

SÄHKÖNJAKELUVERKON KEHITTÄMISSUUNNITELMA 2026

Laadittu 15.6.2026

IMATRAN SEUDUN SÄHKÖNSIIRTO OY

Karhumäenkatu 2, 55120 IMATRA, Puh 05 683 5209, www.issoy.fi

Sisältö

LIITE 1 -	SÄHKÖNJAKELUVERKON STRATEGINEN ENNUSTE TOIMINTAYMPÄRISTÖN MUUTOKSISTA	3
LIITE 2 -	SÄHKÖNJAKELUVERKON KEHITTÄMISSUUNNITELMAN LÄHTÖKOHDAT	9
LIITE 3 -	VYÖHYKKEILLÄ KÄYTETTÄVIEN RATKAISUJEN KUSTANNUSVERTAILU	18
LIITE 4 -	PITKÄN TÄHTÄIMEN SUUNNITELMA	23
LIITE 5 -	SÄHKÖNJAKELUVERKON KEHITTÄMISTOIMENPITEET KULUVAN JA SEURAAVAN VUODEN AIKANA	27
LIITE 6 -	SÄHKÖNJAKELUVERKON KEHITTÄMISTOIMENPITEET KAHDEN EDELLISEN VUODEN AIKANA	30
LIITE 7 -	KEHITTÄMISSUUNNITELMASTA KUULEMINEN	34

LIITE 1 - SÄHKÖNJAKELUVERKON STRATEGINEN ENNUSTE TOIMINTAYMPÄRISTÖN MUUTOKSISTA

1. Miten sähköjakeluverkon haltijan ennusteen mukaan seuraavat numeeriset tekijät kehittyvät sähköjakeluverkon haltijan toiminta-alueella seuraavan kymmenen vuoden aikana verrattuna toimittamisvuoden alun tilanteeseen?

Kaupungistuminen, yhteiskunnan sähköistyminen ja hiilineutralisointi ovat megatrendit, joiden odotetaan kiihtyvän seuraavan kymmenen vuoden aikana. Tämä tarkoittaa, että sähkö osuus kasvaa niin rakennusten lämmityksessä kuin liikenteen energialähteenä. Samalla tulemme näkemään hajautetun tuotannon ja kaksisuuntaisen sähköjärjestelmän nousevan merkittäväksi ratkaisuksi seuraavan kymmenen vuoden aikana. Nämä vaikuttavat myös Imatran Seudun Sähkönsiirto Oy:n verkkoalueella.

Tämä ennuste on laadittu hyödyntäen kansallista energia- ja ilmastosuunnitelmaa (NECP), Fingridin Sähköjärjestelmävisio 2040:n skenaarioita, kantaverkon kehittämissuunnitelmassa esitetyjä ennusteita sekä EU:n FitFor55-tavoitteita. Samaa ennustetta käytetään taustana EU-asetuksen 2019/943 artiklan 19e mukaisessa joustotarpeiden arvioinnissa (FNA – Flexibility Needs Assessment), joka on raportoitu erikseen Energiaviraston vaatimusten mukaisesti.

a. Väestö ja kaupungistuminen

Kaupungistuminen ja suomalaisen yhteiskunnan rakennemuutos näkyy Imatran Seudun Sähkönsiirto Oy:n jakelualueella väestötappiona Tilastokeskuksen virallisessa väestöennusteessa (SVT 2024). Ennusteen mukaan verkkoalueellamme on vuonna 2040 noin 4 734 asukasta vähemmän kuin 2025. Samalla väestön ikääntyessä ja kaupungistumisen edetessä verkkoalue siirtyy enemmän kohti kerros- ja rivitaloasumista. Sähköistettyjen kesämökkien lukumäärän odotetaan kasvavan hieman.

Kaupungistumisen odotetaan näkyvän 2030-luvulla poistuvina liittyminä sekä laskevana energiamääränä.

b. Hiilineutralisointi ja sähköistyminen

Energiajärjestelmän ja kulutuksen hiilineutralisointi näkyy monella tavalla verkkoalueella.

Lämmityksen sähköistyminen näkyy verkkoalueella noin 2 165 uutena sähköä lämmityksessä hyödyntävänä kiinteistönä. Suurin muutos lämmitystavassa odotetaan syntyvän fossiilisilla polttoaineilla (öljy, kaasu, hiili) lämmitettävissä kiinteistöissä, joissa nykyinen lämmitystapa korvataan maalämpöjärjestelmillä tai sähkölämmityksen ja ilmalämpöpumppujen yhdistelmän kanssa. Öljylämmityksen korvaaminen maalämpöpumpuilla kasvattaa kiinteistökohtaista sähkökuormaa erityisesti omakotitaloalueilla huonommalla risteilyllä.

Liikenteen sähköistymisen odotetaan näkyvän merkittävästi Imatran Seudun Sähkönsiirto Oy:n verkkoalueella. Verkkoalueella arvioidaan olevan noin 11 016 ladattavaa sähköajoneuvoa vuonna 2040. Näistä noin 89,0 % odotetaan olevan täyssähköautoja. Tämä tarkoittaa samalla noin 10 979 käyttöpaikkaa, joissa tapahtuu sähköauton latausta, jonka lisäksi verkkoalueelle odotetaan olevan noin 923 julkiseen lataukseen käytettävää liittymää. Sähköautojen yleistymisen kasvattaa paikallisesti verkon huipputehoja, jolloin ohjatulle älykkäälle lataukselle on tarvetta.

Sähköisen liikenteen julkiseen lataukseen käytettävien liittymien ennusteessa on huomioitu TEN-T-liikenneverkon varrelle asetetut EU:n FitFor55-tavoitteet, LVM:n jakeluinfraohjelma sekä raskaan liikenteen suurteholatauskeskittymien tarve (latauspoolit 60 km välein TEN-T-verkolla). Raskaan liikenteen sähköistyminen etenee erityisesti kaupunkibussien ja lähilogistiikan osalta, EU:n edellyttäessä kaupunkibussien päästöjen vähennystä 90 % vuoteen 2030 ja 100 % vuoteen 2035. Ennusteessa on huomioitu myös raide-, vesi- ja lentoliikenteen sähköistyminen.

Kolmas merkittävä muutosajuri on hajautetun tuotannon, erityisesti aurinkotuotannon lisääntyminen kaikissa asiakasryhmissä. Odotamme että vuonna 2040 verkkoalueella on noin 2 749 pientuotannon käyttöpaikkaa, joiden yhteenlaskettu nimellisteho on noin 27,5 MWp. Tämä tarkoittaa, että odotamme, että käyttöpaikoilta syötetään verkkoon päin 10 007 MWh/v ylijäämä sähköä. EU:n energiatehokkuusdirektiivi (2024/1275) edellyttää aurinkopaneelien asentamista uusiin julkisiin kiinteistöihin 2027 alkaen ja uusiin asuinrakennuksiin 2030 alkaen, mikä kiihdyttää pientuotannon kasvua. Kotiakkuvarastojen odotetaan seuraavan vahvasti aurinkopientuotantoa ja niiden adaptaation kiihtyvän sähkömarkkinamuutosten ajamana.

c. Keskitetty sähköntuotanto ja kokonaiskulutus verkkoalueella

Olemme saaneet alustavia sekä päätettyjä tilauksia yli 1 MVA sähkövarastoille jakeluverkkoalueellemme tähän mennessä n. 17 MVA edestä. Näemme kehityksen jatkuvan vielä lähivuosina. Näillä tulee olemaan merkittävä vaikutus huipputehoihin jakeluverkkoalueellamme sekä myös vapaaseen kapasiteettiin. Tämä kehitys voi aiheuttaa alueellisesti niukkuutta vapaan kapasiteetin suhteen.

d. Energia-, säätö-, reservimarkkinamuutosten vaikutukset

Suomessa siirryttiin 15 minuutin resoluutioon energiakaupankäynnissä vuoden 2025 alussa. Erityisesti vuorokausimarkkinoiden siirtymä on vaikuttanut kulutusprofiileihin, koska SPOT-sähkö sopimusten osuus on kasvanut verkkoalueella ja trendin uskotaan jatkuvan.

Samalla säätö- ja reservimarkkinoiden laajentuminen pohjoismaihin lisää muiden kuin SPOT-markkinoiden hinnan perusteella tapahtuvaa kuormanohjausta. Tämä näkyvät toimintaympäristölaskelmissa tehoresteilyn vähenemisenä ja huipputehovaikutusten kasvuna kaikissa kulutustyypeissä.

Hajautettujen ohjattavien energiaressurssien määrä on vielä vähäinen verkkoalueella, mutta markkinakehityksen sekä älymittareiden kuormanohjausrajoituksen uskotaan lisäävän dynaamisesti ohjautuvan kuorman määrää verkkoalueella. Akkuvarastojen reservimarkkinat ovat satureitumassa, mikä siirtää niiden käyttöä reservikaupankäynnistä energiamarkkinoille ja tehopiikkien tasaukseen. V2G-teknologia (Vehicle-to-Grid) voi 2030-luvulla muuttaa sähköautojen roolin passiivisesta kuormasta aktiiviseksi joustoresurssiksi.

Käyttöpaikoilla lisääntyvät älykkäät resurssit (esim. SPOT-ohjattu sähköautonlatauspiste) yhdessä sähkömarkkinakehityksen uskotaan lisäävän huipputehoja ja vähentävän risteilyä verkkoalueella seuraavan tarkastelujakson 2026–2040 aikana kohtalaisesti.

e. Huipputehojen kehittyminen

Verkon kehittämisen ja investointien kannalta keskeinen muuttuja on huipputehojen kehittyminen. Verkkoalueen skenaariolaskelmien perusteella yhteiskunnan sähköistyminen sekä kulutuskäyttäytymisen muutokset kasvattavat siirto- ja muuntokapasiteettitarvetta

verkkoalueella 120,4 MW (91,3 % muutos vuodesta 2025) vuoteen 2040 mennessä. Keskeisinä ajureina verkon siirtokapasiteetin kasvulle ovat teollisuuden sähköistyminen, sähkövarastot, sähköajoneuvojen lataus sekä lämmityksen sähköistyminen. Sähköistymisen toteutumiseen ja täten kapasiteetin kasvuun liittyy vielä kuitenkin suuria epävarmuuksia.

2. Miten ja mihin perustuen sähkönjakeluverkon haltija on luonut ennusteen ja miten muutoksien todennäköisyyttä on arvioitu?

Imatran Seudun Sähkönsiirto Oy:n ennusteet perustuvat Vanguard Consulting Oy:n skenaariolaskelmiin, jotka muodostavat käyttöpaikka-, energia- ja tehotarvekehityslaskelmat verkkoalueen kannalta keskeisimmistä muuttujista:

- Verkkoalueen virallinen väestökehitysennuste (Tilastokeskus SVT 2024)
- Hajautettu pientuotannon muutos (Fingridin Sähköjärjestelmävisio 2040, 2025)
- Kiinteistökanta ja kiinteistöjen lämmitystarvemuutokset (VTT HIISI/KEITO 2022/2025)
- Kevyen sähköisen liikenteen kiinteistö- ja massalataus (VTT Eliisa WEM-P 2024)
- Raskaan sähköisen liikenteen lataustarve (VTT Eliisa WEM-P 2024)
- Raide-, vesi- ja lentoliikenteen sähköistyminen
- Teollisuuden sähköistyminen, datakeskukset ja kaukolämmön sähköistyminen (Fingridin Sähköjärjestelmävisio 2040, 2025)
- Tuuli- ja aurinkopuistojen rakentaminen verkkoalueella (Fingridin Sähköjärjestelmävisio 2040, 2025)
- Akkuvarastojen kehitys verkkoalueella (koti- ja teolliset)

Ennusteessa on huomioitu erikseen eri jännitetasojen (SJ, KJ, PJ) kehitys ja näiden ennusteet sekä kuormaristeilyn kehittyminen verkossa.

Verkkoalueen ennusteissa on huomioitu kaikki saatavilla olevat kansalliset tavoitteet, viimeisimmät ennusteet sekä EU-lainsäädäntöaloitteet. Kaikki ennusteet ovat kansallisen energia- ja ilmastosuunnitelman (NECP) mukaisia. Tärkeimmät lähteet ovat:

- Kansallinen energia- ja ilmastosuunnitelma (NECP)
- Tilastokeskuksen Väestöennuste kunnittain (SVT 2024)
- Fingridin Sähköjärjestelmävisio 2040 (2025)
- VTT Eliisa WEM-P liikennesektorin päästövähennyslaskelma (2024)
- VTT HIISI/KEITO kiinteistöjen energiatehokkuusmalli (2022/2025)
- Suomen ilmastopaneeli Raportti (2021)
- VTT Hiilineutraali Suomi 2035 (2020)
- VN TEAS / AFRY (2021) – Hiilineutraalisuustavoitteen vaikutukset sähköjärjestelmään
- Fingrid Verkkokiikari (2025)
- Motiva ja Energiavirasto Aurinkosähkövoimalat (2025)
- Suomen Uusiutuvat Ry hanketilanne (2025)
- Fossiilittoman liikenteen tiekartta (LVM 2021) ja VTT päivitys 2022
- Traficom kuntakohtaiset ajoneuvojen rekisteröintitilastot (2025)
- Latauskartta.fi tilannekuva (Q1/2026)
- TEN-T liikenneverkko (Väylä.fi)
- LVM jakeluinfraohjelma vuoteen 2035 (2023)

- EU:n energiatehokkuusdirektiivi 2024/1275 (EPBD)
- EU-asetus 2019/943 artikla 19e – joustotarpeiden arvioinnin tausta-aineisto

Imatran Seudun Sähkönsiirto Oy:n toimintaympäristöennusteet perustuvat EU:n ja Suomen ilmasto- ja energiatavoitteiden saavuttamiseen ja todennäköisyydet on näin arvioitu olevan 100 % mutta verkkoalueen erityisominaisuuksia ja poikkeamia kansallisesta keskiarvosta sähköistymisen eri muuttujilla on pyritty huomioimaan verkkoyhtiön omilla ja ulkopuolisten asiantuntijoiden arvioilla.

Ennusteen laskelmissa on huomioitu huipputehovaikutusten kehittyminen eri sähköistymisen komponenteilla. Esimerkiksi kiinteistöjen lämmitys- ja käyttösähkön huipputehovaikutus nimellistehosta kasvaa 15,5 %:sta 21,5 %:iin, sähköautojen kiinteistölatauksen 14,5 %:sta 24,0 %:iin ja teollisuuden 33,0 %:sta 40,5 %:iin vuoteen 2040 mennessä, johtuen mm. öljylämmityksen korvautumisesta lämpöpumpuilla, SPOT-ohjauksen yleistymisestä ja teollisuuden älykkyyden lisääntymisestä.

3. Miten sähkönjakeluverkon haltija on arvioinut sähkömarkkinalain 51 § tarkoittamien sääilmiöiden todennäköisyyttä ja muuttuvan ilmaston vaikutusta vastuualueensa sähkönjakeluun?

Suomen ilmastopaneelin (2021) Ilmastonmuutokseen sopeutumisen ohjauskeinot, kustannukset ja alueelliset ulottuvuudet -raportin mukaan ilmastonmuutoksen riskit vaikuttavat sähkönjakeluverkkoihin muun muassa voimakkaampien myrskyjen, kasvavien lumikuormien ja roudan vähenemisen muodossa.

Sään ääri-ilmiöt ovat lisääntyneet myös Suomessa, mikä voidaan todeta myrskyisistä viime vuosista. Selvimmät havaittavissa olevat muutokset liittyvät lämpötilan nousuun; kasvukaudet pidentyvät kesällä ja lumipeite vähenee talvella. Lämpenemisestä johtuva roudan väheneminen todennäköisesti lisää talviaikaisia tuulen aiheuttamia tuhoja. Myös jokien talvitulvien odotetaan yleistyvän. Lisäksi ukkosten ja niiden aiheuttamien syöksyvirtausten odotetaan olevan voimakkaampia lämpimämmän ilmakehän vuoksi. Säästä ja ilmastosta aiheutuvien sähköverkon toimintaan vaikuttavien ilmiöiden odotetaan yleistyvän.

Arvion pohjana on käytetty Ilmastopaneelin raporttia (<https://doi.org/10.31885/9789527457047>).

4. Mitä muita verkon kehittämiseen vaikuttavia ennustettavia muutoksia toimintaympäristössä odotetaan tapahtuvan seuraavan kymmenen vuoden aikana?

Verkkoalueella voi tapahtua megatrendien lisäksi kertaluonteisia muutoksia tai yllättäviä tapahtumia. Olemme tunnistaneeet asiakastarpeeseen ja kysynnän luonteeseen vaikuttavia muutoksia, joiden todennäköisyyttä on vaikea arvioida mutta joita seurataan aktiivisesti:

- Globaalin ja Suomen kansantalouden kehitysnäkymät vaikuttavat sekä teollisuuslaitosten energiakulutukseen että yksityiseen kulutuskäyttäytymiseen sekä investointeihin.
- Suurteollisuuskohteissa tapahtuvat tuotannon lisäykset tai vähentymiset voivat vaikuttaa sähköverkon siirtokapasiteettitarpeeseen ennustejaksolla.
- Datakeskukset sekä keskitetyt vetyelektrolyysi-tuotantolaitokset sekä keskitetyt akkuvarastot voivat vaikuttaa verkon kehittämistarpeisiin.
- Tunnistamattomat energijärjestelmäinvestoinnit kuten tuulipuistot, aurinkotuotantolaitokset.
- Maasähkön syöttötarve meri- ja sisävesisatamissa sekä lentoliikenteen sähköistyminen.

Erityisesti korostamme seuraavia toimintaympäristön muutoksia, jotka ovat tulleet esiin tai joiden todennäköisyys on muuttunut merkittävästi edellisestä kehittämissuunnitelmasta:

Geopoliittinen tilanne ja turvallisuusympäristö

Suomen NATO-jäsenyys ja Euroopan muuttunut turvallisuustilanne ovat vaikuttaneet merkittävästi kriittisen infrastruktuurin suojausvaatimuksiin. Energiavirasto on päivittänyt tietoturva- ja kyberturvallisuusvaatimuksia verkkoyhtiöille. Ennustejaksolla joudumme investoimaan ja varautumaan laajemmin turvallisuushkiin, kyberhyökkäyksiin sekä fyysisiin häiriöihin. Itärajan tilanne ja Suomen varautumistason nosto ovat korostaneet sähkönjakelun huoltovarmuuden merkitystä.

Taloussuhdanne ja investointiympäristö

Suomen talous on toipunut hitaasti vuosien 2023–2024 taantumasta. Rakennusalan heikko suhdanne on vähentänyt uudisrakentamista ja siten uusia liittymiä lähivuosina. Korkotason lasku vuoden 2024 lopulta on parantanut investointiympäristöä ja vihreän siirtymän hankkeiden toteuttamisedellytyksiä. Sähköverkkomateriaalien ja palveluhankinnan hintaepävarmuus on tasaantunut vuosien 2022–2023 huipuista mutta säilyy kansainvälisesti epävakaana.

Sääntelymuutokset ja uusi lainsäädäntö

Energiaviraston valvontamenetelmät päivitettiin vuoden 2024 alusta (7. valvontajakso). EU:n sähkömarkkinauudistus (EMD/EMR) tuo uusia velvoitteita joustopalvelujen hankinnasta ja verkon kapasiteettitietojen julkaisemisesta. Sähkömarkkinalain 52 a §:n mukainen joustopalvelujen hankintavelvoite ja energiatehokkuus ensin -periaate (HE 85/2025 vp) vaikuttavat verkon suunnitteluperiaatteisiin. EU:n energiatehokkuusdirektiivi (EPBD 2024/1275) luo uusia vaatimuksia kiinteistöjen sähköinfralle ja aurinkopaneelien asennuksille.

Työvoima ja urakoitsijaresurssit

Verkkoyhtiöiden ja urakoitsijoiden työvoimapula jatkuu. Eläköityminen ja alan houkuttelevuushaasteet vaikuttavat investointien toteuttamisaikatauluihin. Urakoitsijakentässä on tapahtunut konsolidaatiota.

Sähkömarkkinoiden rakennemuutos

15 minuutin kaupankäyntiresoluutioon siirtyminen vuoden 2025 alussa, kapasiteettimarkkinoiden kehitys ja reservimarkkinoiden laajeneminen pohjoismaissa muuttavat kulutuskäyttäytymistä ja kuormaprofiileja. Akkuvarastojen reservimarkkinat saturoituvat, mikä siirtää niiden käyttöä energiakaupankäyntiin. V2G-teknologia voi 2030-luvulla muuttaa sähköautojen roolin passiivisesta kuormasta joustoresurssiksi.

Lisäksi Imatran Seudun Sähkönsiirto Oy:n toimintaympäristöön ja toimintaan on tunnistettu seuraavia sisäisiä muutostekijöitä, jotka eivät vaikuta kysynnän luonteeseen tai määrään, mutta voivat merkittävästi vaikuttaa yhtiön toimintaan:

- Verkkoyhtiöiden regulaatio ja valvontamallin muutokset voivat vaikuttaa merkittävästi yhtiön toimintavaatimuksiin ja toimintakykyyn.

- Turvallisuus, toimitusvarmuus sekä kyberturvallisuusympäristö on muuttunut merkittävästi ja odotamme, että ennustejaksolla joudumme investoimaan ja varautumaan laajemmin turvallisuusuhkiin sekä häiriöihin.
- Geopoliittinen tilanne ja toimitusketjujen epävarmuudet vaikuttavat edelleen sähköverkkomateriaalien ja palveluhankinnan kustannuksiin.
- Urakoitsija- ja osaamisresurssien saatavuus voi vaikuttaa investointien toteuttamisaikatauluihin.

LIITE 2 - SÄHKÖNJAKELUVERKON KEHITTÄMISSUUNNITELMAN LÄHTÖKOHDAT

Liitteessä 2 määritellään verkon ja sen toimintaympäristön ominaispiirteiden samankaltaisuuteen perustuvat vyöhykkeet, joille verkon kehittämistoimenpiteet kuvataan. Verkonhaltijan on liitteen 1 strateginen ennuste huomioiden esitettävä vyöhykkeittäin strategia, joilla verkonhaltija aikoo kustannustehokkaasti

- 1) täyttää sähkömarkkinalain 51 §:ssä asetetut veloitteet toiminnan laatuvaatimuksista
- 2) hyödyntää joustopalveluita osana jakeluverkon tehokasta ja varmaa käyttöä sekä
- 3) selvittää ja hyödyntää vaihtoehtoisia tapoja varmistaa jakeluverkon riittävä kapasiteetti.

Suunnitelma on jaettava vyöhykkeisiin. Verkonhaltija määrittää vastuualueeltaan verkkorakenteen, maantieteellisen sijainnin tai muiden ominaispiirteiden perusteella yhtenevät vyöhykkeet verkkoalueeltaan. Mikäli verkonhaltija ei määrittele vastuualueeltaan vyöhykkeitä, suunnitelma on esitettävä koskien vähintään jokaista sähkömarkkinalain 51 §:n tarkoittamaa laatuvaatimustasoa. Tällöin vyöhykkeinä sovelletaan alueita, joilla on voimassa:

- i. 6 h toiminnan laatuvaatimus,
- ii. 36 tunnin laatuvaatimus tai
- iii. Sähkömarkkinalain 51 § 2. momentin tarkoittamaa paikallisiin olosuhteisiin perustuvaa laatuvaatimustasoa, mikäli määritetty.

Mikäli verkon tai toimintaympäristön ominaispiirteet edellyttävät, suunnitelma on jaettava vyöhykkeisiin eli pienempiin tarkasteltaviin kokonaisuuksiin. Jokaiselle määritetylle vyöhykkeelle esitetään perusteltu suunnitelma kustannusvertailuineen.

A) Vyöhykkeiden määrittely

1. Kuinka moneen vyöhykkeeseen verkonhaltija jakaa verkkoalueensa, jotta kustannustehokkuus ja toimenpiteet voidaan riittävällä tarkkuudella perustella?

Olemme jakaneet kehittämissuunnitelmassamme vastuualueemme kahteen erilliseen vyöhykkeeseen. Vyöhyke 1 vastaa asemakaava-alueita ja vyöhyke 2 asemakaava-alueiden ulkopuolisia alueita.

2. Mihin vyöhykkeiden jaottelu perustuu?

Vyöhykkeiden jaottelu perustuu Sähkömarkkinalain 51 § 2. momentin tarkoittamaa paikallisiin olosuhteisiin perustuviin laatuvaatimustasoihin. Vyöhyke 1 muodostuu asemakaava-alueiden rajauksesta ja vyöhyke 2 näiden rajojen ulkopuolisista alueista. Vyöhykkeeseen 1 kuuluvat käyttöpaikat ovat 6 tunnin ja vyöhykkeeseen 2 kuuluvat 36 tunnin suurimman sallitun keskeytysajan piirissä.

3. Kullekin vyöhykkeelle on annettava sanallinen kuvaus seuraavista tekijöistä:

a. Millaiset tekniset ominaispiirteet tai topologiset ratkaisut ovat vyöhykkeelle tyypillisiä?

Vyöhyke 1:

Vyöhyke 1 käsittää kaikki verkkoalueemme asemakaava-alueet. Näille alueille on tyypillistä tiheät asutukset ja suuret tehotarpeet. Verkon topologisiin ratkaisuihin kuuluu kattavat rengasyhteydet, jotka useimmiten on toteutettu sähköasemilta käyttöpaikoille asti maakaapelointuna. Vyöhykkeellä 1 jäljellä olevat ilmajohdot sijaitsevat pääosin teiden varsilla ja peltojen yhteydessä.

Vyöhyke 2:

Vyöhyke 2 kattaa kaikki muut verkkoalueemme osat asemakaava-alueiden ulkopuolella. Vyöhykkeelle 2 on tyypillistä huomattavasti harvemmat asutukset, mikä useimmiten tarkoittaa sitä, että yksittäiset johdot saattavat palvella vain muutamia käyttöpaikkoja. Vyöhykkeellä 2 sijaitsevat ilmajohdot ovat merkittävän alttiita ilmastollisille vianaiheuttajille, johtuen pääosin siitä, että suuri määrä keski- ja pienjänniteverkon johdoista kulkevat metsien läpi.

b. Millaiset käyttöpaikat tai sähkökäytön erityistarpeet ovat vyöhykkeellä ominaisia?

Vyöhyke 1:

Asemakaava-alueilla sijaitsee huomattava määrä kriittisiksi luokiteltuja käyttöpaikkoja, jotka ohjaavat toimitusvarmuusinvestointeja osaltaan. Sähkön käyttöpaikkojen väliset etäisyydet ja näiden tehotarpeet puoltavat maakaapelointia kustannustehokkaimpana ratkaisuna. Kuuden tunnin suurin sallittu keskeytysaika on myös huomioitava vyöhykkeen verkostosaneerauksissa.

Vyöhyke 2:

Asemakaava-alueiden ulkopuolella käyttöpaikkojen tiheys vaihtelee melko paljon alueittain, joka vaikuttaa mm. keskeytyskustannusten kautta siihen, mitä alueita kaapeloidaan. Koska verkon topologia ja sähkön käyttöpaikkojen sijainnit ovat paljon hajanaisempaa asemakaava-alueiden ulkopuolella, viankorjausresurssien kohdentamisesta tulee tällä vyöhykkeellä paljon haastavampaa.

c. Millainen sijoitusympäristö, maaperä tai muut sähköverkon ratkaisuun oleellisesti vaikuttavat ympäristötekijät ovat tyypillisiä vyöhykkeellä?

Vyöhyke 1:

Vyöhykkeellä 1 sijoitusympäristö koostuu pääosin kaupunkimaisista alueista, jolloin tiealueet määrittävät suurelta osin saneerattavan sähköverkon ratkaisut ja rakenteiden sijoittamiset.

Vyöhyke 2:

Vyöhyke 2 sijoittuu asemakaava-alueiden ulkopuolelle, minkä vuoksi sijoitusympäristöt vaihtelevat merkittävästi tiealueiden ja metsäisten alueiden välillä. Alueelle ovat lisäksi tyypillisiä laajat kallioiset maastot, jotka asettavat erityisvaatimuksia suunnittelulle. Nämä olosuhteet edellyttävät tavanomaista huolellisempaa maastosuunnittelua ja vaikuttavat olennaisesti kaapelointiratkaisujen ja reittivalintojen toteutukseen.

d. Miten liitteessä 1 kuvattu ennuste toimintaympäristön muutoksista vaikuttaa vyöhykkeellä?

Vyöhyke 1:

Toimintaympäristön muutoksista erityisesti liikenteen sähköistymisellä ja pientuotannon lisääntymisellä on siirtokapasiteetin mitoittamiseen suuri vaikutus. 1. vyöhyke on suurimmilta osin kaupunkialuetta, jolloin tälle vyöhykkeelle näillä on erityisen suuri vaikutus. Käytännössä tämä tarkoittaa verkon mitoittamisen osalta sitä, että muuntajien kapasiteetissa huomioidaan alueella odotettavissa oleva tehonkasvu.

Vyöhyke 2:

Toimintaympäristön muutoksilla ei ole nähtävissä 2. vyöhykkeellä niin suurta vaikutusta teknisiin ratkaisuvaihtoehtoihin kuin 1. vyöhykkeellä, mutta esimerkiksi siirrettävän energian tai pientuotannon muutoksilla voi olla vaikutusta esimerkiksi siirtokapasiteetin määrittämiseen saneerausinvestointien yhteydessä. Tulossa olevat sähkövarastot saattavat aiheuttaa alueellista vapaan kapasiteetin niukkuutta lähivuosille.

Tällä vyöhykkeellä on erityisesti huomioitava väestöennusteet ja seurattava alueellista kehitystä. Äärimmäisessä tapauksessa osa tämän vyöhykkeen verkosta voidaan joutua purkamaan käyttämättömänä, mikäli sähkön käyttö poistuu joltain alueelta ja uutta ei ole nähtävissä.

4. Kullekin vyöhykkeelle on annettava seuraavat numeeriset perustiedot, sekä verkkoa kuvaavat luvut:

a. Vyöhykkeellä olevan verkoston

	i. Keski-ikä	ii. Keskimääräinen tekninen käyttöaika
Vyöhyke 1	25,0 vuotta	50 vuotta
Vyöhyke 2	28,3 vuotta	40 vuotta

b. Kuinka paljon vyöhykkeen eri jännitetasoilla on sähköjakeluverkkoa, kilometriä

	i. Keskijännite	ii. Pienjännite
Vyöhyke 1	229,2 km	888,2 km
Vyöhyke 2	671,8 km	1 114,3 km

c. Kuinka suuri osa vyöhykkeen sähköjakeluverkosta eri jännitetasoilla täyttää sähköjakeluverkon toiminnan laatuvaatimukset, kilometriä

	i. Keskijännite	ii. Pienjännite
Vyöhyke 1	180,2 km	819,2 km
Vyöhyke 2	538,3 km	492,0 km

d. Kuinka paljon verkonhaltijalla on liittymiä vyöhykkeellä, kappaletta?

	i. Asemakaava-alueilla	ii. Asemakaava-alueen ulkopuolella	iii. Alueilla, joihin sovelletaan paikallisiin olosuhteisiin perustuvaa laatuvaatimustasoa
Vyöhyke 1	9 462	0	0
Vyöhyke 2	0	4 895	0

e. Kuinka paljon vyöhykkeellä sijaitsee sähkön käyttöpaikkoja, kappaletta?

	i. Asemakaava-alueilla	ii. Asemakaava-alueen ulkopuolella	iii. Alueilla, joihin sovelletaan paikallisiin olosuhteisiin perustuvaa laatuvaatimustasoa
Vyöhyke 1	19 664	0	0
Vyöhyke 2	0	4 902	0

- f. Kuinka moni vyöhykkeellä sijaitsevista sähköön käyttöpaikoista on sähköjakeluverkon toiminnan laatuvaatimukset täyttävän sähköjakeluverkon piirissä, kappaletta?

	i. Asemakaava-alueilla	ii. Asemakaava-alueen ulkopuolella	iii. Alueilla, joihin sovelletaan paikallisiin olosuhteisiin perustuvaa laatuvaatimustasoa
Vyöhyke 1	19 234	0	0
Vyöhyke 2	0	2 845	0

- g. Kuinka paljon eri jännitetasoilla on maakaapelia, kilometriä

	i. Keskijännite	ii. Pienjännite
Vyöhyke 1	170,6 km	819,2 km
Vyöhyke 2	70,2 km	492,0 km

- h. Kuinka paljon eri jännitetasoilla on ilmajohtoja, jotka sijaitsevat metsässä, kilometriä

	i. Keskijännite	ii. Pienjännite
Vyöhyke 1	13,9 km	34,5 km
Vyöhyke 2	71,9 km	311,1 km

- i. Kuinka paljon eri jännitetasoilla on teiden varsilla sijaitsevia ilmajohtoja, joiden toisella puolella on metsää, kilometriä

	i. Keskijännite	ii. Pienjännite
Vyöhyke 1	27,7 km	34,5 km
Vyöhyke 2	53,7 km	311,1 km

- j. Kuinka paljon eri jännitetasoilla on laatuvaatimukset täyttävää ilmajohtoa, kilometriä

	i. Keskijännite	ii. Pienjännite
Vyöhyke 1	9,6 km	0 km
Vyöhyke 2	468,1 km	0 km

B) Vyöhykkeellä sijaitseva verkon kehittämisstrategia

1. Mitkä ovat suunnittelukriteerit, joilla katsotaan täytettävän toiminnan laatuvaatimukset?

a. 6 h laatuvaatimus

6 tunnin laatuvaatimuksen erittäin tiukan vikojen korjausajan vuoksi vaatimuksen täytyminen varmistetaan toteuttamalla verkon kaapelointi sähköasemilta käyttöpaikoille saakka. Tämä periaate koskee kaikkia kyseisen laatuvaatimuksen piirissä olevia verkonosia sekä keski- että pienjänniteverkoissa.

b. 36 h laatuvaatimus

36 tunnin laatuvaatimus mahdollistaa laajemman liikkumavaran myrskyjen ja muiden sääilmiöiden aiheuttamien vikojen hallinnassa. Laatuvaatimuksen täyttäminen toteutetaan siten, että keskijänniteverkossa hyödynnetään joko riittävän laajoja puuvarmoja johtokatuja, joissa puusto ei ulotu johtimiin, tai vaihtoehtoisesti maakaapelointia.

Toimitusvarmuusinvestoinnit mitoitetaan siten, että 36 tunnin laatuvaatimus ei ylitä. Tämän seurauksena osa verkosta jää väistämättä alttiiksi ilmastoperäisille vikaantumisriskeille, mutta laatuvaatimusten täytyminen varmistetaan tehokkailla viankorjausresursseilla.

Keskijänniteverkkoon ei jatkossa rakenneta uusia puuvarmoja ilmajohto-osuuksia. Nykyiset puuvarmat johto-osuudet korvataan ajan myötä maakaapeloinnilla tai siirtämällä linjat reiteille, joilla vikataajuus on alhaisempi, silloin kun puusto on kasvanut uudelleen johtokatuja lähemmäksi.

Pienjänniteverkon osalta noudatetaan pääosin samoja periaatteita kuin keskijänniteverkossa. Vanhojen pienjänniteverkon ilmajohtojen ensisijaisena saneerausratkaisuna käytetään maakaapelointia.

c. sähkömarkkinalain 51 §:n 2 momentin tarkoittama paikallisiin olosuhteisiin perustuva laatuvaatimustaso, mikäli määritetty

Paikallisiin olosuhteisiin perustuvaa laatuvaatimustasoa ei ole määritetty.

2. Miten seuraavat erityispiirteet on huomioitu verkon suunnittelussa?

a. Yhteisrakentaminen ja yhteydet muiden verkonhaltijoiden verkkoihin

ISSS osallistuu lähes poikkeuksetta muun infran kanssa tehtäviin aluesaneeraushankkeisiin. Tällöin kaapeloidaan samanaikaisesti vesi, lämpö ja televerkkojen kanssa yhteisellä työmaalla. Yhteisrakentaminen on ollut pääsääntöisesti mahdollista kaikissa meidän taajama-alueiden verkostosaneerauksissa ja useimmissa myös onkin kunnallistekniikan rakentamisen kanssa tehty yhteistyötä.

Jakeluverkostamme on yhteydet kaikkiin naapuriverkko-yhtiöidemme omiin jakeluverkkoihin. Näiden yhteyksien hyödyntämisestä on sovittu poikkeustilanteiden varalta ennakoon, mutta käytännössä näiden yhteyksien hyödyntämismahdollisuus on melko rajallinen,

johtuen teknisistä näkökulmista. Käytännössä tämä tarkoittaa, että varayhteyksien kautta saisimme syötettyä vain suhteellisen pienikokoisia alueita.

b. Joustopalvelut, erityisesti vaihtoehtona perinteisille investoinneille

Emme ole löytäneet tähän mennessä joustopalveluratkaisuja, joita voisi pitää vaihtoehtona perinteisille investoinneille. Tämänkaltaisten ratkaisujen tulisi jollain tavalla pidentää laatuvaatimusten mukaisia suurimman sallitun vikakeskeytyksen aikamääreitä tai jollain tavalla pienentää myrskyjen aiheuttamaa vikojen määrää, joka on käytännössä mahdotonta.

Tulevaisuudessa sähköautojen lisääntyminen voi tarjota mahdollisuuksia joustopalveluihin, mutta niihin ei vielä ole tunnistettu toimivia ratkaisuja.

Jotta joustopalveluita voitaisiin hyödyntää aitona vaihtoehtona verkostoon kohdistuville investointiluonteisille verkon kehitystoimenpiteille, pitäisi palveluiden olla kohdennettavissa verkkorakenteen mukaisesti tarvittaville alueille ja palveluiden pitäisi tuottaa luotettavasti saatavilla olevaa joustokapasiteettia tarpeen mukaan ja pitkäaikaisesti. Suomessa ei ole tarjolla verkkorakenteen mukaisesti kohdennettuja tuotannon tai kulutuksen joustopalveluita.

Koska käytännössä sovellettavia ratkaisuja ei ole, niin meillä myöskään ole tarvittavia teknisiä tai taloudellisia tietoja, joiden pohjalta pystyisimme arvioimaan ratkaisun soveltuvuutta verkkoalueella tai tekemään ratkaisusta edes suuntaa antavaa kustannusvertailua. Olemme esittäneet kehittämissuunnitelmamme kustannusvertailussa vyöhykekohtaisesti ne teknologiset ratkaisut, jotka soveltuvat kyseisille vyöhykkeille ja joiden avulla voidaan todellisuudessa täyttää toimitusvarmuusvelvoitteet. Joustoratkaisut eivät edellä mainitun selvityksen perusteella tällä hetkellä tätä mahdollista.

c. Yhteiskunnan toiminnan kannalta kriittiset kohteet?

Kriittisten kohteiden osalta nojaamme tehonrajoitussuunnitelmaan, jossa on otettu huomioon johtolähdöt ja niiden osien kriittisyys. Tämän avulla pyrimme palauttamaan sähköt, mikäli mahdollista, ensisijaisesti kriittisille kohteille ja vakituisille asunnoille.

Olemme selvittäneet, millaisia yhteiskunnalle tärkeitä kohteita jakeluverkkomme alueelta löytyy ja pyrimme huomioimaan nämä kohteet pitkän aikavälin saneerausinvestointien suunnittelussa. Näiden määrittelyn osalta on tarkasteltu Valtioneuvoston asetus TEM/2022/211 mukaisia määritelmiä.

Imatran Seudun Sähkönsiirron verkkoalueella on muun muassa seuraavanlaisia yhteiskunnalle tärkeitä kohteita

- Vesihuolto ja kaukolämpö
- Sosiaalihuolto
- Viestiliikenne
- Hallinto- ja pelastusrakennukset

Kohteita on tiedossamme 137 kappaletta, joista 70 sijaitsee asemakaava-alueilla. Asemakaava-alueiden ulkopuoliset kohteet ovat pääasiassa viestintäverkon kohteita.

d. Energiategohokkuustoimenpiteet, erityisesti vaihtoehtona siirtokapasiteetin laajentamiselle

Erinäisiä akustoratkaisuja ja niitä koskevia hankkeita on ollut viime vuosina esillä ja useita liittymiskyselyitä on vastaanotettu. Lähivuosien aikana näitä on kuitenkin tulossa ja näillä voi olla vaikutusta siirtokapasiteetin laajentamiselle.

3. Verkon elinkaarikustannusten laskenta vyöhykkeellä

a. Miten elinkaarikustannusten tekijät määritetään?

Toimitusvarmuutta parantavien investointien elinkaarikustannuksien määrittämisessä on huomioitu välittömät investointikustannukset, investoinnin koko elinkaaren operatiiviset kustannukset sekä keskeytyskustannukset, jotka on arvioitu aiheutuvan elinkaarensa aikana.

b. Miten yhteisrakentaminen ja yhteydet muiden verkonhaltijoiden verkkoihin huomioidaan elinkaarikustannusten laskennassa?

Imatran Seudun Sähkönsiirto osallistuu lähes poikkeuksetta muun infran kanssa tehtäviin aluesaneeraushankkeisiin. Tällöin kaapeloidaan samanaikaisesti vesi, lämpö ja televerkkojen kanssa yhteisellä työmaalla.

Yhteisrakentamisen suunnittelu pohjautuu säännölliseen tiedonvaihtoon eri osapuolten kanssa, jolloin yhtenä sovittavana asiana on rakentamisesta johtuvien välittömien kustannusten jakautuminen osapuolten kesken. Elinkaarikustannuksissa nämä näkyvät pienempinä investointikustannuksina, kun kustannukset jaetaan osapuolten kesken.

c. Miten ajantasaisten kehittyneiden verkostoratkaisujen, kuten sähkövarastojen tai tasasähkötekniikan hyödyntäminen huomioidaan elinkaarikustannusten laskennassa?

Emme näe, että sähkövarastot olisivat suoraan vaihtoehto perinteisille toimitusvarmuusinvestoinneille, johtuen sähkömarkkina-asetetuille vaatimuksille sähkön toimitusvarmuudelle.

Tämän kehittämissuunnitelman laadintahetkellä joustopalveluita ei ole saatavilla ja valtakunnallisesti emme ole tunnistaneet yhtään joustopalveluihin liittyvää kauppaa, joka antaisi tarvittavat tiedot kustannuslaskentaan.

4. Miten elinkaarikustannusten toteumaa seurataan ja miten kustannusten kehittyminen vaikuttaa suunnitteluperiaatteiden tarkistamiseen?

Elinkaarikustannuksien seuranta tehdään säännöllisesti vuositasolla, muun muassa seuraamalla rakentamiskustannusten kehittymistä, keskeytyskustannuksien muodostumista eri verkostoratkaisujen osalta sekä myös operatiivisten kustannusten kehittymistä kunnossapito- ja viankorjaustöiden osalta.

Tässä kehittämissuunnitelmassa on tarkasteltu kahta hyvin erilaista ratkaisua laatuvaatimuksien täyttämiseksi, ilmajohdon siirtämistä tien laitaan sekä maakaapelointia.

Molemmissa ratkaisuissa elinkaarikustannuksissa suurimman erän muodostaa rakentamiskustannukset, joten näiden kustannuksien kehitymisellä on hyvin suuri vaikutus valinnan suhteen. Erityisesti maakaapeloinnin osalta kaivuukustannukset muodostavat useimmiten suurimman erän rakentamiskustannuksista, joten kaivuulosuhteella jo itsessään on merkittävä vaikutus valintaan. Tämä silloin, kun maakaapeloinnilla ylipäättänsä on muuten perusteltavissa olevia vaihtoehtoja, esimerkiksi asemakaava-alueiden ulkopuolella.

LIITE 3 - VYÖHYKKEILLÄ KÄYTETTÄVIEN RATKAISUJEN KUSTANNUSVERTAILU

Liitteessä 3 on kuvattu strategiasta johdetut vastuualueellemme soveltuvat pääsääntöiset verkon kehittämiskäytännöt ja esitetty kehittämiskäytännöille kustannusvertailut. Kustannusvertailuilla osoitetaan valitun ratkaisun kustannustehokkuus.

1. Käytettävät ratkaisut vyöhykkeellä

a. Mitkä seuraavista sähköjakelurakenteista, menetelmistä ja vaihtoehtoisista ratkaisuista on huomioitu verkonhaltijan keinovalikoimassa kapasiteetti- ja toimitusvarmuustarpeiden täyttämiseksi vyöhykkeellä?

- Maakaapeli
- Avojohto
- Levennetty johtokatu
- Päällystetty avojohto
- Ilmakaapeli
- 1 kV sähköjakelu
- Tasasähköjärjestelmä
- Sähkövarastot
- Tuotannon- tai kulutuksen joustopalvelut
- Muut rakenteet ja ratkaisut, mitkä?

	Vyöhyke 1	Vyöhyke 2
Maakaapeli	x	x
Avojohto		x
Levennetty johtokatu		
Päällystetty avojohto		x
Ilmakaapeli		
1 kV sähköjakelu		
Tasasähköjärjestelmä		
Sähkövarastot	x	x
Tuotannon- tai kulutuksen joustopalvelut	x	x

b. Millaisella perusteella ratkaisu on jätetty pois vertailusta? Mikäli pois jättämistä ei voida perustella pakottavalla syyllä, ratkaisun käyttämiselle on tehtävä kustannusvertailu. Pakottavia syitä voivat olla esim.:

i. Lain asettama laatuvaatimustaso tai tätä tiukemmat erityisvaatimukset (esim. keskeytyskriittiset käyttöpaikat)

Perusteet vyöhykkeelle 1 ja 2:

Ei suoria lain asettamia perusteita pois jätetyille ratkaisuille.

ii. Kaavoituksen pakottamat valinnat (esim. kaupungin ydinkeskustan tilankäyttö)

Perusteet vyöhykkeelle 1 ja 2:

Kaavoitukseen liittyvillä näkökulmilla ei ole vaikutuksia käyttämiimme ratkaisuihin.

iii. Muu perusteltava syy

Perusteet vyöhykkeelle 1 ja 2:

Uusia levennettyjä johtokatuja emme tarkastele toimitusvarmuusvaatimusten täyttämisen osalta, johtuen valvontamenetelmien kehittymisen suunnasta. Jakeluverkkoalueellamme on tällä hetkellä hyvin kattavasti toteutettu leveät (puuvarmat) johtokadut. Täten emme näe taloudellisesti kannattavana ratkaisuna laajentaa tämän ratkaisun hyödyntämistä ja myös metsänomistajien luvan saannin osalta tämä olisi haastavaa. Yksistään leveiden johtokatuja toteuttaminen ei riittäisi toimitusvarmuusvaatimusten täyttämiseksi, johtuen muista kuin puiden kaatumisten aiheuttamista ilmastollisista häiriötekijöistä.

1 kV sähkönjakelua ja tasasähköjärjestelmien hyödyntämistä ei olla tarkasteltu tässä vaiheessa ratkaisuna jakeluverkkomme kehittämisessä, johtuen tämän hetkisestä tekniikan kehityssasteesta. 1 kV sähkönjakelua on aikaisemmin tarkasteltu yhtenä ratkaisuna, mutta näiden sovelluskohteet jäisivät melko vähäisiksi alueellamme. Huoltovarmuuden näkökulmasta näiden ratkaisujen käyttöönotto laajentaisi verkkokomponenttien kirjoa, jolloin vikatilanteissa ei välttämättä pystytä samoilla komponenteilla korvaamaan vikaantuneita verkkokomponentteja.

Sähkövarastoratkaisuja ei myöskään ole tarkasteltu vielä tässä vaiheessa toimitusvarmuusinvestointien vaihtoehtona, vaikka toimivia ratkaisuja on jo olemassa tänä päivänä. Näemme toimitusvarmuusvaatimukset liian tiukkoina näiden järkeväksi soveltamiseksi, koska toimitusvarmuusvaatimukset koskevat lopulta kaikkia jakeluverkon käyttöpaikkoja, jolloin sähköjen palauttaminen rajatuille jakeluverkon osille sähkövarastojen avulla ei riitä vaatimuksiin nähden.

Sähkövarastot sekä tuotannon- tai kulutuksen joustopalvelut ovat kuitenkin soveltuvia ratkaisuja kapasiteettitarpeiden täyttämiseksi ja voidaan mahdollisesti käyttää korvaamaan kapasiteetin laajentamisen investointeja joskus tulevaisuudessa.

2. Kehittämisyöhykkeille esitettyjen sähköjakeluratkaisujen kuvaus. Sanallisissa kuvauksissa on yleiskuvauksen ohella esitettävä, mistä osatekijöistä elinkaarikustannukset muodostuvat. Ratkaisun kustannukset on summattava vähintään seuraavien kokonaisuuksien alle:

- Investointikustannukset
- Muut kertaluonteiset kustannukset
- Operatiiviset kustannukset
- Keskeytysten aiheuttama haitta
- Muu perusteltu kustannus (mikäli käytetty)

a. Millainen on liitteissä 1 ja 2 kuvattuihin strategiaan valintoihin perustuva elinkaarikustannuksiltaan edullisin sähköjakeluratkaisu kullakin vyöhykkeellä? (sanallinen kuvaus)

Vyöhyke 1:

Vyöhykkeellä 1 ei ollut muita vertailtavia ratkaisuja kuin maakaapelointi. Syynä tälle on erittäin tiukat laatuvaatimukset asemakaava-alueilla.

Vyöhyke 2:

Vyöhykkeellä 2 edullisin ratkaisu on siirtää olemassa olevaa metsän läpi kulkevaa keskijänniteverkon avojohtoa tien laitaan. Operatiivisten kustannusten ja keskeytyskustannusten kannalta ratkaisu ei kuitenkaan ole edullisin. Lisäksi huomioitavaksi tulee laatuvaatimusten asettamat ehdot, jolloin tämän kaltaisen ratkaisun toteutusmahdollisuudet ovat rajatut viankorjauskapasiteettimme perusteella.

b. Millaisiin muihin laatuvaatimukset täyttäviin ratkaisuihin edullisinta on verrattu? (sanallinen kuvaus)

Vyöhyke 1:

Vyöhykkeellä 1 ei ollut muita vertailtavia ratkaisuja kuin maakaapelointi.

Vyöhyke 2:

Vyöhykkeellä 2 edullisinta ratkaisua (ratkaisu 1) on verrattu keskijänniteverkon avojohdon siirtämistä tien laitaan korvaten se päällystetyllä avojohdolla (ratkaisu 3). Investointikustannuksilta tämä on huomattavasti kalliimpaa, mikä näkyy suurempana elinkaarikustannusten kokonaiskustannuksissa. Edullisinta ratkaisua on verrattu myös maakaapelointiin (ratkaisu 2), joka ei kovin paljon kalliimmaksi jää edullisimmasta ratkaisusta, mikäli kaivuolosuhteet sallivat kohtuullisilla kustannuksilla kaivamisen.

3. Vyöhykkeen elinkaarikustannusten vertailu

a. Kuvaus vyöhykkeelle tyypillisestä hankekokonaisuudesta, jota käytetään kustannusvertailussa.

Vyöhyke 1:

Tyypillinen hankekokonaisuus vyöhykkeellä 1 on maakaapeloinnilla toteutettava keskijänniteverkon ilmajohton saneeraus, jonka yhteydessä saneerataan sen yhteydessä oleva pienjänniteverkko. Tässä esimerkissä on laskettu n. 5 km keskijänniteilmajohton saneerausta lähimmän tien varteen maakaapeliksi ja sen yhteydessä kaupunkimaisen alueen yksi muuntopiiri pienjänniteverkkoineen, joka vastaa n. 10 km saneerattavaa pienjänniteilmajohtoa.

Vyöhyke 2:

Tyypilliseen hankekokonaisuuteen kuuluu n. 9 km keskijänniteilmajohtoa, joka kulkee metsän läpi. Tällaisessa olosuhteessa vikataajuudet myrskyjen ja lumikuormien suhteen ovat hyvin suuret. Näille hankekokonaisuuksille on tyypillistä, että korvaava linja muodostuu saneerattavaa ilmajohto-osuutta pidemmäksi. Tämä johtuu siitä, että metsien läpi kulkevat osuudet kulkevat suoraan missä sähköä käytetään, kun taas teiden kautta reitti on pidempi.

b. Vyöhykkeen tyypilliselle hankekokonaisuudelle esitetty vertailutaulukko

Vyöhyke 1:

Vyöhykkeen 1 osalta on esitetty elinkaarikustannuksiin perustuen keskimääräisen maakaapelointiin perustuvan keskijänniteverkon ilmajohton saneerauksen kustannukset.

	Ratkaisu 1
Investointikustannus	505 800 €
Muut kertaluonteiset kustannukset	0 €
Operatiiviset kustannukset	16 862 €
Keskeytyskustannukset	0 €
Yhteensä	522 662 €

Operatiiviset kustannukset ja keskeytyskustannukset on laskettu arviona seuraavan 50 vuoden ajalta.

Vyöhyke 2:

Seuraavassa taulukossa on esitelty edellisessä kohdassa kuvatulle hankekokonaisuudelle kolme vaihtoehtoista ratkaisua.

	Ratkaisu 1	Ratkaisu 2	Ratkaisu 3
Investointikustannus	250 900 €	319 650 €	366 100 €
Muut kertaluonteiset kustannukset	0 €	0 €	0 €
Operatiiviset kustannukset	16 187 €	1 012 €	16 187 €
Keskeytyskustannukset	6 547 €	0 €	3 612 €
Yhteensä	273 634 €	320 662 €	385 899 €

Operatiiviset kustannukset ja keskeytyskustannukset on laskettu arviona seuraavan 50 vuoden ajalta.

LIITE 4 - PITKÄN TÄHTÄIMEN SUUNNITELMA

Sähkönjakeluverkon haltijan on sisällytettävä kehittämissuunnitelmaansa suunnitelma seuraavan kymmenen vuoden aikana tarvittavista investoinneista jakeluverkon siirtokapasiteetin ylläpitämiseksi sekä uuden sähköntuotannon ja uusien kuormien liittämiseksi. Lisäksi jakeluverkonhaltijan on esitettävä toimenpiteet, joilla parannetaan järjestelmällisesti jakeluverkon luotettavuutta ja varmuutta ja jotka toteuttamalla jakeluverkko täyttää ja ylläpitää sähkömarkkinalain 51 ja 119 §:ssä säädetyt vaatimukset. Lisäksi kehittämissuunnitelman on oltava avoin keskipitkällä ja pitkällä aikavälillä tarvittavien joustopalveluiden osalta. Sähkönjakeluverkon haltijan on toimitettava tiedot vaadittavien investointien kustannuksista sekä aikataulusta, jolla laatuvaatimukset tullaan täyttämään.

Sähkömarkkinalain 119 §:n siirtymäsäännöksissä kuvatun mukaisesti jakeluverkonhaltijan on täytettävä sähkömarkkinalain 51 §:n vaatimukset viimeistään vuoden 2028 loppuun mennessä. Mikäli jakeluverkonhaltijan keskijänniteverkon maakaapelointiaste on ollut 31.12.2018 enintään 60 prosenttia on 51 §:n vaatimukset täytettävä viimeistään vuoden 2036 loppuun mennessä. Kaikki jakeluverkonhaltijat vastaavat kuitenkin kaikkiin liitteen kysymyksiin. Yhtiöt, joilla laatuvaatimukset täyttyvät vuoteen 2028 mennessä, ilmoittavat paljonko ne investoivat verkon laatuvaatimusten sekä verkon kapasiteetin ylläpitämiseksi.

1. Kuinka paljon sähkönjakeluverkon haltija investoi (käyttää rahaa) verkon laatuvaatimusten täyttämiseksi ja ylläpitämiseksi sekä kapasiteettitarpeiden ylläpitämiseksi?

a. Suurjännite

Jakeluverkkoalueellamme ei suurjänniteverkkoa.

b. Sähköasemat

i. investoinnit

a. vuosina 2014-2021	0 €
b. vuosina 2022-2028	3 385 936 €
c. vuosina 2029-2036	800 000 €

ii. kunnossapito

a. vuosina 2014-2021	736 785 €
b. vuosina 2022-2028	631 700 €
c. vuosina 2029-2036	680 000 €

c. Keskijännite

i. investoinnit

a. vuosina 2014-2021	5 967 232 €
b. vuosina 2022-2028	4 669 300 €
c. vuosina 2029-2036	9 158 100 €

ii. kunnossapito

a. vuosina 2014-2021	6 533 691 €
b. vuosina 2022-2028	1 796 100 €
c. vuosina 2029-2036	1 325 000 €

d. Muuntamot

i. investoinnit

a. vuosina 2014-2021	2 944 004 €
b. vuosina 2022-2028	2 155 200 €
c. vuosina 2029-2036	4 116 400 €

ii. kunnossapito

a. vuosina 2014-2021	225 307 €
b. vuosina 2022-2028	216 900 €
c. vuosina 2029-2036	160 000 €

e. Pienjännite

i. investoinnit

a. vuosina 2014-2021	11 552 865 €
b. vuosina 2022-2028	7 087 500 €
c. vuosina 2029-2036	7 026 200 €

ii. kunnossapito

a. vuosina 2014-2021	1 455 724 €
b. vuosina 2022-2028	1 514 000 €
c. vuosina 2029-2036	1 180 000 €

2. Kuinka paljon verkonhaltijalla tulee olemaan käyttöpaikkoja laatuvaatimusten piirissä sähkömarkkinalain 119 §:n mukaisina ajankohtina?

a. Asemakaava-alueella

i. 31.12.2023	17 820
ii. 31.12.2028	19 492
iii. 31.12.2036	19 664

b. Asemakaava-alueen ulkopuolella

i. 31.12.2023	2 699
ii. 31.12.2028	3 346
iii. 31.12.2036	4 902

c. Alueilla, joihin sovelletaan paikallisiin olosuhteisiin perustuvaa laatuvaatimustasoa

Jakeluverkkoalueellamme ei ole erikseen määriteltyjä paikallisiin olosuhteisiin perustuvia laatuvaatimustasoja.

3. Kuinka suuri osa sähköjakeluverkosta täyttää laatuvaatimukset sähkömarkkinalain 119 §:n mukaisina ajankohtina?

a. KJ, km

i. 31.12.2023	723,7
ii. 31.12.2028	768,5
iii. 31.12.2036	884,7

b. PJ, km

i. 31.12.2023	1 234,2
ii. 31.12.2028	1 396,6
iii. 31.12.2036	1 649,1

4. Mikä on sähköjakeluverkon maakaapelointiaste eri jännitetasoilla toimenpiteiden jälkeen sähkömarkkinalain 119 §:n mukaisina ajankohtina?

a. KJ, %

i. 31.12.2023	25,8 %
ii. 31.12.2028	32,9 %
iii. 31.12.2036	50,0 %

b. PJ, %

i. 31.12.2023	62,8 %
ii. 31.12.2028	70,1 %
iii. 31.12.2036	80,5 %

5. Minkälaista uutta tuotantoa ja uusia kuormia on arvioitu liittyvän, jotka vaativat merkittäviä jakeluverkkoinvestointeja seuraavan kymmenen vuoden aikana?

a. Seuraavan 0–5 vuoden aikana

Tällä hetkellä tiedossamme ei ole varmistuneita suuremman teholuokan aurinkovoimaloita alueellamme, mutta pidämme nämä silti mahdollisina.

Olemme arvioineet vastaanottamiemme liittymäkyselyiden myötä, että verkkoalueellemme tulee sähkövarastoja tällä aikavälillä. Toteutustavasta riippuen myös nämä saattavat edellyttää laajennusinvestointeja keskijänniteverkkoomme.

b. Seuraavan 6–10 vuoden aikana

Myös pidemmälle ajanjaksolle arvioimme mahdollisten uusien tuotantojen vastaavan samankaltaisia ratkaisuja kuin seuraavan viiden vuoden aikana.

6. Kuinka paljon uuden tuotannon ja uusien kuormien liittämiseksi on tehtävä merkittäviä jakeluverkkoinvestointeja seuraavan kymmenen vuoden aikana, euroina?

a. Seuraavan 0–5 vuoden aikana

Karkeasti arvioituna seuraavan viiden vuoden aikana uuden tuotannon liittämistarpeet edellyttävät noin 200 000 € investointeja.

b. Seuraavan 6–10 vuoden aikana

Tälle ajanjaksolle emme pysty suurella varmuudella arvioimaan mahdollisia tuotannon tai uusien kuormitusten liittymiä, jotka edellyttäisivät meiltä merkittäviä investointitarpeita. Mikäli trendi jatkuu vastaavanlaisena, tarkoittaisi tämä myös tälle jaksolle noin 200 000 € investointeja.

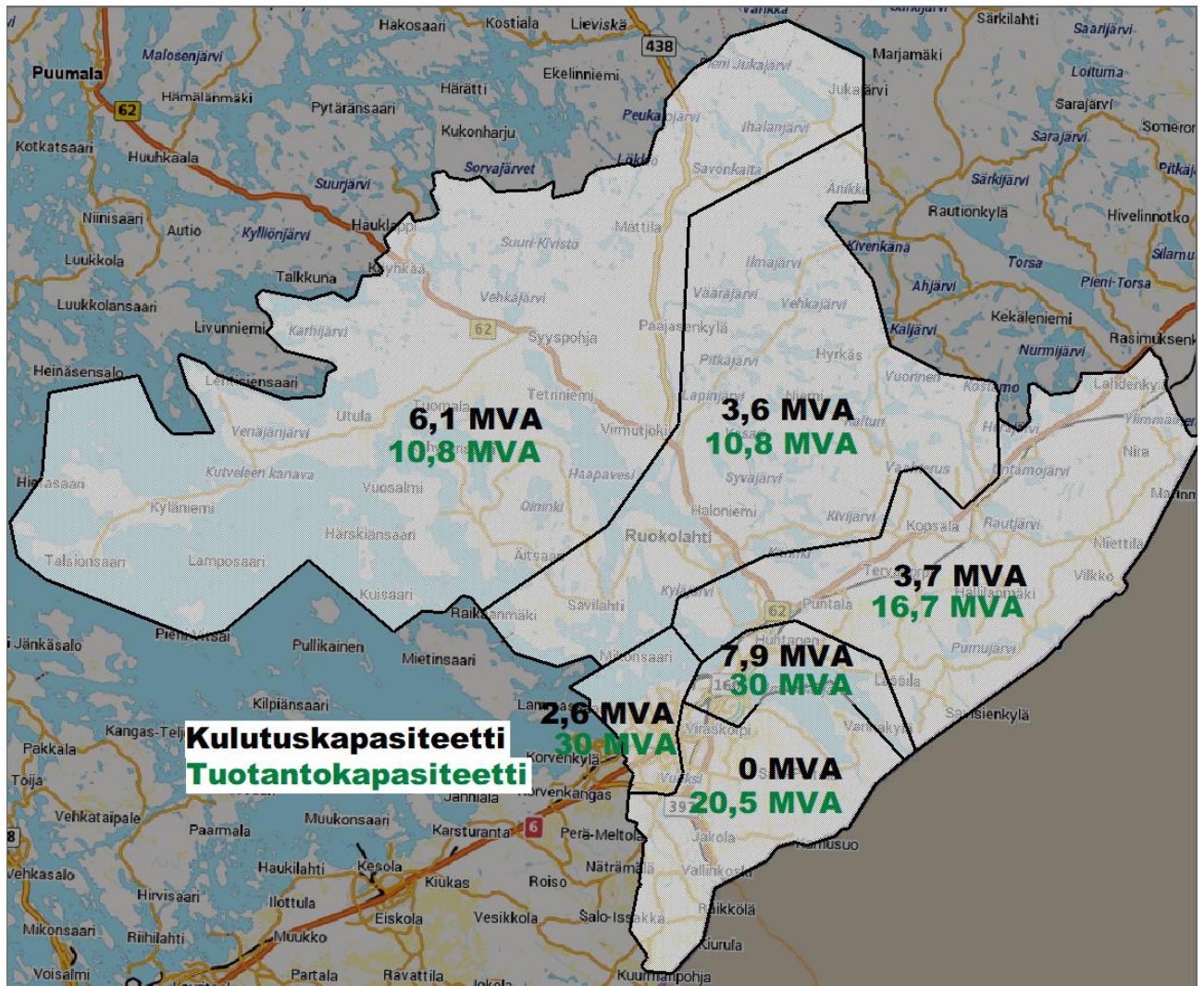
7. Havainnollistus uuden tuotannon ja uusien kuormien liittämisestä verkkoalueella

a. Mihin maantieteellisesti sijoittuvat kysymyksessä 5 kuvatut investointitarpeet?

Kohtuullisella varmuudella tulevat investoinnit sijoittuvat sähköasemiemme läheisyyteen, molemmille kehittämisvyöhykkeille.

b. Missä sijaitsee jakeluverkossa vapaata kapasiteettia uuden tuotannon ja uusien kuormien liittämiseksi?

Alla olevassa kuvassa on karkea arvio siitä, kuinka paljon alueellisesti verkkoalueellamme on vapaata kapasiteettia uuden tuotannon ja kuormien liittämiseksi. Vapaan kapasiteetin määrittelyssä on huomioitu poikkeustilanteet, joissa esimerkiksi joudutaan yksittäisiä sähköasemia korvaamaan toisilla sähköasemilla.



Kuva 3. Vapaan kapasiteetin kartta uuden tuotannon ja kuormien liittämiseksi.

LIITE 5 - SÄHKÖNJAKELUVERKON KEHITTÄMISTOIMENPITEET KULUVAN JA SEURAAVAN VUODEN AIKANA

Liitteessä 5 on esitetty kahden vuoden jaksoihin jaoteltuna yksityiskohtaiset toimenpiteet, jotka parantavat järjestelmällisesti ja pitkäjänteisesti jakeluverkkomme luotettavuutta ja varmuutta. Jakeluverkonhaltijan on esitettävä seuraavalle kahdelle vuodelle toimenpiteet sähkömarkkinalain 51 ja 119 §:ssä säädettyjen vaatimusten täyttämiseksi, yhteisrakentamisen edistämiseksi, uuden tuotannon ja uusien kuormien liittämiseksi sekä joustopalveluiden hyödyntämiselle vaihtoehtona siirtokapasiteetin laajentamiselle.

1. Kuinka paljon verkonhaltija investoi (käyttää rahaa) verkon laatuvaatimusten täyttämiseksi ja ylläpitämiseksi sekä kapasiteettitarpeiden ylläpitämiseksi kuluvana ja seuraavana vuotena?

a. Suurjännite

Jakeluverkkoalueellamme ei suurjänniteverkkoa.

b. Sähköasemat

i. investoinnit	0 €
ii. kunnossapito	170 000 €

c. Keskijännite

i. investoinnit	2 230 800 €
ii. kunnossapito	350 000 €

d. Muuntamot

i. investoinnit	712 800 €
ii. kunnossapito	40 000 €

e. Pienjännite

i. investoinnit	1 335 840 €
ii. kunnossapito	320 000 €

2. Kuinka paljon verkonhaltijalla on käyttöpaikkoja laatuvaatimusten piirissä, kun kuluvan ja seuraavan vuoden toimenpiteet on toteutettu?

a. Asemakaava-alueilla	b. Asemakaava-alueen ulkopuolella	c. Alueilla, joihin sovelletaan paikallisiin olosuhteisiin perustuvaa laatuvaatimustasoa
19 379	3 176	0

3. Millä vyöhykkeillä sekä minkälaisia toimenpiteitä tehdään kuluvan ja seuraavan vuoden aikana?

Kuluvan ja seuraavan vuoden aikana tullaan parantamaan sähkön toimitusvarmuutta molemmilla vyöhykkeillä, ensisijaisesti maakaapelointitratkaisulla. Kohdennamme toimenpiteet sellaisille alueilla, joissa kohtaavat parhaiten sekä kunnossapidon että toimitusvarmuuden perusteet. Investoinnit alkavat painottua asemakaava-alueiden ulkopuoliselle vyöhykkeelle, kun valtaosa asemakaava-alueista on jo kaapeloitu tai niiden verkon ikä ei perustele lähivuosien aikana saneerausta.

4. Kuinka suuri osa sähkönjakeluverkosta täyttää toiminnan laatuvaatimukset kuluvan ja seuraavan vuoden toimenpiteiden jälkeen?

i. Keskijännite	ii. Pienjännite
754,5 km	1359,2 km

5. Mikä on sähkönjakeluverkon maakaapelointiaste eri jännitetasoilla kuluvan ja seuraavan vuoden toimenpiteiden jälkeen?

i. Keskijännite	ii. Pienjännite
30,8 %	68,6 %

6. Kuinka suuressa osassa suunnitelluista investoinneista yhteisrakentamista on suunniteltu hyödynnettävän?

a. Kilometreinä

Kuluvan vuoden suunnitelmissa on arviolta noin 2 km yhteisrakentamista katuvalojen ja telekaapeleiden osalta. Seuraavan vuoden osalta ei ole suunnitelmia, joiden perusteella pystyisi yhteisrakentamista arvioimaan. Arviolta seuraavalle vuodelle 4 km yhteisrakentamista.

b. Prosentteina investoitavista kilometreistä

Kuluvan ja seuraavan vuoden osalta arvioitu yhteisrakentamisen määrä vastaa noin 7 % suhteessa arvioituun kokonaismäärään investoinneista.

7. Onko jakeluverkonhaltija julkaissut suunnitelmat kuluvan ja seuraavan vuoden investoinneista yhteisrakentamisen edistämiseksi yhteisrakentamisen verkkopalvelussa (esim. Verkkotietopiste)?

Kuluvan ja seuraavan vuoden suunnitelmat on julkaistu Verkkotietopisteessä.

8. Sähkönjakeluverkon haltijan uuden tuotannon ja uusien kuormien liittämiseksi tehtävät merkittävät jakeluverkkoinvestoinnit kuluvan ja seuraavan vuoden aikana.

a. Kuinka paljon jakeluverkonhaltija investoi kuluvan ja seuraavan vuoden aikana, euroina

Suurella varmuudella toteutuvien investointien suuruus on noin 800 000 €.

b. Minkälaisia jakeluverkkoinvestointeja uuden tuotannon ja uusien kuormien liittäminen vaativat, sanallinen kuvaus

Uusia kulutuksen ja tuotannon kohteita ovat sähkövarastot, joita on tulossa seuraavan ja kuluvan vuoden aikana arviolta 7 kappaletta. Uusien kuormien liittämiseksi investoinnit tulevat edellyttämään pääasiassa maakaapelointia.

9. Joustopalveluiden hyödyntäminen kuluvan ja seuraavan vuoden aikana

a. Minkälaisia selvityksiä tai pilottihankkeita verkonhaltija aikoo tehdä joustopalvelujen hyödyntämisestä kuluvan ja seuraavan vuoden aikana?

Kuluvana vuonna olemme osallistuneet ”Sähköistymisen aiheuttamat sähköverkkojen jousto- ja investointitarpeet 2040” (Vanguard Consulting Oy 2026). Tämän lisäksi osallistuimme Synergi yhtiön toteuttamaan pilottihankkeeseen verkkoalueellamme, jossa pilotoitiin sähköautojen älykästä lataamista osana jakeluverkon tehohuippujen leikkaamista.

b. Minkälaisia joustopalveluita ja minkälaisissa kohteissa joustopalveluita hyödynnetään?

Tällä hetkellä emme ole aktiivisesti hyödyntämässä joustopalveluita, sillä näille ei ole nähty taloudellisesta tai teknisestä näkökulmasta edellytyksiä. Seuraamme aktiivisesti joustomarkkinoiden kehittymistä ja pyrimme tunnistamaan verkkoalueellamme muodostuvia joustopalveluita.

c. Mitkä ovat arvioidut kustannukset joustopalveluiden hyödyntämisestä?

i. Käyttöönottokustannukset, €

Ei arvioituja käyttöönottokustannuksia.

ii. Vuosittaiset käyttökustannukset €/a

Ei arvioituja vuosittaisia käyttökustannuksia.

iii. Elinkaaren ajalta syntyvät kustannushyödyt, €

Ei arvioituja elinkaaren ajalta syntyviä kustannushyötyjä.

LIITE 6 - SÄHKÖNJAKELUVERKON KEHITTÄMISTOIMENPITEET KAHDEN EDELLISEN VUODEN AIKANA

Liitteessä 6 on esitetty, kuinka liitteen 5 mukaiset toimenpiteet sähkömarkkinalain 51 ja 119 §:ssä säädettyjen vaatimusten täyttämiseksi, yhteisrakentamisen edistämiseksi, uuden tuotannon ja uusien kuormien liittämiseksi sekä joustopalveluiden hyödyntämiselle vaihtoehtona siirtokapasiteetin laajentamiselle ovat toteutuneet.

1. Kuinka paljon verkonhaltija investoi (käyttää rahaa) verkon laatuvaatimusten täyttämiseksi ja ylläpitämiseksi sekä kapasiteettitarpeiden ylläpitämiseksi kahtena edellisenä vuotena?

a. Suurjännite

Jakeluverkkoalueellamme ei suurjänniteverkkoa.

b. Sähköasemat

i. investoinnit	2 985 936 €
ii. kunnossapito	196 423 €

c. Keskijännite

i. investoinnit	765 907 €
ii. kunnossapito	894 626 €

d. Muuntamot

i. investoinnit	586 262 €
ii. kunnossapito	110 439 €

e. Pienjännite

i. investoinnit	2 469 623 €
ii. kunnossapito	627 816 €

2. Kuinka paljon verkonhaltijalla on käyttöpaikkoja laatuvaatimusten piirissä edellisten toimenpiteiden jälkeen?

a. Asemakaava-alueilla	b. Asemakaava-alueen ulkopuolella	c. Alueilla, joihin sovelletaan paikallisiin olosuhteisiin perustuvaa laatuvaatimustasoa
19 234	2 845	0

3. Millä vyöhykkeillä sekä minkälaisia toimenpiteitä tehtiin edellisen kahden vuoden aikana?

Toimenpiteet painottuivat kahden edellisen vuoden aikana vyöhykkeelle 1, jossa kaapeloitiin keski- ja pienjänniteverkkojen ilmajohtoja asemakaava-alueilla. Kaapelointia tehtiin myös vyöhykkeellä 2.

4. Kuinka suuri osa sähköjakeluverkosta täyttää toiminnan laatuvaatimukset kahden edellisen vuoden toimenpiteiden jälkeen?

i. Keskijännite	ii. Pienjännite
718,5 km	1 311,2 km

5. Kuinka suuressa osassa investoinneista yhteisrakentamista on hyödynnetty?

a. Kilometreinä

Kahden edellisen vuoden aikana yhteisrakentamista hyödynnettiin 8 km.

b. Prosentteina investoiduista kilometreistä

Nämä yhteisrakentamiset vastaavat noin 9,5 % osuutta kaikista kahden edellisen vuoden investoinneista.

6. Sähköjakeluverkon haltijan uuden tuotannon ja uusien kuormien liittämiseksi tehdyt merkittävät jakeluverkkoinvestoinnit edellisen kahden vuoden aikana.

a. Kuinka paljon jakeluverkonhaltija investoi edellisen kahden vuoden aikana, euroina

Edellisen kahden vuoden aikana uusien kuormien liittämiseksi investoimme noin 725 440 €.

b. Minkälaisia jakeluverkkoinvestointeja uuden tuotannon ja uusien kuormien liittämiseksi tehtiin, sanallinen kuvaus

Uusien kuormien liittämiseksi investoinnit koostuivat pääosin pienjänniteverkon maakaapeloinnista.

7. Joustopalveluiden hyödyntäminen kahden edellisen vuoden toimenpiteiden jälkeen.

a. Minkälaisia selvityksiä tai pilottihankkeita verkonhaltija on tehnyt joustopalveluiden hyödyntämisestä kahden edellisen vuoden aikana?

Joustopalveluita ei hyödynnetty tai pilotoitu kahden edellisen vuoden aikana.

8. Onko edellisen kahden vuoden toteuma edellisessä kehittämissuunnitelmassa esitetyn suunnitelman kanssa yhdenmukainen? Perustele poikkeamat suunnitelman ja toteuman välillä.

Verkoston investoinnit laatuvaatimuksien täyttämiseksi (ero suunniteltuihin)

- Sähköasemat +0,5 M€
- Keskijänniteverkko -0,6 M€
- Pienjänniteverkko +0,3 M€

Laatuvaatimukset täyttävä verkko (ero suunniteltuihin)

- Keskijänniteverkko -28 km
- Pienjänniteverkko +45,3 km

Eroavaisuudet toteuman ja suunniteltujen välillä johtuvat pääasiassa siitä, että vuodelle 2025 valittiin eri saneerauskohteet kuin mitä oli suunniteltu edellisen kehittämissuunnitelman laadintahetkellä. Sähköasemainvestoinnit poikkesivat suunnitellusta, johtuen tarkentuneista kustannuksista.

9. Verkonhaltijan määrämuotoinen kartta laatuvaatimukset täyttävistä alueista.

Kuvan 4. kartta on päivitetty vastaamaan 31.12.2025 tilannetta toimitusvarmuusvaatimukset täyttävistä alueista. Rajattujen alueiden sisälle kuuluvat käyttöpaikat täyttävät joko 6 tai 36 tunnin suurimman sallitun keskeytysajan vaatimuksen, riippuen siitä, onko alue asemakaava-alueella vai niiden ulkopuolella. Toimitusvarmuusvaatimusten täyttymisessä on huomioitu keski- ja pienjänniteverkkojen laatuvaatimukset sekä käytössämme olevat viankorjausresurssit.

LIITE 7 - KEHITTÄMISSUUNNITELMASTA KUULEMINEN

1. Milloin kehittämissuunnitelmasta on kuultu?

Imatran Seudun Sähkösiirto Oy toteutti kehittämissuunnitelman kuulemisen Akamon Innovations Oy:n kuulemisalustalla, josta tiedotettiin mahdollisimman laajasti hyödyntäen yhtiön tiedotus- ja markkinointikanavia. Tiedotus- ja markkinointikanavissa käyttäjät ohjattiin kuulemisalustan URL-osoitteeseen, jossa asiakas- ja sidosryhmillä oli mahdollisuus tutustua kehittämissuunnitelmaan ja jättää reagoiteja sekä lausuntoja kysymyskohtaisesti. Lisäksi vastaajilta pyydettiin perustietoja, joilla vastaajat voitiin profiloida yleisellä tasolla.

Yhtiö tiedotti kehittämissuunnitelman kuulemisesta seuraavasti:

- Yhteydenotto suur- ja keskijänniteasiakkaisiin: 30.4.2026 tiedotettu sähköpostitse Fingridiä.
- Yhteydenotto verkkoalueen kuntien kanssa: 30.4.2026 tiedotettu sähköpostitse Rautjärven ja Ruokolahden kuntia. Imatran kaupunkia tiedotettu myös samalla tavalla.
- Yhtiön verkkosivuilla julkaisu 30.4.2026
- Yhtiön Facebook-sivuilla julkaisu: 30.4.2026 ja tämän lisäksi tehty nostoja aiheesta 30.5.2026 saakka. Sama toteutettu myös Instagramin puolella.
- Yhtiön LinkedIn-sivuilla julkaisu 8.5.2026
- Yhtiön uutiskirjeessä julkaisu 30.4.2026

Viestintä- ja tiedotuskanavien kautta tieto mahdollisuudesta tutustua kehittämissuunnitelmaan ja jättää lausunto tavoitti arviomme mukaan yli 18 414 verkkokäyttäjistä ja sidosryhmistä. Kehittämissuunnitelma oli saatavissa verkkosivulla, joka oli toteutettu mobiiliystävällisesti ja saavutettavuus huomioiden. Tekstisisällön lisäksi numeerisen datan esittämiseen käytettiin kuvaajia ja taulukoita, ja karttapohjaisen tiedon esittämiseen interaktiivisia karttatyökaluja. Käyttäjät pystyivät lukemaan kehittämissuunnitelman liite- ja kysymyskohtaisesti läpi sekä jättämään kysymyskohtaisesti yhden reaktion ja/tai kommentin. Reaktioiden ja kommenttien lisäksi käyttäjiltä kysyttiin muutama profilointiin tarvittava perustieto kuulemisen etusivulla.

Suurjännitteisen jakeluverkon haltijoita ja kantaverkonhaltijaa tiedotettiin kuulemisesta erikseen sähköpostitse 30.4.2026.

Energiavirastolle tiedotettiin kuulemisen aloittamisesta sähköpostitse 30.4.2026 ja samassa yhteydessä ilmoitettiin, miten kehittämissuunnitelma on asiaankuuluvien verkon käyttäjien saatavilla.

Kehittämissuunnitelma julkaistaan kuulemisen tuloksineen yhtiön internet-sivuilla sekä osoitteessa <https://issoy.kehittamissuunnitelma.fi> Energiaviraston määräyksen edellyttämällä tavalla.

2. Miten kehittämissuunnitelmasta on kuultu?

Kehittämissuunnitelman kuuleminen toteutettiin **30.4.2026 – 31.5.2026** Akamon Innovations Oy:n kuulemisalustalla. Kuuleminen oli käynnissä koko sähkömarkkinalain edellyttämän vähimmäisajan (vähintään 1.–31.5.).

Lisäksi yhtiö keräsi kommentit suurjänniteasiakkailta **30.4.2026 – 31.5.2026**, ja nämä on huomioitu lopullisessa kehittämissuunnitelmassa. Kantaverkonhaltijan kuuleminen toteutettiin **30.4.2026 – 31.5.2026**.

3. Mitkä osapuolet ovat lausuneet kehittämissuunnitelmasta? Vastauksessa on annettava selvitys lausuntojen määrästä asiakasryhmittäin.

Kuulemiseen osallistui Imatran Seudun Sähkö Oy -verkkoalueella yhteensä 49 vastaajaa. Kuulemisaineistoon kirjattiin 519 reaktiota ja vapaita kommentteja analysoitiin 50 kappaletta. Taustatietojen perusteella selvästi suurin osa taustatietonsa antaneista oli yksityishenkilöitä (248) ja mukana oli myös muutamia yritysasiakkaita (3); yleisin ilmoitettu vuosikulutus asettui luokkaan 8 001-15 000 kWh; osalla vastaajista oli omaa hajautettua sähköntuotantoa, kun taas suurimmalla osalla sitä ei ollut. Taustatietojen jakaumat olivat seuraavat — asiakastyypit: Yksityinen (248), Yritys (3); vuosikulutus: 8 001-15 000 kWh (88), 15 001-30 000 kWh (47), 3 001-8 000 kWh (47); verkkoalueen käyttäjä: Kyllä (247), Ei (4); oma sähköntuotanto: Ei hajautettua tuotantoa (170), 0-10 kW (46), 10-100 kW (4).

4. Miten verkonhaltija on käsitellyt kehittämissuunnitelmasta annettuja lausuntoja?

Imatran Seudun Sähkönsiirto Oy on käynyt läpi kaikki lausunnot sekä tehnyt määrällisen ja laadullisen analyysin reagoineista ja kommentteista.

Kehittämissuunnitelman kuulemisen tulokset tallennettiin kuulemisalustan kautta tietokantaan. Tulokset olivat saatavilla vain yhtiön ja Akamon Innovations Oy:n edustajille. Tallennetut tulokset esitettiin analyysissä erilaisten yhteenvetojen, visualisointien ja taulukointien avulla. Yhteenvetojen lisäksi myös yksittäisten kommenttien ja niihin liittyvien reaktioiden tarkastelu on alustassa mahdollista.

Vastausten käsittely toteutettiin MS Excelissä, ja vastausten ryhmittelyssä hyödynnettiin kuulemisalustan kategoriointi- ja visualisointityökaluja. Akamonin kuulemisalustan lisäksi tulleet lausunnot sidosryhmiltä ja erilliskanavista yhdistettiin yhteiseen data-analyysiin. Lausuntojen ja niihin liittyvien henkilötietojen käsittelyssä on noudatettu yleistä tietosuoja-asetusta (GDPR).

5. Mitkä ovat annettujen lausuntojen keskeiset tulokset?

Vapaassa palautteessa korostuivat erityisesti teemat siirtohinnoittelu ja maksut sekä maakaapelointi ja säävarma verkko. Palaute oli kokonaisuutena pääosin neutraalia, ja osa kommentteista sisälsi konkreettisia kehitysehdotuksia. Kaikki kuulemisessa saadut kommentit otettiin huomioon ja niiden vaikutukset kehittämissuunnitelmaan analysoitiin. Reagoineita kertyi kuulemisessa yhteensä 519 kappaletta; niitä tuli eniten liitteeseen 2 (Lähtökohdat) (113), toiseksi eniten liitteeseen 1 (Toimintaympäristö) (85), kolmanneksi eniten liitteeseen 4 (PTS) (76). Reagoinnit jakautuivat tyypeittäin seuraavasti: positiivisia 334, kiinnostavia 95, epätyytyttäviä 66, epäselviä 24. Vapaita kommentteja analysoitiin yhteensä 50 kappaletta, ja niitä annettiin eniten etusivulle (13). Vapaissa kommentteissa tärkeimmät esiin nousseet teemat olivat siirtohinnoittelu ja maksut (10), maakaapelointi ja säävarma verkko (5), haja-asutus vs taajama -tasapuolisuus (4), kysyntä- ja kulutusennusteet (3).

Vapaassa palautteessa esiin nousseet keskeiset teemat olivat:

– Siirtohinnoittelu ja maksut (10)

- Maakaapelointi ja säävarma verkko (5)
- Haja-asutus vs taajama -tasapuolisuus (4)
- Kysyntä- ja kulutusennusteet (3)
- Ilmastonmuutos ja ympäristö (3)
- Selkeys ja ymmärrettävyys (2)

Reagoiteja kertyi kuulemisessa yhteensä 519 kappaletta ja niiden viesti oli kokonaisuutena positiivinen. Reagoiteja tuli eniten liitteeseen 2 (Lähtökohdat) (113), toiseksi eniten liitteeseen 1 (Toimintaympäristö) (85), kolmanneksi eniten liitteeseen 4 (PTS) (76). Reagoinnit jakautuivat tyypeittäin siten, että positiivisia (peukku ylös) oli 334, aiheen kiinnostavaksi (lamppu) koki 95, ”en ymmärrä” -reaktioita (kysymysmerkki) oli 24, negatiivisia (peukku alas) 66.

6. Kehittämissuunnitelman muutostarpeet

a. Miten kehittämissuunnitelmaa on muutettu kuulemisen perusteella?

Kuulemisen perusteella arvioitiin lopullisen kehittämissuunnitelman muutostarpeita. Kommenttien ja reagoitien esiin nostamat erityiskysymykset käytiin sisäisesti läpi.

b. Miltä osin kuulemisen tulokset eivät ole aiheuttaneet muutostarvetta kehittämissuunnitelmaan?

Muilta osin ei löytynyt syytä päivittää kehittämissuunnitelmaa. Kuuleminen tuotti kuitenkin arvokasta tietoa asiakkaiden oletuksista verkkotoimintaan liittyen, mahdollisista väärinkäsityksistä sekä kehittämisalueista, joihin yhtiö voi jatkossa keskittyä viestinnässä ja asiakaspalvelussa.

7. Verkonhaltijan on pystyttävä toimittamaan Energiavirastoon kehittämissuunnitelman liitteenä kehittämissuunnitelman luonnos, josta on kuultu?