

Kemijärven pumppuvoimaloita koskeva esiselvityshanke

Osa 1 Vaihtoehtoisten voimalatoteutusten arviointi

Kemijärven kaupunki, 2.9.2026

Ramboll Finland Oy

Tekijät: Annikaisa Vainiotalo

Heikki Huhtamäki

Elias Koivulehto

Tarkastaja: Sami Hirvonen

Hyväksyjä: Jaakko Takala

RAMBOLL

Bright ideas.
Sustainable change.

Sisältö

1

Johdanto

2

Tyypipumppu-
voimalan ja
tyyppiakku-
varaston
investoinnit

3

Vaihtoehtoiset
energia-
investoinnit

4

Kansainväliset
pumppuvoima-
laitosreferenssit

5

Yhteenveto ja
johtopäätökset

An aerial photograph of a long cable bridge spanning a large body of water. The bridge features two tall pylons with multiple stay cables. The water is a deep blue, and the sky is a lighter blue. The bridge extends into the distance, creating a strong sense of perspective.

1

Johdanto

Johdanto ja tausta

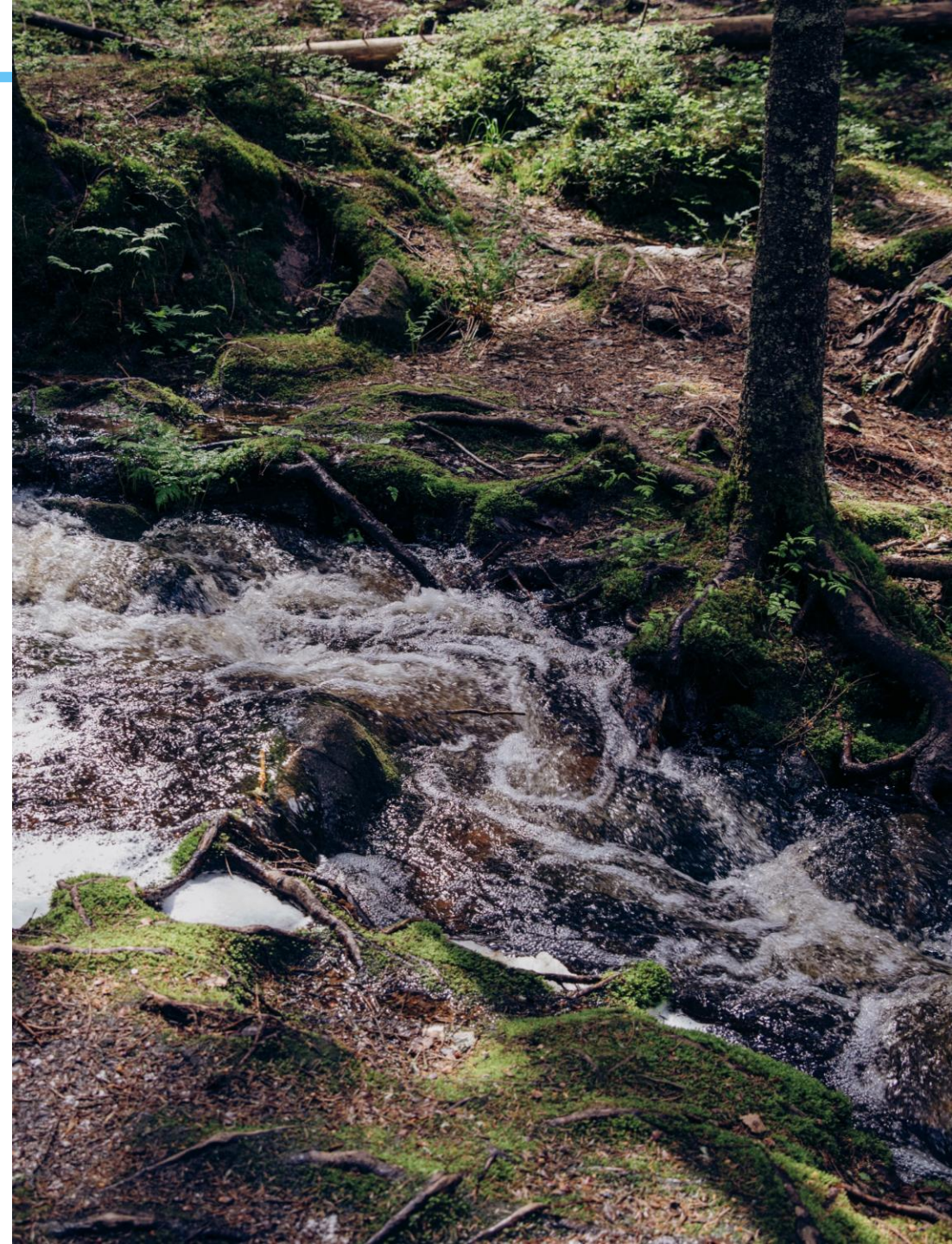
Kemijärven vesistöön suunnitellaan neljää eri pumppuvoimalahanketta. Kemijärven kunta haluaa selvittää, millaisia aluetaloudellisia vaikutuksia pumppuvoimaloilla on, millaisia vaihtoehtoisia energiainvestointeja nykyhetkellä olisi saatavilla ja miten ne soveltuisivat Kemijärven alueelle.

Tämä selvitys antaa puolueetonta ja riippumatonta tietoa tyyppipumppuvoimalahankkeen sekä vaihtoehtoisten energiainvestointien mahdollisuuksista sekä karkean arvion toteutettavuuteen liittyvistä näkökohdista.

Työn lähtökohtana on käytetty Ailangantunturin hanketta ”tyyppipumppuvoimalana” (teho 550 MW, varastokapasiteetti 6 000 MWh) ja vaihtoehtoisena energiainvestointina ”tyyppisähköakkuvarastoa” (100 MW, 200 MWh) sekä niiden arvioituja investointi- ja käyttökustannuksia.

Selvitystyön tulokset esitetään kahdessa erillisessä raportissa. Tässä (Osa 1) arvioidaan karkealla tasolla Kemijärven mahdollisuuksia vaihtoehtoisille energiainvestoinneille kuten suureen sähköakkuvarastoon (BESS), kaasuturbiineihin/-moottoreihin, tuuli- ja aurinkoenergiaan sekä vetyhankkeisiin. Lisäksi esitetään muutama kansainvälinen pumppuvoimalareferenssi, joista haetaan oppeja arktiseen soveltuvuuteen.

Selvitystyön toisessa raportissa (Osa 2) esitetään aluetaloudellisen arvioinnin tulokset.



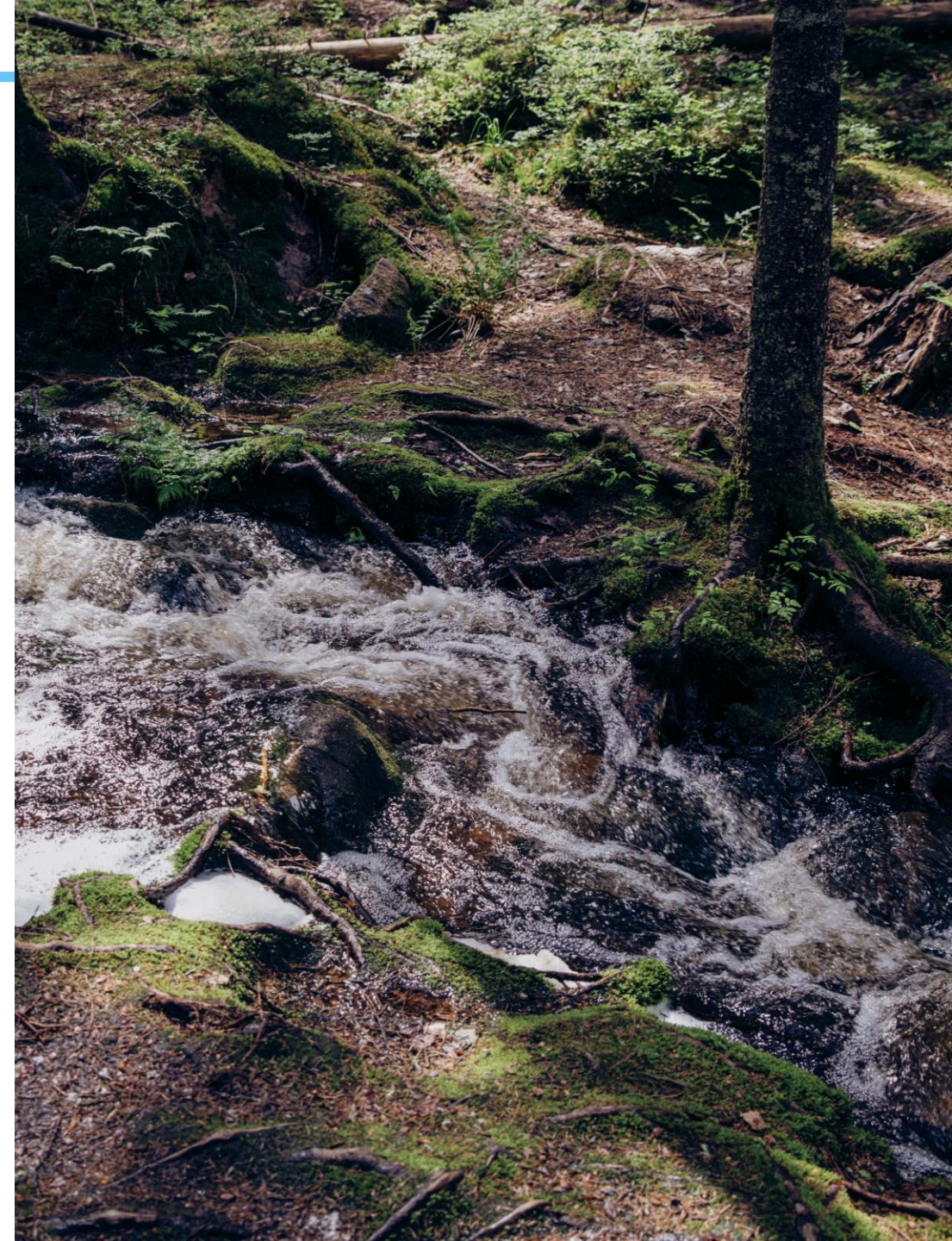
Tiivistelmä

Tyypipumppuvoimalan investointikustannukset ovat noin kymmenkertaiset verrattuna tyyppisähköakkuvaraston investointikustannuksiin.

Sähköverkon liityntäkapasiteetti Kemijärvellä on hyvin rajoitettua Kellarijängän sähköasemalla, joka rajoittaa merkittävien uusien energiantuotantohankkeiden toteuttamista alueella. Vain erityisen suurilla hankkeilla olisi realistinen edellytys toteutua liittymällä Pirttikosken 400 kV:n sähköasemalle.

Vaihtoehtoisten energiainvestointien soveltuvuus Kemijärvelle vaihtelee, mutta mikään teknologioista ei selkeästi nouse potentiaalisena vaihtoehtona Kemijärvelle. Akkuvaraston tilantarve on pieni mutta sähköverkon liitettävyyden on haaste. Tuuli- ja aurinkoenergian toteutettavuus lähitulevaisuudessa on heikko pääosin verkon kapasiteetin ja paikallisten olosuhteiden takia. Kaasuturbiinien toteutettavuutta rajoittaa polttoaineinfrastruktuurin puute. Vetyhankkeet vaatisivat merkittävää lisäkapasiteettia sähköverkkoon ja markkinoiden kehittymistä.

Kansainvälisistä pumppuvoimaloista tarkasteltiin kolmea toiminnassa olevaa pumppuvoimalaa Itävalasta, Liettuasta ja Skotlannista. Kylmän ilmastoin olosuhteisiin pystyy varautumaan esimerkiksi sijoittamalla pumpputurbiiniyksiköt maan alle ja asentamalla lämmitysjärjestelmän pumppuvoimalan kriittisille osille.





2

Tyypipumppuvoimalan ja tyyppiakkuvaraston investoinnit

Tyypipumppuvoimalan (550 MW) investointi- ja käyttökustannukset



Investointikustannus (CAPEX)

n. 800 M€

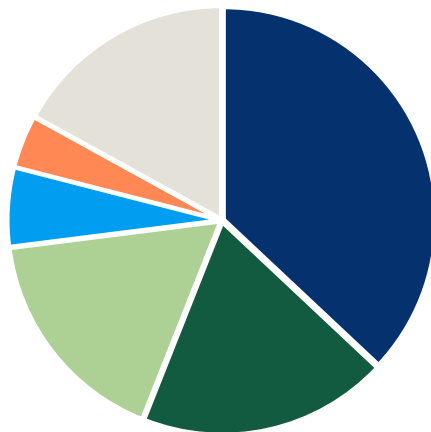


Käyttökustannukset (OPEX)

(sis. sähköverkkomaksut, kiinteistövero ja tekninen O&M)

n. 12-16 M€/v ¹

Arvio investointikustannuksen jakautumisesta²



- Voimalarakennus ja -laitteisto
- Ylävarasto
- Suunnittelu, rakentaminen ja projektin johtaminen
- Tunneli
- Louhinta ja kaivuutyöt
- Omistajan kustannukset (Lupa-asiat, käyttöönotto jne.)

- Kemijärven kaupungin pyynnön mukaisesti Ailangantunturin pumppuvoimalahanketta käytetään työssä "tyypipumppuvoimalana".
- Ailangantunturin pumppuvoimalahankkeen teho ja kapasiteetti ovat 550 MW ja 6 250 MWh.
- Ramboll on saanut Ailangantunturin hankeyhtiöltä (Kemijoki Oy) tarvittavat kustannustiedot, joita hyödynnetään raportin osassa 2 pumppuvoimalan aluetaloudellisten vaikutusten arvioinnissa.
- Tällä sivulla esitetyt luvut perustuvat julkisesti saatavilla oleviin tietoihin sekä kirjallisuuslähteisiin ja niiden tarkoitus on havainnollistaa pumppuvoimalahankkeen kustannusten kokoluokkaa. Tällä sivulla esitetyt luvut **eivät vastaa Kemijoki Oy:n hanketta**.
- Tällä sivulla esitetty arvio vuotuisista käyttökustannuksista sisältää sähköverkkomaksut, kiinteistöveron ja teknisen kunnossapidon. Arvio ei sisällä pumppaussähkön hankinnan kustannuksia, sillä ne vaihtelevat suuresti voimalan operointitavasta riippuen.

¹Lähde: (Salevid, 2013)

²Lähde: (IRENA, 2017)

Sähköakkuvaraston (100 MW) investointi- ja käyttökustannukset



Investointikustannus (CAPEX)

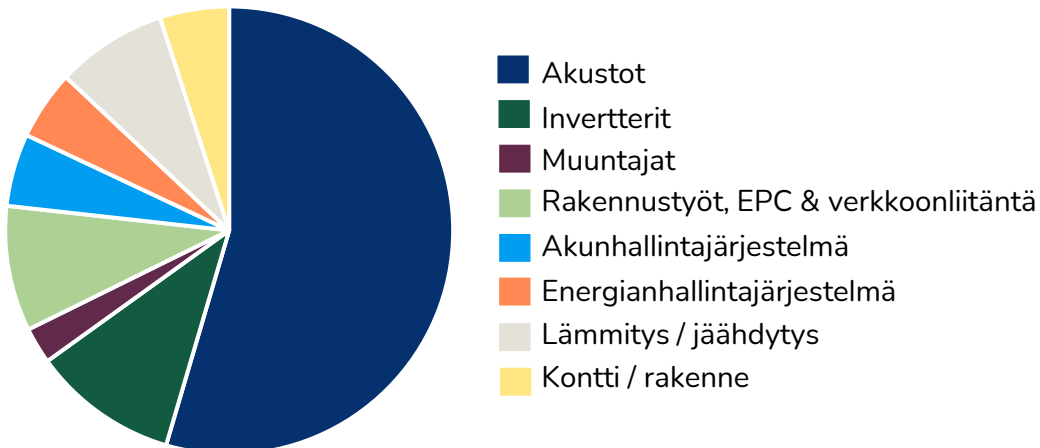
n. 95 M€



Käyttökustannukset (OPEX)

n. 7 M€ / vuosi

- Tyypisähköakkuvarastona on käytetty 100 MW suuruista akkua C-luvulla 0.5. Tällöin akun kapasiteetti on 200 MWh.
- Sähköakkuvaraston kokoluokka on realistinen Suomen markkinoilla, samoin C-luku. Nämä ovat myös mahdollisimman lähellä pumppuvoimalan ominaisuuksia. Pumppuvoimalan teho ja energiakapasiteetti ovat kuitenkin moninkertaiset sähköakkuihin verrattuna.
- Investointikustannusarvio perustuu Rambollin aikaisempiin laskelmiin sekä lähteen¹ mukaiseen jakaumaan.
- Sähkön käyttökustannukset ovat laskettu Koillis-Lapin Sähkön sähkövarastoille tarkoitetun hinnaston avulla.
- OPEX-laskennassa sähköakkaa ladataan kaksi kertaa päivässä täyteen (sähköntarve 2x200 MWh päivässä), ja sen hyötysuhde on 90%.
- Todellisuudessa akun lataus riippuu pitkälti omistajan omasta strategiasta käyttää akkua.





3

Vaihtoehtoiset energiainvestoinnit

Vaihtoehtoisten energiainvestointien arvioinnissa ovat mukana BESS, kaasuturbiini/-moottori, tuulivoima, aurinkoenergia ja vety

Säätövoima ja energian varastointi

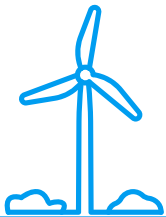


BESS
(Battery Energy Storage System)

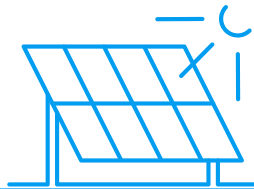


Kaasuturbiini/-moottori
(Biokaasu, Maakaasu)

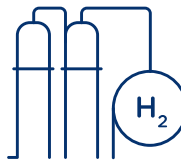
Uusiutuvan energian tuotanto



Tuulivoima



Aurinkoenergia



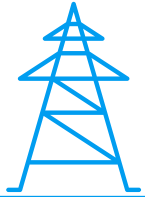
Vety ja vedyn
johdannaiset

Viime vuosina Suomessa toteutetut energiainvestoinnit ovat painottuneet uusiutuvan energian tuotantoon, sähkön varastointiin, sähköiseen lämmöntuotantoon ja lämmön varastointiin. Kevään 2026 aikana on myös uutisoitu muutamien kaasumoottorivoimaloiden investointipäätöksistä.

Vaihtoehtoisten energiainvestointien arvioinnin tavoitteena on tuottaa tietoa Kemijärven kaupungille muiden energiainvestointien toteutusedellytyksistä ja alueellisista vaikutuksista Kemijärvellä suhteessa pumppuvoimalainvestointiin. Kemijärven kaupunki ei halua tässä vaiheessa lukittautua pumppuvoimaloihin ainoana vaihtoehtonaan vaan selvittää avoimesti myös muiden energiainvestointien toteutettavuutta alueella.

Vaihtoehtoisten energiainvestointien arviointiin valittiin **suuret akkuvarastot (BESS), kaasuturbiini/-moottori, tuulivoima, aurinkoenergia ja vety**. Valittuihin teknologioihin liittyviä investointipäätöksiä on tehty Suomessa useita viimeisten vuosien aikana. Sähköiseen lämmöntuotantoon tai lämmön varastointiin liittyviä teknologioita ei valittu mukaan vertailuun, sillä Kemijärven alueen lämmöntarve huomioiden investointien kokoluokka jäisi kohtalaisen pieneksi.

Sähköverkon liityntäkapasiteetti on hyvin rajallinen Kemijärven alueella vuoteen 2035 asti



Sähköverkko

Alueen sähköasemat

- Kemijärven keskustan lähistöllä sijaitsee Fingridin Kellarijängän sähköasema, jossa on mahdollista liittyä sähköverkkoon 110 kV:n ja 220 kV:n jännitetasoilla.
- Kemijärveltä noin 45 km:n päässä Rovaniemen puolella sijaitsee Fingridin Pirttikosken sähköasema, jossa on mahdollista liittyä sähköverkkoon 220 kV:n ja 400 kV:n jännitetasoilla.

Sähköverkon kapasiteetti on yksi kriittisimmistä tekijöistä vihreän siirtymän energiainvestointien sijoittumisessa, sillä investoinnit perustuvat sähkön tuotantoon tai kulutukseen. Sähköverkko (kanta- ja jakeluverkko) yhdistää tuottajat ja kuluttajat, ja verkkoliittymä on välttämätön molemmille osapuolille sähkömarkkinoilla toimimiseen. Sähköverkon liityntämahdollisuuksia voi tarkastella Fingridin Verkkokiikari-työkalun avulla, mistä löytyy tietoa sähköasemien liityntäkapasiteeteista vuoteen 2035 asti.

Sähkön tuotannon liityntäkapasiteetti (Kaasuturbiini/-moottori, Tuulivoima, Aurinkoenergia)

- Kemijärven Kellarijängän sähköasemalla on tämän hetkisen tiedon mukaan vuoteen 2035 mennessä sähkön tuotannon liityntäkapasiteettia 110 kV:n jännitetasolla 20 MW ja 220 kV:n jännitetasolla 40 MW.¹
- Rovaniemen Pirttikosken sähköasemalla on tämän hetkisen tiedon mukaan vuoteen 2035 mennessä sähkön tuotannon liityntäkapasiteettia 220 kV:n jännitetasolla 250 MW ja 400 kV:n jännitetasolla 700 MW.¹

Sähkön kulutuksen liityntäkapasiteetti (Vety ja vedyn johdannaiset)

- Kemijärven Kellarijängän sähköasemalla on tämän hetkisen tiedon mukaan vuoteen 2035 mennessä sähkön kulutuksen liityntäkapasiteettia 110 kV:n jännitetasolla 60 MW ja 220 kV:n jännitetasolla 80 MW. Näistä kapasiteeteista puolet on varattu rakennusvaiheessa oleville hankkeille.¹
- Rovaniemen Pirttikosken sähköasemalla on tämän hetkisen tiedon mukaan vuoteen 2035 mennessä sähkön kulutuksen liityntäkapasiteettia 220 kV:n jännitetasolla 0 MW ja 400 kV:n jännitetasolla 500 MW.¹

Sähkövarastojen liityntäkapasiteetti (Akkuvaramasto)

- Kemijärven Kellarijängän sähköasemalla ei ole sähkövarastojen liityntäkapasiteettia uusille hankkeille vuoteen 2035 asti.¹

Johtopäätökset

- Kemijärven Kellarijängän sähköaseman hyvin rajallinen sähkön tuotannon liityntäkapasiteetti vuoteen 2035 asti käytännössä estää merkittävät uudet energiantuotantoinvestoinnit Kemijärven alueelle. Ainoastaan hyvin suurilla energiatuotannon investoinneilla, kuten pumppuvoimalalla tai yli 250 MW:n tuulipuistolla, jotka on kokonaistaloudellisesti järkevää liittää 400 kV:n jännitetasolla Rovaniemen Pirttikosken sähköasemalle, olisi realistiset toteutusedellytykset lähitulevaisuudessa. Pienelle liityntäteholle liityntäjohto Pirttikosken sähköasemalle olisi hyvin kallis suhteutettuna kokonaisinvestointiin, sillä 400 kV:n voimajohto kustantaa n. 250 – 350 k€ / km.
- Sähköä kuluttavien suurinvestointien liityntämahdollisuudet ovat lähitulevaisuudessa yhtä lailla heikot, sillä Kellarijängän sähköasemalla ei ole tarpeeksi sähkön kulutuksen liityntäkapasiteettia esimerkiksi suurelle vedyn tuotantolaitokselle. Nykyisellään ainoa mahdollinen sähköverkkoliityntä tällaiselle laitokselle olisi Pirttikosken sähköasemalla 400 kV:n jännitetasolla.

¹ (Fingrid, n.d.) – Tiedot on varmistettu Fingridiltä ja Koillis-Lapin Sähkö Oy:ltä

Sähköverkon liityntäkapasiteetin puute heikentää uusien akkuvarastoinvestointien toteutettavuutta Kemijärvellä



BESS
(Battery Energy
Storage System)

BESS lyhyesti

Akkuvarastoteknologia (BESS) on nopeasti yleistynyt sähkövarastointitekнология. Lataaminen sitoo akkuun energiaa kemiallisen potentiaalin muodossa, ja purettaessa kemiallinen potentiaali vapautuu sähköenergiana. Akkuvarastoa ladataan sähköntarjonnan ollessa runsasta ja hinnan matala. Varastoa puretaan sähköntarjonnan ollessa niukempaa, jolloin sen hinta on myös korkeampi. Akkuvarastojärjestelmä koostuu akkuvaraston lisäksi muun muassa muuntajista, vaihtosuuntaajista ja akunhallintajärjestelmästä. Akkuvarastoteknologian käyttöikä on kohtalaisen lyhyt, vain noin 15 vuotta.

Maankäyttö- ja ympäristövaikutukset

Akkuvaraston tilantarve suhteutettuna tehoon (ha/MW) on pieni verrattuna esimerkiksi tuulivoimaan tai aurinkoenergiaan. Akustot voidaan sijoittaa joko merikontteihin tai rakennusten sisään, konttiratkaisut ovat nykypäivänä valtavirtaa. Yhden 2 MW/2 MWh akkuvarastokontin mitat ovat noin 12 m * 2,5 m. Suuren mittakaavan akkuvarastojärjestelmä (100 MW/100 MWh) mahtuu vaivatta noin 1,5 hehtaarin kokoiselle alueelle. Laitteiston lisäksi akkuvarastoalueella on esimerkiksi huoltoteitä ja suojavyöhykkeitä. Akkuvarastot sijoitetaan tyypillisesti sähköasemien tai uusiutuvan energian (tuuli, aurinko ja vesi) tuotantolaitosten yhteyteen. Akkuvarastoalue on tyypillisesti aidattu turvallisuussyistä, jotta eläimet tai asiattomat henkilöt eivät pääse alueelle.

Investointien kokoluokka

Suomeen suunnitellut akkuvarastohankkeet ovat kapasiteetiltaan pääosin noin 2-250 MWh.¹ Akkuvaraston investointikustannukset ovat noin 0,5-1,0 M€/MW riippuen varaston C-luvusta (varaston tehon ja kapasiteetin suhde). Pienen C-luvun varastoilla on suurempi investointikustannus niiden suuremman kapasiteetin takia. Tyypillisesti sähköakkuvarastot soveltuvat sähköntarjonnan lyhytaikaiseen varastointiin kun taas pumppuvoimalat ovat tyypillisesti sähköntarjonnan pitkäaikaisempaan varastointiin. Pumppuvoimalan kokonaisinvestointikustannukset ovat tyypillisesti huomattavasti akkuvarastoa suuremmat, olettaen että tyypillinen akkuvarasto on teholtaan ja kapasiteetiltaan pumppuvoimalaa pienempi.

Hankkeet ja hankesuunnitelmat alueella

- Enetron Park (10 MW/25 MWh), Honkakero. Hanke on rakentamisvaiheessa.¹
- United Bankers (35 MW/70 MWh), Kellarijängä. Hanke on rakentamisvaiheessa.¹

Toteutettavuus ja todennäköisyys Kemijärvellä

Suuren mittakaavan akkuvarastohankkeen toteutettavuus ja todennäköisyys Kemijärven alueella on heikko lähitulevaisuudessa. Pääasiallinen syy heikolle toteutettavuudelle on sähkövarastoinnin olematon liityntäkapasiteetti Kemijärven alueella.

¹ (EK, n.d.)

Polttoaineinfrastruktuurin puute heikentää kaasuturbiini/-moottorivoimalan toteutettavuutta Kemijärvellä



Kaasuturbiini/-moottori
(Biokaasu, Maakaasu)

Kaasuturbiini/-moottori lyhyesti

Kaasuturbiinin toiminta perustuu Brayton-sykliin, jonka pääkomponentit ovat kompressori, polttokammio ja turbiini. Kaasumoottori on mäntämoottori, jonka toimintaperiaate vastaa pitkälti “valtavaa auton moottoria”. Kaasuturbiinit ovat yksikkökooltaan moottoreita suurempia. Yksittäisten moottorien tyypillinen koko on alle 25 MW, kun taas kaasuturbiineja voi ostaa usean sadan MW:n kokoisena. Moottorivoimaloiden tehonsäätökyky on taas turbiineja huomattavasti parempi. Kaasuturbiini/-moottoriteknologia mielletään yleisesti säätövoimaksi, jolla on tärkeä rooli vaihtelevan uusiutuvan energian (esim. tuuli- ja aurinkovoima) tuotannon tasapainottamisessa.

Maankäyttö- ja ympäristövaikutukset

Kaasuturbiini/-moottorivoimalaitos tarvitsee muutamien hehtaarien kokoisen voimalaitosalueen voimalan koosta ja tyypistä riippuen. Erityisesti kaasuturbiinien vahvuus on korkea nimellisteho tarvittavaa maa-alueetta kohden. Voimalaitosalue on tyypillisesti aidattu turvallisuussyistä, jotta eläimet tai asiattomat henkilöt eivät pääse alueelle. Polttoprosessin tuotteena syntyvät savukaasut sisältävät muun muassa hiilidioksidia, typen oksideja ja muita hiukkaspäästöjä, minkä takia polttoon perustuvia voimalaitoksia ei kannata sijoittaa aivan asutuksen viereen.

Kaasuturbiini/-moottorivoimalaitosten polttoaine on edelleen pääasiassa maakaasu. Tulevaisuudessa on mahdollista siirtyä biokaasun tai synteettisten uusiutuvien polttoaineiden käyttöön, kun niiden hinta ja saatavuus mahdollistavat siirtymän.

Investointien kokoluokka

Kaasuturbiinien nykyinen investointikustannus on noin 0,7-1,0 M€/MW ja moottoreiden 0,4-0,7 M€/MW. Suomessa on tällä hetkellä käynnissä joitakin moottorivoimalahankkeita. Tornion Voima otti keväällä 2026 käyttöön Suomen ensimmäisen modernin kaasumoottorivoimalan (43 MW). Sama yhteishanke (EPV Energian johtama) ilmoitti heinäkuussa 2026 investoivansa Lappeenrantaan vastaavanlaisen moottorivoimalaitoksen.¹ Lisäksi Suomen Voima ilmoitti kesäkuussa 2026 selvittävänsä mahdollisuutta investoida noin 40 MW:n moottorivoimalaitos Kotkan Mussaloon.²

Hankkeet ja hankesuunnitelmat alueella

Kemijärven alueelle ei ole suunnitteilla kaasuturbiini/-moottorihankkeita.

Toteutettavuus ja todennäköisyys Kemijärvellä

Kaasuturbiini/-moottorihankkeiden toteutettavuus ja todennäköisyys Kemijärvellä on lähitulevaisuudessa heikko. Pääasialliset syyt tälle ovat olematon sähköntuotannon liityntäkapasiteetti sekä polttoainelogistiikan puute Kemijärvellä. Kaasumoottorihankkeiden paikkakunnista Lappeenranta ja Kotka sijaitsevat kaasunsiirotoverkon varrella.³ Tornion satamassa taas sijaitsee nesteytetyn maakaasun terminaali, mikä mahdollistaa suuren maakaasun kulutuksen alueella.⁴

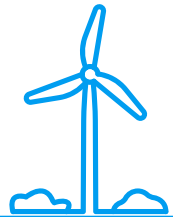
¹ (STT, 2026)

² (Suomen Voima, 2026)

³ (Gasgrid, n.d.)

⁴ (Gasum, n.d.)

Sähkön siirtoinfrastruktuuri mahdollistaa Kemijärvellä nykyisellään vain 400 kV:n jännitetasolle liitettävät tuulivoimainvestoinnit



Tuulivoima

Tuulivoima lyhyesti

Tuulivoima on uusiutuvan energian muoto, jossa tuulen liike-energia muutetaan sähköksi tuuliturbiinien avulla. Tuulivoimalat ovat yleisimmin kolmilapaisia ja tuulivoimaa tuotetaan yleensä laajemmiksi alueiksi rakennetuissa tuulipuistoissa. Ne voivat sijaita joko maalla (maatuulivoima) tai merellä (merituulivoima). Yksittäisen maatuulivoimalan tyypillinen nimellisteho on nykyään 6,7 - 10 MW, kun taas merituulivoimalat ovat suurempia, noin 10 – 15 MW.¹

Maankäyttö- ja ympäristövaikutukset

Tuulivoimapuistoalueesta noin 3 % muokataan turbiinien vuoksi. Yhtä voimalaa kohden noin 2 hehtaaria puustoa poistetaan, joka sisältää 100 m * 100 m nostoalueen, tiestön ja kaapeloinnit. Nykyisin maatuulivoimahankkeissa roottorin halkaisija on tyypillisesti noin 150-170 metriä. Voimalat sijoitetaan noin 3 – 4 roottorin halkaisijan etäisyydelle toisistaan tehokkaan toiminnan takaamiseksi. Tuulivoiman huomioonotettavia ympäristövaikutuksia ovat vaikutukset maisemaan, meluun, eläimistöön ja kasvillisuuteen.¹

Investointien kokoluokka

Suomessa tuulivoimahankkeiden koko vaihtelee yksittäisestä voimalasta aina useiden kymmenien voimaloiden tuulipuistoihin. Tyypillinen tuulivoimalan investointikustannus on 1,5 M€/MW. Tällä hetkellä Suomen suurin tuotantolaitos on Lestijärven tuulivoimapuisto, joka käsittää 69 voimalaa (kokonaisteho 455,4 MW).²

Hankkeet ja hankesuunnitelmat alueella

Kemijärvellä sijaitsevat seuraavat tuulivoimahankkeet:

- Nuolivaaran tuulivoimapuisto (17 voimalaa, 97 MW). Tuotannossa.²
- Nälkämän tuulivoimapuisto (8 voimalaa, 64 MW). Luvitusvaiheessa.²
- Saarivaaran tuulivoimapuisto (17 voimalaa, 136 MW). Esisuunnitteluvaiheessa.²

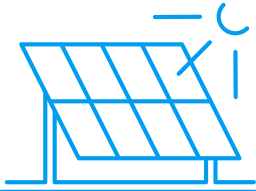
Toteutettavuus ja todennäköisyys Kemijärvellä

Sähköverkon niukan liityntäkapasiteetin vuoksi tuulivoiman toteutettavuus alueella on lähitulevaisuudessa heikko. Yksi vaihtoehto on, että Rovaniemeltä rakennetaan 400 kV:n siirtolinja Kemijärven puolelle, mikä mahdollistaisi lisäkapasiteetin verkkoliitynnät. Lähtökohtaisesti vain yli 250 MW:n tuulivoimapuistot voidaan liittää verkkoon 400 kV:n jännitetasolla.

¹ (Suomen Uusiutuvat, n.d.)

² (Suomen Uusiutuvat, n.d.)

Eteläisempää Suomea heikommät auringonsäteilyolosuhteet vähentävät aurinkoenergiainvestointien toteutettavuutta Kemijärvellä



Aurinkoenergia (PV)

Aurinkoenergia (PV) lyhyesti

Aurinkopaneelissa syntyy tasavirtaa auringon säteilyn fotonin absorboituessa paneeliin. Paneelin tuottama tasavirta muunnetaan invertterien ja muuntajien avulla sähköverkkoon sopivaksi vaihtovirraksi. Aurinkopaneelit asennetaan Suomessa itä-länsisuuntaisiin riveihin, kallistettuna etelään. Paneelirivit voivat olla joko kiinteillä telineillä tai aurinkoa kohden kääntyvillä Tracker-telineillä. Auringon vuosisäteily Kemijärvellä on noin 800 kWh neliometriä kohti, sen ollessa Etelä-Suomessa noin 900-1000 kWh neliometriä kohti.¹ Nykyaikaisen aurinkovoimalan käyttöikä on tyypillisesti noin 30 vuotta.

Maankäyttö- ja ympäristövaikutukset

Aurinkoenergian tilantarve on huomattava, noin 1-1,5 hehtaaria per MWp.² Esimerkiksi 50 MWp:n voimalan tilantarve olisi siis noin 50-75 hehtaaria. Voimala-alueelta tulee lisäksi poistaa kaikki varjostava tai muuten ongelmallinen kasvillisuus. Paneelirivistöjen lisäksi voimala-alueelle rakennetaan esimerkiksi huoltoteitä ja sähkönsiirtokaapeleita. Kuten akkuvarastojen tapauksessa, alue tyypillisesti aidataan eläimien ja asiattomien henkilöiden kulkemisen estämiseksi. Aurinkovoimalan käyttöikä päättyttyä alue voidaan ennallistaa tai hyödyntää muussa käytössä.

Investointien kokoluokka

Suomeen suunniteltujen aurinkoenergiahankkeiden kokoluokka vaihtelee muutamasta megawatista useisiin satohin megawatteihin. Aurinkoenergian investointikustannus on Euroopassa tällä hetkellä noin 0,5-0,8 M€/MWp,³ jolloin 100 MWp:n hankkeen investointikustannus on noin 50-80 M€. Tällä hetkellä Suomen suurin aurinkovoimala on Utajärvellä sijaitseva Isosuo voimala, jonka teho on 106,8 MWp.⁴

Hankkeet ja hankesuunnitelmat alueella

Kemijärven alueelle ei ole suunnitteilla aurinkoenergiahankkeita, lähimmät hankkeet ovat

- WestWind (2 MWp), Ranua. Hanke on luvitettu.⁴
- Oomi Solar (60 MWp), Tervola. Hanke on luvitettu.⁴
- WestWind Oy (85 MWp), Keminmaa. Hanke on luvitettu.⁴

Toteutettavuus ja todennäköisyys Kemijärvellä

Suuren mittakaavan aurinkoenergiahankkeen toteutettavuus ja todennäköisyys Kemijärven alueella on heikko lähitulevaisuudessa. Pääasialliset syyt aurinkoenergiahankkeiden heikolle toteutettavuudelle ovat eteläisempää Suomea heikommät auringonsäteilyolosuhteet ja sähköverkon niukka liityntäkapasiteetti.

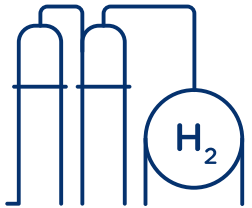
¹ (EU-Komissio, n.d.)

² (Suomen Uusiutuvat, n.d.)

³ (Fraunhofer ISE, 2026)

⁴ (Suomen Uusiutuvat, n.d.)

Vetyinvestointien toteutuminen Kemijärvellä vaatii merkittävää lisäkapasiteettia sähköverkkoon sekä uusiutuvan energian tuotannon lisääntymistä alueella



Vety ja vedyn johdannaiset

Vety lyhyesti

Vetyä voidaan tuottaa elektrolyysillä halkomalla vesimolekyyli vedyksi ja hapeksi sähkövirran avulla. Vihreän vedyn tuotannossa elektrolyysissä käytetty sähköenergia on peräisin uusiutuvista lähteistä (tuuli-, aurinko- tai vesivoima). Vedyn tuotannon hyötysuhde elektrolyysillä on tällä hetkellä noin 60-70 %, mikä tarkoittaa suuria, noin 30-40 % lämpöhäviöitä.¹ Valtaosa maailman vedystä tuotetaan tällä hetkellä höyryreformoinnilla fossiilisista polttoaineista. Vedystä voidaan jatkojalostaa synteettisiä polttoaineita kuten ammoniakkia, metaania ja metanolia, joilla on tarkoitus korvata tulevaisuudessa fossiilisia polttoaineita.

Maankäyttö- ja ympäristövaikutukset

Vedyn tuotantolaitos on Tukesin ohjeistuksen mukaan sijoitettava etäälle (suojaetäisyyden päähän) muista rakennuksista ja liikenneväylistä, jotta mahdollisiksi arvioitavat räjähdysriskit, tulipalot ja kemikaalipäästöt eivät aiheuta vahinkoja näissä kohteissa. Rambollin arvion mukaan suuren (100 MW) vedyn tuotantolaitoksen tilantarve on noin 10 hehtaaria, jonka lisäksi laitosalueen ympärille tulee muutaman sadan metrin suojavyöhyke. Suojavyöhykkeen laajuus riippuu vedyn varastoinnin tavasta ja laajuudesta.

Investointien kokoluokka

Suomessa hankekehityksessä olevien vetyyn liittyvien investointien investointikustannusarviot vaihtelevat muutamasta miljoonasta eurosta muutamaan miljardiin euroon.² Suuri osa näistä hankkeista on kuitenkin vasta esiselvitysvaiheessa ja niiden toteutumiseen liittyy vielä runsaasti epävarmuuksia. Toistaiseksi vain viisi vetyinvestointia on edennyt Suomessa tuotantovaiheeseen (Cefmof Jyväskylä, Vireon Hydrogen Jyväskylä, Fortum Loviisa, P2X Harjavalta & Hycamite Kokkola). Näiden hankkeiden yhteenlaskettu investointikustannus on noin 120 M€.²

Hankkeet ja hankesuunnitelmat alueella

- Vetyalfa (1 000 MW), Kemijärvi. Hanke on esiselvitysvaiheessa.²
- Liquid Sun, Kemijärvi. Hanke on esiselvitysvaiheessa.²

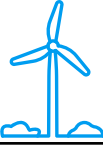
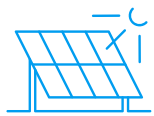
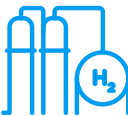
Toteutettavuus ja todennäköisyys Kemijärvellä

Vetyyn liittyvien suurinvestointien toteutettavuus ja todennäköisyys Kemijärvellä on heikko vuoteen 2035 asti. Sähkön kulutuksen liityntäkapasiteetin rajallisuus mahdollistaa tällä hetkellä vain pienempien vetyinvestointien toteutumisen Kemijärven alueella, suuren kokoluokan hankkeet on kuitenkin mahdollista liittää Rovaniemen Pirttikosken sähköasemalle. Suomen vetyverkon reitti on alustavasti määritelty kulkemaan Torniossa kohti Etelä-Suomea, kaukana Kemijärveltä. Tämä tarkoittaa, että vedyn tuotantolaitoksen lopputuotteen jakelulogiikka tulee järjestää toisella tapaa, mikä voi olla kokonaistaloudellisesti haastavaa Kemijärven sijaitessa kaukana esimerkiksi satamista. Vedyn tuotantolaitoksen lopputuotteita voidaan kuluttaa myös paikallisesti Kemijärven alueella, mikäli lopputuotemarkkinan kysyntä kehittyy tulevaisuudessa suotuisasti esimerkiksi polttoaineiden osalta.

¹ (Fortum, n.d.)

² (EK, n.d.)

Yhteenveto vaihtoehtoisten energiainvestointien toteutettavuudesta ja alueellisista vaikutuksista verrattuna pumppuvoimalaan

		Sähköverkkoliityntä	Maankäyttö- ja ympäristövaikutukset	Investointien kokoluokka	Toteutettavuus ja todennäköisyys lähitulevaisuudessa
BESS		Sähköverkkoon liitettävyyden heikko lähitulevaisuudessa	Pieni tilantarve, sijoitetaan rakennettuun ympäristöön	Huomattavasti pumppuvoimalaa pienempi	
Kaasuturbiini/-moottori		Sähköverkkoon liitettävyyden heikko lähitulevaisuudessa	Pieni tilantarve, sijoitetaan rakennettuun ympäristöön	Huomattavasti pumppuvoimalaa pienempi	
Tuulivoima		Yli 250 MW tuulipuisto mahdollista liittää Pirttikosken sähköasemalle	Suuri tilantarve, sijoitetaan metsiin, aukeille jne.	Suuret hankkeet pienemmän pumppuvoimalan kokoluokkaa	
Aurinkoenergia		Sähköverkkoon liitettävyyden heikko lähitulevaisuudessa	Suuri tilantarve, sijoitetaan pelloille, turvesoille jne.	Huomattavasti pumppuvoimalaa pienempi	
Vety ja vedyn johdannaiset		Suuri laitos mahdollista liittää Pirttikosken sähköasemalle	Pienekö tilantarve, sijoitetaan rakennetun ympäristön läheisyyteen	Suuret hankkeet ison pumppuvoimalan veroisia	

Kellarijängän hyvin rajallisesta liityntäkapasiteetista johtuen merkittävien energiainvestointien toteutusedellytykset Kemijärven alueella ovat lähitulevaisuudessa heikot. Vain erittäin suuret hankkeet, esimerkiksi suuri tuulipuisto tai vedyn tuotantolaitos, jotka on kokonaistaloudellisesti järkevää liittää Pirttikosken sähköasemalle, omaavat realistiset toteutusedellytykset vuoteen 2035 mennessä.

Karkeasti arvioiden vaihtoehtoiset energiainvestoinnit voidaan jakaa pienen ja suuren tilantarpeen hankkeisiin. Aurinko- ja tuulivoima tarvitsevat huomattavan määrän tilaa nimellistehoaan kohden – ne ovat kuitenkin mahdollista sijoittaa alueille, jotka eivät ole luontoarvoiltaan kaikista keskeisimpiä.

Vaihtoehtoisten energiainvestointien tyypillinen kokoluokka on lähtökohtaisesti huomattavasti tyyppipumppuvoimalaa pienempi. Suuri tuulipuisto vastaa investointikustannukseltaan pientä tai keskisuurta pumppuvoimalaa. Suuri vedyn tuotantoinvestointi voi ylittää tyyppipumppuvoimalan suuruisiin investointikustannuksiin.

An aerial photograph of a long cable-stayed bridge spanning a large body of water. The bridge features multiple tall pylons with numerous stay cables. The water is a deep blue, and the sky is a lighter blue. The bridge extends from the left side of the frame towards the right, disappearing into the distance.

4

Kansainväliset pumppuvoimalareferenssit

Pumppuvoimalaitosreferenssejä maailmalta

Seuraavilla kalvoilla on esitelty kolme eri pumppuvoimalaitosreferenssiä Euroopasta referenssikorttien muodossa. Tavoitteena oli tunnistaa sellainen referenssikokonaisuus, jonka tekniset ja ympäristöön liittyvät ominaisuudet vastaavat Kemijärven Ailangantunturin hankkeen lähtökohtia. Referenssikorttien avulla pyritään arvioimaan referenssien siirrettävyyttä Kemijärvelle. Teknisten ominaisuuksien lisäksi Kemijärven erikoisuutena on hyvin matala alavarasto sekä arktisuus.

Referenssien valinnassa painotettiin erityisesti kylmiä ilmasto-olosuhteita sekä vesivarastojen samanlaisuutta. Koska julkisista lähteistä ei löytynyt varsinaisesti arktisella alueella olevia pumppuvoimaloita, tarkasteluun valittiin kohteita, joiden alueilla on kuukausia, joiden keskilämpötila on alle 0 °C. Näin voitiin huomioida myös arktisille olosuhteille tyypillisiä ilmiöitä, kuten jäänmuodostus ja lumi.

Norjassa ja Ruotsissa on useita pumppuvoimaloita, mutta tarkasteluun soveltuvat, kokoluokaltaan Ailangantunturin hanketta vastaavat laitokset sijaitsivat maiden eteläosissa. Näillä alueilla kuukausittaiset keskilämpötilat eivät tyypillisesti laske pakkasen puolelle, minkä vuoksi niitä ei katsottu tämän tarkastelun kannalta vertailukelpoisiksi kohteiksi.

Alla on koottuna tarkastelussa olleet voimalaitosreferenssit.

Laitos	Vuoden keskilämpötila	Kylmät kuukaudet	Teho	Putouskorkeus	Ylävarasto	Alavarasto
Ailangantunturi (vertailukohta)	1,73 °C	Marras-maaliskuu keskilämpötila -11 ... -4 °C	550 MW (3 x ~185 MW)	200 m	Tekojärvi 1 km ² 0,013 km ³	Kemijärvi 230 km ² 1,3 km ³ Keskisyvyys 5,75 m
Limberg III, Itävalta	8,62 °C	Tammi-helmikuu keskilämpötila -1,5 ... 0 °C	480 MW (2 x 240 MW)	360 m	Tekojärvi Mooserboden 1,6 km² 0,085 km ³	Tekojärvi Wasserfallboden 1,5 km ² , syvyys ~60 m
Kruonis, Liettua	9,49 °C	Joulu-helmikuu keskilämpötila -4 ... 0 °C	900 MW (4 x 225 MW)	100 m	Tekojärvi 3,03 km ² 0,048 km ³	Kaunas Lagoon 63,5 km ² 0,09 km ³ Keskisyvyys 7,3 m
Cruachan, Skotlanti	4 °C	Joulu-helmikuu keskilämpötila -1 ... 0 °C	440 MW (4 x 120 MW)	396 m	Tekojärvi 0,01 km³	Loch Awe 38,5 km ² 1,2 km ³ Keskisyvyys 32 m

Limberg III, Itävalta

Toteutus- ja lupapolku

Limberg III on vuosina 2021 – 2025 rakennettu pumppuvoimalaitos Itävallan Alpeilla, joka rakentui 1950-luvulla käynnistyneen Limberg I:n ja 2011 valmistuneen Limberg II:n viereen. Pumppuvoimalan avautumista juhlistettiin syyskuussa 2025.¹

Laitoksen YVA hyväksyttiin 2017.² Laitokselle on myös tehty luonnonuhkien analysointi koventuvien ilmasto-olosuhteiden varalle.³

Pumppuvoimalan ala- ja ylävarastot ovat

Fit-Gap-analyysi soveltuvuudesta Kemijärvelle

Limberg III:sta on tehty nykyisten standardien mukainen ympäristövaikutusten arviointi, joka vaaditaan myös Kemijärvellä.

Limberg III:n konehuone on rakennettu maan alle. Kemijärvelläkin Kemijoki Oy:n hankkeen konehuone olisi maan alla. Maanalainen konehuone helpottaa huoltoa ja operointia arktisissa olosuhteissa. Maanpäällisten osien huolto ja operointi vaikeutuu hieman pakkaslämpötiloissa, jos olosuhteiden takia pääsy laitoksen osiin rajoittuu tai estyy.

tehty patoamalla vuoristosola tekojärveksi. Nämä vesivarastot olivat jo Limberg II:n ajalta olemassa.⁴

Pumppuvoimalan konehuoneisto ja putkisto sijaitsevat maanalaisessa luolastossa, josta on otettu maata pois peräti 530 000 m³. Luolan rakentaminen kesti yhteensä kahdeksan kuukautta.⁵

Maanalaisia rakenteita tehtäessä maan herkkä pintakerros nostettiin varovaisesti ylös ja laskettiin takaisin paikalleen kaivausten jälkeen, jotta pinnan

Laitoksella on ylävarastossa käytössään jäänestöjärjestelmiä (paineistettu ilma, ilmakuplat), mikäli jään aiheuttama paine kasvaa liian suureksi. Yksittäisille kriittisille kohdille on käytössä myös lämmitysjärjestelmiä.⁶

Suuri osa kustannuksista pystyi pysymään Itävallassa, sillä Itävallassa on monia alalle erikoistuneita suuryrityksiä, kuten generaattorit toimittanut Andritz tai maanalaista rakentamista hoitanut Porr.

ekosysteemit eivät vahingoittuisi.⁵

Koko laitoksen investointikustannukset olivat alkujaan 572 M€. Kustannuksista 75 % pysyi Itävallassa, ja 40 % Salzburgin osavaltion alueella.⁵

Voimalan käyttöönoton testien yhteydessä huomattiin vika generaattoreissa, joten laitos ei tällä hetkellä ole käynnissä. Vian korjaus kestää arviolta vuoden 2026 loppuun, ja maksaa muutamia kymmeniä miljoonia euroja. ¹ Generaattorit ovat DFIM-mallisia.⁴

Vaikka Limberg III:n ylävarasto on pinta-alaltaan melko samankokoinen mitä Kemijärvellä voitaisiin rakentaa, on varasto tilavuudeltaan kahdeksan kertaa suurempi.



Tekniset tiedot

Teho: 480 MW (2 x 240 MW)

Putouskorkeus: 360 m

Ylävarasto: $A = 1,6 \text{ km}^2$,
 $V = 0,085 \text{ km}^3$

Alavarasto: Wasserfallboden.
Syvyys n. 60 m.

Ilmasto: Keskilämpötila tammi-helmikuussa pakkasella.

¹Lähde: Pumpspeicherkraftwerk Limberg III. Verbund. (2026). Saatavilla: <https://power.verbund.com/de/Kaprun-Limberg-3>. Vierailtu 29.6.2026.

²Lähde: Positiver UVP-Bescheid für PSKW Limberg III liegt vor. Hydro Zek. (2017). Saatavilla: <https://hydro.zek.at/projekte/positiver-uvp-bescheid-fuer-pskw-limberg-iii-liegt-vor/>. Vierailtu 3.7.2026.

³Lähde: Limberg III pumped storage power plant in Kaprun, Austria. AFRY. (n.d.). Saatavilla: <https://afry.com/en/project/limberg-iii-pumped-storage-power-plant-in-kaprun-austria>. Vierailtu 3.7.2026.

⁴Lähde: Highly flexible pumped storage facility. Andritz. (2023). Saatavilla: <https://www.andritz.com/hydro-en/hydronews/hn37/limberg-3-austria>. Vierailtu 29.6.2026.

⁵Lähde: VERBUND eröffnet neuen Pumpspeicher Limberg III in Kaprun. Verbund. (2025). Saatavilla: <https://www.verbund.com/de/konzern/news-presse/presseaussendungen/2025/9/12/eroeffnung-limberg-iii>. Vierailtu 29.6.2026.

⁶Lähde: Wilfried Reich, Head of Hydro Consulting, Verbund. (8.7.2026). Sähköpostiviesti.

Kruonis, Liettua

Toteutus- ja lupapolku

Kruoniksen neljä toiminnassa olevaa yksikköä on otettu käyttöön vuosina 1992-1998.¹

Viidettä yksikköä (110 MW) suunnitellaan, ja sen on määrä aloittaa toimintansa v. 2026 lopulla.²

Ensimmäisten yksikköjen rakentamisen aikaan 1980-luvulla laitokselta ei vaadittu ympäristölupaa. Viidennen yksikön kohdalla ympäristövaikutusten arviointia ei paikallisen viranomaisen päätöksen mukaan tarvita, sillä suurimmat luontovaikutukset aiheuttava

laitoksen infrastruktuuri on jo valmiina.³

Ensimmäisten neljän yksikön rakentaminen aloitettiin jo vuonna 1984. Laitos aiheutti paljon julkista vastustusta ympäristön kannalta, joten alun perin suunniteltu 1600 MW:n teho laskettiin 900 MW:iin, ja rakentaminen venyi muutamalla vuodella.²⁴

Laitoksen ylävarasto on kukkulan päälle rakennettu tekojärvi ja alavarastona toimii Kaunas Lagoon, pumppuvoimalaa edeltävää

vesivoimalaa varten padottu tekojärvi.⁵

Viides yksikkö on saanut EU:n investointipankilta (EIB) 105 M€ investointitukea. Yksikön investointikustannukset on arvioitu olevan 100-110 M€.² EIB investoi projekteihin, joiden käyttöajan kasvihuonekaasupäästöt pysyvät alle 100 g CO₂e / kWh. Pumppuvoimalan käytön ajan päästöt riippuvat pitkälti siitä, millaisella sähköllä varastoa ladataan.³



Fit-Gap-analyysi soveltuvuudesta Kemijärvelle

Kruoniksen etu referenssinä Kemijärvelle on hyvin samanlainen alavarasto. Kaunas Lagoonin keskisyvyys on noin 7 metriä⁶, eli alavarasto on myös hyvin matala. Kaunas Lagoonin pohjanmuotoja sekä veden pinnankorkeuksia tutkittiin vuonna 2011, 27 vuoden käytön jälkeen.⁵

Suurin muutos alavaraston vesistössä tapahtui rakentamisaikana, kun laitoksen tilalta kaivettua maa-ainesta läjitettiin rantaan. Rantaviiva siirtyi jopa 140 metriä vesistöön päin 1,3 km:n mittaisella rantaviivalla. Varaston rantaviiva siirtyy myös vuosittain 30-90 cm vesialueelle päin

biologisten prosessien sekä liettymisen seurauksena. Järven ja voimalan paluukanavan yleisimmät ilmiöt ovatkin liettyminen ja sedimentaatio (maa-aineksen pohjalle laskeutuminen). Vuosittain järven pohjalle syntyy n. 5-6 cm:n verran sedimenttiä. Laitoksen käyttöänsä aikana sedimenttiä voi siis kertyä jopa 3,5-4 metriä, mikäli järven pohjaa ei muokata. Suurimmillaan sedimentaatio on pienien virtausnopeuksien sekä suurien syvyyksien alueella.⁵

Alavaraston lisäksi myös ylävarasto on ominaisuuksiltaan melko samanlainen kuin

Ailangantunturin hankkeessa eli kukkulan päälle kaivettu tekojärvi.

Suurimpana erona Kemijärven hankkeisiin on se, että Kruonis ei tarvinnut ympäristövaikutusten arviointia missään vaiheessa rakennusta. Toisena erona on konehuoneen sijaitseminen ulkona, kun Ailangantunturin hankkeessa konehuone rakennettaisiin maan alle.

Myös Kemijärven projektit soveltuisivat EIB:n asettamiin kriteereihin ja täten olisivat kelpoisia hakemaan projektiin tukea.

Tekniset tiedot

Teho: 900 MW (4 x 225 MW)

Putouskorkeus: 100 m

Ylävarasto: $A = 3,03 \text{ km}^2$,
 $V = 0,048 \text{ km}^3$

Alavarasto: Kaunas Lagoon.
Keskisyvyys 7,3 m.

Ilmasto: Keskilämpötila jouluhelmikuussa pakkasella.

¹Lähde: Kruonis Pumped Storage Hydroelectric Power Plant (KPSHP). Ignitis gamyba. (n.d.). Saatavilla: https://ignitisgamyba.lt/en/our-activities/electricity-generation/kruonis-pumped-storage-hydroelectric-power-plant-kpsph/41887_cf_ch1_f.tk=R9L_ztA47cNLEBj8K0dD37ra43s_5gWKRdc50smE5pA-1783072610-1.0.1.1-1IsqangOolZ283UQzE8w7i2Y4eYxw3v1FC7G_3dsk. Vierailtu 3.7.2026.

²Lähde: Pumped-storage hydroelectricity Plant Kruonis (5th block). Lietuvos Respublikos Energetikos Ministerija. (2023). Saatavilla: <https://enmin.lrv.lt/en/strategic-projects/electricity-sector/pumped-storage-hydroelectricity-plant-kruonis-5th-block/>. Vierailtu 3.7.2026.

³Lähde: Environmental and Social Data Sheet: Lithuanian pumped hydro storage. European Investment Bank. (2024). Saatavilla: <https://www.eib.org/attachments/registers/182030224.pdf>. Vierailtu 3.7.2026.

⁴Lähde: Kruonio hidroakumuliacine elektrine: veinintele hidroakumuliacine elektrine Baltijos salyse. Lietuva.love. (n.d.) Saatavilla: <https://lietuva.love/lankytnos-vietos/kruonio-hidroakumuliacine-elektrine/>. Vierailtu 11.8.2026.

⁵Lähde: Change of Morphometric Characteristics of Kaunas Sea in the Kruonis PSHP Influence Zone. Siksnys et al. (2011). Saatavilla: <https://portalcris.vdu.lt/server/api/core/bitstreams/ca79e88f-a8c6-43d3-8b70-0c15ef4423a1/content>. Vierailtu 15.7.2026.

⁶Lähde: Kauno marios. Visuotinė Lietuvių Enciklopedija. (n.d.). Saatavilla: <https://www.vle.lt/straipsnis/kauno-marios/>. Vierailtu 3.7.2026.

Cruachan, Skotlanti

Toteutus- ja lupapolku

Cruachan on ensimmäinen kokoluokkansa pumppuvoimalaitos, joka on rakennettu 1960-luvulla Ben Cruachan-nimisen vuoren sisälle. Voimalassa on neljä yksikköä, joista kahta (2 x 100 MW) ollaan uudistamassa ja suurentamassa (→2 x 140 MW).¹

1965 käyttöön otetuista yksiköistä ei tehty ympäristövaikutusten arviointia. Yksiköiden uudistamiseen ei myöskään tarvita YVAa, mutta monia pienempiä selvityksiä, kuten hydrologinen selvitys sekä kalavahinkojen

vähentämistä koskeva selvitys, on tarvittu.²

Vuoren sisään rakentaminen on nykyäänkin rakennustekninen haaste. 1960-luvulla kunnianhimoinen ja riskialtis projekti rakennettiin 1500 ihmisen voimin käsiporien avulla.³ Rakennusten aikana luolasta poistettiin 220 000 m³ kiveä ja maa-ainesta.⁴

Vuoren sisällä sijaitsevat pumppu-/turbiini-yksiköt, generaattorit sekä putkistot. Ylävarasto on tekojärvi vuoren päällä.

Alavarastona toimii luonnonjärvi Loch Awe. Ylävarasto täyttyy pumpatun veden lisäksi myös 23 km²:n alalta ympäröiviltä kukkuloilta valuvalla vedellä sekä sadevedellä.^{1,2}

Kahden yksikön uudistaminen tulee maksamaan noin 90 M€. Yhtiöllä on myös alustavia suunnitelmia Cruachan II -laitoksen (600 MW) rakentamisesta, jonka investointipäätöstä odotetaan loppuvuodesta 2026. Investointisumma olisi n. 700 M€, joista rakennuskulut kattaisivat n. 70 %.¹

Fit-Gap-analyysi soveltuvuudesta Kemijärvelle

Cruachanin ylävarasto on vuoren päälle rakennettu tekojärvi ja alavarastona luonnonjärvi. Ylävarasto on tilavuudeltaan samankokoinen kuin Ailangantunturin hankeessa. Alavarasto on paljon syvempi järvi kuin Kemijärvi.

Cruachan-laitoksen konehuone sijaitsee myös maan alla, vuoren sisässä, josta vuori on saanut lempinimensä, "Hollow Mountain" (suom. ontto vuori).

Myös Cruachan on rakennettu niin aikaisin, että nykyaikaista ympäristövaikutusten arviointia ei tarvittu, mikä eroaa Kemijärvelle suunnitelluista hankkeista.

Erona Ailangantunturin hankkeeseen on myös se, että Cruachanin ylävarastolla on peräti 23 km² valuma-alue.

Ailangantunturin alueella ei ole vastaavia mahdollisuuksia ylävaraston ollessa alueen korkeimmilla kohdilla.⁵

Cruachan II -laitoksen rakentamisen aikana on arvioitu syntyvän 150-200 suoraa työpaikkaa viiden vuoden ajalle sekä 85 M€ liikevaihto Cruachanin alueelle. Skotlannissa vaikutukset olisivat yli 500 suoraa työpaikkaa sekä 305 M€:n liikevaihto, kun taas koko Iso-Britannian alueella 1100 suoraa työpaikkaa sekä 550 M€:n liikevaihto.⁶



Tekniset tiedot

Teho: 440 MW (2 x 120 MW + 2 x 100 MW)

Putouskorkeus: 396 m

Ylävarasto: $V = 0,01 \text{ km}^3$

Alavarasto: Loch Awe, keskisyyvyys 32 m

Ilmasto: Keskilämpötila jouluhelmikuussa pakkasella.

¹Lähde: Young, M. Cruachan Pumped Storage: Clean power, capacity and system support. Aquacity Ltd for Drax Group. (2024). Saatavilla: <https://www.drax.com/wp-content/uploads/2024/07/Cruachan-July-30-2024-Final-1.pdf>. Vierailtu 3.7.2026.

²Lähde: Cruachan 1 Upgrade Project. Drax Group. (n.d.). Saatavilla: <https://www.cruachanexpansion.com/unit-3-4-upgrade/>. Vierailtu 3.7.2026.

³Lähde: Kerr, M. The Story of Cruachan Power Station and the Tunnel Tigers Who Built It. This is Oban. (n.d.). Saatavilla: <https://thisisoban.com/the-story-of-cruachan-power-station-and-the-tunnel-tigers-who-built-it/>. Vierailtu 3.7.2026.

⁴Lähde: Cruachan Power Station. Drax Group. (n.d.). Saatavilla: <https://www.drax.com/uk/what-we-do/cruachan-power-station/>. Vierailtu 3.7.2026.

⁵Lähde: Ailangantunturin pumppuvoimalaitos ja 400 kV:n voimajohto Pirttikoskelle – hanke, Kemijärvi ja Rovaniemi. AFRY Kemijoki Oy:lle. (2024). Saatavilla: <https://www.ymparisto.fi/fi/osallistu-ja-vaikuta/ymparistovaikutusten-arviointi/ailangantunturin-pumppuvoimalaitos-ja-400-kvn-voimajohto-pirttikoskelle-hanke-kemijarvi-ja-rovaniemi>. Vierailtu 16.7.2026.

⁶Lähde: Marshall, S. Expanding pumped storage hydro to support the UK's transition to Net Zero. Drax (2024). Saatavilla: <https://www.drax.com/opinion/expanding-pumped-storage-hydro-to-support-the-uks-transition-to-net-zero/>. Vierailtu 17.7.2026.

Arktisen soveltuvuuden tarkistuslista ja johtopäätökset

Kemijärvellä vallitsee arktinen ilmasto, jonka myötä olosuhteet kovenevat pakkaslämpötilojen ja jäänmuodostuksen takia. Pumppuvoimaloissa jääolosuhteiden vakaus on sekä turvallisuus- että käyttövarmuuskysymys.¹ Pumppuvoimalan operointi talvella on merkittävä lähialueen jääolosuhteita muokkaava tekijä.

Vesivarastot

Vesivarastoihin voi muodostua jäätä pakkaslämpötiloissa.² Vesialtaan pinnalle voi muodostua jääpeite tai altaassa voi olla kelluvaa jäätä tai suppojää.³ Kiinteä jääpeite voi halkeilla pumppuvoimalan käytön seurauksena. Kun vedenpinta laskee jään alla, menettää jää osan tuestaan ja voi haljeta, etenkin jos altaan pohja on epätasainen.¹

Jäätymisenesto

Välillä paras tapa taata pumppuvoimalan toiminta on käyttää jäätymisenestomenetelmiä. Näitä menetelmiä ovat esimerkiksi paineistettu ilma tai ilmakuplat, joita päästetään ylävarastossa vedenalaisista putkistoista kohti jäätä. Tämä rikkoo jään ja vapauttaa sen aiheuttaman paineen. Joillekin kriittisille osille myös komponenttien lämmitys on vaihtoehto, joka estää mahdolliset toimintahäiriöt.^{2 6}

Vedenotto

Kelluvat jäälautat voivat aiheuttaa pumppuvoimalan toiminnalle vahinkoa. Jäälautat voivat mm. tukkia vedenottoaukkoja tai painautua ritoilaita vasten vähentäen vedenottoa.⁴ Myös suppojää pystyy tehokkaasti tukkimaan vedenottoaukkoja. Tukkeutuneet vedenottoaukot aiheuttavat energiahäviöitä.⁵

Jääpeiteanalyysi

Pumppuvoimalat pystyvät operoimaan, vaikka vesialtaan pinnalle muodostuisikin jäätä.³ Jään tilannetta seurataan mm. ilmakuvan avulla. Kun lämpötilat nousevat, alkaa jää sulaa ja hajota kelluviksi lautoiksi sekä suppojääksi, jotka voivat haitata pumppuvoimalan operointia. Ilmaston lämpenemisen myötä jääpeitteiden käyttäytymistä on vaikeampi ennakoita, jonka takia analyysin merkitys on noussut.⁵

Konehuone

Konehuoneella tarkoitetaan pumppu-turbiini-yksiköiden ja muun vastaavan laitteiston sijaintia. Arktisissa olosuhteissa on hyvä, jos konehuone sijaitsee maan alla. Tämä estää koneiston komponenttien jäätymistä ja mahdollistaa laitteistojen ympärivuotisen huollon.²

Huolto ja operointi

Arktiset olosuhteet vaikuttavat huoltoon ja operointiin lähinnä niin, että jäiset ja lumiset olosuhteet vaikeuttavat tai estävät pääsyä huollettaville osille.² Operoinnin aikana myös kelluvaa jäätä voidaan ohjata muualle vedenottoaukkojen tukkeutumien välttämiseksi.⁴

¹Lähde: Hinegk F. et al. *Ice Cracking in Hydropower Reservoirs With Complex Bathymetry: The Response to Hydraulic and Thermal Forcings*. (2025). Saatavilla: <https://agupubs.onlinelibrary.wiley.com/doi/pdf/10.1029/2025WR040085>. Vierailtu 16.7.2026.

²Lähde: Reich W., Head of Hydro Consulting, Verbund. (8.7.2026). Sähköpostiviesti.

³Lähde: *Hydropower in the Deep Freeze: How Plants Keep Power Flowing in Winter*. IHA (2026). Saatavilla: <https://www.hydropower.org/blog/hydropower-how-plants-keep-power-flowing-in-winter>. Vierailtu 16.7.2026.

⁴Lähde: Carstens T. et al. *Floating Ice as a Problem to Hydropower Intakes*. IAHR (1992). Saatavilla: <https://www.iahr.org/library/infor?pid=27919>. Vierailtu 16.7.2026.

⁵Lähde: Gebre S. et al. *Some Aspects of Ice-Hydropower Interaction in a Changing Climate*. (2014). Saatavilla: <https://www.mdpi.com/1996-1073/7/3/1641>. Vierailtu 16.7.2026.

⁶Lähde: *Winter Operations: Engineering Hydropower Resilience in Cold Climates*. (n.d.). Saatavilla: <https://asumbhydro.com/winter-operations-engineering-hydropower-resilience-in-cold-climates/>. Vierailtu 16.7.2026.



5

Yhteenvedo ja johtopäätökset

Yhteenveto ja johtopäätökset

Tässä osaraportissa tarkastellut vaihtoehtoiset voimalatoteutukset osoittavat, että Kemijärven alueen lähitulevaisuuden uusien energiainvestointien toteutusedellytyksiä määrittää ennen kaikkea sähköverkon liityntäkapasiteetti. Kellarijängän sähköaseman kapasiteetin rajallisuus heikentää merkittävästi uusien tuotanto-, kulutus- ja sähkövarastohankkeiden toteutettavuutta ainakin vuoteen 2035 asti, minkä vuoksi realistiset toteutusedellytykset kohdistuvat käytännössä vain erittäin suuriin hankkeisiin, jotka voidaan liittää Pirttikosken 400 kV:n sähköasemalle.

Tarkastelluista vaihtoehtoisista energiainvestoinneista mikään ei nouse Kemijärven näkökulmasta selkeäksi ja helposti toteutettavaksi vaihtoehdoksi. Akkuvarastojen etuna on pieni tilantarve, mutta niiden toteutettavuutta rajoittaa sähkövarastojen liityntäkapasiteetin puute. Tuuli- ja aurinkoenergian toteutettavuus on lähitulevaisuudessa heikko erityisesti verkkokapasiteetin vuoksi, ja aurinkoenergian osalta myös paikalliset säteilyolosuhteet heikentävät edellytyksiä. Kaasuturbiini- ja kaasumoottoriratkaisuja puolestaan rajoittaa polttoaineinfrastruktuurin puute, ja vetyhankkeet edellyttävät merkittävää lisäkapasiteettia sähköverkkoon sekä markkinoiden ja logistiikan kehittymistä.

Kansainvälisten referenssien tarkastelu osoittaa, että kylmän ilmaston olosuhteet eivät lähtökohtaisesti estä pumppuvoimalan toteuttamista, mutta ne asettavat selkeitä vaatimuksia tekniselle suunnittelulle, käytettävyydelle ja kunnossapidolle. Arktiseen tai kylmään ympäristöön soveltuvuutta voidaan parantaa muun muassa maanalaisten ratkaisujen, jäänestöjärjestelmien ja kriittisten osien lämmityksen avulla.

Vertailu osoittaa samalla, että tyyppipumppuvoimala ja tyyppisähköakkuvarasto ovat investointeina eri mittaluokan ratkaisuja. Tyyppipumppuvoimalan investointikustannukset on arvioitu noin kymmenkertaisiksi verrattuna tyyppisähköakkuvarastoon, mikä tarkoittaa, että ratkaisut eivät ole keskenään täysin suoraan rinnastettavia vaihtoehtoja, vaan niillä on erilainen mittakaava, käyttötarkoitus ja toteutuslogiikka.



Bright
ideas.
Sustainable
change.

RAMBOLL