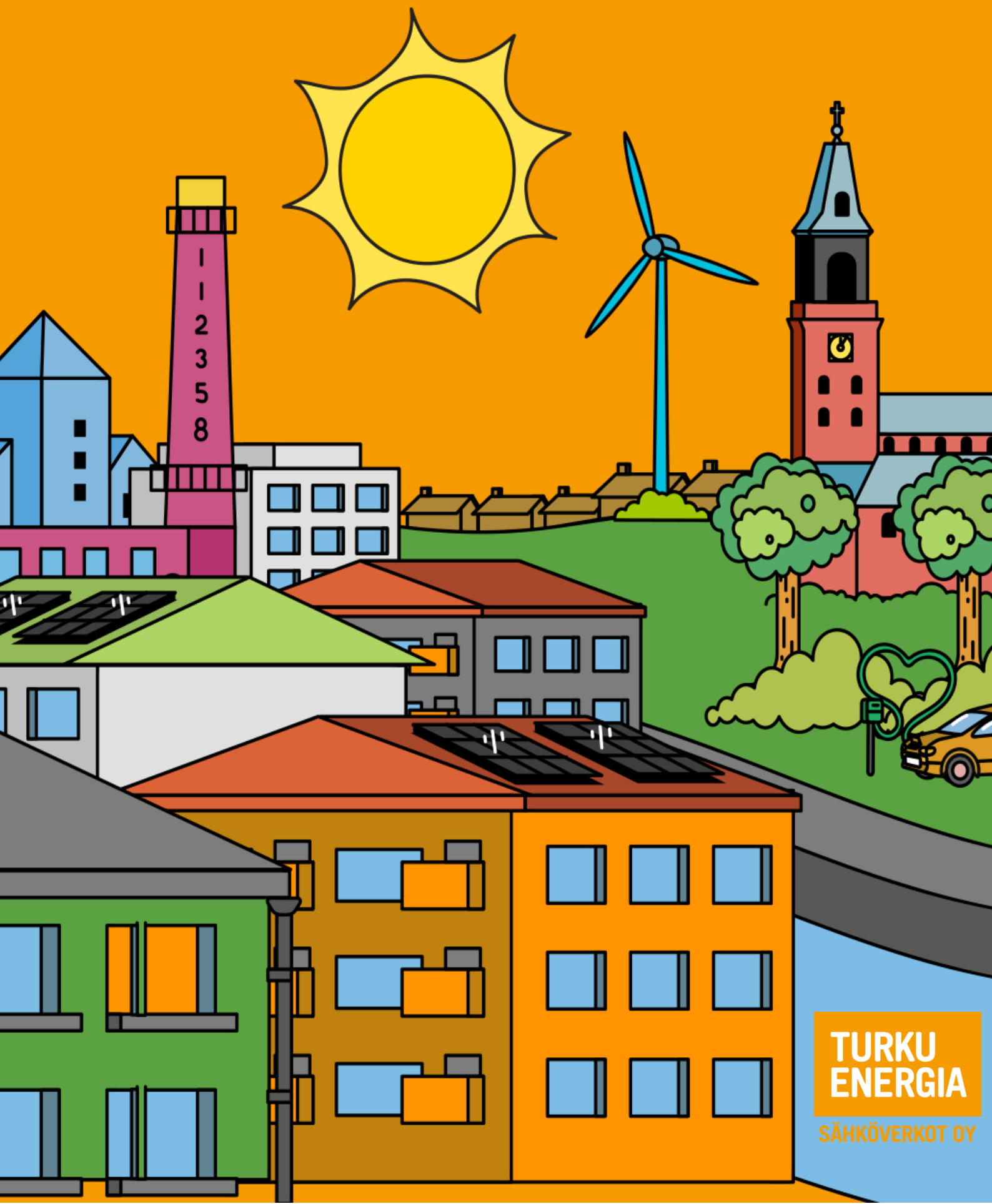


# Turku Energia Sähköverkot Oy:n kehittämissuunnitelma 2026



**TURKU  
ENERGIA**

SÄHKÖVERKOT OY

28.4.2026

## Sisällysluettelo

Sisällysluettelo.....	2
Johdanto .....	5
1 Sähkönjakeluverkon strateginen ennuste toimintaympäristön muutoksista .....	6
1.1 Kaupunkikasvu ja väestönkehitys Turussa.....	6
1.2 Puhdas siirtymä ja energiamurros.....	7
1.2.1 Turun kaupungin ilmasto- ja luontotyö.....	7
1.2.2 Ympäristövastuu Turku Energiassa.....	8
1.2.3 Energiamurros: Sähkön kulutusmuutokset lämmitystavoissa ja asumisessa .....	8
1.2.4 Energiamurros: Liikenteen sähköistyminen .....	10
1.2.4.1 Henkilöautot .....	10
1.2.4.2 Pakettiautot.....	11
1.2.4.3 Bussiliikenne .....	11
1.2.4.4 Kuorma-autot .....	11
1.2.4.5 Latausverkoston kehittyminen.....	11
1.2.4.6 Raitiotie ja superbussit.....	12
1.2.4.7 Meriliikenne.....	13
1.2.4.8 Lentoliikenne.....	13
1.2.5 Energiamurros: Teollisuuden sähköistyminen.....	13
1.2.6 Energiamurros: Sähköntuotanto ja sähkövarastot .....	13
1.3 Lainsäädännön kehittyminen .....	15
1.4 Sähköverkkotoiminnan valvontamenetelmien muutokset.....	15
1.5 Kantaverkon kehittämissuunnitelma .....	16
1.6 Muuttuva ilmasto ja sään ääri-ilmiöt.....	16
1.7 Toimintaympäristön muutosten vaikutukset TESV:n toiminnassa .....	17
1.7.1 Kulutuksen ja tuotannon ennusteet sekä niiden perustelut.....	18
1.7.2 Ilmastonmuutoksen ja sääilmiöiden huomioiminen .....	21
1.7.3 Keskijänniteverkon jännitteen muutos.....	21
1.7.4 Muita muutoksia toimintaympäristössä .....	22
2 Sähkönjakeluverkon kehittämissuunnitelman lähtökohdat .....	23
2.1 Sähkönjakeluverkon kehittämissuunnitelman lähtökohdat .....	23
2.1.1 Kuvaukset vyöhykkeittäin .....	23
2.1.1.1 Asemakaava-alue.....	24
2.1.1.2 Kaavoittamaton alue .....	24

28.4.2026

2.1.1.3 Sillattomat saaret.....	25
2.1.2 Kehittämisyöhykkeiden tunnuslukuja 31.12.2025 .....	25
2.1.2.1 Verkon keski-ikä ja tekninen pitoaika yöhykkeittäin .....	25
2.1.2.2 Verkon kokonaismäärät ja laatuvaatimukset täyttävän verkon osuudet yöhykkeittäin.....	26
2.1.2.3 Liittymien ja käyttöpaikkojen kokonaismäärät ja laatuvaatimusten piirissä olevat käyttöpaikat yöhykkeittäin .....	26
2.1.2.4 Maakaapelimäärät yöhykkeittäin.....	26
2.1.2.5 Ilmajohtojen määrät metsässä, teiden varressa ja laatuvaatimukset täyttävä ilmajohtoverkko yöhykkeittäin .....	27
2.2 Sähkönjakeluverkon kehittämisstrategia .....	27
2.2.1 Asemakaava-alueen suunnittelukriteerit (6 h) .....	27
2.2.2 Kaavoittamattoman alueen suunnittelukriteerit (36 h).....	28
2.2.3 Sillattomien saarien suunnittelukriteerit (120 h).....	28
2.3 Erityispiirteiden huomioiminen verkon kehittämisessä .....	28
2.3.1 Yhteisrakentaminen ja yhteydet muiden verkonhaltijoiden verkkoihin .....	28
2.3.2 Joustopalvelut.....	29
2.3.3 Yhteiskunnan toiminnan kannalta kriittiset kohteet.....	30
2.3.4 Energiatehokkuustoimenpiteet .....	30
2.4 Verkon elinkaarikustannusten laskenta kehittämisvyöhykkeillä .....	31
2.4.1 Elinkaarikustannusten tekijöiden määrittely .....	31
2.4.2 Yhteisrakentamisen ja varayhteydet elinkaarikustannuksissa .....	31
2.4.3 Kehittyneiden verkstoratkaisujen huomioiminen .....	31
2.5 Elinkaarikustannusten seuranta .....	31
3 Sähkönjakeluverkon kehittämisvyöhykkeillä käytettävien ratkaisujen kustannusvertailu.....	32
3.1 Käytettävät ratkaisut kehittämisvyöhykkeittäin .....	32
3.1.1 Vertailusta poisjätetyt ratkaisut.....	32
3.2 Kehittämisvyöhykkeille esitettyjen sähkönjakeluratkaisujen kuvaus .....	34
3.2.1 Asemakaava-alue .....	34
3.2.2 Kaavoittamaton alue.....	34
3.2.3 Sillattomat saaret.....	34
3.3 Kehittämisvyöhykkeiden elinkaarikustannusten vertailu .....	35
3.3.1 Asemakaava-alue .....	35
3.3.2 Kaavoittamaton alue.....	35
3.3.3 Sillattomat saaret.....	36
4 Pitkän tähtäimen suunnitelma.....	36

28.4.2026

4.1 Investoinnit ja kunnossapitokustannukset verkon laatuvaatimusten ja kapasiteettitarpeiden täyttämiseksi ja ylläpitämiseksi.....	37
4.2 Käyttöpaikat laatuvaatimusten piirissä.....	37
4.3 Rakenteellisesti laatuvaatimukset täyttävä verkon määrä ja maakaapelointiasteet.....	38
4.4 Merkittävät uudet tuotanto- ja kulutuskohteet ja niiden verkkoon liittämisen vaatimat investoinnit	38
4.4.1 Seuraavan viiden vuoden aikana .....	38
4.4.2 Seuraavan 6–10 vuoden aikana.....	39
4.5 Havainnollistus uudesta tuotannosta ja kulutuksesta verkkoalueella .....	39
4.5.1 Investointitarpeiden sijoittuminen.....	39
4.5.2 Vapaan kapasiteetin sijainti .....	39
5 Sähkönjakeluverkon kehittämistoimenpiteet kuluvan ja seuraavan vuoden aikana .....	39
5.1 Investoinnit ja kunnossapitokustannukset verkon laatuvaatimusten ja kapasiteettitarpeiden täyttämiseksi ja ylläpitämiseksi 2026–2027.....	39
5.2 Käyttöpaikat laatuvaatimusten piirissä 31.12.2027 .....	40
5.3 Toimenpiteet kehittämisvyöhykkeittäin 2026–2027 .....	40
5.4 Rakenteellisesti laatuvaatimukset täyttävä verkon määrä ja maakaapelointiasteet 31.12.2027 ....	41
5.5 Yhteisrakentamisen hyödyntämisen suunniteltu määrä 2026–2027 .....	41
5.6 Suunnitelmien julkaiseminen yhteisrakentamisen verkkopalvelussa 2026–2027 .....	41
5.7 Uuden tuotannon ja kulutuksen aiheuttamat investoinnit 2026–2027 .....	41
5.8 Joustopalveluiden hyödyntäminen 2026–2027 .....	42
6 Sähkönjakeluverkon kehittämistoimenpiteet kahden edellisen vuoden aikana.....	42
6.1 Investoinnit ja kunnossapitokustannukset verkon laatuvaatimusten ja kapasiteettitarpeiden täyttämiseksi ja ylläpitämiseksi 2024–2025.....	42
6.2 Käyttöpaikat laatuvaatimusten piirissä 31.12.2025.....	43
6.3 Toimenpiteet kehittämisvyöhykkeittäin 2024–2025 .....	43
6.4 Rakenteellisesti laatuvaatimukset täyttävä verkon määrä 31.12.2025.....	44
6.5 Yhteisrakentamisen hyödyntäminen 2024–2025.....	44
6.6 Uuden tuotannon ja kulutuksen aiheuttamat investoinnit 2024–2025 .....	44
6.7 Joustopalveluiden hyödyntäminen .....	44
6.8 Poikkeamat edelliseen kehittämissuunnitelmaan .....	45

28.4.2026

## Johdanto

Sähköenergian saatavuus on yksi nyky-yhteiskunnan elinehdoista. Sähkön ja varsinkin sen toimitusvarmuuden merkitys ovat kasvaneet jatkuvasti, kun puhdas siirtymä ja energiamurros ovat nostaneet ja nostavat myös tulevaisuudessa sähköenergian osuutta kokonaisenergiatarpeesta.

Sähkönjakelusta vastaavat sähköverkonhaltijat, jotka toimivat omalla maantieteellisellä verkkoalueellaan luonnollisina monopoleina. Turun kaupungin alueella (pl. Paattisten alue) sähkönjakelusta vastaa Turku Energia Sähköverkot Oy (myöh. TESV), joka on osa Turun kaupungin omistamaa Turku Energia -konsernia. TESV kehittää, rakentaa, ylläpitää ja käyttää omistamaansa sähköverkkoa Turku Energian arvojen ja strategian mukaisesti. Tämän työn tuloksena verkon toimitusvarmuus on huippuluokkaa. Sen lisäksi asiakkaamme saavat nauttia maan edullisimmista siirtohinnoista.



28.4.2026

Sähköverkkoliiketoimintaa valvoo Energiavirasto, jonka päätehtävinä on valvoa ja edistää mm. hinnoittelun kohtuullisuutta sekä sähkömarkkinalaissa määrätyn kehittämisvelvollisuuden ja jakeluverkon laatuvaatimusten täyttymistä. Energiavirasto on sähkömarkkinalakiin pohjautuen antanut määräyksen jakeluverkon kehittämissuunnitelmasta (3167/000002/2023), joka velvoittaa verkonhaltijoita kahden vuoden välein laatimaan ja julkaisemaan näkemyksensä toimintaympäristönsä muutoksista, lähtökohdista sekä pitkän ja lyhyen tähtäimen toimenpiteistä verkon kehittämiseksi.

Tämä dokumentti on TESV:n kehittämissuunnitelma vuosille 2026–2027.

## 1 Sähkönjakeluverkon strateginen ennuste toimintaympäristön muutoksista

Sähkönjakeluverkonhaltijoiden toimintaympäristöön vaikuttavat yhtäältä globaalit megatrendit, geopoliittinen tilanne ja EU-lainsäädäntö, mutta toisaalta myös valtakunnalliset ja paikalliset vaikuttimet. Ajankohtaisia megatrendejä ovat muun muassa ikääntyvä väestö ja kaupungistuminen; geopoliittiset jännitteet ja yhteiskunnallinen levottomuus; ilmastonmuutos, luontokato ja resurssipula; sekä digitalisaatio ja tekoäly sekä murrosteknologiat ([Sitra: Megatrendit 2026](#)). Näiden alle voidaan sijoittaa lähes kaikki tekijät, jotka välittömästi tai välillisesti vaikuttavat sähkönjakelun toimintaympäristöön.

Tässä luvussa on kuvattu toimintaympäristön muutostekijöitä aihepiireittäin ja esitetty ennusteita, millainen vaikutus niillä on TESV:n näkökulmasta. Koska mahdollisiin muutoksiin sisältyy paljon epävarmuustekijöitä, on ennustamista tehty erilaisten skenaarioiden avulla.

### 1.1 Kaupunkikasvu ja väestönkehitys Turussa

Turun kaupunki on kasvanut pitkään ja kasvun odotetaan olevan voimakasta myös tulevaisuudessa. Kaupungin tavoitteina on olla taloudeltaan kestävä, elinvoimainen ja vetovoimainen luonto- ja kulttuurikaupunki, joka tarjoaa hyvät lähtökohdat yritystoiminnalle ja koulutukselle, myös kansainvälisesti. Tällä pidetään yllä muuttovoittoa sekä kotimaasta että ulkomailta, mikä aiheuttaa muun muassa uudisasuntojen rakentamistarpeen ja palveluverkostojen kehittämisen, mikä taas edelleen vaatii tehokasta maankäyttöä ja kaavoitusta. Maankäytön, asumisen ja liikenteen osalta tavoitteiden asetantaa ja niiden toteutuksen seuranta tehdään myös seudullisesti yhteistyössä muiden Turun seudun kuntien kanssa. (Turku: [Pormestarihjelma 2025–2029](#), [Kaupunkistrategia](#) ja [Kaupunkiseutus suunnitelma 2050](#))

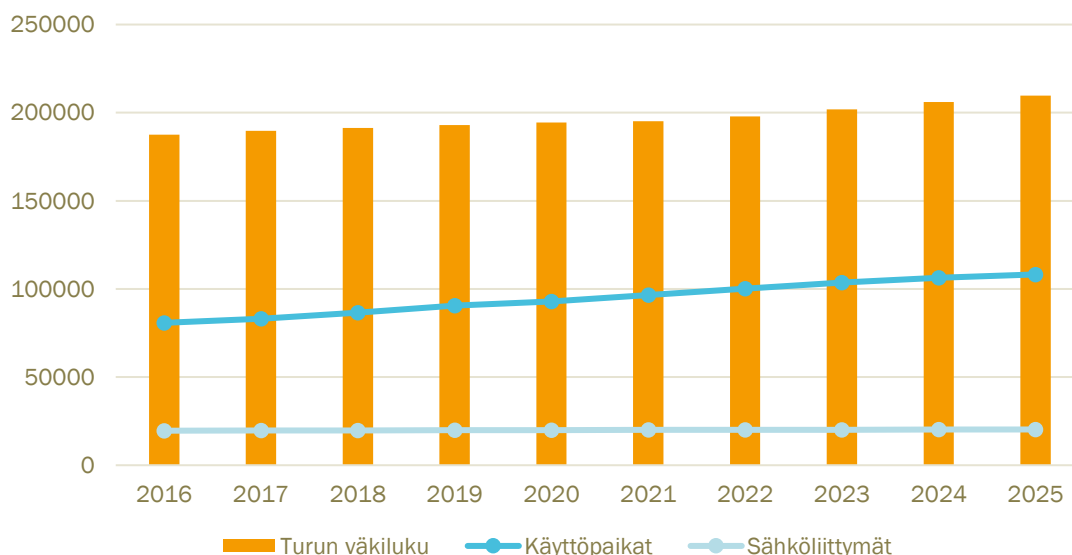
Viimeisen 10 vuoden aikana Turun väestömäärä on kasvanut noin 12 prosenttia ollen vuoden 2025 lopussa noin 210 000 henkilöä. Väestöennusteen (1.10.2025) mukaan seuraavan 20 vuoden aikana väestömäärän arvioidaan kasvavan yli 25 prosenttia, ja hidastuvan kasvun skenaarionkin mukaan yli 14 prosenttia. (Turku: [Tilastot](#))

Kaupungin väestönkehityksellä on asuntorakentamisen kautta suora vaikutus sähköverkon kehittämistarpeisiin. Uuden sähköliittymän liittäminen sähköverkkoon vaatii aina investointeja, joiden suuruuteen vaikuttavat sähkötehon tarve, sijainti ja olemassa oleva ympäröivä sähköverkko.

Kuvassa 2 on esitetty Turun väkiluvun sekä TESV:n verkossa olevien sähkön käyttöpaikkojen ja liittymien kehitystä viimeiseltä kymmeneltä vuodelta. Lukumäärällisesti väkiluvun ja käyttöpaikkojen kasvu ovat vastanneet toisiaan – käyttöpaikkojen määrä on kasvanut jopa hieman enemmän. Osittain tätä selittää niin sanottujen yhteisostokohteiden purkaminen, mikä

28.4.2026

tarkoittaa vanhojen kerrostalojen asuntokohtaisten takamittausten poistamista ja muuttamista suoraan TESV:n mittauksen piiriin ja siten omiksi käyttöpaikoikseen. Sähköliittymien määrä on kasvanut keskimäärin noin 70 kappaleen vuosivauhdilla.



KUVA 2. Turun väkiluvun sekä sähkön käyttöpaikkojen ja liittymien kehitys TESV:n verkossa

## 1.2 Puhdas siirtymä ja energiamurros

Ilmastonmuutoksen hillitsemiseen ja torjuntaan liittyvä puhdas siirtymä (usein myös vihreä siirtymä) ja sen keskiössä oleva energiamurros näkyvät koko ajan voimakkaammin sähköverkon toimintaan vaikuttavina ympäristötekijöinä. Ilmastonmuutoksen hillitsemisen ohjaavana tekijänä on Euroopan unionin ilmastopolitiikka, joka kansallisen lainsäädännön kautta näkyy yksittäisten kuntien, yritysten ja kansalaisten velvoitteissa ja tavoitteissa. EU:ssa tavoitteeksi on osana Fit for 55 -valmiuspakettia asetettu ilmastoneutraalius vuoteen 2050 mennessä, kun taas Suomessa vastaava tavoite on jo vuoteen 2035 mennessä (Ilmastolaki 423/2022).

### 1.2.1 Turun kaupungin ilmasto- ja luontotyö

Turun kaupunki on tehnyt pitkään ilmastotyötä kaupunkilaisten, yritysten ja yhteisöjen kanssa ja tavoittelee hiilineutraaliutta vuoteen 2029 mennessä. Tavoitteet ovat mukana pormestariohjelmassa ja kaupunkistrategiassa, mutta ne ovat jalkautettu ohjaaviksi tekijöiksi muun muassa kaavoitukseen ja joukkoliikenteen kehittämiseen. Työtä tehdään panostamalla uusiutuvaan energiaan, kestävään kaupunkirakenteeseen, hiilinielujen vahvistamiseen, vähähiiliseen liikkumiseen ja kiertotalouteen. ([Turku: Kaupungin ilmastotyö](#))

Osaksi puhdasta siirtymää voidaan laskea myös luonnon monimuotoisuuden vahvistaminen ja luontokadon pysäyttäminen. Turun tavoite on olla yksi maailman johtavista luontokaupungeista vuonna 2030 ja kyseistä työtä edistetään Luonnon monimuotoisuusohjelmalla (LUMO). ([Turku: Kaupungin luontotyö](#))

28.4.2026

## 1.2.2 Ympäristövastuu Turku Energiassa

Yksi Turku Energian strategisista tavoitteista on vastuullisen toiminnan kehittäminen, johon kuuluu tärkeänä osana asetettujen ympäristötavoitteiden huomioiminen. Turku Energia on sitoutunut edistämään omilla toimillaan Turun kaupungin tavoitetta olla hiilineutraali vuoteen 2029 mennessä. Tämä tarkoittaa muun muassa investointeja hiilineutraalin ja uusiutuvan energian lisäämiseen ja päästöjen vähentämiseen, energiatehokkuuden lisäämistä ja ympäristövaikutus minimointia yhdessä asiakkaiden ja yhteistyökumppaneiden kanssa.

Toimintaa ohjaa [ilmasto- ja ympäristöohjelma](#), joka on osa ISO 14001 sertifioitua ympäristöjärjestelmää, ja sitä päivitetään vuosittain ja seurataan kuukausittain. Ympäristöohjelma koskee koko Turku Energiää ja Turku Energia Sähköverkkoja. Ohjelma sisältää kolme päämäärää tavoitteineen:

1. Teemme töitä ilmastonmuutoksen hillitsemiseksi sekä hiilineutraalin Turun puolesta
  - Turun alueella myymämme, tuottamamme ja hankkimamme lämpö, jäähdytys, höyry ja sähkö tuotetaan hiilineutraalisti viimeistään vuonna 2029
  - Tarjoamme uusiutuvasti tuotettua energiaa ja pyrimme fossiilittomaan tuotantoon
  - Vähennämme oman henkilöstön liikkumiseen liittyviä päästöjä
  - Pyrimme kehittämään työmaiden hiilineutraaliutta
  - Rakennamme kestäväää teollisuutta, innovaatioita ja infrastruktuureja
  - Lisäämme asiakkaiden ja sidosryhmien energiatehokkuutta ja ympäristötietoisuutta
2. Rakennamme kestäväää energiatulevaisuutta omaa toimintaamme kehittämällä ja yhdessä asiakkaidemme kanssa
  - Varmistamme asiakkaiden ja oman toimintamme kulutus- ja tuotantotapojen kestävyyttä
  - Varmistamme ja kehitämme asiakkaidemme digitaalista asiointia
3. Edistämme luonnon monimuotoisuutta
  - Huomioimme ja kehitämme omassa toiminnassamme luonnon monimuotoisuuden suojelua

## 1.2.3 Energiamurros: Sähkön kulutusmuutokset lämmitystavoissa ja asumisessa

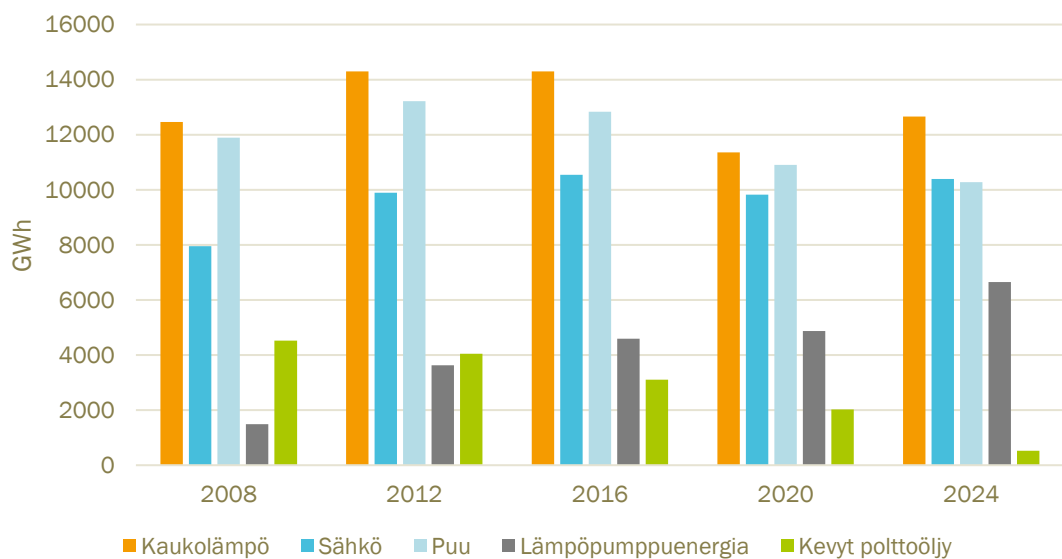
Kaukolämpö on säilyttänyt paikkansa suosituimpana asuinrakennusten lämmitysmuotona. Turussa kaukolämmitetyissä taloissa asuu lähes 90 prosenttia kaupungin väestöstä (tilanne 31.12.2024). Osuus on kuitenkin laskenut viiden vuoden aikana oltuaan vuonna 2019 lähes 97 prosenttia. ([Energiateollisuus: Kaukolämpötilasto](#))

Ilmiötä selittää erityisesti lämpöpumppujen roolin kasvaminen lämmitysratkaisuissa. Sähkön hinnan oltua viime vuosina alhaalla (pl. energiakriisi 2022) kerrostalorakentamisessa on paikoin päädytty maalämpöpumppuratkaisuihin kaukolämmön sijaan. Tämän lisäksi siirtymää

28.4.2026

kaukolämmöstä maalämpöön on tapahtunut taloyhtiöiden uusissa saneerausikäisiä lämmitysjärjestelmiään. Pientalojen osalta trendi on samanlainen – uudiskohteiden yleisin lämmitysmuoto on lämpöpumppu, jollaisella myös korvataan useimmiten lämmitysjärjestelmän saneerauksissa vanha öljylämmitysjärjestelmä.

Vaikka energiatehokkuustoimien myötä lämmitykseen tarvittava kokonaisenergia on laskeutunut, muutos lämmitysmuodoissa tarkoittaa käytännössä aina sähkötehon nousua ja olemassa olevan sähköliittymäkoon korottamista, mikä taas hyvin usein aiheuttaa sähköverkossa kehittämistarpeen.



**KUVA 3.** Asuinrakennusten viiden suurimman lämmitysmuodon kehittyminen (*Tilastokeskus*)

Toisaalta myös kaukolämmön tuotannossa pyritään eroon fossiilisista polttoaineista ja koko polttavan lämmöntuotannon osuus pienenee, kun lämpöä tuotetaan sähkökattila- ja lämpöpumppuratkaisujen avulla sekä hyödyntämällä lämpövarastointia ja hukkalämmön talteenottoa. Erityisesti suuritehoiset sähkökattilat aiheuttavat merkittäviä investointitarpeita sähköverkkoon. Hyvä esimerkki tästä on Turku Energian loppuvuodesta 2026 käyttöön otettava 60 megawatin (MW) sähkökattila Pääskyvuoressa. Tämä on merkittävä teho, kun sitä verrataan TESV:n verkon muille asiakkaille syötettyyn huipputehoon (noin 300 MW).

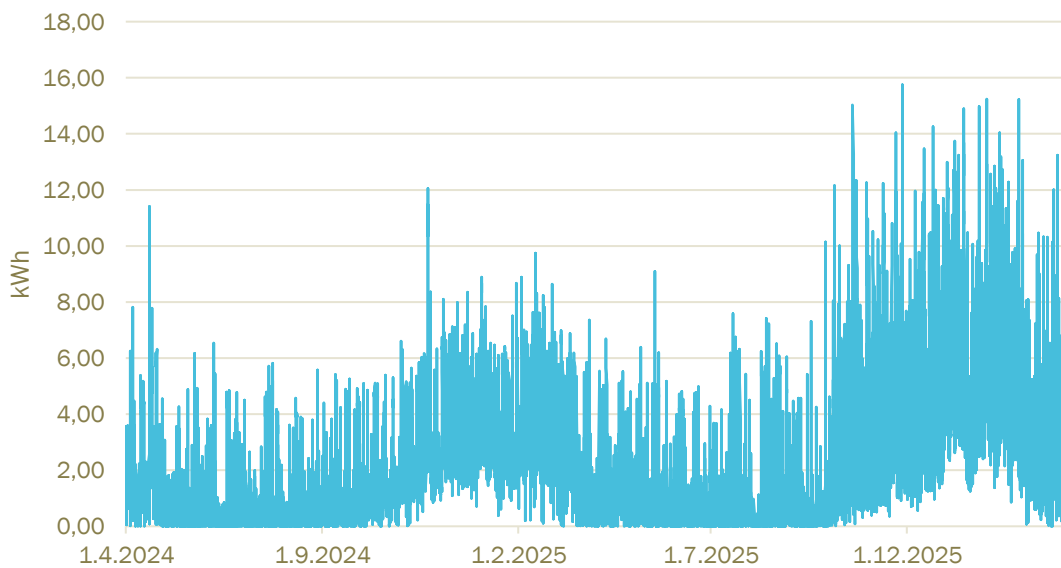
Myös kaukojäähdytyksen määrä on kasvanut ja edelleen kasvussa kiinteistöjen ja teollisten prosessien viilennyksessä. Jäähdytys tuotetaan keskitetysti kaukolämmön tapaan ja koska tuotanto (lämpöpumput, kompressorit) tarvitsee sähköenergiaa, aiheuttaa se suuria pistemäisiä kuormia sähköverkkoon. Tämä on näkynyt Turussakin sähköverkon vahvistamistarpeina viime vuosina. Tulevaisuudessa sähkön kulutusta lisäävät muun muassa loppuvuodesta 2026 käyttöön otettava Turku Energian sähköhöyräkattila, jolla korvataan öljykäyttöiset höyräkattilat, sekä selvityksen alla oleva yhdistetyn lämmitys- ja jäähdytysenergian varaston rakentaminen (nk. hybridiakku).

Kotitalouksissa sähkönkäyttötottumukset ovat muuttuneet erityisesti pörssisähkön yleistymisen myötä. Kuormia (mm. lämmitys/viilennys, sähköauton lataus, saunominen) ohjataan

28.4.2026

jatkuvasti enemmän, joko manuaalisesti tai automaattisesti, pörssisähkön hintaan pohjautuen. Myös aurinkopaneelit ja akut lisäävät hintaohjautuvuutta. Laajamittaisena tällä ennustetaan olevan vaikutuksia sekä paikallisiin että koko sähköverkossa esiintyviin hetkellisiin huipputehoihin.

Kuvassa 4 on esitetty TESV:n verkossa olevan yksittäisen omakotitalon sähkönkulutus kahden vuoden aikana tunneittain. Kohteessa on ollut koko tarkastelujakson ajan aurinkopaneelit. Osittain kulutuksen kasvua selittää alkuvuoden 2026 kylmä sää, mutta syksystä 2025 asti taloudessa on ollut täyssähköauto ja useampi ladattava hybridauto, joita on ladattu kotona. Tämä selittää käyrän loppupään korkeat piikit. Hetkittäiset tehomuutokset ovat olleet todellisuudessa vielä korkeampia kuin kuvaajassa esitetyt tunnin keskitehot.



KUVA 4. Yksittäisen omakotitalon sähkön kulutuksen muutos

#### 1.2.4 Energiamurros: Liikenteen sähköistyminen

Liikenteen sähköistyminen näkyy sekä yksityisautoilussa että julkisessa liikenteessä, mutta entistä enemmän myös raskaassa liikenteessä. Myös meriliikenteen sähköistyminen on hyvin pinnalla. Sekä suuret pistemäiset latausjärjestelmät että yksityisautojen kotilataaminen vaativat koko ajan enemmän sähköverkolta.

EU:n tavoitteena on ollut osana ilmastoneutraaliustavoitteitaan, että uudet henkilö- ja pakettiautot olisivat päästöttömiä (täyssähkö, vety) vuoteen 2035 mennessä. Loppuvuodesta 2025 tavoitteita on kuitenkin esitelty muutettavan joustavammiiksi niin, että 90 prosenttia autoista olisi päästöttömiä ja loput 10 prosenttia päästöistä kompensoitaisiin muilla keinoin. ([EU: Automotive package](#))

##### 1.2.4.1 Henkilöautot

Traficomien tilastojen mukaan Turussa liikennekäytössä oli 31.12.2025 yhteensä 80 114 henkilöautoa, joista joko sähköautoja tai ladattavia hybridejä oli 12 248 kappaletta eli hieman yli 15 prosenttia. Tämä on hieman korkeampi osuus kuin Manner-Suomessa keskimäärin (13

28.4.2026

%). Henkilöautojen ensirekisteröintien osalta ladattavien autojen osuus kasvanut jatkuvasti. Turussa ensirekisteröidyistä autoista (2476 kpl) ladattavia oli vuonna 2025 noin 60 prosenttia (vuonna 2024 noin puolet), mikä on lähes vastaava Manner-Suomen tilastojen kanssa.

Ennusteiden mukaan ([Autoalan Tiedotuskeskus 2024](#)) täyssähköautojen osuus henkilöautojen ensirekisteröinneistä kasvaa voimakkaasti ja on 10 vuoden päästä (vuonna 2035) yli 94 prosenttia. Tuolloin uusia lataushybridejä ei enää rekisteröitäisi (ennusteessa ei huomioitu EU:n uutta joustavampaa linjausta) ja loput vajaa kuusi prosenttia olisi vetykäyttöisiä. Tämä tarkoittaa perusenusteiden mukaan, että maan henkilöautokannasta noin 45 prosenttia on ladattavia, ja käyttövoimakannusteskenaarion (valtion tuet) mukaan lähes 50 prosenttia. Ottaen huomioon, että kyseinen ennuste meni jo vuoden 2025 osalta hieman alakanttiin ja että Turussa ladattavien autojen osuus on hieman muuta maata edellä, voidaan arvioida ladattavien henkilöautojen osuuden olevan vähintään puolet autokannasta vuonna 2035, mikä tarkoittaa yli 40 000 ladattavaa autoa. Näistä noin 80 prosenttia olisi täyssähköisiä ja loput ladattavia hybridejä.

#### 1.2.4.2 Pakettiautot

Pakettiautojen ja minibussien (M1) osalta Autoalan Tiedotuskeskuksen ennusteet vuonna 2035 rekisteröidyille ovat hyvin samanlaiset kuin henkilöautoille, eli 94 prosenttia olisi täyssähköisiä ja loput vetykäyttöisiä. Tälläkin hetkellä liikennekäytössä olevista ladattavista pakettiautoista suurin osa (lähes 90 %) on täyssähkökäyttöisiä, ja niitä oli vuoden 2025 lopussa Suomessa 6502 kappaletta. Autoalan arvioiden mukaan määrä nousee vuoteen 2035 mennessä lähes 90 000 kappaleeseen. Turussa tämä tarkoittaisi kasvua nykyisestä 175 kappaleesta (arvio) noin 2 200 kappaleeseen.

#### 1.2.4.3 Bussiliikenne

Sähköistyminen on näkynyt voimakkaana kaupunkien lähiliikenteen busseissa viime vuosikymmenen aikana. Turun seudun joukkoliikenne Föli edistää Turun ilmastopolitiikkaa suosiolla reittien liikennöinnin kilpailutuksissa sähköbusseja. Ensimmäinen sähköbussi aloitti liikennöinnin vuonna 2016 ja vuonna 2024 niitä oli liikenteessä jo 105 ja määrä on todennäköisesti kasvanut muun muassa 2025 aloittaneen runkolinjaston myötä. ([Föli](#))

#### 1.2.4.4 Kuorma-autot

Raskaan liikenteen osalta ollaan vielä alkutaipaleella eikä ladattavia kuorma-autoja ole maanlaajuisestikaan Traficomien mukaan kuin 242 kappaletta, joista 234 täyssähköisiä. Varsinais-Suomessa niitä on 23. On kuitenkin arvioitu, että vuonna 2035 täyssähköisiä kuorma-autoja on käytössä lähes 7 000 kappaletta ([TUNI/Verne: Raskaan sähköisen liikenteen tilanne ja tulevaisuus](#)).

#### 1.2.4.5 Latausverkoston kehittyminen

Liikenteen sähköistyminen vaatii toimiakseen ajoneuvojen lataamiseen vaadittavan latausverkoston kehittymistä. Henkilöautojen osalta lataaminen voi tapahtua kotona, työpaikalla tai kauppojen ja muiden palvelujen yhteydessä. Muun autoliikenteen osalta lataus on keskitettympää ja tapahtuu esimerkiksi bussien osalta varikkoalueilla.

28.4.2026

Latausinfrastruktuurin kehittymistä ohjaa EU-lainsäädäntö. Fit for 55 -valmiuspakettiin sisältyvä jakeluinfra-asetus (AFIR 2023/1804) velvoittaa jäsenvaltioita varmistamaan riittävä määrä latausasemia sekä kevyille hyötyajoneuvoille (henkilö- ja pakettiautot) että raskaalle liikenteelle Euroopan laajuiseen tieverkkoon (TEN-T) lukeutuvilla tieosuuksilla. Latausasemia (myös pikalatausmahdollisuus) tulee olla 60–100 kilometrin välein. Tämän lisäksi raskaalle liikenteelle annetaan velvoitteita latausasemien rakentamiselle levähdyspaikoille ja kaupunkisolmukohtiin. Henkilö- ja pakettiautoille on määritetty alueellisesti autokantaan pohjautuva julkisten latausasemien yhteenlaskettu sähköteho (1,3 kW / täyssähköauto ja 0,8 kW / lataushybridi). Suomessa on kuitenkin täyssähköautojen osalta kunnianhimoisempi 3 kW:n tehotavoite ja että latausinfra tavoite kattaa myös TEN-T-tieverkoston ulkopuoliset päätiet ([LVM: 2024:10](#)).

EU:n Fit for 55 -valmiuspakettiin sisältyvä kiinteistöjen energiatehokkuutta parantava EPBD-direktiivi ja siihen pohjautuva laki rakennusten varustamisesta sähköajoneuvojen latauspisteillä ja latauspistevalmiuksilla sekä automaatio- ja ohjausjärjestelmillä (733/2020) velvoittavat uudisrakentamisessa ja laajamittaisessa rakennuksen korjauksessa rakentamaan sähköauton latauspisteen (yli 10 pysäköintipaikkaa) sekä latauspistevalmiudet tulevaan tarpeeseen. Tämän lisäksi ei-asuinrakennuksien (mm. toimistot, kauppakeskukset ja kunnalliset kiinteistöt) yhteyteen, joissa on yli 20 pysäköintipaikkaa, on tullut rakentaa vähintään yksi latauspiste vuoden 2024 loppuun mennessä.

Turussa on TESV:n verkkoalueella 140 julkista latausasemaa, joissa on yhteensä lähes 700 latauspistettä (tilanne 9.4.2026, [Latauskartta.fi](#)). Turun kaupunki edistää julkisen latausinfrastruktuurin kehittymistä [sähkölatauksen yleissuunnitelman](#) mukaisesti. Tavoitteeksi on asetettu, että keskusta-alueella toteutuu vuoteen 2030 mennessä latauskatuverkosto, jossa on julkisia latauspisteitä kahden korttelin välein. Tämä tarkoittaa yhteensä 16 latauskatua (yhteensä 138 latauspistettä), joiden yhteenlaskettu huipputeho on 2,7 megawattia.

Bussien osalta latausinfra kehittyä yksityisten liikennöitsijöiden keskitetyillä varikkoalueille, joissa ladataan useita busseja samanaikaisesti. Tämä tarkoittaa suuria pistemäisiä kuormia sähköverkkoon ja monessa tapauksessa syrjäisen sijaintinsa vuoksi verkon kehittämistä. Raskaan liikenteen julkiset latauspaikat ovat vielä harvinaisia, mutta bussivarikoiden tapaan ovat suuritehoisia ja voivat sähköverkon kannalta olla sijainniltaan haastavia.

#### 1.2.4.6 Raitiotie ja superbussit

Turun kaupunginvaltuusto päättää raitiotien rakentamisesta kesällä 2026. Hankkeen tavoitteet tukevat monia edellä mainittuja kaupungin strategisia tavoitteita. Päätöksenteon pohjaksi on laadittu vuosien 2023–2026 aikana toteutussuunnitelma sataman ja Varissuon välisestä raitiotielinjasta, sekä tukiaineistoksi selvitys vaihtoehtoisena ratkaisumallina esitetystä superbussiratkaisusta. Raitiotien rakentaminen alkaisi vuonna 2027 valmistelevilla töillä ja liikennöinti radalla olisi suunniteltu alkavan syksyllä 2033. Superbussivaihtoehdossa työ alkaisi hankesuunnittelulla ja liikennöinnin arvioitaisiin alkavan 2030–35. ([Turun raitiotie](#))

Sekä raitiotie että superbussi vaativat verkon kehittämistoimenpiteitä. Molemmat vaihtoehdot vaativat uusia sähköliittymiä. Raitiotien sähkönsyöttö on suunniteltu toteutettavan yhdeksällä sähkönsyöttöasemalla, jotka tehotarpeensa vuoksi kytkettäisiin suoraan keskijänniteverkkoon (10 tai 20 kV). Superbussit on ajateltu olevan akkukäyttöisiä, joten lataaminen keskittyisi varikkoalueille ja jossain määrin myös päätepysäkeille, mikä yhtä lailla tarkoittaisi uusia

28.4.2026

keskijänniteliittyviä verkkoon. Molemmissa vaihtoehdoissa tarvitaan myös pienjänniteliittyviä suunnitelluille 20 pysäkkiparille. Tämän lisäksi sekä raitiotie- että superbussivaihtoehdot vaativat verkon siirtoja reittien perustustöiden yhteydessä.

#### 1.2.4.7 Meriliikenne

EU:n Fit for 55 -valmiuspaketin AFIR- ja FuelEU Maritime-asetuksiin (2023/1805) sisältyy velvoitteita merenkulkualalle. Sähköverkon kannalta näistä merkittävimpanä on satamille asetettu velvoite tarjota maasähköä merikontti- ja matkustaja-aluksille (myös ropax-alukset), joiden vetoisuus on yli 5000 bruttotonnia ja jotka viipyvät satamassa yli kaksi tuntia. Maasähkön tulee kattaa vuoden 2030 alusta alkaen 90 prosenttia näiden alusten sähkönsyöttötarpeesta TEN-T-ydinverkon ja kattavan verkon satamissa, joihin Turunkin satama lukeutuu.

#### 1.2.4.8 Lentoliikenne

Myös lentoliikenteen päästöjen vähentäminen ohjaavat sähköisten lentokoneiden kehittämiseen ja käyttöön ottamiseen myös kaupallisilla lennoilla. Suomi on sitoutunut kansainvälisen siviili-ilmailujärjestön ICAO:n päästövähennystavoitteisiin. Toistaiseksi sähkölentokoneet ovat pieniä ja niiden lentomatkat ovat lyhyitä. Suurempien koneiden käyttöönotto vaatii edelleen akkuteknologian kehitystä. ([Traficom: Sähköinen lentäminen Suomessa](#))

### 1.2.5 Energiamurros: Teollisuuden sähköistyminen

Päästöjen vähentäminen ja energiatehokkuuden lisääminen näkyy myös teollisuuden prosesseissa niiden sähköistymisenä. Fossiilisten polttoaineiden sijaan erilaisten teollisuusprosessien vaatima energia tuotetaan entistä enemmän sähköllä. Konkreettisia keinoja ovat muun muassa lämpöpumppujen ja sähkökattiloiden käyttö sekä prosessien hukkalämmön hyödyntäminen. (esim. [Motiva](#))

Perinteisen teollisuuden sähköistymisen lisäksi digitaalinen yhteiskunta ja tekoälyn käytön lisääntyminen vaativat datakeskusten rakentamista. Datakeskukset vaativat useasti kymmenien megawattien sähköliittymät (suurimmat jopa satojen), joten niiden vaikutus sähköverkkoon on merkittävä. Suomessa on useita kymmeniä datakeskushankkeita menossa ([EK: Suomen vihreät investoinnit](#)), ja TESV:nkin verkkoalueelle niistä on tullut useampia kyselyitä.

### 1.2.6 Energiamurros: Sähköntuotanto ja sähkövarastot

Perinteisessä, jo aikansa eläneessä, sähköjärjestelmän mallissa sähkö tuotettiin keskitetysti voimalaitoksissa ja jaeltiin sähköverkon kautta kuluttajille. Keskitetyn tuotannon rinnalle on kasvavassa määrin tullut uusiutuvaa hajautettua tuuli- ja aurinkovoimaa, joiden tuotantokyky on hyvin vaihtelevaa riippuen sääolosuhteista.

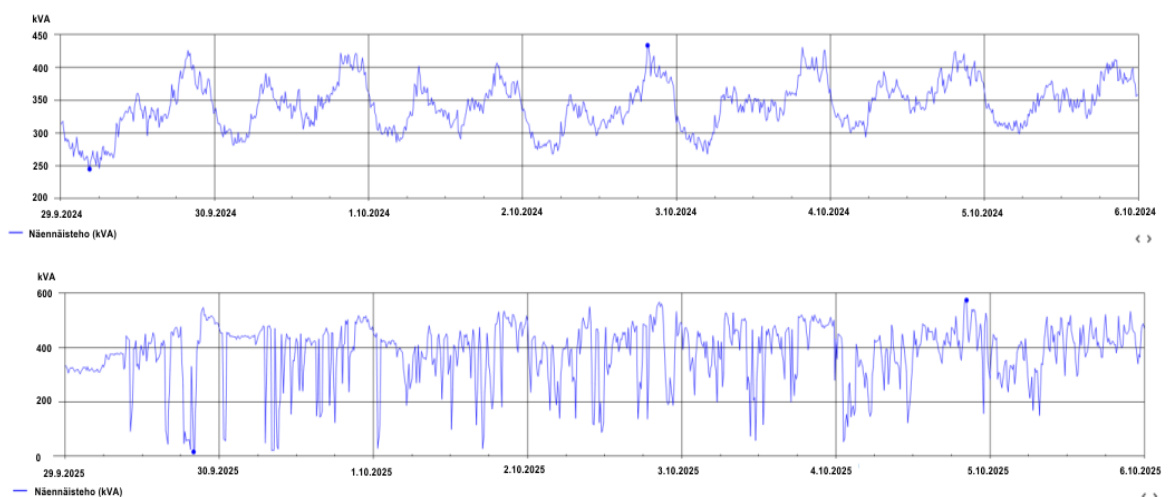
Tuuli- ja aurinkovoimalla tuotetaan tällä hetkellä noin kolmannes, mutta varovaistenkin ennusteiden mukaan vuonna 2035 vähintään puolet, mahdollisesti jopa 65 prosenttia Suomessa tuotetusta sähköenergiasta. Aurinkovoiman osalta teollisen kokoluokan voimalat tekevät voimakkaasti tuloaan (kuten [Turku Energian rakentama voimala](#)), mutta myös katoille asennettavien pienitehoisten voimaloiden kokonaistehon ennustetaan kolmin-nelinkertaituvan vuoteen 2035 mennessä. (Fingrid: [Tuotannon ja kulutuksen kehitysnäkymät](#))

28.4.2026

TESV:n verkkoalueella ei ole perinteistä keskitettyä sähköntuotantoa, vaan kaikki sähkö tuotetaan verkon ulkopuolella hajautettua tuotantoa lukuun ottamatta. Turku Energia on kuitenkin mukana osakkuusyhtiöissä (mm. Turun Seudun Energiantuotanto), jotka omistavat sähköntuotantolaitoksia. Kaikki Turku Energia tuottama sähkö myydään sähköpörssiin ja vastavasti kaikki asiakkaille myyty sähkö ostetaan pörssistä. Alueen kaikki hajautettu tuotanto on käytännössä aurinkovoimaa, jota on liitetty kaikille jännitetasoille.

Sähkön varastoinnissa käytettäviä akkujärjestelmiä on viimeisten vuosien aikana liitetty TESV:n verkkoon joitain kymmeniä kappaleita ja ne on maantieteellisesti tasaisesti hajautuneet koko verkkoalueelle. Osa sähkövarastoista on liitetty pientuotannon yhteyteen, jolloin mahdollinen ylituotanto saadaan hyödynnettyä myöhempänä ajankohtana. Sähkövarastoja hyödynnetään jo yleisesti myös tehuippujen leikkaukseen, esimerkiksi suurten autonlatausliittymien yhteydessä, jolloin jakeluverkosta otettavaa tehoa voidaan pienentää ja liittymän pääsulakkeiden koko saadaan pidettyä kohtuullisena. Jakeluverkkoon liitetyillä sähkövarastoilla voidaan osallistua myös kantaverkon reservimarkkinoille, koon mukaan joko suoraan tai niin kutsutun aggregaattorin välityksellä.

Yleistyvät sähkövarastot/akkujärjestelmät aiheuttavat uudenlaiseen tarpeen tarkastella niiden aiheuttamia verkostovaikutuksia, niin siirtokapasiteetin kuin sähkön laadunkin näkökulmasta. Tavallinen sähkönkulutuslaite aiheuttaa verkkoon sen nimellistehon suuruisen tehonmuutoksen. Akkujärjestelmä voi puolestaan aiheuttaa kaksinkertaisen nimellistehonmuutoksen, kun siirrytään esimerkiksi täydestä lataustehosta täyteen purkutehoon. Tämän kaltainen 200 prosentin tehonmuutos voi aiheuttaa jänniteongelmia liittymispisteessä tai verkon muilla käyttöpaikoilla, jos sitä ei ole otettu huomioon mitoituksessa. Pienjänniteverkkoon liitetyt akkujärjestelmät muuttavat oleellisesti myös kyseisen jakelumuuntajan kuormitusta. Kuvassa 5 on esitetty yksittäisen jakelumuuntajan tehokäyrä viikon ajalta ennen akkujärjestelmän liittämistä yksittäiselle liittymälle (ylempi käyrä) ja sen jälkeen (alempi käyrä). Kohteen akustot sekä osallistuvat aktiivisesti kantaverkon reservimarkkinoille että palvelevat kohteen omaa kulutusta. Muutos tehoprofiilissa on merkittävä.



**KUVA 5.** Yksittäisen jakelumuuntajan tehokäyrä ja akkujärjestelmän vaikutukset siihen

28.4.2026

### 1.3 Lainsäädännön kehittyminen

Edellä on mainittu tulleita lakimuutoksia, jotka välillisesti vaikuttavat sähköverkonhaltijoiden toimintaympäristöön. Lainsäädännössä on kuitenkin tapahtunut ja tapahtuu myös tulevaisuudessa ajantasaisiamista, jolla on suora vaikutus sähköverkkotoimintaan.

Verkonhaltijoita velvoittavat erityisesti sähköturvallisuuslaki (1135/2016) ja sähkömarkkina-  
laki (588/2013) sekä näihin myöhemmin tehdyt muutokset. Erityisesti sähkömarkkinalain  
muutoksilla on merkittäviä vaikutuksia toimintaympäristöömme. Esimerkiksi 1.7.2025 alkaen  
sähköliittymän kytkemiselle sähköverkkoon on määritetty aikarajat, joita tulee noudattaa, mi-  
käli sille ei ole estettä liittymän laajuuden, teknisen toteutuksen tai jonkin muun erityisen syyn  
vuoksi. Vuoden 2026 alusta alkaen jakeluverkkoyhtiöiden kehittämisvastuu laajeni yli 110  
kilovoltin (kV) verkkoihin ja tuotantoa yhteen kerääviin verkkoihin. Samaan aikaan voimaan  
astui myös muun muassa velvoitteet joustavien (väliaikainen) ja pysyvästi joustavien liittymien  
tarjoamisesta sekä energiatehokkuus ensin -periaate sähköverkon häviöiden minimoimiseksi.

Ilmastonmuutoksen hillitsemiseen fluorattuja kasvihuonekaasuja vähentämällä annetussa  
EU:n F-kaasuasetuksessa (2024/573) kielletään asteittain yleisesti käytetyn rikkiheksafluori-  
din (SF<sub>6</sub>) käytön uusissa sähköverkon kytkinlaitteissa joitain poikkeuksia lukuun ottamatta.  
Vuoden 2026 alusta alkaen ei ole ollut käytännössä sallittua asentaa verkkoon SF<sub>6</sub>-kytkinlait-  
teistoja, joiden nimellisjännite on alle 24 kilovolttia. Käytännössä tällä tarkoitetaan jakeluver-  
kon muuntamoiden ja sähköasemien keskijännitekojeistoja. Suurjännitteen osalta kielto as-  
tuu voimaan vuoden 2028 alusta (alle 145 kV) ja vuoden 2030 alusta (yli 145 kV).

EU:n sähkömarkkina- ja tasehallinta-asetuksen Suomessa toimeenpanevassa valtioneuvos-  
ton asetuksessa sähköntoimitusten selvityksestä ja mittauksesta (767/2021) on asetettu  
vaatimukset sähkökaupan taseselvitykselle ja mittaustarkkuudelle. Aiemmin käytössä ol-  
leesta tunnin aikajaksosta on siirrytty vartin tarkkuuteen. Sähköpörssissä varttihinnoitteluun  
siirryttiin 1.10.2025. Sähköverkonhaltijan näkökulmasta muutos on vaatinut tietojärjestel-  
mien kehitystä ja yhteensovittamista, mutta ennen kaikkea se edellyttää laaja-alaista sähkö-  
mittarikannan vaihtoa vuoden 2028 loppuun mennessä. Mittarit tulee olla varustettu yksi-  
suuntaisella tiedonsiirtoliitännällä (ns. HAN-portti), jonka kautta asiakas voi hyödyntää mit-  
taustietoja esimerkiksi kotiautomaatiojärjestelmässään.

Hallituksen valmistelussa oleva lakiesitys maanalaisen verkkoinfrastruktuurin sijaintitiedoista  
tähtää keskitetyn sähköisen palvelun kehittämiseen, jolla pyritään parantamaan verkkoinfra-  
struktuurien sijaintitietojen hallinnointia Suomessa vähentäen maanalaiseen rakentamiseen  
liittyviä kaivuuvahinkoja. Sähköverkonhaltijoiden (myös muiden verkkotoimijoiden) tulisi joko  
toimittaa verkkotietonsa keskitettyyn palveluun, josta johtokarttaotteita luovutettaisiin suun-  
nittelu- ja rakentamistoimintaansa niitä tarvitseville, tai vaihtoehtoisesti toimittaa palveluun  
verkkoaluetietonsa ja tuottaa itse tarvittavat otteet ja toimittaa ne palvelun kautta.

### 1.4 Sähköverkkotoiminnan valvontamenetelmien muutokset

Sähköverkkoliiketoiminnan hinnoittelun kohtuullisuutta valvotaan sen monopoliluonteensa  
vuoksi Energiaviraston laatimien [valvontamenetelmien](#) (käytössä myös termit valvontamalli ja  
regulaatiomalli) avulla neljän vuoden tarkastelujaksoissa. Kuluvalle kuudennella valvontajak-  
solla (2024–2027) noudatetaan samoja valvontamenetelmiä kuin seitsemännellä valvonta-  
jaksolla (2028–2031).

28.4.2026

Voimassa olevat valvontamenetelmät ovat saaneet paljon kritiikkiä. Aiempiin malleihin verrattuna se leikkaa voimakkaasti verkonhaltijoiden sallittua liikevaihtoa, tekevät investoinneista kannattamattomampia ja sitä kautta haittaavat sekä sähkömarkkinalain laatuvaatimusten että energiamurroksen vaatimien verkon kehittämistoimien tekemistä.

## 1.5 Kantaverkon kehittämissuunnitelma

Energiamurros on näkynyt viime vuodet voimakkaana kehittämis- ja investointitarpeena kantaverkossa. Kantaverkkoyhtiö Fingrid ennustaa sähkön kulutusta ja tuotantoa Suomessa kahden skenaarion avulla, jotka perustuvat Suomen kilpailukykyyn sähköintensiivisen teollisuuden hankkeissa. Korkeamman ennusteen (Erinomainen kilpailukyky) mukaan kulutus kasvaa nykyisestä noin 86 TWh:sta (terawattitunti) 159 TWh:iin ja tuotanto 83 TWh:sta (terawattitunti) 169 TWh:iin vuoteen 2035 mennessä. Matalamman ennusteen (Kohtalainen kilpailukyky) kulutus kasvaisi 104 TWh:iin ja tuotanto 120 TWh:iin. Verkon kehitystarpeet riippuvat uusien tuotanto- ja kulutushankkeiden maantieteellisestä sijainnista, mutta Fingrid on arvioinut investointien kokonaissumman olevan 5,2 miljardia euroa vuoteen 2035 asti katsottuna. Varsinais-Suomen osalta tähdellisimpiä kantaverkon kehityshankkeista on 400 kilovoltin yhteys Liedosta Raisioon rakennettavalle uudelle sähköasemalle (valmis 2031) sekä niin kutsutun lounaisleikkauksen vahvistukset välillä Ulvila–pääkaupunkiseutu (vuonna 2035). (Fingrid: [Kehittämissuunnitelma](#))

Koska kantaverkon rakentaminen luvituksineen on hidasta ja tehontarpeet verkossa kasvaneet sitä nopeammin, Fingrid on joutunut asettamaan paikallisia rajoituksia uusien kulutus- ja sähkövarastoliittymien tehoille. Alueellisesti määritellyn tehorajan ylittävistä hankkeista tulee tehdä liittymissopimushakemus Fingridille. TESV:n verkkoalueella nämä raja-arvot ovat hyvin alhaiset – kulutuskohteille kaksi megawattia ja sähkövarastoille yksi megawatti (tilanne 4/2026). Liittymissopimusta voi hakea vasta kun hankkeella on lainvoimainen kaava ja lainvoimainen rakennus- tai rakentamislupa. Mikäli liityntä vaatii vähintään 110 kV liittymisjohdon rakentamisen, liittymisjohdon lunastuslupahakemus tulee olla jätettynä viranomaiselle. (Fingrid: [Liittymissopimushakemus](#))

## 1.6 Muuttuva ilmasto ja sään ääri-ilmiöt

Ilmastonmuutokseen liittyy lämpötilan asteittainen nousu ja sitä kautta vuotuisten sademäärien kasvaminen, mutta myös sään ääri-ilmiöiden lisääntyminen koko Suomessa. Varsinais-Suomen alueella ilmastonmuutoksen myötä on odotettavissa voimistuneita tuulia ja rankkasateita, kuivia kausia, hellekesiä ja lauhoja talvia, roudan vähenemistä ja lumijaksojen lyhenemistä.

Turun rannikkoalue luetaan merkittäväksi tulvariskialueeksi merivesitulvien osalta, mutta ilmastonmuutoksen ei ole arvioitu muuttavan korkeiden merivesikorkeuksien todennäköisyyttä Saaristomerellä merkittävästi vuoteen 2050 mennessä. Vesistötulvien osalta (nykyisin kohtalainen riski) ei odoteta juurikaan muutosta. Hulevesitulvien riskin odotetaan kasvavan (nykyisin melko suuri riski). Tulvariskien hallitsemiseksi on laadittu alueellinen [tulvariskien hallintasuunnitelma](#). (Suomen ilmastopaneeli 2/2021)

28.4.2026

## 1.7 Toimintaympäristön muutosten vaikutukset TESV:n toiminnassa

Edellä on mainittu useita asioita, jotka vaikuttavat sähköverkon toimintaympäristöön. Kaikki näistä tulee ottaa huomioon sähköverkon kehittämissuunnittelussa – osa prosesseissa ja niiden kehittämisessä, osa tulevaisuuden ennusteiden luomisessa.

Puhtaan siirtymän ja energiamurroksen vaikutus tulee huomioida sekä prosesseissa että ennusteissa. TESV toimii vastuullisesti osana Turku Energiaa ja sitä kautta on mukana Turun kaupungin ilmasto- ja luontotyössä. Verkkoa rakennetaan mahdollistamaan ilmastotavoitteet ja verkon suunnittelussa ja rakentamisessa huomioidaan muun muassa luonnon monimuotoisuuden turvaaminen (LUMO-ohjelma). Energiamurrokseen liittyvät lämmityksen, liikenteen ja teollisuuden sähköistyminen sekä hajautetun tuotannon lisääntyminen otetaan huomioon verkon kehittämiseen tarvittavissa ennusteissa. Samoissa ennusteissa huomioidaan myös kaupunkikasvu ja väestönkehitys.

Voimassa oleva lainsäädäntö ja siihen tulleet muutokset ohjaavat toimintaamme. Sähkömarkkinalaissa esitetyt laatuvaatimukset (ns. toimitusvarmuuskriteerit) ohjaavat tulevien vuosien investointitarpeita ja kohdentamista keskijännitteisen ilmajohtoverkon kaapelointeihin. Sähköliittymien liittämismahdollisuuden aikarajat lisäävät esisuunnittelun ja vaihtoehtojen skenarioinnin roolia, mutta aiheuttavat myös paineen etukäteisille laitehankinnoille, varsinkin kun kustannustason nousun lisäksi laitteiden toimitusajat ovat pidentyneet sekä geopolittisen tilanteen vuoksi että myös uutta teknologiaa hyödyntävien SF<sub>6</sub>-vapaiden laitteistojen toimitus- ja toimivuushaasteiden vuoksi. Toisaalta taas toimitusvarmuustoimenpiteiden ja verkon muun kehittämisen investointipotista haukkaa suuren osan vuosina 2025–2028 uusien [sähkötietojen vaihtoprojekti](#).

Lainsäädännön muutokset velvoittavat paikoin myös oman osaamisen kehittämistä ja resursien lisäämistä. Vaikka emme pidä kovin todennäköisenä muun muassa maankäytöllisen haastavuuden vuoksi, että TESV:n olisi tarve rakentaa sähkömarkkinalaissa veloitettuja yli 110 kilovoltin verkkoja, tulee sitä kuitenkin pitää mahdollisena ja kartoittaa markkinoilla saatavilla olevia suunnittelu-, rakennuttamis-, rakentamis- ja kunnossapitopalveluita tarpeen näin vaatiessa. Vastaava työllistävä vaikutus olisi myös valmisteilla olevalla lakiesityksellä valtakunnallisen sähköisen sijaintitietopisteen kehittämiseksi.

Energiaviraston valvontamenetelmät haastavat myös TESV:n tavoitteita. Yhtäaikainen investointitarpeen kasvu ja kohtuullisen tuoton tippuminen ovat viivästyttäneet paikoin investointeja ja aiheuttaneet investointien kohdentamisen vain välttämättömiin hankkeisiin. Tällainen ei tue verkon pitkäjänteistä ja etupainotteista kehittämistä, mikä taas on haitallista koko yhteiskunnalle ja hidastava tekijä eritoten puhtaalle siirtymälle ja energiamurrokselle. Pitkän tähtäimen suunnittelua haastaa myös epävarmuus valvontamenetelmien säilyvyydestä. Esimerkiksi kesken edellisen valvontajakson 2020–2023 Energiavirasto päivitti alaspäin verkon komponenttien yksikköhintoja, muutti kohtuullisen tuottoasteen laskentatapaa ja poisti kokonaisuudessa toimitusvarmuuskannustimen, joka siihen asti huomioi ennenaikaisesti tehdyt verkon saneeraukset sähkömarkkinalain laatuvaatimusten täyttämiseksi. Tämän lisäksi menetelmiin tulleet päivitykset (esim. komponenttien jakaminen pienempiin ja tarkempiin yksiköihin) ja niissä esiintyneet tulkinnanvaraisuudet ovat lisänneet työkuormaa.

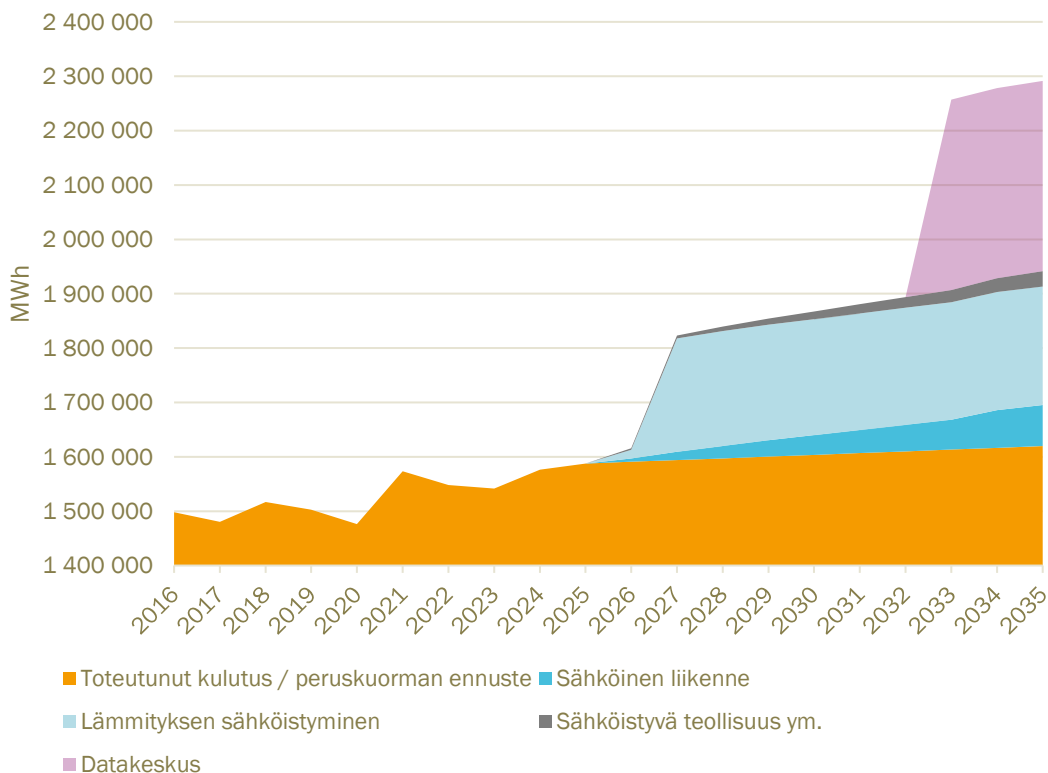
28.4.2026

### 1.7.1 Kulutuksen ja tuotannon ennusteet sekä niiden perustelut

TESV:n verkkoalueen asiakkaille siirretyn energian arvioidaan kasvavan kuvan 6 mukaisesti nykyisestä 1 587 687 megawattitunnista (vuosi 2025) noin 1 940 000 megawattituntiin vuodessa eli noin 22 prosenttia tulevan 10 vuoden aikana. Ennusteessa on huomioitu sekä aikaisempi kehitys että tulevaisuuden osalta:

- väestönkehitys sekä Turussa rakentumattomien ja vireillä olevien asema- ja yleiskaa-vojen avulla (peruskuorman ennuste)
- sähköisen liikenteen ja sen vaatiman latausinfraan kehittyminen
- muutokset lämmitystavoissa ja viilennysmäärän kasvu (keskitetyt ja liittymäkohtaiset)
- teollisuuden sähköistyminen
- Fingridin kehittämissuunnitelma ja valtakunnalliset ennusteet

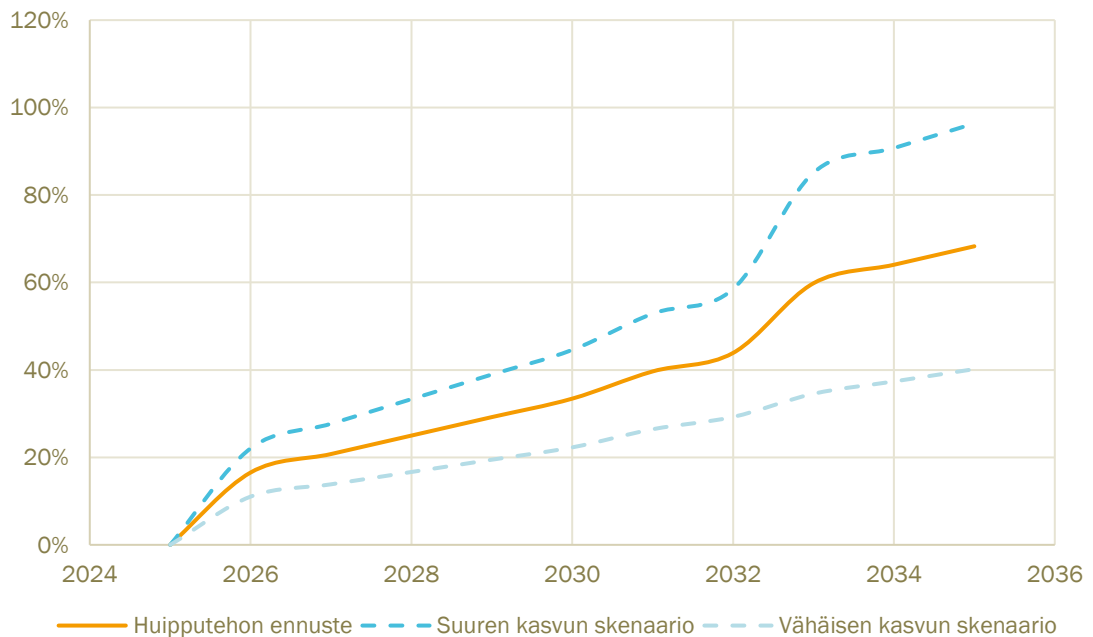
Suurimpana tekijänä kulutuksen kasvussa on lämmityksen sähköistyminen – eritoten aiemmin mainitun sähkökattilan käyttöönotto. Kuvaajassa on esitetty havainnollisuuden vuoksi myös mahdollisen datakeskuksen vaikutus kulutusennusteeseen. Koska kuitenkin pidämme datakeskushanketta alustavista liittymätiedusteluista huolimatta TESV:n verkkoalueelle sekä maankäytöllisesti että kantaverkon tämänhetkisen alueellisen tehorojituksen vuoksi varsin epätodennäköisenä, sen vaikutukset on rajattu tämän kehittämissuunnitelman tarkastelujakson ulkopuolelle.



**KUVA 6.** Verkkopalveluasiakkaille syötetyn vuotuisen energiamäärän ennuste

28.4.2026

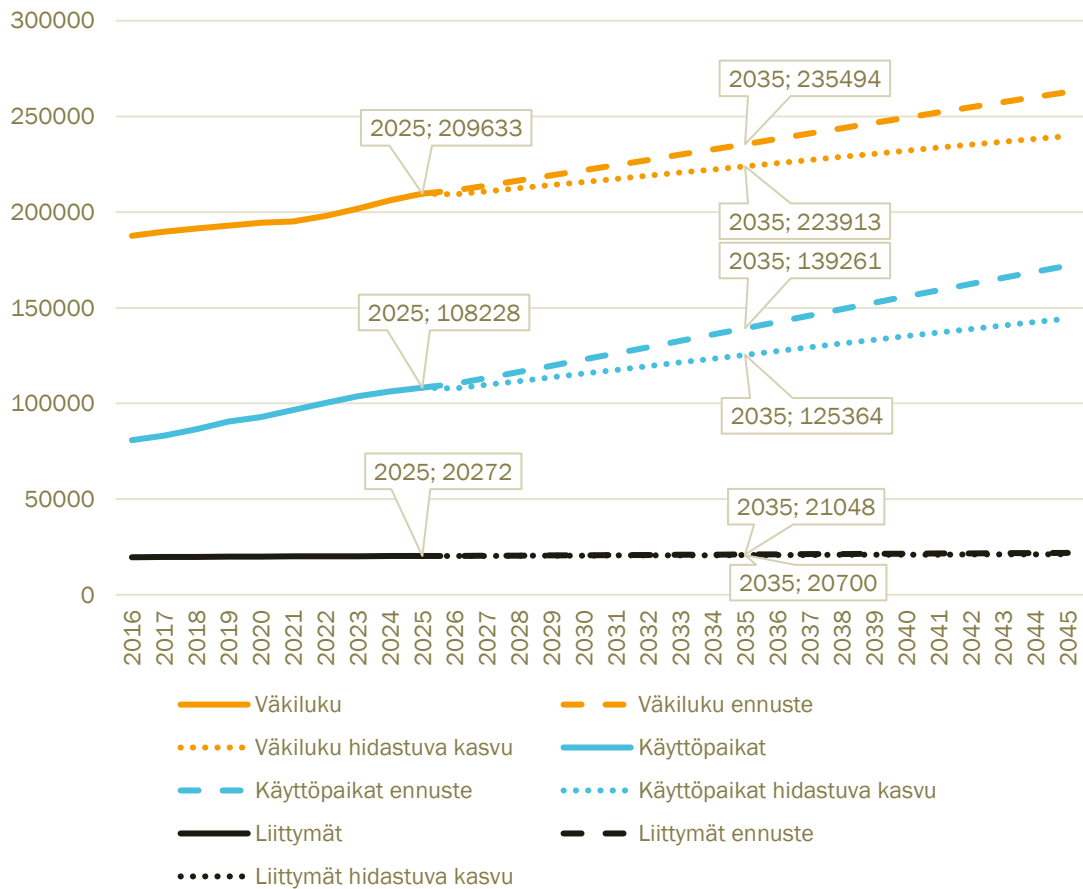
Verkon huipputeho kasvaa energiankulutusta enemmän. Kuvassa 7 on esitetty kahden ääripään skenaariot sekä niiden perusteella arvioitu huipputehon kehittymisen ennuste. Suuren kasvun skenaariossa on huomioitu mahdollinen datakeskus ja oletettu muun kuormituksen huipputehojen risteilyn (eriaikaisuuden) olevan vähäistä, kun taas vähäisen kasvun skenaariossa tehojen risteily on suurempaa ja datakeskusta ei TESV:n verkkoalueelle rakenneta. Molemmissa skenaarioissa on huomioitu verkkoon liitettävät sähkövarastot, joiden vaikutuksen energiamääriin oletetaan olevan vähäinen, mutta tehoihin merkittävä. Varsinainen ennuste on arvioitu olevan näiden ääripäiden välissä, mikä tarkoittaisi noin 70 prosentin kasvua TESV:n verkon huipputehossa seuraavan 10 vuoden aikana.



**KUVA 7.** Verkon huipputehon kehittymisen ennuste

Käyttöpaikkojen ja liittymien lukumäärien kehittymistä ennustetaan historiatietojen ja Turun väestönkasvuennusteiden avulla. Ennusteet on esitetty kuvassa 8. Käyttöpaikkojen lukumäärän odotetaan kasvavan nykyisestä 108 228:sta (tilanne 31.12.2025) noin 139 000:een ja liittymämäärän noin 800:lla 21 000:een.

28.4.2026



**KUVA 8.** Sähkön käyttöpaikkojen ja liittyminen lukumäärät ja niiden ennusteet

Hajautetun tuotannon osalta ennuste pohjautuu edeltävien vuosien kehittymiseen ja kanta-verkkoyhtiön ennusteisiin. Ennusteessa on arvioitu verkkoon liitettävän yksi suuri aurinkovoimala suurjänniteverkkoon, teollisen kokoluokan voimaloiden lisääntyminen ja kattoasenteisten voimaloiden määrän merkittävä lisääntyminen. Yhteensä tuotannon huipputeho kasvaisi nykyisestä noin 30 000 kilowattista 135 000 kilowattiin eli 4,5 kertaistuisi. Samanaikaisesti verkkopalveluasiakkailta vastaanotettavan energian ennustetaan kasvavan noin kymmenkertaiseksi nykyisestä 5 813 megawattitunnista sähkövarastojen lisääntymisen myötä hajautetun tuotannon ohella.

Sähköisen liikenteen julkisten latausasemien määrän ennustetaan kasvavan nykyisestä 140 kappaleesta noin 400 kappaleeseen. Ennuste pohjautuu edellä mainittuun AFIR-asetuksen vaatimukseen ja Turun autokannan kehittymisen ennusteisiin ottaen huomioon myös se, että pikalatureiden suhteellisen määrän odotetaan kasvavan.

28.4.2026

**TAULUKKO 1.** Kehittämissuunnitelmassa vaaditut tunnusluvut kootusti

	<b>Nykytila (2025)</b>	<b>Ennuste (2035)</b>
<b>a. Verkkoalueella siirretty energia, MWh</b>		
i. Verkkopalveluasiakkaille siirretty energia	1 587 687	1 940 000
ii. Verkkopalveluasiakkailta vastaanotettu energia	5 813	60 000
<b>b. Käyttöpaikkojen määrä, kpl</b>	108 228	139 000
<b>c. Hajautettu tuotanto</b>		
i. Yhteenlaskettu nimellisteho, kW		
a) Suurjänniteverkkoon liitetty	480	20 000
b) Keskijänniteverkkoon liitetty	5 645	25 000
c) Pienjänniteverkkoon liitetty	23 033	90 000
ii. Kappalemäärä, kpl		
a) Suurjänniteverkkoon liitetty	1	2
b) Keskijänniteverkkoon liitetty	26	50
c) Pienjänniteverkkoon liitetty	1 973	8 000
<b>d. Sähköisen liikenteen julkiseen lataukseen käytettävien liittymien määrä, kpl</b>	140	400

### 1.7.2 Ilmastonmuutoksen ja sääilmiöiden huomioiminen

Verkon kehittämissuunnitelmassa on huomioitu sääilmiöiden vaikutus pyrkimällä pitkällä tähtäimellä merkittäviltä osiltaan kaapeloituun keskijänniteverkkoon. Tällä on suurin vaikutus eteläosien saariston puustoisilla alueilla. Pienjänniteverkon pylväsosuuDET eivät ole haittavai-  
kutuksiltaan vastaavalla tavalla myrskyherkkiä kuin keskijänniteverkon osuuDET, mutta pj-ver-  
kossakin kaapelointia suoritetaan tilanteen sen salliessa. Näin ollen sään ääri-ilmiöiden yleis-  
tyminen ei juurikaan häiritse sähköverkon toimintaa tulevaisuudessa.

Merivesitulvien riskialueet ja muutenkin mahdollisten tulva-alueiden aineisto on käytettäväs-  
sämme. Meritulvariskin tulvavaara-alueilla sijaitsee alle 20 kohdetta (esim. muuntamo), joista  
osa on liittymien omistuksessa (tilanne 3/2026). Tulvariskialueet huomioon yleisesti verkon  
kehityksessä jo suunnitteluvaiheessa.

### 1.7.3 Keskijänniteverkon jännitteen muutos

TESV:n keskijänniteverkossa on käytössä saaristoalueita lukuun ottamatta 10 kilovoltin käyt-  
töjännite. Verkkoa on kuitenkin jo 80-luvulta asti rakennettu 24 kilovoltin rakennejännitteisillä  
komponenteilla (ent. 12 kV), mikä mahdollistaa niiden osalta jännitetason muutoksen 20 ki-  
lovoltin käyttöjännitteeseen. Jakelumuuntajien osalta tämä tarkoittaa jännitteenvaihtokyt-  
kintä. TESV on myös velvoittanut keskijänniteasiakkaita suunnittelemaan ja rakentamaan  
asiakasmuuntamonsa ja kaapelointinsa vastaavasti.

Koska verkossa on kuitenkin edelleen paljon 12 kV rakennejännitteisiä komponentteja, ei  
käyttöjännitteen vaihto 10 → 20 kilovolttiin tapahdu hetkessä, vaan se vaatii verkon

28.4.2026

saneerausta ja sen jälkeen verkko-osien siirtoa 20 kilovolttiin alueittain askeltaen. Yhtenä haasteena siirtymisessä on sähköasemille sijoitettavien päämuuntajien uusiminen. Niiden hankintahinnat ja toimitusajat ovat yhtä lailla kasvaneet merkittävästi viime vuosien aikana geopoliittisen tilanteen vuoksi.

Verkon keskijännitteen kaksinkertaistaminen tarkoittaa verkon siirtokapasiteetin kaksinkertaistamista ja virtojen pienentyessä häviöiden pienenemistä neljännekseen, mutta sillä on myös negatiivisia vaikutuksia, jotka tulee huomioida. Näitä ovat ennen kaikkea kapasitiivisen loistehon ja maasulkuvirtojen kasvaminen. Verkon tuottama kapasitiivinen loisteho nelinkertaistuu ja maasulkuvirrat kaksinkertaistuvat. Samanaikaisesti tapahtuva ilmajohtoverkon saneeraaminen maakaapeliksi vain lisää vaikutusta. Tämä aiheuttaa sekä loistehon että maasulkuvirtojen osalta investointeja kompensointilaitteistoihin.

Tehontarpeen noustua ja edelleen noustessa siirtymä 20 kilovolttiin jännitteeseen on ajankohmainen. Ensimmäinen jännitteenmuutosalue on rakenteilla ja muutos 20 kilovolttiin sen osalta tehdään vuoden 2026 aikana. Siirtymä kokonaisuudessaan kestää useamman vuosikymmenen.

#### 1.7.4 Muita muutoksia toimintaympäristössä

Saatavilla olevan datan määrä sähköverkosta ja siihen vaikuttavista ulkoisista tekijöistä on kasvanut viime vuosikymmenien aikana valtavasti. Tämä lisää tiedon hyödyntämisen mahdollisuuksia, mutta myös uhkakuvia. TESV hyödyntää saatavilla olevaa dataa koko ajan entistä enemmän verkon kehittämisessä, mutta toisaalta on viime vuosien aikana kiinnittänyt huomiota myös tietosuoja-, tietoturva- ja kyberturvallisuusasioihin. Myös tekoälyn hyödyntäminen on tullut tehostamaan jokapäiväistä työskentelyä tiedon hankkimisessa ja suurten datamäärien analysoimisessa.

Tietojärjestelmien sekä sähköverkon tietoliikenne- ja automaatoratkaisujen kehittyminen mahdollistavat reaaliaikaisen datan saamisen verkon tilasta ja sen hyödyntämisen joko välittömästi tai sen käyttämisen verkon kehittämisen lähtötietona. TESV osallistuu aktiivisesti tietojärjestelmiensä kehittämiseen ja hankkii tietoa uusista teknologioista.

Turun asemakaavoituksessa on viimeisen kymmenen vuoden aikana noussut kaupunkikuvallisten tekijöiden painoarvo aikaisempaa korkeammaksi. Asia näkyy TESV:n verkon suunnittelussa ja rakentamisessa siten, että uudempien kaava-alueiden osalta myös ydinkeskustan ulkopuolella taajamissa erillisten puistomuuntamoiden rakentamista ei paikoin käytännössä sallita, vaan muuntamot tulee integroida kaavassa esitettyihin uudisrakennuksiin. Puistomuuntamoita kalliimmat kiinteistömuuntamot yhtäältä lisäävät investointikustannuksia, mutta toisaalta vaikeuttavat alueen sähköverkon rakentamista, kun syöttöpisteinä toimivien muuntamoiden rakentaminen on sidottu alueen talokannan rakentumisen aikatauluihin. Viime vuosina onkin jouduttu monen kaava-alueen yhteydessä rakentamaan väliaikaisia verkkoja ja niin sanottuja työmaamuuntamoita alueen rakentumisen aikaisen sähkönsyötön toteuttamiseksi.

Uusia sähköliittymätiedusteluja tulee paljon usein etukäteen vaikeasti ennustettaviin sijainteihin ja niiden koot vaihtelevat pienjänniteliittymistä suurjänniteliittymiin. Nämä tiedustelut useimmiten työllistävät, vaikkei kyseisten hankkeiden todennäköisyydestä ole tietoa. Pyrimme aina selvittämään millaisesta kulutuksesta todella olisi kyse, millaisella aikataululla

28.4.2026

hanke etenisi ja mistä sen toteutuminen riippuu. Toisaalta myös toteutuvien hankkeiden osalta pyrimme keskustelemaan kohteen sähkösuunnittelijoiden kanssa sähköliittymän mitoittamisesta, jotta todelliseen kulutukseen nähden ylisuurelta liittymäkoolta ja sitä kautta yli-investoinneilta verkkoon vältytään.

## 2 Sähkönjakeluverkon kehittämissuunnitelman lähtökohdat

Nykytilaisen sähkönjakeluverkon kehittämisen ohjureina toimivat edellisessä luvussa esitellyt toimintaympäristön muutokset, mutta myös jatkuva asiakkaiden ja omistajan tarpeiden huomioiminen. Tähän vastaamme käytännössä verkon kustannustehokkaalla kehittämisellä huomioiden toimitusvarmuus- ja turvallisuusnäkökulmat investoinneissa, kunnossapitotoimissa ja varautumissuunnittelussa. Ilmajohtojen saneeraaminen maakaapeleiksi, verkon automaation ja vianpaikannusjärjestelmien kehittyminen sekä järjestelmällinen ilmajohtokatuja raivaaminen ja vierimetsien hoito muiden kunnossapito-ohjelman mukaisten toimien ohella takaavat korkean sähkönjakelun toimitusvarmuuden. Näin ollen keskimääräinen keskeytysaika vuodessa asiakasta kohden TESV:n verkossa on hyvin alhainen (9 min 9 s vuonna 2025).

### 2.1 Sähkönjakeluverkon kehittämisvyöhykkeet

TESV:n jakeluverkkoalue voidaan jakaa kolmeen erilliseen kehittämisvyöhykkeeseen niiden toimintaympäristönsä ominaispiirteiden samankaltaisuuden perusteella. Vyöhykejako noudattaa sähkömarkkinalain 51 §:ssä esitettyjä laatuvaatimustasoja (6 h / 36 h / muut). Laatuvaatimuksella tarkoitetaan sitä, ettei verkon vioittuminen myrskyn tai lumikuorman vuoksi saa aiheuttaa alueella verkon käyttäjälle pidempää sähkökatkoa kuin kyseiselle alueelle on määritetty.

Kehittämisvyöhykkeet ovat:

- o asemakaava-alue (6 h)
- o kaavoittamaton alue (36 h)
- o sillattomat saaret eli asemakaavan ulkopuoliset ilman kiinteää ajoneuvoyhteyttä olevat saaret (120 h)

Kehittämisvyöhykkeiden määrittely sähkömarkkinalain laatuvaatimustasojen mukaisesti on perusteltu, koska perustavaa laatua olevia teknisiä ratkaisua tai erilaisia ympäristöjä on TESV:n toimialueella sovellettavissa vain vähän, joten tarvetta suurempaan vyöhykkeiden lukumäärään ei ole.

#### 2.1.1 Kuvaukset vyöhykkeittäin

TESV:n keskijännitteisellä jakeluverkolla ei ole millään kehittämisvyöhykkeellä yhteyksiä naapurijakeluverkkoihin jännite-eron (10 kV / 20 kV) johdosta. Edellisessä luvussa esitellyn siirtymän jälkeen tämä on kuitenkin mahdollista, mutta käytännössä vasta vuosikymmenien päästä. Koko jakelualueen kattava suurjänniteverkko (110 kV) on silmukoitu ja useasta kohdasta yhteydessä sekä kantaverkkoon että naapuriyhtiön suurjänniteverkkoon.

28.4.2026

### 2.1.1.1 Asemakaava-alue

Asemakaava-alueella kaikki uudisrakentaminen tehdään nykyään maakaapelilla. Keskijänniteverkko on rengastettu/silmukoitu, joten sähköä on syötettävissä vähintään kahdesta suunnasta. Suuri osa verkon kytkennöistä voidaan tehdä etänä muuntamoilla sijaitsevien kaukokäytettävien erottimien avulla. Välimatkat verkon kohteille ovat lyhyitä, mikä nopeuttaa viankorjausta. Kaavoitus ja liikennereittien rakentaminen ohjaa sähköverkon rakentamista. Pienjänniteverkon muuntamoiden välisiä yhteyksiä vahvistetaan verkon saneerauksen yhteydessä, jolloin myös muuntamoiden syöttämien muuntopiirien korvattavuus paranee.

Alue on tiivistä kaupunkirakennetta ydinkeskustan ruutukaava-alueesta taajamien kerrostaloalueisiin ja pientaloalueisiin. Kaapelointi on ainoa vaihtoehto verkon rakentamiseen. Käyttöpaikoista noin 97 prosenttia sijaitsee kaava-alueella. Normaalit kriittiset käyttöpaikat (terveydenhuolto, vesihuolto, teleliikenne, jne.) sijaitsevat asemakaava-alueella. Sähkönkäyttötarpeet ovat tyypillisen moninaiset perusasumisesta kauppaan ja pienteollisuuteen.

Sähköverkon kaapelien sijoitusympäristönä ovat useimmiten päällystetyt katu- ja tiealueet, ennen kaikkea kevyenliikenteenväylät ja jalkakäytävät. Kaikkii kaapelirakennus näillä reiteillä tehdään katurakenteisiin ja edellyttää pakollista massanvaihtoa. Näin ollen maaperän vaikutus rakentamisessa on vähäinen. Etenkin ydinkeskustassa jalkakäytävien alla alkaa olla paljon johtoja, joten verkon sijoitustilasta kilpaillaan muiden infrarakenteiden kanssa. Verkon rakentamisympäristön arvioimiseen voidaan käyttää muun muassa Turun kaupungin kaivuutöiden [maksuluokkakarttaa](#).

Kaupungin yleinen kasvu ja uudistuminen, sähköisen liikenteen kehitys ja mahdolliset liittyjien erityistarpeet tuovat verkolle vahvistustarpeita. Yleiset muutokset käsittävät koko kaava-alueen, mutta yksittäisten liittyjien tarpeet, kuten laivojen maasähkö, sähköbussien varikkolautauskeskittymät tai keskitetyn lämmityksen ja jäähdytyksen kohteet, ovat pistekohtaisia kapasiteettitarpeita alueella. Myös hajautettu tuotanto ja sähkövarastot aiheuttavat verkon kehittämistarpeita ja tulee ottaa huomioon suunnittelussa.

### 2.1.1.2 Kaavoittamaton alue

Kaavoittamattomallakin alueella nykyinen valtaosin ilmajohdoilla toteutetun verkon uudisrakentaminen tehdään nykyään pääsääntöisesti kaapelilla toimitusvarmuussyistä. Keskijänniteverkko on perusrakenteeltaan rengastettu sisältäen yksittäisiä pienitehoisia säteittäisiä haaroja. Kaukokäytettäviä erottimia on sekä kaapeli- että ilmajohtoverkon kohteissa, ja välimatkat verkon kohteille ovat kohtuullisia. Kaavoituksen eteneminen ja liikennereittien rakentaminen ohjaa osaltaan sähköverkon rakentamista. Vanhan verkon uudistamisessa ilman selkeää kaavaohjausta tavoitteena on toimitusvarmuuden parantaminen kaapeliratkaisuja käyttämällä.

Kaavoittamaton alue on haja-asutusluonteista käyttöpaikkatyyppien vaihdella maataloudesta loma-asutukseen ja pienteollisuuteen. Merkittävimmät käyttöpaikat ovat lentokenttä ja isot puutarha-/kasvihuoneyritykset. Sijainniltaan alueet ovat etelän saaristoa ja pohjoisosan maaseutualueita.

Maastot vaihtelevat metsästä avoimeen peltoon maaperän vaihdella liejusavesta kalliomaahan ([GTK: Maankamara](#)). Silti sähköverkon sijoitus pyritään osoittamaan pääsääntöisesti katu- ja tiealueille. Kaikkii kaapelirakennus kaupungin hallitsemilla tieiteillä edellyttää

28.4.2026

pakollista massanvaihtoa. Satunnaisesti voidaan sijoitusta harkita muualle huomioiden riskit tulevan kaavoituksen aiheuttamista siirtotarpeista. Yksityisen omistuksen alueilla on mahdollista päästä rakentamaan ilman massanvaihtoa. Paikoin hyvinkin kallioinen maaperä puoltaa käyttämään ilmajohtoratkaisuja, ja niitä tehdään jonkin verran pienjänniteverkossa. Keskijänniteverkossa ilmajohtojen uudisrakennusta vältetään.

Merkittävin muutosasia kaavoittamattomilla alueilla on kaupungin kaavoitus. Toisin sanoen kaavoittamaton alue kutistuu jatkuvasti ja uusien kaavojen alueella yleensä verkkoa uudistetaan merkittävässä määrin. Yksittäisten pistemäisten isojen liittyjien tehot voivat merkitä verkolle muutostarpeita. Saaristossa loma-asuntojen muuttuminen ympärivuoden asuttaviksi ja sähköautojen lataaminen lisäävät sähkön käyttöä. Hajautettu tuotanto ja sähkövarastot aiheuttavat verkon kehittämistarpeita.

### 2.1.1.3 Sillattomat saaret

Sillattomat saaret ovat vesistökaapelilla syötettyjä saaria, joihin kulku on järjestettävä veneillä ja lautoilla. Keskijänniteverkko on joissain tapauksissa rengastettu, mutta yleisimmin saari on säteittäisessä haarassa. Saarten verkko on tällä hetkellä ilmajohtovaltaista. Uudisrakentamista rengasmaisten kj-verkkojen tapauksissa tehdään kaapeloimalla, muuten rakenneratkaisut ovat paikallisten olosuhteiden mukaiset. Työkoneiden ja materiaalien saaminen saareen ja saarella tapahtuvan liikkumisen vaikeudet vaikuttavat ratkaisuihin.

Saarissa käyttöpaikat ovat pääsääntöisesti loma-asutusta. Joitain vakituisen asumisen käyttöpaikkoja on.

Maaperä vaihtelee saarissa, mutta kallioisia alueita on voittopuolisesti ([GTK: Maankamara](#)). Tästä syystä verkkoratkaisujen soveltuvuus on käsiteltävä aina tapauskohtaisesti.

Loma-asutuksen määrä ja sähkönkäytön kasvu on merkittävin muutostekijä saarissa. Vaikka määrät ovat toistaiseksi yksittäisiä, hajautettu tuotanto ja sähkövarastot aiheuttanevat myös tällä kehittämisvyöhykkeellä verkon kehittämistarpeita.

## 2.1.2 Kehittämisvyöhykkeiden tunnuslukuja 31.12.2025

### 2.1.2.1 Verkon keski-ikä ja tekninen pitoaika vyöhykkeittäin

Kehittämisvyöhykkeellä olevan verkoston keski-ikä ja keskimääräisellä teknisellä pitoajalla kuvataan, missä vaiheessa elinkaarta kehittämisvyöhykkeellä sijaitseva verkosto keskimäärin on.

**TAULUKKO 2.** Verkon keski-ikä ja tekninen pitoaika vyöhykkeittäin

Kehittämisvyöhyke	Keski-ikä	Keskimääräinen tekninen pitoaika
Asemakaava-alue	24	60
Kaavoittamaton alue	34	60
Sillattomat saaret	40	60

28.4.2026

### 2.1.2.2 Verkon kokonaismäärät ja laatuvaatimukset täyttävän verkon osuudet vyöhykkeittäin

Taulukossa 3 on esitetty vyöhykkeittäin verkon kokonaismäärät sekä ne osuudet verkosta, jotka tulkitsemme rakenteellisesti laatuvaatimukset täyttäviksi.

**TAULUKKO 3.** Verkon kokonaismäärät ja laatuvaatimukset täyttävä verkko vyöhykkeittäin

Kehittämisyöhyke	Verkkopituus, km	Laatuvaatimukset täyttävä verkko, km
Asemakaava-alue		
Keskijänniteverkko	627	573
Pienjänniteverkko	1 511	1 397
Kaavoittamaton alue		
Keskijänniteverkko	154	78
Pienjänniteverkko	291	73
Sillattomat saaret		
Keskijänniteverkko	10	5
Pienjänniteverkko	36	4

### 2.1.2.3 Liittymien ja käyttöpaikkojen kokonaismäärät ja laatuvaatimusten piirissä olevat käyttöpaikat vyöhykkeittäin

Taulukossa on esitetty kaikki verkon liittymät ja käyttöpaikat vyöhykkeittäin, sekä ne käyttöpaikat, jotka ovat joko laatuvaatimukset täyttävän verkon piirissä tai niin, että laatuvaatimukset voidaan täyttää TESV:n käytössä oleva normaali viankorjausresurssi huomioiden.

**TAULUKKO 4.** Liittymät ja käyttöpaikat

Kehittämisyöhyke	Liittymät	Käyttöpaikat	Käyttöpaikat laatuvaatimusten piirissä
Asemakaava-alue	17 271	105 032	101 709
Kaavoittamaton alue	2 624	2 817	278
Sillattomat saaret	377	379	2

### 2.1.2.4 Maakaapelimäärät vyöhykkeittäin

Taulukossa 5 sillattomien saarten osalta saariin johtavat vesistökaapelit on laskettu kuuluvan muihin vyöhykkeisiin, mutta pienjännitekaapelimäärään sisältyy myös vesistökaapelit (n. 2,5 km).

28.4.2026

**TAULUKKO 5.** Maakaapelimäärät vyöhykkeittäin

Kehittämisyöhyke	Keskijännitekaapeli, km	Pienjännitekaapeli, km
Asemakaava-alue	549	1 397
Kaavoittamaton alue	43	73
Sillattomat saaret	2	4

### 2.1.2.5 Ilmajohtojen määrät metsässä, teiden varressa ja laatuvaatimukset täyttävä ilmajohtoverkko vyöhykkeittäin

Ilmajohdoiksi lasketaan avojohdot, ilmakaapelit ja päällystetty avojohdot (PAS).

**TAULUKKO 6.** Ilmajohdot vyöhykkeittäin

Kehittämisyöhyke	Ilmajohdot metsässä, km	Ilmajohdot tien varressa, km	Laatuvaatimukset täyttävä ilmajohtoverkko, km
Asemakaava-alue			
Keskijänniteverkko	12	26	24
Pienjänniteverkko	15	4	0
Kaavoittamaton alue			
Keskijänniteverkko	16	37	34
Pienjänniteverkko	172	31	0
Sillattomat saaret			
Keskijänniteverkko	5	1	0
Pienjänniteverkko	30	0	0

## 2.2 Sähkönjakeluverkon kehittämissstrategia

### 2.2.1 Asemakaava-alueen suunnittelukriteerit (6 h)

Asemakaava-alueella keskijänniteverkon perusrakenteena on rengasverkko sähköasemien välille. Jakelurenkaat silmukoidaan toisiinsa poikittaisilla yhteyksillä. Jakelurenkaista poikkeavat yksittäiset haarat ovat mahdollisia. Kaukokäytettäviä erottimia sijoitetaan kytkentäkriittisiin kohteisiin. Keskijänniteverkko rakennetaan kaapelointiratkaisuilla.

Pienjänniteverkon perusrakenteena on jakokaappien kautta silmukoidut runkoyhteydet muuntamoiden välille. Yksittäiset haararunkoyhteydet muuntamoilta tai jakokaapeilta ovat mahdollisia. Liittymät rakennetaan säteittäisinä jakokaapeilta tai muuntamoilta. Pienjänniteverkko rakennetaan kaapelointiratkaisuilla.

Muuntamot ovat joko puistomuuntamoita tai kiinteistömuuntamoita.

28.4.2026

## 2.2.2 Kaavoittamattoman alueen suunnittelukriteerit (36 h)

Kaavoittamattoman alueen keskijänniteverkon perusrakenteena on rengasverkko sähköasemien välille. Jakelurenkaat silmukoidaan toisiinsa poikittaisilla yhteyksillä. Jakelurenkaista poikkeavat yksittäiset haarat ovat mahdollisia. Kaukokäytettäviä erottimia sijoitetaan kytkentäkriittisiin kohteisiin. Keskijänniteverkko rakennetaan lähtökohtaisesti kaapelointiratkaisuilla. Mahdolliset yksittäiset ilmajohtoratkaisut rakennetaan avojohdolla, sijoitetaan teiden varsille tai muutoin lyhyen huoltoyhteyden päähän kulkuväylästä. Ilmajohtojen johtokatuja puuttomuudesta huolehditaan raivauksella ja vierimetsän hoidolla.

Pienjänniteverkon perusrakenteena on runkoyhteydet muuntamoiden välille tai säteittäiset runkoyhteydet. Liittymät rakennetaan säteittäisinä muuntamoilta, jakokaapeilta tai runkojohtopylväiltä. Pienjänniteverkko rakennetaan lähtökohtaisesti kaapelointiratkaisuilla. Myös ilmajohtoratkaisut ovat mahdollisia. Ilmajohdot sijoitetaan teiden varsille tai muutoin lyhyen huoltoyhteyden päähän kulkuväylästä. Johtokatuja puuttomuudesta huolehditaan riittäväillä raivauksilla.

Rengasverkkoon liitettävät muuntamot ovat puistomuuntamoita. Haarayhteyksiin liitettävät muuntamot ovat puistomuuntamoita tai joissain tapauksissa pylväsmuuntamoita.

## 2.2.3 Sillattomien saarien suunnittelukriteerit (120 h)

Sillattomien saarten keskijänniteverkon perusrakenne määräytyy kyseisen keskijänniteverkon osuuden verkostollisen sijainnin mukaan. Läpikulkevat keskijännitelinjat rakennetaan lähtökohtaisesti kaapelointiratkaisulla. Päätyvät keskijänniteverkon haaraosuudet voidaan rakentaa myös ilmajohtoratkaisuna avojohdolla. Ilmajojen johtokatuja puuttomuudesta huolehditaan raivauksella ja vierimetsän hoidolla. Kaukokäytettäviä erottimia sijoitetaan kytkentäkriittisiin kohteisiin.

Pienjänniteverkon perusrakenteena säteittäiset runkoyhteydet. Liittymät rakennetaan säteittäisinä muuntamoilta, jakokaapeilta tai runkojohtopylväiltä. Pienjänniteverkko rakennetaan kaapelointi- ja ilmajohtoratkaisuilla. Ilmajohdon johtokatuja puuttomuudesta huolehditaan riittäväillä raivauksilla.

Läpikulkevaan keskijänniteverkkoon liitettävät muuntamot ovat puistomuuntamoita. Haarayhteyksiin liitettävät muuntamot ovat puistomuuntamoita tai joissain tapauksissa pylväsmuuntamoita.

## 2.3 Erityispiirteiden huomioiminen verkon kehittämisessä

### 2.3.1 Yhteisrakentaminen ja yhteydet muiden verkonhaltijoiden verkkoihin

Yhteisrakentamista on tehty parin vuosikymmenen ajan kaupungin katuvalaistuksen ja teleyhtiön kanssa laajoissa asuntoalueiden verkkojen kaapeloinneissa. Yhtiömme verkostosuunnitelmia on pitkään lähetetty tiedoksi alueen suurimmalle teleyhtiölle kauan ennen valtakunnallisen Verkkotietopisteen perustamista. Verkkotietopisteeseen merkitään merkittävät verkon rakennuksen hankkeet seuraavaksi vuodeksi. Myös kahdenkeskisesti tietoa vaihdetaan teleyhtiöiden kanssa suuremmista verkkoprojekteista. Tietoa muiden verkkotoimijoiden hankkeista saadaan Turun kaupungin välittämänä sijoitusluvituksen ja laajojen

28.4.2026

johtokarttaotetilausten yhteydessä. Yhteisrakentamista tehdään myös kaupungin kaavoituksen myötä tapahtuvissa kadunrakennushankkeissa sekä katujen perusparannushankkeissa niin verkon laajenuksena kuin saneerauksena.

Olemme tunnistaneeet merkittävän potentiaalin yhteisrakentamisen hyödyntämiselle valokuiturakentamisen yhteydessä. Joitakin yhteishankkeita onkin jo toteutettu ja uusia sovittu, mutta ongelman muodostaa kuiturakentamisen kiivas vauhti ja alueiden ennakoimattomuus. Useimmiten tieto suunnitelmista ja kaivuista tulee tietoomme vasta juuri ennen hankkeen toteutumista, jolloin sähköverkon suunnitelmien toteuttaminen on jo myöhäistä. Kuiturakentaminen on aiheuttanut myös muunlaisia haasteita – kaivuutyöt ovat aiheuttaneet vikoja sähkökaapeleihin ja toisaalta kuituja on asennettu paikoin hyvin pintaan maan alle, mikä on hankaloittanut myöhemmin sähkökaapeleiden asentamista muutoinkin niukkaan tilaan katualueiden reunoille.

Kuten aiemmin mainittu, jakeluverkossa ei ole toistaiseksi varayhteyksiä naapuriyhtiön joh-tuen keskijänniteverkkojen erilaisesta jännitteestä.

### 2.3.2 Joustopalvelut

TESV on alustavasti selvittänyt mahdollisuuksia joustopalveluiden hyödyntämiseen osana verkonkehitystä paikalliset erityisominaisuudet, lainsäädäntö sekä joustomarkkinatilanne huomioiden. Erilaisia joustomenetelmiä on arvioitu sekä kartoitettu alueellista joustopotentiaalia.

Paikallisten joustomarkkinoiden ehtona on markkinapaikka, joka mahdollistaisi sijaintiperustaisen joustotuotteiden vaihdannan, mutta tällaista markkinapaikkaa ei vielä toistaiseksi Suomessa ole hyödynnettävissä. Joustokaupankäynnin mahdollistavia uusia sopimusmalleja tai vastuunjakoja jakeluverkonhaltijan ja kantaverkon välillä ei myöskään ole vielä laadittu.

Edellä mainittujen lisäksi joustojen laajempi käyttöönnotto edellyttää ajantasaista tietoa verkon eri osista sekä tehokkaita analysointimenetelmiä, joiden avulla tarvittava joustokapasiteetti on mahdollista kohdistaa oikea-aikaisesti oikeaan paikkaan. Joustojen laajempi käyttöönnotto edellyttää järjestelmien kehitystä, jota olemme aktiivisesti edistämässä.

Olemassa olevan joustokapasiteetin hyödyntäminen edellyttää asiakkaiden toimivia kuormanohjausjärjestelmiä sekä ajantasaista tiedonvaihtoa asiakkaan ja verkon käytön järjestelmien välillä. Meneillään oleva mittarinvaihtoprojekti edistää omalta osaltaan näitä edellä mainittuja haasteita. Toistaiseksi on kuitenkin epäselvää, mikä nykyisten asiakkaiden todellinen joustokyvykyys on ja voidaanko sillä kapasiteetilla mahdollisesti korvata perinteisiä verkkoinvestointeja. Tämä vaatii edelleen lisäselvityksiä.

TESV seuraa aktiivisesti joustoaiheen kehittymistä ja on tietoinen esimerkiksi Helen Sähköverkot Oy:n ja Fingridin Oyj:n ajankohtaisesta joustomarkkinakokeilusta sekä monista muista Suomessa meneillään olevista joustopilottihankkeista, joista odotetaan kokemuksia jaettavaiksi. Pyrimme myös mahdollisuuksien mukaan hyödyntämään valvontajaksoille määritetyjä joustokannustimia esimerkiksi erilaisten pilottihankkeiden tai järjestelmien kehittämisen yhteydessä.

Emme toistaiseksi ole tunnistaneeet tarvetta pysyville dynaamisille liittymille, mutta sellaisia voidaan arvioida vaihtoehtona, mikäli tarvetta myöhemmin ilmenee ja perusteet dynaamiselle liittymäsopimukselle täyttyvät. Väliaikaisia dynaamisia liittymäsopimuksia tarjotaan liittymille, joilla joissain tapauksissa voidaan edistää erilaisten hankkeiden tehokasta etenemistä.

28.4.2026

Olemme jo tunnustaneet muutamia suuremman kokoluokan erillistä kohdetta, joissa väliaikaisia dynaamisia liittymiä voidaan hyödyntää. Dynaamisella liittymällä tarkoitetaan liittymää, jonka tehoa voidaan tarvittaessa sopimuksen mukaisesti rajoittaa, mikäli jakeluverkon ajan-kohtainen kapasiteetti ei riitä kattamaan liittymän sen hetkistä kokonaistarvetta.

TESV mahdollistaa osaltaan jakeluverkkoon liitettyjen käyttö- tai tuotantopaikkojen osallistumisen myös kantaverkon joustomarkkinoille. Fingridin voimassa olevat alueelliset liittämistarjoukset sekä jakeluverkon ominaisuudet voivat kuitenkin väliaikaisesti rajoittaa tätä toimintaa muiden puhtaan siirtymän hankkeiden ohella.

### 2.3.3 Yhteiskunnan toiminnan kannalta kriittiset kohteet

Yhteiskunnan kriittiset kohteet on listattu aikaisempien kehittämissuunnitelmien yhteydessä ja siinä yhteydessä on tarkasteltu niiden toimitusvarmuustasoja. Valtaosa kohteista on kaapeliverkon piirissä ja muutkin saadaan verkon kehittyessä kaapeloinnin piiriin. Tietoa ylläpidetään käytöntukijärjestelmässä (DMS) käyttöpaikalle viedyllä kriittisyysluokittelulla. Kohteiden kartoittaminen tapahtuu normaalin sidosryhmä- ja varautumisyhteistyön kautta sekä toimijoiden itse ilmoittamina. Valtioneuvoston asetuksen 981/2022 2 § mukaiset kohteet ovat tiedossa, eikä niissä tapahdu merkittäviä muutoksia tai ne liittyvät sellaisiin hankkeisiin, joihin liittyy muutakin verkon kehittämistä. Valitettavasti osa toimijoista pitää tiedot kriittisistä kohteistaan salassa tai eivät pysty erottelemaan kriittisimpiä kohteitaan. Loput sähkönkäyttöpaiikat on lajiteltu asetuksen 3 § mukaista lajittelua tarkempaan luokitteluun. Nämä tarkemmat käyttöpaikan kriittisyyttä kuvaavat luokat kuuluvat kuitenkin 3 § 2. momentin mukaisiin ryhmiin. Luokat perustuvat mm. toiminnan luonteeseen ja merkitykseen sekä muun muassa vuosittaiseen energiamäärään.

Kohteiden kriittisyysluokittelu VNA 981/2022 2 § ja 3 § mukaan huomioidaan sekä tehonrajoitus-, että laajemmin varautumissuunnitelmassa. Pyydettyäessä pidämme myös esitelmää varautumisesta häiriötilanteisiin, verkkoyhtiön toiminnasta sähköpulasissa ja sähköpulan taustoista ja teknisistä seikoista.

### 2.3.4 Energiatehokkuustoimenpiteet

Verkon suunnittelussa huomioidaan kuormien jakaminen mahdollisimman tasaisesti käytävissä olevan siirtokapasiteetin alueellisille osuuksille (eri sähköasemille, johdoille ja muuntamoille) huomioiden kuormitusten eriaikaisuus. Verkon suunnittelussa tehdään tehonjakoa korvaustarkasteluja, joiden tulosten perusteella kehitetään verkon käyttövarmuutta. Kun verkkoa suunnitellaan käyttövarmuuden kautta eli sen mitoittamisessa huomioidaan myös korvauskytkentätilanteet esimerkiksi erilaisten vikatilanteiden ja sähköasema- ja muuntamohuoltojen varalle, normaalikytkentätilanteessa koko kapasiteettia ei käytetä, mikä vähentää häviöitä verkossa. Myös aiemmin mainittu keskijänniteverkon jännitteen muutos vähentää häviöitä merkittävästi tulevana vuosikymmeninä. Häviöitä seurataan ja niitä minimoidaan koko verkon laajuudella myös kytkentätilamuutoksilla.

28.4.2026

## 2.4 Verkon elinkaarikustannusten laskenta kehittämisvyöhykkeillä

### 2.4.1 Elinkaarikustannusten tekijöiden määrittely

Erilaisten verkon kehittämiskäytäntöjen elinkaarikustannusten vertailussa huomioidaan:

- investointi
  - verkon suunnittelun, dokumentoinnin, rakennuttamisen ja rakentamisen työ- ja materiaalikustannukset
  - luvituksen, maankäytön ja tilakorvausten kustannukset
- operatiiviset kustannukset
  - verkon tarkastusten, kunnossapitotoiminnan ja vianhoidon kulut
- keskeytysten aiheuttama haitta (KAH)
  - sähkökatkojen asiakkaille aiheuttama laskennallinen haitta Energiaviraston valvontamenetelmien mukaisesti

### 2.4.2 Yhteisrakentamisen ja varayhteydet elinkaarikustannuksissa

Yhteisrakentamisen merkitys on vähentynyt viime vuosina, kun pääpaino sähköverkon kehittämisessä on siirtynyt enemmän keskijänniteilmajohtojen saneeraamiseen. Toisaalta yhteisrakentamismahdollisuuksia on useimmiten vain kaava-alueilla, jossa maakaapelointi on ainoa mahdollinen tapa kehittää verkkoa. Näin ollen yhteisrakentamista ei huomioida elinkaarikustannusten vertailulaskennassa.

Varayhteyksiä muiden verkkoyhtiöiden verkkoihin ei rakenneta (ks. edellä) ja vaikka rakennettaisiin, ei niillä olisi vaikutusta verkon perusrakennetekniikkaan. Näin ollen niitä ei huomioida elinkaarikustannusten laskennassa.

### 2.4.3 Kehittyneiden verkostoratkaisujen huomioiminen

Toistaiseksi TESV ei hyödynnä joustopalveluja osana verkon kehittämistä. Joustopalvelujen mahdollisuuksia ja tarvealueita on alustavasti selvitetty, mutta esimerkiksi markkinaehtoisesta jouston hyödyntämisestä ei ole tällä hetkellä mahdollista esimerkiksi tarvittavan järjestelmäkehityksen ja markkinapaikan puuttumisen vuoksi. Jakelualueen keskijänniteverkko on kohtalaisen tiivis ja useita varasyöttöyhteyksiä on toistaiseksi ollut riittävästi tai suhteellisen pienillä investoinneilla vahvistettavissa, jolloin esimerkiksi akkujärjestelmien hankkimista joustopalveluna ei ole katsottu taloudellisesti tai teknisesti kannattavaksi. Sähkövarastojen hyödyntämisestä ei toistaiseksi ole huomioitu elinkaarikustannuslaskennassa.

## 2.5 Elinkaarikustannusten seuranta

Elinkaarikustannusten toteumaa seurataan investointi- ja vuosiohjelmien yhteydessä. Yksittäisten perinteisten sähköverkon komponenttien elinkaarikustannusten muutokset huomioidaan lähinnä materiaali- ja laitevalinnoissa. Kuten mainittu, seuraamme aktiivisesti uusien verkkoratkaisujen (mm. joustot) kehittymistä ja osallistumme kehittämiseen. Uusia

28.4.2026

ratkaisumalleja nostetaan kuitenkin verkon kehittämisen keinovalikoimaan vasta, kun ne osoittautuvat nykyisiä kehittämistapoja kustannustehokkaammiksi.

### 3 Sähkönjakeluverkon kehittämisvyöhykkeillä käytettävien ratkaisujen kustannusvertailu

#### 3.1 Käytettävät ratkaisut kehittämisvyöhykkeittäin

Suurin osa keskijänniteverkon rakentamisesta tehdään kehittämisvyöhykkeestä riippumatta maakaapeloimalla. Verkon topologian sen salliessa (haarajohdot) ja toisaalta maasto-olosuhteiden sitä puoltaessa vaihtoehtona voidaan käyttää myös ilmajohtoratkaisuja (avojohto).

Myös pienjänniteverkko pyritään kaapeloimaan aina mahdollisuuksien mukaan, mutta vaikeissa maasto-olosuhteissa ilmajohtoratkaisut ovat usein kustannustehokkaampia.

Käytettävät verkon kehittämiskäytännöt kehittämisvyöhykkeittäin ovat:

- Asemakaava-alue (6 h)
  - Maakaapeli (sekä keski- että pienjännite)
- Kaavoittamaton alue (36 h)
  - Maakaapeli (sekä keski- että pienjännite)
  - Avojohto (keskijännite)
  - Ilmakaapeli (pienjännite)
- Sillattomat saaret (120 h)
  - Maakaapeli (sekä keski- että pienjännite)
  - Avojohto (keskijännite)
  - Ilmakaapeli (pienjännite)

##### 3.1.1 Vertailusta poisjätetyt ratkaisut

Asemakaava-alueen osalta kaikki ilmajohtoratkaisut on jätetty tarkastelujen ulkopuolelle, koska ne eivät tue toimitusvarmuuden laatuvaatimusten täyttämistä, eivätkä toisaalta ole edes maankäytöllisesti ja kaupunkikuvallisesti useimmiten edes mahdollisia.

Yhden kilovoltin (1 kV) sähkönjakelua ei TESV:n verkkoalueella ole rakennettu. Kustannusvertailu normaalin verkonrakennustavan ja 1kV ratkaisun välillä tapauksessa, jossa 600 metrin pituinen keskijännitehaarajohto korvattaisiin 1 kV linjalla on suoritettu erikseen. Vertailun perusteella 1 kV verkkojen rakentaminen ei ole normaalia tapaa edullisempi ratkaisu, vaikka vertailussa ei ole huomioitu uuden jännitetason aiheuttamia seurannaiskustannuksia (varastomäärien lisäys, häviöiden lisääntyminen muuntajissa, osaamisen laajentamisen kustannukset yms.). Näin ollen 1 kV ei ole mukana kehittämisalueiden vertailuissa.

Keskijännitteisen ilmakaapelin – tarkoittaen keskijännitteistä kosketussuojattua (maa)kaapelia pylväaseen rakennettuna – vikaantuessa ei vika välttämättä ilmene maasulkusuojuksessa. Kaapeli voi olla kosketeltavissa ja jännitteisenä kosketussuojaus osin vaurioituneena

28.4.2026

mahdollisesti myrskyvaurioiden seassa ilman, että automaattinen poiskytkentä välttämättä toimii. TESV ei hyväksy tällä perusteella uusien keskijännitteisten ilmakaapeleiden käyttöönottamista, jotta henkilöturvallisuus voidaan taata. Tästä syystä kj-ilmakaapeli ei ole minkään kehittämisvyöhykkeen mahdollinen kehittämisratkaisu. Pienjänniteverkossa ilmakaapeli tarkoittaa AMKA-riippukierrekaapelia, joka on mahdollinen verkon kehittämisratkaisu asema-kaava-alueita lukuun ottamatta.

Päällystetty avojohto (PAS) on keskijänniteverkon ratkaisu, jonka rakentamisesta on TESV:ssä luovuttu sen henkilöturvallisuuteen liittyvien riskien vuoksi. Päällystykseen johdon katkeamisessa verkon suojaus ei välttämättä tunnista maasulkua, joten jännitteinen johdin voi olla ihmisten kosketeltavissa. Myös PAS-johtoihin liittyvä johto-osuuden tarkistusvelvollisuus myrskyjen jälkeen on vaikuttanut luopumispäätökseen. Näin ollen päällystetty avojohto ei ole mahdollinen verkon kehittämisratkaisu millään kehittämisvyöhykkeellä.

Levennetty johtokatu ei ole verkonrakentamisen kehittämisratkaisu, sillä se ei ole verkon rakenne, eikä sitä voi käyttää verkon rakentamisessa sähkön jakeluun. Toimitusvarmuutta parantavana toimintamahdollisuutena se on olemassa edellyttäen, että maanomistaja suostuu johtokadun levennykseen, mikä on erittäin epätodennäköistä. Näin ollen levennetty johtokatu ei ole mahdollinen verkon kehittämisratkaisu millään kehittämisvyöhykkeellä.

Avojohtoja ei ole pienjänniteverkossa rakennettu 1960-luvun alun jälkeen. Avojohto ei täten ole mahdollinen kehittämisratkaisu pienjänniteverkossa millään kehittämisvyöhykkeellä.

TESV:n tiedossa ei ole mitään teknistä tai taloudellista hyötyä, jota tasasähköjärjestelmällä saavutettaisiin verrattuna nykyiseen järjestelmään. Tasasähköjärjestelmää ei ole rakennettu alueelle, joten tasasähköverkkoa ole käytössä. Olemassa olevassa verkossa sähköasemat ja muuntamot sijaitsevat melko tiheässä toisiinsa nähden, ja näin ollen kaapelipituudet ovat lyhyempiä. Tasasähköjärjestelmä vaatisi omat laitteistonsa ja muut tarvikkeensa hankintaan ja varastointiin sekä tietojärjestelmien tulisi pystyä käsittelemään tasasähköverkko laskennassa. Tasasähköjärjestelmän perustamiselle ei ole löydetty tarpeellisuutta tai käyttökohteita, joita ei nykyisillä keskijännite- ja pienjänniteratkaisuilla pystyttäisi hoitamaan. TESV:n keskijänniteverkossa on 2000-luvulla poistettu käytöstä 30 kV jännitteen verkko, joka sekin osaltaan kertoo, että tasasähköverkko ratkaisuna tehonsiirtoon ei ole tarpeellinen. Siten tasasähköjärjestelmä ei ole mahdollinen verkon kehittämisratkaisu millään kehittämisvyöhykkeellä.

TESV:n pääosin tiheässä ja silmukoidussa verkossa sähkövarasto ei toistaiseksi ole osoittautunut tarpeelliseksi ratkaisuksi tai ratkaisuksi, joka korvaisi osan kaapelointi- tai ilmajohtoratkaisuilla toteutettua verkkoa. Siten sähkövarastot on jätetty toistaiseksi tarkastelujen ulkopuolelle kaikilla kehittämisvyöhykkeillä, mutta pidetään tulevaisuudessa mahdollisena vaihtoehtona.

Tietoomme ei ole tullut mitään tuotannon ja kulutuksen joustopalvelua, jota voisi hyödyntää vaihtoehtona verkon rakentamisen teknisenä kehittämisratkaisuna millään kehittämisvyöhykkeellä. Olemme kuitenkin jo tunnistaneeet verkkoalueellamme huomattavaa joustopotentialia esimerkiksi sähkölämmitteisissä pientaloissa. Lisäksi sähköautojen latauksen, pientuotannon sekä akkujärjestelmien yleistymisen kasvattaa jouston mahdollisuuksia entisestään. Verkkopalvelumaksujen rakenteen uudistaminen sekä tehotariffien laajentaminen myös pienempiin pienjänniteliittyisiin voisi auttaa huipputehojen hallinnassa ja siten mahdollistaa verkkoinvestointien välttämisen tai siirtämisen myöhempään ajankohtaan.

28.4.2026

Vaikka kysyntäjousto ei tällä hetkellä tuo merkittäviä hyötyjä verkon kehittämisen näkökulmasta, sen aktiivinen tutkiminen ja kehittäminen voi kuitenkin osoittautua arvokkaaksi tulevaisuudessa joustomarkkinoiden kehittyessä. Alalla on parhaillaan käynnissä monipuolista kehitystyötä niin järjestelmien kuin laitteistojen osalta, mikä avaa uusia mahdollisuuksia myös oman toimintamme kehittämiseen. TESV tulee aktiivisesti seuraamaan ja mahdollisuuksien mukaan osallistumaan aiheen yleiseen kehitystyöhön.

Joustopalvelumarkkinoiden kehittäminen on useiden toimijoiden yhteinen tavoite, eikä sitä voi tarkastella pelkästään yksittäisen yhtiön näkökulmasta. Kokonaisuutta suunniteltaessa tulee huomioida keskeiset sidosryhmät sekä ymmärtää niiden tarpeet ja rajoitteet. Parhaat ratkaisut syntyvät yhteistyössä asiakkaiden, verkkoyhtiöiden, aggregaattoreiden, kantaverkonhaltijan ja muiden markkinaosapuolten kanssa.

## **3.2 Kehittämisyöhykkeille esitettyjen sähkönjakeluratkaisujen kuvaus**

### **3.2.1 Asemakaava-alue**

Asemakaava-alueen uusi verkko rakennetaan maakaapelina sekä keskijännitteellä että pienjännitteellä luvussa 2.2.1 esitettyjen suunnittelukriteerien mukaisesti.

Elinkaarikustannuksiin lasketaan mukaan investointikustannukset, operatiiviset kustannukset ja keskeytysten aiheuttama haitta (KAH) luvussa 2.4.1 esitetyn listauksen mukaisesti. Maakaapeloinnin elinkaarikustannuksista valtaosa muodostuu investointikustannuksista. Muuntamot ja jakokaapit ovat tarkastusten ja kunnossapidon piirissä muodostaen vähäisiä kustannuksia. Viat kaapeliverkossa ovat harvinaisia, joten myös vianhoito- ja KAH-kustannukset ovat hyvin vähäisiä.

### **3.2.2 Kaavoittamaton alue**

Kaavoittamattoman alueen verkko rakennetaan luvussa 2.2.2 esitettyjen suunnittelukriteerien mukaisesti lähtökohtaisesti kaapelina sekä keskijännitteellä että pienjännitteellä ellei paikallisista maasto-olosuhteista muuta johdu. Kallioisia alueita on kohtuullisen runsaasti Turun alueella. Uuden keskijänniteavojohdon rakentaminen voi tulla kyseeseen lähinnä syrjäisillä haaraosuuksilla. Pienjänniteilmajohdon rakentaminen voi tulla kyseeseen vaikeissa kaiutilanteissa. Ilmajohdon osuus kokonaisrakentamisesta on häviävän pieni.

Elinkaarikustannukset lasketaan vastaavasti kuin asemakaava-alueen osalta. Ilmajohdon osalta vikataajuudet ovat suurempia, joten vianhoito- ja KAH-kustannukset muodostavan merkittävän osan elinkaarikustannuksista. Kaikki maanpäälliset rakenteet ovat tarkastusten ja kunnossapidon piirissä. Ilmajohdoverkossa näistä aiheutuu huomattavia kustannuksia.

### **3.2.3 Sillattomat saaret**

Sillattomien saarten verkko rakennetaan luvussa 2.2.3 esitettyjen suunnittelukriteerien mukaisesti. Keskijänniteverkossa rakenneratkaisut perustuvat ensisijaisesti johdon verkostolliseen sijaintiin. Saaren läpi menevät runkolinjat pyritään kaapeloimaan. Päätyvässä haarajohdossa on mahdollista käyttää myös ilmajohtoratkaisua. Pienjänniteverkko pääsääntöisesti kaapeloidaan, mutta kallioisuuden perusteella voidaan käyttää myös ilmajohtoratkaisua. Sillattomissa saarissa maaperä ja verkonrakennuskaluston kuljettamis- ja liikuntaedellytykset

28.4.2026

useasti tiettömissä saarissa määrittävät verkon rakenneratkaisuja. Suurin osa keskijännite- ja pienjänniteverkosta kaapeloidaan ja pienempi osa rakennetaan ilmajohtoratkaisuna.

Elinkaarikustannukset lasketaan vastaavasti kuin kaavoittamattoman alueen osalta.

### 3.3 Kehittämisyöhykkeiden elinkaarikustannusten vertailu

Elinkaarikustannusten vertailulaskenta tehdään 50 vuoden tarkastelujaksolle. Tulevien vuosien kustannusten diskonttaamisessa nykyhetken neljän prosentin (4 %) laskentakorolla. Laskennassa on myös huomioitu kuormituksen kasvuennusteet alueittain.

#### 3.3.1 Asemakaava-alue

Asemakaava-alueella verkko rakennetaan maakaapelilla. Esimerkkilaskelma on laadittu verkolle, jossa on keskijännitekaapelia 350 metriä ja pienjänniteverkossa runkokaapelia 690 metriä, kolme jakokaappia ja liittymiskaapeleita 560 metriä. Kaivua kohteessa on yhteensä 540 metriä, josta valtaosa laattapinnalla. Vain kokonaiskustannukset esitetään julkisesti.

**TAULUKKO 7.** Asemakaava-alueen elinkaarikustannukset

Asemakaava-alue	Kaapelointi
Investointikustannus*	###
Operatiiviset kustannukset*	###
KAH-kustannukset*	###
<b>Kokonaiselinkaarikustannus, €</b>	<b>135 339</b>

#### 3.3.2 Kaavoittamaton alue

Kaavoittamattoman alueen elinkaarikustannuslaskenta on suoritettu kahdella eri verkkorakenteella – maakaapeloimalla ja ilmajohtoverkolla. Näistä kaapelointi on ratkaisuna edullisempi. Kohteessa keskijänniteverkon pituus on 1,2 kilometriä ja pienjänniteverkon pituus 3,3 kilometriä. Kaapelikaivussa ojan pituus on 1,5 kilometriä. Vain kokonaiskustannukset esitetään julkisesti.

Kustannusvertailun perusteella ilmajohtorakenne on elinkaarikustannuksiltaan kaapelointia edullisempi vaihtoehto ja näin ollen se on mahdollinen rakentamistapa varsinkin kallioisessa maastossa. Laatuvaatimusten puitteissa sitä voidaan kuitenkin käyttää vain keskijänniteverkon haarajohdoilla, jolloin vikojen vaikutus muuhun verkkoon on vähäinen. Monessa tapauksessa on laatuvaatimusten puitteissa järkevintä toteuttaa keskijänniteverkko kaapeloiden ja pienjänniteverkko ainakin joiltain osin ilmajohtoverkkona.

28.4.2026

**TAULUKKO 8.** Kaavoittamattoman alueen elinkaarikustannusten vertailu

Kaavoittamaton alue	Ilmajohto	Kaapelointi
Investointikustannus*	###	###
Operatiiviset kustannukset*	###	###
KAH-kustannukset*	###	###
<b>Kokonaiselinkaarikustannus, €</b>	<b>178 937</b>	<b>191 635</b>

### 3.3.3 Sillattomat saaret

Sillattomin saarten elinkaarikustannuslaskenta on suoritettu kahdella eri verkkorakenteella – maakaapeloimalla ja ilmajohtoverkolla. Näistä ilmajohtorakenne on ratkaisuna hieman edullisempi. Kohteessa keskijänniteverkon pituus on 0,5 kilometriä ja pienjänniteverkon pituus 1,7 kilometriä. Kaapelikaivussa ojan pituus on 2 kilometriä. Vain kokonaiskustannukset esitetään julkisesti.

Tälläkin kehittämisvyöhykkeellä ilmajohtoratkaisu on vertailun perusteella kaapelointia edullisempaa. Näin ollen se on mahdollinen ratkaisumalli, mikäli se on laatuvaatimusten puitteissa mahdollista.

**TAULUKKO 9.** Sillattomien saarten elinkaarikustannusten vertailu

Sillattomat saaret	Ilmajohto	Kaapelointi
Investointikustannus*	###	###
Operatiiviset kustannukset*	###	###
KAH-kustannukset*	###	###
<b>Kokonaiselinkaarikustannus, €</b>	<b>110 986</b>	<b>130 871</b>

## 4 Pitkän tähtäimen suunnitelma

Seuraavan kymmenen vuoden – ja pidemmänkin tähtäimen – investointien perustana on edeltävissä luvuissa ilmi tulleet tarpeet laatuvaatimusten täyttämiseksi ja ylläpitämiseksi, tehonkasvun vaatiman kapasiteetin lisäämiseksi (ml. keskijänniteverkon jännitteenmuutos) ja uuden tuotannon ja kulutuksen liittämiseksi verkkoon. Käytännössä tämä tarkoittaa muun muassa uuden suurjännitejohdon rakentamista, kahden sähköaseman uusintaa, uusia päämuuntajia ja sitä kautta sähköasemien muuntokapasiteetin kasvattamista, sähköasemien keskijännitekojeistojen uusimisia, maasulkuvirran ja loistehon kompensointilaitteistoja, keskijännite- ja pienjänniteverkon kaapelointeja sekä muuntamoiden uusimisia. Riippuen ennusteiden toteutumisesta myös uuden sähköaseman rakentamista ja siirtokapasiteetin lisäämisen tarvetta kantaverkosta pidetään mahdollisina, mikä lisää investointitarpeita entisestään.

28.4.2026

#### 4.1 Investoinnit ja kunnossapitokustannukset verkon laatuvaatimusten ja kapasiteettitarpeiden täyttämiseksi ja ylläpitämiseksi

Verkon laatuvaatimusten täyttämiseksi ja ylläpitämiseksi sekä kapasiteettitarpeiden ylläpitämiseksi tehtävissä investoinneissa ei huomioida laajennusinvestoinneiksi katsottavaa uuden verkon rakentamista uuden tuotannon tai uusien kuormien takia. Näitä investointeja tulevan kymmenen vuoden osalta on käsitelty luvuissa 4.4 ja 4.5.

**TAULUKKO 10.** Laatuvaatimus- ja kapasiteetti-investoinnit 2014–2036

Investoinnit, €	2014 - 2021	2022 - 2028	2029 - 2036
Suurjännitteinen jakeluverkko	2 700 000	1 300 000	500 000
Sähköasemat	8 700 000	24 900 000	18 700 000
Keskijännitteinen jakeluverkko	11 150 000	19 500 000	19 500 000
Muuntamot	8 400 000	13 700 000	18 000 000
Pienjännitteinen jakeluverkko	17 950 000	20 900 000	22 300 000
<b>YHTEENSÄ</b>	<b>48 900 000</b>	<b>80 300 000</b>	<b>79 000 000</b>

Kunnossapitokustannuksissa huomioidaan vain kunnossapito-ohjelman mukaiset ennakoitujen kunnossapitotoimenpiteet. Näitä ovat muun muassa tarkastukset, mittaukset, huollot sekä raivaukset ja vierimetsän hoidot.

**TAULUKKO 11.** Kunnossapitokustannukset 2014–2036

Kunnossapitokustannukset, €	2014 - 2021	2022 - 2028	2029 - 2036
Suurjännitteinen jakeluverkko	550 000	550 000	600 000
Sähköasemat	2 600 000	3 630 000	3 600 000
Keskijännitteinen jakeluverkko	1 770 000	1 650 000	1 520 000
Muuntamot	750 000	1 060 000	1 280 000
Pienjännitteinen jakeluverkko	1 050 000	930 000	1 120 000
<b>YHTEENSÄ</b>	<b>6 720 000</b>	<b>7 820 000</b>	<b>8 120 000</b>

#### 4.2 Käyttöpaikat laatuvaatimusten piirissä

TESV:n kaikkien käyttöpaikkojen tulee olla laatuvaatimusten piirissä sähkömarkkinalain mukaisesti vuoden 2028 loppuun mennessä. Laatuvaatimuksen täyttymisessä huomioidaan sekä verkon rakenne ja normaali viankorjausresurssi sekä mahdolliset joustopalvelut. Käyttöpaikkojen määrä 2028 on määritelty kuvassa 8 esitetyn ennusteen mukaisesti.

28.4.2026

**TAULUKKO 12.** Käyttöpaikat laatuvaatimusten piirissä 2023 ja 2028 lopussa

Käyttöpaikat laatuvaatimusten piirissä	2023	2028
Asemakaava-alue	92 170	113 000
Kaavoittamaton alue	163	2 900
Sillattomat saaret	0	379
<b>YHTEENSÄ</b>	<b>92 333</b>	<b>116 279</b>

### 4.3 Rakenteellisesti laatuvaatimukset täyttävä verkon määrä ja maakaapelointiasteet

Laatuvaatimukset täyttävän verkon määrää on lisättävä koko verkon alueella merkittävästi vuoden 2028 loppuun mennessä, mikä näkyy maakaapeleiden osuuden kasvuna. Maakaapelointiasteessa on mukana myös vesistökaapelit.

**TAULUKKO 13.** Laatuvaatimukset täyttävä verkko ja kaapelointiasteet 2023 ja 2028 lopussa

Laatuvaatimukset täyttävä verkko	2023	2028
Keskijänniteverkko, km	565	793
KJ-kaapelointiaste	73 %	89 %
Pienjänniteverkko, km	1 407	1 600
PJ-kaapelointiaste	78 %	84 %

### 4.4 Merkittävät uudet tuotanto- ja kulutuskohteet ja niiden verkkoon liittämisen vaatimat investoinnit

#### 4.4.1 Seuraavan viiden vuoden aikana

Uusien tuotanto- ja kulutuskohteiden ennustetaan aiheuttavan seuraavan viiden vuoden aikana noin 8,8 miljoonan euron laajennusinvestointitarpeen TESV:n verkkoon.

Merkittävä sähköntuotanto verkkoalueella nähdään seuraavan viiden vuoden aikana epätodennäköisenä. Sen sijaan megawattiluokan akustot nähdään verkkoalueella hyvin todennäköisenä.

Merkittävin kulutuskohde on Pääskyvuoressa käyttöön otettava sähkökattila. Muita yksittäisiä kohteita ovat sähköisen liikenteen latausasemat mukaan lukien autoliikenne kokonaisuudessaan ja laivojen maasähkö satamaan, jossa otetaan käyttöön myös uusi yhteisterminaali siihen liittyvine toimintoineen vuonna 2027, sekä tarkastelujakson loppupuolella valmistelevat toimet mahdollisen raitiotien sähköntarpeisiin. Suurimman osuuden investoinneista aiheuttavat uusien kaava-alueiden rakentuminen ydinkeskustan ympärillä (mm. Kirstinpuisto, Herttuankulma, Pukkila, Pihlajaniemi ja Kupittaaan kärki), Skanssissa, telakan ympäristössä ja pohjoisessa Koskennurmessa.

28.4.2026

#### 4.4.2 Seuraavan 6–10 vuoden aikana

Uusien tuotanto- ja kulutuskohteiden ennustetaan aiheuttavan seuraavan 6–10 vuoden aikana noin 6,7 miljoonan euron laajennusinvestointitarpeen TESV:n verkkoon.

Merkittävä sähköntuotanto sekä megawattiluokan akustot verkkoalueella nähdään todennäköisinä seuraavan 6–10 vuoden aikana.

Myös tällä aikavälillä suurimman osan verkon laajennusinvestoinneista kattaa uusien kaava-alueiden rakentuminen. Yksittäisinä kulutuskohteina verkon laajennusta vaatii edelleenkin mahdollinen raitiotiehanke ja laivojen maasähkötehon lisääminen satama-alueelle.

#### 4.5 Havainnollistus uudesta tuotannosta ja kulutuksesta verkkoalueella

##### 4.5.1 Investointitarpeiden sijoittuminen

Ennusteissa huomioituista merkittävistä tuotanto- ja sähkövarastokohteista on tullut alustavia kyselyitä, mutta kohteiden sijaintitietoja ei voida esittää julkisesti.

Uudesta kulutuksesta suurin osa keskittyy ydinkeskustaan ja sen ympäristöön luvussa 4.4 esitetyn mukaisesti.

##### 4.5.2 Vapaan kapasiteetin sijainti

Uusien hankkeiden suunnittelun ja liittymäpyyntöjen tueksi TESV on esittänyt sähköverkoonsaan olevan ajantasaisen vapaan kapasiteetin maantieteellisesti karttapohjalla verkkosivullaan ([Jakeluverkon kapasiteetti](#)).

### 5 Sähkönjakeluverkon kehittämistoimenpiteet kuluvan ja seuraavan vuoden aikana

#### 5.1 Investoinnit ja kunnossapitokustannukset verkon laatuvaatimusten ja kapasiteettitarpeiden täyttämiseksi ja ylläpitämiseksi 2026–2027

Kuluvan ja seuraavan vuoden budjetoidut investoinnit ja kunnossapitokustannukset on esitetty seuraavissa taulukoissa.

**TAULUKKO 14.** Laatuvaatimus- ja kapasiteetti-investoinnit 2026–2027

Investoinnit, €	2026 - 2027
Suurjännitteinen jakeluverkko	0
Sähköasemat	4 900 000
Keskijännitteinen jakeluverkko	5 940 000
Muuntamot	4 700 000
Pienjännitteinen jakeluverkko	5 040 000
<b>YHTEENSÄ</b>	<b>20 580 000</b>

28.4.2026

**TAULUKKO 15.** Kunnossapitokustannukset 2026–2027

Kunnossapitokustannukset, €	2026 - 2027
Suurjännitteinen jakeluverkko	235 000
Sähköasemat	900 000
Keskijännitteinen jakeluverkko	380 000
Muuntamot	320 000
Pienjännitteinen jakeluverkko	280 000
<b>YHTEENSÄ</b>	<b>2 115 000</b>

## 5.2 Käyttöpaikat laatuvaatimusten piirissä 31.12.2027

Laatuvaatimusten piirissä olevat käyttöpaikat kuluvan ja seuraavan vuoden toimenpiteiden jälkeen on esitetty vyöhykkeittäin seuraavassa taulukossa.

**TAULUKKO 16.** Käyttöpaikat laatuvaatimusten piirissä vuoden 2027 lopussa

Käyttöpaikat laatuvaatimusten piirissä	2027
Asemakaava-alue	109 000
Kaavoittamaton alue	2 000
Sillattomat saaret	250
<b>YHTEENSÄ</b>	<b>111 250</b>

## 5.3 Toimenpiteet kehittämissvyöhykkeittäin 2026–2027

Asemakaava-alueella aloitetaan 110 kilovoltin kytkinaseman / sähköaseman saneeraus, uusitaan yksi päämuuntaja, suoritetaan kolmella sähköasemalla suurjännitekojeiston ja yhdellä asemalla keskijännitekojeiston suojareiden uusinnat, uusitaan yhden sähköaseman keskijännitekojeisto ja sen yhteydessä lisätään loistehon kompensointilaitteisto, laajennetaan yhden sähköaseman keskijännitekojeistoa ja lisätään maasulkuvirran kompensointilaitteisto. Sähköasemainvestoinnit kohdistuvat kokonaisuudessa asemakaava-alueelle. Keskijännitteisen ilmajohtoverkon saneerauksia kaapeliksi suoritetaan muun muassa Pernossa, Katariinassa, Huhkolassa, Ilpoisissa, Peltolassa, Haritussa, Kuralassa ja Runosmäessä. Näiden yhteydessä uusitaan myös pienjänniteilmajohtoverkkoja ja muuntamoita. Asemakaava-alueen kohteet kattavat noin 66 prosenttia kaikista keski- ja pienjänniteverkon investoinneista.

Kaavoittamattomalla alueella suurimmat investoinnit koostuvat Kaksikerran ja Satavan sekä Turun kehätien pohjoispuolisista keskijännitteisten ilmajohtoverkkojen kaapeloinneista. Kaavoittamattoman alueen kohteet kattavat noin 33 prosenttia kaikista keski- ja pienjänniteverkon investoinneista.

28.4.2026

Sillattomien saarten alueella kaapeloidaan Järvistensaari loppuun ja suoritetaan kaapelointi Iso-Pukin saarella. Sillattomien saarten kohteet kattavat noin 1 prosenttia kaikista keski- ja pienjänniteverkon investoinneista.

Kunnossapitokustannukset koostuvat koko verkon kattavan kunnossapito-ohjelman mukaisista toimenpiteistä.

#### **5.4 Rakenteellisesti laatuvaatimukset täyttävä verkon määrä ja maakaapelointiasteet 31.12.2027**

Seuraavassa taulukossa on esitetty laatuvaatimukset täyttävä keski- ja pienjänniteverkko ja niiden maakaapelointiasteet vuoden 2027 lopussa. Maakaapelointiasteessa on mukana myös vesistökaapelit.

***TAULUKKO 17.** Laatuvaatimukset täyttävä verkko ja kaapelointiasteet vuoden 2027 lopussa*

<b>Laatuvaatimukset täyttävä verkko</b>	<b>2027</b>
Keskijänniteverkko, km	732
KJ-kaapelointiaste	83 %
Pienjänniteverkko, km	1 550
PJ-kaapelointiaste	83 %

#### **5.5 Yhteisrakentamisen hyödyntämisen suunniteltu määrä 2026–2027**

Arvioimme hyödyntävämme yhteisrakentamista noin kuuden kilometrin matkalla, joka vastaa noin 10 prosenttia kaivuun kokonaispituudesta.

#### **5.6 Suunnitelmien julkaiseminen yhteisrakentamisen verkkopalvelussa 2026–2027**

Kaivupituudeltaan merkittävät kohteet julkaistaan verkkotietopiste.fi palvelussa vuoden alkupuolella. Julkaisuajankohta ennen rakentamisen aloitusta vaihtelee 4 ja 16 kuukauden välillä ollen keskimäärin yli 6 kuukautta.

#### **5.7 Uuden tuotannon ja kulutuksen aiheuttamat investoinnit 2026–2027**

Uusien tuotanto- ja kulutuskohteiden arvioidaan aiheuttavan vuosien 2026–2027 aikana noin 2,3 miljoonan euron investointitarpeen TESV:n verkkoon.

Investoinnit koostuvat uuden sähkökattilan myötä tehtävästä sähköaseman suurjännitekojeiston laajentamisesta sekä uuden suurjännitejohdon suunnittelusta. Suurin osa laajennusinvestoinneista koostuu kuitenkin keski- ja pienjänniteverkon sekä muuntamoinvestoinneista uusien kaava-alueiden rakentuessa ja yksittäisistä suuremmista liittymistä (mm. laivojen maasähkö), jotka vaativat investointeja keskijänniteverkkoon ja/tai muuntamoihin.

28.4.2026

## 5.8 Joustopalveluiden hyödyntäminen 2026–2027

Kuluvan ja seuraavan vuoden aikana tulemme jatkamaan jo tehtyä selvitystyötä joustojen hyödyntämisestä osana perinteistä verkonkehitystä. Meneillään olevaa joustojen käyttöönottoa edistävää järjestelmäkehitystä jatketaan sekä alueellisen joustopotentialin ja käytettävien joustomenetelmien selvittämistä tarkennetaan. TESV pyrkii mahdollisuuksien mukaan osallistumaan ja vaikuttamaan kansallisen tason joustomarkkinakehitykseen yhteistyössä kantaverkonhaltijan, aggregaattoreiden, verkkoyhtiöiden, verkkoasiakkaiden sekä muiden markkinaosapuolten kanssa.

Dynaamista liittymismahdollisuutta tullaan tarjoamaan liittyjille vaihtoehtona perinteiselle kiinteän kapasiteetin liittymille. Näin voimme tehokkaammin mahdollistaa jakeluverkkoon liitettävien hankkeiden edistymistä, kuten uusiutuvan tuotannon ja energian varastoinnin sekä muiden verkkoalueen energiatehokkuutta ja potentiaalista joustokapasiteettia kasvattavia kohteita. Potentiaalisia väliaikaisia dynaamisia liittyjiä on toistaiseksi tunnistettu muutamia, jotka voivat toteutua seuraavan 5–10 vuoden aikana ja joiden yhteenlaskettu joustokapasiteetti on 68 MW. Toistaiseksi ei ole tunnistettu tarvetta pysyville dynaamisille liittymille.

TESV jatkaa kantaverkonhaltijan joustoreservikapasiteetin kasvattamista kehittämällä omaa verkkoaan ja mahdollistamalla siihen liitettävien joustoresurssien osallistuminen reservimarkkinoille. Näitä samoja kohteita voidaan mahdollisesti tulevaisuudessa hyödyntää myös jakeluverkon joustokapasiteettina, kun markkinaympäristökokonaisuus on ensin kehitetty ja käytössä.

Pyrimme mahdollisuuksien mukaan hyödyntämään valvontamenetelmien mukaista joustokannustinta, joka omalta osaltaan tehostaa taloudellisesti esimerkiksi järjestelmäkehitystyötä tai mahdollisiin pilottihankkeisiin osallistumista.

## 6 Sähkönjakeluverkon kehittämistoimenpiteet kahden edellisen vuoden aikana

### 6.1 Investoinnit ja kunnossapitokustannukset verkon laatuvaatimusten ja kapasiteettitarpeiden täyttämiseksi ja ylläpitämiseksi 2024–2025

Kahden edellisen vuoden toteutuneet investoinnit ja kunnossapitokustannukset on esitetty seuraavissa taulukoissa.

**TAULUKKO 18.** Laatuvaatimus- ja kapasiteetti-investoinnit 2024–2025

Investoinnit, €	2024 - 2025
Suurjännitteinen jakeluverkko	297 000
Sähköasemat	5 180 000
Keskijännitteinen jakeluverkko	5 010 000
Muuntamot	3 710 000
Pienjännitteinen jakeluverkko	5 980 000
<b>YHTEENSÄ</b>	<b>20 177 000</b>

28.4.2026

**TAULUKKO 19.** Kunnossapitokustannukset 2024–2025

Kunnossapitokustannukset, €	2024 - 2025
Suurjännitteinen jakeluverkko	146 000
Sähköasemat	1 160 000
Keskijännitteinen jakeluverkko	317 000
Muuntamot	308 000
Pienjännitteinen jakeluverkko	329 000
<b>YHTEENSÄ</b>	<b>2 260 000</b>

## 6.2 Käyttöpaikat laatuvaatimusten piirissä 31.12.2025

Laatuvaatimusten piirissä olevat käyttöpaikat vyöhykkeittäin vuoden 2025 lopussa on esitetty seuraavassa taulukossa.

**TAULUKKO 20.** Käyttöpaikat laatuvaatimusten piirissä vuoden 2025 lopussa

Käyttöpaikat laatuvaatimusten piirissä	2025
Asemakaava-alue	101 709
Kaavoittamaton alue	278
Sillattomat saaret	2
<b>YHTEENSÄ</b>	<b>101 989</b>

## 6.3 Toimenpiteet kehittämissvyöhykkeittäin 2024–2025

Asemakaava-alueella saatettiin loppuun yhden sähköaseman keskijännitekojeiston uusinta, yhdelle sähköasemalle uusittiin päämuuntaja kolmikäämimuuntajaksi ja suoritettiin jännitteen muutokseen liittyviä keskijännitekaapelointeja, yhdelle sähköasemalle rakennettiin uusi muuntajabunkkeri, siirrettiin päämuuntaja toiselta asemalta sinne ja suoritettiin siihen liittyviä keskijännitekaapelointeja sekä yhdelle sähköasemalle lisättiin loistehon kompensointireaktorit. Keskijänniteilmajohtoja kaapeloitiin Mälikkälässä, Koroisissa, Hirvensalossa ja lentokentän läheisyydessä. Aluesaneerauksia, joissa uusitaan sekä keski- että pienjänniteverkko muuntamoinen kokonaisuudessaan, toteutettiin Vätin, Pääskyvuoren ja Jäkärilän kaupungin osissa. Vanhoja kaapeliosuuksia uusittiin ja verkkoa vahvistettiin monin paikoin ydinkeskustassa ja sen ympäristössä.

Kaavoittamattomalla alueella kaapeloitiin keskijänniteilmajohtoverkkoa Kaksikerrassa ja Hirvensalossa.

Sillattomien saarten osalta Järvistensaaren lävistävä kaapelointiurakka puistomuuntamoinen aloitettiin kesällä 2025.

Kunnossapitokustannukset koostuivat koko verkon kattavan kunnossapito-ohjelman mukaisista toimenpiteistä.

28.4.2026

## 6.4 Rakenteellisesti laatuvaatimukset täyttävä verkon määrä 31.12.2025

Seuraavassa taulukossa on esitetty laatuvaatimukset täyttävä keski- ja pienjänniteverkko vuoden 2025 lopussa.

*TAULUKKO 21. Laatuvaatimukset täyttävä verkko vuoden 2025 lopussa*

Laatuvaatimukset täyttävä verkko	2025
Keskijänniteverkko, km	655
Pienjänniteverkko, km	1 474

## 6.5 Yhteisrakentamisen hyödyntäminen 2024–2025

Yhteisrakentamista hyödynsimme 4,8 kaivuukilometrillä, joka vastaa 11,6 prosenttia investoidusta kokonaispituudesta. Tämän lisäksi uusien kaava-alueiden ja katusaneerausten yhteydessä on rakennutettu ennakkoputkituksia tulevia kaapelointitarpeita varten.

## 6.6 Uuden tuotannon ja kulutuksen aiheuttamat investoinnit 2024–2025

Uudet tuotanto- ja kulutuskohteet aiheuttivat vuosien 2024–2025 aikana 3,73 miljoonan euron investointitarpeen TESV:n verkkoon.

Investoinnit koostuivat muun muassa kahden uuden keskijänniteliittymän vuoksi rakennetuista uusista lähdoista sähköasemalta asti, bussi- ja henkilöautolatausliittymien vaatimien muuntamoiden rakentamisesta ja liittämisestä verkkoon sekä ennen kaikkea uusien kaava-alueiden verkon rakentamisesta katuinfran ja talorakentamisen aikataulujen mukaisesti.

## 6.7 Joustopalveluiden hyödyntäminen

Viimeisen kahden vuoden aikana olemme aktiivisesti seuranneet joustoaiheen yleistä kehittymistä sekä selvittäneet oman verkkoalueemme mahdollisuuksia hyödyntää joustopalveluita osana verkonkehitystä. Minkäänlaisia joustopalveluita ei kuitenkaan vielä toistaiseksi ole otettu käyttöön. Väliaikaisia dynaamisia liittymiä on jo tarjottu liittyjille vaihtoehtona perinteisille kiinteään kapasiteetin liittymille, jolloin suunniteltuja hankkeita olisi mahdollista edistää jo ennen tarvittavien suurien verkonvahvistustöiden toteuttamista.

Verkkoalueeltamme on jo tunnistettu markkinaperusteista joustopotentiaalia sekä laadittu erilaisia joustoprofiilialueita, joiden pohjalta on mahdollista tarkemmin analysoida joustojen hyödyntämisen vaikutuksia. Ennen kuin joustoilla voidaan luotettavasti korvata perinteisiä verkkoinvestointeja, tulee tehdä tarkempaa paikallista selvitystyötä, esimerkiksi asiakkaiden kiinnostuksesta sekä todellisista teknisistä mahdollisuuksista osallistua jakeluverkon joustotarpeisiin – oleellista on joustokapasiteetin pysyvyys ja riittävyys.

Jo tehdyistä selvityksistä on ilmennyt, että nykyisten suunnittelu- ja käyttöjärjestelmien ominaisuudet eivät sellaisenaan tue tehokkaan markkinaehtoisen jouston hyödyntämistä, vaan vaativat merkittävää kehitystyötä, jota on jo aktiivisesti edistetty viimeisen kahden vuoden

28.4.2026

aikana. Meneillään oleva mittarinvaihtoprojekti tulee toteuduttuaan omalta osaltaan tukemaan asiakkaiden teknistä mahdollisuutta osallistua tulevaisuuden joustomarkkinoille.

Verkonkehitystyöllä on mahdollistettu verkkoasiakkaiden osallistuminen kantaverkon joustoreservimarkkinoille. Näitä samoja kohteita voidaan mahdollisesti tulevaisuudessa hyödyntää myös jakeluverkon joustotarpeisiin, kun markkinamekanismit ja sopimusmallit on ensin saatu kehitettyä ja otettua käyttöön.

## 6.8 Poikkeamat edelliseen kehittämissuunnitelmaan

Suurjänniteverkon investoinnit toteutuivat pienempinä kuin edellisessä kehittämissuunnitelmassa vuonna 2024 arvioimme. Tämä johtui suurjänniteverkon muutosten lykkäytymisestä asiakkaiden hankkeiden lykkääntyessä. Myös sähköasemainvestoinnit toteutuivat ennakoitua pienempänä johtuen sähköaseman laajennusten pitkittymisestä vuodelle 2026. Keskijänniteverkon investoinnit toteutuivat arvioitua suurempina lähinnä kustannustason nousun takia. Muuntamoiden osalta yleisen rakentumisen hidastuminen näkyi ennakoitua pienempänä muuntamomääränä.

Kunnossapitokustannukset jäivät suurjänniteverkossa ennakoitua pienemmäksi kunnossapidon kilpailutuksen ja uuden sopimuksen myötä. Sähköasemien kunnossapitokustannukset kasvoivat arviota suuremmaksi kiinteistötekniisten huoltotöiden vuoksi ja ohjelmaan mukaan tulleiden ilmanvaihtojärjestelmien vuosihuoltojen vuoksi. Muuntamoiden kunnossapitokustannukset nousivat niin ikään johtuen kiinteistömuuntamoiden ilmanvaihtojärjestelmien huolto-ohjelmasta ja rakennustekniikan kunnossapidon oltua odotettua suurempaa. Keskijänniteverkon kustannukset olivat hieman suuremmat, koska kaapeliverkon mittauksia tehtiin ennakoitua enemmän.