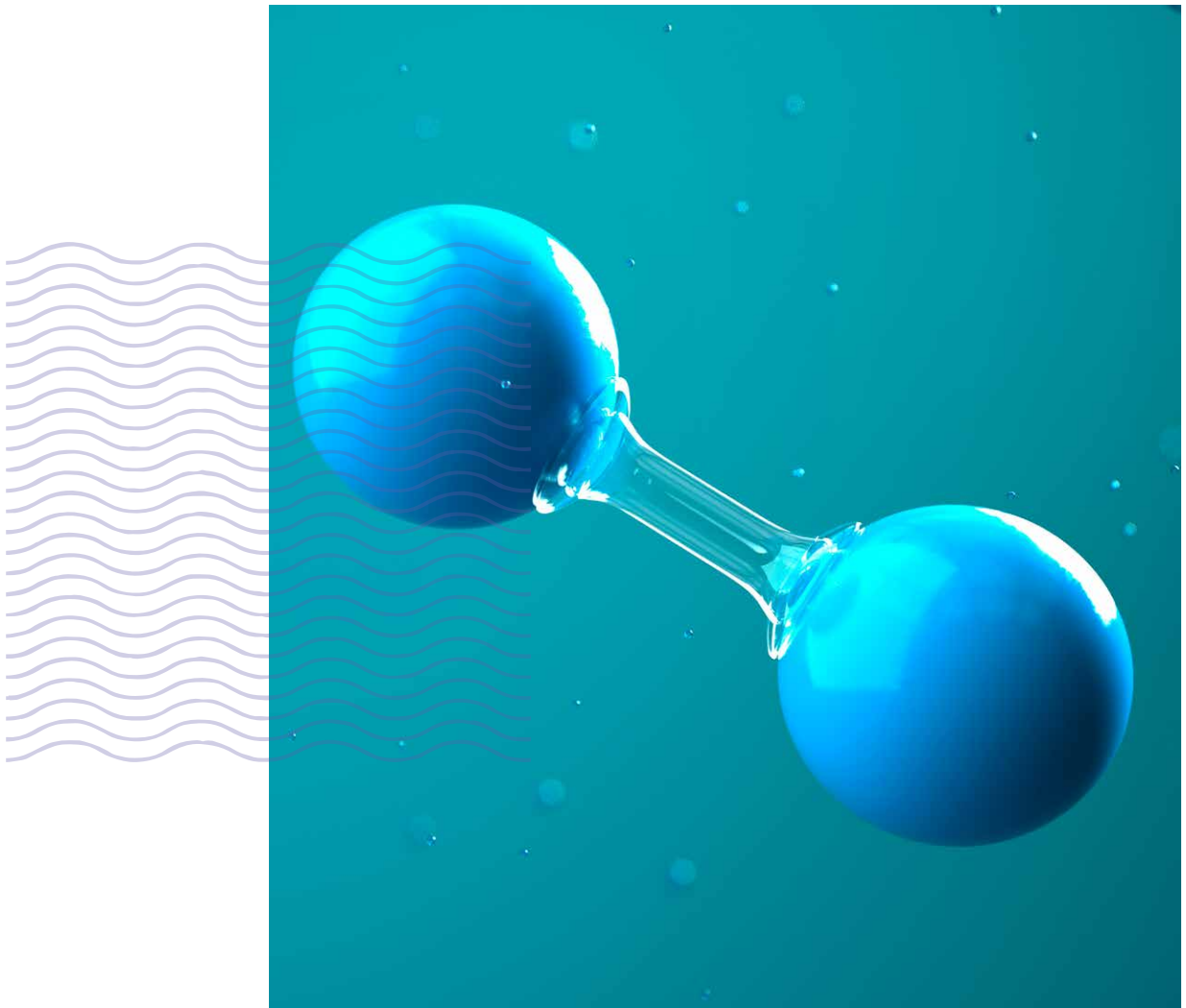


let för dagens 36 öre, och EU-kommissionen vill dessutom i sitt förslag till revidering av direktivet att minimivån ska sänkas till vad som motsvarar 0,5 öre per kilowattimme. Om riksdagen tvekar inför det skattebortfall som blir följden av en generell sänkning av skatten (ca 25 mdkr/år) kan ett alternativ vara att nedsätta skatten till minimivån för el som tillförs batterier i alla tunga fordon som är föremål för kilometer-skatt. Annars tvingas man för att jämställa de båda alternativen beskatta vätgas som tillförs motorfordon med en skattesats som uppväger fördelen av att framställningen av gasen genom elektrolys är skattebefriad. Det skulle dock försvåra introduktionen av vätgas för fordonsdrift eftersom det alternativet på grund av sin jämförelsevis låga totalverkningsgrad är mer känsligt för höga energipriser än batterialternativet.

Utöver de förändringar som redan nämnts behövs, som Energimyndigheten (2021b) understryker i sitt förslag till

nationell vätgasstrategi, att regering och riksdag snarast undanröjer den osäkerhet som finns beträffande tillståndsprocesser och säkerhetskrav samt ser till att myndigheternas arbete för att stödja introduktionen av vätgas samordnas. Vi saknar också en nationell samordning av utbyggnaden av tankstationer och befarar att brister i detta avseende kan leda till att man inte förmår ta tillvara de skal fördelar som kan ligga i gemensam produktion av vätgas för användning inom olika sektorer.

Med tanke på den korta återstående tiden till 2030 måste ledtiderna förkortas om vätgas och batteridrift av tunga lastbilar ska hinna få någon större betydelse till dess. Det vore illa om bristande styrning av de ansvariga myndigheterna och en långsam hantering av styrmedelsfrågorna skulle förhindra eller försena ett utnyttjande av potentialen.



# Referenser

Agora Energiewende and Guidehouse (2021), Making renewable hydrogen cost-competitive: Policy instruments for supporting green H<sub>2</sub>. Berlin.

BloombergNEF (2020), *Hydrogen Economy Outlook* (March 30).

Briguglio, N. & Antonucci, V. (2015). *Overview of PEM Electrolysis for Hydrogen Production: Principles and Applications*. *PEM Electrolysis for Hydrogen Production*, [https://www.researchgate.net/publication/313639511\\_Overview\\_of\\_PEM\\_Electrolysis\\_for\\_Hydrogen\\_Production\\_Principles\\_and\\_Applications](https://www.researchgate.net/publication/313639511_Overview_of_PEM_Electrolysis_for_Hydrogen_Production_Principles_and_Applications). Cambridge Econometrics (2018), *Trucking into a greener future: the economic impact of decarbonizing goods vehicles in Europe*. Cambridge Econometrics, Cambridge, UK.

CARB (2020), *Advanced Clean Fleets – Cost Workgroup Cost Data and Methodology*. Discussion Draft December 4, 2020. California Air Resources Board.

CNHi (2020), *Truck architecture and hydrogen storage*. [https://ec.europa.eu/jrc/sites/jrcsh/files/cnh\\_20201028\\_-\\_truck\\_architecture\\_public.pdf](https://ec.europa.eu/jrc/sites/jrcsh/files/cnh_20201028_-_truck_architecture_public.pdf)

Danish Energy Agency and Energinet (2020), *Technology Data – Energy storage*. Version: 0007.

Elektrifieringskommissionen (2021), *Eldrivna transporter på väg*. Elektrifieringskommissionens handlingsplan för elektrifiering av de mest trafikerade vägarna i Sverige. Regeringskansliet.

Element Energy Ltd (2018), *Hydrogen supply chain evidence base*. Prepared by Element Energy Ltd for the Department for Business, Energy & Industrial Strategy, November 2018.

Energy Transitions Commission (ETC) (2021), *Making the Hydrogen Economy Possible: Accelerating Clean Hydrogen in an Electrified Economy*. Version 1.2 April 2021.

Energiforsk (2021), *The role of gas and gas infrastructure in Swedish decarbonisation pathways 2020–2045*. Report 2021:788.

Energimyndigheten (2019), *Integration of the electro-fuel concept in pulp and paper industry for a future electricity system in balance and a sustainable energy system with minimal carbon foot print*. Framtagen av RISE, Lund (2019-03-30).

Energimyndigheten (2021a), *Vätgas för flexibelt och robust energisystem. En vätgasöversikt för Sverige i ett internationellt perspektiv*.

Energimyndigheten (2021b), *Förslag till Sveriges nationella strategi för vätgas, elektrobränslen och ammoniak*. ER 2021:34.

Energimyndigheten (2021c), *Underlagsrapport. Förslag till nationell strategi för vätgas, elektrobränslen och ammoniak*. ER 2021:34.

EU-kommissionen (2017), *Förslag till EUROPA-PARLAMENTETS OCH RÅDETS DIREKTIV om ändring av direktiv 1999/62/EG om avgifter på tunga godsfordon för användningen av vissa infrastrukturer*. Bryssel den 31.5.2017 COM(2017) 275 final 2017/0114 (COD).

Europaparlamentets och Rådets direktiv 2012/18/EU av den 4 juli 2012 om åtgärder för att förebygga och begränsa faran för allvarliga olyckshändelser där farliga ämnen ingår och om ändring och senare upphävande av rådets direktiv 96/82/EG.

European Commission (2020), *A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe*. COM(2020) 301 final. [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/hydrogen\\_strategy.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/hydrogen_strategy.pdf)

European Commission (2021a), Proposal for a regulation of the European Parliament and of the Council on the deployment of alternative fuels infrastructure, and repealing Directive 2014/94/EU of the European Parliament and of the Council. Brussels, 14.7.2021 COM(2021) 559 final 2021/0223 (COD).

European Commission (2021b), Impact Assessment Accompanying the Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council on the deployment of alternative fuels infrastructure, and repealing Directive 2014/94/EU of the European Parliament and the Council. SWD(2021) 631 final.

European Commission (2021c), Proposal for a COUNCIL DIRECTIVE restructuring the Union framework for the taxation of energy products and electricity (recast). Brussels, 14.7.2021 COM(2021) 563 final 2021/0213.

European Commission (2021d), Proposal for a DIRECTIVE OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL amending Directive 2003/87/EC establishing a system for greenhouse gas emission allowance trading within the Union, Decision (EU) 2015/1814 concerning the establishment and operation of a market stability reserve for the Union greenhouse gas emission trading scheme and Regulation (EU) 2015/757. 2021/0211 (COD).

EU Council and European Parliament (2019), REGULATION OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL setting CO<sub>2</sub> emission performance standards for new heavy-duty vehicles and amending Regulations (EC) No 595/2009 and (EU) 2018/956 of the European Parliament and of the Council and Council Directive 96/53/EC. Brussels, 24 May 2019.

Fossilfritt Sverige (2021), Strategi för fossilfri konkurrenskraft. Vätgas.

Förordning (2020:936) om fastställande av omräknade belopp för vägavgift för år 2021.

van Grinsven, A.H. m.fl. (2021), *Research for TRAN Committee – Alternative fuels infrastructure for heavy-duty vehicles*. European Parliament, Policy Department for Structural and Cohesion Policies, Brussels.

Giuliano, G. et al., (2020), *Heavy-Duty Trucks: The Challenge of Getting to Zero*. Sol Price School of Public Policy, Los Angeles.

Hecht, E. & Pratt, J. (2017), Comparison of conventional vs. modular hydrogen refueling stations, and on-site production vs. delivery. Sandia National Laboratories. SAND2017-2832.

Holmgren, K., et. al., (2021), KNOGA. *Fossilfri framdrift för tunga långväga transporter på väg – Kostnadsfördelning och risker för olika aktörer*. Rapport nr FDOS 12:2021. Samverkansprojekt mellan Energimyndigheten och f3 Svenskt kunskapscentrum för förnybara drivmedel.

Hydrogen Council (2020), Path to hydrogen competitiveness. A cost perspective.

Hydrogen Europe (2020), Clean Hydrogen Monitor 2020.

IEA (2019), The Future of Hydrogen Report prepared by the IEA for the G20, Japan. Seizing today's opportunities. International Energy Agency.

IEA (2020), *G20 Hydrogen report: Assumptions*. Annex to the future of hydrogen report. International Energy Agency.

IEA (2021a), *Global Hydrogen Review 2021*. International Energy Agency.

IEA (2021b), The Role of Critical World Energy Outlook Special Report Minerals in Clean Energy Transitions. International Energy Agency.

IPCC (2018), *Global Warming of 1.5°C*. An IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change, sustainable development, and efforts to eradicate poverty. Intergovernmental Panel on Climate Change.

IRENA (2020), *Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5 °C Climate Goal*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

JEC (2020), Tank-To-Wheels report v5: Heavy duty vehicles Well-to-Wheels analysis of future automotive fuels and powertrains in the European context. JEC Consortium for the Joint Research Centre (JRC), Luxembourg: Publications Office of the European Union.

Karlström, M., Kunskapssammanställning stationär laddning till tunga lastbilar. Lindholmen Science Park. PM (2020-01-20).

Konrad Adenauer Foundation (2021), *Transforming industry towards a low-carbon future – a specific view on green hydrogen*. Nordic-German roundtables. Luleå, November 21–23, 2021. Final report.

Kühnel, S., Hacker, F., Görz, W. (2018), Oberleitungs-Lkw im Kontext weiterer Antriebs- und Energieversorgungsoptionen für den Straßengüterfernverkehr. Ein Technologie- und Wirtschaftlichkeitsvergleich. Öko-Institut e.V., Berlin.

Kågeson, P. Vad skulle likabehandling av alla transportslag innebära för kustsjöfarten, miljön och behovet av infrastrukturinvesteringar? Kungliga Tekniska Högskolan, CTS Working Paper 2011:14.

Mauler, L., Duffner, F., Zeier, W.G., och Jens Leker, J. (2021), *Battery cost forecasting: a review of methods and results with an outlook to 2050*. Energy Environ. Sci., 2021, 14, 4712.

Nel Hydrogen (2020). *Nel Hydrogen Electrolysers: The World's Most Efficient and Reliable Electrolysers*. <https://nelhydrogen.com/wp-content/uploads/2020/03/Electrolysers-Brochure-Rev-C.pdf>

Nilsson, J.-E. och Haraldsson, M. (2016), *Samkost 2 – Redovisning av regeringsuppdrag kring trafikens samhällsekonomiska kostnader*. VTI rapport 914. Linköping: Statens väg- och transportforskningsinstitut. VTI rapport 914.

NREL (2014), Hydrogen Station Compression, Storage, and Dispensing Technical Status and Costs. Independent Review Published for the U.S. Department of Energy Hydrogen and Fuel Cells Program. National Renewable Energy Laboratory, Denver.

Nykvist, B. och Olsson, O. (2021), *The feasibility of heavy battery electric trucks*. Joule (2021), <https://doi.org/10.1016/j.joule.2021.03.007>

Power Circle (2021), Elektrifiering och laddning av tunga transporter. Faktablad.

Sartini, F., Grönkvist, S., Fröberg, M., (2017), *Infrastructure and vehicles for heavy long-haul transports fuelled by electricity and hydrogen – an overview*. (No. 2018:02). f3, The Swedish Knowledge Centre for Renewable Transportation fuels.

Skatteverket (2021), *Fordonsskattetabeller* (2021-03-31).

Sweco (2014), *Vätgasinfrastruktur för Transporter – Fakta och konceptplan för Sverige 2014–2020*. Cecilia Wallmark, Farzad Mohseni, Geert Schaap m.fl., TEN-T, HIT-1 NIP-SE, 2014-12-31, <http://www.vatgas.se>

T&E (2020a), Comparison of hydrogen and battery electric trucks. Transport & Environment, Brussels.

T&E (2020b), Comparison of hydrogen and battery electric trucks, Methodology and underlying assumptions. Transport & Environment, Brussels.

T&E (2021), How to decarbonise long-haul trucking in Germany. An analysis of available vehicle technologies and their associated costs. Transport & Environment, Brussels.

Trafikverket (2021a), *Analysera förutsättningar och planera för utbyggnad av elvägar*. Natanaelsson, K. m.fl. Publikationsnummer: 2021:013.

Trafikverket (2021b), Behov av laddinfrastruktur för snabbbladdning av tunga fordon längs större vägar. Publikationsnummer: 2021:012.

UCS (2021), Electric Vehicle Batteries. Addressing Questions about Critical Materials and Recycling. Union of Concerned Scientists.

Utfasningsutredningen (2021), I en värld som ställer om Sverige utan fossila drivmedel 2040. Betänkande SOU 2021:48.

Vägslitageskattekommittén (2017), *Vägskatt*. Betänkande SOU 2017:11.

Kungl. Ingenjörsvetenskapsakademien är en fristående akademi med uppgift att främja tekniska och ekonomiska vetenskaper samt näringslivets utveckling. I samarbete med näringsliv och högskola initierar och föreslår IVA åtgärder som stärker Sveriges industriella kompetens och konkurrenskraft. För mer information om IVA och IVAs projekt, se IVAs webbplats: [www.iva.se](http://www.iva.se).

Utgivare: Kungl. Ingenjörsvetenskapsakademien (IVA), 2022  
Box 5073, SE-102 42 Stockholm  
Tfn: 08-791 29 00

Inom ramen för IVAs verksamhet publiceras rapporter av olika slag. Alla rapporter sakgranskas av sakkunniga och godkänns därefter för publicering av IVAs vd.

IVA-R 515  
ISSN: 1100-5645  
ISBN: 978-91-89181-26-7

Projektledning: Karin Byman, IVA  
Text: Per Kägeson  
Layout: Pelle Isaksson, IVA

Denna rapport finns att ladda ned via [www.iva.se](http://www.iva.se)







Kungl. Ingenjörsvetenskaps  
Akademien