

Kantaverkon kehittämissuunnitelma 2017–2027



Fingrid välittää.
Varmasti.

FINGRID

Sisällys

Sisällys	2	Fingridin 10 vuoden verkon kehittämissuunnitelma	27
Yhteenveto	3	Päävoimansiirtoverkon kehittäminen	27
Johdanto	6	Rajasiirtokapasiteetin kehittäminen	29
Fingridin 10 vuoden verkon kehittämissuunnitelman taustat	8	<i>Ruotsi</i>	30
Fingridin kantaverkko ja Suomen sähkönsiirtojärjestelmä	8	<i>Norja</i>	30
Verkon kehittämisprosessi	9	<i>Viro</i>	30
<i>Verkon kehittämisperiaatteet</i>	9	<i>Venäjä</i>	30
<i>Tuotannon ja kulutuksen liittäminen kantaverkkoon</i>	10	Alueellisen verkon kehittäminen	31
<i>Kantaverkon kehittämisen kansainvälinen yhteistyö</i>	11	<i>Lapin suunnittelualue</i>	33
<i>Kansalliset verkon kehittämismenetelmät</i>	11	<i>Meri-Lapin suunnittelualue</i>	35
<i>Päävoimansiirtoverkon suunnittelu</i>	12	<i>Oulun seudun suunnittelualue</i>	37
<i>Alueellisen voimansiirtoverkon suunnittelu</i>	13	<i>Kainuun suunnittelualue</i>	39
<i>Fingridin investointisuunnitelman muodostaminen</i>	16	<i>Pohjanmaan suunnittelualue</i>	41
Kantaverkon iän kehittyminen	16	<i>Keski-Suomen suunnittelualue</i>	43
Toimintaympäristön muutokset ja tulevaisuuden näkymät	20	<i>Savo-Karjalan suunnittelualue</i>	45
Sähkömarkkinat	20	<i>Porin ja Rauman seudun suunnittelualue</i>	47
Suomen energia- ja ilmastopolitiikka	21	<i>Hämeen suunnittelualue</i>	49
Sähköntuotantorakenteen muutokset	21	<i>Varsinais-Suomen suunnittelualue</i>	51
Teknologia	23	<i>Kaakkois-Suomen suunnittelualue</i>	53
Tuulivoima	25	<i>Uudenmaan suunnittelualue</i>	55
		Kooste investoinneista kantaverkkoon	57

Yhteenveto

Kantaverkon kehittäminen on yksi Suomen sähkösiirtojärjestelmästä vastaavan Fingrid Oyj:n perustehtävistä. Kehittämällä pitkäjänteisesti kantaverkkoa varmistetaan, että sähkösiirtoverkko ja koko järjestelmä täyttävät sille asetetut laatuvaatimukset muuttuvassa toimintaympäristössä.

Kantaverkon kehittämissuunnitelmassa esitetään Fingridin kantaverkon kehitystarpeet ja suunnitellut investoinnit seuraavalle kymmenvuotiskaudelle. Kehittämissuunnitelma perustuu Fingridin asiakkaidensa kanssa yhteistyössä laatimiin alueellisiin verkkosuunnitelmiin 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 sähkömarkkina-laissa. Laissa on vaatimus kantaverkon kehittämissuunnitelman päivittämisestä kahden vuoden välein. Kantaverkon kehittämissuunnitelman keskeisenä sisältönä tulee olla kuvaus siitä, miten ja minkälaisin investoinnein kantaverkon kehittämisvelvollisuus ja kantaverkkotoiminnan laatuvaatimukset täytetään.

KANTAVERKON SUUNNITTELUPROSESSI

Kantaverkon suunnittelu on luonteeltaan jatkuva prosessi, johon Fingrid kerää eri lähteistä lähtötietoja. Analysoimalla verkon riittävyyttä lähtötietoja vasten selvitetään, millä tavoin kantaverkko saadaan täyttämään tehtävänsä Suomen sähköjärjestelmän selkärankana myös tulevaisuudessa siirtotarpeiden muuttuessa. Kantaverkon suunnittelu on monitahoinen kokonaisuus jo suunniteltavan verkon maantieteellisen laajuuden vuoksi. Suomen kantaverkko koostuu lähes 15 000 kilometristä voimajohtoa

ja 119 sähköasemasta, joilla naapurimaiden verkot ja maan eri osissa sijaitsevat jakeluverkot sekä tuotantolaitokset ja suuret kulutuskohteet liittyvät kantaverkkoon.

Kantaverkkosuunnittelu voidaan jakaa kahteen osaan: päävoimansiirtoverkon suunnittelu ja alueellinen verkkosuunnittelu. Luonnollisesti kantaverkkoa on suunniteltava kokonaisuutena ja jako on vain suuntaa antava. 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 ja ovat myös keskeisiä lähtötietoja kantaverkon suunnittelussa. Alueellista verkkosuunnittelua tehdään 12 suunnittelualueella. Verkon kehittämisprosessissa lähtökohtia 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. Asiakkailta saadun palautteen pohjalta Fingrid on kehittänyt aluesuunnitteluprosessia vielä enemmän asiakkaita osallistavaksi. Uudessa toimintamallissa asiakkaalla on paremmat mahdollisuudet tuoda esiin omia tarpeita ja vaikuttaa suunnitelmaan suunnitteluprosessin eri vaiheissa.

Kansainvälistä verkkosuunnitteluyhteistyötä tehdään nykyisin eri tasoilla. Fingrid kuuluu eurooppalaisten siirtoverkko-opeeraattorien yhteistyöjärjestö ENTSO-E:hen, joka vastaa mm. koko Euroopan laajuisen sähkösiirtoverkon 10-vuotisen kehittämissuunnitelman laatimisesta. ENTSO-E:ssä verkkosuunnittelua teh-

”Kehittämällä pitkäjänteisesti kantaverkkoa varmistetaan, että sähkösiirtoverkko ja koko järjestelmä täyttävät sille asetetut laatuvaatimukset muuttuvassa toimintaympäristössä.”

dään yleiseurooppalaisella tasolla sekä alueellisissa suunnittelu-ryhmissä, joista Fingrid kuuluu Itämeren alueryhmään. Jokainen alueellinen suunnitteluryhmä julkaisee alueellisen verkon kehittämissuunnitelman, joka keskittyy etenkin rajasiirtokapasiteetin ja hinta-alueiden välisten yhteyksien kehittämiseen. Seuraava Itämeren alueen suunnitelma julkaistaan vuoden 2017 lopussa. Tämän ohessa syntyy myös pohjoismainen verkkosuunnitelma, jossa pureudutaan syvemmälle yhteisen synkronialueen haasteisiin. Kansallinen kehittämissuunnitelma on yhtenevä näiden kansainvälisten suunnitelmien kanssa.

TOIMINTAYMPÄRISTÖN MUUTOKSET

Tällä hetkellä sähköjärjestelmä on ennen näkemättömässä murroksessa, kun sähköntuotantorakenne muuttuu nopealla aikataululla hiilivapaaksi ja samalla enemmän sään mukaan vaihtelevaksi. Suomen uuden, vuonna 2016 tehdyn energia- ja ilmastostrategian painopisteet ovat energian hankinnan omavaraisuuden nostaminen, CO₂-päästöjen vähentäminen ja uusiutuvan energian lisääminen.

Uusiutuvan energian rakentamista pohjoismaisille sähkömarkkinoille on vauhdittanut teknologian nopea kehitys ja kansalliset tukimekanismit. Erityisesti lisääntynyt tuulivoiman tuotanto on laskenut sähkön hintaa. Perinteisen tuotannon kannattavuus on heikentynyt merkittävästi, mikä on johtanut säätöön kykenevän tuotantokapasiteetin poistumiseen markkinoilta. Kehityksen myötä hiilidioksidipäästöt vähenevät, mutta samalla riski sähköpulasta kasvaa. Samaan aikaan yhteiskunta sähköistyy ja sähköriippuvuus lisääntyy. Tämän vuoksi tulevaisuuden voimajärjestelmästä odotetaan yhä suurempaa luotettavuutta, jotta yhteiskunnan keskeiset toiminnot voidaan turvata.

Tulevaisuuden sähköjärjestelmässä uhkaa olla ajoittaista niukkuutta tehosta, joustavuudesta ja järjestelmän inertiasta. Tämä on yksi suurimmista haasteista, johon Fingridin ja sähkömarkkinoiden on pystyttävä vastaamaan. Fingrid pyrkii verkkosuunnittelussaan varautumaan vaikeasti ennustettavaan tulevaisuuteen erilaisten skenaarioiden avulla. Verkon kehittämisen näkökulmasta säätökykyisen kapasiteetin supistuessa korostuu tarve rajasiirtokapasiteetille sekä kysyntäjoustopu

sähkön varastointitekniikoiden tarjoamalle säätöpotentiaalille. Digitalisaatio mahdollistaa reaaliaikaisen markkinainformaation jakamisen sekä uusien työkalujen kehittämisen muuttuvan ja monimutkaistuvan sähköjärjestelmän hallintaan.

Sähkönsiirtotekniikan perusratkaisuihin ei ole näköpiirissä käänteentekeviä uusia teknologioita. Uudet teknologiat kuitenkin tarjoavat mahdollisuuksia hyödyntää verkon koko siirtokapasiteetti tehokkaammin ja parantaa olemassa olevan verkon käyttövarmuutta. Myös kunnonhallinta on murroksessa ja Fingrid on ottamassa käyttöön uusia menetelmiä, joilla voidaan kasvattaa laitteiden luotettavuutta ja samalla alentaa kunnossapitokustannuksia.

KEHITTÄMISSUUNNITELMA

Seuraavan kymmenen vuoden aikana Fingrid investoi kantaverkkoon 1,2 miljardia euroa eli reilut 100 miljoonaa euroa vuodessa. Investointitasot vastaavat vuosittaisia poistoja. Näiden investointien avulla kantaverkon kapasiteetti ja käyttövarmuus on riittävä myös tulevaisuudessa.

Viimeisen 10 vuoden aikana on vahvistettu rajasiirtokapasiteettia Ruotsiin ja Viroon. Lisäksi Fingrid osti puolet Estlink 1-yhteydestä ja rakennutti Olkiluotoon ja Forssaan varavoimailaitokset. Kymmenen viime vuoden aikana kantaverkkoon on tehty lukuisia laajoja voimajohtovahvistuksia ja ikääntyvää verkkoa on uusittu. 1970-luvulla rakennettiin suuri määrä 400 kV sähköasemia, joista lähestulkoon kaikki on uusittu viimeisen vuosikymmenen aikana tai niitä uusitaan parhaillaan. Tuulivoimaa on liitetty verkkoon noin 2000 MW. Viime vuosina investointeja onkin ollut käynnissä ennätysmäärä ympäri Suomea.

Vuonna 2016 Länsirannikolle valmistui Fingridin kaikkien aikojen suurin investointikokonaisuus, Porista Ouluun kulkeva 400 kV siirtoyhteys eli niin sanottu Rannikkolinja. Vuonna 2007 aloitettu kokonaisuus piti sisällään 380 kilometriä voimajohtoa ja yhdeksän uutta sähköasemaa. Uusi siirtoyhteys lisää merkittävästi pohjois-eteläsuuntaista siirtokapasiteettia sekä mahdollistaa kulutuksen kasvun ja Pohjanmaan alueen tuulivoimapais

tojen liittämisen kantaverkkoon.

Pohjois-Suomessa Fingrid on panostanut merkittävästi Lapin

alueen kantaverkon kehittämiseen rakentamalla tai perusparantamalla yhteensä kuusi sähköasemaa. Nämä investoinnit tehtiin Lapin sähkön kulutuksen kasvun ja uuden tuulivoimatuotannon seurauksena.

Fingrid turvaa pääkaupunkiseudun asukkaiden ja yhteiskunnallisesti tärkeiden toimintojen sähkönsaannin vahvistamalla Espoon ja Länsisalmen sähköasemia. Alueen sähkönkulutuksen kasvu ja sähköntuotannossa tapahtuvat muutokset edellyttävät sähkönsyöttökapasiteetin vahvistamista. Hankkeet valmistuvat vuonna 2017.

Tulevaisuudessa Fingridin investoinnit kantaverkkoon koostuvat rajasiirtoyhteyksien ja Suomen sisäisen päävoimansiirtoverkon kehittämisestä sekä olemassa olevan verkon uusimisesta ja perusparannuksista. Kantaverkossa ei ole korjausvelkaa vaan verkkoa on uusittu suunnitelmallisesti tarpeen mukaan. Siirtokykyinen, luotettava ja käyttövarma kantaverkko on sähkömarkkinoiden perusta. Kehittyvät sähkömarkkinat yhdessä muuttuvan tuotantorakenteen kanssa tarvitsevat lisää siirtokapasiteettia. Suomen ja Ruotsin kantaverkko-yhtiöt ovat tehneet päätöksen edetä kolmannen vaihtosähköyhteyden toteuttamisessa. Tavoitteena on saada rajayhteys käyttöön vuoden 2025 loppuun mennessä. Nykyisistä Ruotsin rajasiirtoyhteyksistä Fenno-Skan 1 tulee elinikänsä päähän 2020-luvun lopulla. Yhteyden tehoa onkin jo nyt jouduttu rajoittamaan, jotta merikaapelin ikääntyminen voitaisiin hallita. Poistuvan yhteyden korvaamista on suunniteltu nykyistä suuritehoisempaan. Fingrid ja Svenska kraftnät tekevät yhteistyössä teknisiä selvityksiä korvaamiseen liittyen vuosien 2017 ja 2018 aikana. Ensisijaisena vaihtoehtona tutkitaan Fenno-Skan 1 -yhteyden uusimista Merenkurkun yli Ruotsiin. Uusi yhteys on tarkoitus ottaa käyttöön 2020-luvun loppupuolella.

Uusi rajajohto Pohjois-Ruotsin ja Pohjois-Suomen välillä sekä lisääntyvä sähkön tuotanto Pohjois-Suomessa lisäävät siirtotarvetta maan sisällä pohjoisesta etelään. Äskettäin valmistui uusi 400 kV yhteys Pohjanmaalle (Rannikkolinja), minkä lisäksi suunnitellaan seuraavaa yhteyttä Oulujoelta Keski-Suomeen (Metsälinja). Uusi yhteys valmistuu ennen Ruotsin pohjoista

rajajohtoa, jotta Suomen kantaverkon sisäinen pullonkaula voidaan välttää. Siirtotarpeen nähdään kasvavan jatkossakin ja on mahdollista, että pohjoisen ja etelän välille tarvitaan suunnittelujakson jälkeen vielä lisää siirtokapasiteettia. Siirtotarpeiden kehittymistä erilaisissa ennustetilanteissa tarkastellaan jatkuvasti markkinasimuloinnein osana verkkosuunnittelua.

Suunnittelujakson aikana tehdään mm. perusparannuksia 1980-luvulla rakennetuille 110 kV kytkinlaitoksille. Näiden kytkinlaitosten käyttöä voidaan jatkaa, kunhan teknisen käyttöiän saavuttaneet laitteet vaihdetaan. Voimajohtojen osalta suunnitelmassa esitetään, että kaikki 1920–30-luvuilla rakennetut johdot tullaan purkamaan ja pääosin korvaamaan uusilla voimajohdoilla. 1920-luvulla rakennettu, alun perin Imatran ja Turun välinen 110 kV ”Rautarouva” -kaksoisjohto tullaan korvaamaan uusilla johdoilla vuoteen 2020 mennessä. Samalla Etelä-Suomen itä-länsi-suuntainen siirtokapasiteetti kasvaa vastaamaan uusia siirtotarpeita. Muutoksena aiempaan suunnitelmaan, Fingrid tulee korvaamaan Oulujoen 220 kV verkon 400 ja 110 kV verkoilla seuraavan 20 vuoden aikana.

Fingrid käy jatkuvasti keskustelua uusien teollisuuslaitosten ja uuden sähkön tuotannon verkkoliitynnöistä. Fingrid pyrkii omalta osaltaan mahdollistamaan hankkeiden toteuttamisen mm. tekemällä hyvissä ajoin verkkoonliittämissuunnitelmat sekä maankäyttöön liittyviä selvityksiä ja muita valmistelevia toimenpiteitä.

Energia-ala käy nyt läpi suurinta muutosta vuosisataan. Uudet päästöttömät energiamuodot korvaavat fossiilisia tuotantomuotoja ja pakottavat alan nopeaan muutokseen. Aikaisemmin kulutuksen mukaan säätävä voimantuotanto korvautuu sään mukaan vaihtelevalla tuotannolla ja tulevaisuudessa kulutuksen täytyykin joustaa tuotannon mukaan.

Fingrid tekee laajaa yhteistyötä alan toimijoiden kanssa ja etsii uusia teknologioita ja markkinamekanismeja sähköjärjestelmän muutoksen asettamien haasteiden ratkaisemiseksi. Verkon kehittämisen näkökulmasta muutos edellyttää yhä laajempaa ja yhtenäisempää sähköjärjestelmää. Tähän ratkaisuna ovat vahvat maiden väliset ja sisäiset siirtoyhteydet. Fingrid pyrkii jatkuvasti kehittämään toimintaansa kaikilla osa-alueilla, olemaan kansanvälisissä vertailuissa parhaiten toimiva kantaverkkoyhtiö, jonka hintataso on Euroopan matalimpia.

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 laatuvaatimukset nyt ja tulevaisuudessa.

Tässä kehittämissuunnitelmassa esitetään Fingridin keskeiset kantaverkon kehittämistoimenpiteet seuraavalle kymmenelle vuodelle. Kehittämissuunnitelma perustuu asiakkaiden kanssa yhteistyössä tehtäviin aluesuunnitelmiin ja on yhteneväinen Itämeren alueen kehittämissuunnitelman ja koko EU:n alueen kattavan kymmenvuotisen verkkosuunnitelman (Ten-Year Network Development Plan, TYNDP) kanssa. Suunnitelman lisäksi dokumentissa avataan Fingridin kantaverkon kehittämisprosessia ja kehittämiseen liittyviä toimintaympäristön muutoksia.

Kantaverkon kehittämissuunnitelman laatimisesta säädetään sähkömarkkinalaissa 588/2013. Sähkömarkkinalaki vaatii kantaverkon kehittämissuunnitelman päivittämisestä kahden vuoden välein. Suunnitelman keskeisenä sisältönä tulee olla se, miten ja millä investoinneilla kantaverkon kehittämisvelvollisuus ja kantaverkkotoiminnan laatuvaatimukset täytetään. Kehittämissuunnitelmassa esitetään suunnitellut investoinnit ja niiden arvioidut kustannusvaikutukset. Kantaverkon kehittämissuunnitelmaa käytetään pohjana Euroopan laajuisen kehittämissuunnitelman laatimiseen. Keskeisenä kohtana tässä kehittämissuunnitelmassa esitetään suunnitelma Suomen ja naapurimaiden välisille rajajohtoinvestoinneille, joita tehokkaasti toimivat sähkömarkkinat edellyttävät. Sähkömarkkinalain kantaverkon kehittämissuunnitelmaa koskevan kolmannen keskeisen määräyksen mukaan kehittämissuunnitelmassa tulee selvittää sen laatimisessa käytettyjä menetelmiä ja suunnitelman lähtökohtia.





Kehittämissuunnitelman taustat

Fingridin 10 vuoden verkon kehittämissuunnitelman taustat

Fingridin kantaverkko ja Suomen sähkösiirtojärjestelmä

Suomen voimajärjestelmä koostuu voimalaitoksista ja kuluttajista sekä kantaverkosta, suurjännitteisistä jakeluverkoista ja jakeluverkoista. Käytännössä sähkö siirretään kantaverkossa voimalaitoksilta kulutusalueille ja suurkäyttäjille. 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 järjestelmään tasasähköyhteyksin.

Kantaverkko on sähkön siirron runkoverkko, johon kuuluvat 400 ja 220 kV sekä voimansiirron 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. Paikallinen siirto pienkäyttäjille tapahtuu jakeluverkoissa. Fingrid Oyj:n voimansiirtoverkko on esitetty kuvassa 1.

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 käytön suunnittelu ja valvonta sekä verkon ylläpito ja kehittäminen. Lisäksi tehtävänä on osallistua eurooppalaisen yhteistyöjärjestö ENTSO-E:n toimintaan ja eurooppalaisten markkina- ja käyttökoodien laadintaan sekä verkkosuunnitteluun.

Kuva 1.

Fingrid Oyj:n voimansiirtoverkko 1.1.2017

- 400 kV kantaverkko
- 220 kV kantaverkko
- 110 kV kantaverkko
- muiden verkko



Fingridin hallitsemaan Suomen kantaverkkoon kuuluu

5100

kilometriä 400 kV voimajohtoa

1600

kilometriä 220 kV voimajohtoa

7600

kilometriä 110 kV voimajohtoa

320

kilometriä merikaapeleita

119

sähköasemaa

Sopimusasiakkailleen eli sähköntuottajille, verkkoyhtiöille ja teollisuudelle Fingrid tarjoaa kantaverkko-, rajasiirto ja tasepalveluita. Sähkömarkkinoita Fingrid palvelee huolehtimalla riittävästä sähkönsiirtokapasiteetista, poistamalla siirtorajoituksia maiden väliltä ja antamalla tietoa markkinoista.

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

Suomen kantaverkko on rakennettu pääasiassa ilmaeristeisenä, eli sähköasemat ovat ulosasennettuja avokytkinlaitoksia ja voimajohdot avojohtoja. 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.

Verkon kehittämisprosessi

Fingridin verkon kehittämistä ohjaavat kantaverkkoyhtiön velvollisuudet sekä olemassa olevan verkon kunto ja tarpeet. Lisäksi on paljon erilaisia reunaehtoja, jotka vaikuttavat verkon kehittämiseen.

Fingridin verkon kehittämisen ja kunnonhallinnan periaatteet löytyvät [Fingridin internetsivuilta](#). Periaatteiden mukaisesti Fingrid toteuttaa kantaverkon investoinnit sekä kunnonhallinnan turvallisesti ja tehokkaasti. Keskeisinä tavoitteina on varmistaa, että

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

Näiden tavoitteiden saavuttamiseksi Fingrid toimii vuorovaihteisesti asiakkaiden, muiden kantaverkkoyhtiöiden, viranomaisten ja muiden yhteistyötahojen kanssa sekä varmistaa alan palvelujen saatavuuden. Yhtiön osaava ja innovatiivinen

henkilöstö hallitsee alan erityiskysymykset. Toimintaa kehitetään pitkäjänteisesti ottamalla oppia muista toimijoista ja omista aiemmista kokemuksista.

Työturvallisuus-, ympäristö- ja maankäyttökysymykset otetaan pitkäjänteisesti huomioon kaikissa kantaverkon elinkaarenhallinnan vaiheissa. Sidosryhmien ja yhtiön oman sekä palvelutoimittajien henkilöstön yleistä turvallisuutta, työturvallisuutta ja ympäristöturvallisuutta edistetään aktiivisesti uusilla toimintatavoilla, koulutuksella ja ohjeistuksella sekä toiminnan valvonnalla.

Verkon kehittämisperiaatteet

Verkon kehittämisen lähtökohtina ovat asiakkaiden tulevat tarpeet, Euroopan ja Itämeren alueen sähkömarkkinoiden toimivuuden edistäminen, käyttövarmuustason säilyttäminen, kustannustehokkuus sekä verkon ikääntymisen hallinta. 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. Yhteistyössä naapurimaiden kantaverkko-organisaatioiden kanssa luodaan suunnittelussa tarvittavia enusteita ja analyysejä.

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 veloitteiden ja ohjeistuksen noudattaminen sekä ajantasaisten suunnitelmien ylläpitäminen poikkeustilanteiden varalle toimivat ympäristöhoidon 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. Lisää voimajohtohankkeen etenemisestä

voi lukea [Näin etenee voimajohtohanke-esitteestä](#), joka löytyy Fingridin internetsivuilta.

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 järjestelmätekniikan 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 kunnossapito-, perusparannus- ja uusimistarpeiden kanssa. Toteutettavat investoinnit ovat kansantaloudellisesti kannattavia tai mitoituspäätösten täyttämiseksi välttämättömiä. Lisäksi toteutukseen valittujen hankkeiden tulee olla kustannustehokkaita ja ne tulee sovittaa yhtiön taloudenpitoon.

Verkon kehittämisen onnistumista mitataan analysoimalla kapasiteetin riittävyttä, käyttövarmuutta, hankkeiden laatua ja kustannuksia sekä seuraamalla kehityshankkeiden toteutumista.

Tuotannon ja kulutuksen liittäminen kantaverkkoon

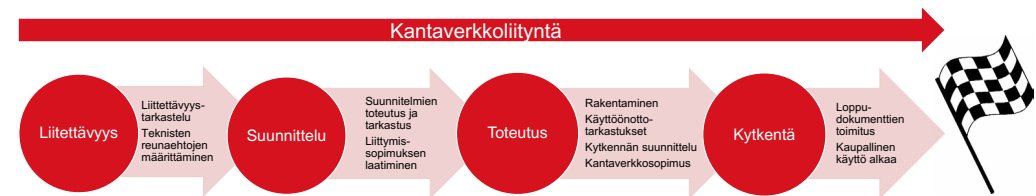
Kantaverkkoyhtiöllä on Sähkömarkkinalaissa määritelty verkon kehittämis- ja liittämisvelvollisuus. Verkonhaltijan tulee pyynnöstä ja kohtuullista korvausta vastaan liittää verkkoonsa tekniset vaatimukset täyttävät sähkönkäyttöpaikat ja sähköntuotantolaitokset omalla toiminta-alueellaan.

Fingridin liittämisehdot ja -prosessi on kuvattu [Fingridin internetsivuilla](#). Liityntäpiste sovitaan yhteistyössä liittyjän ja Fingridin kesken. Pääperiaatteena on, että asiakas maksaa liittynsästä kiinteän liittymismaksun ja Fingrid huolehtii kantaverkon muutoksista ja mahdollisesti tarvittavista verkkovahvistuksista. Liittymistapoja ovat kytkinlaitosliityntä ja voimajohtoliityntä.

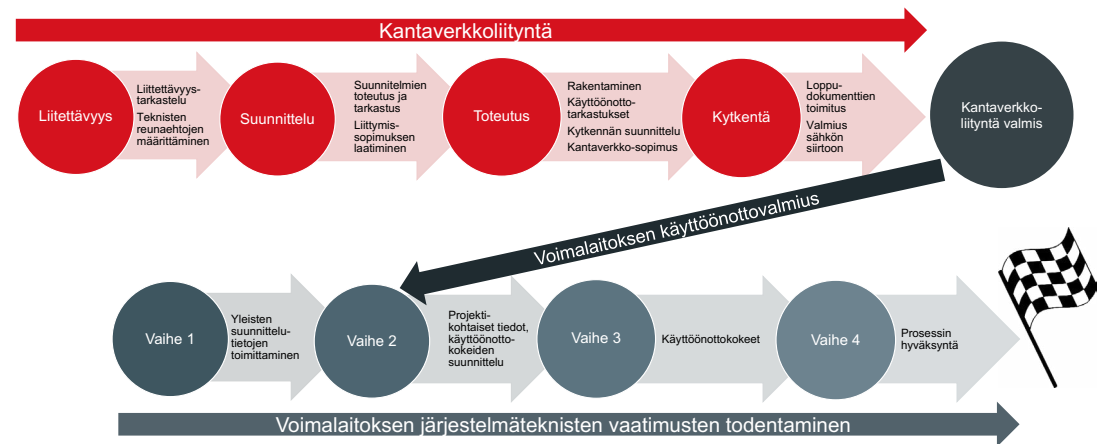
Kytkinlaitosliitynnällä tarkoitetaan Fingridin sähköaseman 400, 220 tai 110 kV kytkinlaitokseen tehtävää liityntää. Sähkötehoaltaan yli 250 MVA liitynnät ovat mahdollisia vain 400 kV jännitetasossa.

Sähköjärjestelmän käyttövarmuussyistä 400 ja 220 kV jännitetasoilla liityntä tapahtuu aina Fingridin sähköasemalla. Suomessa kantaverkon voimajohdot ovat maantieteellisistä siirtoetäisyyksistä johtuen pitkiä ja kytkinasemat harvassa. Tästä johtuen sallitaan liitynnät myös 110 kV voimajohtoon huomioiden voimajohdon käytettävissä oleva siirtokapasiteetti ja muut tekniset ehdot. Voimajohtoliitynnällä tarkoitetaan kiinteästi tai kytkinlaitteella kantaverkon 110 kV voimajohtoon liittyvää haarajohtoa tai sähköasemaa. Voimajohtoliityntään liitettävän muuntajan suurin sallittu yksikkökoko on 25 MVA.

Verkkoon liitettävän voimalaitoksen tulee täyttää voimassa olevat Fingridin voimalaitosten järjestelmätekniiset vaatimukset (VJV). Pieni voimalaitos tai tuulipuisto voidaan usein liittää voimajohtoliitynnällä, mutta pääasiassa voimalaitosliitynnät tulee tehdä kantaverkon sähköasemille kytkinlaitosliityntänä.



Kuva 2. Liittymisprosessi - Kulutus

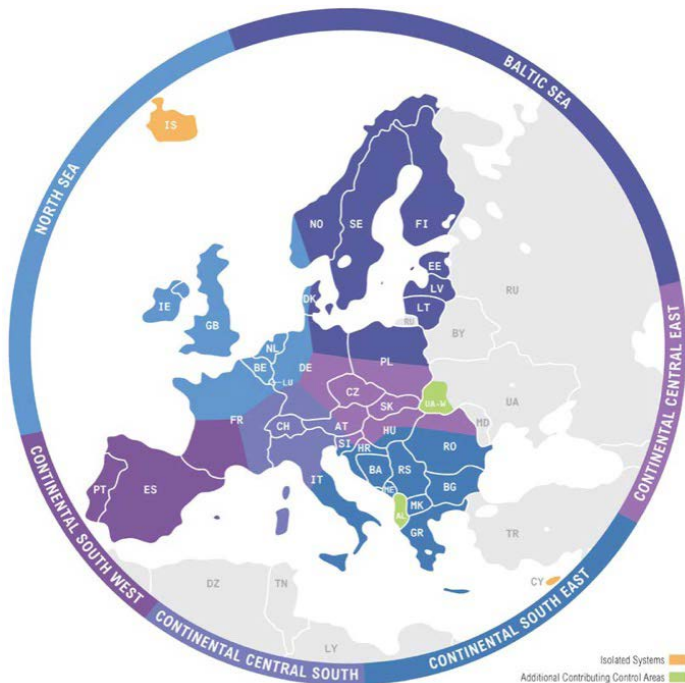


Kuva 3. Liittymisprosessi – Tuotanto

Kantaverkon kehittämisen kansainvälinen yhteistyö

Kantaverkon kehittämisen kansainvälinen yhteistyö tapahtuu pääosin ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators - Electricity) järjestössä muiden eurooppalaisten kantaverkkoyhtiöiden kanssa. ENTSO-E:hen kuuluu 42 kantaverkkoyhtiötä 34 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) verkkojen kehittämiseksi, seurata toimitusvarmuutta ja laatia käyttötoiminnan tueksi yhteisiä menettelyjä.

Kuva 4. ENTSO-E:n alueellisen verkkosuunnittelun ryhmäjako. (Lähde: ENTSO-E.)



ENTSO-E:ssä verkkosuunnittelua tehdään sekä yleiseurooppalaisella että alueellisella tasolla. Suomi kuuluu Itämeren alueen suunnitteluryhmään yhdessä Viron, Latvian, Liettuan, Ruotsin, Norjan, Tanskan, Saksan ja Puolan kanssa. Kuvassa 4 on esitettyä ENTSO-maiden jakautuminen alueellisiin ryhmiin. Parillisina vuosina julkaistaan yleiseurooppalainen TYNDP ja parittomina vuosina alueellinen investointisuunnitelma.

Euroopan Komission johtama Priority Corridor Baltic Energy Market Integration Plan (BEMIP) alueryhmään kuuluu samat valtiot kuin ENTSO:n Itämeren alueryhmään. BEMIP ryhmässä mukana ovat kantaverkkoyhtiöiden lisäksi maiden ministeriöt ja regulaattorit. BEMIP ryhmän ensisijaisena tavoitteena on integroida Baltian maat Euroopan sähkömarkkinoihin. BEMIP ryhmässä käsitellään myös Baltian synkronointia, alueen kansainvälisesti merkittäviä energianinfrastruktuurihankkeita sekä yhteistyötä uusiutuvan energian lisäämisessä.

ENTSO-E ja BEMIP yhteistyön lisäksi kansainvälistä verk-

kosuunnittelu yhteistyötä 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.

Kansalliset verkon kehittämismenettelmät

Voimajärjestelmä koostuu tuotannosta, kulutuksesta ja niitä yhdistävästä siirto- ja jakeluverkosta. Kantaverkon suunnittelun lähtökohtana on, että sekä tuotanto- että kulutuslaitteistot täyttävät niille asetetut tekniset vaatimukset. Siirtoverkon suunnittelussa tarkistetaan verkon riittävyys suunnittelujakson arvioituihin siirtotarpeisiin nähden. Tuotanto- ja kulutuslaitteistojen vaatimukset ja sovellettavat tekniset standardit on esitetty Fingridin Voimalaitosten järjestelmätekniisissä vaatimuksissa ([VJV 2013](#)) ja yleisissä liittymisehdoissa ([YLE 2013](#)) sekä liit-

tymissopimuksissa. Yleisiä liittymisehtoja ollaan tällä hetkellä päivittämässä ja tavoite saada uusi YLE 2017 voimaan vuoden 2017 loppuun mennessä. Järjestelmätekniset vaatimukset pohjaavat yhteispohjoismaisiin mitoitusvaatimukseen (Nordic Grid Code 2007). Eurooppalaiset vaatimukset niin voimalaitoksille kuin kulutuslaitteistoille ovat valmistuneet ja niiden soveltaminen alkaa 2019.

Kantaverkkosuunnittelu voidaan jakaa kahteen osaan: päävoimansiirtoverkon suunnittelu ja alueellinen verkkosuunnittelu. 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 näin alueelliseen verkkosuunnitteluun. Luonnollisesti kantaverkkoa on kuitenkin suunniteltava kokonaisuutena ja yllä esitetty jako on vain suuntaa antava.

Päävoimansiirtoverkon suunnittelu

Päävoimansiirtoverkko mahdollistaa suurten voimalaitosten 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 ja pitkällä tähtäimellä. Pitkävaikutteisia infraratkaisuja suunniteltaessa on kartoitettava toimintaympäristön tulevia epävarmuuksia mahdollisimman laajasti ja pyrittävä joustavuuteen, sillä tehtävien verkkoratkaisujen on palveltava mahdollisimman hyvin myös muuttuvissa tilanteissa ja tulevaisuuden kuvissa. Vanhimmat tällä hetkellä käytössä olevat verkon osat ovat peräisin 1920-luvulta.

Tulevaisuuden epävarmuuksien hallitsemiseksi Fingridin verkon kehittämissuunnittelussa 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 odottaa.

Koko Fingridin hallinnoimaa kantaverkkoa kehitetään pitkäjänteisesti ja pitkällä tähtäimellä.



Skenaariotarkastelut ovat osa Fingridin muutaman vuoden välein laatimaa verkkovisiota. Verkkovision päämääränä on esittää kantaverkon kehittämistarpeet, jotka palvelisivat mahdollisimman montaa eri tulevaisuuden kuvaa. Seuraavaksi esitellään päävoimansiirtoverkon suunnitteluun vaikuttavia tekijöitä:

- 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 järjestelmäpalveluiden 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 5. Järjestelmätekniset analyysit suoritetaan vuorovaikutteisena prosessina, jossa tulokset teho- ja energiataseanalyysistä muodostavat lähtötiedon verkkoanalyysiin ja kääntäen.

Mahdolliset investoinnit arvioidaan kustannusten ja hyötyjen perusteella. Hyötyarviointi tehdään kansantaloudellisin perustein. Päävoimansiirtoverkon suunnittelussa tärkeitä arviointikriteereitä ovat:

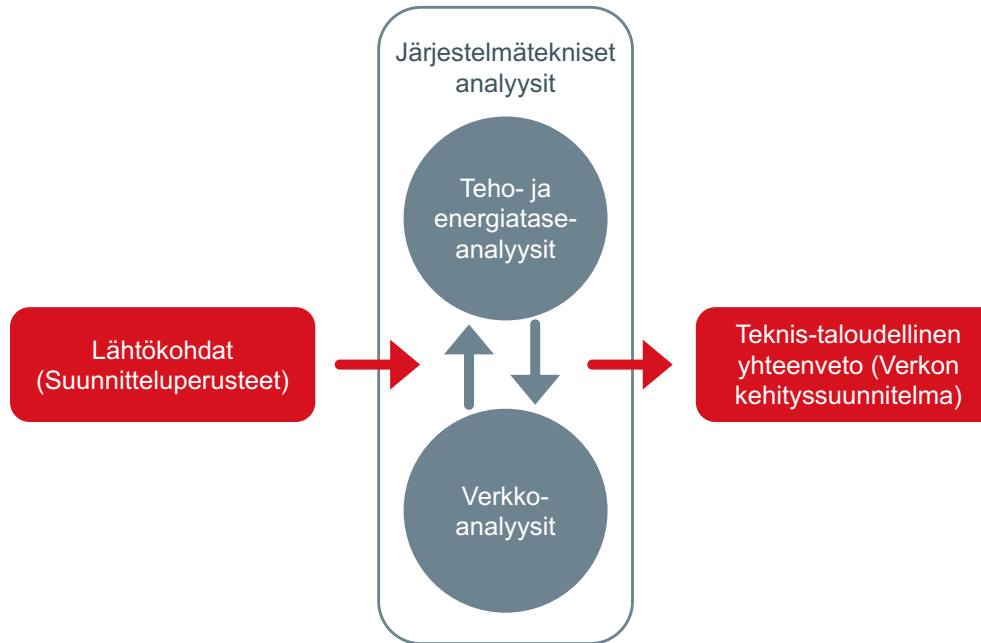
1. Hyöty sähkömarkkinaosapuolille
2. Sähköenergian säännöstelyn riskin pienentyminen
3. Tehopulan riskin pienentyminen
4. Muutokset siirtöhäviöissä
5. Järjestelmäpalveluiden kauppa
6. Sähkömarkkinoiden toimivuus
7. Riittävä siirtokapasiteetti

Suunnittelun tavoitteena on ylläpitää niin suurta siirtokapasiteettia, ettei merkittäviä Suomen sisäisiä siirtorajoituksia synny ja Suomi voidaan säilyttää yhtenä hinta-alueena. Päävoimansiirtoverkossa siirtokapasiteettia rajoittavina tekijöinä voi termisen kapasiteetin lisäksi olla myös jännite- ja kulmasta-biilisuus, jotka on myös huomioitava suunnittelussa.

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

Siirtokapasiteetin riittävyyttä arvioidaan tuotanto-, kulutus- ja verkkoinvestointi-suunnitelmiin perustuvien tulevaisuuden kehitysvaihtoehtojen pohjalta teknis- taloudellisin siirtokapasiteetti- ja markkinasimulaatioin sekä kustannus–hyöty- analyysein.

Uusien johtojen rakentamisen ohella pääsiirtoverkon kapasiteettia voidaan lisätä erilaisin säädöin ja loistehon kompensointitratkaisuin. Tämä johtuu siitä, että stabiilisuus rajoittaa usein ennen termistä kapasiteettia.



Kuva 5. Päävoimansiirtoverkon vahvistustarpeiden arviointimenetelmä.

Alueellisen voimansiirtoverkon suunnittelu

Nyky muodossa 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 6. Jokaisen alueen siirtokyvyn riittävyys varmistetaan 3–5 vuoden välein laadittavilla aluesuunnitelmilla. Aluesuunnittelussa tarkastelu kohdistuu erityisesti 110 ja 220 kV kantaverkkoon ja sitä tukevaan 400 kV päävoimansiirtoverkkoon. Suunnittelussa huomioidaan kantaverkon lisäksi muiden yhtiöiden omistamat suurjännitteiset jakeluverkot sekä niiden kehityssuunnitelmat ja -tarpeet.

ALUEELLISEN VERKKOSUUNNITTELUN LÄHTÖKOHDAT

Suunnittelun lähtökohdaksi ovat mitoituspäätökset. 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 mitoitustapahtuu lähinnä termisen siirtokyvyn, oikosulkuvirtojen sekä sallitun jännitealeneman ehdoilla. Lapissa pitkien etäisyyksien vuoksi myös verkon stabiilisuus rajoittaa siirtoja. 110 kV verkon mitoituksessa sallitaan yksittäisestä viasta aiheutuva alueellinen toimituskeskeytys. 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 voimajohtoliittynässä on, että voimajohdon vikaantuessa kyseiseen voimajohtoon suoraan liittyneet asiakkaat kokevat aina toimituskeskeytyksen. Vikojen lisäksi myös huollot voivat aiheuttaa keskeytyksiä voimajohtoliittymiin ja liittyjä on vastuussa korvaavan syötön järjestämisestä. Lisäksi voimajohtoliittymät pienentävät voimajohdon pääkäyttötarkoitukseen eli kantaverkon sähköasemien väliseen sähkönsiirtoon varattua siirtokapasiteettia ja voimajohdon käytettävyyttä.

Verkon mitoitettavat 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 kestämään minkä tahansa verkkokomponentin vika tai keskeytys. Kunnossapidon ja rakentamisen edellyttämät keskeytykset pyritään ajoittamaan kevyempien siirtojen aikaan.

Alueellisen 110 kV verkon kannalta mitoitettavia suunnittelu-tilanteita voivat olla esimerkiksi talvipäivän huippukuorma, talviyön yösähköpiikit vesivoiman tuotannon ollessa pientä, suuri tuotantoylijäämä tulva-aikaan keväällä tai suuri alijäämä kesäpäivänä, kun paikalliset voimalaitokset ovat vuosihuollossa. Lisäksi lisääntyvällä tuulivoimatuotannolla voi olla alueellisesti merkittävä vaikutus verkon kuormittumiseen. Perinteisesti Suomen sähkönkulutus on huipussaan talvella pitkän kylmän tuotantokapasiteettia. Kesällä lämmityskuorma on 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 avoimajohdon 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 todenmukaisesti.

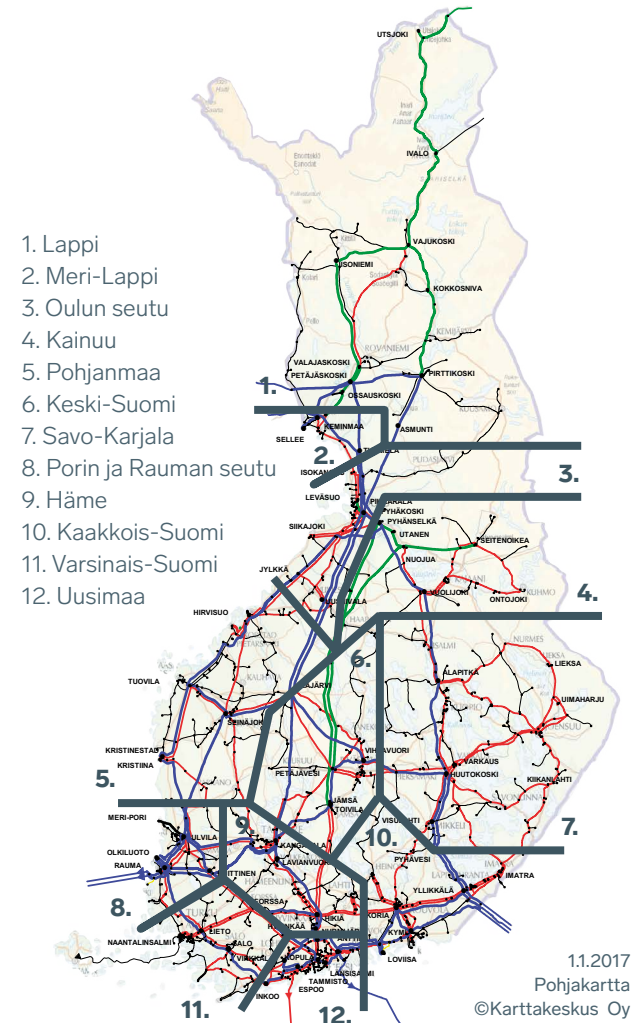
Vesivoimantuotanto saattaa vaihdella hyvinkin voimakkaasti riippuen vesitilanteesta ja sähkön hinnasta sekä käytettävissä olevasta varastointikapasiteetista. Teollisuuden vastapainevoima ajaa sen teollisuusprosessin ehdoilla, johon se liittyy. Sähköä ja lämpöä tuottavien kaukolämpövoimalaitosten osalta lähtökohdina 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.

Tuulivoima, tulevaisuudessa mahdollisesti myös aurinkovoima, asettaa erityisiä ja uudenlaisia haasteita kantaverkon mitoitukselle. Tuulivoiman tuotanto vaihtelee tuulesta riippuen ja voi muuttua nopeastikin nollatehon ja nimellistehon välillä, mikä edellyttää, että verkko mitoitetaan suurimman ja pienimmän tuotantotehon mukaan. Tuulivoimalle määritettyjä yleisiä todennäköisyyksilukuja tuotannon määrästä eri hetkinä ei voida käyttää alueellisessa verkkosuunnittelussa, koska sääolosuhteiden vaihtelu alueen sisällä voi olla huomattavasti pienempää kuin koko Suomen mittakaavassa. Suomessa kantaverkon mitoitusperiaatteen on, ettei tuotantoa tai kuormaa rajoiteta verkon normaalitilanteessa. Tämän takia tuulivoimatuotannon rajoitusmekanismeja ei tois-taiseksi ole käytetty verkkosuunnittelun välineenä.

ALUESUUNNITELMAN ETENEMINEN

Verkkosuunnittelu edellyttää ryhmätyötä, jossa eri osa-alueiden asiantuntijat osallistuvat suunnittelun reunaehtojen määrittelyyn ja ideointiin. Kuvassa 7 on esitetty yksinkertaistettu kaavio alue-suunnitelman edistymisestä.

Alueellisen verkkosuunnitelman lähtökohdina ovat luottamukselliset sähkön tuotanto- ja kulutusennusteet, joita saadaan suoraan sähkön tuottajilta, suurteollisuudelta ja verkkoyhtiöiltä, sekä näkemykset sähköverkon kehittämistarpeista kyseisellä alueella. Ennusteet kattavat tavallisesti seuraavat 10–15 vuotta. Luottamuksellinen ja avoin keskusteluyhteys alan toimijoiden kanssa on olennaisen tärkeää verkon suunnittelun kannalta,



11.2017
Pohjakartta
©Karttakeskus Oy

Kuva 6. Verkon suunnittelualueet

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 ennusteissa pyritään huomioimaan mahdolliset kapasiteetin muutokset ja prosessin 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 herkkystarkasteluja kuormien ja tuotannon kehittymisen suhteen. Toteutuneita 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 verkonkehittämistarkeisiin, 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.

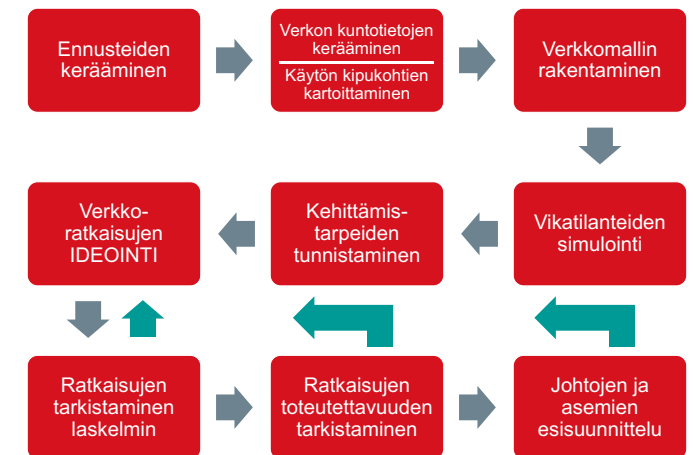
Alueellisessa verkkosuunnittelussa tehdään tehonjakolaskentaa siihen soveltuvalla simulointiohjelmistolla. Ennusteiden ja mittausten pohjalta sähköisen simulointiohjelmiston verkkomalliin lisätään kulutukset ja tuotannot kullekin sähköasemalle. Verkon riittävyttä voidaan arvioida tehonjako-ohjelmistolla 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. Pääkaupunkiseudulla 110 kV jännitteinen verkko on tiheästi silmukoitu 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.

Jos verkko ei ole sellaisenaan siirtokyvyltään riittävä, luodaan joukko verkkoratkaisuja, joiden pätevyys todennetaan verkostolaskennalla. Tavallisesti parhaiden verkkoratkaisujen löytäminen vaatii aikaa ja ryhmätyötä. Verkkoratkaisuissa pyritään optimoimaan mm. investointikustannukset, siirtohäviöt ja ympäristövaikutukset. Suunnittelun tavoitteena on löytää kansantaloudellisesti paras verkkoratkaisu. Verkkoratkaisuissa pyritään käyttämään olemassa olevaa verkkoa mahdollisimman tehokkaasti. Johtojen risteyspaikkaan voidaan lisätä kytkinlaitos tai muuntoasema alueen siirtojen hallitsemiseksi. Vian jälkeisiin alijännitteisiin voidaan taas vaikuttaa lisäämällä sähköasemalle rinnakkaiskondensaattori. Kun siirtokyvyn kasvattamiseksi ei löydy ratkaisua olemassa olevasta verkkorakenteesta, on siirtokykä vahvistettava rakentamalla uusi voimajohto tai korvaamalla vanha voimajohto uudella. Tietyissä tapauksissa voimajohdon johtimet voidaan vaihtaa poikkipinnaltaan suuremmiksi tai 1-osajohtimisista 2-osajohtimisiksi, mikä edellyttää, että voimajohdon pylväsrakenteet on mitoitettu raskaammille johtimille. Yhtenä vaihtoehtona on korkean lämpötilan johtimien käyttö, joka mahdollistaa suuremman siirtokapasiteetin ilman



Kuva 7. Verkkosuunnitteluprosessin eteneminen

pylväiden vaihtoa. Erikoisjohtimien heikkoutena on korkeammat kustannukset ja suuremmat siirtohäviöt. Usein voimajohto on kuitenkin uusittava kokonaan sen kunnan vuoksi.

Aluesuunnitelman yhteydessä on huomioitava uusien sähköasemien ja voimajohtojen maankäyttötarpeet. Jos hankkeet eivät ole mahdollisia maankäytön kannalta, on kehitettävä uusi suunnitelma. Verkon investointeja ei kannata tehdä etupainotteisesti, jos ei ole erityistä syytä nopeuttaa aikataulua (mm. mahdollisuudet hankkeen edellyttämien siirtokeskeytyksien järjestämiseksi). Mitä lähempänä tarvetta verkkoinvestointi tehdään, sitä paremmin nähdään, minkälaisia siirtotarpeita tulevaisuudessa esiintyy ja sitä suuremmalla todennäköisyydellä osataan tehdä juuri oikea verkkoinvestointi. Tulevaisuuden enustaminen on erittäin vaikeaa, joten verkkosuunnitelmien on oltava mahdollisimman joustavia.

Asiakkailta saadun palautteen pohjalta Fingrid on pyrkinyt kehittämään aluesuunnitteluprosessia enemmän asiakkaita osallistavaksi. Uudessa toimintamallissa asiakkaalla on suunnitelmaprosessin eri vaiheissa mahdollisuus tuoda esiin omia tarpeita ja kommentoida suunnitelmaa. Suunnitelman aluksi asiakkaaseen ollaan yhteydessä asiakkaan ennusteisiin ja tuleviin suunnitelmiin liittyen. Lähtötietojen kartoittamisen jälkeen suunnittelun lähtökohdat esitellään yhteisessä asiakastilaisuudessa. Tämän jälkeen asiakkaiden kanssa käydään tarvittaessa kahdenkeskisiä suunnittelupalavereita. Kun verkkoratkaisuista on päästy yhteisymmärrykseen, suunnitelma esitellään kootusti alueen asiakkaille. Asiakas voi nähdä valmiit aluesuunnitelmat videoituna webinaarina ja dokumentoituna asiakasextranetissä.

Todennäköisimmän tulevaisuuden skenaarion mukainen verkkosuunnitelma viedään Fingridin kantaverkon investointisuunnitelmaan. Skenaarioiden täsmentyessä verkkosuunnitelmia ja kehittämissuunnitelmaa päivitetään.

Fingridin investointisuunnitelman muodostaminen

Kantaverkon investointisuunnitelmassa ylläpidetään suunnitelmaa kantaverkkoon tehtävistä investoinneista. Investointisuunnitelma kattaa kantaverkon uus- ja korvausinvestoinnit seuraavalle kymmenelle vuodelle. Hankkeet päättyvät investointisuunnitelmaan verkkosuunnitelmissa ja kun-

nonhallintasuunnitelmissa määriteltyjen tarpeiden perusteella. Investointisuunnitelmassa on määritelty investointihankkeiden laajuudet ja niiden arvioidut vuosittaiset kustannukset. Fingridin investointisuunnitelmaa arvioidaan ja päivitetään useamman kerran vuodessa. Jos toimintaympäristössä tapahtuu muutoksia, investointisuunnitelmaa päivitetään vastaamaan muuttunutta tilannetta.

Kantaverkon iän kehittyminen

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 johtokatuja 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; lyhimmät maahan upotetuilla puupylväillä, pisimmät teräspylväillä. Asemakomponenttien pitoaikaodotteet ovat selvästi lyhyemmät, 30 ja 60 vuoden välillä. Oheisissa taulukoissa on esitetty valvontamallin mukaiset verkonosien tekniset eliniät.

Suomen kantaverkko on saavuttanut nykyisen muotonsa yli 80 vuoden aikana. Vanhimmat käytössä olevat 110 kV voimajohdot rakennettiin jo 1920-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 31 vuotta, mikä on yli kymmenen vuotta suurempi kuin asemien suurjännitekomponenttien 19 vuoden

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

Vapaasti seisovat teräspylväät	80 v
Harustetut teräspylväät	65 v
Peltopylväät	50-65 v
Harustetut alumiinipylväät	65 v
Harustetut puupylväät	50 v
Maahan upotetut puupylväät	35 v
Johtimet	65 v
Ukkosjohtimet	50-65 v
Optiset ukkosjohtimet	40 v

Kuva 8. Valvontamallin mukaiset verkonosien tekniset eliniät

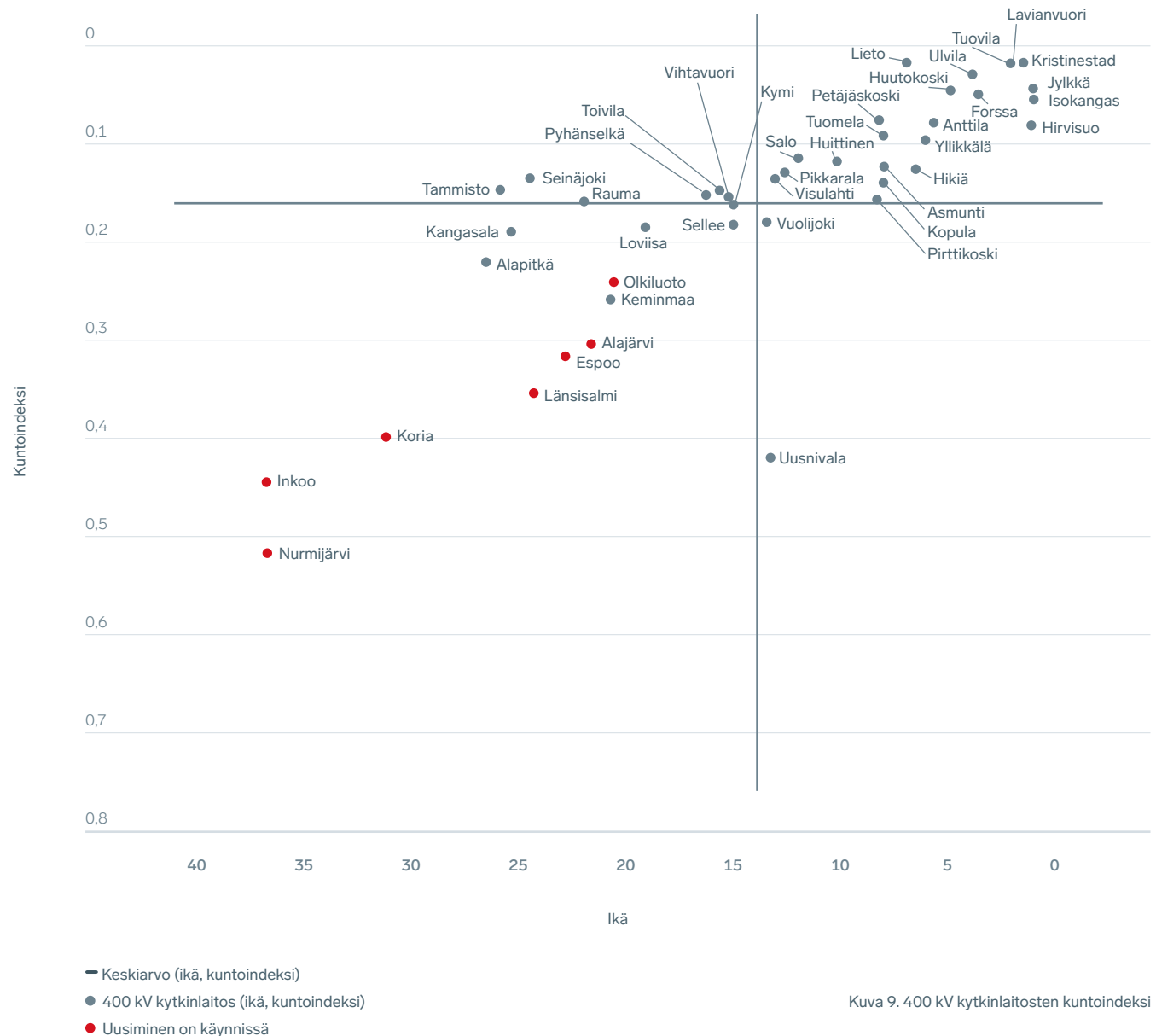
keski-ikä. Johtojen kokonaispituudesta noin neljännes on yli 50 vuoden ikäistä, kun asemalaitteista vain alle 5 prosenttia on yli 40 vuoden ikäistä. Voimajohtojen vuotuinen ikääntymisnopeus on ollut viime aikoina luokkaa 0,7 vuotta ja asemalaitteet eivät ole viime aikoina ikääntyneet verkon uusimisen seurauksena.

Komponentin elinkaaren lähestyessä loppuaan sen 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 kestämään sopivan kokonaisuuden mielekkääseen uusimisajankohtaan. Lykkäämisestä johtuva verkon käyttövarmuuden vähäinen heikentyminen sallitaan. Käyttö- ja henkilöturvallisuuden tasosta ei kuitenkaan tingitä.

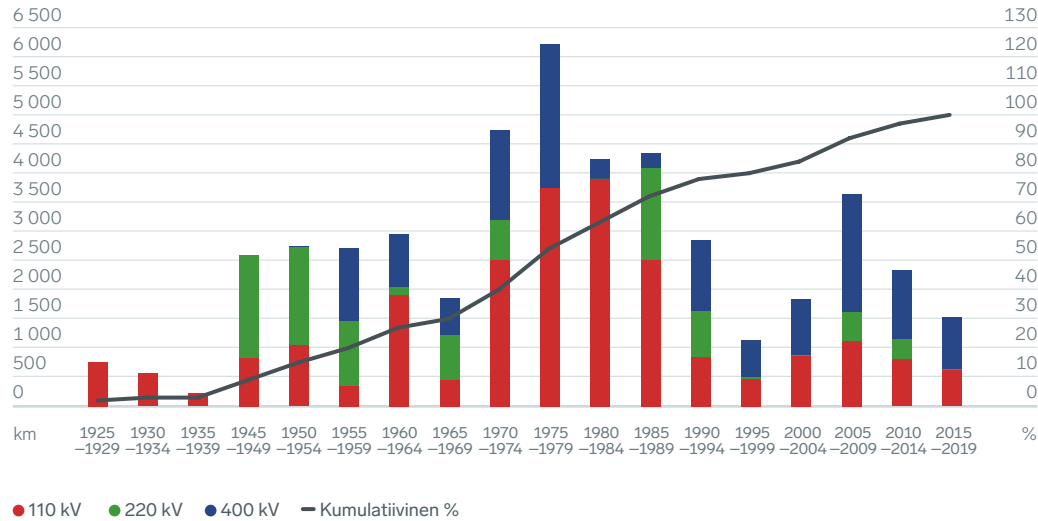
Kaikki verkon komponentit eivät yllä normaaliin elinkaareen kunnossapidosta huolimatta, vaan joskus huonoja yksilöitä ja komponenttityyppejä joudutaan uusimaan ennen aikaisesti. Ulkoisista syistä vioissa vaurioituneet komponentit täytyy korvata välittömästi. Kuormituksen kasvaessa, teknisiltä ominaisuuksiltaan 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 pienemisen vuoksi. Tarpeettomaksi käynyt komponentti tai verkon osa voidaan siirtää uuteen paikkaan tai poistaa käytöstä kokonaan. Myös turvallisuus- ja ympäristösyistä voidaan tehdä ennen aikaisia 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.

400 kV kytkinlaitosten kuntoindeksi



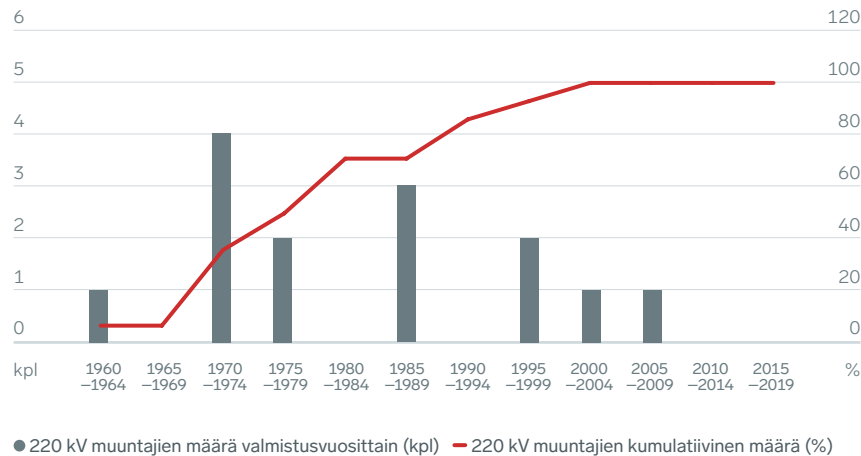
Kuva 9. 400 kV kytkinlaitosten kuntoindeksi



Kuva 10. Voimajohtopylväiden ikäjakauma

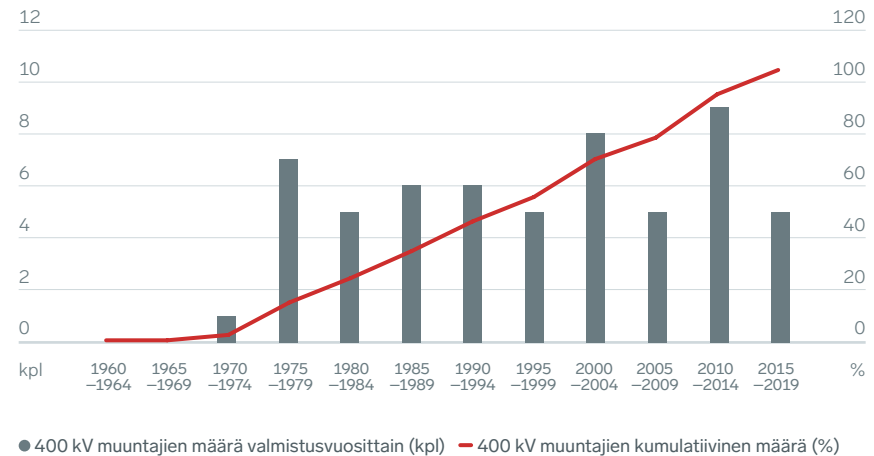
Kantaverkon käyttövarmuus pyritään pitämään hyvällä tasolla ikääntymisestä huolimatta. Ikääntyvän verkon saneeraus-, komponenttien korjaus-, elinkaarien jatkamis- ja korvausinvestointien ajoittamispäätökset ovat keskeisen tärkeitä kantaverkko-omaisuuden kustannustehokkaassa ja laadukkaassa hallinnassa. Kantaverkon kehittämissuunnitelman ylläpidon tärkeä osa on kunnonhallinnan ja verkkosuunnittelun tiivis yhteistyö. Kuntoselvityksillä ja muilla tavoin kerätyt kantaverkon kunnossapito- ja perusparannustarpeet kerätään hankepankkiin. Näistä tarpeista muodostetaan toteutettavia kokonaisuuksia, jotka toteutetaan investointihankkeiden yhteydessä tai erillisenä isompana perusparannushankkeena. Tavoitteena on, ettei samassa kohteessa tarvitse tehdä kunnossapito- tai perusparannuksia moneen vuoteen.

220/110 kV muuntajien ikäjakauma



Kuva 11. 220/110 kV muuntajien ikäjakauma

400/110 kV muuntajien ikäjakauma



Kuva 12. 400/110 kV muuntajien ikäjakauma





Toimintaympäristön muutokset ja tulevaisuuden näkymät

Toimintaympäristön muutokset ja tulevaisuuden näkymät

Energia-ala on keskeisessä roolissa ilmastonmuutosta torjuttaessa. Sähkön tuotantorakenne muuttuu uusiutuvan energian osuuden kasvaessa ja säästökykyisen fossiilisen lauhdetuotannon vähentyessä. Tuuli- ja aurinkoenergia ovat pian kannattavia ilman tukia, ja niiden lisääntyminen aiheuttaa sähköjärjestelmässä ajoittaista niukkuutta tehosta, joustavuudesta ja järjestelmän inertiaasta. Hinnanvaihtelut lisääntyvät, 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 markkinoiden tukemana tuotannon ja kulutuksen tasapainon. Älyverkkoteknologia luo uusia liiketoimintamahdollisuuksia niin nykyisille kuin uusille toimijoille tehokkailla sähkömarkkinoilla. Digitalisaatio mahdollistaa tehokkaamman markkinainformaation jakamisen sekä uusien työkalujen kehittämisen muuttuvan ja monimutkaistuvan sähköjärjestelmän hallintaan.

Samaan aikaan sähköntuotantorakenteen murroksen kanssa yhteiskunta sähköistyy ja sähköriippuvuus lisääntyy. Samalla yhteiskunnan häiriösietoisuus sähkön saannin suhteen heikenee: sähköhuollon vakavat häiriöt ovat yhteiskunnan suurimpia turvallisuusuuhkia. Fingridin investointiohjelman toteuttaminen, markkinoiden edistäminen ja käyttötoiminnan kehittäminen parantavat sähkönsaannin luotettavuutta ja valmiutta toimia kriisi-

tilanteissa. Olennaista on myös aktiivinen toiminta eurooppalaisten pelisääntöjen kehittämisessä ja Itämeren alueen yhteistyössä.

Sähkömarkkinat

Sähköntuotannon rakenne on muuttumassa ja sään mukaan vaihtelevan uusiutuvan energian tuotanto on kasvanut voimakkaasti eurooppalaisilla sähkömarkkinoilla. Muutosta on vauhdittanut teknologian kehitys sekä uusiutuvan energian tukeminen erilaisin kansallisin tukimekanismein. Ilmastotavoitteiden korostuminen kansallisissa energiapolitiikoissa on jättänyt vähemmälle huomiolle EU:n energiapolitiikan kaksi muuta tavoitetta eli toimitusvarmuuden ja tehokkaasti toimivat sähkömarkkinat.

Uusiutuvan sähköntuotannon kasvu ja sen aikaansaaman energiaylijäämän tarjonta tuetulla hinnalla markkinoille on painanut sähkön hinnan keinotekoisien alas. Ei-tuetun tuotannon kannattavuus on heikentynyt merkittävästi, mikä on johtanut sääntöön kykenevän tuotantokapasiteetin poistumiseen markkinoilta.

Sähköjärjestelmän operointi on jatkossa haastavampaa lisääntyvän vaihtelun myötä. Siksi on tärkeää että sähkömarkkinat ohjaavat tuotantoa, kulutusta ja varastointia reaaliajassa. Tämä tarkoittaa esimerkiksi kaupankäynnin ulottamista lähelle käyttötuntia, hintavolatiliteetin sallimista lähellä käyttöhetkeä sekä reaaliaikaisen hintatiedon saatavuutta markkinaosapuolille.

”Älyverkkoteknologia luo uusia liiketoimintamahdollisuuksia niin nykyisille kuin uusille toimijoille tehokkailla sähkömarkkinoilla.”

Kustannustehokkain ja teknologianeutraali väline vähähiiliseen energiajärjestelmään kannustamiseksi on päästökauppamekanismi. Useissa ennusteissa arvioidaan päästöoikeuden hinnan merkittävästi nousevan tulevaisuudessa, mutta tälle on edellytyksenä, että suorista tukimekanismeista asteittain luovutaan ja päästökauppamekanismin annetaan ohjata.

Nykyisellään Suomi on sähkömarkkinalla yhtenä tarjousalueena. Merkittävät muutokset tuotantokapasiteetin maantieteellisessä sijoittumisessa voivat kuitenkin vaikuttaa tarjousalueiden optimaaliseen määrittelyyn. Myöskään valtion rajat ylittävien tarjousalueiden käyttöönottoa ei ole syytä sulkea tulevaisuudessa pois.

Suomen energia- ja ilmastopolitiikka

Työ- ja elinkeinoministeriö julkaisi marraskuussa 2016 uuden ilmasto- ja energiastrategian, jonka toimilla on tarkoitus saavuttaa hallitusohjelmassa ja EU:ssa sovitut energia- ja ilmastotavoitteet vuonna 2030. Strategian merkittävimmät painopisteet olivat energian hankinnan omavaraisuuden nostaminen, CO₂-päästöjen vähentäminen ja uusiutuvan energian lisääminen erityisesti päästökauppasektorien ulkopuolella, kuten liikenteen polttoaineissa. Uusiutuvan energian, erityisesti bioenergian, ennakoitiin kasvavan voimakkaasti, kuitenkin huomioiden metsävarojen kestävä käyttö.

Sähkön tuotannon ja kulutuksen kannalta merkittäviä linjauksia olivat muun muassa markkinaehtoisuuden korostaminen, kooltaan rajallinen uusiutuvan energian teknologianeutraali tukijärjestelmä, 250 000 sähköauton tavoite vuoteen 2030 mennessä sekä kivihiiheen energiakäytöstä luopuminen. Bioenergian käytön lisääntyminen heijastuu sähköjärjestelmään sekä tuotannon että kulutuksen kautta. Sähköjärjestelmän kannalta lopputulokseen vaikuttaa paitsi bioenergian kokonaismäärä, myös kotimaisen tuotannon osuus eri sektoreilla, sillä energiankäytön eri muodoilla (liikenteen biopolttoaineiden tuotanto ja käyttö, biotuotetehtaat, sähkön ja lämmön yhteistuotanto, erillinen lämmöntuotanto) on erilainen vaikutus sähköntuotantoon, kulutukseen ja tehotasapainoon.

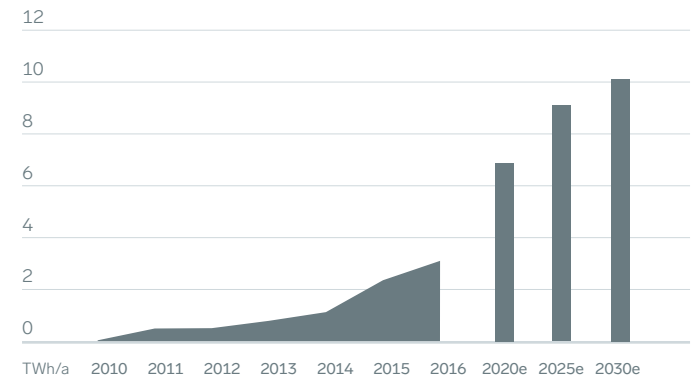
Strategiassa ja sen taustamateriaaleissa oletettiin sähkön kulutuksen kasvavan maltillisesti. Strategiassa arvioitiin ydinvoiman lisärakentamisen rajoittuvan tarkastelukaudella meneillään oleviin Olkiluoto 3- ja Hanhikivi 1 -hankkeisiin.

Sähköntuotantorakenteen muutokset

Käynnissä oleva sähkön tuotantorakenteen murros on yksi keskeisistä kehitysajureista Fingridin verkon kehittämiselle. Keskeisimmät trendit ovat sääriippuvan tuotannon lisääntyminen, uudet suuret ydinvoimalaitosyksiköt, säätökykyisen tuotannon määrän väheneminen sekä uuden tuotannon maantieteellinen sijoittuminen kantaverkossa. Fingrid pyrkii päävoimansiirtoverkon suunnittelussaan varautumaan erilaisiin kehityskulkuihin erilaisten skenaarioiden avulla. Tässä luvussa esitetyt ennusteet tuotantokapasiteetin ja kulutuksen kehityksestä vastaavat perusskenaariota. Alueellisessa verkkosuunnittelussa käytetään alueellisia ennusteita.

Tuulivoiman arvioidaan lisääntyvän nykyisten ja suunniteltujen tukimekanismien puitteissa vajaan 3000 MW tarkastelujaksolla, jolloin vuosituotanto olisi noin 9 TWh/a. Tuulivoiman markkinaehtoisesta kasvun arvioidaan käynnistyvän voimakkaana vasta tarkastelujakson jälkeen johtuen matalista pohjoismaisen sähkön tukumarkkinahinnoista sekä Ruotsin suunnitelmista laajentaa vihreiden sertifikaattien järjestelmäänsä vuoteen 2030 asti. Huomattava osa tuulivoimasta rakennetaan Pohjois-Suomeen ns. P1-leikkauksen pohjoispuolelle, mikä lisää pohjois-etelä-suuntaisen siirtokapasiteetin tarvetta kantaverkossa. Oletettua nopeampi tuulivoiman kasvu lisäisi investointitarpeita sekä tuulivoiman integrointiin, että pohjois-etelä-suuntaiseen siirtoon, olettaen, että merkittävä osa tuulivoimasta rakennettaisiin jatkossakin P1-leikkauksen pohjoispuolelle. Aurinkovoiman määrän Suomessa arvioidaan kasvavan pääasiassa Etelä-Suomessa. Vesivoiman tuotannossa ei oleteta tapahtuvan merkittäviä muutoksia tarkastelujaksolla. Kuva 13 esittää historiallisen tuulivoimatuotannon vuosilta 2010–2016 sekä suunnitelman pohjana käytetyn ennusteen tuuli- ja aurin-

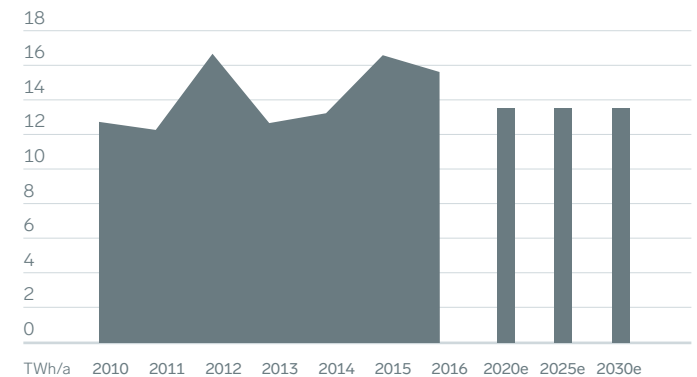
Tuuli- ja aurinkosähkön tuotanto 2010–2016 sekä ennustettu kehitys 2020–2030



● Tuotanto

Kuva 13. Tuuli- ja aurinkosähkön tuotanto 2010–2016 (lähde: Energiategollisuus ry) sekä suunnitelmassa käytetty Fingridin ennuste vuoteen 2030.

Vesisähkön tuotanto 2010–2016 sekä ennustettu kehitys 2020–2030



● Tuotanto

Kuva 14. Vesivoiman tuotanto 2010–2016 (lähde: Energiategollisuus ry) sekä suunnitelmassa käytetty Fingridin ennuste vuoteen 2030.

kovoiman tuotannosta vuoteen 2030 saakka. Kuva 14 esittää vastaavat tiedot vesivoiman tuotannosta.

Ydinsähkön tuotanto Suomessa on tyypillisesti ollut noin 22-23 TWh vuodessa, vastaten noin kolmannelta kokonaistuotannosta. Suunniteltujen rakennus- ja käyttöönottoaikataulujen mukaan Olkiluoto 3 ja Hanhikivi 1 -ydinvoimalaitosten rakentaminen kaksinkertaistaa Suomen nykyisen ydinvoimakapasiteetin tarkastelujakson aikana. Vastaavasti Loviisa 1 ja 2 -voimalaitosyksiköiden käyttöikä päättyy hieman tarkastelujakson jälkeen, ja mikäli laitokset tällöin poistetaan käytöstä, ydinsähkön tuotanto Suomessa olisi noin 35 TWh/a 2020- ja 2030-luvulla, eli nettomääräinen tuotannonlisäys nykytasoon verrattuna vastaisi Olkiluoto 3:n tuotantoa. Hanhikivi 1 -voimalaitoksen sijoittuminen P1-leikkauksen pohjoispuolelle lisää merkittävästi pohjois-etelä-suuntaista siirtotarvetta Suomessa, kun samaan aikaan vastaava määrä ydinsähkön tuotantoa poistuu Etelä-Suomesta. Kuva 15 esittää suunnitelman pohjana käytetyn ennusteen ydinvoiman tuotannosta.

Yhteistuotannolla (Combined Heat and Power, CHP) tuotetun sähkön määrä on viime vuosina vähentynyt merkittävästi, noin 28 TWh:sta vuonna 2011 noin 21 TWh:iin vuonna 2016. Pudotus on johtunut pääasiassa olemassa olevan voimalaitoskapasiteetin käyttöasteen laskusta, sillä yhteistuotantokapasiteettiin kohdistuneet laitosten sulkemiset ovat toistaiseksi olleet rajallisia. Matalan sähkön markkinahinnan arvioidaan kuitenkin jatkossa rajoittavan elinikänsä päähän tulevien CHP-laitosten korvaamista uusilla CHP-laitoksilla ja lisäävän pelkkää lämpöä tuottavien kattilalaitosten, hajautetun lämmöntuotannon sekä suurten lämpöpumppujen houkuttelevuutta kaukolämmön tuotannossa. Mahdollisesti uusittavat CHP-laitokset saatetaan myös mitoittaa nykyisiä laitoksia pienemmiksi erityisesti sellaisten laitosten osalta, joissa on nyt ns. lisälauhdekapasiteettia, eli lämmön tarpeen ylittävää, lauhdevoimaan vertautuvaa sähköntuotantokapasiteettia. Edellä mainituista syistä yhteistuotantokapasiteetin sekä kaukolämmön tuotantoon liittyvän CHP-sähkön tuotannon arvioidaan laskevan nykytasolta tarkastelujaksolla. Teollisuuden CHP-sähkön tuotannon arvioidaan sitä vastoin kasvavan biotehdashankkeiden johdosta.

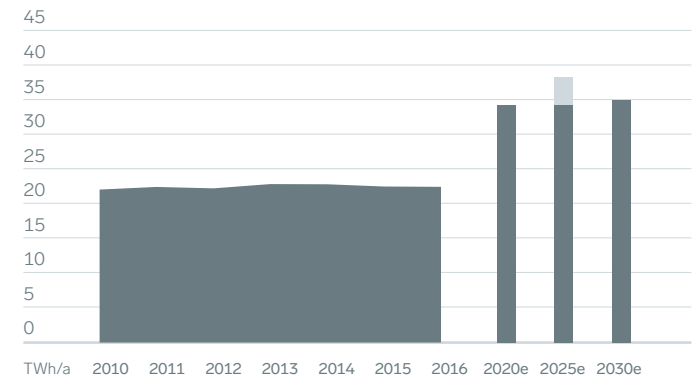
Biomassasta tuotetun sähkön arvioidaan lisääntyvän merkittävästi johtuen uusista biotuotetehdashankkeista sekä biomasan käytön lisääntymisestä olemassa olevilla yhteistuotantolaitoksilla. Poliittisessa sekä julkisessa keskustelussa on kuitenkin epävarmuutta biomasan kestävyyskriteerien tulkinnasta energiakäytössä. Biomassan energiakäytön rajoittaminen heikentäisi entisestään yhteistuotannon asemaa Suomessa.

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. Kuva 16 esittää suunnitelman pohjana käytetyn ennusteen lämpövoiman (CHP + lauhde) tuotannosta.

Kuva 17 esittää suunnitelman pohjana käytetyn ennusteen sähkön tuotannon ja kulutuksen kehityksestä Suomessa. Kokonaisuutena Suomen arvioidaan säilyvän sähkön nettotuojana koko tarkastelujakson ajan sekä vuosienenergian että huipputehon suhteen. Kokonaiskulutus kääntyi kasvuun vuonna 2016, ja kasvun arvioidaan jatkuvan tulevaisuudessa sähköautojen ja lämpöpumppujen yleistymisen myötä sekä sähköä käyttävän uuden teollisuuden, kuten biojalostamoiden ja datakeskusten, lisääntyessä.

Fingridin verkon kehittämisen näkökulmasta säätökykyisen kapasiteetin supistuminen lisää tarvetta kysynnän joustolle sekä rajasiirtoyhteyksien tarjoamalle säätöpotentiaalille. Kotimaisen sähköntuotannon kilpailukyky vaikuttaa rajasiirtoyhteyksien tarpeeseen, sillä Ruotsin ja Norjan arvioidaan jatkossakin olevan vuositasolla ylijäämäisiä sähkön tuotannon suhteen. Vastaavasti Baltian sähköntuotantokapasiteetin arvioidaan supistuvan erityisesti Virossa, mikä lisää sähkön vientiä Suomesta Viroon 2020-luvulla. Lämpövoiman vähentyessä verkossa, inertia eli voimajärjestelmän kyky vastustaa taajuuden muutoksia vähenee. Esimerkiksi tuuli- ja aurinkovoima eivät tuota vastaavasti inertiaa järjestelmään. Tästä seuraa taajuuden laadun huononeminen ja järjestelmän kyky sietää erilaisia häiriöitä heikkenee. Inertia seurataan reaaliajassa Pohjoismaisten TSO:den valvomoissa. Fingrid tekee yhdessä muiden pohjoismaiden kanssa selvitystä inertian kehittymisestä ja miten tilanne hallitaan tulevaisuudessa.

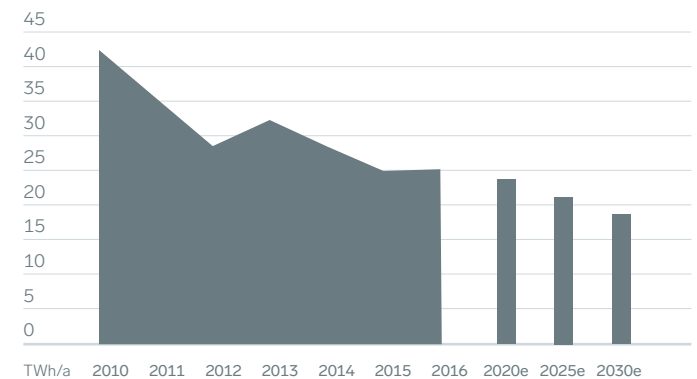
Ydinsähkön tuotanto 2010–2016 sekä ennustettu kehitys 2020–2030



● Tuotanto

Kuva 15. Ydinsähkön tuotanto 2010-2016 (lähde: Energiategollisuus ry) sekä suunnitelmassa käytetty Fingridin ennuste vuoteen 2030. Vuosina 2025-2030 tuotanto on hetkellisesti pitkän aikavälin tasoa korkeampi, mikäli Hanhikivi 1 -voimalaitos saavuttaa täyden käytettävyyden ennen Loviisa 1 ja 2 -yksiköiden sulkemista (lisäys esitetty kuvassa läpinäkyvällä palkilla vuoden 2025 kohdalla). Vuoden 2030 jälkeen tuotanto laskee noin vuoden 2020 tasolle mikäli Loviisan yksiköt on suljettu.

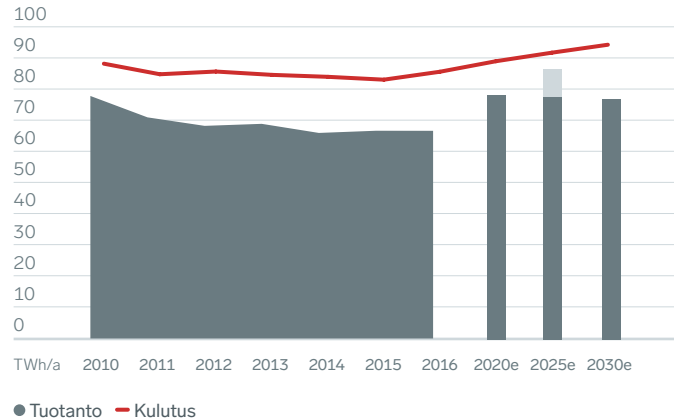
CHP- ja lauhdesähkön tuotanto 2010–2016 sekä ennustettu kehitys 2020–2030



● Tuotanto

Kuva 16. Yhteistuotanto- ja lauhdesähkön tuotanto 2010-2016 (lähde: Energiategollisuus ry) sekä suunnitelmassa käytetty Fingridin ennuste vuoteen 2030.

Suomen sähköntuotanto ja -kulutus 2010–2016 sekä ennustettu kehitys 2020–2030



Kuva 17. Sähkön tuotannon ja kulutuksen kehitys Suomessa vuosina 2010–2016 (lähde: Energiategollisuus ry) sekä suunnitelmassa käytetty Fingridin ennuste vuoteen 2030.

Teknologia

Sähköjärjestelmässä tuotannon ja kulutuksen on oltava joka hetki tasapainossa, jolloin sähkön tuotannon säätökyvyn heikentyessä sähkön kulutuksen säätökyvyn tulee vastaavasti vahvistua. Sähkön kysynnän joustopotentiaali on merkittävä, ja kasvavan osan potentiaalista arvioidaan realisoituvan sähköjärjestelmän käyttöön.

Kotitalous- ja palvelusektorit kattavat hieman yli puolet Suomen kokonaissähkökulutuksesta ja jopa kaksi kolmasosaa huipputehon tarpeesta. Kuormien älykkäässä ohjauksessa on merkittäviä mahdollisuuksia niin sekunti-, minuutti- kuin tuntitasokin 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").

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. Myös mahdollisuudesta syöttää tarvittaessa sähköä autojen akuista sähköverkkoon (Vehicle-to-Grid, V2G) voi kehittyä sähköjärjestelmän kannalta tärkeä lyhytaikaisen reservin lähde.

Älykkään latauksen ohella sähköautojen ympärille muodostuva ekosysteemi lisää joustoa myös muilla tavoin. Akkujen tuotantokustannukset laskevat tuotantomäärien lisääntyessä, ja toisaalta autokäytössä vanhentuvat akut voidaan hyödyntää uudelleen stationarisena varastona, jolloin heikentyvä

energiatiheys ei ole keskeinen ongelma. Akkujen lisääntyminen järjestelmässä lisäksi merkittävästi lyhytaikaista sähkön varastointipotentialiaa ja auttaisi siten tehonriittävyysaasteissa sekä jouston tarjonnassa.

Sähkön pitkäaikainen varastointi, ts. tuotannon ja kulutuksen tasapainottaminen kuukausi- ja vuositasolla, ei ole akkuteknologian avulla käytännössä mahdollista. Pohjoismaissa tutuun sähkön pitkäaikaisvarastoinnin muoto ovat vesialtaat, mutta niiden lisärakentaminen on mahdollista vain rajallisesti. Tulevaisuudessa energian pitkäaikaisvarastointi voi olla myös mahdollista muuttamalla sähkö toiseen muotoon, kuten synteetiseksi metaaniksi (Power-to-Gas, P2G) tai vedyksi (Power-to-Hydrogen, P2H). Molemmissa tapauksissa kaasumaista polttoainetta voidaan tuottaa esimerkiksi ylimääräisestä aurinko- ja tuulivoimasta kesäisin tai muuten matalan kulutuksen aikaan ja muuntaa takaisin sähköksi esimerkiksi kombivoimalaitoksessa, kaasuturbiinissa tai polttokennovoimalaitoksessa kysynnän ollessa korkea. Maakaasun käyttö yhteistuotantovoimalaitoksessa tai vedyn käyttö korkean lämpötilan polttokennossa mahdollistaa myös lämmön hyödyntämisen. Nämä teknologiat eivät ole nykyisellään vielä kaupallisessa käytössä kilpailukykyisiä, ja niiden vaikutuksen arvioidaan olevan rajallinen tarkastelujakson tähtäimellä, mutta niiden kehitystä on syytä seurata.

SÄHKÖNSIIRTOTEKNIIKAN TEKNOLOGIANÄKYMÄT

Sähkönsiirtotekniikan perusratkaisut ovat pysyneet muuttumattomina vuosikymmeniä eikä näköpiirissä ole tekniikoita, jotka tulisivat muuttamaan ratkaisuja. Suomen kantaverkko perustuu ajojohtoihin ja vaihtosähköön. Fingridin omistamassa kantaverkossa sähkönsiirto tapahtuu 400, 220 ja 110 kV jännitetasoilla. Jännitetasojen 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 1920-luvulta ja sähköasemia 1970-luvulta. Nyt rakennettavien johtojen voidaan odottaa olevan käytössä vähintään 60–80 vuotta.

Suomen kantaverkolle ominaista ovat pitkät siirtoetäisyydet. Suurjännitteisten vaihtosähkökaapeliin käyttö kantaverkossa

rajoittuu lähinnä sähköasemien läheisyyteen, 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 etenkin 110–400 kV verkossa. 400 kV avojohtojen siirtokapasiteetti on 2–3-kertainen parhaisiin kaapeleihin nähden, joten avojohtojen 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. Lisäksi tasasähköyhteyksiin välitasemien lisääminen on teknisesti hankalaa ja kallista. Näiden syiden vuoksi tasasähköyhteydet eivät sovellu laajemmin käytettäväksi Suomen sisäisessä kantaverkossa.

Tasasähköyhteyksien kunnonhallintamallia on kehitetty viime vuosina yhteyksien luotettavuuden ja käytettävyyden korkean tason varmistamiseksi. Vuoden 2016 alusta otettiin käyttöön toimenpiteitä, mukaan lukien resurssien vahvistaminen ja ympärivuorokautinen varallaolo Fingridin HVDC-asiantuntijoiden toimesta. Toimenpiteiden avulla vuoden 2016 häiriökeskeytysten kesto pieneni noin kymmenesosaan verrattuna vuosien 2013–2015 keskiarvoon. Lisäksi häiriömäärät saatiin puolitettua. Yhteistyötä laitetoimittajien ja muiden eurooppalaisten HVDC-yhteyksien omistajien kanssa on tiivistetty parhaiden toimintamallien kehittämiseksi ja vakiinnuttamiseksi.

Sähkönsiirron komponenteilla termistä kapasiteettia rajoittaa virtalämpöhäviöistä johtuva lämpeneminen. Päävoimansiirtoverkossa siirtokykyä rajoittavat usein muut sähkötekniset ilmiöt, kuten verkon vikojen jälkeiset voimalaitosten tehoheilahtelut ja verkon jännitestabiilisuus. Näihin rajoitteisiin pystytään pureutumaan kehittyneemmällä teknologialla. Esimerkiksi pitkien 400 kV voimajohtojen sarjakompensointi ja Kangasalle rakennettu ohjattava loistehon kompensointijärjestelmä (SVC) ovat kasvattaneet päävoimansiirtoverkon siirtoky-

kyä ja käyttövarmuutta merkittävästi ilman uusien voimajohtojen rakentamista. Isojen voimalaitosten lisästabiloitintijärjestelmät mahdollistavat niin ikään suuremmat siirtotehot kantaverkossa. Lapissa on otettu ensimmäisenä maailmassa käyttöön tuulipuis-ton Power Oscillation Damping (POD) säätöjärjestelmä, joka pystyy tehokkaasti vaimentamaan verkossa esiintyviä tehoheilahtuksia. Ratkaisu mahdollistaa huomattavasti suurempien tuotantomäärien liittäminen verkkoon.

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

Fingrid etsii jatkuvasti uusia menetelmiä siirtoverkossa esiintyvien ongelmien ratkaisemiseksi ja olemassa olevan verkon täyden siirtokapasiteetin valjastamiseksi. Uusina lupaavina teknologioina mainittakoon voimajohtojen kuormitettavuuden mitta-laitteet ja laitteet, joilla voidaan ohjata tehonjakautumista 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. Syksyllä 2016 pilotoitiin onnistuneesti uusi koestusmenetelmä, jolla katkaisijan toimintakyky voidaan testata ilman keskeytystarpeita. Menetelmä perustuu katkaisijan toisiolaitteisiin ja katkaisijan ohjaimen asennettaviin mittauslaitteisiin. Uusi menetelmä mahdollistaa duplex-järjestelmän käytön myös 110 kV kohteissa, joissa huoltokeskeytysten järjestäminen on ollut vaikeaa. Pienillä 110 kV sähköasemilla erottavilla katkaisijoilla toteutettu kytkin-laitos on erittäin kustannustehokas ja käyttövarma vaihtoehto.



Kuva 18. Esimerkki uudesta kunnossapitoteknologiasta on suomalaisen start-up yrityksen (Noiseless Acoustics) äänikamera, joka pystyy luomaan kuvaa äänestä. Laitteen avulla voidaan mm. löytää häiriölähteitä ja laitteiden piileviä vikoja.

Esineiden internet (IOT) mahdollistaa edullisten anturien käytön jatkuva-aikaisessa kunnonvalvonnassa. Fingrid on mukana testaamassa ja kehittämässä uusia menetelmiä, joiden avulla voidaan seurata esimerkiksi mittamuuntajien ja kytkin-laitteiden kuntoa ääni- ja osittaispurkausmittauksiin perustuen. Anturien ja uusien mittauslaitteiden avulla kunnossapito muuttuu yhä enemmän aikaperusteisesta kuntoperusteiseksi.

Tuulivoima

Vuonna 2010 säädettiin laki uusiutuvalla energialle myönnettävästä tuesta. Tuotantotuki käynnisti Suomessa satoja tuulivoimahankkeita ja vuoden 2015 kesällä 2500 MVA suuruinen kokonaisuintiö täyttyi. Viimeiset syöttötariffijärjestelmään päässeet hankkeet valmistuvat vuosien 2017 ja 2018 aikana.

Tuulivoiman rakentamiseen liittyvät epävarmuudet aiheuttivat haasteita Fingridin verkon suunnittelulle ja rakentamiselle. Fingrid onnistui hyvin ja viimeisetkin liittynät saadaan valmiiksi vuoden 2017 aikana samassa aikataulussa tuulipuistojen kanssa. Tämän on mahdollistanut tiivis ja avoin yhteistyö tuulivoimatoimijoiden sekä jakeluverkkoyhtiöiden kanssa.

Tuulivoima sijoittuu Suomessa pääosin rannikkoseudulle. Pääosa tuulipuistoista on pieniä ja turbiinien lukumäärä on alle 10. Tähän on kaksi pääasiallista syytä: Vähintään 10 turbiinin tuulipuistoista on tehtävä ympäristövaikutusten arviointimenettely ja Fingrid sallii korkeintaan 25 MVA liittynän kantaverkon voimajohtoon.

Tulevina vuosina tuulivoiman rakentaminen tulee hidastumaan. Oletuksena on, että teknologian kehittyessä tuulivoimaa pystytään rakentamaan Suomeen markkinaehtoisesti ilman tukijärjestelmiä. Suomen Energia- ja ilmastostrategiassa on esitetty ylimenokaudelle teknologianeutraalia tukijärjestelmää, jossa tuki myönnetään huutokauppa- tai tarjousmenettelyllä. Vuosien 2018-2020 aikana tukea myönnettäneen 2 TWh:lle uusiutuvaa energiaa.

Valmistuneista tai meneillään olevista tuulivoimahankkeista noin 1300 MW rakentuu siirtoverkon kannalta Suomen pohjoisosaan. Tuulivoima yhdessä uuden Ruotsin rajasiirtoyhteyden kanssa kasvattaa siirtotarvetta pohjoisesta etelään. Pohjois-eteläsuuntaista siirtokapasiteettia vahvistetaan rakentamalla uusi 400 kV voimajohtoyhteys Petäjävedeltä Muhokselle vuoden 2022 loppuun mennessä.

Arktinen tuulivoima on herättänyt kiinnostusta alan toimijoissa viime aikoina. Potentiaalista aluetta on tuhansille turbiineille. Pohjoisen sijainnin hyvinä puolina ovat erinomaiset tuuliolosuhteet ja etäisyys asutuksesta. Suurimpana haasteena on infrastruktuurin puute ja mahdolliset ympäristövaikutukset.





Fingridin 10 vuoden verkon kehittämissuunnitelma

Fingridin 10 vuoden verkon kehittämissuunnitelma

Päävoimansiirtoverkon kehittäminen

Fingridin tavoitteena ovat laajat, tehokkaasti toimivat Itämeren alueen sähkömarkkinat, jotka turvaavat sähkön toimitusvarmuuden. Näiden tavoitteiden lisäksi Suomi pyritään pitämään yhtenä hinta-alueena. Nämä pyrkimykset tarvitsevat tuekseen vahvat siirtoyhteydet, joiden avulla tasoitetaan tuotannon ja kulutuksen suuria ajallisia ja alueellisia vaihteluita. Suomessa tämä tarkoittaa sekä rajasiirtoyhteyksien että sisäisten johtojen vahvistamista.

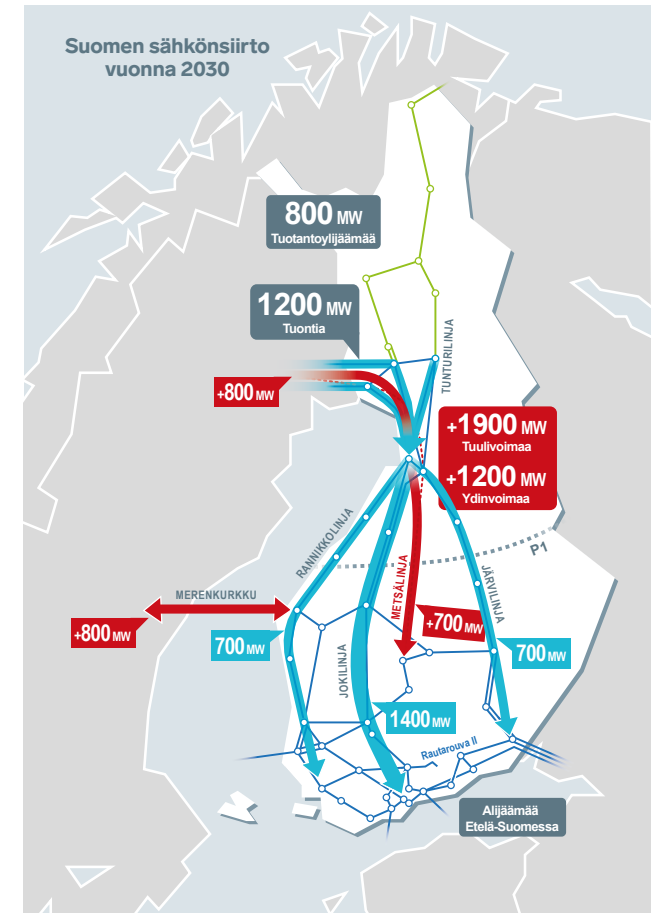
Vastatakseen nopeastikin muuttuviin tarpeisiin Fingrid on laatinut joustavan ja pitkäjänteisen investointistrategian, jota on toteutettu onnistuneesti jo useita vuosia. Investointistrategian tarkoitus on mahdollistaa tulevaisuuden toimintaedellytykset ja lisäksi sen avulla voidaan vastata joustavasti erilaisiin muutoksiin toimintaympäristössä. Kuvassa 20 on esitetty Fingridin investointistrategia.

Fingrid on vahvistanut asteittain Etelä-Suomen länsi-itä-suuntaista sähkön siirtokapasiteettia. Sähkön siirtotarpeet ovat kasvussa länsi-itä-suunnassa uusien rakenteilla ja suunnitteilla olevien tuulivoima- ja ydinvoimalaitosten ja toisaalta käytöstä poistuvan sähköntuotantokapasiteetin myötä. Myös rajasiirtoyhteyksien kehittyminen lisää sähkön siirtotarvetta Etelä-Suomen 400 kV verkossa. Hikiä - Forssa 400+110 kV voimajohto valmistui vuonna 2016. Forssan ja Liedon välinen voimajohtohanke on käynnissä ja valmistuu maaliskuussa 2018. Hikiän ja Orimattilan välisen voimajohdon rakentaminen ajoittuu vuosille 2017 – 2019. Hankkeet ovat osa Suomen vanhimman noin 420 kilometrin pituisen Rautarouva -voimajohtolinjan uusimista. Vanhan rakenteen korvaamisen lisäksi hankkeilla saavutetaan merkittävä siirtokapasiteetin lisäys. Näiden lisäksi uusi Forssa - Lieto 400+110 kV yhteys parantaa merkittävästi koko lounaisen Suomen käyttövarmuutta. Hikiä – Orimattila yhteyden rakentaminen parantaa

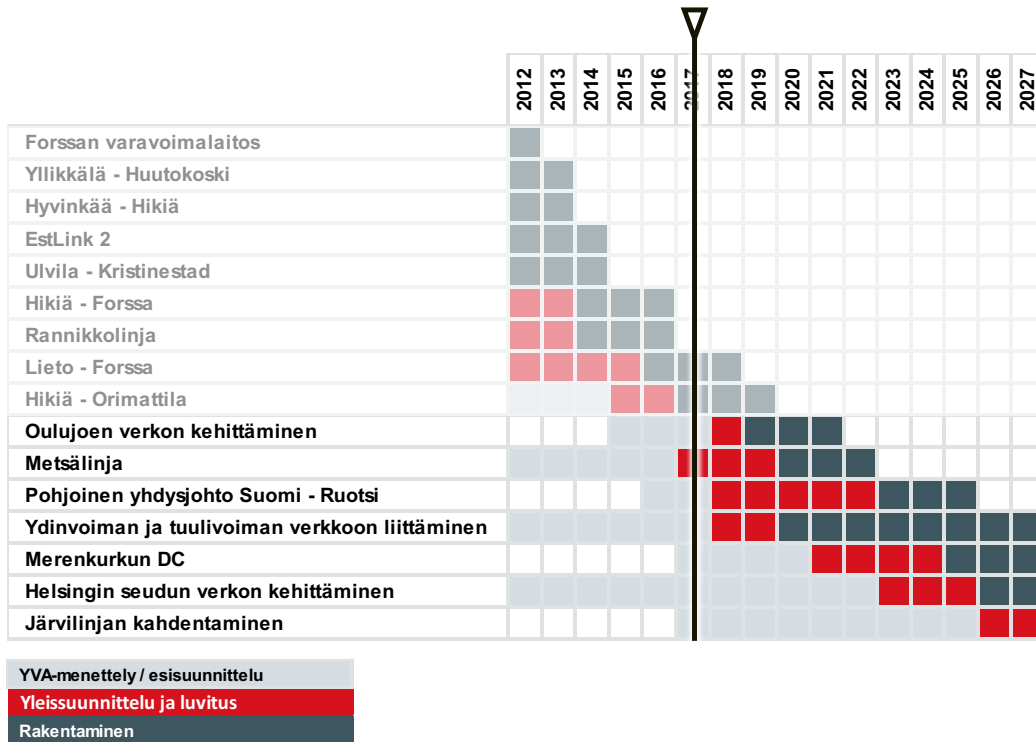
alueen käyttövarmuutta ja varmistaa tarvittavan siirtokapasiteetin Lahteen. Lisäksi 400+110 kV rakenne mahdollistaa kantaverkon kehittämisen tulevaisuudessa kustannustehokkaasti ja ympäristövaikutukset minimoiden.

Oulujoen 220 kV verkko on ikääntynyt ja se tullaan uusimaan vaiheittain 400 ja 110 kV verkolla. Ensimmäinen vaihe toteutetaan 2020-luvun alussa. Hankekokonaisuus sisältää uuden 400+110 kV voimajohdon rakentamisen Pyhänselästä Nuojualle ja kolme sähköasemahanketta. 220 kV verkon korvaaminen 110 kV jännitteellä pienentää kunnossapitokustannuksia ja parantaa käyttövarmuutta. Pitkällä tähtäimellä rakentamisen investointikustannukset ovat myös olennaisesti pienemmät. Lisäksi 110 kV verkko palvelee alueen asiakkaita paremmin. Se mahdollistaa mm. helpomman liittymisen kantaverkkoon. Kokonaan 220 kV jännitteestä Oulujoella luovutaan nykyisen suunnitelman mukaan vuoden 2030 jälkeen.

Vuonna 2025 valmistuva uusi rajajohto Pohjois-Ruotsista ja lisääntyvä sähkön tuotanto Pohjois-Suomessa lisäävät siirtotarvetta maan sisällä pohjoisesta etelään (P1-leikkaus). Lähivuosina pohjois-eteläsuuntaista siirtokapasiteettitarvetta lisää myös suurimman tuotantoyksikön kasvu Olkiluoto 3:n verkkoon tulon myötä. Äskettäin valmistui uusi 400 kV yhteys Pohjanmaalle (Rannikkolinja), minkä lisäksi suunnitellaan seuraavaa yhteyttä Oulujoelta Keski-Suomeen (Metsälinja). Metsälinja Oulusta Petäjävedelle lisää Pohjois- ja Etelä-Suomen välistä siirtokapasiteettia noin 700 MW. Uuden yhteyden on tarkoitus valmistua ennen Ruotsin pohjoista rajajohtoa vuonna 2022, jotta Suomen kantaverkon sisäinen pullonkaula voidaan välttää. Pohjois-etelä-suuntaista siirtokapasiteettia rajoittaa lähinnä jännitestabiilisuus. Fingrid selvittää parhaillaan mahdollisuutta lisätä siirtokapasiteettia jännitetukea parantavalla statcom-laitteistolla (staattinen synkronikompensoitsija). Siirtotarpeen nähdään



Kuva 19. Fingridin arvio Suomen sähkönsiirrosta vuonna 2030.

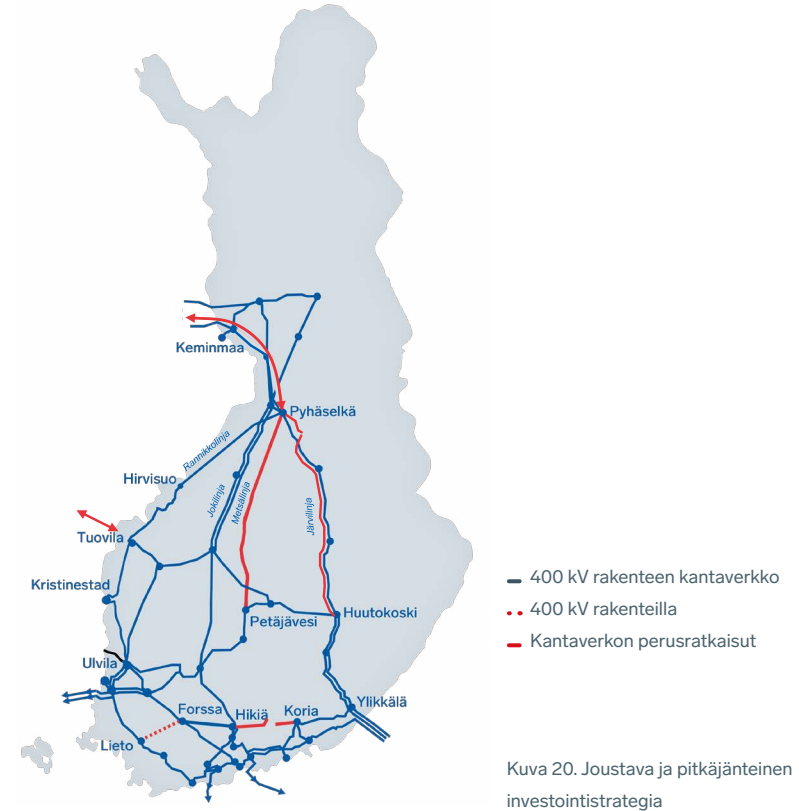


2017–2027:
 400 kV voimajohtoja noin 900 km
 Alle 400 kV voimajohtoja noin 800 km

kuitenkin jatkossakin kasvavan ja on mahdollista, että pohjoisen ja etelän välille tarvitaan suunnittelujakson jälkeen vielä lisää siirtokapasiteettia. 400 kV Keminmaa-Pyhänselkä-voimajohto on edellytys Suomen ja Ruotsin välisen rajakapasiteetin kasvatamiselle Pohjois-Suomessa. Keminmaa - Pyhänselkä voimajohto tarvitaan, jotta Ruotsista tuleva teho ja Lapissa tuotettu sähkö voidaan siirtää etelän kulutuskohteisiin ilman siirtoraajoituksia. Rajayhteyksien kehittämisestä kerrotaan enemmän sivuilla 29–30.

Fingrid on valmistautunut liittämään kantaverkkoon tuulivoimaa ja Hanhikivi 1 ydinvoimalaitoksen. Hanhikivi 1 -ydinvoima-

laitoksen kantaverkkoon liittämiseen tarvittavien voimajohtojen YVA-menettely päättyi lokakuussa 2016. Hanhikiven verkkoon liittämiseksi tarvittavien kantaverkkovahvistusten voimajohtojen jatkosuunnittelusta ja rakentamisesta Fingrid tekee päätökset ydinvoimalaitoshankkeen etenemisen mukaisesti. Tulevina vuosina tuulivoiman rakentaminen tulee todennäköisesti hidastumaan. Oletuksena on, että teknologian kehittyessä tuulivoimaa pystytään rakentamaan Suomeen markkinaehtoisesti ilman tukijärjestelmiä. Fingrid tekee tiivistä yhteistyötä tuulivoimatoimijoiden ja jakeluverkkoyhtiöiden kanssa, jotta tuulivoimapuistot saadaan liitettyä verkkoon ajallaan.



Kuva 20. Joustava ja pitkäjänteinen investointistrategia

Pääkaupunkiseudun osalta sähkönkulutus on kasvussa ja sähköntuotanto vähenemässä. Turvatakseen pääkaupunkiseudun asukkaiden ja yhteiskunnallisesti tärkeiden toimintojen sähkönsaannin, Fingrid on valmistelemaan 400 kV kaapeliyhteyttä Länsisalmen sähköasemalta Viikinmäkeen. Tällä hetkellä kulutusennusteiden mukaan tarve 400 kV kaapelille on vasta kymmenen vuoden tarkastelujakson jälkeen, mutta epävarmuuksista johtuen suunnitelmassa on varauduttava nopeampaan toteutusaikatauluun.



Rajasiirtokapasiteetin kehittäminen

Suomen sähköjärjestelmä on liittynyt suurjännitteisillä vaihtosähköyhteyksillä Pohjois-Ruotsiin ja Pohjois-Norjaan sekä tasasähköyhteyksillä Keski-Ruotsiin, Viroon sekä Venäjälle. Mainituista siirtoyhteyksistä kaikki Norjan yhteyttä lukuun ottamatta ovat sähkömarkkinoiden käytössä. Vuoden 2017 alussa Fingridin hallinnassa olevien siirtoyhteyksien sähkömarkkinoille annetut kaupalliset siirtokapasiteetit olivat seuraavat (Suomesta / Suomeen).

- Ruotsi: 2300 / 2700 MW
- Viro: 1016 / 1016 MW
- Venäjä 320 / 1300 MW

Rajasiirtokapasiteettia Suomesta ja Suomeen on kehitetty merkittävästi Fingridin perustamisen jälkeen. Rajajohtoihin tehdyt investoinnit ja niiden käyttöönottovuodet on esitetty kuvassa 21.

Rajasiirtokapasiteetin kehittyminen on esitetty kuvassa 22. Kuvassa on esitetty myös suunnitelma rajajohtokapasiteetin kehittämisestä tulevina vuosina.

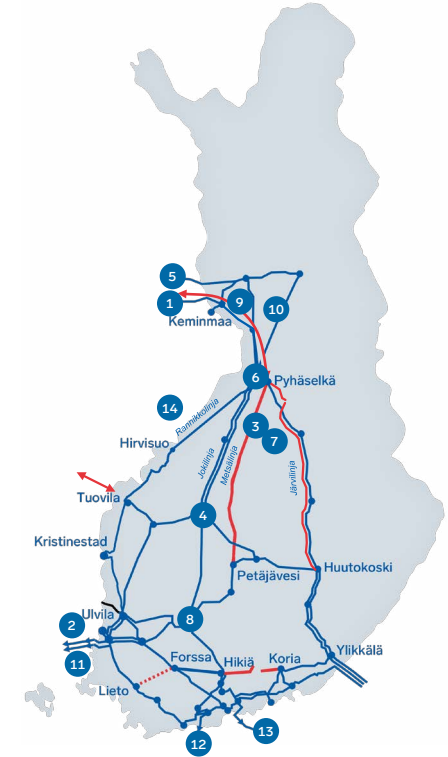
Rajasiirtokapasiteetti on kasvanut voimakkaasti viimeisten kymmenen vuoden aikana Fenno-Skan 2 ja Estlink 2 -merikaapeleiden käyttöönoton sekä Venäjän yhteyden kaksisuuntaisuuden myötä. Rajasiirtokapasiteettia vuonna 2013 on hieman vähentänyt Fenno-Skan 1 -tasasähkökaapelin siirtotehon rajoittaminen kaapelin jännitekestoisuuden vuoksi 400 MW:iin. Seuraavissa kappaleissa on käsitelty tulevien vuosien kapasiteetin kehitystä Suomen ja naapurimaiden välillä.

Vuoden 2016 alusta lähtien Energiaviraston valvontamenetelmät ovat mahdollistaneet pullonkaulatulojen kohdistamisen suoraan rajasiirtokapasiteettia kehittäviin tai sitä ylläpitäviin investointeihin, perusparannuksiin ja kunnossapitoon.

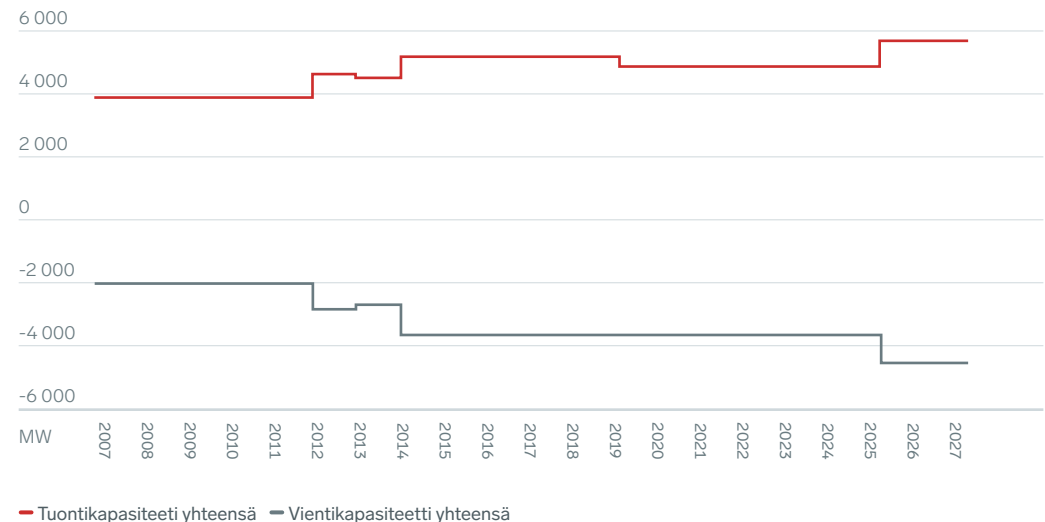
Investointisuunnitelmassa olevat rajasiirtoyhteysinvestoinnit perustuvat tämän hetkiseen näkemykseen siirtotarpeista. Vuonna 2019 tehdään Pohjoismaiden verkkosuunnitelma, jossa tarkastellaan rajasiirtoyhteyksien kehittämistarpeita Pohjoismaissa.

Kuva 21. Rajajohtoihin tehdyt investoinnit ja niiden käyttöönottovuodet

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



Kuva 22. Rajasiirtokapasiteetin kehitys 2006–2017 sekä suunniteltu kehitys 2017–2030



Ruotsi

Olkiluoto 3 -ydinvoimalaitosyksikön käyttöönoton yhteydessä käytettävissä oleva tuontikapasiteetti vaihtosähköyhteyksillä Pohjois-Ruotsista Pohjois-Suomeen supistuu 300 MW.

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 kolmas vaihtosähköyhteys on hyvin tärkeä myös koko Suomen voimajärjestelmän käyttövarmuuden, sähkön riittävyyden ja reservimarkkinoiden tehostamisen kannalta. Suomen ja Ruotsin kantaverkkoyhtiöt päättivät syksyllä 2016 edetä kolmannen vaihtosähköyhteyden toteuttamisessa. Projektin tarkempi tekninen suunnittelu jatkuu ja syksyllä 2017 edetään ensimmäisen voimajohto-osan ympäristövaikutusten arviointimenettelyyn (YVA).

Rakennettava siirtoyhteys lisää siirtokapasiteettia Ruotsista Suomeen 800 MW ja Suomesta Ruotsiin 900 MW, mikä on noin 30 prosentin lisäys nykyiseen verrattuna. Voimajohtoa on suunniteltu Ruotsin Messauresta Suomen puolelle Keminmaan kautta Pyhänselkään, jolloin sen pituudeksi tulee noin 370 kilometriä. Hankkeen kustannuksiksi arvioidaan vajaat 200 miljoonaa euroa.



Kuva 23. Skemaattinen kuva kolmesta vaihtosähköyhteydestä Suomen ja Ruotsin välillä

Fingrid on hakenut EU:lta Project of Common Interest (PCI)-statusta kolmannelle Ruotsin ja Suomen väliselle vaihtosähköyhteydelle. Ruotsin kantaverkkoyhtiö Svenska kraftnät tukee hakemusta. PCI-status voidaan myöntää hankkeille, jotka ovat oleellisia EU:n energian sisämarkkinoille ja EU:n energiapolitiikan tavoitteiden saavuttamiselle. EU:n energiapolitiikan päätavoitteena on edullinen, toimitusvarma ja kestävästi tuotettu energia. PCI-hankkeiksi valitut projektit voivat muun muassa hyötyä nopeutetusta lupakäsittelystä ja ovat oikeutettuja hakemaan taloudellista tukea Connecting Europe Facility (CEF)-rahoitusinstrumentista. PCI-statuksella tavoitellaan projektille nopeutettua lupamenettelyä ja CEF-rahoitusta. Fingridin ja Svenska kraftnätiin yhteinen tavoite on, että johtoyhteys saadaan käyttöön vuoden 2025 loppuun mennessä.

Pohjoisten vaihtosähköyhteyksien lisäksi rajasiirtokapasiteettia Suomen ja Ruotsin välillä ylläpitävät tasasähköyhteydet Etelä-Suomen ja Keski-Ruotsin välillä. Fenno-Skan 1 tasasähköyhteyden tekninen käyttöikä tulee vastaan 2020-luvun lopussa ja Fingrid on selvittänyt yhdessä Svenska kraftnätiin kanssa yhteyden korvaamista nykyiseen paikkaan tai Merenkurkun alueelle. Korvaavan yhteyden kapasiteetin on suunniteltu olevan 800 MW, joten se kasvattaisi nykyistä markkinakapasiteettia 400 MW:lla. Teknisten hyötyjen ansiosta ensisijaisena vaihtoehtona tarkastellaan Merenkurkuun sijoitettavaa korvaavaa yhteyttä. Fingrid jatkaa yhteistyössä Svenska kraftnätiin kanssa tasasähköyhteyden uusimiseen liittyvissä teknisissä selvityksissä vuosien 2017 ja 2018 aikana.

Norja

Pohjois-Suomen ja Pohjois-Norjan välillä on tarkasteltu mahdollisuutta kasvattaa nykyistä siirtokapasiteettia Pirttikosken ja Varangerbotnin välisellä voimajohtolla, mutta tarkastelut ovat toistaiseksi konseptitasolla. Mahdollinen siirtokapasiteetin tarve liittyy Pohjois-Norjan öljyteollisuuden odotettuun kasvavaan sähkön tarpeeseen ja alueen erinomaisen tuulivoimapotentialin hyödyntämiseen. Fingrid varautuu tulevaisuuden siirtotarpeisiin selvittämällä tarvittavan uuden voimajohtoon reittiä. Fingridin

tavoitteena on merkitä ohjeellinen voimajohto vireillä olevaan Pohjois-Lapin maakuntakaavaan.

Viro

Viron ja Suomen välillä on nykyään kaksi HVDC-yhteyttä: Estlink 1 ja Estlink 2. Euroopan Komission vetämässä BEMIP-ryhmässä on selvitetty Baltian sähköverkon synkronointimahdollisuutta Keski-Euroopan ja Pohjoismaiden verkkoon. Baltian synkronointi Suomen kautta uusilla HVAC kaapeleilla Pohjoismaiseen verkkoon on teknisesti toteutettavissa, mutta osoittautui BEMIP-selvityksessä kustannustehokkuudelta heikommaksi vaihtoehdoksi kuin Baltian synkronointi Puolan kautta Keski-Euroopan verkkoon.

Venäjä

Viipurin tasasähköaseman uusiminen modernin teknologian mukaiseksi parantaisi Venäjän ja Suomen välisen sähkönsiirron teknisiä edellytyksiä ja tarjoaisi mahdollisuuden kasvattaa siirtokapasiteettia Suomesta Venäjälle. Koska tasasähköasema sijaitsee Venäjällä, Fingrid ei päättä sen uusimisesta, vaan rakentaa ja ylläpitää Suomen puolella sijaitsevaa verkkoa siten, että rajakauppa on mahdollista. Verko-omaisuuden uusimisen lisäksi rajakaupan pelisääntöjen muuttaminen joustavammiksi edistäisi kauppaa ja toisi kansantaloudellista hyötyä Suomeen ja Venäjälle.

Alueellisen verkon kehittäminen

Seuraavissa kappaleissa esitellään alueelliset kantaverkon kehittämissuunnitelmat. Alueittain käydään läpi suunnittelualueen erityispiirteitä, viime vuosien investointeja sekä alueellinen kantaverkon kehittämissuunnitelma. Kappaleiden lopussa suunnitelmat on esitetty karttakuvina. Kartoissa 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.

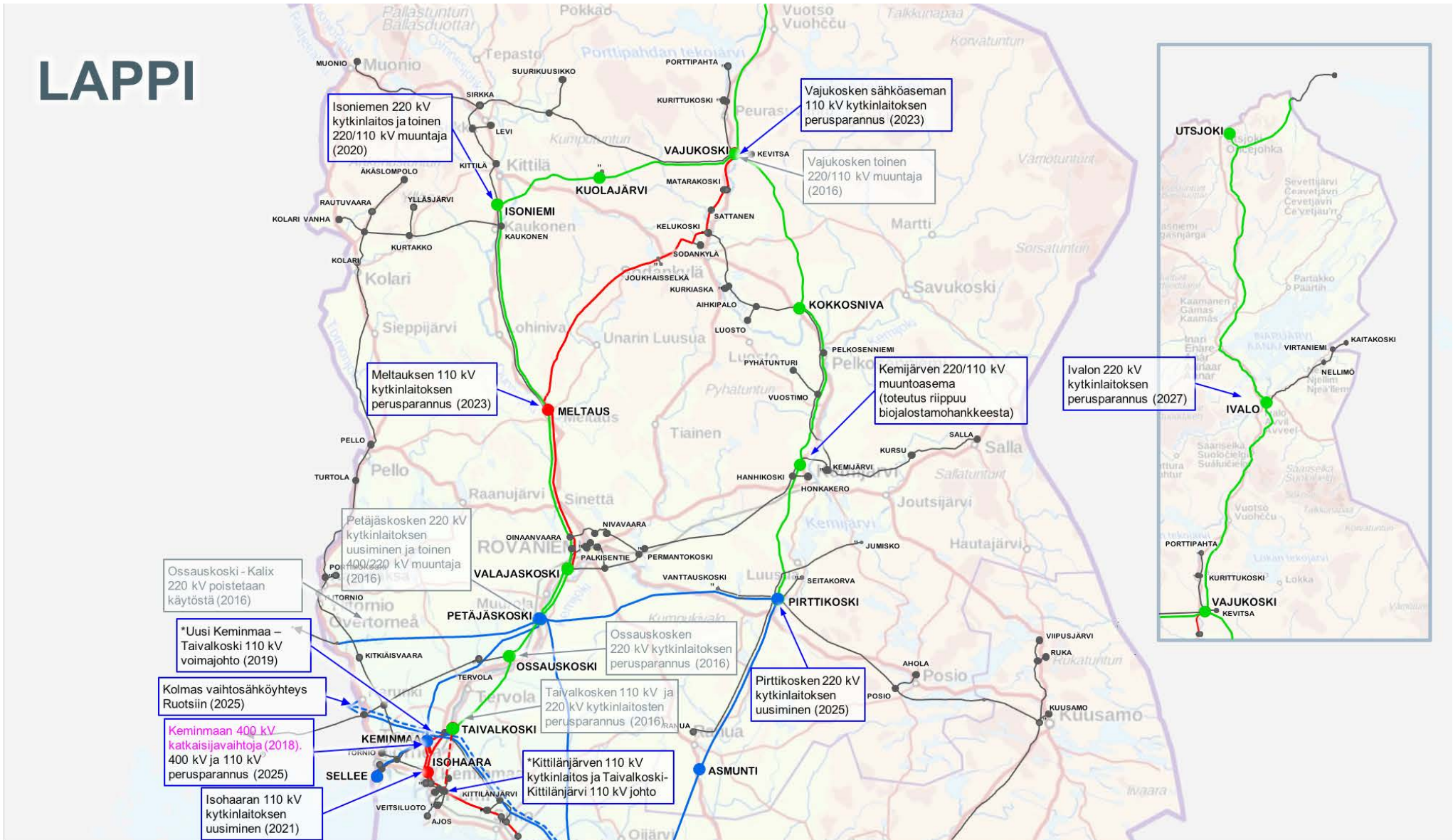
Fingridin kantaverkon kehittämissuunnitelmassa keskeisenä tavoitteena on joustavuus. Suunnitelmaa päivitetään kaksi kertaa vuodessa tai tarvittaessa useammin. Näin ollen tiedot suunnitelluista hankkeista ovat alustavia ja täsmentyvät lähempänä toteutusajankohtaa. Lopullinen toteutustapa ja aikataulu täsmentyvät investointipäätöksen yhteydessä. Tämä lähestymistapa on osoittautunut menestyksekkääksi, koska näin Fingrid pystyy reagoimaan nopeasti toimintaympäristön muutoksista aiheutuviin verkon muutostarpeisiin.

Kantaverkon kehittämissuunnitelmaan ja sen aikatauluihin vaikuttavat monet tekijät, kuten

- Fingridin nykyisten ja mahdollisten uusien asiakkaiden tarpeet
- muutokset sähkömarkkinoilla
- muutokset energiapolitiikassa
- verkon kunto
- mahdollisuudet hankkeen edellyttämien siirtokeskeytyksien järjestämiseksi
- Fingridin ja palvelutoimittajien resurssit.

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.





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.

Lapin suunnittelualue

ALUEEN KUVAAUS

Lapin suunnittelualue kattaa yli neljänneksen Suomen pinta-alasta, mutta alueella on asukkaita vain noin 150 000. Suurimpia sähkön kuluttajia alueella ovat kaivokset, laskettelukeskukset ja suurimmat taajamat. Kemijokeen rakennetusta vesivoimasta noin 800 MW sijoittuu tälle suunnittelualueelle. Tulva-aikana, tyypillisesti toukokuussa, vesivoimalaitokset tuottavat sähköä täydellä teholla, kun taas muina aikoina vesivoimaa pystytään säätämään markkinatilanteen mukaan. Alueelta on 220 kV siirtoyhteys Norjaan Varangerbotniin. Ivaloon on liitetty 110 kV voimajohdolla Venäjän puolella Paatsjoella sijaitsevaa vesivoimaa. Lapin 220 ja 110 kV verkko liittyy 400 kV päävoimansiirtoverkkoon Pirttikosken ja Petäjäsken 400/220 kV muuntoasemilla. 220/110 kV muuntoasemat sijaitsevat Valajaskoskella, Isoniemessä, Vajukoskella ja Kokkosnivalilla. Utsjoella on lisäksi 220/20 kV muunto, johon on liitetty paikallisen kulutuksen lisäksi loistehon kompensointireaktori. 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 viime vuosina. Alueen sähkönkulutus on kasvanut tuntuvasti tällä vuosituhanella, mikä on lisännyt sähkönsiirtotarpeita verkossa. Alueen verkon käyttövarmuus ei ollut riittävällä tasolla, joten verkkoon rakennettiin uusi 220 kV rengasyhteys Petäjäsken – Valajäsken – Isoniemi – Vajukosken. Vuonna 2011 valmistuneen johtoyhteyden pituus on noin 240 kilometriä. Samalla rakennettiin uusi 220/110 kV muuntoasema Isoniemeen, Kittilän Kaukosen kylään. Meltauksen 110 kV asemalle tehtiin kattava perusparannus vuonna 2014. Vuosina 2015 ja 2016 Pirttikosken ja Petäjäsken 400/220 kV muuntoasemille lisättiin toiset 400/220 kV muuntajat ja asemien kytkinlaitoksia kehitettiin käyttövarmuudeltaan paremmiksi. Sodankylässä sijaitsevan Vajukosken aseman kytkinlaitosta muokattiin käyttövarmuudeltaan paremmaksi ja asemalle lisättiin toinen 220/110 kV

muuntaja. Sodankylän ja Kittilän välille liitettiin Kuolavaara-Keulakkopään tuulipuisto, jonka kapasiteetti on 51 MW. Puiston verkkoon liittämiseksi rakennettiin uusi 220 kV sähköasema Isoniemen ja Vajukosken väliselle 220 kV johdolle.

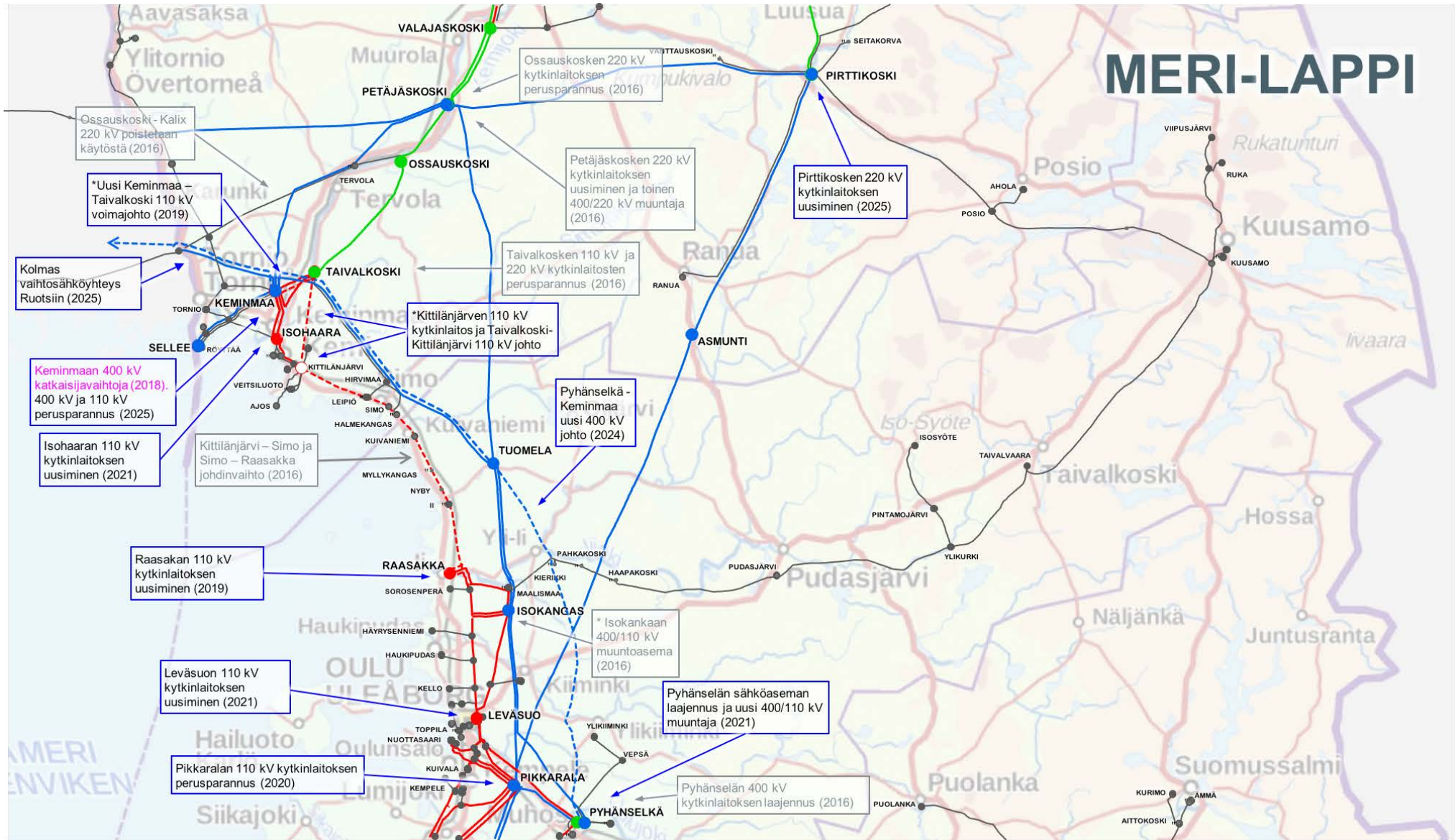
220 kV siirtoyhteys Ossauskosken asemalta Ruotsin Kalixiin poistettiin käytöstä. Johto rajattiin pois kantaverkosta ja Suomen puolen osuus johdosta jäi tuulivoiman liityntäjohdoksi.

LAPIN ALUEEN KEHITTÄMISSUUNNITELMA

Lapin alueen verkkoon tehdyt investoinnit ovat luoneet hyvän pohjan uuden tuotannon ja kulutuksen verkkoon liittämiseksi. Lapin alueesta on tekeillä alueellisen verkkosuunnitelman päivittäminen yhteistyössä alueen asiakkaiden kanssa. Alustavissa suunnitelmissa on muutokapasiteetin lisääminen Isoniemen muuntoasemalle. Lisäksi selvitetään keinoja Rovaniemen alueen käyttövarmuuden parantamiseksi.

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 tarjota sama palvelutaso kaikilla Lapin 220/110 kV muuntoasemilla ja Fingrid on aloittanut keskustelut mahdollisista muuntoasemien omistusjärjestelyistä. Kemijärvelle on suunnitteilla uusi biojalostamo. Jos hanke toteutuu, Fingrid rakentaa Kemijärvelle uuden 220/110 kV muuntoaseman. Pirttikosken 220 kV kytkinlaitos on suunniteltu uusittavaksi ikääntymisen vuoksi noin vuonna 2025. Lisäksi alueella tehdään perusparannuksia muutamilla sähköasemilla.

Päävoimansiirtoverkon kehittäminen Rajasiirtokapasiteetin kehittäminen > Alueellisen verkon kehittäminen



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.



Meri-Lapin suunnittelualue

ALUEEN KUVAUS

Meri-Lapin suunnittelualue rajautuu etelässä lijoelle ja pohjoisessa Pelloon. Alueella on asukkaita alle 70 000. Sähkönkulutus keskittyy Kemin ja Tornion ympärille. Suurimmat teollisuuslaitokset ovat Veitsiluodon paperitehdas, Kemin sellutehdas sekä Tornion Röytässä sijaitseva terästehdas. Alueen sähköntuotantokapasiteetti koostuu teollisuuslaitosten yhteydessä olevista voimalaitoksista sekä Kemijoen vesivoimalaitoksista. Meri-Lapissa on rakennettu tuulivoimaa jo noin 300 MW ja määrän uskotaan kasvavan tulevaisuudessa.

Keminmaalla on 400/110 kV ja Taivalkoskella 220/110 kV muuntoasema. Lisäksi Perämerenkaaren rannikkoalueella on silmukoitu 110 kV verkko.

VIIME VUOSIEN INVESTOINNIT MERI-LAPIN VERKKOON

Meri-Lapin alueella on rakennettu ja tullaan lähivuosina rakentamaan runsaasti tuulivoimaa. Kantaverkkoa on vahvistettu rakentamalla Isohaaran ja Keminmaan välille noin 4 kilometrin pituinen 110 kV kaksoisjohto, jonka avulla Isohaaran ja Keminmaan sekä Taivalkosken ja Keminmaan sähköasemien välille saatiin kaksi 110 kV johtoyhteyttä. Kemin ja Lijoen välisen 110 kV Isohaara – Raasakka voimajohdon johtimet on vaihdettu siirtokyvyltään paremmiksi. Isohaaran päässä käytettiin ensimmäistä kertaa Suomessa ns. korkean lämpötilan johtimia, joiden avulla voitiin kasvattaa siirtokapasiteettia uusimatta voimajohdon pylviä. Muu osuus voimajohdon pylväistä oli mitoitettu raskaammille johtimille, joten näillä osuuksilla uusimisessa käytettiin perinteisiä teräsalumiinijohtimia. Taivalkosken ja Ossauskosken sähköasemilla tehtiin perusparannukset.

MERI-LAPIN KEHITTÄMISSUUNNITELMA

Taivalkosken ja Keminmaan välille on suunnitteilla uusi 110 kV voimajohto, joka tarvitaan, kun Taivalkoskelle liitetään merkittävästi uutta tuulivoimaa. Suunnitelman mukaan Taivalkosken 220/110 kV muunnoista luovutaan viimeistään vuonna 2023 kun muuntajat saavuttavat teknisen käyttöiän. Tällöin Ossauskoski -

Taivalkoski 220 kV voimajohdon rengaskäyttö kantaverkon osana päättyy. Suunnitelma tarkistetaan vielä vuoden 2017 alueellisen verkkosuunnitelman yhteydessä.

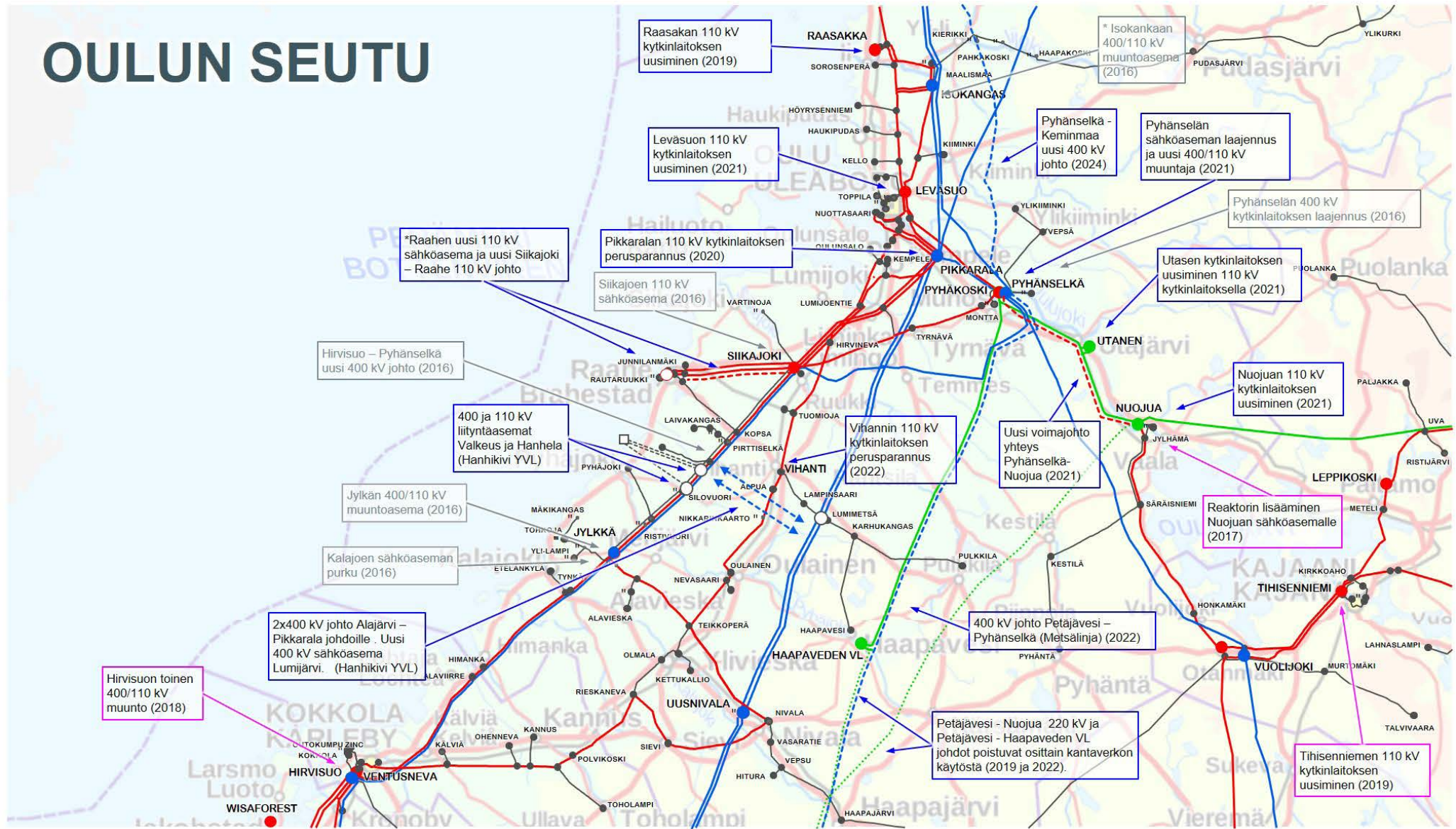
Meri-Lapin alueen 400 kV verkkoa tullaan vahvistamaan suunnitelman mukaan seuraavien 10 vuoden aikana. Suomen ja Ruotsin välille rakennetaan kolmas 400 kV vaihtosähköyhteys, joka liittyy kantaverkkoon Keminmaan asemalla tai Keminmaan aseman läheisyyteen rakennettavalle uudelle asemalle. Hanke valmistuu vuonna 2025. Rajajohtoyhteyteen liittyen rakennetaan myös uusi 400 kV voimajohto Keminmaalta Pyhänselän asemalle vuonna 2024. Uusi Keminmaa - Pyhänselkä 400 kV voimajohto mahdollistaa uuden 400/110 kV muuntoaseman rakentamisen Simon seudulle. Asema toteutetaan, jos Simon seudulle rakennetaan merkittävästi lisää tuulivoimaa.

Lisäksi alueelle on suunniteltu sähköasemaa Kittilänjärven haaroituspisteeseen. Asemalta rakennettaisiin 110 kV voimajohto Taivalkoskelle. Asema lisäisi koko Kemin seudun käyttövarmuutta ja siirtokapasiteettia, mutta edellyttäisi paikalliselta teollisuudelta ja verkkoyhtiöltä mittavia investointeja, minkä vuoksi asemaa ei toistaiseksi ole päätetty toteuttaa.

Tornion terästehdas on liittynyt kantaverkkoon kahdella 110 kV yhteydellä Keminmaalle ja lisäksi tehdasalueella on kantaverkon Selleen muuntoasema, jossa 400/110 kV muuntaja syötää tehdasta. Selleen asemalta on 400 kV voimajohtoyhteys Keminmaan asemalle. Säteittäinen 400 kV voimajohtoyhteys muuntoasema eivät täytä kantaverkon kriteereitä, joten verkon osa on rajattu kantaverkosta ja neuvotteluja omistusmuutoksesta käydään parhaillaan.

Alueella on lisäksi joitain sähköasemia, joille on suunnitteilla perusparannus tai uusiminen.

OULUN SEUTU



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.

Oulun seudun suunnittelualue

ALUEEN KUVAUS

Oulun seudun suunnittelualue rajautuu Siikajoen, Muhoksen ja Iijoen väliselle alueelle. Alueella on asukkaita noin 300 000. Suurin teollisuuslaitos on Nuottasaaren paperi- ja sellutehdas. Oulussa 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 useita tuulipuistoja.

Kantaverkon 400/110 kV muuntoasemat ovat Pikkarala ja Isokangas. Pyhäkosken vesivoimalaitoksella on 220/110 kV muuntoasema ja läheisellä Pyhänselän asemalla on 400/220 kV muunto.

VIIMEAIKAISET INVESTOINNIT OULUN ALUEELLA

Pikkaralan muuntoasemalle lisättiin toinen 400/110 kV muuntaja vuonna 2009. Vuonna 2011 Leväsuon asemalta purettiin 220/110 kV muunto ja 220 kV rakenteisella voimajohdolla siirryttiin 110 kV jännitteen käyttöön Oulun ja Kalajoen välisellä alueella. Vuonna 2015 Iijoen suulla sijaitsevan Raasakan vesivoimalaitoksen lähi-alueella uusittiin ikääntyneitä voimajohtoja noin 10 km matkalta.

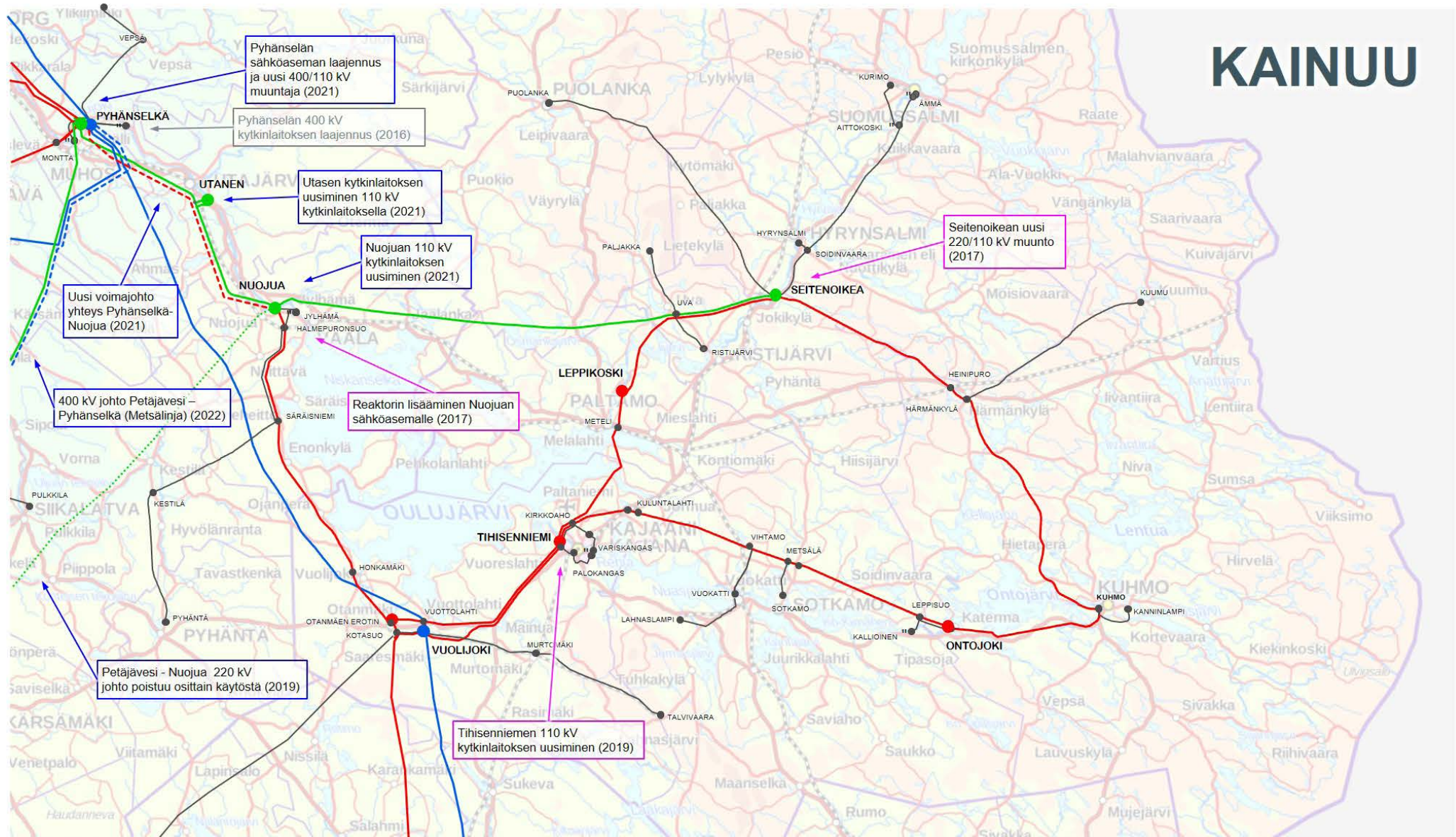
Vuonna 2016 valmistui Kokkolasta Muhokselle kulkeva 400 kV voimajohto Hirvisuo - Pyhänselkä, joka kulkee Pohjanmaan rannikkoalueen halki. Yhteys parantaa alueen sähkön saannin varmuutta ja luo edellytyksiä sekä tuuli- että ydinvoiman liittämiseksi kantaverkkoon. Uusi siirtoyhteys parantaa myös Suomen pohjoisen ja etelän välistä sähkönsiirtokapasiteettia ja mahdollistaa tällä tavoin sähkömarkkinoiden tehokasta toimintaa.

Oulun eteläpuolella on suunnitteilla ja rakenteilla suuri määrä tuulivoimaa. Tuulivoiman liittämiseksi Fingrid on rakentanut

vuonna 2016 uuden sähköaseman Siikajoelle ja Kalajoen vanha sähköasema purettiin ja korvattiin uudella Jylkän 400/110 kV muuntoasemalla. Jylkän asema liittyy uuteen 400 kV Hirvisuo - Pyhänselkä voimajohtoon. Siikajoen sähköasema on aluksi 110 kV kytkinlaitos, mutta asemalla varaudutaan myös 400/110 kV muunnon rakentamiseen. Oulun pohjoispuolelle rakennettiin vuonna 2016 Isokankaan 400/110 kV muuntoasema yhdistämään 400 ja 110 kV verkot toisiinsa Iijokivarressa. Aseman rakentamisen lisäksi rakennettiin uusi yhdeksän kilometrin pituinen 2x110 kV voimajohto Leväsuu - Raasakka johdolta Isokankaan asemalle. Uusi sähköasema varmistaa Oulun alueen sähkön siirtovarmuuden ja mahdollistaa tuulivoiman liittämisen alueella.

OULUN SEUDUN KEHITTÄMISSUUNNITELMA

Oulun seudun kehittämissuunnitelmassa näkyvät Oulun seudun hankkeiden lisäksi myös lukuisia ympäröivän verkon suunniteltuja hankkeita. Ikääntyvistä sähköasemista Pikkaralan 110 kV asema perusparannetaan vuonna 2020 ja Leväsuon 110 kV kytkinlaitos uusitaan vuonna 2021. Pohjois-eteläsuuntaista tehonsiirtokapasiteettia lisätään kolmannen Ruotsin yhdysjohdon ja tulevan ydinvoiman tehojen siirtämiseksi rakentamalla viides etelä-pohjois -suuntainen 400 kV yhteys Petäjäviedeltä Pyhänselkään vuonna 2022 ja edelleen Pyhänselästä Keminmaalle vuonna 2024. Lisäksi Hanhikivi 1 -ydinvoimalan verkkoon liittämiseksi rakennetaan 400 kV liityntäasema Valkeus ja 110 kV liityntäasema Hanhikivi sekä kaksi 400 kV yhteyttä Valkeuden sähköasemalta Alajärvi - Pikkarala voimajohdolle 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

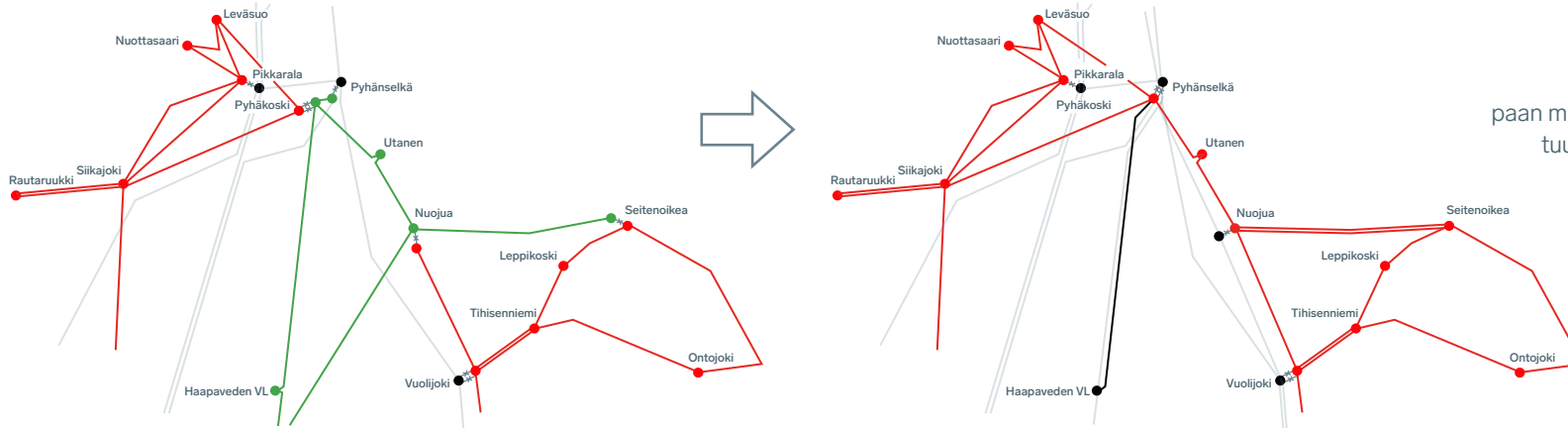
Sininen väri tarkoittaa, että hanke on suunnitteilla

Harmaa väri tarkoittaa, että hanke on valmistunut

*Toteutus riippuu asiakkaan hankkeesta.



Päävoimansiirtoverkon kehittäminen Rajasiirtokapasiteetin kehittäminen > Alueellisen verkon kehittäminen



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 siivikkulutuksen osalta kuormien kasvun voidaan olettaa olevan hidasta. Lisäksi alueella on muutamia kantaverkon siirtojen kannalta merkittäviä teollisuuslaitoksia ja kaivoksia Talvivaarassa ja Sotkamon Lahnaslammella. Kainuun alueella on sähköntuotantokapasiteettia nykyisin yli 400 MW. Pääosa tästä tuotetaan vesivoimalla suunnittelualueen pohjoisosissa. Kajaanissa on vastapainelaitos, joka tuottaa sähköä lisäksi lämpöä teollisuuden ja kaukolämmön tarpeisiin, ja Haapavedellä on tehoreservikäytössä oleva turvevoimalaitos. Alueella on lisäksi usean sadan megawatin edestä tuulivoimasuunnitelmia. Alue soveltuu hyvin tuulivoimarakentamiseen, sillä asutusta on vähän ja tuulisuus on riittävä.

Kainuun 110 kV sähkönsiirtoverkko liittyy 400 ja 220 kV päävoimansiirtoverkkoon Vuolijoen, Nuojuan ja Seitenoikean muuntoasemilla. Alueen sisällä sähköä siirretään kuluttajille pitkiäkin matkoja muuntoasemilta lähtevien 110 kV jännitteisten rengasverkkojen avulla.

VIIME VUOSIEN INVESTOINNIT KAINUUN VERKKOON

Viime vuosina Seitenoikea – Tihisenniemi 110 kV renkaan käyttövarmuutta on parannettu merkittävästi. Vuonna 2009 uusittiin 110 kV voimajohto Katermasta Kuhmoon ja vuonna 2014 voimajohto-osuus Tihisenniemestä Katermaan. Lisäksi vuonna 2014 valmistui Ontojoen 110 kV sähköasema Katerman vesivoimalaitoksen läheisyyteen. Voimajohtoinvestoinneilla renkaasta saatiin siirtokyvyltään riittävä myös siirto- ja huoltokeskeytyksissä. Uusi Ontojoen kytkinlaitos paransi alueen sähkönsiirron käyttövarmuutta ja mm. kantaverkon suojauksen selektiivisyyttä saatiin parannettua.

Vuonna 2016 400 kV verkon osalta rakennettiin uusi yhteys Pyhänselästä Hirvisuon sähköasemalle parantamaan alueen sähköä saannin varmuutta ja luomaan edellytyksiä sekä tuulietä ydinvoiman liittämiseksi kantaverkkoon. Uusi siirtoyhteys parantaa myös Suomen pohjoisen ja etelän välistä sähkönsiirtokapasiteettia ja mahdollistaa tällä tavoin sähkömarkkinoiden tehokasta toimintaa.

Vuonna 2017 Nuojuan sähköasemalle lisättiin Ventusnevan sähköasemalta tuotu reaktori tukemaan alueen jännitteitä. Kainuun suunnittelualueen pohjoisosissa vaihdetaan samana vuonna Seitenoikean vanha ja kuormitettavuudeltaan riittämätön 220/110 kV muuntaja uuteen, kuormitettavuudeltaan suurem-

Kuva 24. Oulujoen kantaverkko nyt ja hankekokonaisuuden valmistumisen jälkeen

paan muuntajaan, jotta saadaan riittävä siirtokapasiteetti tuulivoiman liittämiseksi verkkoon. Uuden muuntajan nimellinen kuormitettavuus on 250 MVA.

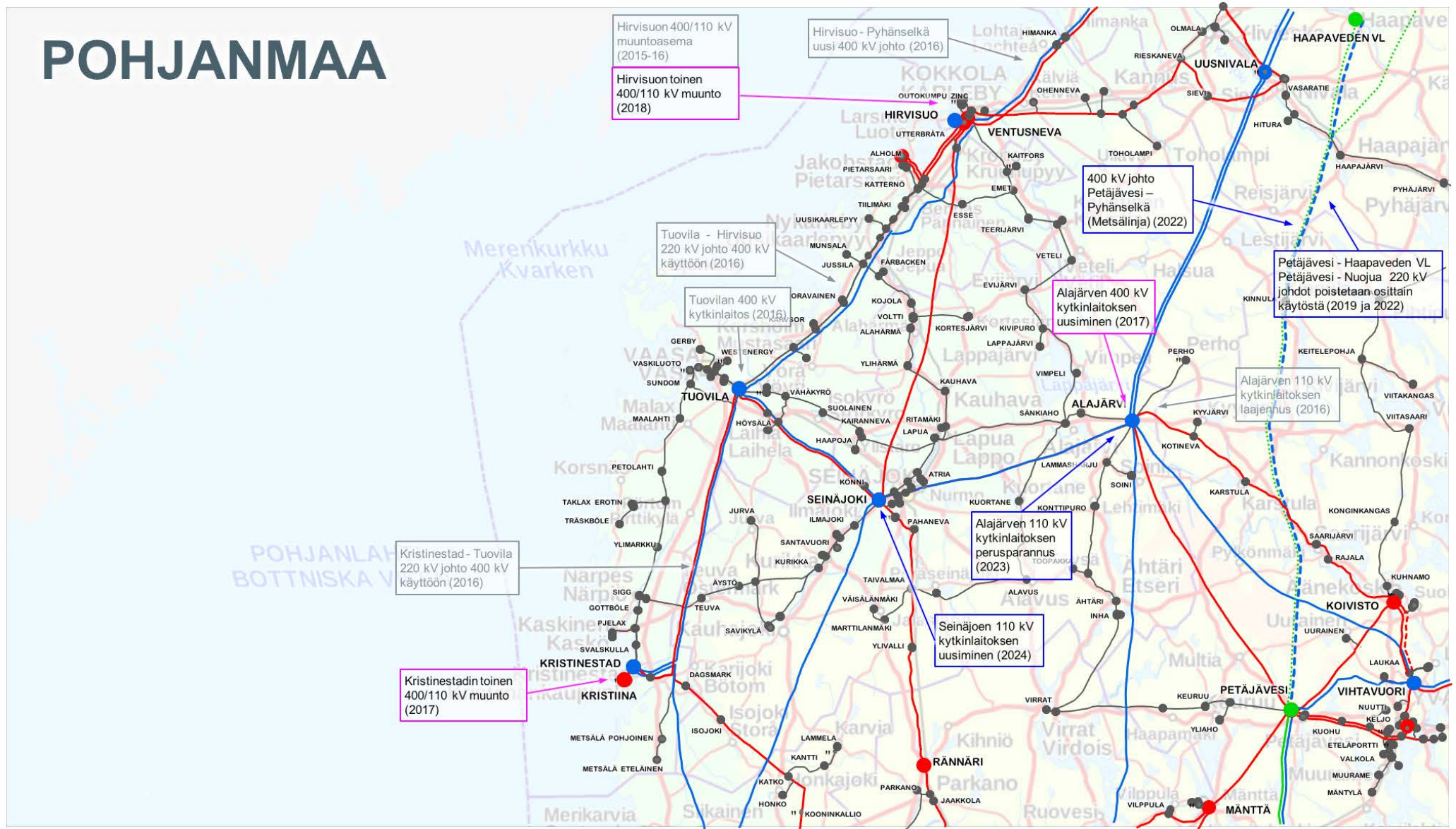
KAINUUN ALUEEN KEHITTÄMISSUUNNITELMA

Koko Kainuun 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 pienem-

mät 220 kV jännitetaso ylläpitämiseen verrattuna. 110 kV verkko mahdollistaa myös voimajohtoliittynät ja yksinkertaistaa alueen jännitteen säätöä.

Kainuun alueen verkkoinvestoinneista Tihisenniemen ikääntynyt sähköasema uusitaan kaasueristeiseksi kytkinlaitokseksi vuonna 2019 alueen sähkönsiirtojen toimitusvarmuuden ylläpitämiseksi. Samana vuonna Nuojuulta Petäjäviedelle menevä 220 kV voimajohto poistuu kantaverkon käytöstä tehden tilaa viidennelle etelä-pohjoissuuntaiselle 400 kV yhteydelle. Vuoteen 2021 mennessä 220 kV jännitetasoa ryhdytään uusimaan rakentamalla Pyhänselkään uusi 400/110 kV muunto. Samaan aikaan Utasen ja Nuojuan kytkinlaitokset uusitaan 110 kV kytkinlaitokseksi ja Pyhänselän ja Nuojuan väliin rakennetaan 400+110 kV yhteys, joka on aluksi 110 kV käytössä. Viides etelä-pohjoissuuntainen 400 kV yhteys Petäjäviedeltä Pyhänselkään, eli ns. Metsälinja, rakennetaan 2022 mennessä ja samalla 220 kV verkko Petäjäviedeltä Haapajärvelle puretaan. 400 kV yhteyden valmistuttua Pyhäkosken sähköasema poistuu kantaverkon käytöstä ja asema jää palvelemaan vesivoimaa. Pyhäkosken 220 kV kytkinlaitos puretaan ja 220 kV voimajohdot yhdistetään T-haaraksi. Lisäksi nykyisin Pyhäkoskelle menevät Leväsuo ja Rautaruukin 110 kV voimajohdot viedään Pyhänselkään. Kuvassa 24 on esitetty Oulujoen kantaverkko nyt ja hankekokonaisuuden valmistumisen jälkeen.

POHJANMAA



*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 kemihierretehdas, Pietarsaaren paperi- ja sellutehtaat sekä Kokkolan sinkkitehdas. Yksi merkittävä alueellinen sähkönkulutuslaji erityisesti Närpiössä ja sen lähialueella on kasvihuoneviljely. Alueelle on keskittynyt valtaosa Suomen kasvihuoneviljelystä ja alueella on kymmeniä hehtaareja kasvihuoneita. Tässä mittakaavassa sähkön kulutus on merkittävä myös 110 kV jännitteisen verkon siirtojen kannalta.

Seinäjoella, Vaasassa ja Kokkolassa on sähköä ja kaukolämpöä tuottavia vastapainevoimalaitoksia. Lisäksi Vaasassa ja Kristiinankaupungissa on suuria lauhdevoimalaitoksia. Pohjan Voima on ilmoittanut sulkevasa Kristiinankaupungissa ja Vaasassa sijaitsevat öljylauhdevoimalaitokset ja valmistelevasa myös Kristiinan ja Porin Tahkoluodon hiililauhdelaitoksien purkua.

Vesivoimakapasiteettia tällä suunnittelualueella on varsin vähän. Sen sijaan suuri osa Suomeen suunnitteilla olevasta tuulivoimasta sijoittuu Pohjanmaan rannikolle. Tällä hetkellä suunnittelualueella on käytössä noin 400 MW tuulivoimaa ja hyvien olosuhteiden vuoksi alueelle rakennettaneen vielä merkittävästi lisää tuulivoimaa tulevaisuudessa.

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 päätettiin uudistaa. Vuonna 2016 valmistui 260 M€ hankekokonaisuus, jossa rakennettiin uusi 400 kV voimajohtoyhteys Porista Oulujoelle. Tätä uutta pohjois-eteläsuuntaista 400 kV voimajohtoyhteyttä kutsutaan nimellä rannikkolinja.

Vuonna 2011 valmistui 400 + 110 kV yhteisrakenteinen voimajohto Seinäjoelta Tuovilaan. Tuovilan sähköasemalle rakennettiin

400/110 kV muunto ja uudet 400 kV ja 110 kV kytkinlaitokset. Samana vuonna valmistui Uusnivalan 400/110 kV muuntoasema. Näiden hankkeiden jälkeen alettiin rakentaa 400 kV voimajohtoyhteyttä Ulvilasta uudelle Kristinestadin 400/110 kV muuntoasemalle. Ulvila - Kristinestad voimajohto rakennettiin pääosin ikääntyneen 220 kV johdon paikalle. Johtoyhteys ja muuntoasemat valmistuivat syksyllä 2014. Suurimmat muutokset tapahtuivat vuonna 2016: Kokkolaan rakennettiin uusi Hirvisuon 400/110 kV muuntoasema, joka korvasi Ventusnevalla sijainneet 220/110 kV muunnot. Hirvisuon sähköasemalta pohjoiseen Pyhänselkään rakennettiin uusi noin 210 km pituinen 400 kV voimajohto. Kalajoen asema purettiin ja korvattiin uudella Jylkän 400/110 kV muuntoasemalla. Siikajoelle rakennettiin uusi 110 kV sähköasema. Kristiinankaupungin, Vaasan ja Kokkolan välinen 220 kV käytössä ollut voimajohto on rakennettu 400 kV rakenteella 1990-luvulla. Johto muutettiin 400 kV käyttöön.

Alueella on suuri määrä 1970-luvulla rakennettuja 220 kV rakenteisia johtoja, joilla on vielä teknistä käyttöikää jäljellä. Nämä johdot otettiin 110 kV käyttöön siirtämään sähköä kantaverkon asemien välillä ja varmistamaan muuntojen käyttövarmuutta erilaisissa häiriötilanteissa.

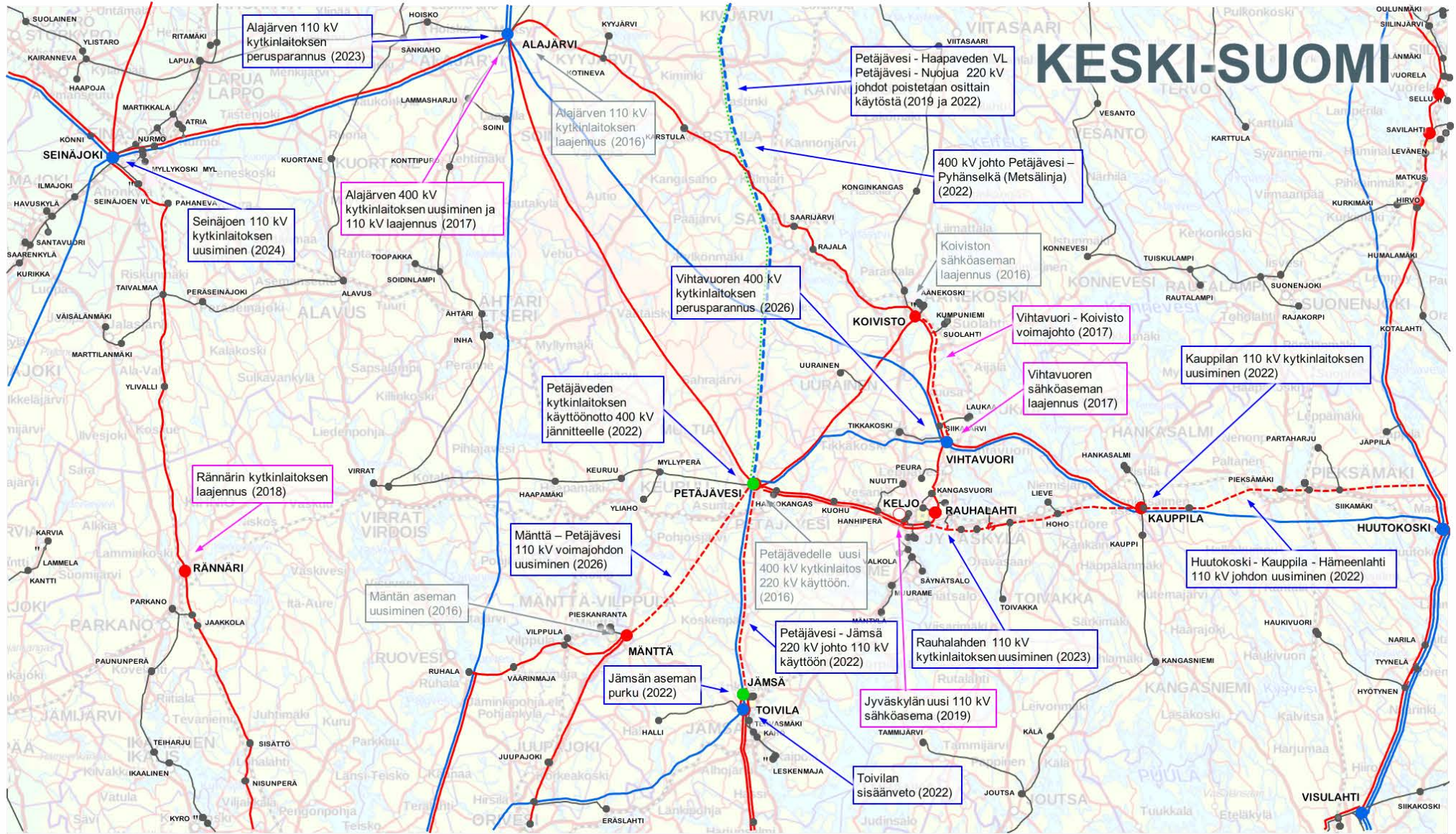
Hirvisuolle on rakenteilla toinen 400/110 kV muunto, joka valmistuu vuonna 2018.

POHJANMAAN KEHITTÄMISSUUNNITELMA

Pohjanmaan alueella on nyt kuusi 400/110 kV muuntoasemaa. Kulutuksen tai tuotannon kasvun luoman siirtotarpeen vuoksi näille asemille lisätään tarvittaessa muuntajia. Pohjanmaalle rakennettava uusi verkko on riittävän vahva kattamaan kasvavan kulutuksen tarpeet ja siihen voidaan liittää suuriakin määriä tuulivoimaa. Seinäjoen asemalle on suunnitteilla uusi 110 kV kytkinlaitos korvaamaan osittain nykyistä 1980-luvulla rakennettua 110 kV avokytkinlaitosta.

Lisäksi jos Ulvilan ja Kristinestadin ja/tai Kristinestadin ja Tuovilan välisille alueille toteutuisi suunnitteilla olevan mukaisesti useita satoja megawatteja tuulivoimaa, niin liityntäratkaisui- na voisivat olla tällöin alueille rakennettavat uudet tuulivoiman koontiasemat.

Päävoimansiirtoverkon kehittäminen Rajasiirtokapasiteetin kehittäminen > Alueellisen verkon kehittäminen



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.



Keski-Suomen suunnittelualue

ALUEEN KUVAUS

Keski-Suomen alueen erityispiirre on sähköntuotannon vähäinen määrä sähkönkulutukseen verrattuna. 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 tuotetaan teollisuuden vastapainelaitoksilla. Lisäksi Jyväskylässä on Rauhalahden ja Keljonlahden voimalaitokset, jotka tuottavat sähköä ja kaukolämpöä. Alueella on myös muutamia pieniä vesivoimalaitoksia. Asukkaita suunnittelualueella on noin 300 000.

Keski-Suomen alue on liittynyt 400 ja 220 kV päävoimansiirtoverkkoon useiden muuntoasemien kautta. 400 kV verkkoon alue on liittynyt muunnoilla Vihtavuorella, 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 sähköasemahanke: Mäntän ikääntynyt 110 kV kytkinlaitos uusittiin olemassa olevan sähköaseman läheisyyteen ja Petäjäveden ikääntynyt 220 kV kytkinlaitos uusittiin 400 kV laittein ja rakentein. Petäjäveden kytkinlaitos otetaan 400 kV käyttöön vuonna 2022. Petäjäveden 110 kV kytkinlaitos uusittiin jo vuonna 2007.

Koiviston ja Vihtavuoren välillä 110 kV kantaverkon siirtokykyä ja käyttövarmuutta parannetaan muuttuvan siirtotilanteen vuoksi. Muutokset aiheutuvat uuden biotuotetehtaan käyttöönotosta

vuonna 2017. Uuden biotuotetehtaan liittämiseksi kantaverkkoon on käynnissä 110 kV voimajohdon rakentaminen Koiviston ja Vihtavuoren sähköasemien välille.

Vuoden 2017 lopulla valmistuu Alajärven 400 kV kytkinlaitoksen uusiminen kantaverkon käyttövarmuuden parantamiseksi. Nykyinen kaksikisko-apukiskolaitos uusitaan kaksikatkaisija-kytkinlaitokseksi (duplex). Uusimisen yhteydessä Alajärven sähköaseman 220 kV kytkinlaitos purettiin vuonna 2016. Alajärven 220 kV kytkinlaitoksen purku on osa 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.

Jyväskylän uusi 110 kV sähköasema rakennetaan korvaamaan ikääntynyt Keljon sähköasema kantaverkon solmupisteenä. Jyväskylän sähköasemaa rakennetaan kaasueristeisenä nykyisen Keljon sähköaseman läheisyyteen. Hanke valmistuu vuonna 2019. Sähköaseman yhteydessä muodostetaan voimajohto yhteydet Petäjävedelle, Kauppilaan ja Rauhalahden. Petäjäveden ja Jyväskylän välille jää yksi voimajohto, jonka tarve kantaverkon siirtojen näkökulmasta poistuu.

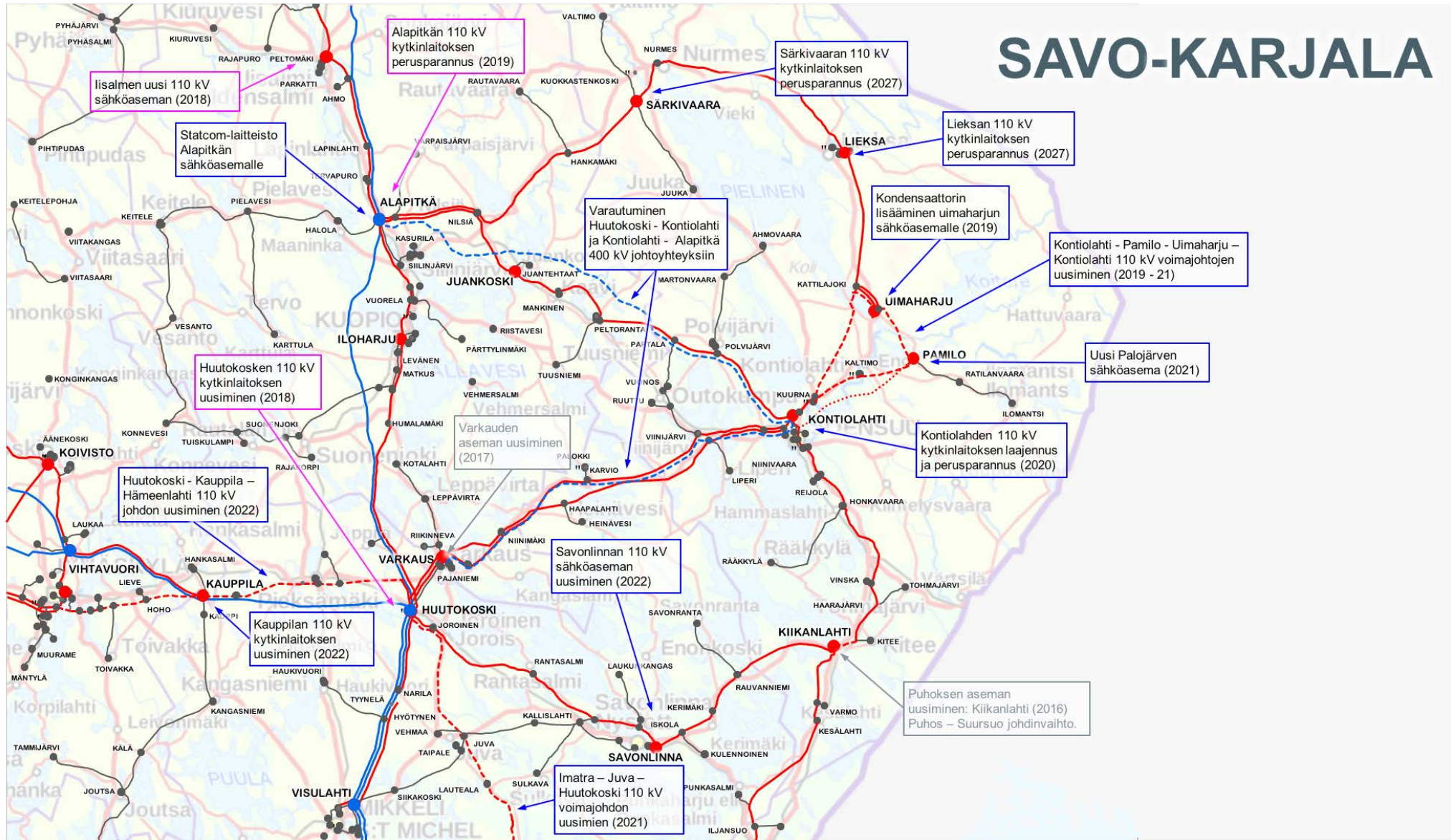
KESKI-SUOMEN KEHITTÄMISSUUNNITELMA

Vuonna 2025 valmistuva uusi rajajohto Pohjois-Ruotsista ja lisääntyvä sähkön tuotanto Pohjois-Suomessa lisäävät siirtotarvetta maan sisällä pohjoisesta etelään (P1-leikkaus). Lähivuosina pohjois-eteläsuuntaista siirtokapasiteettitarvetta lisää myös suurimman tuotantoyksikön kasvu Olkiluoto 3:n verkkoon tulon myötä. Kapasiteetin lisäämiseksi suunnitellaan uutta yhteyttä Oulujoelta Keski-Suomeen (Metsälinja). Metsälinja Muhokselta Petäjävedelle lisää Pohjois- ja Etelä-Suomen välistä siirtokapasiteettia noin 700 MW. Uuden yhteyden on tarkoitus valmistua vuonna 2022 ennen Ruotsin pohjoista rajajohtoa, jotta Suomen kantaverkon sisäinen pullonkaula voidaan välttää.

Samassa yhteydessä luovutaan 220 kV yhteyksistä Oulujoelta Petäjävedelle ja Jämsään. 220 kV jännitetasosta lu-

pumisen seurauksena pitkän aikavälin suunnitelman mukaisesti Jämsän sähköasemasta tullaan luopumaan. Tämän jälkeen kantaverkon toiminta on suunniteltu keskitettävän Jämsässä 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.

Keski-Suomessa on runsaasti iäkkäitä puupylväsrakenteisia 110 kV voimajohtoja, joita tullaan uusimaan. Vuonna 2022 uusitaan Huutokoski – Kauppila – Hämeenlahti 110 kV voimajohto ja vuonna 2026 Petäjävesi – Mänttä 110 kV voimajohto. Alueella on myös muutamia sähköasemia, jotka vaativat uusimista/perusparannuksia seuraavan kymmenen vuoden aikana. Kauppilan kytkinlaitos uusitaan voimajohtoprojektin yhteydessä 2022. Lisäksi suunnittelujaksolla toteutetaan Rauhalahden, Alajärven ja Vihtavuoren uusimiset/perusparannukset.



SAVO-KARJALA

Pinkki väri tarkoittaa, että hankkeesta on tehty investointipäätös

Sininen väri tarkoittaa, että hanke on suunnitteilla

Harmaa väri tarkoittaa, että hanke on valmistunut

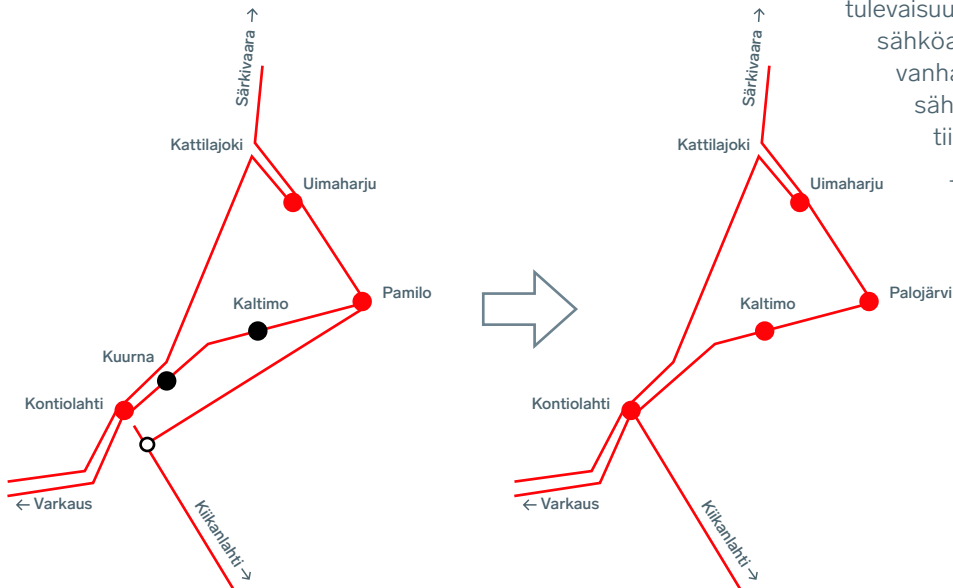
*Toteutus riippuu asiakkaan hankkeesta.

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 oletetaan olevan hidasta. 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 voimansiirtoverkkoa. 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-Savoa syötetään Huutokosken ja Visulahden muuntoasemilta niiltä lähtevään 110 kV rengasverkkoon.

VIIME VUOSIEN INVESTOINNIT

Yliikkälä – Huutokoski 400 kV yhteys valmistui 2013. Yliikkälän ja Huutokosken välille tarvittiin toinen voimajohtoyhteys, jotta Kaakkois-Suomen tehoylijäämä voidaan siirtää pois alueelta ilman siirtoarajoituksia ja alueen verkon käyttövarmuutta vaarantamatta. Samalla Huutokosken vanha 400 kV kytkinlaitos uusittiin kaksikatkaisija-kytkinlaitokseksi (duplex).

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 ikäänäntynyttä 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 kuormittavuuden nostaminen tukee alueen kantaverkkoa Pohjois-Karjalaa syöttävien johtojen keskeytyksissä. Lisäksi se mahdollistaa Kiikanlahti – Pamilo voimajohdon tehokkaamman käytön.

Huutokosken 110 kV kytkinlaitosta uusitaan GIS-kytkinlaitokseksi ja hanke valmistuu vuonna 2018. Samana vuonna valmistuu uusi lisälmen 110 kV

kytkinlaitos, joka korvaa asiakkaan Peltomäen kytkinlaitoksen kantaverkon solmupisteenä.

SAVO-KARJALAN ALUEEN KEHITTÄMISSUUNNITELMA

Savo-Karjalan alueella ei ole näillä näkymin tarpeen tehdä merkittäviä vahvistuksia kantaverkon siirtokapasiteetin lisäämiseksi. Seuraavan kymmenen vuoden aikana tehtävät investoinnit johdetaan pääosin verkon ikäänäntymisestä.

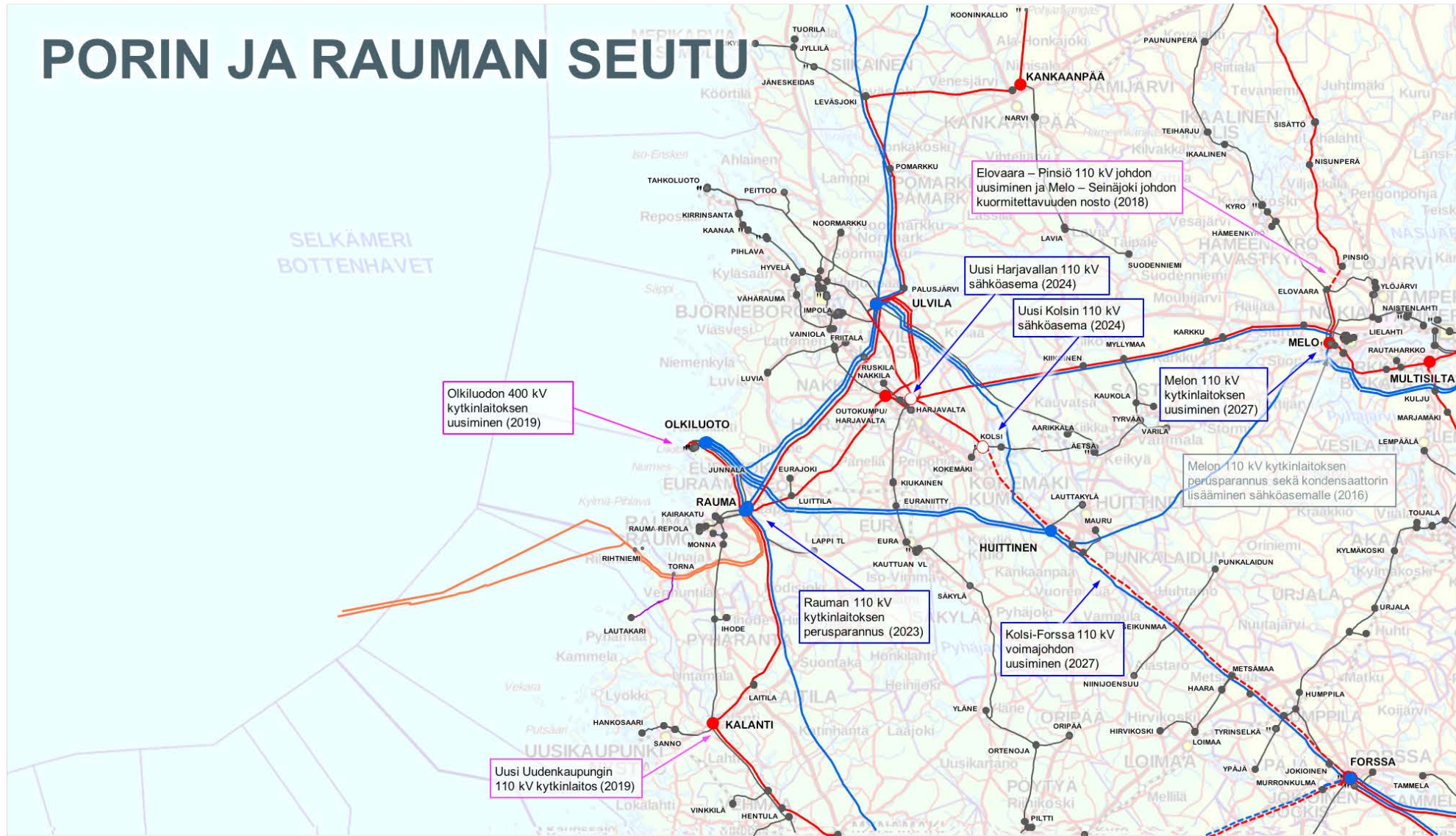
Pohjois-Karjalassa on paljon iäkkäitä 110 kV puupylväsraenteisia voimajohtoja, joita tullaan uusimaan. Suunnittelujakson aikana toteutetaan Kontiolahti – Uimaharju – Pamilo -hankekoneisuus. Kokonaisuus sisältää sähköasemien välisten 110 kV voimajohtojen Kontiolahti-Uimaharju, Uimaharju – Pamilo ja Pamilo – Kaltimo - Kontiolahti uusimisen sekä vanhan ja huonokuntoisen Pamilon sähköaseman korvaamisen uudella Palojärven sähköasemalla. Lisäksi Kontiolahtien 110 kV sähköasema perusparannetaan ja sitä laajennetaan kahdella uudella johtolähdöllä sekä toisella pääkiskolla. Uimaharjun sähköasemalle lisätään kondensaattori tukemaan alueen jännitteitä. Hankkeet toteutetaan vuosien 2018 – 2021 välisenä aikana. Hankekoneisuuden valmistuttua Kiikanlahti - Pamilo 110 kV voimajohto tuodaan sisään Kontiolahtelle sekä vanha huonokuntoinen loppuosa puretaan. Kuvassa 25 on esitetty Pohjois-Karjalan kantaverkko nyt ja hankekoneisuuden valmistumisen jälkeen.

Savo-Karjalan suunnittelualueella on viime vuosina uusittu ja perusparannettu useita kantaverkon sähköasemia ja lähivuosina hankkeita on vielä useita. Aiemmin mainittujen hankkeiden lisäksi tänä vuonna aloitetaan Alapitkän 110 kV perusparannus ja 400 kV erottimien vaihto. Vuonna 2022 uusitaan Savonlinnan 110 kV sähköasema. Pitkällä aikavälillä Fingrid on varautunut Huutokoski–Kontiolahti ja Kontiolahti–Alapitkä 400 kV johtoyhteyksiin maankäytönsuunnittelussa.

Alapitkän sähköasemalle suunnitellaan statcom-laitteiston lisäämistä, jolla voidaan kasvattaa verkon pohjois-etelä -suuntaista siirtokykyä.

Kuva 25. Pohjois-Karjalan kantaverkko nyt ja hankekoneisuuden valmistumisen jälkeen

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.



Porin ja Rauman seudun 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 tasavirtayhteyttä 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 silmukoitu. Porin ja Rauman seutu liittyy 400 kV päävoimansiirtoverkkoon Rauman ja Ulvilan 400/110 kV 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. Viimeisimpänä valmistui uusi Ulvila–Kristinestad 400 kV voimajohto, joka rakennettiin ikäänntyneen 220 kV voimajohdon paikalle. 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 muutokapasiteettia on kasvatettu uusimalla yksi Ulvilan muuntaja ja lisäämällä Raumalle kolmas muunto. Ruotsin ja Suomen välistä

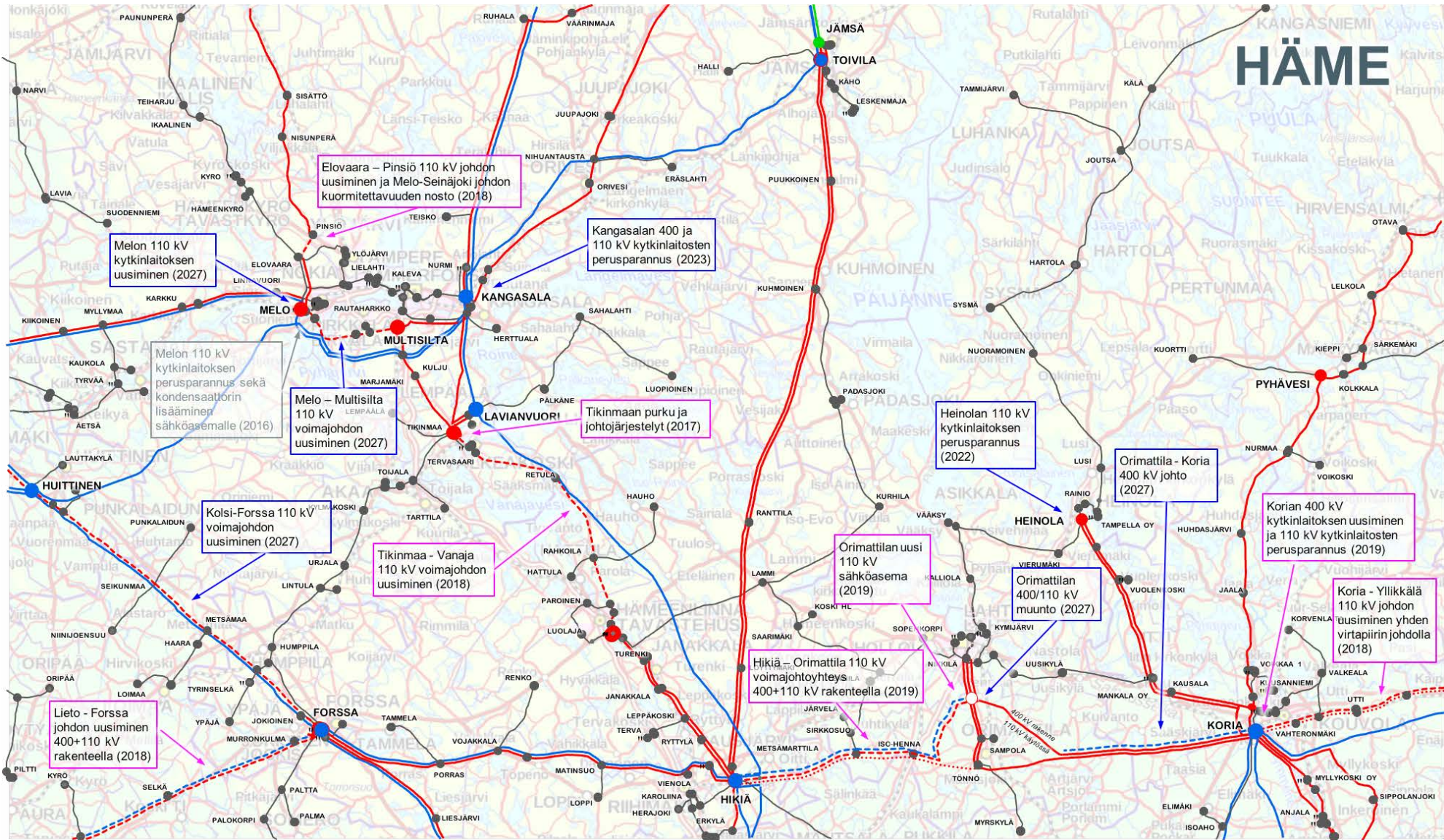
rajakapasiteettia vahvistettiin 800 MW vuosikymmenen alussa, kun HVDC-yhteys Fenno-Skan 2 Raumalta Finnböleen valmistui 2011. Vuonna 2017 aloitetaan vanhan Olkiluoto A kytkinlaitoksen uusiminen. Hanke valmistuu vuonna 2019.

PORIN JA RAUMAN SEUDUN ALUEEN KEHITTÄMISSUUNNITELMA

Tulevaisuudessa vanhenevia sähköasemia ja voimajohtoja perusparannetaan ja uusitaan: Kalannin 110 kV sähköasema uusitaan vuonna 2019 ja Rauman 110 kV kytkinlaitos perusparannetaan vuonna 2023. Suunnittelujakson loppupuolella tulee ajankohdaiseksi Kolsi - Forssa 110 kV voimajohdon uusiminen.

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

Päävoimansiirtoverkon kehittäminen Rajasiirtokapasiteetin kehittäminen > Alueellisen verkon kehittäminen



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.



Hämeen suunnittelualue

ALUEEN KUVAUS

Hämeen suunnittelualue kattaa varsin laajasti kolmen maakunnan, Pirkanmaan, Hämeen ja Päijät-Hämeen alueet, joiden väkiluku on noin 650 000. Hämeen suunnittelualueen sähkönkulutus muodostuu muutamasta suuresta metsä- ja metalliteollisuuden laitoksesta sekä julkisen sektorin, palveluiden, pk-teollisuuden ja kotitalouksien kulutuksesta. 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. Riihimäellä ja Tampereella on uudet jätevoimalat: Riihimäen laitos sijaitsee Fortum Waste Solutions Oy:n yhteydessä ja Tampereella laitos sijaitsee kaupungin itäosissa Tarastenjärven kaatopaikka-alueella. 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

Vuonna 2010 valmistui Hikiän ja Vanajan välisen vanhan voimajohdon korvaava uusi ja siirtokyvyltään parempi 110 kV voimajohto. Samana vuonna rakennettiin myös Kangasala – Melo ja Tikinmaa – Kangasala risteykseen uusi Multisillan sähköasema.

Vuosituhanen vaihteessa Fingrid teki strategisen päätöksen Hyvinkään 400 kV kytkinlaitoksesta luopumisesta pitkällä aikavälillä ja 400 kV kantaverkon toiminnan keskittämisestä Hikiän sähköasemalle. 2013 Hikiän 400 kV kytkinlaitos laajennettiin ja uusittiin duplex- kytkinlaitokseksi verkon käyttövarmuuden parantamiseksi. Samalla uusittiin ikääntynyt 110 kV kytkinlaitos

sekä lisättiin muuntoasemalle toinen muuntaja käyttövarmuuden turvaamiseksi sähkön kulutuksen kasvaessa. Tässä vaiheessa Hyvinkään 400 kV kytkinlaitoksesta luovuttiin ja rakennettiin 400 kV voimajohto Hikiältä Hyvinkäälle. Samalla huonokuntoinen 110 kV yhteys Hikiältä Nurmijärvelle uusittiin.

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 varten Kangasalan ja Valkeakosken rajalle. Tampereen seudun lisäksi kulutus keskitetty 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 ovat kasvussa länsi-itä -suunnassa uusien rakenteilla ja suunnitteilla olevien tuulivoima- 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. Johto korvaa vanhan ja huonokuntoisen 1920 -luvulla rakennetun 110 kV Rautarouva -yhteyden, joka on osa Imatran ja Turun välistä voimajohtorakennetta. Samanaikaisesti Forssan 400 kV sähköasemaa laajennettiin uutta voimajohtoa varten. Lisäksi verkon ikääntyessä huoltokeskeytystarpeet lisääntyvät, jolloin rengasverkon tukevien yhteyksien merkitys kasvaa entisestään.

2016 Melon sähköasemalle lisättiin kondensaattori tukemaan alueen jännitteitä vika- ja huoltokeskeytyksissä. Vanha ja huonokuntoinen Vanaja – Tikinmaa 110 kV voimajohto uusitaan vuoteen 2018 mennessä. Samalla yhteydelle saadaan suurempi siirtokikyky.

HÄMEEN ALUEEN KEHITTÄMISSUUNNITELMA

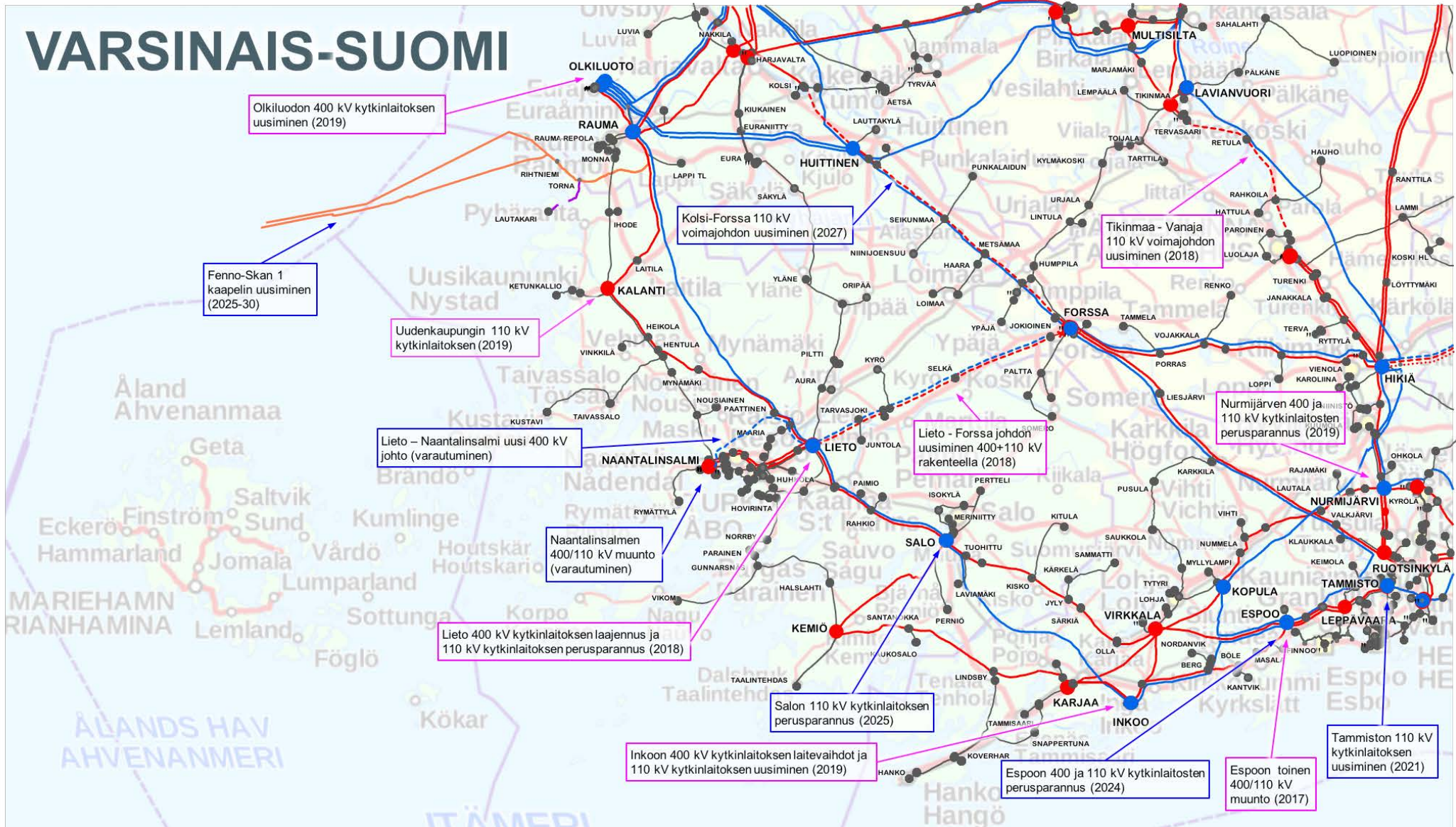
Hämeen alueen verkko on yleisesti hyvässä kunnossa ja tulevat investoinnit tulevat koskemaan pääasiassa vanhojen verkon osien uusimista. Vuoteen 2018 mennessä Melo - Seinäjoki 110 kV

voimajohdon kuormitettavuutta kasvatetaan uusimalla Elovaara - Pinsiö väli, jolla on pienempi siirtokapasiteetti muuhun johtoon verrattuna. Lisäksi lopulla voimajohdolla tehdään yksittäisiä pylväiden vaihtoja. Vahvistaminen parantaa alueen käyttövarmuutta.

Vuonna 2019 viimeinen osuus Rautarouva -johdosta välillä Hikiä - Orimattila uusitaan 400+110 kV rakenteella ja Orimattilaan rakennetaan uusi 110 kV sähköasema. Tämän jälkeen koko Rautarouva -yhteys Turusta - Imatralle on korvattu uudella johdolla.

Kangasalan sähköaseman perusparannus tullaan tekemään vuonna 2023 aseman kunnan ylläpitämiseksi. Vuoden 2027 paikkeilla Orimattilan asemalle rakennetaan 400/110 kV muunto ja Orimattilan ja Korian välille rakennetaan 400 kV voimajohto. Voimajohto on osa Hikiä - Korja 400 kV yhteyttä, joka rakennetaan lisäämään itä-länsi -suuntaista siirtokapasiteettia.

Hämeen tarkastelualueella on muutama iäkäs puupylväs-rakenteinen voimajohto, joita tullaan uusimaan. Erityisesti tarkastelussa on Melo - Multisilta voimajohdon uusiminen kahden virtapiirin yhteydellä, jonka toteutus on suunniteltu vuodelle 2027. Projektin yhteydessä uusitaan myös Melon sähköasema aseman kunnan ylläpitämiseksi ja toisen Melo - Multisilta virtapiirin liittämiseksi asemalle.



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.



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. Naantalin uusi voimalaitos otetaan käyttöön vuoden 2017 aikana. Voimalaitos korvaa osittain vanhaa tuotantokapasiteettia.

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 uusi 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.

VIIME VUOSIEN INVESTOINNIT VARSINAIS-SUOMEN VERKKOON

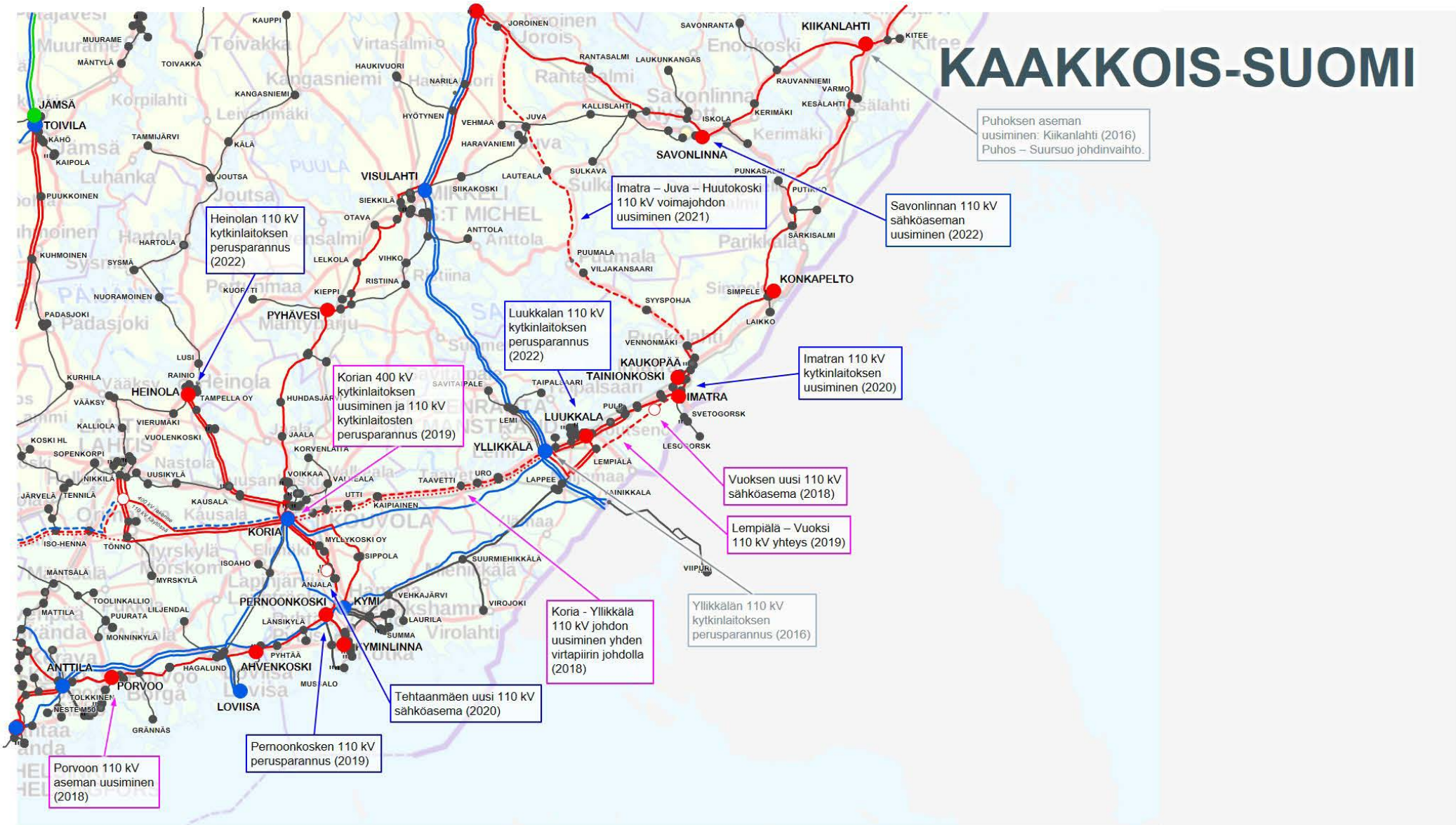
Naantalin seudun kannalta keskeinen kantaverkon 110 kV sähköasema korvattiin uudella vuonna 2015. Forssan suppea 400 kV kytkinlaitos laajennettiin uusien Forssa – Hikiä ja Forssa – Lieto 400 kV voimajohtojen liittämiseksi. Forssan asemalle rakennettiin uusi 320 MW tehoinen kaasuturbiinilaitos vuonna 2012. Voimalaitos toimii nopeana häiriöreservinä erilaisissa voimajärjestelmän poikkeustilanteissa.

Forssan ja Liedon välinen 1920-luvulla rakennettua Rautarouva-voimajohtoa uusitaan parhaillaan 400+110 kV yhteispylväsvoimajohdolla. Samalla Forssan asemalle tehdään laajennuksia ja perusparannus. Uusi voimajohto palvelee Varsinais-Suomen alueellisia sähkönsiirtotarpeita ja parantaa alueen kantaverkon käyttövarmuutta huomattavasti. Uusi voimajohto valmistuu vuonna 2018.

VARSINAIS-SUOMEN ALUEEN KEHITTÄMISSUUNNITELMA

Suunnittelujakson puitteissa olemassa oleva 110 kV riittää kattamaan siirtotarpeet Naantalın ja Liedon välillä. 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.

Varsinais-Suomen alueella on muutamia vanhenevia sähköasemia, joita tullaan perusparantamaan suunnittelujakson aikana.



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 energiain-tensiivisen teollisuuden, ydinvoiman ja vesivoiman ympärille. Yhden teollisuuslaitoksen alasajolla tai laajenuksella voi olla suuria vaikutuksia verkon siirtoihin. 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 suunnittelualueetta, poikkeuksena Suomen suurin, lähes 200 MW vesivoimalaitos Imatralla. Imatralla on liittynyt myös 110 kV voimajohdolla 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 Yllikkälän 400/110 kV muuntoasemilla. Kymenlaaksossa sähköä siirretään Korian ja Kymin muuntoasemilta niitä ympäröivään 110 kV rengasverkkoon. Etelä-Karjalaa taas syötetään Yllikkälän muuntoasemalta itään lähtevällä 110 kV rengasverkolla. Kaakkois-Suomesta on kolme 400 kV siirtoyhteyttä Venäjälle: kaksi voimajohtoa Yllikkälästä ja yksi Kymin muuntoasemalta.

VIIME VUOSIEN INVESTOINNIT KAAKKOIS-SUOMEN VERKKOON

Kaakkois-Suomen verkkoon on investoitu paljon 2000-luvulla, jolloin sähkönkulutus kasvoi voimakkaasti etenkin teollisuudessa. Tällöin muun muassa Korian ja Nikkilän (Lahti) sekä Yllikkälän ja Imatran välisiä 110 kV yhteyksiä vahvistettiin. Lisäksi Kymin sähköasemalle lisättiin 400/110 kV muunto.

Yllikkälä–Huutokoski 400 kV yhteys valmistui vuonna 2013. Yllikkälän ja Huutokosken välille tarvittiin toinen 400 kV voimajohtoyhteys, jotta Kaakkois-Suomen tehoylijäämä voidaan siirtää pois alueelta ilman siirtorajoituksia ja verkon käyttövarmuutta vaarantamatta. Samalla Yllikkälän vanha 400 kV kytkinlaitos

uusittiin duplex-kytkinlaitokseksi ja toinen 400/110 kV muuntaja vaihdettiin siirtokyvyltään suuremmaksi. Vuonna 2016 valmistui Yllikkälän 110 kV kytkinlaitoksen perusparannus.

Vuonna 2014 Mäntyharjulle valmistui Pyhäveden 110 kV kytkinlaitos. Sähköasema rakennettiin parantamaan Korian ja Visulahden muuntoasemien välisen 110 kV verkon käyttövarmuutta.

Vanhaa 1920-luvulla rakennettua Rautarouva-johtoa on uusittu Kaakkois-Suomessa jo huomattavasti. Jäljellä olevan osuuden uusimisen Korialta Yllikkälään on aloitettu ja se valmistuu vuoden 2018 loppuun mennessä.

Tällä hetkellä Koriolla on käynnissä iso sähköasema hanke. Korian 400 kV kytkinlaitos uusitaan kokonaisuudessaan, samalla 110 kV kytkinlaitos perusparannetaan ja sähköasemalle lisätään reaktori. Hanke valmistuu keväällä 2019.

Yllikkälän ja Imatran välille tarvitaan lisää siirtokykä siirtämään alueen ali-/ylijäämä alueelle tai alueelta pois. Lisää siirtokapasiteettia saadaan uusimalla 1950-luvulla rakennettu Imatra–Lempiälä 110 kV voimajohto-osuus siirtokyvyltään paremmaksi. Samalla rakennetaan uusi Vuoksen 110 kV kytkinlaitos ja samalla alueen verkon topologiaa muutetaan. Kuvassa 26 verkko ennen hanketta ja sen jälkeen. Pitkällä aikavälillä Vuokseen tarvitaan 400/110 kV muunto. Tähän on varauduttu rakentamalla Yllikkälä–Vuoksi yhteys 400 kV rakenteella.

KAAKKOIS-SUOMEN ALUEEN KEHITTÄMISSUUNNITELMA

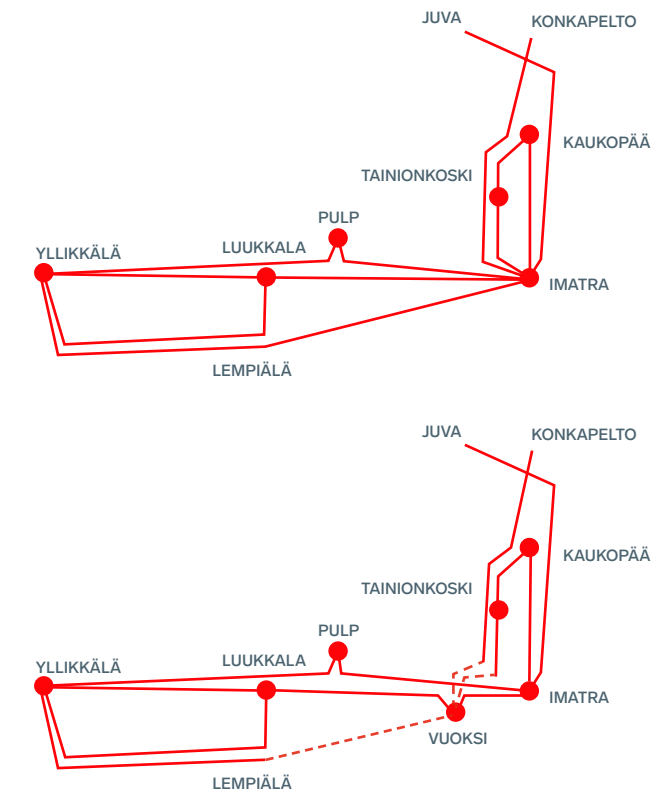
Kaakkois-Suomen aikaisemmat investoinnit ovat luoneet siirtokyvyltään ja käyttövarmuudeltaan riittävän verkon alueelle. Tulevaisuuden hankkeet ovat pääosin ikääntyvän verkon uusimista.

Hikiä–Orimattila 400 + 110 kV voimajohtoprojektin yhteydessä rakennetaan vuonna 2019 Orimattilaan uusi 110 kV kytkinlaitos korvaamaan vanheneva Nikkilän kytkinlaitos kantaverkon solmupisteinä. Länsi-itäsuuntaisen siirtotarpeen lisääntymiseen on pitkällä aikavälillä tarpeen varautua 400 kV yhteydellä Orimattilan ja Korian välille.

Anjalankoskelle rakennetaan uusi Tehtaanmäen 110 kV sähköasema vuonna 2020 korvaamaan ikääntyneet katkaisijat. Asema parantaa alueen käyttövarmuutta ja mahdollistaa nykyis-

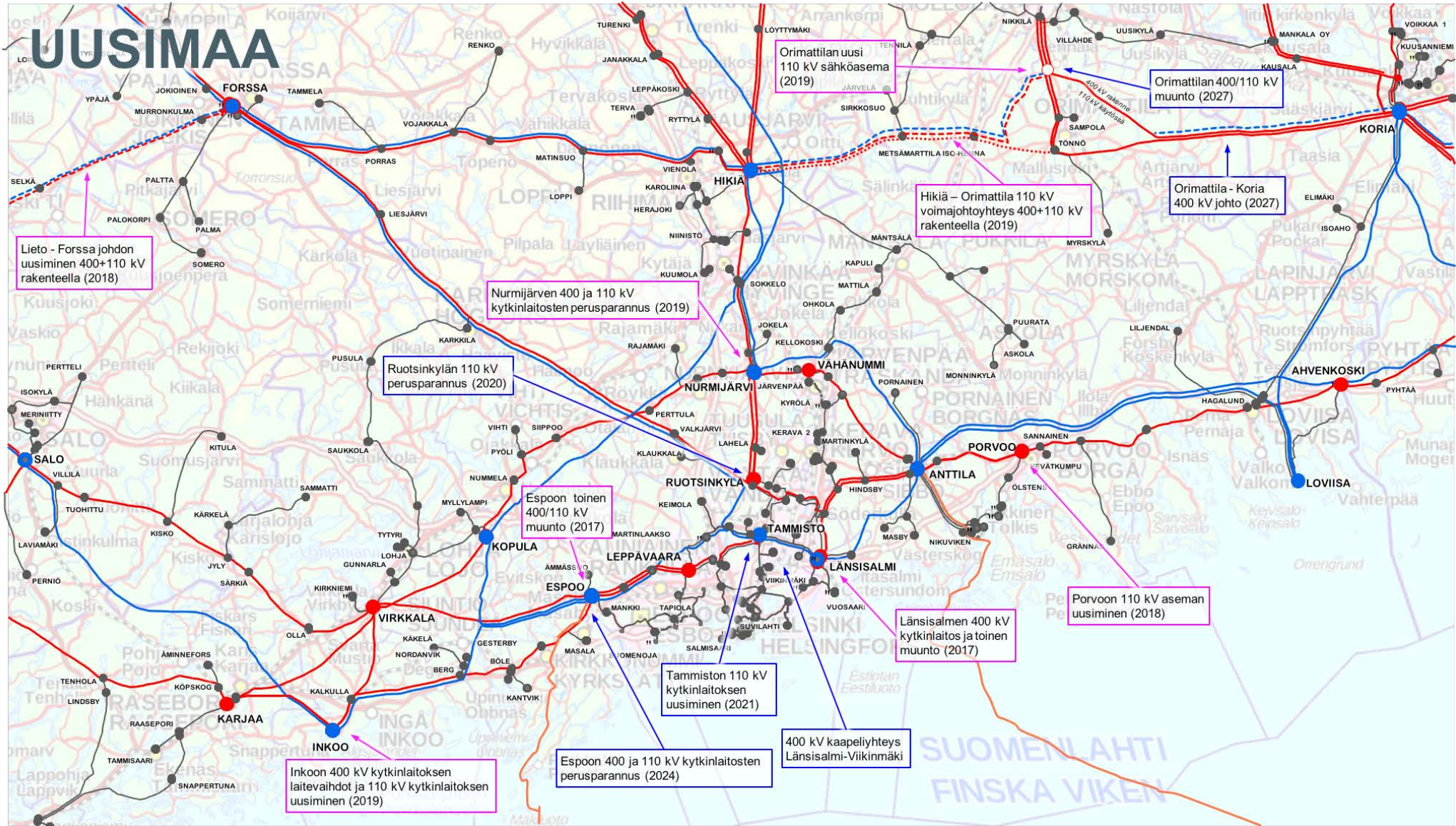
ten liityntöjen muuttamisen liittymisehtojen mukaisiksi.

Kaakkois-Suomen alueella tullaan uusimaan ja perusparantamaan seuraavan kymmenen vuoden kuluessa useita kantaverkon sähköasemia. Vuonna 2019 tehdään Pernoonkosken 110 kV sähköaseman perusparannus, vuonna 2020 uusitaan Imatran kytkinlaitos ja vuonna 2022 perusparannetaan Luukkalan ja Heinolan 110 kV kytkinlaitokset. Vuonna 2021 uusitaan 1930-luvulla rakennettu Imatra–Huutokoski 110 kV voimajohto.



Kuva 26. Etelä-Karjalan verkko ennen Vuoksen sähköaseman rakentamista ja sen valmistumisen jälkeen.

Päävoimansiirtoverkon kehittäminen Rajasiirtokapasiteetin kehittäminen > Alueellisen verkon kehittäminen



*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. Lisäksi alueelta on useita 110 kV säteittäiskäytössä olevia rengasyhteyksiä lähistön muuntoasemille. Helsingin ja Vantaan 110 kV suurjännitteiset jakeluverkot ovat liittyneet Tammiston ja Länsisalmen muuntoasemille. Verkkoihin liittyneet jakelumunnot liittyvät johtoihin käyttövarmasti kytkinlaitoksilla, ja verkkoja käytetään renkaassa kantaverkon muuntoasemien välillä. Käyttötapa mahdollistaa häiriöttömän sähkönsiirron myös huolto- ja vika-keskeytystilanteissa.

Pohjoista Uusimaata syötetään pääosin Nurmijärven ja Hikiän 400/110 kV muuntoasemilta. Itäisellä Uusimaalla kantaverkon keskeinen solmukohta on Anttilan 400/110 kV muuntoasema, johon liittyy Estlink 2 -tasasähköyhteys Viroon. Uudenmaan muuntoasemien väleillä on vahvoja kantaverkon 110 kV rengasyhteyksiä.

VIIME VUOSIEN INVESTOINNIT UUDENMAAN KANTAVERKKOON

Länsi-Uusimaalle rakennettiin uusi Kopulan 400/110 kV muuntoasema vuonna 2009 ja Inkoon ja Karjaan välille rakennettiin toinen 110 kV voimajohto vuonna 2010.

Hyvinkäältä Hikiälle rakennettiin vuonna 2013 uusi 400 kV

voimajohto ja samalla uusittiin alueen ikääntyneitä 110 kV voimajohtoja. Hyvinkään 400 kV kytkinlaitos poistettiin samassa yhteydessä käytöstä. Järvenpään rakennettiin uusi Vähänummen 110 kV sähköasema vuonna 2014.

Anttilan asemalle lisättiin toinen 400/110 kV muuntaja ja rakennettiin uusi 650 MW tehoinen Estlink 2 -tasasähköyhteys Viroon.

Espoon asemalle on rakenteilla toinen 400/110 kV muuntaja. Helsingin ja Vantaan sähkönsyöttöä varmistetaan rakentamalla Länsisalmeen uusi 400 kV kytkinlaitos ja toinen 400/110 kV muuntaja. Molemmat hankkeet valmistuvat vuonna 2017. Espoon ja Tammiston muuntajien keskeytyksien aikana on käytetty varayhteytenä Espoo - Leppävaara - Tammisto 110 kV voimajohtoyhteyttä, joka normaalisti on auki Leppävaarasta. Espoon ja Länsisalmen muuntojen valmistuttua Espoo – Leppävaara – Tammisto voimajohtoyhteydet voidaan ottaa jakeluverkkokäyttöön. Teknisistä ratkaisuista käydään keskusteluja paikallisten jakeluverkkoyhtiöiden kanssa. Samoin Anttilan ja Länsisalmen välinen 110 kV voimajohtoyhteys on toiminut lähinnä kantaverkon varayhteytenä ja Länsisalmen hankkeen valmistuessa voimajohtoyhteys voidaan siirtää jakeluverkon käyttöön.

Inkoon, Nurmijärven ja Porvoon sähköasemahankkeissa uusitaan ikääntyneet sähköasemat tai vaihdetaan laitteita tarvittavilta osin.

UUDENMAAN ALUEEN KEHITTÄMISSUUNNITELMA

Uudenmaan alueen 1970-1980 luvuilla rakennettujen sähköasemien laitteet ovat saavuttamassa 40 vuoden teknisen käyttöiän. Tammiston ja Ruotsinkylän asemat uusitaan 2020-luvun alkupuolella.

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. Kun Länsisalmen sähköasemahanke

valmistuu, Fingrid syöttää aluetta yhteensä neljällä 400/110 kV muuntajalla. Teho riittää pitkälle tulevaisuuteen.

Fingrid suunnittelee pääkaupunkiseudun verkon kehittämistä yhteistyössä alueen tuotanto- ja verkkoyhtiöiden kanssa. Kulutuksen kasvaessa Helsingin 110 kV suurjännitteisen jakeluverkon siirtokapasiteetti voi jäädä alimittaiseksi. Uusien avojohdojen rakentaminen Helsinkiin on hankalaa, joten riittävän siirtokyvyn varmistamiseksi on suunniteltu uusi 400 kV kaapeliyhteys Länsisalmeista Viikinmäkeen. Sähkömarkkinalain mukaan kaapeliyhteyden tulee olla osa kantaverkkoa. Aikaisemmin suunnitelmana oli sijoittaa kaapeliyhteys Vuosaari C hankkeen yhteyteen suunniteltuun kaukolämpötunneliin. Vuosaari C hanke hylättiin vuonna 2015 ja tällöin aloitettiin uuden kaapeliyhteyden suunnittelu. Uuden suunnitelman mukaan kaapeli sijoitetaan kaivantoon suojattuna ja suunnittelussa huomioidaan mahdollisuus myös toisen kaapeliyhteyden asentamiseen. Kahdentamalla kaapeliyhteys voidaan varmistua keskeytymättömästä sähkönsyötöstä myös vikojen ja huoltokeskeytysten aikana. Kaapeliyhteyden pääteasemaksi on valittu Viikinmäen sähköasema sen 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. Tämän hetken arvion mukaan kaapeliyhteys tarvitaan noin 10-15 vuoden kuluessa, mutta epävarmuuksista johtuen suunnitelmissa on varauduttava nopeampaan toteutusaikatauluun.

Tulevaisuudessa Helsinkiä tullaan syöttämään kolmella 110 kV kaksoisjohdolla sekä yhdellä tai kahdella 400 kV kaapeliyhteydellä. 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.



Kooste investoinneista kantaverkkoon

Kooste investoinneista kantaverkkoon

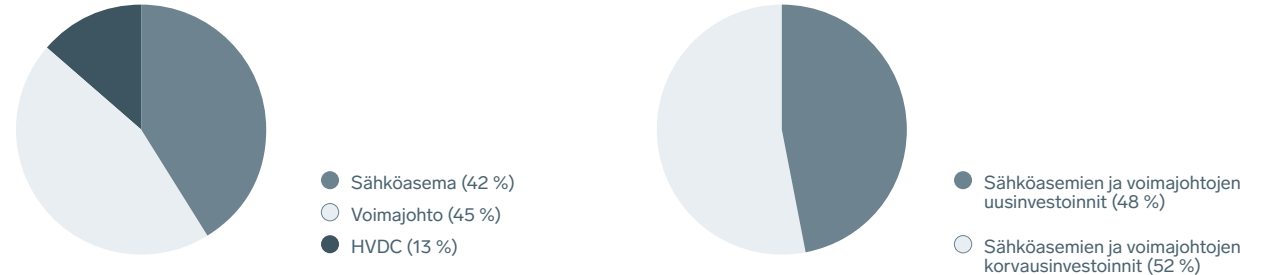
Viime vuodet ovat olleet kotimaan verkon investointien huippuvuotia. Investointeja on ollut käynnissä ennätysmäärä ympäri Suomea. Vuosina 2017–2027 Fingrid investoi noin 1,2 miljardia euroa eli reilut 100 miljoonaa euroa vuosittain. Investointitasot vastaavat vuosittaisia poistoja. Kuvassa 27 on esitetty Fingridin investointitasot vuosina 2000–2027.

Kantaverkon suurten investointitasojen vuodet alkoivat 2000-luvun puolenvälin jälkeen. Viimeisen 10 vuoden aikana Fingrid on rakentanut mm. Fenno-Skan 2 -tasasähköyhteyden Ruotsiin ja EstLink 2 -yhteyden Viroon. Lisäksi Fingrid osti puolet Estlink 1 -yhteydestä ja rakensi Olkiluotoon ja Forssaan varavoimalaitokset. Kantaverkkoon on tehty lukuisia laajoja voimajohtovahvistuksia ja ikääntyvää verkkoa on uusittu. 1970-luvulla rakennettiin suuri määrä 400 kV sähköasemia, joista lähestulkoon kaikki on uusittu viimeisen vuosikymmenen aikana tai niitä uusitaan parhaillaan.

Seuraavan 10 vuoden aikana Fingridin investoinnit kantaverkkoon koostuvat rajasiirtoyhteyksien ja Suomen sisäisen päävoimansiirtoverkon kehittämisestä sekä olemassa olevan verkon uusimisesta ja perusparannuksista. Kantaverkossa ei ole korjausvelkaa vaan verkkoa on uusittu suunnitelmallisesti tarpeen mukaan. Tarkastelujakson aikana Fingridillä ei ole suunnitelmassa rakentaa uutta varavoimakapasiteettia.

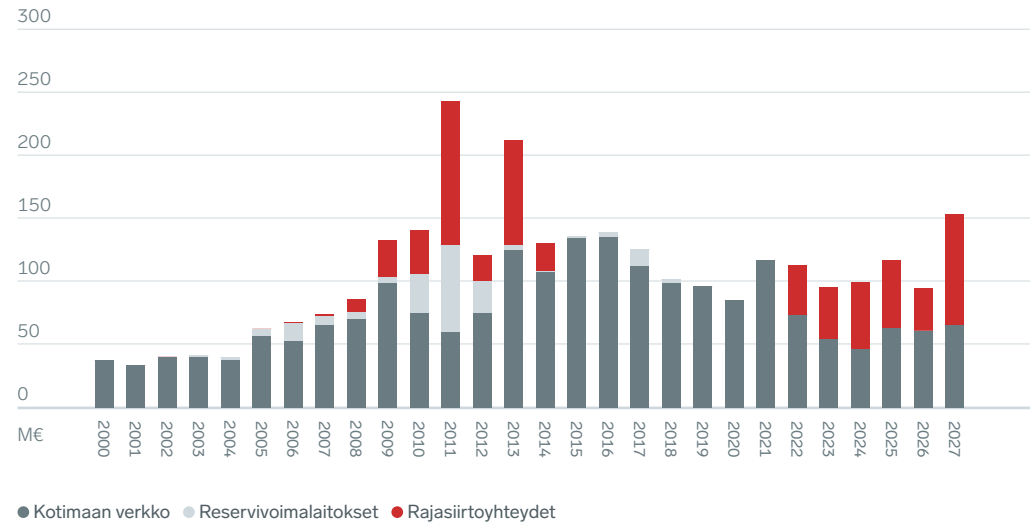
Kuvassa 28 on esitetty, kuinka Fingridin seuraavan 10 vuoden verkkoon kohdistuvat investointikustannukset jakautuvat sähköasema-, voimajohto- ja HVDC-hankkeisiin.

Noin puolet Fingridin investointikustannuksista kohdistuu uusinvestointeihin. Kuitenkin hankekohtaisesti tarkasteltuna kahdessa kolmasosassa hankkeista yhtenä investointiperusteena on kunto. Uusinvestointien suuri osuus investointikustannuksissa johtuu pääasiassa vanhojen rakenteiden korvaamisesta uudella, paremmalla rakenteella.



Kuva 28. Fingridin investointikustannusten jakautuminen sähköasema-, voimajohto- ja HVDC-hankkeisiin.

Kuva 29. Fingridin investointikustannusten jakautuminen uus- ja korvausinvestointeihin



Kuva 27. Fingridin investointitasot vuosina 2000–2027

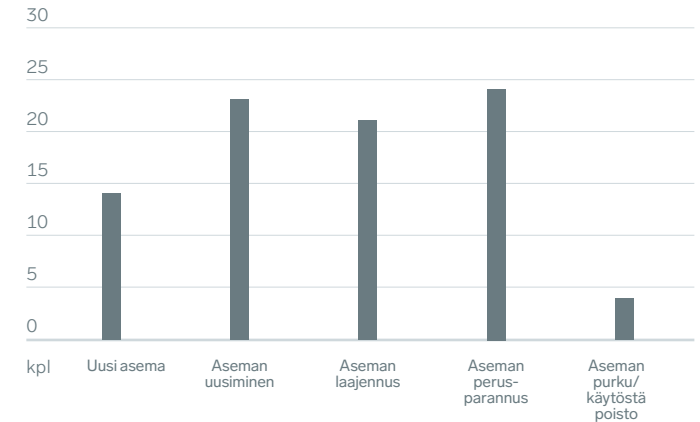
Esimerkiksi kevytrakenteinen 110 kV puupylväsjohto voidaan korvata teräsrakenteisella 400+110 kV voimajohdolla, jolla saatutetaan yli kymmenkertainen siirtokyky.

Uusinvestointien lisäksi suunnittelujakson aikana tehdään paljon perusparannuksia ja ikääntyneiden 110 kV voimajohtojen uusimisia. Kuvassa 30 on esitetty Fingridin sähköasemahankkeiden lukumäärä vuosina 2017–2027. Todennäköisesti asemalaajennuksia tullaan toteuttamaan enemmän vielä tunnistamattomien asiakastarpeiden vuoksi. Suunnittelujakson aikana tehdään mm. perusparannuksia 1980-luvulla rakennetuille 110 kV

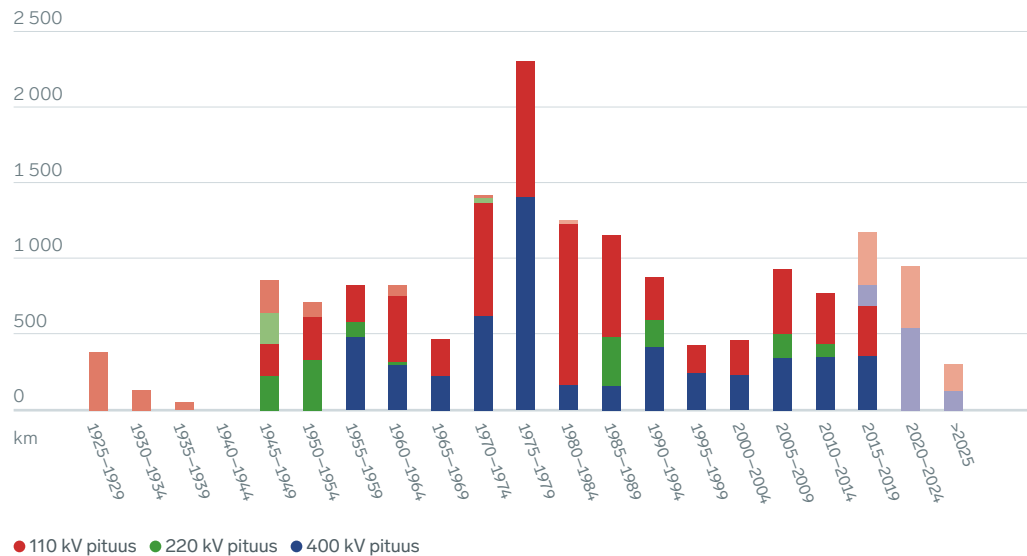
kytkinlaitoksille. Näiden kytkinlaitosten käyttöä voidaan jatkaa, kunhan teknisen käyttöiän saavuttaneet laitteet vaihdetaan.

Kuva 31 esittää voimajohtojen ikäjakaumaa. Kuvasta voidaan nähdä, että kaikki 1920–1930 -luvuilla rakennetut voimajohdot tullaan purkamaan ja suurilta osin korvaamaan uusilla suunnittelujakson aikana. Ikääntyville voimajohdoille tehdään kuntoselvityksiä, jotta voimajohdon käyttöikä voidaan maksimoida käyttövarmuudesta tinkimättä.

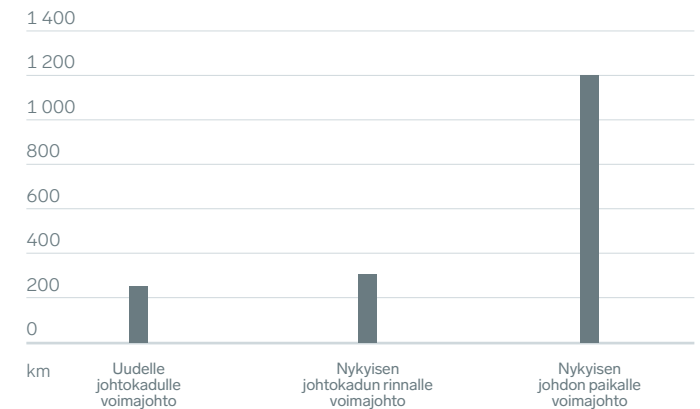
Voimajohtoreittien suunnittelussa hyödynnetään maankäyttö- ja rakennuslain valtakunnallisten alueidenkäyttötavoit-



Kuva 30. Fingridin sähköasemahankkeiden lukumäärä vuosina 2017–2027



Kuva 31. Kantaverkon voimajohtojen ikäjakauma



Kuva 32. Voimajohtojen rakentaminen



teiden mukaisesti ensisijaisesti nykyisiä johtokäytäviä. Kuvasta 32 nähdään, että lähes kaikki kantaverkon uudet voimajohdot (noin 90 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. 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 800 kilometriä. Nämä voimajohdot luovat vahvan päävoimansiirtoverkon, jota 110 kV johdot täydentävät. Uudet muuntoasemat ja muuntoasemille rakennettavat uudet muunnot sitovat eri jännitetasot vahvemmin toisiinsa.

Kehittämissuunnitelmaan liittyy epävarmuuksia etenkin uuden kulutuksen ja uusien voimalaitosten verkkoonliittämisen suhteen. Fingrid tekee tiivistä yhteistyötä asiakkaiden kanssa ja valmistautuu mahdollisiin uusiin liityntöihin. Verkkoon tehtävät investoinnit toteutetaan tarpeiden toteutuessa oikea-aikaisesti.

Kantaverkon kehittämissuunnitelma on otos Fingridin suunnitelmasta kehittää verkkoaan. Fingrid päivittää suunnitelmaansa jatkuvana prosessina muuttuvan toimintaympäristön mukana. Ajankohtaista tietoa on saatavilla Fingridin internetsivuilta ja ottamalla yhteyttä. Seuraavan kerran Fingrid julkaisee kehittämissuunnitelmansa vuonna 2019.

Muuntajien määrä ja teho	vuoden 2017 alussa	vuoden 2028 alussa	uudet	purettavat
400/220 määrä	5	5	0	0
400/220 teho [MVA]	2000	2000	0 MVA	0 MVA
400/110 määrä	52	59	7	0
400/110 teho [MVA]	20800	23600	2800 MVA	0 MVA
220/110 määrä	14	4	0	-10
220/110 teho [MVA]	2140	515	0 MVA	-1625 MVA
Muuntajat yhteensä	71	68	7	-10
Muuntajien teho yhteensä [MVA]	24940	26115	2800 MVA	-1625 MVA

Sähköasemien määrä	vuoden 2017 alussa	vuoden 2028 alussa	uudet	purettavat/ käytöstä poistettavat
Sähköasemien lukumäärä	119	128	14	-5

Voimajohtojen pituus [km]	vuoden 2017 alussa	vuoden 2028 alussa	uudet	purettavat/ käytöstä poistettavat	käyttöjännitteen muutokset
400 kV	5200	6075	810	0	65
220 kV	1600	918	0	-630	-42
110 kV	7600	7407	930	-1110	-23
Yhteensä	14400	14400	1740	-1740	0

Fingrid välittää.
Varmasti.

FINGRID

Läkkisepäntie 21, 00620 Helsinki • PL 530, 00101 Helsinki
Puh. 030 395 5000 • Fax 030 395 5196



Hämeenlinna
Valvomotie 11
13110 Hämeenlinna
Puh. 030 395 5000
Fax 030 395 5336

Oulu
Lentokatu 2
90460 Oulunsalo
Puh. 030 395 5000
Fax 030 395 5711

Petäjävesi
Sähkötie 24
41900 Petäjävesi
Puh. 030 395 5000
Fax 030 395 5524

Rovaniemi
Teknotie 14
96930 Rovaniemi
Puh. 030 395 5000
Fax 020 756 6301

Varkaus
Wredenkatu 2
PL 178201 Varkaus
Puh. 030 395 5000
Fax 030 395 5611