

An aerial photograph of a vast green forest. A multi-lane road with several cars is visible on the right side, curving through the trees. On the left side, there are several high-voltage power lines stretching across the landscape. The sky is clear and blue, suggesting a bright day. The overall scene depicts a natural environment with infrastructure.

# Kantaverkon kehittämissuunnitelma 2022–2031

**FINGRID**



# Sisällysluettelo

Yhteenveto .....	3
Johdanto .....	6
Alkupuhe.....	7
<b>Fingridin 10 vuoden verkon kehittämissuunnitelma .....</b>	<b>9</b>
Päävoimansiirtoverkon kehittäminen.....	10
Rajasiirtokapasiteetin kehittäminen.....	16
Alueellisen verkon kehittäminen .....	19
➤ Lapin suunnittelualue .....	20
➤ Meri-Lapin suunnittelualue .....	22
➤ Oulun seudun suunnittelualue .....	25
➤ Kainuun suunnittelualue .....	28
➤ Pohjanmaan suunnittelualue .....	31
➤ Keski-Suomen suunnittelualue.....	33
➤ Savo-Karjalan suunnittelualue.....	37
➤ Porin ja Rauman suunnittelualue .....	40
➤ Hämeen suunnittelualue.....	42
➤ Varsinais-Suomen suunnittelualue .....	45
➤ Kaakkois-Suomen suunnittelualue .....	47
➤ Uudenmaan suunnittelualue.....	49
Kooste investoinneista kantaverkkoon .....	52

<b>Toimintaympäristön muutokset ja tulevaisuuden näkymät .....</b>	<b>55</b>
Ilmastonmuutoksen hillitseminen .....	57
Sähkönkulutuksen kehitysnäkymät.....	58
Sähkön tuotannon kehitysnäkymät.....	61
Sähkön varastoinnin ja kulutusjoustop kehitysnäkymät..	64
Ennusteet .....	65
<b>Kantaverkon kehittäminen .....</b>	<b>66</b>
Kehittämisperiaatteet.....	68
Kehittämisprosessi.....	69
<b>Kehittämissuunnitelman lähtökohtia .....</b>	<b>80</b>
Fingridin kantaverkko ja Suomen sähkönsiirtojärjestelmä.....	81
Kantaverkon elinkaaren hallinta .....	82
Vastuullisuus (ESG) .....	84
Sähkönsiirtojärjestelmän teknologiset valinnat.....	90



# Yhteenveto

Kantaverkon kehittäminen asiakkaiden ja yhteiskunnan tarpeisiin on yksi Suomen sähkösiirtojärjestelmästä vastaavan Fingrid Oyj:n perustehtävistä. Kehittämällä pitkäjänteisesti kantaverkkoa varmistetaan, että sähkösiirtoverkko ja koko sähköjärjestelmä, täyttävät sille asetetut vaatimukset muuttuvassa toimintaympäristössä.

Kantaverkon kehittämissuunnitelmassa esitetään Fingridin kantaverkon kehitystarpeet ja suunnitellut investoinnit seuraavalle kymmenelle vuodelle. Kehittämissuunnitelma perustuu Fingridin asiakkaidensa kanssa yhteistyössä laatimiin alueellisiin verkko- ja liityntäsuunnitelmiin ja se on sovitettu yhteen Itämeren alueen kehittämissuunnitelman ja koko Euroopan unionin alueen kattavan kymmenvuotisen verkkosuunnitelman (Ten-Year Network Development Plan, TYNDP) kanssa.

Kantaverkon kehittämissuunnitelman laatimisesta säädetään sähkömarkkinalaissa ja se päivitetään kahden vuoden välein. Kantaverkon kehittämissuunnitelman keskeisenä sisältönä tulee olla kuvaus siitä, miten ja minkälaisin investoinnein kantaverkon kehittämisvelvollisuus ja kantaverkkotoiminnan laatuvaatimukset täytetään.

## Toimintaympäristön muutokset

Energia-ala on keskeisessä roolissa ilmastonmuutoksen torjunnassa. Sähkön tuotantorakenteen muuttuessa vähäpäästöisemmäksi joutuu sähköjärjestelmä ennennäköttömän murroksen keskelle ja uusien haasteiden eteen. Uusi vähäpäästöinen tuotantorakenne aiheuttaa sähköjärjestelmässä ajoittain niukkuutta tehosta ja siirtokapasiteetista, joustavuudesta sekä järjestelmän inertiaasta ja oikosulkutehoista. Samaan aikaan yhteiskunta sähköistyy ja sen sähköriippuvuus lisääntyy. Tulevaisuuden voimajärjestelmältä odotetaan yhä suurempaa luotettavuutta, jotta yhteiskunnan keskeiset toiminnot voidaan turvata.

Tuotantorakenteen muutos on vahva kehitysajuri Fingridin verkon kehittämiselle. Sääriippuvan tuotannon lisääntyminen, uudet suuret ydinvoimayksiköt, säätökykyisen tuotannon määrän väheneminen, uuden tuotannon maantieteellinen sijoittuminen ja yhteiskunnan sähköistymisnopeus ovat keskeisiä trendejä verkon kehittämisen näkökulmasta.

**Energia-ala on keskeisessä roolissa ilmastonmuutoksen torjunnassa. Sähkön tuotantorakenteen muuttuessa vähäpäästöisemmäksi joutuu sähköjärjestelmä ennennäköttömän murroksen keskelle ja uusien haasteiden eteen.**



Fingrid pyrkii verkkosuunnittelussaan varautumaan vaikeasti ennustettavaan tulevaisuuteen erilaisten skenaarioiden avulla. Verkon riittävyttä testataan näitä skenaarioita vasten ja pyritään löytämään eri skenaarioille yhteisiä verkon vahvistustarpeita, joita voidaan ennakoiden lähteä toteuttamaan. Muilta osin pyritään löytämään vahvistustarpeen laukaisevia kriteereitä, joiden kehittymistä voidaan seurata. Tällä hetkellä kriittisimpiä seurattavia ja kehittämissuunnitelmaan vaikuttavia tekijöitä ovat tuulivoiman sekä sähköistymisestä johtuvien kulutuskeskittymien maantieteellinen sijoittuminen sekä liikenteen ja teollisuuden sähköistymisen nopeus.

Sähkön kulutuksella on tulevaisuudessa merkittävää kasvupotentiaalia, mutta läheskään koko potentiaali ei realisoitu vielä vuoteen 2031 mennessä. Sähkön tuotannon nähdään kuitenkin kasvavan merkittävästi. Tuulivoima voikin kasvaa Suomen suurimmaksi sähköntuotantomuodoksi jo tällä vuosikymmenellä. Sähköjärjestelmässä tuotannon ja kulutuksen on oltava joka hetki tasapainossa, jolloin sähkön tuotannon säätökyvyn heikentyessä sähkön kulutuksen säätökyvyn tulee vastaavasti vahvistua. Tämän vuoksi tarve energian varastoinnille ja kulutusjoustolle kasvaa tulevaisuudessa.

## Kantaverkon suunnitteluprosessi

Kantaverkon suunnittelu on luonteeltaan jatkuva prosessi, johon Fingrid kerää eri lähteistä lähtötietoja. Analysoimalla verkon riittävyttä lähtötietoja vasten selvitetään, millä tavoin kantaverkko saadaan täyttämään tehtävänsä Suomen sähköjärjestelmän selkärankana myös tulevaisuudessa. Kantaverkon suunnittelu on monitahoinen kokonaisuus jo suunniteltavan verkon maantieteellisen laajuuden vuoksi. Suomen kantaverkko koostuu noin 14 000 kilometristä voimajohtoa ja 118 sähköasemasta, joilla naapurimaiden verkot ja maan eri osissa sijaitsevat jakeluverkot sekä tuotantolaitokset ja suuret kulutuskohteet liittyvät kantaverkkoon.

Kantaverkkosuunnittelu voidaan jakaa kolmeen osaan: päävoimansiirtoverkon suunnitteluun, alueelliseen verkkosuunnitteluun ja liityntöjen suunnitteluun. Luonnollisesti kantaverkkoa on kuitenkin suunniteltava kokonaisuutena ja edellä kerrottu jako on vain suuntaa antava. Varsinkin liityntätehojen kasvaessa laukaisee liityntöjen suunnittelu samalla yhä useammin tarpeen tarkistaa laajemmin verkon riittävyys. Päävoimansiirtoverkko muodostuu 400 ja 220 kV voimajohdoista ja se mahdollistaa suurten voimalaitosten ja tuotantokeskittymien verkkoon liittämisen sekä palvelee maiden ja alueiden välisiä voimansiirtotarpeita ja kytkee 110

kV kantaverkkoa ja suurjännitteisiä jakeluverkkoja syöttävät muuntoasemat voimajärjestelmään. Sähkömarkkinoiden tarpeet määrittävät maiden ja alueiden väliset siirtotarpeet, jolloin maan rajojen ylittävien sähkömarkkinoiden toiminnan mallintaminen on tärkeä työkalu päävoimansiirtoverkon suunnittelussa. Alueellista, luonteeltaan teknisempää verkkosuunnittelua, tehdään yhteistyössä asiakkaiden kanssa 12 suunnittelualueella sovittaen samalla alueellisia tarpeita yhteen päävoimansiirtoverkon kehittämistarpeiden kanssa. Liityntöjä taas suunnitellaan kahdenkeskisesti asiakkaiden kanssa ottaen kuitenkin huomioon laajemmat verkkosuunnitelmat ja verkon siirtokapasiteetin ennakoitu kehittyminen. Verkon kehittämisprosessissa lähtökohtina ovat sähkön kulutus- ja tuotantoennusteet sekä verkon kunto. Keskeisessä roolissa verkon suunnitteluprosessissa on Fingridin ja asiakkaiden välinen luottamuksellinen vuoropuhelu, jossa käydään keskustelua asiakkaiden suunnitelmien vaikutuksesta kantaverkkoon. Nykyisessä toimintaympäristössä päävoimansiirtoverkon suunnittelua, alueellista verkkosuunnittelua ja liityntöjen suunnittelua ei voi enää tehdä irrallisina toisistaan vaan jokaisen näkökulman tarpeet on otettava huomioon kokonaisuuden suunnittelussa. Tällä hetkellä suunniteltuja liityntöjä on paljon ja niiden koot ovat suuria. Tämän takia liitettävyydestä vaativat laajojakin tarkasteluita myös päävoimansiirtoverkon tasolla.



Kansainvälistä verkkosuunnitteluyhteistyötä tehdään nykyisin eri tasoilla. Fingrid kuuluu eurooppalaisten siirtoverkko-operaattorien yhteistyöjärjestö ENTSO-E:hen, joka vastaa mm. koko Euroopan laajuisen sähkönsiirtoverkon 10-vuotisen kehittämissuunnitelman laatimisesta joka toinen vuosi. ENTSO-E:ssä verkkosuunnittelua tehdään yleiseurooppalaisella tasolla sekä alueellisissa suunnitteluryhmissä, joista Fingrid kuuluu Itämeren alueryhmään. Jokainen alueellinen suunnitteluryhmä julkaisee myös alueellisen verkon kehittämissuunnitelman, joka keskittyy etenkin rajasiirtokapasiteetin ja hinta-alueiden välisten yhteyksien kehittämiseen. Tämän ohessa syntyy myös pohjoismainen verkkosuunnitelma, jossa pureudutaan syvemmälle yhteisen synkronialueen haasteisiin. Kansallisen kehittämissuunnitelman tulee olla yhtenevä näiden kansainvälisten suunnitelmien kanssa.

## Kehittämissuunnitelma

Viime vuosina Fingridin investoinnit ovat keskittyneet kotimaan verkkoon ja investointeja onkin ollut käynnissä ennätysmäärä ympäri Suomea. Seuraavan kymmenen vuoden aikana Fingrid investoi vieläkin enemmän, noin 2,1 miljardia euroa, eli keskimäärin reilut 200 miljoonaa euroa vuosittain. Fingridin vuosittaiset poistot ovat noin 100 M€. Seuraavan

10 vuoden aikana Fingridin investoinnit kantaverkkoon koostuvat rajasiirtoyhteyksien ja Suomen sisäisen päävoimansiirtoverkon kehittämisestä, uuden tuotannon verkkoliitynnöistä sekä olemassa olevan verkon uusimisesta ja perusparannuksista. Kantaverkossa ei ole korjausvelkaa vaan verkkoa on uusittu suunnitelmallisesti tarpeen mukaan.

Fingridin tavoitteena on turvata asiakkaille ja yhteiskunnalle kustannustehokkaasti varma sähkö sekä muovata tulevaisuuden puhdasta ja markkinaehtoista sähköjärjestelmää. Erityinen tavoite 2020-luvun verkkoinvestoinneilla on luoda edellytykset sille, että Suomi voi olla hiilineutraali vuonna 2035. Hiilineutraaliustavoite edellyttää merkittävää sähkön kulutuksen ja puhtaan sähkön tuotannon kasvua. Fingrid valmistautuu osaltaan mahdollistamaan tämän luomalla mahdollisuuksia uuden sähkön tuotannon ja kulutuksen verkkoon liittämiseen sekä sähkön siirtoon Suomen sisällä sekä rajasiirtoyhteyksillä naapurimaihin. Vastatakseen nopeastikin muuttuviin tarpeisiin, Fingrid ylläpitää joustavaa ja pitkäjänteistä investointisuunnitelmaa, jonka tarkoituksena on mahdollistaa sähkömarkkinoiden tulevaisuuden toimintaedellytykset. Suunnitelman avulla voidaan vastata joustavasti erilaisiin muutoksiin toimintaympäristössä.

Tulevaisuudessa suurimmat kehittämistarpeet syntyvät siirtokapasiteetin lisäämiselle tuotanto- ja kulutuskes-

kittymien välillä. Merkittävin tarve on pohjois-eteläsuuntaisen siirtokapasiteetin lisäämiselle, mutta myös siirto länsirannikolta etelään kasvaa. Etelä-Suomen yhteistuotantolaitosten sähköntuotannon vähentyessä ja sähkönkulutuksen kasvaessa Etelä-Suomen alijäämä kasvaa. Tämä alijäämä korvautuu pohjoisen ja lännen tuulivoimalla ja tuonnilla etenkin Pohjois-Ruotsista. Tällä on merkittävä vaikutus siirtojen kasvamiseen Pohjois-Suomesta ja länsirannikolta Etelä-Suomeen.

Kantaverkon kehittämissuunnitelma on tämän hetken paras näkemys Fingridin tulevista verkkovahvistuksista. Fingrid päivittää suunnitelmaansa jatkuvana prosessina muuttuvan toimintaympäristön mukana. Kehittämissuunnitelmaan liittyy epävarmuuksia etenkin uuden kulutuksen ja uusien voimalaitosten verkkoon liittämisen suhteen. Lisäksi toimintaympäristössä on isoja epävarmuustekijöitä muun muassa energiamurrokseen ja sähköntuotantorakenteen muutosnopeuteen liittyen. Esimerkiksi tuulivoiman määrällä ja maantieteellisellä sijoittumisella ja yhteiskunnan sähköistymisnopeudella on suuri vaikutus Fingridin investointien tarpeeseen ja ajoitukseen. Fingrid tekee tiivistä yhteistyötä asiakkaiden kanssa ja valmistautuu mahdollisiin muutoksiin. Verkkoon tehtävät investoinnit toteutetaan tarpeiden toteutuessa oikea-aikaisesti ja mahdollistaen Suomen hiilineutraaliustavoitteen toteutuminen.

# Johdanto

Kantaverkon kehittäminen on Suomen sähköjärjestelmästä vastaavan Fingrid Oyj:n yksi perustehtävistä. Pitkäjänteisellä kantaverkon kehittämisellä varmistetaan, että sähkön siirtoverkko ja koko sähköjärjestelmä täyttää sille asetetut vaatimukset nyt ja tulevaisuudessa. Kantaverkoon kohdistuu sekä liitettävyyteen, käyttövarmuuteen että sähkömarkkinoiden toimintaan liittyviä lainsäädännöllisiä velvoitteita, jotka tulee jatkuvasti täyttää. Tämä johtaa siihen, että verkkoa kehitetään ennakoiden ja kokonaisuutena asiakkaiden ja yhteiskunnan tarpeisiin. Verkon vahvistustarpeita syntyy etenkin uusista liitynnöistä, asiakkaiden liityntöjen tai niiden läpi siirrettävien tehojen muuttuessa, mutta myös muutokset naapurimaissamme heijastuvat kantaverkon siirtotarpeisiin. Samalla on myös huolehdittava vuosikymmenien aikana rakennetun verkon kunnosta uusimalla aika ajoin sen eri osia.

Tässä kehittämissuunnitelmassa esitetään Fingridin keskeiset kantaverkon kehittämistoimenpiteet seuraavalle kymmenelle vuodelle. Kehittämissuunnitelma perustuu sähkönsiirtoasiakkaiden ja muiden eurooppalaisten kantaverkkoyhtiöiden kanssa yhteistyössä tehtäviin

**Kehittämissuunnitelmassa esitetään Fingridin keskeiset kantaverkon kehittämistoimenpiteet seuraavalle kymmenelle vuodelle. Lisäksi dokumentissa käsitellään Fingridin kantaverkon kehittämisprosessia ja kehittämiseen liittyviä toimintaympäristön muutoksia.**

verkkosuunnitelmiin ja on yhteneväinen Itämeren alueen kehittämissuunnitelman ja koko EU:n alueen kattavan kymmenvuotisen verkkosuunnitelman (Ten-Year Network Development Plan, TYNDP) kanssa. Suunnitelma



perustuu erilaisiin ennusteisiin tulevaisuudesta. Niiden lisäksi dokumentissa käsitellään Fingridin kantaverkon kehittämisprosessia ja kehittämiseen liittyviä toimintaympäristön muutoksia.

# Alkupuhe

## Verkkovisiosta kehittämissuunnitelmaksi ja investointipäätöksiksi

Fingrid julkaisi tammikuussa verkkovision, jossa hahmoteltiin kantaverkon riittävyyttä tulevaisuuden siirtotarpeisiin. Visiossa esitettiin keskeisiä 400 kV verkkoratkaisuja vuodelle 2035 erilaisissa tuotanto- ja kulutusskenaarioissa. Tässä nyt julkaistavassa kantaverkon kehittämissuunnitelmassa määritellään 2020-luvulla tehtäväksi suunniteltuja verkkoinvestointeja kattaen koko maan ja kantaverkon eri jännitetasot. Lähivuosien investoinnit ovat jo varsin selkeitä, mutta vuosikymmenen loppupuolta kohti epävarmuus kasvaa ja joudumme vielä seuraamaan investointikriteerien täyttymistä.

Fingrid investoi verkkoonsa, kun jokin verkon osa saavuttaa käyttöikänsä pään, asiakas tarvitsee uuden tai vahvemman verkkoliittymän tai kun tuotannon ja kulutuksen muutokset johtavat siirtojen merkittävään kasvuun. Jälkimmäisessä tilanteessa verkkoviat uhkaavat muuttua laajeneviksi, kun verkko ei ole enää riittävä kestäämään

yksittäisiä vikoja. Käytännössä olemme tällöin pakkoinvestoinnin edessä. Ihannetilanteessa voisimme odottaa asiakkaiden tekevän ensin investointipäätöksensä, minkä jälkeen teemme omat päätöksemme verkon vahvistamisesta. Energiamurroksen keskellä tähän ei kuitenkaan ole mahdollisuuksia, kun meille on tehty satoja eri tason liityntäkyselyitä. Tässä tilanteessa meidän tulee kehittää kantaverkkoa siten, että pyrimme ennakoimaan asiakkaiden tulevia ratkaisuja tietämättä, missä järjestyksessä heidän suunnittelemansa hankkeet lopulta kypsyvät investoinneiksi. Tämä siksi, ettemme halua muodostua pullonkaulaksi Suomen tavoitellussa hiilineutraaliutta vuoteen 2035 mennessä. Kestäähän esimerkiksi uuden 400 kV johdon saattaminen suunnitelupöydältä käyttöön lähemmäs kymmenen vuotta. Käytännössä pyrimme tunnistamaan sellaisia verkkovahvistuksia, joita tarvitaan useammassa tulevaisuuskuvassa ja joiden osalta riski turhasta investoinnista on pieni.





Hyvä esimerkki verkkovisiotyössä tunnistetusta tarpeesta on Pohjois- ja Etelä-Suomen välisen ns. Keski-Suomen poikkileikkauksen siirtokapasiteetin kasvattaminen. Koska tämä tarve tunnistetaan kaikissa tulevaisuuskenaarioissa, on turha jäädä odottelemaan siirtojen kasvua, vaan varautua toteuttamaan useampia uusia 400 kV johtoja 20-luvulla: Metsälinja, Järvilinjan tuplaaminen, yhteys Jylkästä Alajärvelle ja Metsälinjan tuplaaminen. Vaihtoehtona olisi se, että siirtokapasiteetti jää riittämättömäksi ja maa joudutaan jakamaan kahteen eri sähkökaupan tarjousalueeseen. Fingridin tavoitteena on kuitenkin pitää verkon siirtokapasiteetti sellaisena, että se riittää valtaosaan tilanteista ja että voimme hoitaa huippusiirtotunnit muiden ratkaisujen, kuten esimerkiksi joustomarkkinoiden avulla. Haaste on kova, mutta aiomme siinä onnistua.

Tunnistamme, että riittävän vahva kantaverkko on alueellinen kilpailukykytekijä, jonka avulla tietyille alueille saadaan houkuteltua sähkön tuotanto- ja kulutusinvestointeja. Investointimme eivät tällöin myöskään aiheuta suuria muutoksia kantaverkkotariffin yksikköhintaan, kun laskutettavan energian ja tehon määrä samalla kasvaa. Tulevat siirtotarpeet ovat kuitenkin niin suuria ja vaikeasti ennakoitavia, että kaikkialla emme valitettavasti voi verkkoa etupainotteisesti rakentaa. Esimerkiksi tuuli-

voiman merkittävä kasvu itäisessä ja pohjoisimmassa Suomessa on vielä varsin epävarmaa ja joudumme vielä lykkäämään omia päätöksiämme. Myöskään meidän ja urakoitsijoidemme resurssit eivät toistaiseksi riitä juuriin nykyistä suurempaan investointitahtiin. Tämä ei kuitenkaan estä sitä, että pyrimme löytämään liityntää tarvitsevien asiakkaiden kanssa ratkaisuja, jotka mahdollistavat kantaverkon myöhemmän laajentumisen ja toimivat aikanaan osana kokonaisratkaisua.

Toivomme tämän kehittämissuunnitelman antavan osaltaan varmuutta siitä, että Fingrid on sitoutunut kehittämään verkkoaan asiakkaiden ja yhteiskunnan tarpeita vastaavaksi. Meneillään oleva murros tekee työstämme äärettömän kiireistä, mutta samalla myös motivoivaa ja innostavaa.

### **Jussi Jyrinsalo**

Johtaja, kantaverkkopalvelut ja suunnittelu

# Fingridin 10 vuoden verkon kehittämis- suunnitelma

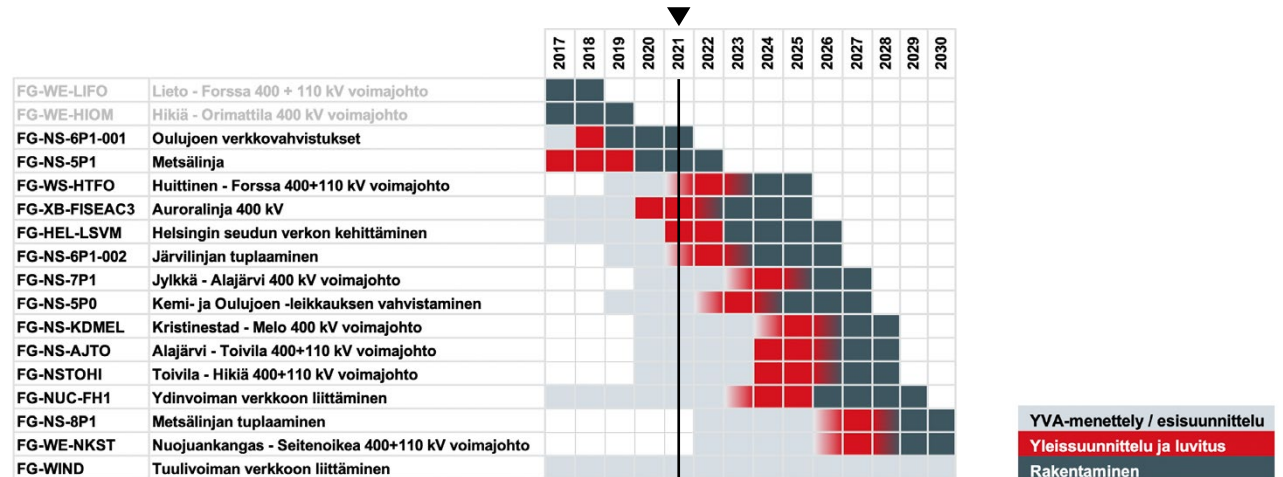




# Päävoimansiirtoverkon kehittäminen

Fingridin tavoitteena on turvata asiakkaille ja yhteiskunnalle kustannustehokkaasti varma sähkö sekä muovata tulevaisuuden puhdasta ja markkinaehtoista sähköjärjestelmää. Erityinen tavoite 2020-luvun verkkoinvestoinneilla on luoda edellytykset sille, että Suomi voi olla hiilineutraali vuonna 2035. Hiilineutraaliustavoite edellyttää merkittävää sähkön kulutuksen ja puhtaan sähkön tuotannon kasvua. Fingrid valmistautuu osaltaan mahdollistamaan tämän luomalla mahdollisuuksia uuden sähkön tuotannon ja kulutuksen verkkoon liittämiseen sekä sähkön siirtoon Suomen sisällä sekä rajasiirtoyhteyksillä naapurimaihin. Vastataksaan nopeastikin muuttuviin tarpeisiin, Fingrid ylläpitää joustavaa ja pitkäjänteistä investointisuunnitelmaa, jonka tarkoituksena on mahdollistaa sähkömarkkinoiden tulevaisuuden toimintaedellytykset. Suunnitelman avulla voidaan vastata joustavasti erilaisiin muutoksiin toimintaympäristössä.

Tällä hetkellä sähköjärjestelmä on ennennäkemättömässä murroksessa, kun sähköntuotantorakenne muuttuu nopealla aikataululla vähäpäästöiseksi ja samalla enemmän sään mukaan vaihtelevaksi. Uusiutuvan energian rakentamista Itämeren alueen sähkömarkkinoille on vauh-



Kuva 1. Fingridin joustava ja pitkäjänteinen strategia

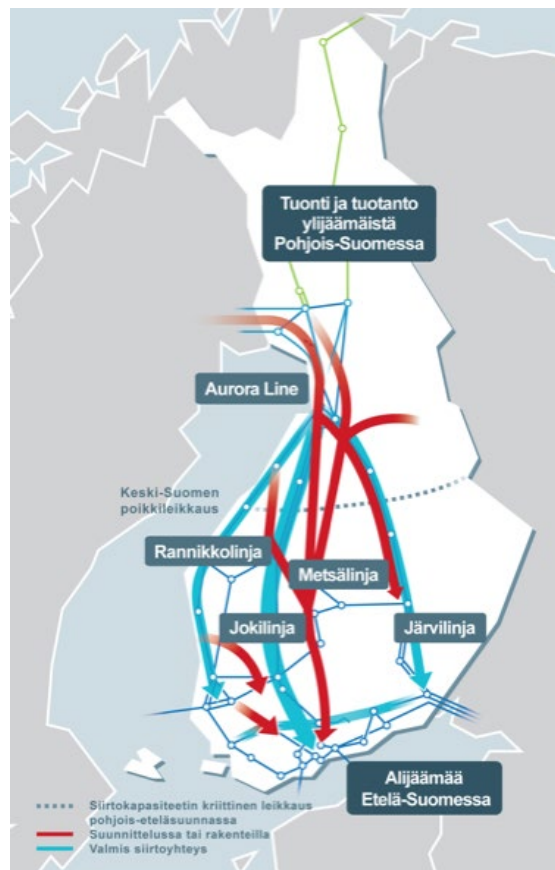
dittanut teknologian nopea kehitys ja kansalliset tukimekanismit. Perinteisen fossiilisia polttoaineita hyödyntävän sähköntuotannon kannattavuus on heikentynyt merkittävästi, mikä on johtanut säätöön kykenevän tuotantokapasiteetin vähenemiseen markkinoilta. Kehityksen myötä hiilidioksidipäästöt vähenevät, mutta samalla tämä edel-

lyttää uusia joustolähteitä, kuten kulutusjoustoja ja energiavarastoja, jotta sähköpulan riski ei järjestelmässä kasva. Samaan aikaan yhteiskunta sähköistyy ja sähköriippuvuus lisääntyy. Tulevaisuuden sähköjärjestelmältä odotetaankin yhä suurempaa luotettavuutta, jotta yhteiskunnan keskeiset toiminnot voidaan turvata.



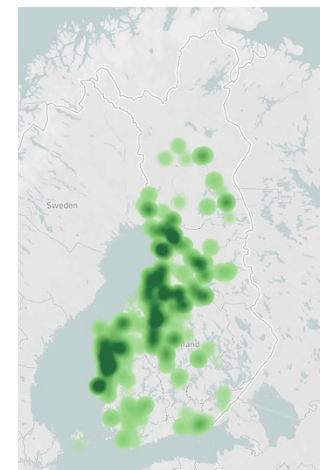
Tulevaisuudessa päävoimansiirtoverkon näkökulmasta suurimmat kehittämistarpeet syntyvät siirtokapasiteetin lisäämiselle tuotanto- ja kulutuskeskittymien välillä. Merkittävin tarve on pohjois-eteläsuuntaisen siirtokapasiteetin lisäämiselle, mutta myös siirto länsirannikolta etelään kasvaa. Etelä-Suomen yhteistuotantolaitosten sähköntuotannon vähentyessä ja sähkönkulutuksen kasvaessa Etelä-Suomen alijäämä kasvaa. Tämä alijäämä korvautuu pohjoisen ja lännen tuulivoimalla ja tuonnilla etenkin Pohjois-Ruotsista. Tällä on merkittävä vaikutus siirtojen kasvamiseen Pohjois-Suomesta ja länsirannikolta Etelä-Suomeen.

Pohjois-eteläsuuntaista siirtokapasiteettia rajoittavat kaksi poikkileikkausta, Keski-Suomen - sekä Kemi- ja Oulujoen -poikkileikkaukset. Näistä ensimmäinen on sähköteknisin perustein määritelty raja, joka kulkee maan poikki Kokkolasta Iisalmen pohjoispuolitse itään. Pohjoisen alue on vesi- ja tuulivoimavaltainen sekä ylijäämäinen, kun taas eteläinen alue on ydin- ja lämpövoimavaltainen sekä suuren kulutuksen vuoksi alijäämäinen. Lisäksi valtaosa sähkön viennistä tapahtuu etelässä olevilla rajasiirtoyhteyksillä. Poikkileikkauksen läpi kulkee kolme 400 kV siirtokäytävää Oulusta etelään: Rannikkolinja, Jokilinja ja Järvinlinja. Kemi- ja Oulujoen -poikkileikkaus jakaa pohjoisen alueen lijoen pohjois- ja eteläpuoliseen alueeseen.



Kuva 2. 400 kV verkon vahvistustarpeet

Energiamurroksen kehitys on ollut odotettua vieläkin nopeampaa ja tuulivoima on painottunut voimakkaasti Keski-Suomen poikkileikkauksen pohjoispuolelle, kuten kuvasta 3 nähdään. Tämän vuoksi kehittämissuunnitelmaan on lisätty merkittävä määrä investointeja pohjois-eteläsuuntaisen siirtokapasiteetin vahvistamiseksi. Siirtotarpeiden nähdään kasvavan koko tarkastelujakson ajan. Seuraavaksi käydään läpi päävoimansiirtoverkon kehittämissuunnitelma. Ensin käydään läpi pohjois-eteläsuuntaisten poikkileikkauksien vahvistukset ja sitten muut verkon vahvistukset.



Kuva 3. Kuva havainnollistaa julkisten tuulivoimahankkeiden sijoittumista Suomessa. Mitä tummempi vihreä alue, sitä enemmän tuulivoimaa alueella on rakennettu ja suunnitteilla.

### Keski-Suomen poikkileikkauksen vahvistukset

Ensimmäinen vahvistus Keski-Suomen poikkileikkaukseen, uusi 400 kV voimajohto Metsälinja (FG-NS-5P1), valmistuu vuonna 2022. Kolmas yhdysjohto Ruotsiin, Aurora Line, valmistuu vuonna 2025. Uuden rajayhteyden myötä sähkön tuonti kasvaa ja tämä syö lähes kokonaisuudessaan uuden Metsälinjan tuoman pohjois-etelä-suuntaisen siirtokapasiteetin.

Keski-Suomen poikkileikkauksen siirtokapasiteettia rajoittaa tällä hetkellä leikkauksen eteläpuolella sijaitsevien sähköasemien normaalin tilanteen jännitteen laatu ja vian jälkeinen jännitestabiilius. Tämän vuoksi siirtokapasiteettia voidaan lisätä voimajohtojen rakentamisen lisäksi jännitetukea parantavalla rinnakkaiskompensoinnilla. Rinnakkaiskompensoinnilla lisätään siirtokapasiteettia nopeasti, kustannustehokkaasti ja ympäristöystävällisesti. Rinnakkaiskompensointi toteutetaan usealle sähköasemalle 20 ja 400 kV jännitetasoille lisättävien kondensaatoreiden avulla vuosina 2023-2024.

Metsälinjan valmistuttua aloitetaan seuraavan 400 kV yhteyden rakentaminen Keski-Suomen poikkileikkaukseen. Järvilinjan tuplaus (FG-NS-6P1-002) Nuovuankankaalta etelään Huutokoskelle valmistuu 2026.

Tuulivoimaa ennustetaan rakennettavan Suomeen noin 1 000 MW vuodessa ja siitä suuri osa sijoittuu etenkin

länsirannikon pohjoisiin osiin. Erityisesti Kalajoella sijaitsevalle Jylkän sähköasemalle ja Pyhäjoelle rakentuvalla Valkeuden sähköasemalle on liittymässä suuri määrä tuulivoimaa, yhteensä noin 2000 MW. Kokkolan ja Oulun välisellä 400 kV Rannikkolinjan varrella on useiden tuhansien megawattien edestä rakenteilla olevia ja suunniteltuja tuulivoimahankkeita, joiden tuotanto tulee siirtää alueelta edelleen kohti etelässä sijaitsevaa kulu-tusta. Rannikkolinjan nykyinen kapasiteetti ei yksinään riitä tulevaisuudessa kaiken suunnitellun sähköntuotannon siirtämiseksi pois alueelta. Rannikkolinjan kapasiteettia voidaan nostaa kustannustehokkaasti, nopeasti ja ympäristöystävällisesti johtojärjestelyin Pikkaralan ja Ulvilan seudulla. Johtojärjestelyt toteutetaan vuonna 2023. Sähkönsiirtokapasiteetin nostamiseksi tarvitaan myös uusi Jylkkä-Alajärvi-Toivila voimajohtoyhteys (FG-NS-7P1, FG-NS-AJTO) joka osaltaan vahvistaa Keski-Suomen poikkileikkausta. Yhteys valmistuu kokonaisuudessaan vuonna 2028. Jylkkä-Alajärvi osuus suunnitellaan kahdella voimajohtolla, koska tulevaisuuden tuotantohankkeiden määrää ja sijoittumista on hankala tarkasti ennustaa. Suunnittelulla halutaan varmistaa tuulivoiman liittymismahdollisuudet tulevaisuudessa.

Suunnittelujakson loppupuolella on tarve toteuttaa Metsälinja 2 yhteys (FG-NS-8P1). Tällä hetkellä tehdään

suunnittelua, jossa määritetään yhteyden päätepisteitä ja voimajohtoon reittiä.

Keski-Suomen poikkileikkauksen voimajohtoja on jatkettava Jyväskylän tasolta etelään kohti kulutuskeskittymiä. Metsälinjaa jatketaan vuonna 2028 Toivilasta Hikiälle (FG-NS-7P2). Yhteys suunnitellaan kahdella voimajohtolla, ja se rakennetaan olemassa olevien vanhojen 220 kV rakenteisten voimajohtojen paikalle.

Rannikkolinjan eteläiseen päähän, Jylkän sähköaseman eteläpuolelle, on rakentumassa suuri määrä tuulivoimaa ja sen tuottama sähkö on siirrettävä kohti etelän kulutusta. Rannikkolinjan nykyinen kapasiteetti ei yksistään riitä tulevaisuudessa kaiken suunnitellun sähköntuotannon siirtämiseksi pois alueelta. Kapasiteetin nostamiseksi aikaisemmissa tarkasteluissa on tullut esille yhteystarve Kristinestadista Honkajoen kautta Meloon (FG-NS-KDMEL) vuonna 2028. Tällä hetkellä alueen tarkempaa verkkoratkaisua suunnitellaan. Ratkaisussa pyritään samalla parantamaan Melon alueen verkkoa, luoda Melon pohjoispuolella sijaitseville tuulivoimahankkeille liittymismahdollisuuksia, ja samalla siirtää länsirannikon tuulivoimatuotantoa etelän kulutuskeskittymiin. Tarkemmat suunnitelmat selkenevät vuoden 2021 aikana.

### Kemi-Oulujoen – poikkileikkauksen vahvistukset

Voimajohdon kuormitettavuus riippuu voimakkaasti ympäristön olosuhteista, mm. vallitsevasta lämpötilasta ja tuulen voimakkuudesta. Määrittämällä voimajohdon todellinen kuormitettavuus, voidaan johtojen kapasiteettia kasvattaa yhteyksillä, joilla kuormitettavuutta rajoittavana tekijänä on terminen kuormitettavuus. Tätä tekniikkaa kutsutaan termillä Dynamic Line Rating (DLR) ja sitä ollaan ottamassa käyttöön Kemi- Oulujoen poikkileikkauksen voimajohdoilla. Tällä saadaan nostettua leikkauksen siirtokapasiteettia nopeasti, kustannustehokkaasti ja ympäristöystävällisesti.

Kemi-Oulujoen –poikkileikkaus vahvistuu Ruotsin kolmannen yhdysjohdon (FG-XB-FISEAC3) rakentamisen yhteydessä vuonna 2024 rajajohdon ylettyessä Pyhänselän sähköasemalle asti. Tämänhetkisen näemyksen mukaan suuria määriä tuulivoimaa toteutuu lijoen pohjoispuolelle seuraavan 10 vuoden aikana. Tuulivoiman liittäminen kantaverkkoon edellyttää lisävahvistuksia Kemi-Oulujoen –poikkileikkaukseen (FG-NS-5P0). Voimajohto Petäjäskoskelta Nujuankankaalle valmistuu 2027 Järvilinjan tuplauksen jälkeen.



**Eriytynen tavoite 2020-luvun verkkoinvestoinneilla on luoda edellytykset sille, että Suomi voi olla hiilineutraali vuonna 2035.**



### Muut päävoimansiirtoverkon vahvistukset

Oulujoen 220 kV verkko on ikääntynyt ja se tullaan uusimaan vaiheittain 400 ja 110 kV verkolla. Ensimmäinen vaihe (FG-NS-6P1-001) toteutetaan vuosien 2019-2023 aikana. Hankekokonaisuus sisältää uuden 400+110 kV voimajohdon rakentamisen Pyhänselästä Nuojuankankaalle ja kolme sähköasemahanketta. 220 kV verkon korvaaminen 110 kV jännitteellä pienentää kunnossapitokustannuksia ja parantaa käyttövarmuutta. Lisäksi 110 kV verkko palvelee alueen asiakkaita paremmin, sillä se mahdollistaa mm. helpomman liittymisen kantaverkkoon. Kokonaan 220 kV jännitteestä Oulujoella luovutaan nykyisen suunnitelman mukaan vuonna 2030, jolloin Nuojua-Seitenoikea 220 kV voimajohto korvataan 400 ja 110 kV voimajohtoilla.

Uudella Huittisten ja Forssan välisellä 400 kV voimajohtoyhteydellä (FG-WS-HTFO) parannetaan energiatehokkuutta ja käyttövarmuutta merkittävästi. Uusi voimajohtoyhteys mahdollistaa entistä paremmin huolto- ja vikakeskeytykset ilman, että sähköjärjestelmän käyttövarmuus alenee. Huittinen – Forssa -voimajohdolla varmistetaan ja ylläpidetään kantaverkon korkeaa käyttövarmuutta myös tulevaisuudessa. Johdon yleissuunnittelu on käynnistynyt ja uusi voimajohto valmistuu 2025.

Fingrid on valmistautunut liittämään kantaverkkoon tuulivoimaa (FG-WIND) ja Hanhikivi 1 ydinvoimalaitoksen

(FG-NUC-FH1). Hanhikivi 1 -ydinvoimalaitoksen kantaverkkoon liittämiseen tarvittavien voimajohtojen YVA-mennettely päättyi lokakuussa 2016. Hanhikiven verkkoon liittämiseksi tarvittavien kantaverkkovahvistusten voimajohtojen jatkosuunnittelusta ja rakentamisesta Fingrid tekee päätökset ydinvoimalaitoshankkeen etenemisen mukaisesti. Suomeen on rakentumassa seuraavien vuosien aikana merkittävä määrä tuulivoimaa. Fingrid tekee tiivistä yhteistyötä tuulivoimatoimijoiden ja jakeluverkkoyhtiöiden kanssa, jotta tuulivoimapuistot saadaan liitettyä verkkoon ajallaan. Liityntämahdollisuuksia pyritään parantamaan esimerkiksi uusilla sähköasemilla. Fingrid on kartoittamassa useita uusia kohteita, jotka soveltuisivat uusiksi muuntoasemapaikoiksi. Tavoitteena on sijoittaa uudet asemat tuulivoiman kannalta keskeisille paikoille. Tällöin saavutetaan teknisesti ja ympäristön kannalta paras liityntätäratkaisu. Ensimmäiset näistä sähköasemista ovat nyt rakenteilla.

Pääkaupunkiseudun osalta sähkönkulutus on kasvussa ja sähköntuotanto vähenemässä. Turvatakseen pääkaupunkiseudun asukkaiden ja yhteiskunnallisesti tärkeiden toimintojen sähkönsaannin, Fingrid on valmistelemassa 400 kV kaapeliyhteyttä Länsisalmen sähköasemalta Viikkiin, Vanhankaupungin sähköasemalle (FG-HEL-LSVM). Tällä hetkellä kulutusennusteiden mukaan tarve 400 kV

kaapelille on vasta kymmenen vuoden tarkastelujakson jälkeen. Helsingin kaupungin maankäytön suunnitelmien takia suunnitelmissa on varauduttu myös nopeampaan toteutusaikatauluun. Kaapelin rakentamisaikataulu on tällä hetkellä 2026 ja tällä mahdollistetaan Helsingin läntisen bulevardikaupungin rakentuminen Vihdintien ympäristöön, kun Vihdintien varrella olevat 110 kV voimajohtot korvataan kaapeleilla.

## Katsaus 2030 jälkeiseen aikaan

2030-luvulla päävoimansiirtoverkon vahvistustarpeen arvioidaan edelleen jatkuvan. Tammikuussa 2021 valmistuneessa verkkovisiossaan Fingrid arvioi Suomen sisäisten siirtotarpeiden jatkavan kasvuaan tuotannon ja kulutuksen edelleen kasvaessa. Erityisesti silloin, jos Suomesta tulee sähkön tai siitä jalostettujen polttoaineiden viejä, siirtotarpeet voivat kasvaa hyvin suuriksi. Tällöin on syytä selvittää nykyisin käytössä olevia teknologioita (400 kV yksöisvirtapiirijohdot, sarja- ja rinnankompensointi) laajempaa ratkaisuvaihtoehtoa. Verkkovisio löytyy kokonaisuudessaan Fingridin [verkkosivuilta](#). Riippuen tuulivoiman tulevaisuuden sijoittumisesta, myös Itä-Suomen verkon vahvistamiselle on tunnistettu tarve joissakin tulevaisuuden skenaarioissa. Fingrid tekee aktiivista yhteistyötä tuulivoimatoimijoiden ja maakuntaliittojen kanssa, jossa hankkeiden kehittyminen ja se, miten ne voidaan voima-järjestelmään liittää, käydään läpi.

Tunnistettuja lisäselvitystä vaativia ratkaisumahdollisuuksia ovat DLR-teknologian (Dynamic Line Rating, käsitellään myöhemmin dokumentissa) tuomat laajemmat hyödyt, 750 kV jännitetaso käyttö, 400 kV kaksoisvirtapiirit sekä uudet johtimet, kuten esimerkiksi 4-Finch-joh-

timet. Rinnakkaiskompensoinnin sekä sarjakompensoinnin ratkaisujen yhtenäistäminen nopeuttaisi niiden toteutusta. Mahdollinen tasasähköyhteyksien käyttö maan sisällä vaatisi laajemman selvityksen. Lisäksi on syytä selvittää, olisiko erityisesti vetynä loppukäytettävää energiaa kokonaistaloudellisuuden kannalta järkevämpi siirtää vetynä kuin sähköinä. Suomessa kaasun kantaverkkoyhtiönä toimiva Gasgrid Finland on ollut mukana visioimassa Euroopan laajuista, Suomeen asti ulottuvaa vetyverkkoa<sup>1</sup>.

Fingrid tekee vuoden 2022 aikana järjestelmävisio, jossa tarkastellaan sekä sähköverkon että sähkömarkkinoiden kehittämistarpeita. 2030-luvun verkkoinvestointitarpeita tullaan tarkastelemaan tarkemmin tämän visiotyön yhteydessä. Lisäksi Fingridin ja Gasgrid Finlandin välillä on meneillään yhteistyöhanke, jonka tarkoituksena on tutkia vedyn tuotantoon ja kulutukseen liittyviä tulevaisuuden mahdollisia kehityskulkuja Suomessa. Tämän hankkeen aikana selvitetään, miten Suomen sisäinen sekä vedyn viennin mahdollistava vetyverkko vaikuttaisi energiansiirtojärjestelmään kokonaisuutena.



<sup>1</sup> <https://gasgrid.fi/2021/04/13/gasgrid-finland-visioimassa-euroopan-laajuista-vetyverkkoa/>

# Rajasiirtokapasiteetin kehittäminen

Suomen sähköjärjestelmä on liittynyt suurjännitteisillä vaihtosähköyhteyksillä Pohjois-Ruotsiin ja Pohjois-Norjaan sekä tasasähköyhteyksillä Keski-Ruotsiin, Viroon ja Venäjälle. Mainituista siirtoyhteyksistä kaikki, Norjan yhteyttä lukuun ottamatta, ovat sähkömarkkinoiden käytössä. Vuoden 2021 alussa Fingridin hallinnassa olevien siirtoyhteyksien sähkömarkkinoille annetut kaupalliset enimmäissiirtokapasiteetit olivat seuraavat (Suomesta / Suomeen).

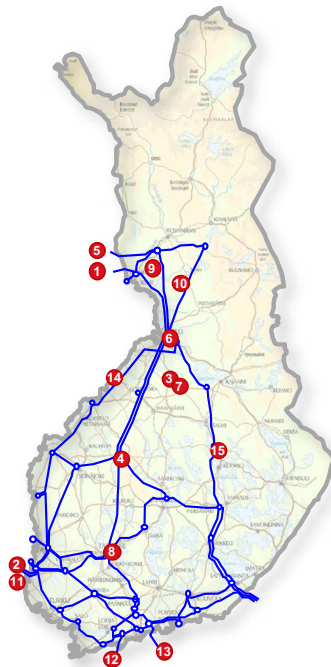
Ruotsi: 2300 / 2700 MW

Viro: 1016 / 1016 MW

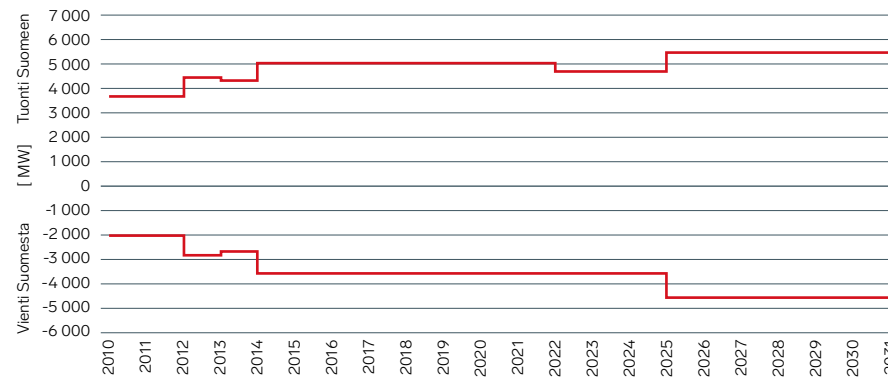
Venäjä 320 / 1300 MW

Todelliset siirtokapasiteetit voivat olla enimmäissiirtokapasiteetteja alempia johtuen esimerkiksi johtokeskeytyksistä tai verkon käyttötilanteesta Suomessa tai naapurimaissa.

Rajasiirtokapasiteetti on kasvanut voimakkaasti viimeisten kymmenen vuoden aikana Fenno-Skan 2 ja Estlink 2 -merikaapeleiden käyttöönoton sekä Venäjän yhteyden kaksisuuntaisuuden myötä. Rajasiirtokapasiteettia vuonna 2013 on hieman vähentänyt Fenno-Skan 1 -tasasähkökaapelin siirtotehon rajoittaminen kaapelin jännitekestoisuuden vuoksi 400 MW:iin.



Kuva 4. Rajajohtoihin tehdyt investoinnit ja niiden käyttöönottovuodet



Kuva 5. Rajasiirtokapasiteetin kehitys 2010-2021 sekä suunniteltu kehitys 2021-2031. Siirtokapasiteetit on ilmaistu kaupallisina enimmäissiirtokapasiteetteina (maximum NTC).

1	Ruotsin yhdysjohtojen sarjakompensointi	1997	9	Keminmaa – Petäjäskoski 400 kV yhteys ja	2009
2	Fenno-Skan tasasähköyhteyden tehonnosto	1998		Petäjäskosken kytkinlaitoksen uusiminen	
3	P1 sarjakompensointi	2001	10	Pohjoisen siirtoyhteyksien sarjakompensointi	2009
4	Alajärven kytkinlaitoksen täydennys	2003	11	Fenno-Skan 2	2011
5	Ruotsin yhdysjohtojen tehonnosto	2004	12	Estlink 1 (osto)	2013
6	Pikkaralan uusiminen	2004	13	Estlink 2	2014
7	P1 sarjakompensointiasteen nosto	2007	14	Rannikkolinja	2016
8	Kangasalan SVC-laitos	2008	15	Alapitkän rinnakkaiskompensointi	2019



## Ruotsi

Suomen ja Ruotsin välinen vaihtosähkökapasiteetti on vuoden 2021 alussa 1500 MW tuontia Ruotsista Suomeen ja 1100 MW vientiä Suomesta Ruotsiin. Olkiluoto 3 -ydinvoimalaitosyksikön käyttöönoton yhteydessä käytävissä oleva tuontikapasiteetti vaihtosähköyhteyksillä Pohjois-Ruotsista Pohjois-Suomeen supistuu 300 MW. Pohjoisten vaihtosähköyhteyksien lisäksi rajasiirtokapasiteettia Suomen ja Ruotsin välillä ylläpitävät tasasähköyhteydet Etelä-Suomen ja Keski-Ruotsin välillä, joiden kapasiteetti on yhteensä 1200 MW. Vuonna 1989 käyttöön otetun Fenno-Skan 1 -yhteyden (400 MW) elinikä kyetään selvitysten mukaan jatkamaan vuoteen 2040 asti<sup>2</sup>.

Vuoden 2016 aikana Fingrid ja Svenska kraftnät tekivät selvityksen rajakapasiteetin kehittämistarpeista. Selvityksen mukaan pullonkaulatilanteet ovat todennäköisiä myös tulevaisuudessa, joten uudelle siirtoyhteydelle on tarve. Merkittävien uuden yhteyden tuoma hyöty on sähkön hintaerojen tasoittuminen maiden välillä, mutta kasvava siirtokapasiteetti on hyvin tärkeä myös koko Suomen voimajärjestelmän käytövarmuuden, sähkön riittävyyden ja reservimarkkinoiden tehostamisen kannalta. Suomen ja Ruotsin kantaverkkoyhtiöt päättivät syksyllä 2016 edetä kolmannen vaihtosähköyhteyden, Aurora Linen, toteuttamisessa (FG-XB-FISEAC3).

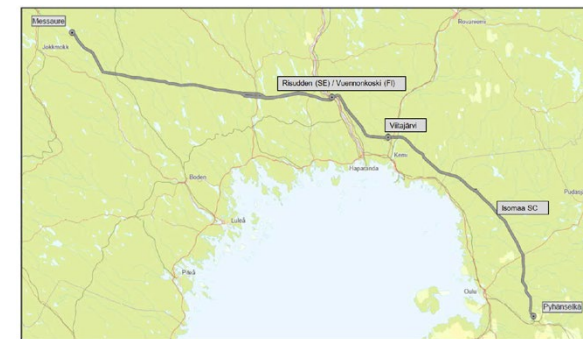
Projektin tarkempi tekninen suunnittelu jatkuu ja ympäristövaikutusten arviointimenettely (YVA) on valmis. Projekti on saanut EU:lta Project of Common Interest (PCI)-statuksen. PCI-hankkeiksi valitut projektit voivat muun muassa hyötyä nopeutetusta lupakäsittelystä ja ovat oikeutettuja hakemaan taloudellista tukea Connecting Europe Facility (CEF) -rahoitusinstrumentista. EU myönsi 50 % CEF rahoitusta kolmannen yhdysjohdon suunnitteluun ja ympäristövaikutusten arviointiin. Fingrid ja Svenska kraftnät hakevat CEF-tukea myös hankkeen rakentamisvaiheeseen.

Aurora Line lisää siirtokapasiteettia Ruotsista Suomeen 800 MW ja Suomesta Ruotsiin 900 MW, mikä on noin 30 prosentin lisäys nykyiseen Suomen ja Ruotsin väliseen kokonaiskapasiteettiin verrattuna. Voimajohtoa on suunniteltu Ruotsin Messauresta Suomen puolelle Viitajärven kautta Pyhänselkään ja sen pituudeksi tulee noin 400 kilometriä. Hankkeen kustannuksiksi arvioidaan noin 250 miljoonaa euroa. Fingridin ja Svenska kraftnätiin yhteinen tavoite on, että johtoyhteys saadaan käyttöön vuoden 2025 loppuun mennessä.

Verkkovision tulosten perusteella rajasiirtokapasiteetin kasvattaminen Ruotsin suuntaan vuoteen 2035 mennessä Aurora Line lisäksi vaikuttaa hyödylliseltä. Vaihtoehtoja kapasiteetin kasvattamiselle olisivat neljäs vaihtosähköyhteys Pohjois-Ruotsin ja Pohjois-Suomen välille,



### Yhteisrahoitettu Euroopan unionin Verkkojen Eurooppa -välineestä



Kuva 6. Aurora Linen reitti Suomessa ja reittivaihtoehdot Ruotsissa.

tasasähköyhteys Merenkurkkuun (tarjousalue SE2) sekä uusi Fenno-Skan -yhteys Etelä-Suomen ja Keski-Ruotsin (tarjousalue SE3) välille. Mikä tahansa kolmesta edellä mainitusta hankkeesta oli 2021 laaditun verkkovision skenaarioissa kannattava. Uusien siirtoyhteyksien suunnittelua jatketaan osana kansainvälistä verkkosuunnittelu-yhteistyötä, mutta ne ajoittuisivat kehittämissuunnitelman jälkeiseen aikaan 2030-luvulle.

<sup>2</sup> <https://www.fingrid.fi/sivut/ajankohtaista/tiedotteet/2021/suomen-ja-ruotsin-valisen-fenno-skan-1-yhteyden-kayttoa-jatketaan-vuoteen-2040/>

## Viro

Suomen ja Viron välillä on kaksi tasasähköyhteyttä, EstLink 1 ja EstLink 2. Verkkoviossa Fingrid arvioi Suomen ja Viron välisen siirtokapasiteetin kasvattamisen vaikuttavan kansantaloudellisesti hyödylliseltä vuoden 2035 tasolla tietyin edellytyksin, jotka liittyvät erityisesti Baltian markkina-alueen pieneen kokoon sekä Baltian ja Venäjän sekä Baltian ja Puolan väliseen sähkökauppaan tulevaisuudessa. Uusien siirtoyhteyksien suunnittelua jatketaan osana kansainvälistä verkkosuunnittelu yhteistyötä, mutta ne ajoittuisivat kehittämissuunnitelman jälkeiseen aikaan 2030-luvulle.

## Venäjä

Viipurin tasasähköaseman uusiminen parantaisi Venäjän ja Suomen välisen sähkösiirron teknisiä edellytyksiä ja tarjoaisi samalla mahdollisuuden toteuttaa symmetrinen siirtokapasiteetti maiden välille. Koska päätös on poliittinen ja tasasähköasema sijaitsee Venäjällä, Fingrid ei päättä sen uusimisesta, vaan jatkaa vuorovaikutusta venäläisen kantaverkko-organisaation kanssa sekä rakentaa ja ylläpitää Suomen puolella sijaitsevaa verkkoa siten, että rajakauppa on mahdollista. Verkko-omaisuuden uusimisen lisäksi rajakaupan pelisääntöjen muuttaminen joustavammiksi edistäisi kauppaa ja toisi kansantaloudellista hyötyä Suomelle ja Venäjälle.

## Norja

Fingrid ja Norjan kantaverkko-yhtiö Statnett ovat selvittäneet Pohjois-Suomen ja Pohjois-Norjan välisen siirtoyhteyksien kehittämistä. Mahdollinen siirtokapasiteetin tarve liittyy Pohjois-Norjan teollisuuden odotettuun sähköntarpeen kasvuun ja alueen tuulivoimapotentialin mahdolliseen hyödyntämiseen. Alueen ongelmana on Finnmarkin alueen heikko yhteys muuhun Norjan verkkoon. Aiempien selvitysten tuloksena parhaalta tässä vaiheessa vaikuttaa vaihtoehto, jossa muutetaan nykyinen vaihtosähköyhteys suuruudeltaan noin 100-150 MW siirtokapasiteettia vastaavaksi tasasähköyhteydeksi Norjan puolelle sijoittuvalla tasasähköasemalla (nk. back to back HVDC). Muutos olisi toteutettavissa noin 2020-luvun puolivälissä. Vaihtamalla yhteyden tekniikka vaihtosähköyhteydestä tasasähköyhteydeksi voidaan paremmin hallita ympäröivän verkon pullonkauloja ja vaimentaa siirtoja rajoittavia stabiilisuusilmiöitä. Samalla Statnett on tarkoitus vahvistaa omaa verkkoaan Pohjois-Norjassa asteittain kohti Suomen rajaa.

Selvityksessä on ollut mukana myös 400 kV vaihtosähköjohdon rakentaminen maiden välille. Pohjoismaisessa verkkosuunnitelmassa tehtyjen analyysien perusteella tämä ei olisi teknisestä eikä markkinoiden näkökulmasta toimiva ratkaisu. Yhteyden kapasiteetti jäisi jännite- ja stabiilisuussyistä matalaksi, yhteydellä siirtyvän sähkön määrää olisi



vaikea saada sähköpörssin tuottaman ratkaisun mukaiseksi, ja sisäisten pullonkaulojen riski Pohjois-Norjassa kasvaisi. Näiden ongelmien ratkaisu puolestaan edellyttäisi Fingridin käsityksen mukaan verkon merkittävää vahvistamista Norjassa sekä Pohjois-Lapista Etelä-Suomeen ulottuvia verkkovahvistuksia Suomen puolella. Todennäköisesti verkkovahvistusten lisäksi tarvittaisiin myös verkkoratkaisuja, jotka ohjaisivat tehon kulkemaan halutusti Pohjois-Norjan ja Suomen välillä. Näitä voisivat olla esimerkiksi suurempi back-to-back -linkki Suomen ja Norjan välille, pidempi tasasähköyhteys Suomen ja Norjan välille, vaiheenkääntömuuntaja(t) tai säätyvät sarjakompensointilaitteistot. Pitkien etäisyyksien vuoksi tällaisen ratkaisun kustannukset nousisivat todennäköisesti hyvin korkeiksi.

# Alueellisen verkon kehittäminen

Seuraavissa kappaleissa esitellään alueelliset kantaverkon kehittämissuunnitelmat. Alueita on 12 kappaletta ja ne on jaettu sekä maantieteellisin että sähkötekniisin perustein. Kappaleissa käydään läpi suunnittelualueen erityispiirteitä, viime vuosien investointeja sekä alueellinen kantaverkon kehittämissuunnitelma. Kappaleiden lopussa suunnitelmat on esitetty karttakuvina. Karttoissa Fingridin omistamat 400 kV voimajohdot ovat väriltään sinisiä, vastaavasti 220 kV voimajohdot vihreitä ja 110 kV voimajohdot punaisia. Muiden yhtiöiden omistuksessa olevat voimajohdot ovat väriltään mustia.

Fingridin kantaverkon kehittämissuunnitelmassa keskeisenä tavoitteena on joustavuus. Kantaverkon kehittämissuunnitelma päivitetään joka toinen vuosi ja on sen hetken otos Fingridin suunnitelmasta kehittää verkkoa. Lisäksi Fingridillä on investointisuunnitelma, jota päivitetään jatkuvana prosessina muuttuvan toimintaympäristön mukana. Tiedot suunnitelluista hankkeista ovat alustavia ja täsmentyvät lähempänä toteutusajankohtaa. Lopullinen toteutustapa ja aikataulu täsmentyvät investointipäätöksen yhteydessä. Tämä lähestymistapa on osoit-

tautunut menestyksekkääksi, koska näin Fingrid pystyy reagoimaan nopeasti toimintaympäristön muutoksista aiheutuviin verkon muutostarpeisiin. Etenkin lukuisat tuulivoimahankkeet ja niihin liittyvät epävarmuudet voivat muuttaa tilannetta nopeastikin. Lisäksi viime aikoina on saatu käyttöön työkaluja, kuten raportteja ja dynaamisia karttoja, joilla yhteistä tilannekuvaa on saatu parannettua ja näin ollen päätöksenteostakin on saatu entistä joustavampaa ja tehokkaampaa.

Kantaverkon kehittämissuunnitelmaan ja sen aikatauluihin vaikuttavat monet tekijät, kuten

- Fingridin nykyisten ja mahdollisten uusien asiakkaiden tarpeet
- muutokset sähkömarkkinoilla niin koti-, kuin naapurimaissakin
- muutokset energiapolitiikassa niin koti-, kuin naapurimaissakin
- verkon kunto
- mahdollisuudet hankkeen edellyttämien siirtokeskeytyksien järjestämiseksi



- Fingridin ja palvelutoimittajien resurssit
- maankäytön ja ympäristön vaatimat ympäristö- ja lupamenettelyt.

Kantaverkon kehittämissuunnitelmassa esitetyt johtoreitit täsmentyvät suunnittelun edetessä reittisuunnittelun ja siihen liittyvän ympäristöselvityksen tai ympäristövaikutusten arvioinnin (YVA) tuloksena. Täsmentyneiden reitti- ja asemien sijoitussuunnitelmien pohjalta Fingrid varautuu maankäytön suunnittelussa uusiin sähkönsiirtoverkon aiheuttamiin maankäyttötarpeisiin.

## Lapin suunnittelualaue

### Alueen kuvaus

Lapin suunnittelualaue kattaa yli neljänneksen Suomen pinta-alasta, mutta alueella on asukkaita vain noin 150 000. Suurimpia sähkön kuluttajia alueella ovat kaivokset, las-kettelukeskukset ja suurimmat taajamat. Kemijoen vesivoimasta noin 800 MW sijoittuu tälle suunnittelualueelle. Tulva-aikana, tyypillisesti toukokuussa, vesivoimalaitokset tuottavat sähköä täydellä teholla, kun taas muina aikoina vesivoimaa pystytään säättämään markkinatilanteen mukaan. Alueelta on siirtoyhteys Norjan Varangerbotniin. Ivaloon on liitetty Venäjän puolella, Paatsjoella, sijaitsevaa vesivoimaa. Lapin 220 ja 110 kV verkko liittyy 400 kV päävoimansiirtoverkkoon, Pirttikosken ja Petäjäskosken sähköasemilla. Alueen muut muuntoasemat sijaitsevat Valajaskoskella, Isoniemessä, Vajukoskella, Kokkosnivalalla, Ivalossa ja Utsjoella. Sähkö siirretään alueella pääosin 220 kV rengasverkossa. Lisäksi Valajaskosken ja Vajukosken välillä on 110 kV rengasyhteys.

### Viime vuosien investoinnit Lapin verkkoon

Lapin verkkoon on investoitu voimakkaasti viimeisten 10 vuoden aikana. Vuosikymmenen alussa valmistui 220 kV Petäjäskoski – Valajaskoski – Isoniemi – Vajukoski ren-

gasyhteys. Vuosina 2015 ja 2016 Pirttikosken ja Petäjäskosken 400/220 kV muuntoasemille lisättiin toiset muuntajat ja sähköasemia kehitettiin käyttövarmuudeltaan paremmiksi. Sodankylässä sijaitsevaa Vajukosken kytkinlaitosta muokattiin käyttövarmuudeltaan paremmaksi ja sähköasemalle lisättiin toinen muuntaja vuonna 2016. Sodankylän ja Kittilän välille liitettiin Kuolavaara-Keulakopään tuulipuisto. Puiston verkkoon liittämiseksi rakennettiin uusi 220 kV Kuolajärven sähköasema vuonna 2015 Isoniemen ja Vajukosken väliselle voimajohdolle. Isoniemen sähköasemalle valmistuu laajennus vuonna 2021, jossa asemalle lisätään muuntaja ja lisäksi parannetaan sähköaseman käyttövarmuutta.

### Lapin alueen kehittämissuunnitelma

Lapin alueen verkkoon tehdyt investoinnit ovat luoneet hyvän pohjan uuden tuotannon ja kulutuksen verkkoon liittämislle, mutta yhä kasvava tuulivoimahankkeiden määrä ja kasvavat turbiinikoot edellyttävät yhä järeämpiä suunnitelmia verkon kehittämiseksi. Näiden 400 kV kehitystarpeiden suunnitelmaa täsmennetään vuoden 2021 aikana, mutta alustavasti varaudutaan 400 kV yhteyksiin Pirttikoskelta ja Petäjäskoskelta pohjoiseen.

Kemijärvelle valmistuu vuonna 2023 uusi Kellarijängän 220/110 kV sähköasema tuulivoiman liittämiseksi

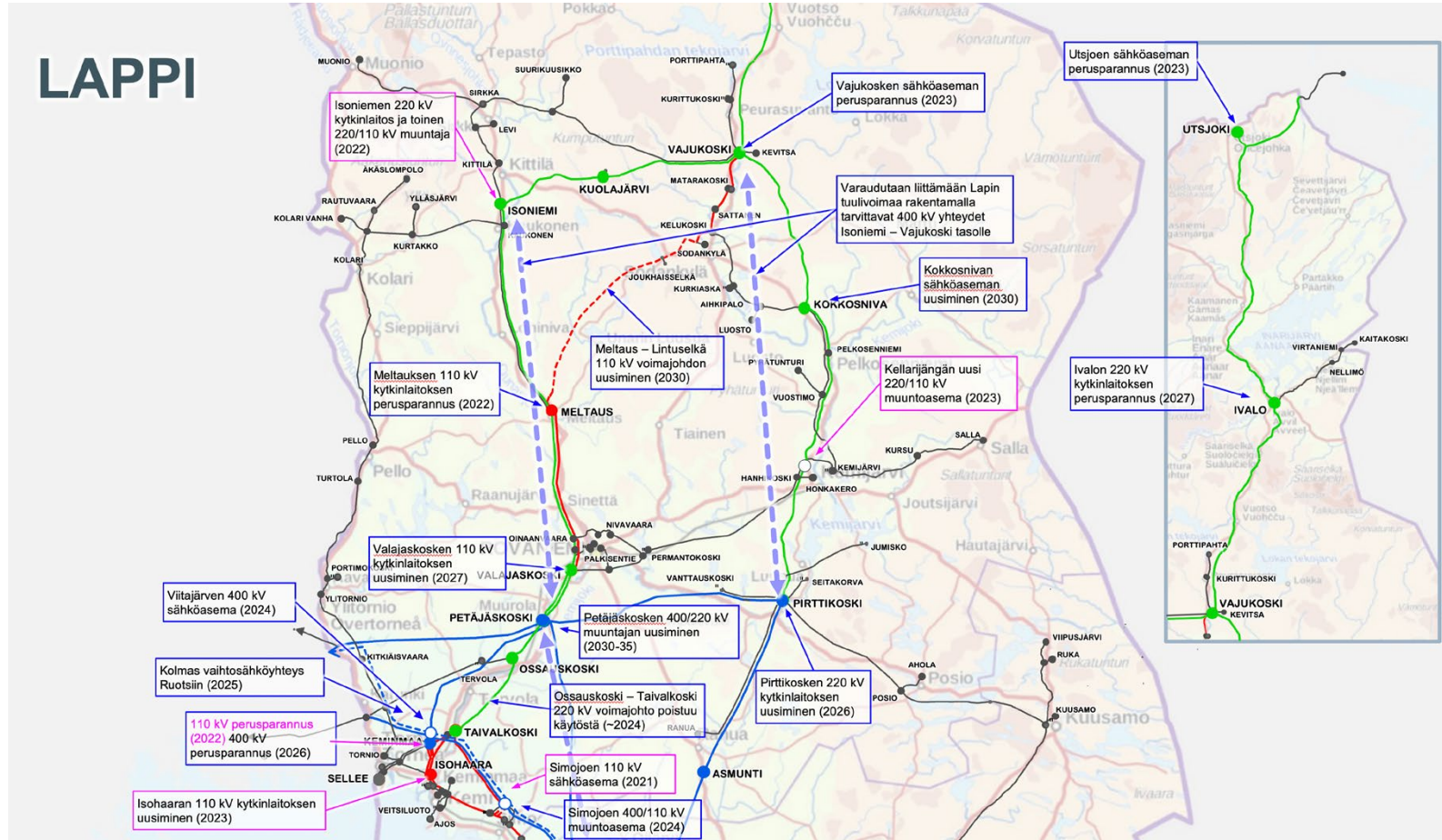
sekä alueen sähkösiirron parantamiseksi. Alueella on myös biojalostamohanke, jonka liittynän sähköasema mahdollistaa.

Suunnittelujakson aikana Lapin ikäänntyttä verkkoa uusitaan. Meltauksen sähköasema perusparannetaan vuonna 2022 ja samalla asemalle lisätään sammutuskela. Pirttikosken 220 kV kytkinlaitos uusitaan 2026, Valaskosken 110 kV kytkinlaitos vuonna 2026. Meltaus – Lintuselkä 110 kV voimajohto uusitaan 2030. Lisäksi alueella tehdään perusparannuksia ja uusimisia muutamilla sähköasemilla. Vuosikymmenen loppupuolella muun muassa Valajskosken, Ivalon, Utsjoen ja Kokkosnivan sähköasemia uusitaan tai perusparannetaan.

Lapin alueen 220/110 kV muunnoista ja näihin liittyvistä 110 kV sähköasemista osa on Fingridin omistuksessa ja osa jakelu- tai alueverkkoyhtiöiden omistuksessa. Fingridin tavoitteena on selkeyttää Lapin 220/110 kV muuntoasemien omistusta. Voimajohtojen osalta 220 kV Ossauskoski – Taivalkoski -voimajohto poistuu kantaverkon käytöstä noin vuonna 2024.

Lapin alueen 110 kV sammutuskäytäntöjen vastuita muutetaan ja jatkossa Fingrid tulee vastaamaan kokonaisuudessaan sammutuskapasiteetin ylläpidosta. Sammutuskuristimia tullaan lisäämään Meltauksen lisäksi Kellarijängän ja Valajaskoskelle.





Pinkki väri tarkoittaa, että hankkeesta on tehty investointipäätös

Sininen väri tarkoittaa, että hanke on suunnitella

Harmaa väri tarkoittaa, että hanke on valmistunut

\*Toteutus riippuu asiakkaan hankkeesta.

## Meri-Lapin suunnittelualue

### Alueen kuvaus

Meri-Lapin suunnittelualue rajautuu etelässä Iijoelle ja pohjoisessa Pelloon. Alueella on asukkaita alle 70 000. Sähkönkulutus keskittyy Kemin ja Tornion ympärille. Suurimmat teollisuuslaitokset ovat olleet Veitsiluodon paperitehdas, Kemin sellutehdas sekä Tornion Röyttässä sijaitseva terästehdas. Metsä-Fibre on korvaamassa Kemin sellutehtaan uudella biotuotetehtaalla, joka on toteutessaan Suomen metsäteollisuuden historian suurin investointi. Stora Enso ilmoitti huhtikuussa, että se sulkee Veitsiluodon tehtaan vuoden 2021 aikana.

Alueen sähköntuotantokapasiteetti koostuu teollisuuslaitosten yhteydessä olevista voimalaitoksista, Kemijoen vesivoimalaitoksista sekä tuulivoimasta. Meri-Lapissa on rakennettu tuulivoimaa jo noin 350 MW ja määrän uskotaan kasvavan huomattavasti tulevaisuudessa.

Meri-Lapin 110 kV sähkönsiirtoverkko liittyy 400 ja 220 kV päävoimansiirtoverkkoon Keminmaan, Isokankaan ja Taivalkosken muuntoasemilla. Perämeren rannikkoaluetta syötetään 110 kV rengasverkolla, joka on yhteydessä Oulun seudun verkkoon.



### Viime vuosien investoinnit Meri-Lapin verkkoon

Meri-Lapin alueella on rakennettu ja tullaan lähivuosina rakentamaan runsaasti tuulivoimaa. Kantaverkkoa vahvistettiin vuonna 2015 rakentamalla Isohaaran ja Keminmaan välille noin neljän kilometrin pituinen 110 kV kaksoisjohto, jonka avulla Isohaaran ja Keminmaan sekä Taivalkosken ja Keminmaan sähköasemien välille saatiin kaksi 110 kV johtoyhteyttä.

Kemin ja Iijoen välisen 110 kV Isohaara – Raasakka voimajohdon johtimet on vaihdettu siirtokyvyllään paremmiksi vuonna 2016. Isohaaran päässä käytettiin ensimmäistä kertaa Suomessa ns. korkean lämpötilan johtimia, joiden avulla voitiin kasvattaa siirtokapasiteettia perinteisiä johtimia kevyemmällä johtimilla. Eteläisen osuuden johdinvaihto voitiin toteuttaa käyttämällä perinteisiä teräsalumiinijohtimia.

Viime vuosina Taivalkosken, Ossauskosken ja Keminmaan sähköasemia on perusparannettu. Raasakan sähköasema uusittiin vuonna 2019. Lisäksi Simoon on valmistumassa uusi Simojoen 110 kV sähköasema 2021. Simojoen sähköasema rakennetaan tuulivoiman liittämiseksi ja helpottamaan alueen keskeytyksiä.

### Meri-Lapin kehittämissuunnitelma

Taivalkosken 220/110 kV muunnoista luovutaan viimeistään vuoden 2025 jälkeen, kun muuntajat saavuttavat teknisen

käyttöikänsä ja kantaverkkoa on vahvistettu 400 kV Aurora Linella, eli Suomen ja Ruotsin välisellä kolmannella vaihtosähköyhteydellä. Samalla Ossauskoski - Taivalkoski 220 kV voimajohdon rengaskäyttö kantaverkon osana päättyy. Aurora Line liittyy kantaverkkoon Viitajärven sähköasemalla, joka valmistuu vuonna 2024 ja sijaitsee Keminmaalla. Täältä 400 kV yhteys jatkaa edelleen Pyhänselän sähköasemalle.

Tuulivoiman liittämiseksi Simojen 110 kV kytkinlaitosta laajennetaan muuntoasemalla vuonna 2024. Lisäksi suunnitteilla on Hervan sähköaseman rakentaminen Tuomelan sarjakondensaattoriaseman läheisyyteen.

Ennustettu tuulivoiman kehittyminen Kemi- ja Oulujoen poikkileikkauksen pohjoispuolelle edellyttää lisävahvistuksia poikkileikkaukseen ja suunnitteilla on 400 kV yhteys Vaalan uudelta Nujuankankaan sähköasemalta Petäjäskosken sähköasemalle. Vahvistustarve ajoittuu tarkastelujakson loppupuolelle ja suunniteltu valmistuminen on Järvilinjan tuplauksen valmistumisen jälkeen vuonna 2027. Voimajohdon varrelle on suunnitteilla tuulivoiman liittämiseksi uusi 400 kV sähköasema Runkauksen luonnonpuiston läheisyyteen.

Alueella on lisäksi joitain sähköasemia, joille on suunnitteilla perusparannus tai uusiminen. Yhtenä esimerkkinä Isohaaran 110 kV sähköasema uusitaan vuonna 2023 ja samassa yhteydessä Isohaaran ja Raasakan välillä uusitaan muutama yhteyspylväs.







## Oulun seudun suunnittelualue

### Alueen kuvaus

Oulun seudun suunnittelualue rajautuu Siikajoen, Muhoksen ja Iijoen väliselle alueelle. Alueella on asukkaita noin 300 000. Suuria teollisuuslaitoksia alueella ovat Nuottasaaren kartonki- ja sellutehdas sekä SSAB:n Raahen terästehdas. Alueella on myös paljon muuta teollisuutta, jonka sähkön käyttö on verrattain suurta. Alueen sähköntuotantokapasiteetti muodostuu Oulun kaupungin sähköntuotannon ohella kaukolämpöä tuottavista voimalaitoksista, teollisuuslaitosten yhteydessä olevista voimalaitoksista, Iijoen ja Oulujoen vesivoimalaitoksista sekä tuulivoimasta. Lisäksi alueella on suunnitteilla paljon tuulivoimaa. Alueen 110 kV verkko liittyy 400 kV päävoimansiirtoverkkoon Pikkaralan, Isokankaan ja Pyhänselän sähköasemilla.

### Viimeaikaiset investoinnit Oulun alueella

Vuonna 2015 Iijoen suulla sijaitsevan Raasakan vesivoimalaitoksen lähialueella uusittiin ikääntyneitä voimajoh-toja noin 10 km matkalta. Vuonna 2016 valmistui Hirvisuon sähköasemalta Pyhänselän sähköasemalle kulkeva 400 kV rannikkolinja, joka kulkee Pohjanmaan rannikkoalueen halki. Rannikkolinja rakennettiin parantamaan Suomen pohjoisen ja etelän välistä sähkönsiirtokapasiteettia ja



mahdollistamaan tällä tavoin sähkömarkkinoiden tehokasta toimintaa. Lisäksi Rannikkolinja parantaa alueen sähkön siirtovarmuutta ja luo edellytyksiä sekä tuuli- että ydinvoiman liittämiseksi kantaverkkoon.

Oulun pohjoispuolelle rakennettiin vuonna 2016 Isokankaan muuntoasema yhdistämään 400 ja 110 kV verkot toisiinsa Iijokivarressa. Aseman rakentamisen lisäksi rakennettiin uusi yhdeksän kilometrin pituinen 2x110 kV voimajohto Leväsuo - Raasakka -johdolta Isokankaan sähköasemalle. Uusi Isokankaan sähköasema varmistaa Oulun alueen sähkön siirtovarmuuden ja mahdollistaa tuulivoiman liittämisen alueella.

Oulun eteläpuolella on suunnitteilla ja rakenteilla suuri määrä tuulivoimaa. Tuulivoiman liittämiseksi Fingrid on rakentanut vuonna 2016 uuden 110 kV sähköaseman Siikajoelle, joka on laajennettavissa myös muuntoasemaksi. Kalajoen vanha sähköasema purettiin ja korvattiin uudella Jylkän sähköasemalla vuonna 2016. Jylkän asema liittyy Rannikkolinjaan ja sitä ollaan laajentamassa tuulivoiman liittämiseksi mm. kolmannella muunnolla. Laajennusprojekti valmistuu vuonna 2022. Ikääntyvistä sähköasemista Pikkaralan 110 kV kytkinlaitosta peruserännettiin vuonna 2020. Samana vuonna Raahen uusi kaasueristeinen kytkinlaitos korvasi Rautaruukin sähköaseman kantaverkon sähköasema.

### **Oulun seudun kehittämissuunnitelma**

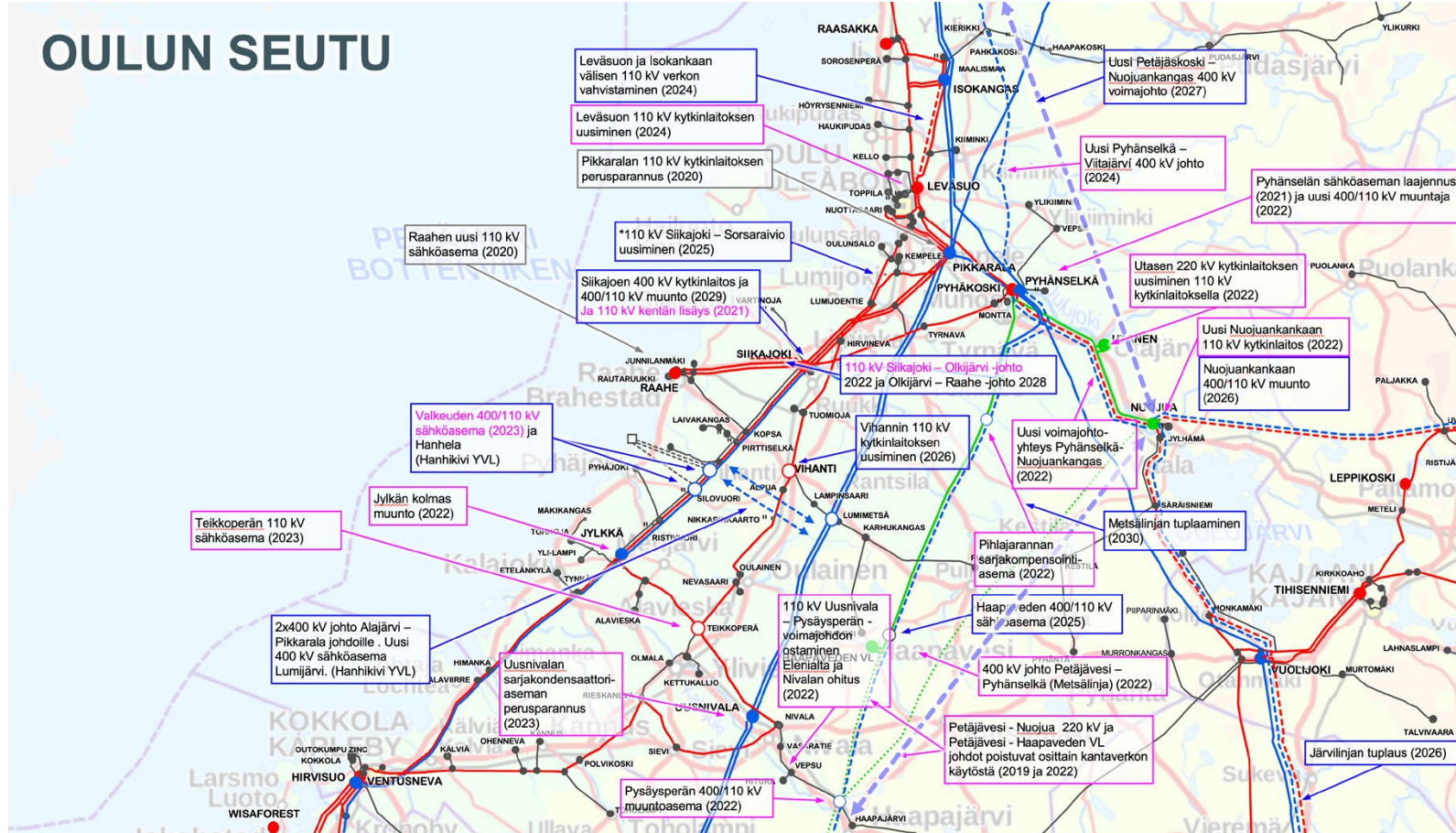
Leväsuo 110 kV kytkinlaitos uusitaan vuonna 2024. Samassa yhteydessä Leväsuo ja Isokankaan välistä 110 kV verkkoa vahvistetaan uudella voimajohtolla.

Pohjois-eteläsuuntaista tehosiirtokapasiteettia lisätään vuonna 2022 rakentamalla viides Keski-Suomen poikkileikkauksen yli menevä 400 kV yhteys, Metsälinja. Metsälinjan varten Haapajärvelle valmistuu Pysäysperän sähköasema tuulivoiman liittämiseksi ja jakeluverkon käytövarmuuden parantamiseksi. Metsälinjalle Oulun seudun suunnittelualueelle on suunnitteilla myös Haapaveden sähköasema korvaamaan Haapaveden VL sähköasema ja mahdollistamaan alueen tuulivoiman liittämisen.

Vuonna 2025 valmistuu kolmas yhdysjohto Ruotsiin eli ns. Aurora Line. Yhteys kulkee Pyhänselän ja Viitajärven sähköasemien kautta Ruotsiin ja kasvattaa pohjois-eteläsuuntaista siirtokapasiteettia Kemi ja Oulujoen poikkileikkauksessa. Saman poikkileikkauksen siirtokapasiteettia nostaa Nujuankankaalta Petäjäskoskelle suunniteltu 400 kV voimajohto vuonna 2027.

Hanhikivi 1 -ydinvoimalan verkkoon liittämiseksi on suunniteltu 400 kV sähköasema Hanhela ja 110 kV sähköasema Valkeus. Valkeuden asema toteutetaan tuulivoiman liittämiseksi jo vuonna 2023 400/110 kV muuntoasemana. Lisäksi Teikkoperän 110 kV sähköasema raken-

netan niin ikään vuonna 2023 tuulivoiman liittämiseksi. Hanhikiven ydinvoimalaitosta varten on lisäksi suunniteltu kaksi 400 kV yhteyttä Hanhelan sähköasemalta Alajärvi - Pikkarala voimajohtolle rakennettavalle Lumijärven sähköasemalle. Hanhikiven verkkoon liittämiseksi tarvittavien kantaverkkovahvistusten jatkosuunnittelusta ja rakentamisesta Fingrid tekee päätökset ydinvoimalaitoshankkeen etenemisen mukaisesti.



Pinkki väri tarkoittaa, että hankkeesta on tehty investointipäätös

Sininen väri tarkoittaa, että hanke on suunnitella

Harmaa väri tarkoittaa, että hanke on valmistunut

\*Toteutus riippuu asiakkaan hankkeesta.



## Kainuun suunnittelualue

### Alueen kuvaus

Kainuun alueen sähkönkulutus muodostuu pääosin palveluiden ja kotitalouksien kulutuksesta. Suunnittelualueella on noin 90 000 asukasta. Väkiluvun kasvua ei ole näkyvissä, joten siviilikulutuksen osalta kuormien kasvun voidaan olettaa olevan hidasta. Alueella on muutamia kantaverkon siirtojen kannalta merkittäviä teollisuuslaitoksia ja kaivosteollisuutta Talvivaarassa ja Sotkamon Lahnaslamella. Kainuun alueella on sähköntuotantokapasiteettia nykyisin yli 900 MW. Pääosa tästä tuotetaan vesivoimalla suunnittelualan pohjoisosissa. Kajaanissa on vastapainelaitos, joka tuottaa sähkön lisäksi lämpöä teollisuuden ja kaukolämmön tarpeisiin. Alueella on lisäksi usean tuhannen megawatin edestä tuulivoimasuunnitelmia, joista noin 100 MW on tuotannossa ja noin 400 MW on rakenteilla tai sovitettu liitettäväksi. Kainuun 110 kV sähkönsiirtoverkko liittyy 400 ja 220 kV päävoimansiirtoverkkoon Vuolijoen, Nuojuan ja Seitenoikean muuntoasemilla. Alueen sisällä sähköä siirretään kuluttajille pitkiäkin matkoja 110 kV jännitteisten rengasverkkojen avulla.





### Viime vuosien investoinnit Kainuun verkkoon

2000-luvun alusta lähtien alueen käyttövarmuutta on parannettu merkittävästi niin voimajohto- kuin sähkösemainvestoinneillakin. Näiden investointien myötä Kainuun renkaasta saatiin siirtokyvyltään riittävä myös siirto- ja huoltokeskeytyksissä. Vuonna 2017 Nuojuan sähkösemmalle lisättiin Ventusnevan sähköasemalta tuotu reaktori tukemaan alueen jännitteitä. Kainuun suunnittelualueen pohjoisosissa vaihdettiin samana vuonna Seitenoikean vanha ja kuormitettavuudeltaan riittämätön muuntaja uudempaan, kuormitettavuudeltaan suurempaan muuntajaan, jotta saadaan riittävä siirtokapasiteetti tuulivoiman liittämiseksi verkkoon. Vuonna 2019 valmistui Tihisenniemien ikääntyneen sähköaseman uusiminen kaasueristeiseksi kytkinlaitokseksi.

### Kainuun alueen kehittämissuunnitelma

Koko Kainuun ja Oulujoen alueen ikääntynyt 220 kV verkko tullaan uusimaan vaiheittain 400 kV ja 110 kV verkolla. 220 kV jännitetasosta luopuminen vähentää kytkinlaitosten tarvetta kolmella ja muuntajien tarvetta viidellä, jolloin huolto- ja investointikustannukset ovat pienemmät. 110 kV verkko mahdollistaa myös voimajohtoliitynnät ja yksinkertaistaa alueen jännitteenhallintaa. Alueen 220 kV jännitetasoa ryhdytään uusimaan rakentamalla Pyhän-

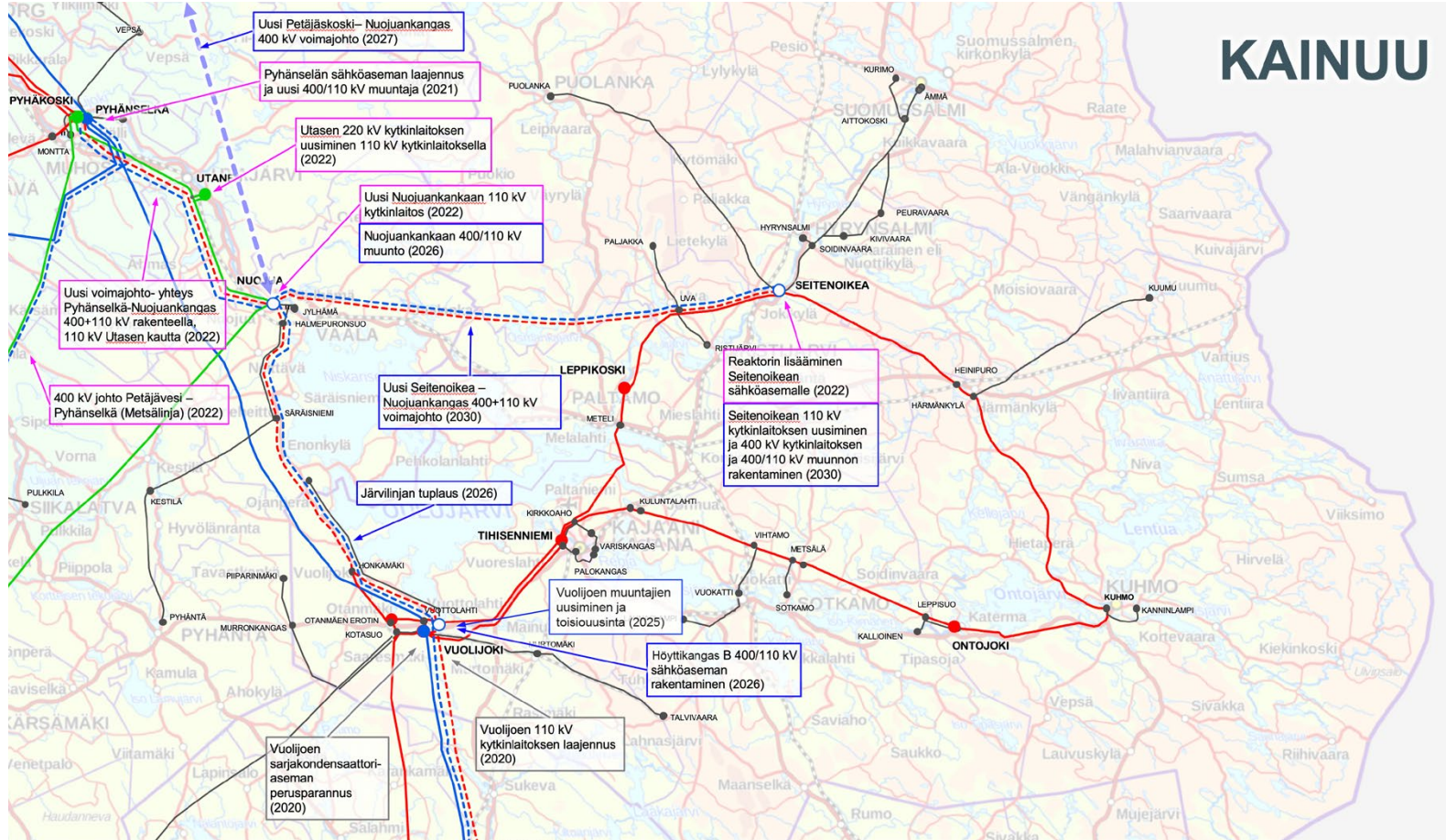
selkään uusi 400/110 kV muunto ja 110 kV kytkinlaitos vuonna 2021. Samassa yhteydessä Utasen ja Nuojuan kytkinlaitokset uusitaan 110 kV kytkinlaitoksiksi. Nuojuan sähköasema uusitaan olemassa olevan sähköaseman läheisyyteen ja uuden aseman nimeksi tulee Nuojuankangas. Pyhänselän ja Nuojuankankaan väliin rakennetaan 400+110 kV yhteys vuonna 2022, joka on aluksi 110 kV käytössä, mutta otetaan 400+110 kV käyttöön Järvilinja 2 valmistuttua 2026.

Reaktorin poistuessa Nuojuan sähköasemalta lisätään Seitenoikealle reaktori vuonna 2022 auttamaan jäljelle jäävän 220 kV verkon jännitteenhallintaa. Viides pohjois-eteläsuuntainen 400 kV yhteys Petäjäviedeltä Pyhänselkään, eli ns. Metsälinja, valmistuu vuonna 2022 ja samalla 220 kV verkko Petäjäviedeltä Haapajärvelle ja Pysäysperästä Nuojuankankaalle poistuu kantaverkon käytöstä. 400 kV yhteyden valmistuttua Pyhäkosken sähköasema puretaan 220 kV kytkinlaitosta lukuun ottamatta ja kantaverkon toiminnot keskitetään viereiselle Pyhänselän sähköasemalle. Nykyisin Pyhäkoskelle menevät Leväsuon ja Rautaruukin 110 kV voimajohdot viedään Pyhänselkään.

Nuojuankankaalta Huutokoskelle rakentuu vuonna 2026 Järvilinjan tuplaus lisäämään Suomen pohjois-eteläsuuntaista siirtokapasiteettia. Järvilinjan rakentamisen

yhteydessä Nuojuankankaan sähköasemaa laajennetaan 400 kV kytkinlaitoksella ja muuntajilla sekä Vuolijoen sähköaseman läheisyyteen rakennetaan uusi muuntoasema tuulivoiman liittämisen mahdollistamiseksi.

Kainuun alueella on suuria määriä suunnitteilla olevia tuulivoimahankkeita. Laajamittainen tuulivoiman liittäminen vaatii 400 kV verkkoratkaisuja, joiden suunnittelu on käynnissä. Tällä hetkellä suunnitelmassa on korvata Nuojuankangas-Seitenoikea 220 kV voimajohto 400+110 kV yhteydellä. Tuulivoiman liittäminen tulee todennäköisesti vaatimaan myös muita investointeja, joiden suunnittelu on käynnissä. Järvi- ja Metsälinjan välillä, Pohjois-Pohjanmaan eteläosissa, on olemassa olevan verkon siirtokapasiteettiin verrattuna massiivinen määrä tuulivoimasuunnitelmia, joiden liittämisen edellyttämien 400 kV verkkovahvistuksien suunnittelu on kesken.



Pinkki väri tarkoittaa, että hankeesta on tehty investointipäätös

Sininen väri tarkoittaa, että hanke on suunnitella

Harmaa väri tarkoittaa, että hanke on valmistunut

\*Toteutus riippuu asiakkaan hankkeesta.

## Pohjanmaan suunnittelualue

### Alueen kuvaus

Pohjanmaan suunnittelualue kattaa Etelä- ja Keski-Pohjanmaan, Pohjanmaan ja osittain Pohjois-Pohjanmaan maakuntien alueet. Alueella on asukkaita noin 450 000. Sähkön kulutus on keskittynyt suurimpien kaupunkien ympärille. Sähkön käytön kannalta suurimpia teollisuuslaitoksia alueella ovat Kaskisten kemihierretedhas, Pietarsaaren paperi- ja sellutehtaat sekä Kokkolan sinkkitehdas. Yksi merkittävä alueellinen sähkönkulutuslaji erityisesti Närpiössä ja sen lähialueella on kasvihuoneviljely. Alueelle on keskittynyt valtaosa Suomen kasvihuoneviljelystä. Tässä mittakaavassa sähkön kulutus on merkittävää myös 110 kV jännitteisen verkon siirtojen kannalta. Seinäjoella, Vaasassa ja Kokkolassa on sähköä ja kaukolämpöä tuottavia vastapainevoimalaitoksia. Alueelta on purettu Kristiinankaupungin voimalaitos vuonna 2019 ja vuonna 2015 Vaasan Vaskiluoto 3 öljylauhdevoimalaitos. Vesivoimakapasiteettia tällä suunnittelualueella on varsin vähän. Sen sijaan suuri osa Suomeen suunniteilla olevasta tuulivoimasta sijoittuu Pohjanmaan rannikolle. Tällä hetkellä suunnittelualueella on käytössä noin 850 MW ja rakenteilla noin 450 MW tuulivoimaa.

### Viime vuosien investoinnit Pohjanmaan alueella

Pohjanmaan kantaverkko on muuttunut merkittävästi viimeisen 10 vuoden aikana. Aikaisemmin Pohjanmaan kantaverkko toimi pääosin 220 kV jännitetasossa, mutta ikääntynyt ja siirtokyvyltään liian heikko verkko on uusittu vaiheittain. Vuonna 2016 valmistui hankekokonaisuus, jossa rakennettiin uusi 400 kV voimajohtoyhteys Porista Oulujoelle. Tätä uutta pohjois-eteläsuuntaista voimajohtoyhteyttä kutsutaan nimellä Rannikkolinja. Vuosikymmenen alussa valmistui 400 + 110 kV yhteisrakenteinen voimajohto Seinäjoelta Tuovilaan, Uusnivaan sähköasema sekä 400 kV voimajohtoyhteys Ulvilasta Kristinestadin sähköasemalle. Viimeisenä mainittu yhteys rakennettiin pääosin ikääntyneen 220 kV voimajohdon paikalle.

Suurimmat muutokset tapahtuivat vuonna 2016. Kokkolaaan rakennettiin uusi Hirvisuon sähköasema, joka korvasi Ventusnevalla sijainneet 220/110 kV muuntajat. Asemaa on sittemmin, vuonna 2019, täydennetty toisella muuntajalla. Hirvisuon sähköasemalta pohjoiseen, Pyhänselkään, rakennettiin uusi noin 210 km pituinen 400 kV voimajohto. Kristiinankaupungin, Vaasan ja Kokkolan välinen 220 kV käytössä ollut voimajohto on rakennettu 400 kV rakenteella ja johto on otettu 400 kV käyttöön. Alueella on muutenkin suuri määrä 220 kV rakenteisia johtoja, joilla on vielä teknistä käyttöikää jäljellä ja on siten otettu 110 kV käyttöön.

### Pohjanmaan kehittämissuunnitelma

Pohjanmaalle rakennettu uusi verkko on riittävän vahva kattamaan kasvavan kulutuksen ja siihen voidaan liittää suuriakin määriä uutta tuotantoa. Alueelle on suunniteilla huomattavan suuria tuulivoimahankkeita. Tuulivoimahankkeiden etenemistä seurataan ja samalla selvitetään uusia mahdollisia sähköasemapaikkoja tuotannon liittämiseksi.

Tuulivoiman liittämiseksi vuonna 2022 rakennetaan Kärppiön muuntoasema ja Tuovilan sähköasemalle lisätään toinen muuntaja vuonna 2023. Lisäksi Arkkukallion muuntoasema rakennetaan vuonna 2023 alueen tuulivoimaliityntöjen mahdollistamiseksi. Seinäjoen 110 kV kytkinlaitos on suunniteltu uusittavan kaasueristeisenä kytkinlaitoksena vuonna 2024. Lisäksi tuulivoiman liittämisen vuoksi Seinäjoelle lisätään toinen muunto. Seinäjoen ja Rännärin välisen 110 kV voimajohdon varrelle rakennetaan Julmalan sähköasema tuulivoiman liittämistä varten vuonna 2023.

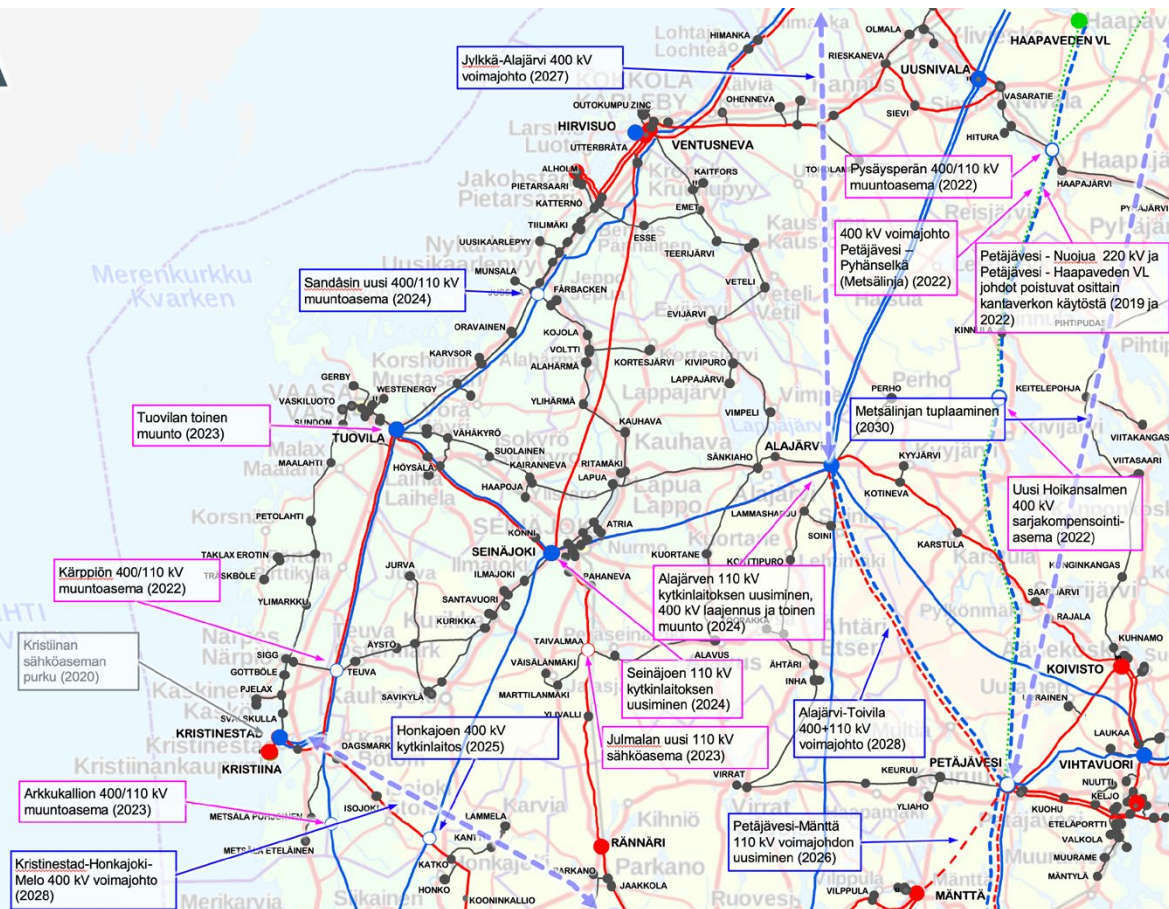


Sandåsin sähköasema on suunniteltu vuodelle 2024 ja Honkajoen sähköasema vuodelle 2025. Tuulivoiman kasvaessa Tuovilan ja Ulvilan välillä Fingrid suunnittelee uuden 400 kV voimajohdon rakentamista vuonna 2028 Kristinestadin lähistöltä Honkajoelle, josta on tarkoitus jatkaa Etelä-Suomeen. Uuden voimajohdon varrelle on suunnitteilla Lähteenkylän sähköasema. Lisäksi siirtokapasiteetin nostamiseksi tarvitaan myös uusi Jylkkä-Alajärvi-Toivila -voimajohtoyhteys vuonna 2028. Yhteys suunnitellaan kahdella voimajohdolla, koska tulevaisuuden tuotantohankkeiden määrää ja sijoittumista on hankala tarkasti ennustaa. Suunnittelulla halutaan varmistaa tuulivoiman liittymismahdollisuudet tulevaisuudessa. Yhteyden rakentamislajuuus päätetään myöhemmin, kun nähdään tuulivoimahankkeiden todellinen kehitys.





# POHJANMAA



Pinkki väri tarkoittaa, että hankkeesta on tehty investointipäätös

Sininen väri tarkoittaa, että hanke on suunnitteilla

Harmaa väri tarkoittaa, että hanke on valmistunut

\*Toteutus riippuu asiakkaan hankkeesta.

## Keski-Suomen suunnittelualue

### Alueen kuvaus

Keski-Suomen alueen erityispiirre on sähköntuotannon vähäinen määrä sähkönkulutukseen verrattuna. Asukkaita suunnittelualueella on noin 300 000. Suurin osa Keski-Suomessa kulutettavasta sähköstä siirretään alueelle muualta. Isoja sähkön kuluttajia alueella ovat suuret metsäteollisuuskeskittymät Jämsän jokilaaksossa, Äänekoskella ja Mäntässä. Viime vuosien teollisuuden rakennemuutos on tuonut suuria epävarmuuksia kuormien kehitykseen. Keski-Suomen alueella on nähty kehitystä kumpaankin suuntaan; alueella on lakkautettu metsäteollisuutta, mutta päätetty rakentaa myös uutta. Yhden suuren teollisuuslaitoksen alasajolla tai laajennuksella voi olla suuret vaikutukset alueen kantaverkon siirtoihin joko keventäen tai lisäten niitä.

Suuri osa Keski-Suomessa tuotetusta sähköstä on peräisin teollisuuden vastapainelaitoksilta. Lisäksi Jyväskylässä on Rauhalahden ja Keljonlahden voimalaitokset, jotka tuottavat sähköä ja kaukolämpöä. Alueella on myös muutamia pieniä vesivoimalaitoksia. Alueella tuulivoimaa on suunnitteilla varsinkin Alajärven sähköaseman ympäristössä, yhteensä useamman tuhannen megawatin edestä.

Keski-Suomen alue on liittynyt 400 ja 220 kV päävoimansiirtoverkkoon useiden muuntoasemien kautta. 400 kV verkkoon alue on liittynyt muunnoilla Vihtavuossa, Toivilassa ja Alajärvellä. 220 kV verkkoon Keski-Suomi liittyy Petäjävedellä ja Jämsässä. Alueen sisällä sähköä siirretään kuluttajille näiden muuntoasemien välisillä 110 kV rengasverkoilla.

### Viime vuosien investoinnit Keski-Suomen verkkoon

Keski-Suomessa valmistui vuonna 2016 kaksi sähköasemahanketta: Mäntän ikääntynyt sähköasema uusittiin olemassa olevan sähköaseman läheisyyteen ja Petäjäveden ikääntynyt 220 kV kytkinlaitos uusittiin 400 kV laitein ja rakentein. Petäjäveden kytkinlaitos otetaan 400 kV käyttöön vuonna 2022. Petäjäveden 110 kV kytkinlaitos uusittiin jo aikaisemmin. Vuoden 2017 lopulla valmistui Alajärven 400 kV kytkinlaitoksen uusiminen kantaverkon käyttövarmuuden parantamiseksi. Uusimisen yhteydessä Alajärven 220 kV kytkinlaitos purettiin osana Fingridin suunnitelmaa luopua 220 kV jännitetasosta Oulujoen eteläpuolella vuoteen 2022 mennessä. Purkamisen yhteydessä Alajärvi – Petäjävesi ja Alajärvi – Seinäjoki 220 kV voimajohdoilla siirryttiin 110 kV käyttöön. Tällä hetkellä 220 kV verkkoa on vielä Jämsän, Petäjäveden, Nuojuan ja Pyhänselän sähköasemien välillä. Koiviston ja Vihtavuoren

välillä 110 kV kantaverkon siirtokykyä ja käyttövarmuutta parannettiin toisella yhteydellä vuonna 2018. Muutokset aiheutuivat uuden biotuotetehtaan käyttöönotosta.

Jyväskylän uusi 110 kV sähköasema rakennettiin kaasueristeisenä kytkinlaitoksena ja se korvasi ikääntyneen Keljon sähköasema kantaverkon solmupisteinä. Jyväskylän sähköasema otettiin käyttöön vuonna 2019. Sähköaseman rakentamisen yhteydessä muodostettiin voimajohtoyhteydet Jyväskylän sähköasemalta Petäjävedelle, Kauppilaan ja Rauhalahteen.

### Keski-Suomen kehittämissuunnitelma

Vuonna 2025 valmistuva uusi rajajohto Pohjois-Ruotsista (Aurora Line) sekä lisääntyvä sähkön tuotanto Pohjois-Suomessa lisäävät sähkön siirtotarvetta maan sisällä pohjoisesta etelään (Keski-Suomen poikkileikkaus). Lähivuosina pohjois-eteläsuuntaista siirtokapasiteettitarvetta lisää myös suurimman tuotantoyksikön kasvu Olkiluoto 3:n verkkoon tulon myötä. Kapasiteetin lisäämiseksi vuonna 2019 aloitettiin uuden yhteyden, Metsälinjan, rakentaminen Oulunjoelta Keski-Suomeen, joka valmistuu vuonna 2022. Samassa yhteydessä luovutaan 220 kV yhteyksistä Oulujoelta Petäjävedelle ja Jämsään. 220 kV jännitetasosta luopumisen seurauksena pitkän aikavälin suunnitelman mukaisesti Jämsän säh-

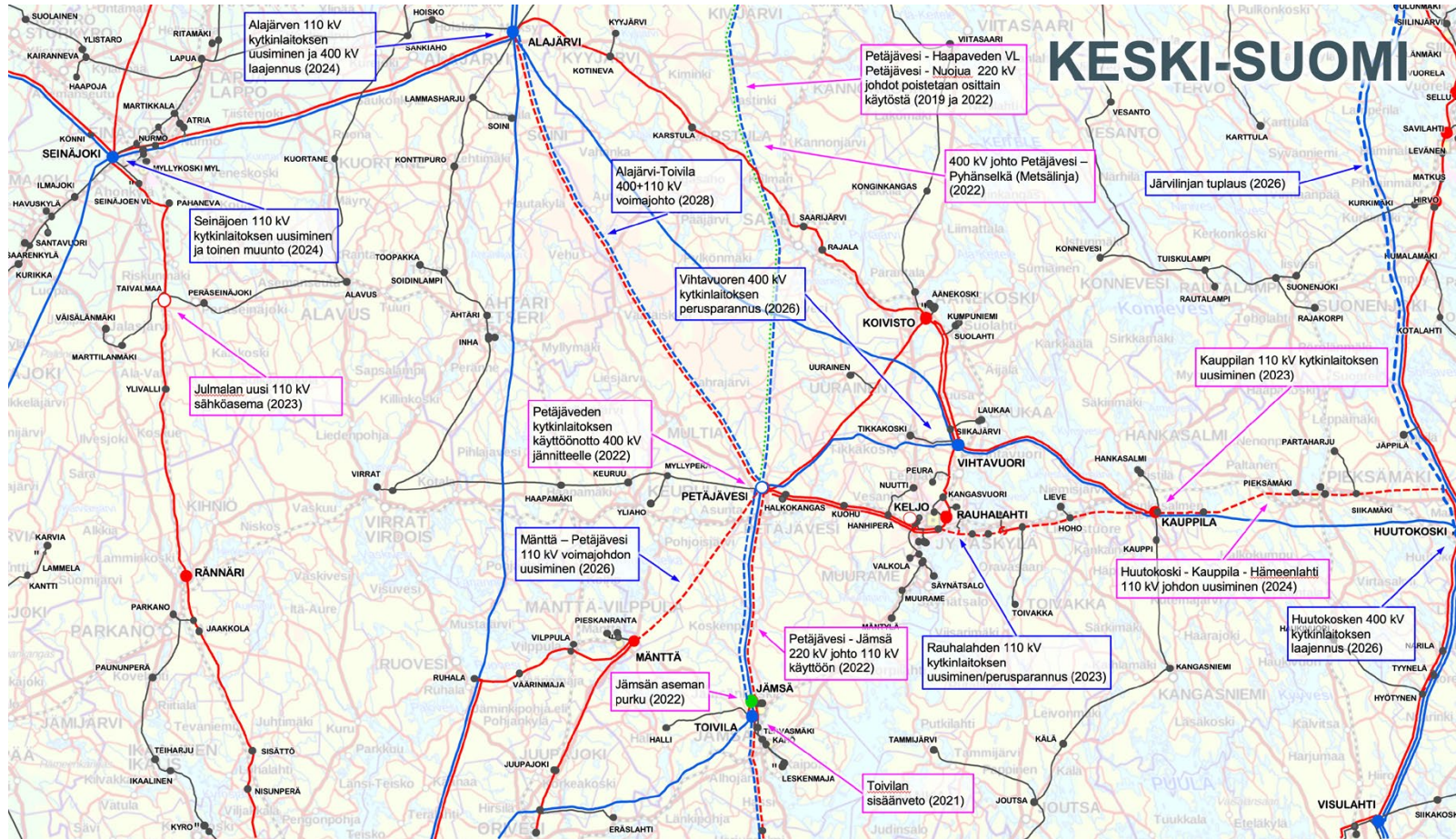




köasemasta tullaan luopumaan. Tämän jälkeen kantaverkon toiminta on suunniteltu keskitettävän Jämsästä kolmen kilometrin päässä olevalle Toivilan sähköasemalle, jota laajennetaan. Petäjäveden 220 kV kytkinlaitoksella otetaan 400 kV jännite käyttöön. Jämsän ja Petäjäveden välinen 220 kV voimajohto otetaan 110 kV käyttöön ja Alajärven ja Toivilan välille on määrä rakentua 400+110 kV voimajohto vuonna 2028..

Keski-Suomessa on runsaasti iäkkäitä puupylväsraenteisia 110 kV voimajohtoja, joita tullaan uusimaan. Vuonna 2024 uusitaan Huutokoski – Kauppila – Hämeenlahti voimajohto ja vuonna 2026 Petäjävesi – Mänttä voimajohto. Alueella on myös muutamia sähköasemia, jotka vaativat uusimista/perusparannuksia seuraavan kymmenen vuoden aikana. Kauppilan kytkinlaitos uusitaan voimajohtoprojektin yhteydessä 2023. Lisäksi suunnittelujaksolla toteutetaan Rauhalahden, Alajärven ja Vihtavuoren uusimiset/perusparannukset. Alajärven 110 kV uusimisen yhteydessä Alajärven sähköasemalle lisätään toinen päämuuntaja sekä liitetään alueen tuulivoimaa rakentamalla uusi 400 kV kenttä sekä 110 kV johtokenttiä. Suunnittelujakson loppupuolella vuonna 2030 Metsälinjaa jatketaan vielä etelään Toivilasta Hikiälle.





Pinkki väri tarkoittaa, että hankkeesta on tehty investointipäätös

Sininen väri tarkoittaa, että hanke on suunnitella

Harmaa väri tarkoittaa, että hanke on valmistunut

\*Toteutus riippuu asiakkaan hankkeesta.



## Savo-Karjalan suunnittelualue

### Alueen kuvaus

Savo-Karjalan alueen verkolle tunnusomaista ovat pitkät etäisyydet. Alueen kulutus- ja tuotantokeskittymät ovat hyvin etäällä toisistaan. Alueen kulutus koostuu pääosin palveluiden ja kotitalouksien kulutuksesta, mutta alueelta löytyy myös muutamia kantaverkon siirtojen kannalta merkittäviä teollisuuslaitoksia. Suunnittelualueen väkiluku on noin 550 000. Väkiluvun kasvua ei ole näkyvässä, joten palvelu- ja kotitalouskulutuksen kasvun ei oleteta kasvavan merkittävästi. Sähköntuotanto koostuu kaupunkien lämpölaitoksista, teollisuuden CHP-laitoksista sekä hajalleen sijoittuneista vesivoimalaitoksista.

Savo-Karjala liittyy 400 kV päävoimansiirtoverkkoon Alapitkän, Huutokosken ja Visulahden 400/110 kV muuntoasemilla. Pohjois-Savossa sähköä siirretään Alapitkän muuntoasemalta sitä ympäröivään 110 kV rengasverkkoon. Alapitkän asemalta syötetään myös jakeluverkon säteittäiskäytössä olevaa 110 kV verkkoa. Pohjois-Karjalan aluetta syötetään Alapitkän ja Huutokosken muuntoasemilta lähtevillä neljällä pitkällä 110 kV rengasyhteydellä. Lisäksi alueelle on yksi 110 kV kantaverkkoyhteys etelästä Kiteen suunnasta. Etelä-Savo

syötetään Huutokosken ja Visulahden muuntoasemilta niiltä lähtevään 110 kV rengasverkkoon.

### Viime vuosien investoinnit

Alueella on tehty niin voimajohto – kuin sähköasemainvestointejakin parantamaan alueen siirtokapasiteettia ja käyttövarmuutta. Varkaus – Kontiolahti 110 kV voimajohto valmistui keväällä 2015. Uusi voimajohtoyhteys korvaa vanhan ja siirtokyvyltään heikon voimajohdon. Voimajohto lisäsi siirtokykyä Pohjois-Karjalan alueella ja samalla paransi alueen sähköverkon käyttövarmuutta.

Vuonna 2016 alueella uusittiin kaksi ikääntynyttä kantaverkon sähköasemaa: Varkaudessa vanha sähköasema uusittiin, jotta alueen hyvä käyttövarmuus voidaan taata myös tulevaisuudessa ja Kiteelle rakennettiin Kiikanlahden sähköasema. Kiikanlahden sähköasema korvaa vanhan Puhoksen sähköaseman. Kiikanlahden sähköaseman rakentamisen yhteydessä tehtiin myös johdinvaihto Kiikanlahti – Suursuo johto-osuudella. Johto-osuuden kuormitettavuuden nostaminen tukee alueen kantaverkkoa Pohjois-Karjalaa syöttävien johtojen keskeytyksissä. Lisäksi se mahdollistaa Kiikanlahti – Pamilo voimajohdon tehokkaamman käytön. Huutokosken 110 kV kytkinlaitos uusittiin GIS-kytkinlaitokseksi vuonna 2018. Samana vuonna valmistui uusi lisälmen 110 kV kytkinlaitos, joka

korvasi asiakkaan Peltomäen kytkinlaitoksen kantaverkon solmupisteenä. Vuonna 2019 Alapitkän asemalla valmistui perusparannushanke. Samaan aikaan Alapitkälle lisättiin 400 kV kondensaattori tukemaan jännitettä ja lisäämään pohjois-eteläsuuntaista siirtokapasiteettia. Vuonna 2019 Uimaharjun sähköasemalle lisättiin kondensaattori tukemaan Pohjois-Karjalan alueen jännitteitä. Kontiolahtien sähköaseman perusparannus- ja laajennushanke valmistui vuonna 2020. Sähköasemaa laajennettiin kahdella johtolähdöllä ja toisella pääkiskolla.

### Savo-Karjalan alueen kehittämissuunnitelma

Savo-Karjalan alueella ei ole näillä näkymin tarpeen tehdä merkittäviä vahvistuksia kantaverkon siirtokapasiteetin lisäämiseksi. Seuraavan kymmenen vuoden aikana tehtävät investoinnit johtuvat pääosin verkon ikääntymisestä. Kuitenkin on huomioitava, että energia-alan ollessa suuressa murroksessa, uusia kehittämistarpeita alueelle voi tulla nopeastikin.

Pohjois-Karjalassa on paljon iäkkäitä 110 kV puupylväs rakenteisia voimajohtoja, joita ollaan uusimassa ja tullaan uusimaan. Tällä hetkellä rakenteilla on Kontiolahti – Uimaharju – Pamilo -hankekokonaisuus. Kokonaisuus sisältää sähköasemien välisten 110 kV voimajohtojen Kontiolahti-Uimaharju, Uimaharju - Pamilo ja Pamilo –



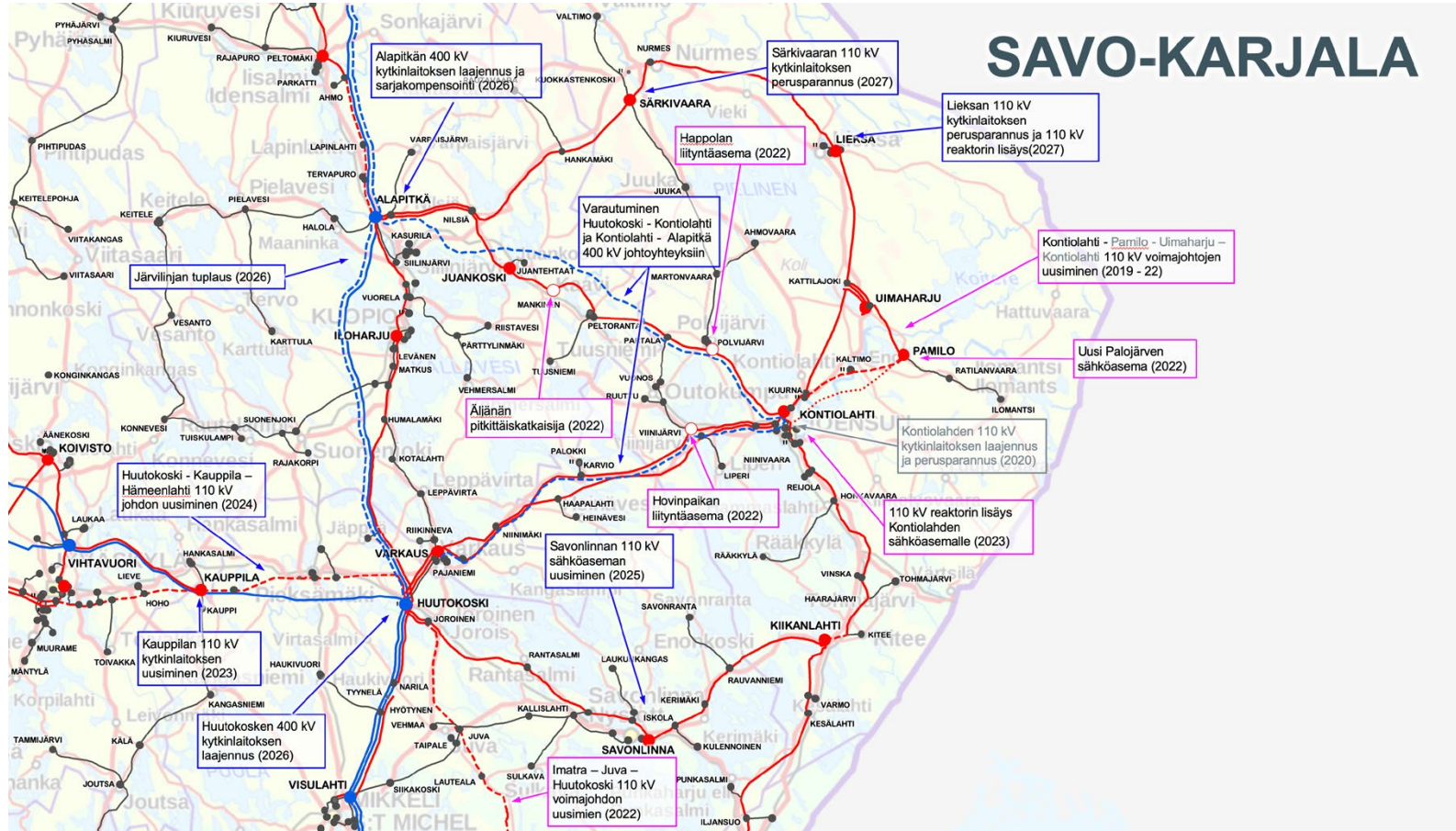
Kaltimo - Kontiolahti uusimisen. Voimajohtojen uusimisen yhteydessä Pamilon sähköasema korvataan uudella Palojärven sähköasemalla. Osa uusista voimajohtoista on jo käytössä ja loputkin otetaan käyttöön vuoden 2022 aikana. Hankekokonaisuuden valmistuttua Kiiikanlahti - Pamilo 110 kV voimajohto tuodaan sisään Kontiolahdelle sekä vanha huonokuntoinen loppuosa puretaan.

Keväällä 2021 tehtiin investointipäätös Kontiolahdelle vuonna 2023 asennettavasta reaktorista, joka lisää helpottamaan alueen ajoittaisia jänniteongelmia. Savo-Karjalan suunnittelualueella on viime vuosina uusittu ja perusparannettu useita kantaverkon sähköasemia ja lähivuosina hankkeita on tulossa edelleen. Lieksan ja Särkivaaran sähköasemien perusparannuksen yhteydessä vuosikymmenen loppupuolella on Lieksaan määrä lisätä toinen, Kontiolahdelle tulevaa reaktoria pienempi reaktori, niin ikään auttamaan ajoittain hankalissa jännitetilanteissa. Vuonna 2025 uusitaan Savonlinnan 110 kV sähköasema. Pitkällä aikavälillä Fingrid on varautunut Huutokoski–Kontiolahti ja Kontiolahti–Alapitkä 400 kV johtoyhteyksiin maankäytön suunnittelussa.

Alueella on tehty investointipäätös liityntäasemien rakentamisesta Hovinpaikkaan ja Happolaan. Liityntäasemat lisätään vikaherkimmille voimajohtoille parantamaan käyttövarmuutta ja helpottamaan keskeytyksiä,

ei lisäämään verkon liityntäkapasiteettia. Käytännössä tällaiset asemat olisivat yksinkertaistettuja, rakenteeltaan kevyempiä sähköasemia, joiden kustannukset olisivat perinteistä kantaverkon sähköasemaa pienemmät.

Vuonna 2026 valmistuu alueen läpi kulkeva Järvinja 2 -yhteys, joka rakennetaan Keski-Suomen poikkileikkaukseen Nuujuankankaan sähköasemalta Huutokoskelle.



Pinkki väri tarkoittaa, että hankkeesta on tehty investointipäätös

Sininen väri tarkoittaa, että hanke on suunnitteilla

Harmaa väri tarkoittaa, että hanke on valmistunut

\*Toteutus riippuu asiakkaan hankkeesta.

## Porin ja Rauman suunnittelualue

### Alueen kuvaus

Porin ja Rauman seudun alue on merkittävä koko Suomen sähköntuotannon kannalta sisältäen yli 3 000 MW sähköntuotantokapasiteettia. Suurin voimalaitos on Olkiluodon ydinvoimala Eurajoella ja sähköä tuotetaan myös mm. teollisuuden ja kaukolämmön CHP-laitoksilla, lauhdelaitoksilla sekä vesi- ja tuulivoimalaitoksilla. Lisäksi alueella sijaitsevalta Rauman sähköasemalta lähtee kaksi tasasähköyhteyttä Ruotsiin. Ison osan alueen kuormasta muodostaa energiantensiivinen teollisuus. Alueella on muun muassa metsä-, metalli- ja kemianteollisuutta. Suunnittelualueen väkiluku on noin 300 000. Suuresta sähkön tuotannosta ja rajayhteyksistä johtuen alueella on suuri tehoylijäämä. Jotta ylijäämä saadaan siirrettyä alueelta pois, on alueen 400 kV päävoimansiirtoverkko siirtokapasiteetiltaan vahva ja hyvin silmuoitu. Porin ja Rauman seutu liittyy 400 kV päävoimansiirtoverkkoon Rauman ja Ulvilan muuntoasemilla. Alueen sisällä sähkö siirretään kuluttajille muuntoasemilta lähtevien 110 kV rengas- ja säteittäisverkkojen avulla.

### Viime vuosien investoinnit Porin ja Rauman seudun verkkoon

Porin ja Rauman seudulla on tehty viime vuosina paljon investointeja kantaverkkoon. Uusi Ulvila–Kristinestad 400 kV voimajohto, joka rakennettiin ikääntyneen 220 kV voimajohdon paikalle valmistui 2014. Samassa yhteydessä Ulvilan sähköaseman 400 ja 110 kV kytkinlaitokset uusittiin ja 220 kV kytkinlaitoksesta luovuttiin. Uusi 400 kV voimajohto on osa vuonna 2016 valmistunutta Porista Ouluun ulottuvaa Länsirannikon 400 kV rengasverkkoa (Rannikkolinja).

Alueen 400 ja 110 kV kantaverkkoa on vahvistettu huomattavasti vuosikymmenen vaihteessa Olkiluodon kolmannen ydinvoimalan liittämiseksi kantaverkkoon sekä lisääntyneen rajajohtokapasiteetin vuoksi. Lisäksi alueen 400/110 kV muuntokapasiteettia on kasvatettu uusimalla yksi Ulvilan muuntaja ja lisäämällä Raumalle kolmas muunto. Ruotsin ja Suomen välistä rajakapasiteettia vahvistettiin 800 MW vuosikymmenen alussa, kun HVDC-yhteys Fenno-Skan 2 Raumalta Finnböleen valmistui 2011. Olkiluoto A sähköaseman uusiminen ja uusi Uudenkaupungin 110 kV sähköasema valmistuivat vuonna 2019.

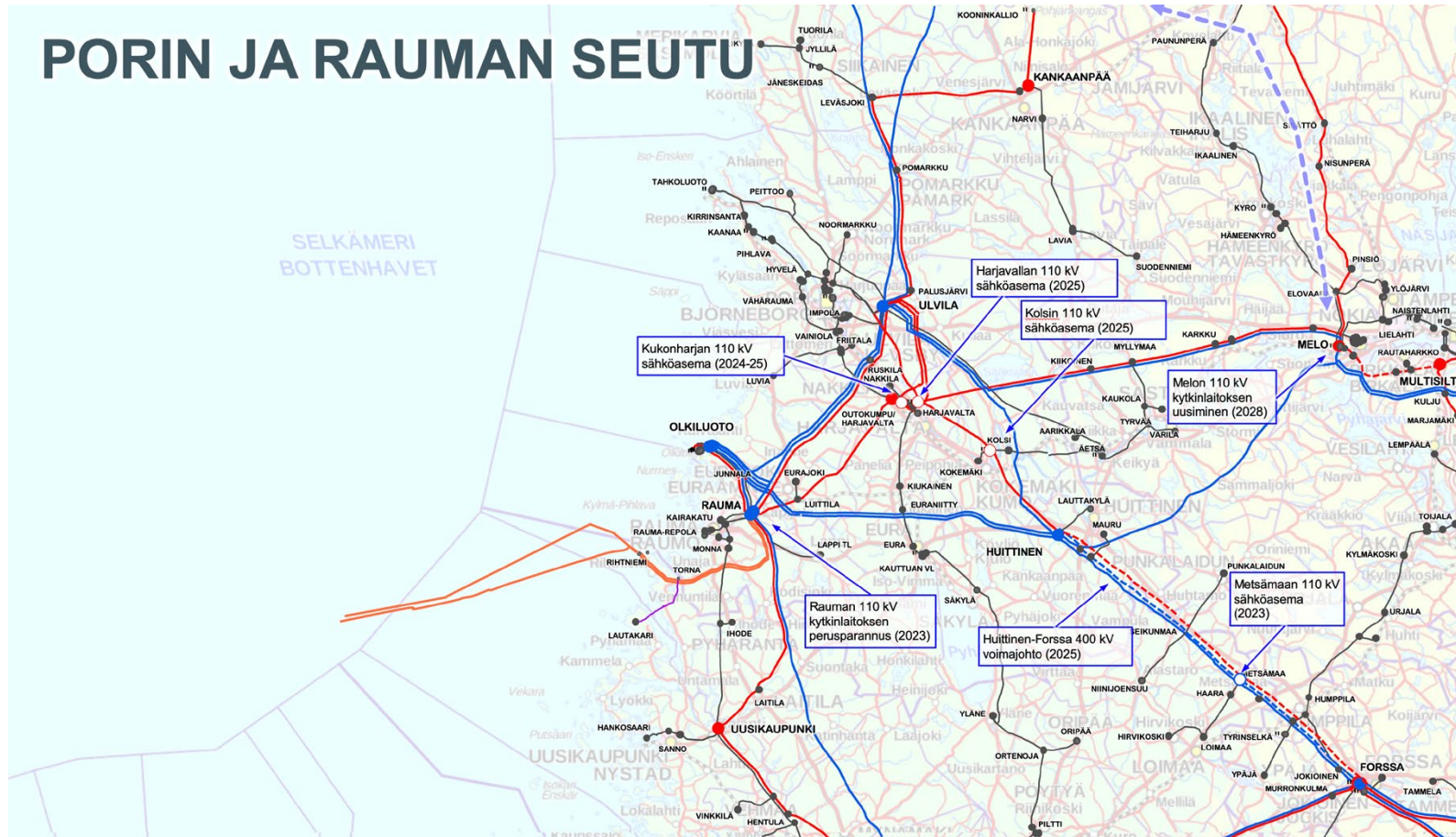
### Porin ja Rauman seudun alueen kehittämissuunnitelma

Tulevaisuudessa vanhenevia sähköasemia ja voimajohtoja perusparannetaan ja uusitaan: Rauman 110 kV kytkinlaitos uusitaan vuonna 2023. Vuonna 2025 rakennetaan uusi Huittinen-Forssa 400 kV yhteys. Alaorteen uusitaan ikääntynyt Kolsi-Forssa 110 kV voimajohto Huittisen ja Forssan välillä. Uudella Huittisten ja Forssan välisellä 400 kV voimajohtoyhteydellä parannetaan energiatehokkuutta ja käyttövarmuutta merkittävästi. Uusi voimajohtoyhteys mahdollistaa entistä paremmin huolto- ja vikakeskeytykset ilman, että sähköjärjestelmän käyttövarmuus alenee.

Sähkömarkkinalain mukaan kantaverkkoyhtiön on omistettava laitteistot, joita tarvitaan sähkön siirtoon kantaverkossa. Porin ja Rauman seudun alueella on kolme asiakkaan omistamaa sähköasemaa, joiden läpi kantaverkon sähköä siirretään. Periaatteena on, että omistusmuutokset toteutetaan sähköasemien uusimisen yhteydessä. Harjavallan, Kolsin ja Huopilan sähköasemien rakentaminen ajoittuu seuraavan kymmenen vuoden suunnittelujakson ajalle.



# PORIN JA RAUMAN SEUTU



Pinkki väri tarkoittaa, että hankkeesta on tehty investointipäätös

Sininen väri tarkoittaa, että hanke on suunnitella

Harmaa väri tarkoittaa, että hanke on valmistunut

\*Toteutus riippuu asiakkaan hankkeesta.

## Hämeen suunnittelualue

### Alueen kuvaus

Hämeen suunnittelualue kattaa varsin laajasti kolmen maakunnan, Pirkanmaan, Hämeen ja Päijät-Hämeen alueet, joiden väkiluku on yhteensä noin 650 000. Hämeen suunnittelualueen sähkönkulutus muodostuu muutamasta suuresta metsä- ja metalliteollisuuden laitoksesta sekä julkisen sektorin, palveluiden, pk-teollisuuden ja kotitalouksien kuluksista. Hämeen alueen siviilikulutus kasvaa nopeimmin Tampereen, Hämeenlinnan ja Lahden ympäristössä. Muualla alueella on näkyvissä edellä mainittuja kaupunkiseutuja pienempää sähkönkulutuksen kasvua. Hämeen alueen kaupungeissa on sähköä ja kaukolämpöä tuottavia voimalaitoksia, joiden tuottaman sähköenergian määrä on pienentynyt viime vuosina. Lisäksi alueella on teollisuuslaitoksien yhteydessä toimivia sähkön ja lämmön tuotantolaitoksia sekä muutama jätevoimala. Tampereella, Nokialla ja Hämeenkyrössä on vesivoimalaitoksia. Forssassa sijaitsee Fingridin 320 MW:n varavoimalaitos, jota käytetään nopeana häiriöreservinä.

Hämeen suunnittelualueen 110 kV verkko liittyy 400 kV päävoimansiirtoverkkoon Kangasalan, Lavianvuoren, Forssan ja Hikiän muuntoasemilla. Alueen sisällä sähköä siirretään kuluttajille muuntoasemien välisillä 110 kV rengasverkoilla.

### Viime vuosien investoinnit Hämeen verkkoon

Aikaisemmin Hämeen alueen alijäämä syötettiin pääasiassa Kangasalan muuntoasemalta. Sähkönkulutuksen kasvaessa Kangasalan kahden muuntajan muuntokapasiteetti ei ollut enää riittävä ja 2015 valmistui uusi Lavianvuoren muuntoasema Hikiä - Kangasala 400 kV voimajohdon varteen Kangasalan ja Valkeakosken rajalle. Tampereen seudun lisäksi kulutus keskittyy Valkeakoskelle ja uusi asema sijoitettiin lähemmäs kulutusta häviökustannusten pienentämiseksi. Hankkeen yhteydessä luovuttiin Tikinmaan 110 kV kytkinlaitoksesta ja 110 kV voimajohdot tuotiin Lavianvuoren 110 kV kytkinlaitokselle.

Sähkön siirtotarpeet olivat kasvussa länsi-itä -suunnassa uusien rakenteilla ja suunnitteilla olevien tuuli-voima- ja ydinvoimalaitosten ja toisaalta käytöstä poistuvan sähköntuotantokapasiteetin myötä. Myös rajasiirtoyhteyksien kehittyminen lisää sähkön siirtotarvetta Etelä-Suomen 400 kV verkossa. Forssan ja Hikiän välille rakennettiin uusi 400+110 kV rakenteinen voimajohto. Voimajohto korvasi vanhan ja huonokuntoisen 1920 -luvulla rakennetun 110 kV Rautarouva -yhteyden, joka oli osa Imatran ja Turun välistä voimajohtorakennetta. Samanaikaisesti Forssan 400 kV sähköasemaa laajennettiin uutta voimajohtoa varten.

2016 Melon sähköasemalle lisättiin kondensaattoritukemaan alueen jännitteitä vika- ja huoltokeskeytyk-

sissä. Vanha ja huonokuntoinen Vanaja – Tikinmaa 110 kV voimajohto uusittiin vuonna 2018, jolloin yhteyden siirtokyky kasvoi. Myös Melo – Seinäjoki 110 kV voimajohdon kuormitettavuutta kasvatettiin vuonna 2018 yksittäisillä pylväiden vaihdoilla alueen käyttövarmuuden parantamiseksi.

Vuonna 2019 valmistui viimeinen osuus Rautarouva -johdosta välillä Hikiä – Orimattila, kun johto uusitiin 400+110 kV rakenteella ja Orimattilaan rakennettiin uusi 110 kV sähköasema. Nyt koko Rautarouva -yhteys Turusta - Imatralle on korvattu uudella voimajohdolla.

### Hämeen alueen kehittämissuunnitelma

Kangasalan sähköaseman perusparannus tullaan tekemään vuonna 2024 aseman kunnan ylläpitämiseksi.

Hämeen tarkastelualueella on muutama iäkäs puupylväsrakenteinen voimajohto, joita tullaan uusimaan. Erityisesti tarkastelussa on Melo - Multisilta voimajohdon uusiminen, jonka toteutus on suunniteltu vuodelle 2027.

Meloon on suunnitteilla 400 kV voimajohto vuodelle 2028. Länsi-Suomen tuulivoima on siirrettävä 400 kV verkkoa pitkin Etelä-Suomeen ja tällä hetkellä on mietinnässä, mikä on oikea yhteys toteuttamaan se parhaiten. Voimajohdon rakentamisen yhteydessä Meloon raken-

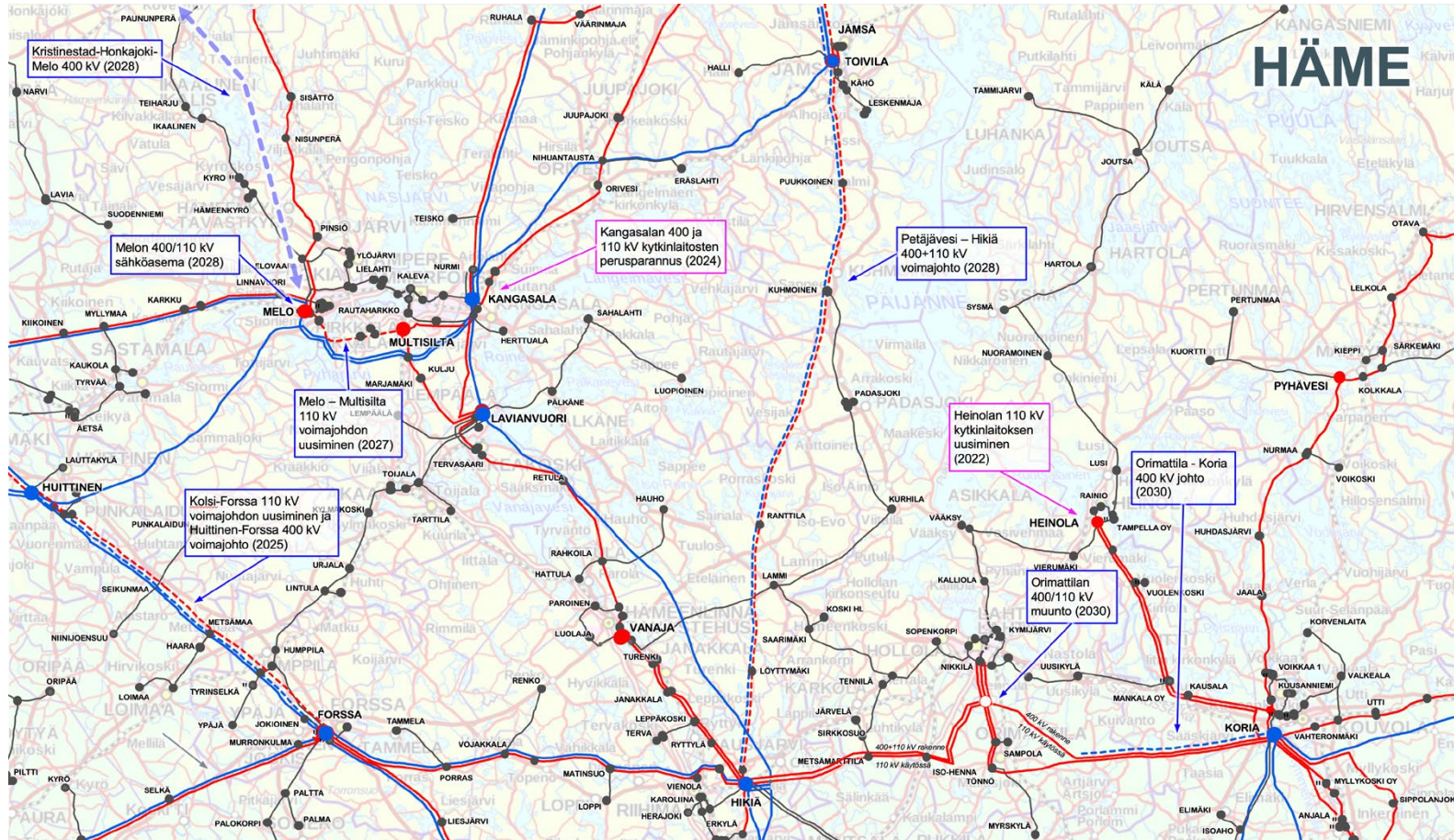




netaan 400/110 kV muuntoasema ja samalla vanha 110 kV kytkinlaitos uusitaan. Parkanon alueella on paljon tuuli-voimasuunnitelmia ja niiden liittäminen kantaverkkoon on tällä hetkellä hankalaa. Yksi ratkaisu voisi olla 400/110 kV muuntoasema, jonka paikka vahvistuu Åback-Melo voimajohtoon reittisuunnittelun yhteydessä. Keski-Suomen poikkileikkauksen voimajohtoja on jatkettava Jyväskylän tasolta etelään kohti kulutuskeskittymiä. Metsälinjaa jatketaan vuonna 2028 Toivilasta Hikiälle. Yhteys suunnitellaan kahdella voimajohtolla, ja se rakennetaan olemassa olevien vanhojen 220 kV rakenteisten voimajohtojen paikalle. Voimajohtoyhteyden alorteen lisätään 110 kV voimajohto.

Suunnittelujakson lopulla Orimattilan asemalle rakennetaan muuntaja ja Orimattilan ja Korian välille rakennetaan 400 kV voimajohto. Voimajohto on osa Hikiä - Korian 400 kV yhteyttä, joka rakennetaan lisäämään itä-länsi-suuntaista siirtokapasiteettia.





Pinkki väri tarkoittaa, että hankkeesta on tehty investointipäätös

Sininen väri tarkoittaa, että hanke on suunnitella

Harmaa väri tarkoittaa, että hanke on valmistunut

\*Toteutus riippuu asiakkaan hankkeesta.

## Varsinais-Suomen suunnittelualue

### Alueen kuvaus

Varsinais-Suomen alueen sähkön kulutus muodostuu pääosin julkisen sektorin, palveluiden, pk-teollisuuden ja kotitalouksien kulutuksesta. Asukkaita suunnittelualueella on noin 430 000. Suurin osa Varsinais-Suomen sähköntuotannosta sijaitsee Naantalissa, jossa tuotetaan sähkön lisäksi kaukolämpöä ja höyryä teollisuuden tarpeisiin. Varsinais-Suomen 110 kV sähköverkko liittyy 400 kV päävoimansiirtoverkkoon Liedon, Forssan ja Salon 400/110 kV muuntoasemilla. Alueen sisällä sähköä siirretään kuluttajille muuntoasemilta lähtevien 110 kV rengasverkkojen avulla. Naantalinsalmen asemalle liittyy tasasähköyhteys Ahvenanmaalle. Ahvenanmaan kantaverkkoyhtiö Kraftnät Ålandin rakentaman HVDC- yhteyden siirtokapasiteetti on 100 MW. Yhteys toimii toistaiseksi varayhteyksikäytössä varmistamassa Ahvenanmaan sähköjärjestelmää. Keskustelu kaapelin mahdollisesta käytöstä osana sähkömarkkinoita on käynnissä. Forssan sähköasemalla on 320 MW tehoinen kaasuturbiinilaitos. Voimalaitos toimii nopeana häiriöreservinä erilaisissa voimajärjestelmän poikkeustilanteissa.

### Viime vuosien investoinnit

#### Varsinais-Suomen verkkoon

Naantalin seudun kannalta keskeinen kantaverkon 110 kV sähköasema Naantali korvattiin uudella Naantalinsalmen sähköasemalla vuonna 2015. Forssan suppea 400 kV kytkinlaitos laajennettiin uusien Forssa – Hikiä ja Forssa – Lieto 400 kV voimajohtojen liittämiseksi. Forssan ja Liedon välinen 1920-luvulla rakennettu Rautarouva-voimajohto uusittiin 400+110 kV yhteispylväsvoimajohtolla vuonna 2018. Samalla Forssan asemalle tehtiin laajennuksia ja perusparannus. Uusi voimajohto palvelee Varsinais-Suomen alueellisia sähkönsiirtotarpeita ja paransi alueen kantaverkon käyttövarmuutta huomattavasti.

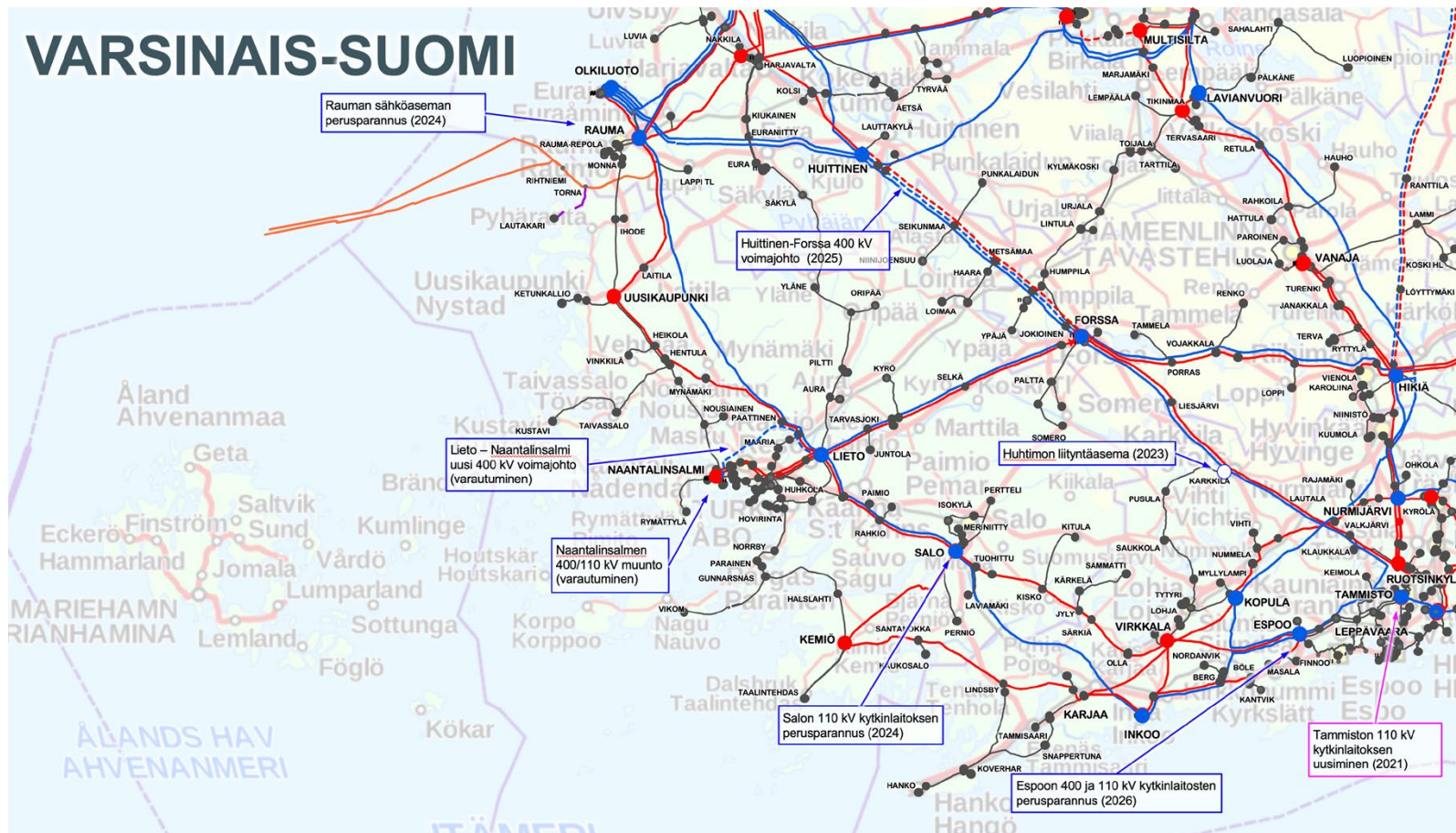
#### Varsinais-Suomen alueen kehittämissuunnitelma

Suunnittelujakson puitteissa olemassa oleva 110 kV riittää kattamaan siirtotarpeet Naantalin ja Liedon välillä. Alueella on muutamia alustavia kulutus- ja tuotantohankkeita, joiden vuoksi alueen verkkoa tarvitsee vahvistaa. Verkon siirtokapasiteettia voidaan tarvittaessa vahvistaa rakentamalla 400 kV voimajohtoyhteys Liedosta Naantaliin. Voimajohtoyhteys voisi aluksi olla 110 kV käytössä ja myöhemmin johdolla voitaisiin siirtyä 400 kV käyttöön. Lisäksi Salon 110 kV sähköasema on määrä perusparantaa vuonna 2024.





# VARSINAIS-SUOMI



Pinkki väri tarkoittaa, että hankkeesta on tehty investointipäätös

Sininen väri tarkoittaa, että hanke on suunnitteilla

Harmaa väri tarkoittaa, että hanke on valmistunut

\*Toteutus riippuu asiakkaan hankkeesta.



## Kaakkois-Suomen suunnittelualue

### Alueen kuvaus

Kaakkois-Suomen alueen kantaverkko on kehittynyt energiaintensiivisen teollisuuden, ydinvoiman ja vesivoiman ympärille. Kaakkois-Suomessa on paljon metsäteollisuutta, jonka lisäksi alueella on metalli-, kaivos- ja kemianteollisuuden tuotantolaitoksia. Viime vuosien aikana teollisuuden rakennemuutos on tuonut suuria epävarmuuksia kuormien kehitykseen. Alueen vesivoima on sijoittunut pieniin yksiköihin eri puolille suunnittelualuetta, poikkeuksena Suomen suurin, lähes 200 MW vesivoimalaitos Imatralla. Imatralle on liittynyt myös 110 kV voimajohtolla Venäjän puolella sijaitsevaa vesivoimaa. Loviisan ydinvoimalasta on yhteys suunnittelualueella sijaitsevalle Korian muuntoasemalle. Lisäksi alueella on sähköä ja kaukolämpöä tuottavia laitoksia sekä teollisuuden yhteydessä olevaa yhdistettyä sähkön ja lämmön tuotantoa. Kaakkois-Suomen alue liittyy 400 kV päävoimansiirtoverkkoon Korian, Kymin ja Yliikkälän 400/110 kV muuntoasemilla. Kymenlaaksossa sähköä siirretään Korian ja Kymin muuntoasemilta niitä ympäröivään 110 kV rengasverkkoon. Etelä-Karjalaa taas syötetään Yliikkälän muuntoasemalta itään lähtevällä 110 kV rengasverkolla. Kaakkois-Suo-

mesta on kolme 400 kV siirtoyhteyttä Venäjälle: kaksi voimajohtoa Yliikkälästä ja yksi Kymin muuntoasemalta.

### Viime vuosien investoinnit Kaakkois-Suomen verkkoon

Kaakkois-Suomen verkkoon investoitiin paljon 2000-luvulla, jolloin sähkönkulutus kasvoi voimakkaasti etenkin teollisuudessa. Tällöin muun muassa vahvistettiin ja lisättiin voimajohtoyhteyksiä sekä rakennettiin, uusittiin, perusparannettiin ja tehtiin kapasiteettilisäyksiä alueen sähköasemille.

Vuonna 2016 valmistui Yliikkälän 110 kV kytkinlaitoksen perusparannus. Vanhaa 1920-luvulla rakennettua Rautarouva-johtoa on uusittu kokonaisuudessaan ja alueen viimeinen osuus Korialta Yliikkälään valmistui vuonna 2018. Korian iso sähköasemahanke valmistui vuonna 2019 ja hankkeen yhteydessä tehtiin 110 kV sähköaseman perusparannus, 400 kV kytkinlaitoksen uusiminen ja reaktori-investointi.

Vuoksen 110 kV kytkinlaitos otettiin käyttöön vuonna 2018 ja Imatra-Lempiälä 110 kV voimajohto-osuus uusittiin siirtokyvyltään paremmaksi vuonna 2019. Näiden investointien myötä alueen verkkotopologiaa muutettiin. Investoinnit toteutettiin, jotta saatiin lisää siirtokykyä siirtämään alueen ali-/ylijäämä alueelle tai alueelta pois. Pitkällä aikavälillä Vuoksen sähköasemalle tarvitaan 400/110 kV muuntaja ja tähän on varauduttu rakentamalla Yliikkälä-Vuoksi voimajohtoyhteys 400 kV rakenteella.

Hikiä-Orimattila 400 + 110kV voimajohtoprojektin yhteydessä rakennettiin vuonna 2019 Orimattilaan uusi 110 kV kytkinlaitos. Tämä korvasi kantaverkon solmupisteessä toimineen ikääntyneen Nikkilän kytkinlaitoksen. Anjalankoskelle rakennettiin vuonna 2020 uusi Tehtaanmäen 110 kV sähköasema korvaamaan ikääntyneet katkaisijat. Lisäksi vuonna 2020 tehtiin Pernoonkosken 110 kV sähköaseman perusparannus ja uusittiin Imatran 110 kV sähköasema.

### Kaakkois-Suomen alueen kehittämissuunnitelma

Kaakkois-Suomen aikaisemmat investoinnit ovat luoneet siirtokyvyltään ja käyttövarmuudeltaan riittävän verkon alueelle. Tulevaisuuden hankkeet ovat pääosin ikääntyvän verkon uusimista. Lisäksi alueella on suunnitteilla isoja kulutushankkeita, jotka mahdollisesti vaativat investointeja kantaverkkoon.

Vuonna 2021 Yliikkälän sähköasemalle lisätään reaktori. Vuonna 2023 perusparannetaan Luukkalan ja Heinolan 110 kV kytkinlaitokset. 1930-luvulla rakennettu Imatra–Huutokoski 110 kV voimajohto uusitaan vuonna 2022. Länsi-itäsuuntaisen siirtotarpeen lisääntymiseen on pitkällä aikavälillä tarpeen varautua 400 kV yhteydellä Orimattilan ja Korian välille vuosikymmenen lopussa. Lisäksi Kymin sähköasemaa vahvistetaan toisella muuntajalla vuonna 2024.



Pinkki väri tarkoittaa, että hankkeesta on tehty investointipäätös

Sininen väri tarkoittaa, että hanke on suunnitteilla

Harmaa väri tarkoittaa, että hanke on valmistunut

\*Toteutus riippuu asiakkaan hankkeesta.

## Uudenmaan suunnittelualue

### Alueen kuvaus

Uudenmaan suunnittelualue rajautuu Hangon, Hyvinkään ja Porvoon väliselle alueelle. Alueella on asukkaita noin 1,6 miljoonaa. Alueen kulutus on keskittynyt pääkaupunkiseudulle. Kooltaan merkittävimpiä yksittäisiä teollisia sähkönkulutuskohteita on Porvoon öljynjalostamo ja paperitehdas Lohjalla. Alueen suurissa kaupungeissa Espoossa, Vantaalla ja Helsingissä on paljon sähkön ja lämmön yhteistuotantolaitoksia. Uusin näistä tuotantolaitoksista on Vantaan Energian jätevoimalaitos. Espoon ja Länsi-Uusimaan aluetta syötetään Inkoon, Espoon ja Kopulan 400/110 kV muuntoasemilta. Lisäksi alueelta on 110 kV rengasyhteyksiä Salon ja Nurmijärven muuntoasemille. Espoon asemalta on myös 350 MW tehoinen Estlink 1 -tasasähköyhteys Viroon. Vantaan ja Helsingin aluetta syötetään Tammiston ja Länsisalmen 400/110 kV muuntoasemilta. Pohjoista Uusimaata syötetään pääosin Nurmijärven ja Hikiän 400/110 kV muuntoasemilta. Itäisellä Uusimaalla kantaverkon keskeinen solmukohta on Anttilan 400/110 kV muuntoasema, johon liittyy 650 MW tehoinen Estlink 2 -tasasähköyhteys Viroon. Uudenmaan muuntoasemien väleillä on vahvoja kantaverkon 110 kV rengasyhteyksiä.

### Viime vuosien investoinnit Uudenmaan kantaverkkoon

Vuonna 2017 Espoon sähköasemalle lisättiin toinen 400/110 kV muuntaja. Samana vuonna Helsingin ja Vantaan sähkönsyöttöä varmistettiin rakentamalla Länsisalmeen uusi 400 kV kytkinlaitos ja toinen 400/110 kV muuntaja. Espoon ja Tammiston muuntajien keskeytyksien aikana on aiemmin käytetty varayhteytenä Espoo - Leppävaara - Tammisto 110 kV voimajohtoyhteyttä. Espoon ja Länsisalmen muuntojen valmistuttua Espoo – Leppävaara – Tammisto voimajohtoyhteydet otettiin jakeluverkokäyttöön. Samoin Anttilan ja Länsisalmen välinen 110 kV voimajohtoyhteys on toiminut lähinnä kantaverkon varayhteytenä ja Länsisalmen hankkeen valmistuessa voimajohtoyhteys siirtyi Uudenmaan jakeluverkon käyttöön.

Inkoon, Nurmijärven, Porvoon ja Ruotsinkylän sähköasemahankkeissa uusitaan ikääntyneet sähköasemat tai vaihdetaan laitteita tarvittavilta osin. Porvoon hanke valmistui vuonna 2018, Inkoon ja Nurmijärven hankkeet valmistuivat vuonna 2019. Viimeisimpänä vuoden 2021 alussa valmistui Ruotsinkylän sähköasema.

### Uudenmaan alueen kehittämissuunnitelma

Tällä hetkellä alueella on käynnissä Tammiston sähköaseman osittainen uusimien ja perusparannus, jonka on tar-

koitus valmistua vuonna 2022. Virkkalan sähköaseman uusiminen on juuri alkamassa ja se tullaan toteuttamaan uudella SF6 vapaalla GIS-tekniikalla. Sähköasema valmistuu vuonna 2023. Espoon sähköasema on erittäin tärkeä pääkaupunkiseudun sähkönsiirron kannalta. Sähköasemaa tullaan perusparantamaan hyvän käyttövarmuuden ylläpitämiseksi. Hanke valmistuu 2024. Läntisen pääkaupunkiseudun kulutuksen kasvaessa ja sähköntuotannon vähetessä alueelle tarvitaan lisää muuntokapasiteettia. Fingrid on suunnitellut rakentavansa uuden Hepokorven 400/110 kV muuntoaseman Espoo-Tammisto 400 kV voimajohton varrelle. Lisäksi alueella on useita kulutus- ja tuotantohankkeita, joiden liittäminen voi tuoda tullessaan olemassa olevien sähköasemien laajennuksia.

Helsingin ja Vantaan sähkön tuotanto ja kulutus vaihtelee voimakkaasti, vuodenajasta riippuen. Kylmään aikaan alueella on käytössä paljon kaukolämmön ja sähkön yhteistuotantolaitoksia. Tällöin verkossa on sähköntuotantoa enemmän kuin kulutusta ja sähkön ylijäämä siirtyy Fingridin 400/110 kV muuntojen ja siirtoverkon kautta muualle Suomeen. Kesällä verkossa ei ole juurikaan sähköntuotantoa, jolloin kantaverkon muuntojen kautta syötetään alueelle suuria määriä sähköä. Verkon kannalta suurimmat siirrot tapahtuvatkin siis kesällä. Pääkaupun-



kiseudun osalta sähkönkulutus on kasvussa ja sähköntuotanto vähenemässä. Kantaverkon siirtotarpeet tulevat tämän vuoksi kasvamaan etenkin talviaikaan. Sähkönkulutuksen kasvuun vaikuttavat muun muassa lämmityksen ja liikenteen sähköistyminen, pääkaupunkiseudun väestönkasvu sekä kesäaikaan lisääntyvä jäädytys.

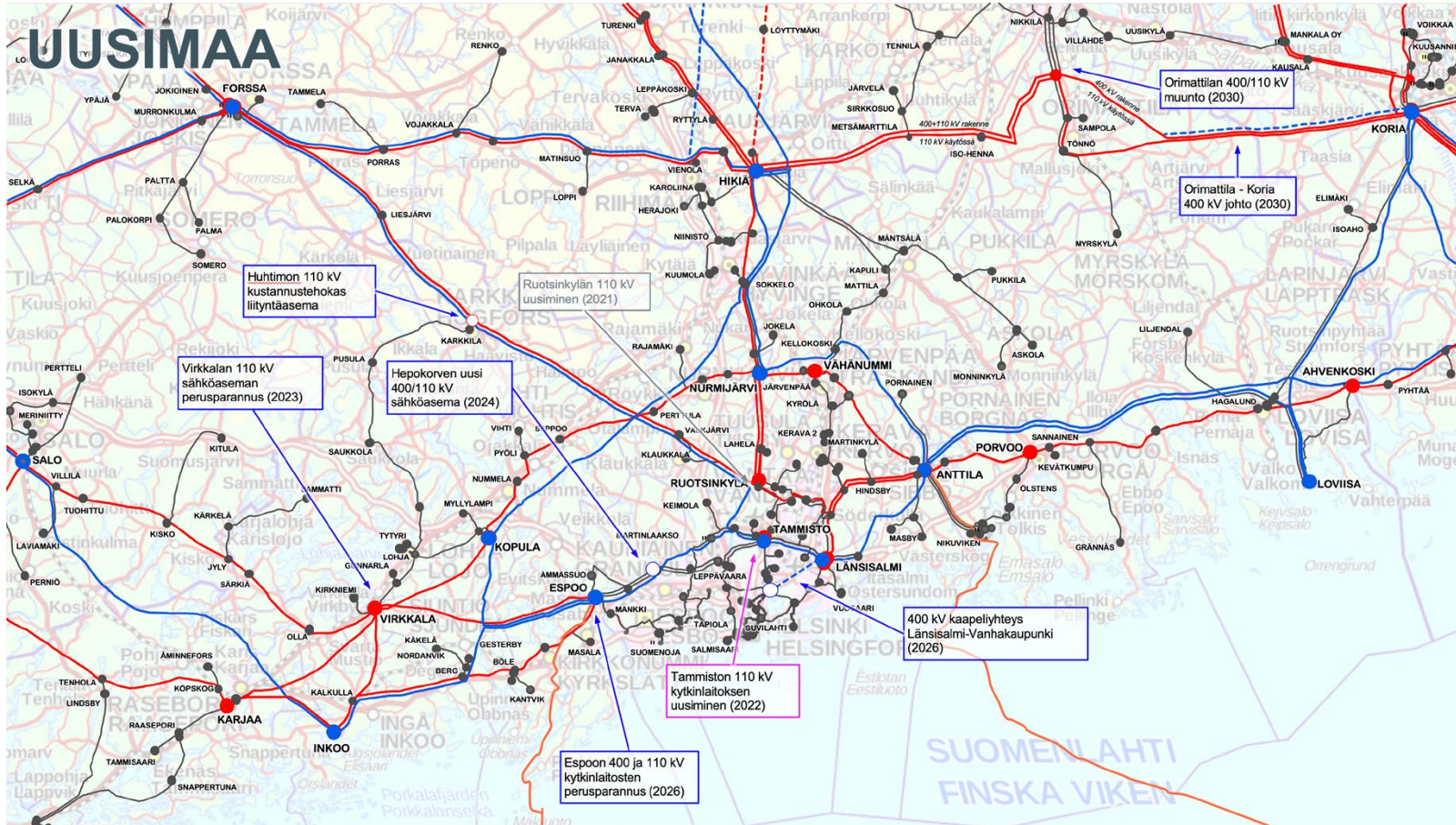
Länsisalmen sähköasemahankkeen valmistuttua Fingrid siirtyi syöttämään aluetta yhteensä neljällä 400/110 kV muuntajalla. Teho riittää pitkälle tulevaisuuteen. Fingrid suunnittelee pääkaupunkiseudun verkon kehittämistä yhteistyössä alueen tuotanto- ja verkko-yhtiöiden kanssa. Kulutuksen kasvaessa ja tuotannon vähentyessä Helsingin 110 kV suurjännitteisen jakeluverkon siirtokapasiteetti voi jäädä alimittaiseksi. Uusien avojohtojen rakentaminen Helsinkiin on hankalaa. Turvataksaan pääkaupunkiseudun asukkaiden ja yhteiskunnallisesti tärkeiden toimintojen sähkönsaannin, Fingrid on valmistelemassa 400 kV kaapeliyhteyttä Länsisalmen sähköasemalta Viikkiin, Vanhankaupungin sähköasemalle. Sähkömarkkinalain mukaan tällaisen kaapeliyhteyden tulee olla osa kantaverkkoa. Suunnitelman mukaan kaapeli sijoitetaan kaivantoon suojattuna ja suunnittelussa huomioidaan mahdollisuus myös toisen kaapeliyhteyden myöhempään asentamiseen. Kahdentamalla aikanaan kaapeliyhteys voidaan siirtojen kasvaessa varmistua keskeytymättömästä sähkönsyötöstä myös

vikojen ja huoltokeskeytysten aikana. Kaapeliyhteyden pääteasemaksi on valittu Vanhankaupungin sähköasema Viikissä sen paikallisen sähköverkon kannalta keskeisen sijainnin vuoksi.

Sähkönkulutuksen ennustaminen pääkaupunkiseudulla on haastavaa. Alueella on useita potentiaalisia kulutuskohteita, jotka toteutuessaan nostavat sähkönkulutusta merkittävästi. Kulutuksen lisäksi sähkönsiirtotarpeisiin vaikuttaa alueen sähköntuotannon kehittyminen. Myös aurinkovoima ja sähkön varastointi muuttavat verkon siirtotarpeita pitkällä tähtäimellä. Tällä hetkellä kulutusennusteiden mukaan tarve 400 kV kaapelille on vasta kymmenen vuoden tarkastelujakson jälkeen. Helsingin kaupungin maankäytön suunnitelmien takia suunnitelmissa on varauduttu myös nopeampaan toteutusaikatauluun. Kaapelin rakentamisaikataulu on tällä hetkellä 2026 ja tällä mahdollistetaan Helsingin läntisen bulevardikaupungin rakentaminen Vihdintien ympäristöön, kun Vihdintien varrella olevat 110 kV voimajohdot korvataan kaapeleilla.

Usein sähköä pidetään itsestäänselvyytenä, eikä oteta riittävästi huomioon sähköverkkoinfrastruktuurin siirtämiseen tai voimajohtojen kaapeloimiseen liittyviä teknisiä rajoitteita, suuria kustannuksia sekä rakentamisen aikaisia sähkönsiirron keskeytystarpeita. Helsingin kaupunkibulevardeja ja muuta rakentamista suunniteltaessa on tärkeää huomioida, että Helsinki tarvitsee sähköä myös tulevaisuudessa.





Pinkki väri tarkoittaa, että hankkeesta on tehty investointipäätös

Sininen väri tarkoittaa, että hanke on suunnitteilla

Harmaa väri tarkoittaa, että hanke on valmistunut

\*Toteutus riippuu asiakkaan hankkeesta.

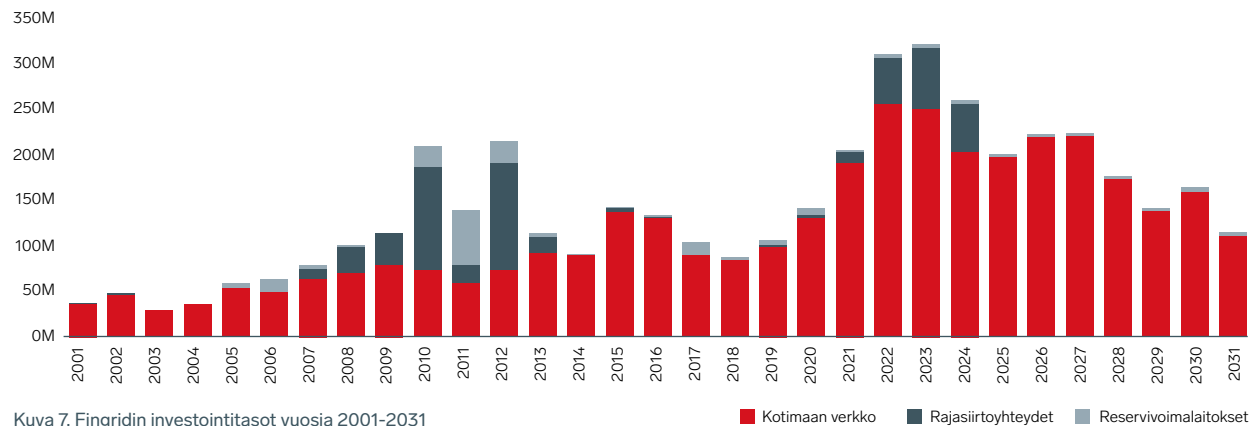


# Kooste investoinneista kantaverkkoon

Viime vuosina Fingridin investoinnit ovat keskittyneet kotimaan verkkoon ja investointeja onkin ollut käynnissä ennätysmäärä ympäri Suomea. Vuosina 2022-2031 Fingrid investoi vieläkin enemmän, noin 2,1 MRD euroa, eli keskimäärin reilut 200 miljoonaa euroa vuosittain. Fingridin vuosittaiset poistot ovat noin 100 M€. Kuvassa 7 on esitetty Fingridin investointitasot vuosina 2001–2031.

Seuraavan 10 vuoden aikana Fingridin investoinnit kantaverkkoon koostuvat rajasiirtoyhteyksien ja Suomen sisäisen päävoimansiirtoverkon kehittämisestä, uuden tuotannon verkkoliitännöistä sekä olemassa olevan verkon uusimisesta ja perusparannuksista. Kantaverkossa ei ole korjausvelkaa vaan verkkoa on uusittu suunnitelmallisesti tarpeen mukaan. Tarkastelujakson aikana

## Investoinnit verkoittain ja vuosittain



Kuva 7. Fingridin investointitasot vuosia 2001–2031





Fingridillä ei ole suunnitelmissa rakentaa uutta varavoimakapasiteettia. Kuvassa 8 on esitetty, kuinka Fingridin seuraavan 10 vuoden verkkoon kohdistuvat investointikustannukset jakautuvat sähköasema-, voimajohto- ja varavoimahankeisiin.

Fingridin investointikustannuksista 75 % kohdistuu uusinvestointeihin. Muutos edellisestä suunnitelmasta johtuu pohjois-eteläsuuntaisten yhteyksien ja uusien muuntoasemien lisäämisestä investointisuunnitelmaan. Kuitenkin hankekohtaisesti tarkasteltuna kahdessa kolmasosassa hankkeista yhtenä investointiperusteena on kunto. Uusinvestointien lisäksi suunnittelujakson aikana tehdään paljon sähköasemien perusparannuksia ja ikääntyneiden 110 kV voimajohtojen uusimisia. Kuvassa 8 on esitetty Fingridin sähköasemahankkeiden lukumääriä 2021-2031. Todennäköisesti asemalaajennuksia ja uusia 400/110 kV muuntoasemia tullaan toteuttamaan enemmän vielä tulevaisuudessa realisoituvien asiakastarpeiden vuoksi.

Suunnittelujakson aikana tehdään mm. perusparannuksia 1980-luvulla rakennetuille 400 ja 110 kV kytkinlaitoksille. Näiden kytkinlaitosten käyttöä voidaan jatkaa, kunhan teknisen käyttöiän saavuttaneet laitteet vaihdetaan. Kaikki 1930-40 -luvuilla rakennetut voimajohdot tullaan purkamaan ja suurilta osin korvaamaan uusilla suunnittelujakson aikana. Ikääntyville voimajohdoille

## 2022-2031 lukuina



Kuva 8. Fingridin investointisuunnitelma lukuina

tehdään kuntoselvityksiä, jotta voimajohdon käyttöikä voidaan maksimoida käyttövarmuudesta tinkimättä.

Voimajohtoreittien suunnittelussa hyödynnetään maankäyttö- ja rakennuslain valtakunnallisten alueidenkäyttötavoitteiden mukaisesti ensisijaisesti nykyisiä johtokäytäviä. Kuvasta 9 nähdään, että lähes kaikki kantaverkon uudet voimajohdot (yli 80 prosenttia) rakennetaan nykyiselle johtokadulle tai sen rinnalle, jolloin tarvittava alue levenee vähemmän kuin täysin uuteen maastokäytävään rakennettaessa. Oheiseen taulukkoon on koostettu Fingridin kantaverkon kehittyminen suunnittelujaksolla.

Muuntajien määrä ja teho	Vuoden 2021 alussa	Vuoden 2031 alussa	Uudet	Purettavat
400/220 määrä	5	4	0	-1
400/220 teho	2000 MVA	1600 MVA	0 MVA	-400 MVA
400/110 määrä	55	77	24	-2
400/110 teho	22000 MVA	35200 MVA	14000 MVA	-800 MVA
220/110 määrä	15	10	3	-8
220/110 teho	2300 MVA	1400 MVA	550 MVA	-1450 MVA
Muuntajat yhteensä	75	91	27	-11
Muuntajien teho yhteensä	26300 MVA	38200 MVA	14550 MVA	-2650 MVA

Sähköasemien määrä	Vuoden 2021 alussa	Vuoden 2032 alussa	Uudet	Purettavat/ käytöstä poistettavat
Sähköasemien lukumäärä	118	158	44	-4

Voimajohtojen pituus	Vuoden 2020 lopussa	Vuoden 2031 lopussa	Uudet	Purettavat/ käytöstä poistettavat
440 kV	5200	7500	2300	0
220 kV	1300	500	0	-800
110 kV	7300	7600	1400	-1100
Yhteensä	13800	15600	3700	-1900

Kuva 9. Kantaverkko-omaisuuden kehittyminen 2021-2031.

220 kV jännitetasosta luopuminen Oulujoen eteläpuolella näkyy 220/110 kV muuntajien vähentymisenä. Lisäksi 220 kV rakenteisten voimajohtojen määrä vähenee. Osa voimajohdoista puretaan ja osa otetaan jakeluverkkojen käyttöön 110 kV jännitteellä. Uusia 400 kV voimajohtoja rakennetaan yli 2000 kilometriä. Nämä voimajohdot luovat vahvan päävoimansiirtoverkon, jota 110 kV johdot täydentävät. Uudet muuntoasemat ja muuntoasemille rakennettavat uudet muunnot sitovat eri jännitetasot vahvemmin toisiinsa.

Kantaverkon kehittämissuunnitelma on otos Fingridin suunnitelmasta kehittää verkkoaan. Fingrid päivittää suunnitelmansa jatkuvana prosessina muuttuvan toimintaympäristön mukana. Kehittämissuunnitelmaan liittyy epävarmuuksia etenkin uuden kulutuksen ja uusien voimalaitosten verkkoon liittämisen suhteen. Lisäksi toimintaympäristössä on isoja epävarmuustekijöitä muun muassa energiamurrok-

seen ja sähköntuotantorakenteen muutosnopeuteen liittyen. Esimerkiksi tuulivoiman määrällä ja maantieteellisellä sijoittumisella ja yhteiskunnan sähköistymisnopeudella on suuri vaikutus Fingridin investointien tarpeeseen ja ajoitukseen. Fingrid tekee tiivistä yhteistyötä asiakkaiden kanssa ja valmistautuu mahdollisiin muutoksiin. Verkkoon tehtävät investoinnit toteutetaan tarpeiden toteutuessa oikea-aikaisesti. Ajankohtaista tietoa investointisuunnitelmasta on saatavilla Fingridin internetsivuilta ja ottamalla yhteyttä. Seuraavan kerran Fingrid julkaisee kehittämissuunnitelmansa vuonna 2023.

# Toimintaympäristön muutokset ja tulevaisuuden näkymät





Energia-ala on keskeisessä roolissa ilmastonmuutosta torjuttaessa. Sähkön tuotantorakenne muuttuu uusiutuvan energian osuuden kasvaessa ja säästökykyisen fossiilisen tuotannon vähentyessä. Tuuli- ja aurinkoenergian määrä kasvaa nopeasti. Tuotantorakenteen muutos aiheuttaa sähköjärjestelmässä ajoittaista niukkuutta tehosta, joustavuudesta sekä järjestelmän inertiasta ja oikosulkutehosta, mikä tuo liiketoimintamahdollisuuksia joustavalle tuotannolle ja kulutukselle sekä sähkön varastointiteknikoille.

Fingrid pyrkii tuomaan aktiivisesti esille parannuksia sähkömarkkinoiden toimintaan sekä hakee käyttötoimintaan uusia ratkaisuja, joilla sähköjärjestelmä toimii varmasti ja löytää markkinalähtöisesti tuotannon ja kulutuksen tasapainon. Älyverkkoteknologia luo uusia liiketoimintamahdollisuuksia niin nykyisille kuin uusillekin toimijoille. Digitalisaatio mahdollistaa tehokkaan markkinainformaation jakamisen sekä uusien työkalujen kehittämisen muuttuvan ja monimutkaistuvan sähköjärjestelmän hallintaan.

Samaan aikaan sähköntuotantorakenteen murroksen kanssa yhteiskunta sähköistyy ja sen sähköriippuvuus lisääntyy. Samalla sähköhuollon vakavat häiriöt ovat muuttuneet yhteiskunnan yhdeksi suurimmista turvallisuushista. Fingridin investointiohjelman toteuttaminen,

---

## Samaan aikaan sähköntuotantorakenteen murroksen kanssa yhteiskunta sähköistyy ja sen sähköriippuvuus lisääntyy.

markkinoiden edistäminen ja käyttötoiminnan kehittäminen parantavat sähkönsaannin luotettavuutta ja valmiutta toimia kriisitilanteissa. Olennaista on myös aktiivinen toiminta eurooppalaisten pelisääntöjen kehittämisessä ja Itämeren alueen yhteistyössä.

Fingridin suunnittelun lähtökohtana ovat ennusteet ja skenaariot, joiden tavoitteena on hahmottaa ja varautua kantaverkon suunnittelun kannalta oleellisiin kehityskuluihin. Fingridin vuosille 2035 ja 2045 laatimia skenaarioita ja niiden edellyttämiä verkkovahvistuksia on kuvattu Fingridin verkkovisio -dokumentissa, joka julkaistiin tammikuussa 2021. Kantaverkon kehittämissuunnitelmassa keskitytään 2020-luvun kehityskuluihin.



# Ilmastomuutoksen hillitseminen



Ilmastomuutoksen hillitseminen edellyttää ripeitä toimenpiteitä ilmastoneutraaliuden saavuttamiseksi. Suomi on asettanut tavoitteen olla hiilineutraali vuonna 2035 ja hiilinegatiivinen pian sen jälkeen. Tavoitteen toteuttamista ja vaikutuksia arvioineet teollisuuden vähähiilisyystiekartat indikoivat hiilineutraaliustavoitteen kasvattavan merkittävästi sähkön kulutusta, sillä fossiilisten polttoaineiden korvaaminen uusiutuvilla tuotantomuodoilla tuotetulla sähköllä on tehokas vaihtoehto teollisuuden, lämmityksen ja liikenteen päästöjen vähentämiseen. Tämä edellyttää, että murroksen vaatimat teknologiat kuten sähköautot, lämpövarastot ja uudet teollisuusprosessit ovat kilpailukykyisiä. Puhtaan sähkön kysynnän kasvu luo edellytyksiä kasvattaa myös sähkön tarjontaa markkinaehtoisesti. Suomessa onkin jo solmittu useita sähkönostosopimuksia (PPA) sähköä tarvitsevan teollisuuden sekä tuulivoiman tuottajien välillä. Fingridin arvion mukaan päästöjen vähentämiseen liittyvät tavoitteet tulevat aiheuttamaan sähkön kulutuksen rakenteellisen kasvun.

Suomen omien ilmastotavoitteiden lisäksi yleiseurooppalaisilla tavoitteilla ja kehityksellä on merkittävä

vaikutus kantaverkon vaatimiin investointeihin Suomessa. Euroopan unioni on kiristänyt päästötavoitteitaan viime vuosina: tavoiteltu päästövähennys vuoteen 2030 mennessä on kasvanut 55 prosenttiin aiemmasta 40 prosentista, kun vertailukohtana on vuoden 1990 taso. EU tavoittelee ilmastoneutraaliutta vuoteen 2050 mennessä. Fossiilisen energian käytöstä luopuminen EU:ssa on valtava muutos, joka luo mahdollisuuksia Suomessa toimiville yrityksille tuottaa sähköä ja siitä valmistettuja polttoaineita tai muita tuotteita myös vientitarkoituksiin. Näin ollen Suomen sähkönkulutus voi tulevaisuudessa kasvaa yleiseurooppalaisen kehityksen johdosta merkittävästi enemmän kuin mitä ainoastaan Suomen oma tavoite edellyttää.

# Sähkönkulutuksen kehitysnäkymät

## Lämmityksen sähköistymispotentiaali

Sähkön käytön kasvua lämmityksessä ajaa etenkin lämpöpumppujen määrän kasvu sekä kotitalouskohtaisessa lämmityksessä että kaukolämmön tuotannossa. Merkittävimmät fossiiliset polttoaineet ovat kiinteistökohtaisessa lämmityksessä käytetty öljy sekä kaukolämmön tuotannossa käytetyt hiili, maakaasu ja turve. Suuret lämpöpumput ja sähkökattilat voivat korvata fossiilisia polttoaineita kaukolämmön tuotannossa, ja vastaavasti kiinteistökohtaiset lämpöpumput voivat korvata öljylämmitystä. Fossiilisten polttoaineiden osuus lämmityksessä oli vuonna 2019 yli 20 TWh, joten edellytykset sähkön kulutuksen kasvulle ovat olemassa, vaikka energiatehokkuuden parantuminen ja ilmaston lämpeneminen vähentävät lämmitystarvetta ylipäänsä.

Kantaverkon kehittämissuunnitelman taustalla olevissa laskelmissa on arvioitu sähkön lämmityskulutuksen kasvavan noin 6 TWh vuosina 2019–2030. Suurin kasvu

toteutuu kaupungeissa, joissa nykyään fossiilisia polttoaineita hyödyntävää sähkön ja lämmön yhteistuotantoa korvautuu lämpöpumppuratkaisuilla, jolloin sähkön kulutus kasvaa ja tuotanto samanaikaisesti supistuu. Käytännössä tämä edellyttää erityisesti kasvukeskusten sähkönsaannin vahvistamista.

**Kantaverkon kehittämissuunnitelmassa varaudutaan kunnianhimoisten sähköistymisskenaarioiden toteutumiseen.**





## Teollisuuden sähköistymispotentiaali

Teollisuuden vähähiilisyden edellyttämiä toimenpiteitä ja sähkön tarpeen kasvua on käsitelty kattavasti teollisuuden vähähiilietiekartoissa. Kantaverkon kehittämissuunnitelmassa varaudutaan kunnianhimoisten sähköistymisskenaarioiden toteutumiseen. Teollisuuden sähkön kulutuksen kasvulla on etenkin pitemmällä aikavälillä hallitseva vaikutus koko Suomen sähkön kulutuksen kasvuun ja sähköjärjestelmän kokoon. Siinä missä lämmityksen ja liikenteen sähkönkäytön kasvupotentiaalia rajoittaa väestön määrä, teollisuuden määrään vaikuttaa etenkin Suomen kilpailukyky investointikohteena. Etenkin hyvien tuulivoimaolosuhteiden johdosta Suomella on hyvät edellytykset tuottaa suuria määriä puhdasta ja kilpailukykyistä sähköä, ja Fingrid varautuu teollisen sähkön kulutuksen merkittävään kasvuun.

Tausta sähkön käytön kasvuun vaihtelee teollisuudenaloittain. Metsäteollisuudessa sähkön käytön ei vähähiilisyystiekartoissa oletettu merkittävästi kasvavan. Metalliteollisuudessa sähkön käyttö kasvaa erityisesti teräksen tuotannossa. Kemianteollisuudessa sähkön kulutuksen kasvu perustuu fossiilisten polttoainien korvaamiseen sähköllä prosessien lämmöntuo-



tannossa sekä Power-to-X prosessien hyödyntämiseen raaka-aineiden, etenkin vedyn, tuotannossa<sup>3</sup>. Nykyisen teollisuuden sähkönkäytön kasvun lisäksi puhdas ja edullinen sähkö voi houkuttaa Suomeen uusia teollisia investointeja. Mahdollisia toimialoja ovat esimerkiksi sähköstä tuotettujen polttoaineiden tuotanto, datakes-

kukset ja akkujen valmistus. Kantaverkon kehittämissuunnitelman taustalla olevissa laskelmissa on arvioitu sähkön teollisuuskulutuksen kasvavan noin 10-20 TWh vuosina 2019-2030.

<sup>3</sup> [https://julkaisut.valtioneuvosto.fi/bitstream/handle/10024/162705/VNTEAS\\_2021\\_4.pdf](https://julkaisut.valtioneuvosto.fi/bitstream/handle/10024/162705/VNTEAS_2021_4.pdf) s. 39

## Liikenteen sähköistymispotentiaali

Sähköautojen käyttöönotto vähentää öljyn kulutusta tieliikenteessä ja lisää sähkökulutusta. Samalla liikenteen kokonaisenergiankulutus pienenee selvästi, koska sähkömoottori on hyötysuhteeltaan oleellisesti polttomoottoria tehokkaampi. Jos koko liikenteessä oleva henkilöautokanta (2018: 2,7 miljoonaa kappaletta) sähköistettäisiin, sähkökulutus lisääntyisi noin 6-8 TWh riippuen autojen ominaiskulutuksesta. Sähköautojen määrästä vuonna 2030 Suomessa on esitetty erilaisia arvioita alkaen virallisesta 250 000 auton tavoitteesta aina 700 000-800 000 autoon, jolloin sähkökulutuksen kasvu olisi noin 0,5-2 TWh.

Raskaan liikenteen sähköistäminen ja junaliikenteen lisääminen kasvattaisivat myös sähkökulutusta, mutta niiden vaikutus sähkökulutukseen arvioidaan olevan rajallinen vielä 2030 mennessä. Epävarmuustekijänä on syytä huomioda, että mikäli liikenteen polttoaineena käytettäisiin sähköä sijasta kotimaisella sähköllä tehtyä vetyä, kokonaisenergiankulutus laskisi selvästi vähemmän kuin täyssähköistetyssä vaihtoehdossa, mikä taas tarkoittaisi korkeampaa sähkökulutusta.

## Muu sähkökulutus

Muun sähkökulutuksen ei arvioida muuttuvan merkittävästi. Energiatohokkuuden parantumisen vaikutuksesta kotitalouksien ja erityisesti palvelusektorin sähkökulutus laskee, mutta ennakoitu väestönkasvu vastaavasti kasvattaa kulutusta, ja lisäksi sähköverkkosiirron lisääntyessä verkkohäviöiden määrä jonkin verran kasvaa. Näiden tekijöiden arvioidaan jotakuinkin kumoavan toistensa vaikutuksen, minkä johdosta lämmityksen, liikenteen ja teollisuuden ulkopuolella muu sähkökulutus ei oleellisesti muutu.

## Yhteenveto

Sähkön kulutuksella on tulevaisuudessa merkittävää kasvupotentiaalia, mutta läheskään koko potentiaali ei realisoidu vuoteen 2030 mennessä. Fingrid arvioi sähkökulutuksen kasvavan pääosin teollisuuskulutuksen vetämänä noin 100-115 TWh vuoteen 2030 mennessä. Kulutuksen kasvuun vaikuttavaa erityisesti ilmastotavoitteet sekä Suomen houkuttelevuus puhdasta sähköä hyödyntävän teollisuuden investointikohteena.



# Sähkön tuotannon kehitysnäkymät

Käynnissä oleva sähkön tuotantorakenteen murros on yksi keskeisistä kehitysajureista Fingridin verkon kehittämiselle. Keskeisimmät trendit ovat sääriippuvan tuotannon lisääntyminen, uudet suuret ydinvoimalaitosyksiköt, säästökykyisen tuotannon määrän väheneminen sekä uuden tuotannon maantieteellinen sijoittuminen kantaverkossa.

## Tuulivoima

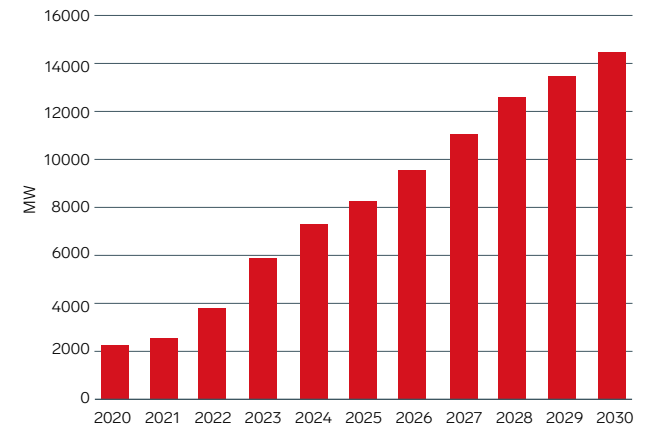
Vuoden 2020 lopussa Suomen tuulivoimakapasiteetti oli 2586 MW ja vuosituotanto 7,8 TWh<sup>4</sup>, mikä vastasi noin kymmenesosaa Suomen sähköntuotannosta. Tuulivoiman tuotantokustannukset ovat merkittävästi laskeneet jo pitkään, ja erityisesti viimeisen viiden vuoden aikana tuulivoima on tehnyt merkittävän kilpailukyloikan. Merkittävin tekijä kustannusten laskulle on ollut voimaloiden koon ja sitä myötä energiantuotannon kasvu samaan aikaan kuin investointi- ja käyttökustannukset ovat laskeneet. Fingrid on huhtikuuhun 2021 mennessä saanut yhteensä jo 90 000 MW edestä tuulivoiman liityntäkyseilyitä, ja viimeisen vuoden aikana kyselyiden tahti on huo-

mattavasti kiihtynyt. Suomessa, toisin kuin useammissa muissa Euroopan maissa, on vielä hyvin tilaa maatuulivoimalle. Vaikka merkittävä osa kyselyistä ei realisoituisikaan todelliseksi hankkeiksi, hankekanta ei tule rajoittamaan tuulivoiman kasvua tulevina vuosina, vaan kasvu tulee perustumaan toisaalta tuulivoiman hintakilpailukykyyn muita tuotantomuotoja vastaan, suomalaisten tuulipuistojen kilpailukykyyn muita pohjoismaita vastaan, sähkön kulutuksen kasvuun sekä sähkön ostajien kiinnostukseen hankkia tuulisähköä PPA-sopimuksilla. Erityisesti sähkön kulutuksen kehitys tulee olemaan keskeinen ajuri tuulivoiman kasvulle, ja siten tuulivoiman kasvuennusteet ovat sidoksissa sähkön kulutuksen kasvuennusteisiin.

Tuulivoiman arvioidaan kasvavan Suomessa ainakin 1000 MW vuodessa 2020-luvulla, mikä johtaisi 10-15 GW kapasiteettiin vuonna 2030, jota vastaava energiantuotanto olisi 33-53 TWh. Tällöin tuulivoima vastaisi 30-50 prosenttia sähkön kokonaiskulutuksesta. Kehityskulkua on hahmoteltu kuvassa 10. Lähivuosien arvio perustuu julkisiin investointipäätöksiin sekä Fingridin tuulivoima tuottajien kanssa solmimiin liittymissopimuksiin. Pitäm-

mällä aikavälillä tuulivoiman kasvupotentiaali riippuu etenkin sähkön kulutuksen kasvusta.

### Fingrid varautuu tuulivoiman merkittävään kasvuun



Kuva 10. Tuulivoiman kasvun perusskenaario, johon verkon suunnittelussa varaudutaan.

<sup>4</sup> [https://tuulivoimayhdistys.fi/media/tuulivoima\\_vuositilastot\\_2020\\_julkaisuun-10.2.pdf](https://tuulivoimayhdistys.fi/media/tuulivoima_vuositilastot_2020_julkaisuun-10.2.pdf)





Tuulivoiman kasvuennusteita on nostettu merkittävästi verrattuna aiempiin suunnitelmiin johtuen etenkin ilmastotavoitteiden tiukentumisesta sekä sähkön kulutussennusteiden kasvusta. Ainakin 2020-luvun alkupuolella tuulivoiman arvioidaan painottuvan maalle, mutta myös meritulivoiman yleistymisen skenaario on relevantti etenkin 2020-luvun loppupuolelta alkaen.

Yli 60% tuulivoimasta on arvioitu sijoittuvan kantaverkon siirtokyvyn kannalta keskeisen Keski-Suomen poikkileikkauksen pohjoispuolelle, mikä lisää pohjois-etelä-suuntaisen siirtokapasiteetin tarvetta kantaverkossa. Oletettua nopeampi tuulivoiman kasvu lisäisi investointitarpeita sekä tuulivoiman liittämiseen että pohjois-etelä-suuntaiseen siirtoon. Tuulivoiman jakautuminen tasaisemmin ympäri Suomen, mukaan lukien Etelä-Suomi sekä Keski-Suomen poikkileikkauksen eteläpuolinen Itä-Suomi, vähentäisi investointitarpeita.

## Aurinkovoima

Aurinkosähkön tuotantokapasiteetti on kasvanut Suomessa voimakkaasti viime vuosina, ja vuoden 2019 lopussa kapasiteetti oli Energiaviraston mukaan 198 MW<sup>5</sup>. Fingrid arvioi aurinkosähkön määrän jatkavan voimakasta kasvua: Fingridin skenaarioissa Suomen aurinkosähkön tuotanto-

kapasiteetti vaihtelee noin 1,5-3 GW välillä vuonna 2030. Vaikka näitä tuotantokapasiteetteja vastaava vuosituotanto on vain pieni, noin 1-3%, osuus Suomen sähköntuotannosta, vaikutus erityisesti kesällä matalan sähkönkäytön tilanteissa on huomattava. Aurinkovoiman kehitys on alkanut näkyä myös Fingridille tulleissa liityntäkyselyissä. Suunnitteilla olevat hankkeet ovat suurimmillaan satoja megawatteja.

## Ydinvoima

Ydinsähkön tuotanto Suomessa on tyyppillisesti ollut noin 22-23 TWh vuodessa, vastaten noin kolmannesta kokonaistuotannosta. Suunniteltujen rakennus- ja käyttöön-ottoaikataulujen mukaan Olkiluoto 3 ja Hanhikivi 1 -ydinvoimalaitosten rakentaminen kaksinkertaistaa Suomen nykyisen ydinvoimakapasiteetin tarkastelujakson aikana. Vastaavasti Loviisa 1 ja 2 -voimalaitosyksiköiden nykyinen käyttöikä päättyy tarkastelujaksolla, ja mikäli laitokset tällöin poistetaan käytöstä, ydinsähkön tuotanto Suomessa olisi noin 35 TWh/a 2020- ja 2030-luvulla. Vastaava tuotantomäärä toteutuisi myös, mikäli Hanhikivi 1 –yksi-

<sup>5</sup> <https://energiavirasto.fi/-/aurinkosahkon-tuotantokapasiteetti-jatkoi-kasvuaan-vuonna-2019-voosikasvua-64-prosenttia>

kön valmistuminen entisestään viivästyisi, mutta Loviisan yksiköiden käyttöikää vastaavasti jatkettaisiin. Tällöin kuitenkin pohjois-eteläsuuntainen siirtotarve olisi pienempi. Modulaaristen pienydinvoimalaitosten ei arvioida tulevan käyttöön ainakaan vielä 2020-luvulla.

## Muut tuotantomuodot

Vesivoiman tuotannossa ei oleteta tapahtuvan merkittäviä muutoksia tarkastelujaksolla. Vesivoima on keskeinen sähköjärjestelmän tasapainottaja uusiutuvuuden, tuotannon säädettävyyden ja merkittävän energianvarastointikyvyn ansiosta.

Yhteistuotannolla (Combined Heat and Power, CHP) tuotetun sähkön määrä on viime vuosina ollut noin 21-22 TWh, pois lukien koronaviruskriisin ja metsäteollisuuden lakkojen värittävä vuosi 2020, jolloin tuotanto jäi alle 18 terawattitunnin. Fossiilisista polttoaineista luopuminen tulee erittäin todennäköisesti supistamaan yhteistuotantokapasiteettia ja tuotannon määrää tulevaisuudessa. Mahdollisesti uusittavat yhteistuotantolaitokset saatetaan myös mitoittaa nykyisiä laitoksia pienemmiksi erityisesti sellaisten laitosten osalta, joissa on nyt ns. lisälauhdekapasiteettia, eli lämmön tarpeen ylittävää, lauhdevoimaan vertautuvaa sähköntuotantokapasiteettia. Viime vuosina

yhteistuotantolaitoksia uusittaessa osa on korvattu vain lämpöä tuottavilla ratkaisuilla, eli sähköntuotantomahdollisuus on jätetty hyödyntämättä kokonaan. Edellä mainituista syistä yhteistuotantokapasiteetin sekä kaukolämmön tuotantoon liittyvän yhteistuotantosähkön tuotannon arvioidaan laskevan nykytasolta tarkastelujaksolla. Teollisuuden yhteistuotantosähkön tuotannon arvioidaan sitä vastoin kasvavan biotehdashankkeiden johdosta, mutta pidemmällä aikavälillä jätehiemien ja tähteiden jalostaminen sähköä ja lämpöä arvokkaammiksi tuotteiksi voi kääntää myös teollisuuden yhteistuotannon laskuun.

Pelkkää lauhdesähköä tuottavien voimalaitoksien osalta markkinatilanne on ollut hyvin hankala jo jonkin aikaa, ja huomattava määrä kapasiteettia on suljettu tai purettu. Uutta lauhdekapasiteettia ei arvioida rakennettavan tarkastelujaksolla, sen sijaan myös nykyisten lauhdevoimalaitosten arvioidaan olevan sulkemisuhan alla.

## Yhteenveto

Kokonaisuutena sähkön tuotanto Suomessa kasvaa merkittävästi, mikä mahdollistaa kasvavaan kotimaiseen sähkön kysyntään vastaamisen sekä nykyisen tuontipainotteisen sähkön rajakaupan tasapainottumisen. Tuulivoima kasvaa erittäin voimakkaasti ja voi nousta Suomen suurimmaksi

sähköntuotantomuodoksi jo kuluvana vuosikymmenenä. Etenkin maatuulivoiman rakentamiselle Suomi näyttää olevan houkutteleva kohde. Myös ydinvoiman ja aurinkosähkön määrä kasvaa. Vesivoiman määrän arvioidaan pysyvän ennallaan. Yhteis- ja lauhdetuotannosta koostuvan ”muun lämpövoiman” määrän arvioidaan supistuvan, kun fossiilisten polttoaineiden käyttö sähköntuotannossa vähenee.

**Tuulivoima kasvaa erittäin voimakkaasti ja voi nousta Suomen suurimmaksi sähköntuotantomuodoksi jo kuluvana vuosikymmenenä.**

# Sähkön varastoinnin ja kulutusjouston kehitysnäkymät

## Varastointi

Sähkölaitteistossa tuotannon ja kulutuksen on oltava joka hetki tasapainossa, jolloin sähkön tuotannon säätökyvyn heikentyessä sähkön kulutuksen säätökyvyyn tulee vastaavasti vahvistua. Vaihtelevan sähköntuotannon kasvavaessa tarve sähkön ja sähköstä tuotetun muun energian varastoinnille kasvaa. Varaston avulla voidaan hyödyntää sähköä silloin, kun sitä on saatavilla paljon ja edullisesti, ja toisaalta vähentää sähkön käyttöä silloin, kun siitä on niukkuutta ja hinta on korkea. Mahdollisia uusia varastointitekniikoita ovat sähkövarastot (kuten akut, paineilma- ja pumppuvoimalat), sähköstä tuotetun lämmön varastointi sekä power-to-X -prosesseihin liittyvät vedyn, polttoaineen tai muiden väli- ja lopputuotteiden varastointi. Sähkövarastojen osalta järjestelmään syntyy sekä suoraan kantaverkkoon liittyviä suuria akkuvoimalaitoksia että hajautettuja, loppukuluttajille tai muualle jakeluverkkoihin rakennettuja akkuja.

Teknologian nopean kehittymisen vuoksi on vaikea arvioida mitkä teknologiat tulevat tulevaisuudessa

olemaan suurimpia voittajia. Sähkön varastointi kilpailee lähtökohtaisesti markkinoilla muiden jostolähteiden kanssa, ja markkina valikoi kilpailukykyisimmät teknologiat eri tarpeisiin. Kokonaisuutena varastojen määrän arvioidaan kasvavan järjestelmässä merkittävästi.

## Kulutusjousto

Sähkön kysynnän joustopotentiali on merkittävä, ja kasvavan osan potentiaalista arvioidaan realisoituvan sähköjärjestelmän käyttöön. Kotitalous- ja palvelusektorit kattavat nykyään jopa kaksi kolmasosaa huipputehon tarpeesta. Kuormien älykkäässä ohjauksessa on merkittäviä mahdollisuuksia niin sekunti-, minuutti- kuin tuntitasoin joustoon. Etähallitut kuormat sekä niiden tilaa ja sähkön kysyntä-tarjontatasapainoa seuraava automaattinen älykäs ohjaus mahdollistavat kulutuksen optimoinnin käyttäjän tarpeiden mukaisesti minimoiden kustannukset sekä tarpeen manuaaliselle ohjaukselle. Kuluttaja hyötyy matalamman sähkölaskun muodossa ja ohjauksen hoitava ns. aggregaattori taas voi myydä joustoa sähkömarkkinoille

tai verkkoyhtiöiden käyttöön ("virtuaalinen voimalaitos"). Myös teollinen sähkökulutus voi olla osittain joustavaa riippuen primääriprosessien tarpeista ja tuotteiden välivarastoinnin mahdollisuuksista.

Kysynnän lyhytaikaista joustoa edistää myös liikenteen sähköistyminen. Sähköautojen akut muodostavat potentiaalisen energiavaraston, ja niiden latausta ohjaamalla voidaan saada merkittävää apua sähkön kysyntä-tarjontatasapainon hallintaan. Siinä missä älykäs lataus parantaa sähköjärjestelmän kokonaistehokkuutta ja lisää jouston tarjontaa, ohjaamaton lataus vaikuttaa päinvastaisella tavalla lisäten jouston kysyntää ja aiheuttaen tehonriittävyysaasteita. Tästä syystä on olennaista, että sähköautojen latausinfrastruktuuri toteutetaan alusta lähtien älykkäällä tavalla, ja myös Fingridin verkkosuunnittelu lähtee siitä, että lataus toteutetaan älykkäästi. Lisäksi mahdollisuudesta syöttää tarvittaessa sähköä autojen akuista sähköverkkoon (Vehicle-to-Grid, V2G) voi kehittyä iso mahdollisuus sähköjärjestelmän tasapainottamiseen.



# Ennusteet

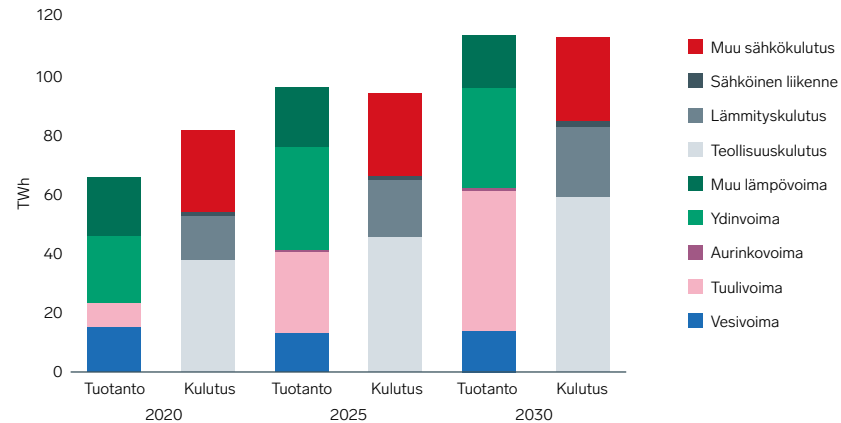
Kuva 11 esittää Fingridin ennusteet sähkön tuotannon ja kulutuksen kehityksestä Suomessa vuoteen 2030 mennessä. Tuuli- ja ydinvoiman tuotannon merkittävän lisääntymisen myötä Suomen nykyisen sähkön tuontiriippuvuuden arvioidaan päättyvän 2020-luvun puoleenväliin mennessä ja pysyvän tasapainoisena 2020-luvun loppuun sähkön kulutuksen voimakkaasta kasvusta huolimatta.

Fingrid pyrkii päävoimansiirtoverkon suunnittelussaan varautumaan erilaisiin kehityskuluihin ennusteiden sekä erilaisten skenaarioiden avulla. Suunnitelmassa esitetyt ennusteet vastaavat ”best estimate” -näkemystä suunnitelmaa kirjoitettaessa, ja niitä päivitetään aina tarvittaessa. Lisäksi eri tarpeisiin tehdään erilaisia herkkyystarkasteluja tai vaihtoehtoisia skenaarioita, joissa esimerkiksi tuotannon ja kulutuksen määrää ja sijaintia on muokattu.

Aiempiin suunnitelmiin verrattuna erityisesti ilmastotavoitteiden tiukennukset ja teknologian kustannusten jatkuva lasku ovat kasvattaneet muutoksen nopeutta. Ennusteiden ja skenaarioiden tavoite on löytää laukaisevia tekijöitä sekä vaihteluvälejä verkon kehittämisen tueksi ja oikea-aikaisten ja oikein mitoitettujen investointien mahdollistamiseksi.

Esitetyt ennusteet ja skenaariot tuotantokapasiteetin ja kulutuksen kehityksestä koskevat koko järjestelmän tasoa, ja ne sisältävät oletuksia tuotannon ja kulutuksen maantieteellisestä sijoittumisesta sekä käytetyistä teknologioista ja niiden ominaisuuksista, kuten esimerkiksi tuulivoimateknologiasta, kulutuksen profiilista ja käytettävissä olevien

joustoressurssien määrästä. Oleelliset poikkeamat näistä oletuksista voivat lisätä tai vähentää investointitarvetta verrattuna kehittämissuunnitelmassa esitettyihin investointeihin, vaikka ”isossa kuvassa” kehityskulku olisikin skenaarion mukainen. Alueellisessa verkkosuunnittelussa käytetään alueellisia ennusteita.



Kuva 11. Fingridin ennusteet sähkön tuotannon ja kulutuksen kehityksestä Suomessa vuoteen 2030 mennessä.

# Kantaverkon kehittäminen



Fingridin verkon kehittämistä ohjaavat kantaverkkoyhtiön velvollisuudet sekä olemassa olevan verkon kunto ja tarpeet. Lisäksi on paljon erilaisia reunaehtoja, jotka vaikuttavat verkon kehittämiseen. Kantaverkon kehittäminen mahdollistaa luotettavan ja kustannustehokkaan alustan puhtaalle sähköjärjestelmälle.

Keskeisinä tavoitteina on varmistaa, että

- siirtokapasiteetti riittää asiakkaiden, markkinoiden ja yhteiskunnan tarpeisiin
- toiminta on tehokasta ja turvallista
- laatu on oikein mitoitettu.

Näiden tavoitteiden saavuttamiseksi Fingrid toimii vuorovaikuttaisesti asiakkaiden, muiden kantaverkkoyhtiöiden, viranomaisten, maanomistajien ja muiden yhteistyötahojen kanssa sekä varmistaa alan palvelujen saatavuuden. Yhtiön henkilöstö hallitsee alan erityiskysymykset. Fingrid kehittää toimintaa pitkäjänteisesti ottamalla oppia omista kokemuksista ja muista edelläkävijöistä, sekä hoitaa kantaverkkoa hyvien omaisuudenhallinnan periaatteiden mukaisesti.

Työturvallisuus-, ympäristö- ja maankäyttökysymykset otetaan pitkäjänteisesti huomioon kaikissa kantaverkon elinkaarenhallinnan vaiheissa. Sidosryhmien, yhtiön henkilöstön ja palvelutoimittajien yleistä turvallisuutta sekä ympäristöturvallisuutta edistetään



aktiivisesti uusilla toimintatavoilla, koulutuksella ja ohjeistuksella sekä toiminnan valvonnalla. Vastuulliset liiketoimintatavat ovat Fingridin strateginen valinta, mihin sisältyy myös hankintaketjujen vastuullisuudesta huolehtiminen.

**Tavoitteiden saavuttamiseksi Fingrid toimii vuorovaikuttaisesti asiakkaiden, muiden kantaverkkoyhtiöiden, viranomaisten, maanomistajien ja muiden yhteistyötahojen kanssa sekä varmistaa alan palvelujen saatavuuden.**



# Verkon kehittämisperiaatteet

Verkon kehittämisen lähtökohtina ovat asiakkaiden ja yhteiskunnan tulevat tarpeet, Euroopan ja Itämeren alueen sähkömarkkinoiden toimivuuden edistäminen, käyttövarmuustason säilyttäminen, kustannustehokkuus sekä verkon ikääntymisen hallinta. Sähköjärjestelmän murros aiheuttaa merkittäviä muutoksia siirtotarpeisiin ja tekee niistä vaikeammin ennustettavia. Fingridin verkon kehittäminen perustuu laajaan ja vuorovaikutteiseen yhteistyöhön lukuisien sidosryhmien kanssa. Fingrid hankkii tietoa asiakkaidensa tarpeista ja suunnitelmista luottamuksellisella sekä suunnitelmallisella yhteistyöllä. Sähkömarkkinoiden kehittämistarpeita analysoidaan yhteistyössä eri markkinaosapuolten kanssa. Ylikansallisia ennusteita ja analyysyjä tehdään myös yhteistyössä muiden kantaverko-organisaatioiden kanssa.

Verkon kehittämisessä Fingrid pyrkii hallitsemaan toimintansa ympäristö- ja turvallisuusvaikutuksia. Tavoitteena on minimoida haittavaikutukset yleisen edun ja teknistaloudellisten reunaehtojen rajoissa. Kantaverkon rakentamisesta, käytöstä ja ylläpidosta aiheutuu erilaisia ympäristövaikutuksia. Ympäristövaikutusten minimointi ja

hallinta ovat tärkeä osa Fingridin käytännön toimintatapoja. Lainsäädännön velvoitteiden ja ohjeistuksen noudattaminen sekä ajantasaisten suunnitelmien ylläpitäminen poikkeustilanteiden varalle toimivat ympäristönhoidon ja ympäristöriskien hallinnan kulmakivinä. Fingrid osallistuu aktiivisesti maankäytön suunnitteluun, jotta verkon kehittämiseen tarvittavat maankäytön varaukset ja niihin liittyvät vaikutukset ympäristöön huomioidaan alueiden kaavoituksessa. Maankäyttö- ja rakennuslain valtakunnallisten alueidenkäyttötavoitteiden mukaisesti voimajohtoja suunniteltaessa hyödynnetään ensisijaisesti olemassa olevia voimajohtoreittejä.

Verkon kehittämistä ohjaavat eurooppalaiset verkkosäädökset. Mitoitussääntöjen soveltamista ja siirtokapasiteetin määrittämistä ohjaa Fingridin sisäinen ohjeistus. Näihin periaatteisiin Fingrid on sitoutunut kantaverkkosopimuksissa. Erityisen haitallisten vikojen riskejä Fingrid voi omalla päätöksellään vähentää tavanomaista käytäntöä varmemmalla mitoituksella. Fingrid huolehtii asettamiensa järjestelmätekniisten vaatimusten ja liittymisehtojen kautta siitä, että voimajärjestelmä mitoitetaan häiriöiden sietokyvyltään riittäväksi.

Fingridin verkkoa kehitetään pitkällä aikavälillä teknistaloudellisesti optimoiden, mutta kuitenkin varmistaen samalla tulevaisuuden toimintaedellytykset. Tätä varten Fingrid laatii ja ylläpitää kantaverkon kehittämissuunnitelmaa, jota koordinoidaan Itämeren alueen ja koko Euroopan kattavien verkkosuunnitelmien kanssa. Verkon kehittämissuunnitelma ja investointiohjelma perustuvat tulevaisuuden siirtoennusteisiin ja verkon uusimistarpeiden pohjalta tehtyihin verkkosuunnitelmiin. Verkon vahvistustarpeet pyritään sovittamaan yhteen kunnosapito-, perusparannus- ja uusimistarpeiden kanssa. Toteutettavat investoinnit ovat kansantaloudellisesti kannattavia tai mitoituseriaa täyttämiseksi välttämättömiä. Lisäksi toteutukseen valittujen hankkeiden tulee olla kustannustehokkaita ja ne tulee sovittaa yhtiön taloudenpitoon.

Verkon kehittämisen onnistumista mitataan analysoimalla kapasiteetin riittävyyttä, käyttövarmuutta, hankkeiden laatua ja kustannuksia sekä seuraamalla kehityshankkeiden toteutumista. Fingridin verkon kehittämisen ja kunnonhallinnan periaatteet löytyvät Fingridin internetsivuilta.

# Kehittämisprosessi

## Kantaverkon kehittämisen kansainvälinen yhteistyö

Kansainvälistä verkkosuunnittelua tehdään usealla tasolla. Näitä ovat Euroopan, Itämeren alueen ja Pohjoismaiden väliset suunnitelmat. Lisäksi tehdään yhteisiä kahdenvälisiä suunnitelmia naapurikantaverkkoyhtiöiden kanssa.

Eurooppalainen yhteistyö tapahtuu ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators - Electricity) järjestössä. ENTSO-E:hen kuuluu 42 kantaverkkoyhtiötä 35 maasta. Järjestön tehtävänä on kehittää sähkömarkkinoita ja tehostaa kantaverkkoyhtiöiden yhteistyötä sekä harmonisoida markkina- ja teknisiä sääntöjä yhteistyössä EU:n komission ja sähkömarkkinaviranomaisten yhteistyöelimen ACERin (Agency for the Cooperation of Energy Regulators) kanssa. ENTSO-E:n tehtävänä on myös laatia kymmenvuotissuunnitelmat (Ten Year Network Development Plan, TYNDP) Euroopan sähköverkkojen kehittämiseksi. Eurooppalainen kymmenvuotinen verkkosuunnitelma perustuu ENTSO-E:n sekä

kaasuverkkoyhtiöitä edustavan ENTSOE:n yhdessä laatiin tulevaisuuden skenaarioihin.

ENTSO-E:n puitteissa verkkosuunnittelua tehdään myös alueellisella tasolla. Suomi kuuluu Itämeren alueen suunnitteluryhmään yhdessä Viron, Latvian, Liettuan, Ruotsin, Norjan, Tanskan, Saksan ja Puolan kanssa. Itämeren alueen kantaverkkoyhtiöt käynnistivät myös vuodenvaihteessa 2020-2021 uuden meritulivoiman tarvitseman infrastruktuurin edistämiseen keskittyvän hankkeen, Baltic Offshore Grid Iniativen.

Euroopan Komission johtamana Priority Corridor Baltic Energy Market Integration Plan (BEMIP) alueryhmään kuuluu samat valtiot kuin ENTSO-E:n Itämeren alueryhmään. BEMIP-ryhmässä mukana ovat kantaverkkoyhtiöiden lisäksi maiden ministeriöt ja regulaattorit. BEMIP-ryhmän ensisijaisena tavoitteena on integroida Baltian maat Euroopan sähkömarkkinoihin.

ENTSO-E ja BEMIP yhteistyön lisäksi kansainvälistä verkkosuunnitteluyhteistyötä tehdään myös pohjoismaisessa kontekstissa liittyen erityisesti synkronialuetta koskeviin asioihin. Suomen naapurimaiden Ruotsin,

Norjan, Viron ja Venäjän kantaverkkoyhtiöiden kanssa Fingrid tekee myös kahdenkeskisiä selvityksiä esimerkiksi kapasiteettitarpeesta ja uusien yhteyksien sijoittumisesta ja tekniikasta.

Analysoitaessa uusien rajasiirtoyhteyksien tarvetta investoinnit perustuvat laskelmiin kansantaloudellisista hyödyistä. Tämä tarkoittaa, että Fingrid toteuttaa sellaisia rajasiirtoinvestointeja, joiden ennakoitua hyödyt markkinaosapuolille ovat suuremmat kuin investoinnista aiheutuvat kustannukset. Hyödyt markkinaosapuolille kattavat sähkön käyttäjien saamat hyödyt (ns. kuluttajan ylijäämän muutos) sekä sähkön tuottajien saamat hyödyt (ns. tuottajan ylijäämän muutos), minkä lisäksi laskelmissa huomioidaan kantaverkkoyhtiöiden keräämien pullonkaulatulojen muutos. Lisäksi arvioidaan muita hyötyjä kuten sähkön riittävyteen, uusiutuvan energian integrointiin, hiilidioksidipäästöihin, sähköjärjestelmän tekniseen toimintaan tai joustavuuteen liittyvät hyödyt. Vastaavasti kustannuksista huomioidaan investointikustannukset, käyttö- ja kunnossapitokustannukset sekä ympäristövaikutukset. Lisäksi huomioidaan vaikutus

järjestelmän siirtöäviöihin, mikä voi olla hankkeesta riippuen positiivinen tai negatiivinen. Näin toteutettuja kustannus-hyötyanalyyssejä tehdään sekä yleiseurooppalaisella tasolla ENTSO-E:n toimesta, että kahdenvälisesti Fingridin ja naapuriverkkoyhtiöiden kesken.

### Verkkosäännöt

Verkkosäännöt ovat osa Euroopan energiapolitiikan työkalupakkia, joilla pyritään turvaamaan sähkön saannin luotettavuus sekä edistämään kilpailun toimivuutta ja päästövähennyksiä sähkösektorilla. Verkkosääntöjen valmistelussa keskeisiä toimijoita ovat olleet Euroopan komissio sekä eurooppalaiset kantaverkonhaltijat yhteistyöjärjestönsä ENTSO-E:n kautta ja energia-alan valvontaviranomaiset yhteistyövirastonsa ACER:n kautta. Myös eri sähkömarkkinaosapuolia kuullaan laajasti verkkosääntöjä valmisteltaessa.

Lainsäädännölliseltä statukseltaan verkkosäännöt ovat eurooppalaisia asetuksia eli ne ovat EU:n jäsenvaltioissa suoraan voimassa olevaa lainsäädäntöä. Eurooppalaisena lainsäädäntönä verkkosäännöt menevät ristiriitatilanteissa kansallisen lainsäädännön edelle. Verkkosääntöjen käyttöönotosta vastaavat jäsenvaltiot.

Verkkosäännöt jaetaan kolmeen ryhmään: liityntöjä, verkon käyttöä sekä sähkömarkkinoita koskeviin verkkosääntöihin. Liityntäsääntöjen tavoitteena on luoda toimin-

nalliset kriteerit kanta- ja jakeluverkkoihin liitettävälle tuotantolaitoksille, kulutukselle ja HVDC-laitteistoille.

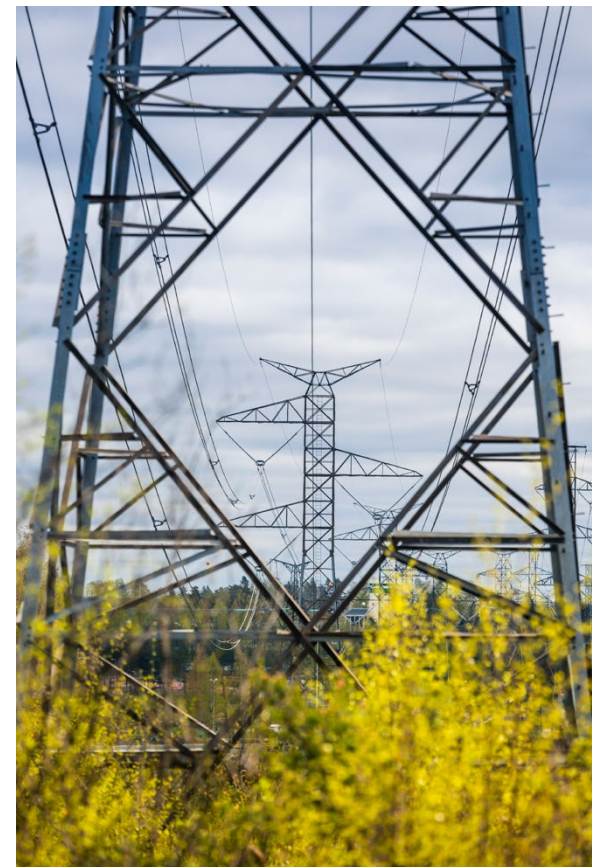
Eurooppalaiseen lainsäädäntöön perustuvia verkkosääntöjä ovat:

- Requirements for Generators, RfG
- Demand Connection Code, DCC
- High-Voltage Direct Current Connections, HVDC

ja lisäksi sähkövarastojen liittämistä varten on laadittu kansallinen vaatimusdokumentti sähkövarastojen järjestelmätekniset vaatimukset (SJV2019).

Fingrid on implementoinut liityntäsääntöjen määräykset (RfG ja DCC) osaksi Voimalaitosten järjestelmäteknisiä vaatimuksia (VJV), Kulutuksen järjestelmäteknisiä vaatimuksia (KJV) ja Yleisiä liittymisehtoja (YLE). Suurjännitteisille tasasähköjärjestelmille (HVDC) on omat järjestelmätekniset vaatimukset. Uudet järjestelmätekniset vaatimukset otettiin käyttöön vuonna 2018 ja liittymisehdot vuonna 2017.

Edellä mainittuja järjestelmäteknisiä vaatimuksia (VJV/KJV/SJV/HVDC) täydennetään tarvittaessa nykyistä vaatimus pohjaa selventävin ohjein. Itse vaatimusdokumenttien laajempi päivitys toteutetaan noin vuonna 2023. Yleiset liittymisehdot päivitetään 2021 ja tästä seuraava päivitys tehdään tarveperusteisesti.





## Kansalliset verkon kehittämismenetelmät

Kantaverkkosuunnittelu voidaan jakaa esimerkiksi kolmeen osaan: päävoimansiirtoverkon suunnittelu, alueellinen verkkosuunnittelu ja liityntöjen suunnittelu. Yleisellä tasolla päävoimansiirtoverkon suunnittelulla tarkoitetaan suunnittelua, joka kohdistuu lähinnä 400 ja 220 kV verkkoon. Vastaavasti alueellisessa verkkosuunnittelussa arvioidaan lähinnä 110 kV verkon kehittämistarpeita. Muuntotarpeiden arviointi rajautuu pääosin alueelliseen verkkosuunnitteluun.

Luonnollisesti kantaverkkoa on kuitenkin suunniteltava kokonaisuutena ja yllä esitetty jako on vain suuntaa antava. Nykyisessä toimintaympäristössä päävoimansiirtoverkon suunnittelua, alueellista verkkosuunnittelua ja liityntöjen suunnittelua ei voi enää tehdä irrallisina toisistaan vaan jokaisen näkökulman tarpeet on otettava huomioon kokonaisuuden suunnittelussa. Tällä hetkellä suunniteltuja liityntöjä on paljon ja niiden koot ovat suuria. Tämän takia liitettävyytstarkastelut vaativat laajojakin alueellisia suunnitelmia myös päävoimansiirtoverkon tasolla. Lisäksi on tehtävä vaihtoehtoisia suunnitelmia erilaisia kehityskulkuja silmällä pitäen.

Pitkällä aikavälillä tulevaisuuden epävarmuuksiin varaudutaan visiotyön avulla, jossa tarkastellaan kantaverkon siirtojen kehittymistä erilaisissa tulevaisuuden kuvissa.

### Visiotyö

Kantaverkkoa suunnitellaan aina kokonaisuutena ja tulevaisuutta ajatellen. Fingrid on julkaissut alkuvuodesta 2021 verkkovision, joka tarkastelee vuosia 2035 sekä 2045 kantaverkon kehitystarpeiden kannalta. Verkkovisio on näkemys verkon kehittämistarpeista pitkällä aikavälillä perustuen sähkön tuotanto- ja kulutusrakennetta kuvaaviin tulevaisuuden skenaarioihin. Verkkovision päämääränä on esittää kantaverkon päävoimansiirtoverkon kehittämistarpeet, jotka palvelisivat mahdollisimman montaa eri tulevaisuuden kuvaa.

Visio pohjautuu näkemyksiin tulevaisuuden haasteista ja tarpeista sähkönsiirrossa. Tällä hetkellä verkkovisiota hallitsee Suomen ja Euroopan Unionin hiilineutraalisuustavoitteiden mukainen siirtyminen fossiilista polttoaineista uusiutuviin energiamuotoihin, joiden kilpailukyky paranee kaiken aikaa. Järjestelmän on vastattava tulevaisuudessakin siirtotarpeisiin sekä muutoksiin tuotannossa ja kulutuksessa.

Tulevaisuuden epävarmuuksien hallitsemiseksi verkkovisiossa tarkastellaan erilaisia skenaarioita. Näiden avulla määritellään kehityspolkuja ja tulevaisuuden kuvia, joiden laatimisessa käytetään mahdollisimman laajasti hyödyksi

olemassa olevaa tietoa yhtiön sisältä ja ulkopuolelta. Tavoitteena on saada käsitys tulevaisuuden siirtotarpeista ja kantaverkkoon vaikuttavista haasteista sekä siitä, millainen maailma yhtiötä tulevaisuudessa odottaa.

Verkkovisio työtä päivitetään Fingridissä muutaman vuoden välein. Vuonna 2021 verkkovisio avattiin ensimmäistä kertaa myös sidosryhmiemme ja asiakkaidemme kommentoitavaksi ja saamaamme palautetta hyödynnettiin verkkovisioon päätyneiden skenaarioiden hionnassa. Fingridin verkkovisiotyöhön voi tutustua tarkemmin Fingridin verkkosivuilla: [Verkkovisio - Fingrid](#)

### Päävoimansiirtoverkon suunnittelu

Päävoimansiirtoverkko mahdollistaa suurten voimalaistosten ja tuotantokeskittymien liittämisen verkkoon sekä palvelee maiden ja alueiden välisiä voimansiirtotarpeita. Päävoimansiirtoverkoksi lasketaan kantaverkon 400 ja 220 kV yhteydet, joilla katsotaan olevan merkitystä yhteen kytketyn pohjoismaisen synkronijärjestelmän kannalta.

Koko Fingridin hallinnoimaa kantaverkkoa kehitetään pitkäjänteisesti. Pitkävaikutteisia infraratkaisuja suunniteltaessa on kartoitettava toimintaympäristön tulevia epävarmuuksia mahdollisimman laajasti ja pyrittävä joustavuuteen, sillä tehtävien verkkoratkaisujen on palveltava järjestelmää mahdollisimman hyvin myös muuttuvissa

tilanteissa ja tulevaisuuden skenaarioissa. Fingridin tavoitteena onkin kehittää kantaverkkoa siten, että kantaverkko mahdollistaa Suomen ilmastoneutraaliustavoitteiden saavuttamisen ja kantaverkko ei muodostu pullonkaulaksi missään todennäköisessä tulevaisuuden skenaariossa.

Päävoimansiirtoverkon suunnitteluun vaikuttavia tekijöitä ovat mm:

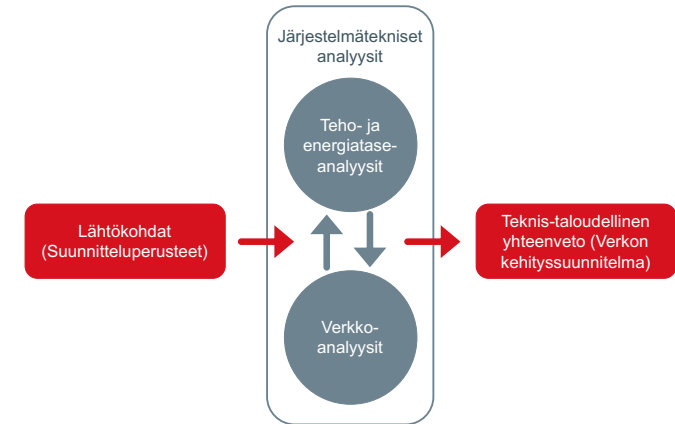
- Lähtökohdat
  - asetetut vaatimukset
  - olemassa oleva järjestelmä
- Muutokset sähkön tuotannossa
  - konkreettiset investointipäätökset
  - ennustettu tuotantokapasiteetin kehittyminen
- Muutokset sähkön kulutuksessa:
  - konkreettiset investointipäätökset
  - ennustettu kulutuksen kehittyminen
- Muutokset sähkön siirrossa rajayhteyksillä
- Analysoitavat tapahtumat annetuissa puitteissa
- Millaisiin vika- ja keskeytystilanteisiin varaudutaan
- Sallitut seuraukset analysoitaville tapahtumille.

Päävoimansiirtoverkon suunnittelussa otetaan huomioon sekä siirtoverkon vahvistustarpeet, että järjestelmätekniset tarpeet. Käytetty päävoimansiirtoverkon nykyisten ja tulevien vahvistustarpeiden analysointimenetelmä sisältää:

- lähtökohtien selvittämisen mukaan lukien kyseeseen tulevat kehitysskenaariot,
- järjestelmätekniset analyysit sisältäen teho- ja energiataseanalyysit sekä verkkoanalyysit,
- teknistaloudellisen vaihtoehtoisten ratkaisujen vertailun ja arvioinnin (taloudellinen arviointi perustuu kansantaloudellisiin teorioihin).

Prosessia on havainnollistettu kuvassa 12 ja prosessin vaiheita suunnittelusta toteutukseen kuvassa 13. Järjestelmätekniset analyysit suoritetaan vuorovaikutteisena prosessina, jossa tulokset teho- ja energiataseanalyseistä muodostavat lähtötiedon verkkoanalyysiin ja toisinpäin.

Kuva 13 havainnollistaa kehittämissuunnitelman eri vaiheita. Kokonaisuudessaan uuden voimajohdon läpimenoaika suunnittelupöydältä valmiiksi johdoksi vie Suomen sisäisillä johdoilla noin 7-10 vuotta ja rajajohdoilla mahdollisesti pidempään. Tulevaisuuden eri kehityskulkuja vastaavat investointitarpeet pyritään havaitsemaan vielä tätäkin aikaisemmin esimerkiksi osana verkkovisiota ja muuta strategista verkkosuunnittelua. On tavallista, että investointitarpeet tarkentuvat prosessin edetessä. Päävoimansiirtoverkon suunnittelussa on myös tärkeä selvittää, miten järjestelmä toimii kokonaisuutena tuotanto- ja kulutusraakenteen muuttuessa ja tarvitaanko tulevaisuudessa erilaista verkkoteknologiaavaloikoomaa kuin mitä nykyisin käytetään.



Kuva 12. Päävoimansiirtoverkon vahvistustarpeiden arviointimenetelmä

Päävoimansiirtoverkon suunnittelussa tärkeitä arviointikriteereitä ovat mm:

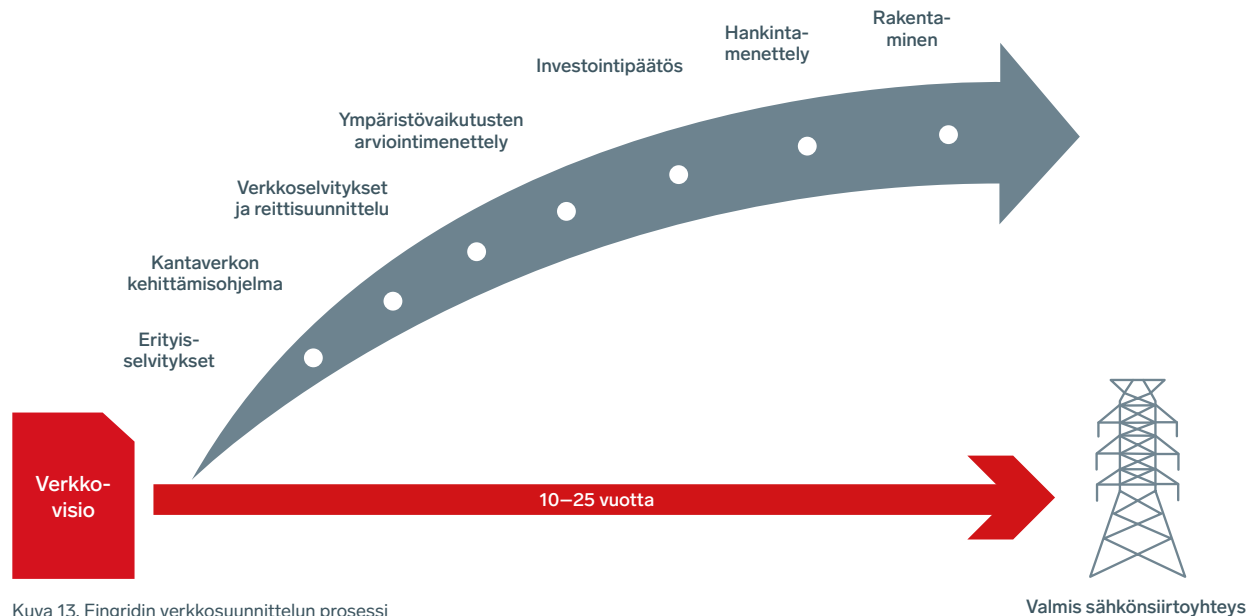
- Verkon käyttövarmuus
- Siirtotarpeita vastaava siirtokapasiteetti
- Hyöty sähkömarkkinaosapuolille ja sähkömarkkinoiden toimivuus
- Sähköpolariskin pienentyminen
- Muutokset siirtohäviöissä
- Liityntämahdollisuuksien luominen
- Järjestelmäpalveluiden kauppa

Suunnittelun tavoitteena on kehittää siirtokapasiteettiä niin, että kapasiteetti on riittävä varmistamaan edellytykset Suomen (pois lukien Kraftnät Ålandin vastuualueeseen kuuluva Ahvenanmaa) säilyttämiseen yhtenäisenä sähkökaupan tarjousalueena. Päävoimansiirtoverkossa siirtokapasiteettia rajoittavina tekijöinä voi termisen kapasiteetin lisäksi olla myös jännite- ja kulmastabiilisuus, jotka on myös huomioitava suunnittelussa. Siirtoverkon investointitarpeita arvioidaan tuotanto- ja kulutusinvestointisuunnitelmiin ja ennusteisiin perustuvien tulevaisuuden kehitysvaihtoehtojen pohjalta teknistaloudellisin siirtokapasiteetti- ja markkinasimulaatioin sekä kustannus–hyöty- analyysein.

Siirtokapasiteettia voidaan kasvattaa esimerkiksi uusilla johtoyhteyksillä sekä investoimalla sarja- ja rinnakkaiskompensointiin. Uusien johtojen rakentamisen ohella

päävoimansiirtoverkon kapasiteettia voidaan lisätä erilaisin säädöin ja loistehon kompensointiratkaisuin. Tämä johtuu siitä, että stabiilisuus rajoittaa usein ennen termistä kapasiteettia. Uusien teknologioiden kehittymisen myötä siirtokapasiteetin kasvattamiseen on tullut myös uusia mahdollisuuksia, kuten esimerkiksi DLR:n hyödyntäminen.

Käyttövarmuus huomioidaan silmukoidun 400 kV päävoimansiirtoverkon mitoituksessa niin sanotulla n–1-kriteerillä. Tämä tarkoittaa varautumista mahdolliseksi katsotuissa suunnittelutilanteissa mihin tahansa yksittäiseen päävoimansiirtoverkon komponentin tai voimalaitoksen vikaan niin, ettei tästä aiheudu kuluttajille tai tuottajille sähkön siirron keskeytystä.



Kuva 13. Fingridin verkkosuunnittelun prosessi



### Alueellisen voimansiirtoverkon suunnittelu

Nykymuodossa alueellista verkkosuunnittelua on tehty 2000-luvun alusta lähtien. Alueellista verkkosuunnittelua varten Suomi on jaettu 12 suunnittelualueeseen, jotka on muodostettu maantieteellisin ja sähkötekniisin perustein. Aluejako on esitetty kuvassa 14. Jokaisen alueen siirtokyvyn riittävyys varmistetaan noin 3–5 vuoden välein laadittavilla aluesuunnitelmissa. Aluesuunnittelussa tarkastelu kohdistuu erityisesti 110 ja 220 kV kantaverkkoon ja sitä tukevaan 400 kV päävoimansiirtoverkkoon. Toimintaympäristön muutoksista johtuen verkkoon liittyvien määrä ja liityntöjen suuruudet ovat kasvaneet huomattavasti, jolloin 400 kV merkitys alueellisessa verkkosuunnittelussa on korostunut. Suunnittelussa huomioidaan kantaverkon lisäksi muiden yhtiöiden omistamat suurjännitteiset jakeluverkot sekä niiden kehityssuunnitelmat ja -tarpeet.

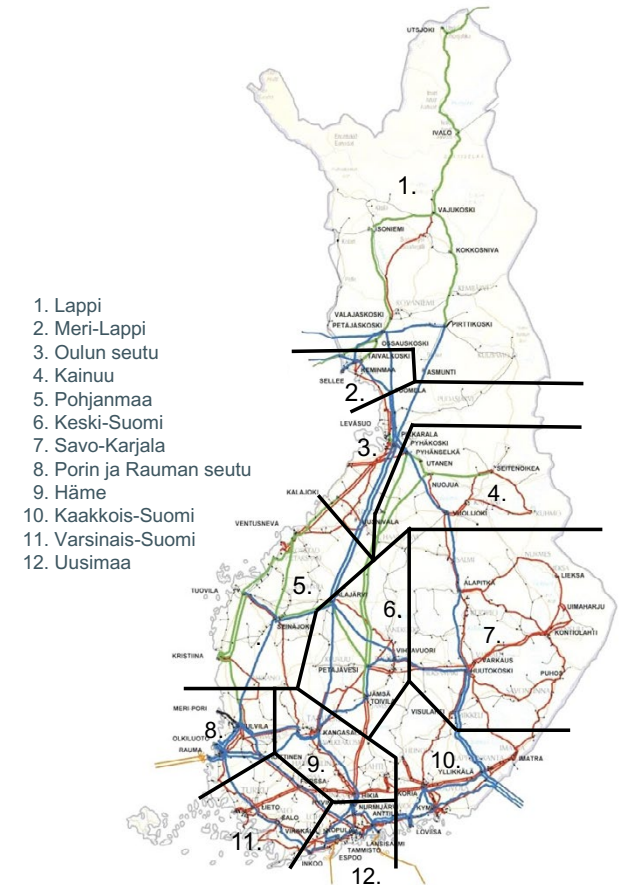
### Alueellisen verkkosuunnittelun lähtökohdat

Suunnittelun lähtökohtana ovat mitoitusperiaatteet. 110 ja 220 kV kantaverkko mitoitetaan niin, että verkon on kestävä yksittäinen vika ilman, että vian seurauksena verkko ylikuormittuu, jännitteet laskevat sallittujen rajojen alapuolelle tai vika laajenee muualle verkkoon. 110 ja 220 kV verkon mitoitus tapahtuu lähinnä termisen siirtokyvyn, oikosulkuvirtojen sekä sallitun jännitealeneman ehdoilla.

Lapissa pitkien etäisyyksien vuoksi myös verkon stabiilius rajoittaa siirtoja. 110 kV verkon mitoituksessa sallitaan yksittäisestä viasta aiheutuva alueellinen toimituskeskeytys.

Verkon mitoittavat tilanteet vaihtelevat suunnittelualueittain. Tietyillä alueilla myös päävoimansiirtoverkon (400 kV) siirrot vaikuttavat voimakkaasti 110 kV rengasverkon kuormittumiseen ja mm. häviöihin. Erityistilanteissa on huomioitava myös kantaverkon poikkeukselliset kytkennät tai pitkäkestoiset verkon keskeytykset. Pääsääntöisesti verkko mitoitetaan kuitenkin kestäväksi minkä tahansa verkkokomponentin vika tai keskeytys. Kunnossapidon ja rakentamisen edellyttämät keskeytykset pyritään ajoittamaan kevyempien siirtojen aikaan.

Alueellisen 110 kV verkon kannalta mitoittavia suunnittelutilanteita voivat olla esimerkiksi talvipäivän huipukuorma, talviyön yö sähköpiikit vesivoiman tuotannon ollessa pientä, suuri tuotantoylijäämä tulva-aikaan keväällä tai suuri alijäämä kesäpäivänä, kun paikalliset voimalaitokset ovat vuosihuollossa. Tuulivoiman tuotannon kokojen kasvaessa on siitä tullut uusi alueellisesti merkittävä ja mitoittava suunnittelun lähtökohta. Perinteisesti Suomen sähkönkulutus on huipussaan talvella pitkän kylmän kauden aikaan. Toisaalta talvella on käytössä enemmän sähkön tuotantokapasiteettia. Kesällä lämmityskuorma on



Kuva 14. Verkon suunnittelualueet

pienempi, mutta jäähdytyskuorma on kasvamassa. Kesällä lauhde- ja vastapainetuotantoa on vähemmän käytössä. Kesällä suoritetaan yleensä voimalaitosten revisiot, jolloin pitkälläkin käyttöajalla toimivat tuotantolaitokset ovat poissa käytöstä. Verkon suuret siirrot voivat siis tapahtua myös kesäaikaan. Haasteen tuo avojohtoverkon terminen siirtokyky, joka on lämpimällä säällä matalimmillaan, sillä ulkolämpötilalla on erittäin suuri vaikutus etenkin voimajohtojen ja muuntajien termiseen kuormitettavuuteen.

Verkon siirtokykylaskennassa voimalaitosten käyttö pyritään mallintamaan mahdollisimman todennukaisesti. Tuulivoima, ja tulevaisuudessa mahdollisesti myös aurinkovoima, asettaa erityisiä ja uudenlaisia haasteita kantaverkon mitoitukselle. Tuulivoiman tuotanto vaihtelee tuulen voimakkuudesta riippuen ja voi muuttua nopeastikin nolllatehon ja nimellistehon välillä, mikä edellyttää, että verkko mitoitetaan suurimman ja pienimmän tuotantotehon mukaan. Tuulivoimalle määritettyjä yleisiä todennäköisyyslukuja tuotannon määrästä eri hetkinä ei voida käyttää alueellisessa verkkosuunnittelussa, koska sääolosuhteiden vaihtelu alueen sisällä voi olla huomattavasti pienempää kuin koko Suomen mittakaavassa. Suomessa kantaverkon mitoitusperiaatteena on, ettei tuotantoa tai kuormaa rajoiteta verkon normaalitilanteessa. Tämän takia tuulivoimatuotannon rajoitusmekanismeja ei tois-

taiseksi ole käytetty verkkosuunnittelun välineenä, kuin ylimenokausina. Vesivoimantuotanto saattaa vaihdella hyvinkin voimakkaasti riippuen vesitilanteesta ja sähkön hinnasta sekä käytettävissä olevasta varastointikapasiteetista. Teollisuuden vastapainevoima ajaa sen teollisuusprosessin ehdoilla, johon se liittyy. Sähköä ja lämpöä tuottavien kaukolämpövoimalaitosten osalta lähtökohdana verkkosuunnittelussa on, että ne ovat ajossa talven huippukuormitustilanteissa. Osa vastapainelaitoksista on suunniteltu siten, että ne voivat ajaa myös lauhdevoimalaitoksina. Tällöin on mahdollista, että laitokset ajavat kevyenkin kuorman aikana. Jatkuvaan käyttöön suunniteltujen voimalaitosten keskeytykset on aikaisemmin käsitelty pääosin poikkeustilanteina. Nykyään voimalaitosten käyttö on aiempaa vaikeammin ennustettavaa johtuen viime aikaisesta murroksesta sähkömarkkinoilla.

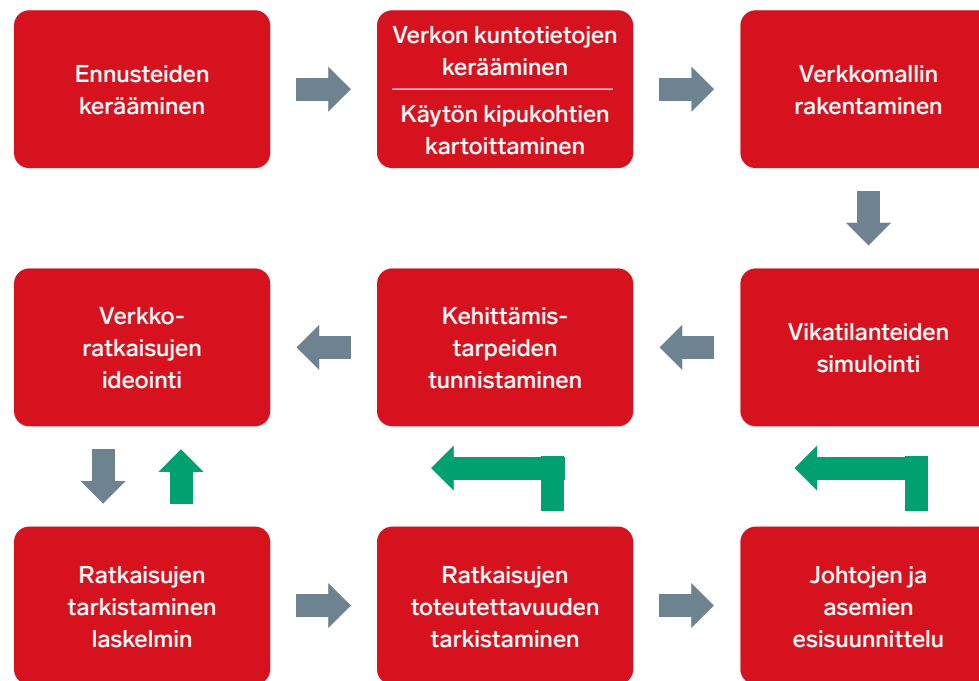


### Aluesuunnitelman eteneminen

Verkkosuunnittelu edellyttää ryhmätyötä, jossa eri osa-alueiden asiantuntijat osallistuvat suunnittelun reuna-ehdojen määrittelyyn ja ideointiin. Kuvassa 15 on esitetty yksinkertaistettu kaavio aluesuunnitelman edistymisestä.

Alueellisen verkkosuunnitelman lähtökohtana ovat luottamukselliset asiakaskeskustelut sähkön tuottajien, suurteollisuuden ja verkkoyhtiöiden kanssa, sekä asiakkaiden näkemykset sähköverkon kehittämistarpeista kyseisellä alueella. Luottamuksellinen ja avoin keskusteluyhteys alan toimijoiden kanssa on olennaisen tärkeää verkon suunnittelun kannalta, sillä on mahdollista, että suurikin teollisuuslaitos pystytään rakentamaan nopeammin kuin sen tarvitsema sähköverkkoliityntä kantaverkkoon. Siirtoverkon rakentamisen lisäksi on varattava aikaa ympäristö- ja maankäyttöasioiden selvittämiseksi ja tarvittavien lupien saamiseksi. Teollisuuden ja voimantuottajien kanssa käytävissä keskusteluissa pyritään kartoittamaan mahdolliset kapasiteetin muutokset ja prosessien tehostamisten vaikutukset kulutukseen tai tuotantoon.

Alue- ja jakeluverkkojen sähkönkulutus- ja verkonkuormaennusteisiin vaikuttaa tarkastelualueen väestön ja asuinalueiden, palvelukeskittymien ja pk-teollisuuden kehittyminen. Verkon suunnittelussa tehdään lisäksi herkkyystarkasteluja kuormien ja tuotannon kehittymisen suhteen. Toteutuneita



Kuva 15. Aluesuunnitelmaprosessin eteneminen





**Verkkosuunnittelu edellyttää ryhmätyötä, jossa eri osa-alueiden asiantuntijat osallistuvat suunnittelun reunaehtojen määrittelyyn ja ideointiin.**

tehoja ja tehonsiirtoja sekä voimantuotannon ajotapaa pystytään arvioimaan historiatietokannan mittauksia analysoimalla. Teollisuuden laajennukset ja supistukset voivat tapahtua nopealla aikataululla, mutta toteutus/investointipäätöksiä voidaan toisinaan joutua odottamaan hyvinkin pitkään. Tämän vuoksi kantaverkkosuunnittelussa on pyrittävä joustaviin verkkokehittämissuunnitelmiin, jolloin sähkön kuluttajien ja tuottajien siirtotarpeet voidaan kattaa, mutta toisaalta ei tehdä yli-investointeja.

Varsinainen verkkosuunnitteluprosessi aloitetaan kehittämistarpeiden kartoituksella. Kehittämistarpeita ovat muun muassa verkon ikääntymisen hallinta, verkon siirtokyky, oikosulkuvirtojen hallinta, sähkönlaatuongelmat (mm. jännitevaihtelut) sekä kytkentä- ja keskeytystarpeisiin liittyvät ongelmat.

Alueellisessa verkkosuunnittelussa tehdään tehonjakolaskentaa siihen soveltuvalla simulointiohjelmistolla. Ennusteiden ja mittausten pohjalta sähköisen simulointiohjelmiston verkkomalliin lisätään kulutukset ja tuotannot kullekin sähköasemalle. Verkon riittävyttä voidaan arvioida tehonjako-ohjelmistolla simuloimalla erilaisia vika- ja poikkeuskytkentätilanteita. Jos verkko ei ole sellaisenaan siirtokyvyltään riittävä, ideoidaan joukko verkkoratkaisuja, joiden riittävyttä tarkastellaan verkostolaskennalla. 110 ja 220 kV verkon suunnittelussa riittävät useimmiten

tehonjako- ja oikosulkuvirtalaskelmat. Erityistapauksissa tehdään dynamiikkalaskentaa, jolla pystytään arvioimaan verkon kulma- ja jännitestabiiliisuutta.

Tehonjakolaskelmilla selvitetään verkon kuormittumista ja jännitteitä vian jälkeisessä tilanteessa sekä häviöitä. Laskennassa huomioidaan myös korvauskytkennät vian jälkeen. Tarvittaessa esimerkiksi Lapissa joudutaan tekemään lisäksi dynamiikkatarkasteluja myös 220 ja 110 kV verkossa johtuen pitkistä siirtoetäisyyksistä. Pääkau-punkiseudulla 110 kV jännitteinen verkko on tiheästi silmu-koitu ja siihen liittyy useita voimantuotantolaitoksia, joten ongelmaksi muodostuu helposti liian suuri oikosulkuvirtataso, jota on rajoitettava esimerkiksi jakamalla verkkoa osiin. Toisaalla oikosulkuteho voi olla myös liian pieni, jolloin nopeasti muuttuvat tai epäsymmetriset kuormat aiheuttavat liiallisia jännitemuutoksia.

Aluesuunnittelussa tehonjakolaskelmia tehdään tulevaisuuden verkkomallilla tavallisesti 5, 10 ja 15 vuoden päähän nykyhetkestä. Tämän lisäksi pyritään arvioimaan mahdollisia kehityssuuntia vielä kauemmas tulevaisuuteen. Toisinaan kaukana tulevaisuudessa esiintyvät verkon kehittämistarpeet ohjaavat verkon suunnittelua ja rakentamista jo lähitulevaisuudessa. Esimerkiksi asemien sijoittelu- ja johtoreittisuunnitelmissa tulee ottaa huomioon kaikki realistiset tulevaisuuden skenaariot.



kantaverkon tulee aina täyttää sille asetetut käyttövarmuuskriteerit ja koko verkon on oltava lähtökohtaisesti yhtenäinen sähkökaupan tarjousalue, tulee ennen liittynän toteuttamista tehdä tarvittavat verkon vahvistustoimenpiteet. Näistä Fingrid päättää ennen liittymissopimuksen solmimista. Käytännössä asiakkaiden liittytärpeet ja muut tuotannon ja kulutuksen muutokset edellyttävät verkon jatkuvaa kehittämistä kokonaisuutena – ei vain liittytöjen osalta.

Fingridin liittymisehdot ja -prosessi on kuvattu Fingridin internetsivuilla. Liittytäpiste sovitaan yhteistyössä liittytjän ja Fingridin kesken. Pääperiaatteena on, että asiakas maksaa liittytntään kiinteän liittymismaksun ja Fingrid huolehtii kantaverkon muutoksista ja mahdollisesti tarvittavista verkko vahvistuksista. Liittytmistapoja ovat kytkinlaitosliittytntä, voimajohtoliittytntä ja uutena pilottihankkeena tulossa liittytntäasema, josta kerrotaan tarkemmin omissa kappaleissaan. Liittytntäasema ei tuo kantaverkkoon lisää liittytntäkapasiteettia, vaan lisää ainoastaan verkon käyttövarmuutta.

Kytkinlaitosliittytntällä tarkoitetaan Fingridin sähköaseman 400, 220 tai 110 kV kytkinlaitokseen tehtävää liittytntää. Teknisistä syistä sähkötehoitaan 250 MW ja tätä suuremmat liittytntät liitetään ensisijaisesti 400 kV kytkinlaitokseen. Sähköjärjestelmän käyttövarmuussyistä 400 ja 220 kV jännitetasoilla liittytntä tapahtuu aina Fingridin sähköasemalla.

Suomessa kantaverkon voimajohtot ovat maantieteellisistä siirtoetäisyyksistä johtuen pitkiä ja kytkinlaitokset harvassa. Tästä johtuen sallitaan liittytntät myös 110 kV voimajohtoon huomioiden voimajohtoon käytettävissä oleva siirtokapasiteetti ja muut tekniset ehdot. Voimajohtoliittytntällä tarkoitetaan kiinteästi tai kytkinlaitteella kantaverkon 110 kV voimajohtoon liittytntää haarajohtoa tai sähköasemaa. Yleisten liittytntisehtojen päivityksen jälkeen (YLE2021) voimajohtoliittytntään liittytntän yksittäisen muuntajan suurin sallittu nimellisteho on 40 MVA ja pienin sallittu oikosulkureaktanssi on 48,0 ohmia.

Liittytntissopimukseen kuuluvissa Fingridin yleisissä liittytntisehdoissa (YLE) on määriteltty sähköverkkoon liitettävien sähkölaitteistojen yleiset tekniset vaatimukset. Liittytntisehdoilla varmistetaan liitettävien verkkojen tekninen yhteensopivuus sekä määritellään liittytntää koskevat oikeudet, vastuut ja velvollisuudet.

## Fingridin investointisuunnitelman muodostuminen

Kantaverkon investointisuunnitelmassa ylläpidetään suunnitelmaa kantaverkkoon tehtävistä investoinneista. Inves-

tointisuunnitelma kattaa kantaverkon uus- ja korvausinvestoinnit seuraavalle kymmenelle vuodelle. Hankkeet päätyvät investointisuunnitelmaan verkkosuunnitelmissa ja kunnonhallintasuunnitelmissa määritelttyjen tarpeiden perusteella. Investointisuunnitelma on sen hetkinen paras arvio tulevista hankkeista ja siinä on määriteltty investointihankkeiden laajuudet, aikataulut sekä arvioidut vuosittaiset kustannukset. Fingridin investointisuunnitelmaa arvioidaan ja päivitetään useamman kerran vuodessa. Jos toimintaympäristössä tapahtuu muutoksia, investointisuunnitelmaa päivitetään vastaamaan muuttunutta tilannetta.

Investointisuunnitelman avulla ennakoidaan muun muassa ulkoisten ja sisäisten resurssien riittävyttä sekä tehdään talouden suunnittelua. Investointisuunnitelma ei ole vielä investointipäätös, vaan päätös tehdään, kun hankkeen tarve on realisoitunut ja hankkeen toteutus alkamassa. Toimintaympäristön ollessa vaikeasti ennustettava voi tapahtua paljon muutoksia nopeassakin aikataulussa. Tämän vuoksi Fingridin investointisuunnitelman on oltava ketterä ja joustavasti päivityvä. Lisäksi investointisuunnitelman ohella on selvityksessä joukko vaihtoehtoisia ratkaisuita, jotka tarvittaessa siirretään investointisuunnitelmaan.

Investointisuunnitelman raportointia ja päivitysprosessia on kehitetty ja kehitetään jatkuvasti, jotta tilannekuva olisi kokoajan paras mahdollinen ja helposti nähtävillä.



# Kehittämissuunnitelman lähtökohtia





# Fingridin kantaverkko ja Suomen sähkönsiirtojärjestelmä

Suomen voimajärjestelmä koostuu voimalaitoksista ja kuluttajista sekä näitä yhdistävistä kantaverkosta, suurjännitteisistä jakeluverkoista ja jakeluverkoista. Käytännössä sähköä siirretään kantaverkossa suoraan suuryhtiöille ja kulutusalueille edelleen jaeltavaksi. Paikallinen siirto pienkäyttäjille tapahtuu jakeluverkoissa. Suomen sähköjärjestelmä on osa yhteispohjoismaista voimajärjestelmää Ruotsin, Norjan ja Itä-Tanskan järjestelmien kanssa. Lisäksi Suomi on yhdistetty tasasähköyhteyksin Venäjän ja Viron järjestelmiin. Vastaavasti yhteispohjoismainen järjestelmä on kytketty Keski-Euroopan ja Liettuan järjestelmään tasasähköyhteyksin.

Kantaverkko on sähkön siirron runkoverkko, johon kuuluvat 400 ja 220 kV sekä sähkönsiirron kannalta keskeisimmät 110 kV voimajohdot ja sähköasemat. Sähkömarkkinalain mukaan Fingridin on nimettävä ja julkaistava kantaverkkoonsa kuuluvat voimajohdot, sähköasemat ja muut laitteistot kunkin siirtopalvelujen hinnoittelua koskevan valvontajakson ajaksi viimeistään yhdeksän

kuukautta ennen valvontajakson alkamista. Fingrid Oyj:n sähkönsiirtoverkko on esitetty kuvassa 16.

Kantaverkko palvelee sähkön tuottajia ja kuluttajia mahdollistaen toimivan sähkömarkkinan koko maassa sekä myös valtakunnan rajat ylittävän kaupan. Valtaosa Suomessa kulutetusta sähköstä siirretään kantaverkon kautta. Fingridin vastuulla ovat kantaverkon kehittäminen, käyttö ja ylläpito sekä sähkömarkkinoiden edistäminen. Lisäksi tehtävänä on osallistua eurooppalaisen yhteistyöjärjestö ENTSO-E:n toimintaan ja tarkemmin eurooppalaisten verkkosääntöjen laadintaan sekä rajat ylittävään verkkosuunnitteluun.



Kuva 16. Fingrid Oyj:n sähkönsiirtoverkko

# Kantaverkon elinkaaren hallinta

Kantaverkko muodostuu voimajohdoista ja sähköasemista, jotka puolestaan koostuvat monista erilaisista komponenteista ja rakennesista. Näillä osilla on erilaiset elinkaaret erilaisine huolto- ja kunnossapitotarpeineen sekä eripituiset eliniät, joiden päätyttyä ne viimeistään on korvattava uusilla. Kantaverkko-omaisuudesta vain tontit ja johtokatu- jen käyttöoikeudet ovat ikääntymätöntä omaisuutta.

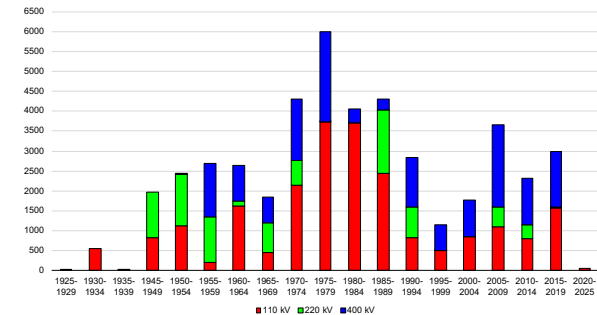
Sähköasemalla on luontaisesti eri-ikäisiä komponentteja, sillä sähköasemia harvoin rakennetaan heti lopulliseen laajuuteen. Laajennuksille varataan tilaa ja niitä tehdään tarvittaessa, minkä vuoksi sähköaseman ikää on tarkasteltava komponentteittain. Voimajohdon ikä on yksikäsitteisempi, vaikka sitäkin hämärtävät myöhemmin esimerkiksi johtimien vaihdot ja lisäykset. Voimajohto on yleisesti ottaen selvästi pitkäikäisempi kuin sähköasema. Voimajohdon osien pitoaikaodotteet ovat 35 ja 80 vuoden välillä; lyhimät maahan upotetuilla puupylväillä, pisimmät teräspylväillä. Asemakomponenttien pitoaikaodotteet ovat selvästi lyhyemmät, 30 ja 60 vuoden välillä. Lisäksi sähköasemien toisilaitteiden elinkaari on primäärilaitteita huomattavasti lyhyempi. Seuraavissa

Muuntajat	60 v	Ylijännitesuojat	40 v
Katkaisimet	40 v	Kondensaattorit	40 v
Erottimet	40 v	Öljyreaktorit	45 v
Mittamuuntajat	35 v	Kuivareaktorit	30 v

taulukoissa on esitetty valvontamallin mukaiset verkonsien tekniset eliniät.

Suomen kantaverkko on saavuttanut nykyisen muotonsa yli 80 vuoden aikana. Vanhimmat käytössä olevat 110 kV voimajohdot rakennettiin jo 1930-luvulla. Suurin osa kantaverkon vanhimmista osista on jo perusparannettu tai korvattu uusilla. Hyvin iäkkäitä voimajohtoja on kuitenkin vielä käytössä. Sähköasemilla sen sijaan vanhimmat laitekannat on jo kauan sitten korvattu uusilla. Tällä hetkellä kantaverkon keski-ikä on noin 26 vuotta. Johtojen keski-ikä on 32 vuotta, mikä on yli kymmenen vuotta suurempi kuin asemien suurjännitekomponenttien 18 vuoden keski-ikä. Johtojen kokonaispituudesta noin kuudennes on yli 50 vuoden ikäistä, kun asemalaitteista vain alle 5 prosenttia on yli 40 vuoden ikäistä.

Komponentin elinkaaren lähestyessä loppuaan sen



Kuva 17. Fingridin pylväiden ikäjakauma

korvaaminen uudella pyritään tekemään oikea-aikaisesti, ennen kuin vaurioista ja lisääntyvistä vioista koituu haittaa. Oikeaan ajankohtaan vaikuttavat kunnan lisäksi monet muutkin seikat, kuten käyttökeskeytysten saamismahdollisuudet ja sopivat uusimiskokonaisuudet. Joskus voidaan tietoisesti myöhästyttää korvausinvestointia. Elinkaaria voidaan pidentää korjauksilla ja perusparannuksilla. Näin voidaan saada nopeimmin ikääntyvät osat kestävämpään sopivan kokonaisuuden mielekkääseen uusimisajankohtaan. Lykkäämisestä johtuva verkon käyttövarmuuden vähäinen heikentyminen sallitaan. Käyttö- ja henkiloturvallisuuden tasosta ei kuitenkaan tingitä.

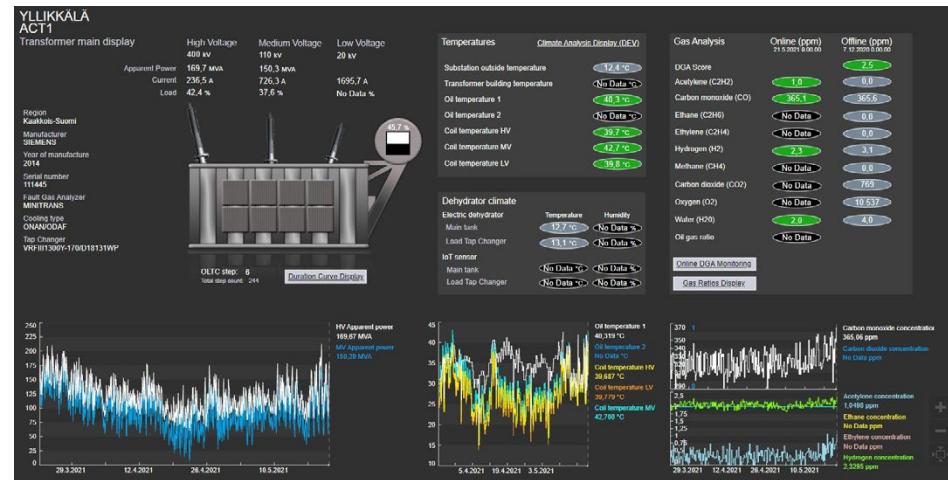
Kaikki verkon komponentit eivät yllä normaaliin elinkaareen kunnossapidosta huolimatta, vaan joskus huonoja yksilöitä ja komponenttityyppejä joudutaan uusimaan ennenaikaisesti. Ulkoisista syistä vioissa vaurioituneet komponentit täytyy korvata välittömästi. Kuormituksen kasvaessa, teknisiltä ominaisuuksiltaan riittämättömäksi käyneen verkon osan tilalle voidaan joutua vaihtamaan vahvempi (esim. 220 kV jännitetasosta 400 kV siirtyminen). Vanha laite voidaan korvata uudella ylivertaisten teknisten ominaisuuksien tai häviöiden pienenemisen vuoksi. Tarpeettomaksi käynyt komponentti tai verkon osa voidaan siirtää uuteen paikkaan tai poistaa käytöstä kokonaan. Myös turvallisuus- ja ympäristösyistä voidaan tehdä ennenaikaisia korvausinvestointeja.

Elinkaarien optimoinnissa tärkeä työkalu on komponenttien historiatiedot sisältävä kattava ja ajantasainen verkkotietojärjestelmä. Sen avulla voidaan elinkaarien suunnittelussa ottaa huomioon kaikki hankinnassa, käytössä, tarkastuksissa ja kunnossapidossa syntyneet tiedot. Lisää päätöksenteossa tarvittavaa taustatietoa tuo verkkoyhtiöiden kansainvälinen yhteistyö, jonka ansiosta saadaan muun muassa muutoin hitaasti kertyvää kokemusperäistä tietoa komponenttien käytöstä ja vioista. Uusien digitaalisten kunnonvalvonta ratkaisujen avulla voidaan uudella tavalla ennakoida vikojen kehittymisen seuranta ja näin parantaa näkyvyyttä laitteiden ja omai-

suuden kuntoon. Uusi tekniikka vähentää kunnossapitotyöstä ja vioista aiheutuvia keskeytys Haittoja sekä kohdentaa kunnossapitotyöt tarkemmin tarveperusteisesti. Näin pystytään entisestään parantamaan kustannustehokkuutta.

Kantaverkon käyttövarmuus pyritään pitämään hyvällä tasolla ikääntymisestä huolimatta. Ikääntyvän verkon saneeraus-, komponenttien korjaus-, elinkaarien jatkamis- ja korvausinvestointien ajoittamispäätökset ovat keskeisen

tärkeitä kantaverkko-omaisuuden kustannustehokkaassa ja laadukkaassa hallinnassa. Kantaverkon kehittämissuunnitelman ylläpidon tärkeä osa on kunnonhallinnan ja verkkosuunnittelun tiivis yhteistyö. Kuntoselvityksillä ja muilla tavoin kerätyt kantaverkon kunnossapito- ja perusparannustarpeet kerätään verkko-omaisuuden hallintajärjestelmään. Näistä tarpeista muodostetaan toteutettavia kokonaisuuksia, jotka toteutetaan parantavana kunnossapitona tai erillisenä isompana perusparannushankkeena.



Kuva 17. Digitaalinen kunnonvalvonta – Asset Intelligence näyttö muuntajasta



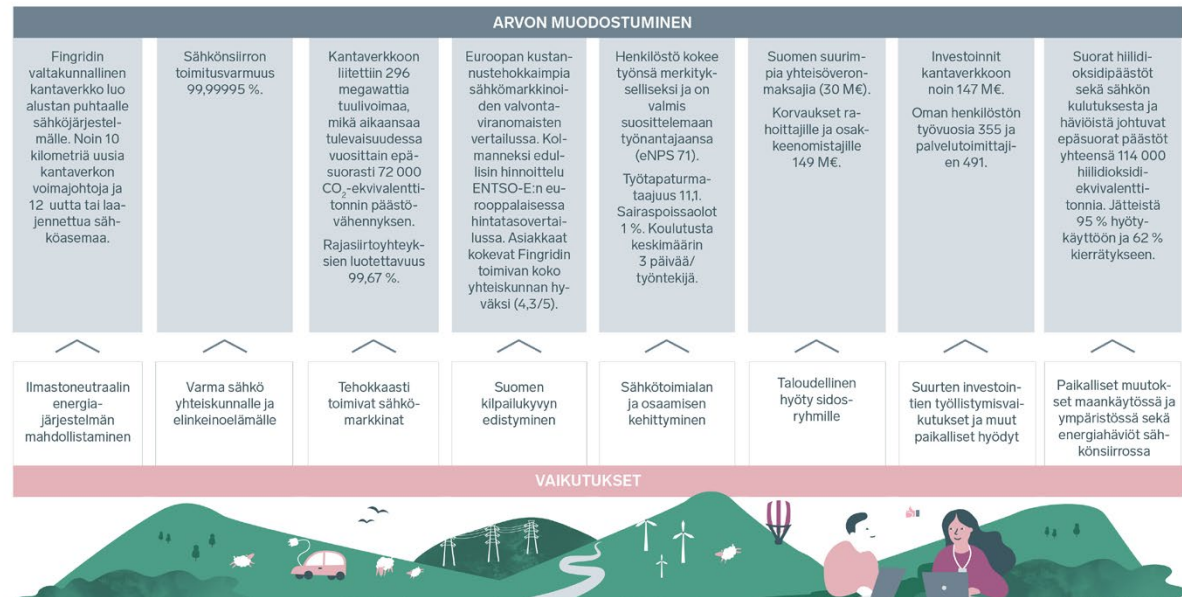
# Vastuullisuus (ESG)

Fingrid huolehtii ihmisistä, toimintansa ympäristövaikutuksista ja hyvistä hallintotavoista, samalla kun turvaa suomalaisille varman sähkön ja mahdollistaa ilmastotavoitteiden saavuttamisen. Fingrid edistää liiketoiminnallaan erityisesti Yhdistyneiden kansakuntien kestävä kehityksen ilmastotekoihin, energiaan ja infrastruktuuriin liittyviä globaaleja SDG-tavoitteita (Sustainable Development Goals).

Fingridissä tehdään merkityksellistä työtä ja liike-toiminta luo arvoa koko suomalaiselle yhteiskunnalle. Sähkön siirron korkea toimitusvarmuus on koko yhteiskunnan toimivuuden kannalta erittäin keskeistä. Edullisella ja vakaalla kantaverkkohinnoittelulla Fingrid edistää Suomen kilpailukykyä. Energiamurroksessa Fingridillä on keskeinen tehtävä varmistaa, että kantaverkko ja sähkömarkkinat mahdollistavat ilmastomuutoksen torjumisen.

Seuraavissa kappaleissa käydään läpi etenkin verkkosuunnitteluun vaikuttavia vastuullisuuden osa-alueita.

## Fingridin luoma arvo vuonna 2020



Kuva 18. Fingridin luoma arvo vuonna 2020

## Puhtaan energijärjestelmän mahdollistaminen

Ilmastotavoitteiden saavuttamiseksi tarvitaan vaikuttavia tekoja ja yhteistyötä. Energia-ala on keskeisessä roolissa ilmastonmuutosta torjuttaessa. Sähkön tuotantorakenne muuttuu uusiutuvan energian osuuden kasvaessa ja säätökelpoisen fossiilisen tuotannon vähentyessä. Tuuli- ja aurinkoenergia ovat jo kannattavia ilman tukia. Fingrid on sitoutunut toimimaan kansainvälisten ilmastotavoitteiden mukaisesti ja maapallon lämpötilan nousun rajoittamiseksi 1,5 asteeseen. Fingrid ei itse tuota sähköä, mutta yhtiö edistää ilmastonmuutoksen torjumista pitämällä huolen siitä, että puhdas tuotanto saadaan liitettyä sähköjärjestelmään ja siirrettyä sähkön tuottajilta sähkön kuluttajille.

Fingrid torjuu osaltaan ilmastomuutosta rakentamalla ja ylläpitämällä kantaverkkoa. Ilmastonmuutoksen torjunnasta seuraava sähkön tuotantorakenteen muutos aiheuttaa muutoksia sähköjärjestelmässä. Lisäsiirtokapasiteetin tarpeen lisäksi tuuli- ja aurinkovoiman lisääntyminen aiheuttaa sähköjärjestelmässä niukkuutta tehosta, joustavuudesta ja järjestelmän inertiasta. Nämä ovat suurimpia haasteista, joihin Fingridin ja sähkömarkkinoiden on pystyttävä lähitulevaisuudessa vastaamaan.

### Fingrid torjuu osaltaan ilmastomuutosta rakentamalla ja ylläpitämällä kantaverkkoa.

Fingrid mahdollistaa uuden energiantuotannon liittämisen kantaverkkoon. Lisäksi Fingrid varmistaa järjestelmäreservien riittävyyden tulevaisuudessa ja valmistautuu joustavan tuotantokapasiteetin vähenemiseen samalla kun kehittää sähkömarkkinoita vähähiilisen sähköjärjestelmän tarpeisiin. Fingridin rooli on tuoda aktiivisesti esille sähkömarkkinamalliin parannusehdotuksia, jotka mahdollistavat markkinaehtoisella ja puhtaalla tiellä pysymisen. Käyttötoimintaan Fingrid hakee uusia ratkaisuja, joilla sähköjärjestelmä toimii



varmasti ja löytää markkinoiden tukemana tuotannon ja kulutuksen tasapainon. Tulevaisuudessa sähkön hinnanvaihtelut lisääntyvät, mikä tuo liiketoimintamahdollisuuksia joustavalle tuotannolle ja kulutukselle sekä sähkön varastointiteknikoille.

Muita tärkeitä ilmastonmuutokseen ja ympäristöön vaikuttavia kehityskohteita ovat sähkön siirtohäviöiden vähentäminen ja energiatehokkuuden parantaminen.

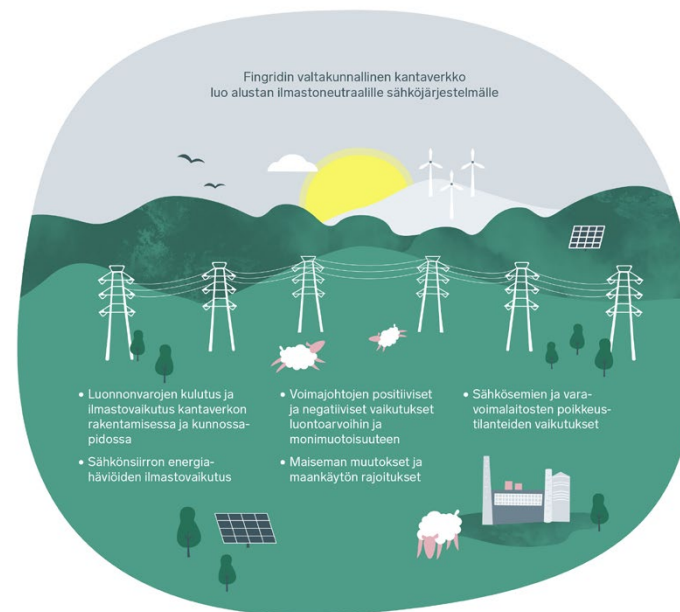
## Ympäristön huomioiminen

Fingridin liiketoiminnalla on merkittävä myönteinen ympäristö- ja ilmastovaikutus. Kantaverkko toimii alustana puhtaalle sähköjärjestelmälle, jota tarvitaan ilmastonmuutoksen torjunnassa. Kuitenkin verkon rakentaminen, kunnossapito ja käyttäminen aiheuttavat samalla hiilijalanjälkeä ja ympäristövaikutuksia. Fingrid varmistaa, että ympäristövaikutukset ja maankäyttökysymykset otetaan pitkjänteisesti huomioon. Seuraavassa kuvassa 19 on esitetty Fingridin merkittävimmät ympäristövaikutukset.

Fingridin suorat hiilidioksidipäästöt sekä sähkön kulutuksesta ja siirron häviöistä johtuvat epäsuorat hiilidioksidipäästöt olivat vuonna 2020 yhteensä 114 000 hiilidioksiditonnia. Päästöistä suurin osa, yli 90 %, aiheutui sähkönsiirrossa syntyviä energiahäviöitä korvaavan sähkön tuottamisesta. Fingrid minimoi häviöitä pitämällä siirtoverkon jännitteen mahdollisimman korkealla sekä tekemällä energiatehokkaita kantaverkkoinvestointeja ja laitehankintoja. Lisäksi häviöiden hiilijalanjälki pienenee sähkön tuotantorakenteen muuttuessa, kun kantaverkko mahdollistaa puhtaaseen sähkөөn siirtymisen. Siirtohäviöiden lisäksi ilmastovaikutusta aiheutuu sähköjärjestelmän vakavissa häiriötilanteissa käynnistettävistä varavoimalaitoksista ja sähköasemalaitteiden voimakkaasta kasvi-

huonekaasusta, rikkiheksafluoridista (SF<sub>6</sub>). Erinomaisista teknisistä ominaisuuksistaan huolimatta SF<sub>6</sub>-kaasu on voimakas kasvihuonekaasu. Siksi Fingrid on päättänyt vähentää sen käyttöä sitä mukaa, kun laitteistot tulevat käyttöikänsä päähän ja uusi teknologia sen mahdollistaa. Ensimmäinen GIS-kytkinlaitostoteutus ilman SF<sub>6</sub>-kaasua valmistuu 2022.

Ympäristövaikutuksia vähennetään kantaverkon elinkaaren kaikissa vaiheissa. Ennen uusien voimajohtojen rakentamista nykyisen sähköverkon siirtokyky hyödynnetään mahdollisimman tehokkaasti. Uusia voimajohtoreittejä suunniteltaessa lähtökohtana on tärkeiden luontokohteiden välttäminen. Pysyviä luontovaikutuksia aiheutuu lähinnä uusille pylväspaikoille ja johtoaukean reunavyöhykkeelle. Metsäalueilla merkittävin pysyvä muutos on johtoaukean muuttuminen puuttomaksi. Voimajohtohankkeiden vaikutukset ihmisiin ja luontoon selvitetään ympäristövaikutusten arviointimenettelylainsäädännön edellyttämällä YVA-menettelyllä tai vaikutuksiltaan vähäisemmissä hankkeissa ympäristöselvityksellä. Maanomistajien kuulemisella on suuri merkitys, jotta voimajohto onnistutaan sovittamaan ympäristöönsä ottaen huomioon eri näkökulmat ja sidosryhmät. Maankäyttö- ja ympäristöpolitiikkamme mukaisesti tavoitteenamme on onnistunut vuorovaikutus maanomistajien ja voimajohtojen naapu-



Kuva 19. Fingridin merkittävimmät ympäristövaikutukset





reiden kanssa. Voimajohtohankkeissa hyödynnetään ensisijaisesti nykyisiä voimajohtokäytäviä maankäyttö- ja rakennuslain valtakunnallisten alueiden käyttötavoitteiden mukaisesti. Asutuksen ja muiden herkkien kohteiden välttäminen on lähtökohtana, jos suunnitellaan voimajohtoreittiä uuteen maastokäytävään. Fingridin tavoitteena on minimoida haittavaikutukset yleisen edun ja teknis-taloudellisten reunaehtojen rajoissa. Haitallisia maankäyttö-, maisema- ja luontovaikutuksia lievennetään myös pylväiden sijoittelulla ja teknisin ratkaisuin (esimerkiksi maanviljelylle aiheutuvia haittoja vähentävät peltopylväät ja lintujen törmäyksiä ehkäisevät voimajohtomerkinnot).

Sähköasemien suunnitteluvaiheessa selvitetään sähköturvallisuuden lisäksi alueen muun maankäytön sekä ympäristönsuojelun näkökohdat. Tavoite on, että uusia muuntoasemia ei sijoiteta pohjavesialueille. Suunnittelussa arvioidaan toiminnasta aiheutuvat ympäristöriskit ja valitaan tapauskohtaisesti sopivat riskien hallintakeinot, kuten vaihtoehtoiset kemikaalit, suojaltaat ja vuodonvalvontalaitteet. Varavoimalaitosten päästöjä pyritään pienentämään teknisillä ratkaisulla, ohjau- ja automaatiojärjestelmillä sekä laitoksen käynnistymistä varmistavien koekäyttöjen suoritustavalla. Asutuksen läheisyydessä lievennetään tarvittaessa uusien sähköasemien ja varavoimalaitosten maisemavaikutuksia. Uusien sähköase-

malaitteistojen valinnassa asetetaan rajoituksia melupäästöille. Meluvaatimusten toteutuminen varmistetaan melumittauksin.

Voimajohdon rakentamisaikana tavoitteenamme on aiheuttaa mahdollisimman vähän haittaa ympäristölle, maanomistajille ja lähialueen asukkaille. Rakentamisen aikana turvataan kuitenkin aina ensisijaisesti sähkön saanti ja kantaverkon käyttövarmuus, mikä voi rajoittaa työvaiheiden ajoittamista rounta-aikaan tai muuhun ympäristön kannalta sopivaan ajankohtaan. Suunnittelussa tunnistettujen luontoarvojen säilyminen voimajohdon rakentamisen aikana varmistetaan erillisellä ohjeistuksella. Kemikaaliturvallisuus varmistetaan varastoimalla poltto- ja voiteluaineet asianmukaisesti, varautumalla vuodonkorjuntatarvikkeilla sekä ohjeistamalla työntekijöitä turvalliseen toimintaan. Fingrid sitouttaa urakoitsijat ja palvelutoimittajat toimintatapoihinsa ympäristöasioita koskevien sopimusehtojen, ympäristökoulutuksen ja auditointien avulla. Fingridin tavoitteena on kantaverkon investointiprojektien ja kunnossapidon onnistuminen ilman merkittäviä ympäristöpoikkeamia.

Kunnossapidon ympäristöriskejä hallitaan esimerkiksi vuotohälyttimillä ja sammutuslaitteistolla sekä kouluttamalla ja auditoimalla palvelutoimittajia. Onnettomuuksiin varaudutaan suunnitelmin, öljyntorjuntakalustoin ja

harjoituksin. Sähköasemilla ja varavoimalaitoksilla käsitellään ja varastoidaan vain välttämättömiä kemikaaleja. Sähköasemien ja varavoimalaitosten perusparannushankkeiden yhteydessä parannetaan tarvittaessa myös ympäristöturvallisuutta. Rakenteita purettaessa ja uusittaessa kaikki rakenteet ja laitteet hyödynnetään ja kierrätetään. Erylistä huomiota kiinnitetään kemikaalien turvalliseen käsittelyyn ja öljyvahinkoihin varautumiseen.

Voimajohtojen kunnossapitotöissä ja kasvuston käsittelyssä työn tekevät palvelutoimittajat ohjeistetaan huomioimaan maanomistajat ja kohdekohtaiset ympäristöarvot. Myös maanomistajia tiedotetaan. Elinympäristöjen heikentyminen ja luonnon monimuotoisuuden väheneminen ovat ilmastonmuutoksen lisäksi huolena niin Suomessa kuin globaalistikin. Voimajohtoaukeiden koetaan monesti muuttavan paikallista maankäyttöä ja maisemaa ei-toivotusti, mutta luonnon monimuotoisuudelle näiden avointen ja valoisien ympäristöjen vaikutukset voivat olla myös myönteisiä. Säännöllisesti raivattavat voimajohtoaukeat voivat toimia korvaavana elinympäristönä niittyjen vähenemisestä tai soiden ojituksesta kärsiville lajeille. Fingrid edistää voimajohtoalueiden hyödyntämistä tarjoamalla maanomistajille ideakorteilla tietoa turvallisista tavoista hyödyntää johtoalueita luonnon ja ihmisten hyväksi. Yhtiö tarjoaa myös

taloudellista tukea voimajohtoalueen hoitamiseen perineympäristönä starttirahan ja hoitosuunnitelman laatimisen muodossa. Lisäksi tuemme johtoalueen hyötykäyttöön ja luonnonoloihin liittyvää tutkimustyötä.

Verkon osan elinkaaren päättyessä toimitamme puretut materiaalit kierrätykseen tai muuhun hyötykäyttöön,

tavoitteena mahdollisimman suuri materiaalien hyötykäyttöaste. Pylväsrakenteita purettaessa poistamme maanalaiset betoniset perustukset pihoilta ja pelloilta. Vuonna 2020 hankkeiden kokonaisjättemäärä oli noin 10 800 tonnia, josta hyötykäyttöön päätyi 95 prosenttia ja kierrätykseen 62 prosenttia.



## Turvallisuus

Kantaverkko rakennetaan niin, että se on turvallinen koko elinkaarensa ajan. Verkko-omaisuuden elinkaaren vaiheet ovat yleisellä tasolla hankkiminen, käyttäminen, kunnossapittäminen, uusiminen ja purkaminen.

Kantaverkko suunnitellaan turvalliseksi siten, että se täyttää viranomaisten asettamat määräykset ja yleisesti käytössä olevat standardit ja suositukset. Siten kantaverkko on turvallinen kaikille eikä siitä aiheudu onnettomuuksia tai terveyshaittoja verkon läheisyydessä asuville tai työskenteleville.

Esimerkiksi kuormitus- ja vikavirtojen kehittymistä seurataan jatkuvasti, jotta verkkoa kyetään vahvistamaan ajoissa ilman, että yllättäviä vaaratilanteita pääsee syntymään. Verkkomallien suojausjärjestelmien toiminnan oikeellisuutta seurataan analysoimalla voimajärjestelmän vika- ja häiriötapahtumia. Turvallisuutta mitataan tarkastelemalla toteutuneita turvallisuustapahtumia sekä läheltä piti -tilanteita. Työturvallisuutta tarkastellessa otetaan huomioon Fingridin henkilökunnan ja palvelutoimittajien tapahtumat. Seuraamme sekä reagoivia että ennakoivia työturvallisuusmittareita. Ennakoivien mittareiden avulla saamme tietoa työturvallisuuden eteen tehdystä työstä ja reagoivat mittarit

kertovat jo tapahtuneista työturvallisuuspoikkeamista. Työturvallisuus otetaan huomioon jo sähköasemien ja voimajohtojen suunnitteluvaiheessa siten, että ratkaisut tukevat työturvallista toteuttamista.

Verkko-omaisuuden kunnossapidolla varmistetaan, että sähköasemien, voimajohtorakenteiden ja -alueiden sekä varavoimalaitosten pysyminen sähköturvallisuusmääräysten mukaisena ja turvallisena. Fingridillä on velvollisuus pitää verkko sähköturvallisuusmääräysten mukaisessa kunnossa. Kantaverkon kuntoa ja johtoalueen kasvuston korkeutta seurataan toistuvilla tarkastuksilla.

Fingrid ohjeistaa voimajohdon läheisyyteen tulevat uudet muiden rakenteet (esim. tiet, rakennukset, ojat, maakaapelit) niin, että ne ovat turvallisia kaikille. Ohjeistuksen saa pyytämällä risteämälausunnon ennen rakentamisen aloittamista.

Sähkö- ja magneettikentät huolestuttavat ihmisiä voimajohtojemme läheisyydessä. Sähkö- ja magneettikenttiä esiintyy kaikkialla ympärillämme, ja yksi kenttien lähteistä ovat voimajohdot. Fingrid varmistaa, että voimajohtojen aiheuttamat sähkö- ja magneettikentät jäävät alle suositeltujen enimmäisarvojen, mihin liittyen olemme antaneet sähkö- ja magneettikenttiä koskevan kannanotomme. Vuonna 2020 Fingrid julkaisi uuden esitteen sähkömagneettisista kentistä ja niiden terveysvaikutuksista. Esite löytyy [Fingridin internetsivuilta](#).



# Sähkönsiirtojärjestelmän teknologiset valinnat

Seuraavissa kappaleessa esitellään Fingridin käytössä olevat verkossa käytetyt perusratkaisut. Lisäksi käydään läpi muutamia ajankohtaisia teknologioita, joilla nähdään olevan hyötyjä tarkastelujakson muuttuvassa toimintaympäristössä.

## Perusvalinnat

Kantaverkossa käytetään suuria jännitetasoja pitkien siirtoetäisyyksien vuoksi ja suurilla siirtotehoilla sähkönsiirrossa syntyvien häviöiden pienentämiseksi. Suurin Suomen kantaverkossa käytössä oleva vaihto-sähköjännitetaso on 400 kV. Tarvetta tätä suurempien jännitteiden käyttöön Suomessa ei ole näköpiirissä.

Suomen kantaverkko on rakennettu pääasiassa ilmaeristeisenä, eli sähköasemat ovat ulosasennettuja avokytinlaitoksia ja voimajohdot avojohdoja. Viime vuosina kantaverkossa on kuitenkin alettu käyttää yhä enemmän kaasueristeisiä (GIS) kytkinlaitosratkaisuja. Kaapeleiden käyttö on kantaverkossa vähäistä, koska ne ovat Suomessa tyypillisillä pitkillä siirtoetäisyyksillä teknisesti haastavia ja epätaloudellisia.

Sähkönsiirtotekniikan perusratkaisut ovat pysyneet muuttumattomina vuosikymmeniä eikä näköpiirissä ole tekniikoita, jotka tulisivat muuttamaan ratkaisuja. Suomen kantaverkko perustuu avojohdoin ja vaihtosähköön. Fingridin omistamassa kantaverkossa sähkönsiirto tapahtuu 400, 220 ja 110 kV jännitetasoilla. Jännitteiden välillä sähköä siirretään muuntajien kautta. Fingridillä käytössä olevien 400/220 ja 400/110 kV muuntajien teho on tyypillisesti 400 MVA ja 220/110 kV muuntajien teho 100–250 MVA. Kantaverkossa on edelleen käytössä voimajohtoja 1930-luvulta ja sähköasemia 1970-luvulta. Nyt rakennettavien johtojen voidaan odottaa olevan käytössä vähintään 60–80 vuotta.

Suomen kantaverkolle ominaista ovat pitkät siirtoetäisyydet. Suurjännitteisten vaihtosähkökaapeleiden käyttö kantaverkossa rajoittuu lähinnä sähköasemien läheisyy-

teen, ja kaapelien pituudet ovat tavallisesti korkeintaan muutamia satoja metrejä. Kaapelien käyttö laajemmin ei ole kannattavaa kustannusten ja sähköteknisten rajoitteiden vuoksi. Vaihtosähköä käytettäessä sähköä ei pystytä tehokkaasti siirtämään kaapeleilla pitkiä etäisyyksiä etenkään 110–400 kV verkossa. 400 kV avojohdosten siirtokapasiteetti on 2–3-kertainen parhaisiin kaapeleihin nähden, joten avojohdon korvaamiseksi joudutaan käyttämään useampia rinnakkaisia kaapeleita. Itämeren rajasiirtoyhteydet Suomesta Ruotsiin ja Viroon on toteutettu tasasähköteknologialla, joka mahdollistaa pitkienkin kaapeliyhteyksien rakentamisen. Haittapuolena tasasähköyhteyksissä on kuitenkin erittäin korkeat rakentamiskustannukset sekä monimutkaisemmasta tekniikasta johtuva heikompi käyttövarmuus. Niiden teho ei myöskään säädy automaattisesti verkon tilan mukaan,



mikä tekee järjestelmän hallinnasta monimutkaisempaa, kun jokaista yhteyttä on säädettävä erikseen. Lisäksi tasasähköyhteyksiin väliasemien lisääminen on teknisesti hankalaa ja kallista. Näiden syiden vuoksi tasasähköyhteydet eivät sovellu laajemmin käytettäväksi Suomen sisäisessä kantaverkossa.

Sähkönsiirron komponenteilla termistä kapasiteettia rajoittaa virtalämpöhäviöistä johtuva lämpeneminen. Päävoimansiirtoverkossa siirtokykyä rajoittavat usein muut sähkötekniset ilmiöt, kuten verkon vikojen jälkeiset voimalaitosten tehoheilahtelut ja verkon jännitestabiiliisuus. Näihin rajoitteisiin pystytään pureutumaan kehittyneellä teknologialla. Esimerkiksi pitkien 400 kV voimajohtojen sarjakompensointi ja Kangasalle rakennettu ohjattava loistehon kompensointijärjestelmä (SVC) ovat kasvattaneet päävoimansiirtoverkon siirtokykyä ja käyttövarmuutta merkittävästi ilman uusien voimajohtojen rakentamista. Isojen voimalaitosten lisästabilointijärjestelmät mahdollistavat niin ikään suuremmat siirtotehot kantaverkossa. Lapissa on otettu ensimmäisenä maailmassa käyttöön tuulipuiston Power Oscillation Damping (POD) säätöjärjestelmä, joka pystyy tehokkaasti vaimentamaan verkossa esiintyviä tehoheilahduksia. Ratkaisu mahdollistaa huomattavasti suurempien tuotantomäärien liittäminen verkkoon. Pohjoismaisen voimansiirtoverkon



eri osiin asennetuilla erittäin tarkoilla mittalaitteilla (PMU) pystytään jatkuvasti seuraamaan voimajärjestelmän tilaa (WAMS-järjestelmä) ja analysoimaan tarkasti erilaisia verkossa esiintyviä ilmiöitä. Voimajärjestelmän tilaa kuvaavan tiedon lisääntyessä verkkoa pystytään käyttämään entistä tehokkaammin käyttövarmuudesta tinkimättä.

Toisin kuin useimmissa muissa maissa, Suomessa on sallittu 110 kV verkossa niin sanottu voimajohtoliityntä. Tällä tavoin on kustannustehokkaasti voitu rakentaa 110 kV syöttöpisteitä keskijänniteverkkoon. Huonona puolena voimajohtoliitynnässä on, että voimajohdon vikaantuessa kyseiseen voimajohtoon suoraan liittyneet asiakkaat kokevat aina toimituskeskeytyksen. Vikojen lisäksi myös huollot voivat aiheuttaa keskeytyksiä voimajohtoliityntöihin ja liittyjä on vastuussa korvaavan syötön järjestämisestä. Voimajohtoliitynnät pienentävät voimajohdon pääkäyttötarkoitukseen eli kantaverkon sähköasemien väliseen sähkönsiirtoon varattua siirtokapasiteettia ja voimajohdon käytettävyyttä.

Fingrid etsii jatkuvasti uusia menetelmiä siirtoverkossa esiintyvien ongelmien ratkaisemiseksi ja olemassa olevan verkon täyden siirtokapasiteetin valjastamiseksi. Uusina lupaavina teknologioina mainittakoon voimajohdon kuormitettavuuden mittausratkaisut ja laitteet, joilla voidaan

ohjata tehon jakautumista rinnakkaisten yhteyksien välillä. Tietyissä paikoissa näin voidaan lykätä investointeja tai jopa poistaa uusien voimajohtojen tarve kokonaan.

Sähköasemien kunnonhallintaan on tulossa merkittäviä muutoksia. 400 kV sähköasemilla on siirrytty erottaviin katkaisijoihin, jolloin erottimista on voitu luopua. Tämä muutos on vähentänyt 400 kV sähköasemien kytkinlaitteita 50 - 70 %. Kaksikatkaisija-kytkinlaitoksen (duplex) heikkoutena on ollut katkaisijoiden mittaushuoltojen edellyttämät johto- ja kiskokeskeytykset.

## Sarja- ja rinnakkaiskompensointi

Suomen kantaverkossa sähköä siirretään pitkiä matkoja esimerkiksi Pohjois-Suomen tuotantolaitoksilta pääkaupunkiseudun kulutuspiireille. Pitkillä siirtojohtoilla tapahtuva sähkönsiirto johtaa usein siihen, että verkon siirtokapasiteettia rajoittaa termisen kapasiteetin sijasta jännitestabiilius tai tehoheilahtelujen vaimentuminen. Suomen kantaverkossa verkon siirtokykyä on saatu kustannustehokkaasti kasvatettua sarjakondensaattoreilla, joilla kompensoidaan osa johdon induktiivisesta reaktanssista. Sarjakompensoinnin voidaan ajatella lyhentävän verkon

sähköistä pituutta, jonka vuoksi sarjakompensointi parantaa sekä jännitestabiiliutta että kulmastabiiliutta. Sarjakompensointia käytetään Pohjois- ja Etelä-Suomen sekä Suomen ja Ruotsin välisillä pitkillä 400 kV siirtoyhteyksillä.

Keski-Suomen poikkileikkauksen alapuolinen siirtoverkko on voimakkaasti silmukoitu ja johtopituudet ovat lyhyitä, jonka vuoksi sarjakompensointi ei ole toteutuskelpoinen vaihtoehto. Suuren tuulivoimatuotannon aikaan verkon pohjois-eteläsuuntainen siirto saattaa kasvaa voimakkaasti, jonka seurauksena jännitteet laskevat Keski- ja Etelä-Suomen sarjakompensoitamattomilla osuuksilla. Tällöin pohjois-eteläsuuntaista siirtokykyä on mahdollista kasvattaa rinnakkaiskompensoinnilla. Fingrid on valinnut rinnakkaiskompensointiratkaisuksi mekaanisesti kytkettävien kondensaattoriparistojen rakentamisen usealle asemalle. Kondensaattoriparistot kytketään muuntajan 21 kV tertiäärikiskoon, jonka ansiosta kompensointi voidaan toteuttaa kustannustehokkaasti. Aiemmin tertiäärikiskoja on käytetty kompensointiin vain induktiivisella puolella, mutta kondensaattoriparistojen myötä tertiäärin kapasitiivinen puoli saadaan myös hyötykäyttöön.

## Dynamic Line Rating (DLR)

Johdon todellinen kuormitettavuus riippuu erittäin voimakkaasti ympäristöolosuhteista eli lähinnä vallitsevasta säätilasta. Säätilan osalta puolestaan eniten johdon kuormitettavuuteen vaikuttaa tuulen nopeus ja suunta sekä seuraavaksi eniten ulkoilman lämpötila. Muiden tekijöiden vaikutus on vähäisempi, mutta selkeää vaikutusta on kuitenkin myös esim. auringonsäteilyn voimakkuudella ja sateisuudella.

Perinteisesti johdon kuormitettavuus on määritetty ns. Static Line Rating (SLR) -menetelmällä, jossa sääolosuhteiden oletetaan olevan muuttumattomat ja johdon kuormitettavuuden kannalta hyvin konservatiiviset. Tämä johtaa muuttumattomaan ja lähtökohtaisesti hyvin matalaan kuormitettavuuteen, sillä halutaan varmistua siitä, ettei johtoa käytännössä missään tilanteessa kuormiteta yli sen suunnittelulämpötilan.

Dynamic Line Rating (DLR) puolestaan tarkoittaa johdon todellisen kuormitettavuuden määrittämistä ja hyödyntämistä. Se on Suomen olosuhteissa lähes aina suurempi kuin SLR ja keskimäärin n. kaksinkertainen SLR:ään verrattuna. DLR:n avulla voidaan myös varmistua siitä, että johtoa ei kuormiteta liikaa niissä olosuhteissa, joissa todellinen kuormitettavuus on jopa SLR:ää matalampi. DLR:n määrittäykseen

on vuosien saatossa kehitetty jo lukuisia eri menetelmiä eri yhtiöiden ja muiden organisaatioiden toimesta. DLR ei täten ole enää mitenkään uusi teknologia vaan kaupallisestikin DLR-järjestelmiä on ollut saatavilla jo 1990-luvun alkupuolelta saakka. DLR:n hyödyntäminen verkkoyhtiöissä on kuitenkin erinäisistä syistä ollut hitaampaa.

Viime aikoina DLR:n hyödyntäminen on kuitenkin lisääntynyt erityisesti kahdesta syystä: tuulivoiman määrän lisääntymisen ja DLR-järjestelmien kehittymisen takia. DLR sopii hyvin yhteen tuulivoiman kanssa, koska käytännössäkin on havaittu merkittävä positiivinen korrelaatio tuulivoimatuotannon ja DLR:n välillä.



DLR-laskennassa hyödynnetään yleensä paikallisia säätietoja, joita tukemassa voi olla erityyppisiä mittauksia esim. johdolle asennettavien sensorien avulla. Jos käytössä on mittaussensoreita, niin yleensä periaatteena on, että säätietoja tarkennetaan tietyn logiikan mukaisesti sensorien välittämien mittaustietojen perusteella ja varsinaisen johdon kuormitettavuus lasketaan standardimallin (CIGRE/IEEE) avulla säätietojen perusteella.

DLR lasketaan yleensä sekä reaaliaika-arvona että ennustearvoina. Ennustearvoja voidaan laskea useilla eri ennusteperiodilla ja usein myös eri luotettavuustasoilla. Ennusteiden laskennassa hyödynnetään sääennuste-

tietoja ja lisäksi voidaan järjestelmästä riippuen ottaa huomioon johdon aiempi käyttäytyminen esim. mittaus-sensorien perusteella.

Yhteenvetona todettakoon, että DLR:ää hyödyntämällä on mahdollista saada huomattavasti lisää siirtokapasiteettia niissä tilanteissa, joissa johdon kuormitettavuus rajoittaa siirtokykyä. Usein johdon kuormitettavuutta alle DLR:n rajoittaa kuitenkin jonkin sähköasemalaitteen kuormitettavuus. Näissä tilanteissa voisi olla tarpeen harkita, voidaanko näiden laitteiden kuormitettavuutta kasvattaa lisäsiirtokapasiteetin saavuttamiseksi. Lisäksi siirtokapasiteettia voi tietysti rajoittaa erityisesti myös jännite- tai kulmastabiilius.

## HVDC-yhteydet

Suurjänniteisillä tasasähköyhteyksillä (HVDC, high voltage direct current) pystytään siirtämään sähköä kustannustehokkaasti pitkiä välimatkoja. Tasasähköyhteyksiä käytetään erityisesti meren alittavilla siirtoyhteyksillä tai taajuudeltaan kahden eri verkon kytkemiseen yhteen. Tasasähköyhteyden erittäin nopeaa säätökykyä voidaan hyödyntää myös sähköverkon häiriötehoreservinä, taajuudensäätöön sekä verkkosuojaan, kun yhteys on kahden eri verkon välillä.

Suomesta on kaksi meren alittavaa tasasähköyhteyttä Ruotsiin ja kaksi Viroon. Maiden välisten tasasähköyhteyksien luotettavuudella ja käytettävyydellä on erittäin merkittävä vaikutus sähkömarkkinoiden toimintaan, minkä vuoksi Fingrid panostaa voimakkaasti rajasiirtoyhteyksien kunnonhallintaan, häiriönselvitykseen ja viankorjaukseen.

Häiriöiden lukumäärä, kesto ja niiden aiheuttamat vastakaupakulut on saatu pienentymään voimakkaasti vuosien 2013-2015 tilanteesta ja tilanne on vakiintunut kansainvälisesti vertaillen erinomaiselle tasolle. Yhteyksien luotettava toiminta läpi elinkaaren edellyttää kuitenkin säännöllistä huoltoa ja tietyn aikavälein myös osajärjestelmien uusintoja. Ennakoon tiedetyt huoltotehtävät pyritään suunnittelemaan ja ajoittamaan siten, että niistä aiheutuva haitta sähkömarkkinoille olisi mahdollisimman pieni.

Fingrid tekee tiivistä yhteistyötä muiden HVDC-omistajien ja laitevalmistajien kanssa järjestelmien luotettavan toiminnan varmistamiseksi. Samoin tarkastelemme nykyisten yhteyksien ja mahdollisten uusien yhteyksien kehitystarpeita. Esimerkkinä yhteistyöstä Fingrid ja Svenska kraftnät sopivat vuoden 2021 alussa Fenno-Skan 1 -yhteyden normaalina pidetyn 40 vuoden elinkaaren pidentämiseen 10 vuodella tarvittavien investointien käynnistämisestä.

## Jännitteen hallinta

Kantaverkon jännitteenhallinta on viime vuosina muuttunut johtuen kantaverkkoon syötetyn kapasitiivisen loistehon kasvusta. Kapasitiivinen loisteho nostaa sähköverkon jännitettä. Liian korkea jännite rasittaa sähköverkkoon liitetyneitä laitteita ja voi johtaa laitevaurioihin. Fingrid huolehtii siitä, että kantaverkon jännite pysyy eri käyttötilanteissa hyväksytyllä tasolla.

Loistehon kasvu johtuu pääasiassa lisääntyneestä jakeluverkkojen maakaapeloinnista ja sähkönkulutuksen, esimerkiksi valaistuksen, tehokertoimen muuttumisesta induktiivisesta kapasitiivisempaan suuntaan. Fingrid otti käyttöön loistehon liittymispistekohtaisen laskutuksen asteittain vuodesta 2017 eteenpäin. Tällä pyritään vähentämään kantaverkkoon syötetyn loistehon määrää ja ohjaamaan kompensointilaitteinvestointeja paikkoihin, joissa loistehoa syntyy. Monet asiakkaat ovat investoineet runsaasti loistehon kompensointiin, mutta loistehon anto kantaverkkoon on yhä suurta. Edelleen investoinneille on tarvetta.

400 kV sähkönsiirtoverkon tuottaman loistehon kompensointiin käytetään kantaverkon päämuuntajien 20 kV tertiäreihin kytkettyjä, noin 60 Mvarin reaktoreita. Muuntajat on suunniteltu siten, että loisteho reaktorin kulut-





tama loisteho virtaa pääasiassa 400 kV sähköverkosta. Tämä mahdollistaa kustannustehokkaan kompensointiratkaisun, sillä 20 kV jännitetasen reaktorit ja kytkinlaitteet ovat huomattavasti korkeamman jännitetasen laitteita edullisempia. Reaktoreiden määrä on mitoitettu siten, että ne riittävät kuluttamaan tyhjäkäyvän 400 kV verkon tuottaman loistehon. Käytännössä tämä tarkoittaa yhtä reaktoria noin sataa kilometriä 400 kV voimajohtoa kohti.

Kantaverkossa on myös joitakin 110 kV rinnakkais-kondensaattoreita. Kasvaneen kantaverkkoon syötetyn loistehon takia suurinta osaa näistä käytetään enää vain ehkäisemään alijännitteitä vian jälkitilanteessa. Joissakin tilanteissa kondensaattoreita käytetään myös vähentämään loistehon siirtoa ja tätä kautta pienentämään häviöitä.

Paikallisesti pääasiallisia jännitteen ylläpitäjiä ovat voimalaitosten generaattorit. Yli 10 MW voimalaitoksille on määritetty vaatimus osallistumisesta loistehoreserviin. 400 kV verkkoon liitetyn voimalaitoksen tulee varata koko loistehokapasiteettinsa sähköverkon jännitteen tukemiseen. Muille jännitetasoille liittyneiden yli 10 MW voimalaitosten tulee varata jännitteen tukemiseen puolet loistehokapasiteetistaan. Loistehoreservimenettelyllä varmistetaan, että sähköverkon jännitteet eivät nouse tai laske liikaa verkon tai voimalaitosten vikatilanteissa. Verkossa olevien voimalaitosten jännitteensäätö reagoi

automaattisesti sähköjärjestelmän jännitteen muutoksiin säätäen laitoksen loistehoa.

Jännitettä voidaan säätää eri jännitetasojen välillä myös säätämällä muuntajien muuntosuhdetta käännytymien avulla. Mikäli käännytymä askeletaan alaspäin, muuntosuhde muuttuu niin, että yläjännitepuolen jännite kasvaa, ja alajännitepuolen jännite pienenee. Tämä tarkoittaa myös, että loistehoa virtaa alajännitepuolelta yläjännitepuolelle.

Kantaverkon jännitteenhallinnassa varaudutaan myös poikkeaviin tilanteisiin. Erikseen suunnitelluissa tilanteissa voidaan käyttää SVC-laitteiden ja tasasähkölinkkien loistehokapasiteettia jännitteen tukemiseen. Lisäksi silmuroidun kantaverkon ennalta määritettyjä johtoja voidaan kytkeä irti, jotta johtojen tuottaman varausloistehon määrä pienenee. Lisäksi Fingridillä on myös selvitetty varavoima-

laitosten käyttämistä jännitteensäätöön.

## Digitaalinen sähköasema

Fingridin strategiaan hankkeisiin kuuluu digitaalinen sähköasema hankekokonaisuus, joka sisältää kolme osaluettua digitaalisen sähköaseman pilotin, toisiojärjestelmien kehityshankkeen ja digitaalisen kunnonvalvonnan.

Digitaalisen sähköaseman pilottikohteeksi Kotkan Pernoonkoskella valmistuu syksyllä 2021. Hankkeessa testataan ulkokennäillä olevien suurjännitelaitteiden ja toisiojärjestelmien välistä prosessiväyläpohjaista liikennöintiä kahdessa 110 kV kentässä. Kaikki mittaukset ja ohjaukset kulkevat siis valokuituverkkoa pitkin IEC 61850 standardin mukaisina signaaleina. Hankkeen tärkeimpänä tavoitteena oli kehittää omaa osaamista, arvioida digitaalisen sähköaseman hyötyjä ja kerätä oppeja siitä, kuinka IEC 61850 standardia kannattaa soveltaa käytännössä.

Toisiojärjestelmien kehityshankkeen merkittävin osa tyyppihyväksyntä saatiin valmiiksi ja käyttöön 2021 alusta. Kantaverkon sähköasemille on hyväksytty kolme täydellistä eri valmistajan järjestelmää. Vakioituneet järjestelmät tehostavat sähköasemaprojektien läpivientiä sekä suoraan viivaistavat merkittävästi kunnossapitoa.

## Digitaalinen kunnonhallinta

Digitaalisen kunnonvalvonnan tavoitteena on parantaa näkyvyyttä sähköasemalaitteiden kuntoon ja näin varmentaa verkon käyttövarmuutta. Se myös tehostaa ja nykyaikaistaa kunnossapitotoimintaa vahvemmin tarveperusteiseksi. Valvontaratkaisuja on kehitetty innovaatiokilpailujen myötä uusien toimittajapartnerien kanssa tuloksellisesti monikantayhteistyönä. Vuonna 2020 sähköasemien valvomorakennukset otettiin talotekniikan osalta valvonnan alle kokonaisuudessaan. Lisäksi sähköasemilla otettiin käyttöön sähköverkon laitteiden mekaanisten ja sähköisten vikojen todentamiseen kehitettyjä järjestelmiä. Näiden valvontaratkaisujen jalkautuminen kiihtyy vuoden 2021 alusta alkaen tähdäten tulevien vuosien aikana laaja-alaiseen hyötykäyttöön sähköasemilla. Järjestelmä mahdollistaa myös jo olemassa olevien valvontaratkaisujen tehokkaamman hyödyntämisen niin esimerkiksi muuntajien kunnonvalvonnan osalta kuin kytkinlaitteiden SF6-kaasun valvontaan liittyen. Digitaalisen kunnonvalvonnan osalta haetaan myös aktiivisesti partneruuksia muiden soveltuvien TSO-yhtiöiden kanssa kehitystyön kiihdyttämiseksi ja monialaistamiseksi.



## Tuotannon, varastojen ja kulutuksen joustojen hyödyntäminen siirtojenhallinnan tarpeisiin

Uusiutuvan, vaihtelevan tuotannon sekä uusien varasto- ja kulutuskohteiden kuten sähköisen liikenteen ja älykkään kiinteistöjen energiahallinnan yleistymisen myötä kulutuksen ja tuotannon vaihtelu sähköenergiajärjestelmässä tulee voimistumaan. Tämän seurauksena aiheutuvasta entistä voimakkaammasta sähkön hinnan vaihtelusta on saatu viime vuosien aikana tuulivoimaintegraation etene- misen myötä kokemuksia. Jatkossa tuotannon ja kulutuksen voimakkaat vaihtelut tulevat heijastumaan entistä voimakkaammin myös sähkönsiirtotarpeeseen, jossa tulee esiintymään entistä voimakkaampia vaihteluja niin paikallisel- lalla, alueellisella kuin kansallisellakin tasolla.

Yksistään tuulivoimaintegraation myötä kantaverkon siirtotarpeet tulevat todennäköisesti muuttumaan siten, että suurimmat siirtotarpeet, sekä alueellisesti että kansallisesti, tulevat ajoittumaan erittäin voimakkaisiin tuulirintamiin. Tämän seurauksena sähkönsiirtokapasiteetin mitoittamisen kannalta olennaisten, suurimpien siirtotarpeiden kesto saattaa olla tulevaisuudessa vain muutamia tunteja.

Käytännössä suurimman osan ajasta siirtotarpeet voivat ollakin tasolla, joka on useita kymmeniä prosentteja matalampi kuin voimakkaiden, laajojen säärintamien aiheuttamat suurimmat siirtotarpeet. Siirtokapasiteetin rakentaminen kaikkien suurimpien, mutta mahdollisesti hyvin lyhytkestoisten siirtotarpeiden perusteella ei välttämättä ole kustannustehokasta. Kyseisinä hetkinä tehokkain tapa siirtojen hallitsemiseksi voisi tulevaisuudessa olla tuotannon, kulutuksen ja varastojen paikallinen säätäminen siirtojen pitämiseksi verkon kapasiteetin mukaisissa rajoissa.

Ratkaisun siirtojenhallinnan kannalta mahdollisesti tarvittavan uuden säätökapasiteettitarpeen suhteen muodostavat sähköenergiajärjestelmän kulutuksen, tuotannon ja varastoinnin uudet teknologiaratkaisut mukaan lukien sektori-integraation tarjoamat mahdollisuudet. Niiden kyky ohjata joustavasti verkosta otettavaa ja verkkoon annettavaa tehoa voisi tarjota resurssien omistajille mahdollisuuden hyötyä säädettävyyden mahdollis- tamasta joustokyvystä tarjoamalla säätökapasiteettia siirtojenhallinnan kasvaviin tarpeisiin. Joustavien resurssien omistajan kannalta siirtojenhallinta voisikin tarjota yhden uuden ansaintamekanismin säätösähkö- sekä reservimarkkinoiden sekä ns. hintajoustopon rinnalle.

Fingrid selvittää erityisesti vuoden 2020 lopulla alkaneessa OneNet<sup>6</sup> tutkimus- ja kehityshankkeessa edel-

lytyksiä liittyen siihen, miten uusien energiaressurssien mahdollistamaa joustoa voitaisiin hyödyntää yhtenä keinona ratkaista kantaverkon siirtojenhallintaan liittyviä haasteita. Hankkeen osatavoitteena on tarkastella lähitulevaisuudessa mahdollisesti verkon ja sen käytönsuunnitel- lussa esiintyviä siirtojenhallinnan tarpeita sekä edellytyksiä ratkaista tarpeet osittain markkinaehtoisien joustopon hankinnalla siirtojenhallinnan tarpeisiin. Tarkastelun tulosten perusteella tavoitteena on arvioida alustavasti sekä

<sup>6</sup> <https://www.fingrid.fi/sivut/ajankohtaista/tiedotteet/2020/fingrid-jatkaa-joustoratkaisujen-kehitystyota-onenet-joustoponmarkkinahankkeessa/>

tarpeita että mahdollisuuksia ratkaista tarpeita sekä hallita niihin liittyviä epävarmuuksia hankkimalla joustoa kulutus-, varasto- ja tuotantokohteilta esimerkiksi joustohuutokauppoja hyödyntämällä. Hankkeessa selvitetään myös ns. joustavien liittymissopimusten mahdollista lisäarvoa edistää uusien energiaressurssien verkkoon liittämistä esimerkiksi tilanteissa, joissa verkon vahvistaminen on uusien investointien myötä kesken, ja siten viivästäisi verkkoon liittymistä. Mikäli selvitykset osoittavat joustohuutokaupat tai joustavat liittymäsopimukset lupaaviksi menetelmiksi varmistaa kantaverkon siirtojen pysyminen rakennetun siirtokapasiteetin puitteissa siirtotarpeiden ollessa hetkellisesti suurimmillaan, menetelmiä on varauduttu pilotoimaan OneNet-hankkeessa vuoden 2023 aikana.





## Kustannustehokas liityntäasema

Yli puolet liittynöistä kantaverkkoon on toteutettu 110 kV johdonvarsiliityntöinä. Liityntätapa on edullinen, mutta toisaalta kaikki kantaverkon runkojohdon ja haarajohtojen viat aiheuttavat aina keskeytyksen kaikille voimajohtoon liittyneille. Vaikka 110 kV verkossa pysyvät johtoviat ovat hyvin harvinaisia, johdoille syntyy ohimeneviä vikoja esim. ukkosen aiheuttamana suhteellisen usein. Ohimenevä vika poistuu voimajohdolta kytkemällä johto irti hetkeksi (n. 0,7 sekuntia). Myös lyhyt sähkökatko aiheuttaa vahinkoa sähkön kuluttajille, etenkin teollisuudelle. Mitä pitempi runkojohto ja siihen liittyneiden haarajohtojen pituus, sitä useammin johdolle syntyy keskeytyksiä aiheuttavia häiriöitä ja myös huoltokeskeytyksiä. Tehokain tapa vähentää keskeytysmääriä ja -haittoja on runkojohdon jakaminen osiin rakentamalla voimajohdolle kantaverkon sähköasema. Karkeasti arvioituna voimajohdon puoleen väliin rakennettu kytkinlaitos vähentää keskeytshaitat puoleen ja jos uuteen kytkinlaitokseen liitetään johdolla olevia pitkiä haarajohtoja, haitat vähenevät vielä enemmän.

Kantaverkon sähköasemat palvelevat usein suuria kaupunkeja ja teollisuutta sekä ovat merkittävä osa laajempaa sähkönsiirtojärjestelmää. Tämän vuoksi kantaverkon asemat on rakennettu erittäin käyttövarmoiksi.

Käyttövarmuus kuitenkin maksaa. Aikaisemminkin on selvitetty sähköasemien rakentamista voimajohdoille, mutta aseman kustannukset ovat olleet liian suuret saavutettaviin hyötyihin nähden. Fingrid on kehittämässä nyt uutta kustannustehokasta liityntäasemaa, josta ensimmäiset pilottihankkeet ovat nyt käynnistymässä. Fingrid järjesti ideahaasteen, johon osallistuivat Fingridiläisten lisäksi myös asiakkaita ja urakoitsijoita, ja tuloksena on syntynyt toimiva konsepti. Aseman laajennettavuus, käyt-

tövarmuus ja korvauskytkentämahdollisuuden eivät ole yhtä hyvät konventionaaliseen kytkinlaitokseen verrattuna, mutta toisaalta rakentamiskustannukset voivat olla jopa yli 50 % pienemmät ja tavoite voimajohtoliityntöjen käyttövarmuuden parantamiseksi täyttyy erinomaisesti. Asemia on suunniteltu myös jakeluverkon korvauskytkentöjen ja huoltokeskeytysten mahdollistamiseksi ja tuulivoimapuistojen liittämiseksi verkkoon edullisesti. Ensimmäiset pilottiasemat toteutettaneen vuonna 2023.



**FINGRID**