

31.3.2015

Kantaverkon nimeäminen 1.1.2016

1 Johdanto

Kantaverkon nimeäminen perustuu voimassa olevaan sähkömarkkinalakiin (588/2013) ja sen yksityiskohtaisiin perusteluihin sekä talousvaliokunnan lausuntoon asiasta. Lisäksi nimeämispäätöksessä on huomioitu Energiaviraston ohje kantaverkon nimeämisestä (17.12.2014).

Energiavirasto on määrännyt Fingrid Oyj:n järjestelmävastaavaksi kantaverkon haltijaksi. Sähkömarkkinalain 7 §:n mukaisesti kantaverkon haltijan on omistettava Suomessa sijaitseva kantaverkko.

Sähkömarkkinalain 31 §:n mukaisesti kantaverkonhaltijan on nimettävä ja julkaistava kantaverkkoonsa kuuluvat sähköjohdot, sähköasemat ja muut laitteistot kunkin siirtopalvelujen hinnoittelua koskevan valvontajakson ajaksi viimeistään yhdeksän kuukautta ennen valvontajakson alkamista. Seuraava valvontajakso alkaa 1.1.2016, joten kantaverkonhaltija Fingrid Oyj:n on toimitettava nimeämispäätöksensä Energiavirastolle viimeistään 31.3.2015.

Energiavirastolla on oikeus kolmen kuukauden kuluessa nimeämispäätöksen vastaanottamisesta vaatia kantaverkonhaltijaa tekemään muutoksia nimeämispäätökseen siltä osin, kun päätös ei ole lainmukainen. Kantaverkonhaltijan verkkopalvelun sopimuspuolilla on oikeus saattaa kantaverkonhaltijan julkaiseman nimeämispäätöksen lainmukaisuus Energiaviraston tutkittavaksi kuukauden kuluessa siitä, kun kantaverkonhaltija on julkaissut päätöksensä.

Kantaverkon haltijan on ennen nimeämistä varattava verkkonsa käyttäjille sekä asiaan liittyville viranomaisille ja muille sidosryhmille tilaisuus lausua mielipiteensä nimeämisehdotuksesta. Kantaverkon nimeämispäätösehdotus oli julkisesti sidosryhmien lausuttavana 23.1...16.2.2015 välisenä aikana. Nimeämispäätösehdotukseen Fingrid sai kaikkiaan lausunnot kuudeltatoista toimijalta tai sidosryhmältä. Saadut lausunnot on otettu huomioon nimeämispäätöksessä. Lausuntoihin on otettu kantaa erillisessä muistiossa Kantaverkon nimeämisehdotuksesta annetut lausunnot. Muistio on julkaistu tämän päätöksen yhteydessä Fingridin verkkosivuilla.

Kantaverkon nimeämispäätös on tehtävä siten, että päätös vastaa Fingridin omistaman kantaverkon laajuutta kunkin valvontajakson alussa. Fingrid kehittää ja rakentaa kantaverkkoa jatkuvana prosessina ja tekee verkkosuunnittelua yhdessä asiakkaidensa kanssa. Muutoksia nimeämispäätökseen kesken valvontajakson on mahdollista tehdä korkeintaan kerran vuodessa. Nämä muutokset julkaistaan perusteluineen. Verkon käyttäjille, viranomaisille ja muille sidosryhmille varataan mahdollisuus lausua mielipiteensä muutosehdotuksista.

Sähkömarkkinalain yksityiskohtaisissa perusteluissa (31 §:ään liittyen) todetaan, että kantaverkon haltija voi omistaa muutakin kuin kantaverkkoa, mutta tällaisen verkon kustannuksia ei saa kattaa kantaverkkotariffilla.

31.3.2015

2 Muu kuin Fingridin omistama verkko

Sähkömarkkinalain 7§:n mukaan *kantaverkonhaltijan on omistettava Suomessa sijaitseva kantaverkko*. Sähkömarkkinalain 31 §:n mukaan *"kantaverkonhaltijan on nimettävä ja julkaistava kantaverkkoonsa kuuluvat sähköjohdot, sähköasemat ja muut laitteistot kunkin siirtopalvelujen hinnoittelua koskevan valvontajakson ajaksi"*. Sähkömarkkinalaki mahdollistaa kuitenkin sen, että kantaverkkoa rakentaa tai omistaa myös muikin kantaverkonhaltija kuin Fingrid.

Mainittujen lainkohtien perusteella Fingrid voi nimetä kantaverkoksi vain omaan verkkoonsa kuuluvia osia, ei muiden omistamaa verkkoa. Ensinnäkin 7§:n mukaan kantaverkonhaltijan on omistettava kantaverkon johdot ja toiseksi 31§:n mukaan kantaverkonhaltija nimeää kantaverkkoonsa kuuluvat sähköjohdot ja asemat sekä muut laitteet. Jos Fingrid nimeäisi kantaverkkoon kuuluvaksi muiden omistamia verkkoja, pelkästään kantaverkkoon nimeäminen ei vielä määrittäisi sitä, miten kantaverkkotoimintaa kyseessä olevassa johdonosassa jatkossa harjoitetaan. On esimerkiksi täysin mahdollista, että johdon omistaja ja Fingrid eivät pääse sopimukseen kantaverkkotyyppisen johdonosan vapaaehtoisesti luovutuksesta. Tästä voisi seurata pitkäaikainen epävarmuus siitä, miten kantaverkkotoimintaa johdonosalla nimeämisen jälkeen harjoitetaan. Mikä olisi asiakkaiden tai verkon omistajan oikeudellinen asema, jos jokin johto olisi nimetty kantaverkkoon, mutta se ei kuitenkaan kuuluisi nimeämistä koskevalla valvontajaksolla Fingridin kantaverkkoon? Tällaisessa tapauksessa epävarmuusjakso voisi olla pitkäaikainen, sillä kantaverkkotoiminnan harjoittaminenhan edellyttää mm. omistuksen eriyttämistä ja erillistä komissiokäsittelyä. Kokonaisuuden kannalta ei olisi myöskään toivottavaa, että Suomessa toimisi useampia kantaverkonhaltijoita.

Jotta Fingrid voisi nimetä kantaverkkokseen toiselle kuuluvan kantaverkkoluonteisen verkonosan, tulisi ensin sopia sen luovutuksesta. Lain mukaan se voi tapahtua vain vapaaehtoisin kaupun. Edellä olevan pohjalta käsillä oleva päätös koskee vain Fingridin omistuksessa tällä hetkellä olevaa kantaverkkoa.

3 Kantaverkon kehittyminen

3.1 Historia

Nykyinen kantaverkko on kehittynyt vuosikymmenien kuluessa. Nykyisen kaltaisessa muodossaan Suomen valtakunnallinen kantaverkko määriteltiin ensimmäisen kerran vuonna 1997, kun valtion johdolla toteutettiin kantaverkkokaupat, jossa Imatran Voima Oy:n ja Pohjolan Voima Oy:n keskeiset, valtakunnallista sähkönsiirtoa palvelevat osat ulkomaan yhteyksineen myytiin Suomen Kantaverkko Oy:lle. Yhtiö muutti myöhemmin nimensä Fingrid Oy:ksi. 90-luvun lopulla Kemijoki Oy:n omistuksessa olleet, valtakunnallista sähkönsiirtoa palvelevat verkonosat siirtyivät myös Fingridille. Kantaverkko- ja jakeluverkkotoiminnan eriyttämistä edellyttävä sähkömarkkinalaki tuli voimaan 1995. Nykyinen laki astui voimaan syyskuun alussa 2013.

31.3.2015

3.2 Kantaverkon suunnittelu ja rakentaminen

Sähköverkon komponenttien pitoajat ovat kymmeniä vuosia, tyypillisesti 40 - 60 vuotta. Kantaverkon kehittäminen on pitkäjänteistä työtä, ja kantaverkon laajuus voi muuttua verkon osien käyttötarkoituksen muuttumisen myötä.

Fingrid suunnittelee kantaverkkoa pitkäjänteisesti, pyrkien ennakoimaan siirtotarvetta vähintään 10...20 vuoden aikavälillä. Verkon suunnittelun lähtökohtana ovat kantaverkkoon liittyneiden asiakkaiden sähkön käytön ja tuotannon ennusteet sekä muu käytettävissä oleva aineisto kuten esimerkiksi ministeriön sähkön käytön ennusteet. Näiden perusteella Fingrid laatii suunnittelun perustaksi sähkön siirtoennusteet ja tekee tarvittavat suunnitelmat kantaverkon kehittämiseksi. Fingrid julkaisee joka toinen vuosi kantaverkon kymmenvuotisen kehittämissuunnitelman. Tämän kymmenvuotisen kehittämissuunnitelman lisäksi Fingrid laatii alueelliset verkkosuunnitelmat sekä tarvittaessa asiakaskohtaisia suunnitelmia. Alueelliset verkkosuunnitelmat tehdään tiiviissä yhteistyössä asiakkaiden kanssa. Verkkosuunnitelmissa käsitellään myös kantaverkon laajuutta.

4 Kantaverkon määrittämisen kriteerit

4.1 Yleistä

Sähkömarkkinalain mukaisesti (31§) kantaverkkoa ovat:

1. *nimellisjännitteeltään vähintään 110 kV sähköjohdoista, sähköasemista ja muista laitteistosta koostuva valtakunnallinen yhtenäinen sähkön siirtoverkko*
2. *kantaverkonhaltijan hallinnassa oleva, nimellisjännitteeltään vähintään 110 kV rajayhdysjohto*

Lain yksityiskohtaisissa perusteluissa todetaan, että *kantaverkon katsottaisiin lähtökohtaisesti koostuvan valtakunnan sähköjärjestelmän kattavasta vähintään 110 kilovoltin rengaskäyttöisestä suurjännitteisestä sähköverkosta, joka sähköjärjestelmänä täyttää käyttövarmuudeltaan n-1 -kriteerin, ja edelleen: Kantaverkkoon eivät kuuluisi 110 kilovoltin johdot, jotka ovat säteittäisiä, kuuluvat suurjännitteeseen jakeluverkkoon tai ovat liittymisjohtoja.*

Kantaverkon nimeämisessä on käytetty lain yksityiskohtaisissa perusteluissa esiintuotuja määrittelykriteereitä:

- verkon osan käyttötarkoitus
- jännitetaso
- valtakunnallinen kattavuus
- käyttövarmuus
- yhtenäisyys

31.3.2015

Alla on kuvattu miten näitä kriteereitä on sovellettu kantaverkon nimeämisessä ja miksi kyseinen verkon osa kuuluu kantaverkkoon.

4.2 Käyttötarkoitus

Sähkömarkkinalain 31§:n yksityiskohtaisten perusteluiden mukaisesti: *Kantaverkolla olisi valtakunnallinen tehtävä siirtää sähköä valtakunnallisesti merkittävien tuotannon ja kulutuksen sekä ulkomaisten verkkojen välillä. Suurjännitteinen jakeluverkko toimii paikallisesti tai alueellisesti.*

Sähkömarkkinalain mukaista määrittelyä (edellä kohta 3.1) lain yksityiskohtaiset perustelut täsmentävät siten, että liittymisjohdot eivät millään jännitetasolla kuulu kantaverkkoon. Myöskään säteittäiset 110 kV johdot eivät lähtökohtaisesti kuulu kantaverkkoon. Paikallista sähkönjakelua palvelevat 110 kV verkot eivät kuulu tässä päätöksessä kantaverkkoon mahdollisesta rengaskäytöstä huolimatta.

Liittymisjohdolla lain mukaan tarkoitetaan *yhtä sähkönkäyttöpaikkaa taikka yhtä tai useampaa voimalaitosta varten rakennettua sähköjohtoa, jolla liittyjä tai liittyjät liitetään sähköverkkoon.* Lain yksityiskohtaisissa perusteluissa (31§) todetaan, että myös *kantaverkon haltijan kannalta säteittäinen yksittäinen yli 110 kV yhteys kuuluisi kehittämisvelvollisuuden piiriin, mikäli jakeluverkossa oleva suuri kulutuskeskittymä teknistaloudellisesti edellyttäisi yli 110 kV jännitteellä toimivan, jakeluverkonhaltijan ja kantaverkonhaltijan verkon yhdistävän yhdysjohdon rakentamista.* Liittymisjohdoksi on tässä päätöksessä katsottu varsinaisen käyttötarkoituksensa mukaisesti myös tuotannon liittymisjohto, jos siihen liittyy vähäinen kulutus, joka millään muotoa ei vaadi yli 110 kV jännitettä.

Kantaverkkoyhtiön hallinnassa olevat vähintään 110 kV rajayhdysjohdot kuuluvat kantaverkkoon.

Luonteenomaista kantaverkolle on, että sen johdoissa ja asemilla siirtyy valtakunnallisesti useamman sähkön käyttäjän tai tuottajan sähköä. Kuitenkaan kaikki tällaiset verkon osat eivät ole kantaverkkoa kuten esimerkiksi liittymisjohdot tai paikallista sähkönjakelua palvelevat rengaskäyttöiset verkot.

Käyttötarkoitusta tarkastellaan myös yhdessä valtakunnallisen kattavuuden ja käyttövarmuuden kanssa.

4.3 Jännitetaso

Sähkömarkkinalain ja sen yksityiskohtaisten perustelujen mukaisesti kantaverkon jännitetason tulee olla vähintään 110 kilovoltia. Lain yksityiskohtaisten perusteluiden mukaisesti: *Kantaverkonhaltijan vastuulla olisi lähtökohtaisesti yli 110 kilovoltin jännitettä edellyttävä sähkön siirto liittymisjohtoja lukuun ottamatta edellyttäen, että myös jäljempänä selostettu yhtenäisyyskriteeri täyttyy.* Lähtökohtaisesti yli 110 kV verkot kuuluvat kantaverkkoon elleivät ne ole liittymisjohtoja.

Lain yksityiskohtaisten perusteluiden mukaisesti kantaverkon haltijan kehittämisvelvollisuuteen kuuluu myös yli 110 kV jännitteinen (ts. 220 kV tai 400 kV) säteittäinen, yksittäinen johtoyhteys, *mikäli jakeluverkossa oleva suuri kulutuskeskittymä*

31.3.2015

teknistaloudellisesti edellyttäisi yli 110 kV jännitteellä toimivan, jakeluverkon haltijan ja kantaverkonhaltijan verkot yhdistävän yhdysjohton rakentamista.

4.4 Valtakunnallinen kattavuus

Sähkömarkkinalain yksityiskohtaisissa perusteluissa (31§) sanotaan: *Valtakunnallisen kattavuuden nimissä kantaverkon olisi toteutettava kolme tehtävää ja ominaisuutta. Kantaverkon tulisi liittää sähköjärjestelmän kannalta merkittävät tuotanto- ja kulutuspisteet tai -alueet toisiinsa. Kantaverkon palvelutason tulisi olla riittävän tasapuolinen koko valtakunnan alueella ja lisäksi kantaverkon olisi oltava ehyt, yhtenäinen kokonaisuus, mukaan lukien yhteydet toisiin kantaverkkoihin.*

Ensisijaisesti kantaverkko muodostuu siirtotarpeen mukaan. Siirtotarpeen määrittely ei ole yksikäsitteinen asia, vaan sen voi muuttua eri verkon osissa. Esimerkiksi jos siirtotarve on suuri, niin silloin edellytetään yli 110 kV jännitteistä siirtoverkkoa, mutta alueilla, joilla siirtotarve on pienehkö, riittää kantaverkon siirtotarpeen hoitamiseen 110 kV jännitteinen verkko. Valtakunnallisen tasapuolisuuden ja syrjimättömyyden periaatteen perusteella kantaverkkoon on sisällytettävä verkon osia, jotka eivät siirtotarpeensa puolesta kuuluisi kantaverkkoon. Valtakunnallisen kattavuuden perusteella kantaverkkoon kuuluvien verkon osien on kuitenkin täytettävä käyttövarmuuden edellyttämä rengaskäyttöisyys.

Lain yleisperustelujen mukaisesti kantaverkon laajuus tulisi olla toteuttamiskelpoisista vaihtoehdoista laajin mahdollinen.

Kattavuuskriteerin perusteella kantaverkkoon on liitetty verkon osia, jotka ovat rengaskäyttöisiä ja valtakunnallisesti katsoen saavutetaan asiakkaiden näkökulmasta riittävä tasapuolisuus. Lisäksi näissä verkon osissa siirretään usean toimijan sähköä.

Lain yksityiskohtaisissa perusteluissa tuodaan esille, että *loppukäyttäjille aiheutuvaan verkkopalvelun kokonaiskustannukseen vaikuttaa merkittävästi kantaverkon ja jakeluverkon välisten yhdysjohtojen laajuus ja omistus. Tämän vuoksi maatieteellisen kattavuuden tasapuolisuutta tulisi arvioida myös rahamääräisillä mittareilla.*

Energiaviraston ohjeistuksessa ei ole otettu kantaa rahamääräisiin mittareihin kuin toteamalla: *olennaista on, että tasapuolisuutta tarkastellaan kantaverkon asiakkaiden ja kehittämisvelvollisuuden kannalta mahdollisten asiakkaiden näkökulmasta siten, että verkkopalvelun kokonaiskustannus on riittävän tasapuolinen.* Jakeluverkoissa loppukäyttäjien maksama siirtohinta vaihtelee varsin paljon. Siirtohintaan vaikuttaa sähköverkon rakenne ja laajuus sekä myös omalta osaltaan jakeluverkon omistus. Useimmiten maaseutujakelussa siirtohinnat ovat korkeammat kuin taajamajakelussa. Lisäksi säävarman verkon rakentaminen tulee kasvattamaan siirtohintojen eroa maaseutu- ja taajamajakelun välillä tulevina vuosina.

4.5 Käyttövarmuus

Kantaverkon käyttövarmuuden tulee täyttää järjestelmätasolla n-1 -kriteeri. Käytännössä tämä tarkoittaa, että yksittäiset johtoviat eivät aiheuta siirron keskeytymistä kantaverkon sähköasemille, vaan siirrolle löytyy korvaava reitti. Kaikkien asiakasliityntöjen, kuten esimerkiksi voimajohtoliityntöjen osalta vaatimus ei täyty.

31.3.2015

Sähkömarkkinalain yksityiskohtaisissa perusteissa todetaan: *Kantaverkon 400 kV ja siirtojohtojen ja 400 kV tai 110 kV sähköasemien tukena tulisi olla 110 kV kantaverkkoon kuuluvat siirtojohdot varmistamassa häiriötöntä sähkönsiirtoa 400 kV siirtojohtojen ja 400 tai 110 kV sähköasemien huolto- ja vikatilanteissa.*

Kaikki Fingridin 400 kV ja 220 kV voimajohtot ja sähköasemat täyttävät käyttövarmuuskriteerin osana valtakunnallista sähköjärjestelmää. 110 kV voimajohtojen ja sähköasemien osalta käyttövarmuuskriteeri täyttyy, kun kyseinen verkon osa varmistaa 400/110 kV tai 220/110 kV muuntajien vikaantumista yhden muuntajan sähköasemilla tai kun kyseinen verkon osa varmistaa laajempaa, esimerkiksi maakunnallista kulutus- tai tuotantoaluetta tai -keskittymää. Johtoyhteys, jolla on vaikutus vain paikalliseen toimitusvarmuuteen ja joka ei ole tarpeen järjestelmän käyttövarmuuden ylläpitämiseksi, tulee täyttää muita kriteerejä tullakseen osaksi kantaverkkoa, esimerkiksi kattavuuskriteerin perusteella.

Lain yksityiskohtaisten perusteluiden mukaisesti kantaverkkoon voi kuulua myös yksittäinen, säteittäinen yli 110 kV jännitteinen yhteys. Nämä yksittäiset, säteittäiset johtoyhteydet varmennettaisiin n-1 -kriteerin täyttäväksi siinä vaiheessa, kun suuren kulutuskeskittymän siirtotarpeen kasvu sitä edellyttäisi ja kun varmentaminen olisi teknistaloudellisesti ja käyttövarmuuden kannalta järkevää.

Kantaverkkoon on nimetty käyttövarmuuskriteerin perusteella myös eräitä 110 kV verkon osia, jotka ovat merkittävän osan aikaa säteittäisessä käytössä, mutta ne ovat välttämättömiä huoltojen ja vikojen aikana varmistamaan kyseisen alueen kantaverkon käyttövarmuutta.

4.6 Yhtenäisyys

Sähkömarkkinalain ja sen perusteiden mukaisesti kantaverkon tulee olla yhtenäinen kokonaisuus, jota kuvaa mm. se, että kantaverkkoa käytetään ja valvotaan saman käytönvalvontajärjestelmän avulla. Suomen kantaverkko tässä esitetystä laajuudessaan täyttää yhtenäisyyskriteerin vaatimukset kokonaisuudessaan.

Sähkömarkkinalaki edellyttää, että kantaverkonhaltija omistaa Suomessa olevan kantaverkon. Tämä vaatimus täyttyy lukuun ottamatta kantaverkon käytössä olevia käyttöoikeusenttiä, jotka sijaitsevat eräillä asiakkaiden omistamilla sähköasemilla. Nämä järjestelyt on tehty ennen nykyisen sähkömarkkinalain voimaan tuloa. Sähköasemien uusiminen ja uudet sähköasemat toteutetaan voimassa olevan lain mukaisesti siten, että kantaverkko näiltä osin muodostaa yhtenäisen kokonaisuuden, eikä ole tarvetta tässä vaiheessa sähköasemien omistusjärjestelyihin.

5 Nimeämispäätös

5.1 Kantaverkon laajuus

Kantaverkon laajuus on määritetty tarkastellen kohdan 3 kriteerien täyttymistä Manner-Suomen sähköverkon osalta.

Kantaverkkoon kuuluu yhteensä 14801 km voimajohtoja ja 111 sähköasemaa:

31.3.2015

- 400 kV verkko: 4691 km voimajohtoja, 39 sähköasemaa
- 220 kV verkko: 2169 km voimajohtoja, 18 sähköasemaa
- 110 kV verkko: 7538 km voimajohtoja, 54 sähköasemaa
- 150 - 500 kV tasasähkökaapelia ja -johtoa yhteensä 403 km

Kantaverkkoon nimetyt sähköjohdot ja sähköasemat sekä niiden osalta kriteerien täyttyminen on esitetty yksityiskohtaisesti liitteissä 1 ja 2, jotka ovat kiinteä osa tätä nimeämispäätöstä.

5.2 Yksityiskohtaiset tarkennukset kantaverkon nimeämiseen

5.2.1 Yleistä

Suurin osa kantaverkoksi nimettävää sähköverkkoa voidaan määrittää selkeästi. Seuraavissa yksityiskohtaisissa tarkennuksissa on tarkasteltu niitä sähköverkon osia, jotka vaativat perusteellisempaa läpikäyntiä, täyttäväkö kyseinen verkon osa kantaverkolle asetetun kriteeristön vai ei.

Tässä yhteydessä on käsitelty myös muutamia muiden toimijoiden omistamia, esiin nostettuja verkonosia, täyttäisivätkö ne kantaverkolle asetettuja kriteereitä ja miten niiden suhteen tulisi menetellä.

5.2.2 Voimajohto Ulvila - Meri-Pori

400 kV voimajohto Ulvila - Meri-Pori (omistaja Pohjolan Voima Oy) on käyttötarkoitukseltaan tuotannon liittymisjohto ja on sellaiseksi tulkittu myös vuonna 1997 (ks. kohta 3.1). Johtoon liittyy paikallisista tarpeista johtuen vähäinen kulutus. Johto palvelee Meri-Porin ja Tahkoluodon lauhdevoimalaitoksia ja Tahkoluodon kaasuturpiinilaitosta. Vuonna 2014 voimalaitosten yhteinen tuotanto oli 1,64 TWh. Tuotantoon liittymätöntä kulutusta kyseisessä verkossa oli vastaavana aikana 0,02 TWh. Kulutuksen osuus on esimerkiksi murto-osa voimalaitosten omakäyttökulutuksesta. Edelleen sähkömarkkinalain yksityiskohtaisten perusteluiden mukaan "*Myös kantaverkonhaltijan kannalta säteittäinen yli 110 kV yhteys kuuluisi kehittämisveloitteen piiriin, mikäli jakeluverkossa oleva suuri kulutuskeskittymä teknistaloudellisesti edellyttäisi yli 110 kV jännitteellä toimivan, jakeluverkonhaltijan ja kantaverkonhaltijan verkot yhdistävän yhdysjohdon rakentamista*". Kyseinen kulutus ei missään tapauksessa edellytä yli 110 kV johdon rakentamista. Käytännössä vasta usean sadan megawatin suuruinen kulutus edellyttäisi 400 kV jännitteistä syöttöjohtoa ja muuntoa.

Jännitetasokriteeri täyttyy johdon osalta, mutta se ei ole määräävä. Voimajärjestelmän käyttövarmuus tai kattavuus eivät edellytä johdon kuulumista kantaverkkoon. Yhtenäisyyskriteeri täyttyy, mutta se ei ole määräävä.

Voimajohto Ulvila - Meri-Pori on käyttötarkoitukseltaan lähtökohtaisesti tuotannon liittymisjohto, eikä se täytä kantaverkolle asetettuja kriteereitä. Johto ei ole Fingridin omistuksessa, joten sitä ei siitäkään syystä voi nimetä Fingridin kantaverkkoon.

31.3.2015

5.2.3 400 kV voimajohto Keminmaa - Selloe

400 kV voimajohto Keminmaa - Selloe ja siihen liittyvä 400/110 kV muunto Selloessä ovat Fingridin omistuksessa. Johtoyhteys syöttää teollisuuskulutusta, ts. johto on sähkökäyttöpaikan liittymisjohto. Johtoon ei liity tuotantoa. Johtoyhteys liittyy Selloen kautta teollisuuslaitosta syöttävään Röntän sähköasemaan. 110 kV johdon Selloe - Rönttä omistaa nykyisin EPV Teollisuusverkot Oy, joka on myös johdon haltija.

Voimajohto Keminmaa - Selloe on käyttötarkoitukseltaan sähkökäyttöpaikan liittymisjohto. Liittymisjohtona kyseistä johtoa ei nimetä kantaverkkoon.

5.2.4 Voimajohdot Seinäjoki - Närpiö - Kristinestad, Närpiö - Vaskiluoto - Tuovila ja Alajärvi - Sänkiaho - Seinäjoki

Keski-Pohjanmaalla sijaitsevat voimajohdot Seinäjoki - Närpiö - Kristinestad ja Närpiö - Vaskiluoto - Tuovila sekä Alajärvi - Sänkiaho - Tuovila (omistaja Etelä-Pohjanmaan Alueverkko Oy, EPA) on pidetty rinnankäytössä kantaverkon kanssa ja ne ovat osaltaan tukeneet kantaverkkoa vika- ja keskeytystilanteissa. Fingrid on vahvistamassa ja uusimassa laajasti koko Pohjanmaan alueen kantaverkkoa. Pohjanmaalla aiempi 220 kV verkko korvataan 400 kV verkolla sekä 110 kV verkkoa vahvistetaan ja osa entisistä 220 kV voimajohdoista muutetaan 110 kV käyttöön sekä lisätään 400/110 kV muuntoja.

Kantaverkon vahvistuessa ja alueellisen tuotannon (lähinnä tuulivoima) kehittyessä voimakkaasti em. johtojen käyttötarkoitus on muuttunut ja muuttumassa paikalliseen jakelukäyttöön. Lopullinen verkkotilanne saavutetaan vuosien 2016 ja 2017 aikana, kun kantaverkon verkkohankkeet valmistuvat kokonaisuudessaan Keski-Pohjanmaalla.

Kantaverkon tarve tukeutua kyseisiin johtoihin vika- ja keskeytystilanteessa poistuu kokonaisuudessaan vuosien 2016 ja 2017 aikana. Vika- ja keskeytystilanteiden hoidosta on sovittu Fingridin ja EPA:n kesken ja tarvetta väliaikaiseen omistusjärjestelyyn ei ole. Näin ollen kyseisiä johtoja ei nimetä kantaverkkoon.

5.2.5 Pääkaupunkiseudun kantaverkon laajuus

Pääkaupunkiseudulla kantaverkkoon on nimetty kaikki Fingridin omistamat johdot, jotka täyttävät sähkömarkkinalain mukaiset kriteerit. Kantaverkko vastaa siten nykyistä rajausta. Pääkaupunkiseudun verkosta on meneillään selvitys ja kantaverkon laajuus täsmennetään verkkoselvityksen valmistuttua, jolloin nähdään yksityiskohtaisemmin alueen sähköverkon kehittämismuutokset. Keskeinen tekijä alueen verkon kehittämisen kannalta on pääkaupunkiseudun tuotantoratkaisu ja sen päätösajankohta.

Länsisalmen muunnon varmentaminen on ollut osa alueen verkkosuunnitelmaa. Länsisalmissa on valvontajakson alussa yksi 400/110 kV muuntaja ja päätös toisesta muunnosta tehdään tämän vuoden aikana. Muunto valmistuisi vuoden 2017 aikana. Länsisalmen muuntoa varmentavat nykyisellään Tammiston ja Espoon muunnokset. Tällöin tarvitaan käyttövarmuuden varmistamiseksi käyttöön Espoo - Leppävaara - Tammisto 110 kV johtoyhteys ja osaltaan Länsisalmen muunnon syöttämää Vaaralan aluetta varmentava 110 kV johtoyhteys Anttila - Vaarala, joka on pääosin säteittäiskäytössä. Länsisalmen muunnon vikatilanteissa keskeytysten välttämiseksi tarvitaan Helen Sähköverkko Oy:n ja Vantaan Energian Sähköverkot Oy:n Tammiston ja Vaaralan välistä

31.3.2015

sähköverkkoa. Tämä tarve poistuu Länsisalmen toisen muunnon myötä. Kantaverkon laajuus tarkastetaan kaikkien edellä mainittujen johtojen ja verkonosien osalta pääkaupunkiseudun verkkoselvityksen valmistuttua. Mahdolliset uudet kantaverkkojohdot voidaan nimetä sen jälkeen, kun johtoihin liittyvät omistusjärjestelyt on toteutettu.

5.2.6 Isokankaan sähköaseman muutokset

Isokankaan 400 kV sähköasema Oulun pohjoispuolella valmistuu vuoden 2016 loppuun mennessä. Samassa yhteydessä toteutetaan merkittävät 110 kV verkon järjestelyt lijoen alueella. Isokankaan aseman ja muunnon liittämiseksi rakennetaan uusia 110 kV voimajohtoja osan nykyistä verkkoa jäädessä pois kantaverkkokäytöstä.

Edellä mainitusta syystä kantaverkon laajuus esitetään nykyisenä lijoen alueella. Kantaverkon nimeäminen täsmennetään vuoden 2016 aikana osana muita mahdollisia kantaverkon nimeämismuutosehdotuksia. Näistä muutoksista tehdään erillinen nimeämispäätöksen täydennys.

5.2.7 Kymenlaakson alue

Kymenlaaksossa Kotkan, Lappeenrannan ja Imatran alueella on reilun 10 vuoden aikana kantaverkkoa vahvistettu merkittävästi: Kymiin 400 kV muuntoasema on valmistunut, Ylikkälän muuntokapasiteettia on vahvistettu ja Imatran alueen siirtokapasiteettia on lisätty sähkön siirtotarpeen myötä. 110 kV voimajohdot Kymi - Vehkalahti - Raippo, Kymenlinna - Vehkalahti ja Hytti - Raippo ovat jääneet säteittäisiksi, paikallista sähkönjakelua palveleviksi voimajohdoiksi. Myöskin voimajohdot Kymi - Kirstakivi - Summa ja Kymi - Summa johdot ovat paikallista jakelua, ja Summan asema on paikallisen toimijan omistuksessa ja hallinnassa. Kaikki edellä mainitut johdot sisältyvät lain yksityiskohtaisissa perusteluissa ja talousvaliokunnan lausunnossa esiintuotuihin johtoihin, jotka rajautuisivat pois kantaverkosta. Kymenlaaksoa palvelevat kantaverkon sähköasemat Kymi, Pernoonkoski, Kymenlinna ja Ylikkälä mahdollistavat kattavuuskriteerin mukaisen palvelutason riittävän tasapuolisuuden.

Kaikki edellä mainitut kantaverkon kannalta säteittäiset voimajohdot ja niihin liittyvät sähköasemat eivät täytä kantaverkon kriteerejä käyttötarkoituksen, käyttövarmuuden eikä kattavuuden osalta. Niitä ei nimetä kantaverkkoon. Ne ovat siten suurjännitteistä jakeluverkkoa.

5.2.8 Voimajohto Lieto - Huhkola

110 kV voimajohto Lieto - Huhkola on säteittäinen johtoyhteys, joka palvelee Caruna Oy:n ja Turku Energia Sähköverkot Oy:n sähkönjakelua. Sähkömarkkinalain yksityiskohtaisten perusteluiden mukaan säteittäiset 110 kV eivät lähtökohtaisesti kuulu kantaverkkoon, eivätkä käyttötarkoitus tai käyttövarmuus kriteerit edellytä kyseisen johdon nimeämistä kantaverkkoon.

Voimajohtoa Lieto - Huhkola ei nimetä kantaverkkoon. Se on suurjännitteistä jakeluverkkoa.

31.3.2015

6 Fingrid Oyj:n omistama verkko, joka ei täytä kantaverkon kriteerejä (suurjännitteinen jakeluverkko)

Fingrid Oyj:n omistamasta verkosta kantaverkolle asetettuja kriteereitä eivät täytä seuraavat verkon osat:

- Lieto - Huhkola, 22,7 km, 110 kV voimajohto
- Kymi - Kirstakivi - Summa, 13,8 km, 110 kV voimajohto
- Kymi - Summa, 13,8 km, 110 kV voimajohto
- Kymi - Raippo, 78 km, 110 kV voimajohto
- Raippo - Hytti, 6,8 km, 110 kV voimajohto
- Kymenlinna - Vehkalahti, 12 km, 110 kV voimajohto
- Vuolijoki - Kotasuo, 2,2 km 110 kV voimajohto
- Ventusneva - Houratinkangas, 28,7 km 110 kV voimajohto

Kantaverkosta poisjäävien johtojen yhteispituus on 178 km.

Fingridin omistukseen mahdollisesti jäävälle suurjännitteiselle jakeluverkolle muodostetaan oma erillinen tariffi, joka peritään suurjännitteisen sähköverkon käyttäjiltä normaalin kantaverkkotariffin lisäksi. Laki edellyttää, että suurjännitteisen verkon kustannuksia ei voi kattaa kantaverkkotariffilla.

- Liitteet
1. Luettelo kantaverkon johdoista ja asemista
 2. Kantaverkkokartta ja alueelliset kartat