



Finansierat av

Klimatledande processindustri

Författare

Pontus Bokinge – CIT Renenergy

Simon Harvey, Jan Kjärstad och Henrik Thunman – Chalmers

Projektdeltagare

Tobias Ericsson – Nouryon

Oleg Pajalic – Perstorp

Lars Pettersson – Borealis

Henrik Rådberg – Preem

Datum

2025-07-02

Version

Slutrapport

Värdekedjor för vätgastillförsel till västkusten

Utvärdering av kostnader och klimatavtryck

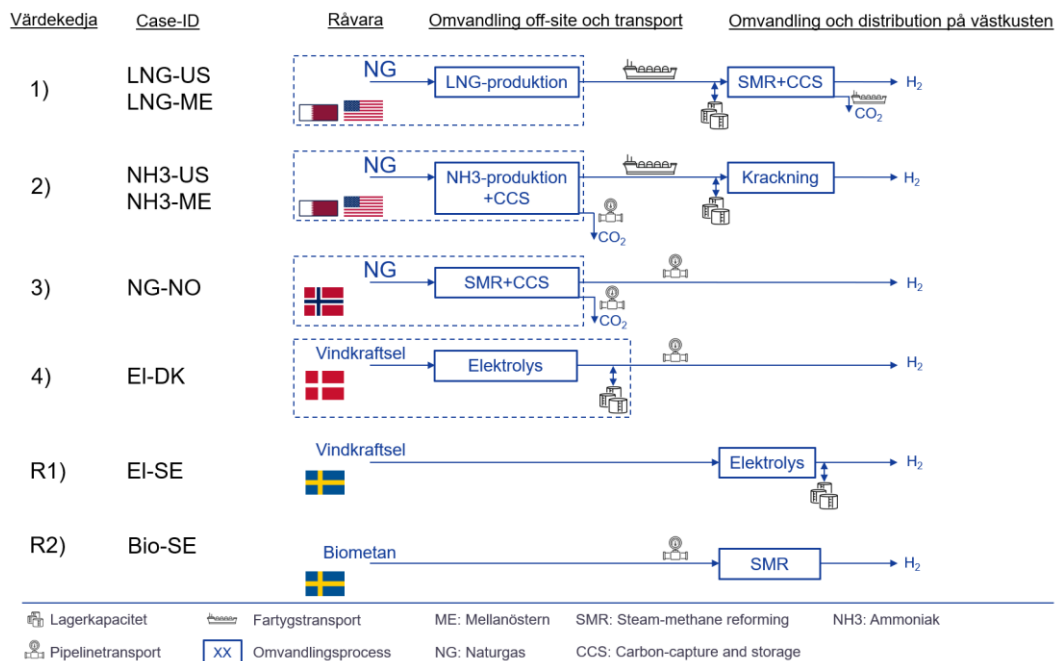
Sammanfattning

Denna rapport beskriver resultaten av ett projekt som finansierades av Klimatledande Processindustri och utvärderade kostnader och klimatavtryck för sex värdekedjor för leverans av vätgas till industrin på den svenska västkusten. Projektet leddes av en utförargrupp från CIT Renergy och Chalmers och följdes av en projektgrupp bestående av representanter från Nouryon, Perstorp, Preem och Borealis.

Vätgas med lågt klimatavtryck kan spela en nyckelroll i omställningen av industrin på västkusten till mer hållbara produktionsprocesser. Sådan vätgas kan produceras lokalt bland annat genom elektrolys med förnybar el eller genom reformering av biometan. Bägge produktionsvägar innebär dock betydande utmaningar, särskilt i närtid. Produktion genom elektrolys begränsas bland annat av brist på nätkapacitet och höga kostnader både för el och elektrolysör. Produktion genom reformering av biometan begränsas framför allt av tillgång på råvara för biogasproduktion, men också av de höga kostnader som skulle krävas för att mobilisera den råvara som finns.

Med tanke på behovet att snabbt minska industrins utsläpp är det intressant att utvärdera alternativa värdekedjor som kan leverera vätgas i närtid och samtidigt erbjuda betydande utsläppsminskningar. Projektet utvärderade kostnader och klimatavtryck för fyra alternativa värdekedjor och jämförde dessa med de två ovannämnda värdekedjorna för lokal produktion på västkusten (referensvärdekedjor). Valet av alternativa värdekedjor gjordes med utgångspunkten att dessa ska vara realiserbara i närtid (dvs i hög grad bygga på etablerade tekniker, infrastruktur och affärsmodeller), ha potential att uppnå minst 70 % utsläppsminskning jämfört med fossila alternativ (i linje med gällande EU-regelverk) och kunna leverera vätgas till lägre kostnader än de två referensvärdekedjorna. Utvärderade värdekedjor valdes inför projektets början utifrån uppfyllnad av det första kriteriet (realiserbarhet) samt bedömd potential att uppfylla övriga kriterier. Projektets fokus var sedan att bedöma i vilken grad övriga kriterier kan uppfyllas.

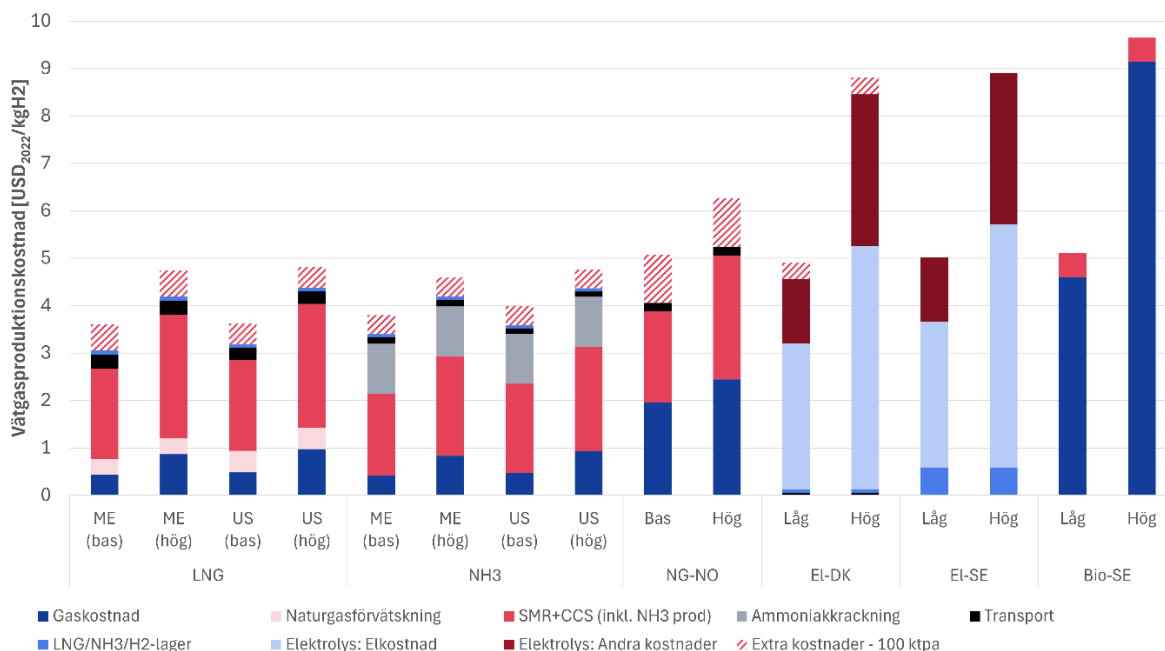
Utvärderade värdekedjor, inklusive de två referensvärdekedjorna, visas i figuren nedan. De tre första värdekedjorna levererar så kallad blå vätgas, dvs vätgas från fossil råvara där koldioxidinfångning- och lagring används för att uppnå låga utsläpp. Den fjärde värdekedjan importerar vätgas producerad genom elektrolys i Danmark. Liksom de två referensvärdekedjorna levererar denna värdekedja grön vätgas, dvs vätgas från förnybara energikällor.



Utvärderade värdekedjor för vätgasimport till västkusten (1-4) samt två referensvärdekedjor för lokal vätgasproduktion (R1-R2). För de två första värdekedjorna utvärderades två alternativ: import från Mellanöstern respektive USA.

Kostnader

Värdekedjornas totala kostnader per kilo vätgas levererad till västkusten bestämdes utifrån litteratordata kompletterad med egna beräkningar och uppskattningar. Två storlekar för det framtida vätgasbehovet på västkusten beaktades: 100 000 ton per år (100 ktpa) och 700 ktpa. Den mindre storleken representerar ersättning av dagens användning av vätgas producerad från naturgas, medan den större storleken representerar en mycket ambitiös implementering av vätgasbaserade processer i industrin på västkusten. För varje värdekedja gjordes två kostnadsuppskattningar: en med mer optimistiska och en med mer pessimistiska antaganden. Uppskattade kostnader sammanställs i figuren nedan.



Jämförelse av beräknade produktionskostnader för de sex utvärderade värdekedjorna. Kostnadsfördelning enligt figuren gäller för leverans av 700 kt/a vätgas. Extra kostnader vid leverans av 100 kt/a anges med streckad röd fyllning.

700 kt/a grön vätgas bedöms kunna levereras till kostnader kring 4,5-5 USD/kg med optimistiska antaganden (låga energipriser, låg elektrolysörs-CAPEX) och till kostnader kring 8,5-9,5 USD/kg med pessimistiska antaganden (höga energipriser, hög elektrolysörs-CAPEX). Kostnadsskillnaderna mellan lokal produktion och import är små, men värdekedjan **EL-DK** med import från Danmark bedöms ge något lägre kostnader.

Samma volymer blå vätgas bedöms kunna levereras till kostnader i intervallet ca 3-5 USD/kg, dvs till kostnader som är konkurrenskraftiga även med optimistiska antaganden för de gröna värdekedjorna.

Vid leverans av mindre volymer (100 kt/a) minskar kostnadsskillnaderna mellan gröna och blåa värdekedjor något. Blåa värdekedjor med import från USA eller mellanöstern (**LNG-US/ME**, **NH3-US/ME**) bedöms dock fortfarande ge lägre kostnader än utvärderade gröna värdekedjor, även med optimistiska antaganden för dessa. För import av blå vätgas från Norge (**NG-NO**) ökar kostnaderna med över 1 USD/kg vätgas till följd av betydligt dyrare transport: värdekedjan kräver delvis dedikerad pipeline-infrastruktur vilket kraftigt driver upp kostnaderna när så små volymer importeras, och det är tydligt att större volymer behövs för att värdekedjan ska vara konkurrenskraftig med övriga blåa alternativ. Värdekedjans uppskattade kostnader ligger något högre än de optimistiska kostnadsuppskattningarna för grön vätgas, men betydligt lägre än motsvarande pessimistiska kostnadsuppskattningar.

Sammanfattningsvis bedöms grön vätgas kunna importeras från Danmark till kostnader som är jämförbara med kostnaderna för lokal produktion på västkusten, medan blå vätgas bedöms kunna importeras till lägre kostnader.

Vissa av projektets deltagande företag menar att kostnaderna för vätgas måste ner under 2-2,5 USD/kg för att vätgas ska vara intressant som omställningsalternativ jämte andra lösningar som exempelvis CCS/U eller direkt elektrifiering. Detta är tydligt under de kostnader som uppskattats i föreliggande projekt. Vid import är stora delar av kostnaderna kopplade till investeringar som görs utanför Sverige vilket innebär att investeringsstöd till svenska företag bara delvis kan minska kostnaderna. För att kraftigt driva ner kostnaderna kan andra typer av stöd, exempelvis i form av ett fast bidrag per kilo producerad eller använd vätgas, bli nödvändiga.

Klimatavtryck

De utvärderade värdekedjornas utsläppsminskning jämfört med fossil motsvarighet beräknades utifrån gällande och föreslagna EU-regelverk och -metoder¹.

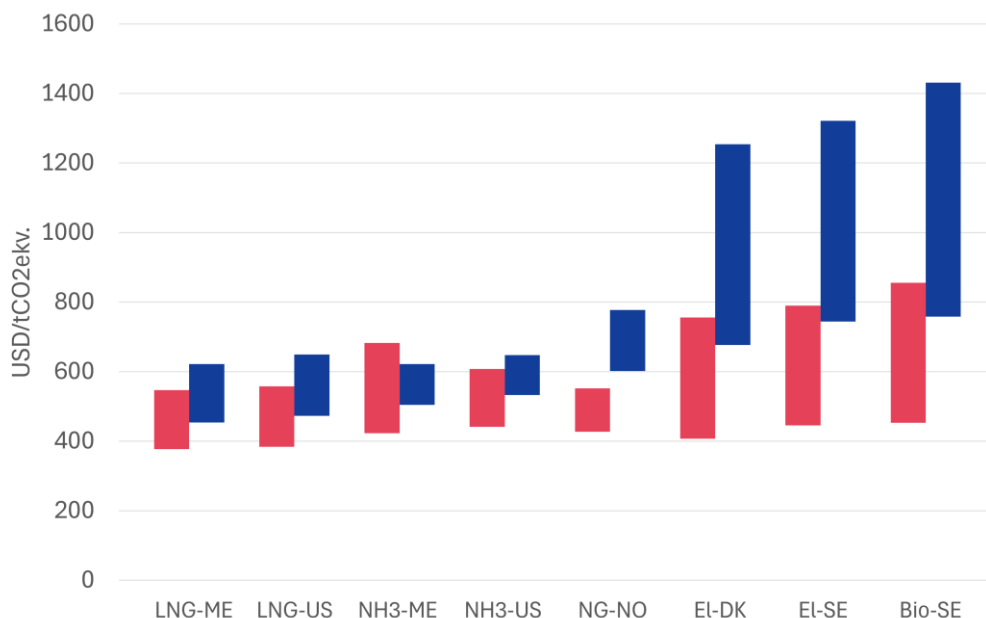
Värdekedjorna för blå vätgas bedöms alla kunna nå 70 % utsläppsminskning jämfört med fossila alternativ, till de kostnadsnivåer som uppskattats inom projektet. Värdekedjorna ger dock tydligt högre utsläpp än de gröna värdekedjorna som ger utsläpp nära 0 gCO₂ekv/MJ. I fallen med elektrolys är de låga utsläppen en konsekvens av användning av helt förnybar el i elektrolysen (nollutsläpp), låga distributionsutsläpp (nordisk el till pipeline-kompressorer) och låga utsläpp kopplade till vattenförsörjning. I fallet med reformering av biometan uppnås så låga utsläpp till följd av undvikna metanutsläpp när gödsel används som råvara. I praktiken måste tillräcklig utsläppsminskning för såväl blå som grön vätgas säkerställas från fall till fall genom att ställa krav på använda leverantörer och certifiering längs hela värdekedjan.

Trots de gröna värdekedjornas låga koldioxidutsläpp innebär de blåa värdekedjornas lägre kostnader att de sistnämnda når lägre kostnader per ton utsläppsminskning (USD/tCO₂ekv.), se figuren nedan. Om jämförelsen görs per ton utsläppsminskning längs hela värdekedjan (produktion, distribution och användning) är skillnaden mellan värdekedjorna relativt liten och uppskattade kostnadsintervall överlappar till stor del.

Om jämförelsen i stället görs per ton utsläppsminskning i användarledet (t.ex. undvikna förbränningsutsläpp on-site hos en industri som använder vätgas för att ersätta naturgas) blir kostnaderna per ton utsläppsminskning betydligt lägre för värdekedjorna med blå

¹ För gröna värdekedjor: Förnybartdirektivet och delegerad förordning 2023/1185. För blå vätgas: Utkast till metodik för beräkning av utsläpp från "low-carbon"-bränslen.

vätgas, detta eftersom all vätgas – oavsett hur den har producerats – ger nollutsläpp i användarledet.



Kostnad per ton utsläppsminskning längs hela värdekedjan (rött) och per ton undvikna förbränningsutsläpp hos en slutanvändare (blått). Utsläppsminskningen längs hela värdekedjan har beräknats utifrån antagandet att varje MJ vätgas ersätter en MJ fossil motsvarighet med utsläpp 94 gCO₂ekv./MJ. Undvikna förbränningsutsläpp har beräknats utifrån antagandet att varje MJ vätgas (med nollutsläpp vid förbränning) ersätter 1 MJ naturgas med förbränningsutsläpp 56 gCO₂ekv./MJ. För varje värdekedja har den lägsta kostnaden i spannet beräknats utifrån lägsta uppskattade produktionskostnad och högsta uppskattade utsläppsminskning, och vice versa för den högsta kostnaden i spannet. Kostnaderna har beräknats för 700 ktpa vätgas.

Diskussion och slutsatser

Om någon av de blåa värdekedjorna ska användas som övergångslösning till dess att gröna värdekedjor finns på plats är det viktigt att risken för teknikinlåsning minimeras. Ur detta perspektiv bör lokala investeringar som riskerar att bli obsoleta undvikas.

LNG-värdekedjan kräver lokal investering i reformeringskapacitet med koldioxidinfångning. Dessa investeringar blir obsoleta vid övergång till elektrolysbaserade värdekedjor men kan användas för reformering av förnybar metan om pris och tillgänglighet förbättras, vilket även skapar möjlighet för bio-CCS eller bio-CCU.

Ammoniak-värdekedjan kräver lokal investering i ammoniakkrackning, som vid övergång till gröna värdekedjor lika gärna kan användas för krackning av grön ammoniak.

Värdekedjan för import från Norge kräver investering i pipelineinfrastruktur från produktionen i Norge till västkusten. Utbyggnad av pipelineinfrastruktur innebär långa ledtider och stora investeringar, varför en leverantör sannolikt kräver långsiktiga kontrakt

(15+ år) med take-or-pay klausuler. Detta skulle försvåra övergången från blå till grön vätgasförsörjning.

Utvärderade värdekedjor för import av blå eller grön vätgas bedöms möjliggöra utsläppsminskningar som är kostnadseffektiva jämfört med lokala värdekedjor för grön vätgas och erbjuder därför alternativa vägar att minska utsläppen från industrin på den svenska västkusten. Värdekedjorna begränsas inte av brist på lokal nätkapacitet, elproduktion eller biogasproduktion och alternativen för import av blå vätgas bygger dessutom i större utsträckning på redan etablerade tekniker och infrastruktur, och bör därför enklare kunna etableras i närtid. Gröna värdekedjor har dock betydligt starkare stöd i relevanta EU-regelverk (inklusive taxonomin som kan försvåra finansiering av vissa av de investeringar som krävs för blåa värdekedjor). Utestängning av blåa värdekedjor innebär en risk att utsläppsminskningar i industrin fördröjs eller uteblir.

Innehåll

Sammanfattning	2
Kostnader	3
Klimatavtryck	5
Diskussion och slutsatser	6
Innehåll	8
Förkortningar	9
1 Bakgrund	10
2 Utvärderade värdekedjor för vätgastillförsel	12
2.1 Skala	13
2.2 Värdekedja 1: LNG-import med SMR på Västkusten	14
2.3 Värdekedja 2: Ammoniak-import med krackning på västkusten	14
2.4 Värdekedja 3: SMR på norska västkusten och pipeline till svenska västkusten	15
2.5 Värdekedja 4: Vindkraftsproduktion kombinerad med elektrolysör på danska västkusten och pipeline till svenska västkusten	16
2.6 Referensvärdekedja 1: Vindkraftsproduktion kombinerad med elektrolysör på svenska västkusten	17
2.7 Referensvärdekedja 2: SMR med biogas på svenska västkusten	18
3 Kostnadsuppskattningar	19
3.1 Metod	19
3.2 Skala	20
3.3 Resultat	22
3.3.1 Värdekedja 1: LNG-import med SMR på västkusten	22
3.3.2 Värdekedja 2: Ammoniak-import med krackning på västkusten	25
3.3.3 Värdekedja 3: SMR på norska västkusten och pipeline till svenska västkusten	28
3.3.4 Värdekedja 4: Vindkraftsproduktion kombinerad med elektrolysör på danska västkusten och pipeline till svenska västkusten	30
3.3.5 Referensvärdekedja 1: Vindkraftsproduktion kombinerad med elektrolysör på svenska västkusten	32
3.3.6 Referensvärdekedja 2: SMR med biogas på svenska västkusten	33
3.3.7 Kostnadsjämförelse	34
4 Klimatberäkningar	38
4.1 Värdekedjor för blå vätgas ("Low-carbon")	40
4.1.1 Värdekedja 1: LNG-import med SMR på västkusten	43
4.1.2 Värdekedja 2: Ammoniak-import med krackning på västkusten	45
4.1.3 Värdekedja 3: SMR på norska västkusten och pipeline till svenska västkusten	48
4.2 Värdekedjor för grön vätgas genom elektrolys	50
4.3 Värdekedja för grön vätgas genom biogasreforming	52

4.4 Sammanfattning	54
5 Slutsatser och diskussion	56
6 Referenser	59
Om CIT Renergy	62

Förkortningar

CCS – Carbon Capture and Storage (koldioxidavskiljning och lagring)

CCU – Carbon Capture and Utilisation (koldioxidavskiljning och användning)

SMR – Steam Methane Reforming (ångreforming)

ATR – Auto-Thermal Reforming

EU-ETS – EU:s system för handel med utsläppsrätter

RFNBO – Renewable Fuel of Non-Biological Origin (förnybara bränslen av icke-biologiskt ursprung)

NG – Naturgas

LNG – Flytande naturgas

ktpa – kiloton per år

Mtpa – Megaton per år

PEM – Proton Exchange Membrane (en elektrolysörsteknik)

EOR – Enhanced Oil Recovery

IEA – International Energy Agency

LHV – Lower Heating Value (effektivt värmevärde)

CO₂ekv. – Koldioxidekvivalenter

GHG – Greenhouse Gas (växthusgas(er))

1 Bakgrund

För kemiindustrin och raffinaderierna på Sveriges västkust kan användning av vätgas med lågt klimatavtryck spela en viktig roll i omställningen till mer hållbar produktion. Sådan vätgas kan användas för att ersätta dagens fossila vätgasanvändning, ersätta fossila bränslen i förbränningsprocesser, och som råvara vid produktion av nya bränslen och kemikalier från infångad koldioxid (CCU).

I föreliggande rapport används följande vätgasdefinitioner:

- **Vätgas med lågt klimatavtryck:** Vätgas som, oavsett produktionsväg, ger 70 % växthusgasutsläppsminskning längs hela värdekedjan jämfört med ett fossilt referensbränsle enligt relevant EU-metodik².
- **Grön vätgas:** Vätgas med lågt klimatavtryck som produceras från förnybara energikällor (i föreliggande projekt: hållbar biomassa eller förnybar el)
- **Blå vätgas:** Vätgas med lågt klimatavtryck som produceras från fossila energikällor med koldioxidinfångning och lagring (CCS).

Tidigare studier³ har visat att omställningsplanerna hos industrin på västkusten kan kräva flera 100 000 ton vätgas per år, som måste produceras och levereras med lågt klimatavtryck. En vanlig utgångspunkt är att vätgasen ska produceras lokalt genom elektrolys (se exempelvis [1], [2], [3]) men det finns flera betydande utmaningar med att etablera lokal elektrolyskapacitet i den skala som krävs, särskilt på kort sikt:

- Produktion av 100 ktpa vätgas genom (lågtemperatur-)elektrolys kräver med ideala antaganden⁴ ca 585 MW elektrisk effekt och ca 5,1 TWh el. Detta är mycket utmanande i en region där effektsituationen redan är ansträngd. Det stora effektbehovet i kombination med de långa ledtiderna för elnätutbyggnad omöjliggör i princip lokal vätgasproduktion i nödvändig skala åtminstone till mitten av 2030-talet, men troligen betydligt längre⁵.
- Vätgasproduktion genom elektrolys riskerar att bli för dyrt för att kunna konkurrera med andra alternativ med lågt klimatavtryck. De senaste åren har CAPEX-uppskattningar för elektrolysörer ökat kraftigt⁶, något som förklaras dels

² Det finns tre olika regelverk för beräkning av växthusgasutsläppsminskning för vätgasvärdekedjor. Vilket regelverk som är tillämpligt beror på vilken sorts energi som används i produktionsprocessen (bioenergi, förnybar el förutom biobaserad el, fossil energi). Se även kapitel 4.

³ Se framför allt projektet "Vätgas på västkusten" [1].

⁴ 65 % systemverkningsgrad för elektrolys, 8760 fullasttimmar per år.

⁵ Se även avsnitt 2.6.

⁶ Se bland annat IEA:s årliga "Global Hydrogen Review" och de senaste uppdateringarna av Energistyrelsens datakataloger (<https://ens.dk/en/analyses-and-statistics/technology-data-renewable-fuels>)

av ett generellt högre kostnadsläge, dels av att fler elektrolyisprojekt färdigställts eller nått senare projektfaser, vilket har lett till att tidigare okända eller underskattade kostnader uppenbarats. Vidare är det osäkert om framtida elpriser kommer vara tillräckligt låga för att lokal produktion genom elektrolyis ska vara konkurrenskraftig, särskilt med tanke på den kraftiga utbyggnad av produktions- och överföringskapacitet som krävs.

- Vätgasproduktion kräver storskaliga investeringar i tidigare relativt oprövade tekniker och system. Detta gäller både elektrolyskapacitet och vätgaslager.

Lokal vätgasproduktion kan också åstadkommas genom reformering av biogas. Denna värdekedja kringgår flera av ovan nämnda utmaningar: bara etablerade tekniker används och elbehovet är i jämförelse mycket litet. I stället krävs en kraftig utökning av svensk biogasproduktion (alternativt ökad import från till exempel Danmark), vilket sannolikt kommer öka kostnaderna för biogas i takt med att allt dyrare råvaror måste användas.

Med tanke på de utmaningar som finns kopplade till lokal produktion av grön vätgas genom elektrolyis eller från biogas är det intressant att utvärdera alternativa värdekedjor för vätgastillförsel till industrin på västkusten genom import. För att vara relevanta bör sådana värdekedjor uppfylla följande kriterier:

1. **Realiserbarhet i närtid:** Värdekedjorna ska kunna tillföra vätgas i storleksordningen flera hundra kiloton per år tidigt under 2030-talet. Den kanske viktigaste utmaningen med lokal produktion är svårigheten att skala upp produktionen i tid, varför realiserbarhet i närtid är ett av de viktigaste argumenten för import. I praktiken krävs att den infrastruktur som en värdekedja förlitar sig på sannolikt finns på plats till tidigt 2030-tal.
2. **Konkurrenskraftiga produktionskostnader:** Värdekedjorna ska ge produktionskostnader som med hög sannolikhet är lägre än kostnaden för lokal produktion, detta då höga produktionskostnader är en stor utmaning i alla vätgasrelaterade projekt och satsningar.
3. **Lågt klimatavtryck:** Vätgassatsningar motiveras av en vilja att sänka lokala och globala växthusgasutsläpp, varför värdekedjor som inte kan leverera vätgas med lågt klimatavtryck inte är relevanta. I sammanhanget är det framför allt EU:s regelverk som är relevanta, där en växthusgasutsläppsminskning på 70 % längs hela värdekedjan, jämfört med ett fossilt referensbränsle, krävs för att uppfylla kriterierna för ”low-carbon hydrogen” (blå vätgas) och RFNBO (grön vätgas från elektrolyis). För biobaserad grön vätgas krävs 65 % utsläppsminskning.

Föreliggande projekt har utvärderat fyra värdekedjor för vätgasimport till västkusten och jämfört dessa med ovannämnda alternativ för lokal produktion genom elektrolyis eller reformering av biogas. Samtliga valda värdekedjor har förutsättningar att uppfylla de tre kriterierna ovan. Notera dock att alla utvärderade värdekedjor kommer med egna

utmaningar, och att vissa av dessa utmaningar delas med värdekedjorna för lokal produktion. Samtliga utvärderade värdekedjor kringgår dock problematiken med lokal nätkapacitetsbrist. Utvärderade värdekedjor valdes innan projektets början utifrån det första kriteriet samt bedömd potential att uppfylla övriga två kriterier. Projektets övergripande mål var att utvärdera i vilken grad kriterierna 2-3 uppfylls.

Valda värdekedjor för vätgastillförsel beskrivs i kapitel 2.

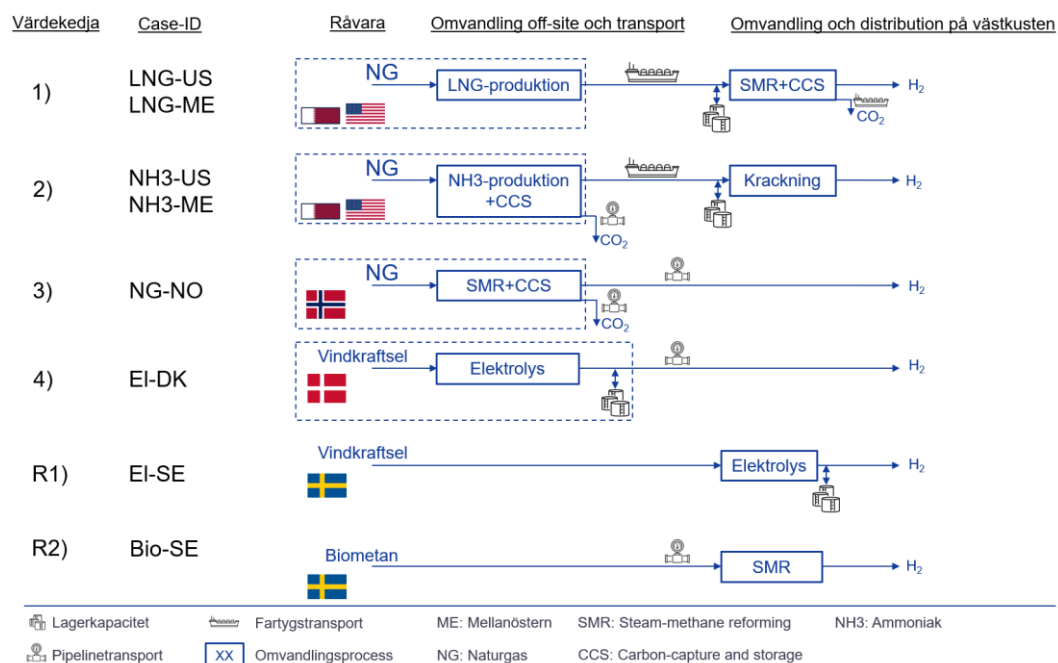
Utvärdering av produktionskostnader beskrivs i kapitel 3.

Utvärdering av klimatavtryck beskrivs i kapitel 4.

Projektets slutsatser presenteras i kapitel 5.

2 Utvärderade värdekedjor för vätgastillförsel

De fyra utvärderade värdekedjorna för vätgasimport till västkusten, samt de två referensvärdekedjorna för lokal produktion, visas i figur 1 nedan och beskrivs mer utförligt i avsnitt 2.2-2.7. För värdekedjorna 1-2 studerades två olika fall: import från USA eller från Mellanöstern. Projektet utvärderade alltså totalt åtta fall för vätgastillförsel.



Figur 1. Utvärderade värdekedjor för vätgasimport till västkusten (1-4) samt två referensvärdekedjor för lokal vätgasproduktion (R1-R2).

2.1 Skala

Vätgasbehovets skala påverkar vilka värdekedjor som är mest konkurrenskraftiga. Hur stort det framtida vätgasbehovet på västkusten kan bli är dock mycket osäkert.

Befintligt vätgasbehov uppskattades av projektet "Vätgas på västkusten" [1] till cirka 200 ktpa. Detta tillgodoses genom fossila värdekedjor utan CCS och cirka hälften av vätgasen produceras genom reformering av naturgas medan den andra hälften erhålls från (fossila) industriella biprodukter. Att ersätta de ca 100 ktpa vätgas som produceras genom reformering av naturgas är sannolikt det enklaste sättet att introducera vätgas med lågt klimatavtryck i industrin på västkusten, om sådan vätgas finns tillgänglig. Den vätgas som produceras av biprodukter är svårare att ersätta genom import av vätgas eftersom biprodukterna ändå uppstår i processen, varför processens råvara i så fall måste ändras.

Genom intervjuer med 13 industriföretag fastställde "Vätgas på västkusten" ett framtida maxbehov på ca 420 ktpa vätgas med lågt klimatavtryck. Denna siffra gäller för år 2045 och inkluderar såväl ersättning av befintlig vätgasanvändning som tillkommande behov för nya processer. För år 2035 är behovet knappt hälften så stort.

I föreliggande projekt har deltagande företag (Preem, Perstorp, Nouryon och Borealis) bidragit med uppdaterade vätgasbehov för ett hög- och ett lågscenari för sina respektive företag. Lågscenariot innebär ett mycket litet tillkommande vätgasbehov (utöver företagets nuvarande användning) under 2030-talet medan högscenariot ger ett tillkommande vätgasbehov på ca 240 ktpa. Om dessutom befintlig fossil vätgasanvändning ska ersättas krävs totalt ca 440 ktpa vätgas med lågt klimatavtryck, en siffra som alltså inkluderar att ersätta befintlig vätgasanvändning i regionen (200 ktpa) och att täcka omställningsplanerna hos de företag som deltagit i föreliggande projekt (240 ktpa).

Betydligt större vätgasbehov än så är dock tänkbara. I [3] utvärderades ett omställningsscenario för Preems raffinaderisystem med produktion av 1 miljon m³ drivmedel genom CCU⁷ och 2,15 miljoner m³ biodrivmedel. Detta skulle innebära ett vätgasbehov på över 400 ktpa (för CCU och biodrivmedelproduktion hos Preem). Om denna siffra *ersätter* den uppskattning av Preems vätgasbehov som gjorts i föreliggande projekt ökar det totala vätgasbehovet till storleksordningen 600-700 ktpa. Vidare kan det finnas stora framtida vätgasbehov hos industriföretag som inte deltagit i föreliggande projekt, exempelvis kopplade till omställningsplaner för St1:s raffinaderi.

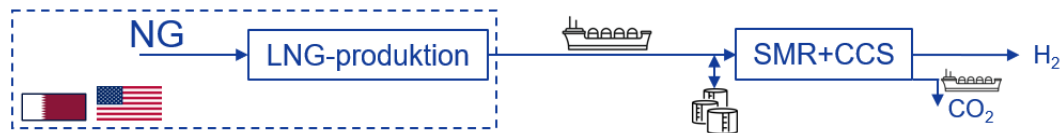
För att illustrera hur skalan på vätgasbehovet påverkar produktionskostnaderna diskuteras två fall: 100 ktpa respektive 700 ktpa vätgas. Det första fallet representerar ersättning av

⁷ Carbon capture and utilization. Här: Produktion av drivmedel från infångad koldioxid och vätgas.

befintlig naturgasbaserad vätgasproduktion medan det andra fallet representerar en mycket ambitiös implementering av nya vätgasbaserade processer i regionen.

2.2 Värdekedja 1: LNG-import med SMR på Västkusten

För värdekedja 1 (figur 2) utvärderades två fall: **LNG-US** som använder amerikansk naturgas och **LNG-ME** som använder naturgas från Mellanöstern. I båda fallen omvandlas naturgasen lokalt till LNG för vidare transport till västkusten, där den återförgasas och används som råvara och bränsle för vätgasproduktion genom ångreforming (SMR). Koldioxid från ångreformingeringen fångas in, förvätskas och skeppas till mellanlager på Norges västkust varifrån den transporteras med pipeline till slutförvar utanför Norges kust.



Figur 2. Värdekedja 1: Import av LNG från USA eller Mellanöstern (Qatar) följt av ångreforming med koldioxidinfångning på västkusten. Infångad koldioxid transporteras med fartyg och pipeline till slutförvar utanför Norges kust.

Värdekedjan bygger i mycket hög grad på redan etablerade tekniker och infrastruktur, och bedöms vara realiserbar i närtid. Både USA och Mellanöstern är stora exportörer av LNG till Europa och har de senaste åren levererat ca 4-8 miljarder kubikmeter naturgas per månad [4]. Vidare är ångreforming av naturgas (och andra kolväten) den teknik som idag används för storskalig vätgasproduktion av raffinaderierna på västkusten. Koldioxidinfångning från ångreforming används förvisso inte av någon svensk anläggning idag, men globalt finns flera sådana anläggningar under utveckling (post-FID)⁸. Nödvändig infrastruktur för koldioxidtransport och -lagring byggs för närvarande upp genom Northern Lights fas 1 och 2 i Norge⁹.

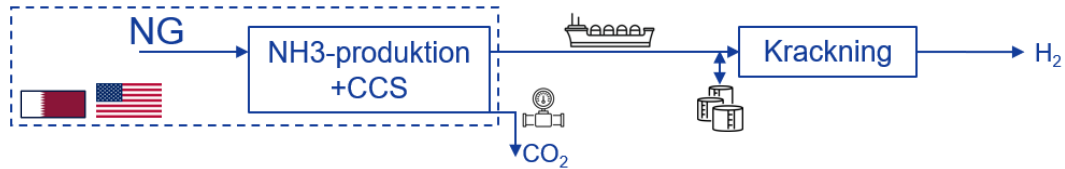
2.3 Värdekedja 2: Ammoniak-import med krackning på västkusten

För värdekedja 2 (figur 3) utvärderades två fall: **NH3-US** som importerar ammoniak från USA och **NH3-ME** som importerar ammoniak från Mellanöstern. I båda fallen produceras ammoniak från naturgas genom reformering följt av ammoniaksyntes, i

⁸ IEA:s databas över vätgasprojekt innehåller 26 projekt vätgasproduktion från naturgas med CCU/-S som passerat FID. Total kapacitet är ca 1,9 Mtpa vätgas. Se IEA – "Hydrogen Production and Infrastructure Projects Database".

⁹ Fas 1 (kapacitet 1,5 Mtpa) är färdigställd och fas 2 (kapacitetsökning till 5 Mtpa) är beslutad (FID) med startdatum 2028 (<https://norlights.com/news/northern-lights-is-expanding-capacity-through-commercial-agreement/>)

produktionsanläggningar nära kusten. I den tänkta värdekedjan fångas koldioxid in från produktionsprocessen och skickas med pipeline till slutförvar. Producerad ammoniak förvätskas och skeppas¹⁰ till västkusten där den krackas till vätgas.



Figur 3. Värdekedja 2: Produktion av ammoniak från naturgas i USA eller Mellanöstern, följd av transport till västkusten där ammoniaken krackas till vätgas. Koldioxid fångas in från ammoniakproduktionen och transporteras med pipeline till slutförvar.

Värdekedjan bygger i mycket hög grad på redan etablerade tekniker och infrastruktur, och bedöms vara realiserbar i närtid. Ammoniakproduktion (utan koldioxidinfångning) från naturgas är en sedan länge kommersialiserad teknik och ammoniak är en globalt handlad råvara som skeppas över hela världen. Vidare byggs flera storskaliga ammoniakproduktionsanläggningar med koldioxidinfångning i de relevanta regionerna (USA och Mellanöstern)¹¹, där dessutom större delen av världens befintliga CCS-kapacitet finns¹². Den ammoniak som produceras, transporteras och används idag går främst till konstgödselproduktion. Värdekedjans sista steg, krackning av ammoniak till vätgas, är mindre väletablerat. Krackningsteknik erbjuds dock av bland andra Haldor Topsøe, som har referenser för kapacitet upp till 2400 t/d¹³ ammoniak (ca 330 t/d vätgas¹⁴) [5].

2.4 Värdekedja 3: SMR på norska västkusten och pipeline till svenska västkusten

Värdekedja 3 (figur 4), **NG-NO**, använder norsk naturgas för produktion av vätgas genom ångreforming på norska kusten. Koldioxid fångas in från processen transporteras med pipeline till lagringsplatser utanför norska kusten. Producerad vätgas skickas till användare på svenska västkusten med pipeline. Naturgasen skulle förstås också kunna reformeras lokalt på västkusten. Ett sådant fall är dock mycket likt

¹⁰ Transporten görs vid atmosfärstryck och temperatur < -33 °C

¹¹ IEA:s databas över vätgasprojekt innehåller åtta projekt för blå ammoniakproduktion i USA och Mellanöstern som passerat FID. Total kapacitet är ca 1,1 Mtpa vätgas. Se IEA – "Hydrogen Production and Infrastructure Projects Database".

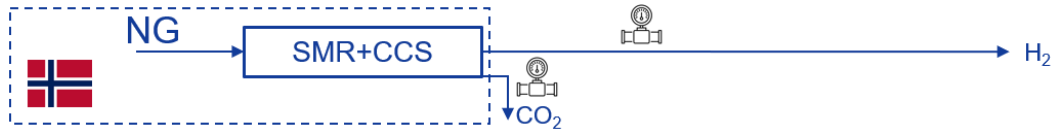
¹² 19 CCS-anläggningar i drift i USA och 3 i Mellanöstern enligt "Global Status of CCS 2024": <https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2024/11/Global-Status-Report-6-November.pdf>

¹³ Två produktionslinjer i drift med denna kapacitet i Argentina:

<https://www.topsoe.com/our-resources/knowledge/our-products/process-licensing/h2retake-process>

¹⁴ Ca 0,14 kg vätgas per kg ammoniak. Motsvarar drygt 100 ktpa vätgas med 320 driftdygn per år.

värdekedja 1 och vi tycker att det är intressant att inkludera ett fall med reformering av naturgas i Norge och vätgasexport på pipeline, eftersom sådana lösningar lyfts i den norska vätgasstrategin (se nedan).



Figur 4. Värdekedja 3: Produktion av vätgas genom ångreformering på norska kusten, följd av pipelinetransport av vätgas till västkusten. Koldioxid fångas in från ångreformeringen, skeppas till mellanlager och transporteras sedan med pipeline till slutförvar.

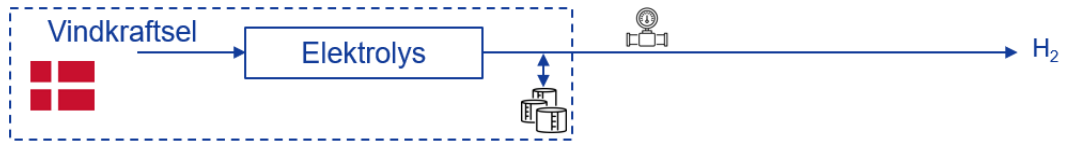
Värdekedjan bygger i hög grad på redan etablerade tekniker och infrastruktur, och bedöms vara realiserbar i närtid. För ångreformering med koldioxidinfångning och -lagring gäller samma argumentation som för LNG-värdekedjan (avsnitt 2.1) – specifikt för koldioxidlagring finns goda förutsättningar att utnyttja den lagringskapacitet som byggs upp inom Northern Lights fas 1 och 2¹⁵. Det finns ingen utbyggd europeisk pipeline-infrastruktur för vätgastransport och det är inte uppenbart att en sådan kommer finnas på plats i närtid. Det finns dock ett intresse från Norge att utnyttja existerande naturgasresurser (och de goda förutsättningarna för koldioxidlagring) för blå vätgasproduktion och export till övriga Europa¹⁶. Givet en tillräckligt stor – och ”robust” – efterfrågan på svenska västkusten bör det därför finnas goda förutsättningar för att etablera en vätgaspipeline mellan regionerna.

2.5 Värdekedja 4: Vindkraftsproduktion kombinerad med elektrolysör på danska västkusten och pipeline till svenska västkusten

Värdekedja 4 (figur 5), **EL-DK**, använder el från havsbaserad vindkraft för att producera vätgas genom elektrolys (alkalisk eller PEM). Producerad vätgas transporteras till västkusten med pipeline. För att hantera vindkraftens variationer mellanlagras vätgasen i saltkaverner i Danmark.

¹⁵ Fas 1 (kapacitet 1,5 Mtpa) är färdigställd och fas 2 (kapacitetsökning till 5 Mtpa) är beslutad (FID) med startdatum 2028 (<https://norlights.com/news/northern-lights-is-expanding-capacity-through-commercial-agreement/>)

¹⁶ Vätgasproduktion från naturgas med CCS har en framträdande plats i den norska vätgasstrategin och man skriver bland annat att ”[t]he Norwegian authorities will work to ensure that natural gas reforming combined with CCS can compete on equal terms with hydrogen from water electrolysis in the European energy market.” Strategin konstaterar dock också att starkt efterfrågan och betalningsvilja för blå vätgas är avgörande för att norsk vätgasexport ska vara realistisk.



Figur 5. Värdekedja 4: Produktion av vätgas genom elektrolys med havsbaserad vindkraftsel i Danmark, följd av transport med pipeline till västkusten. Vätgasen mellanlagras i saltkaverner i Danmark.

De tekniker och den infrastruktur som värdekedjan bygger på är ännu inte väletablerade i kommersiell skala. Det gäller i synnerhet storskalig elektrolys och vätgaslagring, men inte heller den danska havsbaserade vindkraften är idag tillräckligt utbyggd för att möta hela västkustens potentiella vätgasbehov¹⁷. Denna värdekedja delar därför många av de utmaningar som gäller för lokal vätgasproduktion på västkusten och det är inte säkert att den kan etableras snabbare än lokal produktion. Vidare är det osäkert om tillräcklig lagerkapacitet kommer finnas tillgänglig i närtid. Sådana projekt utvecklas dock av bland andra Corre Energy som siktar på att ha 77 GWh i lagerkapacitet på plats till 2030¹⁸.

Trots utmaningarna är värdekedjan intressant som ett potentiellt alternativ till lokal produktion på västkusten, eftersom den är väl i linje med flera storskaliga danska projekt och ambitioner att utnyttja vindkraftspotentialen för vätgasproduktion och export till övriga Europa (främst Tyskland) med pipeline¹⁹. Värdekedjan har möjliga synergier med import av vätgas från Norge, då en pipeline-infrastruktur från Norge till Sverige via Danmark är tänkbar. Danmark har också utmärkta geologiska förutsättningar för vätgaslagring.

2.6 Referensvärdekedja 1: Vindkraftsproduktion kombinerad med elektrolysör på svenska västkusten

I den första referensvärdekedjan (figur 6) produceras vätgas lokalt på västkusten genom elektrolys med el från vindkraft. Som beskrivs i kapitel 0 är regionens nätkapacitet och produktionskapacitet av förnybar el sannolikt för låg för att realisera värdekedjan i närtid.

I [2] bedöms att planerade nätförstärkningar kan tillföra 1 200 MW elektrisk effekt till Västra Götaland år 2035, vilket motsvarar drygt 200 ktpa vätgas per år vid 100 % kapacitetsutnyttjande eller drygt 150 ktpa vid 75 % kapacitetsutnyttjande (med 65 % elektrolysverkningsgrad). Det ska dock noteras att långt från all tillförd effekt kommer göras tillgänglig för industrins vätgasbehov – bland annat fordonselektrifiering kommer

¹⁷ Samlad installerad effekt år 2024 var 2,7 GW_{el} vilket med en kapacitetsfaktor på 50% och en elektrolysverkningsgrad på 65% ger ca 230 ktpa vätgas
<https://www.energinyheter.se/2024/12/06/32372/stora-problem-vindkraftens-finansiering-i-danmark>

¹⁸ <https://greenhydrogenhub.dk/about-ghh/>

¹⁹ Se t.ex. danska vätgasbranschens projektdatabas: <https://brintital.dk/>

kräva stor effekt och kan komma att prioriteras över processindustrin. Samtidigt konstateras i samma rapport att behovet av ny effekt till 2035 kommer vara minst det dubbla, detta enligt prognoser som man konstaterar ligger i underkant om hela regionen ska kunna ställas om till fossilfritt. Elektrolys ger goda möjligheter till flexibel drift genom överkapacitet och lager, vilket kan minska behovet av nätkapacitet genom att drift under höglasttimmarna undviks. De vätgasbehov som utvärderas i föreliggande projekt är dock så stora i förhållande till regionens nuvarande nätkapacitet att nätutbyggnad ändå blir svår att undvika: Med kontinuerlig drift och 65 % elektrolysverkningsgrad kräver 700 ktpa vätgasproduktion 4,1 GW el, och vid flexibel drift ökar effektbehovet ytterligare under de timmar elektrolysen faktiskt körs. Detta kan jämföras med regionnätägaren Vattenfalls effektabonnemang mot Svenska Kraftnät på 3,2 GW som ska ökas etappvis till 4,4 GW år 2035 [2].



Figur 6. Referensvärdekedja 1: Produktion av vätgas genom elektrolys lokalt på västkusten.

Utöver utbyggd nätkapacitet behövs sannolikt en kraftig utbyggnad av lokal elproduktion i Västra Götaland. Regionens elbehov bedöms öka från 18 TWh år 2022 (av vilka bara 5 TWh produceras i regionen) till 32 TWh 2030 och 57 TWh 2045 [2]. Eftersom elbehovet ökar i hela landet är det osäkert om regionen kan förlita sig på import från andra delar av landet i lika hög utsträckning som idag, vilket innebär att produktionskapaciteten i hög grad måste tillföras lokalt. Det ska dock nämnas att lokal elproduktion inte är ett krav för förnybar vätgasproduktion enligt gällande regelverk, men att sådan elproduktion i praktiken ändå kan komma att krävas om det blir svårare att importera el från andra delar av landet som också ser en ökande efterfrågan.

2.7 Referensvärdekedja 2: SMR med biogas på svenska västkusten

I den andra referensvärdekedjan (figur 7) produceras vätgas lokalt på västkusten genom reformering av biogas. Värdekedjan bygger på mogna tekniker och infrastruktur för distribution av biogas finns redan på plats. Dagens produktionskapacitet för biogas är dock låg i förhållande till det möjliga framtida vätgasbehovet: år 2023 producerades drygt 2 TWh biogas i Sverige vilket, antaget 70 % energiutbyte, motsvarar 42 ktpa vätgas [6]. Ungefär lika stora mängder importerades. Den realiserbara svenska biogaspotentialen

brukar uppskattas till ca 10-15 TWh/år²⁰ vilket med samma antaganden ger 210-315 ktpa vätgas; utbyggd vätgasanvändning på västkusten skulle alltså kunna ta hela den svenska biogaspotentialen i anspråk. Att tillgängliggöra hela den potentialen för den svenska västkusten skulle dessutom leda till betydande kostnadsökningar jämfört med dagens prisnivåer för biogas, eftersom dyrare råvaror och råvaror på allt längre avstånd från befintlig pipeline-infrastruktur skulle behöva användas. Notera att det sedan 2022 är möjligt att räkna biogas från gasnätet som biogen inom EU-ETS om vissa villkor är uppfyllda – bland annat måste producent och användare vara anslutna till samma gasnät²¹.



Figur 7. Referensvärdekedja 2: Produktion av biometan genom reformering av biometan lokalt på västkusten. Biometan importeras via naturgasnätet.

3 Kostnadsuppskattningar

3.1 Metod

Projektet uppskattade kostnader per kg vätgas levererad till en punkt på västkusten genom de olika värdekedjor som illustreras i figur 1 (exklusive producenters och distributörers vinstmarginal). Kostnader för lokal distribution på västkusten antogs vara likvärdiga för de utvärderade värdekedjorna och exkluderades ur kostnadsuppskattningarna.

Kostnadsuppskattningarna inkluderar de omvandlingsprocesser, transporter och lager som illustreras i figur 1 och bygger på en litteraturgenomgång av tidigare kostnadsuppskattningar för värdekedjornas olika steg, som kombinerats och kompletterats genom egna beräkningar för att uppskatta värdekedjornas totala kostnad. För att belysa de kostnadsskillnader som finns mellan olika regioner användes så långt som möjligt dataunderlag från studier utförda för anläggningar eller infrastruktur belägna i de relevanta regionerna.

Datakällor, antaganden och beräkningsförutsättningar för varje steg i respektive värdekedja beskrivs mer detaljerat i avsnitt 3.3. Följande övergripande beräkningsprinciper användes för alla värdekedjor:

²⁰ Se exempelvis Avfall Sveriges uppskattning från 2023, "Biogasen kan fyrfaldigas i Norden": <https://www.avfallsverige.se/aktuellt/nyheter/biogasen-kan-fyrfaldigas-i-norden/>

²¹ Se även Naturvårdsverkets vägledning: <https://www.naturvardsverket.se/contentassets/a297c98454f243918a0258839bceb26a/vagledning-biogas-fran-gasnat-inom-eu-ets-2021-12-16.pdf>

1. Kostnad för råvara (el, naturgas eller biometan, se figur 1) baserades på uppskattat marknadspris på den för värdekedjan relevanta marknaden
2. Övriga kostnader baserades antingen direkt på kostnadsuppskattningar från tidigare studier, eller beräknades från uppskattad CAPEX och OPEX för ingående anläggningar/utrustning, beroende på datatillgänglighet. För beräkningar där uppskattningar saknades användes diskonteringsränta 8 % och avskrivningstid 15 år (för omvandlingsanläggningar och lokalt lager på västkusten) eller 40 år (för pipelines och bergrumslager).
3. Samtliga kostnader justerades till USD 2022 med hjälp av växelkurser och relevanta kostnadsindex.

3.2 Skala

Produktionsanläggningarna och infrastrukturen som används i de olika värdekedjorna uppvisar generellt betydande skalfördelar. Produktionsanläggningar som ligger i andra delar av världen (USA, Mellanöstern, Norge, Danmark) kommer dock inte dimensioneras av vätgasbehovet på västkusten utan av andra hänsyn. Den specifika produktionskostnaden för vätgas eller vätgasråvara från dessa anläggningar har därför antagits vara oberoende av vätgasbehovet på västkusten och i stället beräknats för typiska kommersiella produktionskapaciteter.

Transportkostnader och kostnader för infrastruktur lokalt på västkusten beror dock av skalan på det lokala vätgasbehovet, som i föreliggande projekt har antagits ligga mellan 100 och 700 ktpa. Detta innebär följande delar av värdekedjan:

1. LNG-transport och lager, naturgasreforming och koldioxidinfångning i LNG-värdekedjan (**LNG-US** och **LNG-ME**)
2. Ammoniaktransport, -lager och -krackning i ammoniak-värdekedjan (**NH3-US** och **NH3-ME**)
3. Pipelinetransport av vätgas i värdekedjorna **NG-NO** och **El-DK**
4. Elektrolys och vätgaslagring i referensvärdekedjan **El-SE**
5. Biometanreforming i referensvärdekedjan **Bio-SE**

Gällande transport av LNG och ammoniak kräver både 100 och 700 ktpa vätgas per år flera fartygslaster LNG eller ammoniak per år²² med lika stora fartyg, och det har därför antagits att transportkostnaden är oberoende av skalan. Däremot kommer leveranserna mer sällan i fallet 100 ktpa varför större lagerkapacitet behövs, vilket kostnadsuppskattningarna i föreliggande projekt tagit hänsyn till.

²² Som framgår av tabell 6 i [9] kräver 1,020 Mtpa LNG (ca 270 ktpa vätgas) ca 13 fartygsanlöp per år om en 180 000 m³ tanker används.

Vätgasproduktion genom naturgasreforming²³ med koldioxidinfångning är en process som kan förväntas uppvisa tydliga skalfördelar. Redan 100 ktpa vätgas är dock produktion i stor kommersiell skala: Med 90% kapacitetsutnyttjande motsvarar 100 ktpa vätgas ca 140 kNm³/h, och enligt en sammanställning från år 2016 gjord av Foster Wheeler [7] hade världens då fem största "single-train" SMR-anläggningar kapaciteter mellan 150-240 kNm³/h. En ökning av skalan från 100 till 700 ktpa behöver därför inte innebära att ingående utrustning blir 7 gånger större (vilket skulle leda till betydligt lägre specifika kostnader); det är mer troligt att 7 parallella produktionslinjer²⁴ ("multi-train") byggs, vilket kraftigt minskar skalfördelarna. Det ska dock nämnas att flera teknikutvecklare tar fram nya lösningar för blå vätgasproduktion i "megaskala", med syfte att möjliggöra större "single-train"-anläggningar och minska de specifika kostnaderna²⁵. För sådana anläggningar är dock kostnadsuppskattningar mer osäkra än för den väletablerade SMR-tekniken. I föreliggande projekt har SMR-kostnader (inklusive kostnader för infångning och hantering av koldioxid on-site) baserats på en "single-train"-kapacitet i storleksordningen 100 ktpa vätgas och det har antagits att den specifika kostnaden är likvärdig vid produktion av 700 ktpa. Sannolikt innebär detta att SMR-kostnaderna för produktion av 700 ktpa har överskattats.

Krackning av ammoniak för vätgasproduktion i Rotterdams hamn utreddes nyligen i en förstudie (pre-feasibility) ledd av Fluor [8]. Total vätgaskapacitet var 1 Mtpa och förstudien jämförde centraliserad produktion (1 Mtpa vätgas vid en anläggning) med decentraliserad produktion vid sex anläggningar á 167 ktpa. Resultaten visar att investeringskostnaden för ammoniakkrackning är likvärdig för de två alternativen – den specifika investeringskostnaden skiljer alltså inte väsentligt mellan anläggningar med kapacitet 1 Mtpa respektive 167 ktpa, detta på grund av att flera parallella produktionslinjer krävs ("multi-train"). I föreliggande projekt har antagits att detsamma gäller för produktionskapaciteterna 100 respektive 700 ktpa; kostnaden för ammoniakkrackning har alltså antagits vara oberoende av skalan på vätgasbehovet. Det ska dock nämnas att Fluor [8] spekulerar om att framtida krackningsteknik kan öka den högsta gångbara "single-train"-kapaciteten, vilket skulle innebära kostnadsminskningar vid storskalig produktion och att kostnaderna för krackning i fallet 700 ktpa har överskattats. Med tanke på att storskalig ammoniakkrackning är en relativt ny teknik bör det dessutom vara möjligt att reducera kostnaderna även för befintliga lösningar genom optimering både gällande teknik och affärsmodeller.

²³ Resonemanget i detta stycke gäller även reformering av biometan

²⁴ Dvs flera mindre produktionslinjer ("tåg") med samma kapacitet i stället för en större produktionslinje

²⁵ T.ex. Haldor Topsøes SynCOR.

Kostnaden för pipeline-transport av vätgas visar – precis som all pipeline-transport – ett mycket starkt volymberoende, vilket kostnadsuppskattningarna tagit hänsyn till i de värdekedjor där sådan vätgastransport används (se även avsnitt 3.3.3 och 3.3.4).

Den specifika kostnaden för elektrolyskapacitet ($\text{USD/kW}_{\text{el}}$) har antagits vara oberoende av installerad kapacitet i samtliga utvärderade fall. Den installerade effekten är minst $585 \text{ MW}_{\text{el}}$ ²⁶.

3.3 Resultat

Detta avsnitt presenterar resultatet av kostnadsuppskattningarna och beskriver datakällor, antaganden och beräkningsförutsättningar för varje steg i respektive värdekedja.

3.3.1 Värdekedja 1: LNG-import med SMR på västkusten

Tabell 1 visar beräknad kostnad för vätgas levererad till västkusten genom värdekedja 1. Om inget annat nämns har kostnadsuppskattningar från citerade datakällor använts utan andra justeringar än konvertering till USD_{2022} med relevanta kostnadsindex.

För de flesta kostnadsposter görs ingen skillnad mellan fallen 100 respektive 700 ktpa vätgas (se avsnitt 3.2). Undantaget är kostnaden för LNG-lagring som blir sju gånger högre i fallet 100 ktpa. Anledningen är att lagret dimensionerats för att hålla motsvande två leveranser LNG och att samma fartygsstorlek antagits i båda fallen²⁷. Alternativt skulle samma lagerkapacitet kunna användas i båda fallen, i kombination med mindre leveranser i fallet 100 ktpa. Detta skulle innebära användning av betydligt mindre fartyg än de som används kommersiellt för LNG-import från de relevanta regionerna (eller att leverantören får göra flera stopp hos andra mindre användare), vilket gör det svårt att uppskatta transportkostnaderna – de skulle dock öka betydligt. Kostnadsökningen till följd av större lagerkapacitet i fallet 100 ktpa motsvarar knappt 60 % av transportkostnaderna och vi ser det som osannolikt att betydande besparingar skulle uppnås om mindre leveranser användes i stället

Använt naturgaspris är $2,6 \text{ USD}_{2022}/\text{GJ}_{\text{NG}}$ för den amerikanska marknaden (**LNG-US**) och $2,3 \text{ USD}_{2022}/\text{GJ}_{\text{NG}}$ för Mellanöstern (**LNG-ME**)²⁸. Bägge priser gäller stora industriella användare, inkluderar distribution till LNG-anläggningen, och är baserade på bedömningar från Oxford Institute for Energy Studies (OIES) [9].

²⁶ 100 ktpa vätgas med 65% verkningsgrad ($51,3 \text{ kWh}_{\text{el}}$) och 8760 fullasttimmar

²⁷ Antagen fartygsstorlek är den som används för storskaliga LNG-importer från respektive region (180 000 m³ från USA respektive 266 000 m³ ("Q-Max") från Qatar, se [9]).

²⁸ Som jämförelse låg årsmedelpriset vid Henry Hub åren 2023-2024 på 2,4 respektive 2,1 USD/GJ , se <https://www.eia.gov/dnav/ng/hist/rngwhhdA.htm>

OIES presenterar också kostnadsuppskattningar för nya förvätskningsanläggningar i USA (mexikanska golfen) och Mellanöstern (Qatar) – baserade på data från projekt som nått FID – samt kostnader för LNG-transport till Europa (Rotterdam). För beräkning av transportkostnaden i Tabell 1 justerades avståndet i OIES beräkning för att ta hänsyn till den något längre resan till västkusten jämfört med Rotterdam. Naturgasförlusterna längs värdekedjan antogs vara 10 % i förvätskningssteget och 1% vid mottagandet av LNG i Sverige. Förluster under transporten anges av OIES till 2,7 % för import från USA och 3,4 % för import från Qatar²⁹.

SMR-kostnaden exkl. naturgaskostnad är baserad på data från IEA [10]. Naturgasanvändningen har antagits vara 3,8 kg/kg vätgas och tar hänsyn till att koldioxid fångas in vid anläggningen; CAPEX och OPEX som anges för SMR i Tabell 1 är dock exklusive kostnad för koldioxidinfångning (denna kostnad anges separat).

Kostnaden för koldioxidinfångning, transport och lagring är baserad på data från projektet Preem-CCS (med slutrapport publicerad 2022), som behandlar koldioxidinfångning från vätgasproduktionen (HPU) vid Preem Lysekil [11], och därför ger kostnadsuppskattningar för ett fall som är mycket likt det som utvärderats i föreliggande projekt. Infångningsgraden är 90 % och den uppskattade totalkostnaden (infångning, transport och lagring) per ton lagrad koldioxid är 155 USD₂₀₂₂.

Kostnad för LNG-lagring i anslutning till SMR-anläggningen beräknades utifrån specifik CAPEX på 875 USD₂₀₂₂/m³ LNG³⁰ och antagen årlig OPEX på 2 % av CAPEX.

Beräkningar baserade på ovan angivna kostnadsnivåer och referenser representerar vår bästa bedömning av produktionskostnader i dagens marknad och utgör ett basfall. Som ett känslighetsfall har vi analyserat effekten av högre naturgaspris (+100%) och 50 % högre kostnader för CCS-värdekedjan. Resultaten presenteras i Tabell 1.

Tabell 1. Beräkning av kostnader för vätgas levererad genom värdekedja 1 (ångreformerings av naturgas importerad som LNG från USA eller Mellanöstern). Där uppskattade kostnader skiljer mellan fallen 100 respektive 700 ktpa vätgas anger röda siffror kostnaden för fallet 100 ktpa medan svarta siffror anger kostnaden för fallet 700 ktpa.

	Enhet	LNG-US		LNG-ME		Kommentar
		Bas	Hög	Bas	Hög	
Naturgaspris	US ₂₀₁₈ \$/GJ NG	2,13	4,26	1,90	3,80	Baspriserna motsvarar 2,6 resp. 2,3 USD ₂₀₂₂ /GJ
Förvätskning: Naturgasbehov	MJ NG/MJ LNG	1,11	1,11	1,11	1,11	MJ naturgas till förvätskningsanläggning per MJ

²⁹ Större delen kan återföras som bränsle till fartyget, det rör sig alltså inte om rent metan-slip

³⁰ Egen bedömning baserad på en rad olika pressmeddelanden om installation av LNG-tankar i Europa och Afrika

						producerad LNG. Täcker förluster vid förvätskning (10 %).
<i>Förvätskning: Naturgaskostnad</i>	US ₂₀₁₈ \$/GJ LNG	2,37	4,73	2,11	4,21	Pris gånger behov. Kostnad anges per GJ LNG efter förvätskningsanläggning.
<i>Förvätskning: Övriga kostnader</i>	US ₂₀₁₈ \$/GJ LNG	2,19	2,19	1,60	1,60	CAPEX och OPEX (utöver naturgaskostnad) för förvätskningsanläggning.
<i>Transport till Sverige</i>	US ₂₀₁₈ \$/GJ LNG	1,31	1,31	1,44	1,44	5420 resp. 6680 nm ³¹ . Kostnad inkluderar förluster under transport (2,7 resp. 3,4 %) samt 1 % förlust vid mottagandet.
<i>Totalkostnad, LNG till Sverige</i>	US ₂₀₁₈ \$/GJ LNG	5,87	8,24	5,15	7,25	Per GJ LNG levererad i Sverige
<i>Totalkostnad, LNG till Sverige</i>	US ₂₀₁₈ \$/GJ LNG	21,13	29,66	18,54	26,11	Per MWh LNG levererad i Sverige
<i>Totalkostnad, LNG till Sverige</i>	US ₂₀₂₂ \$/kg LNG	0,32	0,52	0,28	0,39	Per kg LNG levererad i Sverige
<i>SMR: Naturgaskostnad</i>	US ₂₀₂₂ \$/kg H ₂	1,21	1,70	1,06	1,50	3,8 kg LNG/kg H ₂ (råvara och bränsle)
<i>SMR CAPEX</i>	US ₂₀₂₂ \$/kg H ₂	0,34	0,34	0,34	0,34	Exkl. CCS-kostnad
<i>SMR OPEX</i>	US ₂₀₂₂ \$/kg H ₂	0,17	0,17	0,17	0,17	Exkl. naturgaskostnad
<i>Produktionskostnad efter SMR</i>	US ₂₀₂₂ \$/kg H ₂	1,72	2,21	1,57	2,01	
<i>CCS-kostnad</i>	€ ₂₀₁₈ /kg CO ₂	0,11	0,16	0,11	0,16	Infångning, transport och lagring
<i>CCS-kostnad</i>	US ₂₀₂₂ \$/kg H ₂	1,40	2,10	1,40	2,10	9 kg CO ₂ /kg H ₂ , 90% infångning
<i>Totalkostnad inkl. CCS</i>	US ₂₀₂₂ \$/kg H ₂	3,12	4,31	2,97	4,10	
<i>LNG-lager</i>	US ₂₀₂₂ \$/kg H ₂	0,07 0,50	0,07 0,50	0,09 0,64	0,09 0,64	Motsvarande två LNG-leveranser. Lika stor fartygsvolym i fallen 100 ktpa (rött) och 700 ktpa (svart).
<i>Totalkostnad</i>	US ₂₀₂₂ \$/kg H ₂	3,19 3,62	4,38 4,81	3,06 3,61	4,20 4,74	Svart: 700 ktpa Rött: 100 ktpa

3.3.2 Värdekedja 2: Ammoniak-import med krackning på västkusten

Tabell 2 visar kostnad för vätgas levererad till västkusten genom värdekedja 2. Om inget annat nämns nedan har kostnadsuppskattningar från citerade datakällor använts utan andra justeringar än eskalering till USD₂₀₂₂ med relevanta kostnadsindex.

För de flesta kostnadsposter görs ingen skillnad mellan fallen 100 respektive 700 ktpa vätgas (se avsnitt 3.2). Undantaget är kostnaden för ammoniak-lagring som blir sju gånger högre i fallet 100 ktpa. Anledningen är att lagret dimensionerats för att hålla motsvarande två leveranser ammoniak och att samma fartygsstorlek antagits i båda fallen.

Använda naturgaspriser är samma som för värdekedja 1, se ovan.

Kostnaden för ammoniakproduktion genom SMR (exkl. naturgaskostnader) är baserad på data från IEA [12]. Naturgasanvändningen är 1,73 GJ naturgas per GJ ammoniak och tar hänsyn till att koldioxid fångas in vid anläggningen; CAPEX och OPEX som anges för ammoniakproduktion i Tabell 2 är dock exklusive kostnad för koldioxidinfångning (denna kostnad anges separat).

Kostnaden för koldioxidinfångning från ammoniakproduktion (exkl. transport och lagring) är baserad på data från IEA [13] som refererar till specifika kostnaden (US \$/GJ ammoniak) för infångning av 1,5 Mtpa koldioxid från en anläggning som producerar 875 ktpa ammoniak. Kostnaden inkluderar inte intäkter från enhanced oil recovery (EOR).

Kostnader för koldioxidtransport och -lagring för det amerikanska fallet (NH₃-US) har tagits från US National Petroleum Council [14] med referens till lägsta kostnaden för transport i storskaliga CO₂-pipelines och volymviktad lagring i gulf-regionen i USA.

För fallet med import från Mellanöstern (NH₃-ME) har specifik kostnad (per kilo koldioxid) beräknats för transport och lagring av 7 Mtpa koldioxid genom 25 km pipeline (16 tum, ingångstryck 120 bar). Investeringskostnaden sattes till 12 500 SEK/m med annuitetsfaktor 0,1168 (8 %, 15 år) och årlig OPEX till 1 % av CAPEX.

Kostnaden för ammoniaktransport är baserad på data från [15] som har justerats för att återspegla de transportavstånd som är relevanta för den utvärderade värdekedjan (transport till västkusten från antingen USA (mexikanska golfen) eller Qatar).

Lagringskostnader för ammoniak har beräknats utifrån följande antaganden: ammoniak lagras i tankar med 25 000 tons lagringskapacitet per tank och en total lagerkapacitet som motsvarar 20 dagars användning. Investeringskostnaden per tank sattes till 30,9 MUSD₂₀₂₂ med annuitetsfaktor 0,1168 (8 %, 15 år), och årlig OPEX sattes till 5 % av CAPEX [16].

Det är svårt att hitta pålitliga kostnadsdata för ammoniakkrackning. Baserat på [17] antogs att krackningssteget ökar den totala produktionskostnaden med 1,05 USD₂₀₂₂ per

kg vätgas (inklusive värdet av väteförluster i krackningen, som med Haldor Topsøes krackningsprocess uppgår till 22% [5]).

Beräkningar baserade på ovan angivna kostnadsnivåer och referenser representerar vår bästa bedömning av produktionskostnader i dagens marknad och utgör ett basfall. Som ett känslighetsfall har vi analyserat effekten av högre naturgaspris (+100%) och 50 % högre kostnader för CCS-värdekedjan. Resultaten presenteras i Tabell 2.

Tabell 2. Beräkning av kostnader för vätgas levererad genom värdekedja 2 (krackning av ammoniak importerad från USA eller Mellanöstern). Där uppskattade kostnader skiljer mellan fallen 100 respektive 700 ktpa vätgas anger röda siffror kostnaden för fallet 100 ktpa medan svarta siffror anger kostnaden för fallet 700 ktpa.

Enhet		NH3-US		NH3-ME		Kommentar
		Bas	Hög	Bas	Hög	
Naturgas till ammoniakproduktion	US ₂₀₂₂ \$/GJ NG	2,57	5,14	2,29	4,58	
Naturgas till ammoniakproduktion	US \$ ₂₀₂₂ /GJ NH ₃	4,5	9,0	4,0	8,0	1,73 GJ NG per GJ ammoniak
Ammoniakproduktion: CAPEX	US \$ ₂₀₂₂ /GJ NH ₃	7,7	7,7	6,2	6,2	
Ammoniakproduktion: OPEX	US \$ ₂₀₂₂ /GJ NH ₃	4,3	4,3	3,1	3,1	
Produktionskostnad, ammoniak	US \$₂₀₂₂/GJ NH₃	16,50	20,96	13,23	17,19	Per GJ ammoniak vid fabriksgrind, exkl. CCS-kostnader
CO ₂ -infångning	US \$ ₂₀₂₂ /GJ NH ₃	4,89	7,34	4,89	7,34	
CO ₂ -transport och lagring	US \$ ₂₀₂₂ /GJ NH ₃	0,97	1,45	2,21	3,32	
Totalkostnad, CCS-kedjan	US \$₂₀₂₂/GJ NH₃	5,86	8,78	7,10	10,65	Per GJ ammoniak vid fabriksgrind, inkl. CCS-kostnader
Ammoniaktransport	US \$ ₂₀₂₂ /GJ NH ₃	1,09	1,09	1,35	1,35	Inkluderar värdet av ammoniakförluster under transporten
Ammoniakkostnad – levererad till Sverige	US \$₂₀₂₂/GJ NH₃	23,45	30,83	21,68	29,19	Per GJ levererad ammoniak
Ammoniakkostnad – levererad till Sverige	US \$₂₀₂₂/kg H₂	2,47	3,25	2,28	3,08	Per kilo väte i levererad ammoniak
Ammoniakkrackning	US \$ ₂₀₂₂ /kg H ₂	1,05	1,05	1,05	1,05	Inklusive värdet av vätgasförlusten i krackningssteget
Ammoniakklager	US \$ ₂₀₂₂ /kg H ₂	0,07 0,46	0,07 0,46	0,07 0,46	0,07 0,46	Motsvarande två ammoniakleveranser. Lika stor fartygsvolym i fallen 100 och 700 ktpa.
Totalkostnad	US \$₂₀₂₂/kg H₂	3,59 3,99	4,37 4,77	3,40 3,80	4,20 4,59	Per kilo producerad vätgas Svart: 700 ktpa Rött: 100 ktpa

3.3.3 Värdekedja 3: SMR på norska västkusten och pipeline till svenska västkusten

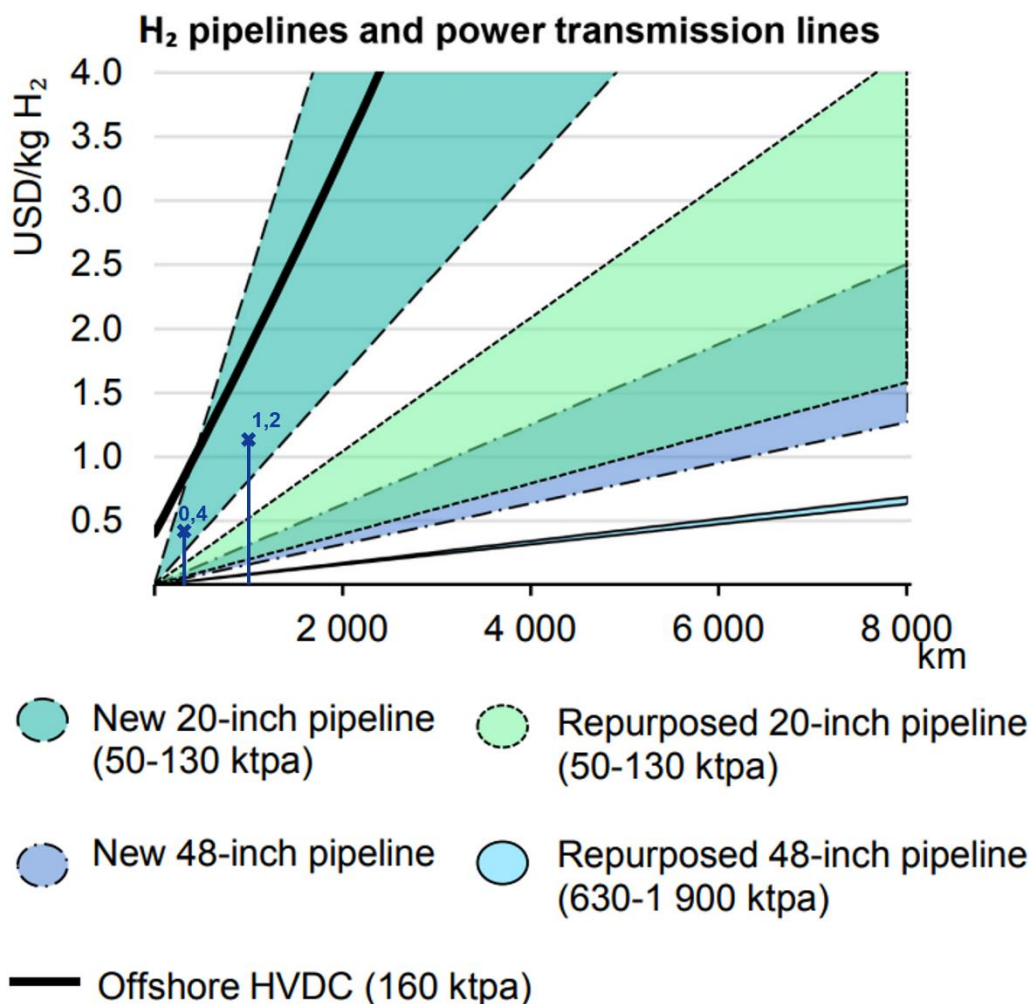
Tabell 3 visar kostnad för vätgas levererad till västkusten genom värdekedja 3.

En studie från 2023 utförd av Gassco och Dena [18] uppskattade kostnaderna för en värdekedja som är i stort sett identisk med värdekedjan som studeras i föreliggande projekt, men leverans till Tyskland i stället för till västkusten.

För de flesta kostnadsposter gör vi ingen skillnad mellan fallen 100 respektive 700 ktpa vätgas (se avsnitt 3.2). Undantaget är kostnaden för vätgastransport med pipeline. För transport av 700 ktpa vätgas har kostnadsuppskattningar från Gassco/Dena-studien antagits vara representativa – då studien behandlar volymer från 900 ktpa – och kostnaden för pipelinetransport har räknats om utifrån antagandet att den specifika transportkostnad som anges i Gassco/Dena (0,22 EUR₂₀₂₃/kg vätgas för 1255 km transport i ny pipeline³²) är linjärt beroende av pipeline-sträckan. Transportkostnaden i Tabell 3 är beräknad för totalt 1000 km ny vätgaspipeline mellan Nyhamna (i Norge) och Stenungsund.

För transport av 100 ktpa vätgas per år har kostnaden i stället uppskattats utifrån data från IEA [19] som återges i Figur 8.

³² Kostnaden beräknades av Gassco/Dena baserat på en avskrivningstid om 25 år och en diskonteringsränta på 7 %



Figur 8. Urklipp ur figur 4.4 i [19]. Vertikala blå linjer och kryss har ritats in och markerar använda kostnader för distribution av 100 ktpa vätgas med pipeline över sträckorna 1000 km (värdekedja 3, detta avsnitt) respektive 310 km (värdekedja 4, avsnitt 3.3.4).

Kostnaderna som redovisas i Tabell 3 är baserade på mittpunkten av det kostnadsspann som ges i Gassco/Dena-studien. Utöver ovannämnda justeringar av kostnaden för pipelinetransport har bara en justering gjorts, nämligen justering av naturgaspriset till 40,6 EUR₂₀₂₃/MWh (11,8 USD₂₀₂₂/GJ) vilket var medelspotpriset för Dutch TTF år 2023.

Beräkningar baserade på ovan angivna kostnadsnivåer och referenser representerar vår bästa bedömning av produktionskostnader i dagens marknad och utgör ett basfall. Som ett känslighetsfall har vi analyserat effekten av högre naturgaspris (+25%) och 36 % högre kostnader för SMR och CCS-värdekedjan (i linje med den övre änden av det kostnadsspann som ges av Gassco/Dena). Resultaten presenteras i Tabell 3.

Tabell 3. Beräkning av kostnader för vätgas levererad genom värdekedja 3 (producerad genom ångreformering i Norge och importerad via pipeline).

	<i>Enhet</i>	<i>Bas</i>	<i>Hög</i>	<i>Kommentar</i>
<i>Naturgaspris</i>	€ ₂₀₂₃ /MWh naturgas	40,61	50,76	Dutch TTF, medelpris 2023
<i>Naturgaspris</i>	\$ ₂₀₂₂ /GJ naturgas	11,76	14,70	
<i>Naturgaskonsumtion</i>	kWh NG/kg H ₂	46,24	46,24	
<i>Naturgaskostnad</i>	\$₂₀₂₂/kg H₂	1,96	2,45	
<i>Övriga prod.kostn inkl CCS</i>	\$ ₂₀₂₂ /kg H ₂	1,92	2,61	Samtliga produktionskostnader utöver naturgaskostnad. Utgörs huvudsakligen av SMR och CCS (hela kedjan). Notera att posten inkluderar både SMR och CCS.
<i>Vätgasproduktion inkl CCS</i>	\$₂₀₂₂/kg H₂	3,88	5,06	
<i>Pipeline-transport</i>	\$ ₂₀₂₂ /kg H ₂	0,18 1,20	0,18 1,20	1000 km vätgaspipeline
<i>Totalkostnad</i>	\$₂₀₂₂/kg H₂	4,06 5,08	5,24 6,26	Svart: 700 ktpa Rött: 100 ktpa

3.3.4 Värdekedja 4: Vindkraftsproduktion kombinerad med elektrolysör på danska västkusten och pipeline till svenska västkusten

Tabell 4 visar kostnad för vätgas levererad till västkusten genom värdekedja 4.

I kostnadsuppskattningarna görs ingen skillnad på fallen 100 och 700 ktpa per år, förutom gällande pipelinetransport av producerad vätgas, som hanteras på samma sätt som i fallet med import från Norge (se ovan).

Kostnader för värdekedjan har beräknats för ett optimistiskt och ett pessimistiskt fall. Total CAPEX för hela elektrolysanläggningen³³ (exkl. lager) sattes till 1275 respektive 2000 USD₂₀₂₂/kW_{el}. Den högre kostnadsnivån är baserad på senaste utgåvan av IEA

³³ Installerad elektrolysör inklusive stack, gasbehandling, balance-of-plant och EPC.

Global Hydrogen Review (2024) [19] och gäller anläggningar för alkalisk elektrolys installerade i Europa eller USA. Den lägre kostnadsnivå är i linje med de mer optimistiska uppskattningar som gjordes för några år sedan och har hämtats från en äldre (år 2021) IEA-publikation [20]. Dessa kostnadsnivåer kan bli relevanta i framtiden genom läreffekter i takt med att mer elektrolyskapacitet installeras.

Systemverkningsgraden antogs vara 65 % ($LHV_{H_2, ut}/el_{in}$). Årlig OPEX (exkl. elkostnad) sattes till 2 % av CAPEX i båda fallen. I det optimistiska fallet antogs ett högt kapacitetsutnyttjande om 75 % (6570 fullasttimmar per år); motsvarande siffra för det pessimistiska fallet är 50 % (4380 fullasttimmar per år)³⁴. CAPEX för elektrolysen har räknats om till en årlig kostnad med diskonteringsränta 8 % och avskrivningstid 15 år.

Totalt elpris (inkl. nätanslutning och skatter) antogs vara 60 respektive 100 USD₂₀₂₂/MWh, och motsvarar ungefärlig kostnadsnivå (levelized cost) för ny havsbaserad vindkraft [21].

Producerad vätgas lagras i saltkaverner i Danmark innan vidare transport till västkusten. Lagringskostnaden har beräknats utifrån en specifik investeringskostnad (CAPEX) på 41,5 USD₂₀₂₂/kg vätgas, diskonteringsränta 8 % och avskrivningstid 40 år. Årlig OPEX antogs vara 2 % av CAPEX. Total lagerkapacitet motsvarar 6 dagars genomsnittlig vätgasanvändning.

Kostnaden för pipelinetransport från produktion till lager och från lager till västkusten har beräknats på samma sätt som i värdekedja 3 (avsnitt 3.3.3) men för avståndet 310 km (190 km tvärs över Jylland via Torup plus 120 km från Jyllands ostkust till svenska västkusten).

³⁴ I praktiken beror kapacitetsutnyttjande på elektrolysörens dimensionering i förhållande till dimensionering av lager och eventuell kopplad elproduktion, samt vilken driftstrategi som används (kontinuerlig drift eller försök att optimera elpriset). Ingen detaljerad dimensionering har gjorts i föreliggande projekt och de använda nivåerna är endast illustrativa.

Tabell 4. Beräkning av kostnader för vätgas levererad genom värdekedja 4 (producerad genom elektrolys i Danmark och importerad via pipeline).

	Enhet	El-DK (låg)	El-DK (hög)	Kommentar
Elpris	US \$ ₂₀₂₂ /MWh	60	100	Levelized cost, havsbaserad vind (inklusive skatter och avgifter)
Elanvändning, elektrolys	kWh/kg H ₂	51,28	51,28	
Elektrolys, elkostnad	US \$ ₂₀₂₂ /kg H ₂	3,08	5,13	
Kapacitetsutnyttjande, elektrolys	%	75	50	
Specifik CAPEX, elektrolys	USD ₂₀₂₂ /kW _{el}	1275	2000	Total CAPEX för hela elektrolyssystemet exkl. lager
Årlig OPEX	%	2	2	Andel av total CAPEX
Elektrolys, övriga kostnader	US \$ ₂₀₂₂ /kg H ₂	1,36 (1,16)	3,20 (2,73)	CAPEX och OPEX, exkl. elkostnad Inom parentes: endast CAPEX
Produktionskostnad	US \$₂₀₂₂/kg H₂	4,44	8,33	Exkl. transport och lager
Distributionskostnad	US \$ ₂₀₂₂ /kg H ₂	0,05 0,40	0,05 0,40	190+120 km
Lagerkostnad	US \$ ₂₀₂₂ /kg H ₂	0,07	0,07	6 dagars användning, lagring i saltkaverner
Totalkostnad	US \$₂₀₂₂/kg H₂	4,56 4,91	8,46 8,81	Svart: 700 ktpa Rött: 100 ktpa

3.3.5 Referensvärdekedja 1: Vindkraftsproduktion kombinerad med elektrolysör på svenska västkusten

Tabell 5 visar kostnad för vätgas levererad till västkusten genom referensvärdekedja 1.

I kostnadsuppskattningarna görs ingen skillnad på fallen 100 och 700 ktpa per år.

Kostnader för värdekedjan har beräknats på samma sätt som för värdekedja 4 (avsnitt 2.5), med två undantag. **1)** eftersom förutsättningarna för bergrumslagring på västkusten är osäkra antogs att vätgasen i stället lagras i ståltankar vid 60 bars tryck, med specifik CAPEX 257 USD₂₀₂₂/kg och annuitetsfaktor 0,1168 (8 %, 15 år); **2)** ingen transportkostnad har inkluderats.

Tabell 5. Beräkning av kostnader för vätgas levererad genom referensvärdekedja 1 (producerad genom elektrolys lokalt på västkusten).

	Enhet	El-SE (låg)	El-SE (hög)	Kommentar
<i>Elpris</i>	US \$ ₂₀₂₂ /MWh	60	100	Levelized cost, havsbaserad vind. Inklusive skatter och avgifter.
<i>Elanvändning, elektrolys</i>	kWh/kg H ₂	51,28	51,28	
<i>Elektrolys, elkostnad</i>	US \$ ₂₀₂₂ /kg H ₂	3,08	5,13	
<i>Kapacitetsutnyttjande, elektrolys</i>	%	75	50	
<i>Specifik CAPEX, elektrolys</i>	USD ₂₀₂₂ /kW _{el}	1275	2000	Total CAPEX för hela elektrolyssystemet exkl. lager
<i>Årlig OPEX</i>	%	2	2	Andel av total CAPEX
<i>Elektrolys, CAPEX och OPEX</i>	US \$ ₂₀₂₂ /kg H ₂	1,36 (1,16)	3,20 (2,73)	CAPEX och OPEX, exkl. elkostnad Inom parentes: endast CAPEX
<i>Produktionskostnad</i>	US \$₂₀₂₂/kg H₂	4,44	8,33	Exkl. transport och lager
<i>Lagerkostnad</i>	US \$ ₂₀₂₂ /kg H ₂	0,58	0,58	6 dagars användning, lagring i ståltankar, tryck 60 bar
<i>Totalkostnad</i>	US \$₂₀₂₂/kg H₂	5,02	8,91	

3.3.6 Referensvärdekedja 2: SMR med biogas på svenska västkusten

Tabell 6 visar kostnad för vätgas levererad till västkusten genom referensvärdekedja 2.

I kostnadsuppskattningarna görs ingen skillnad på fallen 100 och 700 ktpa per år.

Värdekedjan har två kostnadsposter: kostnad för biogas (biometan) levererad via naturgasnätet, och kostnad för vätgasproduktion genom SMR. Eftersom processen bara ger biogena koldioxidutsläpp fångas koldioxiden inte in. För SMR används samma kostnad som i värdekedja 1 (LNG-import). Kostnaden för biogas har beräknats för två prisnivåer: 53,45 USD₂₀₂₂/GJ respektive 26,93 USD₂₀₂₂/GJ, vilket motsvarar genomsnittligt biogaspris för industriella användare (inkl. nätavgift) år 2022 respektive 2024 [22].

Tabell 6. Beräkning av kostnader för vätgas levererad genom referensvärdekedja 2 (producerad genom reformering av biogas lokalt på västkusten).

	Enhet	Bio-SE (låg)	Bio-SE (hög)	Kommentar
Biogaspris	US \$ ₂₀₂₂ /GJ biogas	53,45	26,93	
Biogasanvändning	MJ biogas/kg H ₂	171	171	70 % verkningsgrad
Biogaskostnad	US \$₂₀₂₂/kg H₂	4,60	9,14	
SMR-CAPEX	US \$ ₂₀₂₂ /kg H ₂	0,34	0,34	
SMR-OPEX	US \$ ₂₀₂₂ /kg H ₂	0,17	0,17	
Totalkostnad	US \$₂₀₂₂/kg H₂	5,11	9,65	

3.3.7 Kostnadsjämförelse

I Figur 9 jämförs uppskattade kostnader för de värdekedjor som utvärderats i projektet.

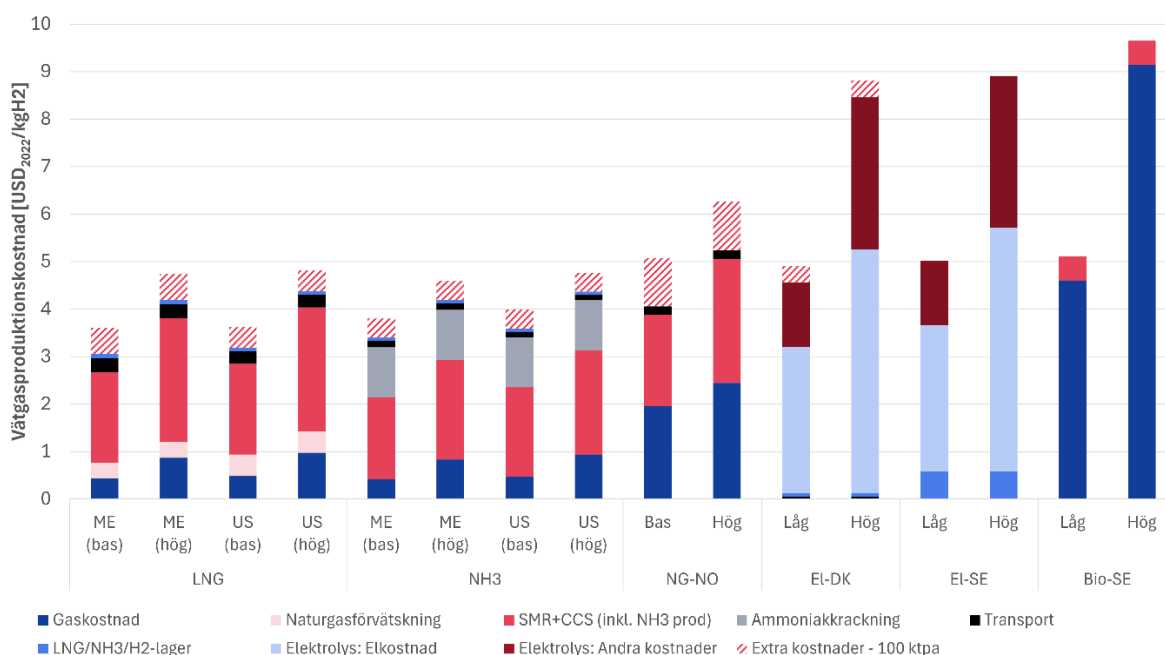
För leverans av 700 ktpa vätgas per år ligger kostnaden i basfallen för de blå ("fossila") värdekedjorna i spannet 3-4 USD₂₀₂₂/kg vätgas, med lägst kostnader för fallen med LNG-import och högst kostnader för import via pipeline från Norge. I känslighetsfallen ("hög") ligger kostnaderna för blå vätgas något högre i ett intervall från drygt 4 till drygt 5 USD₂₀₂₂/kg vätgas. Återigen är kostnaderna högst för import från Norge, medan fallen med LNG- eller ammoniakimport ger nästan identiska kostnader. Om vätgas producerades lokalt på västkusten genom reformering av naturgas från gasnätet skulle totalkostnaderna hamna mycket nära fallet med import från Norge, detta eftersom de båda regionerna är anslutna till det europeiska naturgasnätet (och därför ser liknande gaspriser), samtidigt som kostnaden för vätgasdistribution utgör en mycket liten del av totalkostnaden för import från Norge.

I känslighetsfallet ökar kostnaden för ammoniakvärdekedjan mindre än kostnaden för LNG-värdekedjan, detta eftersom CCS-värdekedjan är billigare i ammoniakfallet (där hanteringen är belägen i USA eller Mellanöstern) varför kostnaden påverkas mindre av den 50 procentiga ökning som antagits i känslighetsfallet. För leverans av 100 ktpa ökar kostnaderna framför allt i fallet **NG-NO**, detta på grund av att pipelinetransport av vätgas över långa sträckor blir väldigt kostsamt för små volymer. Även i fallet **EL-DK** används pipelinetransport, men över betydligt kortare sträckor (310 km jämfört med 1000 km), varför kostnadsökningen blir mindre.

För värdekedjorna med elektrolys är produktionskostnaderna starkt beroende av elpris och investeringskostnaden för elektrolys. Osäkerheten är stor för båda kostnadsposterna vilket ger en stor spridning i kostnadsuppskattningarna, där den lägre delen av intervallet är jämförbar med känslighetsfallen ("hög") för de blå värdekedjorna medan den övre delen av intervallet ligger markant högre. Kostnadsposten "Elektrolys: Andra kostnader"

innehåller investeringskostnad och drift- och underhållskostnader (exklusive el). Spridningen mellan lågkostnadsfallet- och högkostnads-fallet för denna post beror både på skillnader i specifik CAPEX för elektrolysen och på skillnader i installerad effekt (till följd av högt eller lågt kapacitetsutnyttjande³⁵), se avsnitt 3.3.4 och 3.3.5.

I referensvärdekedja 2 (**Bio-SE**) är produktionskostnaden helt dominerad av biogaspriset. Låg-fallet är representativt för dagens prisnivåer (2024) och jämförbart med känslighetsfallen ("hög") för de blå värdekedjorna. "Hög"-fallet är baserat på biogaspriser för år 2022, ett år med mycket höga gaspriser som är att betrakta som en anomali. Å andra sidan skulle en kraftig utbyggnad av biogasproduktion för att möta de stora vätgasbehov som är tänkbara på västkusten sannolikt leda till ökande biogaspriser i takt med att allt dyrare råvara måste användas.

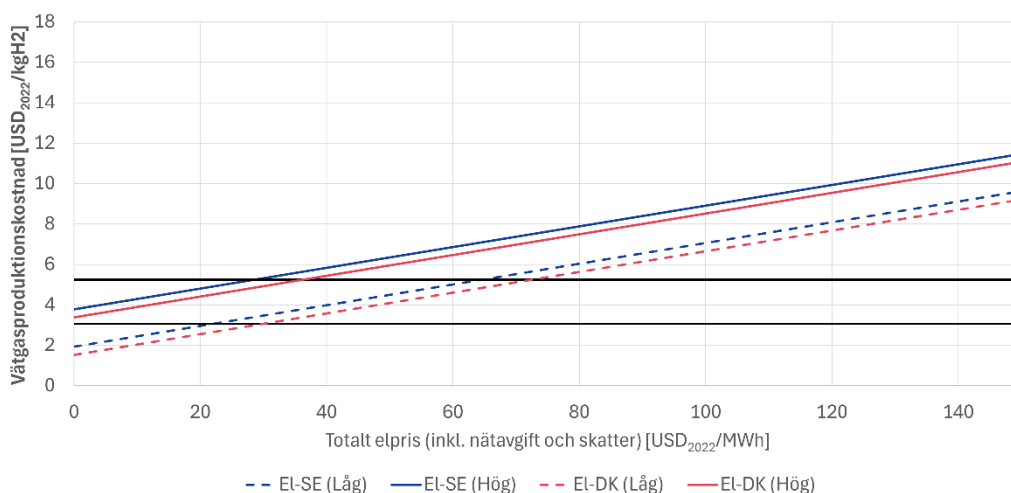


Figur 9. Jämförelse av beräknade produktionskostnader för de sex utvärderade värdekedjorna. Kostnadsfördelning enligt figuren gäller för leverans av 700 ktpa vätgas. Extra kostnader vid leverans av 100 ktpa anges med streckad röd fyllning och utgörs av högre kostnader för lagerkapacitet (LNG/NH₃) eller pipelinetransport (NG-NO/EL-DK). "Bas" refererar till vår bästa bedömning av produktionskostnaderna. "Låg" och "hög" refererar till optimistiska respektive pessimistiska antaganden för produktionskostnaderna.

Med tanke på elektrolysvärdekedjornas stora känslighet för elpriset är det intressant att veta vilka elpriser som krävs för att dessa värdekedjor ska vara konkurrenskraftiga med värdekedjorna för blå vätgas. Figur 10 visar produktionskostnad som funktion av elpris för de olika elektrolysfall som utvärderats i föreliggande projekt, jämfört med uppskattade produktionskostnader för de fossila värdekedjorna. Kostnadsnivåerna i

³⁵ Notera att *långt* kapacitetsutnyttjande ger större installerad effekt och *höga* kostnader, och tvärtom.

figuren gäller för leverans av 700 ktpa vätgas. I lågkostnadsfallen för elektrolys krävs elpriser (inkl. skatter och avgifter) under ca 20-70 USD/MWh för att vara konkurrenskraftig med blå vätgas, där spannet beror på vilka antaganden som görs för blå vätgas. I högkostnadsfallen är elektrolys dyrare än de billigaste alternativen för blå vätgas även om elpriset sätts till 0 USD/MWh, medan det krävs elpriser under ca 25-35 USD/MWh för att elektrolys ska vara konkurrenskraftig med de dyraste alternativen för blå vätgas.



Figur 10. Produktionskostnad för elektrolysvärdekedjorna (700 ktpa) som funktion av elpris. Heldragna linjer: CAPEX 2000 USD/kW_{el} och kapacitetsutnyttjande 50 %. Streckade linjer: CAPEX 1275 USD/kW_{el} och kapacitetsutnyttjande 75 %. Skillnaden mellan det danska fallet (rött) och det svenska fallet (blått) förklaras av högre lagerkostnader i det svenska fallet (lager i trycksatta tankar i stället för lager i saltkaverner), som bara delvis kompenseras av kostnaden för pipeline-transport i det danska fallet. De horisontella svarta linjerna markerar spannet mellan lägsta och högsta beräknade kostnad för blå vätgas (700 ktpa).

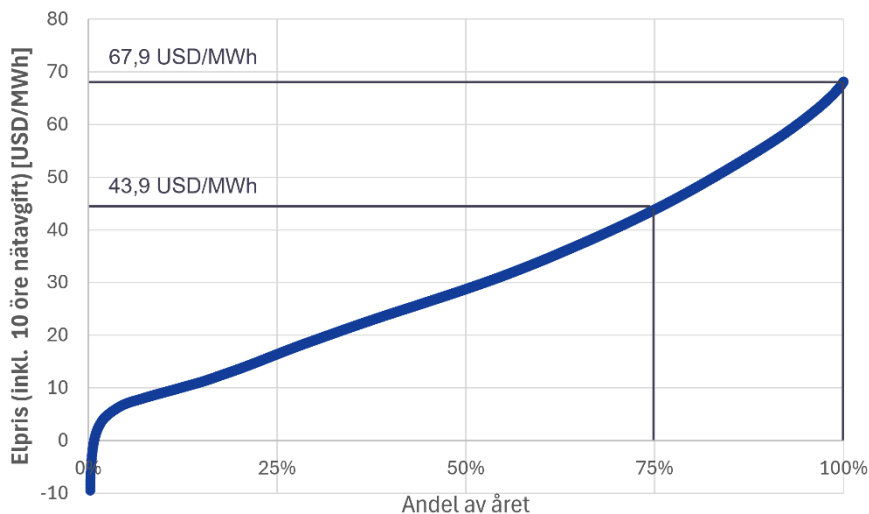
De utvärderade elektrolysvärdekedjorna förutsätter produktion med vindkraftsel (antingen direktansluten eller upphandlad genom PPA). Som jämförelse är det också intressant att studera fall där elektrolysören använder nätet (utan PPA). Notera dock att sådan vätgasproduktion i elområde SE3 inte uppfyller kraven för att räknas som RFNBO³⁶. Två illustrativa driftstrategier har utvärderats:

- Produktion 8760 timmar om året. Systemet är dimensionerat utan överkapacitet i elektrolysören och utan vätgaslager.
- Produktion under de 6570 timmarna med lägst elpris (75 % av året). Systemet är dimensionerat med 33 % överkapacitet i elektrolysören (75 % kapacitetsutnyttjande) och 6 dagars vätgaslager i 60 bars ståltankar (samma lager som i fallet **EL-SE**). Detta ger högre investeringskostnader både till följd av

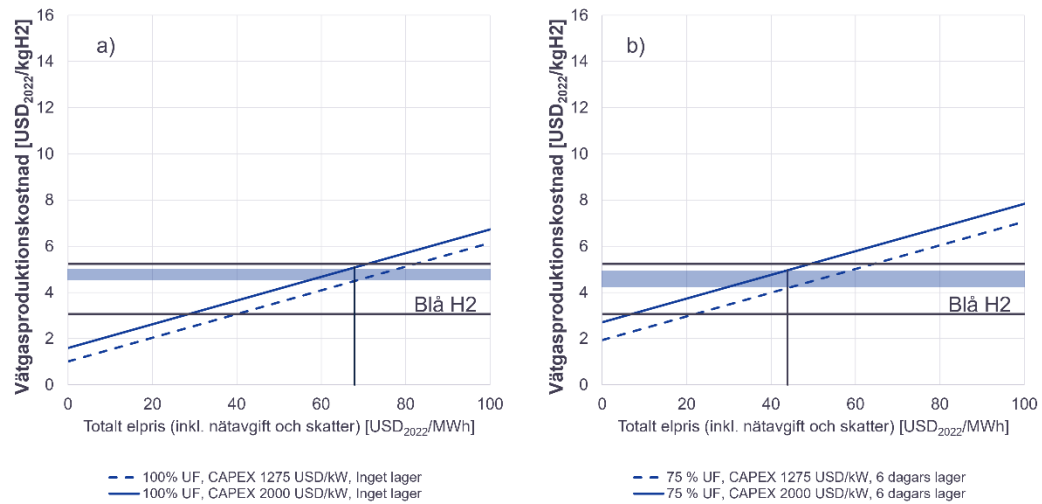
³⁶ I SE3 kan elförsörjning från nätet räknas som helt förnybar vid RFNBO-produktion under förutsättning att elen upphandlas genom PPA och att användningen är geografiskt och temporalt korrelerad med upphandlade förnybara produktionsenheter, se kapitel 4 i ISCC EU 202-6.

lagerkapaciteten och elektrolysörens överkapacitet. Lagerkapaciteten står för 50-60 % av total CAPEX-ökning, beroende på kostnadsnivå för elektrolysen.

Som framgår av Figur 11 var medeltimpriset år 2023 (inkl. 10 öre/kWh nätavgift) 67,9 USD/MWh, medan medelpriset under de 6570 billigaste timmarna var 43,9 USD/MWh. I Figur 12 visas produktionskostnad som funktion av elpris för de två driftstrategierna med nätel, där produktionskostnad har beräknats på samma sätt som för fallet El-SE, med undantag för dimensionering av elektrolysören. Med 2023 års elpriser ger de två driftstrategierna likvärdiga produktionskostnader och dessa kostnader ligger i övre delen av kostnadsintervallet för import av 700 ktpa blå vätgas.



Figur 11. Kumulativt medeltimpris i SE3 år 2023, inklusive nätavgift 10 öre/kWh. Den punkt på y-axeln som svarar mot punkten **T** % på x-axeln ger medeltimpriset under årets **T** % billigaste timmar. Exempel: Under de 75 % billigaste timmarna (dvs de $0,75 \cdot 8760 = 6570$ timmar med lägst pris) år 2023 var medeltimpriset 43,9 USD/MWh. Växelkurs USD/SEK=10,1.



Figur 12. Kostnad för lokal vätgasproduktion genom elektrolys med nätel som funktion av elpris (blå linjer). Heldragna linjer: CAPEX 2000 USD/kW_{el}. Streckade linjer: CAPEX 1275 USD/kW_{el}. Det ljusblå fältet visar resulterande produktionskostnad för de två CAPEX-nivåerna och det medeltimpris som markeras av den vertikala svarta linjen (67,9 USD/MWh respektive 43,9 USD/MWh i fall a) respektive b)).

4 Klimatberäkningar

Den enskilt viktigaste drivkraften bakom ökad vätgasanvändning är omställning till mer koldioxidsnål produktion, en omställning som drivs både av företagens egna ambitioner och av EU:s mål för utsläppsminskningar och övergång till förnybar energi. Det är därför mycket viktigt att den värdekedja som väljs för vätgasförsörjning kan uppfylla de krav som EU:s regelverk ställer. De värdekedjor som utvärderats i föreliggande projekt tillhör tre olika kategorier av vätgas med lågt klimatavtryck. De tre kategorierna kan räknas mot olika EU-mål och omfattas av olika regelverk kring hur stor växthusgasutsläppsminskning som måste uppnås samt hur denna ska beräknas.

1. **RFNBO-vätgas:** Grön vätgas som produceras från förnybar, icke-biogen energi och uppnår minst 70 % utsläppsminskning³⁷ räknas som förnybart bränsle av icke-biogen ursprung (RFNBO). Hit räknas de värdekedjor som producerar vätgas genom elektrolys (**EI-DK**, **EI-SE**). Denna typ av vätgas har starkt stöd i flera relevanta mål och regelverk på EU-nivå. Förnybartdirektivet innehåller särskilda målsättningar för användning av RFNBO-vätgas och dess derivat i både transport- och industrisektorn. På liknande sätt finns särskilda RFNBO-kvoter i ReFuelEU Aviation och i FuelEU Maritime.

³⁷ Enligt den metodik som fastställs i delegerad akt (EU) 2023/1185 [32].

2. **Bio-vätgas:** Grön vätgas som produceras från biogen energi och uppnår minst 65 % utsläppsminskning beräknad enligt det regelverk som beskrivs i förnybartdirektivet³⁸ räknas som biobränsle/-biodrivmedel. Hit räknas den värdekedja som använder biogas som råvara (**Bio-SE**). Bio-vätgas och dess derivat kan räknas mot målsättningar inom förnybartdirektivet, ReFuelEU Aviation och FuelEU Maritime. Den berörs dock i mindre utsträckning än RFNBO-vätgas av ”öronmärkta” kvoter och har på så sätt svagare policystöd i nämnda regelverk.
3. **”Low-carbon”-vätgas:** Blå vätgas som produceras från fossila energikällor³⁹ och uppnår minst 70 % utsläppsminskning⁴⁰ räknas som ”low-carbon”-bränsle. Hit räknas de värdekedjor som använder naturgas som råvara. (**LNG-US/ME, NH3-US/ME, NG-NO**). Sådan vätgas kan hjälpa industrier att kraftigt minska sina klimatavtryck, men kan inte räknas mot de målsättningar som sätts av förnybartdirektivet och ReFuelEU Aviation. Den kan dock räknas mot målen i FuelEU Maritime.

Detta kapitel presenterar beräkningar av växthusgasutsläppsminskningar för de värdekedjor som utvärderats i projektet enligt de relevanta EU-regelverk som nämns ovan. Metodiken för beräkning av växthusgasutsläppsminskning skiljer något mellan de olika regelverken, men den övergripande principen är gemensam: Växthusgasutsläppen för producerat bränsle (här: vätgas) ska beräknas med hänsyn till hela värdekedjan (från utvinning av råvara till användning av bränslet), dock utan att ta hänsyn till utsläpp från uppförande/tillverkning och avveckling av utrustning, produktionsanläggningar och infrastruktur som krävs. Växthusgasutsläppsminskning ska sedan beräknas genom att jämföra beräknade utsläpp med referensvärdet 94 gCO_{2ekv}/MJ. Referensvärdet avser bränslets energiinnehåll (LHV) och alltså inte nyttiggjord energi vid användning av bränslet. Som komplement till växthusgasberäkningarna har värdekedjornas energianvändning beräknats utifrån samma dataunderlag och med samma avgränsningar.

³⁸ (EU) 2018/2001

³⁹ Förutom s.k. återvunna kolbaserade bränslen

⁴⁰ Enligt det regelverk som beskrivs i utkastet till delegerad akt enligt artikel 9 i (EU) 2024/1789

4.1 Värdekedjor för blå vätgas ("Low-carbon")

Växthusgasutsläppsminskning för värdekedjor för blå vätgas ("Low-carbon fuel" enligt EU:s terminologi) har beräknats enligt den metodik som presenteras i utkastet till delegerad akt⁴¹ till artikel 9 i direktiv (EU) 2024/1788 (nedan: "GHG-metodiken").

Utsläppen längs värdekedjan ska enligt metodiken beräknas

$$E = e_i + e_p + e_{td} + e_u + e_{ccs} + e_{ccu} \quad [\text{gCO}_2\text{ekv./MJ}_{\text{H}_2}]$$

Där:

- e_i = Uppströmsutsläpp för insatsvaror och -energi (inklusive transport)
- e_p = Direkta utsläpp från produktionsprocessen innan eventuell koldioxidinfångning
- e_{td} = Utsläpp från transport och distribution av det färdiga bränslet
- e_u = Förbränningsutsläpp vid användning av bränslet (=0 för vätgas)
- e_{ccs} = Koldioxid som permanent⁴² lagras, minus de utsläpp som uppstår i CCS-värdekedjan (infångning, transport och lagring)
- e_{ccu} = Koldioxid som binds i långlivade produkter, minus de utsläpp som uppstår för att producera dessa produkter (ej relevant i de värdekedjor som utvärderats)

Övergripande beräkningsprinciper för de olika termerna beskrivs nedan. Dataunderlag och resultat presenteras per värdekedja i avsnitt 4.1.1-4.1.3.

Insatsvaror, e_i

Utsläppen har beräknats med hänsyn till de två viktigaste insatsvarorna: el och naturgas (som råvara och bränsle). Övriga mindre viktiga insatsvaror (exempelvis katalysatorer, vatten och andra hjälpkemikalier) har inte beaktats.

GHG-metodiken innehåller två kategorier av insatsvaror: *elastiska* och *rigida*. Ökad efterfrågan på elastiska insatsvaror kan mötas av ökad produktion (begreppet kan alltså ungefär översättas till "marknadshandlade" varor), medan rigida insatsvaror är

⁴¹ Commission launches consultation on draft methodology for low- carbon hydrogen: https://energy.ec.europa.eu/news/commission-launches-consultation-draft-methodology-low-carbon-hydrogen-2024-09-27_en

⁴² Koldioxid måste lagras permanent i enlighet med CCS-direktivet (2009/31/EC). CCS-projekt i USA och Mellanöstern använder ofta CO₂ för Enhanced Oil Recovery (EOR). EOR anses leda till permanent lagring enligt CCS-direktivet endast om koldioxidlagring är ett av projektets primära syften. Denna begränsning måste tas i beaktande vid import av ammoniak som produceras med CCS i Mellanöstern eller USA. Se även *Guidance document 1* till CCS-direktivet: https://climate.ec.europa.eu/eu-action/industrial-carbon-management/legislative-framework_en#ccs-directive-guidance-documents

begränsade så att användning av varan i en ny tillämpning alltid innebär att den avleds från någon befintlig användning. Både naturgas och el är att betrakta som elastiska insatsvaror.

För elanvändning i Sverige användes den utsläppsintensitet som ges i tabell 6 i GHG-metodiken.

Utsläppintensitet för elanvändning utanför EU ska enligt GHG-metodiken beräknas från IEA-data för bränsleanvändning i det aktuella landets elproduktion, samt i metodiken angivna utsläppsfaktorer för använda bränslen. För USA finns dock total utsläppsintensitet angiven direkt av IEA och 2024-värdet har använts i beräkningarna utan justeringar [23].

För Qatar (i fallen med import från Mellanöstern) är nödvändigt dataunderlag inte fritt tillgängligt hos IEA och i stället har utsläppsintensitet från Our World in Data använts i beräkningarna [24].

För uppströmsutsläpp hos elastiska insatsvaror utom el (här: naturgas) finns två alternativ (Avsnitt A punkt 7 i GHG-metodiken): Om använd naturgas härrör från en *inkorporerad process* ska data från den faktiska leveranskedjan användas, annars ska värden ur avsnitt B i metodiken användas. *Inkorporerad process* definieras genom fotnot 4 i metodiken som

"[...] processes that take place in the same industrial complex, supply the input via a dedicated supply infrastructure, or supply more than half of the energy of all inputs to the production [...]"⁴³

Eftersom naturgasanvändningen bidrar med mer än hälften av vätgasens energiinnehåll ska naturgasproduktionen räknas som inkorporerad process och i beräkningarna ska uppströmsutsläppen för naturgas vara de faktiska utsläppen längs leveranskedjan. Sådana värden saknas och i stället har värden från rapporten JEC Well-to-Wheels v5 [25] använts i beräkningarna. Denna rapport är en ofta använd datakälla för växthusgasutsläppsberäkningar och accepteras som datakälla av GHG-metodiken.

Användningen av respektive insatsvara bestäms av tillverkningsprocessernas verkningsgrad. Samma verkningsgrader som användes i kostnadsuppskattningarna har också använts för utsläppsberäkningarna.

⁴³ Metodiken hänvisar här till "production of RFNBO or recycled carbon fuels" dessa bränsletyper har dock inget med metodiken att göra. Vår bedömning är att texten har kopierats från metodiken för dessa två bränsletyper och att man har glömt att ändra till "production of low-carbon fuels".

Process, e_p

Direkta processutsläpp (innan koldioxidinfångning) härrör helt och hållet från använd naturgas. Naturgasanvändningen har beräknats från samma processverkningsgrader som användes för kostnadsuppskattningarna (kapitel 3).

Utsläppsfaktorn för naturgasförbränning (endast förbränningsutsläpp, inga uppströmsutsläpp) har hämtats från avsnitt B i metodiken.

Transport och distribution, e_{td}

Utsläpp från transport och distribution av LNG har inkluderats i utsläppen för insatsvaror (e_i).

Utsläpp från transport och distribution av ammoniak har beräknats utifrån transportavstånd och specifika utsläpp ($\text{gCO}_2\text{ekv./ton-km}$) för tankerfartyg hämtade från LCA-databasen ecoinvent [26]. I ecoinvent:s data förutsätts att fartygen drivs av tung brännolja (HFO) vilket innebär att transportutsläppen skulle kunna sänkas genom användning av ett mer koldioxidsnålt bränsle (som t.ex. LNG eller ammoniak). Databasen är en ofta använd datakälla för växthusgasutsläppsberäkningar och godkänd som datakälla enligt metodiken.

Utsläpp för långväga transport och distribution av vätgas med pipeline (för fallet NG-NO) har beräknats utifrån uppskattad elanvändning och utsläppsintensiteten för norsk elmix. Elanvändning har uppskattats från värden i Energistyrelsens datakatalog för energitransport [27] och antagandet att samma specifika elanvändning ($\text{kWh*kgH}_2^{-1}\text{*km}^{-1}$) gäller för de här utvärderade värdekedjorna.

Utsläpp för lokaldistribution på västkusten har inte tagits hänsyn till. Sannolikt blir dessa små på grund av de korta avstånden och den låga utsläppsintensiteten hos svensk el.

Koldioxidinfångning, transport och lagring, e_{ccs}

Det har antagits att 90 % av utsläppen som uppstår i processteget (e_p) fångas in. Detta är samma infångningsgrad som används i kostnadsberäkningarna. I flera fall är det svårt att nå 70 % utsläppsminskning med 90 % koldioxidinfångning och i dessa fall har även högre infångningsgrader utvärderats. Notera dock att högre infångningsgrad leder till högre kostnader.

Utsläppen från transport och lagring av koldioxid har beräknats baserat på data från en LCA-rapport beställd av Northern Lights [28]. LCA-rapporten delar upp utsläppen i kategorierna "Construction", "Operation" och "Decommissioning". Endast driftutsläppen ("Operation") har inkluderats i beräkningarna, i linje med GHG-metodiken.

För fallen med CO₂-infångning i Sverige (**LNG-US/ME**) användes data från LCA-rapporten utan justeringar. För fallen med koldioxidinfångning i USA eller Mellanöstern (**NH3-US/ME**) har utsläpp från elanvändning räknats upp för att reflektera den högre utsläppsintensiteten hos elmixen (LCA-rapporten använder norska värden), medan utsläpp från fartygstransporter dragits av eftersom koldioxiden injiceras direkt via pipeline utan fartygstransport. Fartygstransporterna har också räknats av i fallet **NG-NO** av samma anledning.

4.1.1 Värdekedja 1: LNG-import med SMR på västkusten

Utsläppsfaktorer och processdata som använts för att beräkna utsläpp och energianvändning för värdekedja 1 redovisas i Tabell 7. De två fallen **LNG-US** och **LNG-ME** skiljer sig endast när det gäller transportavstånd. Två nivåer av koldioxidinfångning har utvärderats: 90 respektive 95 %. Fallet med 90 % är i linje med kostnadsberäkningarna; 95 % koldioxidinfångning erbjuds av flera relevanta teknikleverantörer men innebär en högre kostnad. Resulterande utsläpp per kategori enligt GHG-metodikens uppdelning visas i Tabell 8.

Tabell 7. Dataunderlag för beräkning av växthusgasutsläpp och energianvändning för värdekedja 1.

	Enhet	LNG-US	LNG-ME	Kommentar
Utsläppsfaktorer				
LNG-uppströms	gCO ₂ ekv./MJ LNG	13,0	14,0	Värdekedja GRG1C i [25]. Transportavstånd justerat till 5420 nm (US) respektive 6680 nm (ME).
LNG-förbränning	gCO ₂ ekv./MJ LNG	56,2	56,2	[29]
El	gCO ₂ ekv./kWh	15,5	15,5	Svensk nätel. Standardvärde ur [29]
CO ₂ -transport och lagring	gCO ₂ ekv./kg CO ₂	22,5	22,5	Driftutsläpp ur [28]
Processdata och energianvändning				
LNG-uppströms	MJ/MJ LNG	0,21	0,22	Energianvändning för LNG-leverans till Sverige. Värdekedja GRG1C i [25]. Avstånd justerat till 5420 nm (US) respektive 6680 nm (ME).
CO ₂ -transport och lagring: energi	MJ/kg CO ₂	0,28	0,28	Beräknad ur utsläppsdata i [28]
SMR: LNG-behov	MJ/MJ H ₂	1,4	1,4	Råvara och bränsle
SMR: El-behov	kWh/kg H ₂	3,5	3,5	Inkl. el för koldioxidinfångning [18]
Infångningsgrad, CO ₂	-	90 % 95 %	90 % 95 %	Basfall: 90 %

70 % utsläppsminskning uppnås i båda fallen med 95 % koldioxidinfångning, men inte i något fall med 90 % infångning. Det kan finnas möjligheter att minska utsläppen i LNG-försörjningen⁴⁴, exempelvis genom att minska metanläckage i leveranskedjan eller ställa krav på lägre utsläpp vid LNG-transport (koldioxidsnålare fartygsbränsle), vilket skulle möjliggöra 70 % utsläppsminskning även med 90 % infångningsgrad.

95 % koldioxidinfångning och/eller minskade metanutsläpp längs värdekedjan ökar produktionskostnaderna jämfört med det utvärderade basfallet. Fördyrningarna bedöms dock ligga väl inom ramen för det utvärderade känslighetsfallet (100 % högre naturgaspriser, 50 % högre kostnader för hela CCS-kedjan). Nödvändig

⁴⁴ Detta skulle minska utsläppsfaktorn för LNG, dvs termen e_i i utsläppsberäkningen

utsläppsminskning bedöms därför kunna uppnås inom det kostnadsspann som fastställts av projektet.

Tabell 8. Beräknade växthusgasutsläpp och energianvändning för värdekedja 1. 90% koldioxidinfångning är samma infångningsgrad som i kostnadsberäkningarna. 95% infångning ger högre produktionskostnader.

	90 % CO ₂ -infångning		95 % CO ₂ -infångning	
	LNG-US	LNG-ME	LNG-US	LNG-ME
e_i	19,1	20,7	19,1	20,7
- Därav: LNG	18,7	20,2	18,7	20,2
- Därav: el	0,5	0,5	0,5	0,5
e_p	78,7	78,7	78,7	78,7
e_{td}	0,0	0,0	0,0	0,0
e_u	0,0	0,0	0,0	0,0
e_{ccs}	-69,2	-69,2	-73,1	-73,1
e_{ccu}	0,0	0,0	0,0	0,0
E (gCO₂ekv./MJ)	28,6	30,1	24,7	26,3
Utsläppsminskning	69,6 %	67,9 %	73,7 %	72,0 %
Energianvändning (MJ/MJ_{H2})	1,81	1,83	1,82	1,84

4.1.2 Värdekedja 2: Ammoniak-import med krackning på västkusten

Utsläppsfaktorer och processdata som använts för att beräkna utsläpp och energianvändning för värdekedja 2 redovisas i Tabell 9.

De två fallen **NH3-US** och **NH3-ME** skiljer sig när det gäller transportavstånd, samt elmix för ammoniakproduktion och koldioxidinfångning. För varje fall har två alternativ för ammoniakproduktion utvärderats: ammoniakproduktion med SMR och 90 % koldioxidinfångning, samt ammoniakproduktion med ATR⁴⁵ och 99 % koldioxidinfångning. Alternativet med SMR är samma teknisk lösning som utvärderades i kostnadsuppskattningarna; ATR med 99 % infångning licenseras av Haldor Topsøe och Johnson Matthey [30] för produktion av koldioxidsnål blå ammoniak och har inkluderats i klimatberäkningarna som jämförelse. Processdata för ATR-alternativet ges av IEA [13]

⁴⁵ ATR = Autothermal reforming

för ett fall med 90 % koldioxidinfångning. Haldor Topsøes teknik för 99 % koldioxidinfångning producerar 15 % överskottsvätgas i förhållande till ammoniakproduktionens behov. Ökningen görs för att minimera behovet av naturgas som bränsle. Naturgasbehovet som ges av IEA har därför justerats på följande sätt för att vara representativt för ett fall med 99 % infångning: Användningen av naturgas som råvara har ökat med 15 % och användningen av naturgas som bränsle har minskats med 95 %.

Resultaterande utsläpp per kategori enligt GHG-metodikens uppdelning visas i Tabell 10.

Tabell 9. Dataunderlag för beräkning av växthusgasutsläpp och energianvändning för värdekedja 2.

	Enhet	NH3-US	NH3-ME	Kommentar
Utsläppsfaktorer				
Naturgas: uppströms	gCO ₂ ekv./MJ LNG	5,1	5,1	Värdekedja GPCG1b i [25]. Inkl. 500km pipelinetransport.
Naturgas: förbränning	gCO ₂ ekv./MJ LNG	56,2	56,2	[29]
El	gCO ₂ ekv./kWh	321	603	Elmix för USA [23] och för Mellanöstern (Qatar) [24]
CO ₂ -transport och lagring	gCO ₂ ekv./kg CO ₂	6,2	10,5	[28]. Exkl. fartygstransporter och justerat för skillnad i elmix.
Ammoniaktransport	gCO ₂ ekv./ton-km	7,5	7,5	Transportavstånd 5420 nm (US) resp. 6680 nm (ME)
Processdata och energianvändning				
NG-uppströms	MJ/MJ LNG	0,04	0,04	Energianvändning för naturgasleverans till ammoniakanläggning. Värdekedja GPCG1b i [25]. Inkl. 500km pipelinetransport.
SMR: NG-behov	MJ/kg NH ₃	32,2	32,2	[13]. Råvara och bränsle. Siffran inkluderar koldioxidinfångning.
SMR: El-behov	kWh/kg NH ₃	0,42	0,42	[13]. Inkluderar koldioxidinfångning.
ATR: NG-behov	MJ/kg NH ₃	29,8	29,8	[13] med justeringar enligt [30], se beskrivning i text. Råvara och bränsle ingår. Siffran inkluderar koldioxidinfångning.
ATR: El-behov	kWh/kg NH ₃	0,56	0,56	[30]. Inkluderar koldioxidinfångning.
Infångningsgrad, CO ₂	-	SMR: 90 % ATR: 99 %	SMR: 90 % ATR: 99 %	
CO ₂ -transport och lagring: energi	MJ/kg CO ₂	0,05	0,05	Beräknad ur utsläppsdata i [28], exkl. fartygstransporter

Energianvändning, ammoniaktransport	MJ/tkm	0,09	0,09	Data ur ecoinvent 3.8 [31] Transportavstånd 5420 nm (US) resp. 6680 nm (ME)
Ammoniackrackning, utbyte	kg H ₂ /kg NH ₃	0,138	0,138	Tabell 2, alternativ 1 i [5]
Ammoniackrackning, elbehov	kWh/kgH ₂	0,05	0,05	Tabell 2, alternativ 1 i [5]

Den höga utsläppsintensiteten för el i USA och Qatar gör det svårt att nå nödvändig utsläppsminskning om nätel används i ammoniakproduktionen: bara fallet **NH₃-US** med ATR och 99 % CO₂-infångning når över 70 % utsläppsminskning. Fallet **NH₃-ME** når över 70 % utsläppsminskning med ATR och 99% koldioxidinfångning om dessutom ca 50 % förnybar el (med utsläppsintensitet 0 gCO₂ekv./kWh) används i ammoniakproduktionen. I likhet med LNG-fallen kan utsläppen också minskas genom krav på lägre uppströmsutsläpp i naturgasförsörjningen (minskat metanläckage) och lägre utsläpp från ammoniaktransport (koldioxidsnålare fartygsbränsle).

ATR med 99 % koldioxidinfångning innebär inte nödvändigtvis en betydande kostnadsökning jämfört med SMR och 90 % koldioxidinfångning (som är det fall som utvärderats i kostnadsuppskattningarna). Vid 90 % koldioxidinfångning bedömer IEA [13] att en ATR-anläggning når lägre CAPEX och OPEX än en SMR-anläggning, samtidigt som Haldor Topsøe [30] bedömer att 99 % infångning med deras ATR-teknik bara ökar produktionskostnaden för ammoniak med ca 8 % jämfört med ett fall med ATR och 90 % infångning. Tekniken kräver dock ren syrgas vilket ökar känsligheten för elpriset om syrgasen ska produceras ur luft med en ASU (Air Separation Unit).

Användning av 50 % förnybar el bedöms inte heller leda till betydande kostnadsökningar. Produktionskostnaden har liten känslighet för elpriset och 50 % förnybar elanvändning i Qatar bör kunna uppnås vid kontinuerlig drift utan ellagring (förnybar sol-el dagtid och annan elproduktion nattetid).

Sammantaget innebär detta att de ökade kostnaderna för högre infångningsgrad och förnybar el bedöms rymmas inom känslighetsfallet för värdekedjan och att tillräcklig utsläppsminskning kan uppnås till de kostnadsnivåer som beräknats inom projektet.

Tabell 10. Beräknade växthusgasutsläpp och energianvändning för värdekedja 2. SMR-alternativet är samma som i kostnadsberäkningarna; ATR-alternativet ger troligen högre produktionskostnader. Siffror inom parentes avser användning av 50 % förnybar el i fallet NH3-ME (ATR).

	SMR		ATR	
	NH3-US	NH3-ME	NH3-US	NH3-ME
e_i	18,2	25,4	20,1	29,7
<i>Därav: Naturgas</i>	10,0	10,0	9,2	9,2
<i>Därav: el</i>	8,2	15,5	10,9	20,5 (10,3)
e_p	109,3	109,3	101,1	101,1
e_{td}	4,4	5,4	4,4	5,4
e_u	0	0	0	0
e_{ccs}	-97,7	-97,3	-99,4	-99,0
e_{ccu}	0	0	0	0
E (gCO ₂ ekv./MJ)	34,1	42,8	26,2	37,2 (27,0)
<i>Utsläppsminskning</i>	63,7 %	54,5 %	72,2 %	58,8 % (71,3 %)
<i>Energianvändning</i> (MJ/MJ _{H2})	2,18	2,19	2,05	2,06

4.1.3 Värdekedja 3: SMR på norska västkusten och pipeline till svenska västkusten

Utsläppsfaktorer och processdata som använts för att beräkna utsläpp och energianvändning för värdekedja 3 redovisas i Tabell 11.

Resultaterande utsläpp per kategori enligt GHG-metodikens uppdelning visas i Tabell 12. Värdekedjan uppfyller med god marginal kravet på 70 % utsläppsminskning, även med ”bara” 90 % koldioxidinfångning. Jämfört med övriga naturgasbaserade värdekedjor som importerar från USA eller Mellanöstern uppnår denna värdekedja betydligt lägre utsläpp eftersom värdekedjan undviker lång fartygstransport och elanvändning i regioner med koldioxidintensiv elproduktion.

Tabell 11. Dataunderlag för beräkning av växthusgasutsläpp och energianvändning för värdekedja 3.

	<i>Enhet</i>	<i>NG-NO</i>	<i>Kommentar</i>
Utsläppsfaktorer			
<i>Naturgas: uppströms</i>	gCO ₂ ekv./MJ NG	4,3	Värdekedja GPCG1b i [25]. Inkl. 100km pipelinetransport.
<i>Naturgas: förbränning</i>	gCO ₂ ekv./MJ NG	56,2	[29]
<i>El</i>	gCO ₂ ekv./kWh	15	Norsk elmix ⁴⁶
<i>CO₂-transport och lagring</i>	gCO ₂ ekv./kg CO ₂	1,5	[28]. Driftutsläpp exkl. fartygstransporter.
Processdata och energianvändning			
<i>Naturgas: uppströms</i>	MJ/MJ LNG	0,03	Energianvändning för naturgasleverans till ammoniakanläggning. Värdekedja GPCG1b i [25]. Inkl. 500km pipelinetransport.
<i>SMR: NG-behov</i>	MJ/MJ H ₂	1,4	Råvara och bränsle
<i>SMR: El-behov</i>	kWh/kg H ₂	3,5	Inkl. el för koldioxidinfångning [18]
<i>Infångningsgrad, CO₂</i>	-	90 %	
<i>CO₂-transport och lagring: energi</i>	MJ/kg CO ₂	0,05	Beräknad ur utsläppsdata i [28], exkl. fartygstransporter
<i>Vätgaspipeline: Elbehov</i>	kWh/ton-km	2,6	[27]. Pipelinesträcka 1000km.

⁴⁶ <https://www.nve.no/energi/energisystem/kraftproduksjon/hvor-kommer-stroemmen-fra/>

Tabell 12. Beräknade växthusgasutsläpp och energianvändning för värdekedja 3.

NO-NG

e_i	6,5
<i>Därav: Naturgas</i>	6,0
<i>Därav: el</i>	0,4
e_p	78,7
e_{td}	0,3
e_u	0
e_{ccs}	-70,7
e_{ccu}	0
E (gCO₂ekv./MJ)	14,8
Utsläppsminskning	84,3 %
Energianvändning (MJ/MJ_{H2})	1,63

4.2 Värdekedjor för grön vätgas genom elektrolys

Växthusgasutsläppsminskning för värdekedjor för grön vätgas som produceras genom elektrolys ("RFNBO" enligt EU:s terminologi) har beräknats enligt den metodik som presenteras i delegerad förordning (EU) 2023/1185 [32].

Metodiken är i stora drag samma som den för blå vätgas. Förnybar el får räknas som helt utsläppsfri (0 gCO₂ekv./MJ) om den uppfyller vissa krav, som preciseras i delegerad förordning 2023/1184⁴⁷, och antas vara uppfyllda för all använd vindkraftsel i de utvärderade värdekedjorna.

Utsläppen kopplade till elektrolysörens elanvändning blir alltså noll. Kvarvarande utsläpp som inkluderats i beräkningen är utsläpp för elektrolysörens vattenförsörjning, rening av rejektvatten, samt elanvändning för pipelinetransport i fallet **EI-DK**. I vattenförsörjningen inkluderades endast vatten som råvara (dvs inte kylvatten). Processkemikalier till elektrolysen har försumats.

⁴⁷ Kraven finns tydligare beskrivna i ISCC EU 202-6

Utsläppsfaktorer och processdata som använts för att beräkna utsläpp och energianvändning för de två elektrolysvärdekedjorna (**EI-DK** och **EI-SE**) redovisas i Tabell 13. Beräknade utsläpp och energianvändning visas i Tabell 14. Båda värdekedjorna uppnår i princip nollutsläpp.

Tabell 13. Dataunderlag för beräkning av växthusgasutsläpp och energianvändning för värdekedjor med elektrolys.

	<i>Enhet</i>	<i>EI-DK</i>	<i>EI-SE</i>	<i>Kommentar</i>
Utsläppsfaktorer				
<i>El till elektrolys</i>	gCO ₂ ekv./MJ el	0	0	Helt förnybar el (genom PPA eller direktanslutning)
<i>El till distribution</i>	gCO ₂ ekv./MJ el	27,1	N/A	Dansk elmix. Tabell 5 i ISCC EU 205-1.
<i>Avjonat vatten till elektrolys</i>	gCO ₂ ekv./kg vatten	0,31	0,31	ISCC EU 205-1
<i>Rening av rejektvatten</i>	kgCO ₂ ekv./m ³ vatten till rening	0,36	0,36	ISCC EU 205-1
Processdata och energianvändning				
<i>Elanvändning, elektrolys</i>	kWh/kg H ₂	51,3	51,3	65 % systemverkningsgrad (LHV)
<i>Vattenanvändning, elektrolys</i>	kg/kg H ₂	10	10	Vatten som råvara, inklusive rejekt. Kylvatten ingår ej.
<i>Rejekt till vattenrening</i>	kg/kg H ₂	1	1	Vatten från elektrolys till vattenrening.
<i>Elanvändning, pipeline</i>	kWh/tkm	2,6	N/A	s. 129 i [27]. Transportavstånd 190+120 km.

Tabell 14. Beräknade växthusgasutsläpp och energianvändning för värdekedjor med elektrolys.

	<i>El-DK</i>	<i>El-SE</i>
<i>e_i</i>	0,03	0,03
<i>e_p</i>	0	0
<i>e_{td}</i>	0,66	0
<i>e_u</i>	0	0
<i>E (gCO₂ekv./MJ)</i>	0,69	0,03
<i>Utsläppsminskning</i>	99,3 %	100 %
<i>Energianvändning (MJ/MJ_{H2})</i>	1,56	1,54

4.3 Värdekedja för grön vätgas genom biogasreforming

Växthusgasutsläppsminskning för värdekedjor för grön vätgas som produceras genom reformering av biogas har beräknats enligt den metodik som presenteras i förnybartdirektivet (EU) 2018/2001.

Beräkningsprinciperna stämmer i stort med reglerna för blå vätgas som beskrivs i avsnitt 4.1. Utsläppen kategoriseras dock delvis annorlunda:

$$E = e_{ec} + e_l + e_p + e_{td} + e_u + e_{sca} + e_{ccs} + e_{ccr} \quad [\text{gCO}_2\text{ekv./MJ}_{\text{H}_2}]$$

- e_{ec} = utsläpp från utvinning eller odling av råvaror
- e_l = utsläpp från förändringar av kollagret till följd av förändrad markanvändning
- e_p = Utsläpp från bearbetning, inklusive utsläpp från el, bränsle och värme som används
- e_{td} = Utsläpp från transport och distribution av råvaror och färdig produkt
- e_u = Förbränningsutsläpp vid användning av bränslet (=0 för vätgas)
- e_{sca} = Utsläppsminskningar genom inlagring av kol till följd av förbättrade jordbruksmetoder. För användning av gödsel finns här också möjlighet att tillgodoräkna minskade metanutsläpp.
- e_{ccs} = Koldioxid som permanent lagras, minus de utsläpp som uppstår i CCS-värdekedjan (infångning, transport och lagring)
- e_{ccr} = utsläppsminskningar genom avskiljning och ersättning av koldioxid

Den främsta skillnaden är att kategorin ”input” saknas. I stället ska insatsvarornas uppströmsutsläpp fördelas mellan de olika kategorierna (exempelvis innehåller e_p all

bearbetning längs värdekedjan, i anläggningen som producerar det färdiga bränslet såväl som i uppströmsanläggningar som producerar insatsvaror).

Det har antagits att använd biogas produceras från den genomsnittliga svenska råvarumixen 2023, som presenteras i [33]. För att förenkla beräkningarna har använda råvaror fördelats i två övergripande kategorier: gödsel (13 % av biogasproduktionen) och bioavfall (87 %). För båda dessa råvarugrupper är utsläppen från utvinning av råvaror (e_{ec}) och från förändringar i kollagret (e_l) = 0.

Uppströmsutsläpp för kategorierna e_p , e_{td} och e_{sca} hos producerad biogas (inkl. uppgradering till biometan) har beräknats ur normalvärden som ges i förnybartdirektivet. Utsläpp för transport av biometan (e_{td}) har beräknats utifrån värden för naturgasdistribution hämtade ur [25].

Utsläpp kopplade till vätgasproduktion genom reformering (e_p) har beräknats utifrån samma elbehov som i fallen med blå vätgas och relevant utsläppsfaktor (svensk elmix).

Ingen koldioxid fångas in från reformering av biometan varför de två sista termerna i ekvationen ovan inte är relevanta.

Utsläppsfaktorer och processdata som använts för att beräkna utsläpp och energianvändning för värdekedjan **Bio-SE** redovisas i Tabell 15. Beräknade utsläpp och energianvändning visas i Tabell 16.

Tabell 15. Dataunderlag för beräkning av växthusgasutsläpp och energianvändning för produktion av vätgas genom reformering av biogas (Referensvärdekedja 2).

	Enhet	Bio-SE	Kommentar
Utsläppsfaktorer			
Biometan från gödsel	gCO ₂ ekv./MJ BM	10,7 + 0,9 -111,9	Exkl. pipeline transport. Angivet som $e_p + e_{td} - e_{sca}$. Värden från sida 163 i (EU) 2018/2001 (inneslutna rötresters, förbränning av restgaser).
Biometan från bioavfall	gCO ₂ ekv./MJ BM	13,5 + 0,5	
Biometan: distribution	gCO ₂ ekv./MJ BM	0,3	150 km pipelinetransport baserad på värdekedja GPCG1b i [25].
El	gCO ₂ ekv./kWh	26,0	Energimyndighetens standardvärde för biodrivmedelproduktion ⁴⁸ .

⁴⁸ Se biobränslemodellen:

<https://www.energimyndigheten.se/klimat/hallbarhetskriterier/berakningsverktyg-och-stoddokument/>

Processdata och energianvändning

<i>Biogasråvara, fördelning</i>	-	13 % / 87 %	Gödsel 13 %, bioavfall 87 %. Andelarna refererar till mängd producerad gas per råvara.
<i>Biometan, uppströms energianvändning</i>	MJ/MJ BM	0,9	Energianvändning per MJ biometan levererad till reformer. Beräknad från angiven fördelning och värdekedjorna OWCG1 samt OWCG21 i [25].
<i>SMR: biometan-behov</i>	MJ/MJ H ₂	1,4	Råvara och bränsle
<i>SMR: El-behov</i>	kWh/kg H ₂	3,5	Inkl. el för koldioxidinfångning [18]

Tabell 16. Beräknade växthusgasutsläpp och energianvändning för vätgasproduktion genom reformering av biogas (Referensvärdekedja 2).

Bio-SE

<i>e_p</i>	19,1
<i>e_{td}</i>	1,2
<i>e_{sca}</i>	20,4
<i>e_u</i>	0
<i>E (gCO₂ekv./MJ)</i>	-0,02
<i>Utsläppsminskning</i>	100 %
<i>Energianvändning (MJ/MJ_{H2})</i>	2,81

4.4 Sammanfattning

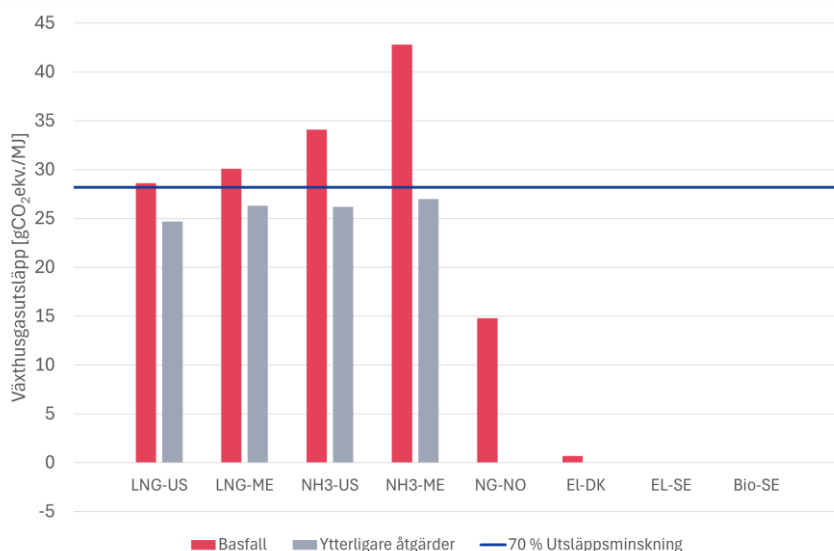
Beräknad utsläppsminskning för de utvärderade värdekedjorna sammanställs i Figur 13 nedan. För värdekedjorna baserade på LNG eller ammoniak överensstämmer basfallen för växthusgasutsläpp med basfallen för kostnadsuppskattning i kapitel 3. För dessa värdekedjor krävs ytterligare åtgärder för att åstadkomma 70 % utsläppsminskning, vilket kan innebära fördyrningar jämfört med kostnadsuppskattningarnas basfall. Eventuella fördyrningar bedöms dock ligga inom ramen för kostnadsuppskattningarnas känslighetsfall.

Värdekedjor som använder elektrolys eller biogas når mycket nära nollutsläpp, men detta kommer till en högre kostnad jämfört med de blå (fossilbaserade) värdekedjorna.

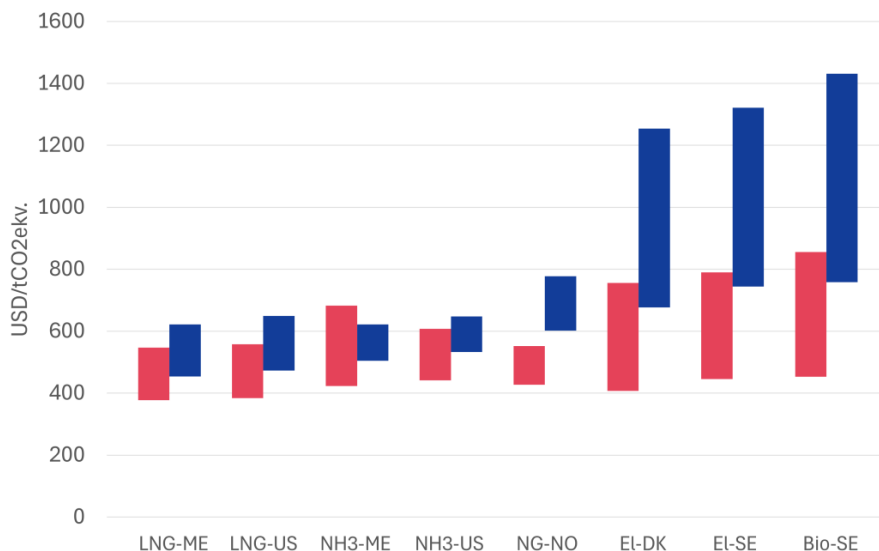
Kostnadseffektiviteten hos den utsläppsminskning som uppnås längs hela värdekedjan (USD/kg CO₂ekv.) har beräknats utifrån uppskattade produktionskostnader (Figur 9) och beräknad utsläppsminskning enligt detta kapitel, samt antagandet att varje MJ vätgas ersätter en MJ fossilt bränsle eller råvara med utsläppsintensiteten 94 g CO₂ekv./MJ.

Resultaten visas i Figur 14. Beräkningen enligt ovan ger kostnader per ton utsläppsminskning längs hela värdekedjan (produktion, distribution, användning).

Skillnaderna mellan värdekedjorna blir relativt små och uppskattade kostnadsintervall överlappar till stor del. Som jämförelse visar figuren också ett fall där kostnadseffektiviteten har beräknats per ton undvikna utsläpp i användarledet. Här har det antagits att varje MJ vätgas (med nollutsläpp vid användning) ersätter 1 MJ naturgas i förbränningsapplikationer (med förbränningsutsläpp 56 CO₂ekv./MJ). Eftersom all vätgas – oavsett hur den produceras – har nollutsläpp i användarledet leder de blå värdekedjornas lägre kostnader till lägre kostnader per ton utsläppsminskning i detta fall. En användare som bara är intresserad av att ersätta sina egna utsläpp ("Scope 1") kan alltså åstadkomma detta till lägre kostnader genom de blå värdekedjorna.



Figur 13. Beräknade utsläppsfaktorer för utvärderade värdekedjor. Den blå linjen visar 70 % utsläppsminskning jämfört med det fossila jämförelsevärdet 94 gCO₂ekv./MJ. Figurens basfall är jämförbara med kostnadsuppskattningarnas dito. För värdekedjorna LNG/NH3 krävs justeringar av värdekedjorna för att uppnå nödvändig utsläppsminskning, vilket kan leda till högre kostnader.



Figur 14. Kostnad per ton utsläppsminskning längs hela värdekedjan (rött) och per ton undvikna förbränningsutsläpp hos en slutanvändare (blått). Utsläppsminskningen längs hela värdekedjan har beräknats utifrån antagandet att varje MJ vätgas ersätter en MJ fossil motsvarighet med utsläpp 94 gCO₂ekv./MJ. Undvikna förbränningsutsläpp har beräknats utifrån antagandet att varje MJ vätgas (med nollutsläpp vid förbränning) ersätter 1 MJ naturgas med förbränningsutsläpp 56 gCO₂ekv./MJ. För varje värdekedja har den lägsta kostnaden i spannet beräknats utifrån lägsta uppskattade produktionskostnad och högsta uppskattade utsläppsminskning, och vice versa för den högsta kostnaden i spannet. Kostnaderna har beräknats för 700 ktpa vätgas.

5 Slutsatser och diskussion

Projektet utvärderade kostnader och klimatavtryck för fyra värdekedjor för storskalig import av vätgas med lågt klimatavtryck till västkusten, och jämförde dessa med två värdekedjor för lokal produktion.

700 ktpa grön vätgas bedöms kunna levereras till kostnader kring 4,5-5 USD/kg med optimistiska antaganden (låga energipriser, låg elektrolysörs-CAPEX) och till kostnader kring 8,5-9,5 USD/kg med pessimistiska antaganden (höga energipriser, hög elektrolysörs-CAPEX). Kostnadsskillnaderna mellan lokal produktion och import är små, men värdekedjan **EI-DK** med import från Danmark bedöms ge något lägre kostnader.

Samma volymer blå vätgas bedöms kunna levereras till kostnader i intervallet 3-5 USD/kg, dvs till kostnader som är konkurrenskraftiga även med optimistiska antaganden för de gröna värdekedjorna.

För elektrolysbaserade gröna värdekedjor (**EI-DK** och **EI-SE**) krävs, givet CAPEX-nivån 1275 USD/kW_{el}, elpriser under ca 20-70 USD/MWh (inklusive skatter och avgifter) för att vara konkurrenskraftig med blå vätgas, där spannet beror på vilka antaganden som görs för blå vätgas. Med CAPEX-nivån 2000 USD/kW_{el} är elektrolys dyrare än de

billigaste alternativen för blå vätgas även om elpriset sätts till 0 USD/MWh, medan det krävs elpriser under ca 25-35 USD/MWh för att elektrolys ska vara konkurrenskraftigt med de dyraste alternativen för blå vätgas.

Vid leverans av mindre volymer (100 ktpa) minskar kostnadsskillnaderna mellan gröna och blåa värdekedjor något. Blåa värdekedjor med import från USA eller Mellanöstern (**LNG-US/ME**, **NH3-US/ME**) bedöms dock fortfarande ge lägre kostnader än utvärderade gröna värdekedjor, även med optimistiska antaganden för dessa. För import av blå vätgas från Norge (**NG-NO**) ökar kostnaderna med över 1 USD/kg vätgas till följd av betydligt dyrare transport: värdekedjan kräver delvis dedikerad pipeline-infrastruktur vilket kraftigt driver upp kostnaderna när så små volymer importeras, och det är tydligt att större volymer behövs för att värdekedjan ska vara konkurrenskraftig med övriga blåa alternativ. Värdekedjans uppskattade kostnader ligger något högre än de optimistiska kostnadsuppskattningarna för grön vätgas, men betydligt lägre än motsvarande pessimistiska kostnadsuppskattningar.

Sammanfattningsvis bedöms grön vätgas kunna importeras från Danmark till kostnader som är jämförbara med kostnaderna för lokal produktion på västkusten, medan blå vätgas bedöms kunna importeras till lägre kostnader.

De blå värdekedjorna bedöms alla kunna nå 70 % utsläppsminskning jämfört med det fossila jämförelsevärdet 94 gCO₂ekv./MJ, och göra så inom de kostnadsintervall som fastställts i projektet. De gröna värdekedjorna ger mycket låga koldioxidutsläpp – nära 0 gCO₂ekv./MJ. I praktiken måste tillräcklig utsläppsminskning för såväl blå som grön vätgas säkerställas från fall till fall genom att ställa krav på använda leverantörer och certifiering längs hela värdekedjan.

Trots de gröna värdekedjornas låga koldioxidutsläpp innebär de blåa värdekedjornas lägre kostnader att de sistnämnda når något lägre kostnader per utsläppsminskning (USD/kgCO₂ekv.). Här är dock skillnaderna mellan värdekedjorna små.

Om någon av de blå värdekedjorna ska användas som övergångslösning till dess att gröna värdekedjor finns på plats är det viktigt att risken för teknikinlåsning minimeras. Ur detta perspektiv bör lokala investeringar som riskerar att bli obsoleta undvikas. Det finns förstås ändå alltid en risk att övergångslösningar blir permanenta och minskar viljan och incitamenten att utforska andra alternativ.

LNG-värdekedjan kräver lokal investering i reformeringskapacitet med koldioxidinfångning. Dessa investeringar blir obsoleta vid övergång till elektrolysbaserade värdekedjor men kan användas för reformering av förnybar metan om pris och tillgänglighet förbättras, vilket även skapar möjlighet till bio-CCS eller bio-CCU.

Ammoniak-värdekedjan kräver lokal investering i ammoniakkrackning, som vid övergång till gröna värdekedjor lika gärna kan användas för krackning av grön ammoniak.

Värdekedjan för import från Norge kräver investering i pipelineinfrastruktur från produktionen i Norge till västkusten. Utbyggnad av pipelineinfrastruktur innebär långa ledtider och stora investeringar, varför en leverantör sannolikt kräver långsiktiga kontrakt (15+ år) med take-or-pay klausuler. Detta skulle försvåra övergången från blå till grön vätgasförsörjning.

Utvärderade värdekedjor för import av blå eller grön vätgas bedöms möjliggöra utsläppsminskningar som är kostnadseffektiva jämfört med lokala värdekedjor för grön vätgas och erbjuder därför alternativa vägar att minska utsläppen från industrin på den svenska västkusten. Värdekedjorna begränsas inte av brist på lokal nätkapacitet, elproduktion eller biogasproduktion och alternativen för import av blå vätgas bygger dessutom i större utsträckning på redan etablerade tekniker och infrastruktur, och bör därför enklare kunna etableras i närtid. Gröna värdekedjor har dock betydligt starkare stöd i relevanta EU-regelverk. Utestängning av blåa värdekedjor innebär en risk att utsläppsminskningar i industrin fördröjs eller uteblir.

6 Referenser

- [1] M. Edvall, L. Eriksson, S. Harvey, J. Kjärstad och J. Larfeldt, "Vätgas på västkusten," RISE, 2022.
- [2] Västra Götalandsregionen, Länsstyrelsen Västra Götaland, Svenska Kraftnät, "Framtidens elförsörjning i Västra Götaland - En rapport från samverkansplattformen ACCEL," 2024.
- [3] V. Stenberg, et. al., "Flexibel och robust vätgasproduktion och -lagring i Lysekil," 2024.
- [4] B. Farren-Price, A. Honoré och J. Sharples, "European Gas Market Supply and Demand: Winter Outlook 2024/25," The Oxford Institute for Energy Studies, 2024.
- [5] Haldor Topsøe, "Efficient and proven ammonia cracking at scale," *Nitrogen+Syngas*, September-October 2023.
- [6] Avfall Sverige, "Biogasanvändningen minskar trots stora behov," 2024. [Online]. Available: <https://www.avfallsverige.se/aktuellt/nyheter/biogasanvandningen-minskar-trots-stora-behov/>. [Använd 14 04 2025].
- [7] Foster Wheeler för IEAGHG Technical Review, "Reference data and Supporting Literature Reviews SMR Based Hydrogen Production with CCS," 2017.
- [8] Fluor, "Large Scale Industrial Ammonia Cracking Plant," 2023.
- [9] C. Steuer, "Outlook for Competitive LNG Supply (OIES paper: NG 142)," Oxford Institute for Energy Studies, 2019.
- [10] International Energy Agency, "The Future of Hydrogen," 2019.
- [11] M. Biermann, et. al., "Preem CCS - Synthesis of main project findings and insights," Chalmers, 2022.
- [12] International Energy Agency, "Energy Technology Perspectives 2023," 2023.
- [13] International Energy Agency, "Ammonia Technology Roadmap," 2021.
- [14] U. N. P. Council, "Meeting the dual challenge - a roadmap to at-scale deployment of carbon capture, use and storage," 2021.

- [15] M. Al-Breiki, et. al., "Comparative cost assessment of sustainable energy carriers produced from natural gas accounting for boil-off gas and social cost of carbon," *Energy Reports*, vol. 6, pp. 1897-1909, 2020.
- [16] R.M. Nayak-Luke, et.al., "Chapter 8 - Techno-Economic Aspects of Production, Storage and Distribution of Ammonia," i *Techno-Economic Challenges of Green Ammonia as an Energy Vector*, 2021, pp. 191-207.
- [17] N. Salmon och R. Bañares-Alcántara, "Green ammonia as a spatial energy vector: A review," *Sustainable Energy and Fuels*, nr 11, 2021.
- [18] Gassco och Dena, "Hydrogen value chain summary report," 2023.
- [19] International Energy Agency, "Global Hydrogen Review 2024," 2024.
- [20] International Energy Agency, "Hydrogen in North-Western Europe - A vision towards 2030," 2021.
- [21] S&P Global, "Deflating capture prices pull solar, wind market values down across Europe in 2024," 2025. [Online]. Available: <https://www.spglobal.com/commodity-insights/en/news-research/latest-news/electric-power/013125-deflating-capture-prices-pull-solar-wind-market-values-down-across-europe-in-2024>. [Använd 14 04 2025].
- [22] ApportGas, "Jämför Biogaspriser och Naturgaspriser," 2025. [Online]. Available: <https://apportgas.se/pris/>. [Använd 14 04 2025].
- [23] International Energy Agency, "Electricity 2025 - Emissions," 2025. [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/electricity-2025/emissions>. [Använd 14 04 2025].
- [24] Our World in Data, "Carbon intensity of electricity generation, 2023," [Online]. Available: <https://ourworldindata.org/grapher/carbon-intensity-electricity>. [Använd 14 04 2025].
- [25] M. Prussi, et. al., "JEC Well-to-Wheels report v5," Publications Office of the European Union, 2020.
- [26] ecoinvent v 3.8.
- [27] Energistyrelsen, "Energy transport - Technology descriptions and projections for long-term energy systems planning," 2025.

- [28] Northern Lights, "Carbon footprint of the Northern Lights JV CO2 transport and storage value chain," 2023. [Online]. Available: CO2 transport and storage value chain. [Använd 14 04 2025].
- [29] European Commission, *[DRAFT] Annex to the Commission Delegated Regulation (EU) .../... supplementing Directive (EU) 2024/1788 of the European Parliament and of the Council by specifying a methodology for assessing greenhouse gas emissions of low-carbon fuels.*
- [30] Haldor Topsøe, "Ammonia production at scale with the lowest carbon intensity," *Nitrogen and Syngas*, Juli-Augusti 2023.
- [31] ecoinvent v 3.8, *Dataset: transport, freight, sea, tanker for liquid goods other than petroleum and liquefied natural gas - GLO.*
- [32] Europeiska Kommissionen, *Kommissionens delegerade förordning (EU) 2023/1185.*
- [33] Energigas Sverige, "Produktion av biogas och rötresten och dess användning 2023," 2024.



Om CIT Renergy

CIT Renergy AB är ett helägt dotterbolag till Stiftelsen Chalmers Industriteknik med energirelaterad konsultverksamhet inom de fyra affärsområdena Industri, Byggd Miljö, Samhälle och Inomhusmiljö. CIT Renergy har totalt ca 35 medarbetare.

Vår unika kompetens består av att kombinera detaljerad teknisk kunskap med ett övergripande energisystemperspektiv. Vi är specialiserade på analyser och utredningar av energisystem och energitekniker samt energieffektivisering och inomhusmiljö. Vi har lång erfarenhet av att arbeta med den energiintensiva industrin såväl som med bebyggelsens energibehov samt med strategiska frågor kring energiplanering och energisystem generellt. Vi har också stor vana vid att arbeta med uppdrag från olika myndigheter, näringsliv samt offentligfinansierade projekt. En stor andel av våra medarbetare har disputerat.

Vi är certifierade enligt ISO 9001 för kvalitet och ISO 140001 för miljö.