



Konceptstudie för en e-metanolanläggning på Åland

Albert Miiros

Lärdomsprov

Energi- och miljöteknik

2023

Lärdomsprov

Albert Miiros

Konceptstudie för en e-metanolanläggning på Åland
Yrkehögskolan Arcada: Energi- och miljöteknik, 2023.

Identifikationsnummer:

9269

Uppdragsgivare:

OX2 Åland Ab

Sammandrag:

I denna rapport har beräkningar utförts för att bedöma de ekonomiska och tekniska förutsättningarna för en e-metanolpilotanläggning vid Långnäs hamn på Åland, Finland. Beräkningarna skall ligga till grund för bedömningen om en sådan anläggning är realistisk.

Det som har analyserats utifrån olika rapporter och studier är anläggningens uppskattade produktionsmängd, kapital- och driftskostnader samt användningen av biprodukter.

Piloten producerade årligen kring 4 800 ton grön vätgas och 25 000 ton e-metanol. Det krävdes också en årlig mängd på ungefär 39 000 ton biogen CO₂ och 48 000 ton H₂O.

Kapitalkostnaderna uppskattades grovt till 55 341 145 € och driftskostnaderna till 19 502 666 €. Beräkningarna visar att elektriciteten är en av de viktigaste förutsättningarna för en e-metanolanläggning och står för nästan 80 % av driftskostnaderna.

Orsaken till att elektriciteten utgjorde en så stor del av OPEX, berodde främst på att elektrolysören stod för nästan 80 % av hela anläggningens energiförbrukning. Utöver ett lägre elpris behöver elektrolysörerna bli effektivare för att elkostnaderna ska minska.

Försäljningen av syret som biprodukt har en stor inverkan på anläggningens återbetalningsperiod, beroende på försäljningspris. Om det säljs för 100 €/ton skulle återbetalningsperioden ta kring 10 år för piloten, förutsatt att försäljningspriset på e-metanol är 900 €/ton.

Pilotanläggningens verksamhet torde vara möjlig att förverkliga, eftersom tillgången på råvaror anses finnas i tillräckliga mängder på Åland.

I rapporten ingår bland annat inte dimensionering, driftsförhållanden och layout av e-metanolanläggningen, kostnader för en CO₂-infångningsenhet eller en e-ammoniakanläggning. Kostnader för lagring (av H₂, CH₃OH och CO₂) och en avsaltninganläggning ingår inte. Elanslutningen samt ett detaljerat flödesschema är inte heller inkluderade.

I självfallet behöver dessa områden utredas inför en fortsatt satsning.

E-bränslen har möjlighet att ersätta fossila bränslen på ett ekonomiskt hållbart sätt. Det förutsätter att elpriset och utrustningskostnaderna blir lägre, elektrolysörerna blir effektivare, systemet optimeras genom att biprodukterna utnyttjas, samt att man har goda leverantörskedjor för råvaror och smidiga distributionskanaler för e-bränslen och biprodukter.

Nyckelord:

E-metanolanläggning, Åland

Mega Green Port, förstudie

OX2 Åland

Degree Thesis

Albert Miros

Konceptstudie för en e-metanolanläggning på Åland

Arcada University of Applied Sciences: Energy and Environmental Engineering, 2023.

Identification number:

9269

Commissioned by:

OX2 Åland Ab

Abstract:

In this report, calculations have been performed to assess the economic and technical conditions for an e-methanol pilot plant at the port of Långnäs on the Åland Islands, Finland. The calculations shall serve as a basis for assessing whether such an installation is realistic. What has been analysed on the basis of various reports and studies is the estimated production quantity of the plant, capital and operating costs and the use of by-products. The pilot produced around 4,800 tonnes of green hydrogen and 25,000 tonnes of e-methanol annually. It also required an annual amount of approximately 39,000 tonnes of biogenic CO₂ and 48,000 tonnes of H₂O. Capital costs were roughly estimated at €55,341,145 and operating expenses at €19,502,666. The calculations show that electricity is one of the most important prerequisites for an e-methanol plant, accounting for almost 80 % of operating costs. The reason why electricity was such a large part of OPEX was mainly due to the fact that the electrolyzer accounted for almost 80 % of the entire plant's energy consumption. In addition to a lower electricity price, electrolyzers need to become more efficient in order to reduce electricity costs. The sale of the oxygen as a by-product has a major impact on the plant's payback period, depending on the selling price. If sold for €100/tonne, the payback period would take around 10 years for the pilot, provided that the selling price of e-methanol is €900/tonne. The pilot plant's operations should be possible to realise, as the availability of raw materials is considered to be available in sufficient quantities on the Åland Islands.

The report does not include, among other things, the dimensioning, operating conditions and layout of the e-methanol plant, costs of a CO₂ capture unit or an e-ammonia plant. Costs for storage (of H₂, CH₃OH and CO₂) and a desalination plant are not included. The electrical connection as well as a detailed flowchart are also not included. Of course, these areas need to be investigated before continued investment. E-fuels have the potential to replace fossil fuels in an economically sustainable way. This requires that the price of electricity and equipment costs are reduced, the electrolyzers become more efficient, the system is optimised by utilising by-products, as well as having good supply chains for raw materials and smooth distribution channels for e-fuels and by-products.

Keywords:

E-metanolanläggning, Åland

Mega Green Port, förstudie

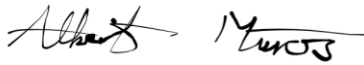
OX2 Åland

Förord

Följande examensarbete avslutar fyra och ett halvt års studier inom energi- och miljöteknik på yrkeshögskolan Arcada. Uppdragsgivaren är OX2 Åland Ab.

Jag skulle vilja rikta ett stort tack till mina uppdragsgivare Ian Bergström och Anders Wiklund på OX2 Åland, för deras rådgivning och vägledning under arbetets gång. Jag vill också tacka min handledare på Arcada, Kim Rancken som har granskat arbetet och kommit med konstruktiva synpunkter för att få det färdigställt.

Esbo den 1 december 2023

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Albert Miros', with a long horizontal stroke extending to the right.

Albert Miros

Beteckningar och förkortningar

AFUDC = bidrag till utrustning under konstruktion

BOP = kompletterande utrustning

CAPEX = kapitalkostnader

EPC = ingenjers-, inköps- och konstruktionskostnader

FCI = fast kapitalkostnad

IRR = internränta

LHV = lägre värmevärde

LRD = licensierings-, forsknings- och utvecklingskostnader

MeOH = metanol

OPEX = driftskostnader

PEC = utrustningskostnader

SUC = startkapital

WC = rörelsekapital

Innehåll

1	Inledning	9
2	Vätebaserade bränslen	12
2.1	Vätgas	12
2.2	Elektrobränslen	12
2.3	Metanol	13
2.3.1	E-metanol	13
2.4	Ammoniak	14
2.4.1	E-ammoniak	14
3	Övriga ämnen	15
3.1	Koldioxid	15
3.2	Kväve	15
4	Framställningsprocesser	16
4.1	Elektrolys	16
4.1.1	AEL-elektrolys	17
4.1.2	PEM-elektrolys	17
4.1.3	SOEC-elektrolys	18
4.1.4	AEM-elektrolys	18
4.2	Infångning av biogen koldioxid	19
4.3	Produktion av e-metanol	19
4.3.1	Direkt CO ₂ -hydrering	20
4.3.2	Indirekt CO ₂ -hydrering	21
5	Lagring	24
6	Uträkningar för pilotanläggningen	25
7	Resultat	36
8	Slutsatser	41
	Källor	44

1 Inledning

EU:s klimatmål innebär att medlemsländerna till år 2030 skall ha minskat sina utsläpp med 55 % jämfört med år 1990. Målsättningen är att EU skall vara klimatneutralt 2050 [15]. För att uppnå målet måste användandet av fossila bränslen minska.

Självstyrda regionen Åland är en ö i Östersjön, där sjötransporter och logistik är av mycket stor betydelse. Sektorer som sjöfart och flyg är komplicerade att elektrifiera, och det är svårt att ersätta deras flytande bränslen p.g.a. deras höga energitäthet. Ett alternativ till fossila bränslen är elektrobränslen (även kallade e-bränslen) vilkas produktion är nästan helt utsläppsfri. Produktutveckling pågår intensivt, eftersom många insett potentialen. Bland annat företaget Maersk inom sjöfart och tiotals andra pågående projekt i Norden vill främja övergången till förnybara bränslen.

Företaget OX2 vill bidra till en hållbar framtidsutveckling och har därför genom dotterbolaget OX2 Åland inlett en förstudie (Mega Green Port) för planering och etablering av en Power-to-X anläggning i Långnäs hamn, för produktion och distribution av grön vätegas och e-bränslen (främst e-metanol). Elen till anläggningen förutsätts komma från två planerade vindkraftsparker norr och söder om Åland (också under OX2:s ledning). Företaget vill med sin verksamhet skapa förutsättningar för nya hållbara affärsmöjligheter genom att erbjuda grön energi.

Denna rapport innehåller en systemanalys med uppskattningar av anläggningens möjliga produktionsmängd, kapital- och driftskostnader samt biprodukter (spillvärme, syre och vatten) och utgör en grund till första versionen av Work Package 0 (WP 0).

Förstudien till projektet Mega Green Port är beräknad att ta ett år och omfattar olika analyser av bland annat möjliga slutkunder, tekniska lösningar samt anläggningens omfattning och utformning. Under Work Package 0 skall den första versionen av utvecklingsplanen tas fram och utvärderas utgående från de affärsmässiga förutsättningar som förstudien visar på.

OX2 är en av Europas ledande leverantör av landbaserad vindkraft och erbjuder förnybara energilösningar i stor skala. De projekterar och bygger hållbara och skräddarsydda lösningar för att uppfylla kunders behov. Fokus ligger på produktion av vind- och solenergi, men företaget driver också projekt inom vätgas- och energilagring [31].

Långnäs Hamn Ab ägs av Ålands landskapsregering. Hamnen som ligger i Lumparlands kommun på östra fasta Åland erbjuder kajplats, anläggningar och service åt färje-, kryssnings- och godstrafiken. En del av den lokala skärgårdstrafiken utgår från Långnäs [20]. En god hamn kännetecknas bland annat av tillräckliga vattendjup fria från hinder, goda landbaserade transportleder och logistikkedjor, samt att den är skyddad från hårda vindar, vågor och strömmar och har tillräckligt stora utrymmen för fartygen att både röra sig fritt och ta i land utan alltför stora osäkerhetsmoment. Utöver Långnäs uppfyller Mariehamns hamn på Åland dessa krav, men hamnen ansågs inte vara lika lämplig för MGP projektet främst med tanke på dess placering. Därmed har Långnäs valts som utgångspunkt i förstudien.

Noatun Nord och Syd är två havsbaserade vindkraftsprojekt som OX2 Åland tillsammans med Ålandsbanken Fondbolag planerar norr respektive söder om fasta Åland, Finland. Vindkraftparkerna planeras att bestå av över 300 vindturbiner vardera med en topphöjd på över 400 meter. Deras årliga elproduktion förväntas ligga kring 18 och 19,5 TWh [18] [19] där en del av den producerade elen kommer att förse e-metanolanläggningen.

Sjöfartssektorn har höga krav på att minska på sina fossila utsläpp eftersom nya regleringar har utförts av internationella myndigheter som EU, IMO och EPA (US Environmental Protection Agency) gällande den miljöpåverkan som orsakas av fartyg. ASEAN (Association of Southeast Asian Nations) undersöker alternativa metoder för att minska sina utsläpp till 2030 [29]. Ett väldigt omdiskuterat ämne är att ersätta fossila bränslen med miljövänligare alternativ, som e-bränslen.

Syftet med rapporten är att undersöka förutsättningarna för att Långnäs projektet ska vara ekonomiskt och tekniskt hållbart samt realistiskt.

Rapporten är en förstudie av första versionen av utvecklingsstrategin i projektet Mega Green Port Långnäs (MGP Långnäs).

Som underlag för rapporten har en studie av ett antal granskade vetenskapliga artiklar, rapporter och examensarbeten använts. Med utgångspunkt från artiklarna har kemiska energi- och balansberäkningar utförts, fördelningar samt ekonomiska analyser gjorts och sammanställts i denna rapport i ett flertal tabeller.

Diskussioner med projektledningen har skett kontinuerligt under arbetets gång.

Förstudien avgränsas till att omfatta ovannämnda systemanalys och går inte djupare in på dimensionering och layout av e-metanolanläggningen. I rapporten förekommer också antaganden som att biogen koldioxid levereras från externa leverantörer. Rapporten inkluderar därmed inte kostnaden för att fånga in koldioxid och omfattar därför inte en analys av en CO₂-infångningsenhet. Rapporten beskriver enbart kostnaden för transport (som ingår i transportkostnaderna) och inköp av biogen koldioxid.

Inte heller fördjupas resonemanget kring en e-ammoniakanläggning, eftersom sjöfartsbranschen inte bedöms vara redo för de risker som bränslet medför vid användning. Följande teman behandlas inte i rapporten: anläggningens driftsförhållanden, som tryck, temperatur och olika råvarors renheter, elanslutningen och ett detaljerat flödesschema som rör all utrustning. En detaljerad kostnadsanalys är inte möjlig att utföra i detta inledande skede. Själva lagringen och dess kostnader har inte utretts. En avsaltningssystem har inte heller inkluderats, utan endast ett pris per kubik vatten.

Inflation behöver tas i beaktande eftersom penningvärdet ständigt fluktuerar. Kostnaderna som har sammanställts i denna rapport kan ha ett annat värde redan inom en snar framtid.

I rapporten har ett förväntat kundpris i dagsläget använts som grund, och prisutvecklingen kommer självfallet att påverka ett eventuellt förverkligande. Rapporten omfattar inte transport eller distribution av e-metanol.

2 Vätebaserade bränslen

I detta avsnitt presenteras viktiga e-bränslen. Med e-bränslen avses bränslen som produceras med förnybar el, som till exempel grön vätgas, e-metanol och e-ammoniak.

2.1 Vätgas

Väte (kemiskt tecken H) är universums lättaste och vanligaste grundämne. 70–80 viktprocent av universum består utav det. På jorden förekommer det oftast naturligt bundet med andra grundämnen. Vätgas H_2 , är gasformigt, färg- och doftlöst samt lättantändligt vid rumstemperatur och normalt tryck, och är en viktig råvara i produktion av bland annat metanol och ammoniak.

Vätgas kan produceras på flera olika sätt. De vanligaste metoderna är genom fossila bränslen och ångreformerings av metan. Då talar man om grå vätgas. Blå vätgas produceras på samma sätt som grå, men skillnaden är att de fossila utsläppen fångas upp. Grön vätgas är det miljövänligaste alternativet och produceras genom elektrolys av vatten med förnybar el. Denna teknik är dyrare, men med tillgång till billig elektricitet är den det renaste alternativet.

2.2 Elektrobränslen

Elektrobränslen (även kallade e-bränslen) produceras med vätgas och syrgas genom elektrolys av vatten och förnybar el. Vätgasen reagerar sedan med biogen koldioxid eller kväve och bildar syntetiska kolväten (e-bränslen) som e-metanol och e-ammoniak [6].

Produktion av e-bränslen är nästan helt utsläppsfri och de skulle därmed kunna ersätta fossila bränslen som bensin och diesel. Produktionsmetoderna är ännu under utveckling och relativt ovanliga vilket idag medför höga produktionskostnader. Om man höjer nivån av energiåtervinning i produktionsprocessen, minskar produktionskostnaderna i framtiden. Dessa problem kommer med tiden att lösas eftersom teknologin ständigt utvecklas.

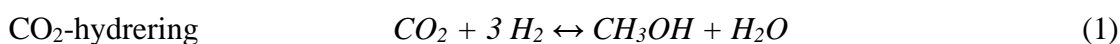
2.3 Metanol

Metanol, CH₃OH, (kokpunkt och fryspunkt¹ varierar något kring 64,6 °C samt -97,8 °C)² är den enklaste alkoholen som bildas genom pyrolys av trä och framställs industriellt genom hydrering av antingen koldioxid eller kolmonoxid, eller genom förbränning av butan. Den används främst till att framställa metanal och estrar, men används också som lösningsmedel och i motorbränslen [9]. Den är färglös, och mycket giftig vid förväxling av etanol.

Metanol är flytande i rumstemperatur vilket gör den lätt att lagra samt transportera. Den har ett högt oktantal, och bryts lätt ned i naturen vilket medför små miljörisker vid eventuella läckage. Vid förbränning släpper den inte ut mycket avgaser på grund av att den varken innehåller svavel eller kol-kolbindningar [27]. Metanolens egenskaper gör den till ett attraktivt alternativt bränsle bland annat till fartyg, framför allt som e-bränsle (e-metanol).

2.3.1 E-metanol

E-metanol produceras från grön vätgas och (biogen) koldioxid tagen från industriella källor (genom koldioxidlagring CCS), se ekvation (1). E-metanol har potential att ersätta fossila bränslen i framtiden, men det förutsätter att produktionstekniken utvecklas samt att företag ställer om sin verksamhet för att skapa en marknad.



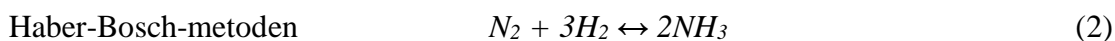
¹ Kallas även för *smältpunkt*

² Variationerna beror på *van der Waals-krafter*

2.4 Ammoniak

Ammoniak, NH_3 , (kokpunkt och fryspunkt varierar något kring $-33,4\text{ }^\circ\text{C}$ respektive $-77,7\text{ }^\circ\text{C}$) är den vanligaste kväveföreningen och är en av världens mest producerade industrikemikalier. Den används främst till konstgödning (kring 80 %) men också till bland annat plaster och sprängämnen [10].

Nästan all ammoniak framställs genom Haber-Bosch-metoden³ där vätgas reagerar med kväve vid högt tryck och temperatur (kring $400\text{--}500\text{ }^\circ\text{C}$ och $100\text{--}300\text{ bar}$) med hjälp av en katalysator, se ekvation (2). Vätgasen framställs antingen genom elektrolys av vatten, ur kolväten eller genom vattengas (reaktion mellan koks och vattenånga) medan kvävet tas direkt från luften. Processen omfattar framställning och rening av syntesgas samt syntes och separation av ammoniaken [10].



Som med metanol, har ammoniak ett högt oktantal. Infrastruktur finns redan och den är inte lika brandfarlig som till exempel vätgas. Detta gör att ammoniaken har diskuterats som ett framtida bränsle. Dess största nackdel är att den är otroligt giftig och medför stora miljö- och hälsorisker vid läckage [28]. Därför hålls den ännu tillbaka, men forskning pågår.

2.4.1 E-ammoniak

E-ammoniak har diskuterats länge som ett framtida e-bränsle, men behöver ännu vidareutvecklas med tanke på dess giftighet och enorma risker som det kan medföra för bland annat sjöfarten.

³ Nationalencyklopedin, ammoniak, se *Framställning* [10]

3 Övriga ämnen

I detta avsnitt diskuteras råvaror som behövs vid framställning av bland annat e-metanol och e-ammoniak.

3.1 Koldioxid

Koldioxid, CO₂, är ett, i rumstemperatur gasformigt ämne som förekommer naturligt i atmosfären och är viktig för kolets globala kretslopp. I nuläget är det också en växthusgas, eftersom dess ökade koldioxidhalt i atmosfären har bidragit till den globala uppvärmningen [8].

För att minska CO₂ utsläppen, har det utvecklats diverse teknologier för att fånga upp, använda och lagra koldioxid. CCS (Carbon Capture and Storage) är en teknik som tar till vara och lagrar koldioxiden i samband med dess förbränning av fossila bränslen. CCUS (Carbon Capture, Utilization and Storage) är en teknik som inkluderar användandet av CO₂, där den kan användas som industriell råvara, bland annat för bildandet av metanol. Koldioxiden kan lagras djupt under marken eller i havsbotten. Tekniken finns men den är fortfarande dyr, samt att det ännu är osäkert på det tekniska planet, som regelverk och eventuella läckage [12].

Enligt bedömare kommer det att krävas storskalig CCS för att uppnå klimatmålen.

3.2 Kväve

Kväve, N, är ett av universums vanligaste grundämnen, som på jorden finns i atmosfären, hydrosfären, biosfären och i jordskorpan. Det används främst som råvara vid framställning av ammoniak, genom Haber-Bosch-metoden [11].

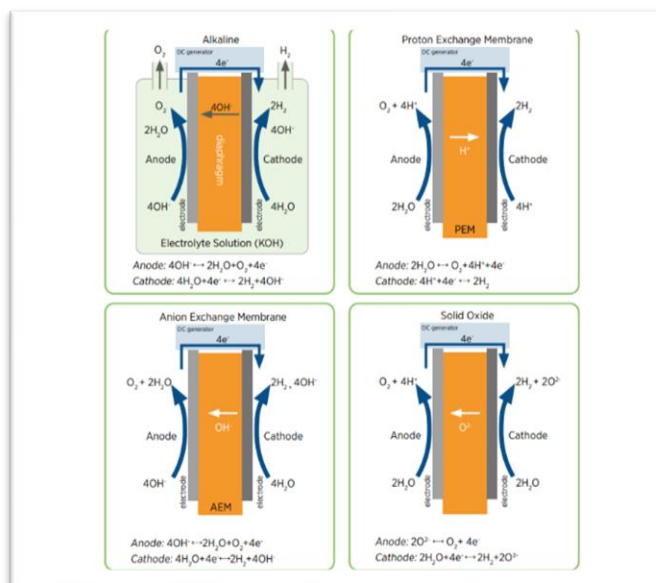
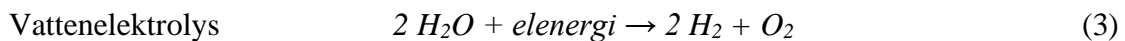
4 Framställningsprocesser

I detta avsnitt presenteras olika metoder för framställning av e-bränslen med fokus på e-metanol.

4.1 Elektrolys

Elektrolys är en teknik som driver kemiska reaktioner med hjälp av elektricitet, genom att två elektroder (en anod och en katod) sänks ner i en flytande elektrolyt, eller intill ett elektrolytmembran [7].

I en vattenelektrolys splittras vattenmolekylerna till sina beståndsdelar, väte och syre, genom reaktioner som sker i de två elektroderna. Vid katoden (den negativt laddade elektroden) sker en reduktion, där positivt laddade joner tar emot elektroner från katodens yta. Detta bildar vätegas. Vid anoden sker en oxidation, där negativt laddade joner ger ifrån sig elektroner vid anodens yta, som bildar syrgas (och vatten beroende på elektrolysteknik), se ekvation (3).



Figur 1. Illustration av de fyra elektrolysteknikerna, hämtad från IRENA [2]. (Hämtad 14-06-2023)

4.1.1 AEL-elektrolys

Alkalisk elektrolys är den elektrolysteknik som har funnits längst. Den drivs med en temperatur på 30–80 °C och med ett tryck på 1–30 bar. Två elektroder sänks ned i en alkalisk elektrolytvätska, oftast lut (KOH) som är separerade av en diafragma. Materialet på elektroderna är oftast nickelpläterat stål. Vätgas bildas vid katoden, genom att hydroxidjoner (OH⁻) med hjälp av elektricitet, transporteras från katoden genom diafragma till anoden.

Vätgasen kan idag produceras vid atmosfärstryck eller förhöjt tryck upp till 35 bar. En fördel med det är att vätgasen inte behöver komprimeras i ett senare skede, vilket sparar energi. Dock kan renhetsgraden minska, vilket resulterar i en lägre verkningsgrad.

Fördelar med alkalisk elektrolys är att den är mogen och finns på MW-skala, är relativt billig och har en längre livstid i jämförelse med andra tekniker. En nackdel är att elektrolytvätskan är mycket frätande, vilket innebär höga underhållskostnader.

Enligt IRENA [2] har AEL-elektrolysörer en verkningsgrad på 50–68 % som förväntas öka till över 70 % år 2050.

4.1.2 PEM-elektrolys

PEM-tekniken är lite nyare än den alkaliska, men också kommersiell. Elektroderna är kopplade på var sin sida om ett protonbytarmembran med hög surhetsgrad som fungerar som elektrolyt. Vatten pumpas till anoden där det splittras upp i syre (O₂), protoner (H⁺) och elektroner (e⁻). Protonerna transporteras genom membranet till katoden. Elektronerna transporteras från anoden längs med strömkällan till katoden, där de binder samman med protonerna och bildar vätgas.

Membranet har en hög protonledningsförmåga, låg gasövergång och kan fungera under tryck upp till 70 bar, vilket gör att PEM-elektrolysen har en hög effektivitet. Andra fördelar med PEM-tekniken jämfört med AEL är att den har en högre strömtäthet och renhet bland vätgasen och syrgasen (99,999 %). Den har också en snabb responstid vilket gör den passlig för volatila energikällor som vind- och solkraft.

PEM-teknikens största nackdel är höga produktionskostnader. På grund av den sura miljön, används dyra ädelmetaller till elektroderna, som platina och iridiumoxid. Den största utmaningen blir att sänka produktionskostnaderna och samtidigt behålla den höga effektiviteten [3] [13].

PEM-elektrolysörerna har en verkningsgrad på 50–68 % baserat på vätgasens lägre värmevärde LHV och förväntas öka till mer än 80 % år 2050 [2].

4.1.3 SOEC-elektrolys

I en SOEC-elektrolys splittras vattenånga i syrejoner (O_2 -) från katoden till anoden genom membranet, där vätgas bildas på katodsidan. Den använder ett fast keramiskt material som en elektrolyt, som har god konduktivitet samt är termiskt motståndskraftigt. Det gör att SOEC kan drivas under högre temperaturer (700–850 °C) och nå en högre verkningsgrad än de andra teknikerna. Dess höga drifttemperatur gör att den kan utnyttja spillvärmerna från industrier och därmed minska på elkostnaderna.

Nackdelarna är att den ännu har en låg hållbarhet, samt att dess teknik inte är utvecklad på industriell skala. Enligt IRENA ligger SOEC-elektrolysörers verkningsgrad på 75–85 %. År 2050 förväntas de ha ökat till mer än 85 % [2].

4.1.4 AEM-elektrolys

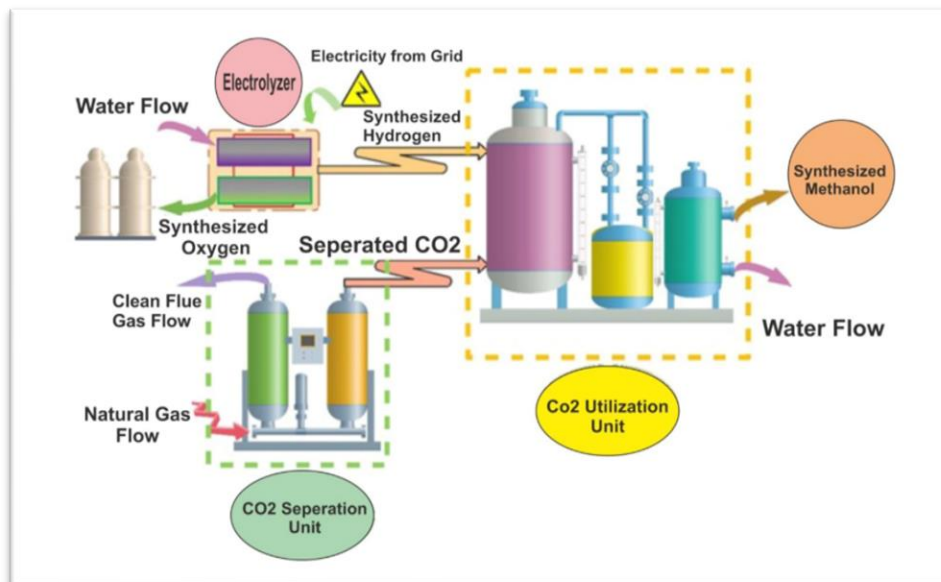
Den nyaste och minst utvecklade elektrolystekniken. Den kombinerar en mindre frätande miljö än hos alkalisk elektrolys, men med samma effektivitet som hos en PEM-elektrolysör. En nackdel är att den ännu endast finns på pilotstadienivå. För tillfället har de en verkningsgrad på 52–67 % som förväntas öka till över 75 % år 2050 [2].

4.2 Infångning av biogen koldioxid

Biogen koldioxid kan utvinnas ur biogaser, rökgaser (ej fossila), flytande biodrivmedel eller genom infångning av luft. En vanlig metod är genom kemisk absorbering där man använder en vätska, oftast monoetanolamin (MEA) i en skrubber som separerar koldioxiden från rökgaserna [23]. En relativt ny teknik är genom direkt luftavskiljning (DAC), men den är ännu under utveckling samt mer kostsam än andra tekniker.

4.3 Produktion av e-metanol

Framställning av e-metanol består av tre huvudsakliga steg vilka utgör produktionen av grön vätgas, (den biogena) CO₂-infångningen och e-metanolsyntesen, se Figur 2.

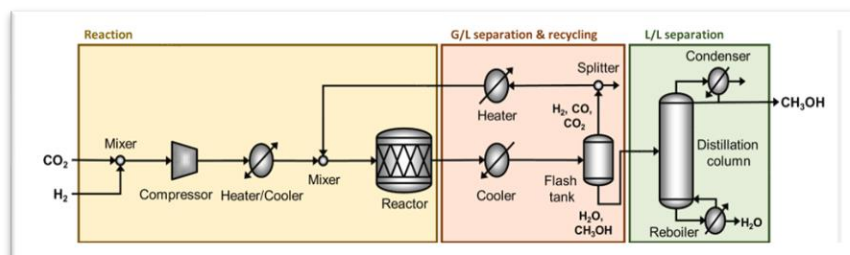


Figur 2. Ett förenklat flödesschema för produktion av e-metanol genom direkt CO₂-hydrering, hämtad från Su et al. [23]. Bilden inkluderar en CO₂-infångningsenhet. (Hämtad 10-08-2023)

Två miljövänliga tekniker för att syntetisera e-metanol, är genom direkt eller indirekt CO₂-hydrering. Med direkt CO₂-hydrering reagerar koldioxid direkt med vätgas och bildar metanol, medan med indirekt CO₂-hydrering omvandlas koldioxid först till kolmonoxid CO, i en RWGS- eller RWGS-membranreaktor [26].

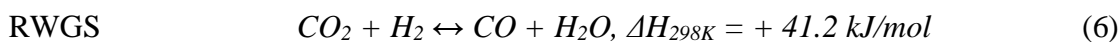
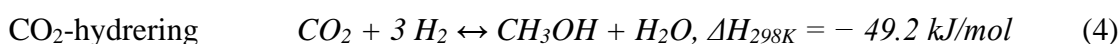
4.3.1 Direkt CO₂-hydrering

E-metanol kan produceras genom direkt CO₂-hydrering. Processen har tre huvudsakliga steg vilka utgör reaktionen, separeringen och återvinningen av gas och vätska, samt separeringen av vätska och vätska, se Figur 3.



Figur. 3. Ett förenklat flödesschema för direkt CO₂-hydrering, hämtad från Cho et al. [24]. (Hämtad 07-08-2023)

Vätgas och koldioxid blandas först ihop i en mixer. Gasblandningen komprimeras och upphettas sedan till ett passligt tryck och temperatur, kring 250–350 °C och 35–55 bar [24]. Värmeväxlaren i reaktionsdelen (Heater/Cooler) kan vid behov användas till kylning beroende på driftsförhållandena. Processen sker i reaktorn där det uppstår tre reaktioner. De är direkt CO₂-hydrering (4), CO-hydrering (5) och omvänd vatten-gas-skiftreaktion RWGS (6). I studien av Cho et al. [24] användes en Cu/Zn/Al/Zr-katalysator.



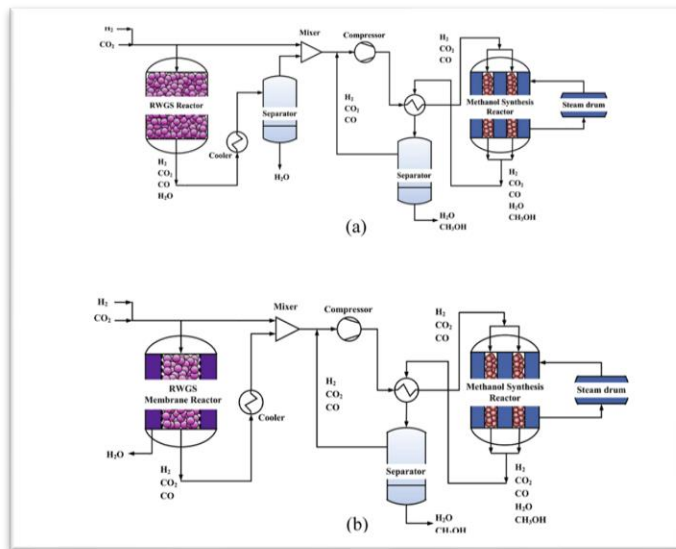
Restprodukterna som flödar ut från reaktorn (metanol, vatten, CO, vätgas och koldioxid), kyls ned via kylaren och matas sedan in i en gas/vätskeseparator (Flash tank) där gaserna (vätgas, koldioxid, CO) och vätskorna (metanol, vatten) separeras. Tankens temperatur och tryck ligger kring 30–95 °C och 25–55 bar [24]. En del av gaserna separeras från systemet för att processen ska löpa på effektivt och resten värms upp och återanvänds. Vätskorna, en blandning av metanol och vatten, matas sedan in i en destilleringstank där metanolen produceras. Vattnet separeras i kolonnens nedre del och övriga

orenheter i den övre. Temperaturen och trycket ligger kring 35–65 °C och 1 bar, respektive 105 °C och 1 bar för den övre och nedre delen [24].

Reaktionerna som bildar metanol (4) och (5) är exoterma vilket gynnar RWGS-reaktionen (6) som är endoterm. Om temperaturen ökar, produceras mera CO genom RWGS vilket inte gynnar metanolutbytet. Termodynamiskt sett skulle CO- och CO₂-hydreringsreaktionerna därför drivas bättre av lägre temperaturer, men problemet är att det ger en lägre CO₂-omvandling. Med direkt CO₂-hydrering är det därmed svårt att hitta en passlig temperatur som både ger en hög CO₂-omvandling och ett högt metanolutbyte samtidigt.

4.3.2 Indirekt CO₂-hydrering

Genom indirekt CO₂-hydrering delas gasblandningen (H₂ och CO₂) upp i två strömmar, där största delen passerar en RWGS- eller RWGS-membranreaktor, som producerar mer kolmonoxid genom reaktionsformel (6), se Figur 4. Den resterande gasblandningen behövs för att justera sammansättningen av syntesgasen från RWGS-(membran)reaktorn.

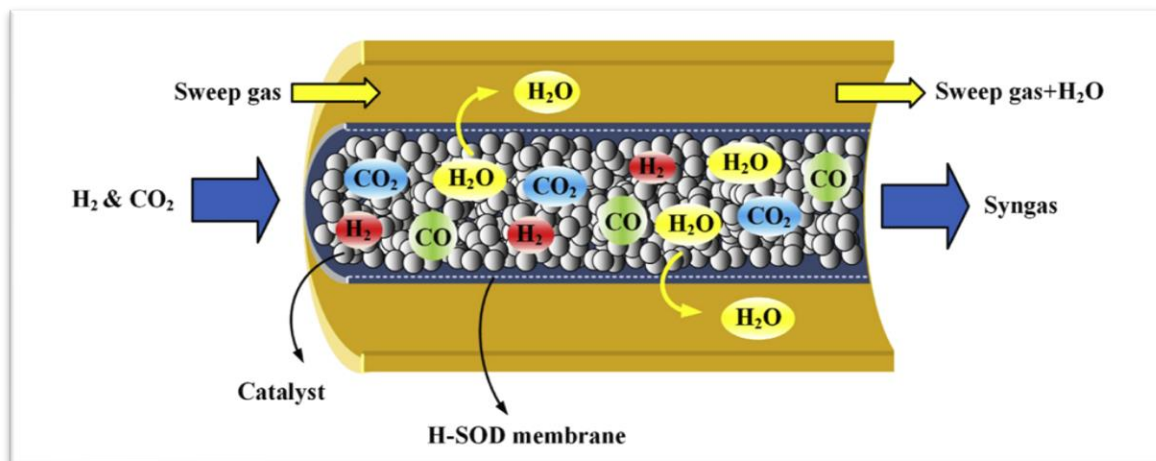


Figur 4. Ett förenklat flödesschema för två typer av indirekt CO₂-hydrering, hämtad från Samimi et al. [26]. Scenario (a) använder sig av en RWGS-reaktor och scenario (b) av en RWGS-membranreaktor. Observera att scenario (a) har en extra separator. (Hämtad 16-08-2023)

I scenario (a) passerar den producerade syntesgasen (CO , CO_2 , H_2) och H_2O en separator som avlägsnar vattnet från den övriga blandningen, på grund av att det är skadligt för $\text{Cu}/\text{ZnO}/\text{Al}_2\text{O}_3$ -katalysatorn i metanolreaktorn [26]. Syntesgasen komprimeras och upphettas sedan till ett passligt tryck och temperatur före den passerar metanolreaktorn där reaktion (4) – (6) sker (se sidan 20). Varmvattenberedaren (Steam drum) används till att kontrollera temperaturen på de exotermiska reaktionerna (4) och (5). Slutprodukterna passerar en kondensor som separerar metanolen, vattnet och gaserna ifrån varandra, där en del av de oreagerade gaserna återanvänds.

RWGS-reaktionen är endoterm vilket betyder ju högre temperatur, desto bättre effekt. Man vill dock hålla temperaturen låg för att sänka kapitalkostnaderna och energiförlusterna.

Scenario (b) går till på samma sätt som scenario (a), förutom att ett hydroxisodalitmembra (H-SOD) läggs till RWGS-reaktorn, se Figur 5. Membranet separerar vattnet direkt från de resterande produkterna, där det avlägsnas genom membranet med hjälp av en svepgas (N_2). Det behövs därmed inte en extra separator som i scenario (a).



Figur 5. En förenklad bild av reaktionerna som sker i en RWGS-membranreaktor, hämtad från Samimi et al. [26]. (Hämtad 21-08-2023)

I studien av Samimi et al. [26] jämfördes dessa två typer av indirekt CO₂-hydrering. Enligt studien var RWGS-membranreaktorn effektivare än den vanliga RWGS. Den hade en högre CO₂-omvandling och CO-utbyte, fick en bättre syntesgassammansättning och det behövdes inte en extra separator för att avskilja vattnet. Produktionen av metanol ökade med 13 ton/dag vilket motsvarade en ökning på 4,15 %. Vattenproduktionen minskade också med 17 % på grund av den ökade mängden kolmonoxid.

5 Lagring

E-metanol kan lagras i vanliga tankar och cisterner eftersom den är flytande i rumstemperatur. Den transporteras på samma sätt som dagens fossila bränslen, med tankbilar och fartyg.

Vätgas kan lagras på flera olika sätt, bland annat i gasform, flytande form och i metallhydrider. Den transporteras med last- och tankbilar, med fartyg och genom rörledningar. I gasform komprimeras och lagras vätgasen under mycket högt tryck, omkring 200–700 bar beroende på lagringstank [34]. Denna metod är relativt enkel men har en lägre energitäthet jämfört med andra lagringsmetoder och höga kostnader för lagringsbehållarna. Andra nackdelar är de höga trycken och risken för läckage eftersom vätgas är en otroligt lätt och flyktig gas.

För att vätgas ska bli flytande krävs det att den kyls ned till -253 °C , en temperatur nära den absoluta nollpunkten $-273,15\text{ °C}$. Fördelen med lagring av flytande vätgas är att den har en högre energitäthet och tar mindre plats än om den är i gasform, vilket gör den lättare att lagra samt transportera så länge som isoleringen hålls intakt. Nackdelen är att den är väldigt dyr att lagra eftersom det kräver komplexa, välisolerade material för att hålla en så extremt låg temperatur, samt att det går åt en hel del energi för att kyla ned vätgasen [34]. Därmed lönar sig kyltankar främst vid långa transporter eller om slutkunden behöver flytande vätgas. Den används bland annat som raketbränsle inom rymdfart [35].

Metallhydridlagring innebär att vätgasen lagras i vissa metaller under tryck. Vätgasen frigörs antingen genom upphettning eller minskat tryck. Metallhydridlagring har därmed låg risk för läckage eftersom vätgasen finns lagrad i metallhydriden och kräver energi för att frigöras. Det går också åt mindre energi än att komprimera eller förvätska den [36]. En av deras främsta nackdelar är att metallhydrider har en hög energitäthet per volym (kWh/m^3) men en låg energitäthet per massa (kWh/kg) vilket gör att lagringstankarna är betydligt tyngre än hos andra lagringsalternativ och därmed opraktiska att transportera. Andra nackdelar är osäkerheter kring vätgasens renhet och att metallhydrider verkar reagera häftigt med fuktig luft [36].

Kommande utmaningar med vätgaslagring är bland annat att sänka kostnaderna, öka effektiviteten, behålla vätgasens renhet och minimera risken för läckage.

6 Uträkningar för pilotanläggningen

Information som har använts för studien har hittats från ScienceDirect, Nationalencyklopedin, MDPI, Semantic Scholar och rapporter.

Pilotanläggningen antas ha en PEM-elektrolysör med en effekt på 30 MW och en årlig drifttid på 8 000 h, vilket resulterar i en årlig producerad energimängd på 240 GWh, se Tabell 1. För att kunna uppskatta hela anläggningens energiförbrukning, behöver följande antaganden göras: elbehovet, mängden råvaror och den producerade mängden.

Tabell 1. Allmänna antaganden för piloten

<i>Parametrar</i>	<i>Enhet</i>
PEM-elektrolysörens effekt	30 MW
Drifttid	8000 h/år
Elektrolysörens producerade energimängd	240 GWh/år

Massbalansen för att producera 1 ton e-metanol räknades ut med hjälp av molförhållandet från reaktionsformel (1) (se avsnitt 3.3.1) samt målmaskan för respektive kemisk förening i reaktionen. Därifrån kunde mängden vatten som behövs till elektrolysören också räknas ut.

Enligt IRENA krävs det omkring 10–11 MWh för att bilda ett ton e-metanol, där största delen går åt till elektrolysören för bildandet av grön vätgas. Här är elbehovet för CO₂-infångningen inte inkluderat [3].

I denna studie har elförbrukningen för elektrolysören, metanolproduktionen, reningen av vatten, det yttre kylvattenbehovet och resten av vätgasanläggningens utrustning BOP (Balance Of Plant) inkluderats.

Metanolproduktionens elanvändning är baserad på resultat från tidigare studier och rapporter [1] [5] [14] [32] som gav värdena 0,169–0,72 kWh/kg CH₃OH. Värdet **0,72** kommer att användas i denna rapport.

Kylvattenbehovet baserades på liknande studier [1] [5] [14] som har använt sig utav värden 0,835–0,862 kWh/kg CH₃OH, där det högsta värdet **0,862** har använts för studien.

”Worst-case scenariot” för att rena vattnet till elektrolysören var enligt Euromekanik 4 kWh/ m³ vatten. Elförbrukningen för att rena vattenmängden som går åt på ett kg vätgas blir då **0,036 kWh/kg H₂**, baserat på en teoretisk mängd av **9 liter vatten per kg vätgas**.

Elförbrukningen för PEM-elektrolysören beräknades utifrån dess verkningsgrad och vätgasens lägre värmeverde LHV. Verkningsgraden antogs vara 66,666 %, vilket innebär en elförbrukning på **50 kWh/kg H₂**.

Elbehovet för vätgasanläggningens övriga utrustning (BOP) som kompressorer, pumpar och likriktare, antogs vara **5 kWh/kg H₂**.

Elektrolysören producerar årligen 240 GWh, vilket resulterade i en producerad vätgasmängd på ungefär **4 800 ton/år och 25 000 ton e-metanol/år**.

För bildandet av e-metanol krävs det ytterligare kring **35 000 ton CO₂ respektive 44 000 ton H₂O**. Med tanke på att detta endast är teoretiska värden, adderades ytterligare **10 %** till respektive mängder.

Mängderna är sammanställda i Tabell 2 och elbehovet för anläggningen i Tabell 3 (se sidan 27).

Tabell 2. Preliminär prestanda för piloten – med en produktion kring 25 000 ton e-metanol/år

<i>Parametrar</i>	<i>Enhet</i>
Drifttid	8000 h
CH ₃ OH produktion	25 000 ton/år
	3,125 ton/h
H ₂ in	4 800 ton/år
	600 kg/h
H ₂ O in	48 400 ton/år (44 000 ton + 10 %)
	6,05 ton/h
CO ₂ in	38 500 ton/år (35 000 ton + 10 %)
	4,8125 ton/h
<i>Biprodukter</i>	<i>Enhet</i>
H ₂ O ut	14 000 ton/år
	1,75 ton/h
O ₂ ut	38 000 ton/år
	4,75 ton/h

Tabell 3. Det preliminära elbehovet för anläggningen. Vattenrensningens elbehov ingår i BOP

<i>Parametrar</i>	<i>Elbehov</i>
Metanolproduktion	720 kWh/ton CH ₃ OH
	18 GWh/år
PEM-elektrolysör	50 kWh/kg H ₂
	240 GWh/år
Vätgasanläggningens BOP	5,036 kWh/kg H ₂
	24,2 GWh
Kylvatten	862 kWh/ton CH ₃ OH
	21,55 GWh/år
Det totala elbehovet	303,75 GWh/år

Med de värden som har använts, krävs det en energiförbrukning på ungefär **304 GWh/år för hela anläggningen**, där största delen går åt till **elektrolysören**.

Kapital- och driftskostnaderna har antagits utifrån analyserade rapporter som finns i källhänvisningen.

Kapitalkostnader CAPEX, även kallad TCI (Total Capital Investment) är utgifter som omfattar både direkta och indirekta kostnader inom ett projekt samt andra utgifter. Enligt Bejan et al. [22] beräknas CAPEX som summan av den fasta kapitalkostnaden (FCI), startkostnader (SUC), rörelsekapital (WC), licensierings-, forsknings- och utvecklingskostnader (LRD) och bidrag till utrustning under konstruktionen (AFUDC), se ekvation (7).

$$CAPEX = FCI + SUC + WC + LRD + AFUDC \quad (7)$$

Den fasta kapitalkostnaden FCI är summan av de direkta och indirekta kostnaderna, som omfattar utrustnings- och installationskostnader [22].

I denna studie kommer elektrolysörens och e-metanolproduktionens kapitalkostnader att räknas separat, men driftskostnaderna gemensamt. Koldioxiden antas vara biogen och räknas som en driftskostnad.

För denna rapport antas tiden för upphandlingar och planering vara gjorda. Konstruktionstiden planeras därmed att ta 1 år och systemets livstid antas vara 20 år med en årlig drifttid på 8000 h. De bästa PEM-elektrolysörerna kan hålla i 20 år enligt IRENA [4]. PEM-elektrolysörens stackar har en livslängd på 50 000–80 000 timmar enligt IRENA [2], där medianen på 65 000 timmar valdes för denna studie. Stackarna behöver då bytas ut två gånger under anläggningens totala livstid. 2020 har använts som referensår för utrustningskostnaderna. Tabell 4 innehåller en sammanställning av dessa antaganden.

Tabell 4. Allmänna antaganden för studien

<i>Parametrar</i>	<i>Kommentar</i>
Konstruktionstid	1 år
Anläggningens livslängd	20 år med årliga O&M-kostnader
Årlig drifttid	8000 h
PEM-elektrolysörens livslängd	20 år [4]
Referensår	2020

I Tabell 5 nedan framgår värden med växelkurs från augusti 2023, eftersom vissa artiklar har varit beräknade i andra valutor.

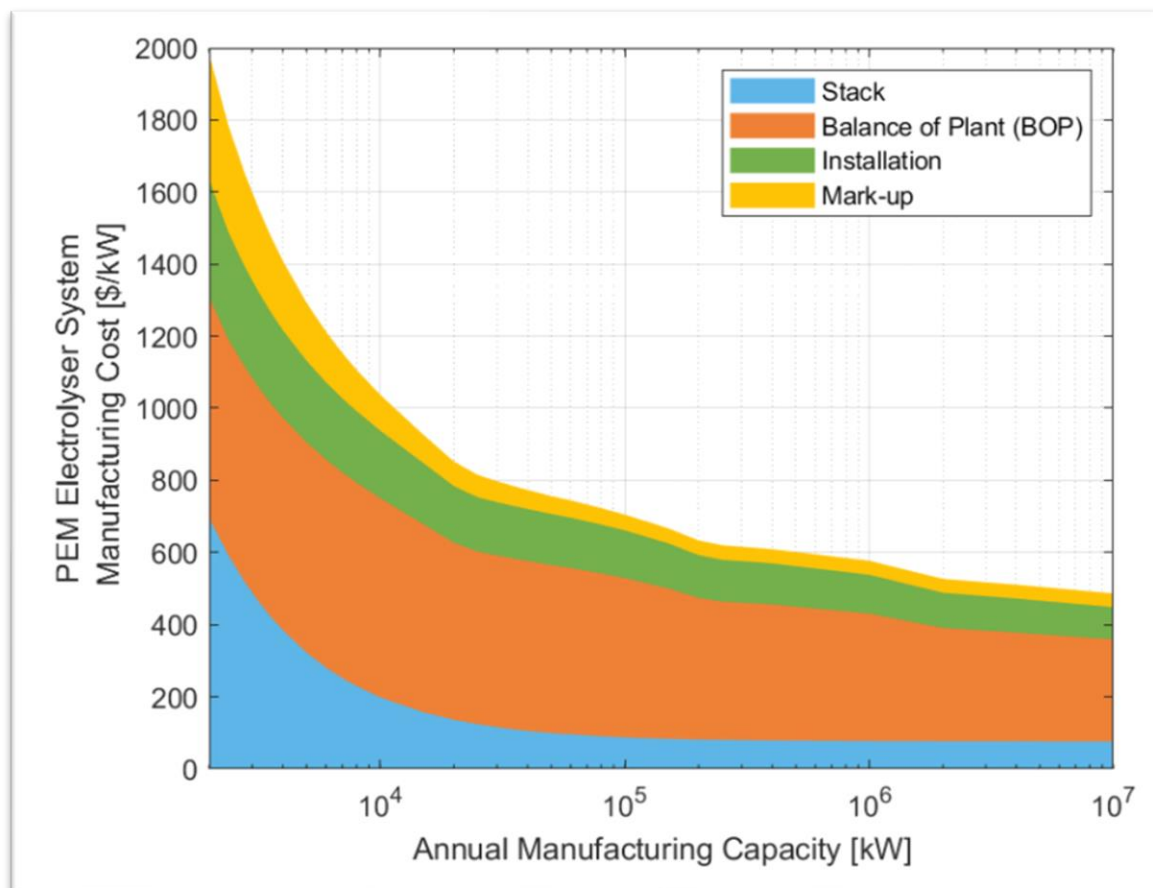
Tabell 5. Växelkurs (i augusti 2023) till EURO, från USD och RMB [21]

Valuta	USD, \$	RMB, ¥
Växelkurs till EURO	0,91 €	0,13 €

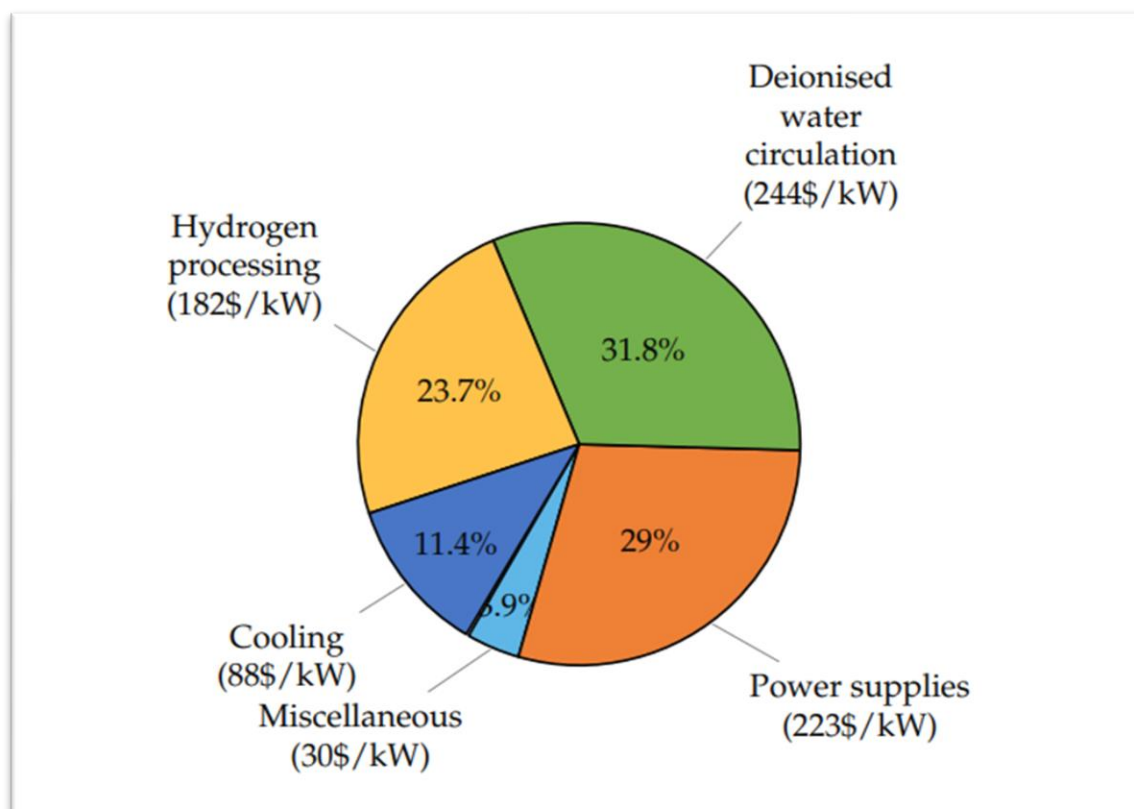
Kostnaderna för PEM-elektrolysören är baserad på studien av Bristowe et al. [17] som har gjort beräkningar på ett PEM-elektrolysörsystem och sammanställt dess totala CAPEX kostnader i ett diagram, se Figur 6 (sidan 30). Arbetet har inkluderat utrustnings-, installations- samt stack- och indirekta kostnader.

Installationskostnaderna lades till som ett påslag med 33 % av PEM-systemets kostnader och de indirekta kostnaderna med ett påslag på 50 % av stackarnas kostnad.

För varje tio gånger fler inköpta enheter antogs det en minskning på 20 % av anläggningens utrustningskostnader (BOP). Enligt arbetet är dessa kostnader i sin tur baserade på experters och leverantörers offerter [17]. Figur 7 visar en ytterligare fördelning av BOP (sidan 31).



Figur 6. Kapitalkostnaderna CAPEX för ett PEM-elektrolysörsystem år 2020, hämtad från Bristowe et al. [17]. CAPEX minskar med en ökad kapacitet. (Hämtad 08-08-2023)



Figur 7. En fördelning av anläggningens utrustningskostnader (BOP), hämtad från Bristowe et al. [17]. (Hämtad 08-08-2023)

Enligt Figur 6 [17] motsvarar en 30 MW PEM-elektrolysörs CAPEX ungefär **900 USD/kW** vilket blir kring **24,6 miljoner €**. Kostnaden är sammanfattad i Tabell 6.

Tabell 6. PEM-elektrolysörens CAPEX utgående ifrån Figur 6 [17]

Effekt	Pris i USD	Pris i EURO [21]	CAPEX
30 MW	900 \$/kW	820 €/kW	24.6 miljoner €

Kapitalkostnaden CAPEX för metanolproduktionen har i denna studie delats upp i fast och rörlig CAPEX. Den fasta kostnaden omfattar i denna studie utrustningskostnaderna PEC, EPC kostnader (Engineering, Procurement and Construction), transportkostnader samt övriga kostnader (som landkostnader).

Den rörliga kostnaden har inkluderat oberäknliga kostnader (contingencies) och rörelsekapital.

Utrustningskostnaden för metanolproduktionen har varierat mycket från studie till studie, möjligtvis för att den kan vara uppbyggd på flera olika sätt.

Denna studie har främst baserat sig på studierna av Su et al. [23] och Gu et al. [27] som i djupare detalj beskriver sina utrustningskostnader. Eftersom studierna har olika storlekar på anläggningarna, varierade också utrustningen och kostnaderna. Den ena studien hade en kapacitet på 10 000 ton e-metanol/år [27] och den andra 100 000 ton e-metanol/år [23]. Det som studierna hade gemensamt var att metanolreaktorn, kompressorerna och destilleringskolonnerna vara dyrast. Denna studie kommer att inkludera den utrustning som fanns gemensamt i båda studier samt en övrig kostnad.

Det hittades inget pris på en RWGS-reaktor (se avsnitt 4.3.2), så den inkluderas under övrigt, vars totala kostnad antogs vara samma som den dyraste utrustningen, som i detta fall blev metanolreaktorn, se Tabell 7.

Kostnaderna togs fram genom att från ovannämnda studier dividera en utrustningskostnad med mängden producerad e-metanol/år (i ton), vilket resulterade i enheten (€/ton MeOH). Därefter jämfördes kostnaderna från båda studier och medelvärdet användes. Värdet multiplicerades med pilotens uppskattade årsproduktion, som i detta fall var 25 000 ton e-metanol. **Den preliminära utrustningskostnaden PEC blev då nästan 16 miljoner €.**

Tabell 7. En preliminär kostnadssammanställning av e-metanolproduktionens utrustningskostnader i pilotanläggningen, baserat på studierna [23] och [27]

Utrustning	Kostnad (medelvärde)	Kommentar
Metanolreaktor	6 814 850 €	
Kompressorer	1 075 000 €	
Destilleringskolonn(er)	675 000 €	
Separatorer	66 273 €	1–2 stycken beroende på studie.
Värmeväxlare	42 611 €	Båda studier hade 2 stycken.
Kylare	52 944 €	2–4 stycken beroende på studie.
Övrig utrustning (RWGS-reaktor m.m.)	6 814 850 €	Samma som metanolreaktorn [Antagande].
PEC	15 541 530 €	PEC = Purchased Equipment Cost

EPC och transportkostnaderna antogs vara 20 % respektive 15 % av PEC. Den övriga kostnaden valdes till 2 % av PEC. De oberäknliga kostnaderna har baserats på studien av Su et al. [23] som hade 30 % av PEC. Rörelsekapitalet bestod av 15 % av FCI baserat på samma studie, se Tabell 8.

Tabell 8. Antaganden för e-metanolanläggningens CAPEX. MeOH är e-metanolproduktionens kostnader

<i>Fast CAPEX (MeOH)</i>	<i>Kommentar</i>
PEC	15 541 530 €
EPC	20 % av PEC [Antagande]
Transportkostnader	15 % av PEC (Antagande)
Övrigt (land m.m.)	2 % av PEC [Antagande]
<i>Rörlig CAPEX (MeOH)</i>	<i>Kommentar</i>
Oberäknliga kostnader (contingencies)	30 % av PEC [23]
FCI	Summan av fast och rörlig CAPEX
Rörelsekapital WC	15 % av FCI [23]
<i>PEM-elektrolysören</i>	<i>Kommentar</i>
CAPEX	24 600 000 €

Driftskostnader OPEX omfattar anläggningens årliga kostnader. De delas upp i fasta och rörliga driftskostnader.

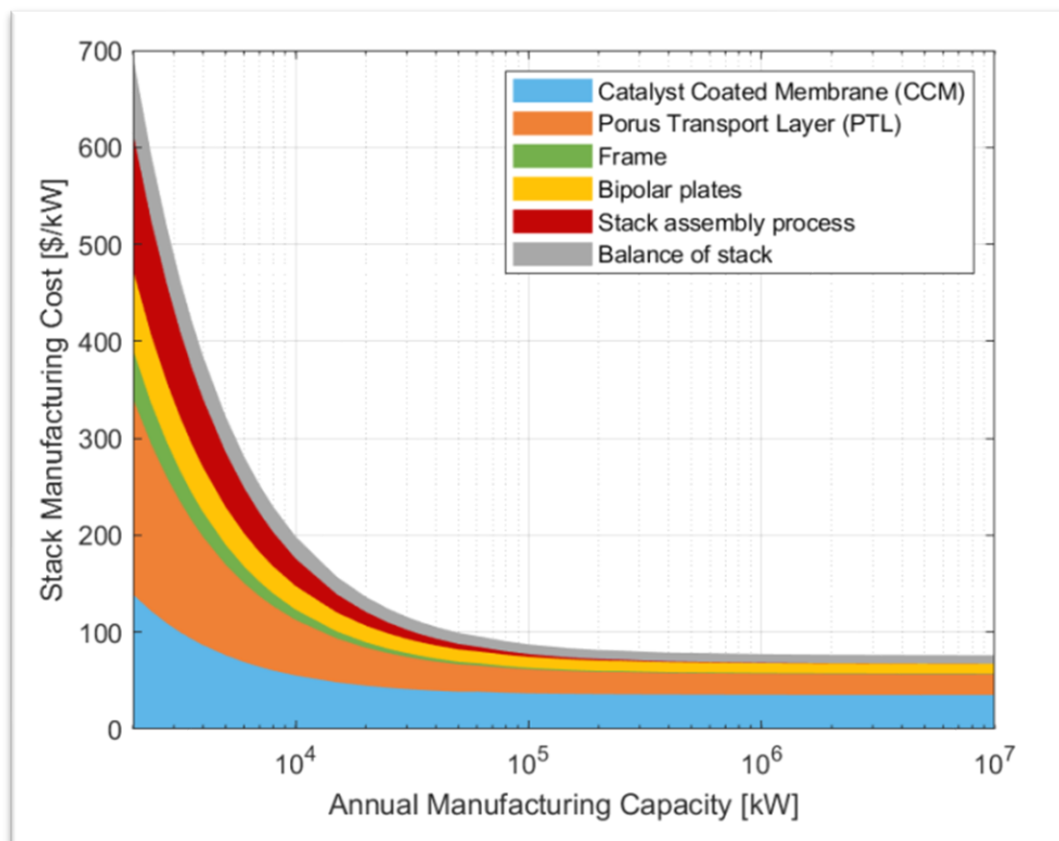
Fasta driftskostnader omfattar antalet operatörer, drift och underhåll, försäkringar samt övriga avgifter. Rörliga OPEX-kostnader omfattar priset på råvaror som koldioxid, elektricitet och vatten.

Antalet operatörer på piloten antogs vara 6 baserat på studien av Collodi et al. [16] med en årslön på 60 000 €/person (direkta kostnader). De indirekta kostnaderna som administration och allmänna omkostnader antogs vara 30 % av de direkta kostnaderna. Underhålls- och försäkringskostnader uppskattades till 1,5 % respektive 0,5 % av den fasta kapitalkostnaden FCI, samt fastighetsskatter och allmänna avgifter till 0,5 % vardera av FCI [16].

Priset på biogen CO₂ antogs vara **25 €/ton**, baserat på studien av Brynolf et al. [30]. Elpriset har varierat mellan studier. För denna rapport antogs ett elpris på **0,05 €/kWh**. Vattenpriset antogs vara **2 €/m³ H₂O**. Kylvattenpriset antogs vara **0,05 €/m³** och mängden baserades på studien av Gu et al. [27] som använde sig av **620 ton kylvatten/ton MeOH**.

Katalysatorn för metanolsyntesen antas behöva bytas ut vart 5 år med en preliminär investeringskostnad på 20 % av metanolproduktionens fasta kapitalkostnad FCI [32].

Stackarna till elektrolysören antogs kosta omkring 137 €/kW baserat på Figur 8 från studien av Bristowe et al. [17].



Figur 8. Ett diagram som beräknar tillverkningskostnaderna för PEM stackarna år 2020, hämtad från Bristowe et al. [17]. Kostnaderna minskar vid ökad kapacitet. (Hämtad 30-08-2023)

Avskrivningen är inkluderad i driftskostnaderna och är fördelad på anläggningens planerade livstid (20 år).

Kostnaden för all utrustning som behöver bytas ut efter ett antal år har fördelats jämnt under hela anläggningens livstid och inkluderas som en årlig driftskostnad, se Tabell 9 (sidan 35).

Tabell 9. Antaganden för e-metanolanläggningens OPEX

<i>Fast OPEX</i>	<i>Kommentar</i>
Antalet operatörer	6
Årslön	60 000 €/person [16]
Indirekta kostnader	30 % av direkta arbetskostnaderna [16]
Underhållskostnader O&M	1,5 % av FCI [16]
Försäkring	0,5 % av FCI [16]
Fastighetsskatter	0,5 % av FCI [16]
Allmänna avgifter	0,5 % av FCI [16]
<i>Rörlig OPEX</i>	<i>Kommentar</i>
CO ₂	Valt 25 €/ton [30].
H ₂ O inför elektrolys	2 €/m ³ [Antagande].
Elektricitet för vätgasproduktion (elektrolysören & BOP)	0,05 €/kWh [Antagande].
Elektricitet för metanolproduktion	0,05 €/kWh [Antagande].
Katalysatorer för metanolsyntes	Byts ut vart 5 år, 20 % av investeringskostnaderna [32].
Kylvatten	0,05 €/m ³ [Antagande].
Stackar	137 €/kW [17] – byts ut två gånger.
Avskrivning (depreciation)	Anläggningens CAPEX dividerat på dess förväntade livstid (20 år).

7 Resultat

Beräkningarna har utförts utifrån analyserade rapporter som finns i källhänvisningen.

Kapitalkostnaden för piloten uppskattades till omkring **55 miljoner €**, utan en CO₂-infångningsenhet. Utrustningskostnaden, EPC och de oberäkneliga kostnaderna utgjorde större delen av CAPEX, se Tabell 10.

Tabell 10. En preliminär kostnadssammanställning av pilotanläggningens CAPEX. MeOH är e-metanolproduktionens kostnader

<i>Fast CAPEX (MeOH)</i>	<i>Kostnad</i>	<i>Kommentar</i>
PEC	15 541 530 €	
EPC	3 108 306 €	20 % av PEC [Antagande]
Transportkostnader	2 331 229 €	15 % av PEC [Antagande]
Övriga kostnader	310 831 €	2 % av PEC [Antagande]
Total fast CAPEX	21 291 895 €	
<i>Rörlig CAPEX (MeOH)</i>	<i>Kostnad</i>	<i>Kommentar</i>
Oberäkneliga kostnader (contingencies)	4 662 459 €	30 % av PEC [23]
Övrigt	777 076 €	5 % av PEC [Antagande]
Total rörlig CAPEX	5 439 535 €	
Fast kapitalkostnad FCI	26 731 431 €	FCI = Fixed Capital Investment
Rörelsekapital WC	4 242 838 €	15 % av FCI [23]
CAPEX (MeOH)	30 741 145 €	
<i>PEM-elektrolysör</i>	<i>Kostnad</i>	<i>Kommentar</i>
CAPEX	24 600 000 €	[17]
Anläggningens CAPEX	55 341 145 €	

Driftskostnaderna uppskattades grovt till ungefär 20 miljoner € per år där majoriteten gick åt till elektriciteten (nästan 80 %), se Tabell 11 (sidan 37).

Tabell 11. En preliminär kostnadssammanställning av pilotanläggningens OPEX

<i>Fast OPEX</i>	<i>Årlig kostnad</i>	<i>Kommentar</i>
Direkta arbetskostnader	360 000 €	6 operatörer [16]
Indirekta kostnader	108 000 €	30 % av direkta arbetskostnaderna [16]
Underhållskostnader O&M	400 971 €	1,5 % av FCI [16]
Försäkring	133 657 €	0,5% av FCI [16]
Fastighetsskatter	133 657 €	0,5% av FCI [16]
Allmänna avgifter	133 657 €	0,5% av FCI [16]
Total fast OPEX	1 269 943 €	
<i>Rörlig OPEX</i>	<i>Årlig kostnad</i>	<i>Kommentar</i>
CO ₂	963 600 €	Valt 25 €/ton [30]
H ₂ O inför elektrolys	95 040 €	2 €/m ³ [Antagande]
Elektricitet för vätgassystemet (elektrolysör & BOP)	13 208 640 €	0,05 €/kWh [Antagande]
Elektricitet för metanolproduktion	1 977 500 €	0,05 €/kWh [Antagande]
Katalysatorer inför metanolsyntes	848 568 €	Byts vart 5 år, 20 % av FCI [32]
Kylvatten	775 000 €	620 ton/ton MeOH [27]
Stackar (elektrolysör)	411 000 €	137 €/kW [17], byts två gånger [3].
Avskrivning (depreciation)	2 979 421 €	Fördelad på anläggningens förväntade livstid (20 år).
Total rörlig OPEX	18 279 348 €	
Total OPEX	19 595 915 €	

Försäljningspriset för grön vätgas och e-metanol beror starkt på anläggningens kapital- och driftskostnader, som i sin tur påverkas av bland annat dimensioneringen, utnyttjandet av biprodukter samt hur jämn produktionen är.

Den gröna vätgasens produktionskostnad beräknades utifrån elektrolysörens kapitalkostnad och elförbrukning, vattenavgiften, stackarnas årliga kostnad och en underhållskostnad för elektrolysören som här antogs vara 1 % av dess CAPEX. Med ett elpris på 0,05 €/kWh, blev vätgasens produktionspris ungefär **8,03 €/kg H₂**, se Tabell 12 (sidan 38).

Tabell 12. Den gröna vätgasens preliminära produktionskostnad för e-metanolpilotanläggningen

<i>Elektrolysörens effekt</i>	<i>Den gröna vätgasens produktionskostnad</i>
30 MW	8,03 €/kg H ₂

Om syret (som biprodukt) inte säljs är priset på e-metanol enligt IRENA kring 400–1 000 USD/ton [3], vilket blir ungefär 364–910 €/ton baserat på den växelkurs som har använts i denna studie (se Tabell 5).

Biprodukterna som bildas under e-metanolprocessen är bland annat syre, vatten och spillvärme. Vid avsättning av havsvatten bildas också saltlake som biprodukt. I denna studie beräknades endast spillvärmens från elektrolysören.

Med en årlig produktion på 25 000 ton CH₃OH, produceras kring 38 000 ton O₂ som biprodukt. Möjligheten att sälja syret skulle ha en positiv inverkan på e-metanolens försäljningspris, eftersom det årligen produceras i stora mängder. Kunder som skulle kunna vara i behov av det är landbaserade fiskodlingar och sjukhus. Priset på syre varierar i olika studier. Nyári et al. [5] och Bellotti et al. [25] använde sig av ett försäljningspris på 100 €/ton O₂, medan Su et al. [23] ansåg ett realistiskt försäljningspris ligga kring 37 €/ton O₂.

Utöver syre produceras också kring 14 000 ton H₂O som biprodukt. Att återanvända och rena vattnet (till elektrolysören) skulle minska på mängden havsvatten som annars skulle behöva pumpas upp och avsaltas. Det är både hållbarare, miljövänligare och (oftast) billigare än att avsalta havsvatten.

Spillvärmens från 30 MW elektrolysören blev kring 80 GWh baserat på vätgasens lägre värmevärde, vilket är en stor värmeförlust om den inte utnyttjas. Om den skulle kunna tas tillvara och implementeras till all utrustning i anläggningen som värms upp av el, skulle effektiviteten kunna öka samt elkostnaderna minska.

Saltlaken skulle enligt en artikel från Massachusetts teknologiska institut (MIT) [33] kunna omvandlas genom kemiska processer till natriumhydroxid och saltsyra. Natriumhydroxid, NaOH, används bland annat till framställning av andra natriumprodukter, tvålar och cellulosa. Saltsyra, HCl, används bland annat som rengörings- och upplösningsmedel.

Tabell 13 innehåller en sammanställning av biprodukternas möjliga användning.

Tabell 13. En sammanställning av biprodukternas möjliga användning

<i>Biprodukt</i>	<i>Eventuell användning</i>	<i>Kommentar</i>
Syre, O ₂	Sälja till kunder.	37–100 €/ton [5] [23] [25]
Vatten, H ₂ O	Rena och återanvända till elektrolysören.	Hållbarare, miljövänligare och (oftast) billigare än att avsalta havsvatten.
Spillvärme	Applicera till e-metanolanläggningen.	Ökad verkningsgrad samt lägre elkostnader.
Saltlake	Omvandla genom kemiska processer till NaOH och HCl.	NaOH – natriumprodukter, tvålar, cellulosa. HCl – rengörings- och upplösningsmedel.

I detta avsnitt diskuteras slutligen pilotens preliminära lönsamhet och hur lång dess återbetalningsperiod är. Tre scenarion har valts där syret (som biprodukt) säljs för 100 €/ton, 37 €/ton och inte säljs alls.

I denna studie antas försäljningspriset på e-metanol vara 900 €/ton. Om syret kan säljas för 100 €/ton, skulle **återbetalningsperioden vara 10 år**, se Tabell 14 (sidan 40). Om syret säljs för 37 €/ton är samma period **16 år**, och om det inte säljs **23 år**, det vill säga längre än anläggningens planerade livstid. En vinstskatt på 20 % är inkluderad.

Tabell 14. En preliminär kostnadssammanställning av CAPEX, OPEX, IRR och återbetalningsperioden för anläggningen. I detta exempel säljs e-metanolen för 900 €/ton och syret för 37 € respektive 100 €/ton

Parametrar	Värden
Anläggningens CAPEX	55 341 145 €
Anläggningens OPEX	19 502 666 €
Internräntan IRR (om O ₂ säljs för 100 €/ton)	9,8 %
Återbetalningsperioden	10 år
Internräntan IRR (om O ₂ säljs för 37 €/ton)	6,3 %
Återbetalningsperioden	16 år
Internräntan IRR (om O ₂ inte säljs)	4,3 %
Återbetalningsperioden	23 år

Försäljningen av syret har i detta fall en väldigt stor betydelse för pilotens lönsamhet, beroende på försäljningspris. Säljs det för 100 €/ton anses piloten vara relativt lönsam, men om försäljningspriset är 37 €/ton eller om det inte säljs över huvud taget, anses den inte vara lönsam.

8 Slutsatser

I denna rapport har beräkningar utförts för att bedöma de ekonomiska och tekniska förutsättningarna för en e-metanolpilotanläggning vid Långnäs hamn på Åland, Finland.

Beräkningarna skall ligga till grund för bedömningen om en sådan anläggning är realistisk.

Det som har analyserats utifrån olika rapporter och studier är anläggningens uppskattade produktionsmängd, drifts- och underhållskostnader samt användningen av biprodukter. Piloten på 30 MW producerade årligen kring 4 800 ton grön vätgas och 25 000 ton e-metanol. Det krävdes också en årlig mängd på ungefär 39 000 ton biogen CO₂ och 48 000 ton H₂O.

Pilotens preliminära kapitalkostnader blev 55 341 145 € och driftskostnaderna 19 502 666 €/år. Elektriciteten bestod i denna studie för nästan 80 % av den årliga kostnaden, vilket tyder på att dess pris har en av de största inverknings på försäljningspriset av grön vätgas och e-metanol.

Orsaken till att elektriciteten utgjorde en så stor del av OPEX, berodde främst på att elektrolysören stod för nästan 80 % av hela anläggningens energiförbrukning. Utöver ett lägre elpris behöver elektrolysörerna bli effektivare för att elkostnaderna ska minska.

Utöver grön vätgas och förnybar elektricitet, behövs det en ofantlig mängd biogen koldioxid (och vatten) per år för att producera e-metanol. För bara piloten krävs en årlig mängd på ungefär 39 000 ton biogen CO₂ och 48 000 ton H₂O. Biogen koldioxid finns i begränsad mängd och med tanke på att det redan planeras och existerar diverse e-metanolanläggningar i världen, lär man i framtiden behöva ta koldioxiden från andra källor.

Försäljningen av syret som biprodukt har en stor inverkan på anläggningens återbetalningsperiod, beroende på försäljningspris. Om det säljs för 100 €/ton skulle återbetalningsperioden ta kring 10 år för piloten, förutsatt att försäljningspriset på e-metanol är 900 €/ton.

Pilotanläggningens verksamhet torde vara möjlig att förverkliga, eftersom tillgången på råvaror anses finnas i tillräckliga mängder på Åland.

E-bränslen har möjlighet att ersätta fossila bränslen på ett ekonomiskt hållbart sätt. Det förutsätter att elpriset och utrustningskostnaderna blir lägre, elektrolysörerna blir effektivare, systemet optimeras genom att biprodukterna utnyttjas, samt att man har goda leverantörskedjor för råvaror och smidiga distributionskanaler för e-bränslen och biprodukter.

I denna studie fanns inte tid att djupare gå in på bland annat lagringskostnader av vätgas, koldioxid och e-metanol, vilket ger en osäkerhet vid beräkning av e-metanolanläggningens kapital- och driftskostnader. Vätgaslagring medför en mycket högre kapitalkostnad, eftersom det krävs dyra och välisolerade material för att lagra. Beräkningar angående lagringskapacitet, kostnader samt distribution skulle bidra till en mer realistisk bild av anläggningskostnaderna.

Kapital- och driftskostnaderna, samt den producerade mängden är grovt uppskattade, så mer realistiska värden behöver tas fram inför ett förverkligande.

Studien inkluderar ingen dimensionering av anläggningen, vilket ger en osäkerhet angående dess verkliga storlek. Beräkningar behöver därför utföras för att kunna ge en trovärdig bild av anläggningens storlek.

En avsaltninganläggning skulle behöva inkluderas för att få en uppskattning om dess kostnad och elförbrukning.

Ett realistiskt flödesschema skulle kunna avgöra vilken metod som är mest gynnsam för att producera e-metanol. Det skulle ge en bättre uppskattning av den behövda mängden utrustning och kostnader.

Om möjlighet finns, skulle det vara intressant att tekniskt gå djupare in på hur biprodukterna (som syre, spillvärme och vatten) kunde utnyttjas för att optimera hela vätgas-till-e-metanolprocessen.

Elanslutningen från vindkraftsparkerna till anläggningen behöver utredas för att få en realistisk bild av den processen.

Råvarornas ursprung och hur de ska levereras till anläggningen är inte inkluderade i rapportens beräkningar, och därmed behöver vatten och CO₂ som delsystem i e-metanolanläggningen förtydligas.

All tid som går åt till upphandling och planering före konstruktionen togs inte med, så hela processen lär ta längre tid än ett år.

Denna rapport ligger till grund för nästa utvecklingsfas och fortsatt analys.

Källor

- [1] Sahlén, R. (2022), *KONCEPTSTUDIE E-Metanol i Norra Sverige*, MSc., Umeå Universitet [12-06-2023]
- [2] IRENA (2020), *Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. [05-06-2023]
- [3] IRENA AND METHANOL INSTITUTE (2021), *Innovation Outlook: Renewable Methanol*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. [14-06-2023]
- [4] IRENA (2018), *Hydrogen from renewable power: Technology outlook for the energy transition*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. [07-08-2023]
- [5] Nyári, J., Magdelin, M., Larmi, M., Järvinen, M. och Santasalo-Aarnio, A. (2020), 'Techno-economic barriers of an industrial-scale methanol CCU-plant', *Journal of CO2 Utilization*, vol. 39, Juli, p. 101166. [19-06-2023]
- [6] Westholm, M. *Nationalencyklopedin*, elektrobränsle.*
<http://www.ne.se.ezproxy.arcada.fi:2048/uppslagsverk/encyklopedi/lång/elektrobränsle>
[06-06-2023]
- [7] Holmström, B. *Nationalencyklopedin*, elektrolys.*
<http://www.ne.se.ezproxy.arcada.fi:2048/uppslagsverk/encyklopedi/lång/elektrolys>
[06-06-2023]
- [8] Elding, L I. *Nationalencyklopedin*, koldioxid.*
<http://www.ne.se.ezproxy.arcada.fi:2048/uppslagsverk/encyklopedi/lång/koldioxid>
[13-06-2023]
- [9] *Nationalencyklopedin*, metanol.*
<http://www.ne.se.ezproxy.arcada.fi:2048/uppslagsverk/encyklopedi/lång/metanol>
[14-06-2023]

- [10] Malmquist, J. och Elding, L. I. *Nationalencyklopedin*, ammoniak.*
<http://www.ne.se.ezproxy.arcada.fi:2048/uppslagsverk/encyklopedi/lång/ammoniak>
[20-06-2023]
- [11] Bolin, B., Elding, L. I. och Nordlund, S. *Nationalencyklopedin*, kväve.*
<http://www.ne.se.ezproxy.arcada.fi:2048/uppslagsverk/encyklopedi/lång/kväve>
[22-06-2023]
- [12] Rummukainen, M. *Nationalencyklopedin*, koldioxidlagring.*
[http://www.ne.se.ezproxy.arcada.fi:2048/uppslagsverk/encyklopedi/lång/kol-](http://www.ne.se.ezproxy.arcada.fi:2048/uppslagsverk/encyklopedi/lång/koldioxidlagring)
dioxidlagring [21-08-2023]
- [13] Kumar, S. S. och Himabindu, V. (2019), 'Hydrogen production by PEM water electrolysis – A review', *Materials Science for Energy Tehnologies*, vol. 2, no. 3, December, pp. 442-454. [14-06-2023]
- [14] Pérez-Fortes, M., Schöneberger, J. C., Boulamanti, A. och Tzimas, E. (2016), 'Methanol synthesis using captured CO₂ as raw material: Techno-economic and environmental assessment', *Applied Energy*, vol. 161, Januari, pp. 718-732. [19-06-2023]
- [15] Europeiska kommissionen (2020), *EU Climate Target Plan 2030: Building a modern, sustainable and resilient Europe*. [06-08-2023]
- [16] Collodi, G., Azzaro, G., Ferrari, N. och Santos, S. (2017), 'Demonstrating Large Scale Industrial CCS through CCU – A Case Study for Methanol Production', *Energy Procedia*, vol. 114, Juli, pp. 122-138. [08-08-2023]
- [17] Bristowe, G. och Smallbone, A. (2021), 'The Key Techno-Economic and Manufacturing Drivers for Reducing the Cost of Power-to-Gas and a Hydrogen-Enabled Energy System' *Hydrogen*, vol. 2(3), pp. 273-300. [08-08-2023]
- [18] OX2 (u.å.). *Noatun Åland Nord*. <https://www.ox2.ax/node/33> [09-08-2023]
- [19] OX2 (u.å.). *Noatun Åland Syd*. <https://www.ox2.ax/node/29> [09-08-2023]
- [20] Långnäs Hamn Ab (u.å.). *Om bolaget*. www.langnashamn.ax/om-bolaget-34325685 [09-08-2023]

- [21] Xe (u.å.), *Xe Currency Converter: Check live foreign currency exchange rates*. <https://www.xe.com/currencyconverter> [09-08-2023]
- [22] Bejan, A., Tsatsaronis, G. och Moran, M.J. (1996), *Thermal Design and Optimization*, USA: John Wiley & Sons. [09-08-2023]
- [23] Su, C., Wei, H., Wang, Z., Ayed, H., Mouldi, A. och Shayesteh A.A. (2022), 'Economic accounting and high-tech strategy for sustainable production: A case study of methanol production from CO₂ hydrogenation', *International Journal of Hydrogen Economy*, vol. 47, no. 62, Juli, pp. 25929-25944. [10-08-2023]
- [24] Cho, S., Kim, C. och Kim, J. (2021) 'Techno-economic assessment and early-stage screening of CO₂ direct hydrogenation catalysts for methanol production using knowledge-based surrogate modeling', *Energy Conversion and Management*, vol. 244, September, p. 114477. [10-08-2023]
- [25] Bellotti, D., Rivarolo, M., Magistri, L. och Massardo, A.F. (2017), 'Feasibility study of methanol production plant from hydrogen and captured carbon dioxide', *Journal of CO₂ Utilization*, vol. 21, Oktober, pp. 132-138. [10-08-2023]
- [26] Samimi, F., Hamed, N. och Rahimpour, M.R. (2019), 'Green Methanol Production Process from Indirect CO₂ Conversion: RWGS Reactor versus RWGS Membrane Reactor', *Journal of Environmental Chemical Engineering*, vol. 7, no. 1, Februari, p. 102813. [16-08-2023]
- [27] Gu, Y., Wang, D., Chen, Q. och Tang, Z. (2022), 'Techno-economic analysis of green methanol plant with optimal design of renewable hydrogen production: A case study in China', *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 47, no. 8, Januari, pp. 5085-5100. [16-08-2023]
- [28] Herbinet, O., Bartocci, P. och Dana, A.G. (2022), 'On the use of ammonia as a fuel – A perspective', *Fuel Communications*, vol. 11, Juni, p. 100064. [20-08-2023]

- [29] Oloruntobi, O., Chuah, L.F., Mokhtar, K., Gohari, A., Onigbara, V., Chung, J.X., Mubashir, M., Asif, S., Show, P.L. och Han, N. (2023), 'Assessing methanol potential as a cleaner marine fuel: An analysis of its implications on emissions and regulation compliance', *Cleaner Engineering and Technology*, vol. 14, Juni, p. 100639. [20-08-2023]
- [30] Brynolf, S., Taljegard, M., Grahn, M. och Hansson, J. (2018), 'Electrofuels for the transport sector: A review of production costs', *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 81, part 2, Januari, pp. 1887-1905. [30-08-2023]
- [31] OX2 (u.å.). *Det här är OX2*. <https://www.ox2.com/sv/om-ox2/vilka-vi-ar/det-har-ar-ox2/> [23-08-2023]
- [32] Lindholm, C. J. (2023), *Techno-economical evaluation of an e-fuel-producing wind farm system focusing on hydrogen, ammonia and methanol production*. MSc., Chalmers Tekniska Universitet. [24-08-2023]
- [33] Chandler, D. L. (2019). Turning desalination waste into a useful resource. *MIT News*, 13 februari. <https://news.mit.edu/2019/brine-desalination-waste-sodium-hydroxide-0213> [31-08-2023]
- [34] Langmi, H.W., Engelbrecht, N., Modisha, P.M., och Bessarabov, D. (2022), 'Chapter 13 – Hydrogen storage', *Electrochemical Power Sources: Fundamentals, Systems, and Applications*, pp. 455-486. [15-11-2023]
- [35] Viswanathan, B. (2017), 'Chapter 10 – Hydrogen Storage', *Energy Sources: Fundamentals of Chemical Conversion Processes and Applications*, pp. 185-212. [15-11-2023]
- [36] Sheffield, J.W., Martin K.B. och Folkson, R. (2014), '5 - Electricity and hydrogen as energy vectors for transportation vehicles', *Alternative Fuels and Advanced Vehicle Technologies for Improved Environmental Performance: Towards Zero Carbon Transportation*, pp. 117-137. [15-11-2023]

* = källa bakom betald mur