



Hybridipuistojen sähkönsiirto ja MW-luokan energiavarastot – synergiaedut

Antero Kuusisto

OPINNÄYTETYÖ
Toukokuu 2023

Älykäs uusiutuva energiantuotanto

TIIVISTELMÄ

Tampereen ammattikorkeakoulu
Älykkään uusiutuvan energiantuotannon ylempi tutkinto-ohjelma

KUUSISTO, ANTERO
Hybridipuistojen sähkönsiirto ja MW-luokan energiavarastot – synergiaedut

Opinnäytetyö 55 sivua, joista liitteitä 0 sivua
Toukokuu 2023

Suomen sähköenergian tuotannon toimiala on murroksessa. Euroopassa on tavoite saavuttaa ilmasto neutraalius vuoteen 2050 mennessä. Suomen omat tavoitteet ovat tätäkin tiukemmat, kun pyrimme hiilineutraaliuteen vuoteen 2035 mennessä. Juurisyyt ilmaston kannalta ovat selvät, ja tavoitteet nykytilanteen korjaamiseksi ovat riittävän kunnianhimoiset saavuttaaksemme kaikille paremman elinympäristön.

Energiasektorilla investoidaan valtavasti uusiutuvaan energiaan, ja fossiilisia tuotantomuotoja korvaantuu kiihtyvällä tahdilla ilmastoystävällisemmällä vaihtoehdoilla. Samalla tuotantolaitosten hajautuminen ympäri maata, ja sähköntuotannon säätilariippuvuus ovat merkittävä haaste Suomen kantaverkolle. Kantaverkkoyhtiö Fingrid investoi verkon kehittämiseen huimia määriä, ja kehittää jatkuvasti uusia tapoja vastata energiamurroksen tuomiin haasteisiin.

Kantaverkko tarvitsee kaiken saatavilla olevan joustokyvyn kyetäkseen vastamaan energiamurroksen tuomiin haasteisiin. Samaan aikaan yhteiskunnallisessa keskustelussa on hyvin voimakkaasti esillä sähkönsiirron vaatimat maa-alueet ja niistä määritettävät korvaustasot.

Tuulivoimahankkeet toteutetaan tänä päivänä markkinaehtoisesti, eikä uusia tuotantotukia enää myönnetä. Aurinkovoiman osalta suuren mittaluokan tuotantolaitokset ovat Pohjolassa vielä verrattain uusi ilmiö, ja sen kannattavuus verrattuna tuulivoimaan on hieman heikompi. Tässä työssä tarkastellaan tuuli- ja aurinkopuiston yhteistuotantoa, ja tuotantoprofiilin vaikutuksia verkkoliittymän investointeihin, aikatauluihin sekä hyväksyttävyyteen. Lopputuloksista tutkitaan, onko tuulivoimahankkeeseen mahdollista sisällyttää myös aurinkovoiman tuotantoa niin, että verkkoliittymään ei aiheudu merkittäviä haittavaikutuksia. Lisäksi selvitetään, mikä on MW-luokan energiavaraston rooli verkkoliittymän kannalta.

Asiasanat: sähkönsiirto, hybridipuisto, tuulivoima, aurinkovoima, energiavarasto, kantaverkko

ABSTRACT

Tampereen ammattikorkeakoulu
Tampere University of Applied Sciences
Smart Renewable Energy Production

KUUSISTO, ANTERO:

Power Transmission from Hybrid Parks and large-scale Energy Storage – Synergy benefits

Master's thesis 55 pages, appendices 0 pages
May 2023

Finnish energy sector is undergoing a transformation. Europe has a goal to become climate neutral by the end of 2050. In Finland we have even more ambitious goals; to achieve carbon neutrality by the end of 2035. The root cause in aspect of our climate is clear, and the goals towards improving the current situation are ambitious enough to achieve a better environment for all of us.

Energy sector is investing vast amounts of money to renewable energy, and fossil production is being replaced at ever increasing rate towards more climate friendly production. At the same time the spreading of production plants across the country, and production being more dependent on weather, are becoming a major challenge for our national grid. National grid operator Fingrid is investing heavily to improve our grid, and actively developing new methods to tackle the challenges brought by the energy transition.

National grid needs every bit of available flexibility from our common energy infrastructure, to mitigate the challenged brought by energy transition. At the same time the land use and the compensation levels of new powerlines are a very hot topic in public discussion.

Wind power projects are now days carried out completely market-based, and new production aids are not given. Large-scale solar power plants are relatively new thing in the Nordics, and the profitability of it is a bit more modest compared to wind power. This study examines the Wind power and Solar power as a single production unit, and the effects of its production type to grid connection investments, schedule, and general approval. Conclusions are examined, if it's possible to include Solar power within Wind power project without causing significant downsides to grid connection. It's also examined, what could be the role for a MW-sized energy storage in accordance with grid connection.

Key words: transmission of electricity, hybrid park, wind farm, solar farm, energy storage, national grid

SISÄLLYS

1	JOHDANTO	5
1.1	Työn tavoitteet ja rajaukset	5
1.2	Tutkimusmenetelmä	5
2	UUSIUTUVA ENERGIA JA RESERVIMARKKINAT	7
2.1	Hankkeen kehitys	7
2.1.1	Hankkeen esiselvitys	7
2.1.2	Viranomaisluvut	8
2.1.3	Tekninen suunnittelu	11
2.2	Hybridipuiston hankekehitys ja suunnittelu	12
2.3	Energiavarastojen hankekehitys ja suunnittelu	13
2.3.1	Energiavarastohankkeita Suomessa	14
2.3.2	Kantaverkon tarve reservimarkkinoille	16
2.4	Uusiutuva energiantuotanto reservimarkkinoilla	17
3	VERKKOLIITYNTÄ	20
3.1	Verkkoliityntä 36 kV keskijännitekaapeleilla	20
3.2	Verkkoliityntä 110 kV suurjännitteellä	20
3.3	Verkkoliityntä 400 kV suurjännitteellä	23
3.4	Verkkoliityntämaksut	24
3.5	Sähköverkon haasteet	25
4	HYBRIDIPUISTOT	27
4.1	Tarkastelutapaus 1: 46 MW	27
4.1.1	Hankkeen viranomaisluvut	28
4.1.2	Tekninen suunnittelu	28
4.1.3	Toteutustavan perusteltu valinta	35
4.1.4	Tuotanto	36
4.1.5	Akkuenergiavarasto	38
4.1.6	Pohdinnat	40
4.2	Tarkastelutapaus 2: 200 MW	41
4.2.1	Hankkeen viranomaisluvut	42
4.2.2	Tekninen mitoitus	43
4.2.3	Tuotanto	48
4.2.4	Akkuvarasto	49
4.2.5	Pohdinnat	49
5	JOHTOPÄÄTÖKSET	51
	LÄHTEET	53

1 JOHDANTO

Suomen energiasektori on murroksessa. Uusiutuvaa energiaa liitetään kantaverkkoon ennennäkemättömällä nopeudella, ja uusia hankkeita käynnistyy jatkuvasti. Samalla fossiilista energiantuotantoa on poistumassa markkinoilta. Vaikutukset ovat yhteiskunnallisesti positiivisia, mutta kantaverkon ja maankäytön kanalta kerrannaisvaikutukset ovat merkittäviä.

Tässä työssä selvitetään keinoja hyödyntää tehokkaammin tuulivoimahanketta varten rakennettavaa sähkönsiirtoinfrastruktuuria, lisäämällä hankealueelle myös aurinkovoiman tuotantoa. Samalla tutkitaan energiavarastojen käyttömahdollisuuksia yksittäiselle hankkeelle, ja pohditaan ratkaisujen vaikutuksia yhteiskunnallisella tasolla

1.1 Työn tavoitteet ja rajaukset

Työn tavoitteena on tutkia hybridipuistojen tuotantoprofiilia ja sen vaikutusta verkoliityntään. Tarkastelun lähtökohtana on tuulivoimahanke, jonka hankealueelta on tunnistettu jo alkuvaiheessa potentiaalisia aurinkovoima-alueita. Tarkastelussa huomioidaan yhteisvaikutukset investointeihin, aikatauluun ja yleiseen hyväksyttävyyteen.

Tutkimuksellisen osan tarkastelutapauksiin on otettu kaksi eri kokoluokan hanketta. Hankkeet on valikoitu vastaamaan tyypillistä Suomen tuulivoimahanketta, jotta lopputulokset ovat mahdollisimman laajasti hyödynnettävissä.

Työstä on rajattu ulos teknisiin yksityiskohtiin menevät komponenttivalinnat ja sähkömarkkinaan liittyvät syvälliset tarkastelut. Molemmat ovat työhön liittyviä hyvin oleellisia osa-alueita, joista on tunnistettu lisätutkimusten tarve.

1.2 Tutkimusmenetelmä

Työssä käytetään kvalitatiivista tutkimusmenetelmää. Aihealueen tietämyksen syventämiseen on hyödynnetty kattavasti avoimien lähteiden aineistoa ja lukuisia

asiantuntijahaastatteluja, joiden avulla työssä vaadittavien aihealueiden osaamistasoa on syvennetty ja lähdekritiikin kannalta varmistettu. Hankitun tiedon avulla tutkimuskokonaisuudesta on koostettu oleellisimpia osa-alueita avaava kokonaisuus, joka käsittelee uusiutuvan energian verkkoliityntään liittyviä ilmiöitä monelta näkökannalta ja sen vaikutuksia kantaverkkoon.

2 UUSIUTUVA ENERGIA JA RESERVIMARKKINAT

Tuuli- ja aurinkovoiman luonnollinen ominaispiirre on merkittävä riippuvuus sääolosuhteista. Tämä on myös sähköverkon kannalta oleellinen piirre. Koska lähtökohtaisesti sijoittajat toivovat omistamansa sähköntuotantolaitoksen tuottavan mahdollisimman suuren määrän energiaa, eli täydessä sääolosuhteiden potentiaalissa käytettävää voimalaitosta, johtaa tilanne lyhyissä sykleissä sääolosuhteiden tahdissa vaihtelevaan energian tuotantoon. Tehontuoton heilahtelu aiheuttaa verkkoon tuotannon ja kulutuksen epätasapainoa, joka on kyettävä hallitsemaan. Suuressa mittakaavassa ilmiö ratkaisee osin itse itseään, koska sääolosuhteet eivät välttämättä ole yhtä hyvät tai huonot kaikissa Suomen tuuli- ja aurinkopuistoissa yhtäaikaisesti.

2.1 Hankkeen kehitys

Hankkeen kehitykseksi voidaan kutsua sitä uusiutuvan energiantuotannon hankkeen elinkaaren vaihetta, joka alkaa alueen potentiaalisen alueen esiselvityksestä ja päättyy esimerkiksi hankkeen saamiin rakennuslupiin. Vaihe kattaa siis kaikki viranomaisluvut, maankäytölliset asiat ja suunnittelutyöt sekä niihin liittyvät selvitykset, ja on kestoltaan hankkeen koon mukaan noin 6–60 kuukautta.

2.1.1 Hankkeen esiselvitys

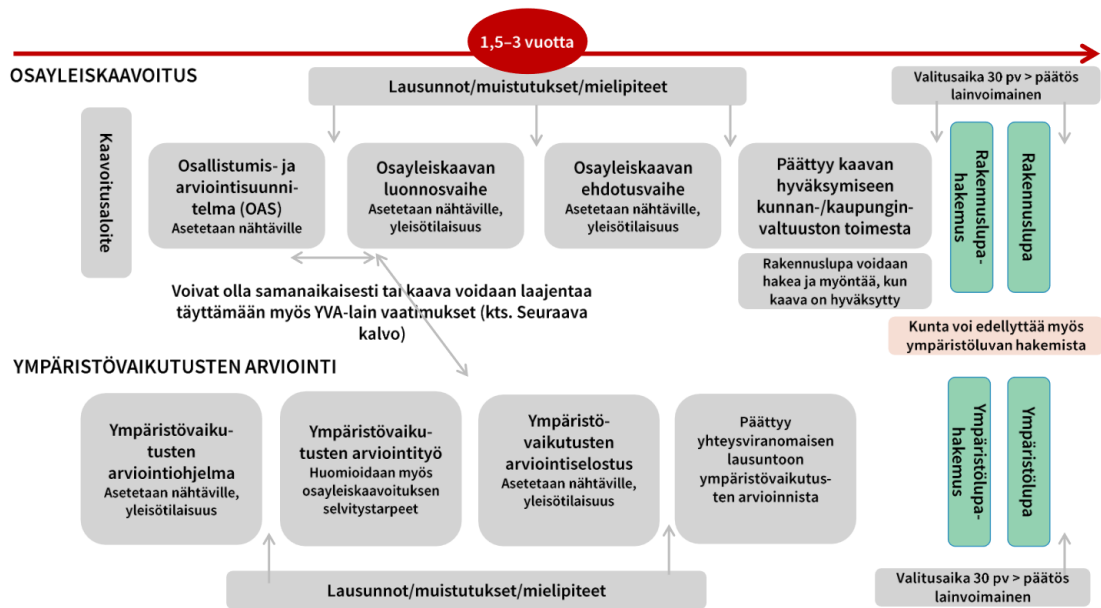
Yleensä laadukas tuulivoimahanke saa alkunsa esiselvityksestä, jossa hankealueen elinkelpoisuudelle annetaan ensimmäiset raamit. Tuulivoimalle soveltuvat hankealueet ovat lukuisten osatekijöiden summa. Hankealuetta rajaavia tekijöitä ovat muun muassa ihmisten asuinrakennukset, luonnonolot, eri tahojen tutkajärjestelmät, julkinen infra ja maakunnan kaavoitussuunnitelmat. Huomioitavia tekijöitä on valtava määrä, ja niille määritetyt suojaetäisyydet ja niiden ilmaantuvuus ovat riippuvaisia maantieteellisestä sijainnista. Voimalaratkaisuilla pyritään optimoimaan rajatulta hankealueelta paikallisilla tuuliolosuhteilla saatavissa oleva tuotto. Hankkeen alkuvaiheessa paikalliset tuuliolosuhteet selvitetään avoimien lähdeaineistojen perusteella, kuten Global Wind Atlas -tietokannan avulla. Voimalat pyritään yleensä mitoittamaan mahdollisimman suuriksi, joka vuonna 2023 tarkoittaa 6–8 MW turbiinikokoja maatuulivoimalla. Suuren turbiinin nimellistehon

lisäksi turbiinin nokka pyritään sijoittamaan mahdollisimman korkealle suotuisimpiin tuuliolosuhteisiin. Korkeudelle määritty kuitenkin usein rajoituksia hankkeen viranomaisyhteistyössä, ja voimalatoimittajien toimittamissa turbiinimalleissa on omat fyysiset maksimikorkeutensa. Myös sähköverkkoliitynnän vaihtoehdot karotetaan alueella toimivien verkonhaltijoiden kautta.

2.1.2 Viranomaisluvut

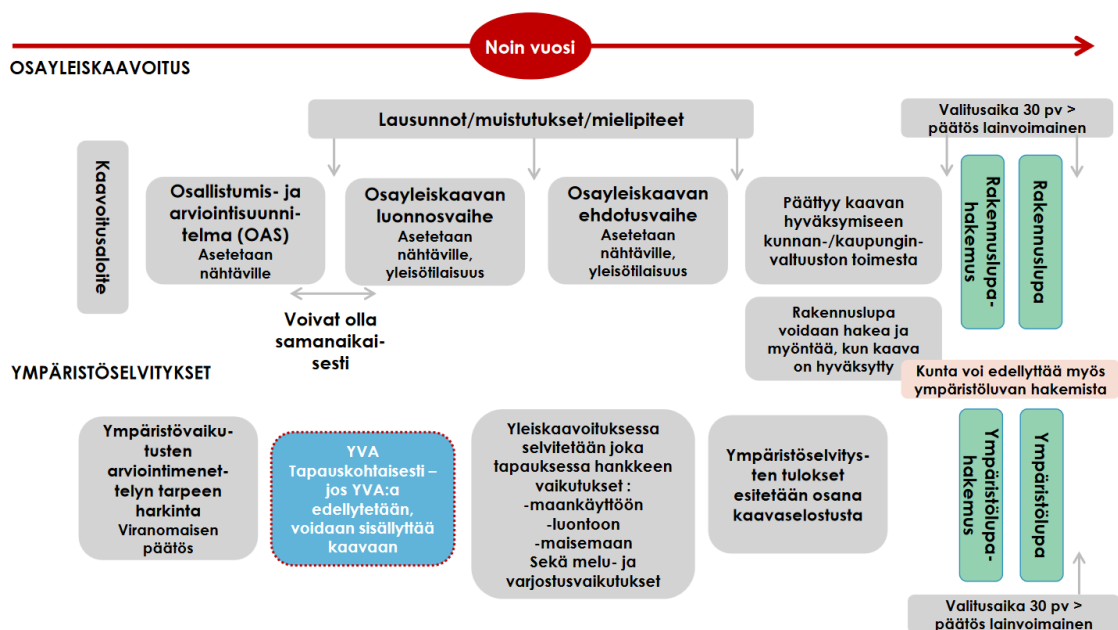
Tuulivoimahankkeiden viranomaisluvut ovat Suomessa hyvin tarkkaan määritettyjä prosessiketjuja, joissa kiinnitetään erityistä huomiota hankkeen ympäristövaikutuksiin ja alueellisiin mielipiteisiin. Hankkeilla hyvin usein sovellettava YVA-menettely perustuu lakiin ympäristövaikutusten arviointimenettelystä (5.5.2017/252). Lain tavoitteessa kiteytyy hyvin YVA-menettelyn tärkeys: ”Tämän lain tavoitteena on edistää ympäristövaikutusten arviointia ja arvioinnin yhtenäistä huomioon ottamista suunnittelussa ja päätöksenteossa sekä samalla lisätä kaikkien tiedon saantia ja osallistumismahdollisuuksia.” (Finlex 2017). Lain liitteessä 1 määriteltyjen sovellettavien hankkeiden listauksessa mainitaan tuulivoimahankkeet, kun yksittäisten laitosten lukumäärä on vähintään 10 kappaletta tai kokonaisteho vähintään 45 megawattia. On kuitenkin huomioitava, että ympäristöselvitykset on määrättyssä laajuudessa aina tehtävä riippumatta siitä, sovelletaanko edellä mainittua lakia vai ei.

YVA-menettelyn kanssa käsikädessä kulkee kaavoitusprosessi. Maankäyttö- ja rakennuslain kaava- ja lupajärjestelmä asettaa määrittelyt Suomessa rakennettaville rakennuksille. Tuulivoimahankkeiden kaavoituksessa alue kaavoitetaan tuulivoimakäyttöön, pääasiassa tuulivoimaosayleiskaavoilla. Pienissä, noin 4–6 voimalan, hankkeissa voidaan soveltaa myös kevyempää suunnittelutarveratkaisua. Kuva 1 havainnollistaa YVA- ja kaavaproessin aikajanaa 10 turbiinin tai suuremmassa tuulivoimahankkeessa.



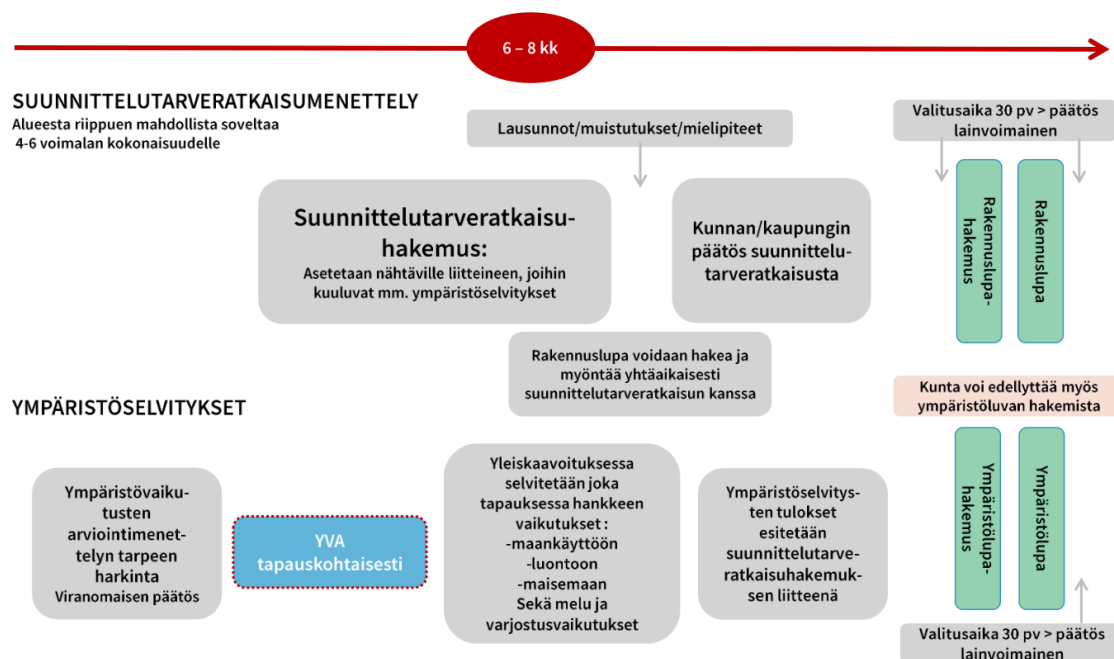
KUVA 1. Aikajana 10 turbiinin tai suuremmasta tuulivoimahankkeesta (Tuulivoimayhdistys 2019)

Yhdeksän voimalan tai pienemmillä hankkeilla yhteysviranomaisen (paikallinen ELY-keskus) antaa päätöksen, sovelletaanko hankkeelle YVA-menettelyä vai ei. Mikäli menettelyyn ei päädytä, on aikajana kuvan 2 mukaisesti noin 1,5 vuotta nopeampi, kokonaiskeston ollessa noin yksi vuosi.



KUVA 2. Aikajana 9 turbiinin tai pienemmästä tuulivoimahankkeesta (Tuulivoimayhdistys 2019)

Pienillä 4–6 turbiinin hankkeilla voidaan soveltaa myös suunnittelutarveratkaisumenettelyä. Tuulipuistohanke voidaan toteuttaa suunnittelutarveratkaisulla, jos sen alueen käyttö ja ympäristöarvot eivät aseta tuulivoimarakentamiselle rajoituksia, eikä tuulivoimarakentamisen ja muun alueiden käytön välillä ole merkittävää yhteensovittamistarvetta. Tällä menettelyllä hankkeen läpivientiaika on kuvan 3 mukaisesti suhteellisen nopea, kokonaiskeston ollessa noin 6–8 kuukautta.



KUVA 3. Aikajana 4–6 tuulivoimahankkeesta (Tuulivoimayhdistys 2019)

Kaavoitus- ja YVA-prosessin aikana toteutetaan hankealueella vähintään vuoden kestävät tuulimittaukset. Mittaus toteutetaan mittausmaston avulla, johon on kiinnitetty lukuisia mittausantureita. Mittausdataa tuetaan tarvittaessa Lidar ja Sodar tekniikalla. Lidar mittaus perustuu taivaalle lähetettäviin pienitehoisiin laser-säteisiin, joista laite laskee valon takaisinheijastumisista tuulen nopeutta noin 300 metrin korkeuteen saakka. Sodar tekniikka perustuu ääniaaltojen etenemiseen ilmassa. Sodar lähettää ääniaaltoja taivaalle, josta se laskee tuulen voimakkuuden ääniaaltojen heijastuksista aina 300 metrin korkeuteen saakka. (Metsähallitus 2021)

2.1.3 Tekninen suunnittelu

Teknisen suunnittelun vaiheella tarkoitetaan yleensä niitä suunnittelullisia toimenpiteitä, mitkä tähtäävät hankkeen tekniseen määrittelyyn rakentamisurakkaa varten. Tällaisia suunnittelukokonaisuuksia ovat esimerkiksi hankealueen tiestön suunnitelmat, sähkönsiirron suunnitelmat, kuljetusreititsuunnitelmat ja niin edelleen. Ihanteellisessa tilanteessa kaavoitus- ja YVA-prosessin päättyessä ovat hankkeen kaikki tekniset suunnitelmat valmistuneet, ja mahdolliset niihin liittyvät viranomaisluvut saaneet lainvoiman.

Sähkönsiirron osalta tähän vaiheeseen kuuluvat esimerkiksi sisäverkon suunnitelmat. Näissä määritetään muun muassa käytettävä sisäverkon jännitetaso, turbiiniryhmittelyt, maadoitustopologia, valokuituyhteydet ja maakaapeleiden poikkipinnat. Sisäverkko liitetään hankealueella sijaitsevalle sähköasemalle tai kytkentäpisteelle, jonka tekninen suunnittelu toteutetaan myös tässä työvaiheessa. Sähköasemalta tai kytkentäpisteeltä eteenpäin suunnitellaan tuotantolaitoksen sähkönsiirtoyhteys, joka useilla uusiutuvan energian hankkeilla tarkoittaa suurjännitteistä voimajohtoa. Voimajohdon suunnittelu ja luvitus on teknisen suunnittelun aikaa vievin kokonaisuus, jonka kokonaiskesto on noin 1–3 vuotta.

Sähkönsiirron suunnittelukokonaisuuden valmistuessa, ja turbiinivalintojen vahvistuessa, aloitetaan Fingridin tarkkaan määrittämä liittämiskelpoisuuden tarkastelu. Tarkastelusta käytetään nimeä *voimalaitosten järjestelmätekniiset vaatimukset* (VJV), ja se pitää sisällään yksityiskohtaiset simuloinnein todentamiset muun muassa eri häiriötilanteille ja kantaverkon normaaleille käyttötilanteille.

VJV tarkastelua vastaava validointiprosessi on määritetty myös sähkövarastoille, joka tunnetaan nimellä *sähkövarastojen järjestelmätekniiset vaatimukset* (SJV).

VJV ja SJV prosessien tarkoituksena on pyrkiä varmistamaan seuraavat asiat:

- Voimalaitos/sähkövarasto kestää sähköjärjestelmässä esiintyvät jännite- ja taajuusvaihtelut
- Voimalaitos/sähkövarasto tukee sähköjärjestelmän toimintaa häiriötilanteiden yhteydessä sekä toimii luotettavasti niiden aikana ja niiden jälkeen

- Voimalaitos/sähkövarasto ei verkossa ollessaan aiheuta haittaa muille sähköjärjestelmään kytketyille laitteille
- Liittymispisteen verkonhaltijalla ja Fingridillä on käytössään sähköjärjestelmän ja sen käytön suunnitteluun sekä käyttövarmuuden ylläpitoon tarvittavat tiedot voimalaitoksesta

2.2 Hybridipuiston hankekehitys ja suunnittelu

Hybridipuistoa käsitellään tässä työssä tuulivoimahankkeena, jonka hankealueen sisäpuolelle on löydetty jo alkuvaiheessa potentiaalinen aurinkovoima-alue. Molempia tuotantomuotoja lähdetään edistämään yhtäaikaisesti, ja hankkeen valmistuessa ne tulevat toimimaan saman yhtiön omistuksessa.

Viranomaislupiin liittyvät työvaiheet kulkevat tuuli- ja aurinkopuistoilla tässä tapauksessa käsi kädessä. Kun aurinkovoima-alue lisätään tuulivoima-alueelle, tulee se kuvan 1 tapauksessa sisällyttää ympäristövaikutusten arviointiprosessiin yhtenä osa-alueena. Samoin toimitaan myös tuulivoimaosayleiskaavan tapauksessa; aurinkovoimalle osoitettu alue lisätään kaavaan omana merkintänään. Eroavaisuus tuulivoimahankkeeseen tulee rakennuslupien myötä, jossa tuulivoimalle voidaan hakea rakennuslupa suoraan tuulivoimaosayleiskaavan perusteella. Laki ei anna aurinkovoimahankkeelle samaa oikeutta hakea rakennuslupaa, vaan sen osalta on käsiteltävä erillinen suunnittelutarveratkaisu. Tässä tapauksessa suunnittelutarveratkaisu ei ole kuvan 3 mukaisesti kestoaltaan 6–8 kuukautta, koska hankkeen taustatiedoissa on jo lainvoimainen YVA- ja kaavoitusprosessi. Suunnittelutarveratkaisusta on kuitenkin pyydettävä ELY-keskuksen lausunto, sekä toteutettava vaadittava nähtävillä olo. Tämän jälkeen myös aurinkovoiman osalta on mahdollista hakea rakennuslupaa. Ylimääräinen suunnittelutarveratkaisu aiheuttaa noin kahden kuukauden aikatauluviiveen verrattuna pelkkään tuulivoimahankkeeseen.

Jos tuulipuistohanke on pienikokoinen ja etenee kuvan 3 mukaisesti suunnittelutarveratkaisulla, toteutetaan tuuli- ja aurinkovoimalle molemmille erillinen suunnittelutarveratkaisu. On myös tapauskohtaisesti mahdollista, että molemmat tuotantolaitokset sisällytetään samaan suunnittelutarveratkaisuun. Molemmissa etenemistavassa aurinkovoima ei aiheuta aikatauluviivettä.

2.3 Energiavarastojen hankekehitys ja suunnittelu

Suomessa on toteutettu joitain megawattiluokan energiavarastoja lähivuosien aikana, mutta investoinnin tarve ja palvelujen tarjonta ovat selvässä kasvussa. Uusiutuvan energian hankkeen yhteyteen rakennettavan akkuvaraston viranomaislupien prosessi on suhteessa kevyt. Sähköasemalle sijoitettava akkuvarasto vaatii tavanomaisen rakennusluvan, eikä muita viranomaislupia yleensä vaadita.

Päätöksen akkuvaraston sijoittamisesta voi tehdä missä vaiheessa hanketta tahansa, tai sen suunnittelun voi aloittaa tuotantolaitoksen ollessa jo käytössä. Tässä tapauksessa on kuitenkin huomioitava mahdolliset rakentamisesta johtuvat keskeytysajat. Megawattiluokan akustot toimivat pääosin 10–35 kV jännitetasolla, joka ohjaa sijoittamaan järjestelmän sähköaseman keskijännitteiselle puolelle. Optimaalisessa tilanteessa akkuvaraston sijoittamisesta on tehty päätös jo hankkeen alkuvaiheessa, jolloin sitä voidaan käsitellä viranomaislupien selvityksissä ja huomioida tilavatauksessa.

Akkuvarastoilla on suuri hyödyntämispotentiaali kantaverkon tasolla, joten toteutettavan varaston teknistaloudellisen kokoluokan suhteen on hankala määrittää suuntaviivoja. Tyypillisesti uusiutuvan energian hankkeelle sijoitettava akusto on kokoluokaltaan noin 10–30 % puiston nimellistehosta. Yksi ohjaava tekijä tähän on liityntäjohtoon kuormitettavuus. Jos nopeaan taajuusreserviin osallistuva akkuvarasto on kooltaan esimerkiksi 50 % tuulipuiston nimellistehosta, olemme hyvin pian tilanteessa, jolloin tuulipuiston tai akuston tehoa on rajoitettava, tai siirtojohto mitoitettava kattamaan kaikki käyttötilanteet.

Akkuvaraston yleisimmät hyödyntämistavat uusiutuvan energian hankkeissa:

Reservimarkkinoilla toimiminen. Akun energiakapasiteettia voidaan varata luvun 2.4 mukaisille reservimarkkinoille.

Energia arbitraasi. Halvan energian spot-hinnan aikana akkuvarastoa voidaan täyttää joko puistossa tuotetulla energialla tai kantaverkosta ostetulla energialla, joka voidaan myydä eteenpäin kalliimman energian hinnan aikana.

Ennustevirheen korjaaminen. Tuotantolaitosten tasevastaavien on ilmoitettava seuraavan päivän ennustettu tuotanto tunti tunnilta kantaverkkoyhtiölle. Jos todellisessa tuotannossa on ennusteeseen verrattuna poikkeamaa, on ennustevirhe katettava ostamalla tasesähköä Fingridiltä. 22.5.2023 siirrytään 15 minuutin taseselvitysjaksoon, joka oletettavasti nostaa tasesähkön kustannuksia. (Fingrid 2023e)

Loistehon hallinnan lisätuki tuulivoimainverttereille. Tuulivoimaloiden invertterit kykenevät säätämään loistehoa tietyissä rajoissa, jotta tuotantolaitoksen tuottama sähkö pysyy Fingridin määrittämässä loistehoikkunassa. Akkuvarasto on myös invertterillä kytkeytyvä verkkokomponentti, joka kykenee tarvittaessa tukemaan tuulivoimaloita loistehon tuotannossa.

Huipputehojen tai tuotantopiikkien leikkaaminen. Mikäli hankkeella on syytä leikata tuotantopiikkejä, voidaan oikein mitoitetulla akkuvarastolla tasoittaa tuotannon heilahtelua. Tuotantohuipun leikkaaminen voi hyödyntää myös siinä tapauksessa, jos energian siirtomaksun hinta määräytyy tietyn ajanjakson aikana tuotetun huipputehon mukaisesti.

2.3.1 Energiavarastohankkeita Suomessa

Viinamäen tuulipuisto

Viinamäen tuulipuistoalue lissä on tuottanut sähköä vuodesta 2019, ollen myös aikansa merkittävä pioneerihanke Suomessa. Viinämäki oli ensimmäinen suomalainen tuulipuisto, josta tehtiin investointipäätös ilman yhteiskunnan taloudellista tukea. Asennetut voimalat olivat Pohjoismaiden korkeimpia voimaloita, ja 175-metrinen torni oli maailman korkein kokonaan teräksinen tuuliturbiinitorni. (St1 2019.) Puiston yhteyteen rakennettiin Pohjoismaiden suurin sähkövarasto, nimellisteholtaan 6 MW. Akkuvaraston nimellistehon ollen noin 29 % tuulipuiston nimellistehosta. (Fingrid 2019.)

Omistaja: Exilion Tuuli Ky
Sijaintikunta: li

Valmistumisvuosi:	2019
Tuulivoimalat:	5 kpl Vestas V150 4,2 MW
Puiston nimellisteho:	21 MW
Energiavarasto:	6 kpl 1 MW akku kontteja
Energiakapasiteetti:	Ei tiedossa
Akkuinvestoinnin arvo:	3,5 M€ (Energiatalous 2019.)
Akkuvaraston sijainti:	Halmekankaan sähköasema
Verkkoliityntä:	36 kV Viinämäki – Halmekangas 110 kV Halmekangas – Simojoki

Lakiakangas 3 tuulipuisto

Lakiakangas 3 on Kristiinankaupungin ja Isojoen rajalla kohoavan tuulivoima-alueen kolmas osa. Aiemmat puistot Lakiakangas 1 & 2 ovat valmistuneet vuosina 2017 ja 2019, sisältäen 14 voimalaa. Puiston sähköasemalle on sijoitettuna neljä 1,2 MW akkukonttia, joiden nimellisteho on yhteensä noin 6 % tuulipuiston nimellistehosta. Helenin suunnitelma on hyödyntää akustoa reservimarkkinoilla. (ePressi 2021, Helen 2021.)

Omistaja:	Helen ja CPC-Finland Oy
Sijaintikunta:	Kristiinankaupunki ja Isojoki
Valmistumisvuosi:	2022
Tuulivoimalat:	20 kpl Vestas V150 4,3 MW
Puiston nimellisteho:	86 MW
Energiavarasto:	4 kpl 1,2 MW akku kontteja
Energiakapasiteetti:	n. 10 MWh
Energiavaraston sijainti:	Mansikkamäen sähköasema
Verkkoliityntä:	110 kV Mansikkämäki – Kristiinankaupunki

Ylikkälä Power reserve one

Ylikkälän akkuvarasto on yksi tämän päivän urauurtavista hankkeista Suomessa kokonsa ja teknologiansa puolesta. Käyttöön otettaessa varasto oli Pohjoismaiden suurin, ja aiemmin Suomen suurin akkuvarasto oli kooltaan kuusi megawattia. Ylikkälän akkuvarasto tähtää erityisesti kantaverkon taajuutta tasapainottavan taajuusreservin markkinalle. (Tuulivoimalehti 2021)

Omistaja: Neoen Storage Finland 1 Oy

Sijaintikunta: Lappeenranta

Valmistumisvuosi: 2020

Energiavarasto: 10 kpl 3 MW akku kontteja

Energiakapasiteetti: n. 30 MWh

Verkkoliityntä: 110 kV maakaapeli Karittala - Ylikkälä

2.3.2 Kantaverkon tarve reservimarkkinoille

Sähköjärjestelmän herkkää tasapainoa voidaan yksinkertaistettuna mitata kahdella suurella: jännitteellä ja taajuudella. Taajuuden sallitaan vaihdella välillä 49,9–50,1 Hz. Jos verkossa on enemmän kulutusta kuin tuotantoa, taajuus laskee, ja päinvastoin. Sähköjärjestelmän laadun ja vakauden kannalta on olennaista ylläpitää tuotannon ja kulutuksen tasapaino joka hetkellä. Suomi ei ole täysin sähköntuotannon kannalta omavarainen, vaan osa kulutuksen kysynnästä joudutaan ostamaan tuontisähköllä.

Uusiutuvaan energiaan pohjautuva energiantuotanto on hyvin riippuvainen ilmastollisista tekijöistä, jolloin vaihtelu paikallisissa sääolosuhteissa voi vaikuttaa radikaalisti suurenkin voimalaitoksen tuotantoon. Tuotanto ei siis ole koskaan taasaista, jos tuotettu energiamäärä pohjautuu esimerkiksi tuulennopeuteen, aurinгон säteilyintensiteettiin tai aaltoliikkeeseen. Sääolosuhteita ennustamalla päästään lyhyellä aikavälillä hyväänkin tarkkuuteen tuotannon ennustamisessa, mutta ennusteen tarkkuus ei ole koskaan täsmällinen. Samaan aikaan verkosta on






poistunut fossiilisilla polttoaineilla tuotettua säätövoimaa. Olennainen energiamurroksen tuoma haaste on ylläpitää tuotannon ja kulutuksen tasapaino.

Uusiutuvan energian myötä verkosta poistuu paljon inertiaa tuovaa pyörivää massaa ja se korvautuu taajuusmuuttajan kautta verkkoon kytkeytyvällä tuotannolla. Sähköverkossa esiintyvää taajuutta tasapainottavaa suurta pyörivää massaa esiintyy esimerkiksi ydinvoimalaitosten, vesivoimalaitosten tai hiilivoimalaitosten generaattoreissa. Matala inertia sähköverkossa altistaa koko verkon taajuuden tasapainon nopeammille ja myös suuremmille muutoksille. Kun inertiaa ei ole aiemmissa määrin taajuutta stabiloivana osana verkkoa, on varauduttava muihin nopeisiin taajuutta palauttaviin vaihtoehtoihin. Tällaiseksi verkon komponentiksi on Pohjoismaissa päätetty ottaa reservimarkkinat, jossa erinomaisena komponenttina ovat megawattiluokan energiavarastot.

2.4 Uusiutuva energiantuotanto reservimarkkinoilla

Reservimarkkinoiden perimmäinen tarkoitus on vastata Suomen kantaverkossa ilmenevään energian tuotannon ja kulutuksen epätasapainoon. Kantaverkon näkökulmasta kulutus ja tuotanto on oltava jatkuvasti tasapainossa, tai kantaverkon taajuus alkaa muuttua. ”Sähkömarkkinaosapuolet suunnittelevat etukäteen kulutuksensa ja tuotantonsa tasapainoon, mutta käyttötunnin aikaisten poikkeamien tasapainotukseen tarvitaan reservejä, joita Fingrid hankkii ylläpitämiltään markkinoilta. Reserveillä tarkoitetaan voimalaitoksia, kulutuskohteita ja energiavarastoja, jotka muuttavat tehoaan tarpeen mukaan.” (Fingrid 2023c).

Tuotannon ja kulutuksen tasapaino voi heilahdella vähän tai suuresti, ja ennustettavien tapahtumisen seurauksena tai äkillisen häiriötilanteen vuoksi. Vaadittavan suuruisiin vasteaikoihin on määritetty eri reservilajeja (kuva 4), joilla on mahdollista vaikuttaa tasapainoon tilanteen vaatimalla tavalla. Esimerkiksi nopealla taajuusreservillä FFR on erittäin nopea tehovaste suuressa alitaajuushäiriössä. Tämä tarkoittaa automaattista aktivointia jopa 0,7 sekunnissa, ja aktivoinnin vähimmäiskesto on oltava viisi sekuntia. Vastaavasti hitain reservilaji mFFR aktivoidaan manuaalisesti 15 minuutissa ja sillä vastataan ennustettavampiin epätasapainotilanteisiin.

	FFR	ED	FCRN	aRR	mFRR
	Nopea taajuus-reservi, Suomi 18 %, Pohjoismaissa yht. 0-300 MW (arvio)	Taajuusohjattu häiriöreservi, Suomi ~300 MW, Pohjoismaissa yht. 1 450 MW (ylös) ja 1400 MW (alas)	Taajuusohjattu käyttöreservi, Suomi ~120 MW, Pohjoismaissa yht. 600 MW	Automaattinen taajuuden palautusreservi, Suomi 60-80 MW Pohjoismaissa yht. 300-400 MW	Säätösähkö- ja säätökapasiteetti-markkinat, Mitoittava vika + tasevastaavien tasevirhe
Aktivointi	Suurissa taajuus-poikkeamissa, hankitaan pienen inertian tilanteissa	Suuremmissa taajuus-poikkeamissa, erikseen ylösäättö ja alassäättö	Käytössä jatkuvasti	Käytössä kohdistetuilla tunneilla	Tarvittaessa
Nopeus	Sekunnissa	Sekunneissa	Kolmessa minuutissa	Viidessä minuutissa	Vartissa (12,5 min)
					

KUVA 4. Reservituotteet Suomessa (Fingrid 2023c)

Eri teknologioilla voidaan vastata eri reservituotteiden teknisiin reunaehtoisin (kuva 5). Akkuvarastot ovat pääsääntöisesti hyviä nopeata reagointia ja suurta tehoa vaativissa tilanteissa. Pidempikestoisissa reservitarpeissa akkuvaraston energiakapasiteetti ei ole enää riittävä, vaan silloin esimerkiksi perinteinen vesivoima, tai jopa uusiutuvan energian tuotantolaitokset, ovat erinomainen säätövoiman lähde.



KUVA 5. Eri teknologioiden soveltuvuus reservituotteisiin (Fingrid 2023c)

On huomioitava markkinaehtoisen energiantuotannon näkökannalta, että tuuli-voimayhtiöiden ja sähkönkäyttäjien väliset PPA (Power Purchase Agreement) sopimukset asettavat reunaehtoja sähkön tuotannon rajoittamiselle ja näin ollen reservimarkkinoilla toimimiselle.

Alassäätö mFRR Down säätösähkömarkkinoilla. Uusiutuvan energian tuotantolaitokset voivat osallistua säätösähkömarkkinalle, tai säätökapasiteettimarkkinalle. Säätösähkömarkkina on jatkuva kauppapaikka, josta Fingrid tilaa tarvittavan määrän säätötarjouksia joko ylössäätöä tai alassäätöä. Säädön aktivointiaika on viisitoista minuuttia, ja säätötarjouksia voi antaa 45 minuuttia ennen kutakin tuntia. Aktivoidut säädöt hinnoitellaan kalleimman tilatun säädön mukaisesti. Säätökapasiteettimarkkinalla tarjoaja sitoutuu aamulla jättämään tarjouksia seuraavan päivän säätösähkömarkkinalle. Tässä tapauksessa toimittaja saa kapasiteettikorvauksen huolimatta siitä, käytetäänkö säätötarjousta vai ei.

Alassäätö taajuusohjatussa FCR Down häiriöreservissä. Alitaajuushäiriöt ja ylitaajuushäiriöt ovat jaettu omiksi reservituotteikseen, joista uusiutuvalla energiantuotannolle potentiaalisempi on ylitaajuushäiriöt eli alassäätötuote. Sääto aktivoituu automaattisesti sähköjärjestelmän taajuuden perusteella ja sen aktivoitumisaika on alle kymmenen sekuntia, sekä kestoltaan lyhyt.

Alassäätö automaattisessa aFRR Down taajuuden palautusreservissä. aFRR-D aktivoituu automaattisesti Fingridin kymmenen sekunnin välein lähettämän aktivointisignaalin perusteella, ja sen aktivointiaika on viisi minuuttia. Tällä hetkellä Fingrid hankkii taajuudenpalautusreservin kapasiteettimarkkinoilta, mutta Fingrid valmistelelee liittymistä eurooppalaiselle aFRR-markkinapaikalle keuhään 2024 mennessä. Tämän myötä Suomeen tulee myös aFRR-energiamarkkina, ja aFRR-energian hintakomponentti tulee mukaan tasepoikkeaman hintaan. (Fingrid 2023g)

Ylössäätö automaattisessa aFRR Up taajuuden palautusreservissä. Matalan sähkön spot-hinnan aikaan voi olla kannattavaa rajoittaa uusiutuvan energian tuotantoa ja tarjota osa tuotantokapasiteetista ylössäätökapasiteetiksi reservimarkkinoille. Matalan spot-hinnan ajanjaksot ovat erityisesti tuuliset ja aurinkoiset ajanjaksot vahvasti uusiutuvaan energiaan keskittyneillä markkina-alueilla. (Fingrid 2022b)

3 VERKKOLIITYNTÄ

Tuotettu energia täytyy siirtää soveltuvaan liityntäpisteeseen, jonka vaatimukset määrittyvät hankkeen koon mukaisesti. Liittyjä käy keskustelun Fingridin kanssa, joka kantaverkkoa operoivana yhtiönä määrittää sijainnit, jossa kapasiteettia ja fyysistä tilaa on riittävä määrä. Mikäli liityntäpiste on muun tahon kuin Fingridin omistuksessa, tulee jatkoneuvottelut käydä kyseisen verkon omistajan kanssa. Näissä neuvotteluissa otetaan huomioon tulevat verkon vahvistussuunnitelmat ja muut liittymiseen vaikuttavat tekijät. (Fingrid 2023b)

3.1 Verkkoliityntä 36 kV keskijännitekaapeleilla

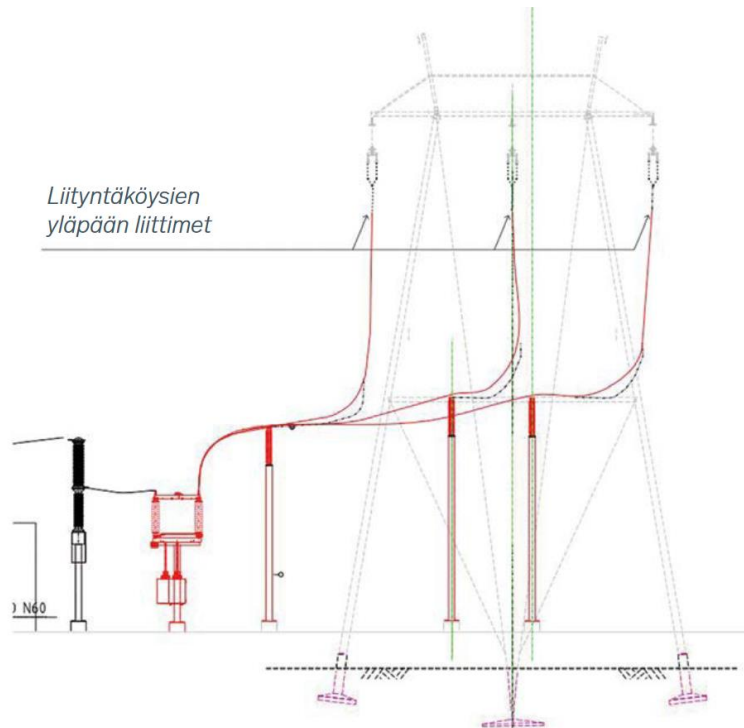
Jännitetaso on kustannussyistä syytä valita pieneksi, mutta kuitenkin siten, että häviö- ja investointikustannukset pysyvät elinkaarella kohtuullisissa rajoissa. 36 kV keskijännitekaapeli kykenevät siirtämään tehoa noin 80 MW:iin saakka, kunnes kaapeleiden vaatima fyysinen tila ja häviöt alkavat kasvamaan merkittävästi. Fyysinen tila tarkoittaa tässä tapauksessa virtapiirien lukumäärää, eli kuinka monta kolmen vaiheen kaapelikokonaisuutta ojan pohjalle asennetaan. Keskijännitekaapelin etuna on edulliset investointikustannukset, maankäyttöllinen yksinkertaisuus, sekä suurjännitteeseen siirtoon verraten pienempi rasitevaikutus. Maankäyttösopimukset solmitaan vuokrasopimuksin, joka on kiinteistön omistajan näkökulmasta yleisesti selkeä ja kevyt prosessi (MTK 2023). Keskijännitekaapeli asennetaan pääsääntöisesti 70 cm syvyyteen, ja kaapelioja voi myötäillä tien ulkolaitaa. 36 kV liityntäpisteitä ei verkkoyhtiöillä ole, joten 36/110 kV muuntoasema on sijoitettava liityntäpisteen läheisyyteen tai hankealueelle.

3.2 Verkkoliityntä 110 kV suurjännitteellä

Liittyminen 110 kV ilmajohdolla tai maakaapelilla onnistuu teknisesti aina 250 MW:iin saakka. Liityntätapoja on siirtojohdon tyypistä riippumatta kaksi: voimajohtoliityntä tai kytkinlaitosliityntä.

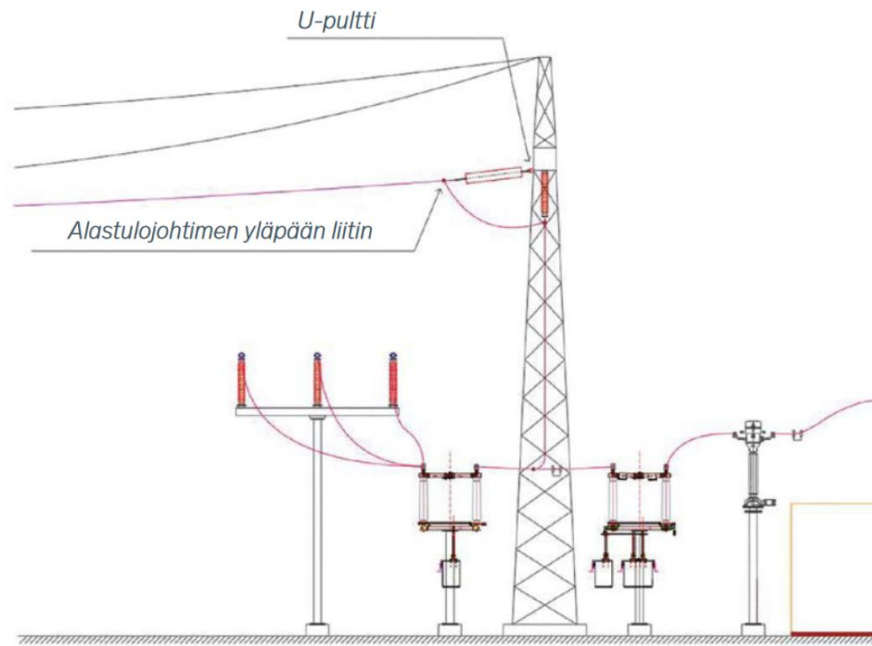
Voimajohtoliityntä tarkoittaa liittymistä kytkinlaitteella suoraan ilmajohdon varrelle kuvan 6 mukaisesti, jolloin liittynnän sallittu kuormittaminen on korkeintaan 60 MW:iin asti. Johdon varteen liittyminen tarkastellaan aina tapauskohtaisesti, ja

Fingrid asettaa liittyjän komponenteille ja suojaukselle tarkat tekniset reunaehdot (Fingrid 2023b).



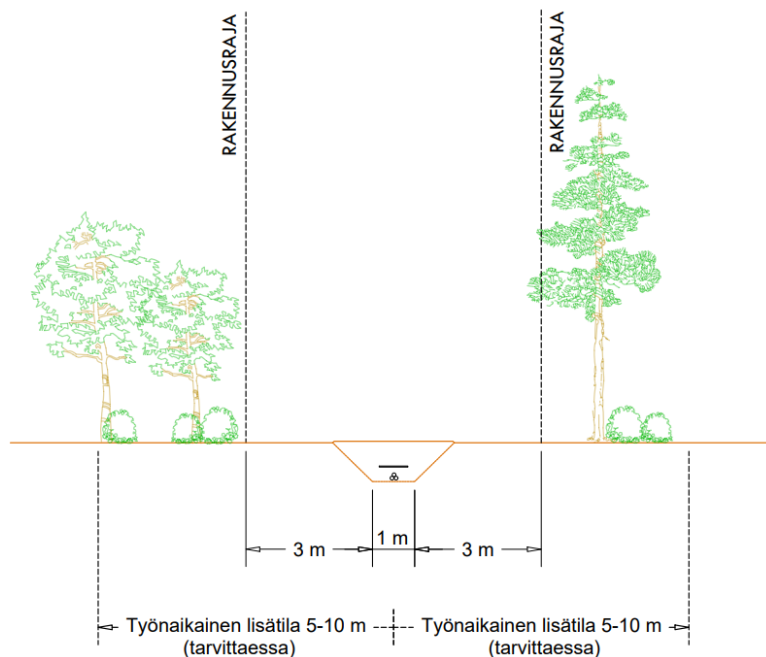
KUVA 6. Periaatekuva voimajohtoliitynnästä 110 kV johdon varrelle (Fingrid 2023b)

Kytkinlaitosliityntä tapahtuu suoraan kytkinasemalle kuvan 7 mukaisesti, ja sen suurin sallittu liittymisteho on alle 250 MW. Mikäli yli 60 MW tuotantolaitos on liittymässä Fingridin omistaman 110 kV johdon varteen, jossa siirtokapasiteetti riittäisi mutta sähköasemat ovat kaukana, on tapauskohtaisesti mahdollista rakentaa liityntää varten uusi kytkinlaitos. Tässä tapauksessa Fingrid suunnittelee ja rakentaa kytkinlaitoksen soveltuvaan kohtaan, ja liittyjältä perittävä liittymismaksu on kolminkertainen. Kolminkertainen liittymismaksu perustuu siihen, että Fingridin johto katkaistaan ja kytkinkenttä rakennetaan liittyjän johdolle, sekä molempiin suuntiin Fingridin voimajohdoille.



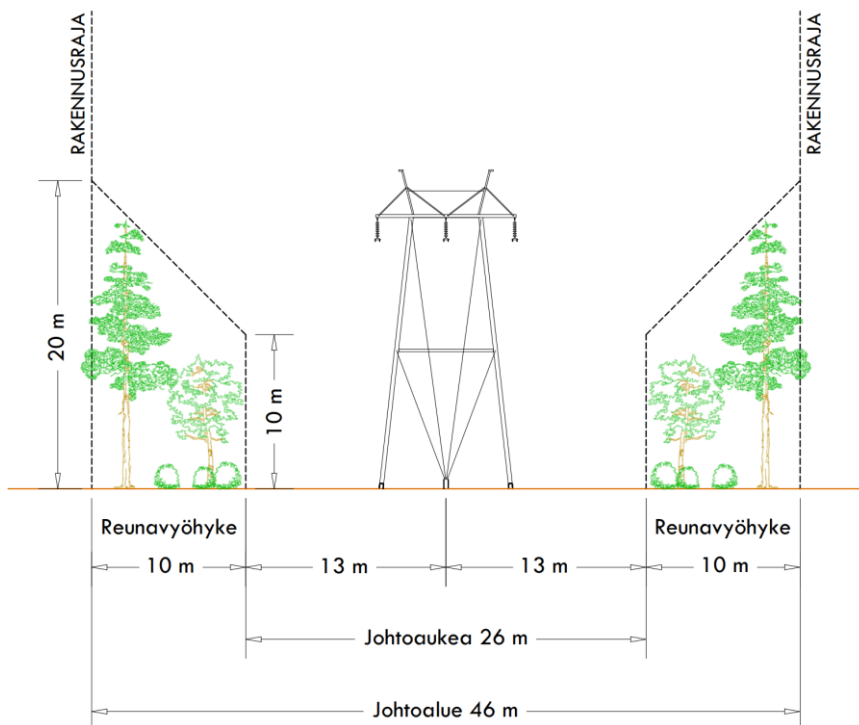
KUVA 7. Periaatekuva 110 kV kytkinlaitosliitynnästä (Fingrid 2023 /2)

Liittymisjohdon toteutus maakaapelilla tai ilmajohtolla on vertailtava hankekoh-
 taisesti. Maakaapelin edut ovat pieni tilavaraus (kuva 8) ja pienempi ympäristö-
 vaikutus. Oikein suunniteltuna ja asennettuna maakaapeli on myös huoltovapaa
 ilmajohtoon verrattuna. Maakaapelin haittoina voidaan mainita merkittävästi suu-
 remmat investointikustannukset (Energiavirasto 2023), sekä mahdollisten vauri-
 oiden aiheuttamat tuotantokatkokset. Maakaapelin vikatilanteet ovat pitkäkestoi-
 sia, ja korjaus voi kestää jopa viikkoja.



KUVA 8. Esimerkki 110 kV maakaapelin tilavarauksesta.

Ilmajohdon tilavaraus on 39–40 metriä suurempi maakaapeliin nähden, kuten kuva 9 esittää. Lisäksi ilmajohto aiheuttaa maisemahaittaa, vaikutuksia ympäristölle sekä törmäysriskin linnustolle. Ympäristölle aiheutuvia haittoja voi ehkäistä laadukkaalla suunnittelulla, jossa otetaan erityisesti huomioon alueellisen luontotyypin rasitetta lieventävät suunnitteluratkaisut. Edut ilmajohdolla ovat selkeät; ennakoiva kunnossapito on yksinkertaista, ja vikatilanteissa korjausta vaativat kohteet ovat nopeasti saavutettavissa. Ilmajohdot ovat myös tarvittaessa skaalattavissa, eli pylväsrakenteet voidaan mitoittaa kestämään vahvimmat mahdolliset johdinrakenteet, mutta käyttöön otettaessa johtimet voidaan mitoittaa tarvittavalle pienellekin kuormitukselle. Tällöin kuormitettavuuden lisäys voidaan toteuttaa vain johtimet ja eristinketjut vahvistamalla. Tämä tilanne voi olla tarpeellinen esimerkiksi silloin, jos johtoon liittyy myöhempinä vuosina toinenkin tuulipuisto.



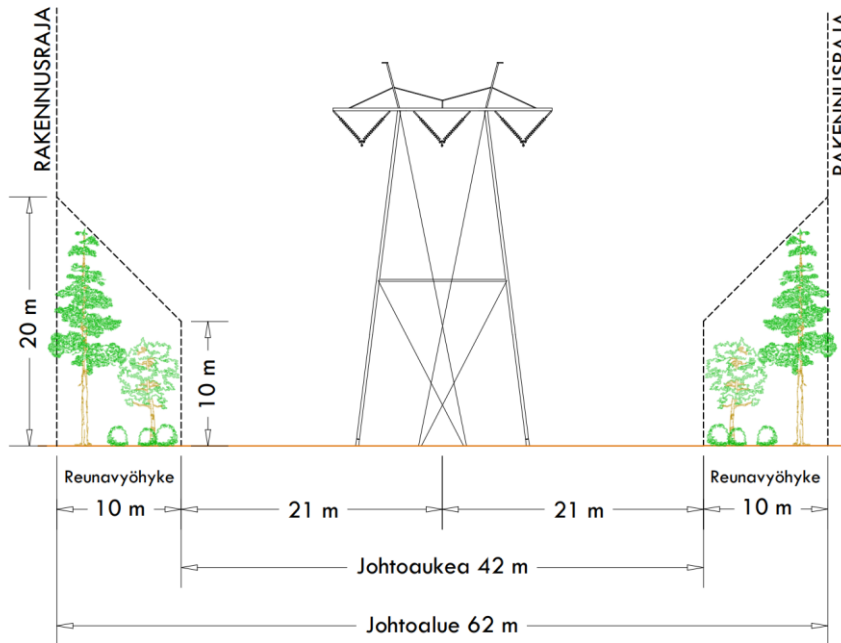
KUVA 9. Esimerkki 110 kV ilmajohdon tilavarauksesta.

3.3 Verkkoilyntä 400 kV suurjännitteellä

Yli 250 MW tuotantolaitokset liitetään aina 400 kV liityntäpisteeseen. Olemassa olevalle kytkinlaitokselle liityttäessä ei kuitenkaan ole määritettyä minimitehoa,

mutta liittymisen teknistaloudellisuutta ohjaa liittymismaksujen hinnoittelu (kuva 11). Suurin sallittu liitäntäteho tuotantoyksikölle on 1300 MW (Fingrid 2021).

400 kV ilmajohdolla on edellä esitettyyn 110 kV ilmajohtoon verrattuna 16 metriä leveämpi johtoalue, kokonaisleveyden ollessa tyypillisesti 62 metriä kuvan 10 mukaisesti (Fingrid 2020).



KUVA 10. Esimerkki 400 kV ilmajohton tilavarauksesta.

3.4 Verkkoliityntämaksut

Fingrid määrittää kantaverkon liittymismaksut ja päivittää niitä säännöllisesti. Muilla suurjännitteisen jakeluverkon omistajilla on voimakkaastikin poikkeavia hinnoittelumalleja, mitä ei huomioida tässä työssä. Fingridin hinnoitteluperiaatteet ovat melko suoraviivaiset ja perustuvat pääosin jännitetasoon, kuten kuvasta 11 voidaan todeta. Poikkeukset ovat liittytää varten rakennettavat uudet kytkinlaitokset, jossa minimiveloitus on kolme liittytäkenttää. Toinen poikkeus koskee voimajohtoliittytää, jossa ilmoitettu liittytismaksu on 600 000 € per alkava 30 MW. Voimajohtoliittytännässä maksimi liittytäteho on 60 MW, joten täyden kuormitettavan kapasiteetin varaus maksaa näin ollen 1 200 000 € (Fingrid 2022a).

Kantaverkon liittymismaksut 2023 (€, alv 0 %)

Liittyminen nykyiseen 400 kV kytkinlaitokseen	2 000 000
Liittyminen nykyiseen 220 kV kytkinlaitokseen	1 200 000
Liittyminen nykyiseen 110 kV kytkinlaitokseen Mikäli liittymistä varten rakennetaan uusi kantaverkon kytkinlaitos, liittyvä asiakas vastaa kytkinlaitoksen rakentamiskustannuksista.	600 000
Liittyminen kantaverkon 110 kV voimajohtoon:	600 000

Jos liittymisen tarpeesta rakennettuun kytkinlaitokseen rakennetaan uusia liittymisiä ensimmäisen kymmenen vuoden aikana kytkinlaitoksen käyttöönotosta kolmatta osapuolta tai Fingridiä varten, Fingrid hyvittää ensimmäiselle liittyjälle tämän aikanaan Fingridille maksaman liittymismaksun, josta vähennetään uuden liittymisen käyttöönottohetkellä voimassa oleva kytkinlaitoksen liittymismaksu.

FINGRID

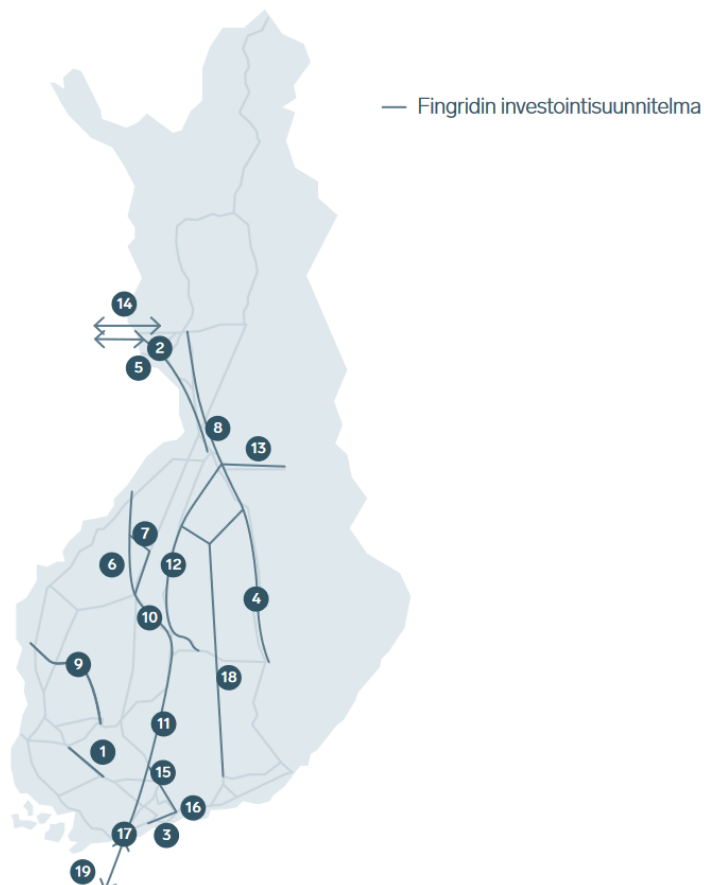
KUVA 11. Kantaverkkoliittymisen liittymismaksut 2023 (Fingrid 2023a)

3.5 Sähköverkon haasteet

Uusiutuvan energian räjähdysmäinen lisääntyminen kantaverkossa aiheuttaa aiemmin mainitun inertian puutteen lisäksi haasteita kantaverkon siirtokapasiteettiin. Vuonna 2010 tuulivoiman asennettu kapasiteetti oli Suomessa 196 MW, kun kymmenen vuotta myöhemmin asennettua kapasiteettia oli jo 2585 MW. Vuoteen 2030 mennessä tuulivoimakapasiteetin arvioidaan kasvavan jopa 7000–9000 MW:iin. (Tuulivoimayhdistys 2020)

Tuulivoiman ominaisuuksiin kuuluu sen tarkat ympäristöselvitykset muun muassa välkkeen ja melun osalta. Selvitysten raja-arvojen takia tuulivoimahankkeilla on oltava merkittävät suoja-alueet esimerkiksi asutettuihin kiinteistöihin ja lomiasuntoihin nähden. Tiheään asutussa Etelä-Suomessa alueet, joissa suuren kokoluokan tuulipuistojen sijoittaminen on mahdollista, on niukassa tai alueet ovat jo tuotannossa. Muun muassa tästä syystä suuren kokoluokan tuulivoimahankkeita keskittyy Pohjois-Suomen väljemmille metsäalueille, kun taas Suomen sähkön kulutus sijoittuu etelän suuriin kaupunkeihin ja teollisuusalueille. Tuotettu energia vaatii näin ollen vahvoja pohjois-etelä-suuntaisia siirtoyhteyksiä, joille ei ennen uusiutuvan energian tuotantoa ole ollut samassa mittakaavassa tarvetta. Fingridin sähköjärjestelmävisio 2023 havainnollistaakin erittäin hyvin tätä koko-

naisuutta. Visiossa esitetty vuosien 2023–2033 päävoimansiirtoverkon investointisuunnitelma vahvistaa erityisesti rajasiirtoyhteyksiä ja pohjois-etelä suuntaista siirtokapasiteettia kuvan 12 mukaisesti (Fingrid 2023d).



KUVA 12. Suomen päävoimansiirtoverkon investointisuunnitelma 2023–2033 (Fingrid 2023d)

4 HYBRIDIPUISTOT

Tarkastelutapauksissa käsitellään hybridipuistoja siitä näkökulmasta, että tuulivoiman tuotantoa varten hankitulle hankealueelle sijoitetaan lisäksi myös aurinkovoiman tuotantoa. Tavoitteena on tutkia, kuinka merkittäviä sähkönsiirron lisäinvestointeja tai aikatauluriskejä aurinkovoiman lisäämisestä aiheutuu verrattuna pelkkään tuulivoimahankkeeseen.

Tuulipuiston fyysisellä sijainnilla ei ole tämän tarkastelun kannalta merkitystä, mutta tarkastelutapausten lähtötiedot ovat määritelty todellisten hankkeiden olosuhteita vastaavaksi. Tarkastelutapausten aikajana katsotaan alkavan hankekehityksen kaavoituksen vireilletulosta ja YVA-prosessin käynnistymisestä. Näin ollen hankekehityksessä ei huomioida alueen kartoitukseen tai maankäyttöön liittyvää työvaihetta, joihin liittyy paljon muuttuvia tekijöitä.

Tuotantoennustetta jatkojalostetaan tarkastelemalla MW-luokan akkuvaraston roolia hankekokonaisuudessa.

4.1 Tarkastelutapaus 1: 46 MW

Ensimmäinen tarkastelutapaus on nykyisten tuulipuistohankkeiden mittaluokassa pienikokoinen. Tuulivoiman nimellistehoksi määritetään 36 MW, joka koostuu viidestä 7,2 MW turbiinista. Vuonna 2023 suunniteltavista maatuulivoiman turbiineista hyvin yleinen kokoluokka on 6,5–7,2 MW. Tuulivoiman hankealueelle sijoittuu lakkautettu turvetuotantoalue, johon mitoitetaan 10 MWp aurinkovoima-alue. Hankealueen pohjoispuolella 4,5 kilometrin päässä kulkee Fingridin 110 kV ilmalinja, jossa on riittävästi kapasiteettia hankkeen liittämiseen.

TAULUKKO 1. Tarkastelutapaus 1, lähtötiedot.

Tuulivoiman nimellisteho	36 MW (5 * 7,2 MW)
Aurinkovoiman nimellisteho	10 MWp
Verkkoliitynnän tyyppi	Voimajohtoliityntä
Etäisyys liityntäpisteeseen	4 500 m
Hankkeen sijainti	Etelä-Suomi

4.1.1 Hankkeen viranomaisluvut

Tuulivoimahankkeen viranomaislupien prosessi etenee kuvan 3 mukaisesti suunnittelutarveratkaisumenettelyn kautta, ja on kokonaiskestoltaan noin 8 kuukautta.

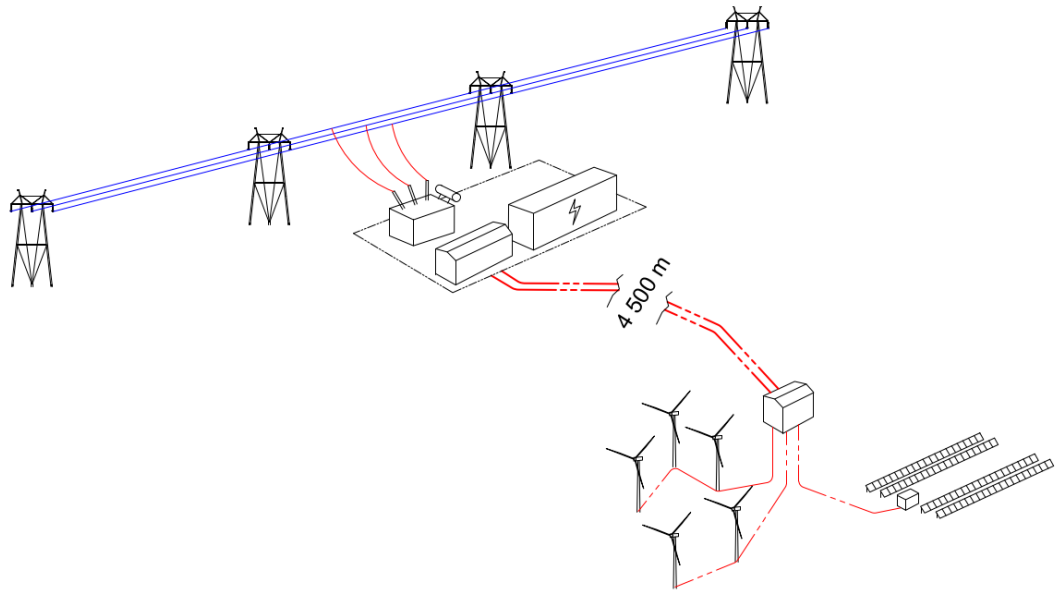
Aurinkovoimahankkeen viranomaisluvut etenevät samassa suunnittelutarveratkaisussa tuulivoiman kanssa, eikä aikataulun pitenemistä tästä syystä synny.

Akkuvarastolle haetaan rakennusluvut hankkeen muiden rakennuslupien yhteydessä, eikä sen oleteta aiheuttavan viivästystä aikatauluun.

4.1.2 Tekninen suunnittelu

Hankealueen sisäinen sähkönsiirto toteutetaan 36 kV keskijännitekaapeleilla. Sisäverkon jännitetasoina on yleisesti käytössä 24 kV tai 36 kV toteutustavat. Näistä 24 kV soveltuu paremmin lyhyisiin välimatkoihin ja pieniin tuotantotehoihin, koska pienemmän jännitetasoin takia kuormitusvirta ja häviöteho kasvavat. Tuulivoimalat liittyvät hankealueen laidalla sijaitsevalle kytkinrakennukselle 2–3 turbiinin ryhmissä. Kytkinrakennuksen tarkoitus on yhdistää turbiineilta tulevat kaapelit yhteen pisteeseen, josta sähkönsiirto jatkuu yhteisellä maakaapelilla. Kytkinrakennuksissa ei ole muuntajaa, eli jännitetaso ei vaihdu.

Aurinkopaneeleiden tuottama tasasähkö muunnetaan invertterillä 690V/800V vaihtosähköksi, joka muunnetaan hankealueen siirtoa varten 36 kV keskijännitteelle. Aurinkovoimalla tuotettu energia siirretään omalla kaapeliyhteydellä samalle kytkentäpisteelle kuin tuulivoimalatkin. Aurinkopaneeleille tarvittavat invertterit ja keskijännitemuuntaja katsotaan kuuluvan aurinkovoimahankkeeseen, eikä sen kustannuksia tarkastella tässä työssä osana verkkoliityntää. Kuva 13 havainnollistaa hankkeen sähköverkon topologian.



KUVA 13. Havainnollistava kuva verkkotopologiasta, jossa sähkönsiirto toteutetaan 36 kV keskijännitekaapeleilla.

Hankkeen muuntoaseman sijoittamiselle ensimmäinen vaihtoehto on suunnitella se Fingridin 110 kV voimalinjan vierelle, jolloin sähkönsiirto hankealueelta asemalle tapahtuu 36 kV keskijännitekaapelilla. Muuntoasema on verkon kohta, jossa jännitetaso nostetaan muuntajan avulla 36 kilovoltista esimerkiksi 110 kilovolttiin. 36 kV maakaapelin maankäytösopimukset ja tekninen suunnittelu on yksinkertaisempaa verrattuna 110kV maakaapeliin, ja kiinteistölle aiheutuva rasite hieman kevyempi, joten siirtotehojen ja siirtoetäisyyden salliessa on syytä suosia pienempää jännitetasoa. Toinen vaihtoehto muuntoasemalle on sijoittaa se hankealueelle, jolloin sähkönsiirto kantaverkkoon tapahtuisi 110 kV maakaapelilla tai ilmajohdolla.

36 MW tuulipuiston kuormitusvirta I saadaan yhtälöstä

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} * U * \cos\varphi}$$

jossa P on puiston nimellisteho, U on nimellisjännite ja $\cos\varphi$ on tehokerroin 0,97. 36 kV siirtojännitteellä kuormitusvirraksi saadaan 608 A.

Suuntaajakytketyissä voimalaitoksissa ensisijainen jännitteen säätötapa on voimalaitoksen referenssipisteen jännitteensäätö, jonka asetusarvo 110 kV nimellis-

jännitteen siirtojohdoissa on kantaverkon mukaisesti 118 kV. Tämä on myös normaalitilanteen käyttöjännite. (Fingrid 2018.) 118 kV käyttöjännite tarkoittaa kuormitusvirtana 36 MW puistolle 181 A.

Kuormituskerroin on kaapelin asennusolosuhteet huomioiva kerroin, jolla huomioidaan kaapelin lämpenemän siirtyminen ympäröivään maaperään. Jos kaapeliojan rakennekerroksissa lämpöhäviöt eivät pääse siirtymään pois, on kaapeli ylimitoitettava siten, että normaalissa kuormitustilanteessa lämpöhäviöitä syntyy vähemmän. Taulukoissa 2 ja 3 on esitetty kuormituskertoimet asennusolosuhteiden mukaan kummankin jännitetason maakaapeliasennukselle. Olosuhde vastaa tyypillistä kaapelireitin heikointa asennustilannetta esimerkiksi tieuran alituksessa, jossa kaapeli suojataan putkella. Kuormituskerroin on syytä ajatella aina heikoimman asennustilanteen mukaisesti, koska siinä pisteessä kaapelin lämpenemä on suurimmillaan ja on näin ollen vikaherkin kohta ylikuormitettaessa.

TAULUKKO 2. 36 kV keskijännitekaapelin kuormituskerroin (Prysmian 2023).

Olosuhde	Olosuhdekerroin
Kaapelin asennussyvyys 0,71–0,90 m	0,97
Maaperän lämpöresistiivisyys: 1,2 Km/W (puolikuiva sora, suomuta ja hiekka)	0,92
Maan lämpötila +15 °C	1,00
Kaapelin suojaustapa: Suojaputki	0,80
Rinnakkaisten kaapeleiden lukumäärä ja kaapelien välinen etäisyys: 2 kaapelia 25 cm etäisyydellä toisistaan	0,89
Tulo	0,64

TAULUKKO 3. 110 kV suurjännitekaapelin kuormituskerroin (Prysmian 2023).

Olosuhde	Olosuhdekerroin
Kaapelin asennussyvyys 1,31–1,50 m	0,95
Maaperän lämpöresistiivisyys: 1,2 Km/W (puolikuiva sora, suomuta ja hiekka)	0,92
Maan lämpötila +15 °C	1,00
Kaapelin suojaustapa: Suojaputki	0,80
Rinnakkaisten kaapeleiden lukumäärä ja kaapelien välinen etäisyys: 1 kaapeli	1
Tulo	0,70

Kaapeleiden tarkasteluun on valittu Prysmian Group Oy:n kaapelivalikoima. Tämä siitä syystä, että Prysmian antaa vapaaseen käyttöön hyvin kattavat johtimien tekniset taulukkoarvot.

Kaapelit mitoitetaan Prysmianin antamien ominaisuustietojen perusteella kestoisuudeltaan riittäviksi selviämään yllä lasketuista kuormitustilanteista. Taulukossa 4 koostetun johtimien kuormitettavuustarkastelun mukaan tuulipuiston 36 kV siirtokaapeliksi tulisi valita vähintään 2 x 400 mm² kaapeli, ja 110 kV siirtokaapeliksi riittää Prysmianin pienin tarjolla oleva 300 mm² kaapelityyppi (Prysmian 2023).

TAULUKKO 4. Prysmian kaapeleiden tekniset arvot (Prysmian 2023).

Prysmian 36 kV maakaapeli	Kuormitettavuus
AHXAMK-WP 3x300 30 kV	435 A *
Huomioitu kuormituskertoimella 0,64	278 A
AHXAMK-W 1x400 30 kV	525 A *
Huomioitu kuormituskertoimella 0,64	336 A
AHXAMK-W 1x500 30 kV	590 A *
Huomioitu kuormituskertoimella 0,64	378 A
AHXAMK-W 1x630 30 kV	665 A *
Huomioitu kuormituskertoimella 0,64	425 A
AHXAMK-W 1x800 30 kV	725 A *
Huomioitu kuormituskertoimella 0,64	464 A
Prysmian 110 kV maakaapeli	Kuormitettavuus
AHXLMK-W 1x300 110 kV	410 A *
Huomioitu kuormituskertoimella 0,7	287 A
AHXLMK-W 1x500 110 kV	540 A *
Huomioitu kuormituskertoimella 0,7	378 A
AHXLMK-W 1x800 110 kV	700 A *
Huomioitu kuormituskertoimella 0,7	490 A
AHXLMK-W 1x1200 110 kV	840 A *
Huomioitu kuormituskertoimella 0,7	588 A
AHXLMK-W 1x1600 110 kV	1020 A *
Huomioitu kuormituskertoimella 0,7	714 A
AHXLMK-W 1x2000 110 kV	1130 A *
Huomioitu kuormituskertoimella 0,7	791 A
AHXLMK-W 1x2500 110 kV	1225 A *
Huomioitu kuormituskertoimella 0,7	857 A
* 3 kaapelia maassa kolmiossa. Kosketussuojat kytketty yhteen ja maadoitettu vain yhteyden toisessa päässä tai kosketussuojille tehty tasainen vuorottelu (cross bonding).	

Ilmajohdon osalta kuormituskerrointa ei lasketa olosuhderiippuvaisesti kuten maakaapeleilla, vaan kertoimena käytetään arvoa 0,7. 110 kV ilmajohtimista yleisimmin käytetyn ACSR Duck -johtimen kuormitettavuus on esitetty taulukossa 5.

TAULUKKO 5. Prysmianin 110kV ilmajohdon tekniset arvot (Prysmian 2023).

Johdintyyppi	Kuormitettavuus
Prysmian ACSR 305/39 DUCK	845 A
Virtakestoisuus kuormituskertoimella 0,7	591 A

Kaapeleiden mitoitus nimellisteholtaan suuremman 46 MW hybridipuiston tarpeeseen ei eroa aiemmin esitetystä laskennasta. Mitoitusperusteet on esitetty kootusti taulukossa 6.

TAULUKKO 6. Tarkastelutapauksen siirto johdon mitoitusperusteet 46 MW hybridipuistolle.

Puiston huipputeho	46 MW
36kV siirtoyhteyden kuormitusvirta	776 A
110kV siirtoyhteyden kuormitusvirta	232 A
Johdinvalinnat:	
Prysmian AHXAMK-W 1x630mm² 30kV x 2	1330 A *
Huomioitu kuormituskertoimella 0,64	850 A
Prysmian AHXLMK-W 1x300mm² 110kV	410 A *
Huomioitu kuormituskertoimella 0,7	287 A
Prysmian ACSR 305/39 DUCK	845 A
Huomioitu kuormituskertoimella 0,7	591 A
* 3 kaapelia maassa kolmiossa. Kosketussuojat kytketty yhteen ja maadoitettu vain yhteyden toisessa päässä tai kosketussuojille tehty tasainen vuorottelu (cross bonding).	

Energiaviraston yksikköhintataulukon perusteella voimme määrittää karkeat investointikustannukset kullekin johtoratkaisulle. Laskennasta voi heti huomata, kuinka merkittävä investointikustannuksen nousu tapahtuu suurjännitteisellä siirto johdolla. Tämän tarkastelun pohjalta, annetuilla lähtötiedoilla, on syytä suosia keskijännitteistä 36 kV sähkönsiirtovaihtoehtoa taulukossa 7 esitetyn perustein.

TAULUKKO 7. Tarkastelutapauksen investointikustannukset sähkösiirtoyhteydelle (Energiavirasto 2023).

Rakenne (36kV tuulipuisto)	Yksikköhinta
Maakaapeli 400 mm ²	52 800
Maakaapelioja – tavallinen olosuhde	24 200
Yhteissumma 4 500m johtoreitille	346 500
Rakenne (36kV hybridipuisto)	Yksikköhinta
Maakaapeli 630 mm ²	71 900
Maakaapelioja – tavallinen olosuhde	24 200
Yhteissumma 4 500m johtoreitille	432 450
Rakenne 110kV	Yksikköhinta
Maakaapeli 800 mm ² tai alle	226 700
Maakaapelioja – tavallinen olosuhde	101 400
Yhteissumma 4 500m johtoreitille	1476450
Putkipylväsjohto: yksi virtapiiri, yksi osajohdin	162200
Tavallinen olosuhde (asemakaava-alueet)	54800
Yhteissumma 4 500m johtoreitille	976500

Muuntajavalinnassa käytetään Energiaviraston yksikkökomponenttien mukaisia muuntajakokoja, jotka on esitetty taulukossa 8. 110 kV muuntajien kokoluokat porrastuvat taulukon mukaisesti, ja tässä työssä vaadittavaan tarkasteluun ei vaadita tarkempia muuntajien teknisiä tietoja.

TAULUKKO 8. 110 kV muuntajien kokoluokat ja yksikköhinnat (Energiavirasto 2023).

Verkkokomponentti	Yksikköhinta, euroa
Päämuuntaja 6 MVA	240700
Päämuuntaja 10 MVA	257800
Päämuuntaja 16 MVA	289000
Päämuuntaja 20 MVA	313600
Päämuuntaja 25 MVA	338100
Päämuuntaja 31,5 MVA	450200
Päämuuntaja 40 MVA	538400
Päämuuntaja 50 MVA	593000
Päämuuntaja 63 MVA	664000
Päämuuntaja 80 MVA	756900
Päämuuntaja 100 MVA	866300

Tuulivoimatuotantoa varten mitoitettava 36/110 kV muuntaja valitaan 40 MVA kookseksi taulukon 9 mukaisesti, joka kattaa 36 MW huipputehon. Fingridin vaatimusten mukaan 40 MVA on suurin sallittu muuntajan nimellisteho, kun liitytään voimajohtoliitynnällä johdon varrelle (Fingrid 2023b). Fingridin vaatimuksissa myös määritetään, että voimajohtoliitynnässä tehon rajoittaminen elektronisesti on kielletty. Näin ollen tuulen ja auringon 46 MW:n yhteistuotannossa muuntaja on jaettava kahteen 25 MVA yksikköön (taulukko 10), tai mitoitettava aurinkovoimalle oma muuntaja (taulukko 11). Verkkokomponenteissa on valittu vain muuntajan vaihdosta aiheutuneet lisäinvestoinnit. Näin ollen taulukossa 9 esitetyle muuntajalle ei ole asetettu perustusta, koska yhden muuntajan perustus sisältyy investointiin joka tapauksessa.

TAULUKKO 9. Muuntajavalinta 36 MW tuulivoimahankkeelle.

Verkkokomponentti	Yksikköhinta €
Päämuuntaja 40 MVA	538 400
Yhteensä	538 400

TAULUKKO 10. Muuntajavalinta ja lisättävät verkkokomponentit 46 MW hybridihankkeelle 25 MVA muuntajilla.

Verkkokomponentti	Yksikköhinta €
Päämuuntaja 25 MVA	2 x 338 100
Ilmaeristeisen kytkinkentän muuntajaperustus ja muuntajaliitynnät	66 500
Ilmaeristeisen kytkinkentän suojaus- ja automaatiolaitteisto: kenttäkohtainen osa	19 000
Yhteensä	761 700

TAULUKKO 11. Muuntajavalinta Muuntajavalinta ja lisättävät verkkokomponentit 46 MW hybridihankkeelle 40 MVA + 10 MVA muuntajilla.

Verkkokomponentti	Yksikköhinta €
Päämuuntaja 10 MVA	257 800
Päämuuntaja 40 MVA	538 400
Ilmaeristeisen kytkinkentän muuntajaperustus ja muuntajaliitynnät	66 500
Ilmaeristeisen kytkinkentän suojaus- ja automaatiolaitteisto: kenttäkohtainen osa	19 000
Yhteensä	881 700

Fingridin 110 kV liittymiskustannus liityttäessä voimajohdon varrelle, on 600 000 € alkavalta 30 MW:lta (Fingrid 2022). Tässä hankkeessa tuulivoima itsessään

ylittää ensimmäisen maksuportaan, ja aurinkovoiman lisäteho ei muuta tilannetta. Liittymismaksu on näin ollen 1 200 000 €, johon aurinkovoima ei aiheuta lisäkustannuksia.

4.1.3 Toteutustavan perusteltu valinta

Molemmissa hankkeen kokoluokissa sähkönsiirron topologiaksi valikoitui 36 kV keskijännitteinen maakaapeliverkko hankealueelta kantaverkon liityntäpisteelle, jonne rakennetaan 36 kV/110 kV muuntoasema. Ottaen huomioon hankkeen sijainnin Etelä-Suomessa, ratkaisu on perusteltu myös maankäytön kannalta. Maakaapelin ympäristövaikutus on hyvin rajallinen, eikä se laadukkaasti reittisuunniteltuna aiheuta merkittäviä rajoitteita muulle maankäytölle. Toteutustavan heikkous on sen huono ylöspäin skaalattavuus, mikäli esimerkiksi aurinkovoiman tuotantoalueelle olisi tulevana vuosina mahdollistumassa lisää tuotantotilaa. Tällöin 4,5 km siirtoreitille on kaivettava lisää kaapeleita, jos siirtokapasiteettia on tarvetta kasvattaa.

Hybridipuistossa muuntajien osalta päädytään kustannussyistä, ja Fingridin 40 MVA maksimi muuntajakoon vuoksi, kahteen 25 MVA muuntajaan. Kahden yhtä suuren muuntajan sijoittaminen on myös riskienhallinnallisesti perusteltu ratkaisu, sillä vika- tai kunnossapitotilanteessa toinen muuntaja voidaan pitää jännitteisenä.

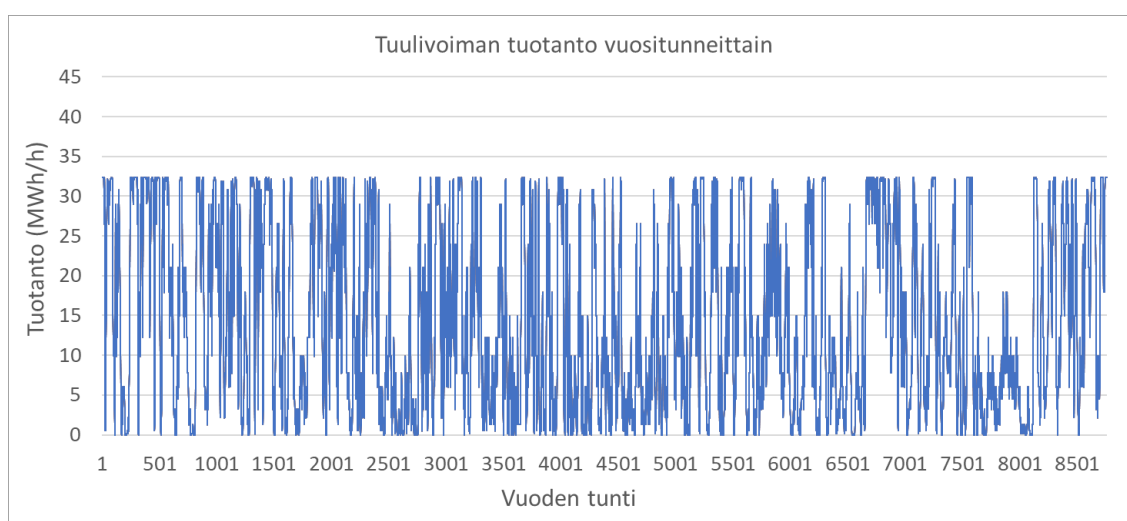
Investointien kannalta katsottuna aurinkovoiman lisääminen tuo siirtoyhteyteen lisäinvestoinnin tarvetta noin 290 000 euroa taulukossa 12 esitetyllä tavalla. Ottaen huomioon sähkönsiirtoon vaadittavat kokonaisinvestoinnit, lisäinvestoinnin osuus on hyvin maltillinen.

TAULUKKO 12. Yhteenveto aurinkovoiman aiheuttamasta lisäinvestoinnista sähkönsiirtoyhteyteen ja sähköasemalle.

Rakenne	Lisäinvestointi
36 kV siirtoyhteys	85 950 €
Sähköasema	223 300 €
Kantaverkkoliityntä	- €

4.1.4 Tuotanto

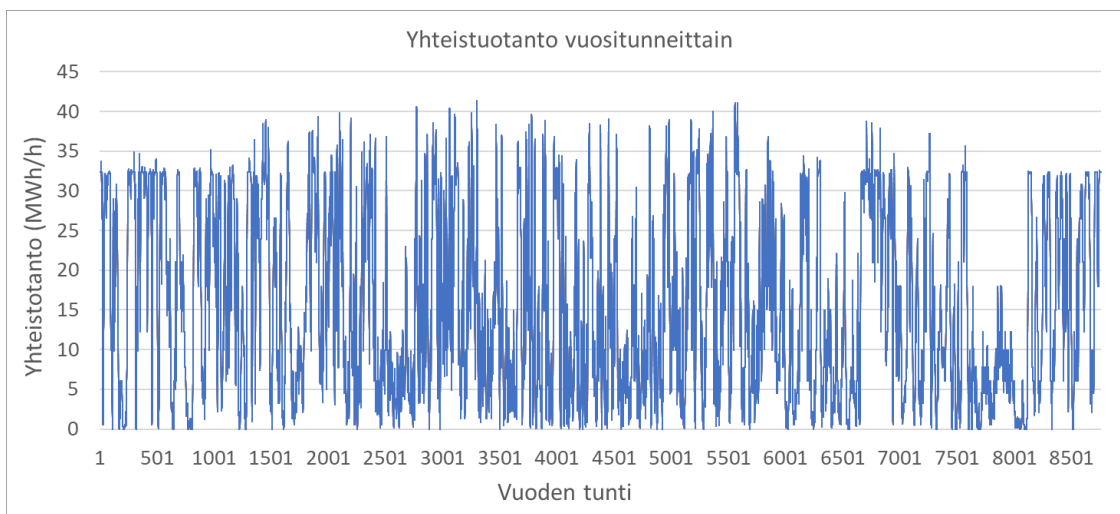
Energiantuotannon tarkastelut ovat tehty käyttäen todellisia tuuliarvioita ja säteilyintensiteettiä vuodelta 2022, tässä työssä mainitsemattomaan Suomen kuntaan. Tuotantoennusteista saadaan tämän tutkimuksen vaatimaan tarkasteluun hyvä, realistinen ja riittävä lähtöaineosto, joka on skaalattavissa eri puistokoko-
luokkiin. Kuvion 1 mukaisesti tuulipuisto käy maksimitehollaan pitkin vuotta, mutta erityisesti kesän kuukausilta on nähtävissä enemmän myös tuotannon las-
kua nimellistehon alapuolelle.



KUVIO 1. Tuulipuiston tuotanto-odotus vuoden 2022 havaintotietoihin pohjautuen.

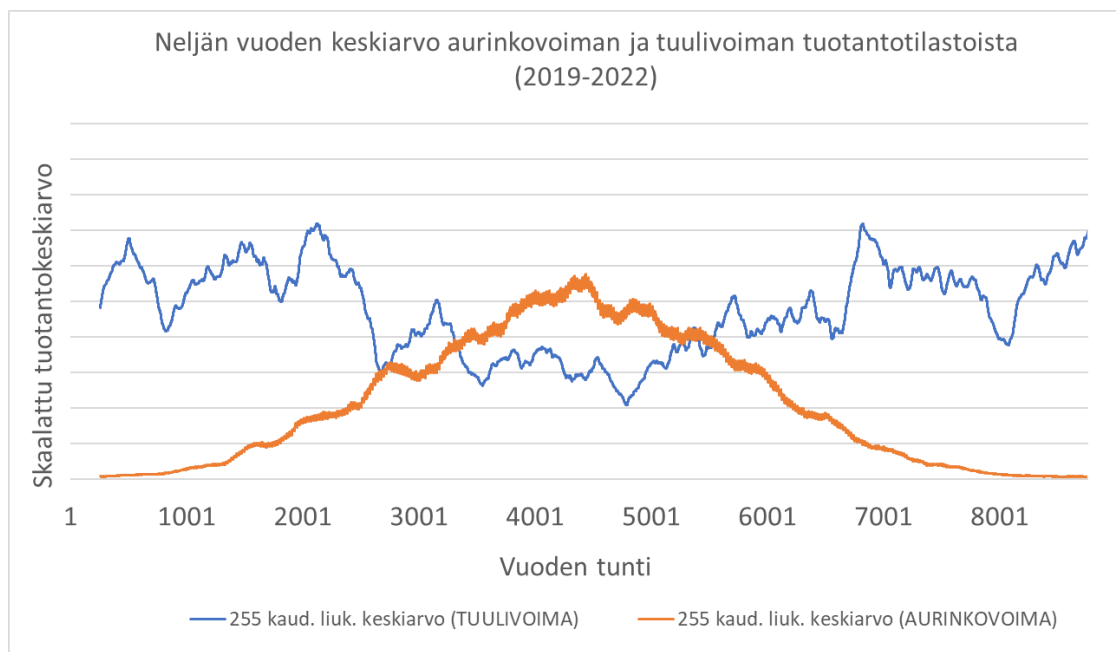
Tuulivoiman tuotantoennuste yhdistetään aurinkovoiman ennusteeseen ja nähdään kuvion 2 mukaisesti, että tuotannot limittyvät vuoden tuotantokäyrälle suhteellisen hyvin. Aurinkovoiman merkittävimmät tuotantojaksot sijoittuvat aina paisteiseen päivän aikaan, ja sen ominaispiirteenä onkin voimakkaasti vaihteleva tuotanto vuorokauden sykleissä. Talvikuukausina aurinkopaneelit tuottavat hyvin vähän, jos lainkaan. Tarkasteltavassa puistossa aurinkovoiman kokonaistuotanto kuuden kuukauden ajanjaksolla lokakuu-marraskuu oli noin 1800 MWh, joka on noin 18 % aurinkovoiman vuosituotannosta. Tuulivoimatuotannon nimellistehon 36 MW ylittäviä huipputuotantotunteja on vuodessa 184 kpl, joka tuotettuna energiana vastaa noin 316 MWh: a. Hybridipuiston arvioidusta vuosituotannosta tämä ylittävä energia vastaa noin 0,23 prosenttia.

Määritellyn hybridihankkeen tuulivoiman vuosituotantoennuste on noin 125 GWh ja aurinkovoiman osuus on noin 10 GWh.



KUVIO 2. Tuuli- ja aurinkopuiston yhteistuotanto-odotus vuoden 2022 havaintotietoihin pohjautuen.

Kuvioiden luotettavuutta tarkastellaan Energiateollisuuden ylläpitämän avoimen datan kautta. Tarkasteluun on otettu sähkön tuotannon tuntidata vuosilta 2019–2022, joka perustuu sähköä tuottavien voimalaitosten sähköntuotannon tuntimittauksiin sekä Fingridin toimittamiin sähkön tuonti- ja vienti tuntimittauksiin. (Energiateollisuus 2023) Tarkastelun perusteella voimme todeta saman ilmiön, jossa tuulivoiman tuotanto on heikoimmillaan kesäkuukausina, jolloin aurinkovoiman tuotanto on suurimmillaan. Tarkastelu havainnollistettu kuviossa 3.



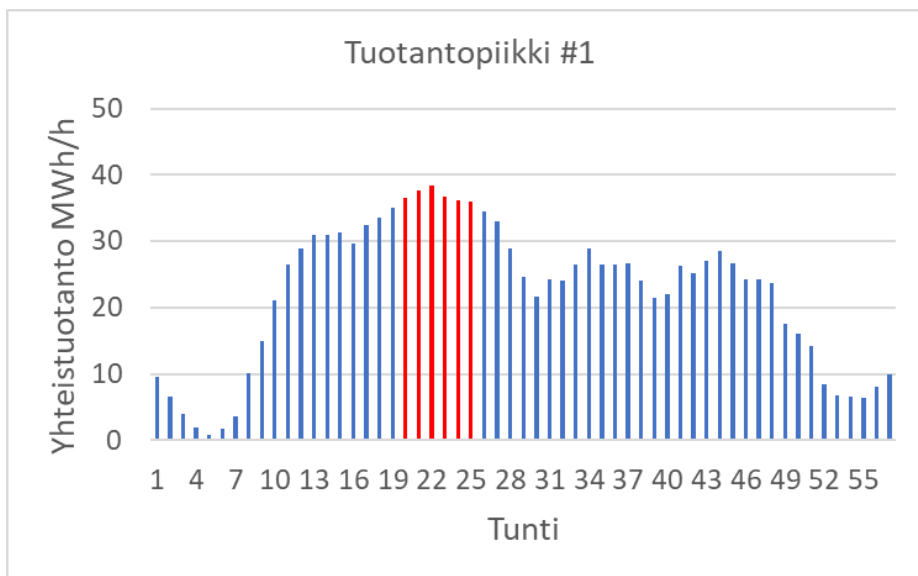
KUVIO 3. Skaalattu aurinkovoiman ja tuulivoiman vuosituotannon mittausaineiston keskiarvo vuosilta 2019–2022 (Energiateollisuus 2023)

4.1.5 Akkuenergiavarasto

Asiantuntijahaastattelujen perusteella akkuvaraston mitoitus riippuu hyvin voimakkaasti hankkeen tarpeista ja investoijan tahtotilasta reservimarkkinoille osallistumisesta. Tyypillisesti kuitenkin mitoitus on noin 10–30 % puiston nimellistehosta. Luvussa 2.3.1 esitellyissä toteutuneissa hankkeissa akkuvarastojen kokoluokat suhteutettuna tuulipuistojen nimellistehoon olivat 6 % ja 29 %. Tarkasteltavalla hybridihankkeella 6 % energiavarasto vastaa noin 3 MW akustoa, ja 29 % energiavarasto vastaavasti 13,5 MW akustoa. Akusto voidaan liittää sähköase- man keskijännitteiselle puolelle esimerkiksi 1 MW inverttereiden ja 690V/36kV muuntajan kautta, joiden myötä akustolle saadaan purku- ja lataustehoksi nimellistehonsa verran energiaa tunnissa.

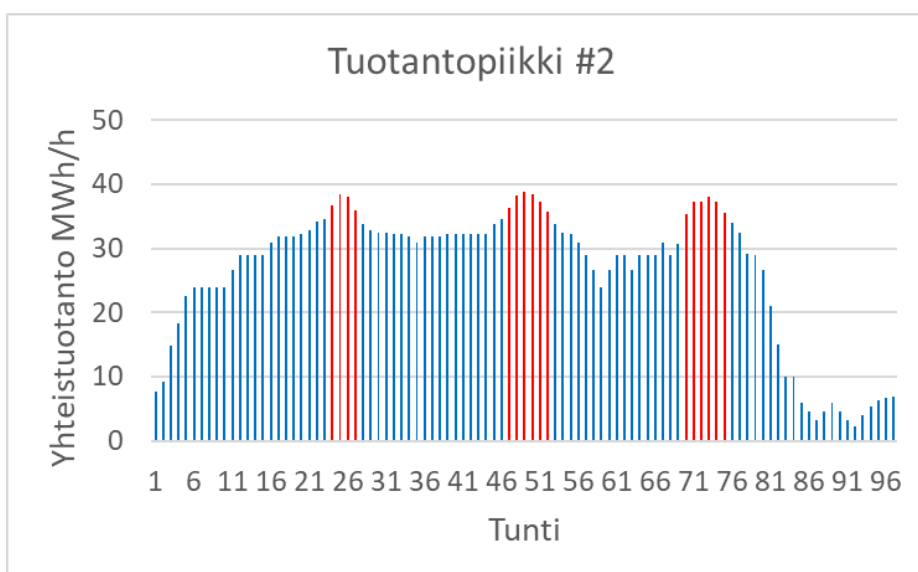
Akkuvaraston käyttömahdollisuuksia on kuvattu laajemmin luvussa 2.3. Tarkastelemme akuston mitoittamista tuotantopiikkien tasoittamisen kautta, joka on yksi selkeästi mitoituksellinen tapa käyttää akkuvarastoa. Tarkastelu valittiin työssä käsiteltäväksi, koska hankekohtaisissa tarkasteluissa lasketaan myös tilanne, jossa tuulipuiston verkkoliityntää ei vahvisteta aurinkovoiman vuoksi. Tällöin akuston avulla tuotannon ylitykset käsiteltäisiin tuotannon ohjauksella, eikä tuotantoa rajoittamalla. Todellisuudessa akkuvaraston kapasiteetista ainakin osa on

varattuna reservimarkkinoille, jolloin tuotantopiikkien tasaamiseen käytettävä kapasiteetti on rajallisempi. Tuotantopiikit on valittu niiden keston ja energiamäärän kautta edustamaan aineiston suurimpia arvoja. Ensimmäinen tuotantopiikki on kuvattu kuviossa 4. Piikki on kokonaiskestoltaan seitsemän tuntia ja suurin tunti-kohtainen nimellistehon ylitys noin 3,4 MWh/h. Ylittävän osuuden kokonaisenergia on 11,5 MWh.



KUVIO 4. Yhteistuotannon tuotantopiikki #1.

Toinen tarkasteltava ajanjakso sisältää kolme ylitysjaksoa, jotka on esitelty kuviossa 5. Ensimmäinen jakso on kestoaltaan neljä tuntia ja kokonaisenergialtaan 9,3 MWh. Toinen kuuden tunnin jakso on kokonaisenergialtaan 14,7 MWh. Ja kolmas jakso on kestoaltaan kuusi tuntia ja 10,8 MWh.



Kuvio 5. Yhteistuotannon tuotantopiikki #2.

Kuvioista on huomattavissa, että tuotantopiikkien ajanjaksot ovat kestoiltaan noin 5–7 tuntia ja niitä edeltää ja seuraa matalamman tuotannon pidempi jakso. Tarkastelujaksojen suurin tuulivoiman nimellistehon ylitys oli 14,7 MWh, jota voimme pitää akkuvaraston tarvittavana mitoitustehona. Akuston eliniän optimoimiseksi sen varaustasona pyritään ylläpitämään 20–80 %, joka tarkoittaa energiavarastollemme nimellistehoa $14,7 \text{ MW} / 60 \% = 24,5 \text{ MW}$. Tämä vastaa hybridipuiston nimellistehosta noin 54 %. Tällöin puiston rajoittamaton huipputeho on $46 \text{ MW} + 24,5 \text{ MW}$, joka ylittää voimajohtoliittynän 60 MW maksimikuormitettavuuden, eikä näin ollen ole tällä hankkeella sallittua. Tämän rajoituksen takia akkuvaraston suurin sallittu volyymi 14 MW ei riitä tuotantopiikkien tasoittamiseen vaadittavissa määrin.

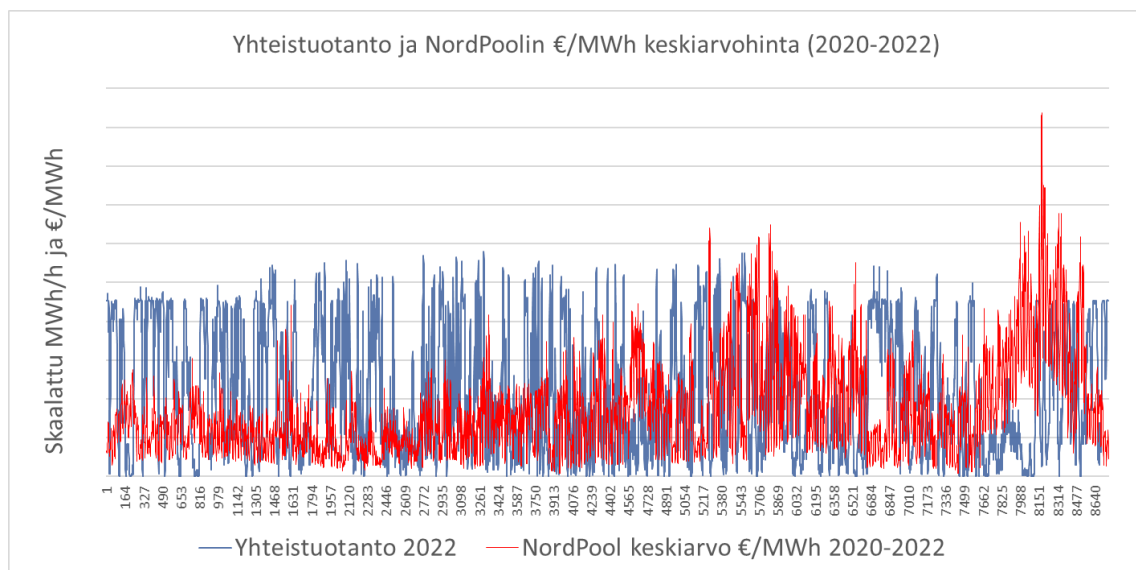
Tarkempaan mitoitukselliseen analyysiin tarvittaisiin lyhyemmän mittausvälin aineistoa, mutta voidaan suppeankin tarkastelun pohjalta todeta, ettei akkuvarastoa ole teknistaloudellisesti järkevää mitoittaa tuotantohuippujen leikkaamista varten. Se voi olla yksi hyödyntämistavoista, mutta suurin hyöty on muissa luvussa 2.3.1 esitetyissä käyttötavoissa. Aiheen tarkastelu pidemmälle vaatii energiamarkkinan mallintamista, mikä on rajattu pois tämän tutkimuksen sisällöstä.

4.1.6 Pohdinnat

Tuuli- ja aurinkovoiman yhteistuotanto täydentää hyvin toisiaan tarkasteltuna vuositason tuntituotantona, mutta on selvästi havaittavissa myös ajanjaksoja, jolloin molemmat tuotantomuodot tuottavat maksimitheoaan. Tätä tietoa voidaan hyödyntää muun muassa hankkeen teknisiä komponentteja mitoitettaessa, niin sanotusti optimoimalla tuulipuistoa varten rakennetun sähköinfran siirtokapasiteettia.

Kyseisessä hankkeessa, jossa liitytään kantaverkkoon voimajohtoliittynällä, Fingridin liityntäohjeiden mukaisesti tuotannon tehoa ei saa elektronisesti rajoittaa. Tämä tarkoittaa, että liittymiskapasiteetti on varattava täysimääräisesti invertteritehojen summana. Tuotannon rajoittamisen kannattavuus on mielenkiintoista erityisesti sellaisessa erikoistapauksessa, jossa kytkinlaitosliittynälle on määritetty kantaverkkoyhtiön suunnasta tehonrajoitus. Tässä tapauksessa puistolle määritettyä liittymistehoa voitaisi hyödyntää suuremmalla käyttöasteella.

Pohditaan vielä tilannetta, jossa tuotantoa rajoitetaan syystä tai toisesta korkeintaan tuulipuiston nimellistehon mukaiseksi. Nord Pool on Euronextin sekä Pohjoismaiden ja Baltian maiden kantaverkkoyhtiöiden omistama sähköpörssi. Nord Pool on tyypiltään raaka-ainepörssi, ja siellä käydään kauppaa sähköstä spotmarkkinoilla, johdannaismarkkinoilla tai tasesähkömarkkinoilla. Alla olevaan kuvioon 6 on koostettu skaalattuina kuvaajina hybridipuiston yhteistuotanto ja kullakin tunnilla ollut Nord Poolin €/MWh keskiarvohinta vuosilta 2020–2022 (Nord Pool 2023). Energian keskihinta on alimmillaan alkuvuodesta, ja nousee huippuunsa talvea kohti mentäessä. Suurin osa rajoitettavasta yhteistuotannosta sijoittuu ajanjaksolle, jolloin MWh keskihinta on alle vuosikeskiarvon. Rajoittamalla menetetty energian määrä on tässä tarkastelutapauksessa noin 316 MWh, joka tarkoittaa rajoitettujen tuntien Nord Pool hinnalla noin 145 000 € tuotantotappioita vuodessa. Näin ollen, komponenttien mitoittaminen hybridipuiston maksimitehon mukaisesti maksaa investointikustannuksensa takaisin tuotantoansioina alle kahdessa vuodessa. Tarkastelusta täytyy huomioida, että sähkömarkkinan analyysi on suppea eikä ota huomioon kaikkia muuttujia.



KUVIO 6. Hybridipuiston yhteistuotanto ja Nord Poolin €/MWh keskiarvohinta vuosilta 2020–2022 (Nord Pool 2023)

4.2 Tarkastelutapaus 2: 200 MW

Toinen tarkastelutapaus on keskikokoinen tuulivoimahanke vuoden 2023 mittapuulla. Hanke koostuu kuudestatoista 7,2 MW turbiinista, kokonaistehon ollen

115,2 MW. Hankealueelle sijoittuu lakkautettu turvetuotantoalue, johon kyetään sijoittamaan 84,8 MW aurinkovoimaa.

Hankealueesta kuusi kilometriä pohjoiseen sijaitsee Fingridin 110 kV kytkin- asema, jossa on riittävästi kapasiteettia hankkeen liittämiseksi.

TAULUKKO 12. Hankkeen lähtötiedot tarkastelutapaukselle 2.

Tuulivoiman nimellisteho	115,2 MW (16 * 7,2 MW)
Aurinkovoiman nimellisteho	84,8 MWp
Verkkoliitynnän tyyppi	110 kV kytkinlaitosliityntä
Etäisyys liityntäpisteeseen	6 000 m
Hankkeen sijainti	Keski-Suomi

4.2.1 Hankkeen viranomaisluvut

Tuulivoimahankkeen kaavoitus- ja YVA-prosessi etenevät kuvan 1 mukaisesti YVA-menettelyn ja tuulivoimaosayleiskaavoituksen kautta, ja ovat kokonaiskes- toltaan noin kolme vuotta.

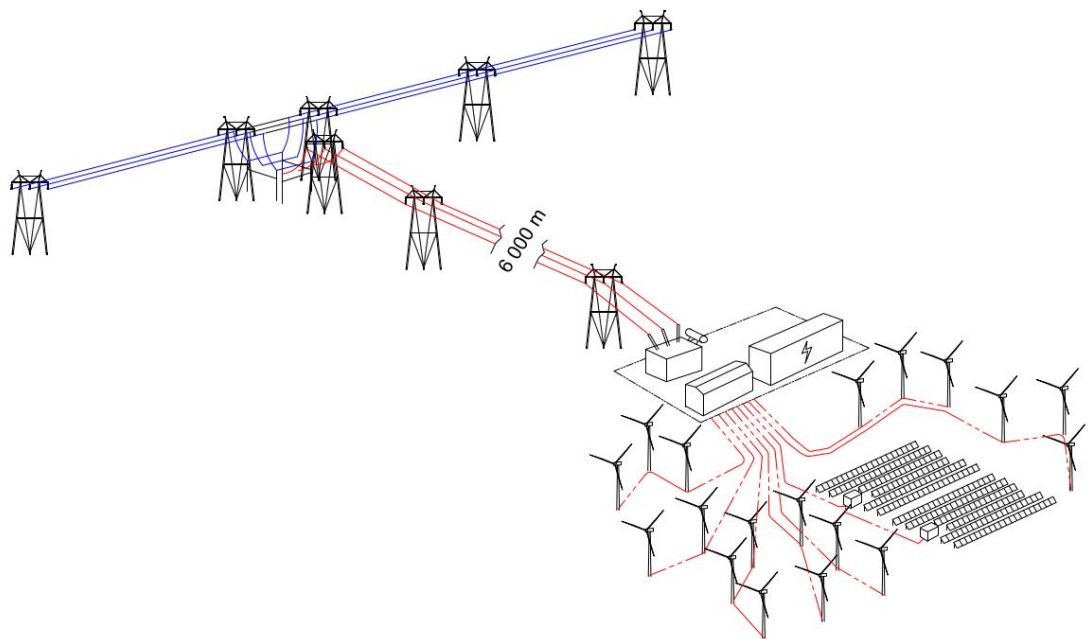
Aurinkovoima-alue sisällytetään tuulivoimahankkeen selvityksiin ja selostuksiin omana osa-alueenaan, ja prosessiin ei aiheudu viivästyksiä. Kaavoituksen val- mistuttua tuulivoimahankkeelle haetaan rakennuslupa, ja aurinkovoiman osalta käynnistetään suunnittelutarveratkaisumenettely kuvan 3 mukaisesti. Menettely viivästyttää hankkeen kokonaisaikataulua noin kaksi kuukautta, jonka jälkeen myös aurinkovoimalle voidaan hakea rakennuslupaa.

Aurinkovoimasta aiheutuu näin ollen tuulivoimahankkeelle pieni aikatauluviiväs- tys.

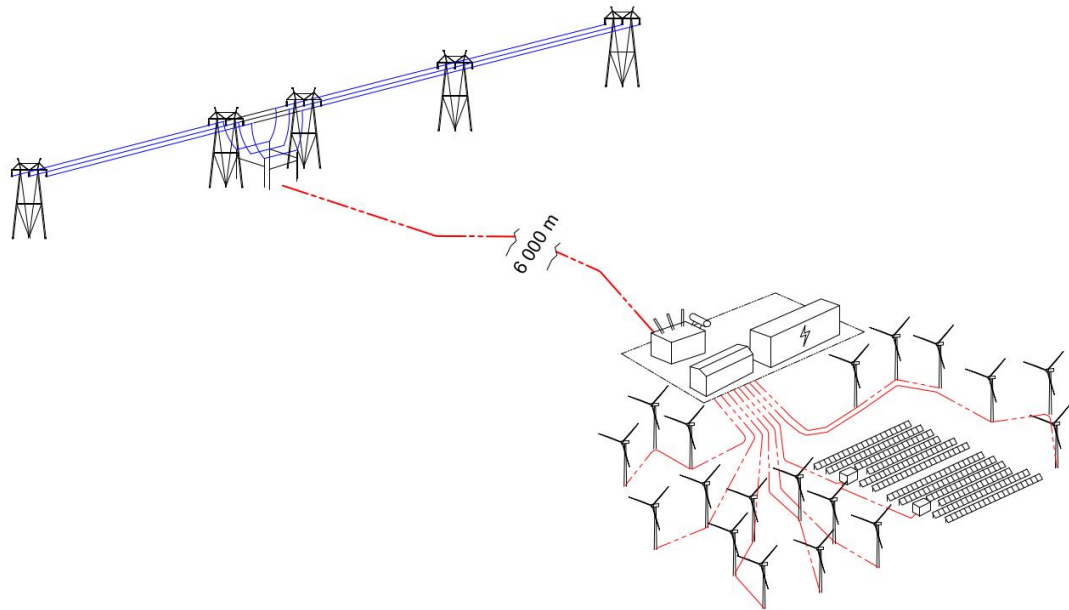
Akkuvarastolle haetaan rakennusluvut hankkeen muiden rakennuslupien yhtey- dessä, eikä sen oleteta aiheuttavan viivästystä aikatauluun.

4.2.2 Tekninen mitoitus

Hankealueen sisäinen sähkönsiirto toteutetaan aiemman tarkastelutapauksen mukaisesti 36 kV keskijännitekaapeleilla. Tuulivoimalat liittyvät aurinkovoima-alueen vierellä sijaitsevalle sähköasemalle 2–3 turbiinin ryhmissä. Aurinkopaneelit liittyvät samalle sähköasemalle omalla 36 kV kaapeliyhteydellä, kuten aiemmassa tarkastelutapauksessa todettiin. Kuva 14 havainnollistaa hankkeen sähköverkon topologian ilmajohtoliitynnällä, ja kuva 15 esittää topologian maakaapeliliitynnällä.



KUVA 14. Havainnollistava kuva sähköverkon topologiasta tarkastelutapaukselle 2. Ilmajohtoliityntä.



KUVA 15. Havainnollistava kuva sähköverkon topologiasta tarkastelutapaukselle 2. Maakaapeliliityntä.

Hankkeen suuren nimellistehon vuoksi jännitetasoksi valitaan 110 kV. Tämä todennetaan laskemalla jälleen kokonaiskuormitusvirta I yhtälöstä

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} * U * \cos\varphi}$$

jossa P puiston nimellisteho ja U nimellijännite ja $\cos\varphi$ tehokerroin 0,97. Aiemmassa tarkastelutapauksessa perustellulla 118 kV käyttöjännitteellä kuormitusvirraksi saadaan näin ollen 115,2 MW tuulivoimahankkeella 593 A ja 200 MW hybridihankkeella 1009 A.

Maakaapelin mitoituksessa käytetään aiemmassa tarkastelutapauksessa taulukkoon 3 määritettyä kuormituskerrointa 0,7. Taulukkoon 13 on koostettu Prysmanin toimittamien potentiaalisimpien kaapeleiden kuormitettavuus, sekä kuormitettavuus huomioon ottaen olosuhderiippuvainen kuormituskerroin.

Taulukko 13. Prysmian 110 kV maakaapeleiden kuormitettavuus ja todellinen kuormitettavuus kuormituskertoimen kanssa (Prysmian 2023).

Prysmian 110 kV maakaapeli	Kuormitettavuus
AHXLMK-W 1x300 110 kV	410 A
Huomioitu kuormituskertoimella 0,7	287 A
AHXLMK-W 1x500 110 kV	540 A
Huomioitu kuormituskertoimella 0,7	378 A
AHXLMK-W 1x800 110 kV	700 A
Huomioitu kuormituskertoimella 0,7	490 A
AHXLMK-W 1x1200 110 kV	840 A
Huomioitu kuormituskertoimella 0,7	588 A
AHXLMK-W 1x1600 110 kV	1020 A
Huomioitu kuormituskertoimella 0,7	714 A
AHXLMK-W 1x2000 110 kV	1130 A
Huomioitu kuormituskertoimella 0,7	791 A
AHXLMK-W 1x2500 110 kV	1225 A
Huomioitu kuormituskertoimella 0,7	857 A
* 3 kaapelia maassa kolmiossa. Kosketussuojat kytketty yhteen ja maadoitettu vain yhteyden toisessa päässä tai kosketussuojille tehty tasainen vuorottelu (cross bonding).	

Näin ollen tuulipuistohankkeen 593 A kuormitusvirralle valittava kaapeli on minimissään AHXLMK-W 1x1600. Hybridipuiston 1009 A kuormitusvirralle valittava kaapeli on minimissään 2 x AHXLMK-W 1x1200.

Ilmajohdon mitoituksessa käytetään aiemman tarkastelutapauksen taulukossa 5 esitettyä ACSR 305/39 DUCK -johdinta, joka on yleisesti käytössä oleva 110 kV johdintyyppi. Yhden Duck -virtajohtimen kuormitettavuus on 845 A (Prysmian 2023), ja yhteen vaiheeseen voidaan sijoittaa tarvittaessa kaksi osajohdinta. Tällöin johdintyyppistä käytetään nimitystä 2-Duck, ja sen kuormitettavuus on kaksinkertainen, eli $2 * 845 \text{ A} = 1690 \text{ A}$. Kuormituskertoimenä ilmajohtimella käytetään arvoa 0,7, jolloin johdon todellinen kuormitettavuus on Duck johtimella $0,7 * 845 \text{ A} = 591 \text{ A}$ ja 2-Duck johtimella $0,7 * 1690 \text{ A} = 1183 \text{ A}$. Hankkeen toteutus ilmajohdolla vaatii taulukon 14 yhteenvedon mukaisesti kaksi osajohtimiset virtajohtimet.

TAULUKKO 14. 110 kV ilmajohdon mitoituksen yhteenveto

Hankekokonaisuus	
115,2 MW hankkeen kuormitusvirta (118kV)	593 A
200 MW hankkeen kuormitusvirta (118kV)	1009 A
Johdinvalinta	Kuormitettavuus
Prysmian ACSR 305/39 DUCK	845 A
Virtakestoisuus kuormituskertoimella 0,7	591 A
Prysmian ACSR 305/39 2-DUCK	1690 A
Virtakestoisuus kuormituskertoimella 0,7	1183 A

Määritetään tarkastelutapaukselle investointikustannukset käyttäen Energiaviraston yksikköhintoja (Energiavirasto 2023). Tuulipuistohankkeen investointikustannukset on koostettu taulukkoon 15, ja hybridihankkeen investointikustannukset taulukkoon 16. Taulukoita vertaamalla voimme todeta, että suuria tehomääriä siirrettäessä maakaapelin investointikustannukset nousevat merkittävän suuriksi, kun taas ilmajohdon vahvistaminen on verrattain edullista. Maakaapelille ilmoitettussa investoinneissa ei ole huomioitu esimerkiksi kaapelipäätteitä ja kaapelijatkoja, jotka kasvattavat hieman investointia. Suunnitteluvaiheessa onkin tarkasteltava siirto johdon kokonaisuutta laajemmin kuin investointien puitteissa. On huomioitava ilmajohdon vaatima noin 39 metriä leveämpi johtokäytävä, ja muut paikalliset ympäristövaikutukset. Tähän päätöksentekoon saa kaiken tarvittavan taustatiedon YVA-prosessin aikana. Käytämme tämän työn tarkastelussa toteutustapaa, jossa tuulipuisto toteutetaan maakaapelilla, ja hybridipuisto kahden osajohtimen ilmajohdolla.

TAULUKKO 15. Siirto johdon investointikustannukset 115,2 MW tuulipuistohankkeelle (Energiavirasto 2023).

115,2 MW tuulipuiston verkkokomponentit	
110 kV maakaapelitoteutus	Hinta, euroa
Maakaapeli 1600 mm ² tai yli	351400
Maakaapelioja – tavallinen olosuhde	101400
Yhteissumma 6 000 m johtoreitille	2 716 800
110 kV ilmajohtototeutus	Hinta, euroa
Putkipylväsjohto: yksi virtapiiri, kaksi osajohdinta	177300
Tavallinen olosuhde (asemakaava-alueet)	54800
Yhteissumma 6 000 m johtoreitille	1 392 600

TAULUKKO 16. Siirto johdon investointikustannukset 200 MW hybridihankkeelle (Energiavirasto 2023).

200 MW tuulipuiston verkkokomponentit	
110 kV maakaapelitoteutus	Hinta, euroa
Maakaapeli vähintään 1000 ja alle 1600mm ² * 2	515200
Maakaapelioja – tavallinen olosuhde	101400
Yhteissumma 6 000 m johtoreitille	3 699 600
110 kV ilmajohtototeutus	Hinta, euroa
Putkipylväsjohto: yksi virtapiiri, kaksi osajohdinta	190200
Tavallinen olosuhde (asemakaava-alueet)	54800
Yhteissumma 6 000 m johtoreitille	1 470 000

Sähköaseman muuntajavalinta tehdään taulukon 8 kokoluokkien mukaan. Tuulipuiston 115,2 MW nimellisteholle valitaan kaksi 63 MVA muuntajaa, joilla saadaan katettua tuotannon huipputeho. Hybridipuiston 200 MW huipputeholle valitaan kaksi 100 MVA muuntajaa. Yhteen veto valinnoista ja investointikustannuksista esitetty taulukossa 19.

Taulukko 19. Muuntajavalinnat ja investointikustannukset tarkastelutapauksen hankkeille (Energiavirasto 2023).

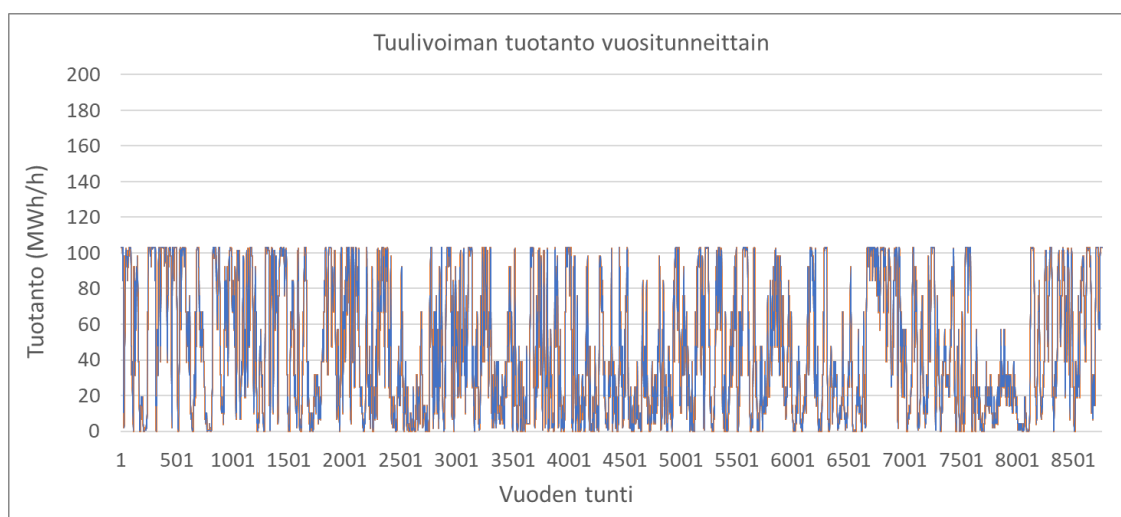
Verkkokomponentti (115,2 MW tuulipuisto)	Yksikköhinta €
Päämuuntaja 63 MVA * 2	1 328 000
Verkkokomponentti (200 MW hybridipuisto)	Yksikköhinta €
Päämuuntaja 100 MVA * 2	1 732 600
Hybridipuiston lisäinvestointi	404 600

Fingridin 110 kV liittymiskustannus liityttäessä kytkinasemalle on 600 000 € (Fingrid 2022). Niinkin merkittävä aurinkovoiman lisääminen, kuin 84,8 MW_p, ei aiheuta liittymismaksuun lisäkustannuksia.

Hybridipuiston vaatima lisäinvestointi sähkönsiirtoon on muuntajien osalta noin 404 600 €, ja siirtojohdon osalta kapasiteetin lisäys tuo säästöä noin 1 250 000 €, kun siirrytään maakaapelista ilmajohtoon.

4.2.3 Tuotanto

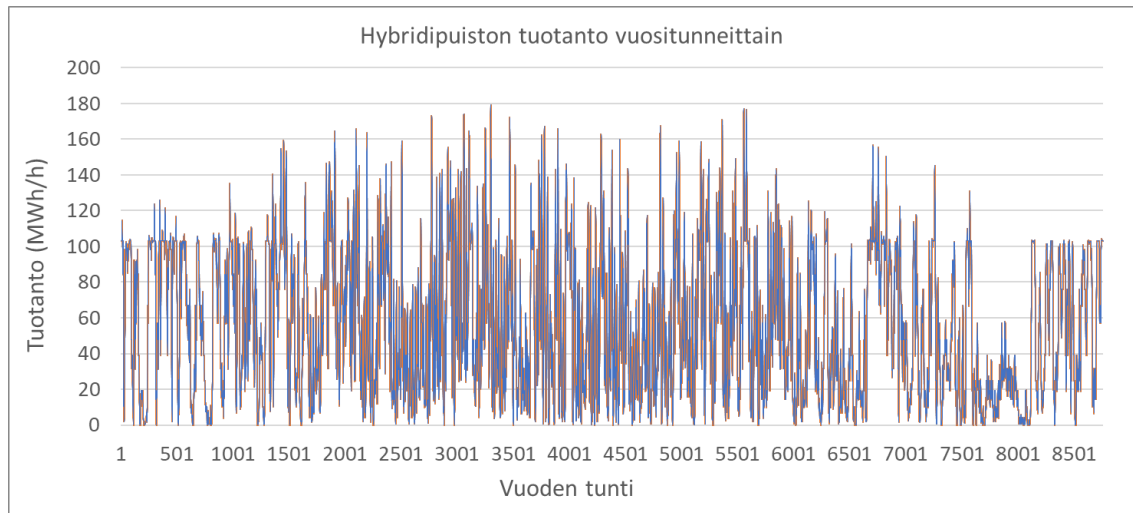
Tuulivoiman tuotantoennusteessa käytetään tarkastelussa samaa lähtöaineistoa kuin aiemmassa tarkastelutapauksessa. Näin ollen myös kuvion 7 mukainen vuotuinen tuotantokäyrä muuttuu ainoastaan tuotantoasteikoltaan.



KUVIO 7. Tuulipuiston tuotanto-odotus vuoden 2022 havaintotietoihin pohjautuen.

Kun tuulipuiston tuotantoon lisätään aurinkovoiman osuus, näemme kuvion 8 mukaisesti eroavaisuuksia aiempaan tarkasteluun. Aurinkovoiman tuotanto näkyy kokoluokkansa takia hyvin selvästi lämpimän ajan tuotanto-odotuksissa. Tuulipuiston nimellistehoa suuremman yhteistuotannon tunteja on vuoden aikana 509 kappaletta, joista kertynyt kokonaisenergia on noin 10,5 GWh. Tämä muutettuna edellisen tarkastelutapauksen mukaisesti Nord Poolin keskiarvohinnan mukaan myydyksi energian hinnaksi vastaa vuodessa noin 2 479 000 €: a. Voidaan näin ollen todeta, että missään tapauksessa aurinkovoiman tuotantoa ei ole järkevää

rajoittaa sähköverkkoliitynnän alimitoittamisen investointisäästöjen vuoksi. Toki syy tuotantotehon rajoittamiselle voi johtua esimerkiksi liityntäpisteen täyttyneestä kapasiteetista, jolloin kantaverkkooyhtiö määrittää verkkoon syötettävän tehon ylärajan, kunnes kantaverkkoa on saatu alueellisesti vahvistettua. Tällöin yhteistuotantoa rajoitetaan hyvin merkittävästi, ja menetetty energian myynnin tuotto on syytä huomioida hankkeen investointipäätöksessä.



KUVIO 8. Tuuli- ja aurinkopuiston yhteistuotanto-odotus vuoden 2022 havaintotietoihin pohjautuen.

4.2.4 Akkuvarasto

Edellisessä tarkastelutapauksessa tehdyn analyysin perusteella aiheen tarkastelu vaatii energiamarkkinan mallintamista, mikä on rajattu pois tämän tutkimuksen sisällöstä.

4.2.5 Pohdinnat

Tarkastelutapauksesta voidaan todeta, että aurinkovoiman osalta on nähtävissä selkeitä synergiaetuja hyödynnettäessä tuulipuiston sähköverkkoliityntää. On kuitenkin syytä huomioida, että siirryttäessä maakaapelilla toteutuksesta ilmajohtoon tehtiin oletus, joka ei kaikilla hankkeilla ole esimerkiksi ympäristöllisistä syistä mahdollinen. Tarkastelussa ei haluttu suosia hybridiratkaisua, vaan tuoda esiin tapauskohtaisen kokonaisuuden tarkastelun tarve. 110 kV siirtojohdon, muuntajan ja liittymismaksun osalta investoinnin säästö tässä tapauksessa on

miljoonia euroja aurinkovoimahankkeen hyväksi. On tarkastelun näkökulmasta kiinni, kuinka investointien jako tuulipuiston ja aurinkopuiston välillä määritetään, mutta tässä tapauksessa aurinkovoima nähdään ylimääräisenä tuotantolaitoksena joka tapauksessa toteutettavalle tuulipuistohankkeelle. Näin ollen siirtojohdon investointeja ei ole jaettu tasan, vaan aurinkovoiman osuus on tarkasteltu lisäkustannuksena, joka aiheutuu komponenttien virtakestoisuuden kasvattamisesta.

5 JOHTOPÄÄTÖKSET

Tutkimuksen mukaan tuulipuistoa varten rakennettavan verkkoliitynnän hyödyntäminen myös aurinkovoimalle on täysin mahdollista ja tapauskohtaisesti myös erittäin suositeltavaa. Tuloksista on nähtävissä merkittäviä investointisäästöjä ja synergiaetuja hybridipuiston verkkoliitynnässä. Tuloksista sen sijaan ei ole muodostettavissa kategorista lajittelua hyvän yhteishankkeen raameille, mutta ohjaavia tekijöitä on selvästi tunnistettavissa.

Ohjaavista tekijöistä selkein on tehon rajoitteet, jonka kerrannaisvaikutukset linkittyvät monelle osa-alueelle. Erityisesti maakaapeilla toteutettavassa hankkeessa siirtokapasiteetin ylöspäin skaalattavuus on heikko, ja tehon lisäys poikkeuksetta johtaa investointien merkittävään kasvamiseen. Sekä 36 kV että 110 kV maakaapeilla on teknistaloudellinen maksimikapasiteettinsa, jota suuremman tehon siirtäminen vaatii liikaa investointeja, tai ei ole maankäytöllisesti järkevää lukuisten rinnakkaisten kaapeleiden vuoksi. Tämä on keskeinen tekijä siinä tapauksessa, kun aurinkovoiman lisääminen hankkeelle muuttaa siirtojohdon jännitetasoa, tai muuttaa 110 kV maakaapeliyhteyden 110 kV ilmajohdoksi.

Toinen tehollisen rajoitteen muoto on liityntäpisteen tekniset vaatimukset. Fingridin voimajohtoliitynnässä liitynnän maksimi kuormitettavuus on 60 MW. Jos tuulipuistohanke on liittymässä kyseisellä liitynnällä, on aurinkovoiman lisäämisessä huomioitava, ettei tehoraja ylity. Muussa tapauksessa liityntäpiste on siirrettävä lähimmälle kytkinlaitokselle, joka poikkeuksetta on merkittävästi kauempana. Liityntäpisteissä voi olla myös muita kantaverkon siirtokapasiteetista johtuvia hetkellisiä tehorajoituksia, jotka on syytä huomioida aurinkovoimaa lisätessä.

Suunnittelussa ja teknisten ratkaisujen valinnassa tulee aina huomioida myös ympäristön ja maanomistajan etu. Jos aurinkovoiman lisäyksen vuoksi siirtojohdon pituus merkittävästi kasvaa, tai 36 kV siirtoyhteys muuttuu 110kV ilmajohdoksi, puhutaan merkittävästä lisärasitteesta maankäytöllisesti ja ympäristöllisesti. Tässä kontekstissa myös tuotantomuotojen yhteensovittaminen ja energian siirto kantaverkkoon yhteisellä siirtojohdolla on suosittavaa.

Kantaverkon näkökulmasta uusiutuvan energian osallistuminen reservimarkkinoille, sekä akkuvarastojen yhdistäminen hankkeisiin on suositeltavaa ja tulevaisuudessa jopa välttämätöntä. Tulevaisuudessa sähköpörssin spot-hinnoissa tulee olemaan enenevissä määrin notkahduksia, jotka ovat esimerkiksi uusiutuvan energian kannalta mielenkiintoisia ansaintamahdollisuuksia. Akkuvarastoille ei löytynyt tutkimuslaajuuden vuoksi selvästi määritettävää ja mitoitettavaa toimintaa, mutta lukuisia investointiin kannustavia tekijöitä kylläkin, sekä lisätutkimuksilla todennettavissa olevia erittäin mielenkiintoisia ansaintamahdollisuuksia reservimarkkinoilla.

Lopputuloksena todetaan, että tuuli- ja aurinkopuistojen yhdistäminen samaan verkkoliityntään on hankealueen salliessa hyvin suositeltavaa. On kuitenkin tapauskohtaista, tuoko toteutus haluttavan investointihyödyn ilman merkittävää maankäytön lisärasitetta. Toteutuskelpoisuus onkin syytä suunnitella laadukkaasti ja tehdä tapauskohtainen kokonaistarkastelu.

Akkuvaraston lisääminen hankkeelle tuo edellä mainitun hybridipuiston tapaisia synergiaetuja ja mahdollisia haittoja verkkoliityntään. Akkuvarastoilla on huomattava tuottopotentiali reservimarkkinoilla tulevina vuosina todennäköisten kantaverkon tasapainotushaasteiden vuoksi. Akuston sijoittaminen on näin ollen investointina hyvin mielenkiintoinen, ja sähköjärjestelmän käyttövarmuuden kannalta tärkeä komponentti. Työssä tunnistettiin lisätutkimustarpeita akkuvaraston käytöstä energiamarkkinoilla. Aihealueen tutkiminen vaatii pitkälle vietyä markkinoiden mallintamista ja tiheän mittaussyklin tuotantoaineistoa todelliselta hankkeelta.

LÄHTEET

Energiatalous 2019. Teollisen mittakaavan akustot tasapainottavat sähköverkkoa Luettu 24.5.2022. <https://www.energiatalous.fi/?p=2442>

Energiateollisuus 2023. Sähkön tuntidata. https://energia.fi/uutishuone/materiaalipankki/sahkon_tuntidata.html#material-view

Energiavirasto 2023. Yksikköhinnat excel. <https://energiavirasto.fi/documents/11120570/12766832/Verkkokomponentit-ja-yksikk%C3%B6hinnat-2016-2023.xlsx/7bd40be6-7486-fa81-fbef-3363c71d008e?t=1553093040000>

ePressi 2021. CPC Finland ja Helen aloittavat Lakiakangas 3 -tuulipuiston rakentamisen. Luettu 24.5.2022. <https://www.epressi.com/tiedotteet/energia/cpc-finland-ja-helen-aloittavat-lakiakangas-3-tuulipuiston-rakentamisen.html>

Fingrid 2015. SOPIMUS KYTKINLAITOKSEN KISKONETOTUKSESTA. https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/palvelut/kayttovarma-sahkonsiirto/2015_netotussopimus_malli.pdf

Fingrid 2018. Voimalaitosten järjestelmätekniset vaatimukset VJV2018. <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/palvelut/kayttovarma-sahkonsiirto/vjv2018.pdf>

Fingrid 2019. Pohjoismaiden suurin sähkövarasto Viinamäen tuulipuistoon. Luettu 24.5.2022. <https://www.fingridlehti.fi/pohjoismaiden-suurin/>

Fingrid 2020. Näin etenee voimajohtohanke. https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/julkaisut/fingrid_nain_etenee_voimajohtohanke_2020.pdf

Fingrid 2021a. Yleiset liittymisehdot YLE2021. https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/palvelut/kulutuksen-ja-tuotannon-liittaminen-kantaverkkoon/yleiset-liittymisehdot-yle2021---webinaari-2021_06_01.pdf

Fingrid 2021b. LOISSÄHKÖN TOIMITUS JA LOISTEHORESERVIN YLLÄPITO. <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/palvelut/kayttovarma-sahkonsiirto/loissahkon-toimituksen-ja-loistehoreservin-yllapito-2021-id-244241.pdf>

Fingrid 2022a. Kantaverkon liittymismaksuperiaatteet. <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/palvelut/kulutuksen-ja-tuotannon-liittaminen-kantaverkkoon/kantaverkon-liittymismaksuperiaatteet-2023-vahvistettu.pdf>

Fingrid 2022b. Tuulivoiman osallistuminen reservimarkkinoille <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/sahkomarkkinat/reservit/tuulivoima-reservimarkkinoilla.pdf>

Fingrid 2023a. Kantaverkon liittymismaksut 2023. Luettu 13.4.2023. <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/palvelut/kulutuksen-ja-tuotannon-liittaminen-kantaverkkoon/kantaverkon-liittymismaksut-2023.pdf>

Fingrid 2023b. Kantaverkkoon liittyjän opas. Luettu 13.4.2023. <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/palvelut/kulutuksen-ja-tuotannon-liittaminen-kantaverkkoon/kantaverkkoon-liittyjan-opas.pdf>

Fingrid 2023c. Reservituotteet ja reservien markkinapaikat. <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/sahkomarkkinat/reservit/reservituotteet-ja-reservien-markkinapaikat.pdf>

Fingrid 2023d. Fingridin sähköjärjestelmävisio 2023. https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/tiedotteet/sahkomarkkinat/2023/fingrid_sahkojarjestelmavisio_2023.pdf

Fingrid 2023e. Taselaskennan esimerkki. <https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/tasepalvelut/taseselvitys/taselaskennan-esimerkki/>

Fingrid 2023f. Tuulivoiman tuotanto. Luettu 24.5.2022. <https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinainformaatio/tuulivoiman-tuotanto/>

Fingrid 2023g. Webinaari eurooppalaisesta aFRR-energiamarkkinasta PICASSOsta ja sen vaikutuksista tasepoikkeaman hinnoitteluun 14.3. <https://www.fingrid.fi/ajankohtaista/tiedotteet/2023/webinaari-eurooppalaisesta-afrr-energiamarkkinasta-picassosta-ja-sen-vaikutuksista-tasepoikkeaman-hinnoitteluun-14.3/>

Finlex 2017. Laki ympäristövaikutusten arviointimenettelystä. <https://www.finlex.fi/fi/laki/ajantasa/2017/20170252>

Helen 2021. Helen investoi suurimpaan sähkövarastoonsa, joka auttaa turvaamaan koko Pohjoismaiden energiajärjestelmää. Luettu 24.5.2022. <https://www.helen.fi/uutiset/2021/helen-investoi-suurimpaan-sahkovarastoonsa>

Metsähallitus 2021. Metsähallitus aloittamassa tuulimittauksia Korsnäsän merituulivoimapuistoa varten. <https://www.metsa.fi/tiedotteet/metsahallitus-aloittamassa-tuulimittauksia-korsnasin-merituulivoimapuistoa-varten/>

MTK 2023. Luettu 13.4.2023. http://www.mtklohjanseutu.fi/wp-content/uploads/2017/10/MTK-Sahkol-opas-A4_2502.pdf

Nordpool 2023. Market data for media. <https://www.nordpoolgroup.com/en/market-data-for-media/>

Nord Pool 2023. Market data for media. <https://www.nordpoolgroup.com/en/market-data-for-media/>

Prysmian 2023. Tuulipuistojen kaapeliratkaisut. https://fi.prysmiangroup.com/sites/default/files/atoms/files/Prysmian_Tuulipuisto-esite_WEB_2023-03.pdf

St1 2019. TuuliWatti rakensi markkinaehtoisen tuulipuiston lin Viinamäkeen. Luettu 24.5.2022. <https://www.st1.fi/tuuliwatti-rakensi-markkinaehtoisen-tuulipuiston-iin-viinamakeen>

Tuulivoimalehti 2021. Pohjoismaiden suurin akku tasaa sähköverkon taajuusvaihteluja Lappeenrannassa. <https://www.tuulivoimalehti.fi/aiheet/pohjoismaiden-suurin-akku-tasaa-sahkoverkon-taajuusvaihteluja-lappeenrannassa.html>

Tuulivoimayhdistys 2019. Tuulivoimahankkeen luvitus Suomessa. https://www.tuulivoimayhdistys.fi/media/1397-sty_tuulivoiman_luvittaminen_5_2019.pdf

Tuulivoimayhdistys 2020. Selvitystyö Suomen tuulivoimasta – visio 2030 https://www.tuulivoimayhdistys.fi/media/selvitystyö_2020_julkinen-versio.pdf