



Vesiniku, ammoniaagi ja sünteetiliste kütuste tootmine tuumaenergia abil

Tehnilis-majanduslik analüüs

Fermi Energia, detsember 2020

Lühikokkuvõte

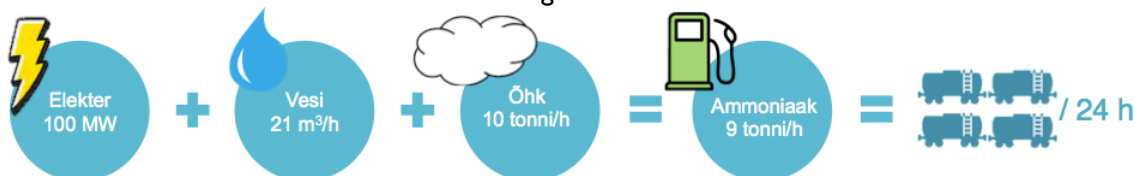
Vesinik on võtmetähtsusega tooraine kütuste, väetiste, plastide ja teiste laiatarbekemikaalide valmistamisel. Tavapärased vesiniku tootmise meetodid, nagu metaani aurreformimine ja kivisöe gasifitseerimine, on küll töökindlad ja odavad, kuid väga CO₂-mahukad (üle 12 kg CO₂-ekv iga toodetud kg H₂ kohta). Mida kõrgema tähelepanu alla satuvad tööstusettevõtete CO₂ emissioonid ning mida kõrgemaks muutub CO₂ kvootide hind, seda pakilisemaks muutub tööstuse jaoks küsimus: “Kust saada rohelist (madala CO₂ jalajäljega) vesinikku?”. Arvestades 1) Euroopa Liidu süsinikuneutraalsuse eesmärki aastaks 2050, 2) tasuta heitmekvootide lineaarset vähenemist nullini ja sellest tulenevalt heitmekvoodi hindade eeldatavat tõusu, muutub aurreformimise teel vesiniku tootmine Euroopa Liidus järjest kallimaks, madala CO₂ jalajäljega vesinik aga järjest atraktiivsemaks.

Käesoleva analüüsi koostamise eesmärkideks oli: 1) lühidalt kirjeldada ja võrrelda erinevaid vesiniku tootmise tehnoloogiaid (peatükk 1.2), 2) välja pakkuda kõige sobivam meetod tuumaenergia abil vesiniku tootmiseks (peatükk 2.1), 3) hinnata tuumaenergia abil toodetud vesiniku tasandatud hinda (peatükk 2.2) ja kirjeldada seda enim mõjutavaid faktoreid (peatükk 2.3), 4) hinnata vesinikust ammoniaagi (peatükk 3) ja lennukikütuse (peatükk 4) tootmise tehnoloogiat ja majanduslikku mõttekust.

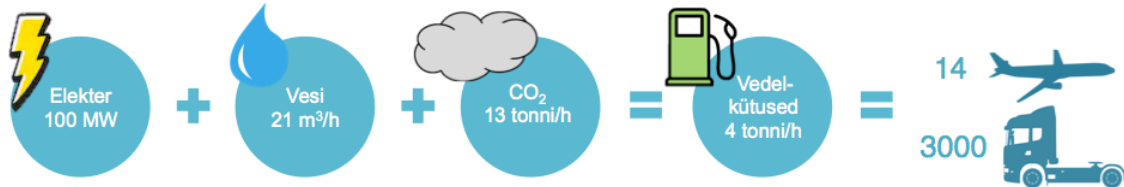
Analüüsi lähtekohaks on tuumajaam, mille elektrilisest võimsusest kasutatakse 100 MW elektrolüüsi abil veest vesiniku tootmiseks. Kui vesiniku tootmiseks kasutada leeliselist elektrolüüsi, mis on tänase seisuga kõige laialdasemalt kasutusel olev ja kapitalikulude poolest kõige odavam elektrolüüsitehnoloogia, saab 100-MW elektrilise võimsuse abil toota umbes 1700 kg vesinikku tunnis (57 MW LHV). Vesiniku tasandatud hinnaks baas-stsenaariumi korral (elektrihind 35 €/MWh) on 3,2 €/kg H₂. Vesiniku hinda mõjutavad enim kasutava elektri hind ja elektrolüüsiprotsessi kasutegur.



Vesiniku salvestamine ja transport on kallis ning energeetiliselt ebaefektiivne. Üheks võimaluseks toodetud vesiniku transportimise vältimiseks on selle kasutamine nn vesiniku derivaatide tootmiseks. Käesolevas raportis on lähemalt vaadeldud kahte vesiniku derivaati: ammoniaaki (NH₃) ja sünteetilisi vedelkütuseid (täpsemalt lennukikütust). 100 MW elektri abil on võimalik toota hinnanguliselt 9 tonni ammoniaaki tunnis ehk umbes nelja raudteetsisterni jagu NH₃ ööpäevas. Baas-stsenaariumis on tuumaelektri abil toodetud ammoniaagi omahinnaks 815 €/tonn.



Sünteetiliste kütuste tootmiseks tuleb elektrolüüsi abil toodetud vesinik panna reageerima õhust või mõnest kontsentreeritud CO₂ allikast pärit süsihappegaasiga. 100 MW abil on võimalik toota 4 tonni vedelkütuseid tunnis ehk 36600 tonni aastas. Selle koguse vedelkütusega saab reisilennuk läbida umbes 14 miljonit kilomeetrit ja keskmine veoauto 131 miljonit kilomeetrit. Teisisõnu suudaks jaam iga-aastaselt varustada 14 pidevalt lendavat lennukit või 3000 veokit. Tuumaelektri abil toodetud vedelkütuse omahind on 1,6 €/liiter. Jaama kasumlikkuse huvides tuleks sünteesiprotsessis soosida kõrgemate süsivesinike (vahade, õlide) tekkimist.



Elektrolüüsi abil toodetud vesinik ei suuda täna hinna poolest fossiilse päritoluga vesinikuga võistelda. Selleks, et tõsta Euroopas toodetud halli (st fossiilkütustest toodetud) vesiniku hind samale tasemele roheline vesinikuga, peaksid CO₂ maksud olema suurusjärgus 135 €/tonn. Elektrolüüsi teel toodetud vesiniku kasutuselevõttule aitaksid kaasa ka EL-i või riiklikul tasemel kehtestatud kohustuslikud tootismäärad (sarnaselt biokütuste mootorikütustele lisamise nõudele). Tuumaenergia abil toodetud vesiniku suureks eeliseks tuule- või päikeseenergia abil toodetud vesiniku ees on tootmismahutade etteennustatavus ja tarnekindlus – tuumaenergiast toodetud vesinik sobib kõige paremini rakendusteks, kus on oluline, et vesiniku tootmise võimsus ei varieeru ilmastikuoludest tingituna tundide või päevade jooksul väga suurtes vahemikes.

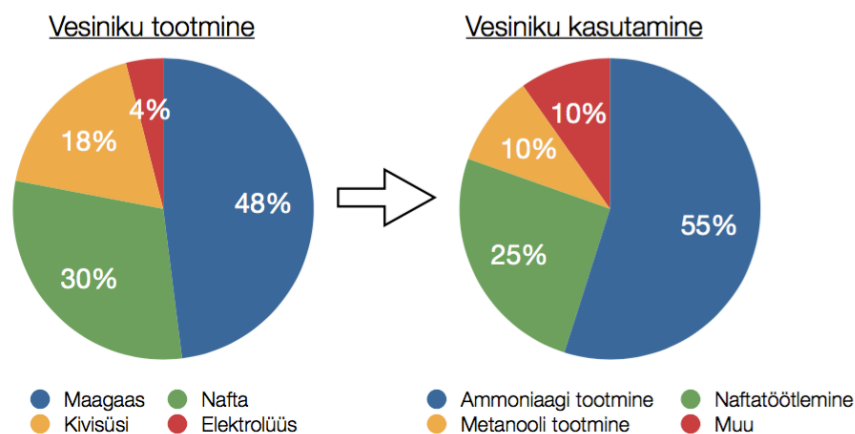
Sisukord

Lühikokkuvõte	2
Sisukord	4
I Sissejuhatus	5
1.1 Vesiniku tootmine ja kasutamine täna.....	5
1.2 Tehnoloogiate lühikirjeldused.....	6
1.2.1 Leeliseline elektrolüüs.....	6
1.2.2 Happeline elektrolüüs	8
1.2.3 Kõrgtemperatuurne elektrolüüs.....	9
1.2.4 Termokeemilised tsüklid	9
2. Vesiniku tootmine tuumaenergia abil	12
2.1 Lähte-eeldused	12
2.2 Vesiniku tasandatud hind	13
2.3 Vesiniku hinda mõjutavad tegurid	15
2.4 Konkurentsivõimelisus	16
2.5 Vesiniku salvestamine ja transport.....	17
3. Ammoniaagi tootmine tuumaenergia abil	19
3.1 Miks ammoniaak?	19
3.2 Lähte-eeldused	20
3.3 Ammoniaagi omahind	20
3.4 Konkurentsivõimelisus	21
4. Lennukikütuse tootmine tuumaenergia abil	23
4.1 Miks lennukikütus?	23
4.2 Lähte-eeldused	25
4.3 Lennukikütuse omahind	25
4.4 Kütuse hinda mõjutavad tegurid	26
4.4.1 Elektri hind	26
4.4.2 CO ₂ allikas	26
4.4.3 Vedelikütuste tootmise tehnoloogia.....	27
4.4.4 CO ₂ maksud	28
4.4.5 Kütuste järeltöötlus.....	28
7 Viited.....	29

1 Sissejuhatus

1.1 Vesiniku tootmine ja kasutamine täna

Vesinik (H_2) on võtmetähtsusega lähteaine keemiatööstuses. Aastal 2006 toodeti globaalselt 53 miljonit tonni vesinikku (IAEA 2013, lk 1). Vesiniku valmistamiseks kulub suurusjärgus 2% kogu maailma energiatarbest. Valdav osa täna kasutusel olevast vesinikust toodetud fossiilsetest kütustest: maagaasist, naftast ja kivisöest. Hinnanguliselt ainult 4% kogu maailmas toodetud vesinikust on saadud vee elektrolüüsi (vee elektrivoolu abil lõhustamise) teel (joonis 1.1.1), millest omakorda pool on vesinik, mis tekib klooritootmise kõrvalsaadusena (IAEA 2013, lk 46). Enam kui pool globaalsest vesinikutoodangust kasutatakse ammoniaagi (NH_3) tootmiseks, mida omakorda kasutatakse lämmastikväetiste valmistamiseks. Veerand vesinikutoodangust leiab kasutust naftatööstuses hüdrokrakkimise, hüdrodesulfuriseerimise, hüdrogeenimise jt protsessides. Kümnendik maailma vesinikust kulub metanooli tootmiseks ja ülejäänud (umbes 10%) kõikideks muudeks rakendusteks.



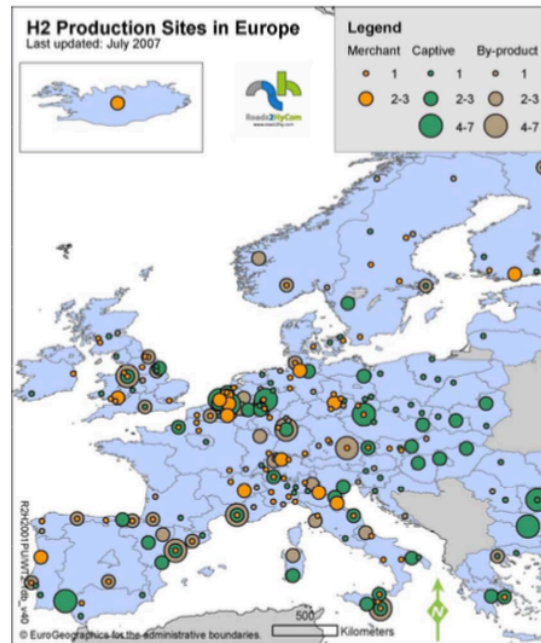
Joonis 1.1.1. Vesiniku tootmine lähteallikate kaupa (vasakul) ja vesiniku kasutamine protsesside kaupa (paremal). 100% = umbes 53 miljonit tonni (668 miljardit Nm^3) H_2 (Air Products, 2019).

Vesiniku teisendustabel:

$$1 \text{ kg } H_2 = 12 \text{ m}^3 H_2 = 33,3 \text{ kWh (LHV)}$$

Vesiniku kokkusurumine ja transport on väga energiamahukad protsessid, sellepärast toodetakse ja tarbitakse valdav osa maailma vesinikust lokaalselt. Umbes 95% vesinikust ei lahku selle tehase territooriumilt, kus see toodeti, vaid kasutatakse ära kohapeal (ingl k *captive hydrogen*) (Air Products, 2019). Kuigi vesinikuturu koguväärtust hinnatakse 115 miljardile USA dollarile (IEA 2017, lk 7), moodustab avatud turgudel kaubeldava (st transporditava) vesiniku (ingl k *merchant hydrogen*) turg sellest vaid väikese osa. Euroopa suurimad vesinikutootjad on näidatud joonisel 1.1.2. Muuhulgas on kaardil näha ka

vesinikutehast Porvoos tootmisvõimsusega 210 000 Nm³ H₂/h, mis kuulub Neste Oil Oy-le ning mida kasutatakse bensiini rafineerimiseks ja Neste biodiisli tootmiseks (Barrel Full, 2014). Tehase valmimise ajal 2006. aastal oli see Euroopa suurima tootmisliiniga (*single-train*) vesinikujaam (ThyssenKrupp, 2012). Tehase võimsus vastab energiasalvestusvõimsusele 750 MW, HHV (IAEA 2013, lk 48).



Joonis 1.1.2. Euroopa suurimad vesinikutootjad aastal 2007 (CertifHy, 2015). Ringi suurus ei vasta tootmisvõimsusele, vaid näitab vesinikutehaste arvu piirkonnas. Uuemaid kaarte pole koostatud.

1.2 Tehnoloogiate lühikirjeldused

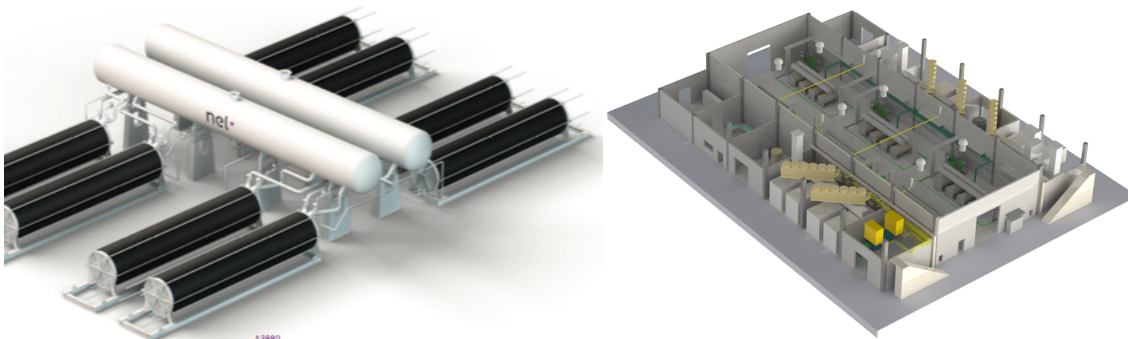
1.2.1 Leeliseline elektrolüüs

Elektrolüüs on protsess, kus vesi lagundatakse elektrivoolu toimetel vesinikuks ja hapnikuks. Vee elektrolüüsi turumaht on täna umbes 8,5 miljardit USD-i ja ennustuste kohaselt suureneb see 2023. aastaks 11 miljardi USD-ni; nõudlust veab ennekõike keemiatööstuse soov oma CO₂ emissioone vähendada (De Luna jt, 2019).

Leeliseline elektrolüüs viiakse läbi tugevalt leeliselistes lahustes (tavaliselt 20-40% KOH või NaOH) 60-90°C juures (Kjartansdottir, 2014, lk 18), elektrolüüsisüsteemi skeem on toodud joonisel 1.2.1. Elektrivool juhitakse lahusesse elektroodide abil, mis on valmistatud kas metallilisest niklist (anood) või kroom-nikkel terasest (katoode). Leeliseline elektrolüüs on ennast tõestanud tehnoloogia: selliseid elektrolüüsereid kasutati vesiniku tööstuslikuks tootmiseks juba 1929. aastal, kui Norras Rjukanis alustas tööd Norsk Hydro (praegune NEL) hüdroelektril töötav elektrolüüser võimsusega 135 MW (30 000 Nm³ H₂/h) (Langås, 2015). Saadud vesinikku kasutati ammoniaagi ja lämmastikväetiste tootmiseks. Leeliseline elektrolüüs on tehnoloogia valmiduse tasemete skaalal kõrgeimal, 9. tasemel.

Kuigi paljud tootjad reklaamivad oma kodulehel suuri, st üle 5 MW võimsusega ($>1000 \text{ Nm}^3/\text{h}$) süsteeme, siis tegelikult moodustavad täna valdava osa müüdnud elektrolüüseritest väikesed, kuni 1 MW süsteemid erinevateks demoprojektideks või kasutamiseks vesinikutanklates. Suurimad töötavad leeliselised süsteemid asuvad Egiptuses (162 MW, $37\,000 \text{ Nm}^3/\text{h}$ H_2 , rajatud 1960. aastatel) ja Zimbabwes (100 MW, $21\,000 \text{ Nm}^3/\text{h}$ H_2 , rajatud 1975, tarnija IHT). Viimastel aastatel rajatud suurimad elektrolüüsisüsteemid jäävad võimsuselt 10 ja 25 MW vahele (Langås, 2015). Kuigi 2017. aastal rajati maailmas alla 10 MW jagu leeliselist elektrolüüsivõimsust, siis lähiaastatel peaksid tootmismahud hüppeliselt kasvama (WEC, 2019). Rajamisel mitu $>20 \text{ MW}$ leeliselist elektrolüüserit, näiteks Hollandis (tarnija: McPhy) ja Norras (tarnija: NEL). 2025. aastal valmib Saudi Araabias 1,4 GW võimsusega leeliseline elektrolüüsijaam, millest toodetud H_2 hakatakse kasutama kliimasõbraliku ammoniaagi tootmiseks, elektrolüüseri tarnijaks on ThyssenKrupp Uhde (Ammonia Energy, 2020).

Leeliselised elektrolüüserid võtavad enda alla umbes $4500 \text{ m}^2 / 100 \text{ MW}$ ehk $2,5 \text{ m}^2$ iga 1 kg H_2/h tootmisvõimsuse kohta. Süsteemid on modulaarsed ja koosnevad 2- kuni 4-megavattistest elektrolüüsiseadmetest (ingl k *stack*), mille arv süsteemis sõltub soovitatavast tootmisvõimsusest (joonis 1.2.2). Modulaarsest ülesehitusest tingitult ei alane elektrolüüsiseadmete kapitalikulud, arvatuna kg toodetud H_2 või MW tootmisvõimsuse kohta, jaama võimsuse suurenedes märkimisväärselt. Teisisõnu, 25-MW ja 100-MW võimsusega elektrolüüsijaamades toodetud H_2 on väga sarnase omahinnaga (Langås, 2015).



Joonis 1.2.2 Tootjate nägemus suurtest leelistest elektrolüüsijaamadest: vasakul - NEL-i 20 MW ($3880 \text{ Nm}^3/\text{h}$) süsteem pindalaga 770 m^2 (NEL, 2019, lk 3), paremal – McPhy 20 MW ($4000 \text{ Nm}^3/\text{h}$) süsteem pindalaga $< 900 \text{ m}^2$ (McPhy, 2019).

1.2.2 Happeline elektrolüüs

Happelised elektrolüüserid töötavad happelises keskkonnas $50\text{--}80^\circ\text{C}$ juures. Happelised elektrolüüserid on võimelised saavutama väga kõrgeid volutihedusi ja on seega leeliseliste elektrolüüseritega võrreldes kompaktsemad. Happeliste seadmete kasutegur on leeliseliste elektrolüüseritega võrreldav. Kui kõrged tööõhud on leeliseliste elektrolüüserite puhul pigem haruldane, siis happeliste elektrolüüserite puhul on 30-baarine tööõhk tavapärane praktika. Happeliste elektrolüüserite peamiseks puuduseks on tõsiasi, et seadmetes kasutatakse suures koguses plaatina ja iriidiumit, mille hind ja kättesaadavus võib tugevasti ajas muutuda. Isegi, kui kogu maailma aastane

iriidiumitoodang kasutada ainult happeliste elektrolüüserite tootmiseks, jätkuks iriidiumit vaid umbes 5-GW elektrolüüsivõimsuse jaoks (vastab 25 protsendile Saksamaa tänasest vesinikutoodangust) (Lettenmeier jt, 2018).

Võrreldes leeliseliste elektrolüüseritega on happelised seadmed võimelised oma tootmisvõimsust väga kiiresti muutma: see on väga oluline olukordades, kus elektrolüüserite käitamiseks vajalik vool pärineb muutliku tootlikkusega päikese-paneelidest või elektrituulikute, kuid on vähemtähtis juhitud elektritootmisvõimsuste (tuumajaamade) puhul. Happeliste elektrolüüserite efektiivsus langeb ajas kiiremini kui leeliseliste seadmete oma (Felgenhauer ja Hamacher, 2015). Kui esimesed 100+ MW leeliselised elektrolüüserid alusid tööd rohkem kui 90 aastat tagasi, siis suurim happeline elektrolüüsijaam on täna võimsusega 6 MW (Mission Innovation), kuid Air Liquide ja Hydrogenics on rajamas Kanadasse 20-MW jaama (Businesswire, 2019). Seda tüüpi elektrolüüserite hind on täna leeliselistest seadmetest kõrgem, kuid tulevikus võib happelisest elektrolüüsist saada odavam elektrolüüsitehnoloogia, kui hinda arvutada ühikutes €/kW või €/kg H₂ (Store&Go, 2018).

1.2.3 Kõrgtemperatuurne elektrolüüs

Kõrgtemperatuursed elektrolüüserid põhinevad keraamilistel materjalidel ning nende töötemperatuur jääb vahemikku 600-800°C. Eelpool toodud tehnoloogiatega võrreldes on kõrgtemperatuursete elektrolüüserite kasutegur oluliselt kõrgem. Kõrgem kasutegur alandab elektrolüüsijaama jooksvaid kulusid, sest sama koguse elektrenergia abil on võimalik toota suurem kogus vesinikku. Teise olulise eelisena saab kõrgtemperatuursetes protsessis ära kasutada tuumareaktorist pärinevat termilist energiat, mille võrra langeb protsessi elektrivajadus umbes 15% võrra (Idaho National Lab, 2012). Võrreldes teiste elektrolüüsitehnoloogiatega on kõrgtemperatuurne elektrolüüs täna kallis (peamiselt kõrgete kapitalikulude tõttu) ning suurimad rajatud võimsused on suurusjärgu võrra väiksemad kui happelistel elektrolüüseritel. Kõrgtemperatuurne elektrolüüser võimsusega 2,6 MW (60 kg H₂/h) rajatakse 2022. aastaks Rotterdami, rajamist toetab Euroopa Komisjon (Multiplhy, 2020). Eestis tegeleb kõrgtemperatuurseks elektrolüüsiks sobivate elementide arendamise ja tootmisega AS Elcogen.

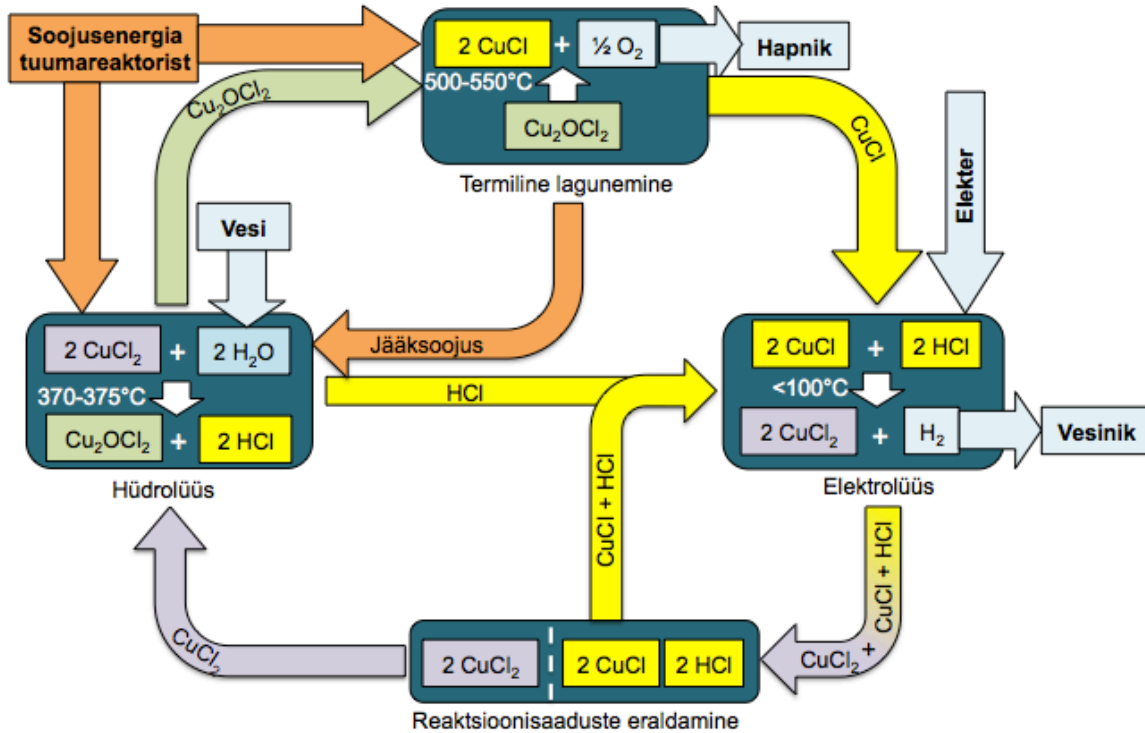
1.2.4 Termokeemilised tsüklid

Vesinikku on võimalik toota ka vee termilise lagundamise teel. Vee termiline lagundamine vesinikuks ja hapnikuks on tehnoloogiliselt huvitav juhtudel, kus protsessi läbiviimiseks saab kasutada soojust mõnest kõrgtemperatuursetest protsessist, näiteks soojusenergiat tuumareaktorist, ilma seda elektriks muundamata.

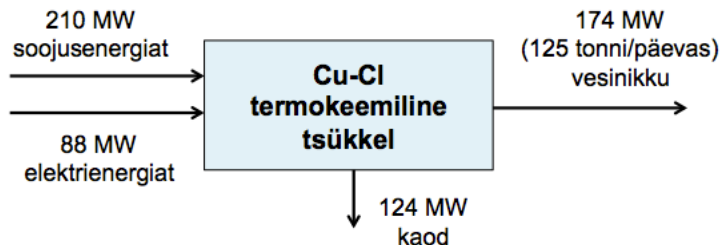
Kõige lihtsam viis vesiniku tootmiseks oleks vee otsene lagundamine kõrgel temperatuuril. Paraku on selle protsessi läbiviimiseks vajalik temperatuur (üle 2500°C) praktilisteks rakendusteks liiga kõrge. Vesiniku tootmiseks vajalikku temperatuuri on võimalik alandada, kui protsess läbi viia mitmeastmeliselt nn termokeemilistes tsüklites. 1960. ja 1970. aastatel uuriti Itaalias, Jaapanis ja USA-s vesiniku tootmise eesmärgil sadu erinevaid tsüklilisi protsesse. Kõikidel termokeemilistel tsüklitel on omad puudujäägid, mistõttu pole ühtki neist veel tänase seisuga tööstuslikult rakendatud (IAEA 2013, lk 72).

Moodulreaktorite töötemperatuuriga sobib kõige paremini kokku vask-kloori tsükkel (joonis 1.2.4), mille käitamiseks vajalik maksimumtemperatuur jääb 550°C piiresse. Vask-kloori tsükkel ei ole rangelt võttes puhtalt termokeemiline tsükkel, sest tsükli neljast põhiprotsessist üks on elektrokeemiline (vajab sisendina elektrit, nagu elektrolüüsiki).

Argonne'i riikliku uurimislabori hinnangul moodustab tsükli elektritarve umbes 30% protsessi koguenergiatarbest (Ferrandon jt, 2008), vt joonis 1.2.5.



Joonis 1.2.4 Vask-kloori termokeemiline tsükkel vesiniku tootmiseks.



Joonis 1.2.5 Vask-kloori termokeemilise tsükli eeldatav energiavajadus vesiniku tootmiseks mahus 125 tonni (174 MW) päevas (Ferrandon jt, 2008).

Vask-kloori tsükli *hüdrolüüsi* protsessis reageerib tahke CuCl_2 (vask(II)kloriid) $370\text{--}375^\circ\text{C}$ juures veeauruga, reaktsiooni tulemusena tekib Cu_2OCl_2 (vaskoksükloriid) ja HCl (vesinikkloriidhape). Kõige paremaid tulemusi on seni saavutatud ülekritilise auru ja argooniga täidetud reaktoris, kuhu CuCl_2 pulber juhitakse pihustamise teel. Peamiseks tehniliseks väljakutseks selles etapis on tõsiasi, et CuCl_2 täielikuks lagunemiseks on vajalikud suured, teoreetilisest palju kõrgemad aurukogused, mis aga kahjuks alandab märgatavalt summarse tsükli kasutegurit (Naterer jt, 2017).

Tsükli *termilise lagunemise* protsessis toimub tahke Cu_2OCl_2 lagunemine CuCl -ks (vask(I)kloriid) ja hapnikuks (O_2), protsessi läbiviimiseks on vajalik kõrge temperatuur (kuni 550°C). Reaktsioon viiakse läbi ülevoolureaktoris. Tekkiv CuCl on esialgu

sulasoola olekus, kuid reaktorist väljudes jahutatakse see vee lisamise teel maha. Protsessi tulemusena tekib tahkete CuCl osakeste suspensioon vees, mis pumbatakse edasi elektrolüüsi-etappi.

Elektrolüüsi protsess koosneb kahest alametapist. Esimeses etapis viiakse läbi CuCl osakeste lahustamine, milleks kasutatakse hüdrolyüsiprotsessis tekkinud HCl. Tekkiv kolmekomponentne lahus (CuCl-HCl-H₂O) juhitakse elektrolüüserisse, kus CuCl muundatakse elektrivoolu toimel CuCl₂-ks, protsessi kõrvalsaadusena tekib vesinik, H₂. Kuna elektrokeemilise reaktsiooni käigus muundatakse vaid osa lahuses sisalduvast CuCl-st CuCl₂-ks, on elektrolüüsiprotsessi järgselt vajalik saaduste segu eraldamine ja jääk-CuCl elektrolüüsiprotsessi tagasisuunamine. Vask-kloori tsükli summaarne energiatarve (elekter + soojus) on kõrgtemperatuurse elektrolüüsi energiatarbest kõrgem, seega on tsükli kasutamine vesiniku tootmiseks on mõttekas ainult juhul, kui CuCl elektrolüüsiprotsessi *elektritarve* on vee otsese elektrolüüsi protsessi elektritarbega võrreldes oluliselt madalam. Laboritingimustes on näidatud, et CuCl elektrolüüsi saab läbi viia umbes 0,7 voldi juures (voolutiheduse 0,5 A/cm² juures) (Naterer jt, 2017). Arvestades, et kõrgtemperatuurse vee elektrolüüsi puhul on elektrolüüsiseadme elektritarve sama voolutiheduse juures umbes 1,2 kuni 1,3 volti, moodustab vask-kloori tsükli elektritarve ideaaltingimustes 50 kui 60% elektrolüüsiprotsessi elektritarbest.

Reaktsioonisaaduste eraldamise protsessis eraldatakse elektrolüüsiprotsessis tekkinud CuCl₂ lähteainete segust (CuCl-HCl-H₂O). Protsessi võib läbi viia kahel viisil: reaktsioonisaaduste pihuskuivatuse või kristalliseerimise (sadestamise) teel. Pihuskuivatamine on tõhus viis CuCl₂ eraldamiseks, kuid on väga energiamahukas. CuCl₂ kristalliseerimine lahusest seevastu on energeetiliselt kasulikum, kuid tekkivad kristallid sisaldavad rohkem kristallvett kui pihuskuivatuse teel tekkinud kristallid – see omab negatiivset mõju protsessi järgmise, hüdrolyüsi etapi energiatarbele (Naterer jt, 2017).

Kanada tuumauuringute labor (CNL) on hiljuti demonstreerinud kolme neljast vask-kloori tsükklisse kuuluvast protsessist – elektrolüüsi, termilist lagunemist ja reaktsioonisaaduste eraldamist. Protsesse uuritakse skaalas, mis vastab võimsusele 0,14 kW (50 liitrit vesinikku tunnis). Uurimisprojekti järgmises etapis on plaanis testida tervet tsükli, st integreerida tsükli eri osad ühtseks protsessiks (CNL, 2019).

Termokeemiliste tsüklike peamiseks murekohaks on nende madal tehnoloogilise valmiduse tase. Tsüklike eri osade töötamist on korduvalt demonstreeritud, kuid erinevate protsesside integreerimine pole seni paljulubavaid tulemusi andnud. Kõige suurem väljakutse on tagada, et tsükli eri osades läbi viidavad keemilised ja füüsikalised protsessid toimuksid pöördumatult, ilma kõrvalsaadusi tekitamata. Näiteks vask-kloori tsükklis on üheks probleemiks kloorgaasi tekkimine hüdrolyüsireaktoris (Ferrandon jt, 2008). Kõrvalsaadused levivad kiiresti tsükli teistesse osadesse ja tekitavad uusi kõrvalsaadusi, kuni lõpuks ei ole protsessi tööhoidmine enam mõttekas.

Termokeemilistes tsüklike teiseks kitsaskohaks on suured massivood. Vesinikujaamas tootmisvõimsusega 174 MW (5 tonni H₂ tunnis) ringleb igas tunnis hinnanguliselt 3100 tonni vett, 1000 tonni CuCl, 560 tonni Cu₂OCl₂, 1000 tonni CuCl₂·H₂O, 42 tonni O₂ ja 6 tonni HCl (Ferrandon jt, 2008). Selliste massivoogude haldamine on tehniliselt keeruline ja energiamahukas ülesanne. Lisaks on kasutatavad ühendid väga korrosiivsed. Eespool nimetatud tehnoloogiliste probleemide tõttu termokeemilisi tsükleid käesolevas raportis põhjalikumalt ei vaadelda.

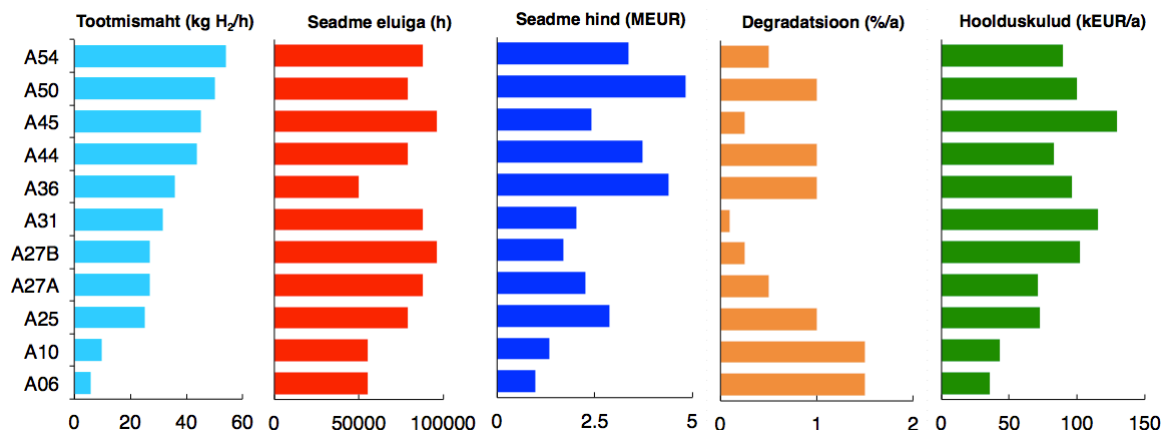
2. Vesiniku tootmine tuumaenergia abil

2.1 Lähte-eeldused

Järgmises peatükis toodud majanduslikud arvutused põhinevad real lähte-eeldustel: 1) vesiniku tootmiseks kasutatakse leeliselist elektrolüüsi mahus 100 MW_e, 2) elektri hind tuumajaamast on 35 €/MWh ja sellele ei lisandu võrgutasusid, 3) protsessi kasutegur elektrolüüseri eluea alguses on 57% (H₂ @ 10 bar) ning seega on 100 MW_e abil võimalik toota 1700 kg H₂ tunnis, 4) elektrolüüser töötab 8 000 tundi aastas, 5) süsteemi tarneaasta on 2028, 6) kapitalikulude tagasimakse tingimused: 0% intress, 15 aastat.

Vesiniku omahinna arvutustes on kasutatud ettevõtte Enapter poolt välja töötatud mudelit (Enapter, 2020). Mudel eristub teistest sarnastest arvutusmudelitest kolmel moel. Esiteks ei hinnata elektrolüüseri kapitalikulusid mitte ühikutes €/kW, vaid €/kg H₂, st võetakse arvesse elektrolüüseri poolt kogu tema eeldatava eluea jooksul toodetud vesinikku. Teiseks ei hinnata elektrolüüseri elektrikulu (ühik: kWh/kg H₂) selle eluea alguses, vaid arvestatakse ka elektrolüüseri omaduste lineaarset halvenemist ajas. Kolmandaks ei hinnata elektrolüüseri eluiga mitte töötundides, vaid eluea jooksul toodetud vesiniku hulgas (kg H₂).

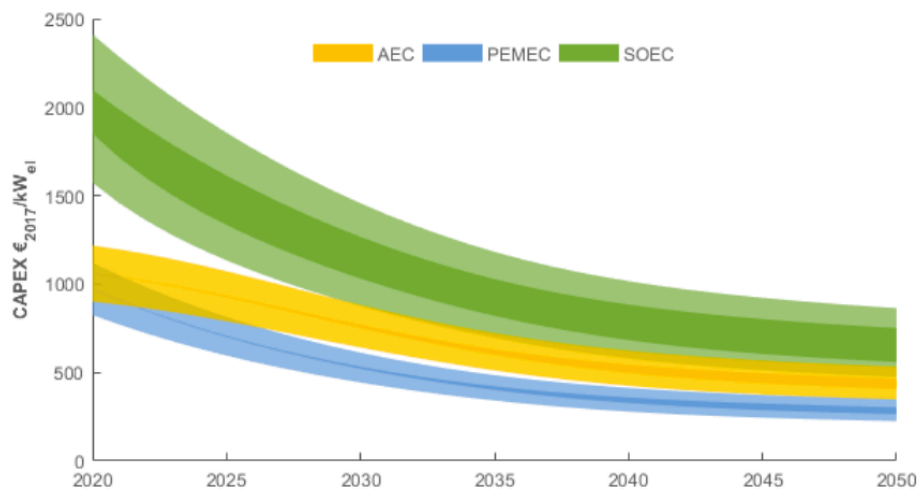
Elektrolüüserite tehnilised ja majanduslikud lähteandmed pärinevad 2015. aasta artiklist (Felgenhauer ja Hamacher, 2015), kus BMW insenerid koostasid elektrolüüsiseadmete tarnijatelt saadud andmete põhjal majandusliku analüüsi vesiniku kasutamiseks vesinikuautes. Uurimus põhines 16 tehnilisel hinnapakkumisel (11 leeliselist elektrolüüserit, 5 happelist elektrolüüserit) kokku üheksalt tootjalt (CETH2/Areva, H2Gen, Hydrotechnik, Hydrogenics, ITM Power, McPhy Energy, NEL, Next Hydrogen, PERIC ja Siemens). Olulisematest tegijatest puuduvad nimekirjast vaid Hiina tootjad ja ThyssenKrupp Uhde. Uurimus näitas, et happelise elektrolüüserite abil toodetud vesinik on enamasti kallim ja elektrolüüseri omaduste halvenemine kiirem kui leeliselistes elektrolüüserites (Felgenhauer ja Hamacher, 2015), seetõttu keskendub järgnev analüüs vaid leeliselisele elektrolüüsile. Elektrolüüserite peamised tehnilised andmed on toodud joonisel 2.1.1. Elektrolüüserid on reastatud tootmisvõimsuse alusel (A06 = 6 kg H₂/h kuni A54 = 54 kg H₂/h). 54 kg H₂/h vastab elektrolüüsivõimsusele 3,35 MW, mis on oluliselt väiksem kui antud analüüsis eeldatud süsteemi koguvõimsus (100 MW_e).



Joonis 2.1.1. Leeliseliste elektrolüüserite tehnilised andmed (Felgenhauer ja Hamacher, 2015). Arv A järel viitab elektrolüüseri võimsusele ühikutes kg H₂/tunnis, nt A31 on elektrolüüser võimsusega 31 kg H₂/tunnis.

Kuna kõik elektrolüüseri tootjad plaanivad suuremate võimsusteni jõuda paari MW võimsusega elektrolüüsiseadmete (ingl k *stack*) kokkuühendamise teel, siis võib õigustatult eeldada, et süsteemi kasutegur süsteemi suurenedes oluliselt ei muutu ning et kapitalikulud suurenevad lineaarselt koos vesiniku tootmisvõimsuse kasvuga. Elektrolüüseri kasuteguriks eluea alguses on võetud 57% LHV, mis on aritmeetiline keskmine artiklis toodud väärtustest (52-62% LHV). Kasuteguri arvutused eeldavad, et toodetud vesinik on viidud rõhule 10 bar.

Mida suuremas mahus elektrolüüsereid toodetakse, seda odavamaks seadmed muutuvad. Elektrolüüseri hinna sõltuvus mastaabisäästust on järgnevatel arvutustes arvesse võetud ning põhineb 2018. aastal avaldatud põhjalikul uurimisel, mis viidi läbi Euroopa komisjoni poolt rahastatud Store&Go projektis (Store&Go, 2018). Analüüsi kohaselt odavnevad aastatel 2020-2050 kõik elektrolüüsitehnoloogiad, kusjuures leeliseline elektrolüüs odavneb suhteliselt kõige vähem ja kõrgtemperatuurine elektrolüüs kõige rohkem.

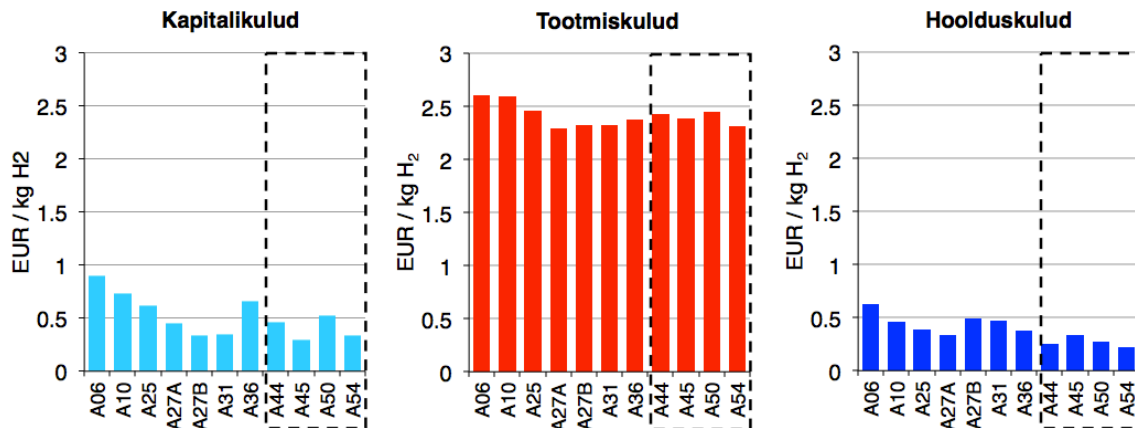


Joonis 2.1.2 Elektrolüüsiseadmete kapitalikulude hinnaprognos aastateks 2020-2050. Hinnalanguse põhjuseks on ainult mastaabisääst, st võimalikke teaduslikke läbimurdeid pole arvesse võetud. Kollane – leeliseline elektrolüüs, sinine – happeline elektrolüüs, roheline – kõrgtemperatuurine elektrolüüs. Heledamad toonid joonisel vastavad 15% määramatusele. (Store&Go, 2018).

2.2 Vesiniku tasandatud hind

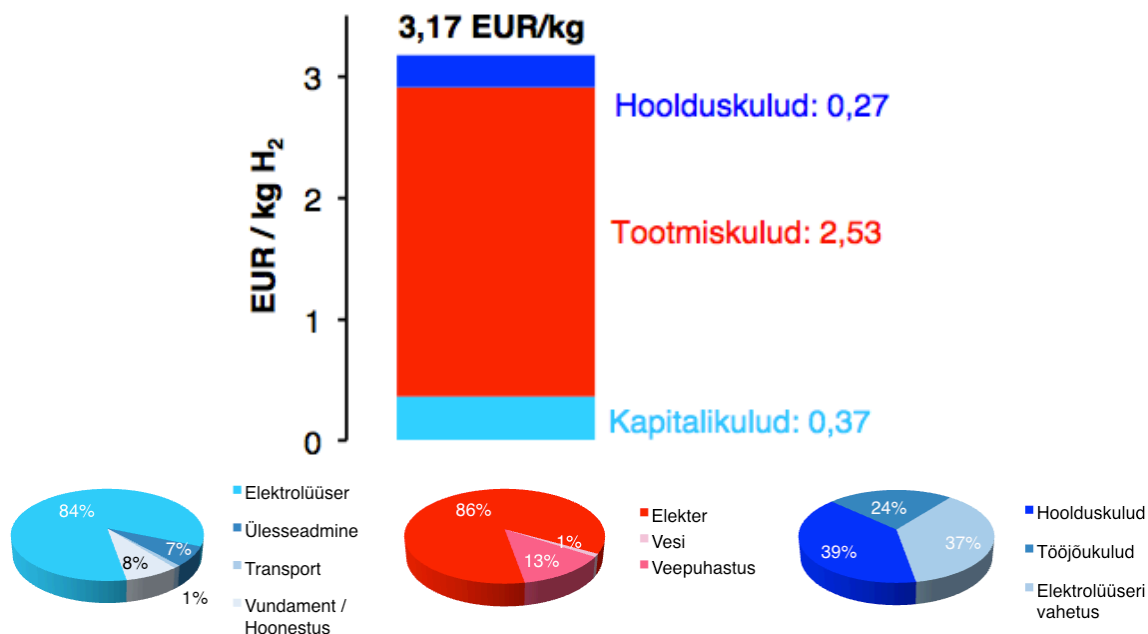
Vesiniku tasandatud hinna (ingl k *levelized cost of hydrogen, LCOH*) komponendid eri võimsusega elektrolüüsiseadmete jaoks baas-stsenaariumi korral (leeliseline elektrolüüs, 100 MW_e, ehitatud 2028, elektri hind 35 €/MWh, kasutegur 57%, 8000 töötundi aastas, investering 15 aasta peale) on toodud joonisel 2.2.1. Kõige väiksema võimsusega seadmete puhul on kapitalikulud kõrged (üle 0,5 €/kg), kuid seadmete võimsuse suurenedes jäävad kapitalikulud enamasti vahemikku 0,3 kuni 0,5 €/kg. Valdava osa vesiniku omahinnast moodustavad tootmiskulud, st elektrikulu ja veekulu. Tootmiskulud sõltuvad peamiselt elektri hinnast (mis on fikseeritud 35 €/MWh) ja süsteemi kasutegurist (esialgne kasutegur on fikseeritud 57% juurde, kuid kasuteguri muutumine ajas on iga süsteemi jaoks erinev, vt. joonis 2.1.1). Tootmiskulud jäävad baas-stsenaariumi korral vahemikku 2,3 kuni 2,6 €/kg. Hoolduskulud (elektrolüüseri

perioodiline vahetus, tööjõukulud, jt) jäävad enamasti alla 0,5 €/kg. Mida suuremad on seadmed, seda väiksemad on hoolduskulud iga kg H₂ kohta.



Joonis 2.2.1. Vesiniku tasandatud hinna komponendid erineva tootmisvõimsusega seadmete jaoks baas-stsenaariumis ära toodud lähte-eelduste korral. Arv A järel viitab elektrolüüseri võimsusele ühikutes kg H₂/tunnis, nt A31 on elektrolüüser võimsusega 31 kg H₂/tunnis. Neli suurima võimsusega seadet on ümbritsetud katkendliku joonega.

Selleks, et saada vesiniku hinnast ülevaatlikumat pilti suurema võimsusega elektrolüüserite korral, on järgnevatel joonistel vesiniku hinna arvutamiseks kasutatud ainult nelja suurima võimsusega elektrolüüseri andmeid (A44, A45, A50 ja A54), joonisel 2.2.1 ümbritsetud katkendliku joonega. Vesiniku omahind baas-stsenaariumis suure võimsusega elektrolüüserite korral on kokkuvõtvalt ära toodud joonisel 2.2.2.

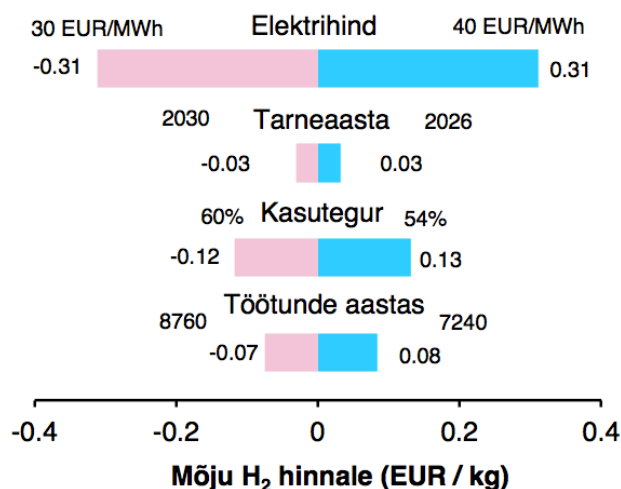


Joonis 2.2.2. Vesiniku tasandatud hind ja selle komponendid baas-stsenaariumi korral suure võimsusega elektrolüüsiseadmetes (A44-A54).

Kapitalikulud, tootmiskulud ja hoolduskulud saab omakorda jagada alamkomponentideks. Kapitalikuludest moodustab üle 80% elektrolüüseri soetamise kulu. Seadme ülesseadmise, kohaletoimetamise ja elektrolüüsijaama asukoha ettevalmistustöödega seotud kulud on suhtelises plaanis vähemolulised. Tootmiskuludest moodustab üle 85% elekter, ülejäänud kulud on seotud vee ja selle puhastamisega. On oluline lisada, et siinses analüüsis on vee puhastuskulude hindamisel kasutatud Enapteri hinnangut (Enapter, 2020), mis on teiste hinnangutega võrreldes pigem konservatiivne. Seega on veepuhastusele kuluvat summat käesolevas analüüsis pigem ülehinnatud: täpsem veepuhastuskulude hindamine vajab täiendavaid uuringuid ja sõltub jaama asukohas saadaval oleva vee kvaliteedist. Hoolduskulud on jaotunud peaaegu võrdselt kolme komponendi vahel: elektrolüüseri (*stacki*) vahetusega seotud kulud, tööjõukulud ja teiste seadmete (pumbad, elektriseadmed, kompressor jne) hoolduskulud.

2.3 Vesiniku hinda mõjutavad tegurid

Vesiniku hind sõltub paljudest teguritest. Käesolevas analüüsis vaadeldi lähemalt nelja tegurit: 1) elektrihind, 2) elektrolüüseri tarneaasta, 3) seadme esialgne kasutegur ja 4) elektrolüüseri töötundide arv aastas (koormusfaktor).



Joonis 2.3.1. Vesiniku hinda mõjutavad tegurid nn tornaado-graafikul. Mõju vesiniku hinnale põhineb arvutustel, kus baas-stsenaariumis välja toodud tegurite väärtust on ühekaupa ning joonisel näidatud vahemikes muudetud.

57-protsendiline protsessi kasutegur tähendab, et ühe kilogrammi vesiniku tootmiseks läheb vaja 58,5 kWh elektrienergiat. Vananedes elektrolüüseri kasutegur langeb (vt joonis 2.1.1) ning seetõttu võib elektrolüüseri eluea lõpul sama koguse vesiniku tootmiseks vaja minna 60 kuni 70 kWh elektrit. Elektri hind ja elektrolüüseri kasutegur üheskoos määravad ära, kui suur on vesiniku tootmise elektrikulu, mis omakorda moodustab valdava osa vesiniku tootmiskuludest (joonis 2.2.2). Baas-stsenaariumis on elektrikulu osa vesiniku hinnast 2,18 €/kg. Kui elektri hind tõuseb baas-stsenaariumi 35 €/MWh-lt 40 €/MWh-ni, siis kaasneb sellega vesiniku tasandatud hinna tõus 0,31 €/kg võrra. Elektrikulu ja elektri hinna vaheline seos on lineaarne: elektri hinna vähenemine 5 €/MWh võrra 30 €/MWh-ni alandab vesiniku tootmishinna vähenemist samuti 0,31 EUR/kg võrra. Kui elektrolüüsi oleks võimalik läbi viia tasuta elektri, kuid sama koormusfaktoriga, oleks vesiniku hinnaks 0,99 €/kg.

Mida kõrgem on protsessi kasutegur, seda rohkem vesinikku saab ühe ühiku elektrienergia abil toota. Elektrolüüsi kasutegur ja muutumine ajas on lisaks kapitalikuludele kindlasti kõige olulisem parameeter, mida erinevaid elektrolüüsereid ja erinevaid tarnijaid võrreldes lähemalt analüüsida. Isegi väikestel erinevustel protsessi kasuteguris on vesiniku omahinnale märkimisväärne mõju: kui kasutegur suureneks baas-stsenaariumi 57 protsendilt 60 protsendini, annaks see hinnavõidu 0,12 €/kg, samas kui kasutegur 54% lisaks vesiniku omahinnale 0,13 €/kg.

Elektrolüüsiseadmete tootmismahud kasvavad järgmistel aastatel jõudsalt. See tähendab, et iga aastaga vähenevad seadmete soetamiseks vajalikud kapitalikulud. Kui elektrolüüsijaam soetada aastal 2030, mitte aastal 2028, oleks kapitalikulud 0,03 €/kg võrra madalamad. Jaama ostmisel aastal 2026 tuleks arvestada 0,03 €/kg võrra kõrgemate kapitalikuludega kui baas-stsenaariumis (0,37 €/kg). Jaama ehitusaastal on seega vesiniku hinnale pigem marginaalne mõju: elektrolüüseri-ostu edasilükkamine tulevikus soodsama hinna saamise eesmärgil ei anna suurt rahalist võitu (joonis 2.3.1).

Mida suurem on elektrolüüseri koormusfaktor (iga-aastaste töötundide arv), seda madalamad on kapitalikulud arvestatuna kg toodetud vesiniku kohta). Kui elektrolüüser tootab 100% (8760 tundi aastas), langeb H₂ tasandatud hind 0,07 €/kg võrra 3,10 €/kg-ni. Kui elektrolüüser töötab aastas vaid 7240 tundi, tõuseb hind 0,08 €/kg võrra baas-stsenaariumi hinnaga võrreldes. Kõrgete koormusfaktorite korral ei ole vesiniku hind koormusfaktori täpse väärtuse suhtes väga tundlik, samas kui madalate koormusfaktorite korral (alla 40%) tõuseb vesiniku omahind koormusfaktori väärtuse vähenemisel eksponentsiaalselt. Võrreldes juhitamatute energiaallikatega (tuul, päike), on tuumaelektri abil toodetud vesiniku hind kõrge koormusfaktori tõttu stabiilne ja hästi ette ennustatav.

Fermi Energia soovil on vesiniku tasandatud hinda hinnatud ka alternatiivse stsenaariumi korral, kus jaam töötab 3500 tundi aastas ning elektrihind on madalam (25 €/MWh). Sellisel juhul on vesiniku omahinnaks 2,60 €/kg, millest kapitalikulud moodustavad 36% (0,94 €/kg), tootmiskulud 53% (1,38 €/kg) ja hoolduskulud 11% (0,28 €/kg). Võrreldes baas-stsenaariumiga on kapitalikulud kõrgemad, kuid tootmiskulud madalama elektrihinna tõttu madalamad. Kuna elektrihinna mõju vesiniku hinnale on suurem kui kapitalikulude mõju, siis on kokkuvõttes vesiniku tasandatud hind alternatiivse stsenaariumi korral ligi 0,6 €/kg võrra odavam.

2.4 Konkurentsivõimelisus

Fossiilkütustest toodetud vesiniku omahind on Euroopas umbes 2 €/kg, USA-s ja Lähis-Idas umbes 1 €/kg. Ilma täiendavate CO₂ maksudeta ei ole elektrolüüsi teel toodetud vesinik seega aurreformimise teel toodetud vesinikuga konkurentsivõimeline. Selleks, et tõsta Euroopas toodetud halli (st fossiilkütustest toodetud) vesiniku hind samale tasemele baas-stsenaariumis toodetud roheline (st CO₂ emissioonideta) vesinikuga, peaksid CO₂ maksud olema suurusjärgus 135 €/tonn. Arvutustes on arvesse võetud ainult otseseid H₂ tootmisega seotud emissioone (ligikaudu 9 kg CO₂ekv / kg H₂) (NREL, 2001). Kaudseid emissioone (jaama ehitusega seotud emissioonid, maagaasi-lekked jms, kokku umbes 3 CO₂ekv / kg H₂) ei ole arvestatud. Rohevesiniku konkurentsivõimelisuse tagamiseks peaks USA-st ja Lähis-Idast imporditud hallile vesinikule rakenduma CO₂ impordimaksud suurusjärgus 250 eurot iga tonni CO₂ kohta. Viimases arvutuses on eeldatud, et vesiniku mandritevahelise transpordi kulud on tühised – reaalsuses need seda kindlasti ei ole (vt peatükk 2.5), mistõttu on 250 €/tonn pigem vajaliku CO₂ impordimaksu ülempiir. Nii 135 €/tonn kui 250 €/tonn on kõrged

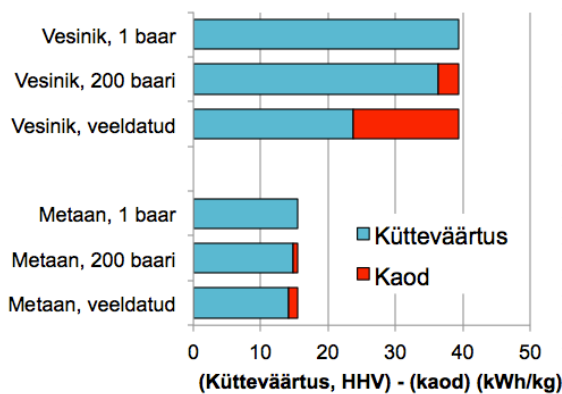
CO₂ maksud, mille realiseerumine ei ole lähitulevikus tõenäoline. Euroopa emissiooniturul kaubeldavate CO₂ kvootide hind on täna 25-30 €/tonn. Elektrolüüsi teel toodetud vesiniku kasutuselevõtule aitaksid kaasa EL-i või riiklikul tasemel kehtestatud kohustuslikud tootmismäärad (sarnaselt biokütuste mootorikütustele lisamise nõudele).

Tuumaenergia abil toodetud vesiniku suureks eeliseks tuule- või päikeseenergia abil toodetud vesiniku ees on tootmismahutade ennustatavus ja tarnekindlus – tuumaenergiast toodetud vesinik sobib kõige paremini rakendusteks, kus on oluline, et vesiniku tootmise võimsus ei varieeru ilmastikuoludest tingituna tundide või päevade jooksul väga suurtes vahemikes. Sellisteks rakendusteks on näiteks suurem osa keemiatööstuse protsesse, sh sünteetiliste vedelkütuste, metanooli ja ammoniaagi tootmisprotsessid. Kemikaalide tootmisprotsessid on kapitalimahukad pidevprotsessid, kus ühtse tootmistsükli ja madala omahinna saavutamiseks tuleb tagada pidev toormesisendi (sh vesiniku) voog.

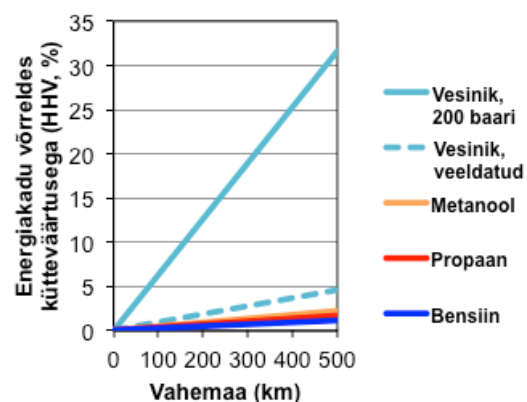
Tuumaenergia kasutamine elektrolüüsiprotsesside käitamiseks aitab tagada tarnekindlust valdkondades nagu transport (eriti lennundus, laevandus, raskeveondus) ja tööstustooted (keemiatooted, tsement, metallid, klaas).

2.5 Vesiniku salvestamine ja transport

Vesiniku kokkusurumine, veeldamine ja transport äärmiselt energiamahukad protsessid (joonis 2.5.1). Ühe kilogrammi vesiniku energiasisaldus on 39,4 kWh (HHV). Selleks, et tõsta rõhk 200 baarini, tuleb kulutada energia, mis vastab umbes 8 protsendile vesiniku kütteväärtusest ehk 3,2 kWh/kg. Vesiniku veeldamine on energeetiliselt veelgi kulukam – veeldamiseks vajalik energiakogus vastab 40 protsendile vesiniku kütteväärtusest (15,8 kWh/kg). Tavapärased kütused (metaan, propaan, jne) on märksa kergemini kokkusurutavad: energiakaod, mis on seotud metaani viimisega 200 baarini vastavad umbes 4 protsendile metaani kütteväärtusest ning veeldamisega seotud kaod moodustavad kõigest 8% kütteväärtusest (Bossel jt, 2003). Vesiniku transportimisega seotud suhtelised energiakaod (st energiakadude ja kütuse kütteväärtuse suhe) on teiste kütustega võrreldes väga kõrged (joonis 2.5.2). Eelneva taustal on mõistetav, miks valdav osa tööstuslikult toodetud vesinikust kasutatakse ära sama jaama territooriumil, kus see toodeti.



Joonis 2.5.1. Vesiniku ja metaani kokkusurumise ja veeldamisega seotud energiakaod. (Bossel jt, 2003)



Joonis 2.5.2. Vesiniku maanteetranspordiga seotud kaod suhtena kütteväärtusesse ja võrrelduna teiste kütustega. (Bossel jt, 2003).

Vesiniku salvestamine on kulukas ja seda kahel põhjusel. Esiteks juba mainitud põhjusel, et vesiniku kokkusurumine (eriti aga veeldamine ning veeldatud olekus -259°C juures hoidmine) on suure energiakuluga protsessid. Teiseks põhjuseks on vesiniku tule- ja plahvatusohtlikkus, mille tõttu kehtivad vesinikuhoidlatele (nagu ka teistele tuleohtlike ainete, nt vedelgaasi ja bensiinihoidlatele) ranged ohutusnõuded. Vesinikuhoidlat ümbritseva ohutusala nõuded on riigiti väga erinevad (IAEA, 2013, lk 254-264). Enamasti suureneb ohutusala raadius salvestatava vesiniku hulga (raadius $\sim \sqrt[3]{\text{vesiniku mass}}$), st kui hoiustatava vesiniku mass suureneb 8 korda, peab ohutusala raadius suurenema 2 korda). Ohutusraadius võib olla väiksem, kui vesinikuhoidla on teistest hoonetest müüri või muldvalli abil eraldatud või kui tuumareaktor paikneb maa all (IAEA, 2013, lk 254-264). USA-s soovitatakse vesinikutrasside ehitamisel kasutada koaksiaalset lahendust: vesinik voolab sisemises torus, mida ümbritsev välimine toru on täidetud inertgaasiga, tavaliselt lämmastikuga (IAEA, 2013, lk 264).

Täna on suurimateks H_2 tarbijateks ammoniaagi- ja väetisetööstus, metanooli ning kütuste rafineerimise tehased. Tulevikus võib vesinik fossiilkütuste asemel saada oluliseks tooraineks metalli-, klaasi- ja tsemenditööstuses. Ka paljud biomassi väärimise protsessid (nt CO_2 metaniseerimine) kasutavad suurtes kogustes vesinikku. Kuna vesiniku kokkusurumine, transport ja salvestamine on energeetiliselt ebaefektiivsed ja seega kulukad protsessid, siis võib kohalikul vesinikul olla imporditud vesinikuga võrreldes teatud juhtudel konkurentsieelis. Täpsem analüüs eeldaks Eesti tänaste ja perspektiivsete vesinikutarbijate kaardistamist, samuti kohaliku vesiniku konkurentsivõime hindamist võrreldes Lähis-Idas kliimasõbralikult toodetud ja Euroopasse transporditud vesinikukandjatega (nt NH_3). Tuumaenergiast toodetud roheline ammoniaagi tehnilis-majanduslik analüüs on ära toodud raporti järgmises osas.

3. Ammoniaagi tootmine tuumaenergia abil

3.1 Miks ammoniaak?

Ammoniaak (NH_3) on väga hea vesinikukandja (ARPA-E, 2016). Ammoniaaki on kerge veeldada ning vedel ammoniaak sisaldab oluliselt rohkem vesinikku (118 kg vesinikku 1 kuupmeetri kohta) kui veeldatud vesinik (71 kg vesinikku 1 kuupmeetri kohta). Ammoniaagi suuremahuliseks transportimiseks ja ladustamiseks on taristu juba olemas: 120 sadamat, sh Sillamäe sadam ja 170 tankerlaeva käitlevad seda regulaarselt (Ammonfuel, 2020, lk 5, 30).



Joonis 3.1.1. Ammoniaaki käitlevad sadamad Põhja-Euroopas.

Ammoniaak on tugev tulevikukütuse kandidaat merenduses: NH_3 on süsiniku-vaba, kuid kõrgema energiasisaldusega kui vesinik, ent samas mitte nii kallis kui bio- või sünteetilised kütused (viimased leiavad eeldatavasti lähitulevikus kasutust veonduses ja lennunduses, mis on suutelised kütuse eest kõrgemat hinda maksma). Laevade eluiga on pikk (suurusjärgus 25 aastat), seetõttu on oluline ka see, et NH_3 kasutavad laevamootorid saavad kütusena kasutada ka teisi, tavapärasemaid kütuseid, võimaldades laevandusele sujuvat üleminekut fossiilkütustelt kliimasõbralikele kütustele. Ammoniaaki kasutavad laevamootorid on arendamisel ja esimesed sellised mootorid peaksid jõudma turule 2024. aasta lõpuks (Ammonfuel, 2020, lk 51). Kliimasõbraliku ammoniaagil on suur turupotentsiaal: ainuüksi selleks, et asendada 30% laevakütustest NH_3 -ga, on vaja 150 miljonit tonni CO_2 -vaba ammoniaaki aastas, mille tootmiseks kulub umbes 150 TWh jagu CO_2 -vaba elektrit. Täna toodetakse maailmas 180 miljonit tonni NH_3 , peamiselt maagaasist ja kivisöest (Ammonfuel, 2020, lk 5). Fossiilkütustest toodetud ammoniaagi CO_2 jalajälg on suur: maagaasist pärineva NH_3 korral tavaliselt 2 tonni CO_2 iga tonni NH_3 kohta, kivisöest toodetud NH_3 korral isegi 3 tonni CO_2 iga tonni NH_3 kohta.

(Ammonfuel, 2020, lk 15). Tüüpiliste ammoniaagitehaste tootmisvõimsused jäävad vahemikku 1000 kuni 2400 tonni NH_3 päevas. Ammoniaak on mürgine, kuid seda osatakse käidelda väga suurtes mahtudes.

25-MW_e võimsusega ammoniaagitehase päevane tootmiskaht on (100% koormusfaktori juures) 58 tonni ammoniaaki, 100 MW_e tehase korral 234 tonni NH_3 . Tüüpiline NH_3 tanker (*fully refrigerated ammonia carrier*) mahutab 20 000 tonni (30 000 m³) ammoniaaki, tüüpiline raudteevagun 50 kuni 67 tonni ammoniaaki (75-100 m³). 25 MW_e võimsusega jaam suudab ööpäevas toota seega orienteeruvalt ühe raudteevaguni jagu NH_3 .

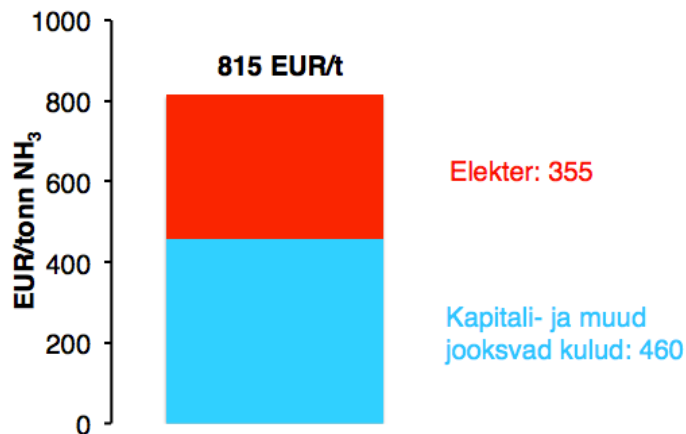
3.2 Lähte-eeldused

Peatükis 3.3 kirjeldatud majanduslikud arvutused põhinevad järgmistel lähte-eeldustel:

1) vesiniku tootmiseks kasutatakse leeliselist elektrolüüsi, 2) lämmastiku tootmiseks kasutatakse krüogeenset õhu fraktsioneerimist, mille käitamiseks kasutatakse elektrit, 3) ammoniaagi tootmine viiakse läbi tavapärasel Haber-Boschi reaktoris, 4) NH_3 tootmise energiakulu on 10,5 MWh/t NH_3 , 5) elektri hind tuumajaamast on 35 €/MWh, 6) protsessi koormusfaktor on 85% (7150 tundi aastas), 7) jaama tootmisvõimsus vastab elektrilisele võimsusele 100 MW_e. Arvutuste aluseks on 2020. aastal avaldatud Ammonfueli raport, mis omakorda põhineb antud valdkonna turuliidri, ettevõtte Haldor Topsoe hinnangutel (Ammonfuel, 2020).

3.3 Ammoniaagi omahind

Ammoniaagi hind eelmises peatükis kirjeldatud baas-stenaariumi korral on 815 €/t (vt joonis 3.3.1).



Joonis 3.3.1 Ammoniaagi omahind baas-stenaariumi korral.

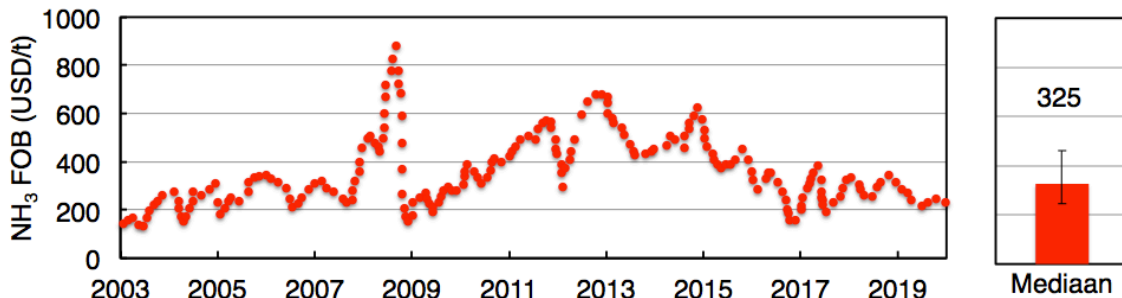
Kapitalikulud sõltuvad tugevalt NH_3 tehase suuruselt: ammoniaagi sünteesi ahela, eriti aga krüogeensete õhueraldusseadmetega seotud kapitalikulud skaleeruvad halvasti allapoole, st väga suurte tootmisvõimsustega seadmete maksumus on tihti vaid veidi kõrgem väikeste tootmisvõimsustega seadmete hinnast. Kui 100 MW_e jaama puhul on kapitalikulude (ja hoolduskulude) panus NH_3 omahinda umbes 460 € tonni kohta, siis 1 GW_e võimsusega jaama puhul oleks samade kulude osakaal vaid 190 € tonni kohta.

Ammoniaagi tootmist on seega mõttekas läbi viia võimalikult suurtes mahtudes. Elektrihinna 35 €/MWh korral on elektrikulu panus NH₃ omahinda umbes 355 €/tonni kohta (leeliselise elektrolüüsi efektiivsuseks on analüüsis võetud 10,5 MWh/tonni kohta). Elektrihinna mõju NH₃ omahinnale on lineaarne: 5 €/MWh võrra kõrgem/madalam elektrihind tõstab/langetab NH₃ hinda 51 €/tonni võrra.

Ühe tonni NH₃ tootmiseks on vaja 177 kilogrammi vesinikku. Eeldusel, et vesinik toodetakse peatükis 2.1 kirjeldatud viisil, on 177 kg H₂ tootmise tasandatud hind 561 € ehk umbes 70% NH₃ omahinnast. Vesiniku hind moodustab seega valdava osa rohelise ammoniaagi hinnast: N₂ tootmise ja Haber-Boschi ahelaga seotud kulud moodustavad 100 MW_e tootmismahu juures umbes 30% NH₃ omahinnast. Suuremahulise tootmise korral (1 GW_e) on vesiniku ammoniaagiks muundamisega seotud kapitali- ja elektrikulud praktiliselt olematud võrreldes elektrolüüserite kapitali- ja elektrikuludega: sellisel juhul on ammoniaagi omahind peaaegu võrdne selle tootmiseks vajaliku vesiniku omahinnaga.

3.4 Konkurentsivõimelisus

Fossiilkütustest toodetud ammoniaagi hind on üsna volatiilne (joonis 3.4.1). Hetkel valitseb NH₃ turul ülepakkumine: rajatud tootmisvõimsuste kogumaht on umbes kolmandiku võrra (60 milj tonni) suurem kui aastane summaarne toodang (180 milj tonni) (Ammonfuel, 2020, lk 5).



Joonis 3.4.1 Ammoniaagi hind aastatel 2003-2019 (FOB, Lähis-Ida). Paremal joonisel on ära toodud ammoniaagi mediaanhind ja kvartiilväärtused (25%, 75%) samal perioodil. Allikas: Fertilizer Week.

Elektrolüüsi teel saadud vesinikust ja õhulämmastikust toodetud rohelise ammoniaagi hind (baas-stsenaariumis 815 €/t) on ammoniaagi tänasest turuhinnast mitu korda kõrgem. Roheline ammoniaak ei ole seega täna turul ilma täiendavate toetusteta konkurentsivõimeline. Suurt hinnavahet arvestades ei piisa rohelise ammoniaagi konkurentsivõime tõstmiseks ainuüksi CO₂ maksudest: arvestades, et tonni NH₃ tootmisel fossiilkütustest tekib 2 kuni 3 tonni CO₂, peaksid fossiilse ja rohelise ammoniaagi hinna võrdsustamiseks kehtima CO₂ emiteerimise tasud suurusjärgus 180 kuni 270 €/t CO₂. Need on tänastes tingimustes ebarealistlikult kõrged maksumäärad.

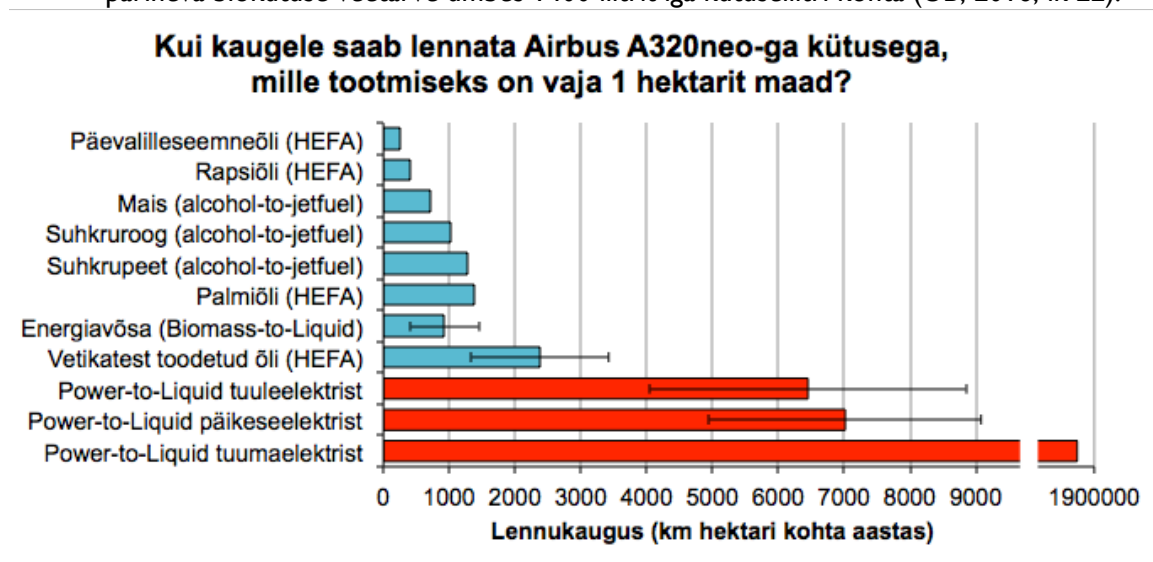
Suure tõenäosusega alustatakse kliimasõbraliku NH₃ tootmist esimesena juba tänaste ammoniaagitehaste vahetus läheduses. Selline nn hübriidne lähenemine võimaldab kasutada NH₃ tootmiseks juba olemasolevat taristut (reformerit, Haber-Boschi ahelat) ega vaja peale elektrolüüserite soetamise suuri täiendavaid investeeringuid. Eriti oluline on, et sellises stsenaariumis ei ole vaja soetada kalleid krüogeenseid õhu fraktsioneerimise seadmeid. Roheline ja fossiilne NH₃ ei oleks jaamas füüsiliselt eraldatud: ammoniaagitootja saaks vastavalt kasutatud elektrolüüsivõimsusele müüa osa

toodetud ammoniaagist rohelise, ülejäänu aga tavalise ammoniaagina. Hinnanguliselt võib kuni 10% tüüpilise ammoniaagitehase tootmisvõimsusest muuta elektrolüüserite abil “rohelineks” ilma tehase tootmisprotsesse oluliselt muutmata. Sellisel viisil toodetud roheline ammoniaak vajab fossiilse ammoniaagiga konkurentsipüsimeks CO₂ makse suurusjärgus 50 €/t ja elektrihiinda suurusjärgus 20 kuni 25 €/MWh (Ammonfuel, 2020, lk 23).

4. Lennukikütuse tootmine tuumaenergia abil

4.1 Miks lennukikütus?

Madala CO₂ jalajäljega vedelkütuste tootmiseks on välja töötatud mitmeid erinevaid meetodeid. Üheks võimaluseks on kütuste tootmine bioetanoolist, mis on omakorda toodetud maisist, suhkruroost või suhkrupeedist. Samuti võib kütuseid sünteesida toiduainetööstuse jääkproduktidest (näiteks kasutatud toiduõlist või loomsetest rasvadest) või taimsetest õlidest (näiteks palmiõlist, päevalilleseemneõlist või rapsiõlist) hüdrogeenimise või esterifikatsiooni teel. Biokütuste laialdasemat kasutuselevõttu piiravad kolm faktorit. Esiteks tooraine kättesaadavus ja hind, mis on tingitud konkurentsist toiduainetööstusega. Teiseks kütuste madal energiasisaldus, mõõdetuna 1 hektari vajaliku põllumaa kohta (joonis 4.1.1). Näiteks ühelt hektarilt rapsipõllult saadavast õlist toodetud biokütusega saaks Airbus A320neo (täna üks kütusesäästlikemaid lennukimudeleid) lennata ainult 400 km, suhkrupeedist toodetud kütusega 1300 km ja energiavõsast toodetud kütusega vahemikus 400 kuni 530 km (UB, 2016, lk 23). Kolmandaks on biokütuste tootmisel kitsaskohaks nende veemahukus: 1 liitri päevalilleseemneõlil põhineva diislikütuse tootmiseks läheb vaja enam kui 150 000 liitrit magevett, rapsiõlist toodetud kütuse veetarve on umbes 6000 liitrit, suhkrupeedist pärineva biokütuse veetarve umbes 1400 liitrit iga kütuseliitri kohta (UB, 2016, lk 22).



Joonis 4.1.1 Erinevate kliimasõbralike vedelkütuste tootmise tehnoloogiate võrdlus vajaliku põllu- või muu maa kasutuse seisukohast. Andmed, v.a. Power-to-Liquid tuumaelektrist: (UB, 2016, lk 23). Tuumaelektri arvutustes on eeldatud, et 600 MW tuumajaam võtab enda alla 14 ha (Idaho National Lab, 2020) ja kütusetehas umbes 6 ha maad. HEFA = hydroprocessed esters and fatty acids.

Biokütuste kõrval on huvitavaks alternatiiviks CO₂-st, veest ja elektrist toodetud kütused. Sellisel viisil toodetud vedelkütustel on palju nimesid: elektrokütused (ingl k *electrofuels*), vedel elekter (ingl k *liquid electricity*), sinine nafta (ingl k *blue crude*), power-to-liquid (PtL) kütused, power-to-x (PtX) jne. Tehnoloogia elektrokütuse tootmiseks on olemas ja selle eri etapid on tööstuslikult väga suurtes mastaapides ennast tõestanud. Biokütustega võrreldes on elektrokütustel rida olulisi eeliseid: 1) väga kõrge energiatihedus, mõõdetuna energiasisaldusena vajaliku põllu- või muu maa pindala kohta

(joonis 4.1.1); 2) madal veemahukus (vesiniku ja kütuste süntees vajab kokku 1 kuni 3 liitrit puhast vett iga toodetud kütuseliitri kohta, st tuhandeid kordi vähem kui biokütused), 3) väga väike CO₂ jalajälg (Tabel 4.1.1).

Tabel 4.1.1 Erinevate vedelkütuste tootmise tehnoloogiate võrdlus kasvuhoonegaaside heitmete seisukohast. Emissioonid on arvutatud well-to-wake põhimõttel ja eeldusel, et lähteained muundatakse lennukikütuseks. (UB, 2016, lk 24)

Lähteaine / Tehnoloogia	Kasvuhoonegaaside heitmed (gCO ₂ -ekv/MJ _{kütus})
Toornafta	87,5
Õliliivad	103,4
Maagaas	101,0
Kivisüsi	194,8
Hein (Biomass-to-Liquid)	17,7
Palmiõli (HEFA)	30,1
Rapsiõli (HEFA)	54,9
Vetikatest toodetud õli (HEFA)	50,7
Power-to-Liquid tuuleenergiast	~ 1
Power-to-Liquid tuuleenergiast*	11 - 28

* Koos tuulikute ja kütusetehtase ehitusega.

Power-to-Liquid protsess koosneb viiest sammust (joonis 4.1.2). Esimeseks sammuks on elektritootmine. Selleks, et toodetav kütus oleks kliimasõbralik, peab protsessis kasutatav elekter pärinema madala CO₂ jalajäljega allikast (nt tuumajaamast). Protsessi teiseks etapiks on saadud elektri kasutamine vesiniku tootmiseks elektrolüüseris. Kolmandaks sammuks on protsessi varustamine CO₂-ga. Kasutatav CO₂ peab olema väga puhas, vastasel juhul tuleb seda enne järgmist etappi täiendavalt puhastada. Saadud H₂ ja puhastatud CO₂ reageerivad sünteesireaktoris. Sünteesi on võimalik läbi viia kahe konkureeriva tehnoloogia abil. Esimesel juhul toodetakse gaasisegust kõigepealt metanool (CH₃OH) ja pannakse see katalüütiliselt edasi reageerima, kuni tekivad piisavalt pika süsivesinik-ahelaga molekulid, st vedelkütus. Teisel juhul muundatakse H₂ ja CO₂ segu sünteesigaasiks (CO ja H₂), mis seejärel Fischer-Tropschi (FT) reaktoris suunatakse. FT reaktoris muundatakse gaasisegu taas pikemateks süsivesinik-ahelateks.



Joonis 4.1.2 Power-to-Liquid protsessi põhimõtteline skeem. Protsessi etappide all on välja toodud mõned võimalikud tehnoloogilised alternatiivid (madal- vs kõrgtemperatuurne elektrolüüs, CO₂ allikas, kütuste süntees läbi metanooli protsessi või Fischer-Tropschi sünteesi).

Metanooli ja FT protsesside kasutegurid on üsna sarnased. Mõlema tehnoloogia peamiseks puuduseks on, et sünteesisaadus on alati paljude eri pikkusega süsivesinik-ahelate segu, sisaldades metaani, etaani, propaani, lennukikütust, bensiini, diisli, aga ka õlisid ja tahkeid vahasid. Sellest tulenevalt on Power-to-Liquid protsessi viimaseks sammuks toodetud segu järeltöötlus, mille eesmärgiks on suurendada soovitatavate saaduste (nt bensiin, diisel, lennukikütus) osakaalu. Järeltöötluses kasutatakse tihti täiendavaid koguseid vesinikku, nt hüdrokrakkimise protsessis.

Elektrokütused on atraktiivseks lahenduseks sellistes valdkondades nagu rasketransport, laevandus ja lennundus, kus kütuse energiatihedus (energiasisaldus ruumala või massi kohta) on määrava tähtsusega ning mida on akude madala energiatiheduse tõttu raske elektrifitseerida. Eriti helge näib elektrokütuste tulevik olevat lennunduses, kus nn *drop-in* kütused (kütused, mis ei eelda muutusi lennukimootorite ehituses) on huvitavad kahel lisapõhjusel. Esiteks on lennundus äärmiselt rangelt standardiseeritud sektor, mis teeb suurte muutuste (nt lennukite üleviimise vesinikule või elektrile) kiire rakendamise keeruliseks. Teiseks on lennukimudelite arendamine aeganõudev protsess ning samad mudelid võivad tootmises püsida 50+ aastat (UB, 2016, lk 7). Näiteks Boeing 747 on tootmises alates 1968. aastast ning mõned neist on lennanud üle 47 aasta (The Register, 2017).

4.2 Lähte-eeldused

Peatükis 4.3 kirjeldatud majanduslikud arvutused põhinevad järgmistel lähte-eeldustel: 1) vesiniku tootmiseks kasutatakse leeliselist elektrolüüsi, 2) CO₂ pärineb punktallikast (tehas, elektrijaam), 3) CO₂ ei vaja täiendavat puhastamist, 4) vedelkütuste tootmiseks kasutatakse Fischer-Tropschi tehnoloogiat, mis on optimeeritud võimalikult kõrge lennukikütuse saagise saamiseks (50%), 5) kütusetehase elektrolüüsivõimsuseks on 100 MW_e, mis 8000 iga-aastase töötunni juures vastab tootmisvõimsusele ~36 600 tonni lennukikütust aastas, 6) elektri hind tuumajaamast on 35 €/MWh, 7) kütuste sünteesireaktsioon on kirjeldatav kui $12 \text{ H}_2\text{O} + 11 \text{ CO}_2 + \text{elekter} = \text{C}_{11}\text{H}_{24} + 17 \text{ O}_2$ (st kütuste segu asemel on vesinikutarbe arvutamisel lähtutud undekaanist C₁₁H₂₄ kui keskmise pikkusega süsivesinikahelaga molekulist), 8) investeeringu tagasimakse 15 aasta jooksul, intress 0%. Arvutuste aluseks on kaks 2016. aastal Saksamaal avaldatud raportit: Saksa keskkonnaameti (UB, 2016) ning energeetikale spetsialiseerunud konsultatsiooni-firma Ludwig Bölkow Systemtechnik poolt (LBS, 2016) koostatud analüüsid.

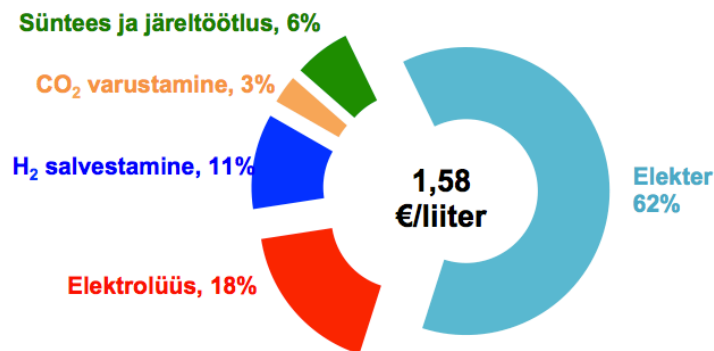
PtL jaam elektrolüüsivõimsusega 100 MW_e toodab aasta jooksul umbes 430 GWh jagu vedelkütust. Selle koguse vedelkütusega saab reisilennuk läbida umbes 14 miljonit kilomeetrit ja keskmine veoauto 131 miljonit kilomeetrit. Teisisõnu suudaks jaam iga-aastaselt varustada 14 pidevalt lendavat lennukit või 3000 veokit (WEC, 2019).

4.3 Lennukikütuse omahind

Kütuse omahind baas-stsenaariumi korral on näidatud joonisel 4.3.1. Nagu vesiniku ja ammoniaagi korral, moodustavad ka *Power-to-Liquid* kütuste korral elektrikulud märkimisväärse osa (NH₃ puhul peaaegu 2/3) toodetud kütuste omahinnast. Vesiniku tootmiseks vajalike elektrolüüserite kapitalikulud moodustavad suuruselt järgmise osa (18%) kütuse omahinnast, järgnevad vesiniku salvestamise kulud (11%) ja muud kulud (kokku 9%).

Sarnaselt biokütustele ei suuda PtL meetodil toodetud kütused täna fossiilkütustega pelgalt hinna alusel konkureerida. Baas-stsenaariumis on PtL lennukikütuse omahinnaks 1,58 €/liiter, samas kui fossiilkütustel põhineva lennukikütuse börsihind (ilma maksudeta) on täna suurusjärgus 0,7 €/liiter (IATA, 2020). Samas on PtL kütusel olulisi eelseid nii fossiilsete kui biokütustega võrreldes. Esiteks on PtL kütused väga madala CO₂ heitmega (Tabel 4.1.1). Teiseks on metanoolist või FT meetodil toodetud kütused fossiilkütustest palju puhtamad: PtL kütuste põletamisel tekib oluliselt vähem tahma ja lenduvaid osakesi ning ei teki väävlühendeid (SO_x) (Lobo jt, 2011). Fossiilse diisli või lennukikütuse

asendamine PtL kütusega aitab seega parandada õhukvaliteeti ja vähendab kütuse põletamisega seotud negatiivset tervisemõju. Eelpool toodud aspektid on jällegi eriti olulised lennundussektorile, sest autodega võrreldes on põlemisgaaside katalüütiline järeltöötlus lennukites keeruline (Morita, 2014). Samuti on näidatud, et sünteetiliste kütuste põletamisel tekkivad “jutid” lennukite järel on väiksemad ning seega väiksema kliimamõjuga (Moore, 2015).



Joonis 4.3.1 Power-to-Liquid lennukikütuse omahind baas-stsenaariumi korral.

4.4 Kütuse hinda mõjutavad tegurid

Power-to-Liquid tehnoloogia majanduslik mõttekus sõltub väga paljudest aspektidest, millest olulisemad on 1) kasutatava elektri hind, 2) CO₂ allikas (punktallikast või atmosfäärist?), 3) kütuste sünteesimise tehnoloogia (metanooli protsess või FT?), 4) maksud CO₂ heitmetele, 5) toodetud kütuse järeltöötlemineks valitud lahendus (lihtsus või mastaabisääst?). Järgnevalt on täpsemalt vaadeldud nimetatud muutujate mõju toodetava kütuse hinnale.

4.4.1 Elektrihind

Seos kütusehinna ja tasandatud elektrihinna vahel on lineaarne: elektrihinna tõus/langus 5 €/MWh võrra suurendab/alandab kütuse omahinda 0,14 € kohta liitrit. Kui baas-stsenaariumis õnnestuks elektrit toota tasandatud hinnaga 30 €/MWh, langeks kütuse omahind tasemele 1,44 €/liiter ning elektrihinna osakaal hinnas väheneks 58%-ni.

4.4.2 CO₂ allikas

Vedelkütuste tootmiseks vajalikku süsihappegaasi võib püüda punktallikast (tehasest, elektrijaamast, kaugküttejaamast, prügilast, käärimisprotsessist, vms) või atmosfäärist. Käesolevas raportis CO₂ atmosfäärist püüdmise tehnoloogiat lähemalt ei käsitleta, kuid esialgne tehno-majanduslik analüüs näitab, et tehnoloogia on kallid ja nõuab märkimisväärt kogust lisaenergiat. Põlevkivijaamadest pärinev CO₂ vajaks enne selle püüdmist ja kütuste sünteesi protsessi suunamist põhjalikku lisapuhastust: CO₂ püüdmiseks peab SO₂ sisaldus põlemisgaasides olema alla 10 ppm (soovitavalt alla 1 ppm), NO_x ja hapnikusisaldus peavad protsessi efektiivsuse tagamiseks samuti olema võimalikult madalad (Uyanga ja Idem, 2007). CO₂ atmosfäärist püüdmise protsessi

tehnö-ökonoomikat on põhjalikult kirjeldanud ettevõtte Carbon Engineering (Keith jt, 2018). CO₂ õhust püüdmine tõstaks kliimasõbraliku lennukikütuse hinda peaaegu 40% võrra ja alandaks protsessi kasutegurit 54 %-lt 43 %-ni (Tabel 4.4.2).

Tabel 4.4.2 Power-to-Liquid tehnoloogia abil vedelkütuste tootmise tehnilised parameetrid, eeldusel, et vesiniku tootmiseks kasutatakse madaltemperatuurset elektrolüüsi ja kütuste tootmiseks FT protsessi.

<i>Tehnilised andmed</i>			
CO ₂ allikas	-	CO ₂ püüdmine õhust	Punktallikast
Elekter (sisend)	MW _e	126	101
Toodetud kütus	MW _{LHV}	55	55
	t/h	4,4	4,4
	kt/a	35,6	35,6
Kasutegur	-	43%	54%
<i>Toodetava kütuse hind</i>			
Lennukikütus	€/liiter	2,16	1,58

Seega võib öelda, et nii kaua, kuni leidub punktallikaid (tehaseid, elektrijaamu, biogaasijaamu jne), mis CO₂ õhku paiskavad, ning CO₂ õhust püüdmine pole eraldi riiklikult või rahvusvaheliselt doteeritud, pole see lähenemine majanduslikult mõttekas. Kõige paremini sobivad elektrokütuste tootmiseks kontsentreeritud ja väheste lisanditega CO₂ vood, nt aurreformimise kõrvalsaadusena tekkiv CO₂, käärimisprotsessidest pärinev CO₂ (nt biogaasi või etanooli tootmisest), looduslikult maapõuest immitsev CO₂, tsemenditootmisel vabanev CO₂ jne. (UB, 2016, lk 24). Fossiilsete kütuste põletamisel tekkiva CO₂ kasutamine lähtematerjalina on kallim, sest heitgaasides sisalduvad väävel- (SO_x) ja lämmastikoksiidid (NO_x) tuleb enne sünteesireaktorisse suunamist peaaegu täielikult eemaldada (Chorkendorff jt, 2003).

4.4.3 Vedelkütuste tootmise tehnoloogia

Baas-stsenaariumis on kirjeldatud vedelkütuste tootmist FT protsessi abil, kuid sarnase koostisega kütuseid on võimalik toota ka nn metanooli tehnoloogia abil (UB, 2016, lk 13). Üldises plaanis on FT ja metanooli protsesside kasutegurid sarnased. Suurimaks kapitalikuludis mõjutavaks erinevuseks on see, et FT protsessi käivitamine on aeglane ja vajab seega suuremat H₂ puhvrit kui metanooli protsess (LBS, 2016, lk 91). Metanooli ja FT protsesside tehnilised parameetrid on kokkuvõtvalt ära toodud tabelis 4.4.3.

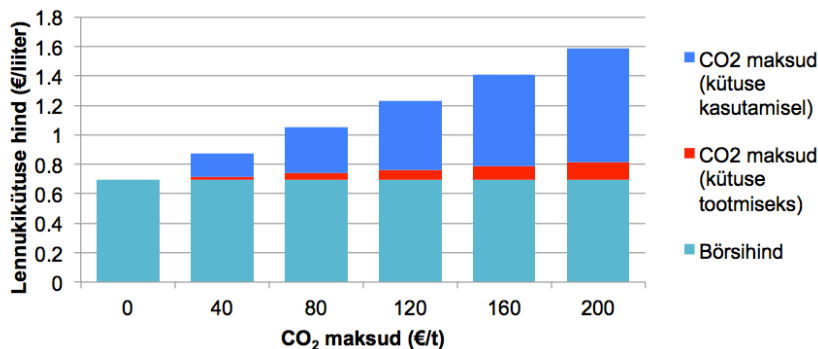
Tabel 4.4.3 FT ja metanooli tehnoloogia abil vedelkütuste tootmise tehnilised parameetrid eeldusel, et vesiniku tootmiseks kasutatakse madaltemperatuurset elektrolüüsi ja CO₂ pärineb punktallikast.

<i>Tehnilised andmed</i>			
CO ₂ allikas	-	Fischer-Tropsch	Metanool
Elekter (sisend)	MW _e	101	102
Toodetud kütus	MW _{LHV}	55	56
	t/h	4,4	4,6
	kt/a	35,6	36,6
Kasutegur	-	54%	55%
<i>Toodetava kütuse hind</i>			
Lennukikütus	€/liiter	1,58	1,42

On oluline märkida, et hetkel kehtiv ASTM standard lennukikütusele (ASTM 7566) lubab kütusele lisada kuni 50% ulatuses sünteetilist kütust, mis on toodetud FT protsessi abil. Metanooli protsessi abil toodetud lennukikütus tänase seisuga lubatud ei ole, kuid kõigi eelduste kohaselt täidab ka see kütus vajalikud tehnilised nõuded (UB, 2016, kl 15).

4.4.4 CO₂ maksud

Üheks võimaluseks PtL kütuste konkurentsivõime tõstmiseks on piisavalt kõrgete CO₂ maksude kehtestamine fossiilsetest allikatest pärinevale lennukikütusele. Siin on oluline eristada makse sellele süsihappegaasile, mis vabaneb kütuse tootmisel, ja makse sellele süsihappegaasile, mis vabaneb kütuse põletamisel. Kütuse tootmisel vabaneva CO₂ kogus on oluliselt väiksem kütuse põletamisel emitteeritav CO₂ kogusest. See tähendab muuhulgas, et kliimasõbraliku lennukikütuse konkurentsivõime tõstmiseks ei piisa sellest, kui kütusetootjad peaksid maksma CO₂ tasusid kütuse tootmisel eralduva CO₂ eest – see nõuaks ebarealistlikult kõrgeid CO₂ maksumäärasid (vt joonis 4.4.4). Maksud kütuse kasutamisel vabanevale CO₂-le on palju suurema mõjuga, kuigi ka siin on vajalikud maksumäärad suurusjärgus 200 €/t CO₂.



Joonis 4.4.4 Fossiilse lennukikütuse hind jaanuaris 2020 (IATA, 2020) ja selle sõltuvus CO₂ maksudest. Kütuse tootmisel tekkiv CO₂ emissioon on hinnanguliselt 15% kütuse põletamisel tekkivast CO₂ heitmest (Cox ja Althaus, 2019).

4.4.5 Kütuste järeltöötlus

Kütuste järeltöötlemise (rafineerimise) etapis kasutatav tehnoloogia on väga sarnane nafta rafineerimistehases kasutatavate protsessidega (destilleerimine, krakkimine, isomerisatsioon jne). Kütuste rafineerimisel on kõrge kasuteguri saavutamiseks oluline, et protsessi viiakse läbi väga suurtes mahtudes, st mahtudes, mis ületavad kordades rajatavate elektrokütuste tehaste tootmisvõimsusi. Probleemi üheks võimalikuks lahenduseks on kliimasõbralike toorkütuste transport juba täna olemasolevatesse rafineerimistehastesse ja nende töötlemine seal, kasutades mastaabisäästu eeliseid. Alternatiivseks lahenduseks on kütuste sünteesiprotsessi optimeerimine selliseks, et tahkeid saaduseid ei teki (Greyrock, 2020). Sellisel juhul on muutub rafineerimise protsess märksa lihtsamaks (ainult destilleerimine), kuid teisalt suureneb väheväärtusliku metaani ja propaani osakaal.

Ühe analüüsi kohaselt on CO₂ maksudeta stsenaariumis PtL kütuste tootmine majanduslikult mõttekas ainult siis, kui jaam ei keskendu ainult diisli või lennukikütuse tootmisele, vaid müüakse ka pikema süsivesinikahelaga (ja kõrgema lisandväärtusega) sünteesisaadusi, st vahasid ja õlisid (Fraunhofer, 2018).

7 Viited

Air Products, 2019. Hydrogen - frequently asked questions.

<http://www.airproducts.com/Industries/Energy/Power/Power-Generation/faqs.aspx>

Ammonfuel, 2020. Alfa Laval, Hafnia, Haldor Topsoe, Vestas, Siemens Gamesa, Ammonfuel – an Industrial View of Ammonia as a Marine Fuel.

https://www.topsoe.com/hubfs/DOWNLOADS/DOWNLOADS%20-%20White%20papers/Ammonfuel%20Report%20Version%2009.9%20August%203_update.pdf

Ammonia Energy, 2020. Saudi Arabia to export renewable energy using green ammonia.

<https://www.ammoniaenergy.org/articles/saudi-arabia-to-export-renewable-energy-using-green-ammonia/>

ARPA-E, 2016. G. Soloveichik, Ammonia as Virtual Hydrogen Carrier, H2@Scale workshop, November 16-17, US Department of Energy.

https://www.energy.gov/sites/prod/files/2016/12/f34/fcto_h2atscale_workshop_soloveichik.pdf

Bossel jt, 2003. U. Bossel, B. Eliasson ja G. Taylor, The Future of the Hydrogen Economy: Bright or Bleak?, *Cogeneration & Competitive Power Journal*, 18 (2003) 29.

Businesswire, 2019. Air Liquide Invests in the World's Largest Membrane-Based Electrolyzer to Develop Its Carbon-Free Hydrogen Production.

<https://www.businesswire.com/news/home/20190224005158/en/Air-Liquide-Invests-in-the-World%E2%80%99s-Largest-Membrane-Based-Electrolyzer-to-Develop-Its-Carbon-Free-Hydrogen-Production>

CertifHy, 2015. Overview of the market segmentation for hydrogen across potential customer groups, based on key application areas.

https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/project_results_and_deliverables/D%201.2.%20Overview%20of%20the%20market%20segmentation%20for%20hydrogen%20across%20potential%20customer%20groups%20based%20on%20key%20application%20areas.pdf

Chorkendorff jt, 2003. I. Chorkendorff ja J. W. Niemantsverdriet, *Concepts of Modern Catalysis and Kinetics*, Wiley.

CNL, 2019. A. Vega, Nuclear Hydrogen Economy. Poster, World Nuclear University.

Cox ja Althaus, 2019. How to include non-CO₂ climate change contributions of air travel at ETH Zurich

https://ethz.ch/content/dam/ethz/associates/services/organisation/Schulleitung/mobilitaetsplattform/ETH%20Zurich%20flight%20reduction_calculation%20of%20non-CO2%20contribution_final.pdf

De Luna jt, 2019. P. De Luna, C. Hahn, D. Higgins, S. A. Jaffer, T. F. Jaramillo, E. H. Sargent, *Science*, 364 (2019) 350.

Enapter, 2020. Calculating the cost of green hydrogen.

<https://www.h2-view.com/story/exclusive-calculating-the-cost-of-green-hydrogen/>

Felgenhauer ja Hamacher, 2015. M. Felgenhauer, M. Hamacher, *International J. Hydrogen Energy*, 40 (2015) 2084.

Ferrandon jt, 2008. M. S. Ferrandon jt. The Hybrid Cu-Cl Thermochemical Cycle. I. Conceptual process design and H₂A cost analysis. II Limiting the formation of CuCl during hydrolysis. NHA Annual Hydrogen Conference (2008).

Fraunhofer, 2018. G. Herz, E. Reichelt, M. Jahn, *Applied Energy*, 215 (2018) 309.

Greyrock, 2020.

<http://www.greyrock.com/about/>

Hydrogenics, 2019. Industrial Hydrogen Generation

<https://www.hydrogenics.com/hydrogen-products-solutions/industrial-hydrogen-generators-by-electrolysis/power-plant-solutions/>

IAEA, 2013. Hydrogen Production Using Nuclear Energy, raport NP-T-4.2.

https://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/Pub1577_web.pdf

IATA, 2020. Jet Fuel Price Monitor.

<https://www.iata.org/en/publications/economics/fuel-monitor/>

Idaho National Lab, 2020. Advanced Small Modular Reactors

<https://inl.gov/trending-topic/small-modular-reactors/>

IEA, 2017. Global Outlook and Trends for Hydrogen

https://ieahydrogen.org/pdfs/Global-Outlook-and-Trends-for-Hydrogen_Dec2017_WEB.aspx

Keith jt, 2018. D. W. Keith, G. Holmes, D. St. Angelo, K. Heide, *Joule*, 2 (2018) 1573-1594.

Kjartansdottir, 2014. C. K. Kjartansdottir, Development of Hydrogen Electrodes for Alkaline Water Electrolysis (PhD thesis).

https://orbit.dtu.dk/files/100552811/2014_07_08_Thesis_combined.pdf

Langås, 2015. H. Langås, NEL Hydrogen, Large Scale Hydrogen Production

<https://www.sintef.no/contentassets/9b9c7b67d0dc4fbf9442143f1c52393c/9-hydrogen-production-in-large-scale-henning-g.-langas-nel-hydrogen.pdf>

Lobo jt 2011. P. Lobo, D. E. Hagen, P. D. Whitefield, *Environ. Sci. Technol.*, 45 (2011) 10744.

LBS, 2016. Ludwig Bölkow Systemtechnik, Renewables in Transport 2050.

http://www.lbst.de/news/2016_docs/FVV_H1086_Renewables-in-Transport-2050-Kraftstoffstudie_II.pdf

Lettenmeier jt, 2018. P. Lettenmeier, J. Majchel, L. Wang, V. A. Saveleva, S. Zafeiratos, E. R. Savinova, J.-J. Gallet, F. Bournel, A. S. Gago ja K. A. Friedrich, *Chemical Science*, 9, 3570.

McPhy, 2019. Augmented McLyzer.

<https://mcphy.com/en/our-products-and-solutions/electrolyzers/augmented-mclyzer/>

Mission Innovation. Energy Park Mainz

<http://mission-innovation.net/our-work/mission-innovation-breakthroughs/energiepark-mainz-energy-park-in-mainz/>

Moore, 2015. R. H. Moore, *Energy & Fuels*. 29, 2591.

Morita, 2014. H. Morita, *Environ. Sci. Technol.*, 48 (2014) 14659.

Multiplhy, 2020. MULTIPLHY - Green Hydrogen for Renewable Products Refinery in Rotterdam
<https://multiplhy-project.eu/Pages/News/MULTIPLHY-Press-Release.aspx>

Naterer jt, 2017. G. F. Naterer, S. Suppiah, M.A. Rosen, K. Gabriel, I. Dincer, O.A. Jianu, Z. Wang, E.B. Easton, B.M. Ikeda, G. Rizvi, I. Piro, K. Pope, J. Mostaghimi, S.N. Lvov, *Int. J. Hydrogen Energy*, 42 (2017) 15708.

NEL, 2019. NEL Hydrogen Electrolyzers.
<https://nelhydrogen.com/wp-content/uploads/2019/10/nel-q3-2014-presentation.pdf>

NREL, 2001. P. L. Spath, M. K. Mann, Life Cycle Assessment of Hydrogen Production via Natural Gas Steam Reforming, NREL/TP-570-27637
<https://www1.eere.energy.gov/hydrogenandfuelcells/pdfs/27637.pdf>

Store&Go, 2018. Innovative large-scale energy storage technologies and Power-to-Gas concepts after optimization, Report on experience curves and economies of scale (2018)
https://www.storeandgo.info/fileadmin/downloads/deliverables_2019/20190801-STOREandGO-D7.5-EIL-Report_on_experience_curves_and_economies_of_scale.pdf

The Register, 2017. Oldest flying 747 finally grounded, 47 years after first flight
https://www.theregister.co.uk/2017/08/24/ge_aviation_flying_testbed_grounded/

ThyssenKrupp, 2017. Hydrogen – Key to any Refinery.
<https://www.tkirus.com/assets/pdf/brochures/en/TKIS-Hydrogen-en.pdf>

UB, 2016. Umwelt Bundesamt. Power-to-Liquids. Potentials and Perspectives for the Future Supply of Renewable Aviation Fuel.
<https://www.umweltbundesamt.de/en/publikationen/power-to-liquids-potentials-perspectives-for-the>

Uyanga ja Idem, 2007. I. J. Uyanga, R. O. Idem, *Ind. Eng. Chem. Res.* 46 (8), 2557-2566.

WEC, 2019. R. Höher, Power-to-X: A Potential Strategy for Carbon Neutrality? WEC Estonia Annual Conference 2019.