

Oulu GH2

Case Terästehdas: Mallinnus vetyteräksen energianvarastoinnin skenaarioista

Huhtikuu 2026

Oulun yliopisto, Tuotantotalouden tutkimusyksikkö

Jaakko Schroderus

Sisällysluettelo

| | | |
|-------|--------------------------------------|----|
| 1 | Johdanto..... | 3 |
| 2 | Vedyn hinta - LCOH | 4 |
| 2.1 | Investointikustannukset – CAPEX..... | 4 |
| 2.2 | Käyttökustannukset – OPEX..... | 4 |
| 2.3 | LCOH-laskuri..... | 5 |
| 3 | Casen kuvaus..... | 6 |
| 3.1 | Nykytila..... | 6 |
| 3.1.1 | Tuotantomenetelmä | 6 |
| 3.1.2 | Energian käyttö..... | 7 |
| 3.1.3 | Päästöt..... | 7 |
| 3.2 | Muutoskenaario..... | 7 |
| 3.2.1 | Prosessimuutokset..... | 8 |
| 3.2.2 | Energiamuutokset..... | 8 |
| 3.3 | Skenaariot..... | 9 |
| 3.4 | Varastointimenetelmät..... | 10 |
| 4 | Laskenta..... | 11 |
| 4.1 | Skenaario 1..... | 11 |
| 4.2 | Skenaario 2..... | 13 |
| 4.3 | Skenaario 3..... | 16 |
| 5 | Tulosten yhteenveto | 19 |
| 6 | Lähteet | 21 |

1 Johdanto

Tämä raportti on osa Oulun yliopiston Oulu GH2-hanketta, ja sen tavoitteena on tarkastella kolmea erilaista energian varastoinnin skenaariota vetyperäiseen teräksentuotantoon siirtymisessä Pohjois-Pohjanmaan alueella. Tarkastelu keskittyy erityisesti siihen, miten vedyn tuotanto integroidaan teolliseen prosessiin kustannustehokkaasti energiajärjestelmässä, joka perustuu vahvasti uusiutuvaan ja vaihtelevaan sähköntuotantoon.

Keskeisenä analyysityökaluna tarkastelussa toimii vedyn tuotantokustannus, eli LCOH (levelized cost of hydrogen). LCOH-arvo kuvaa yhden vetykilon keskimääräistä tuotantohintaa huomioiden koko tuotantoketjun elinkaaren aikaiset kustannukset. LCOH sisältää investointikustannukset, käyttökustannukset sekä energiakustannukset, ja mahdollistaa eri teknologisten ratkaisujen vertailun yhtenäisellä mittarilla.

Tapaustutkimuksessa tarkastellaan skenaariota, jossa terästehtaan nykyinen fossiilisiin polttoaineisiin perustuva tuotanto korvataan vetyyn perustuvalla suorapelkistysprosessilla. Tässä muutoksessa perinteinen masuuni-konvertteriprosessi korvataan vetypelkistyksellä sekä sähkökaariuuneilla. Muutoksen seurauksena hiilidioksidipäästöt vähenevät merkittävästi, mutta prosessin energiantarve siirtyy voimakkaasti vedyntuotantoon.

Tarkastelun keskiössä on paikallisesti tuotetun vedyn hyödyntäminen terästehtaan prosesseissa sekä vedyn tuotannon ja kulutuksen ajallinen yhteensovittaminen. Koska elektrolyysiin perustuva vedyn tuotanto on suoraan sidoksissa sähkön hintaan ja saatavuuteen, energian varastointiratkaisut muodostuvat keskeiseksi tekijäksi kustannustehokkuuden kannalta.

Analyysin tavoitteena on arvioida, miten eri varastointistrategiat vaikuttavat vedyn tuotantokustannuksiin, energiankäyttöön ja investointitarpeisiin. Lisäksi tarkastelu tarjoaa kokonaiskuvan siitä, millaisia teknistaloudellisia reunaehtoja liittyy vetyperäisen terästuotannon toteuttamiseen Pohjois-Pohjanmaan kaltaisessa toimintaympäristössä.

2 Vedyn hinta - LCOH

LCOH (Levelized cost of hydrogen) kuvaa yhden vetykilon tuottamisen keskimääräistä hintaa, kun otetaan huomioon koko tuotantolaitoksen eliniän kustannukset, sisältäen investointi- ja käyttökustannukset. (Hönig et al., 2023) LCOH on hyödyllinen mittari, jota voidaan käyttää eri teknologioiden ja skenaarioiden vertailuun. Kirjallisuudessa mainitaan useita erilaisia LCOH-arvoja, vaihdellen välillä 3 €/kg – 9 €/kg (Hubert et al., 2024; Radner et al., 2024; Stolte et al., 2024). Sähkön hinta on merkittävä tekijä LCOH-arvossa, ja halvan uusiutuvan energian saatavuus laskee LCOH-arvoa huomattavasti (Krishnan et al., 2023).

Fossiilisen vedyn tuotanto on tällä hetkellä kannattavampaa kuin vihreän vedyn, ja sen hinta vaihtelee välillä 2-4 €/kg (Behera et al., 2025)

2.1 Investointikustannukset – CAPEX

CAPEX-kustannukset kuvaavat kertaluontoisia kustannuksia, jotka muodostuvat laitoksen rakentamisesta ja käyttöönotosta. CAPEX-kuluihin kuuluvat muun muassa infrastruktuurin rakentaminen, elektrolyyseri- ja vetykaasun käsittelyjärjestelmä, sähköliityntä ja suunnittelu sekä projektinjohto. Myös laitoksen infrastruktuurin huolto ja ylläpito lasketaan CAPEX-kuluksi. Vuonna 2024 rakennettujen elektrolyyserien CAPEX-kustannukset ovat vaihdelleet välillä 500 \$/kW – 3400 \$/kW (EPRI, 2025). Tämä tarkoittaa sitä, että esimerkiksi 20 megawatin elektrolyyserin rakennuskustannukset voisivat vaihdella 10 miljoonan ja 70 miljoonan euron välillä. Referenssinä, Harjavaltaan rakennetun P2X Solutions-yhtiön 20 MW elektrolyyserilaitos maksoi 70 miljoonaa euroa (Viljanen, 2025).

2.2 Käyttökustannukset – OPEX

OPEX-kustannukset kuvaavat laitoksen toistuvia kustannuksia koko käyttöiän ajan. OPEX-kustannukset kasvavat, kun tuotanto kasvaa. Elektrolyyserien tapauksessa yleisimpiä käyttökustannuksia ovat sähkö, vesi ja veden käsittely, henkilöstökulut ja laitteiston huoltokustannukset. (Portillo & Simoes, 2025) Elektrolyysereille keskeinen elementti on kennosto (stack) missä itse elektrolyysi tapahtuu. Stackin elinikä on 60 000

– 80 000 tuntia, mikä tarkoittaa noin 7–10 vuoden käyttöikää 100 % käyttöajalla (EPRI, 2022).

2.3 LCOH-laskuri

Tässä raportissa esitettyihin LCOH-lukujen laskentaan on hyödynnetty European Hydrogen Observatoryn LCOH-laskurin toimintaperiaatteita. (European Hydrogen Observatory, 2024) Taulukossa 1 on selitetty laskuriin syötettävät parametrit.

| | Oletusarvo | Lähde oletusarvolle |
|---------------------------------------|-----------------------------|--|
| Yleiset parametrit | | |
| Pääoman kustannus | 10 % | (Lee & Deger, 2023; Penev et al., 2024; Radner et al., 2024) |
| Laitteiston käyttöikä | 20 vuotta | (Radner et al., 2024) |
| Elektrolyysiyksikkö | | |
| Asennettu teho | Skenaariokohtainen | |
| CAPEX | 2310 €/kW | (Hubert et al., 2024) |
| Energiankulutus | 57,50 kWh/kg H ₂ | (Hubert et al., 2024) |
| Kennojen käyttöikä | 60 000 h | (Radner et al., 2024) |
| Kennojen suorituskyvyn heikkeneminen | 0,4 %/1000 h | (Vizza et al., 2025) |
| Kennojen vaihtokustannukset | 11,00 % CAPEX:ista | (Hubert et al., 2024) |
| Muut käyttökustannukset | 5 % CAPEX:ista vuodessa | (Hubert et al., 2024; Radner et al., 2024) |
| Sähkö | | |
| Käyttöaika | 4000 Tuntia/vuosi | (Luxa et al., 2022) |
| Sähkön keskihinta | 45,6 €/MWh | (Energiateollisuus ry, 2024) |
| Sähkön siirtomaksut | Skenaariokohtainen | |
| Sähkövero | 0,63 €/MWh | (Valtiovarainministeriö, 2025) |
| Tuet ja lisätulot | | |
| Elektrolyyserin investointituki | 0 €/MWh | |
| Siirtomaksujen tai sähköveron alennus | 0 €/MWh | |
| Hapen myyntihinta | 0 €/MWh | |

3 Casen kuvaus

Tässä casessa tarkastellaan skenaariota, jossa Pohjois-Suomessa sijaitsevan terästehtaan teräksentuotanto muutetaan perinteisestä masuuni-konvertteriprosessista vetyyn perustuvaan suorapelkistykseen, yhdistettynä valokaariuunitekniikkaan. Nykyinen tuotantotapa perustuu rautamalmin pelkistämiseen koksilla, mistä vapautuu huomattava määrä hiilidioksidia. Vetytelkistyksessä fossiilinen pelkistin korvataan vihreällä, elektrolyysillä tuotetulla vedyllä, jolloin pelkistysreaktiossa syntyy hiilidioksidin sijaan vettä, vähentäen prosessin hiilidioksidipäästöjä merkittävästi.

Casessa analysoidaan, millaisia muutoksia tämä muutos aiheuttaisi tuotantoketjulle. Erityisessä tarkastelussa on vedyn tuotanto, varastointi sekä jakelu sekä muutokset prosessin sähkönkulutukseen, kustannus rakenteeseen ja päästövähennyksiin.

3.1 Nykytila

Tarkastelun terästehdas on Suomen suurin yksittäinen hiilidioksidin lähde. Vuonna 2024 sen hiilidioksidipäästöt olivat noin 3,66 miljoonaa tonnia. Terästehtaan vuosikapasiteetti on 2,6 miljoonaa tonnia terästä, ja tonnia tuotettua terästä kohden vapautuu noin 1630 kg hiilidioksidia. Tehtaan päätuotteita ovat kuumavalssatut levyt ja kelatuotteet.

3.1.1 Tuotantomenetelmä

Tällä hetkellä terästehtaalla teräs valmistetaan perinteisellä masuuni-LD-konvertteriprosessilla (BF-BOF; Blast Furnace – Basic Oxygen Furnace). Tällä menetelmällä tuotetaan suurin osa - noin 70 % - maailman teräksestä, ja se perustuu rautamalmin pelkistämiseen hiilipohjaisilla aineilla. (Hasanbeigi et al., 2023) Prosessissa sekä raakarauta että pelkistimenä ja energianlähteenä toimiva koksi sulatetaan masuunissa, jolloin syntyy nestemäistä rautaa. Sula rauta siirretään LD-konvertteriin, jossa sen koostumusta muokataan puhaltamalla happea ja lisäämällä seosaineita. Tuloksena saadaan terästä, joka valetaan ja valssataan tehtaalla eri terästuotteiksi. Menetelmä on tehokas suurten tuotantomäärien kannalta, mutta koska siinä käytetään fossiilista koksia, sen käyttö johtaa merkittäviin hiilidioksidipäästöihin.

3.1.2 Energian käyttö

Nykyisen prosessin energiaprofiili on siis vahvasti sidoksissa fossiilisiin polttoaineisiin. Koksen lisäksi prosessissa käytetään maakaasua, propaania ja polttoöljyä lämmitykseen. Terästehtaan yhteydessä toimii voimalaitos, joka tuottaa noin puolet terästehtaan käyttämästä sähköstä. Sähkölaitos toimii terästehtaan masuuni- ja koksikaasuilla, ja tuottaa 600–800 GWh energiaa vuodessa. Lisäksi laitoksen hukkalämpöä hyödynnetään lämmitykseen tehdasalueella ja läheisessä kaupungissa kaukolämpöverkon kautta.

3.1.3 Päästöt

Tuotetun terästonnin päästöt muodostuvat pääosin masuuniprosessin (573 kg) ja voimalaitoksen (552 kg) päästöistä. Muita päästönlähteitä ovat koksenvalmistus (158 kg), teräksen valmistuksen jatkovaiheet, kuten konvertteri ja valssaamot (237 kg) ja soihtupoltto (111 kg). Yhteensä päästöjä syntyy noin 1,63 tonnia CO₂ tuotettua terästonnia kohti. Kokonaisuutena tehdas on tuotantomenetelmänsä takia erittäin päästöintensiivinen, mikä selittää myös sen, että tehdas on Suomen suurin yksittäinen hiilidioksidin lähde, ja samalla keskeinen kohde vähähiilisen teknologiamurroksen tarkastelulle.

Terästehdas on saanut suureen osaan päästöistään ilmaisen päästöoikeuden, ja se on päästöjen ilmaisjaon suurin hyötyjä Suomessa. Ilmaiset päästöoikeudet poistuvat kuitenkin vähitellen vuoteen 2034 mennessä (Euroopan Parlamentti, 2024). Yhden päästöoikeuden (tonni CO₂) keskihinta vuonna 2024 oli 64,74 € (International Carbon Action Partnership, 2025).

3.2 Muutoskenaario

Muutoskenaariossa tarkastellaan, mitä terästehtaalla muuttuisi, jos nykyinen masuuni-konvertteriprosessi korvattaisiin vetyperäisellä suorapelkistyksellä ja sähkökaariuuneilla (H₂-DRI-EAF). Keskeinen ero liittyy raudan valmistukseen: fossiilinen koksi ja hiilipohjainen pelkistys korvataan elektrolyysillä tuotetulla vedyllä. Tällöin pelkistysreaktion tuotteena syntyy vesihöyryä hiilidioksidin sijaan.

Myös jatkojalostus muuttuisi. Nykyinen LD-konvertteri korvattaisiin sähkökaariuunilla (EAF; electric arc furnace) jossa sulatetaan vetypelkistyksessä muodostunut rautasieni.

Tämä lisää merkittävästi sähkön roolia energianlähteenä, ja muuttaa koko prosessin energiarakennetta ja tehtaan energiainfrastruktuuria. Lisäksi uusi prosessi edellyttää laajaa vedyntuotannon, -varastoinnin ja -jakelun infrastruktuuria, jota ei nykyiseltään vielä ole olemassa.

3.2.1 Prosessimuutokset

Vetypohjaisessa skenaariossa masuuni-konvertteriprosessi korvataan vedyllä tapahtuvaan suorapelkistykseen ja valokaariuuniin perustuvalla tuotannolla. Tällöin masuuniprosessi ja koksivalmistus poistuisivat kokonaan, samoin kuin raakarautaa jalostava LD-konvertteri.

Tilalle tulisi suorapelkistyslaitos, missä raakarauta pelkistetään vedyn avulla huokoiseksi raudaksi, eli rautasieneksi. Rautasieni sulatetaan valokaariuunissa, jossa sulatukseen voidaan lisätä myös kierrätysterästä. Näin saadaan lopullista terästä, valmiina jatkojalostettavaksi terästuotteiksi.

Prosessimuutosten seurauksen myös prosessin sivuvirrat muuttuvat. Nykyisessä prosessissa syntyvän hiilidioksidin sijaan vetypelkistyksessä syntyy pelkistysreaktion päästönä vain vesihöyryä. Lisäksi elektrolyysivaiheessa syntyy vedyn lisäksi happea.

Vetypelkistyksellä tuotetulla teräksellä voidaan saavuttaa huomattavasti alhaisemmat hiilidioksidipäästöt, suuruusluokkaa 460 kg per tonni tuotettua terästä (Shen et al., 2024). 100 % vihreällä vedyllä tuotetun raakateräksen hiilidioksidipäästöt voivat olla niinkin alhaiset, kuin 60 kg CO₂/t (Hasanbeigi et al., 2023).

Yhden terästönin tuottaminen vetypelkistyksellä vaatii noin 50 kg vetyä. (Kurrer, 2020)

3.2.2 Energiamuutokset

Vetypohjaiseen teräksentuotantoon siirtyminen muuttaisi perusteellisesti terästehtaan energiatasapainoa. Nykyinen tuotantomalli on vahvasti sidoksissa fossiilisiin polttoaineisiin, erityisesti koksien käyttöön masuunissa. Lisäksi tehtaan voimalaitos toimii masuuni- ja koksikaasuilla, ja tuottaa noin puolet terästehtaan sähköstä.

Tilalle nousee täysin uudenlainen energiarakenne, jossa sähköllä on keskeinen rooli. Suorapelkistyksessä käytettävä vety valmistetaan elektrolyserillä, mikä vaatii huomattavan määrän uusiutuvaa energiaa. Lisäksi valokaariuunit ovat sähkötoimisia.

Nämä muutokset johtavat siihen, että sähkönkulutus kasvaa huomattavasti, ja laitoksen omavarainen sähköntuotanto vähenee merkittävästi tai lakkaa kokonaan.

Muutosten keskiössä on siis fossiilisista energialähteistä siirtyminen vihreään ja uusiutuvaan sähköön. Samalla riippuvuus ulkoisista ja vihreistä energianlähteistä kasvaa.

3.3 Skenaariot

Vetyperusteisen teräksentuotannon kannattavuuteen vaikuttaa ratkaisevasti se, miten vedyn tuotanto sovitetaan yhteen sähkön hinnanvaihtelun kanssa. Erityisesti kysymys sähkön tai energian varastoinnista määrittää, kuinka joustavasti elektrolyyseriä voidaan käyttää ja millaiseksi vedyn hinta (LCOH) muodostuu. Simulaatiossa sähkön hinta muodostuu Nord Poolin Suomen alueen markkinahinnasta, sähköverosta ja mahdollisista sähkönsiirtokustannuksista, eli tarkastelussa ei ole käytössä PPA-sopimuksia. Tässä tarkastellaan kolmea vaihtoehtoista skenaariota.

1. Ei varastoa
 - Elektrolyysilaitos tuottaa vetyä jatkuvasti kulloinkin saatavilla olevan sähkön hinnalla
 - Teknisesti yksinkertaisin ja halvin ratkaisu, mutta altistaa tuotannon korkeille sähkön hinnan vaihteluille ja voi johtaa korkeaan LCOH-arvoon
2. Vetyvarastointi
 - Elektrolyysilaitoksen kapasiteetti mitoitetaan suuremmaksi, jotta halvan sähkön aikana voidaan tuottaa ylimääräistä vetyä varastoon
 - Kalliin sähkön aikana terästä tuotetaan varastoidulla vedyllä, ja elektrolyysierien vedyntuotanto pienenee tai lakkaa kokonaan
 - Vaatii joustavuutta elektrolyysieriltä
 - Tämä ratkaisu parantaa joustavuutta ja pienentää keskimääräistä sähkön hintaa, mutta kasvattaa sekä elektrolyysierin että varastointiin tarvittavan infrastruktuurin investointitarvetta, mitkä puolestaan nostavat LCOH-arvoa.
3. Sähkövarastointi
 - Korkean sähkön hinnan aikaan vetyä tuotetaan sähkövarastoihin varastoidulla sähköllä
 - Halvan hinnan aikaan sähkövarastot täytetään, ja vetyä tuotetaan verkkosähköllä

- Ratkaisu voi laskea LCOH-arvoa, mutta vaatii merkittäviä investointeja akkuihin tai muihin sähkövarastoihin

3.4 Varastointimenetelmät

Vetyä voidaan varastoida usein eri menetelmin, joista kukin sopii eri tilanteisiin. Esimerkiksi vetyautoissa käytetty paineistettu kaasuvarasto toimii hyvin siirrettävissä, pienen kapasiteetin sovelluksissa, siinä missä vedyn kalliovarastointi edellyttää oikeanlaisia olosuhteita, mutta siinä vedyn kustannus per kilogramma on erittäin alhainen. Varastointimenetelmän valintaan vaikuttavat kapasiteettitarve, purku- ja täyttötehot, kustannukset, sekä turvallisuus- ja materiaalitekijät. Varastointiratkaisu määrittää olennaisesti elektrolyserilaitoksen käyttöprofiilin, vedyn toimitusvarmuuden sekä lopullisen vedyn hinnan (LCOH).

Sähkön varastointi täydentää vedyn varastointia erityisesti siten, kun elektrolyserin käyttöastetta ja vedyn tuotannon kustannustehokkuutta halutaan optimoida. Akkupohjainen varastointi tarjoaa nopean vasteen ja korkean pyöritystehon, mikä tekee niistä tehokkaita lyhytaikaisessa tasauksessa. Akkuteknologian haasteita ovat kapasiteetin kustannus suhteessa energiavaraston kokoon sekä varastointihäviöt ja käyttöiän rajallisuus, jotka kasvattavat kokonaiskustannuksia. Pitkäkestoisessa varastoinnissa akkuratkaisut muodostuvat nopeasti kalliiksi, jolloin vaihtoehtoiset teknologiat, kuten pumppuvoimalaitokset, paineilma- ja lämpöenergiavarastot nousevat merkityksellisiksi.

LHOH-laskennan metodologia osoittaa, että varastointikapasiteetin lisääminen kasvattaa CAPEX- ja OPEX-komponentteja, mutta voi samanaikaisesti laskea sähkön kustannuksia, mikäli varastointi mahdollistaa tuotannon optimoinnin edullisimpien käyttötuntien mukaan.

4 Laskenta

Laskentaosuudessa arvioidaan muutosten vaikutuksia päästöihin, energian- ja vedynkulutukseen sekä kustannusrakenteeseen.

Casejen tarkastelemiseksi kunkin skenaarion keskeiset komponentit mallinnettiin MatLabin Simulink -ohjelmistoon, ja skenaarioita tarkasteltiin tunnin resoluutiolla. Simulaatio ajettiin vuoden tunneille, mutta laskuissa otettiin huomioon komponenttien koko elinkaari.

Laskennassa laskettiin kussakin skenaariossa muodostuva LCOH, eli vetykilon kokonaiskustannus. Vedyn kulutus pidettiin tarkastelussa vakiona. Terästehtaan vuotuinen tuotantokapasiteetti on 2,6 miljoonaa tonnia terästä, ja tämä määrä pidettiin myös vetyskenaariossa vuosikapasiteettina. Tarkastelussa ei ole otettu huomioon mahdollisen kierrätysteräksen vaikutusta, eli kaikki teräs tuotetaan vetyteräksenä. Koska terästonnin tuottaminen vaatii 50 kiloa vetyä, laitoksen vuotuinen vedyn tarve on siis 130 miljoonaa kiloa, eli 14840 kiloa tunnissa. Tämän vetymäärän tuottaminen vaatii noin gigawatin elektrolyyseritehoa. Tämä on huomattava määrä, sillä vuonna 2025 koko Euroopan elektrolyyserikapasiteetti on noin 0.6 GW (Hydrogen Europe, 2025).

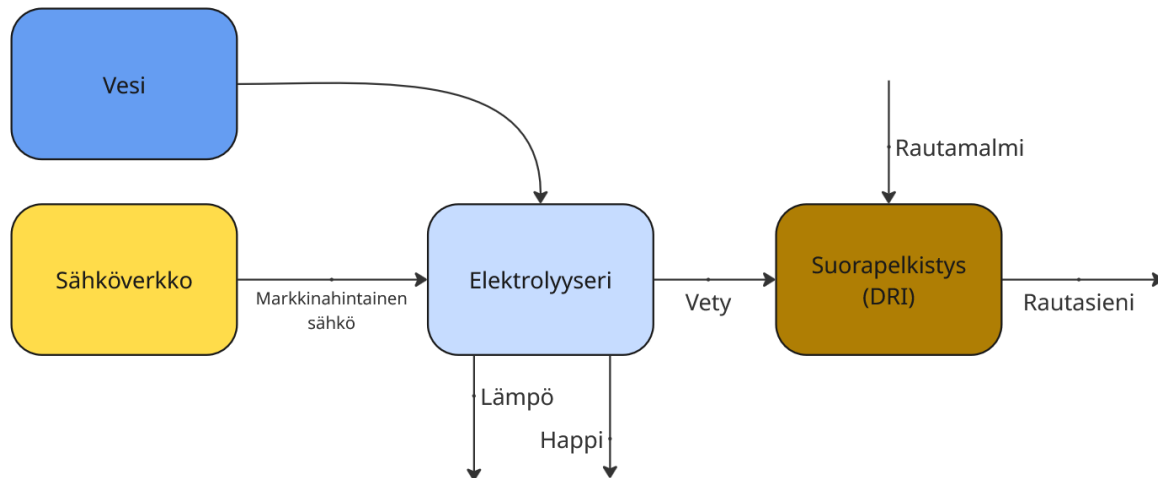
Kaikille skenaarioille on yhteistä hiilidioksidipäästöjen väheneminen. Mikäli terästehdas tuottaisi kapasiteettinsa (2.6 Mt/vuosi) verran vihreää terästä teoreettisilla minimipäästöillä (60 kg CO₂/t) olisi vuoden hiilidioksidipäästöt vähäiset 156000 tonnia, eli noin 4 % nykyisestä (3.66 Mt CO₂/vuosi).

Syöttödatana hinnoille on Nord Poolista ladatut vuoden 2023 pörssihinnat tunnin resoluutiolla Suomessa (hinta-alue FI). Sähkösiirron tuntihinnalle on käytetty Fingridin 2026 vuoden kantaverkkopalvelumaksuja (Fingrid, 2025).

4.1 Skenaario 1

Ensimmäisessä skenaariossa teräspelkistysprosessiin syötetään vetyä suoraan tasakäyntisellä elektrolyyserillä. Tämä tarkoittaa sitä, että elektrolyyseriä ajetaan jatkuvasti sähkön markkinahinnasta riippumatta. Skenaariossa vedyn kysyntä on asetettu lukemaan 14840 kg/h. Kun vetykilon tuottamisen vaatima energiamäärä on 57.5 kWh/kg, elektrolyyserin teho vaatimus on tällöin 853300 kW. Koska elektrolyyseriä

pyritään ajamaan 80 % riittävien huoltotaukojen takaamiseksi, asetetaan elektrolyysin asennettu teho simulaatiossa arvoon 1066625 kW, eli noin 1,07 TW. Tämän kokoluokan elektrolyysin kustannukseksi tulisi näillä lähtöarvoilla 2,46 miljardia euroa. Prosessia kuvaa Kuva 1: Skenaario 1.



Kuva 1: Skenaario 1, ei varastointia

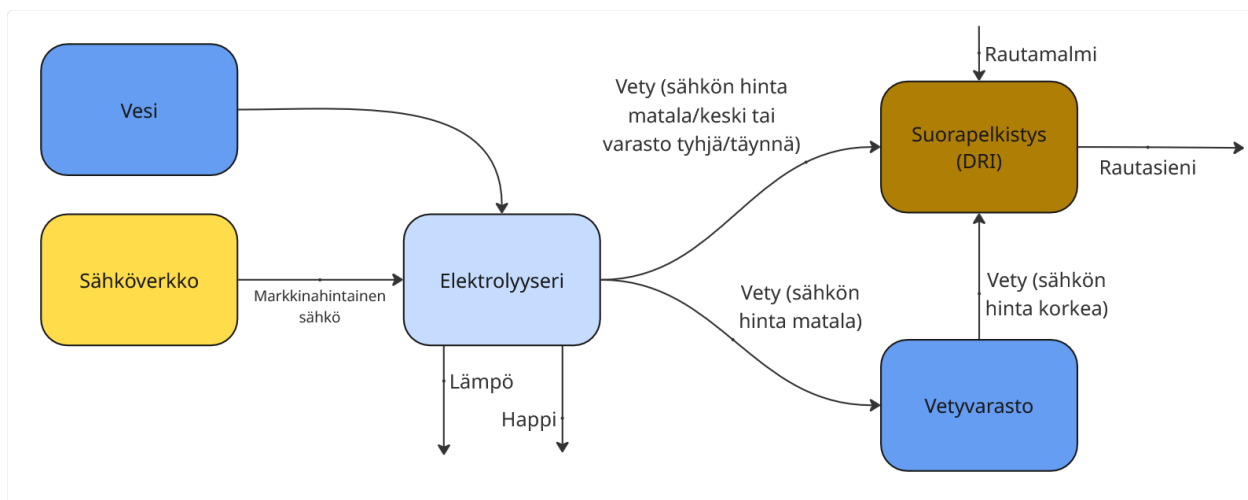
Tässä skenaariossa vetykilon kokonaiskustannukseksi muodostuu 6.52 euroa kilolta.

| Kustannus | Määrä (€/kg) |
|---------------------|--------------|
| CAPEX | 1.79 |
| OPEX | 0.95 |
| Sähkö | 3.25 |
| Sähkön siirto | 0.28 |
| Kennostojen vaihdot | 0.21 |
| Sähkövero | 0.04 |
| Summa | 6.52 |

Tarkastelussa käytetyn megawattitunnin keskihinnaksi saatiin 56.47 €/MWh.

4.2 Skenaario 2

Skenaariossa 2 tarkastellaan vedyn tuotannon ja kulutuksen ajoituksen tasaamista vetyvaraston avulla. Elektrolyysin kapasiteetti mitoitetaan tarkoituksella suuremmaksi kuin terästehtaan välitön vedynkulutus edellyttää, jolloin edullisen sähkön aikana voidaan tuottaa ylimääräistä vetyä varastoon. Korkean sähkön hinnan jaksoina teräksen suorapelkistysprosessia ylläpidetään varastoidulla vedyllä, niin kauan kun sitä riittää. Prosessia kuvaa Kuva 2.



Kuva 2: Skenaario 2, Vetyvarastoinnin skenaarion kuvaus

Skenaariossa DRI-prosessin vedyntarve (14840 kg/h) ja vetykilon tuottamisen energiavaatimus (57.5 kWh/kg) ovat samat kuin skenaariossa 1. Elektrolyysin tuotantokapasiteetti asetettiin arvoon 1.5 TW. Tämän kokoluokan elektrolyysin kustannuksiksi tulisi tarkastelun lähtöarvoilla 3.47 miljardia euroa.

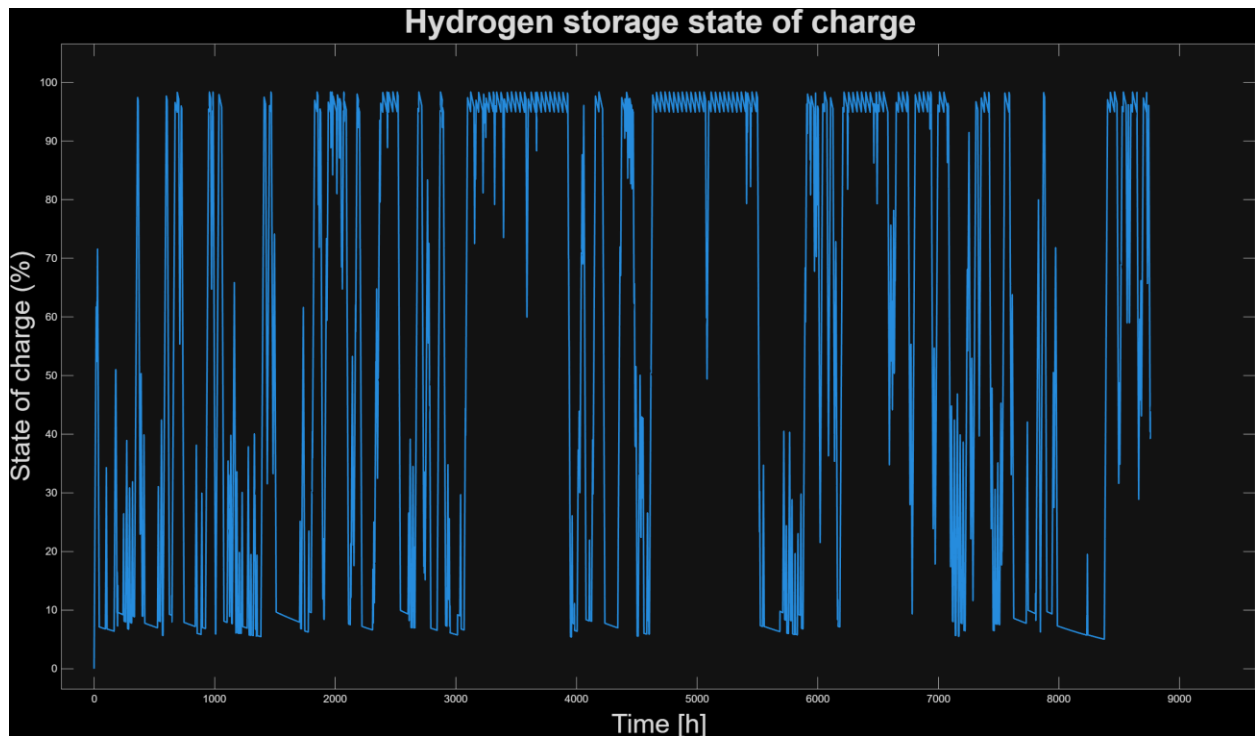
Optimoinnin tavoitteena oli minimoida LCOH-arvoa muuttamalla kolmea parametria: varaston kokoa, halvan hinnan ylärajaa ja kalliin hinnan ylärajaa. Optimi saavutettiin pisteessä:

| | |
|----------------------------|--------|
| Varaston koko (kg) | 325462 |
| Halvan hinnan yläraja (€) | 57.8 |
| Kalliin hinnan alaraja (€) | 60.2 |

Näillä arvoilla LCOH-arvoksi muodostui 7.34 €/kg. Tämä on suurempi kuin skenaariossa 1 saavutettu arvo 6.52 €/kg, joten vetyvarastoinnin käyttöönotto ei ole kannattavaa. Seuraavassa taulukossa kuvataan, mistä LCOH-arvo muodostuu:

| Kustannus | Määrä (€/kg) | Muutos vs skenaario 1 |
|---------------------|--------------|-----------------------|
| OPEX | 1.333 | 40 % |
| CAPEX | 2.516 | 41 % |
| Sähkö | 2.69 | -17 % |
| Sähkövero | 0.037 | -8 % |
| Kennostojen vaihdot | 0.293 | 40 % |
| Sähkön siirto | 0.28 | 0 % |
| Varaston CAPEX | 0.12 | |
| Varaston OPEX | 0.06 | |
| Summa | 7.33 | |

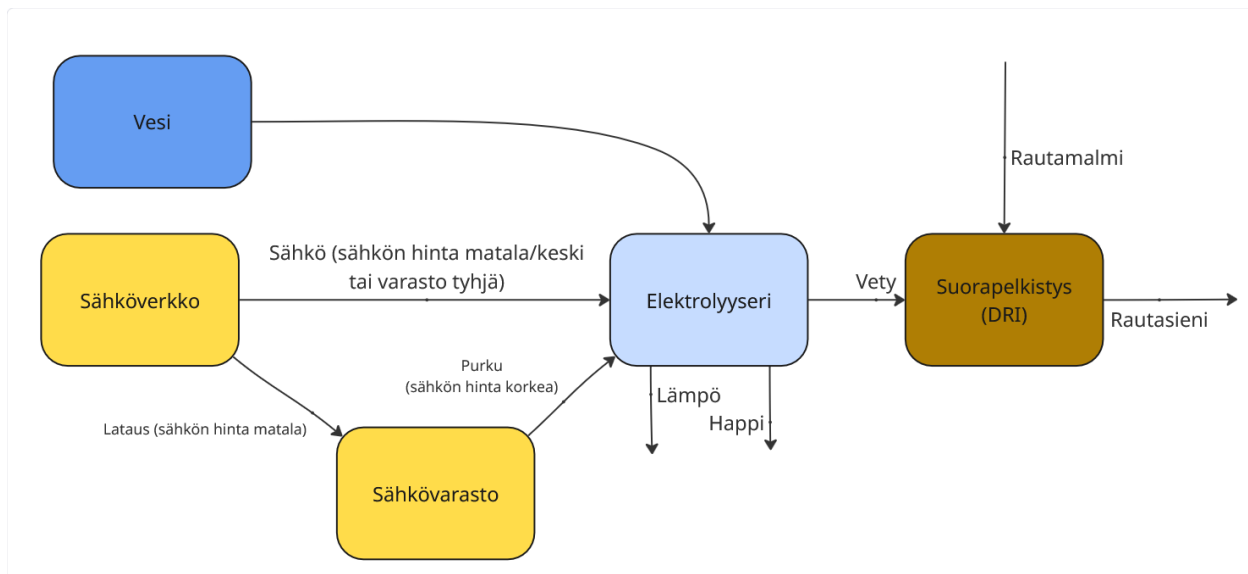
Huomionarvoista on, että sähkön hintaa onnistuttiin menetelmällä laskemaan. Prosessin käyttämän megawattitunnin keskihinta oli 46.06 €/MWh. Kasvatetun elektrolyysin CAPEX-kustannukset olivat kuitenkin liian suuret, jotta prosessi olisi kannattava. Alla olevassa kuvassa (Kuva 3) näkyy vetyvaraston täyttöaste läpi tarkastelun.



Kuva 3: Vetyvarastointiskenaarion vetyvaraston täyttöaste

4.3 Skenaario 3

Skenaariossa 3 elektrolyyseriä ajetaan teräsprosessin vedyntarpeen edellyttämällä vakioteholla koko tarkastelujakson ajan, ja joustavuus toteutetaan yksimaan sähkövarastoinnin avulla. Halvan sähkön jaksoina elektrolyyseriä ajetaan verkkosähköllä, ja samalla sähkövarastoa ladataan. Korkean sähkön aikana elektrolyyseriä ajetaan tällä varastoidulla sähköllä. Elektrolyyserin kuormitusta ei vaihdella sähkön hinnan mukaan, mutta sähkön lähde vaihtelee markkinatilanteen ja sähkövaraston täyttöasteen mukaisesti. Prosessia kuvaa Kuva 4.



Kuva 4: Skenaario 3, sähkövarastoinnin skenaario

Skenaariossa DRI-prosessin vedyntarve (14840 kg/h) ja vetykilon tuottamisen energiantarve (57.5 kWh/kg) ovat samat, kun aiemmissa skenaarioissa. Elektrolyysin maksimiteho asetettiin samaan arvoon, kun skenaariossa 1 (1066625 kW).

Skenaariossa optimoitiin samoja parametreja, kun skenaariossa 2, eli hinnan ala- ja ylärajaa, sekä varaston kokoa. Optimaalinen LCOH arvo saavutettiin arvoilla:

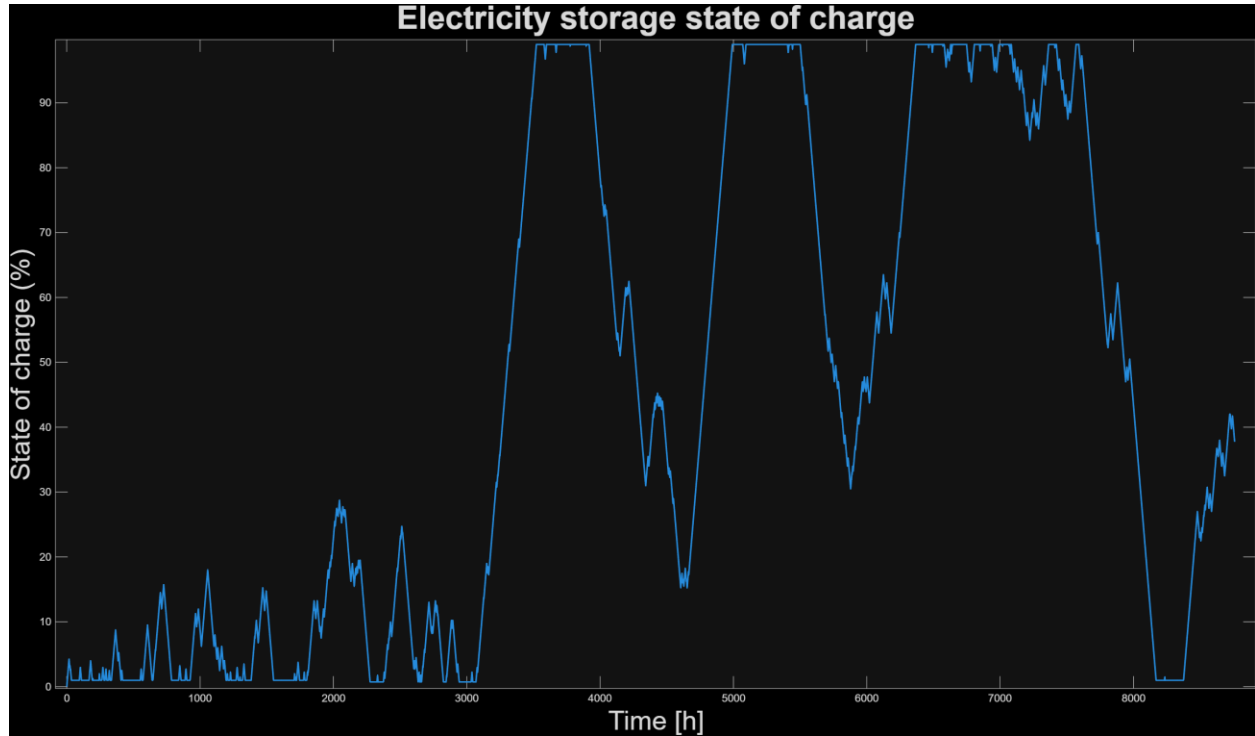
| | |
|------------------------|------------|
| Varaston koko (MWh) | 3410.45639 |
| Halvan hinnan yläraja | 50.70 |
| Kalliin hinnan alaraja | 50.70 |

Näillä arvoilla saavutettiin skenaarion alin LCOH-arvo, mikä oli 6.13 €/kg. Alla olevassa taulukossa kuvataan, mistä LCOH-hinta skenaariossa muodostuu.

| Tuote/palvelu | Sähkövarasto |
|---------------|--------------|
| OPEX | 0.95 |
| CAPEX | 1.79 |
| Elec | 1.73 |
| Elec tax | 0.04 |
| Stack | 0.21 |
| Elec transfer | 0.27 |
| StorageCAP | 0.74 |
| StorageOP | 0.39 |
| Total | 6.13 |

Tässäkin skenaariossa onnistuttiin laskemaan käytetyn sähkön keskihintaa, ja käytetyn kilowattitunnin keskiarvo oli tarkastelussa 29.64€/kWh. Tässä tarkastelussa saatiin skenaarioista alin LCOH arvo, mutta hinnan lasku on varastomattomaan skenaarioon vain 6%. Sähkövaraston CAPEX kustannukset nostivat vetykilon hintaa, mutta varastointimenetelmällä saatiin keskimääräisen käytetyn sähkön hintaa laskettua sen verran, että menetelmä osoittautui tarkastelussa kannattavaksi.

Sähkövaraston täyttöaste läpi tarkastelun on kuvattu alla olevassa kuvassa (Kuva 5).



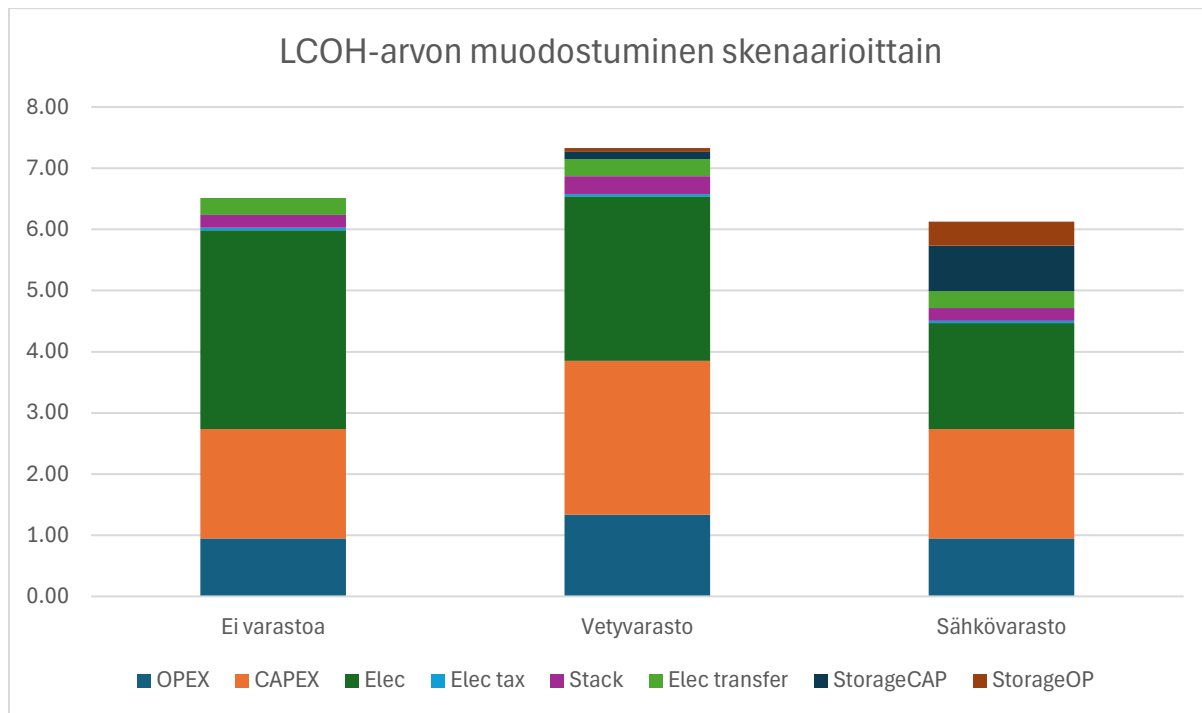
Kuva 5: Sähkövaraston täyttöaste

5 Tulosten yhteenveto

Case 1:n laskentatulosten perusteella alhaisin LCOH-arvo saavutettiin skenaariossa 3, jossa elektrolyyseriä ajetaan teräsprosessin edellyttämällä vakioteholla, ja joustavuus toteutetaan sähkövarastoinnin avulla. Tässä skenaariossa LCOH-arvoksi muodostui 6.13 €/kg. Skenaariossa 1, missä vedyn tuotanto tapahtuu ilman varastointia ja elektrolyyseriä ajetaan markkinasähköllä, LCOH oli 6.52 €/kg. Näin ollen sähkövarastointiin perustuvan ratkaisun tuottama kustannushyöty jäi suhteellisen maltilliseksi, noin kuuden prosentin tasolle. Vetyvarastoinnilla ei saatu tarkastelussa säästöjä, vaikka käytetyn sähkön hinta laskikin. Tulosten yhteenveto näkyy alla olevassa taulukossa.

| | Ei varastoa | Vetyvarasto | Sähkövarasto | Vetyvarasto vs. ei varastoa | Sähkövarasto vs. ei varastoa | Sähkövarasto vs. vetyvarasto |
|-----------------|-------------|-------------|--------------|-----------------------------|------------------------------|------------------------------|
| OPEX | 0.95 | 1.33 | 0.95 | 40 % | 0 % | -29 % |
| CAPEX | 1.79 | 2.52 | 1.79 | 41 % | 0 % | -29 % |
| Sähkö | 3.25 | 2.69 | 1.73 | -17 % | -47 % | -36 % |
| Sähkövero | 0.04 | 0.04 | 0.04 | -8 % | -8 % | 0 % |
| Kennosto | 0.21 | 0.29 | 0.21 | 40 % | -1 % | -29 % |
| Sähkön siirto | 0.28 | 0.28 | 0.27 | 0 % | -2 % | -1 % |
| Varaston CAPEX | | 0.12 | 0.74 | | | 529 % |
| Varaston OPEX | | 0.06 | 0.39 | | | 529 % |
| Yhteensä | 6.52 | 7.33 | 6.13 | 12 % | -6 % | -16 % |

Alla olevassa kuvassa (Kuva 6) näkyy, mistä LCOH-arvo missäkin skenaariossa muodostuu.



Kuva 6. LCOH-arvon muodostuminen skenaarioittain

Tulokset osoittavat, että varastointiratkaisut alentavat sähkön keskimääräistä hintaa, mutta tämä hyöty kumoutuu osittain varastoinnin ja siihen liittyvän infrastruktuurin lisäinvestoinneista. Erityisesti sähkövarastojen CAPEX- ja OPEX- kustannukset vaikuttavat ratkaisevasti lopulliseen LCOH-arvoon. Samanaikaisesti tarkastelu osoittaa, että tulokset ovat erittäin herkkiä elektrolyyserien kustannuksille, sillä tarvittava elektrolyserikapasiteetti on poikkeuksellisen suuri. Pienetkin muutokset elektrolyyserien yksikköhinnoissa tai sähkövarastojen kustannuksissa voivat siten muuttaa skenaarioiden keskinäistä edullisuutta merkittävästi.

Kokonaisuutena tarkastelun tulokset korostavat, että vaikka sähkövarastointi tarjoaa teknisesti toimivan keinon jouston lisäämiseen ja LCOH-arvon alentamiseen, sen taloudellinen etu suhteessa varastottomaan perusskenaarioon jää tarkastelluilla lähtöarvoilla rajalliseksi ja on vahvasti sidoksissa tulevaan teknologiakustannusten kehitykseen.

6 Lähteet

Behera, U. S., Purohit, B. K., & Byun, H.-S. (2025). A comprehensive review of fossil-based hydrogen production: Technological integrations, environmental sustainability, and economic viability. *International Journal of Hydrogen Energy*, 140, 627–652.

<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2025.05.300>

Energiateollisuus ry. (2024). Sähkön hintatilasto 2024. Energiateollisuus ry.

<https://energia.fi/tilastot/sahkotilastot/sahkon-hintatilasto/>

Energiavirasto. (2025). Päästökaupan julkaisut. Energiavirasto.

<https://energiavirasto.fi/paastokaupan-julkaisut>

EPRI. (2022). Water Electrolyzer Stack Degradation.

EPRI. (2025). Electrolyzer Capex Rates. <https://apps.epri.com/lcri-electrolysis-tea/en/capex-rates.html>

Euroopan Parlamentti. (2024). EU:n päästökauppajärjestelmä ja sen uudistaminen.

<https://www.europarl.europa.eu/topics/fi/article/20170213STO62208/eu-n-paastokauppajarjestelma>

European Hydrogen Observatory. (2024). Levelised Cost of Hydrogen (LCOH) Calculator.

European Hydrogen Observatory. <https://observatory.clean-hydrogen.europa.eu/tools-reports/levelised-cost-hydrogen-calculator>

European Hydrogen Observatory. (2025). Electrolyser manufacturing capacity.

Electrolyser Manufacturing Capacity.

Fingrid. (2025). Kantaverkkopalvelumaksut 2026.

<https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/palvelut/kulutuksen-ja-tuotannon-liittaminen-kantaverkkoon/kantaverkkopalvelumaksut-2026.pdf>

Hasanbeigi, A., Springer, C., Zuo, B., Jackson, A., Kim, D., & Heo, E. H. (2023). Comparing

Economics of Green H₂-DRI and Traditional Steelmaking Around the World. *Solutions for Our Climate*. <https://content.forourclimate.org/files/research/765EFUe.pdf>

Hönig, F., Rupakula, G. D., Duque-Gonzalez, D., Ebert, M., & Blum, U. (2023). Enhancing the Levelized Cost of Hydrogen with the Usage of the Byproduct Oxygen in a Wastewater Treatment Plant. *Energies*, 16(12). <https://doi.org/10.3390/en16124829>

Hubert, M., Peterson, D., Miller, E., Vickers, J., Mow, R., & Howe, C. (2024). Clean Hydrogen Production Cost Scenarios with PEM Electrolyzer Technology. U.S. Department of Energy, Hydrogen and Fuel Cell Technologies Office (HFTO). <https://www.hydrogen.energy.gov/docs/hydrogenprogramlibraries/pdfs/24005-clean-hydrogen-production-cost-pem-electrolyzer.pdf>

Hydrogen Europe. (2025). Electrolytic Hydrogen Project Developments. https://hydrogeneurope.eu/?media_download=18215&dl=1763121758

International Carbon Action Partnership. (2025). EU Emissions Trading System. <https://icapcarbonaction.com/en/ets/eu-emissions-trading-system-eu-ets>

Kurrer, C. (2020). The potential of hydrogen for decarbonising steel production. European Union.

Lee, M., & Deger, S. (2023). Financing cost impacts on cost competitiveness of green hydrogen in emerging and developing economies (OECD Environment Working Papers No. 227; OECD Environment Working Papers, Vol. 227). <https://doi.org/10.1787/15b16fc3-en>

Luxa, A., Jöres, N., Yáñez, C., Souza, M., Pangalos, G., Schnelle, L., & Lichtenberg, G. (2022). Multilinear Modeling and Simulation of a Multi-stack PEM Electrolyzer with Degradation for Control Concept Comparison: Proceedings of the 12th International Conference on Simulation and Modeling Methodologies, Technologies and Applications, 52–62. <https://doi.org/10.5220/0011263300003274>

Penev, M., Gilbert, A., Rustagi, N., Kee, J., Koleva, M., & Chung, M. (2024). Capital Structure for Techno-Economic Analysis of Hydrogen Projects (NREL/TP--5400-90103, 2397248, MainId:91881; p. NREL/TP--5400-90103, 2397248, MainId:91881). <https://doi.org/10.2172/2397248>

Portillo, J. C. C., & Simoes, S. G. (2025). Levelised Cost of Hydrogen Calculator: Description and Methodological Report.

Radner, F., Strobl, N., Köberl, M., Winkler, F., Esser, K., & Trattner, A. (2024). Off-grid hydrogen production: Analysing hydrogen production and supply costs considering country-specifics and transport to Europe. *International Journal of Hydrogen Energy*, 80, 1197–1209.

Shen, J., Zhang, Q., Tian, S., Li, X., Liu, J., & Tian, J. (2024). The role of hydrogen in iron and steel production: Development trends, decarbonization potentials, and economic impacts. *International Journal of Hydrogen Energy*, 92, 1409–1422.
<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.10.368>

Stolte, M., Minuto, F. D., & Lanzini, A. (2024). Optimizing green hydrogen production from wind and solar for hard-to-abate industrial sectors across multiple sites in Europe. *International Journal of Hydrogen Energy*, 79, 1201–1214.
<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.07.106>

Suomen uusiutuvat ry. (2025). Toiminnassa olevat teollisen kokoluokan aurinkovoimalat Suomessa (kesäkuu 2025).
<https://suomenuusiutuvat.fi/aurinkovoima/aurinkovoimahankkeet-ja-voimalat-suomessa/toiminnassa-olevat-aurinkovoimalat/>

Valtiovarainministeriö. (2025). Energiaverotus. Valtiovarainministeriö.
<https://vm.fi/energiaverotus>

Väylävirasto. (2025). Suomen Väylät -karttapalvelu (teema 1101). Väylävirasto.
<https://suomenvaylat.vayla.fi/theme/0/455170/7279252/1101/?lang=fi>

Viljanen, M. (2025, February 12). Vihreän vedyn aikakausi alkoi Suomessa – Harjavallan laitos käynnisti kaupallisen tuotannon. <https://yle.fi/a/74-20143005>

Vizza, D., Caponi, R., Bocci, E., Del Zotto, L., & Bassano, C. (2025). Cost effective hydrogen production of coupled photovoltaic and electrolyzer systems considering plant lifetime and geographical location. *Energy Conversion and Management: X*, 27, 101136.
<https://doi.org/10.1016/j.ecmx.2025.101136>