

# Sähköverkon kehittämissuunnitelma 2024

26.4.2024

Lahti Energia Sähköverkko Oy

## Sisällys

1	LIITE 1 – Sähkönjakeluverkon strateginen ennuste toimintaympäristön muutoksista _____	4
1.1	Kehitys numeromuodossa _____	4
1.2	Ennusteen pohjamateriaali ja muutoksien todennäköisyys _____	5
1.3	Sääilmiöiden todennäköisyys ja muuttuvan ilmaston vaikutus _____	6
1.4	Muut verkon kehittämiseen vaikuttavat ennustettavat muutokset _____	7
2	LIITE 2 – Sähkönjakeluverkon kehittämissuunnitelman lähtökohdat _____	7
2.1	A.1 Kehittämisyöhykejako _____	8
2.2	A.2 Kehittämisyöhykkeiden jaottelun perusta _____	8
2.3	A.3 Kehittämisyöhykkeiden tekijöiden sanallinen kuvaus _____	9
2.4	A.4 Kehittämisyöhykkeiden perustiedot numeroina _____	11
2.5	B.1 Suunnittelukriteerit _____	15
2.6	B.2 Erityispiirteiden on huomiointi verkon kehittämisessä _____	16
2.7	B.3 Verkon elinkaarikustannusten laskenta kehittämisyöhykkeellä _____	18
2.8	B.4 Elinkaarikustannusten toteuman seuranta ja suunnitteluperiaatteet _____	20
3	LIITE 3 – Kehittämisyöhykkeillä käytettävien ratkaisujen kustannusvertailu _____	20
3.1	Käytettävät ratkaisut kehittämisyöhykkeellä _____	20
3.2	Kehittämisyöhykkeille esitettyjen sähkönjakeluratkaisujen kuvaus _____	23
3.3	Kehittämisyöhykkeen elinkaarikustannusten vertailu _____	24
4	LIITE 4 – Pitkän tähtäimen suunnitelma _____	26
4.1	Investoinnit ja kunnossapito _____	26
4.2	Käyttöpaikat laatuvaatimusten piirissä _____	30
4.3	Sähkönjakeluverkko laatuvaatimusten piirissä _____	31
4.4	Sähkönjakeluverkon maakaapelointiasteen kehitys _____	32
4.5	Investointeja vaativa uusi tuotanto ja uudet kuormat seuraavan 10 vuoden aikana _____	32
4.6	Uuden tuotannon ja kuormien vaatimat investoinnit seuraavan 10 vuoden aikana _____	33
4.7	Havainnollistus uuden tuotannon ja uusien kuormien liittämisestä verkkoalueella. _____	34
5	LIITE 5 – Sähkönjakeluverkon kehittämistoimenpiteet kuluvan ja seuraavan vuoden aikana _____	36
5.1	Investoinnit ja kunnossapito kuluvana ja seuraavana vuotena _____	36
5.2	Käyttöpaikat laatuvaatimusten piirissä kuluvan ja seuraavan vuoden jälkeen _____	37
5.3	Toimenpiteet kuluvan ja seuraavan vuoden aikana _____	38
5.4	Sähkönjakeluverkko laatuvaatimusten piirissä kuluvan ja seuraavan vuoden jälkeen _____	38

5.5	Sähkönjakeluverkon maakaapelointiasteet kuluva ja seuraavan vuoden jälkeen _____	38
5.6	Yhteisrakentaminen numeroina _____	39
5.7	Seuraavan kahden vuoden investointien julkaisu ja yhteisrakentaminen _____	39
5.8	Uuden tuotannon ja kuormien aiheuttamat investoinnit, kuluva ja seuraava vuosi _____	39
5.9	Joustopalveluiden hyödyntäminen kuluva ja seuraavan vuoden aikana _____	40
6	LIITE 6 – Sähkönjakeluverkon kehittämistoimenpiteet kahden edellisen vuoden aikana ____	40
6.1	Investoinnit ja kunnossapito kahtena edellisenä vuotena _____	41
6.2	Käyttöpaikat laatuvaatimusten piirissä _____	42
6.3	Toimenpiteet edellisen kahden vuoden aikana _____	42
6.4	Sähkönjakeluverkko laatuvaatimusten piirissä _____	43
6.5	Yhteisrakentaminen numeroina _____	43
6.6	Uuden tuotannon ja kuormien aiheuttamat investoinnit, edelliset 2 vuotta _____	43
6.7	Joustopalveluiden hyödyntäminen _____	44
6.8	Kahden edellisen vuoden toteuma verrattuna 2022 kehittämissuunnitelmaan _____	44
6.9	Kartta laatuvaatimukset täyttävistä alueista _____	45
7	LIITE 7 – Kehittämissuunnitelmasta kuuleminen _____	45

## 1 LIITE 1 – Sähkönjakeluverkon strateginen ennuste toimintaympäristön muutoksista

Sähkönjakeluverkon haltijan on tehtävä suunnitelma jakeluverkon siirtokapasiteetin ylläpitämiseksi sekä uuden sähköntuotantokapasiteetin ja uusien kuormien liittämiseksi. Lisäksi verkonhaltijan on kehitettävä jakeluverkkoaan kustannustehokkaasti. Näitä varten verkonhaltijan tulee tehdä perusteltu strateginen ennuste toimintaympäristön muutoksista, jotka vaikuttavat kuinka verkon kehittämistä suunnitellaan ja toteutetaan.

### 1.1 Kehitys numeromuodossa

Miten sähkönjakeluverkon haltijan ennusteen mukaan seuraavat numeeriset tekijät kehittyvät sähkönjakeluverkon haltijan toimialueella seuraavan kymmenen vuoden aikana verrattuna toimittamisvuoden alun tilanteeseen?

#### a. Verkkoalueella siirretty energia, MWh (= megawattituntia)

##### i. Verkkopalveluasiakkaille siirretty energia

2023 lopussa	1 108 000 MWh
2033 lopussa	1 300 000 MWh

##### ii. Verkkopalveluasiakkailta vastaanotettu energia

2023 lopussa	122 300 MWh
2033 lopussa	140 000 MWh

#### b. Käyttöpaikkojen määrä, kpl

2023 lopussa	92 999 kpl
2033 lopussa	103 000 kpl

#### c. Hajautettu tuotanto

##### i. Nimellisteho yhteensä, kW (= kilowattia)

##### a) SJ (= suurjänniteverkko, 110 000 V)

2023 lopussa	92 000 kW
2033 lopussa	92 000 kW

##### b) KJ (= keskijänniteverkko, enimmäkseen 20 000 V)

2023 lopussa	5 780 kW
2033 lopussa	20 000 kW

c) PJ (= pienjänniteverkko, 400 V)

2023 lopussa 21 850 kW

2033 lopussa 40 000 kW

ii. Kappalemäärä, kpl

a) SJ

2023 lopussa 2 kpl

2033 lopussa 2 kpl

b) KJ

2023 lopussa 12 kpl

2033 lopussa 30 kpl

c) PJ

2023 lopussa 2075 kpl

2033 lopussa 4000 kpl

d. Sähköisen liikenteen julkisten latauspisteiden liittymien määrä, kpl

2023 lopussa 40 kpl

2033 lopussa 200 kpl

1.2 Ennusteen pohjamateriaali ja muutoksien todennäköisyys

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

Olemme tehneet laajan kuormitusennusteen lämmitysmuotojen muutoksen ja sähköisen liikenteen osalta, jonka mukaan huipputeho kasvaa vuoteen 2030 vähintään 6 prosenttia. Tähän tulee lisätä yksittäisiä teollisuuden kohteita ja vähentää energiatehokkuuden lisääntyminen. Päättelimme huipputehon kasvusta ja historian trendeistä siirretyn energian kasvun.

Käyttöpaikkojen määrän kasvun ennustimme Lahden asukasluvun kasvuennusteesta sekä viimeisen 10 vuoden trendistä.

<https://www.lahti.fi/uutiset/lahden-vaestoennuste-2020-2030/>

Käyttöpaikkojen määrän ja hajautetun tuotannon ennusteet teimme historiatrendien perusteella. Energiaviraston sivujen mukaan aurinkovoiman pientuotannon teho on kasvanut suhteellisen lineaarisesti ja uskomme saman trendin jatkuvan lähivuosina. Kasvun saturaatiopiste tulee, kun halukkaiden yritysten ja halukkaiden omakotitaloasukkaiden katot on paneloitu. Tehot eivät nouse samassa suhteessa, sillä paneelit yleistyvät myös pienkuluttajien parissa.

<https://energiavirasto.fi/-/aurinkosahkon-tuotantokapasiteetti-kasvoi-45-prosenttia-vuonna-2020-pientuotantoa-lahes-300-megawattia>

Julkisten latauspisteiden määrän kasvun saimme historiatrendeistä ja alla olevista lähteistä:

[https://emobility.teknologiateollisuus.fi/sites/emobility/files/inline-files/2020%20Q4%20S%C3%A4hk%C3%B6inen%20liikenne%20tilannekatsaus%2021%2002%2018%20jaettava\\_0.pdf](https://emobility.teknologiateollisuus.fi/sites/emobility/files/inline-files/2020%20Q4%20S%C3%A4hk%C3%B6inen%20liikenne%20tilannekatsaus%2021%2002%2018%20jaettava_0.pdf)

<https://emobility.teknologiateollisuus.fi/sites/emobility/files/inline-files/2021%20Q1%20S%C3%A4hk%C3%B6inen%20liikenne%20tilannekatsaus%2021%2005%2003%20jaettava.pdf>

### 1.3 Sääilmiöiden todennäköisyys ja muuttuvan ilmaston vaikutus

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

Asemakaava-alue on valtaosin kaapeloitu, joten se on hyvin turvassa sään ääri-ilmiöiltä.

Lahden alueelle on osunut noin 10 vuoden välein myrsky, jossa on riski aiheuttaa taajama-alueen ulkopuoliseen KJ-jakeluun yli 36 tunnin keskeytys. Nykyisellä kaapelointiasteella yli 36 tunnin keskeytykset keskijännitejakelussa ovat kuitenkin hyvin epätodennäköisiä sähkömarkkinalain 51 § mainitsemia saarikohteita lukuun ottamatta.

Nykyisellä PJ-verkon kaapelointiasteella erittäin voimakas myrsky aiheuttaa korostuneen riskin PJ-verkon yli 36 tunnin keskeytyksiin. Viimeisenä korjattavat kohteet ovat kuitenkin pienitehoisia mökkialueita.

Meteorologi Kerttu Kotakorpi ennustaa kirjassaan Suomen luonto 2100 (2022, s. 221–223), että myrskyjen määrä ei tule nousemaan ilmastonmuutoksen vuoksi, mutta yksittäiset myrskyt voimistuvat. Tuulisuus lisääntyy erityisesti ajanjaksolla lokakuusta helmikuuhun. Suurimmat muutokset myrskyissä tapahtuu marras- ja helmikuussa, jolloin kaikista voimakkaimmat tuulet ovat lisääntyneet peräti 80 prosenttia. Samalla voimakkaimmat tuulenopeedet ovat kasvaneet viitisen prosenttia. Roudan vähentyminen lisää tuulituhojen vaikutusta merkittävästi. Yli 30

senttimetriä paksu routa ankkuroi puut maahan kovallakin tuulella, mutta tällainen routa tulee vähenemään vuosisadan kuluessa noin neljänneksellä.

#### 1.4 Muut verkon kehittämiseen vaikuttavat ennustettavat muutokset

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

Merkittävänä tekijänä on teollisuuden prosessien sähköistyminen. Maakaasun korvaaminen sähköllä tuo suuria kulutuspisteitä mahdollisesti pitkän matkan päähän sähköasemista. Teollisuusalueiden kaapeloinnissa ja päämuuntajien hankinnassa tämä täytyy huomioida riittävällä kapasiteetilla. Suurien kulutuskohteiden varasyöttöjen rakentaminen lisää investointipainetta.

Energiaviraston valvontamenetelmiin vuoden 2024 alusta tehty muutos haastaa verkkoinvestointien kannattavuutta ja korvausinvestointien rahoitusta. Edes toimitusvarmuusinvestointien tekeminen ei ole kannattavaa uuden valvontamallin vuoksi.

Suunniteltujen investointien toteuttaminen täysimääräisesti ei ole siis mahdollista, jos valvontamenetelmät säilyvät 1.1.2024 voimaan tulleessa muodossa. Valvontamenetelmien tulisi mahdollistaa verkon kehittäminen ja kohtuullinen tuotto, mikä ei nyt toteudu. Tulemme siksi leikkaamaan 2024 alusta alkaen aiemmin suunnitellusta jakeluverkkojen investointitasosta n. 20 %. Tämä näkyy Kehittämissuunnitelman liitteiden 4–5 investointimäärissä.

Pitkällä aikavälillä koko verkon kunto ja toimitusvarmuustaso tulevat heikentymään. Lisäksi investointien pienentäminen pidentää toimitusaikoja uusille liittymille, kun kapasiteettia ei voida vahvistaa ennakoivasti.

## 2 LIITE 2 – Sähkönjakeluverkon kehittämissuunnitelman lähtökohdat

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

- 1) täyttää sähkömarkkinalain 51 §:ssä asetetut velvoitteet 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 kehittämissuunnitelmiin. Verkonhaltija määrittää vastuualueeltaan verkkorakenteen, maantieteellisen sijainnin tai muiden ominaispiirteiden perusteella yhtenevät kehittämissuunnitelmat. Mikäli verkonhaltija ei määrittele vastuualueeltaan kehittämissuunnitelmiä,

suunnitelma on esitettävä koskien vähintään jokaista sähkömarkkinalain 51§:n tarkoittamaa laatuvaatimustasoa. Tällöin kehittämisvyöhykkeinä sovelletaan alueita, joilla on voimassa:

i. 6 h laatuvaatimus,

ii. 36 h laatuvaatimus tai

iii. Sähkömarkkinalain 51 § 2. momentin tarkoittamaa paikallisiin olosuhteisiin perustuvaa laatuvaatimustasoa, mikäli määritetty.

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

Huomaa 1: Kehittämisvyöhyke voidaan määrittää myös riippumatta laatuvaatimustasosta, eli verkonhaltija voi halutessaan sisällyttää yhdelle kehittämisvyöhykkeelle verkonosia sekä asemakaava-alueelta että sen ulkopuolelta.

Huomaa 2: Jokaisen verkonosan on kuuluttava johonkin verkonhaltijan määrittämään kehittämisvyöhykkeeseen, mutta kukin verkonosa voi kuulua vain yhdelle vyöhykkeelle. Kehittämisvyöhykkeet eivät voi olla päällekkäisiä.

Esimerkki: Verkonhaltija A:lla on laaja taajaman ulkopuolinen alue, jonka sijoitusympäristö vaihtelee kyläkeskittymiä yhdistävistä runkojohdoista ja harvaa asutusta palvelevista haarajohdoista. Kustannustehokkuuden kannalta on perusteltua jakaa 36 h alueella sijaitsevien johtojen uusimis- ja ylläpitostrategia käyttötarkoituksena mukaisiin vyöhykkeisiin: 1) 36 h alueella sijaitsevat runkojohdot ja 2) 36 h alueella sijaitsevat haarajohdot.

## A) Sähkönjakeluverkon kehittämisvyöhykkeiden määrittely

### 2.1 A.1 Kehittämisvyöhykejako

Kuinka moneen kehittämisvyöhykkeeseen verkonhaltija jakaa verkkoalueensa, jotta kustannustehokkuus ja toimenpiteet voidaan riittävällä tarkkuudella perustella?

Jaamme verkkoalueemme kolmeen vyöhykkeeseen, jotka ovat 1) 6 tunnin laatuvaatimus eli asemakaava-alueet 2) 36 tunnin laatuvaatimus eli lähes kaikki asemakaava-alueiden ulkopuoliset alueet 3) 120 tunnin laatuvaatimus eli asemakaava-alueiden ulkopuoliset saaret.

### 2.2 A.2 Kehittämisvyöhykkeiden jaottelun perusta

Mihin kehittämisvyöhykkeiden jaottelu perustuu?

Vyöhyke 1 eli 6 tunnin laatuvaatimuksen alueet (asemakaava-alueet) ovat pääosin kaapeloitua PJ/KJ-rengasverkkoa, ja ne sijaitsevat pääosin kaupunki- tai taajama-alueilla, joilla asutus on tiivistä.



Vyöhyke 2 eli lähes kaikki 36 tunnin laatuvaatimuksen alueet ovat pääosin haja-asutusalueita, jossa suuri osa sähköverkosta on edelleen PJ/KJ-ilmajohtoa ja jossa ilmajohtoilla on vielä teknistä käyttöikää jäljellä.

Vyöhyke 3 eli asemakaava-alueen ulkopuoliset saaret ovat saarikohteita, joiden sähköverkko on ilmajohtoja ja joihin on haastavaa saada sähköverkon korjauskalustoa ja korjausmateriaaleja nopeasti.

### 2.3 A.3 Kehittämisyöhykkeiden tekijöiden sanallinen kuvaus

Jokaiselle kehittämisvyöhykkeelle on annettava sanallinen kuvaus seuraavista tekijöistä:

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

Kehittämisvyöhyke 1: Keski- ja pienjänniteverkot ovat pääosin säteittäisinä käytettyjä rengasverkoja. KJ- ja PJ-perusratkaisu on maakaapelointi. Muuntamot ovat pääosin puistomuuntamoita.

Kehittämisvyöhyke 2: KJ-runkojohdot ovat pääosin tien varressa kulkevia avo- tai PAS-johtoja (PAS-johto = ohuella muovieristeellä päällystetty ilmajohto). Runkojohdoin liittyy lyhyehköjä alle 1,5 km pituisia haarajohtoja, mutta pidempiä keskijännitejohtohaaroja on vain vähän. Tällä vyöhykkeellä on vielä suhteellisen paljon PJ-ilmajohtoja. Vyöhykkeellä on vielä paljon pylväsmuuntamoita. Kun uutta tai korvaavaa verkkoa rakennetaan, on se kuitenkin lähes aina maakaapelia ja uudet muuntamot ovat puistomuuntamoita.

Kehittämisvyöhyke 3: Saarikohteita syötetään KJ- tai PJ-vesikaapelilla. Saaren sisäinen sähköverkko on PJ-ilmakaapelia.

b. Millaiset käyttöpaikat tai sähkönkäytön erityistarpeet ovat kehittämisvyöhykkeellä ominaisia?

Kehittämisvyöhyke 1: Vyöhykkeen käyttöpaikat sijaitsevat taajama- ja kaupunkialueilla. Lähes kaikki kriittiset käyttöpaikat sijaitsevat vyöhykkeellä 1.

Kehittämisvyöhyke 2: Vyöhykkeen käyttöpaikat sijaitsevat pääosin maaseudulla. Pääosa käyttöpaikoista ei ole kriittisiä, ja useat maatalouden käyttöpaikat ovat varautuneet omalla varavoimalla.

Kehittämisvyöhyke 3: Vyöhykkeen käyttöpaikat sijaitsevat saarissa, ja ne eivät ole kriittisiä käyttöpaikkoja, vaan pääosin vapaa-ajan asuntoja.

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

Kehittämisvyöhyke 1: Taajama- ja kaupunkialueet ovat usein asfaltoituja, mikä aiheuttaa maakaapelointiin lisäkustannuksia. Koska tavoite on kuitenkin

maksimissaan 6 tunnin sähkönjakelun keskeytykset, ilmajohtoa ei käytännössä voi näillä alueilla käyttää. Lisäksi kaupunkialueella on esteettisyys olennaista, joten tämä alue on järkevää kaapeloida sekä käyttää jakokaappeja ja puistomuuntamoita.

Kehittämisyöhyke 2: Maaseutualue asemakaava-alueiden ulkopuolella on yleensä kaivun kannalta helppoa olosuhdetta. Etäisyydet ovat kuitenkin kaupunkialueita suuremmat, joten johtopituus/asiakas on kaupunkialuetta huomattavasti isompi luku.

Kehittämisyöhyke 3: Saarikohteet ovat vaikeapääsisiä, joten verkon saavuttaessa käyttöikänsä pään, se kannattaa kaapeloida, mikäli maaperäolosuhteet sallivat tai vaihtoehtoisesti voidaan hyödyntää vesistökaapelia.

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

Kehittämisyöhyke 1: Suurin sähkön käytön kasvu on oletettavasti asemakaava-alueilla. Siksi yöhykkeen investoinneissa tulee jättää kasvun varaa kulutukselle eli esimerkiksi kaapelien mitoitus saa olla aika reilu (käytetään siis paksumpia kaapeleita, jotka kestävät isompaa kuormitusta). Hajautettua tuotantoa tulee varmasti lisää asemakaava-alueille. Sähköautojen latauspisteet sijoittunevat pääosin asemakaava-alueille. Teollisuuden prosessien sähköistyminen saattaa aiheuttaa suurehkoja pistemäisiä investointitarpeita sähköverkkoon. Koska sähköverkko on käytännössä täysin maakaapeloitu, myrskyillä ei ole suurta vaikutusta sähkönjakeluun.

Kehittämisyöhyke 2: Sähkön käytön kasvu asemakaava-alueiden ulkopuolisella maaseudulla tulee olemaan oletettavasti aika maltillista, jolloin kaapelien mitoituksen pystyy tekemään tiukemmalle. Hajautettua tuotantoa tulee maaseudullekin lisää. Myrskyt saattavat aiheuttaa sähkönjakeluun katkoksia, mutta kehittämisyöhykkeelle jätettävät ilmajohdot pystytään korjaamaan 36 tunnin aikana, koska ne sijaitsevat pääosin teiden ja muiden kulkuyhteyksien lähellä.

Kehittämisyöhyke 3: Sähkön käyttö pysynee suunnilleen ennallaan, koska nämä ovat pääosin kesämökkialueita. Kesämökkien mukavuuksien lisääntyessä pientä kasvua saattaa sähkön käyttöön kuitenkin tulla. Hajautettua tuotantoa tulee lisää myös saariin. Saarissa myrskyt saattavat aiheuttaa sähkökatkoja, joiden pituus on maksimissaan 120 tuntia, jonka sisällä sähkönjakelu pystytään korjaamaan.

Energiaviraston uudet valvontamenetelmät vuodesta 2024 eteenpäin vaikuttavat kaikilla Kehittämisyöhykkeillä 1, 2 ja 3 siten, että Lahti Energia Sähköverkko joutuu leikkaamaan investointeja, koska uusi valvontamalli ei anna niihin riittävää rahoitusta. Leikkauksen suuruus on vuositasolla välillä 1.1.2024–31.12.2036 noin 20 %. Katso myös Liite 1 kohta 4.

Valvontamallin 2024 aiheuttaman investointileikkauksen vuoksi kaikilla Kehittämisyöhykkeillä tulee verkolle korjausvelkaa, ja verkko rapautuu. Siten verkon vanheneminen kehittämisyöhykkeillä lisää sähkökatkojen riskiä ja pituutta. Vihreä siirtymä, uusien kuormien ja uuden tuotannon liittäminen verkkoon vaikeutuvat.

#### 2.4 A.4 Kehittämisyöhykkeiden perustiedot numeroina

Kullekin kehittämisyöhykkeelle on annettava seuraavat numeeriset perustiedot sekä verkkoa kuvaavat luvut:

##### a. Kehittämisyöhykkeellä olevan verkoston

###### i. Keski-ikä

Kehittämisyöhyke 1: 23,4 vuotta

Kehittämisyöhyke 2: 24,6 vuotta

Kehittämisyöhyke 3: 22,5 vuotta

###### ii. Keskimääräinen tekninen käyttöaika

Kehittämisyöhyke 1: 50 vuotta

Kehittämisyöhyke 2: 42,6 vuotta

Kehittämisyöhyke 3: 44,4 vuotta

##### b. Kuinka paljon kehittämisyöhykkeen eri jännitetasoilla on sähköjakeluverkkoa, kilometreinä (= km)

###### i. KJ

Kehittämisyöhyke 1: 545,7 km

Kehittämisyöhyke 2: 558,6 km

Kehittämisyöhyke 3: 2,6 km

###### ii. PJ

Kehittämisyöhyke 1: 2243,7 km

Kehittämisyöhyke 2: 1377,2 km

Kehittämisyöhyke 3: 16,6 km

c. Kuinka suuri osa kehittämisvyöhykkeen sähkönjakeluverkosta eri jännitetasoilla täyttää sähkönjakeluverkon toiminnan laatuvaatimukset, kilometriä

i. KJ

Kehittämisvyöhyke 1: 540,5 km

Kehittämisvyöhyke 2: 373,1 km

Kehittämisvyöhyke 3: 2,6 km

ii. PJ

Kehittämisvyöhyke 1: 2200,6 km

Kehittämisvyöhyke 2: 935,2 km

Kehittämisvyöhyke 3: 7,0 km

d. Kuinka paljon verkonhaltijalla on liittymiä kehittämisvyöhykkeellä (kappaletta)?

i. asemakaava-alueella

Kehittämisvyöhyke 1: 22 232 kpl

Kehittämisvyöhyke 2: 0 kpl

Kehittämisvyöhyke 3: 0 kpl

ii. asemakaava-alueen ulkopuolella

Kehittämisvyöhyke 1: 0 kpl

Kehittämisvyöhyke 2: 7350 kpl

Kehittämisvyöhyke 3: 106 kpl

iii. alueilla, joihin sovelletaan paikallisiin olosuhteisiin perustuvaa laatuvaatimustasoa

Kehittämisvyöhyke 1: 0 kpl

Kehittämisvyöhyke 2: 0 kpl

Kehittämisvyöhyke 3: 106 kpl

e. Kuinka paljon kehittämisvyöhykkeellä sijaitsee sähkön käyttöpaikkoja (kappaletta)?

i. asemakaava-alueella

Kehittämisvyöhyke 1: 84 418 kpl

Kehittämisvyöhyke 2: 0 kpl

Kehittämisvyöhyke 3: 0 kpl

ii. asemakaava-alueen ulkopuolella

Kehittämisvyöhyke 1: 0 kpl

Kehittämisvyöhyke 2: 8475 kpl

Kehittämisvyöhyke 3: 106 kpl

iii. alueilla, joihin sovelletaan paikallisiin olosuhteisiin perustuvaa laatuvaatimustasoa

Kehittämisvyöhyke 1: 0 kpl

Kehittämisvyöhyke 2: 0 kpl

Kehittämisvyöhyke 3: 106 kpl

f. Kuinka moni kehittämisvyöhykkeellä sijaitsevista sähkön käyttöpaikoista on sähkönjakeluverkon toiminnan laatuvaatimukset täyttävän sähkönjakeluverkon piirissä (kappaletta)?

i. asemakaava-alueella

Kehittämisvyöhyke 1: 84 418 kpl

Kehittämisvyöhyke 2: 0 kpl

Kehittämisvyöhyke 3: 0 kpl

ii. asemakaava-alueen ulkopuolella

Kehittämisvyöhyke 1: 0 kpl

Kehittämisvyöhyke 2: 6851 kpl

Kehittämisvyöhyke 3: 106 kpl

iii. alueilla, joihin sovelletaan paikallisiin olosuhteisiin perustuvaa laatuvaatimustasoa

Kehittämisvyöhyke 1: 0 kpl

Kehittämisvyöhyke 2: 0 kpl

Kehittämisvyöhyke 3: 106 kpl

g. Kuinka paljon eri jännitetasoilla on maakaapelia (kilometriä)?

i. KJ

Kehittämisyöhyke 1: 537,6 km

Kehittämisyöhyke 2: 197,7 km

Kehittämisyöhyke 3: 1,8 km

ii. PJ

Kehittämisyöhyke 1: 2187,1 km

Kehittämisyöhyke 2: 745 km

Kehittämisyöhyke 3: 6,8 km

h. Kuinka paljon eri jännitetasoilla on ilmajohtoja, jotka sijaitsevat metsässä (kilometriä)?

i. KJ

Kehittämisyöhyke 1: 3,0 km

Kehittämisyöhyke 2: 82,5 km

Kehittämisyöhyke 3: 0,8 km

ii. PJ

Kehittämisyöhyke 1: 19,0 km

Kehittämisyöhyke 2: 218,0 km

Kehittämisyöhyke 3: 9,6 km

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

i. KJ

Kehittämisyöhyke 1: 2,6 km

Kehittämisyöhyke 2: 99 km

Kehittämisyöhyke 3: 0 km

ii. PJ

Kehittämisyöhyke 1: 10,8 km

Kehittämisyöhyke 2: 41,7 km

Kehittämisyöhyke 3: 0 km

j. Kuinka paljon eri jännitetasoilla on laatuvaatimukset täyttävää ilmajohtoa (kilometriä)?

i. KJ

Kehittämisyöhyke 1: 2,9 km

Kehittämisyöhyke 2: 179,1 km

Kehittämisyöhyke 3: 0,01 km

ii. PJ

Kehittämisyöhyke 1: 13,1 km

Kehittämisyöhyke 2: 187,7 km

Kehittämisyöhyke 3: 0,03 km

B) Sähkönjakeluverkon kehittämisyöhykkeellä sijaitsevan verkon kehittämisstrategia

2.5 B.1 Suunnittelukriteerit

Mitkä ovat suunnittelukriteerit, joilla katsotaan täytettävän toiminnan laatuvaatimukset?

a. 6 h laatuvaatimus

Asemakaava-alueiden sähköverkko suunnitellaan kaapeloituna, säteittäisesti käytettynä rengasverkkona sekä PJ että KJ-jännitetasoilla. Tällöin vian ilmetessä on varasyöttösuunta eikä asiakkaalle ei aiheudu yli 6 tunnin sähkökatkoa. Verkko kartoitetaan tarkasti GPS-tarkkuudella, ja muut kaivutoimijat pyritään pitämään ajan tasalla kaapeloidun verkon näytöstä, jotta mahdolliset muut kaivajat eivät kaivaisi Lahti Energia Sähköverkon kaapeleihin.

b. 36 h laatuvaatimus

Sellaisten ilmajohtojen, joilla on käyttöikä jäljellä, käyttöä jatketaan teknisen pitoajan loppuun saakka. Jos johto on huonoissa metsäisissä olosuhteissa, saatetaan tehdä johtokadun levennys, riippuen historiallisesta vikatiheydestä ja johdon iästä. Pellolla sijaitsevat ilmajohtot ja levennetyt johtokadut täyttävät 36 tunnin laatuvaatimuksen rakenteellisesti.

Ilmajohtojen saavuttaessa käyttöikänsä pään ne korvataan helppoissa kaivuolosuhteissa maakaapeleilla ja vaikeammassa kaivuolosuhteissa KJ PAS-johdolla (= keskijännitteellä käytetty, ohuella muovieristeellä päällystetty ilmajohto), joka pyritään sijoittamaan tien varteen. Tien vieressä oleva PAS-johto pystytään

korjaamaan 36 tunnin ajassa. Mikäli kaivuolosuhteet ovat vaikeat, on myös mahdollista asentaa kaapelit Rocky-suojaputkeen hyvin lähelle maan pintaa. PJ-jännitetasolla käytetään vaikeissa kaivuolosuhteissa luonnollisesti AMKA-ilmakaapelia (AMKA = pienjännitteellä käytetty standardi ilmakaapeli). Ilmajohtojen rakentaminen on kuitenkin vähäistä, koska kaapeli on kustannustehokkaampi, ja kaapelille ei tule juurikaan operatiivisia kustannuksia. Lisäksi ilmajohtojen ja -kaapelien nykyisten kyllästeiden aiheuttama uudelleenpylvästys noin 30-vuotiaina aiheuttaa lisäkustannuksia. Verkko kartoitetaan avo-ojasta, ja kaapelit näytetään GPS-tarkkuudella kaivajille, jotta vähennetään kaivutöistä kaapeleille aiheutuvia vaurioita.

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

Saarissa 120 tunnin toimitusvarmuusalueella KJ-verkon määrä on vähäinen. Saarissa jatketaan PJ AMKA-verkon käyttöä sen teknisen käyttöiän loppuun asti. Tämän jälkeen verkko korvataan helpoissa kaivuolosuhteissa maakaapeleilla ja vaikeissa kaivuolosuhteissa ensisijaisesti vesikaapeleilla. Mikäli kaivuolosuhteet ovat vaikeat, on mahdollista asentaa kaapelit Rocky-suojaputkeen hyvin lähelle maan pintaa. Verkko kartoitetaan avo-ojasta, ja kaapelit näytetään GPS-tarkkuudella kaivajille, jotta vähennetään kaivutöistä kaapeleille aiheutuvia vaurioita. Mikäli maa/vesikaapeliratkaisut osoittautuvat kalliiksi, verkko korvataan PJ AMKA-ilmakaapeleilla, mutta tällöin täytyy saariin osoittaa korjausresurssia 120 tunnin keskeytysajan puitteissa.

## 2.6 B.2 Erityispiirteiden on huomiointi verkon kehittämisessä

Miten seuraavat erityispiirteet on huomioitu verkon kehittämisessä?

a. Yhteisrakentaminen ja yhteydet muiden verkonhaltijoiden verkkoihin

Kehittämisyöhyke 1: Yleissuunnittelija osallistuu paikallisen alueen verkonrakentajien kokouksiin, ja sovittaa rakentamisen työohjelman yhteen muiden verkonhaltijoiden ja kaupungin/kuntien yhteisrakentamisen kanssa.

Kehittämisyöhyke 2: KJ-yhteydet muiden verkonhaltijoiden verkkoihin ovat olemassa.

Kehittämisyöhyke 3: Saarissa ei ole muita verkonhaltijoita eikä yleensä yhteisrakentamista.

b. Joustopalvelut, erityisesti vaihtoehtona perinteisille investoinneille

Kehitysinsinööri on mukana Fingridin kuormanohjaustyöryhmässä. Yhden yrityksen kanssa on alustavasti sovittu kulutusjoustosta harvinaisten sähköasemavikojen tapauksessa.



Joonas Hareja on selvittänyt tuoreessa diplomityössä, että akkuvarastojen kustannuksista ei ole vielä tarkkaa tietoa, koska akkuvaraston palvelumaksun suuruutta ei toistaiseksi ole tiedossa. Palvelumaksu selviää sitten, jos/kun toimijoita tulee alalle. <https://lutpub.lut.fi/handle/10024/165843>

Akkuvarastoja on kysely verkkoalueellemme, mutta niissä täytyy investoinnit toteuttaa täyden kapasiteetin mukaan, koska akkuvarastojen omistajat tarjoavat palveluaan reservimarkkinoille/taajuussäätöön Fingridille. Toimijat eivät siis toistaiseksi tarjoa Lahti Energia Sähköverkolle joustopalvelua.

c. Yhteiskunnan toiminnan kannalta kriittiset kohteet?

Vyöhykkeet 1 ja 2: Kohteet on ryhmitelty, verkko rakennetaan pääsääntöisesti maakaapeloituna, sekä kohteet on viety verkon käyttöohjeisiin ja sähköjen palauttaminen näihin kohteisiin hoidetaan muita kohteita korkeammalla prioriteetilla.

Yhteiskunnalle tärkeät keskeytyskriittiset kohteet näkyvät suoraan verkkotietojärjestelmässä/käytöntukijärjestelmässä, ja niitä ylläpidetään asiakastietojärjestelmässä, josta ne siirtyvät verkkotietojärjestelmään. Lisäksi yhteiskunnalle tärkeät kohteet on viety valvomon käyttökaavioon ja luokiteltu kolmeen tärkeysluokkaan.

Vyöhyke 3: Vyöhyke ei sisällä yhteiskunnan toiminnan kannalta kriittisiä kohteita.

d. Energiatehokkuustoimenpiteet, erityisesti vaihtoehtona siirtokapasiteetin laajentamiselle

Kaikilla kehittämisvyöhykkeillä asiakkaiden tekemät energiatehokkuustoimenpiteet ovat pitkälti erilaisten lämpöpumppujen hankintoja ja sähköautojen hankintoja sekä aurinkopaneeleja. Nämä vähentävät kokonaisenergiankulutusta, mutta energian kokonaiskäyttö siirtyy enemmän sähköön. Siksi verkkoyhtiönä näemme, että on tarpeen pitää riittävää siirtokapasiteettia ja jopa kasvattaa sitä, sillä kovilla pakkasilla lämpöpumput ovat käytännössä sähkölämmitystä eivätkä aurinkopaneelit tällöin tuota sähköä.

Siksi verkkoyhtiönä olennainen energiatehokkuustoimenpiteemme on hieman ylimitoittaa kaapelit, jolloin paksummalla poikkipinnalla syntyy vähemmän resistiivisiä häviöitä. Ojan ollessa auki suuremman poikkipinnan kaapelin asentaminen on suhteellisen halpaa verrattuna myöhempään uuden ojan kaivamiseen. Tällöin siirtokapasiteetti myös riittää paremmin lisääntyvälle sähköautojen latausasemien ja kotilatauksen määrälle.

## 2.7 B.3 Verkon elinkaarikustannusten laskenta kehittämisvyöhykkeellä

### a. Miten elinkaarikustannusten tekijät määritetään?

Investointikustannuksiin sisältyvät kehittämisratkaisun kaikki yksikköhintaperusteisten verkkokomponenttien mukaiset investoinnit vuonna 2024 toteutuneiden kustannusten mukaisesti.

Purkukustannuksiin sisältyvät kehittämisvyöhykkeen vanhan verkon purkukustannukset vuonna 2024 toteutuneiden kustannusten mukaisesti.

Häviökustannuksiin sisältyvät kehittämisratkaisun johtojen ja muuntajien energiahäviökustannukset. Laskennassa häviöenergian hintana on käytetty lähihistoriasta Nord Poolin Suomen aluehinnan keskihintaa 0,042 €/kWh.

Kunnossapitokustannuksiin sisältyvät toteutuneet keskimääräiset verkkoratkaisun kunnossapitokustannukset, ja ne perustuvat Lahti Energia Sähköverkko Oy:n kunnossapitoinsinöörin laskemiin todellisiin arvoihin.

Volyymikustannuksiin sisältyy vähäisen tai ei lainkaan käytössä olevan uuden teknologian käyttöönottoon ja käyttämiseen liittyvät lisätyö- ja lisätarvikekustannukset. Laskennassa käyttöönottokomponentti on kertaluonteinen ja muodostuu kokemuseräisestä lisäkertoimesta, joka on 7 prosenttia ratkaisun investointikustannuksista. Verkon käyttämiseen liittyvän komponentin kustannukset on arvioitu 400 €/a.

Keskeytykustannukset (KAH) perustuvat Lahti Energia Sähköverkko Oy:n verkon todellisiin keskimääräisiin vikataajuuksiin ja ne on laskettu Energiaviraston määrittämällä vuoden 2024 hinnoilla. Laskennassa pikajälleenkytkentä (PJK), aikajälleenkytkentä (AJK) ja vian alkuvaihe koskevat koko keskijännitejohtolähdön keskitehoa, vian keskivaihe koskee lähimpien kaukokäyttöerottimien rajaamaa keskitehoa ja vian loppuvaihe lähimpien käsikäyttöisten erottimien rajaamaa keskitehoa.

Muihin kertaluonteisiin kustannuksiin sisältyy kehittämisvyöhykkeen verkkoratkaisun suunnittelu-, rakennuttamis- ja dokumentointikustannukset, jotka perustuvat kokemuseräiseen kertoimeen ja ne ovat 8 prosenttia ratkaisun investointikustannuksista. Ilmajohdosta käytettäessä huomioidaan uudelleenpylvästys 30 vuoden kohdalla, sillä nykyisillä kyllästeillä pylväiden tekninen käyttöikä on arviolta noin 30 vuotta.

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

Yhteisrakentamista luonnollisesti suositaan aina, kun se on mahdollista. Erityisesti asemakaava-alueella ojakustannukset voivat osalla kaivureittiä jopa puolittua, kun usein joko kaukolämpö tai teleoperaattori tulee samaan ojaan, vähintään osalta

ojamatkaa. Siksi asemakaava-alueella kehittämisvyöhykkeellä 1 ojan kaivukustannus putoaa paljonkin verrattuna elinkaarikustannuslaskelmiin, ja se parantaa edelleen täyskaapeloinnin kannattavuutta.

Yhteisojan hyödyntämistä ei ole kuitenkaan huomioitu varsinaisessa kohteen Liipola (Kehittämisvyöhyke 1) kustannusvertailussa, sillä sen huomioiminen on erittäin monimutkaista, ja maakaapelointi on ilman yhteisojaakin kannattavin vaihtoehto asemakaava-alueella. Sen sijaan asemakaava-alueen ulkopuolisilla kehittämisvyöhykkeillä 2 ja 3 yhteisrakentamista ei yleisesti pystytä hyödyntämään, koska siellä ei ole kaukolämpöä ja teleoperaattorit käyttävät 4G/5G-radioverkkoja.

Yhteydet muiden verkonhaltijoiden verkkoihin ovat jo olemassa, ja niitä rakennetaan lisää mahdollisuuksien mukaan. Nämä yhteydet ovat kuitenkin yleensä käytössä vain poikkeustilanteessa, esimerkiksi sähköaseman päämuuntajan rikkoutuessa. Myrskytilanteessa näihin yhteyksiin ei voi tukeutua, sillä yleensä myrsky on myös viereisen verkonhaltijan alueella, ja silloin jokainen verkonhaltija tarvitsee varayhteyden kapasiteetin oman siirtokapasiteetin turvaamiseen. Yhteydet viereisiin verkonhaltijoihin ovat lisäksi maaseudun laidalla, jossa tehontarve ei ole suuri. Kehittämisvyöhykkeillä 1 ja 3 ei yhteyksiä muihin verkonhaltijoihin pysty hyödyntämään. Kehittämisvyöhykkeellä 2 arvioidaan, että yhteydet muiden verkonhaltijoiden verkkoihin pudottavat investointisummaa 1 %.

c. Miten ajantasaisten kehittyneiden verkostoratkaisujen, kuten sähkövarastojen tai tasasähkötekniikan hyödyntäminen huomioidaan elinkaarikustannusten laskennassa? (Toimitetaan ensimmäisen kerran vuoden 2024 kehittämissuunnitelmassa.)

Erityisesti tasasähkötekniikkaa ei voida toistaiseksi pitää realistisena vaihtoehtona verkon rakentamisessa, ja siksi sitä ei ole huomioitu elinkaarikustannusvertailussa. Syynä on se, että Suomessa on vasta yksi koeverkko käytössä tasasähkötekniikalla, ja sekin on ollut pääosin LUT-yliopiston tutkimushanke. Tutkimushanke voi maksaa mitä vain, mutta tasajännitejärjestelmän (DC-järjestelmän) komponenttien todelliset hinnat ja huoltotarve/hinnat eivät ole tiedossa eikä komponentteja tai asentajien koulutusta ole toistaiseksi toimittajilta/kouluttajilta saatavilla käytännössä.

Näillä näkymin on hyvin epävarmaa, tuleeko tasasähkötekniikka ikinä laajaan käyttöön sähköverkoissa, koska jo käytössä oleva 1 kV vaihtojännitesähköjakelu (AC-sähköjakelu) hoitaa pitkälti saman asian yksinkertaisemmilla komponenteilla. Tehoelektroniikan lisääminen jakeluverkolle tasasähkötekniikan muodossa on arveluttavaa ja ongelmallista, sillä tehoelektroniikka ei kestä esim. salamaniskuja yhtä hyvin kuin perinteinen sähköjakelutekniikka. Lisäksi tehoelektroniikka sisältää väkisinkin elektrolyyttikondensaattoreita, jotka vanhenevat, ja vaihtoväli lienee noin 20 vuotta. Harva valmistaja suunnittelee edes tehoelektroniikkalaitteiden elektrolyyttikondensaattorit vaihdettaviksi. Lisäksi henkilöstön koulutus tasasähkötekniikkaan, DC-järjestelmän varaosakomponenttien hankkiminen varastoon ja vähäiset sovelluskohteet verkolla aiheuttavat niin isot lisäkustannukset,

ettei DC-jakelu yksikertaisesti kannata. Varsinkaan, kun Lahti Energia Sähköverkon jakelualueella ei ole edes 1 kV AC-tekniikalle soveltuvia kohteita verkolla.

Sähkövarastot (esimerkiksi akut) ovat tulossa verkolle, ja niitä on kyselykin paljon. Näemme verkkoyhtiön tällaisissa tapauksissa enemmän sähkövaraston liittämisen mahdollistajana kuin niin, että se pienentäisi elinkaarikustannuksia/investointeja verkolla. Kaiken lisäksi, jos sähkövaraston teho on esim. +/-2 MW, jakeluverkon täytyy olla todella jäykkä liittämispisteessä, eli sähkövaraston liittäminen aiheuttaa hyvinkin vain lisäkustannuksia/investointeja verkon vahvistamisen ja varasyöttöjen varmistamisen muodossa. Lisäksi Joonas Hareja on selvittänyt tuoreessa diplomityössä, etteivät akkuvarastot ole vielä taloudellisesti verkkoyhtiölle järkeviä, koska niiden palvelumaksukustannuksia ei vielä tiedetä. Palveluntarjoajia ei ole vielä markkinoilla. <https://lutpub.lut.fi/handle/10024/165843>

Näemme verkkoyhtiönä niin, että verkkojen mitoituksia ei voida jättää vain joustopalvelun varaan. Joustopalvelu tarkoittaa sähkön kulutusta tai tuotantoa, joka joustaa sähkön kysynnän ja tarjonnan mukaan. Jos esimerkiksi verkossa on korkea kuormitus, joustopalvelu vähentää silloin sähkönkulutustaan. Joustopalveluissa on vielä haasteita, eikä niitä ole tuotteistettu.

## 2.8 B.4 Elinkaarikustannusten toteuman seuranta ja suunnitteluperiaatteet

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

Lahti Energia Sähköverkko Oy:llä on sähköverkon kehittämistiimi, joka kokoontuu joka toinen kuukausi käsittelemään sähköverkon kehittämisasioita. Sähköverkon kehittämistiimi seuraa elinkaarikustannuksien kehitystä, ja isojen muutosten tapauksessa tehdään uusia elinkaarikustannuslaskelmia. Suunnitteluperiaatteita tarkistetaan ja linjataan sähköverkon kehittämistiimissä, mikäli elinkaarikustannukset muuttuvat merkittävästi.

## 3 LIITE 3 – Kehittämisyöhykkeillä käytettävien ratkaisujen kustannusvertailu

Liitteessä 3 verkonhaltija kuvaa strategiasta johdetut vastuualueelleen soveltuvat pääsääntöiset verkon kehittämISRatkaisut kehittämisyöhykkeittäin ja esittää kehittämISRatkaisuille kustannusvertailut. Kustannusvertailuilla osoitetaan valitun ratkaisun kustannustehokkuus. Vertailussa on huomioitava kaikki teknisesti sovellettavissa olevat ratkaisut.

### 3.1 Käytettävät ratkaisut kehittämisyöhykkeellä

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

- Maakaapeli

Asemakaava-alueet/kehittämisyöhyke 1: Maakaapeli on huomioitu, ja se on perusratkaisu, jota käytetään asemakaava-alueilla.

Tavoitetason 36 h asemakaava-alueen ulkopuoliset alueet/Kehittämisyöhyke 2: Maakaapeli on huomioitu, ja se on ratkaisu, mikäli kaivuolosuhteet ovat hyvät.

Tavoitetason 120 h saarikohteet/kehittämisyöhyke 3: Maakaapeli on huomioitu, ja se on ratkaisu, mikäli kaivuolosuhteet ovat hyvät.

- Avojohto

Kehittämisyöhyke 1: Avojohtoa ei voi käyttää asemakaava-alueilla, koska vaaditaan 6 h maksimi keskeytysaika, ja pitää huomioida sähköturvallisuus, esteettisyys, tilan käyttö ja KAH (= keskeytyksestä aiheutunut haitta).

Kehittämisyöhyke 2 ja 3: Avojohto on keinovalikoimassa, ja sitä käytetään maaseudulla peltoympäristössä, jos edullinen kaapelointi ei ole mahdollista.

- Levennetty johtokatu

Kehittämisyöhyke 1: Ilmajohtoa ei voi käyttää asemakaava-alueilla (samat perustelut kuin avojohdolle).

Kehittämisyöhyke 2 ja 3: Ilmajohtojen levennetty johtokatu on keinovalikoimassa, ja sitä käytetään, jos halutaan käyttää ilmajohtoa metsien lähellä vähentäen sähkönjakelun häiriöitä. Levennettyä johtokatua käytetään myös, kun halutaan jatkaa nuorehkon ilmajohtoon käyttöä pitoajan loppuun asti. Levennetyn johtokadun käyttöä rajoittaa maanomistajilta vaadittava suostumus sekä maisemaan ja ympäristöön liittyvät näkökohdat.

- Päälystetty avojohto

Kehittämisyöhyke 1: PAS-johtoa voi periaatteessa käyttää asemakaava-alueilla, mutta samojen syiden vuoksi kuin avojohdolla (esim. esteettisyys, kaavoitus, tilan käyttö) sitä ei käytännössä voi käyttää. Lisäksi mahdolliset PAS-osuudet jäisivät liian lyhyiksi, että ne olisivat kannattavia.

Kehittämisyöhyke 2 ja 3: PAS on keinovalikoimassa, ja sitä käytetään maaseudulla teiden varsilla. Uudisrakentaminen on kuitenkin vähäistä.

- Ilmakaapeli

Kehittämisyöhykkeet 1, 2 ja 3: KJ-ilmakaapeliratkaisusta on elinkaarikustannuslaskelmat tehty, ja se on keinovalikoimassa. Useasti kuitenkin tilanne on se, että maakaapelointi tulee halvemmaksi, joten ilmakaapelin käyttö rajoittuu kohtiin, joissa kaivuolosuhteet ovat vaativat, esim. kalliokohdissa. PJ-

ilmakaapelia (AMKA) voidaan käyttää kallioisissa kohdissa, joissa kaapelointi tulee liian kalliiksi.

- 1 kV sähkönjakelu

Kehittämisyöhykkeet 1, 2 ja 3: 1 kV -sähkönjakelusta on tehty kannattavuus selvitykset, joiden perusteella sitä ei ole järkevää ottaa käyttöön Lahti Energia Sähköverkko Oy:n verkkoalueella. Syynä on se, että soveltuvia KJ-johtohaaroja on hyvin vähän ja KJ-johtohaarat ovat yleisesti lyhyitä, joten uuden jännitetason käyttöönotto ei ole kannattavaa.

Lisäksi 1 kV jakelu lisäisi jakelumuuntajien määrää ja kasvattaisi verkon tyhjäkäynti- ja kuormitushäviöitä.

~~-Tasasähköjärjestelmä~~

~~-Sähkövarastot~~

~~-Tuotannon tai kulutuksen joustopalvelut~~

~~-Muut rakenteet ja ratkaisut, mitkä?~~

Ratkaisujen katsotaan sisältävän ajantasaiset verkon suojaus-, automaatio- ja hallintajärjestelmät. Tavanomaisesta merkittävästi poikkeavan esim. suojaus-, automaatio- tai energiahallintaratkaisun ominaisuudet kustannuksineen ja kustannushyötyineen voidaan kuvata muissa rakenteissa ja ratkaisuissa.

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)

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

iii. Muu perusteltava syy

Kehittämisyöhykkeellä 1 vertailusta on jätetty pois kaikki ilmajohtoratkaisut johtuen lain asettamista käyttövarmuuden vaatimustasoista, sähköturvallisuusvaatimuksista sekä kaavoituksen aiheuttamista maankäytöllisistä syistä, kuten tilan puutteesta ja esteettisyysvaatimuksista.

Kehittämisyöhykkeillä 1, 2 ja 3 vertailusta on jätetty pois 1 kV -sähkönjakeluratkaisut johtuen sen kannattamattomuudesta a-kohdassa perustelluista syistä.

Tyypillisessä saarikohteessa, kehittämisyöhykkeellä 3, vertaillaan vain 0,4 kV sähkönjakeluratkaisuja, sillä suurin osa saarista syötetään 0,4 kV tai 20 kV -

vesikaapelilla, ja itse saaren sisäinen sähköverkko on 0,4 kV jännitetasossa. Jos saarella on 20/0,4 kV muuntamo, se on yleisesti heti KJ-kaapelin rantautumiskohdassa. Siten KJ-jännitetasoa ei tarvitse huomioida saarikohteissa.

### 3.2 Kehittämisyöhykkeille esitettyjen sähköjakeluratkaisujen kuvaus

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

- investointikustannukset
- muut investointiluonteiset kustannukset
- operatiiviset kustannukset
- keskeytysten aiheuttama haitta
- muu perusteltu kustannus (mikäli käytetty) ; purkukustannukset, häviökustannukset

Tarkempia ohjeita kustannusten laskennasta ja jaottelusta voidaan antaa erillisessä ohjeessa.

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

Kehittämisyöhyke 1 on kaavoitettua tiiviisti asuttua kaupunki- tai taajama- aluetta, jossa kustannustehokkain käyttövarmuus- ja sähköturvallisuusvaatimukset sekä maankäytölliset vaatimukset täyttävä kehittämisratkaisu on täydellinen maakaapelointi. Vyöhykkeen 1 kohteet ovat usein yhteisiä kohteita muiden infrarakentajien kanssa, mikä mahdollistaa maakaapeloinnin kustannusten pienentämisen yhteisrakentamista hyödyntäen.

Kehittämisyöhyke 2 on harvaan asuttua aluetta, jossa tyypillisen hankekokonaisuuden kustannustehokkain vaatimukset täyttävä kehittämisratkaisu on pääsääntöisesti maakaapelointi, kun kaapelointiolosuhteet ovat helpot ja yhteisöjen käyttö 20 kV ja 400 V -jännitetasoilla on optimaalista. Tapauskohtaisesti yksittäisten käyttöpaikkojen pienjännitehaarojen ollessa pitkiä, edullisin ratkaisu on ilmajohto. Kohteissa, joissa kaivuolosuhteet ovat vaikeat, kustannustehokkain ratkaisu on ilmajohto: keskijännitteellä PAS-johto ja pienjännitteellä AMKA (AMKA = pienjännitteellä käytetty standardi ilmakaapeli).

Kehittämisyöhyke 3 kattaa harvaan asutut saarikohteet, joissa osa asutuksesta on kausiluonteista. Tällaisen tyypillisen hankekokonaisuuden kustannustehokkain vaatimukset täyttävä ratkaisu on runkoverkon rakentamisen osalta vesistö/maakaapelointi. Saarella helpoilla kaivuosuuksilla kannattavin

rakentamistapa on maakaapelointi, vaikeilla osuuksilla ilmajohto. Myös vesistökaapelia voidaan käyttää rannan tuntumassa olevien liittymien syöttämiseen.

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

Edullisinta ratkaisua on verrattu kehittämisvyöhykkeittäin kaikkiin toteutettavissa oleviin ratkaisuihin.

Kehittämisvyöhykkeellä 1 kannattavana ratkaisuna on pääsääntöisesti aina maakaapelointi johtuen sähkön laatuvaatimuksista, sähköturvallisuusvaatimuksista, kaavoituksen vaatimuksista ja maankäytöllisistä vaatimuksista.

Muut vertailussa esitettävät ratkaisuvaihtoehdot eivät täytä tyyppillisessä vyöhykkeen 1 hankkeessa kaikkia vaatimuksia.

Kehittämisvyöhykkeillä 2 vertailussa on mukana kaikki käytössä olevat ratkaisuvaihtoehdot.

Kehittämisvyöhykkeellä 3 vertailussa ovat ainoastaan 0,4 kV sähkönjakeluratkaisut (AMKA ja maakaapeli), sillä 20 kV KJ-jännitetasoa ei tarvitse huomioida saarikohteissa (ks. kohta 1 b).

### 3.3 Kehittämisvyöhykkeen elinkaarikustannusten vertailu

a. Kuvaus kehittämisvyöhykkeelle tyyppillisestä hankekokonaisuudesta, jota käytetään kustannusvertailussa. Tarkempia ohjeita kuvauksessa vaadittavista tiedoista voidaan antaa erillisessä ohjeessa.

Kehittämisvyöhyke 1, Liipola: Tyyppillinen asemakaava-alueen sisäinen taajama-alue, jossa on kerrostaloasutusta. Alueen tiet ovat asfaltoituja, joten kaivukustannukset nousevat kohtuullisen korkealle, mutta kaupunkikuvallisista syistä ilmajohtoverkko on käytännössä poissuljettu vaihtoehto. Tässä kohteessa Liipola kaivu on tavallista edullisempaa, sillä paikallinen vesitoimittaja (Lahti Aqua) ja kaukolämpö (Lahti Energia) rakentavat osittain samoihin ojiin eli hyödynnämme yhteisrakentamista. Ojakustannukset jakautuvat yhteisrakentajien kesken.

Kehittämisvyöhyke 2, Koiskala-Siperia: Maaseutualue asemakaavan ulkopuolella, ja kohteessa vanha verkko ollut ilmajohtoa. Alue on maaseuduksi kohtuullisen tiuhaan asutettu. Kaivuolosuhteiltaan alue on helppoa, joten toteutusratkaisu verkon uusimiseen on maakaapeli sekä KJ- että PJ-jännitetasoilla. Pieni määrä 0,4 kV AMKA-johtoverkkoa jätetään ilmaan, sillä näillä johdoilla on pitoaikaa jäljellä reiluhkosti. KAH-kustannukset (KAH = keskeytyksestä aiheutunut haitta) ovat alueella pienet, koska asutus on pääosin kesäasuntoja.

Kehittämisvyöhyke 3, Oinassaari: Oinassaari on tyyppillinen saarikohde Lahti Energia Sähköverkon jakelualueella. Saarella ei ole KJ-verkkoa, vaan sitä syötetään PJ-



vesikaapelilla. Vanha AMKA-verkko saarella on ollut ongelmallista, koska vikojen ilmaantuessa korjaaminen on hankalaa ja kallista. Lisäksi kustannusvertailu näyttää PJ-maakaapelin elinkaarikustannuksiltaan edullisimmaksi saneerausrakentamisvaihtoehdoksi. Saaren liittymät ovat pääosin kesämökkejä, joissa kuormat ovat pienet, joten varsinainen KAH-kustannus ei ole kovin iso.

b. Kehittämisyöhykkeen tyypilliselle hankekokonaisuudelle esitetty vertailutaulukko

Kehittämisyöhykkeen 1 tyypillinen hankekokonaisuus (Liipola):

	<b>Kokonais-kustannus €</b>	Investointi-kustannukset €	Muut kerta-luonteiset kustannukset € (pylväsvaihto, suunnittelu ja rakennuttaminen)	Operatiiviset kustannukset (kunnossapito) €	KAH-kustannukset €	Muut kustannukset € (volyymin-kustannukset, häviö- ja purku-kustannukset)
Maakaapelointi (edullisin vaatimukset täyttävä ratkaisu)	451 293	312 927	29 408	1 714	18 806	88 437
Avojohto	560 829	264 429	25 991	16 890	145 116	108 405
Päällystetty avojohto	483 087	281 020	28 186	14 690	49 347	109 845
Ilmakaapeli	485 998	282 182	19 954	17 200	55 844	110 819

Kehittämisyöhykkeen 2 tyypillinen hankekokonaisuus (Koiskala-Siperia):

	<b>Kokonais-kustannus €</b>	Investointi-kustannukset €	Muut kerta-luonteiset kustannukset € (pylväsvaihto, suunnittelu ja rakennuttaminen)	Operatiiviset kustannukset (kunnossapito) €	KAH-kustannukset €	Muut kustannukset € (volyymin-kustannukset, häviö- ja purku-kustannukset)
Maakaapelointi (edullisin vaatimukset täyttävä ratkaisu)	269 449	215 545	17 244	1 710	3 064	31 886
Avojohto	309 980	174 463	26 920	14 147	35 791	58 659
Levennetty johtokatu	298 122	177 220	31 408	12 673	18 163	58 659
Päällystetty avojohto	286 311	175 119	26 972	14 217	16 628	53 375
Ilmakaapeli	276 641	170 302	26 587	14 217	12 497	53 038

Kehittämisyöhykkeen 3 tyypillinen hankekokonaisuus (Oinassaari):

	Kokonais- kustannus €	Investointi- kustannukset €	Muut kerta- luonteiset kustannukset € (pylväsvaihto, suunnittelu ja rakennutta- minen)	Operatiiviset kustannukset (kunnossa- pito) €	KAH- kustannukset €	Muut kustannukset € (volyyymi- kustannukset, häviö- ja purku- kustannukset)
Maa/vesikaapelointi (edullisin vaatimukset täyttävä ratkaisu), 0,4kV	46 227	39 915	3 193	182	7	2 930
Ilmakaapeli 0,4 kV	52 036	29 423	4 260	4 592	21	13 740

#### 4 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 säädetty 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 täytyvät vuoteen 2028 mennessä, ilmoittavat paljonko ne investoivat verkon laatuvaatimusten sekä verkon kapasiteetin ylläpitämiseksi.

##### 4.1 Investoinnit ja kunnossapito

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

a. Suurjänniteverkko (SJ)

i. Investoinnit (M€ = miljoonaa euroa)

a) 2014–2021

5,5 M€

b) 2022–2028

Valvontamallin 2024 mahdollistama: 3,3 M€; ennen 2024  
suunniteltu: 3,9 M€

c) 2029–2036

Valvontamallin 2024 mahdollistama: 3,0 M€; ennen 2024  
suunniteltu: 3,8 M€

ii. Kunnossapito

a) 2014–2021

0,6 M€

b) 2022–2028

0,7 M€

c) 2029–2036

0,8 M€

b. Sähköasemat

i. Investoinnit

a) 2014–2021

7,0 M€

b) 2022–2028

Valvontamallin 2024 mahdollistama: 15,4 M€; ennen 2024  
suunniteltu: 18 M€

c) 2029–2036

Valvontamallin 2024 mahdollistama: 2,7 M€; ennen 2024  
suunniteltu: 3,4 M€

ii. Kunnossapito

a) 2014–2021

0,5 M€

b) 2022–2028

1 M€

c) 2029–2036

1,2 M€

c. Keskiänniteverkko (KJ)

i. Investoinnit

a) 2014–2021

18,1 M€

b) 2022–2028

Valvontamallin 2024 mahdollistama: 10,9 M€; ennen 2024  
suunniteltu: 12,7 M€

c) 2029–2036

Valvontamallin 2024 mahdollistama: 10,4 M€; ennen 2024  
suunniteltu: 13 M€

ii. Kunnossapito

a) 2014–2021

0,73 M€

b) 2022–2028

0,39 M€

c) 2029–2036

0,44 M€

d. Muuntamot

i. Investoinnit

a) 2014–2021

8,8 M€

b) 2022–2028

Valvontamallin 2024 mahdollistama: 5,3 M€; ennen 2024  
suunniteltu: 6,2 M€

c) 2029–2036

Valvontamallin 2024 mahdollistama: 6,8 M€; ennen 2024  
suunniteltu: 8,5 M€

ii. Kunnossapito

a) 2014–2021

0,33 M€

b) 2022–2028

0,19 M€

c) 2029–2036

0,22 M€

e. Pienjänniteverkko (PJ)

i. Investoinnit

a) 2014–2021

16,4 M€

b) 2022–2028

Valvontamallin 2024 mahdollistama: 12,4 M€; ennen 2024  
suunniteltu: 14,4 M€

c) 2029–2036

Valvontamallin 2024 mahdollistama: 15,4 M€; ennen 2024  
suunniteltu: 19,2 M€

## ii. Kunnossapito

## a) 2014–2021

0,75 M€

## b) 2022–2028

0,52 M€

## c) 2029–2036

0,59 M€

## 4.2 Käyttöpaikat laatuvaatimusten piirissä

Kuinka paljon verkonhaltijalla tulee olemaan käyttöpaikkoja laatuvaatimusten piirissä sähkömarkkinalain 119 §:n mukaisina ajankohtina? Jakeluverkonhaltija ilmoittaa vastauksen sille asetetun aikataulun mukaisesti alakohtiin.

Vertailun helpottamiseksi käyttöpaikkojen määrän kasvua ei ole huomioitu.

## a. Asemakaava-alueella

## i. 31.12.2023

84 418 kpl

## ii. 31.12.2028

84 418 kpl

## iii. 31.12.2036

84 418 kpl

## b. Asemakaava-alueen ulkopuolella

## i. 31.12.2023

6851 kpl

## ii. 31.12.2028

7476 kpl

## iii. 31.12.2036

8475 kpl

c. Alueilla, joihin sovelletaan paikallisiin olosuhteisiin perustuvaa laatuvaatimustasoa

i. 31.12.2023

106 kpl

ii. 31.12.2028

106 kpl

iii. 31.12.2036

106 kpl

#### 4.3 Sähkönjakeluverkko laatuvaatimusten piirissä

Kuinka suuri osa sähkönjakeluverkosta täyttää laatuvaatimukset sähkömarkkinalain 119 §:n mukaisina ajankohtina? Jakeluverkonhaltija ilmoittaa vastauksen sille asetetun aikataulun mukaisiin alakohtiin.

a. KJ, km

i. 31.12.2023

916 km

ii. 31.12.2028

953 km

iii. 31.12.2036

1012 km

b. PJ, km

i. 31.12.2023

3143 km

ii. 31.12.2028

3186 km

iii. 31.12.2036

3256 km

#### 4.4 Sähkönjakeluverkon maakaapelointiasteen kehitys

Mikä on sähkönjakeluverkon maakaapelointiaste eri jännitetasoilla toimenpiteiden jälkeen sähkömarkkinalain 119 §:n mukaisina ajankohtina? Jakeluverkonhaltija ilmoittaa vastauksen sille asetetun aikataulun mukaisesti alakohtiin.

##### a. KJ, %

i. 31.12.2023

66,6 %

ii. 31.12.2028

70 %

iii. 31.12.2036

75 %

##### b. PJ, %

i. 31.12.2023

80,8 %

ii. 31.12.2028

82 %

iii. 31.12.2036

84 %

#### 4.5 Investointeja vaativa uusi tuotanto ja uudet kuormat seuraavan 10 vuoden aikana

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

##### a. Seuraavan 0–5 vuoden aikana

Kujalan alueen kehittyminen ja merkittävä kuormituksen kasvaminen aiheuttavat tarpeen uudelle 110/20 kV sähköasemalle, joka on parasta aikaa rakenteilla.

Jakelualueemme muuntajat ovat mitoitettu niin, että niissä on riittävästi kapasiteetti ennustetulle keskimääräiselle kasvuille. Suurimpaan osaan muuntamoista voidaan vaihtaa tarvittaessa suurempi muuntaja.



Uutta kuormituksen kasvua tulee teollisuuden yksittäisistä suurista kohteista. Arvioimme, että teollisuuden siirtyminen maakaasusta ja öljystä sähkön käyttöön saattaa aiheuttaa toimenpiteitä. Myös sähköinen liikenne ja lämmitystapojen sähköistyminen lisäävät kuormitusta.

Toimenpiteinä ovat keskimääräisen keskijänniteverkon poikkipinta-alan kasvattaminen. Uusien päämuuntajien mitoituksessa pitää ottaa huomioon kasvavat kuormat. 0–5 vuoden sisällä on tulossa 2–3 päämuuntajan vaihtoa.

#### b. Seuraavan 6–10 vuoden aikana

Sähköinen liikenne voimistuu ja todennäköisesti myös sähkökäyttöiset lämmitysmuodot. Teollisuuden tehon tarve riippuu alueen kehityksestä yleisesti.

Teollisuuden yksittäiset suuret investoinnit koetaan mahdollisena riskinä sähkön jakelun kapasiteetille normaali- ja varasyöttötilanteessa. Näiden kohteiden tulemista on kuitenkin vaikea ennustaa, joten käytämme kaavoitukseen perustuvaa kapasiteetin ennakkointia.

6–10 vuoden sisällä on tulossa 2–3 päämuuntajan vaihtoa.

6–10 vuoden sisällä saatetaan joutua hankkimaan muutamia uusia KJ-jakelumuuntajia kuormituksen kasvun vuoksi.

Teollisuuden mahdolliset suuret pistemäiset tehon kulutuskohteet saattavat aiheuttaa ennenaikaisia investointeja jakeluverkkoon.

#### 4.6 Uuden tuotannon ja kuormien vaatimat investoinnit seuraavan 10 vuoden aikana

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

Vastauksien euromäärät ovat kuormituksen kasvun ja kulutuspisteiden muutoksesta syntyviä kustannuksia. Kohteet uudistetaan teknisen käyttöajan jälkeen. Kustannuksista näkee siis muutoksen verkon arvossa.

##### a. Seuraavan 0–5 vuoden aikana

Kujalan uusi sähköasema 6 100 000 €

KJ-Verkon vahvistaminen kuormituksen kasvun vuoksi noin 200 000 €.

Teivaanmäen sähköaseman (SA) uusi päämuuntaja, uuden kuorman osuus kapasiteetista noin 200 000 €.

Kytölän sähköaseman uusi päämuuntaja, uuden kuorman osuus kapasiteetista noin 600 000 €.

Mustakallion sähköaseman uusi päämuuntaja, uuden kuorman osuus kapasiteetista noin 200 000 €.

Teollisuuden suuret pistemäiset kohteet investointipäätösten perusteella. Suurjänniteverkon kapasiteetin investointitarpeet 0-X €.

Uusikylä-Villähde uusi KJ-yhteys: noin 360 000 €

Nikkilä-Sopenkorpi uusi KJ-yhteys: Noin 510 000 €

SOP-TEI 10 kV -yhteyden kapasiteetin nosto: noin 35 000 €

KAIKKI INVESTOINNIT YHTEENSÄ: 8 205 000 € + mahdolliset investoinnit teollisuuden kuormituksen kasvun vuoksi.

b. Seuraavan 6–10 vuoden aikana

KJ-Verkon vahvistaminen kuormituksen kasvun vuoksi noin 200 000 €.

Salpakangas SA uusi päämuuntaja, uuden kuorman osuus kapasiteetista noin 400 000 €.

Kalliola SA uusi päämuuntaja, uuden kuorman osuus kapasiteetista noin 400 000 €.

110 kV verkon vahvistaminen kuormituksen kasvun vuoksi 2 200 000 € (KVA-UUS yhteys)

Teollisuuden suuret pistemäiset kohteet investointipäätösten perusteella. Suurjänniteverkon kapasiteetin investointitarpeet 0-X €.

Sopenkorpi – Salpakangas yhteyden vahvistaminen noin 330 000 €.

KAIKKI INVESTOINNIT YHTEENSÄ: 3 530 000 € + mahdolliset investoinnit teollisuuden kuormituksen kasvun vuoksi.

4.7 Havainnollistus uuden tuotannon ja uusien kuormien liittamisestä verkkoalueella.

a. Mihin maantieteellisesti sijoittuvat kysymyksessä 5 kuvatut investointitarpeet?

Uusi sähköasema ja sen jakeluverkon kaapeloinnit tulevat Lahteen Kujalan alueelle.

Kapasiteettivaraukset tehdään jakelualueemme teollisuuskaavoitukseen.

KJ-verkon poikkipinta-alaa kasvatetaan ikäperusteisen uusimisen yhteydessä kaikkialla jakeluverkkomme alueella, jossa kuormitusennuste sen vaatii.

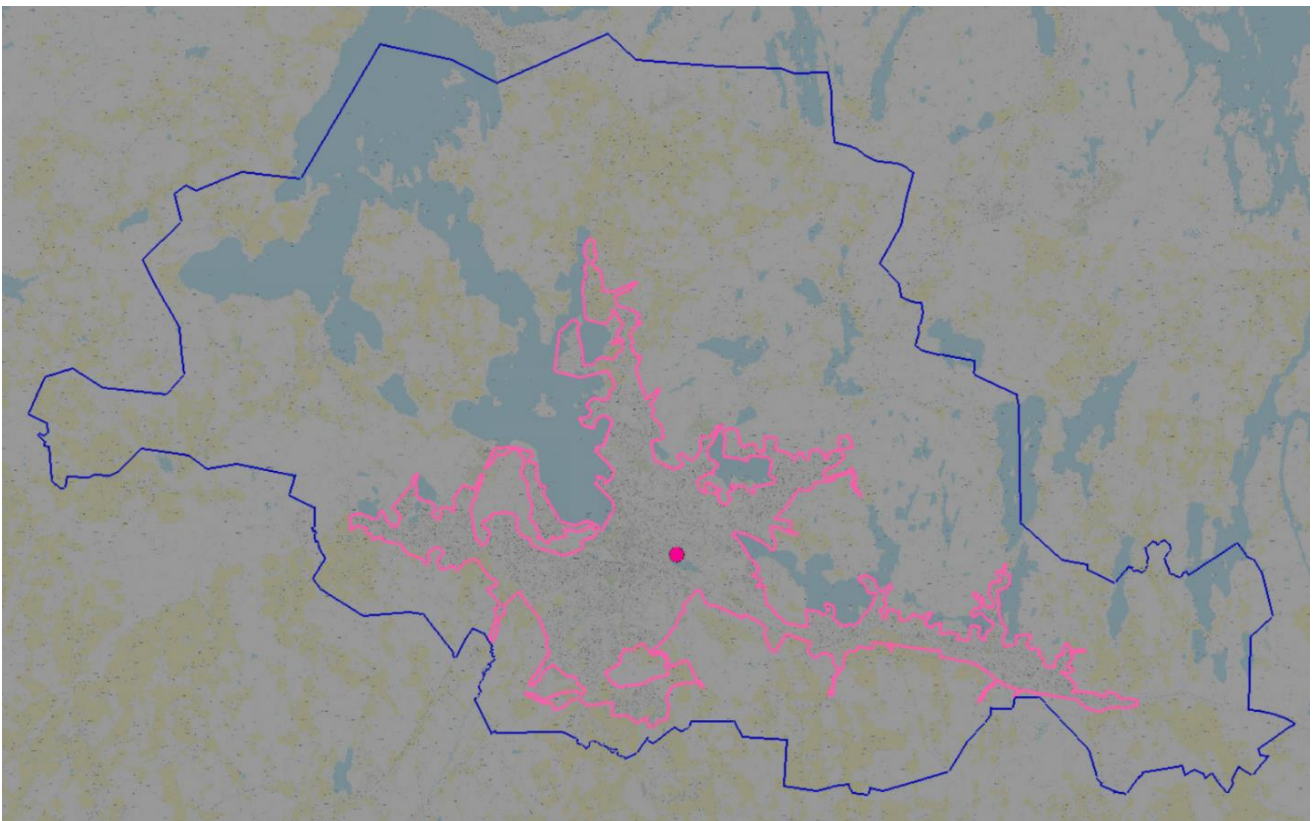
Päämuuntajat tulevat Teivaanmäkeen, Kytölään, Villähteelle, Salpakankaalle ja Uuteenkylään.

b. Missä sijaitsee jakeluverkossa vapaata kapasiteettia uuden tuotannon ja uusien kuormien liittämiseksi? (Toimitettava ensimmäisen kerran 2024)

Vapaa kapasiteetti tarkoittaa kapasiteettia, joka pystytään kytkemään verkkoon kohtuullisen lyhyellä (alle 6 kk) toimitusajalla. Vapaata kapasiteettia rajoittaa komponenttien kuormitettavuuden lisäksi kohteen jännitteenalenema, oikosulkuvirta, tuotannon vaikutus jännitteeseen sekä liittymän mahdolliset vaikutukset jakeluverkkoon. Lisäksi varasyöttöyhteyksien kapasiteetti tulee ottaa huomioon. Tässä dokumentissa vapaan kapasiteetin arvioinnissa on otettu huomioon edellä mainittuja tekijöitä.

Kaikki vapaaseen kapasiteettiin liittyvät data ei ole julkista, joten tarkkaa arviota ei voida esittää julkisessa dokumentissa. Tarkemman arvion halutun kohteen kapasiteetista voi pyytää Lahti Energia Sähköverkon liittämymyynnistä.

Alla olevassa vapaa kapasiteetti on esitetty kartalla jaettuna kahteen alueeseen. Korkeamman vapaan kapasiteetin alue on pinkin alueen sisällä ja matalamman vapaan kapasiteetin alue on sinisen alueen sisällä.



*Kuva 1: Lahti Energia Sähköverkko Oy:n jakelualue sinisellä viivalla ja korkeamman vapaan kapasiteetin alue pinkillä viivalla*

Arvioitu vapaa kapasiteetti pinkin alueen sisällä:

- Kulutusliittymät 2 MW
- Tuotantoliittymät ja hitaat sähkövarastot 1,5 MW
- Taajuussäätöön osallistuvat sähkövarastot 0,5 MW

Arvioitu vapaa kapasiteetti sinisen alueen sisällä:

- Kulutusliittymät 1 MW
- Tuotantoliittymät ja hitaat sähkövarastot 0,75 MW
- Taajuussäätöön osallistuvat sähkövarastot 0,25 MW

## 5 LIITE 5 – Sähkönjakeluverkon kehittämistoimenpiteet kuluvan ja seuraavan vuoden aikana

Sähkönjakeluverkon haltijan on esitettävä kehittämissuunnitelmassaan kahden vuoden jaksoihin jaoteltuna yksityiskohtaiset toimenpiteet, jotka parantavat järjestelmällisesti ja pitkäjänteisesti jakeluverkon 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.

### 5.1 Investoinnit ja kunnossapito kuluvana ja seuraavana vuotena

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

#### a. SJ

##### i. Investoinnit

Valvontamallin 2024 mahdollistama: 1,1 M€; ennen 2024 suunniteltu:  
1,4 M€

##### ii. Kunnossapito

0,28 M€

#### b. Sähköasemat

##### i. Investoinnit

Valvontamallin 2024 mahdollistama: 5,8 M€; ennen 2024 suunniteltu:  
7,2 M€

ii. Kunnossapito

0,35 M€

c. KJ

i. Investoinnit

Valvontamallin 2024 mahdollistama: 3,2 M€; ennen 2024 suunniteltu:  
4,0 M€

ii. Kunnossapito

0,11 M€

d. Muuntamot

i. Investoinnit

Valvontamallin 2024 mahdollistama: 2,2 M€; ennen 2024 suunniteltu:  
2,7 M€

ii. Kunnossapito

0,04 M€

e. PJ

i. Investoinnit

Valvontamallin 2024 mahdollistama: 3,3 M€; ennen 2024 suunniteltu:  
4,1 M€

ii. Kunnossapito

0,10 M€

5.2 Käyttöpaikat laatuvaatimusten piirissä kuluvan ja seuraavan vuoden jälkeen

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

a. Asemakaava-alueella

84 418 kpl

b. Asemakaavan ulkopuolella

7172 kpl

c. Alueilla, joihin sovelletaan paikallisiin olosuhteisiin perustuvaa laatuvaatimustasoa

106 kpl

### 5.3 Toimenpiteet kuluvan ja seuraavan vuoden aikana

Millä kehittämisvyöhykkeillä sekä minkälaisia toimenpiteitä tehdään kuluvan ja seuraavan vuoden aikana?

Koska kehittämisvyöhyke 1 eli asemakaava-alueet on jo saatu 6 tunnin toimitusvarmuusvaatimuksen piiriin, ja Kehittämisvyöhyke 3 eli saaret ovat jo 120 tunnin toimitusvarmuusvaatimuksen piirissä, toimenpiteet kohdistuvat sataprosenttisesti kehittämisvyöhykkeelle 2 eli asemakaavan ulkopuoliselle alueelle (pois lukien saaret).

Kehittämisvyöhykkeellä 2 siirretään sähköverkkoa laatuvaatimusten piiriin pääosin keskijänniteverkon haarajohtoja kaapeloiden. Kaapeloitava KJ-verkkomäärä on noin 10 km. Samassa yhteydessä kaapeloidaan sopivin osin läheistä PJ-verkkoa noin  $0,5 \cdot 30,8 \text{ km} = \text{n. } 15 \text{ km}$ . Työmaita ovat esimerkiksi 24013 Näkkimistö, 24002 Säynätjärven haara, Urajärvi ja Kesälän haara, Salajärvi sekä Kivijärventie, jossa on ollut paljon vikoja ilmajohdossa.

Johtokatuja reunasahauksia helikopterityönä tullaan tekemään KJ-verkolle asemakaava-alueen ulkopuolella eli kehittämisvyöhykkeellä 2 noin 50 km.

SJ-verkolle suunnitellaan tehtävän alustaraivauksia noin 34 km ja latvasahauksia noin 32 km, pääosin kehittämisvyöhykkeellä 2.

### 5.4 Sähkönjakeluverkko laatuvaatimusten piirissä kuluvan ja seuraavan vuoden jälkeen

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

a. KJ, km

929,5 km

b. PJ, km

3156,3 km

### 5.5 Sähkönjakeluverkon maakaapelointiasteet kuluvan ja seuraavan vuoden jälkeen

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

a. KJ

68 %

b. PJ

81,3 %

## 5.6 Yhteisrakentaminen numeroina

Kuinka suuressa osassa suunnitelluista investoinneista yhteisrakentamista on suunniteltu hyödynnettävän?

a. Kilometreinä

9 km

b. Prosentteina investoitavista kilometreistä

18 %

## 5.7 Seuraavan kahden vuoden investointien julkaisu ja yhteisrakentaminen

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

Suunnitelmat on julkaistu Verkkotietopisteessä. Suunnitelmat ovat olleet muiden saatavilla keskimäärin noin puoli vuotta ennen suunniteltua rakentamista.

## 5.8 Uuden tuotannon ja kuormien aiheuttamat investoinnit, kuluva ja seuraava vuosi

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

Noin 6 380 000 €

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

Teivaanmäki SA uusi päämuuntaja, uuden kuorman osuus kapasiteetista noin 200 000 €.

KJ-Verkon vahvistaminen kuormituksen kasvun vuoksi noin 80 000 €.

Kujalan uusi sähköasema 6 100 000 €

## 5.9 Joustopalveluiden hyödyntäminen kuluvan ja seuraavan vuoden aikana

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

Kehitysinsinööri on mukana Fingridin kuormanohjaustyöryhmässä. Yhden yrityksen kanssa on alustavasti sovittu megawattiluokan kulutusjoustosta harvinaisten sähköasemavikojen tapauksessa.

b. Minkälaisia joustopalveluita ja minkälaisissa kohteissa joustopalveluita hyödynnetään? Joustopalveluista on kuvattava myös niiden volyyymi ja saavutettavissa olevat hyödyt.

Alustavasti on sovittu yhden teollisuusyrityksen kanssa 4 MW:n kulutusjoustosta. Hyöty on siinä, ettei tarvitse rakentaa erillistä varasyöttöyhteyttä, joka tarvittaisiin sähköasemavian tapauksessa.

c. Mitkä ovat arvioidut kustannukset joustopalveluiden hyödyntämisestä?

i. Käyttöönottokustannukset, €

Tässä tapauksessa 0 €, koska asiakas on halukas toteuttamaan tämän ilmaiseksi.

ii. Vuosittaiset käyttökustannukset, €/a

Asiakas toteuttaa manuaalisen kytkimen, jolla Lahti Energia Sähköverkko saa kytkettyä 4 MW pois päältä. Tämä on normaali käyttökytkin, joka toteutuu muutenkin. Siksi käyttökustannukset ovat lähinnä 2 h asentajakäynti eli noin 300 €/käyttökerta. Jos arvioidaan sähköasemavian tapahtuvan kerran viidessäkymmenessä vuodessa, käyttökustannus on noin 6 €/a.

iii. Elinkaaren ajalta syntyvät kustannushyödyt, €

Säästetään kaapeloidun KJ-varasyöttöyhteyden investointikustannukset, noin 150 000 €.

## 6 LIITE 6 – Sähkönjakeluverkon kehittämistoimenpiteet kahden edellisen vuoden aikana

Sähkönjakeluverkon haltijan on esitettävä kehittämissuunnitelmassaan kahden vuoden jaksoihin jaoteltuna yksityiskohtaiset toimenpiteet, jotka parantavat järjestelmällisesti ja pitkäjänteisesti jakeluverkon luotettavuutta ja varmuutta. Jakeluverkonhaltijan on esitettävä 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.



## 6.1 Investoinnit ja kunnossapito kahtena edellisenä vuotena

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

### a. SJ

#### i. Investoinnit

1,9 M€

#### ii. Kunnossapito

0,11 M€

### b. Sähköasemat

#### i. Investoinnit

3,3 M€

#### ii. Kunnossapito

0,32 M€

### c. KJ

#### i. Investoinnit

3,1 M€

#### ii. Kunnossapito

0,11 M€

### d. Muuntamot

#### i. Investoinnit

1,6 M€

#### ii. Kunnossapito

0,04 M€

### e. PJ

#### i. Investoinnit

4,0 M€

ii. Kunnossapito

0,10 M€

6.2 Käyttöpaikat laatuvaatimusten piirissä

Kuinka paljon verkonhaltijalla on käyttöpaikkoja laatuvaatimusten piirissä edellisten toimenpiteiden jälkeen?

a. Asemakaava-alueella

84 418 kpl

b. Asemakaavan ulkopuolella

6851 kpl

c. Alueilla, joihin sovelletaan paikallisiin olosuhteisiin perustuvaa laatuvaatimustasoa

106 kpl

6.3 Toimenpiteet edellisen kahden vuoden aikana

Millä kehittämisvyöhykkeillä sekä minkälaisia toimenpiteitä tehtiin edellisen kahden vuoden aikana?

Koska kehittämisvyöhyke 1 eli asemakaava-alueet ovat käytännössä kaapeloidut, ja niillä 6 tunnin toimitusvarmuus täyttyy, keskityttiin asemakaavan ulkopuolisiin 36 tunnin toimitusvarmuuden alueisiin eli kehittämisvyöhykkeelle 2. Ainoastaan Enonsaareissa oleva pieni 2 käyttöpaikka sisältävä asemakaava-alue saatiin rakenteellisesti 6 tunnin toimitusvarmuusalueen piiriin, kun saari saatiin KJ-kaapelirenkaaseen ja muutenkin vesi- ja maakaapeloitua PJ-verkon osalta.

Keskijänniteverkon ikääntyneitä ja huonoissa olosuhteissa (esim. umpimetsässä) sijaitsevia, pääosin KJ-ilmajohtohaaroja kaapeloitiin noin 4,7 km, ja Enonsaaren työssä asennettiin 1,8 km KJ-vesikaapelia. KJ-kaapeloinnin yhteydessä, kun PJ-maakaapelia sai osin samoihin ojiin, kaapeloitiin PJ-ilmajohtoverkkoa noin 12 km. Lisäksi asennettiin PJ-vesikaapelia Enonsaareissa noin 2,4 km.

Johtokatuja reunasahauksia helikopterityönä on tehty KJ-verkolle asemakaava-alueen ulkopuolella eli kehittämisvyöhykkeellä 2 noin 60 km. SJ-verkolle on tehty alustaraivauksia 27 km, pääosin kehittämisvyöhykkeellä 2.

Toimitusvarmuusinvestoinneista kohdistui siis 98 % kehittämisvyöhykkeelle 2, ja 2 % kehittämisvyöhykkeelle 1. Kehittämisvyöhyke 3 eli saaret katsotaan pystyttävän korjaamaan 120 tunnin toimitusvarmuuden määrittämässä ajassa.

#### 6.4 Sähkönjakeluverkko laatuvaatimusten piirissä

Kuinka suuri osa sähkönjakeluverkosta täyttää toiminnan laatuvaatimukset kahden edellisen vuoden toimenpiteiden jälkeen?

a. KJ, km

919 km

b. PJ, km

3140 km

#### 6.5 Yhteisrakentaminen numeroina

Kuinka suuressa osassa investoinneista yhteisrakentamista on hyödynnetty?

a. Kilometreinä

13 km

b. Prosentteina investoiduista kilometreistä

14 %

#### 6.6 Uuden tuotannon ja kuormien aiheuttamat investoinnit, edelliset 2 vuotta

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

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

1 200 000 €

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

Summa koostuu pääosin uuden sähköaseman (Kujala) investoinnista. Suurin osa sähköaseman kustannuksista tulee maksuun vasta vuonna 2024.

Kasvavat kuormitusennusteet pakottivat nostamaan kaapeleiden poikkipinta-alaa ja vahvistamaan varasyöttöyhteyksiä. Näiden osalta on vaikeaa arvioida, kuinka paljon kustannuksia tulee uuden kuorman vuoksi.

Kommentti: kaikkien komponenttien hinnat ovat nousseet reilusti, varsinkin päämuuntajat. Valvontamallin yksikköhinnat päämuuntajien osalta ovat noin puolet liian pieniä.

## 6.7 Joustopalveluiden hyödyntäminen

Joustopalveluiden hyödyntäminen kahden edellisen vuoden toimenpiteiden jälkeen. (Alakohtat b. ja c. ja d. toimitetaan ensimmäisen kerran vuoden 2026 kehittämissuunnitelmassa)

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

Olemme tukeutuneet Joonas Harejan 2023 diplomityöhön, jossa todetaan, että joustopalveluiden hintaa ei ole vielä tiedossa, koska palveluntarjoajat puuttuvat.  
<https://lutpub.lut.fi/handle/10024/165843>

~~b. Minkälaisia joustopalveluita ja minkälaisissa kohteissa joustopalveluita on hyödynnetty? Joustopalveluista on kuvattava myös niiden volyyymi ja saavutetut hyödyt.~~

~~c. Kuinka verkonhaltija on seurannut ja selvittänyt käytössä olevien joustopalveluiden markkinaehtoisuuden toteutumista?~~

~~d. Mitkä ovat toteutuneet kustannukset joustopalveluiden hyödyntämisestä?~~

~~i. Käyttöönottokustannukset, €~~

~~ii. Vuosittaiset käyttökustannukset, €/a~~

~~iii. Kahden edellisen vuoden aikana joustopalveluilla saavutetut kustannushyödyt, €~~

## 6.8 Kahden edellisen vuoden toteuma verrattuna 2022 kehittämissuunnitelmaan

Onko edellisen kahden vuoden toteuma edellisessä kehittämissuunnitelmassa esitetyn suunnitelman kanssa yhdenmukainen? Poikkeamat suunnitelman ja toteuman välillä on perusteltava.

Edellisen kahden vuoden toteuma on edellisessä vuoden 2022 kehittämissuunnitelmassa esitetyn suunnitelman kanssa olennaisin osin yhdenmukainen. Mm. työt Enonsaari – Karjusaari (työ 18032), Viuha (työ 17008) ja Riissuonpohja Vaania (työ 23041) saatiin toteutettua suunnitelmien mukaisesti. Lisäksi työssä Haravakylä II (työ: 22001) saatiin rakenteellisesti 36 tunnin toimitusvarmuuden piiriin viimeisetkin ilmajohdot alueella (pääosin kaapeloiden), mitä ei oltu huomioitu vuoden 2022 kehittämissuunnitelmassa.

Työtä 24013 Näkkimistö ei saatu toteutettua suunnitellusti 2023, koska alueelta paljastui vikoja. Siksi työmaa laajeni alun perin suunnitellusta, ja työmaalle täytyi tehdä osin uusi suunnitelma. Näkkimistö on kuitenkin työohjelmassa 2024. Työtä 24002 Säynätjärven haara, Urajärvi ei saatu toteutettua vielä 2023 suunnitellusti, koska sinne asennettavan vesikaapelin lupaprosessi on viivästynyt verkkoyhtiöstä riippumattomista syistä. Säynätjärven haara, Urajärvi on kuitenkin työohjelmassa 2024. Työtä Kesälän haara, Salajärvi jouduttiin siirtämään kiireellisempien työmaiden

takia vuodelta 2023 vuodelle 2024, koska alueen kuormat ovat pienet ja alueella on lähinnä kesämökkejä.

#### 6.9 Kartta laatuvaatimukset täyttävistä alueista

Verkonhaltijan on toimitettava määrämuotoinen kartta laatuvaatimukset täyttävistä alueista

Tämä kartta on toimitettu Verkkotietopisteeseen [www.verkkotietopiste.fi](http://www.verkkotietopiste.fi).

### **7 LIITE 7 – Kehittämissuunnitelmasta kuuleminen**

Verkonhaltijan on kuultava asiankuuluvia verkon käyttäjiä, kantaverkon sekä suurjännitteisen jakeluverkon haltijoita verkonhaltijan avoimesta kehittämissuunnitelmasta. Verkon käyttäjien kuulemisen on kestettävä vähintään yhden kuukauden ajan ja sen tulee olla käynnissä vähintään 1.–31.5.