

Synteettisen metaanin tuotanto Hajautettu biokaasun tuotanto Lapissa -hankkeessa

Teknis-taloudellinen selvitys

2025



Euroopan unionin
osarahoittama



LAPIN LIITTO



VAASAN AMMATTIKORKEAKOULU
UNIVERSITY OF APPLIED SCIENCES



Lapland University of Applied Sciences



Osa puhdasta Lappia



PIDÄMME HUOLEN

Sisällys

1	Johdanto.....	5
2	Jätteenpoltossa syntyvän hiilidioksidin määrä	6
3	Jätteenpolttolaitoksiin liittyvä lainsäädäntö	7
3.1	Päästöoikeuden hinta	7
4	Hiilidioksidin talteenotto	9
4.1	Hiilidioksidin talteenottoteknologiat savukaasuista.....	9
4.1.1	Kemiallinen absorbtio	9
4.1.1.1	Amiinipesun vaiheet	10
4.1.1.2	Amiinipesun edut:	11
4.1.1.3	Amiinipesun haasteet.....	12
4.1.1.4	Amiinipesun soveltuvuus Lapin hankkeen kokoluokkaan.....	12
4.1.1.5	Kaliumkarbonaattipesun vaiheet.....	13
4.1.1.6	Kaliumkarbonaattipesun edut	14
4.1.1.7	Kaliumkarbonaattipesun haasteet.....	14
4.1.1.8	Kaliumkarbonaattipesun soveltuvuus Lapin hankkeen kokoluokkaan.....	14
4.1.2	Hiilidioksidin talteenoton teknologiatoimittajia	15
4.1.2.1	Shell.....	15
4.1.2.2	Andritz.....	15
4.1.2.3	SLB Capturi	16
4.1.2.4	Carbon Clean	16
4.1.2.5	WOIMA Corporation	17
4.1.2.6	Saipem.....	17
4.1.2.7	Johtopäätökset hiilidioksidin talteenoton teknologiatoimittajista	18

4.1.3	Fysikaalinen erotus.....	18
4.2	Näkökohtia laitoksen suunnitteluun.....	19
5	Vihreän vedyn tuotanto	21
5.1	Johdanto.....	21
5.2	Elektrolyysiteknologiat.....	21
5.2.1	Alkalinen elektrolyysi	21
5.2.1.1	Alkalisen elektrolyysin edut.....	22
5.2.1.2	Alkalisen elektrolyysin haasteet:	22
5.2.2	Protoninvaihtokalvoelektrolyysi (PEM).....	23
5.2.2.1	PEM-elektrolyysin edut.....	23
5.2.2.2	PEM-elektrolyysin haasteet.....	23
5.2.3	Anioninvaihtokalvoelektrolyysi (AEM)	24
5.2.4	Kiinteäoksidielektrolyysi (SOEC)	24
5.3	Tarvittava vedyn määrä ja elektrolyyserin mitoitus.....	25
5.4	Erytystä huomioitavaa Lapin olosuhteissa.....	26
5.5	Elektrolyyserien teknologiatoimittajia.....	27
5.5.1	Sunfire GmbH.....	27
6	Vihreän sähkön hankinta vedyn tuotantoon	28
6.1	EU-Lainsäädäntö.....	28
6.1.1	EU-lainsäädännön ydinkohdat vihreän vedyn tuotannossa	28
6.1.2	EU-lainsäädännön vaikutukset vihreän vedyn tuottamiseen käytännössä	29
7	Metanointi	32
7.1	Metanointiteknologiat.....	32
7.1.1	Katalyyttinen metanointi	32
7.1.2	Biologinen metanointi	33
7.1.3	Teknologioiden soveltuvuus Lapin hankkeen olosuhteisiin.....	33
7.1.4	Metanoinnin teknologiatoimittajia.....	33
7.1.4.1	Q Power.....	33
8	Synteettisen metaanin kysyntä ja hinta	35
9	Kannattavuuslaskelma	36
9.1	Investointikustannukset (CAPEX).....	36
9.2	Käyttökustannukset (OPEX).....	36

9.3	Tuotot	37
9.4	Tuottojen ja kustannusten erotus ilman tuotto-odotusta ja inflaation huomioimista 38	
9.5	Kannattavuuslaskelma olettaen investointituki ja huomioiden sijoitetun pääoman tuotto-odotus ja inflaatio	39
9.6	Kannattavuuslaskelman epävarmuustekijöitä	40
9.7	Johtopäätökset hankkeen kannattavuudesta	40
10	Lähteet.....	42

1 Johdanto

Hankkeen synteettisen metaanin tuotannon teknis-taloudellisessa selvityksessä selvitettiin synteettisen metaanin tuotannon edellytyksiä Lapissa, lähtökohtaisesti Inariin suunniteltavan jätteenpolttolaitoksen yhteydessä. Selvityksessä tarkasteltiin ensisijaisesti jätteenpolttolaitoksen savukaasuista talteenotettavissa olevan hiilidioksidin määrää, hiilidioksidin talteenoton ja vihreän vedyn tuotannon teknologivaihtoehtoja, sekä uusiutuvalla energialla tuotetun sähkön hankittavaan liittyviä lainsäädännöllisiä seikkoja sekä uusiutuvan sähkön saatavuutta. Lisäksi selvitettiin synteettisen metaanin potentiaalista kysyntää ja hintatasoa. Näistä laadittiin kustannus- ja kannattavuuslaskelma synteettisen metaanin tuotantokustannusten ja kannattavuuden selvittämiseksi.

Selvityksen aikana kävi ilmi, etteivät synteettisen metaanin tuotantoon tarvittavien teknologioiden toimittajat tai tuotantolaitoksia kehittävät hankekehittäjät anna käytännössä minkäänlaisia alustavia hintatietoja tai tarkempia prosessikuvauksia ilmaiseksi. Tyypillisesti vaatimuksena on riittävän potentiaalinen loppuasiakas, jolle toimitetaan maksullisia selvityksiä hankkeeseen soveltuvista teknologioista hintatietoineen tai maksullista konsultaatiota laitoshankkeen suunnittelusta.

Selvitys toteutettiin kirjallisuuslähteisiin ja asiantuntijahaastatteluun pohjautuen.

2 Jätteenpoltossa syntyvän hiilidioksidin määrä

Vuonna 2024 Lapin jätehuoltokuntayhtymä (Lapeco) otti vastaan noin 13000 tonnia sekajätettä ja 4000 tonnia polttokelpoista puujätettä. Sekajätteen määrä on pysynyt 2020-luvulla vuosittain tasaisena 13000 tonnin tuntumassa, eikä määrissä ole nähtävissä nousevaa tai laskevaa trendiä. Kirjallisuuslähteiden perusteella sekajätteen jätteenpolttolaitoksessa poltettaessa synnyttämä hiilidioksidipäästö Suomessa on noin 0,85-1,1 kilogrammaa hiilidioksidia poltettua jätekilogrammaa kohden. Lapecon jätteen koostumus on hankkeessa toteutetun koostumusselvityksen ja aiemmin toteutetun laajemman selvityksen perusteella lähellä Suomen kansallista keskiarvoa. Näin ollen hyvänä arviona voidaan pitää yhden sekajätetonnin aiheuttavan poltettaessa saman suuruisen massan hiilidioksidia.

Lapecon vastaanottaman polttoon haketettavaksi soveltuvan jätetuun määrä on vaihdellut vuosittain enemmän kuin sekajätteen määrä: keskiarvo vuosilta 2020-2024 on noin 3400 tonnia/vuosi. Vähimmillään jätetuuta on vastaanotettu noin 2400 tonnia ja enimmillään noin 4300 tonnia. Myöskään jätetuun määrässä ei näiltä vuosilta ole nähtävissä nousevaa tai laskevaa trendiä, vaan määrät ovat joinain vuosina kasvaneet ja toisina laskeneet edellisvuodesta. Puuhakkeen polton aiheuttama hiilidioksidipäästö riippuu merkittävästi puun kosteudesta. Hakkeen poltosta aiheutuva hiilidioksidipäästö on noin 1,8 kg hiilidioksidia/kg kuiva-ainetta. Puujätteen kosteuteen vaikuttavat erityisesti sen alkuperä (ulkoa vai sisältä), mahdollinen kastuminen kuljetuksen aikana, haketus (kuivana vai kosteampana) sekä varastointi ennen polttoa. Tyypillinen vaihteluväli rakennuspuujätteen kosteusprosentille on noin 10-25%. Jos oletetaan puun kosteusprosentiksi poltettaessa 20%, tällöin 80% kuiva-aineosuudella polttamisesta aiheutuvat päästöt olisivat noin 1,4 kg hiilidioksidia poltettua kilogrammaa kohden. Lapecon vastaanottaman puujätteen viimeisen viiden vuoden keskiarvolla polttamisen hiilidioksidipäästöiksi tulisi noin 5000 tonnia vuodessa. Seka- ja puujätteen poltosta vuodessa syntyvä hiilidioksidipäästö olisi näillä oletuksilla yhteensä noin 18000 tonnia.

3 Jätteenpolttolaitoksiin liittyvä lainsäädäntö

Hankkeessa selvitettävän jätteenpolttolaitoksen päästövähennysten tarpeeseen ja sen aikatauluun liittyy merkittävä määrä epävarmuustekijöitä sekä EU-lainsäädännön, että mahdollisten kansallisten ohjauskeinojen osalta. Hankeaikana on meneillään Euroopan komission palautekuuleminen liittyen selvitykseen EU:n päästökauppajärjestelmän (EU ETS; Emissions Trading System) laajentamisesta, mahdollisesti muun muassa jätteenpolttolaitoksiin, ja markkinavakauserävarannon (MSR; Market Stability Reserve) tulevaisuudesta. Päästökauppajärjestelmän tavoitteena on vähentää kustannustehokkaasti kasvihuonekaasupäästöjä sen piirissä olevilla sektoreilla jakamalla jäsenmaille tietty määrä päästöoikeuksia, joita voidaan ostaa tai myydä tarpeen mukaan. MSR on säätömekanismi, joka säätelee päästöoikeuksien määrää markkinoilla, tarkoituksena ehkäistä päästöoikeuksien ylitarjontaa, joka voisi painaa päästöoikeuden hinnan liian alas päästövähennystavoitteiden saavuttamisen kannalta.

Komission palautekuulemisen jälkeen toteutetaan vuoden 2026 loppuun mennessä vaikutusten arviointi siitä, mitä uusien sektorien, kuten jätteenpolttolaitosten, sisällyttäminen ETS:n piiriin tarkoittaisi käytännössä. Jos päätös on positiivinen, jätteenpolttolaitosten sisällytetään päästökauppaan vuoden 2028 alusta lähtien. Euroopan komission tahtotila on puoltanut vahvasti jätteenpolttolaitosten sisällyttämistä päästökauppaan. Uuden, vuonna 2024 aloittaneen Euroopan parlamentin kanta on toistaiseksi epäselvä.

EU-maista Ruotsi ja Tanska ovat jo sisällyttäneet jätteenpolttolaitokset EU ETS:ään kansallisella päätöksellä. Lisäksi joissain maissa on käytössä jätteenpolttovero. Voidaan pitää todennäköisenä, että myös Suomessa tullaan ottamaan käyttöön jätteenpolton päästöjä rajoittavia taloudellisia ohjauskeinoja 2020-luvun loppupuolella siinäkin tapauksessa, että laitosten sisällyttäminen päästökauppaan ei toteutuisi koko EU:n laajuisesti.

Jätteiden poltossa syntyvän hiilidioksidipäästön osalta päästökauppaan laskettaisiin sekajätteen osalta vain fossiiliperäisten jättejakeiden aiheuttamat päästöt. Sekajätteen bioperäisten jakeiden sekä jätteenpuun aiheuttamat päästöt luokitellaan lainsäädännössä hiilineutraaleiksi, eikä niistä tarvitse päästökaupassa maksaa.

3.1 Päästöoikeuden hinta

Päästöoikeuden hinta päästettyä hiilidioksiditonnia kohden on kirjoitushetkellä hieman yli 70€.

Eri analyysiyhtiöt ovat laatineet ennusteita päästöoikeuden hintakehityksestä lähitulevaisuudessa:

BloombergNEF ennustaa, että päästöoikeuden hinta nousee noin 146–149 €/tCO₂ tasolle vuoteen 2030 mennessä ja saavuttaa noin 194 €/tCO₂ vuoteen 2035 mennessä.

Enerdata arvioi, että hinta pysyy noin 70–75 €/tCO₂ tasolla vuoteen 2030 asti, mutta alkaa nousta sen jälkeen, saavuttaen noin 130 €/tCO₂ vuoteen 2040 mennessä.

Morgan Stanley ennustaa hinnan olevan noin 135 €/tCO₂ vuonna 2030, ja SEB arvioi hinnan nousevan 160 €/tCO₂ -tasolle samana vuonna.

Ennusteisiin liittyy hajontaa ja epävarmuutta, mutta niiden pohjalta voidaan arvioida, että päästöoikeuden hinta liikkuu nykytiedoilla noin 150€/tCO₂ tasolla vuonna 2030, ja tulee nousemaan 2030-luvun edetessä.

Suomalaisten jätehuoltoyhtiöiden uusimpien selvitysten ja laskelmien perusteella sekajätteen poltosta aiheutuvista hiilidioksidipäästöistä noin puolet on fossiilisia päästöjä, joista täytyisi EU:n päästökaupassa maksaa.

Lapecon vuosittaisen sekajätteen poltosta aiheutuvista noin 13000 tonnin hiilidioksidipäästöistä fossiilisia päästöjä olisi näin ollen noin 6500t/a. Nykyisellä, noin 70€ päästöoikeuden hinnalla tarvittavien päästöoikeuksien hinnaksi tulisi noin 450 000 € vuodessa. Vuoden 2030 karkean konsensusennusteen 150€ päästöoikeuden hinnalla vuosittaisiksi kustannuksiksi tulisi noin 1 000 000 €, ja myöhemmin 2030-luvulla tätäkin enemmän. Epävarmuutta päästöoikeuksien hankinnan kustannusten arviointiin aiheuttaa EU-lainsäädännön ja päästöoikeuden hintakehityksen lisäksi mahdollisesti parantuva fossiilisten jättejakeiden kierrätys, erityisesti muovijätteen osalta. Viime vuosina kierrätyksen lisääntyminen on kuitenkin ollut maltillista, eikä fossiiliperäisten jättejakeiden osuus sekajätteessä ole vähentynyt merkittävästi.

4 Hiilidioksidin talteenotto

4.1 Hiilidioksidin talteenottoteknologiat savukaasuista

Yleisimmät menetelmät hiilidioksidin talteenottoon savukaasuista ovat kemiallinen absorptio (amiineihin tai kaliumkarbonaattiin perustuen), fysikaalinen absorptio, adsorptio, kalvoerotus ja kryogeeninen erotus. Jätteenpolttolaitoksissa, joissa savukaasujen hiilidioksidipitoisuus on tyypillisesti melko matala (noin 10 % luokkaa), näistä menetelmistä soveltuu käytännössä vain kemiallinen absorptio – joko erilaisilla amiiniliuoksilla tai kaliumkarbonaattipohjaisilla liuoksilla.

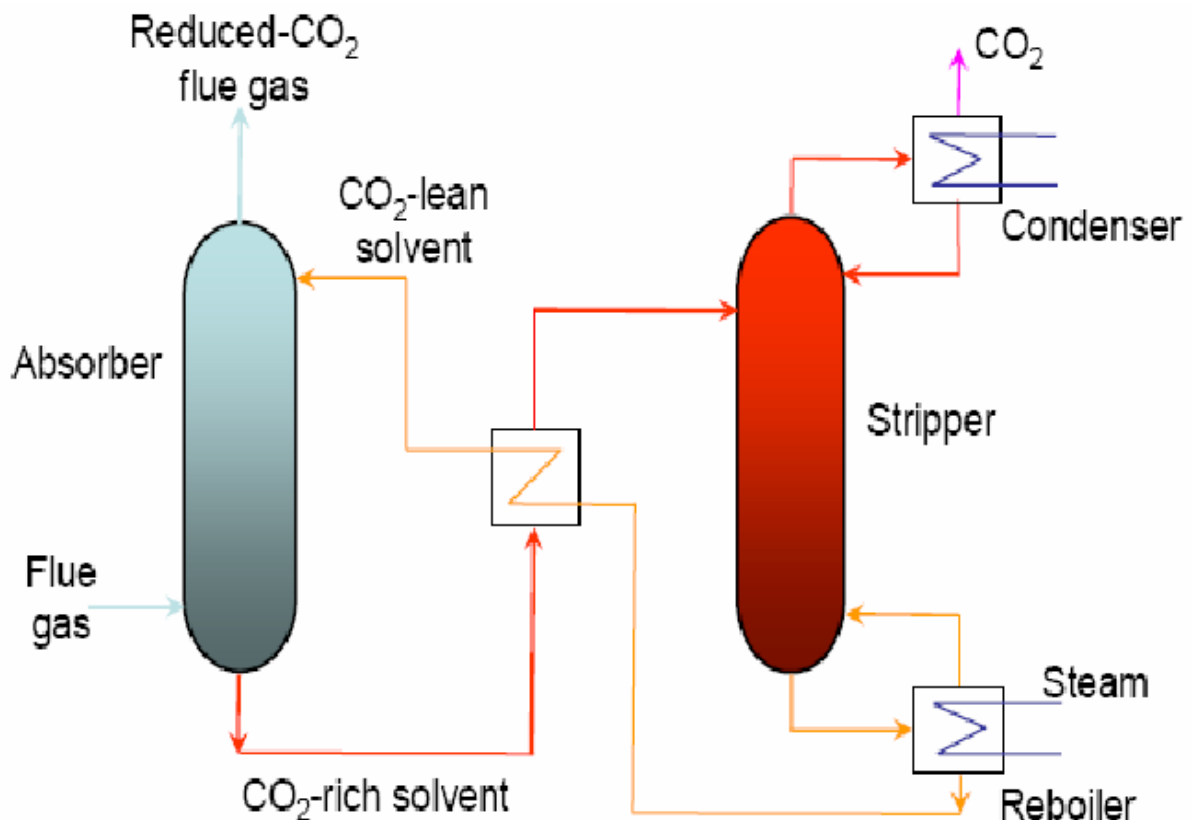
4.1.1 Kemiallinen absorptio

Kemiallinen absorptio perustuu pääasiassa amiineihin – tyypipohjaisiin orgaanisiin yhdisteisiin – jotka reagoivat selektiivisesti hiilidioksidin kanssa muodostaen väliaikaisia yhdisteitä. Tämän reaktion ansiosta CO₂ voidaan sitoa savukaasuvirrasta ja vapauttaa myöhemmin uudelleen käytettäväksi tai varastoitavaksi. Kypsin ja laajimmin käytössä oleva kemiallisen absorbtion menetelmä on amiinipesu monoetanoliamiinilla (MEA), joka on primäärinen amiini (yhdiste, jonka rakenne mahdollistaa nopean ja tehokkaan reaktion hiilidioksidin kanssa, erityisesti CO₂-pitoisuudeltaan laimeissa savukaasuissa). Hiilidioksidin sitomiseen käytetään myös muita amiineja, erityisesti sekundäärisiä amiineja kuten dietanoliamiini (DEA) ja piperatsiini (PZ), sekä tertiäärisiä amiineja kuten metyyli-dietanoliamiini (MDEA) ja AMP (2-amino-2-metyyli-1-propanoli). Näitä sekundäärisiä ja tertiäärisiä amiineja käytetään tyypillisesti yhdessä MEA:n kanssa liuosseoksina, joilla pyritään parantamaan reaktiivisuutta, vähentämään regenerointienergian tarvetta ja lisäämään liuoksen kemiallista stabiilisuutta.

Amiinien lisäksi kemiallisessa absorptiossa käytettyjä tai kehitettäviä yhdisteitä hiilidioksidin talteenottoon ovat muun muassa kaliumkarbonaatti, natriumkarbonaatti, ammoniakki, natriumhydroksidi ja ioni-nesteet (Ionic Liquids, ILs). Näistä kaliumkarbonaattiin perustuva absorptioteknologia on edennyt kohti käytännön sovelluksia myös savukaasujen hiilidioksidin talteenotossa. Ei-amiinipohjaisia liuoksia, kuten kaliumkarbonaattia, aktivoidaan usein lisäämällä pieniä määriä amiineja (esim. piperatsiinia) tai muita lisäaineita. Tämä parantaa absorptiokinetiikkaa ja mahdollistaa tehokkaamman hiilidioksidin talteenoton erityisesti absorptioprosessissa käytettävissä matalissa lämpötiloissa sekä alhaisissa CO₂-pitoisuuksissa, kuten jätteenpolton savukaasuissa.

4.1.1.1 Amiinipesun vaiheet

- 1. Savukaasun esikäsitely ja jäähditys.** Savukaasut johdetaan esikäsitely-yksikköön, jossa poistetaan epäpuhtaudet, kuten rikkidioksidi, typen oksidit ja hiukkaset. Kaasu jäähdytetään tyypillisesti 40–60 °C lämpötilaan ennen absorptiota.
- 2. Absorbtio.** Esikäsitelty savukaasu johdetaan absorptiokolonniin alhaalta ylöspäin vastavirtaan nestemäisen amiiniliuoksen kanssa. Absorbtio tapahtuu tyypillisesti 35–50 °C lämpötilassa, riippuen käytetyistä amiineista ja prosessikohtaisesta optimoinnista energiatehokkuuden ja CO₂-erotuskyvyn suhteen. Amiini reagoi kemiallisesti savukaasun sisältämän hiilidioksidin kanssa muodostaen karbamaatteja ja bikarbonaatteja. Hiilidioksidista puhdistettu kaasu poistuu absorptiokolonnin yläosasta, ja se voidaan vapauttaa ilmakehään tai ohjata muihin prosesseihin.
- 3. Liuoksen regenerointi.** Hiilidioksidia sisältävä amiiniliuos pumpataan absorptiokolonnin pohjalta regenerointikolonniin (stripperiin). Kolonnissa liuosta lämmitetään tyypillisesti 100–120 °C lämpötilaan noin 2,5–3 bar höyrynpaineella, jolloin sidottu hiilidioksidi vapautuu kaasuuntumalla. Lämmitys tapahtuu tyypillisesti höyryllä uudelleenhöyrystimen (reboilerin) avulla, joka sijoitetaan kolonnin alaosaan.
- 4. Hiilidioksidin talteenotto ja puhdistus.** Regenerointikolonnista vapautunut hiilidioksidikaasu otetaan talteen kolonnin yläosasta. Puhdistusvaiheessa kaasu jäähdytetään, jolloin vesihöyry kondensoituu. Tarvittaessa voidaan käyttää myös kaasun kuivainta tai kompressoria jatkokäsittelyä varten. Lopputuloksena saadaan puhdasta, korkeapitoista (>99 %) hiilidioksidia, joka voidaan hyödyntää teollisissa sovelluksissa tai varastoida.
- 5. Amiiniliuoksen palautus prosessiin.** Regeneroitu amiiniliuos jäähdytetään lämmönvaihtimen avulla takaisin absorptiolämpötilaan, minkä jälkeen se palautetaan takaisin absorptiokolonniin uudelleenkäyttöä varten.



Kuva 1 Tyypillinen amiinipesuprosessi. (I. Y. (2014). *Technical and economic considerations of post-combustion carbon capture in a coal fired power plant*)

4.1.1.2 Amiinipesun edut:

Amiinipesun merkittävä etu on teknologian korkea kaupallinen kypsyyt; menetelmällä on lukuisia referenssikohteita Euroopassa ja globaalisti, mukaan lukien jätteenpolttolaitokset. Hiilidioksidin erotusaste savukaasuista on suhteellisen korkea, tyypillisesti noin 90%, ja hyvin optimoidulla prosessilla on saavutettavissa jopa 95%.

Amiinipohjaisella talteenotolla saavutetaan myös korkea CO₂:n puhtausaste (yleensä >99,5%), jolloin talteen otettu hiilidioksidi soveltuu hyvin jatkokäyttöön, esimerkiksi synteettisten polttoaineiden tuotannossa. Amiinit soveltuvat erityisen hyvin savukaasuvirtoihin, joissa CO₂-pitoisuus on alhainen – kuten jätteenpolton yhteydessä. Teknologia on skaalautuva ja soveltuu sekä suuriin että pienempiin laitteisiin. Se voidaan toteuttaa myös modulaarisina yksikköinä, jotka mahdollistavat joustavan mitoituksen ja käyttöönoton erikokoisille savukaasuvolyymeille.

Teknologian kypsyyden ansiosta markkinoilla on useita kaupallisia teknologiatoimittajia ja prosessikehittäjiä, mikä lisää valinnanvaraa ja tukee kilpailukyistä hinnoittelua. Tämä tekee

amiinipohjaisesta talteenotosta monessa tapauksessa taloudellisesti realistisen ja teknisesti luotettavan vaihtoehdon.

4.1.1.3 Amiinipesun haasteet

Amiinipohjaisissa ratkaisuissa lämpöenergian tarve liuoksen regenerointivaiheessa on huomattava. Liuos täytyy kuumentaa noin 100–120 °C:een, mikä aiheuttaa merkittäviä käyttökustannuksia, erityisesti silloin kun riittävän lämpötilan hukkalämpöä ei ole hyödynnettävissä.

Myös investointikustannukset voivat olla korkeat, erityisesti pienemmissä laitoksissa, joissa yksikkökustannukset (€/tCO₂/a) ovat suhteessa suuremmat.

Amiiniliuokset voivat aiheuttaa korroosiota, mikä edellyttää huolellista materiaalivalintaa (esim. ruostumattomat teräkset, pinnoitteet) sekä säännöllisiä ylläpitotoimia. Prosessin toimivuus edellyttää liuoksen laadun tarkkaa hallintaa – esimerkiksi kontaminaatiot, terminen hajoaminen ja amiinien hävikki voivat heikentää erotuskykyä ja vaatia jatkuvaa valvontaa ja kunnossapitoa.

Amiinit hajoavat kemiallisesti ajan mittaan, muodostaen sivutuotteita (esim. orgaanisia happoja), jotka voivat vaikuttaa liuoksen toimintaan ja ympäristöön. Lisäksi amiiniyhdisteiden haihtuminen ja hajoamistuotteiden, kuten nitrosoamiinien, muodostuminen voivat aiheuttaa ympäristö- ja terveysriskejä, joita EU-lainsäädäntö säätelee tarkasti.

Amiiniprosessi on myös herkkä savukaasun epäpuhtauksille, kuten rikkidioksidille (SO₂), typpioksideille (NO_x), hiukkasille ja raskasmetalleille. Nämä yhdisteet voivat reagoida amiinin kanssa muodostaen ei-regeneroituvia sivutuotteita, kuten lämpöä kestäättömiä suoloja (esim. sulfaatti- ja nitraattisuoloja) tai hajoamistuotteita, jotka heikentävät liuoksen absorptiokykyä. Tämä johtaa liuoksen kulumiseen ja korroosioriskin kasvuun, mikä tekee savukaasun esikäsitteystä kriittisen vaiheen prosessin luotettavuuden ja käyttöiän kannalta.

4.1.1.4 Amiinipesun soveltuvuus Lapin hankkeen kokoluokkaan

Amiinipesu soveltuu teknisesti hyvin Lapin jätteenpolttolaitoksen kokoluokkaan (~18 000 tCO₂/a), mutta taloudelliset tekijät asettavat rajoitteita.

Pisimpään käytössä ollut ja teknisesti kypsä muoto, MEA-pohjainen amiiniprosessi, soveltuu parhaiten laitoksiin, joissa CO₂-virrat ovat suuria. Se on käytössä esimerkiksi Fortumin Oslo Varme -kaukolämpölaitoksessa (kapasiteetti 400 000 tCO₂/a) ja suunniteltu lähivuosina Kööpenhaminassa sijaitsevan Amager Bakke -jätteenpolttolaitoksen talteenottoteknologiaksi (kapasiteetti 500 000 tCO₂/a).

Pienemmässä talteenoton mittakaavassa ongelmaksi muodostuvat MEA-pohjaisen järjestelmän korkeat kiinteät kustannukset (kolonnit, lämmönvaihtimet, pumput, automaatiojärjestelmät), jotka eivät skaalaudu lineaarisesti alaspäin.

Lisäksi MEA-liuoksen regenerointi vaatii runsaasti lämpöenergiaa (yleensä ~3,5–4,0 GJ/tCO₂), mikä korostuu suhteellisesti pienemmässä laitoksessa, jossa hukkalämpöä voi olla vähemmän käytettävissä ja energiankulutuksen osuus kokonaiskustannuksista on suurempi.

MEA-liuoksen hajoaminen ja korvaaminen myös muodostavat suuremman suhteellisen kuluerän pienissä järjestelmissä, joissa prosessin optimointi on haastavampaa.

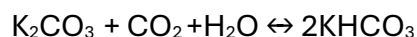
Vaihtoehtoiset amiini- ja hybridiliuosratkaisut voivat kuitenkin parantaa amiinipesun soveltuvuutta pienemmässä kokoluokassa. Useat teknologiatoimittajat ovat kehittäneet MEA-pohjaisia seoksia, joissa MEA:n ohella hyödynnetään esimerkiksi piperatsiinia (PZ) tai muita sekundäärisiä ja tertiäärisiä amiineja, kuten DEA, MDEA ja AMP, jotka voivat vähentää regenerointienergian tarvetta ja parantaa liuoksen kemiallista stabiilisuutta sovelluksesta riippuen.

4.1.1.5 Kaliumkarbonaattipesun vaiheet

Kaliumkarbonaattiin perustuva hiilidioksidin talteenotto noudattaa samoja pääprosessivaiheita kuin amiinipesu: savukaasun esikäsitteily ja jäähdytys, absorptio, liuoksen regenerointi, CO₂:n talteenotto ja puhdistus sekä liuoksen kierrätys takaisin prosessiin.

Myös laitteistokokoonpano on pääosin samanlainen, koostuen absorptiokolonnista, regenerointikolonnista (stripperistä), lämmönvaihtimista, kiertopumpuista ja liuossäiliöistä. Eroja esiintyy lähinnä mitoituksessa ja materiaalivalinnoissa, jotka riippuvat liuoksen ominaisuuksista ja käyttöolosuhteista.

Merkittävimmät erot prosessissa liittyvät absorptioon ja regenerointiin liittyviin kemiallisiin reaktioihin, lämpötilatasoihin ja liuoksen fysikokemiallisiin ominaisuuksiin. Absorptiossa CO₂ reagoi kaliumkarbonaatin (K₂CO₃) kanssa muodostaen kaliumvetykarbonaattia (KHCO₃):



Reaktio tapahtuu tyypillisesti hieman korkeammassa lämpötilassa kuin amiineilla, yleensä 50–90 °C.

Regenerointivaiheessa kaliumvetykarbonaatti hajoaa takaisin kaliumkarbonaatiksi ja vapauttaa hiilidioksidin:



Kaliumkarbonaatin regenerointi tapahtuu tyypillisesti samassa lämpötila-alueessa (100–120 °C) kuin amiiniliuoksilla, mutta alhaisemman painevaatumuksen ansiosta voidaan käyttää

matalapaineista höyryä (noin 1,5–2 bar, vrt. 2,5–3 bar amiineilla), mikä helpottaa hukkalämmön hyödyntämistä.

4.1.1.6 Kaliumkarbonaattipesun edut

Kaliumkarbonaattipesussa etuna on liuoksen helppo saatavuus ja edullinen hinta. Absorbtiossa kaliumkarbonaatilla ei myöskään synny merkittävästi haitallisia hajoamistuotteita. Liuos on vähemmän syövyttävää verrattuna amiineihin, mikä vähentää materiaalivalintojen vaatimuksia laitteistoissa.

Kaliumkarbonaatti on kemiallisesti melko stabiili, mikä vähentää liuoksen hajoamista ja kemikaalien täydennystarvetta sekä pienentää ylläpitokustannuksia.

Kaliumkarbonaattia on käytetty pitkään teollisissa sovelluksissa, erityisesti maakaasun ja synteetikaasujen puhdistuksessa, joten tekniikka on osoitettu kaupallisesti toimivaksi.

4.1.1.7 Kaliumkarbonaattipesun haasteet

Hiilidioksidin talteenotto kaliumkarbonaattipesulla ei toimi aivan yhtä optimaalisesti kuin amiinipesu jätteenpolttolaitosten savukaasujen matalilla CO₂-pitoisuuksilla. Absorbtiotehokkuuden parantamiseksi tarvitaan tyypillisesti lisäaineita tai korkeampaa painetta, mikä nostaa prosessin kustannuksia.

Absorbtioprosessin optimointi vaatii korkeamman lämpötilan kuin amiinipesussa.

Kaliumkarbonaattiliuoksen reaktionopeus on hitaampi amiineihin verrattuna, jolloin prosessi vaatii suuremman absorbtioolon tai pidemmän viipymäajan.

Kaliumkarbonaatin pitoisuus absorbtiooliuksessa ei saa nousta liian suureksi, jolloin riskinä on saostumien muodostuminen laitteistoon, mikä aiheuttaa huoltotarvetta.

4.1.1.8 Kaliumkarbonaattipesun soveltuvuus Lapin hankkeen kokoluokkaan

Kaliumkarbonaattipesu soveltuu periaatteessa Lapin jätteenpolttolaitoksen kokoluokkaan, mutta edellyttää suotuisat toimintaolosuhteet. Menetelmä hyödyntää edullista ja stabiilia liuosta, joka ei aiheuta merkittäviä hajoamistuotteita ja on vähemmän syövyttävää kuin amiinit. Tämä mahdollistaa kustannustehokkaammat materiaalivalinnat ja vähentää kemikaalien täydennystarvetta.

Kaliumkarbonaatin regenerointi voidaan suorittaa matalapaineisella höyryllä (1,5–2 bar), mikä mahdollistaa hukkalämmön hyödyntämisen tehokkaammin kuin MEA-pohjaisessa prosessissa. Nämä tekijät tukevat menetelmän soveltuvuutta pienemmässä kokoluokassa.

Haasteita muodostavat kuitenkin reaktion hitaampi kinetiikka ja jätteenpolton savukaasujen matala CO₂-pitoisuus, jotka heikentävät absorptiotehokkuutta. Prosessi vaatii suuremman absorptiokolonnin tai pidemmän viipymäajan sekä korkeampaa lämpötilatasoa (50–90 °C). Lisäksi liuospitoisuuksien hallinta on tärkeää saostumien estämiseksi.

Kokonaisuutena kaliumkarbonaattipesu voi olla kilpailukykyinen vaihtoehto Lapin hankkeessa, mikäli järjestelmän mitoitus voidaan optimoida olosuhteisiin.

4.1.2 Hiilidioksidin talteenoton teknologiatoimittajia

4.1.2.1 Shell

Hollantilais-brittiläisen Shellin patentoitu CANSOLV® CO₂ -talteenottoteknologia perustuu amiini-vesi-liuokseen suhteella 50%-50%, mikä pienentää absorbenttiliuoksen regenerointiin vaadittavaa energiaa verrattuna suuremman amiinien osuuden sisältäviin liuoksiin ja tarjoaa hyvän kemiallisen stabiiliuden, mikä pidentää liuoksen käyttöikää vähentämällä amiinien hävikkiä. Prosessissa käytettyjä amiinityyppejä ei ole julkisesti saatavilla. CANSOLV-teknologia on suunniteltu 3,5-25% CO₂:ta sisältäville savukaasuvirroille mittaluokassa 100000-120000 tCO₂/a, eli se on lähtökohtaisesti kehitetty suurten laitosten hiilidioksidin talteenottoon. Teknologia on skaalattavissa pienempäänkin mittaluokkaan räätälöitynä, mutta ratkaisu olisi todennäköisesti suhteellisesti erittäin kallis. Shellin teknologian CO₂-talteenottoaste on noin 90%.

4.1.2.2 Andritz

Itävaltalainen Andritz tarjoaa sekä amiineihin että kaliumkarbonaattiin absorptioaineena perustuvia kemiallisia hiilidioksidin talteenottoratkaisuja. Yhtiö on merkittävä toimija alalla, ja sillä on useita referenssikohteita eri teollisuuden aloilta, mukaan lukien jätteenpolttolaitokset. Yhtiö keskittyy tällä hetkellä kuitenkin suuren mittaluokan hankkeisiin jätteenpolttolaitosten hiilidioksidin talteenotossa. Andritz toimittaa räätälöityjä hiilidioksidin talteenottojärjestelmiä myös pienempiin laitoksiin, mutta hinnat eivät suurella todennäköisyydellä ole realistisia Lapin hankkeen kokoluokkaan.

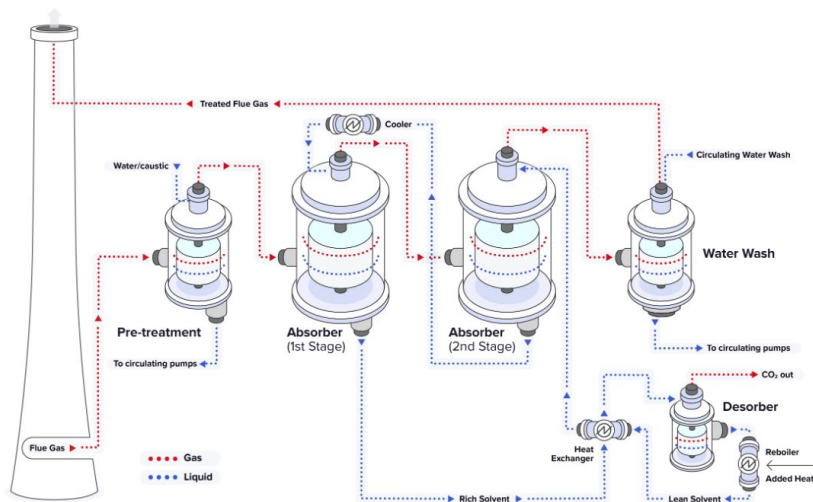
4.1.2.3 SLB Capturi

Norjalainen SLB Capturi perustettiin vuonna 2024 Schlumberger- ja Aker Carbon Capture -yhtiöiden fuusioituessa. Aker on kehittänyt modulaarisen ja esivalmistetun, konteissa toimitetun ja skaalattavissa olleen hiilidioksidin talteenottojärjestelmän 20000tCO₂/a-kapasiteetilla. Yritysfuusion jälkeen SLB Capturi kuitenkin tarjoaa Akerin teknologiaan perustuvia skaalattavia moduuliratkaisuja vain 100000tCO₂/a ja 400000tCO₂/a kokoluokissa. Tämä korostaa omalta osaltaan suurten, teknologiodensa suhteen kypsien teknologiatoimittajien tämänhetkistä keskittymistä suuren kokoluokan talteenottohankkeisiin.

4.1.2.4 Carbon Clean

Intialais-brittiläisen Carbon Clean -yhtiön talteenottoteknologia perustuu perinteisten absorbtio- ja regenerointikolonniin sijaan pyörivään täyterrokseen (Rotating Packed Bed, RPB), joka vie huomattavasti vähemmän tilaa kolonneihin verrattuna. Yhtiön modulaarisessa CycloneCC-teknologiassa käytetään absorbtioon patentoitua APBS-CDRMax[®]-liuosta, jossa yhdistetään amiinit ja puskurisuolat. Yhtiön mukaan liuos vähentää regenerointienergian tarvetta 10-25% perinteisiin liuoksiin verrattuna. Lisäksi yhtiö lupaa liuokselle jopa viisi kertaa perinteisiä amiiniliuoksia pidempää käyttöikää, sekä alhaisempia päästöjä. Teknologia sopii hyvin hiilidioksidin talteenottoon savukaasuista, joissa hiilidioksidin osuus on matala-keskisuuri (2,5-25%). Yhtiöllä on muutamia toteutettuja pilottihankkeita eri hiilidioksidikonsentraatioiden savukaasuilla, joissa saavutettiin noin 90% talteenottoaste. Yhtiö tarjoaa teknologiaansa 10000tCO₂/a-kokoluokan moduuleissa, jotka ovat skaalattavissa 100000 hiilidioksiditonniin vuotuisen kapasiteettiin. Modulaarisuus ja sopiva mittaluokka tekee ratkaisusta mahdollisesti harkinnan arvoisen, jos yhtiö onnistuu teknologian kaupallistamisessa lähiaikoina ja hintataso on realistinen.

The process



Kuva 2 CycloneCC-prosessi. (<https://www.carbonclean.com/technology/modular>)

4.1.2.5 WOIMA Corporation

Vaasalaisella WOIMA Corporationilla on sivuillaan listattuna tuotteena *ccWoima*-yksikkö, kompakti modulaarinen hiilidioksidin talteenottoyksikkö, joka soveltuu yhtiön mukaan hyvin hiilidioksidin talteenottoon jätteenpolton savukaasuista. Modulaariset yksiköt ovat kapasiteetiltaan 20000tCO₂/a, ja skaalattavissa 200000tCO₂/a-kapasiteettiin saakka. Teknologia perustuu kaliumkarbonaatin käyttöön absorbtioaineena, ja yhtiö lupaa ratkaisulleen huomattavan korkeaa energiatehokkuutta sekä markkinoiden alhaisinta talteenottokustannusta (jopa alle 30€/tCO₂). Yhtiön omista julkaisuista tai muista julkisista lähteistä ei ole kuitenkaan löydettävissä yhtään referenssikohdetta teknologian käytöstä. Teknologia siis soveltuu teoriatasolla erinomaisesti Lapin hankkeen kokoluokkaan, mutta nykytiedoilla kuulostaa liian hyvältä ollakseen toteuttamiskelpoinen, varsinkin yhtiön ilmoittamassa talteenoton hintaluokassa ja referenssien puuttuessa.

4.1.2.6 Saipem

Italialainen Saipem-yhtiö on kehittänyt Bluenzyme™ 200 -moduulin, jonka talteenottokapasiteetti on 200 tonnia hiilidioksidia päivässä (jatkuvalle täydellä teholla toimiessaan vastaisi 73000tCO₂/a). Bluenzyme™-prosessi perustuu hiilihappoanhydraasi-entsyymien katalysoimaan CO₂:n absorboimiseen vesipohjaiseen liuokseen. Absorbtio tapahtuu noin 30-50 °C lämpötilassa. Liuoksen regeneroinnissa käytettävän lämpötilan vaatimus on huomattavan alhainen, noin 85 °C. Regeneroinnin energiankulutus on yhtiön

pilottien perusteella noin 1,3–1,7 GJ/tCO₂, mikä on alle puolet tyypillisestä MEA-pohjaisen amiinipesun lukemasta. Saipemin hiililihapoanhydraasiin perustuva teknologia on huomattavan uusi ratkaisu verrattuna pitkään käytössä olleisiin amiineihin ja kaliumkarbonaattiin perustuviin järjestelmiin. Teknologian riittävää kaupallista kypsyyttä puoltaa kuitenkin esimerkiksi se, että suomalainen projektikehitysyhtiö Nordic Ren-Gas on valinnut Bluenzyme™ 200 -ratkaisun Tampereen Tarastenjärven synteettisen metaanin tuotantolaitoksensa yhteyteen hiilidioksidin talteenottoon Tammervoiman jätteenpolttolaitoksesta, jonka savukaasuista hiilidioksidia tullaan ottamaan talteen noin 40000 tonnia vuosittain.

4.1.2.7 Johtopäätökset hiilidioksidin talteenoton teknologiatoimittajista

Selvityksessä havaittiin, että kaupallisesti kypsimpien ja hankkeen mittakaavaan sopivien hiilidioksidin talteenottoteknologioiden löytäminen on erittäin haastavaa. Euroopassa on käynnissä runsaasti hiilidioksidin talteenottohankkeita jätteenpolttolaitoksilla, jotka ovat useita kertaluokkia Lappiin suunniteltua polttolaitosta suurempia. Suuret teknologiatoimittajat kehittävät ratkaisujaan lähes yksinomaan tällaisiin kohteisiin. Sopivan kokoluokan ratkaisuja puolestaan kehittävät pääasiassa joko varhaisessa vaiheessa olevat start-up-yritykset, joiden teknologiaa on testattu korkeintaan pienimuotoisissa piloteissa, tai muut pienemmät toimijat, joiden ratkaisut eivät ole vielä edenneet kaupalliseen käyttöön. Ala kuitenkin kehittyy jatkuvasti, ja uudemmat ratkaisut, jotka ovat jo kaupallistamisvaiheessa, kuten kohdassa 4.1.2.6 kuvattu Saipem-yhtiön teknologia, saattavat hyvinkin olla teknis-taloudellisesti potentiaalisin valinta hiilidioksidin talteenottoon Lapin hankkeen mittaluokassa. Saipemin teknologiaa puoltaa vahvasti käytetyn absorptioliuoksen ilmoitettu matala regenerointilämpötila, jolloin regenerointi voitaisiin toteuttaa todennäköisesti täysin laitoskokonaisuuden eri prosessien tuottamalla hukkalämmöllä, tai vaihtoehtoisesti jätteenpolttolaitoksen tuottamalla kaukolämmöllä, jos hukkalämpöjen lämpötilat eivät aivan riitä regenerointiin.

4.1.3 Fysikaalinen erotus

Fysikaaliset erotusteknologiat hiilidioksidin talteenotossa savukaasuista perustuvat kaasujen fysikaaliseen, ei-kemialliseen erotukseen. Yleisimmät teknologiat ovat kalvoerotus, adsorptio ja kryogeeninen erotus.

Kalvoerotus erottaa hiilidioksidin savukaasusta selektiivisten membraanien (kalvojen) avulla. Menetelmä on helposti modulaarisesti toteutettavissa ja energiatehokas, mutta tuottaa tyypillisesti vain 30–50 % CO₂-pitoisuuden erotusvirrassa. Jätteenpolton savukaasujen

alhainen CO₂-pitoisuus ja epäpuhtaudet heikentävät erotustehokkuutta ja edellyttävät laajaa esikäsitelyä. Menetelmä ei sovellu sellaisenaan riittävän puhtaan hiilidioksidivirran tuottamiseen ilman lisäpuhdistusta, kuten PSA- tai kryogeenista erotusta. Tällä hetkellä kalvoerotus ei ole teknis-taloudellisesti kilpailukykyinen hiilidioksidin talteenottoon jätteenpolton yhteydessä, mutta sen potentiaali voi kasvaa pienimuotoisissa kohteissa — erityisesti laitoksissa, joiden CO₂-päästöt ovat alle 20 000–30 000 tonnia vuodessa — mikäli kalvomateriaalien erotuskyky ja savukaasujen esikäsitelyratkaisut kehittyvät.

Adsorptiomenetelmissä hiilidioksidi sitoutuu kiinteään adsorbenttiin (esim. zeoliitti tai aktiivihili), josta se vapautetaan paineenvaihtelun (PSA) tai lämpötilanvaihtelun (TSA) avulla. Menetelmä on kompakti ja yleisesti käytössä pienissä laitoksissa, kuten biokaasun CO₂-erotuksessa. Jätteenpolton savukaasujen alhainen CO₂-pitoisuus sekä korkea kosteus ja epäpuhtaudet kuitenkin heikentävät adsorptiomenetelmien tehokkuutta ja käyttöikä ilman laajaa esikäsitelyä. Näin ollen adsorptio ei ole nykytilanteessa realistinen vaihtoehto jätteenpolton hiilidioksidin talteenottoon, mutta se voi soveltua osaratkaisuksi esimerkiksi monivaiheisissa erotusprosesseissa tai pienemmissä käyttökohteissa.

Kryogeenisessä erotuksessa hiilidioksidi nesteytetään tai härmistetään erittäin alhaisissa lämpötiloissa, jolloin saavutetaan hyvin korkea hiilidioksidin puhtausaste. Kryogeeninen erotus on erittäin energiaintensiivistä ja siksi käytössä lähinnä erikoistapauksissa ja suurissa laitoksissa, jotka tuottavat korkean (>30%) CO₂-pitoisuuden savukaasuja. Näin ollen se soveltuu huonosti jätteenpolttolaitosten hiilidioksidin talteenottoon ylipäätään, ja erityisesti pienemmän kokoluokan laitoksissa. Teknologia voi kuitenkin toimia jatkopuhdistusvaiheena, mikäli CO₂-virta on esirikastettu esimerkiksi absorptio- tai kalvoprosessin avulla.

4.2 Näkökohtia laitoksen suunnitteluun

Uutta jätteenpolttolaitosta suunniteltaessa savukaasujen esikäsitely-yksikkö voidaan asentaa valmiiksi jätteenpolttolaitokseen, tai myöhemmin erillisenä yksikkönä hiilidioksidin talteenottokokonaisuuden yhteyteen.

Synteettisen metaanin tuottamiseen jätteenpolttolaitoksen yhteydessä on varattava riittävä tila sekä hiilidioksidin talteenoton, vedyn tuottamisen elektrolyysillä, että metanoinnin vaatimille eri yksiköille ja tehtävä suunnitelmat niiden sijoittelusta laitoskokonaisuudessa.

Yleisimmin hiilidioksidin talteenottolaitteistojen taloudellinen ja tekninen suunnittelujakso on 20-30 vuotta. Kemiallisessa absorbtiossa amiini- tai karbonaattipesulla laitteistojen pääkomponentit, kuten absorbtio- ja regenerointikolonnit, kestävät käytössä tyypillisesti noin 25 vuotta. Prosessilaitteet (esim. pumput, puhaltimet, venttiilit ja anturit), vaativat vaihtoa noin 3-10 vuoden välein. Vuosittain on tarpeen tehdä pieniä huoltotoimenpiteitä, kuten putkistojen

ja pumppujen tarkastukset. Suurempia huoltoja, kuten mekaanisten osien vaihtoja ja absorptioluoksen uusimista, vaaditaan noin 5-10 vuoden välein.

Lähtökohtaisesti sekä hiilidioksidin talteenotto- että elektrolyysilaitteisto kannattanee suunnitella toteutettavaksi sopivan mittaluokan modulaarisista yksiköistä, jolloin tuotantoa voidaan myöhemmin haluttaessa skaalata joustavasti ylöspäin asentamalla lisäyksiköitä. Tällöin tulee ottaa huomioon myös lisäyksikköjen tilantarve, sijoittelu laitospokonaisuudessa ja muut tarpeelliset tekijät jo suunnitteluvaiheessa. Jos kaikki jätteenpolttolaitoksen tuottama hiilidioksidi halutaan ottaa talteen ja käyttää metaanin tuotantoon, täytyy talteenottolaitteiston vuositasoisen talteenottokapasiteetin olla hieman vuotuista jätteenpoltossa syntyvää hiilidioksidimäärää suurempi. Tämä johtuu jätteenpolton kausivaihteluista: hiilidioksidia ei synny jokaisena vuoden hetkenä tasaisesti. Kausivaihtelu on jätteenpoltossa tyypillisesti kuitenkin maltillista, joten kovin suuri ylimitoitus ei sen suhteen ole tarpeen eikä välttämättä taloudellisesti järkevää.

Modulaarinen toteutus mahdollistaa joustavuuden, jos esimerkiksi jätteenpolttolaitoksessa päädytään polttamaan myös muualta hankittua puuta selvityksessä oletuksena käytetyn Lapecon vastaanottaman jätepuun lisäksi. Hiilidioksidia voidaan potentiaalisesti myös hankkia ja kuljettaa muualta käytettäväksi metanointiprosessin syötteenä suuremman synteettisen metaanin määrän tuottamiseksi.

5 Vihreän vedyn tuotanto

5.1 Johdanto

Synteettisten polttoaineiden valmistukseen vetyä tuotetaan elektrolyysilaitteistolla hajottamalla vettä (H_2O) vedyksi (H_2) ja hapeksi.

Uusiutuvalla sähköllä tuotetusta vedystä valmistetuilla polttoaineilla on EU:n uusiutuvan energian direktiiveissä (RED II ja RED III) eri status kuin muulla energialla tuotetulla vedyllä. Virallinen termi tällaisille polttoaineille on EU-lainsäädännössä ”Renewable fuels of non-biological origin” (RFNBOs). Vakiintunut kansainvälinen käytäntö on jakaa eri sähköntuotantomuodoilla tuotettu vety värikategorioihin; vihreällä vedyllä tuotetut polttoaineet vastaavat EU:n määritelmää.

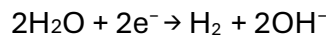
5.2 Elektrolyysiteknologiat

Alkalielektrolyysi (AEL) ja **protoninvaihtokalvoelektrolyysi** (Proton Exchange Membrane, PEM) ovat tällä hetkellä kaupallisesti yleisimmät elektrolyysiteknologiat vedyn tuotantoon. Näistä teknologioista alkalielektrolyysi on kypsä ja vakiintunut menetelmä, kun taas PEM-elektrolyysi tarjoaa nopean vasteajan ja soveltuu erityisen hyvin vaihtelevan uusiutuvan sähkön hyödyntämiseen. Näiden rinnalla myös uudemmat teknologiat, kuten **anioninvaihtokalvoelektrolyysi** (AEM) ja **kiinteäoksidielektrolyysi** (Solid Oxide Electrolysis Cell, SOEC), ovat lupaavia, mutta osittain vielä kehitysvaiheessa. Näiden teknologioiden kaupallinen käyttöönotto kuitenkin lisääntynee lähitulevaisuudessa, etenkin sovelluksissa, joissa voidaan hyödyntää teollisuuden prosessilämpöä (SOEC) tai joissa tavoitellaan matalampia kustannuksia modulaaristen ratkaisujen avulla (AEM).

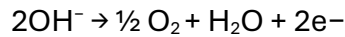
5.2.1 Alkalinen elektrolyysi

Prosessissa käytettävä vesi esikäsitellään riittävän puhtaustason saavuttamiseksi, tyypillisesti käänteisosmoosin (RO) tai ioninvaihdon avulla. Esikäsitelty, erittäin puhdas vesi syötetään elektrolyysiyksikön elektrolyyttiliuokseen. Alkalielektrolyysi tapahtuu elektrolyyttiliuoksessa, joka koostuu yleensä kaliumhydroksidista (KOH). Tasavirtasähkö (DC) johdetaan liuokseen, jolloin elektrolyytissä oleva vesi hajoaa vedyksi ja hapeksi seuraavien elektrodireaktioiden mukaisesti:

-Katodilla (pelkistyminen)



-Anodilla (hapettuminen)



Elektrolyysi tapahtuu tyypillisesti 60-90 °C lämpötilassa ja noin 1-30 barin paineessa. Anodi- ja katodikammiot erotetaan toisistaan puoliläpäisevällä kalvolla, joka estää tuotekaasujen sekoittumisen. Erotellut vety- ja happikaasut johdetaan kaasunesteseparaattoreihin, joissa erotellaan neste- ja höyrypisarat. Vedyn laatua parannetaan vielä poistamalla kosteutta esimerkiksi paineenvaihteluadsorbtiio (PSA)- tai jäähdytysmenetelmillä, jolloin saavutetaan vaadittu puhtaustaso jatkokäyttöön. Tämän jälkeen vety voidaan varastoida kaasui- tai nestemuodossa tai syöttää suoraan metanointiprosessiin synteettisen metaanin tuottamiseksi, jos hiilidioksidia on tasaisesti ja riittävästi saatavilla.

5.2.1.1 Alkalisen elektrolyysin edut

Alkalielektrolyysi on kypsä ja luotettava teknologia, joka on ollut pitkään kaupallisessa käytössä ja jonka toimintavarmuus on todistettu käytännössä. Teknologia on suhteellisen kestävä pitkäaikaisessa käytössä, käyttötunnit kennostoille ovat tyypillisesti noin 60000h.

Asennuskustannukset ovat yleensä edullisemmat verrattuna PEM-elektrolyysiin; materiaalit ovat halvempia, eikä katalyytteinä tarvita kalliita jalometalleja.

Alkalielektrolyysin hyötysuhde on tyypillisesti hieman korkeampi kuin PEM-elektrolyysillä 30MW-kokoluokassa, noin 70%.

Alkalielektrolyysereiden tyypillinen modulaarinen rakenne mahdollistaa hyvin laitteiston sopivan mitoituksen ja skaalautuvuuden.

Alkalielektrolyysereitä tarvitsee huoltaa harvoin, ja huolto on suhteellisen yksinkertaista.

5.2.1.2 Alkalisen elektrolyysin haasteet:

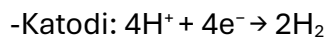
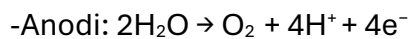
Alkalinen elektrolyysi soveltuu tyypillisesti heikosti nopeisiin tehovaihteluihin, mikä voi muodostaa ongelman uusiutuvalla energialla tuotettua sähköä käytettäessä. Prosessin käynnistys- ja sammutusaika on suhteellisen pitkä. Kylmäkäynnistys laitoksen oltua pitkään pois päältä kestää noin 10-60 minuuttia täyteen tuotantoon riippuen laitoksen koosta ja rakenteesta. Laitoksen oltua lyhyemmän aikaa pois käytöstä ja elektrolyytin ollessa vielä lämmintä, käynnistyksessä täyteen tuotantoon kestää tyypillisesti muutamasta minuutista

noin 10 minuuttiin. Laitoksen alasajo täydestä tehosta nolnaan kestää yleensä noin 5-15 minuuttia.

Käytettävä alkalinen liuos (yleensä kaliumhydroksidi, KOH) on hyvin emäksistä ja syövyttävää, mikä on mahdollinen turvallisuus- ja ympäristöriski, vaatien tarkkaa käsittelyjärjestelmää ja suojaustoimia.

5.2.2 Protoninvaihtokalvoelektrolyysi (PEM)

PEM-elektrolyysissä prosessissa käytettävä vesi esikäsitellään hyvin puhtaaksi samoilla menetelmillä kuin alkalielektrolyysissä. Esikäsitelty vesi syötetään elektrolyysiin, joka koostuu PEM (Proton Exchange Membrane) -kennoista. Kennosto koostuu anodista, katodista ja niiden välissä sijaitsevasta protoninvaihtokalvosta (polymeerikalvo). Kun kennoihin syötetään sähköä, vesi pilkkoutuu sähkövirran vaikutuksesta seuraavasti:



Protonit kulkevat kalvon läpi anodilta katodille, kun taas elektronit siirtyvät ulkoista virtapiiriä pitkin. Elektrolyysin lopputuotteina syntyy vetyä katodipuolella ja happea anodipuolella. Katodilta saatu vetyrikas kaasuerotellaan syntyneestä vedestä kaasuerottimella. Tämän jälkeen vety kuivataan jäljellä olevan kosteuden poistamiseksi, minkä jälkeen vety voidaan varastoida tai jatkokäyttää samoin kuten alkalielektrolyysissä.

5.2.2.1 PEM-elektrolyysin edut

PEM-elektrolyysissä laitoksen sammuttaminen ja käynnistäminen ovat huomattavasti nopeampia kuin alkalielektrolyysissä, mikä on huomattava etu käytettäessä vaihtelevaa uusiutuvaa energiaa. Käynnistys lepotilasta täyteen tuotantoon kestää noin 10-30 sekuntia, ja pysäytys täydestä tehosta nolnaan alle 10 sekuntia.

PEM-elektrolyysi ei vaadi syövyttäviä kemikaaleja, eikä näin vaadi niiden käsittelyjärjestelmiä tai aiheuta niihin liittyviä terveys- tai ympäristöriskejä.

5.2.2.2 PEM-elektrolyysin haasteet

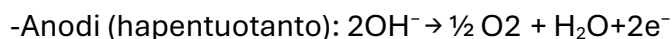
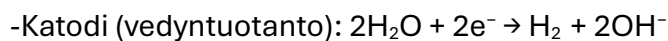
PEM-elektrolyysin laitteistossa käytetään erittäin kalliita jalometalleja, tyypillisesti platinaa (Pt) ja iridiumia (Ir), mikä nostaa investointikustannuksia merkittävästi. Harvinaisten ja

kalliiden metallien saatavuus ja hinnanvaihtelut voivat myös olla haaste, ja aiheuttaa epävarmuutta. Myös PEM-elektrolyysissä käytetty Nafion-kalvo (fluorattu polymeerikalvo) on kallis ja kuuluu käytössä suhteellisen nopeasti; tyypillinen käyttöikä on noin 3-7 vuotta.

PEM-elektrolyysi vaatii erittäin puhdasta, yleensä deionisoitua vettä, mikä lisää käyttökustannuksia ja veden esikäsittelytarpeita alkalielektrolyysiin verrattuna.

5.2.3 Anioninvaihtokalvoelektrolyysi (AEM)

Anioninvaihtokalvoelektrolyysi on sähkökemiallinen menetelmä, jossa vettä hajotetaan vedeksi ja hapeksi käyttämällä sähkövirtaa sekä anioninvaihtokalvoa elektrolyysikennon sisällä. Esikäsitelty vesi johdetaan elektrolyysikennoon, joka koostuu kahdesta elektrodista (katodi ja anodi) sekä niiden väliin sijoitetusta anioninvaihtokalvosta. Kalvo erottaa anodipuolen katodipuolesta, estäen kaasujen sekoittumisen, mutta sallien hydroksidi-ionien (OH^-) kulkemisen anodilta katodille. Elektrolyysikennossa sähkövirran vaikutuksesta vesi hajoaa hapeksi ja vedyksi seuraavasti:

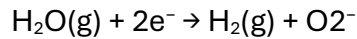


Anodilla syntyy happikaasua ja hydroksidi-ioneja (OH^-). OH^- -ionit kulkevat kalvon läpi katodille, missä muodostuu vetyä. Katodilla muodostuva vetyrikas kaasu erotetaan elektrolyytistä kaasu-neste-erottimessa. Kaasu sisältää tyypillisesti vielä vesihöyryä, joka poistetaan kuivaimessa (esim. adsorptio- tai kalvokuivaus). Lopputuloksena saadaan kuivaa, korkealaatuista vetyä. Teknologiassa pyritään yhdistämään PEM- ja alkalielektrolyysien hyödyt. Siinä käytetään edullisempia katalyyttejä (esim. nikkeliä, kobolttia) kuin PEM-teknologiassa, jolloin valmistuskustannukset laskevat. AEM myös mahdollistaa toiminnan alhaisilla lämpötiloilla (yleensä $< 60\text{ }^\circ\text{C}$). Lisäksi teknologia on joustava uusiutuvan sähkön tuotannon vaihteluiden suhteen (nopea käynnistys ja pysäytys).

5.2.4 Kiinteäoksidi-elektrolyysi (SOEC)

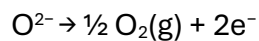
Kiinteäoksidi-elektrolyysi (SOEC) perustuu korkeissa lämpötiloissa (tyypillisesti $700\text{--}900\text{ }^\circ\text{C}$) tapahtuviin elektrolyyttisiin reaktioihin, joissa vesihöyry hajoaa vedyksi ja hapeksi kiinteän keraamisen elektrolyytin avulla. Prosessi käynnistyy veden höyrytämällä: syöttövesi johdetaan höyrytimeen, jossa se kuumennetaan korkealämpöiseksi höyryksi hyödyntäen ulkopuolista lämpöenergiaa. Tähän voidaan käyttää esimerkiksi teollisuuden hukkalämpöä tai muuta lämmönlähdettä, mikä pienentää sähköenergian kulutusta elektrolyysiprosessissa.

Kuumennettu vesihöyry johdetaan elektrolyysikennon katodipuolelle, jossa se pelkistyy sähkövirran vaikutuksesta vedyksi (H₂) ja happi-ioneiksi (O²⁻) seuraavan reaktion mukaisesti:



Syntyneet happi-ionit kulkeutuvat kiinteään oksidielektrolyytin läpi anodipuolelle. Elektrolyytti toimii samalla kaasuseinämänä, joka erottaa vedyn ja hapen toisistaan ja estää niiden sekoittumisen. Elektrolyytin lämpötila pidetään optimaalisella tasolla hyödyntämällä sekä ulkoista lämpöenergiaa että elektrolyysin itsessään tuottamaa lämpöä.

Anodilla happi-ionit luovuttavat elektroneja muodostaen molekulaarista happea seuraavan reaktion mukaisesti:



Tämän jälkeen vety ja happi kerätään kennon eri puolilta. Katodilta talteen otettu vety jäähdytetään ja ohjataan varastointiin tai jatkokäyttöön. Anodipuolelta muodostunut happi kerätään erikseen.

Koko prosessin korkea toimintalämpötila mahdollistaa tehokkaan lämmön kierrättämisen. Sekä ulkoisesta lähteestä peräisin oleva lämpö että elektrolyysiprosessin tuottama lämpöenergia hyödynnetään veden höyrystämisessä ja elektrolyyttikennon lämpötilan ylläpidossa, mikä parantaa prosessin kokonaisenergiatehokkuutta merkittävästi.

SOEC tarjoaa korkean, jopa 80–90 % hyötysuhteen hyödyntämällä lämpöenergiaa, mikä tekee siitä energiatehokkaan vaihtoehdon vihreän vedyn tuotantoon. Teknologia soveltuu erityisesti teollisiin kohteisiin, joissa on saatavilla korkean lämpötilan hukkalämpöä. Haasteina ovat materiaalien kestävyys ja vielä varhaisessa kaupallistamisvaiheessa oleva teknologia.

5.3 Tarvittava vedyn määrä ja elektrolyysin mitoitus

Kohdassa 2 on kuvattu Lappiin suunnitellun jätteenpolttolaitoksen savukaaasuista potentiaalisesti talteenotettavissa olevan hiilidioksidin määrää ja kohdassa 6.2.2 käsitelty tuulivoimalla tuotetun sähkön hankintaa vihreän vedyn tuottamiseksi elektrolyysillä, sekä kohdassa 7 määritelty maksimaalisen metaanimäärän tuottamiseksi vaadittavat suhteet hiilidioksidille ja vedylle.

Jos oletetaan hiilidioksidin talteenottoprosentiksi savukaasuista 90%, saadaan 18000tCO₂ vuotuisella hiilidioksidimäärällä hiilidioksidia metanointiin $0,9 \times 18000 = \mathbf{16200tCO_2}$. Vetyä, olettaen biologisen metanoinnin käyttö ja tyypillinen vedyn ylimäärän tarve suhteessa laskennalliseen arvoon, tarvitaan noin 21% hiilidioksidin massasta: $0,21 \times 16200 = \mathbf{3400tH_2}$.

Sekä alkaali- että PEM-elektrolyysissä sähköä kuluu keskimäärin kirjallisuuslähteiden mukaan melko tarkkaan 50 kilowattituntia (kWh) per kilo tuotettua vetyä. Lukemassa on huomioitu elektrolyyserien tyypillinen hyötysuhde.

Näin saadaan laskettua 3400 vetytonnin tuottamiseen tarvittava sähköenergian määrä: $3700000 \text{ kg} \times 50 \text{ kWh/kg} = 170000000 \text{ kWh} = \mathbf{170\ 000\ MWh}$.

Oletetaan, että tuulisähkö hankitaan tuulivoimapuistosta, jossa tuulivoimaloiden huipunkäyttöaika on 5000 tuntia vuodessa. Oletetaan lisäksi, että tuulivoimalat tuottavat sähköä keskimäärin kolmasosalla täydestä kapasiteetista 3000 tuntia vuodessa. Tällöin tehollisia käyttötunteja olisi vuodessa $5000 + 0,33 \times 3000 = 6000 \text{ h}$.

Lasketaan elektrolyysin tarvittava teho jakamalla tarvittava sähköenergian määrä tehollisilla käyttötunneilla: $170000 \text{ MWh} / 6000 \text{ h} = 28,33 \text{ MW}$.

Sopiva elektrolyysin kokoluokka on käytännössä noin **30 MW**.

5.4 Erityistä huomioitavaa Lapin olosuhteissa

Sekä alkali- että PEM-elektrolyyserien tyypillinen käyttöympäristön lämpötila-alue on $-20\text{ °C} - +40\text{ °C}$. Inarin alueella on talvikuukausina tyypillisesti useita kymmeniä päiviä, jolloin lämpötila laskee alle tämän lämpötila-alueen alarajan, mikä on otettava huomioon laitoksen suunnittelussa. Tämä aiheuttaa haasteita ja lisäkustannuksia vedyntuotannossa verrattuna alueisiin, joissa ulkolämpötila yleensä pysyy ympäri vuoden optimaalisella tasolla, esimerkiksi Etelä-Euroopassa. Ongelma koskee koko Suomea, sillä jo yksittäisenä erityisen kylmänä päivänä elektrolyysissä käytetty vesi saattaa jäätymään, ja tällöin laajetessaan vaurioittaa tai pysyvästi rikkoen elektrolyysikennoja ja muita laitteiston komponentteja.

Riskien minimoinnin kannalta elektrolyysilaitteiston sijoittaminen sisätilaan on tehokkain keino estää jäätyminen, myös mahdollisissa häiriötilanteissa. Se kuitenkin nostaa kustannustasoa erittäin merkittävästi, ja jos elektrolyyseritehoa halutaan myöhemmin mahdollisesti skaalata ylöspäin asentamalla lisämoduuleja, vaatii paljon ylimääräistä tilaa. Lisätilan tarve myös olisi osattava ottaa huomioon jo suunnitteluvaiheessa.

Selvästi paras vaihtoehto on hankkia elektrolyyserilaitteistot modulaarisina, esivalmistettuina yksikköinä, jotka toimitetaan standardoiduissa 20 tai 40 jalan konteissa, joissa laitteistoja myös käytetään tarvittavien liitännöiden (sähkön ja veden syöttö, vedyn ulosjohtaminen, jäähdytysjärjestelmä, tietoliikenneyhteydet) kytkemisen jälkeen. Konttiratkaisut ovat lähtökohtaisesti lämpöeristettyjä, sisältävät peruslämmitysjärjestelmän, mekaanisen ilmanvaihdon ja kosteudenhallintajärjestelmän. Ne on kuitenkin yleensä suunniteltu toimimaan juuri $-20\text{ °C} - +40\text{ °C}$ lämpötiloissa, ja ovatkin sellaisenaan yleinen ratkaisu esimerkiksi Saksassa. Lapissa, jossa jopa alle -30 °C lämpötilat ovat yleisiä, tarvitaan kuitenkin

lisäratkaisuja. Tällaisia ovat mahdollisesti esimerkiksi lisäteho lämmitysjärjestelmään, lämmityskaapelit putkistoille ja venttileille erityisesti konttien ulkopuolella, lisäeristekerrokset seiniin, kattoon ja lattiaan, parannetut ovitiivisteet, tehostetut kosteudenhallintajärjestelmät sekä varavoimajärjestelmä lämmitysjärjestelmien toiminnan turvaamiseksi sähkökatkon varalta.

Modulaariset konttiratkaisut ovat optimaalisin valinta sekä sääolosuhteiden, että tuotannon skaalattavuuden näkökulmasta.

5.5 Elektrolyyserien teknologiatoimittajia

5.5.1 Sunfire GmbH

Saksalainen Sunfire toimittaa paineistettuun alkalielektrolyysiin perustuvaa HyLink Alkaline -ratkaisua 10MW:n modulaarisessa ja skaalattavassa koossa. Järjestelmän käyttöikä on 30 vuotta ja elektrolyyseripinon 90000h (n. 10 vuotta). Elektrolyyserin käyttöalue on 25-100% maksimitehosta ja dynaaminen säätökyky 37%/min. Elektrolyyserin sähköntarve on 50kWh/kgH₂.

Yhtiö esimerkiksi toimittaa saksalaisen energiayhtiö RWE:n Lingenin vetylaitokselle 100MW:n elektrolyyserin, joka koostuu kymmenestä 10MW:n moduulista. Hyvänä referenssinä toimii myös suomalaisen P2X-yhtiön alkuvuodesta 2025 käyttöön otettu Suomen ensimmäinen teollisen mittakaavan uusiutuvan vedyn tuotantolaitos Harjavallassa, johon Sunfire toimitti kahdesta moduulista koostuvan 20MW:n elektrolyyserin. Suomalainen uusiutuvan energian projektikehitysyhtiö Nordic Ren-Gas on myös valinnut Sunfiren elektrolyyseritoimittajakseen Tampereen Tarastenjärvelle rakennettavalle laitokselle, jossa valmistetaan synteettistä metaania vihreästä vedystä ja Tammervoiman jätteenpolttolaitoksen savukaasuista talteenotettavasta hiilidioksidista.

Sunfireä voi pitää nykytiedoilla erittäin potentiaalisena elektrolyysilaitteiston toimittajana Lapin hankkeeseen. Yhtiön ratkaisu osoittautui selvityksessä teknologian, moduulien mittakaavan ja vahvojen referenssien ansiosta selvästi parhaaksi vaihtoehdoksi tarkastelluista teknologiatoimittajista. Sunfiren HyLink Alkaline edustaa hyvin edistyksellistä alkalielektrolyysiteknologiaa, jonka suunnittelussa on erityisesti huomioitu soveltuvuus vihreän vedyn tuottamiseen vaihtelevalla uusiutuvalla sähköllä huomattavasti perinteisiä alkalielektrolyysereitä paremmin.

6 Vihreän sähkön hankinta vedyn tuotantoon

Sähkön hankinta muodostaa selvästi suurimman yksittäinen kustannuserän vihreän vedyn tuotannon käyttökustannuksissa (OPEX; Operating Expenditure). Lapin hankkeessa suunnitellun jätteenpolttolaitoksen läheisyydessä ei voida tuottaa uusiutuvaa sähköä johdettavaksi suoraan elektrolyyserilaitteistoon, koska Inarin kunta on kieltänyt kieltänyt tuulivoiman tuotannon alueellaan. Näin ollen sähkön hankkimiseksi vihreän vedyn tuotantoon täytyy solmia PPA-sopimus (Power Purchase Agreement) uusiutuvan sähkön tuottajatahon kanssa. PPA-sopimuksella sähkön käyttäjä tyypillisesti ostaa sähkön tuottajalta sähköä pitkäaikaisella sopimuksella sopimuksessa määritellyllä hinnalla esimerkiksi 20 vuoden ajan.

EU-lainsäädäntö asettaa tiukat vaatimukset vihreän vedyn ja siitä valmistettavien RFNBO-polttoaineiden (Renewable Fuels of Non-Biological Origin) sekä erikseen määriteltyjen LCF-polttoaineiden (Low Carbon Fuels) valmistukselle. Useat alan toimijat ovat kuvanneet EU:n sääntelyä liian velvoittavaksi ja monimutkaiseksi. Suomessa käynnissä olevat hankkeet puhtaiden synteettisten polttoaineiden valmistamiseksi keskittyvät käytännössä täysin RFNBO-luokan polttoaineisiin. Myös tässä selvityksessä lähtökohdaksi otettiin vain EU-lainsäädännössä uusiutuvaksi luokitellun sähkön käyttö vedyn tuotantoon.

6.1 EU-Lainsäädäntö

Sähkön hankkimisesta Lappiin suunnitellun laitoksen kaltaisessa tilanteessa, jossa uusiutuvaa sähköä ei ole mahdollista tuottaa elektrolyysiprosessiin suoraan laitoksen läheisyydessä, on säädetty EU:n RED II -asetuksessa (Renewable Energy Directive II) ja sitä täydentävässä Euroopan komission delegoidussa asetuksessa ((EU) 2023/1184) sekä RED III -asetuksessa, joka tiukentaa sähköntuotannon vaatimuksia vihreän vedyn tuottamiseksi entisestään.

6.1.1 EU-lainsäädännön ydinkohdat vihreän vedyn tuotannossa

- 1. Lisäisyysvaatimus (Additionality).** Vedyn tuotannossa käytettävän sähkön on oltava peräisin uusista, tukemattomista uusiutuvan energian lähteistä, jotka on otettu käyttöön korkeintaan 36 kuukautta ennen elektrolyyserin käyttöönottoa. (Vaatimus astuu voimaan vuonna 2028.)
- 2. Ajallinen vastaavuus (Temporal Correlation).** Vuodesta 2030 alkaen vedyn tuotannossa käytettävän sähkön kulutuksen ja uusiutuvan sähkön tuotannon on vastattava toisiaan tuntikohtaisesti. Tämä tarkoittaa, että elektrolyyserin on käytettävä

sähköä samaan aikaan, kun uusiutuvaa sähköä tuotetaan. Ennen vuotta 2030 vaaditaan kuukausitasoinen vastaavuus.

- 3. Maantieteellinen vastaavuus (Geographical Correlation).** Sähköntuotanto ja elektrolyyseri voivat sijaita eri paikoissa, mutta niiden tulee sijaita samalla tai suoraan yhteenliitetystä tarjousalueella (bidding zone). Esimerkiksi Suomessa koko maa on yksi tarjousalue, mikä mahdollistaa sähköntuotannon ja elektrolyysin sijainnin missä tahansa maan sisällä.
- 4. Sertifiointi ja dokumentointi.** Uusiutuvan sähkön käyttö on dokumentoitava sertifikaateilla, esimerkiksi alkuperätakuilla (Guarantees of Origin, GO). Elektrolyysilaitoksen haltijan tulee varmistaa ja dokumentoida säännöllisesti, että lisäisyysvaatimus ja ajallinen vastaavuus täyttyvät.

Vihreän vedyn tuottamiseen liikennepolttoaineiden valmistamiseksi voidaan käyttää myös verkkosähköä ilman PPA-sopimusta tilanteessa, jossa tarjousalueen uusiutuvilla sähköntuotantomuodoilla tuotetun sähkön osuus ylittää 90% ja verkkosähkön päästöintensiteetti on riittävän alhainen (<18gCO₂eq/MJ). Tällöin vaaditaan lisäksi, että tuotettu liikennepolttoaine vähentää kasvihuonekaasujen määrää vähintään 70% verrattuna fossiiliseen verrokkipolttoaineeseen tuotannon elinkaaripäästöt huomioiden, mukaan lukien muun muassa uusiutuvan energian tuotannon rakentamisesta aiheutuvat päästöt. Vuonna 2024 Suomessa tuotettiin EU-lainsäädännön näkökulmasta täysin puhtaalla ja uusiutuvalla (tuuli-, vesi- ja aurinkovoima) tuotannolla yhteensä 42,5% sähkön kokonaistuotannosta. Ydinvoimalla tuotettiin 37,6% ja biomassalla 11,4% sähkön kokonaistuotannosta. Näillä on EU-lainsäädännössä mutkikas erityisasema, jota saatetaan myöhemmin muuttaa tai tarkentaa RED III:a koskevilla mahdollisilla Euroopan komission delegoiduilla asetuksilla. Jos kaikki edellä mainitut sähköntuotantomuodot laskettaisiin uusiutuviksi tai sähköntuotannon uusiutuvuuden vaatimus korvattaisiin esimerkiksi ”puhtaalla” tai ”päästöttömästi tuotetulla” sisältäen ydinvoiman ja biomassan, Suomessa päästäisiin jo vuoden 2024 luvuilla 91,5% osuuteen. Tätä muutosta lainsäädännössä voidaan pitää kuitenkin hyvin epätodennäköisenä, erityisesti suurten EU-maiden kuten Saksan ja Ranskan ollessa täysin eri linjoilla varsinkin ydinvoiman statuksen suhteen.

6.1.2 EU-lainsäädännön vaikutukset vihreän vedyn tuottamiseen käytännössä

Tiukka EU-sääntely asettaa suuria käytännön haasteita vihreän vedyn ja siitä jatkojalostettavan synteettisen metaanin tuotannolle. Ajallisen vastaavuuden vaatimus on haasteellinen elektrolyysin teknologian valinnan kannalta: elektrolyysiprosessin pitäisi olla nopeasti ja kustannustehokkaasti käynnistettävissä ja sammutettavissa sen mukaan, milloin uusiutuvaa sähköä on saatavissa vedyn tuottamiseksi. Prosessi vaatii käytännössä joko hiilidioksidin, vedyn, tai molempien varastoimista, jotta ne pystytään täysimääräisesti hyödyntämään synteettisen metaanin tuotannossa. Varastointi lisää laitospöytäsuuden asennus- ja käyttökustannuksia, joskin varastoinnin osuus kustannuksista on pienehkö.

Käytännössä tuulivoima, tai tuuli- ja aurinkovoiman yhdistävä hybridimalli, on Suomessa realistinen uusiutuvan sähkön tuotantomuoto vihreän vedyn tuotannon tarpeisiin. Ongelmaksi muodostuu tuulivoiman sähköntuotannon vaihtelevuus. Viime vuosina Suomen maatuulivoimaloiden keskimääräinen kapasiteettikerroin, eli tuotetun sähkön määrä suhteessa voimaloiden nimellistehon mukaiseen maksimimäärään, on ollut noin 33% luokkaa. Suomen uusiutuvat Ry:n mukaan keskimäärin tuulivoimalat tuottavat Suomessa sähköä jollakin teholla noin 90% ajasta ja 10% ajasta eivät lainkaan. Teknisen kehityksen myötä uusien maatuulivoimaloiden keskimääräisen kapasiteettikertoimen odotetaan kasvavan noin 40%:iin vuoteen 2030 mennessä. Tällä hetkellä Suomeen luvitettujen merituulivoimaloiden osalta kapasiteettikerroin on 45% luokkaa, ja luvun odotetaan nousevan teknisesti parempien voimaloiden myötä Itämeren olosuhteissa noin 50% tasolle vuoteen 2030 mennessä. Fingrid-kantaverkkoyhtiön mallinnuksen mukaan arktisilla alueilla, kuten Suomen Lapin pohjoisosissa, joissa tuuli on poikkeuksellisen tasaista, arvioidaan saavutettavan maatuulivoimassa jopa yli 5000 tunnin huipunkäyttöaikoja, eli tuulivoimalat tuottaisivat vuodessa tämän tuntimäärän verran sähköä nimellisellä maksimitehollaan. 5000h vastaa jo itsessään 57% kapasiteettikerrointa (5000 tuntia / 8760 tuntia vuodessa), ja kun otetaan huomioon, että voimalat pyörivät valtaosan loppuajastakin alemmalla teholla, päästään lähitulevaisuudessa parhailla tuulialueilla erittäin korkeaan ja vanhempiin tuulivoimaloihin verrattuna tasaiseen sähköntuotantoon.

Johtopäätöksenä voidaan todeta, että hankkeseen sopivan PPA-sopimuksen osalta uudet Lappiin rakennettavat tuulivoimapuistot ovat houkuttelevin vaihtoehto elektrolyysiprosessin sähkön hankkimiseksi. Tätä puoltaa sekin, että on esitetty mahdollisia tulevaisuuden skenaarioita, joissa Suomi jaettaisiin useampaan kuin yhteen sähkön tarjousalueeseen. Tämän skenaarion toteutuessa Lapin alueelta hankittu uusiutuva sähkö täyttäisi edelleen EU-lainsäädännön maantieteellisen vastaavuuden kriteerit.

Yksinkertaisinta muun muassa EU-lainsäädännön sertifikaattivaatimusten näkökulmasta on tehdä PPA-sopimus, jossa kaikki tarvittava sähkö ostetaan samasta tuulivoimapuistosta. Tällöin jo suunnitteluvaiheessa on varmistettava, että tuulivoimaloiden tuottama vuosittainen sähkömäärä on riittävä elektrolyysin sähkön tarpeeseen. Lapissa on luvitus- tai selvitysvaiheessa useampia kymmenien, ja jopa satojen tuulivoimaloiden tuulivoimapuistoja, joiden on suunniteltu aloittavan sähköntuotannon 2020-luvun loppupuolella. Aivan pienimpiä hankkeita lukuun ottamatta näiden vuosittainen sähköntuotanto riittää moninkertaisesti hankkeessa selvitettyyn elektrolyysin mittaluokkaan.

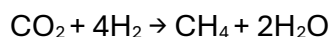
Osaan Lappiin suunnitelluista tuulivoimapuistoista on suunniteltu liitettäväksi myös akkujärjestelmä sähköenergian lyhytaikaiseksi varastoinniseksi (yleensä parista tunnista noin vuorokauteen nykyteknologioilla) ja tarjonnan vakauttamiseksi. Akkujärjestelmällä varustettu tuulivoimaenergia on todennäköisesti vähintäänkin teknisesti paras ratkaisu vihreän vedyn tuotantoon EU-lainsäädännön puitteissa, kun tuulivoimaa ei voida tuottaa laitoksen yhteydessä suoraan syötettäväksi elektrolyysiin. Akuston lisäkustannukset tuulivoiman

tuotannon yhteydessä ovat sähkön tuottajalle suhteellisen merkittävät. Sähkön hankinta akkujärjestelmällä varustetusta tuulivoimapuistosta PPA-sopimuksella onkin todennäköisesti noin 10-20€/MWh kalliimpaa kuin sellaisesta, jossa akkujärjestelmää ei ole. Korkeampaa sähkön hintaa kuitenkin kompensoi merkittävästi mahdollisuus elektrolyyserilaitteiston tasaisempaan käyttöön ja suurempaan vuosittaiseen käyttöaikaan. Erityisesti hyötyä tulee myös siitä, että alkalielektrolyyseri, joka vaatii pitkän käynnistys- ja sammutusajan, mutta on muilta ominaisuuksiltaan PEM-elektrolyysiä kustannustehokkaampi, on huomattavasti toteuttamiskelpoisempi vaihtoehto sähkön saatavuuden ollessa tasaisempaa.

Pohjoiseen Lappiin luvitus- tai selvitysvaiheessa olevien suurten tuulivoimapuistojen hankekehittäjiä ovat esimerkiksi Energiequelle Oy, Tuulialfa Oy ja Eolus Finland Oy. Esisuunnitteluvaiheessa on tällä hetkellä lisäksi Suomen Voima Oy:n ja ruotsalaisen O2X:n tuulivoimapuistot.

7 Metanointi

Metanointi on kemiallinen prosessi, jossa hiilidioksidi (CO₂) reagoi vedyn (H₂) kanssa metanointireaktorissa, jolloin syntyy metaania (CH₄) ja vettä (H₂O) Sabatier-reaktiossa, jonka yksinkertaistettu reaktioyhtälö on seuraava:



Teoreettisessa, optimaalisessa Sabatier-reaktiossa vaaditaan noin 183,5 kg vetyä per tonni hiilidioksidia (laskennallinen stoikiometrinen suhde). Todellisuudessa teollisissa sovelluksissa tarvittava vetymäärä on yleensä 5-15% laskennallista määrää suurempi, johtuen teknisistä häviöistä ja metanointiprosessin hyötysuhteesta. Yleisenä realistisena käytännön arviona käytetään suhdetta 200 kg vetyä yhtä hiilidioksiditonnia kohden. Tällöin, riittävällä vedyn ylimäärällä, metanointiprosessin seurauksena syntyy noin 350 kg metaania per tonni hiilidioksidia. Hankkeessa oletuksena käytetyllä hiilidioksidin määrällä metaania syntyisi: $16200 \times 0,35 = 5670 \text{ tCH}_4/\text{a}$.

Hiilidioksidin hävikki metanointiprosessissa on huomattavasti pienempää kuin vedyn, yleensä muutaman prosentin luokkaa. Talteenotetun hiilidioksidin siirto ja varastointi aiheuttavat hävikkiä hyvin vähän, hyvin suunnitellussa ja säännöllisesti huolletussa järjestelmässä alle yhden prosentin verran. Jos oletetaan talteenotetun hiilidioksidin hävikiksi siirtämisen, varastoinnin ja metanointiprosessin aikana 3%, saadaan realistiseksi vuotuiseksi tuotetun metaanin määräksi: $5670 \times 0,97 = 5500 \text{ tCH}_4/\text{a}$.

7.1 Metanointiteknologiat

Metanointiin on käytännössä kaksi kaupallisesti käyttökelpoista teknologiaa: katalyyttinen metanointi ja biologinen metanointi. Näistä katalyyttinen metanointi on teknologiana kypsempi ja enemmän käytetty. Biologinen metanointi on uudempi teknologia kaupallisessa käytössä, mutta teknologiana kehittyvä ja lupaava erityisesti pienemmän mittaluokan sovelluksissa.

7.1.1 Katalyyttinen metanointi

Katalyyttisessä metanoinnissa hiilidioksidi reagoi vedyn kanssa korkeassa lämpötilassa (noin 250-550 °C) ja 5-30 barin paineessa. Katalyyttinä käytetään tyypillisesti Nikkeliä (Ni) tai muita metalleja kuten ruteniumia (Ru). Prosessilla on korkea reaktiivisuus ja optimaaliset katalyytit

tunnetaan hyvin. Prosessi vaatii tehokkaan lämmönhallinnan, reaktion ollessa eksoterminen (lämpöä tuottava). Reaktioajat ovat hyvin nopeat, yleensä sekunneista minuutteihin. Katalyyttinen metanointi sopii erityisesti suuriin, jatkuviin prosesseihin, joissa tarvitaan suurta tuotantokapasiteettia nopeasti. Katalyyttisessä metanoinnissa tyypillinen vedyn ylimäärän tarve suhteessa hiilidioksidiin on laskennalliseen suhteeseen verrattuna noin 10%, eli vetyä tarvitaan noin 200kg hiilidioksiditonnia kohden.

7.1.2 Biologinen metanointi

Biologisessa metanoinnissa käytetään mikro-organismeja, jotka muuttavat hiilidioksidin ja vedyn metaaniksi biologisessa reaktorissa. Reaktio tapahtuu tyypillisesti 30-70 °C lämpötilassa lähellä ilmakehän painetta (noin 1 bar). Alhainen lämpötila vähentää energiankulutusta. Biologisen metanoinnin reaktionopeus on huomattavan alhainen. Reaktioajat ovat tyypillisesti tunteja tai jopa päiviä, riippuen mikrobiologisista olosuhteista ja prosessin hallinnasta. Teknologia sopii hyvin sovelluksiin, joissa hitaampi reaktionopeus riittää. Biologinen metanointi soveltuu joustavasti vaihteleviin hiilidioksidi- ja vetysyötteisiin: prosessi toimii tehokkaasti, vaikka hiilidioksidin ja vedyn optimaalinen suhde reaktorissa vaihtelisikin ajoittain. Biologisessa metanoinnissa ylimääräistä vetyä laskennalliseen suhteeseen verrattuna tarvitaan noin 15%, jolloin yhtä hiilidioksiditonnia kohden tarvitaan noin 210kg vetyä.

7.1.3 Teknologioiden soveltuvuus Lapin hankkeen olosuhteisiin

Kuten kohdassa 7.2.2. on todettu, EU-lainsäädäntö ei mahdollista tasaista vedyn tuotantoa, eikä siten tasaista hiilidioksidin ja vedyn syöttöä metanointiprosessiin optimaalisessa suhteessa. Näin ollen biologinen metanointi vaikuttaa potentiaalisemmalta teknologialta: se mahdollisesti poistaa vedyn varastoinnin tarpeen ja pienentää hiilidioksidin varastointitarpeen kokoluokkaa, mikä pienentää kustannuksia.

7.1.4 Metanoinnin teknologiatoimittajia

7.1.4.1 Q Power

Suomalainen Q Power tarjoaa modulaarisia metanointireaktoreita, jotka ovat skaalattavissa hyvin erikokoisiin tarpeisiin. Q Powerin teknologia perustuu biologiseen katalyysiin 50-70 °C

lämpötilassa. Yhtiön kiintoainebioreaktori ei vaadi sekoitusta, paineistusta tai jatkuvatoimista nesteiden pumppausta, mikä tekee prosessista energia- ja kustannustehokkaan. Q Power myös tarjoaa metanointijärjestelmiä system-as-a-service toimintamallilla, jossa se huolehtii laitoksen suunnittelusta, toteutuksesta, käytöstä ja kunnossapidosta.

Hyvänä referenssikohteena Q Powerin teknologialle on helmikuussa 2025 tuotantonsa aloittanut P2X-yhtiön Harjavallan vihreän vedyn tuotantolaitos, joka tuottaa tällä hetkellä vetyä 20MW elektrolyysiteholla prosessi- ja kemianteollisuuden käyttöön, mutta on ilmoittanut aloittavansa laitoksellaan myös synteettisen metaanin tuotannon, ja valinnut metanointilaitoksen toimittajaksi Q Powerin.

Q Power vaikuttaa selvityksen perusteella teknis-taloudellisesti parhaalta vaihtoehdolta metanointilaitoksen toimittajaksi Lapin hankkeeseen, erityisesti teknologian soveltuvuuden sekä sen modulaarisuuden ja skaalattavuuden ansiosta.

8 Synteettisen metaanin kysyntä ja hinta

Synteettisen metaanin kysyntä ja hinta, sekä mahdolliset tuotantoon saatavat tuet, vaikuttavat lopulta sen tuottamisen kannattavuuteen, valmistuksen kustannusten lisäksi.

Euroopan unionin päästökauppajärjestelmään sisällytetään tieliikenne vuoden 2027 alusta lähtien. Tämä nostaa fossiilisten polttoaineiden kuluttajahintoja Euroopan komission arvion mukaan 50€ päästöoikeuden hinnalla 11-16 senttiä litralta polttoaineesta riippuen. Päästöoikeuden hinta kuitenkin oli jo vuonna 2023 hetkellisesti yli 100€. Vuonna 2024 ja vuoden 2025 alkupuoliskolla hinta on liikkunut 60 ja 80 euron välillä, ja ennusteissa sen on arvioitu nousevan merkittävästi vähintään keskipitkällä aikavälillä. Esimerkiksi 150€ päästöoikeuden hinnalla nousu fossiilisten polttoaineiden hinnoissa olisi komission arviota mukaillen 33-48 senttiä litralta. Tällainen hinnan nousu olisi merkittävä kannustin ei-fossiilisten polttoaineiden käyttöön erityisesti raskaassa liikenteessä, jossa sähköistäminen on hankalaa tai kannattamatonta.

RFNBO-polttoaineiden kysyntään vaikuttavat myös niille EU-säädöksissä määritellyt erilliset jakeluvaihtoehdot. Jakeluvaihtoehtojen vaikutusta RFNBO-metaanin kysyntään ja hintatasoon on nykytiedoilla kuitenkin vaikeaa arvioida.

Raskaan liikenteen käyttöön pitkillä ajomatkoilla synteettistä metaania käytetään lähes poikkeuksetta nesteytettynä. Nesteytetty metaani on huomattavasti kaasumuotoista metaania tiheämpää, jolloin saman energiasisällön kuljettaminen onnistuu huomattavasti pienemmässä tilassa.

9 Kannattavuuslaskelma

9.1 Investointikustannukset (CAPEX)

Tietoa investointikustannuksista (CAPEX) synteettisen metaanin tuotantolaitokseen tarvittavista eri yksiköistä ja laitteistoista ei juurikaan ole julkisesti saatavilla. Selvityksen yhteydessä haastatellun asiantuntijan arvion mukaan investointikustannukset Lapin hankkeen kokoluokassa asettuisivat todennäköisesti noin 100 miljoonan euron tuntumaan. Arvion oikeansuuntaisuutta tukee Nordic Ren-Gas yhtiön Tampereen laitoshanke, jossa Tarastenjärven jätteenpolttolaitoksen savukaasuista otetaan talteen 40 000 tonnia hiilidioksidia vuodessa ja vihreää vetyä tuotetaan 50MW elektrolyyseriteholla, ja näistä tuotetaan synteettistä metaania 25MW metanointireaktorissa. Laitoshanke siis vastaa selvitettyä Lapin laitosta, ollen kokoluokaltaan hieman suurempi. Hankkeen investointikustannuksiksi on ilmoitettu 150 miljoonaa euroa, joten Lapin hankkeen investointikustannusten voi tämänkin perusteella olettaa olevan lähellä 100 miljoonan euron suuruusluokkaa. Tätä 100M€ investointikustannusta käytetään oletuksena kustannuslaskelmassa.

9.2 Käyttökustannukset (OPEX)

Käyttökustannukset on arvioitu karkeasti kirjallisuuslähteistä saatavilla olevan tiedon perusteella, olettaen laitokselle 25 vuoden käyttöikä. OPEX laskettiin selvityksessä aluksi neljällä elektrolyysiin hankittavan sähkön hankintahinnan skenaariolla (30, 40, 50 ja 60 €/MWh). Osoittautui, että kannattavuuden saavuttaminen on haastavaa halvimmankin sähkön hinnan skenaariossa, joten vain 30€/MWh ja 40€/MWh otettiin tarkastelun lähtökohdaksi. Tällöin voidaan pienemmällä muuttujien määrällä tarkastella millaisella tuottovaatimuksella laitosinvestoinnille ja eri metaanin myyntihinnoilla investointi mahdollisesti saavuttaisi kannattavuuden.

Vuosittaiset kulut:

Hiilidioksidin talteenoton vuosikulut: 1 000 000 €

Sähkön hinnalla 30€/MWh, elektrolyysisähkön vuotuiset kustannukset:

$30 \times 170000 = 5\,100\,000$ €.

Sähkön hinnalla 40€/MWh, elektrolyysisähkön vuotuiset kustannukset: 6 800 000 €.

Työvoimakulut: 500 000 €

Huolto ja kunnossapito: 1 000 000 € (jaksottaiset hieman suuremmat huoltokulut pl. elektrolyysipinojen uusiminen on jyvitetty tähän vuosittaiseen kustannusarvioon, niiden ollessa suhteellisesti matalat merkittävimpiin kustannuseriin verrattuna)

Kemikaalit ja tarveaineet: 100 000 €

Elektrolyyserin prosessiveden hankinta, veden esikäsitteily, jäteveden käsittely: 100 000 €

Vuosittainen OPEX yhteensä:

Skenaario 1 (elektrolyysisähkön hinta 30€/MWh): 7 800 000 €

Skenaario 2 (elektrolyysisähkön hinta 40€/MWh): 9 500 000 €

Jaksottaiset merkittävät huoltokulut 25 vuoden aikana:

Elektrolyysipinojen uusiminen X 2: 15 000 000 € (oletettu 10v vaihtoväli)

OPEX yhteensä 25 vuoden aikana:

Skenaario 1 (elektrolyysisähkön hinta 30€/MWh): 210 000 000 €

Skenaario 2 (elektrolyysisähkön hinta 40€/MWh): 252 500 000 €

9.3 Tuotot

Konsulttiyritys Afryn työ- ja elinkeinoministeriölle laatiman selvityksen mukaan RFNBO-polttoaineiden myyntihinnan on oletettu olevan tasolla 4€/kg vuonna 2030. RFNBO-metaanin markkinahinnan on selvityksessä oletettu olevan tätä keskihintaa alhaisempi; tämän osalta ei kuitenkaan esitetty konkreettista hinta-arviota. Afryn selvityksessä ja muissa kirjallisuuslähteissä hinnan on arvioitu laskevan 2030-luvulla. Pidemmän aikavälin hintakehityksen arvioiminen on vaikeaa; tässä selvityksessä käytettiin RFNBO-metaanin myyntihinnalle kahta skenaariota 25 vuoden ajalle: vuosittain 2€/kg ja 3€/kg. Tuotoiksi laskettiin myös päästöoikeusmaksujen vaihtoehtoiskustannus oletuksella 1 000 000 €/vuosi. Päästöoikeusmaksujen hinnan todennäköisen nousun ja sekajätteen fossiiliperäisen osuuden laskun oletettiin kumoavan toisensa ja vaihtoehtoiskustannuksen pysyvän samalla tasolla 25 vuoden tarkastelujaksolla. Laitoksen eri prosessien arvioitiin tuottavan kaukolämpöön hyödynnettävissä olevaa hukkalämpöä noin 80-90 gigawattituntia vuosittain. Tämän osalta arvioitiin, että laitoksen valmistuessa Inariin, ei alueella olisi enää tarvetta lisäkaukolämmölle.

Lapin pitkillä etäisyyksillä hukkalämpö ei olisi hyödynnettävissä kaukolämmöksi muuallakaan, ja sen myynnille ei näin arvioitu lainkaan potentiaalisia tuottoja.

Säästetyt päästöoikeusmaksut 25 vuoden ajalta: 25 000 000 €

RFNBO-metaanin myyntituotot 25v ajalta:

Skenaario 1 (myyntihinta 2€/kg): 275 000 000 €

Skenaario 2 (myyntihinta 3€/kg): 412 500 000 €

Tuotot yhteensä 25 vuoden ajalta:

Skenaario 1: 300 000 000 €

Skenaario 2: 437 500 000 €

9.4 Tuottojen ja kustannusten erotus ilman tuotto-odotusta ja inflaation huomioimista

Kun lasketaan edellisten kohtien perusteella laitoksen CAPEX ja OPEX 25 vuoden tarkastelujaksolla kahdessa eri skenaariossa ottamatta huomioon investoinnin tuotto-odotusta sijoitetulle pääomalle ja inflaation vaikutusta sekä vastaavasti tarkastelujakson tuotot kahdessa eri skenaariossa, saadaan neljä eri skenaariota tuottojen ja kustannusten erotukselle 25 vuoden tarkastelujakson ajalta.

Skenaario 1 (metaanin myyntihinta 2€/kg, sähkön hinta 30€/MWh):

$300\,000\,000\text{ €} - (210\,000\,000\text{ €} + 100\,000\,000\text{ €}) = -10\,000\,000\text{ €}$

Skenaario 2 (metaanin myyntihinta 3€/kg, sähkön hinta 30€/MWh):

$437\,500\,000\text{ €} - (210\,000\,000\text{ €} + 100\,000\,000\text{ €}) = 127\,500\,000\text{ €}$

Skenaario 3 (metaanin myyntihinta 2€/kg, sähkön hinta 40€/MWh):

$300\,000\,000\text{ €} - (252\,500\,000\text{ €} + 100\,000\,000\text{ €}) = -52\,500\,000\text{ €}$

Skenaario 4 (metaanin myyntihinta 3€/kg, sähkön hinta 40€/MWh):

$437\,500\,000\text{ €} - (252\,500\,000\text{ €} + 100\,000\,000\text{ €}) = 85\,000\,000\text{ €}$

Laskelmista huomataan, että jo sijoitetun pääoman nollatuotto-odotuksella inflaation vaikutusta huomioimatta, vain skenaariossa 2 ja 4 päästäisiin plussalle.

9.5 Kannattavuuslaskelma olettaen investointituki ja huomioiden sijoitetun pääoman tuotto-odotus ja inflaatio

100 miljoonan euron RFNBO-laitosinvestoinnille voidaan realistisesti olettaa saatavan noin 30 miljoonan euron investointituki, jolloin omarahoitusosuus olisi 70 000 000 €. Sijoitettavalle pääomalle on aina olemassa vaihtoehtokustannus, eli potentiaalisesti synteettisen metaanin tuotantolaitokseen sijoitettava pääoma voitaisiin sijoittaa muihin hankkeisiin tai sijoitusinstrumentteihin. Esimerkiksi jo passiivisten osakeindeksirahastojen vuosituotto on historiallisesti ollut noin 7% luokkaa. RFNBO-metaanin tuotantohanke on riskiprofiililtaan lähtökohtaisesti korkea, polttoaineen kysyntä- ja hintatasojen aiheuttaessa epävarmuutta. Tuotto-odotuksen voikin odottaa tällaisessa hankkeessa olevan sijoitetulle pääomalle vähintään reaalisesti noin 10% vuodessa. Tämä viittaa arvioon hankkeen koko elinkaaren (25 vuotta) aikaisesta vuosittaisesta keskimääräisestä tuotosta, jossa huomioidaan investoinnin ajallinen arvon aleneminen (diskonttaus). Oletetaan keskimääräiseksi inflaatioksi tyypillinen noin 2%, jolloin nimellinen vuosittainen tuotto-odotus olisi 12%.

Oletetaan hankkeen omarahoitusosuudeksi yllä mainittu 70 miljoonaa euroa, joka rahoitettaisiin puoliksi omalla pääomalla ja puoliksi velkarahoituksella. Oletetaan oman pääoman nimelliseksi tuotto-odotukseksi konservatiivisesti 12% ja velkarahoituksen vuosikoroksi 4%. Näin saadaan hankkeen nimelliseksi painotetuksi pääomakustannukseksi (WACC) 8%. Toisin sanoen, sijoitetun pääoman keskimääräinen vuotuinen tuottovaatimus hankkeessa olisi 8% inflaatio huomioiden.

Tarkastellaan kannattavuutta kohdan 9.4 skenaarion 2 oletuksilla (metaanin myyntinta 3€/kg ja sähkön hinta 30€/MWh). Lasketaan investoinnin nettonykyarvo yllä mainituilla oletuksilla investointituesta ja vaatimuksesta vuosittaiselle tuottoprosentille. Jos nettonykyarvo on positiivinen, hanke on kannattava investointi halutulla tuottoprosentilla, ja jos negatiivinen, se on kannattamaton. Nettonykyarvoksi saadaan +27M€, eli hanke olisi näillä oletuksilla hyvin kannattava. Ilman investointitukea hanke ei olisi muuten samoilla oletuksilla kannattava, nettonykyarvon ollessa -3M€.

Kohdan 9.4 skenaarion 4 oletuksilla (metaanin myyntinta 3€/kg ja sähkön hinta 40€/MWh) nettonykyarvoksi saadaan +9M€, eli hanke olisi myös näillä oletuksilla kannattava. Tämän suuruisella nettonykyarvolla kannattavuus on kuitenkin jo huomattavasti herkempi epävarmuuksille lähtöoletusten suhteen.

9.6 Kannattavuuslaskelman epävarmuustekijöitä

Kannattavuuslaskelmaan sisältyy kokonaisuudessaan merkittäviä epävarmuustekijöitä vihreän vedyn ja siitä tuotettavan metaanin kaupallisen tuotannon ollessa hyvin varhaisessa vaiheessa, sekä kysynnän ja hintatason epävarmuuksista johtuen.

Kannattavuuslaskelmassa otettiin huomioon vain investointituki laitoksen rakennuskustannusten osalta perustuen vastaavien hankkeiden saamiin tukiin. Mahdolliset tuotannon aikaiset tuet nostaisivat kannattavuutta.

Teknologinen kehitys ja kehittyvä prosessien optimointi saattavat laskea tuotantokustannuksia merkittävästi, mutta toisaalta laskea tuotetun metaanin hintaa ja myyntituottoja.

Sekajätteessä tällä hetkellä poltettavien jakeiden määrä saatetaan saada tulevaisuudessa huomattavasti paremmin erilliskerättyä, jolloin poltettavaa jätettä syntyisi laitoshankkeen aikana, varsinkin sen elinkaaren loppua kohden, paljon nykyistä vähemmän. Tällöin myös hiilidioksidia syntyisi poltossa vähemmän, ja metaanin tuotantomäärä laskisi.

9.7 Johtopäätökset hankkeen kannattavuudesta

Hanke on nykytiedoilla kannattava vain hyvin optimistisilla teknisillä ja taloudellisilla lähtöoletuksilla.

Erityisen paljon potentiaalista kannattavuutta heikentää se, ettei synteettisen metaanin tuotantoprosessin eri vaiheissa syntyvää hukkalämpöä saada hankealueella hyödynnettyä myytäväksi kaukolämpönä kuin korkeintaan merkityksettömän pienen osuuden verran. Tämä myös johtaa siihen, että vastaaviin hankkeisiin eri puolilla Suomea investoivien yhtiöiden kiinnostus kohdistuu lähes varmasti ensisijaisesti hankkeisiin, joissa prosessien tuottama hukkalämpö saadaan täysimääräisesti hyödynnettyä kaukolämmön tuotantoon.

Teknologian kehitys voi johtaa alempiin investointi- ja tuotannon aikaisiin kustannuksiin. Tällöin kuitenkin myös RFNBO-metaanin hinta mitä todennäköisimmin laskee, ja suuremmassa mittakaavassa toteutettavat tuotantolaitokset pystyvät tuottamaan sitä huomattavasti kustannustehokkaammin. Jos tuotanto tulee olemaan kannattavaa Lapissa ja RFNBO-metaanille syntyy kattava jakeluverkko, kannattavuus tulee suurella todennäköisyydellä olemaan huomattavasti parempaa esimerkiksi Rovaniemellä. Sähkön hinta Pohjois-Ruotsissa on Suomen sähkön hintoja halvempaa, mikä tekee siitä pohjoista Lappia potentiaalisemman alueen RFNBO-metaanin tuotannolle tilanteessa, jossa prosessien hukkalämpöä ei saataisi hyödynnettyä kaukolämpönä.

Johtopäätöksenä voidaan todeta, että Inariin sijoittuvan laitoksen osalta vähintäänkin suhteellisen kannattavuuden verrattuna lähimpiin potentiaalsiin hankealueisiin voidaan odottaa tulevaisuudessakin pysyvän heikkona. Kannattavuus nousisi riittävälle tasolle todennäköisesti vain mahdollisilla riittävän suurilla erityistuilla, jos esimerkiksi Suomi asettaisi kansalliseksi tavoitteekseen koko maan kattavan RFNBO-metaanin jakeluverkoston, johon sisältyisi myös pohjoisin Lappi.

10Lähteet

Asiantuntijahaastattelu hiilidioksidin talteenoton ja vedyn tuotannon teemoista

ChatGPT-Pro: mallit GPT-4o, GPT-4.5 ja o1 pro mode. Käytetty lähteiden hakuun, yksittäisten tietojen etsintään lähteistä ja kannattavuuslaskelman nettonykyarvolaskelmiin.

<https://lutpub.lut.fi/bitstream/handle/10024/166410/Synteettisen%20metaanin%20k%E4ytt%F6mahdollisuudet%20Suomessa.pdf?sequence=1>

<https://www.globalccsinstitute.com/resources/publications-reports-research/technology-readiness-and-costs-of-ccs/>

<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2772826923000184>

https://www.researchgate.net/publication/274075209_Technical_and_economic_considerations_of_post-combustion_carbon_capture_in_a_coal_fired_power_plant

<https://cordis.europa.eu/project/id/691797>

https://julkaisut.valtioneuvosto.fi/bitstream/handle/10024/163901/VNTEAS_2022_21.pdf?sequence=1&isAllowed=y

<https://www.uwasa.fi/sites/default/files/2024-01/Vihre%C3%A4n%20vedyn%20tuotanto%20-%20Raaka-aineet%20ja%20tuotantomenetelm%C3%A4t.pdf>

<https://www.shell.com/business-customers/catalysts-technologies/licensed-technologies/emissions-standards/tail-gas-treatment-unit/cansolv-co2.html>

<https://www.andritz.com/products-en/environmental-solutions/clean-air-technologies/energy-from-waste-solutions>

<https://www.carbonclean.com/technology/modular>

https://woimacorporation.com/wp-content/uploads/2024/02/ccWOIMA-carbon-capture-plant-brochure-2024_01.pdf

<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1750583615300050>

<https://www.qcintel.com/carbon/article/eu-carbon-prices-could-near-200-in-2035-bnef-24202.html>

<https://www.enerdata.net/publications/executive-briefing/carbon-price-projections-eu-ets.html>

<https://2023.westenergy.fi/vastuullisuus/#ymparisto>

<https://yle.fi/a/74-20112638>

<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FI/ALL/?uri=CELEX:32023R1184>

<https://suomenuusiutuvat.fi/tuulivoima/hankkeet-ja-voimalat-suomessa/kartta/>

<https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/kantaverkko/kantaverkon-kehittaminen/arcti-energy-forerunners.pdf>

https://energiavirasto.fi/documents/11120570/232087336/Uusiutuvan_Energian_Paiva_Vakkilainen_20250123.pdf/323a3c82-47d8-5f2f-cb75-f3535e970aae/Uusiutuvan_Energian_Paiva_Vakkilainen_20250123.pdf?t=1737546644580

https://energiavirasto.fi/documents/11120570/232087336/Talus_Uusiutuvan+energiap%C3%A4iv%C3%A4+2025.pdf/23b2d3af-8e22-1d87-2c66-ad89631bc5dc/Talus_Uusiutuvan+energiap%C3%A4iv%C3%A4+2025.pdf?t=1737546643718

<https://qpower.fi/fi/teknologia/>

<https://tampereenkauppakamarilehti.fi/vety-ja-metaanilaitoksella-pitka-arvoketju/>

https://energia.fi/wp-content/uploads/2025/01/Sahkovuosi-2024_20250115.pdf

https://valtioneuvosto.fi/documents/1410877/196402993/Jakeluvelvoiteselvitys_HO_REDIII_12022024_AFRY.pdf