



Taustaselvitys suurjännitejohtojen sääntelyhankkeeseen

Raportti työ- ja elinkeinoministeriölle

21. lokakuuta 2024

AFRY Management Consulting Oy

Yhteystiedot

Nimi	Sähköposti	Puhelinnumero
Marko Lundström	marko.lundstrom@afry.com	040 526 2228
Evgenia Tkachenko	evgenia.tkachenko@afry.com	040 098 7365

Copyright © AFRY Management Consulting Oy

Tämä raportti on tehty AFRY Management Consulting Oy:n (AFRY) toimesta työ- ja elinkeinoministeriön käyttöön ("Asiakas"). Raportti on laadittu noudattaen AFRYn ja Asiakkaan välisen sopimuksen ehtoja. AFRYn tähän raporttiin liittyvä tai siihen perustuva vastuu määräytyy yksinomaan kyseisten sopimusehtojen mukaisesti.

AFRYn näkemyksen mukaan tämän julkaisun sisältämät tiedot ovat paikkansapitäviä ja perusteltuja. Tästä huolimatta raporttia tulkitsevien tai käyttävien osapuolten tulee käyttää omaa harkintaansa sekä ammattitaitoaan julkaisun tietojen soveltamisessa. Tämä julkaisu sisältää osittain informaatiota, joka ei ole AFRYn hallittavissa. Näin ollen AFRY ei anna julkaisun perusteella tai siihen liittyen mitään vakuutusta, nimenomaista tai konkludenttista, eikä vastaa sen sisältämien tietojen ja arvioiden oikeellisuudesta. AFRY ei vastaa kolmansille osapuolille tämän julkaisun käyttämisen tai siihen luottamisen perustella aiheutuneesta haitasta taikka mistään välittömästä tai välillisestä vahingosta.

Sisältö

Tiivistelmä	6
Määritelmät	7
1 Johdanto	9
1.1 Selvityksen tausta ja tavoitteet	9
1.2 Selvityksen toteutus	10
2 Suurjännitteisen sähkönsiirron kehitysnäkymät	11
2.1 Muutosajurit	11
2.2 Skenaariotarkastelu	11
2.2.1 Menetelmät	11
2.2.2 Sähkön tuotanto	12
2.2.3 Sähkön kulutus	13
2.2.4 Maantieteellinen sijoittuminen	15
3 Suurjännitteisen sähkönsiirron sääntely	16
3.1 Nykyinen lainsäädäntö ja sen pullonkaulat	16
3.1.1 Suurjännitteiset sähkön siirto- ja jakeluverkot	16
3.1.2 Kantaverkkohaltijan ja suurjännitteisen jakeluverkonhaltijoiden kehittämismääräysten vastuu	17
3.1.3 Liittymisjohto	18
3.2 Muut sidosryhmähaastatteluissa esiin tulleet pullonkaulat	19
4 Sääntelyn muutosehdotukset ja niiden vaikutusten arviointi	20
4.1 Muutosehdotukset	20
4.2 Arviointimenetelmät ja -kriteerit	20
4.3 Vaikutusten arviointi	22
4.3.1 Kantaverkon määrittelykriteerien muuttaminen	22
4.3.2 Kantaverkonhaltijan ja jakeluverkonhaltijoiden kehittämis- ja kustannusvastuiden muuttaminen ja täsmentäminen	25
4.3.3 Kantaverkonhaltijan kehittämisvastuun täsmentäminen	29
4.3.4 Tuotannon liittymisjohtojen kokoaminen liityntäverkoksi	31
4.3.5 Erillisen linjan määrittelykriteerien muuttaminen	36
4.3.6 Joustavan liittymissopimuksen salliminen pysyvänä ratkaisuna ..	38
4.3.7 Kantaverkonhaltijan liittämismääräysten rajaaminen mitoittavan vian tehoraajaan	40
4.3.8 Sähköjohtojen hankelupasääntelyn kehittäminen	42
4.3.9 Liittämismääräysten ulottaminen koskemaan myös Suomen talousvyöhykkeellä olevaa tuotantoa	43
4.4 Yhteenveto	44
5 Keskeisten sääntelykysymysten kansainvälinen vertailu	45
5.1 Ruotsi	45

5.1.1	Kantaverkon ja suurjännitteisen jakeluverkon määritelmä	45
5.1.2	Verkonhaltijoiden ja liittyjien kehittämis- ja kustannustenjakovastuu	46
5.1.3	Merituulivoimaverkkojen kehittämis- ja kustannusjakovastuu	47
5.2	Norja	47
5.2.1	Kantaverkon ja suurjännitteisen jakeluverkon määritelmä	47
5.2.2	Verkonhaltijoiden ja liittyjien kehittämis- ja kustannusjakovastuu	47
5.2.3	Merituulivoimaverkkojen kehittämis- ja kustannusjakovastuu	47
5.3	Tanska	48
5.3.1	Kantaverkon ja suurjännitteisen jakeluverkon määritelmä	48
5.3.2	Verkonhaltijoiden ja liittyjien kehittämis- ja kustannusjakovastuu	48
5.3.3	Merituulivoimaverkkojen kehittämis- ja kustannusjakovastuu	48
5.4	Alankomaat	48
5.4.1	Kantaverkon ja suurjännitteisen jakeluverkon määritelmä	48
5.4.2	Verkonhaltijoiden ja liittyjien kehittämis- ja kustannusjakovastuu	49
5.4.3	Merituulivoimaverkkojen kehittämis- ja kustannusjakovastuu	49
5.5	Saksa	49
5.5.1	Kantaverkon ja suurjännitteisen jakeluverkon määritelmä	49
5.5.2	Verkonhaltijoiden ja liittyjien kehittämis- ja kustannusjakovastuu	49
5.5.3	Merituulivoimaverkkojen kehittämis- ja kustannusjakovastuu	50
5.6	Yhteenveto	50
6	Yhteenveto	50
7	Lähdeluettelo	51

Kuva 1. Aurinko- ja tuulivoiman tuotantokapasiteetin kehittyminen (AFRYn arvio). ...	12
Kuva 2. Sähkön kulutuksen kehittyminen vuosina 2019–2040.....	14
Kuva 3. Suunnitteilla olevat aurinko- ja tuulivoimahankkeet sekä teollisen kokoluokan kulutuslaitokset.....	15
Kuva 4: Numeerisen vaikutusarvion prosessi	22
Taulukko 1: Kantaverkon määrittelykriteerin muuttaminen	22
Taulukko 2: Verkonhaltijoiden välisten ja suuria kulutuskohteita kantaverkkoon yhdistävien johtojen kehittämis- ja kustannusvastuun täsmentäminen.....	25
Taulukko 4: Tuotannon liittymisjohtojen kokoaminen liityntäverkoksi.....	31
Kuva 5: Konseptikuva, liityntäverkot.....	34
Kuva 6: Laskentaesimerkki, tuotannon liityntäverkot	35
Taulukko 5: Erillisen linjan määritelmän muuttaminen.....	36
Taulukko 6: Joustavan liittymissopimuksen mahdollistaminen	38
Taulukko 7: Kantaverkonhaltijan liittämismahdollisuuden rajaaminen.....	40
Taulukko 8: Sähköjohtojen hankelupasääntelyn kehittäminen	42
Taulukko 9: Liittämismahdollisuuden ulottaminen talousvyöhykkeelle	43
Taulukko 10: Laadullisten vaikutusarvioiden yhteenveto.....	44
Kuva 7: Ruotsin sähköverkon rakenne jännitetasoittain.....	46
Kuva 8: Rajatun verkon määritelmä.....	46

Tiivistelmä

Energiamurroksen myötä Suomen sähkön tuotannon ja kulutuksen odotetaan kasvavan voimakkaasti seuraavien vuosien aikana. Muutos haastaa sähkönsiirtoverkkoja. Pääministeri Petteri Orpon hallitus on asettanut yhdeksi hallitusohjelman tavoitteeksi sähkön siirtoverkkojen toimivuuden ja riittävyyden vahvistamisen energiamurroksen tarpeisiin. Tämän tavoitteen saavuttamiseksi, työ- ja elinkeinoministeriö on asettanut työryhmän, jonka tehtävänä on laatia ehdotus mahdollisista muutoksista lainsäädäntöön, joilla mahdollistetaan tehokas uuden tuotannon ja kulutuksen liittäminen sähkön siirtoverkkoihin. Tämän selvityksen tarkoitus on työryhmän muutosehdotusten vaikutusten arviointi, jota tukee arvio sähkönsiirron kehitysnäkymistä, sekä kansainvälinen vertailu. Selvitys perustuu kesäkuussa 2024 toteutettuihin sidosryhmähaastatteluihin, sekä AFRY Management Consultingin asiantuntija-arvioihin.

Sekä sähkön tuotannon, että kulutuksen odotetaan lisääntyvän voimakkaasti vuoteen 2040 mennessä asteittain niin, että tuotanto ja kulutus tulevat olemaan lopulta tasapainossa toisiinsa nähden. Uutta tuotantoa rakentuu erityisesti Pohjanmaan alueelle, kun taas kulutus keskittyy Etelä-Suomeen. Tarve siirtokapasiteetille kulutuksen ja tuotannon välillä tulee kasvamaan.

Työssä tunnistettiin niitä lainsäädännön pullonkauloja, jotka haastavat tehokkaan tuotannon ja kulutuksen integroimisen sähkön siirtoverkkoihin. Nykyisen lainsäädännön mukaan kaikki yli 110 kilovoltin johdot ovat automaattisesti kantaverkkoa, elleivät ne ole liittymisjohtoja. Myös suurten kulutuskeskittymien ja kantaverkon välisten, yli 110 kilovoltin yhdysjohtojen rakentaminen olisi nykysääntelyn mukaan kantaverkkohaltijan vastuulla, mikä haastaa kantaverkkohaltijan rajallisia resursseja. Tuotantolaitokset taas liittyvät sähköverkkoon usein omilla liittymisjohdoilla, mikä voi johtaa tehottomaan resurssien käyttöön.

Tarkastelluista muutosehdotuksista yli 110 kilovoltin sähköverkkojen rakentamisen salliminen suurjännitteisen jakeluverkon haltijoille on ensisijainen toimi, erityisesti muiden muutosehdotusten toimivuuden näkökulmasta. Koska muutosehdotus ei ole velvoittava, sen nähdään mahdollistavan verkon tehokkaamman kehittämisen. Kehittämisvastuun tarkentaminen ja muuttaminen selkeyttää jakeluverkonhaltijan ja kantaverkonhaltijan välistä vastuuta yhdysjohtojen rakentamisessa. Kantaverkonhaltijan vastuun täsmentäminen kaupunkiseutujen yhdysjohtojen rakentamisesta ei välttämättä edistä lisääntyvän tuotannon ja kulutuksen tehokasta liittämistä, eikä kustannusten tasapuolista kohdentumista. Liityntäverkkojen rakentamisella voidaan tehostaa tuotannon liittämisen kustannuksia ja maankäyttöä. Haasteena muutosehdotusten osalta on verkonhaltijoiden tosiasiallinen mahdollisuus investoida yli 110 kilovoltin sähköverkkoon, sekä verkonhaltijoiden tasapuolinen kohtelu yhdysjohtojen sijoittumisen näkökulmasta. Liityntäverkoissa taas haasteeksi voi nousta verkkojen sijoittuminen samalle maantieteelliselle alueelle.

Kansainvälisen vertailun perusteella, useimmissa tarkastelluissa maissa suurjännitteinen jakeluverkko voi olla yli 110 kilovolttia ja kantaverkon määritelmässä on muita laadullisia tekijöitä kuin pelkkä jännitetaso. Isojen kulutuskohteiden liittämisen osalta kehittämisvastuu on usein alueellisella verkolla. Liittymisjohdon rakentamisen kustannukset ovat kaikissa tarkastelluissa maissa liittyjän vastuulla. Merituulivoiman osalta, Saksassa ja Hollannissa kantaverkonhaltija vastaa liittymisestä, muissa tarkastelluissa maissa vastuu liittymisjohdon rakentamisesta on liittäjällä.

Määritelmät

CHP	Combined heat and power, eli sähkön ja lämmön yhteistuotanto.
Erillinen linja	Sähköjohto, joka liittää erillisen tuotantoyksikön erilliseen asiakkaaseen, ja sähköjohto, joka liittää tuottajan ja sähköntoimittajan niiden omiin tiloihin, tytäryrityksiin tai asiakkaisiin suoraa sähköntoimitusta varten.
Hybridiliittymä	Voimalaitosten ja niiden yhteydessä olevien energiavarastojen muodostama verkkoliittymä.
Jakeluverkko	Sähköverkko, jonka nimellisjännite on pienempi kuin 110 kilovoltia.
Jakeluverkonhaltija	Verkonhaltija, jolla on hallinnassaan jakeluverkkoa tai suurjännitteistä jakeluverkkoa ja joka harjoittaa luvanvaraista sähköverkkotoimintaa tässä verkossa. Energiamarkkinavirasto määrää jakeluverkonhaltijan sähköverkkoluvassa jakeluverkonhaltijan maantieteellisen vastuualueen jakeluverkon osalta.
Jakeluverkonhaltijan vastuualue	Jakeluverkonhaltijan sähköverkkoluvassa määrätty maantieteellinen alue, johon verkonhaltijan veloitteet ja oikeudet kohdistuvat. Jakeluverkonhaltijoiden vastuualueet eivät voi olla päällekkäisiä ja ne kattavat koko maan Ahvenanmaan maakuntaa lukuun ottamatta.
Joustava liittymissopimus	Liittyjälle vapaaehtoinen sopimusmalli, jossa liittyjä sitoutuu joustamaan sähkön kulutuksessaan tai tuotannossaan verkkoyhtiön kanssa sovittujen ehtojen mukaisesti. Vastineeksi liittyjä saa esimerkiksi hyvityksen verkkopalvelumaksusta.
Kantaverkko	Nykyisen määritelmän mukaan, nimellisjännitteeltään vähintään 110 kilovoltin sähköjohdoista, sähköasemista ja muista laitteistoista koostuva valtakunnallinen yhtenäinen sähkön siirtoverkko sekä kantaverkonhaltijan hallinnassa olevat, nimellisjännitteeltään vähintään 110 kilovoltin rajayhdysjohdot.
Kehittämismvelvollisuus	Sähkömarkkinalain (588/2013) 19§:n asettama velvoite, jonka mukaan verkonhaltijan tulee riittävän hyvälaatuisen sähkön saannin turvaamiseksi verkkonsa käyttäjille ylläpitää, käyttää ja kehittää sähköverkkoaan sekä yhteyksiä toisiin verkkoihin sähköverkkojen toiminnalle säädettyjen vaatimusten ja verkon käyttäjien kohtuullisten tarpeiden mukaisesti.
Liittymisjohto	Yhtä sähkönkäyttöpaikkaa tai energiavarastoa taikka yhtä tai useampaa voimalaitosta varten rakennettu

sähköjohto, jolla liittyjä tai liittyjät liitetään sähköverkkoon.

Liityntäverkko	Ehdotettu uusi määritelmä, jonka vaikutuksia tarkastellaan tässä työssä. Vähintään 110 kilovoltin suurjännitteinen jakeluverkko, joka palvelee useampaa erillistä voimalaitoskokonaisuutta, kuten tuulipuistoa (ml. niiden osana olevat energiavarastot).
Liittämisvelvollisuus	Sähkömarkkinalain 20§:n asettama velvoite, jonka mukaan verkonhaltijan tulee pyynnöstä ja kohtuullista korvausta vastaan liittää sähköverkkoonsa tekniset vaatimukset täyttävät sähkönkäyttöpaikat, voimalaitokset ja energiavarastot toiminta-alueellaan.
Mitoittava vika	Suurin sallittu askelmainen tehonmuutos, jonka sähköjärjestelmä kestää käyttövarmuutta vaarantamatta.
MVA	Megavolttiampeeri
RAB	Regulated asset base, eli reguloitu tasearvo tai tuottopohja, jota käytetään verkonhaltijalle sallitun kohtuullisen tuoton laskennassa.
Suljettu jakeluverkko	Maantieteellisesti rajatulla teollisuus- tai elinkeinoalueella taikka yhteisiä palveluja tarjoavalla alueella sijaitseva jakeluverkko tai suurjännitteinen jakeluverkko, jossa ei toimiteta sähköä kuluttajille. Suljetun jakeluverkon lupa myönnetään hakemuksesta, jos sähkömarkkinalain 11§:n edellytykset täyttyvät.
Suurjännitteinen jakeluverkko	Nimellisjännitteeltään 110 kilovoltin paikallinen tai alueellinen sähköverkko tai -johto, joka ei ole liittymisjohto ja joka ei ylitä valtakunnan rajaa.
Suurjännitteisen jakeluverkon haltija	Verkonhaltija, jolla on hallinnassaan suurjännitteistä jakeluverkkoa ja joka harjoittaa luvanvaraista sähköverkkotoimintaa tässä verkossa. Suurjännitteisen verkonhaltijan oikeudet ja velvollisuudet rajautuvat sen toiminta-alueeseen.
Suurjännitteisen jakeluverkon haltijan toiminta-alue	Maantieteellinen alue, jossa suurjännitteisen jakeluverkon haltijan toiminta on perusteltua ensisijaisesti teknisten ja taloudellisten kriteerien perusteella.
Sähköverkko	Toisiinsa liitetyistä sähköjohdoista, sähköasemista sekä sähköverkon käyttöä ja sähköverkkopalveluiden tuottamista palvelevista muista sähkölaitteista ja sähkölaitteistoista, järjestelmistä ja ohjelmistoista muodostettu kokonaisuus, joka on tarkoitettu sähkön siirtoon tai jakeluun.
Verkonhaltija	Elinkeinonharjoittaja, jolla on hallinnassaan sähköverkkoa ja joka harjoittaa luvanvaraista sähköverkkotoimintaa tässä verkossa.
Yhdysjohto	Sähköjohto, joka liittää yhteen kaksi sähköverkkoa.

1 Johdanto

1.1 Selvityksen tausta ja tavoitteet

Pääministeri Petteri Orpon hallitusohjelman mukaan sähkön siirtoverkon toimivuutta ja riittävyttä energiamurroksen perustana ja Suomen keskeisenä kilpailuetuna vahvistetaan.

Työ- ja elinkeinoministeriö asetti huhtikuussa 2024 työryhmän laatimaan ehdotuksen sähkömarkkinalain (588/2013) uudistamiseksi hallitusohjelman mukaisesti. Uudistuksen tavoitteena on mahdollistaa lisääntyvän sähköntuotannon ja kasvavien kulutuksen kuormien integroiminen kantaverkkoon ja suurjännitteiseen jakeluverkkoon tehokkaalla tavalla.

Työryhmän asettamispäätöksen mukaan TEM:n työryhmän tulee tarkastella työssään ainakin seuraavia suurjännitteisten sähköverkkojen sääntelyn aihealueita:

- 1) kantaverkon ja suurjännitteisen jakeluverkon rajauksen uudistaminen tavalla, joka mahdollistaa yli 110 kilovoltin jännitetason suurjännitteisten jakeluverkkojen sähköverkkoluvat;*
- 2) liittäjien ja verkonhaltijoiden välisen kehittämism vastuun täsmentäminen;*
- 3) kasvavien kuormien sekä maa- ja merituulivoiman ja aurinkovoiman liittäminen suurjänniteverkkoon (ml. tuotantoa, kulutusta ja varastointia käsittävien kohteiden liittäminen ja rajoitetun tehon liittymät);*
- 4) erillisten linjojen rakentamisen sääntely erityisesti uusiutuvan vedyn tuotannon edellytysten mahdollistamiseksi;*
- 5) sähköverkkolupasääntelyn ja sähköjohtojen hankelupasääntelyn kehittäminen siten, että se tukee edellisissä kohdissa ehdotettujen ratkaisujen mahdollistamista;*
- 6) rajat ylittäviä sähköjohtoja ja maakaasuputkia koskevien hankelupien päätösvallan siirtäminen työ- ja elinkeinoministeriöstä valtioneuvostolle.*

Tämä selvitys toimii lainsäädäntöhankkeen ja TEM:n asettaman työryhmän taustaselvityksenä. Selvityksen keskeiset tavoitteet ovat seuraavat:

- Taustoittaa ja kuvata energiamurroksen vuoksi sähköjärjestelmään ennakoituja muutospaineita erityisesti lisääntyvän sähköntuotannon ja teollisuuden kasvavien kuormien näkökulmasta.
- Arvioida asettamispäätöksen mukaisten muutostarpeiden ratkaisemiseksi esitettyjä sääntelyn muutosehdotuksia, sekä hallitusohjelman kirjausta kantaverkonhaltijan vastuun laajentamisesta siirtoverkkojen rakentamisesta kaupunkiseuduilla ja niiden vaikutuksia vertaamalla niitä nykytilanteeseen ja toisiinsa.
- Laatia kansainvälinen vertailu relevanteista EU:n jäsenvaltioista.

Selvityksen tuloksena syntyy materiaali, jonka perusteella lainsäädäntöhankkeen työryhmä voi arvioida eri ratkaisuvaihtoehtojen vaikutuksia ja joka toimii hallituksen esityksen vaikutusarvioinnin perustana.

Selvitykseen ei sisälly suosituksia toteutuskelpoisimmista ratkaisuvaihtoehdoista, vaan toteutettavan vaihtoehdon tai vaihtoehtojen valinta on lainsäädäntöhankkeen työryhmän tehtävä.

Selvityksessä tarkastellut lainsäädännön muutosehdotukset liittyvät suurjännitteiseen sähköverkkoon. Työssä tarkastellaan vähintään 110 kilovoltin jännitetasolla tapahtuvaa sähkönsiirtoa tai sen kehitysnäkymiä. Sähköverkolla tarkoitetaan tässä työssä sähkön jakelua mahdollistavia fyysisiä komponentteja, kuten esimerkiksi johtoja, pylviäitä ja sähköasemia.

1.2 Selvityksen toteutus

Tämä selvitys perustuu AFRY Management Consulting Oy:n (myöhemmin AFRY) asiantuntemukseen, sidosryhmien haastatteluihin ja julkisista lähteistä saatuihin tietoihin. Esitetyt näkemykset ja johtopäätökset ovat AFRYn asiantuntijoiden, ellei asian yhteydessä muuta todeta.

Työssä haastateltiin seuraavia sidosryhmiä:

- Energiateollisuus ry
- Suomen Tuulivoimayhdistys ry (nyk. Suomen Uusiutuvat ry)
- OX2 Finland Oy
- Ilmatar Energy Oy
- Fingrid Oy
- EPV Energia Oy
- Suomen Liityntäjohtot Oy
- Elenia Oy
- Caruna Oy
- Helen Sähköverkko Oy

Haastattelujen keskeisenä tarkoituksena oli varmistaa, että AFRYn vaikutusarvioissa huomioidaan mahdollisimman kattavasti myös niiden sidosryhmien näkemykset, joita säädöshanke ensisijaisesti koskee.

Selvitys on jaettu kuuteen päälukuun:

1. **Johdanto**, jossa käydään läpi selvityksen tausta, tavoitteet ja toteutustapa
2. **Suurjännitteisen sähkönsiirron kehitysnäkymät**, jossa muodostetaan AFRYn näkemys suurjännitteistä sähkönsiirtoa vaativan sähkönkulutuksen ja -tuotannon kasvusta ja maantieteellisestä sijoittumisesta.
3. **Suurjännitteisen sähkönsiirron sääntely**, jossa kuvataan suurjännitteistä sähkönsiirtoa koskevan sääntelyn keskeiset tavoitteet ja tunnistetaan pullonkauloja, joita nykysääntelyyn liittyy kasvavan sähkönsiirtotarpeen näkökulmasta.
4. **Sääntelyn muutosehdotukset ja niiden vaikutusten arviointi**, jossa kuvataan työ- ja elinkeinoministeriön esittämät suurjännitteisen sähkönsiirron säännösmuutokset ja esitetään kullekin keinolle vaikutusarvio.
5. **Keskeisten sääntelykysymysten kansainvälinen vertailu**, jossa osaa ehdotetuista sääntelytoimista verrataan muissa maissa toteutettuun sääntelyyn. Keskeisinä vertailumaina ovat Ruotsi, Norja, Tanska, Alankomaat ja Saksa.
6. **Yhteenveto**, jossa esitetään tiiviisti selvityksen keskeisimmät havainnot.

2 Suurjännitteisen sähkönsiirron kehitysnäkymät

2.1 Muutosajurit

Energiamurroksen seurauksena sähkönkulutuksen ja -tuotannon odotetaan kasvavan merkittävästi, kun yhteiskunta siirtyy kohti fossiilittomia energialähteitä. Sähkön tuotannon näkökulmasta vihreä siirtymä näyttäytyy etenkin sääriippuvaisen tuotannon eli tuuli- ja aurinkovoiman kasvuna.

Pelkästään vuosien 2021–2023 välillä Suomen tuulivoimakapasiteetti yli kaksinkertaistui, ja kesäkuun 2024 lopussa asennettua tuulivoimakapasiteettia oli Suomessa noin 7,3 GW (Suomen Tuulivoimayhdistys, 2024). Uutta tuulivoimakapasiteettia on suunnitteilla yli 140 (Suomen Tuulivoimayhdistys, 2024) GW, josta rakenteilla on noin 2,5 GW (Suomen Tuulivoimayhdistys, 2024). Samanaikaisesti aikaisemmin pitkälti pientuotannosta koostuneen aurinkovoimakapasiteetin arvioidaan kasvavan, kun teollisen kokoluokan aurinkovoimalat yleistyvät.

Tuotantohankkeiden määrän lisääntyminen ja niiden koon kasvu haastaa nykyistä sähköjärjestelmää, koska alueellista tuotannon liittämissä painetta kohdistuu nyt aiempaa enemmän korkeamman jännitetaso verkkoihin. Kaikki yli 250 MW hankkeet liitetään lähtökohtaisesti kantaverkkoon 400 kilovoltin jännitetasolla.

Kasvava uusiutuvalla energialla tuotetun sähkön tarjonta lisää sähköistymisen houkuttelevuutta teollisuudessa ja mahdollistaa muun muassa vihreän vedyn tuotannon, jonka arvioidaan olevan tulevina vuosina kulutuspuolen merkittävin muutosajuri. Teollisuudessa uusiutuva sähkö tarjoaa keinon päästövähennyksiin etenkin niillä sektoreilla, jotka ovat riippuvaisia fossiilisista energialähteistä.

Vihreän teräksen tuotanto lisää sähkönkulutusta, kun sähköä tarvitaan tuotannossa tarvittavan vedyn tuotantoon ja sähköisten valokaariuunien käyttämiseen. Uusiutuvalla sähköllä tuotetulla vedyllä on kysyntää myös kemianteollisuudessa sekä raskaassa liikenteessä, jossa vedystä tuotetuilla sähköpoltoaineilla voidaan korvata fossiilisia energialähteitä.

Samanaikaisesti myös lämmitys sähköistyy, mikä näyttäytyy kaukolämmössä sähkökattiloiden ja teollisen kokoluokan lämpöpumppujen yleistymisenä. Myös kiinteistökohtaiset, aikaisempaa enemmän sähköön perustuvat, lämmitysratkaisut yleistyvät. Sähköön perustuva lämmöntuotanto haastaa sähköverkkoa alueellisesti, koska lämmöntuotanto asettuu tyypillisesti lähelle kulutusta ja voi siksi lisätä sähkönsiirtotarvetta huomattavasti alueilla, joilla sähköä on aikaisemmin lämmitystarpeeseen kulutettu vain vähän. Kaukolämmön sähköistyminen myös osaltaan vähentää alueellista sähköntuotantoa, mikäli esimerkiksi sähkökattiloilla korvataan CHP-tuotantoa. Sähköistyvän lämmityksen lisäksi muun muassa datakeskusten odotetaan lisäävän sähkönkulutusta, kun tarvittavan laskentatehon määrä kasvaa.

2.2 Skenaariotarkastelu

2.2.1 Menetelmät

Tässä työssä esitetään sähköntuotannon ja -kulutuksen kehitysnäkymät vuoteen 2040 saakka. Tarkastelussa huomioidaan yli 10 MW hankkeet, koska tätä pienempien hankkeiden ei katsota samassa määrin pisteittäisesti kuormittavan suurjännitteistä

sähkönsiirtojärjestelmää kuin siihen suoraan liitettävien kohteiden. Tuotannon osalta tarkastellaan tuuli- ja aurinkovoimaa, joiden odotetaan kattavan valtaosan lisääntyvästä sähköntuotannosta.

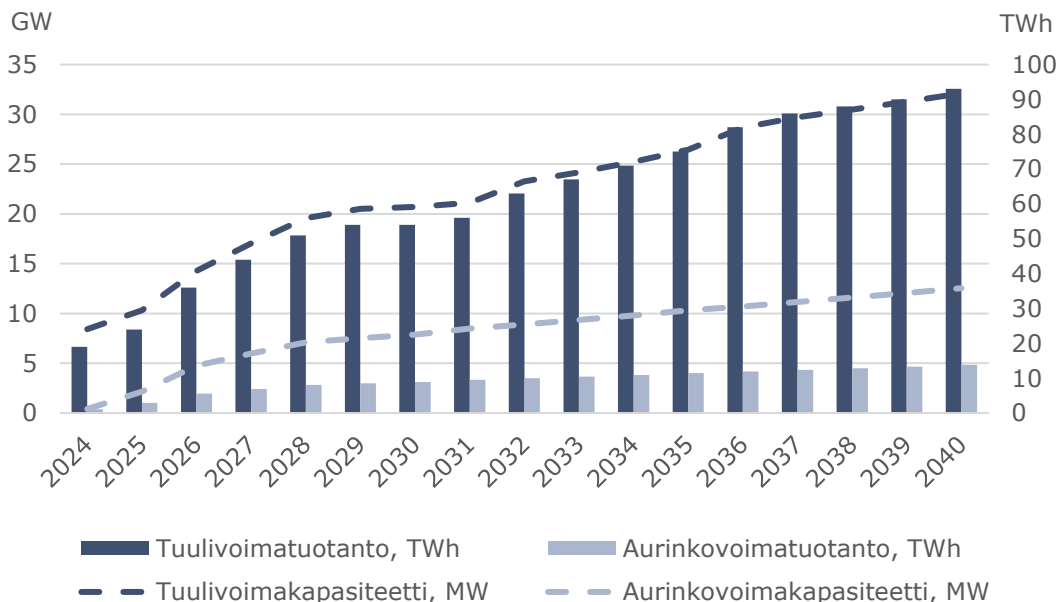
Esitetyt kehitysnäkymät perustuvat lähtökohtaisesti julkisesti saatavilla oleviin tietoihin ilmoitetuista uusista hankkeista. Lisäksi AFRYn arviot tukevat ennustetta erityisesti 2030-luvulla, jossa julkista tietoa uusista hankkeista ei vielä ole täysimääräisesti saatavilla. Esimerkiksi uusi sähkökattilainvestointi voidaan toteuttaa muutamassa vuodessa, jolloin 2030-luvulla toteutuvaa hanketta ei todennäköisesti ole vielä julkistettu. Tuotantopuolella oletetaan lisäksi todennäköisyyksiä hankkeiden toteutumiselle niiden kehitysvaiheen perusteella, koska kaikkien kehitteillä olevien hankkeiden toteutumisen arvioidaan epätodennäköiseksi.

Kehitysnäkymiä tulkitessa tulee huomioida, että ennusteessa ei ole otettu kantaa sähkönsiirron pullonkauluihin, vaan ennusteet perustuvat nyt tiedossa oleviin hankkeisiin. Todellisuudessa sähkön tuotannon kehittymistä rajaa kotimainen kulutus ja/tai siirtoyhteydet ulkomaille.

Tuotannon ja kulutuksen tulee olla tasapainossa. Ylijäämäinen tuotantokapasiteetti alentaa lähtökohtaisesti sähkön hintaa, mikä kannustaa investoimaan esimerkiksi sähkön perustuvaan teollisuuteen ja energiavarastoihin. Kasvava kulutus puolestaan lähtökohtaisesti nostaa sähkön hintaa, mikä kannustaa lisäämään sähkön tuotantoa, Suomessa erityisesti tuulivoimaa. Energiavarastot auttavat tasaamaan säariippuvaisen tuotannon heilahteluja.

2.2.2 Sähkön tuotanto

Sähkön tuotannossa aurinko- ja tuulivoiman odotetaan kasvavan merkittävästi (Kuva 1).



Kuva 1. Aurinko- ja tuulivoiman tuotantokapasiteetin kehittyminen (AFRYn arvio).

Oletukset: Tuulivoiman kehitysenuste perustuu Suomen Tuulivoimayhdistyksen listaukseen kehitteillä olevista hankkeista. Hankekehityksessä on kokonaisuudessaan yli 130 GW uutta maa- ja merituulivoimakapasiteettia. Valtaosa näistä ei kuitenkaan tule toteutumaan. Aurinkovoiman kehitysenuste perustuu Motivan listaukseen (aurinkosähkövoimalat kartalla). Kuten

tuulivoimalle, myös aurinkovoiman osalta kaikkien julkistettujen hankkeiden toteutuminen nähdään epätodennäköisenä.

Uusia maatuuli- ja aurinkovoimahankkeita on ilmoitettu noin vuoteen 2030 saakka. Kasvua odotetaan myös jatkossa, vaikka hankkeita ei vielä ole julkistettu. Sekä tuuli- että aurinkovoiman kapasiteetin kehitystä 2030-luvulla on arvioitu pohjautuen vuoteen 2030 asti ulottuvaan kasvuun ja muiden skenaariotöiden ennustuksiin lisäkasvusta (Fingrid, 2024), (Fingrid, 2024).

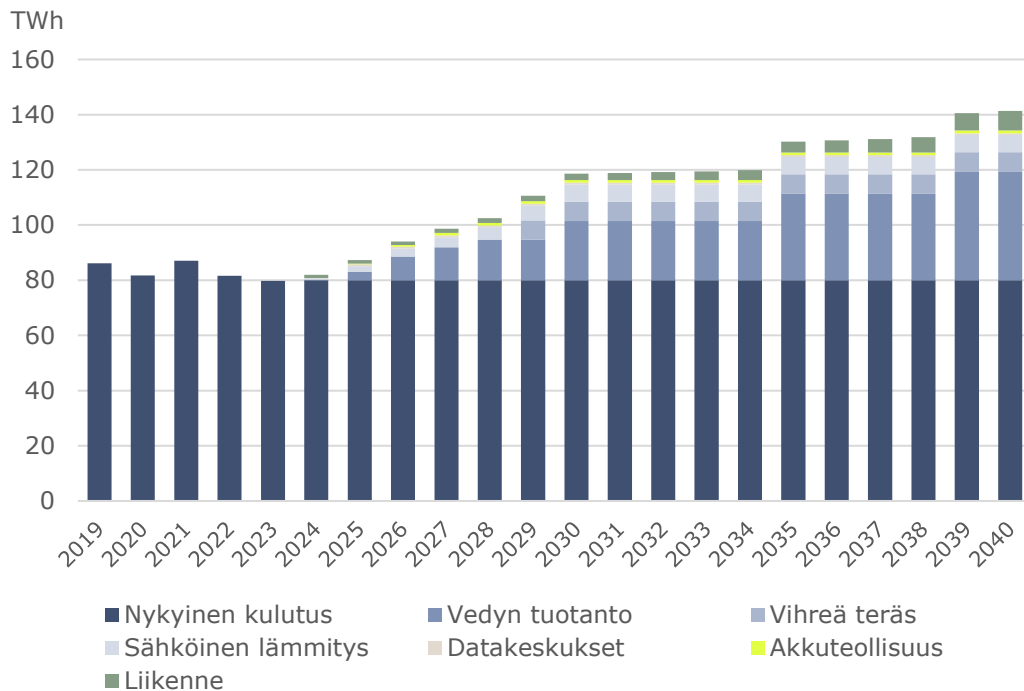
Etenkin asennetun tuulivoimakapasiteetin arvioidaan lisääntyvän huomattavasti jo vuoteen 2030 mennessä. Skenaariossa maatuulivoiman kasvu ajaa tuulivoiman kokonaiskapasiteetin kasvua lähivuosina ja 2030-luvulle saakka. Merituulivoiman arvioidaan ajavan tuulivoiman tuotantokapasiteetin kasvua 2030-luvulla, kun isot merituulivoimapuistot tulevat osaksi Suomen tuotantokapasiteettia. Kokonaisuudessaan tuulivoimakapasiteetin arvioidaan nykyisen hankekehitysportfolioon perusteella lisääntyvän noin 23 GW vuoteen 2040 mennessä. Kasvu vastaa yli kolminkertaista määrää vuoden 2023 loppuun mennessä asennettuun tuulivoimakapasiteettiin verrattuna.

Myös teollisen kokoluokan aurinkovoimakapasiteetin arvioidaan kasvavan merkittävästi. Nykyinen asennettu teollisen kokoluokan aurinkovoimakapasiteetti on vähäistä, mutta kehitteillä on laaja määrä hankkeita, joiden arvioidaan valmistuvan lähivuosina. Nykyisen hankekehityksen ja AFRYn tekemien 2030-luvun kasvuoletusten perusteella teollisen kokoluokan aurinkovoiman ennustetaan kasvavan yli 10 GW tasolle vuoteen 2040 mennessä.

2.2.3 Sähkön kulutus

Sähkön kulutus kasvaa merkittävästi, kun kilpailukykyisen vihreän sähkön saatavuus lisääntyy. Uusiutuvan sähkön saatavuus kohtuulliseen hintaan mahdollistaa dekarbonisaation teollisuudessa joko suoraan sähköistämällä tai epäsuoran sähköistämisen kautta (esim. vihreän vedyn avulla terästeollisuudessa).

Skenaarion sähkön kulutuksen kehittymistä vuoteen 2040 saakka on esitetty alla (Kuva 2).



Kuva 2. Sähkön kulutuksen kehittyminen vuosina 2019–2040.

Oletukset: AFRY on arvioinut skenaariossa uuden teollisen kulutuksen kehitystä pohjautuen EK:n ylläpitämään listaukseen Suomen vihreistä investoinneista. Eri sektoreiden, kuten vedyn tuotannon, sähköisen lämmityksen ja akkuteollisuuden laitosten sähkönkulutusta on arvioitu eri oletuksilla vuosittaisista käyttötunneista.

Etenkin sähköisen lämmityksen osalta julkisten hankkeiden on tunnistettu painottuvan lähivuosille. Kuitenkin sähköisen lämmityksen kasvun arvioidaan ulottuvan tätä pidemmälle, joten AFRY on oletanut sähköiselle lämmitykselle lisäkasvua vuoteen 2040 saakka pohjautuen muihin skenaariotöihin (Fingrid, 2024) (Fingrid, 2024). Sähköisen lämmityksen oletetaan korvaavan etenkin fossiilisia energialähteitä kaukolämmön tuotannossa.

Liikenteen sähköistymisen ennusteet perustuvat kansallisessa ilmasto- ja energiastrategiassa esitettyihin lukuihin ajoneuvokannan sähköistymisestä (Valtioneuvoston kanslia).

Ennusteen mukaan Suomen sähkön kulutus kasvaisi noin 61 TWh nykyisestä 80 TWh:sta vuoteen 2040 mennessä. Vedyn tuotannon arvioidaan olevan suurin yksittäinen ajuri kulutuksen kasvun taustalla. Pelkästään puhtaan vedyn tuotannon ennustetaan lisäävän sähkön kulutusta noin 40 TWh vuoteen 2040 mennessä.

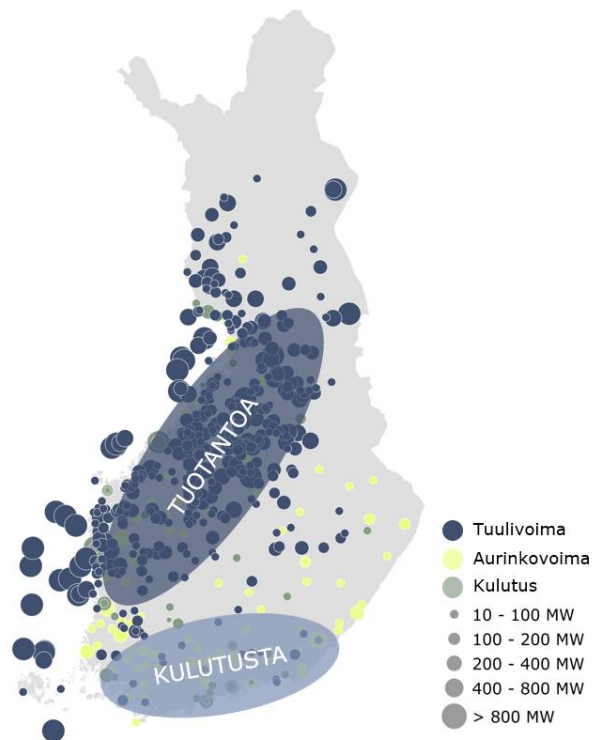
Kulutuksen kasvuun vaikuttaa myös lämmityksen sähköistyminen sekä vihreän teräksen tuotanto, jossa hyödynnetään vetyä. Suomeen on nykyisellään suunnitteilla noin 1,5 GW sähkökattilatehoa lämmön tuotannon sähköistämiseksi. Lisäksi autokannan sähköistyminen lisää kulutusta vuoteen 2040 mennessä.

On huomioitavaa, että kehitysnäkymässä on uutta kulutusta maltillisemmin kuin uutta tuotantoa. Sekä kulutuksen että tuotannon kehityskulkuun liittyy merkittävää epävarmuutta, eikä toinen tekijä toteudu ilman toista. Kulutuksen ja tuotannon tulee seurata toisiaan, mikä tarkoittaa sitä, että todellisuudessa joko kulutuksen määrä toteutuu tässä esitettyä suurempana tai tuotannon määrä vähäisempänä.

2.2.4 Maantieteellinen sijoittuminen

Sähköjärjestelmän näkökulmasta uuden tuotannon ja kulutuksen maantieteellisellä sijoittumisella on suuri merkitys. Kulutus- ja tuotantokohtaisen sijoittuminen lähelle toisiaan vähentää sähkönsiirtotarvetta ja tarvetta sähköverkon lisärakentamiselle.

Kuvassa (Kuva 3) esitetään kaikkien kehitteillä olevien uusien tuotantokohteiden (tuuli- ja aurinkovoima) ja kulutuskohteiden maantieteellinen sijoittuminen. Kuvaan on tuotu vain yli 10 MW kokoluokan hankkeet.



Kuva 3. Suunnitteilla olevat aurinko- ja tuulivoimahankkeet sekä teollisen kokoluokan kulutuslaitokset.

Suunnitteilla olevat tuulivoimahankkeet keskittyvät maantieteellisesti pääasiassa Suomen länsirannikolle ja sen lähiseuduille. Aurinkovoimahankkeet jakautuvat maantieteellisesti tasaisemmin, ja erityisesti entiset turvealueet ovat suosittuja sijoituspaikkoja teollisen kokoluokan hankkeille. Aurinkovoimahankkeet ovat kuitenkin tuulihankkeita pienempiä kokoluokaltaan, ja siksi suurempi osa uusien kulutuskohteiden sähköntarpeesta katetaan tuulivoimalla.

Uudet kulutuspuolen investointihankkeet sijoittuvat usein jo olemassa oleville teollisuusalueille, joissa on jo valmiina niiden tarvitsemää logistiikkaa ja toimitusketjuja. Suuria kulutuskohteita on odotettavissa erityisesti etelä- ja länsi-Suomeen, mutta myös muualle maahan. Huomioitavaa on, että kulutuspuolen hankkeita on määrällisesti vähemmän suhteessa tuotantopuolen hankkeisiin. Tätä selittää muun muassa se, että kulutuspuolen hankkeet ovat keskimääräisesti pienempiä ja hankkeet voivat toteutua hyvinkin nopeasti suunnitelmien julkistamisesta, kuten esimerkiksi sähkökattiloiden osalta.

Uusi sähkön tuotanto ja kulutus sijoittuvat siis todennäköisesti jatkossakin kauas toisistaan. Sähkönsiirtoetäisyyksien kasvaminen vaatii suurjännitteisten sähkönsiirtoyhteyksien kehittämistä ja laajentamista.

3 Suurjännitteisen sähkönsiirron sääntely

Luvussa 2 kuvattu sähkönkulutuksen ja -tuotannon voimakas kasvu ja uusien hankkeiden sijoittuminen maantieteellisesti kauas toisistaan tai aiemmasta poikkeaville alueille, haastaa sähköjärjestelmäämme. Sähkönsiirtotarpeen odotetaan kasvavan nopeasti ja voimakkaasti sekä alueellisesti että valtakunnallisesti.

Lainsäätäjän tavoitteena on varmistaa, ettei sääntelystä aiheudu tarpeettomia esteitä tai hidasteita uusien sähköntuotannon tai -kulutuksen investoinneille tai sähköjärjestelmän kehittämislle. Sääntelyn keskeisenä tavoitteena on, että kasvava sähkönkulutus ja -tuotanto voidaan liittää sähköjärjestelmään mahdollisimman järjestelmällisellä ja tehokkaalla tavalla. Seuraavassa kuvataan sähkön siirtoon liittyvää sääntelyä, sekä siitä aiheutuvia pullonkauloja, jotka saattavat hidastaa tai estää uuden tuotannon ja kulutuksen liittämistä osaksi sähköjärjestelmää. Pullonkauloissa keskitytään niihin, joita pyritään ratkaisemaan muutosehdotuksilla kappaleessa 4.1.

Sidosryhmähaastatteluissa on lisäksi noussut esille muita pullonkauloja, joita ei käsitellä tässä selvityksessä. Nämä on lueteltu alla, kappaleessa 3.1.3.

3.1 Nykyinen lainsäädäntö ja sen pullonkaulat

3.1.1 Suurjännitteiset sähkön siirto- ja jakeluverkot

Sähkömarkkinalain 31 §:n mukaan ”kantaverkkoa ovat

1. nimellisjännitteeltään vähintään 110 kilovoltin sähköjohdoista, sähköasemista ja muista laitteistoista koostuva valtakunnallinen yhtenäinen sähkön siirtoverkko;
2. kantaverkonhaltijan hallinnassa oleva, nimellisjännitteeltään vähintään 110 kilovoltin rajayhdysjohto”

Suurjännitteinen jakeluverkko on Sähkömarkkinalain 3 §:n mukaan ”nimellisjännitteeltään vähintään 110 kilovoltin paikallista tai alueellista sähköverkkoa tai -johtoa, joka ei ole liittymisjohto ja joka ei ylitä valtakunnan rajaa”. Näin ollen, yli 110 kilovoltin verkonosat luetaan automaattisesti kantaverkoksi, elleivät ne ole liittymisjohtoja. (Sähkömarkkinalaki 588/2013, 2024)

Verkonhaltijaa koskee lisäksi sähkömarkkinalain 20 §:n mukainen liittämisvelvollisuus, jonka mukaan ”verkonhaltijan tulee pyynnöstä ja kohtuullista korvausta vastaan liittää sähköverkkoonsa tekniset vaatimukset täyttävät sähkökäyttöpaikat, voimalaitokset ja energiavarastot toiminta-alueellaan” (Sähkömarkkinalaki 588/2013, 2024). Toisin sanoen verkonhaltija on velvollinen liittämään verkkoonsa kaikki tekniset vaatimukset täyttävät liittäjät. Tämä on tehtävä kohtuullisessa ajassa ja kohtuullista korvausta vastaan.

Kantaverkkohaltijan Fingridin teknisten vaatimusten mukaan (Fingrid, 2024) nimellisteholtaan yli 250 megawatin tuotanto- tai kulutuskohteet on liitettävä 400 kilovoltin verkkoon. Tulevaisuudessa tuotanto- ja kulutuskohteiden nimellistehon odotetaan kasvavan, jolloin yhä suurempi osuus kohteista olisi liittymässä kantaverkkoon. Kantaverkonhaltija ei voi kieltäytyä liittämästä verkkoonsa tekniset

ehdot täyttävää laitosta, ja sen vastuulla on investoida verkkoonsa niin, että kaikki halukkaat voidaan siihen liittää. Riittävän liittämiskapasiteetin rakentaminen voi viedä paljon aikaa ja aiheuttaa siten pullonkaulan laitosten liittämiseksi. Liityntätarpeiden merkittävän kasvun myötä myös kantaverkonhaltijan resurssit voivat muodostua rajoittavaksi tekijäksi, jolloin investointikohteita pitää entistä enemmän priorisoida.

Sidosryhmähaastatteluissa kantaverkonhaltijan liittämiskapasiteettia ei tällä hetkellä pidetty pullonkaulana. Haastateltavat olivat kuitenkin sitä mieltä, että jatkossa liittymien kasvaessa kantaverkon liittämiskapasiteetti muodostuu pullonkaulaksi. Lisäksi kantaverkon määritelmän rajausta kaikkiin yli 110 kilovoltin verkkoihin pidettiin vanhentuneena, erityisesti kasvavien laitoskokojen näkökulmasta.

Sähkön tuotannolta perittävillä jakelumaksuilla on sähkömarkkinalain mukaan perittävä suhteellisesti pienempi osuus jakeluverkon ja suurjännitteisen jakeluverkon kustannuksista kuin kulutuksella perittävillä jakelumaksuilla. Sidosryhmähaastatteluissa tämä nähtiin erityisen ongelmalliseksi alueilla, joissa on paljon tuotantoa, mutta vähän kulutusta. Lisäksi haastatteluissa liittämishinnoittelun ei katsottu vastaavan liittämisen todellisia kustannuksia verkkoyhtiön näkökulmasta ja kustannusten katsottiin jakautuvan epäoikeudenmukaisesti.

Sähköliittymä mitoitetaan liittymän huipputehon mukaan. Sähköverkko taas mitoitetaan verkon liitettyjen liittymien huipputehojen mukaan, huomioiden huipputehojen eriaikaisuudesta mahdollisesti aiheutuva tehoristeily. Näin varmistetaan verkon käyttövarmuus myös huipputehotunteina. Liittymän toteutunut teho vaihtelee ajallisesti suurestikin ja tosiasiaa huipputehoon päästään hyvin harvoin. Erityisesti tämä koskee uusiutuvaa sähkön tuotantoa, kuten tuulivoimaa. Liittymän yhteyteen rakennettavat erilaiset ratkaisut, kuten akut voivat osaltaan vaikuttaa siihen, että liittymän huipputehoa ei normaalitilanteessa käytännössä koskaan saavuteta.

Sähkömarkkinalain 20a § sallii verkonhaltijalle liittymän tehon rajoittamisen tilapäisenä ratkaisuna, verkkoon liittymisen nopeuttamiseksi tai verkon käyttövarmuuden varmistamiseksi. (Sähkömarkkinalaki 588/2013, 2024) Käytännössä liittymän rajoittamista ei tällä hetkellä tapahdu.

Suomeen on rakenteilla merituulivoimaa sekä aluevesille, eli alueelle, joka sijaitsee lähimpänä rannikkoa, että talousvyöhykkeelle, joka sijaitsee ulompana rannikosta. Talousvyöhyke ei ole määritelmällisesti valtakunnan aluetta. Kantaverkonhaltijan liittämiselvöllisyys ulottuu valtakunnan alueelle, pois lukien Ahvenanmaan maakunta. Näin ollen, kantaverkonhaltijalla ei ole liittämiselvöllisyyttä talousvyöhykkeelle rakentuvalle merituulivoimalle, riippumatta siitä sijaitseeko liittymispiste merellä vai rannikolla.

3.1.2 Kantaverkkohaltijan ja suurjännitteisen jakeluverkonhaltijoiden kehittämisvastuu

Verkonhaltijoita koskee sähkömarkkinalain 19 §:n mukainen kehittämisvelvollisuus, jonka mukaan ”verkonhaltijan tulee - - ylläpitää, käyttää ja kehittää sähköverkkoaan sekä yhteyksiä toisiin verkkoihin sähköverkkojen toiminnalle säädettyjen vaatimusten ja verkon käyttäjien kohtuullisten tarpeiden mukaisesti”. (Sähkömarkkinalaki 588/2013, 2024)

Kantaverkonhaltijan kehittämisvastuu on valtakunnallinen, kun taas jakeluverkonhaltijoiden kehittämisvastuu ulottuu niille määrättyyn maantieteelliseen vastuualueeseen tai toiminta-alueeseen. Kantaverkonhaltijan ja jakeluverkonhaltijan

välisiä kehittämisvastuita on täsmennetty sähkömarkkinalain perusteluissa seuraavasti: "Kantaverkon katsotaan lähtökohtaisesti koostuvan valtakunnan sähköjärjestelmän kattavasta vähintään 110 kilovoltin rengaskäyttöisestä suurjännitteisestä sähköverkosta. Myös kantaverkonhaltijan kannalta säteittäinen yksittäinen yli 110 kilovoltin yhteys kuuluu kehittämisvelvollisuuden piiriin, mikäli jakeluverkossa oleva suuri kulutuskeskittymä teknistaloudellisesti edellyttäisi yli 110 kilovoltin jännitteellä toimivan, jakeluverkonhaltijan ja kantaverkonhaltijan verkot yhdistävän yhdysjohdon rakentamista" ja "Kantaverkon tulisi yhdistää suuret sähkön kulutus- ja tuotantokeskittymät, jotka liitetään verkot yhdistävien yhdysjohtojen tai liittymisjohtojen välityksellä kantaverkon sähköasemille." (Hallituksen esitys eduskunnalle, 2013) Suurta sähkön kulutus- ja tuotantokeskittymää ei ole terminä tarkemmin määritelty, mikä on aiheuttanut epävarmuutta perusteluiden tulkinnassa. Suureksi kulutus- ja tuotantokeskittymäksi voidaan ajatella esimerkiksi kaupunkeja tai isoja teollisuuskohteita.

Monet kaupunkialueiden jakeluverkot ovat jo nyt liittyneet kantaverkon sähköasemille 110 kilovoltin yhdysjohdoilla, jotka alueellinen verkkoyhtiö omistaa ja operoi. Tulevaisuudessa, lämmityksen sähköistyessä ja etenkin teollisen kulutuksen kasvaessa kaupungeissa, yli 110 kilovoltin yhteyden vaativia kaupunkeja tulee todennäköisesti olemaan lisää.

Teollisuuden sähköistyessä myös suuret teollisuuden kulutuskeskittymät, kuten yhtä teollisuusaluetta palvelevat suljetut jakeluverkot tulevat tarvitsemaan vahvan liittymän kantaverkkoon. Suljettu jakeluverkko yhdistetään kantaverkkoon verkot yhdistävällä yhdysjohdolla. Edellä mainitun sähkömarkkinalain perusteiden perusteella sekä kaupunkien että teollisuuskeskittymien vaatimat, yli 110 kilovoltin säteittäiset yhteydet kuuluisivat kantaverkkohaltijan kehittämisvastuulle. Kantaverkon haltijan resurssien ollessa rajalliset suurten sähkön kulutus- ja tuotantokehittymien liittäminen ei todennäköisesti olisi kantaverkonhaltijan tärkein prioriteetti ja muodostaisi mahdollisesti pullonkaulan kasvavien kuormien liittämiselle.

Sidosryhmähaastatteluissa nykyistä kehittämisvastuuta pidettiin monilta osin epäselvänä. Pullonkaulan muodostaa vastuiden selvittäminen ja sopiminen siitä, mikä osapuoli rakentaa minkäkin osuuden. Nykyisen lainsäädännön valossa koettiin hankalaksi tilanne, jossa vain kantaverkonhaltijat voivat rakentaa yli 110 kilovoltin verkkoa, mutta kantaverkkohaltijan resurssit eivät riitä kaikkien teollisuuden ja kulutuksen vaatimien verkkojen rakentamiseen. Kehittämisvastuun kohdentumisesta jakeluverkon- ja kantaverkonhaltijalle oltiin sidosryhmähaastatteluissa erimielisiä.

3.1.3 Liittymisjohto

Liittymisjohto on sähkömarkkinalain 3 §:n mukaan "yhtä sähkökäyttöpaikkaa tai energiavarastoa taikka yhtä tai useampaa voimalaitosta varten rakennettu sähköjohto, jolla liittyjä tai liittyjät liitetään sähköverkkoon" (Sähkömarkkinalaki 588/2013, 2024). Liittymisjohto voi olla nimellisjännitteeltään yli 110 kilovolttia. Liittymisjohdon rakentaminen ja käyttäminen ei ole luvanvaraista verkkotoimintaa, ja liittyjä saa rakentaa liittymisjohtonsa jakeluverkonhaltijan alueelle. Nimellisjännitteeltään vähintään 110 kilovoltin liittymisjohdolle on haettava hankelupa, joka kuitenkin myönnetään käytännössä automaattisesti.

Samalla liittymisjohdolla on nykyisen sääntelyn puitteissa mahdollista liittää useampi tuotantolaitos, esimerkiksi vierekkäin sijaitsevat tuulivoimalat tai tuulivoimapuistot sähköverkkoon. Yksittäisen tuulivoimapuiston liittämisen kannalta nykysääntely on toiminut hyvin. Sen sijaan useiden eri omistajien hallinnassa olevien

tuulivoimapuistojen liittäminen samalla liittymisjohdolla on käytännössä harvinaista johtuen hankkeiden toteutuksen epävarmuudesta ja aikataulujen epäsuhdasta. Näin ollen ensimmäisenä puistoa rakentava hankekehittäjä rakentaa myös liittymisjohdon ja jos viereen rakentuva toinen puisto on luvitusprosessin osalta ajallisesti eri kohdassa, ei tämän puiston kehittäjä välttämättä uskalla lähteä mukaan liittymisjohdon rakentamiseen, jos lupaa puistolle ei saadakaan tai hankkeeseen liittyy muita epävarmuuksia. Tämä johtaa siihen, että vierekkäisistäkin puistoista voidaan rakentaa rinnakkain liittymisjohtoja, mikä taas johtaa mm. tehottomaan maankäyttöön.

Liittymisjohdon rakentaja voi olla muukin taho, kuin itse hankekehittäjä, esimerkiksi alueellinen verkkoyhtiö. Sähkömarkkinalain 77 §:n mukaan verkkoyhtiön tulee kuitenkin eriyttää sen harjoittamat muut liiketoiminnot (ml. liittymisjohtoliiketoiminta) sen sähköverkkotoiminnasta, jollei muu liiketoiminta ole määrältään tai suhteessa vähäistä yhtiön verkkoliiketoimintaan verrattuna. (Sähkömarkkinalaki 588/2013, 2024) Verkkoyhtiön harjoittaman muun ei-vähäisen liiketoiminnan harjoittamiseen tarvitaan lisäksi Energiaviraston myöntämä poikkeuslupa. Jakeluverkonhaltija ei voi sisällyttää sähköverkkoliiketoiminnan ulkopuolisia verkon osia verkko-omaisuuteensa ja saada niistä kohtuullista tuottoa.

Liittymisjohdolla voidaan liittää sähköverkkoon yksi sähkönkäyttöpaikka tai yksi tai useampi voimalaitos. Moni hankekehittäjä haluaisi kuitenkin liittää uusiutuvan energian tuotantoonsa akut, jotta esimerkiksi sähkön hintavaihteluihin voitaisiin vastata paremmin. Sääntely ei kuitenkaan nykyisellään salli sekä energiavaraston että voimalaitoksen liittämistä samalla liittymisjohdolla. Tämän haastateltavat näkivät ongelmallisena. Liittymisjohdon määrittelyyn sähkömarkkinalaissa on esitetty muutosta, joka sallisi myös energiavaraston liittämisen samaan johtoon tuotannon kanssa. Raportin kirjoitushetkellä muutos on lausuntokierroksella.

Vähintään 110 kilovoltin rakennettavalle johdolle on haettava hankelupa Energiavirastolta, jos johto ei ylitä valtakunnan rajaa ja TEM:lta, jos johto ylittää valtakunnan rajan. Sähkömarkkinalain 16 §:n (Sähkömarkkinalaki 588/2013, 2024) mukaan:

”Jos hakemus ei koske valtakunnan rajan ylittävää sähköjohtoa, on hankelupa 1 momentin estämättä myönnettävä:

1. liittymisjohdolle, jolla sähkönkäyttöpaikka taikka yksi tai useampi voimalaitos liitetään lähimpään nimellisjännitteeltään vähintään 110 kilovoltin sähköverkkoon;
2. sähköjohdolle, jonka jakeluverkonhaltija rakentaa vastuualueellaan tai vastuualueeltaan sen ulkopuolelle, jos sähköjohto yhdistää jakeluverkonhaltijan sähköverkon osat toisiinsa tai jakeluverkonhaltijan sähköverkon toiseen sähköverkkoon.”

Näin ollen, liittymisjohdoille on haettava lupa, vaikka se myönnetäänkin automaattisesti. Lupaprosessi lisää hankkeen hallinnollista työtä ja hankkeen läpivientiin tarvittavaa aikaa. Se myös sitoo Energiaviraston resursseja.

3.2 Muut sidosryhmähaastatteluissa esiin tulleet pullonkaulat

Lisäksi sidosryhmähaastatteluissa haastateltavat nostivat esiin seuraavia näkemyksiä tämän selvityksen ulkopuolisista pullonkauloista:

- Lunastuslupamenettelyä pidettiin hitaana.

- Nykyisen valvontamallin ei katsottu ei kannustavan riittävästi pitkäjänteisiin verkkoinvestointeihin, mikä voi vaikuttaa myös suurjännitteisen verkon kehittämiseen.

Huomattavaa on, että Suomen liittämismahdollisuuksia pidettiin yleisesti jo hyvänä muihin maihin verrattuna. Haastateltavat toivoivat mahdollistavia malleja velvoittavien mallien sijaan, eikä liittämistapoja toivottu rajoitettavan nykyisestää.

4 Sääntelyn muutosehdotukset ja niiden vaikutusten arviointi

4.1 Muutosehdotukset

Selvityksessä on tarkasteltu seuraavia työ- ja elinkeinoministeriön esittämiä muutosehdotuksia suurjännitteisen sähkönsiirron sääntelyyn:

1. Kantaverkon määrittelykriteerien muuttaminen siten, että yli 110 kilovoltin jännitetason verkonosia ei määriteltäisi automaattisesti kantaverkoksi.
2. Kantaverkonhaltijan ja jakeluverkonhaltijoiden välisten kehittämis- ja kustannustenjakovastuiden muuttaminen ja täsmentäminen muun muassa kaupunkialueilla ja suurten kulutus- ja tuotantokohteiden osalta (suljettu jakeluverkko, hybridiliittymä tai suljetun jakeluverkon kantaverkkoon yhdistävät verkon osat).
3. Kantaverkonhaltijan kehittämisvastuun täsmentäminen.
4. Tuotannon liittymisjohtojen kokoaminen liityntäverkoksi.
5. Erillisen linjan määritelmän muuttaminen siten, että mahdollistettaisiin vähintään 110 kilovoltin jännitetason erilliset linjat ja mahdollistettaisiin energiavarastojen liittäminen erillisiin linjoihin.
6. Joustavan liittymissopimuksen salliminen pitkäaikaisena tai pysyväne ratkaisuna.
7. Kantaverkonhaltijan liittämiselvöllisyyden rajaaminen mitoittavan vian tehoraajaan.
8. Hankelupasääntelyn täsmennykset.
9. Liittämiselvöllisyyden ulottaminen koskemaan myös Suomen talousvyöhykkeellä olevaa tuotantoa.

Muutosehdotuksen vaikutusten arvioinnin yhteydessä kuvataan kunkin muutosehdotuksen tavoitteet ja muutokset nykytilaan.

4.2 Arviointimenetelmät ja -kriteerit

Muutosehdotuksia arvioidaan sekä laadullisesti että numeerisesti.

Laadullisen vaikutusarvioinnin tavoitteena on arvioida, johtaako muutosehdotus lainsäätäjän asettamien sääntelytavoitteiden täyttymiseen. Arviossa huomioidaan seuraavat näkökulmat:

- Mahdollistaako ehdotettu muutos lisääntyvän sähkön tuotannon ja kulutuksen integroimisen sähköjärjestelmään:
 - Poistaako ehdotettu muutos lainsäädännön pullonkauloja, jotka nykyisellään hidastavat tai estävät tuotannon ja kulutuksen liittämistä sähköverkkoon;

- Edesauttaako lainsäädännön muutosehdotus uusien sähkön kulutus- tai tuotantokohteiden liittämisen sähköjärjestelmään aiempaa tehokkaammalla tavalla;
- Tuoko muutosehdotus nopeita ratkaisuja;
- Edistääkö muutosehdotus markkinaehtoista toteutusta sekä avointa ja toimivaa kilpailua.
- Varmistetaanko sähköverkon kustannustehokas ylläpito ja kehittäminen ja onko vastuujako selkeä:
 - Edistääkö muutosehdotus sähköverkon pitkäjänteistä ylläpitoa ja kehittämistä;
 - Ovatko sähköverkon kehittämiseen liittyvät vastuut yksiselitteiset.
 - Varmistaako muutosehdotus kantaverkon yhtenäisyyden sekä sähköjärjestelmän hyvän käytettävyyden ja käyttövarmuuden;
 - Liittyykö muutosehdotukseen positiivisia tai negatiivisia ympäristövaikutuksia.
- Onko muutosehdotus osapuolille tasapuolinen ja syrjimätön:
 - Hyötyjen ja kustannusten kohdentuminen aiheuttamisperiaatteen mukaisesti eri osapuolille;
 - Vaikutukset sähkön tuotannon ja kulutuksen maksujen tasapuolisuuteen ja osapuolten asemaan, huomioiden sähkömarkkinalain 56§ sähkötuotannon verkkopalvelumaksuja koskevia erityyssäännöksiä;
 - Aiheuttaako muutosehdotus alueellista epätasa-arvoa esimerkiksi eri kokoisten jakeluverkonhaltijoiden kyvykkyydessä integroida lisääntyvää suurtuotantoa ja -kulutusta vastuu- tai toimialueella sekä ylläpitää ja kehittää sähköverkkoa.
 - Aiheuttaako muutosehdotuksen mahdollinen velvoitettavuus epäsuhtaista taakkaa joillekin sidosryhmille, jos toisille sidosryhmille sama muutos on mahdollistava.
- Liittyykö ehdotettuun muutokseen erityisiä riskejä tai muita asioita, jotka tulisi ottaa päätöksenteossa huomioon, esimerkiksi
 - Miten muutostilanteita voidaan hallita esimerkiksi sähköverkon tai toiminnan laajuudessa tapahtuvissa muutoksissa tai omistusrakenteiden muuttuessa.
 - Otetaanko muutosehdotuksessa huomioon toimijoiden taloudellinen kyvykkyys pitkäjänteiseen toimintaan.
 - Sääntelyn tarve sekä osapuolille aiheutuva hallinnollinen taakka.

Laadullisten arvioiden yhteydessä kuvataan vastuumuutokset, joita ehdotus aiheuttaisi keskeisille sidosryhmille (kantaverkonhaltija, suurjännitteiden jakeluverkonhaltija, verkon loppuasiakas ja liittynä).

Laadullinen vaikutusarviointi perustuu konsultin asiantuntemukseen ja arvioihin sekä selvityksen yhteydessä tehtyihin sidosryhmähaastatteluihin.

Numeerisen arvioinnin tavoitteena on tehdä arvio verkonrakentamisen yhteiskunnallisista kustannuksista, joita sääntelymuutos aiheuttaisi. Arvion lähtökohdat ovat seuraavat:

- Esitetyt arviot ovat muutosehdotuskohtaisia. Useiden muutosehdotusten yhtäaikaista tai päällekkäistä toteutusta ei ole arvoitu erikseen.
- Laskenta on rajattu uusien tuotannon ja kulutuksen kuormien liittämiseen. Siinä ei siis oteta kantaa esimerkiksi kantaverkon yleisiin kehittämistarpeisiin kasvavien kuormien vuoksi, vaan tavoitteena on mahdollistaa mahdollisimman suuren kuorman liittäminen verkkoon olettaen, että kantaverkkoa samanaikaisesti kehitetään liittämisen mahdollistavalla tavalla.
- Konsultti arvioi lähtökohtaisesti muutosta, jota sääntelymuutos aiheuttaisi sähköverkon rakentamisen ja kehittämisen nykytilaan verrattuna. Jos sääntelyehdotus ei aiheuta muutosta verkonrakentamisessa, lasketaan kustannus nykytilan mukaiselle verkonrakentamiselle.
- Laskennassa ei eritellä yksittäisen toimijan kustannuksia, vaan siinä keskitytään yhteiskunnallisiin kustannuksiin.

Kuvassa (Kuva 4) on esitetty konseptikuva numeerisen arvioinnin prosessista. Arviot perustuvat kullekin ehdotukselle valittuihin esimerkkitapauksiin, joille tehdään laskentaa soveltuvin oletuksin. Laskentaesimerkkejä pyritään yleistämään sanallisesti niiden rajaukset huomioiden.

Kuva 4: Numeerisen vaikutusarvion prosessi



Kutakin sääntelyehdotusta käsitellään muista erillisenä arvion yksinkertaistamiseksi. Muutosehdotukset eivät kuitenkaan todennäköisesti toteudu yksinään, ja osa muutosehdotuksista toteutuu vain, jos jokin toinen muutosehdotus toteutuu. Tämän takia luvun lopussa käsitelläänkin tilanteita, joissa yksi tai useampi muutosehdotus toteutuu yhtä aikaa.

4.3 Vaikutusten arviointi

4.3.1 Kantaverkon määrittelykriteerien muuttaminen

Alla (Taulukko 1) on esitetty kantaverkon määrittelykriteeriä koskeva muutosehdotus tavoitteineen, ja verrattu sitä lainsäädännön nykytilaan.

Taulukko 1: Kantaverkon määrittelykriteerin muuttaminen

Aihe	Kuvaus
Muutosehdotus	Kantaverkon määritelmän muuttaminen siten, että yli 110 kilovoltin sähköverkon osia ei määriteltäisi automaattisesti kantaverkoksi, vaan luonteeltaan paikalliset tai alueelliset yli 110 kilovoltin sähkönsiirtoyhteydet voitaisiin määritellä myös suurjännitteiseksi jakeluverkoksi laadullisten kriteerien perusteella ¹ .
Tavoite	Mahdollistaa yli 110 kilovoltin sähköverkon rakentamisen myös muille kuin kantaverkonhaltijalle. Rakentamista ei kuitenkaan veloiteta. Kantaverkonhaltijan rooli valtakunnallisten sähkönsiirtoyhteyksien kehittämisessä säilyy.
Vertailu nykytilaan	Muiden kuin kantaverkonhaltijan ei ole nykyään mahdollista rakentaa yli 110 kilovoltin sähköverkkoa, ellei kyseessä ole liittymisjohto. Sähköverkkoon kuuluva yli 110 kilovoltin jännitetason voimajohto luokitellaan tällä hetkellä kantaverkoksi.

¹Laadullisilla kriteereillä tarkoitetaan muita kantaverkon määrittelykriteereitä, kuin verkon jännitetasoa. Näitä ovat käyttötarkoitus, valtakunnallinen kattavuus, käyttövarmuus ja yhtenäisyys (**Hallituksen esitys eduskunnalle, 2013**)

Tässä arvioitavalla muutosehdotuksella ei muuteta kantaverkon nykyistä laajuutta tai verkonhaltijoiden nykyisiä kehittämisvastuita, vaan ainoastaan kantaverkon ja suurjännitteisen jakeluverkon jännitetasoa koskevaa määrittelykriteeriä. Kantaverkonhaltijan ja jakeluverkonhaltijoiden kehittämis- ja kustannusvastuiden muutosehdotusta on tarkasteltu erikseen luvussa 4.3.2.

4.3.1.1 Laadullinen arvio

Muutosehdotus mahdollistaa osaltaan lisääntyvän sähkön tuotannon ja kulutuksen integroimisen sähköjärjestelmään pitkällä aikavälillä

Muutosehdotuksen myötä myös muiden verkonhaltijoiden kuin kantaverkonhaltijan on mahdollista rakentaa yli 110 kilovoltin jännitetaso sähköverkkoa. Rakentamiseen ei kuitenkaan veloiteta, vaan jakeluverkonhaltijat arvoivat tarpeen ja jännitetaso uusille siirtoyhteyksille tapauskohtaisesti. Ehdotuksen ei siksi katsota itsessään synnyttävän uutta yli 110 kilovoltin jännitetaso verkkoa, mutta se tarjoaa verkonhaltijoille uuden vaihtoehdon verkon kehittämiseksi alueellisten sähkönsiirtotarpeiden lisääntyessä pitkällä aikavälillä.

Ehdotus toimii lisäksi perusedellytyksenä monelle muulle tämän selvityksen yhteydessä arvioitaville muutosehdotuksille (ml. jakeluverkonhaltijoiden toteuttamat sähköverkkojen väliset yhdysjohdot, tuotannon liityntäverkot ja erilliset linjat).

Muutosehdotus ei vaikuta sähköverkon ylläpitoon tai kehittämiseen tai toimijoiden väliseen vastuunjakoon

Muutosehdotus ei velvoita jakeluverkonhaltijoita, joten sillä ei yksinään ole vaikutusta osapuolten välisiin vastuisiin eikä se siten yksinään muuta nykytilaa.

Työn yhteydessä haastatellut toimijat totesivat, ettei valtaosalla verkkoyhtiöistä vielä ole kokemusta yli 110 kilovoltin jännitetaso verkonrakentamisesta. Uuden jännitetaso verkon rakennuttaminen ja hallinnointi vaatii useimmilla osaamisen kartuttamista, jos korkeamman jännitetaso verkkoinvestointeihin ryhdytään.

Muutosehdotukseen ei liity tasapuolisuuden tai syrjimättömyyteen liittyviä esteitä

Muutosehdotus ei vaikuta osapuolten välisiin vastuisiin, eikä siten muuta nykytilaa.

Korkeamman jännitetaso verkon kehittäminen voi vähentää sähkönsiirtoyhteyksien alueellista tai paikallista maankäyttöä

Muutos voi vähentää verkonrakentamisen maankäyttöä alueilla, jonne nykysääntely puitteissa olisi ollut tarpeen rakentaa useita rinnakkaisia 110 kilovoltin jännitetaso sähköjohtoja yhden 400 kilovoltin sähköjohdon asemesta.

4.3.1.2 Numeerinen arvio

Selvityksessä haastatellut sidosryhmät huomauttivat, että jakeluverkonhaltijan taloudellinen kyvykkyys investoida yli 110 kilovoltin jännitetaso voimajohtoon on

yhtiökohtainen ja rajallinen. Yhdenkin 400 kilovoltin voimajohdon investointikustannus voi olla merkittävä suhteessa verkkoyhtiöiden vuosi-investointeihin.

400 kilovoltin verkonrakentamisen kustannuksia ei ole julkisesti saatavilla. Tämän työn yhteydessä pelkän voimajohdon rakentamiskustannukseksi arvioitiin noin 400 000 euroa per kilometri, minkä lisäksi verkonhaltijan olisi investoitava sähköasemiin, joiden kustannus on useita miljoonia euroja. 110 kilovoltin jännitetason voimajohdon kustannukseksi oletetaan 200 000 euroa per kilometri. Sähköasemat ovat alemmalla jännitetasolla edullisempia.¹

Esimerkiksi 20 kilometrin voimajohdon kustannus 400 kilovoltin jännitetasolla olisi siis noin 8,0 miljoonaa euroa. Yhtä pitkän yksittäisen 110 kilovoltin jännitetason voimajohdon kustannus olisi noin 4,0 miljoonaa euroa. Jos voimajohdon kustannuksen arvioidaan kattavan noin kolmasosan sähköverkkohankkeen kokonaiskustannuksesta, olisi sähköverkkoinvestoinnin kokonaiskustannus 400 kilovoltin jännitetasolla noin 24,0 miljoonaa euroa ja 110 kilovoltin jännitetasolla noin 12,0 miljoonaa euroa. Kyseessä on ylätasoinen laskelma, jonka tarkoituksena on osoittaa investointien suuruusluokkaa. Todellinen kustannus riippuu muun muassa johdon pituudesta ja muista tarvittavista verkon osista.

Laskelmaa tulkittaessa on huomattava, että yhden 400 kilovoltin jännitetason voimajohdon siirtokapasiteetti on 110 kilovoltin johtoa suurempi. 400 kilovoltin jännitetason johtoja rakennettaneen muutoksen myötä korkean sähkönsiirtotarpeen alueille, jossa yhdellä korkeamman jännitetason johtoinvestoinnilla vältetään tarve rakentaa useita rinnakkaisia alemman jännitetason voimajohtoja. Näin ollen yhden 400 kilovoltin jännitetason voimajohdon kokonaisinvestointi voi olla edullisempi kuin vastaavan siirtokapasiteetin mahdollistavan useamman 110 kilovoltin johdon rakentaminen. Myös liittyvien kohteiden kasvava koko ohjaa toteuttamaan verkot 400 kilovoltin jännitetasolla 110 kilovoltin sijaan. Nimellisteholtaan yli 250 megawatin kohteet liittyvät 400 kilovoltin verkkoon.

Sellaisten jakeluverkonhaltijoiden, joilla on alle 110 kilovoltin jakeluverkkoa, kokonaisinvestoinnit olivat vuonna 2022 keskimäärin 9,7 miljoonaa euroa jakeluverkonhaltijaa kohti. Jos laskelmassa ei huomioida kymmentä eniten investoinutta jakeluverkkoyhtiötä, oli vastaava luku noin 3,6 miljoonaa euroa. Suurimmat yksittäisen jakeluverkkoyhtiön kokonaisinvestoinnit olivat noin 170 miljoonaa euroa ja pienimmät noin 120 000 euroa. Suurjännitteistä jakeluverkkoa on 56 jakeluverkkoyhtiöllä 77:sta.

Pelkästään suurjännitteistä jakeluverkkoa on yhdeksällä jakeluverkonhaltijalla. Näiden jakeluverkonhaltijoiden kokonaisinvestoinnit olivat vuonna 2022 keskimäärin noin 470 miljoonaa euroa. Jos keskiarvossa ei huomioida eniten investoinutta verkonhaltijaa, investoinnit olivat keskimäärin 3,6 miljoonaa euroa.² Lisäksi neljällä suurjännitteisen jakeluverkon haltijalla ei ollut vuonna 2022 investointeja ollenkaan ja laajennusinvestointeja teki vain yksi suurjännitteisen jakeluverkon haltijoista. (Energiavirasto, 2022)

¹ Suomessa 400 kilovoltin jännitetason sähköasemia on rakennuttanut lähinnä kantaverkkoyhtiö Fingrid, muutamia poikkeuksia lukuun ottamatta. Verkonrakentamisen yksikkökustannukset eivät ole julkisia, mutta kustannusarvioita pyrittiin vahvistamaan kysymällä muun muassa kantaverkkoyhtiöltä ja alan urakoitsijoilta. Tässä työssä yhden 400 kilovoltin sähköaseman kustannukseksi oletetaan viisi miljoonaa euroa plus kytkinkenttien kustannus (noin 2,2 miljoonaa euroa per kappale). Muuntajan kustannus on noin seitsemän miljoonaa euroa. 110 kilovoltin jännitetason sähköaseman kustannus on noin neljä miljoonaa euroa plus kytkinkenttien kustannus (noin 0,8 miljoonaa euroa per kappale).

² Sellaisten verkonhaltijoiden, joilla on pelkästään suurjännitteistä jakeluverkkoa, keskimääräiset investoinnit vaihtelivat noin 300 tuhannen ja miljoonan euron välillä vuosina 2019–2021.

Esimerkkilaskelman mukainen 400 kilovoltin jännitetason investointi kattaisi siis noin 250 prosenttia alle 110 kilovoltin verkkoja hallinnoivien jakeluverkkojen keskimääräisistä vuosi-investoinneista tai jopa yli 600 prosenttia, jos kymmenen suurinta verkkoyhtiötä jätetään huomiotta. Esimerkkilaskelman mukainen investointi ylittää näiden jakeluverkkoyhtiöiden keskimääräiset vuosi-investoinnit moninkertaisesti. Investointi on merkittävä myös suurimmille verkkoyhtiöille, sekä sellaisille jakeluverkkoyhtiölle, joilla on pelkästään suurjännitteistä jakeluverkkoa.

4.3.1.3 Johtopäätökset

Muutos mahdollistaa jakeluverkonhaltijoille yli 110 kilovoltin alueellisten ja paikallisten verkonosien rakentamisen, mutta ei velvoita siihen. Investoinnit riippuvat niiden kannattavuudesta, jota verkkoyhtiöt arvioivat tapauskohtaisesti. Muutos on kuitenkin edellytys muille tässä selvityksessä tarkastelluille ehdotuksille (ks. seuraava luvut jakeluverkonhaltijoiden välisten yhdysjohtojen, tuotannon liityntäverkkojen ja erillisten linjojen kehittämistä).

Jakeluverkonhaltijoiden taloudellinen kyvykyys investoida yli 110 kilovoltin jännitetason sähköverkon osiin on yhtiökohtainen ja mahdollisesti rajallinen. Lisäksi jakeluverkonhaltijoiden osaamiseen voi liittyä eroja, koska jakeluverkonhaltijoilla ei ole aikaisempaa kokemusta yli 110 kilovoltin jännitetason sähköverkon rakentamisesta tai rakennuttamisesta. Kyvykyys kehittää tarvittavaa osaamista voi vaihdella yhtiöittäin.

4.3.2 Kantaverkonhaltijan ja jakeluverkonhaltijoiden kehittämis- ja kustannusvastuiden muuttaminen ja täsmentäminen

Taulukossa (Taulukko 2) on esitetty kantaverkonhaltijan ja jakeluverkonhaltijan kehittämisvastuita koskevat muutosehdotukset tavoitteineen, ja verrattu niitä lainsäädännön nykytilaan.

Taulukko 2: Verkonhaltijoiden välisten ja suuria kulutuskohteita kantaverkkoon yhdistävien johtojen kehittämis- ja kustannusvastuun täsmentäminen

Aihe	Kuvaus
Muutosehdotus	Tarkennetaan lainsäädännössä asetettua kehittämisvastuuta yli 110 kilovoltin jännitetason yhdysjohtojen rakentamiselle, jotka yhdistävät tuotanto- ja kulutuskeskittymät, hybridikohteet, suljetut suurjännitteiset jakeluverkot ja suljetut jakeluverkot kantaverkkoon tai jakeluverkkojen sisällä olevat sähköasemat kantaverkkoon. Kehittämisvastuu olisi jatkossa lähtökohtaisesti sillä jakeluverkonhaltijalla, jolla on tarve yhdysjohtojen rakentamiselle ja jolla on ennestään suurjännitteistä jakeluverkkoa toiminta-alueellaan.
Tavoite	Muuttaa ja täsmentää kantaverkonhaltijan ja jakeluverkonhaltijoiden välisiä kehittämisvelvollisuuksia ja kustannusvastuita. Varmistaa kantaverkonhaltijan resurssien riittävyys valtakunnallisten sähkönsiirtoyhteyksien kehittämiseen. Varmistaa suurten kulutuskohteiden ja -keskittymien tehokas liittäminen kantaverkkoon.
Vertailu nykytilaan	Kaikki yli 110 kilovoltin jännitetason voimajohtot kuuluvat kantaverkkoon, ellei kyseessä ole liittymisjohto.

	<p>Kantaverkonhaltijan on liitettävä kantaverkkoon valtakunnallisesti merkittävät tuotanto- ja kulutuspiiseet tai alueet, jos ne vaativat yli 110 kilovoltin yhdysjohdon.</p> <p>Hallituksen esityksen eduskunnalle sähkö- ja maakaasumarkkinoita koskevaksi lainsäädännöksi (Hallituksen esitys eduskunnalle, 2013) mukaan kantaverkkoa olisi sekä rengaskäyttöinen että säteittäinen yli 110 kilovoltin siirtojohto, mikäli jakeluverkossa oleva suuri kulutuskeskittymä teknis-taloudellisesti edellyttäisi yli 110 kilovoltin jännitteellä toimivan, jakeluverkonhaltijan ja kantaverkonhaltijan verkot yhdistävän yhdysjohdon rakentamista. Säteittäinen 110 kilovoltin yhteys ei ole kantaverkkoa.</p>
--	--

4.3.2.1 Laadullinen arvio

Muutos mahdollistaa erityisesti lisääntyvän kulutuksen integroimista sähköverkkoon

Muutosehdotus toteutettuna yhdessä kantaverkon määrittelykriteerien muuttamisen kanssa (ks. 4.3.1) siirtää suurjännitteisen jakeluverkon haltijalle vastuun suurten tuotanto- ja kulutuskeskittymien liittämistä. On huomioitavaa, että mikäli jakeluverkon haltijoille ei sallittaisi samalla yli 110 kilovoltin verkon osien rakentamista, johtaisi se tilanteeseen, jossa jakeluverkon haltija on pakotettu rakentamaan useita rinnakkaisia 110 kilovoltin johtoja varmistaakseen riittävän siirtokapasiteetin. Tämä taas luo pullonkauloja ja johtaa tehottomaan toimintaan. Muutoksen vaikutusten arviointi on tehty olettaen, että kantaverkon määrittelykriteeri muutetaan luvun 4.3.1. mukaisesti.

Muutosehdotus luo kantaverkonhaltijalle mahdollisuuden keskittää resurssinsa valtakunnallisen verkon, mm. pohjoiseteläsuuntaisen yhteyden kehittämiseen. Jakeluverkon ja suljetun jakeluverkon haltijoille muutosehdotus antaa mahdollisuuden rakentaa omien kehittämissuunnitelmien ja tarpeiden mukaisia yhdysjohtoja. Muutosehdotus samalla lisää jakeluverkonhaltijoiden kehittämis- ja kustannusvastuuta.

Muutosehdotukseen sisältyy myös riskejä, koska jakeluverkonhaltijoiden investointimahdollisuudet suurjännitteiseen jakeluverkkoon vaihtelevat merkittävästi mm. yhtiön koon mukaan. Jos alueellinen jakeluverkkoyhtiö ei koe mahdolliseksi investoida yli 110 kilovoltin yhdysjohtoon, eikä alueella löydy muuta toimijaa, jolla olisi mahdollisuus toteuttaa investointi, suuren siirtokapasiteetin vaativa investointi saattaa jäädä toteutumatta.

Muutos selkeyttää verkonhaltijoiden välistä kehittämisvastuuta, mutta edellyttää mahdollisimman yksiselitteistä paikallisen, alueellisen ja valtakunnallisen verkon kattavuuden määrittelyä

Muutos selkeyttää kantaverkon kehittämis- ja kustannusvastuita, kun vastuu yhdysjohtojen rakentamisesta kantaverkkoon siirtyy yksiselitteisesti jakeluverkonhaltijalle jännitetasosta riippumatta. Sidosryhmähaastatteluissa on tullut selkeästi esille, että vastuun selkeyttämistä tarvitaan, jotta mahdolliset tulevat investoinnit saadaan liitettyä sähköverkkoon tehokkaasti ja varmistetaan osapuolten tasa-arvoinen kohtelu. Muutosehdotuksen myötä kehittämisvastuuta siirretään

enemmän jakeluverkon haltijoille, kun taas kantaverkonhaltija huolehtisi valtakunnallisen runkoverkon ja rajat ylittävien siirtoyhteyksien kehittämisestä.

Vastuiden selkeyttämiseksi, kehittämisvastuu olisi sillä toimijalla, jolla tarve yhteydelle on, tai osapuolet voisivat sopia, että yhdysjohdon rakentaa toimija, jolla on jo alueella suurjännitteistä verkkoa. Esimerkiksi suljetun jakeluverkon haltija voi rakentaa yli 110 kilovoltin yhdysjohdon kantaverkkoon joko itse tai sen voi rakentaa paikallinen jakeluverkonhaltija, jolla on jo alueella myös suurjännitteistä jakeluverkkoa. Näin ollen liittämislle voisi olla erilaisia vaihtoehtoja, mikä parantanee liittymän mahdollisuuksia liittämällä kulutuskeskittymä sähköverkkoon.

Muutosehdotukseen sisältyy riski, että alueellisen ja valtakunnallisen kehittämisvastuun raja jää esimerkiksi maantieteellisesti tulkinnanvaraiseksi mikä voi aiheuttaa epäselvyyttä toimijoiden välillä. Maantieteellisesti esimerkiksi jakeluverkonhaltijoiden toimintaympäristöt eroavat toisistaan merkittävästi ja mm. tämän takia kantaverkon etäisyys suhteessa jakeluverkkoon eroaa tapauskohtaisesti. Ratkaistavaksi esimerkiksi jää, missä tilanteissa kantaverkonhaltijan tulee edelleen rakentaa säteittäisiä yhteyksiä ja missä tilanteissa niiden voidaan perustella palvelevan valtakunnallista tarvetta, tai miten kehittämisvastuu määräytyy esimerkiksi rengasyhteyksiin liittyen.

Haastateltavat näkivät kantaverkon vastuun rajaamisen valtakunnallisiin verkkoihin pääosin selkeänä, mutta kantaverkon sähköasemien ja liityntäpisteiden sijoittuminen suhteessa alueellisten jakeluverkkojen sähköasemiin jakeluverkonhaltijoita eriarvostavina. Useampi haastateltava nosti myös esille huolen siitä, että kaikilla jakeluverkonhaltijoilla ei ole yhtäläisiä mahdollisuuksia investoida kalliisiin johtoyhteyksiin. Tämä voi estää tai hidastaa verkon kehittämistä tukemaan sähköistyvää yhteiskuntaa.

Tasapuolinen kohtelu ei välttämättä toteudu yhdysjohdon rakentamisolosuhteiden tai kantaverkon liittymispisteen sijainnin takia

Jotta muutosehdotus olisi tasapuolinen kaikille, tulisi verkonhaltijoiden vastuut määritellä yksiselitteisesti ja tarkasti. Jos jakeluverkonhaltijalla on vastuu rakentaa yhdysjohdot kantaverkkoon, tämä voi asettaa jakeluverkonverkonhaltijat eriarvoiseen asemaan. Hyvin tiheästi rakennetussa taajamassa suurjännitteinen yhdysjohto voidaan joutua rakentamaan maakaapelina, mikä on huomattavasti kalliimpaa kuin ilmajohdon rakentaminen. Toisaalta jotkut kulutuskeskittymät sijaitsevat pitkän etäisyyden päässä lähimmästä kantaverkon 400 kilovoltin sähköasemasta ja rakentamisen kustannus voi siinäkin tapauksessa muodostua kohtuuttomaksi.

Uudet rakennettavat verkonosat vaikuttavat sähköverkon RAB-arvoon ja tätä kautta vaikutus kohdistuu siirtomaksujen kautta kaikille kyseisen jakeluverkon haltijan asiakkaille. Pienempien jakeluverkonhaltijoiden asiakkaiden osalta mahdollinen vaikutus siirtohinnoitteluun saattaa olla suurempi kuin isojen yhtiöiden, koska yhdysjohdon RAB vaikutus suhteessa olemassa olevan verkon RAB arvoon on huomattava. Toisaalta, koska siirtomaksut perustuvat osittain siirretyn energian määrään, isojen yksittäisten kulutuskohteiden tapauksessa yhdysjohdon rakentaminen myös lisää jakeluverkon tulokertymää kasvaneiden siirtomäärien kautta. Tällöin yhdysjohdon rakentamisen kustannusvaikutus voi olla kokonaisuudessaan neutraali tai jopa positiivinen jakeluverkon muiden asiakkaiden siirtomaksujen osalta.

Muutoksen riskit liittyvät eri osapuolten mahdollisuuksiin rakentaa yli 110 kilovoltin yhdysjohtoja

Sidosryhmähaastatteluissa muutosehdotuksen osalta nähtiin riskinä sekä jakeluverkonhaltijoiden kokemattomuus yli 110 kilovoltin verkkojen rakentamisesta, että se, ettei regulaatiomallissa ole nykyisellään huomioitu erikseen yli 110 kilovoltin verkon osien rakentamista. Kokemattomuus verkkojen rakentamisesta saattaa vähintään hidastaa jakeluverkonhaltijoiden yli 110 kilovoltin verkkojen rakentamisen aloittamista ja sopivien rakentamiskumppaneiden löytämistä. Regulaatiomalli ja yksikköhinnat tulee olla tiedossa, ennen kuin jakeluverkonhaltijat pystyvät arvioimaan rakentamisen taloudellisia edellytyksiä. Vaikka haastatellut yhtiöt olivatkin varoivaisen positiivisia ehdotetun muutoksen suhteen, käytännössä voi kestää vuosia, ennen kuin yli 110 kilovoltin yhdysjohtoja rakennettaisiin laajamittaisemmin muiden verkonhaltijoiden kuin kantaverkon toimesta.

4.3.2.2 Numeerinen arvio

Muutosehdotuksen numeerisen arvion tavoitteena on arvioida, minkä suuruinen kustannus siirtyisi kantaverkonhaltijalta jakeluverkonhaltijoille kehittämisvastuun muutoksen myötä. Rakentamisen kustannusten laskennan näkökulmasta ei ole väliä, mitä yhdysjohdolla liitetään kantaverkkoon: jakeluverkkoa, suljettua jakeluverkkoa vai tuotanto- ja kulutuskeskittymää. Eroa sen sijaan on sillä, rakennetaanko yhdysjohto ilmajohtona vai kaapelina ja sillä millaiseen ympäristöön rakentaminen kohdistuu.

Maakaapeliyhteyden rakentaminen on huomattavasti kalliimpaa sekä materiaalien että rakentamisen kustannusten osalta. Esimerkiksi, Fingrid investoi yli 100 miljoonaa euroa noin 12 kilometriä pitkään "Helsingin kaapeliin" (Fingrid, 2024), kun taas saman pituisen johdon rakentaminen toisaalla ilmajohtona maksaisi AFRY:n arvion mukaan noin 12 miljoonaa euroa.

Kuntaliiton väestöennusteen mukaan väestö tulee vähenemään muissa kuin yli sadan tuhannen asukkaan kaupungeissa (Kuntaliitto, 2019). Kääntäen voidaan ajatella, että väestö ja sitä kautta myös sähkön kulutus kasvavat yli sadan tuhannen asukkaan kaupungeissa. Nämä kaupungit voisivat jatkossa tarvita 400 kilovoltin yhdysjohdon alueella toimivan jakeluverkon ja kantaverkon välille. Oletuksena on, että kaikki muut tällaiset kaupungit, paitsi Helsinki, rakentaisivat yhdysjohtonsa ilmajohtona ja keskimääräinen yhdysjohdon pituus on noin kymmenen kilometriä. Oletus perustuu kaupunkien nykyiseen verkon rakenteeseen, sekä kaupunkien 110 kilovoltin sähköasemien sijaintiin suhteessa kantaverkon 400 kilovoltin asemiin. Kuten ylempänä luvussa 4.3.1.2 Kantaverkon määrittelyn muutoksen numeerinen arvio on arvioitu, noin 20 kilometrin pituisen 400 kilovoltin johdon rakentamiskustannus on 24 miljoonaa euroa. Näin ollen, yhden yhdysjohdon kustannukseksi voisi tulla 12 miljoonaa euroa. Huomioiden kaupunkien rakenne ja vaativammat rakentamisolosuhteet voidaan olettaa, että kymmenen kilometriä pitkän yhdysjohdon kustannus tulee olemaan keskimäärin lähempänä 15 miljoonaa euroa.

Myös suljetut jakeluverkot kantaverkkoon yhdistävä johto voidaan olettaa rakennettavan ilmajohtona, koska energiantensiivinen teollisuus sijoittuu usein kauas kaupunkialueesta. Näiden johtojen kustannus on samaa suuruusluokkaa kuin edellä kuvattujen kaupunkien yhdysjohtojen, joskin sille voidaan olettaa helpommat rakennusolosuhteet.

Edellä esitettyjen kustannusten ei voida olettaa sellaisenaan siirtyvän kantaverkonhaltijalta jakeluverkonhaltijoille. Kantaverkonhaltija ei tulisi kantaverkon määrittelykriteerien perusteella rakentamaan kaikkia laskentaesimerkissä mainittuja yhdysjohtoja. Myös jakeluverkonhaltijat pyrkisivät vastaamaan kasvavaan kulutukseen

ja tehontarpeeseen rakentamalla ensisijaisesti 110 kilovoltin yhdysjohtoja. Joissakin tapauksissa 400 kilovoltin yhdysjohdon rakentaminen voisi olla perusteltua, jolloin investoinnin kustannukset tulisivat rahoitetuksi siirtomaksuissa pitoajan mukaan. Lisääntyvä kulutus osallistuisi siirtomaksujen kautta investoinnin rahoitukseen, mutta pitkällä aikavälillä. Mikäli investointi olisi ylimitoitettu kulutuksen kasvuun nähden, paine siirtomaksujen korottamiselle kasvaisi.

4.3.2.3 Johtopäätökset

Lämmityksen sähköistyminen (esim. sähkökattilat ja lämpöpumput) ja suurten kulutuslaitosten (esim. vedyn tuotanto, konesalit) määrän kasvu lisää siirtokapasiteetin tarvetta tuotanto- ja kulutuskeskittymien ja kantaverkon välillä varsinkin perinteisen sähköntuotannon vähentyessä alueella. Näin ollen tarve 400 kilovoltin säteittäisille yhdysjohdoille kasvaa.

Kehittämismuutos mahdollistaa isojen kulutuskohteiden integroimista sähköverkkoon, koska se mahdollistaa jakeluverkonhaltijoille yli 110 kilovoltin johtojen rakentamisen, rajaamatta oikeutta yhdelle alueelliselle toimijalle. Jakeluverkkoyhtiöiden erilainen investointikyky saattaa kuitenkin olla merkittävä hidaste tai jopa este yhdysjohtojen rakentamiselle.

4.3.3 Kantaverkonhaltijan kehittämismuutos täsmäntäminen

Pääministeri Petteri Orpon hallituksen ohjelman mukaan ”Hallitus selvittää Fingridin vastuun laajentamista energiamurroksen myötä tarvittavien siirtoverkkojen rakentamisessa kaupunkiseuduilla” (Työ- ja elinkeinoministeriö, 2024). Seuraavassa tarkastellaan vaikutuksia, mikäli kantaverkonhaltijan kehittämismuutos täsmennetään niin, että kaupunkiseutujen vähintään 110 kilovoltin yhdysjohtojen kehittämismuutos olisi kantaverkonhaltijalla toisin kuin edellä, kappaleessa 4.3.2 oletettiin.

4.3.3.1 Laadullinen arvio

Täsmäntäminen ei edistä lisääntyvän tuotannon ja kulutuksen integroimista sähköverkkoon

Kantaverkonhaltijan resurssien ollessa rajalliset vaarana on, että kaupunkiseudun yhdysjohtojen kehittäminen jää toissijaiseksi valtakunnallisen sähköverkon kehittämisen rinnalla tai yhdysjohtojen rakentaminen veisi resursseja valtakunnallisten siirtoyhteyksien rakentamiselta. Näin ollen täsmäntäminen ei edistäisi tavoiteltua lisääntyvän sähköntuotannon ja kulutuksen integroimista sähköjärjestelmään. Kantaverkonhaltijan kehittämissuunnitelmassa (Fingrid, 2023) painopiste on pohjoiseteläsuuntaisen kantaverkon siirtokapasiteetin kasvattamisessa. Tällä varmistetaan, että pohjoiseen ja rannikolle sijoittuva sähkön tuotanto saadaan siirrettyä etelän kulutukselle.

Verkonhaltijoiden välinen kehittämissuunnitelma saattaa selkeytyä, vaikka liittymispisteiden määrittely voi lisätä tulkinnanvaraisuutta

Kaupunkiseudun yhdysjohtojen rakentamisen vastuun täsmäntäminen kantaverkonhaltijalle poistaisi edellä kappaleessa 4.3.2.1 kuvatun valtakunnallisen ja alueellisen sähköverkon määrittelyongelman. Kantaverkonhaltija rakentaisi aina kantaverkkoa alueellisen jakeluverkkoyhtiön liittymispisteelle saakka, riippumatta verkon rakentamisolosuhteista tai siitä, missä kantaverkonhaltijan ja jakeluverkonhaltijan verkot maantieteellisesti sijaitsevat. Jos jakeluverkonhaltijalla ei

olisi liityntäpistettä kantaverkkoon tai jakeluverkonhaltija tarvitsisi kantaverkkoon uuden liityntäpisteen, liityntäpisteen sijainti jouduttaisiin määrittelemään yhdessä. Tämä saattaisi johtaa kehittämisvastuun tulkinnanvaraisuuteen siitä, kuinka syvälle jakeluverkonhaltijan alueelle maantieteellisesti kantaverkon yhdysjohtojen rakentamisvelvollisuus ulottuisi.

Aiheuttamisperiaatteen mukainen kustannusten kohdentuminen ei toteudu

Täsmennyksellä olisi vaikutus hyötyjen ja kustannusten oikeudenmukaiseen ja tasapuoliseen kohdentumiseen. Kantaverkonhaltijan investoinnit vaikuttavat kantaverkkopalvelumaksuihin, jotka tulevat kaikkien sähköverkon käyttäjien maksettaviksi. Kantaverkonhaltijan tuotannolle määräämät palvelumaksut ovat nykyisellään EU:n lainsäädännön maksimimäärän mukaiset, joten kantaverkonhaltijalle tulevat lisäkustannukset siirtyvät myös verkonkäyttäjien maksettaviksi. Maksujen kohdentuminen kaikille käyttäjille on perusteltua, kun kehitetään valtakunnallista, kaikkia käyttäjiä palvelevaa siirtoverkkoa. Mikäli investointi palvelee vain osaa käyttäjistä, esimerkiksi yhden jakeluverkonhaltijan asiakkaita, investointikustannusten aiheuttamisperiaatteen mukainen kohdentuminen ei toteudu. Tällöin kaikki sähköverkon käyttäjät maksavat kantaverkkopalvelumaksuissa yksittäisen kaupunkiseudun asiakkaita palvelevan yhdysjohdon rakentamisesta.

4.3.3.2 Numeerinen arvio

Luvun 4.3.2.2 numeerisen arvion yhteydessä on arvioitu, että kaupunkiseudun kilometrin pituisen 400 kilovoltin yhdysjohdon kustannus on 1,5 miljoonaa euroa, jos yhdysjohto rakennetaan ilmajohtona. Arvio ei ota huomioon rakentamisolosuhteita. Esimerkiksi 400 kilovoltin johdon rakentaminen maakaapeloimalla nostaa johdon kustannuksen noin kymmenkertaiseksi (Fingrid, 2024).

Yhdysjohtojen kokonaiskustannusta voidaan arvioida käyttäen kantaverkonhaltijan Verkkokiikari -palvelua (Fingrid). Arviossa oletetaan, että yhdysjohto rakennetaan 400 kilovoltin ilmajohtona kantaverkon 400 kilovoltin sähköasemalta lähimmälle jakeluverkonhaltijan 110 kilovoltin sähköasemalle. Laskelmassa on huomioitu yli 100 tuhannen asukkaan kaupungit: Lahti, Turku, Tampere, Jyväskylä, Kuopio ja Oulu. Helsinki, jossa yhdysjohto on jo rakenteilla, sekä Espoo ja Vantaa, joissa 400 kilovoltin verkko sijaitsee jakeluverkonhaltijan alueella, on jätetty pois laskelmista. Kantaverkonhaltijan ja jakeluverkonhaltijoiden sähköasemien välinen matka kilometreissä on arvioitu Verkkokiikarin mittaustyökalulla. Johdon kustannusarvio on saatu kertomalla mitattu matka 1,5 miljoonalla eurolla. Kaikkien johtojen yhteiskustannukseksi saadaan noin 140 miljoonaa euroa, yksittäisen johdon kustannuksen vaihdellessa noin kahdeksan ja 32 miljoonan euron välillä.

Edellä esitetty arvio, noin 140 miljoona euroa on huomattava verrattuna kantaverkonhaltijan vuosittaiseen investointibudjettiin, joka on noin 400 miljoonaa euroa (Fingrid, 2023). Mahdolliset yhdysjohtojen rakentamishankkeet eivät kuitenkaan toteudu samanaikaisesti, jolloin niiden vaikutus vuotuisissa investointimäärissä ei ole suuri. Koska kantaverkonhaltijan ensisijainen tehtävä on valtakunnallisten suurjännitteisten siirtoyhteyksien kehittäminen, investointien kohdentaminen vain yhtä aluetta palvelevien yhdysjohtojen rakentamiseen ei ole tarkoituksenmukaista.

4.3.3.3 Johtopäätökset

Kaupunkiseudun yhdysjohdon kehittämisvastuun täsmentäminen ja määrääminen kantaverkonhaltijalle ei välttämättä edistäisi yhdysjohtojen rakentamista, sillä se

edellyttäisi muutoksia nykyiseen kantaverkonhaltijan kehittämissuunnitelmaan tai lisäresursointia. Kantaverkonhaltija asettanee valtakunnallisen verkon kehittämisen yhtä jakeluverkonhaltijaa palvelevien yhdysjohtojen edelle. Tällöin yhdysjohdon rakentamisen aikataulu saattaa viivästyä toivotusta ja pahimmillaan estää kaupunkiseudun lisääntyvän tuotannon ja kulutuksen liittämistä sähköjärjestelmään. Kustannusten tasapuolinen kohdentuminen ei muutosehdotuksen myötä toteudu, koska yhtä jakeluverkonhaltijaa palvelevan investoinnin maksajina olisivat kaikki sähköverkon käyttäjät.

4.3.4 Tuotannon liittymisjohtojen kokoaminen liityntäverkoksi

Taulukko 3: Tuotannon liittymisjohtojen kokoaminen liityntäverkoksi

Aihe	Kuvaus
Muutosehdotus	<p>Luvanvaraisille vähintään 110 kilovoltin tuotannon liityntäverkoille sallitaan kohtuullinen tuotto (RAB-arvo).</p> <p>Luvanvarainen liityntäverkko muodostuu, kun verkonhaltija, jolla on sähköverkkolupa, rakentaa tuotannon liittymisjohtoja tai mikäli tuotannon liityntäverkkoihin liitetään kulutusta, jolloin siitä tulee luvanvaraista verkkoliiketoimintaa.</p> <p>Liittymisjohdon määritelmä ei muutu, jolloin usean tuotantokohteen liittäminen yhteisellä liittymisjohdolla on mahdollista myös jatkossa ilman, että toiminnasta muodostuu luvanvaraista. Toisin sanoen muutos ei rajaa liittyjän mahdollisuutta rakentaa liittymisjohto itse.</p>
Tavoite	<p>Kannustaa liittämään uusia tuotantokohteita sähköverkkoon keskitetysti sen sijaan, että jokainen liittyjä rakentaisi oman liittymisjohdon. Keskitetyllä liittämisellä tavoitellaan muun muassa maankäytöllistä tehokkuutta ja rakentamisen resurssitehokkuutta.</p> <p>Muutosehdotuksen tavoite on tarjota nykytilan lisäksi vaihtoehtoinen malli tuotannon liittämisiksi suurjännitteiseen verkkoon.</p>
Vertailu nykytilaan	<p>Nykyisen käytännön mukaisesti liittymisjohtoon voidaan liittää useita tuotantokohteita ilman, että toiminta muodostuu luvanvaraiseksi. Useimmiten liittymisjohdon rakentamisesta vastaa tuotantokohde/liittyjä.</p> <p>Jakeluverkonhaltijan on mahdollista rakentaa ja operoida liittymisjohtoja, jos toiminta on verkkoliiketoimintaan nähden vähäistä. (Työ- ja elinkeinoministeriön asetus sähköliiketoimintojen eriyttämisestä, 2019)</p> <p>Mikäli jakeluverkonhaltijan harjoittama muu liiketoiminta ei ole vähäistä, jakeluverkonhaltija tarvitsee muiden liiketoimintojen harjoittamiselle Energiaviraston myöntämän poikkeusluvan. Liiketoimintojen tulee täyttää sähkömarkkinalain 61 a pykälän vaatimukset, joista Energiavirasto on antanut tarkemmat ohjeet ja määräykset (Energiavirasto, 2023). Energiavirasto ei vielä tähän mennessä ole antanut yhtään päätöstä siitä, voisiko verkkoyhtiön harjoittama liittymisverkkoliiketoiminta täyttää poikkeusluvan edellytykset.</p>

	<p>Muu liiketoiminta, joka ei ole vähäistä ja jolle ei ole myönnetty poikkeuslupaa, tulee eriyttää verkkoliiketoiminnasta.</p> <p>Verkkoyhtiö ei voi sisällyttää muuta liiketoimintaa verkko-omaisuuden arvon laskentaan, mihin verkkotoiminnalle määriteltävä kohtuullinen tuotto perustuu.</p>
--	--

Muutoksen myötä useiden tuotantokohteiden liittämiseen sähköverkkoon yhteisellä sähköjohdolla olisi siis kaksi tapaa:

1. **Nykytilan mukainen**, jossa tuotannon liittymisjohtoja niputetaan yhteen liittymisjohdon määritelmän piirissä. Tuotannon liittymisjohtoon voisi liittää myös energiavarastoja työ- ja elinkeinoministeriön esittämän uuden liittymisjohdon määritelmän mukaisesti (Lausuntopalvelu, 2024). Toiminta ei olisi luvanvaraista. Mikäli liittymisjohtoliiketoiminta on yhtiön muihin liiketoimintoihin verrattuna vähäistä, edellyttäisi nykytilan mukainen liittymisjohtojen rakentaminen jakeluverkonhaltijalta Energiaviraston myöntämää poikkeuslupaa tai vaihtoehtoisesti toimintojen eriyttämistä.,
2. **Muutosehdotuksen mukainen**, jossa jakeluverkonhaltija rakentaisi tuotannon liityntäverkkoja ja saisi verkkotoiminnalleen kohtuullisen tuoton. Toisin kuin nykytilassa, liityntäverkkoon olisi mahdollista liittää tuotannon ja energiavarastojen lisäksi myös kulutusta. Tällaiselle verkkotoiminnalle tulisi olla Energiaviraston sähköverkkolupa, ja liityntäverkkoon sovellettaisiin jakeluverkonhaltijan velvoitteita (mm. liittämisvelvollisuus ja verkon kehittämisvelvollisuus).

Kummassakaan tapauksessa jakeluverkkoyhtiöitä ei veloiteta liityntäverkkojen rakentamiseen, vaan liityntäverkkojen kehittämisvastuuseen sovellettaisiin samoja periaatteita, kuin muidenkin suurjännitteisten jakeluverkkojen kehittämiseen. Myös liittyjän tai kolmannen osapuolen on mahdollista hakea suurjännitteisen jakeluverkonhaltijan lupaa, jonka nojalla se kehittäisi ja operoisi luvanvaraista tuotannon liityntäverkkoa.

4.3.4.1 Laadullinen arvio

Laadullinen arvio tehdään vaihtoehdolle, jossa liityntäverkon rakentaminen olisi luvanvaraista ja sille sallittaisiin kohtuullinen tuotto, koska toinen toteutusvaihtoehto ei aiheuta muutoksia nykytilaan.

Ehdotus voi kannustaa jakeluverkonhaltijoita tai uusia toimijoita rakentamaan tuotannon liityntäverkkoja

Muutos voi kannustaa jakeluverkonhaltijoita rakentamaan suurjännitteistä sähköverkkoa ennakoivasti alueille, joille on odotettavissa uutta sähköntuotantoa varsinkin, jos alueelle on myöhemmin odotettavissa myös kulutusta. Muutos ei velvoita verkonrakentamiseen, vaan kannustaa siihen alueilla, joilla rakentaminen on kohtuullisen tuoton perusteella kannattavaa. Kohtuullinen tuotto tarjoaa vaihtoehtoisen mallin rakentamisen kannattavuuden varmistamiseksi.

Myös uusien toimijoiden on mahdollista aloittaa luvanvarainen liityntäverkkotoiminta. Uusia toimijoita ei kuitenkaan ennakoida tulevan suurissa määrin. Liityntäjohtoja

rakentavat hankekehittäjät totesivat työn haastattelujen yhteydessä, ettei verkonrakentaminen ole näiden ydinliiketoimintaa.

Työn yhteydessä haastatellut sidosryhmät eivät yleisesti tunnista neet liittymisverkkojen rakentamiseen liittyvän erityistä lainsäädännöllistä estettä. Sen sijaan esteinä tai hidasteina olivat muun muassa yhteisen liittymisjohdon rakentamiseen sisältyvät rahoitukselliset riskit (hankekehittäjän näkökulma)³ ja toiminnan aloittamiseen liittyvät haasteet (jakeluverkonhaltijan näkökulma)⁴.

Haastateltavat pitivät liityntäverkkojen rakentamista lähtökohtaisesti kannatettavana, koska ne muun muassa vähentävät liittymisjohtojen alueellista maankäyttöä ja siten parantavat uusien tuotantohankkeiden alueellista hyväksyttävyyttä. Uusilta liityntäverkkotoimijoilta toivottiin muun muassa ennakoivaa verkonkehittämistä ja yksittäistä toimijaa parempaa kyvykkyyttä kantaa hankkeiden eriaikaisuudesta johtuvaa riskiä.

Ehdotus kannustaa sähköverkon kehittämiseen, mutta voi luoda epäselvyyttä toimijoiden välisiin vastuisiin

Ehdotus kannustaa sähköverkon kehittämiseen tarjoamalla vaihtoehdon liityntäverkkojen kannattavalle rakentamiselle. Toisin kuin liittymisjohtoihin, luvanvaraisiin liityntäverkkoihin sovelletaan myös kehittämis- ja liittämismvelvollisuutta, jolloin ne palvelevat myös muita kuin verkon rakentajaa. Liityntäverkot vähentävät tarvetta rakentaa rinnakkaisia liittymisjohtoja ja ehdotus voi kannustaa uusia toimijoita rakentamaan liityntäverkkoja.

Ehdotus voi kuitenkin muuttaa jakeluverkonhaltijan roolia epäselväksi, jos liityntäverkkoihin sallitaan myös kulutuksen liittäminen. Tämä voi johtaa tilanteeseen, jossa tietyllä alueella olisi useamman toimijan suurjännitteistä jakeluverkkoa, johon kulutus ja tuotanto voisi liittyä, mikä tarkoittaisi, että verkonhaltijoilla ei olisi mahdollisuutta ennakoida liittyjien määrää omien verkkojensa osalta. Tämä vaikeuttaa verkon pitkäjänteistä kehittämistä. Muutoksen yhteydessä tulisi määritellä selkeästi, missä tilanteessa kulutuksen liittäminen kuuluisi paikallisen jakeluverkonhaltijan kehittämisvelvollisuuden piiriin ja missä tilanteessa kulutuksen voisi liittää muun toimijan operoimaan liityntäverkkoon.

Ehdotus voi johtaa kilpailevan verkkoinfrastruktuurin syntymiseen, jos kehittämisvastuita ei määritellä selkeästi

Muutosehdotukseen voi liittyä riski kilpailevien tai rinnakkaisten sähköverkkojen syntymisestä jakeluverkonhaltijan maantieteelliselle vastuualueelle, jos kulutusta liitetään laajamittaisesti liityntäverkkoihin tai jos lähialueille syntyy useita liityntäverkkotoimijoita. Sääntelyyn ehdotetaan määriteltävän selkeästi rajoitteet sille, milloin kulutuksen liittäminen on maantieteellisen vastuualueen omaavan jakeluverkonhaltijan kehittämisvelvollisuuden piirissä.

Ehdotukseen sisältyy toiminnan jatkuvuuteen liittyvä riski

³ Tuotannon hankekehittäjät eivät nykyään tyypillisesti rakenna yhteisiä liittymisjohtoja, koska hankkeet ovat usein eriaikaisia ja epävarmoja. Ensin toteutuva hanke joutuu yhteisen johdon tapauksessa rahoittamaan ja rakennuttamaan suuremman liittymisjohdon, kuin mitä tarvitsee, ja kantaa siksi investointiin liittyvän riskin, jos muut hankkeet eivät toteudukaan. Yhteisiä liittymisjohtoja on kuitenkin jo rakennettu erityisesti silloin, kun samalla hankekehittäjällä on lähialueilla useita hankkeita.

⁴ Muun muassa hinnoittelu- ja sopimusmallien muodostaminen, kun kyseessä on olemassa olevasta verkkotoiminnasta erillinen liiketoiminta, ja kysynnän puute.

Sääntelymuutoksen yhteydessä olisi syytä määritellä prosessit liityntäverkkoihin liittyville mahdollisille muutostilanteille, mukaan lukien seuraavat:

- Luvanvaraisen liityntäverkon muuttaminen liittymisjohdoksi tai päinvastoin (esimerkiksi jos verkosta poistuu tai siihen liittyy kulutusta)
- Toiminnan jatkuvuuden varmistaminen, jos liityntäverkkotoimijalla ei ole edellytyksiä jatkaa tai toimintaan liittyä omistajamuutoksia.

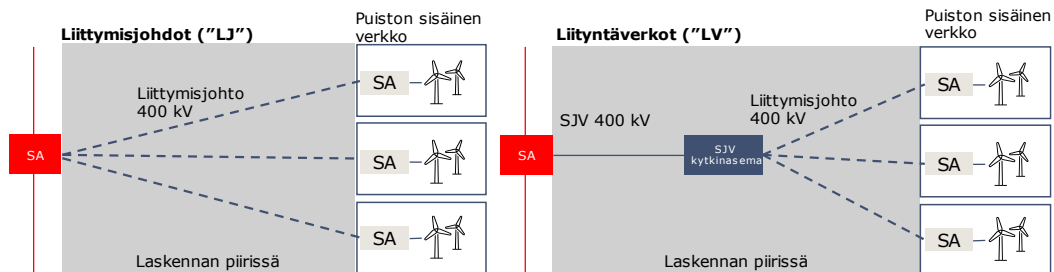
Muutokseen voi lisäksi sisältyä riski siitä, että liityntäverkon haltijoiksi ryhtyy toimijoita, joilla ei ole siihen kyvykkyyttä. Riski pienenee, kun liiketoiminnan edellytykset tarkastetaan luvan myöntämisen yhteydessä (ml. taloudelliset edellytykset ja osaaminen). Luvanvarainen verkkotoiminta on Energiaviraston valvonnan piirissä.

4.3.4.2 Numeerinen arvio

Tuotannon liityntäjohtojen yhteiskunnallisia kustannusvaikutuksia arvioitiin vertaamalla niiden rakennuskustannuksia yksittäisten liittymisjohtojen rakentamisen kustannuksiin. Arvion keskeisiä muuttujia ovat liittyjien määrä, ja liittyjien etäisyys liittymispisteestä ja toisistaan.

Kuvassa (Kuva 5) on esitetty konseptikuva laskennan vertailukohdista. Vasemmalla esitetään tapaus liittymisjohdot (kuvissa "LJ"), jossa kukin liittyjä rakentaa oman liittymisjohdon verkonhaltijan sähköasemalle. Oikealla esitetään tapaus liityntäverkot ("LV"), jossa hankkeiden liittämiseksi rakennetaan liityntäverkko. Laskenta tapahtuu 400 kilovoltin jännitetasolla.

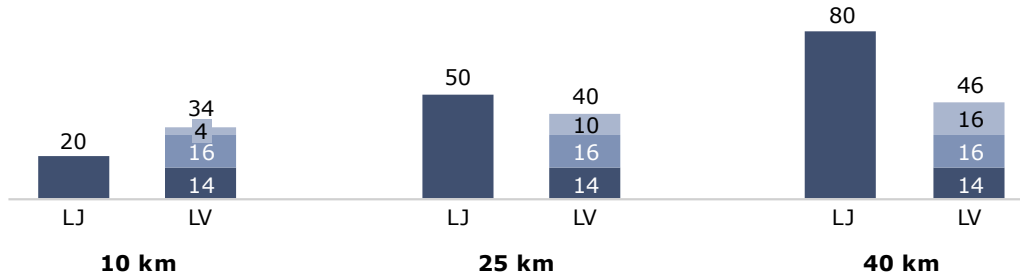
Kuva 5: Konseptikuva, liityntäverkot



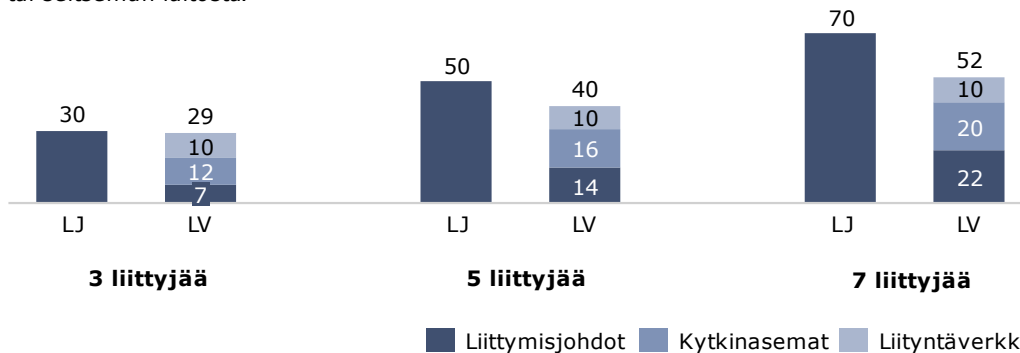
Laskennan tuloksia on esitetty kuvassa 6. Laskennan keskeiset oletukset on koottu kuvan alle.

Kuva 6: Laskentaesimerkki, tuotannon liityntäverkot

Liityntäverkkoon oletetaan liitettävän viisi laitosta. Etäisyys lähimpään sähköasemaan on 10, 25 tai 40 km.



Etäisyys lähimpään sähköasemaan on 25 km. Liityntäverkkoon oletetaan liitettävän kolme, viisi tai seitsemän laitosta.



Oletukset: 400 kilovoltin voimajohdon kustannukseksi oletetaan 400 000 euroa per kilometri. Liityntäverkkojen tapauksessa investoidaan lisäksi 400 kilovoltin kytkinlaitokseen, jonka kustannus on 11,6 miljoonaa euroa (kolme hanketta), 16,0 miljoonaa euroa (viisi hanketta) tai 20,4 miljoonaa euroa (seitsemän hanketta). Kustannusarviot ovat suuntaa antavia, ja ne on saatu useasta lähteestä.

Laskelmassa tuulipuistot liitetään liityntäverkkoon 9,0 kilometrin mittaisilla liittymisjohtojilla. Etäisyys perustuu AFRYn tekemään analyysiin tuulivoimalaitosten keskimääräisestä etäisyydestä kantaverkkoon.

Laskelmassa oletetaan, että yhteen sähköasemaan voidaan liittää seitsemän tuulipuistoa. Sähköasemien tarve riippuu tuulipuistojen koosta. Tässä yhden puiston kooksi on oletettu 181 megawattia (Suomeen suunniteilla olevien tuulipuistojen keskimääräinen koko) ja yhden 400 kilovoltin sähköaseman liittämiskapasiteetiksi 1300 megawattia.

Kyseessä on ylätasoinen laskelma kustannusten suuruusluokasta. Laskennan yhteydessä ei ole tehty verkkosuunnitelmaa tai mallinnettu voimalaitosten optimaalisimpia verkkoliityntöjä.

Lähteet: AFRYn analyysi, jossa pohjana Fingridin karttapalaute-karttapalvelu ja Tuulivoimayhdistyksen hankelistat, sekä sidosryhmiltä saadut kustannusarviot.

Laskenta osoittaa, että liittymisjohtojen yhteen kokoaminen on yksittäisiä johtoja edullisempaa etäisyyden kasvaessa lähimpään liityntäpisteeseen, tai kun samalla alueella on useita liittymiä.

Liityntäverkkojen rakentaminen on jo nykyisäntelyllä mahdollista. Laskennassa ei ole arvioitu sitä, kannustaako luvanvaraisille verkoille sallittu kohtuullinen tuotto rakentamaan liityntäverkkoa enemmän, kuin markkinaehtoinen malli.

4.3.4.3 Johtopäätökset

Muutosehdotus tarjoaa uuden vaihtoehdon tuotannon liityntäverkkojen rakentamiselle kannattavasti. Liityntäverkkojen rakentamiseen ei kuitenkaan tunnistettu liittyvän nykytilassakaan varsinaista lainsäädännöllistä pullonkaulaa.

Liityntäverkkojen rakentaminen on yleisesti kannatettavaa, jos samalla alueella on paljon kehitteillä olevia tuotannon hankkeita. Liityntäverkon ja yksittäisten liittymisjohtojen välinen yhteiskunnallinen kustannustehokkuus on tapauskohtaista. Liityntäverkkojen rakentaminen kannattaa pääsääntönä alueilla, joilla liittyjiä on paljon tai joilla etäisyys lähimpään liittymispisteeseen on pitkä.

4.3.5 Erillisen linjan määritelmän muuttaminen

Erillisellä linjalla tarkoitetaan sähköjohtoa, joka liittää erillisen tuotantoyksikön erilliseen asiakkaaseen, ja sähköjohtoa, joka liittää tuottajan ja sähköntoimittajan niiden omiin tiloihin, tytäryrityksiin tai asiakkaisiin suoraa sähköntoimitusta varten.

Taulukossa (Taulukko 4) on esitetty erillisiä linjoja koskeva muutosehdotus tavoitteineen ja verrattu sitä lainsäädännön nykytilaan.

Taulukko 4: Erillisen linjan määritelmän muuttaminen

Aihe	Kuvaus
Muutosehdotus	Mahdollistetaan vähintään 110 kilovoltin jännitetason erilliset linjat ilman nykyisen erillisen linjan määritelmän mukaista kahden megavoltiampeerin tehorajaa ja sallitaan lisäksi energiavarastojen liittäminen erillisiin linjoihin.
Tavoite	Mahdollistaa sähköntuotannon ja/tai sähkövarastojen liittämisen kiinteistörajan yli sähkönkäyttöpaikkaan tai kiinteistöön tai sitä vastaavaan kiinteistöryhmään ilman, että sähkö siirretään verkonhaltijan hallinnoiman suurjänniteverkon kautta. Muutoksen tarkoituksena on edistää erityisesti uusiutuvan vedyn tuotantoa.
Vertailu nykytilaan	<p>Sähköverkon rakentaminen on pääsääntöisesti luvanvaraista. Erillinen linja on poikkeus ja sen rakentaminen on sallittua ilman Energiaviraston myöntämää sähköverkkolupaa.</p> <p>Erillisen linjan poikkeus on nykyään rajattu pienimuotoiseen sähköntuotantoon (<2 MVA). Tätä suurempi tuotannon sähkönkäyttöpaikkaan, kiinteistöön tai kiinteistöryhmään yhdistävä johto ei kuulu erillisen linjan poikkeuksen piiriin eikä sen rakentaminen ole siksi sallittua ilman sähköverkkolupaa.</p> <p>Toiminta muuttuu myös luvanvaraiseksi, jos erillinen linja muodostaa rengasyhteyden sähköverkkoon sähkönkäyttöpaikkojen liittymisjohtojen kanssa tai jos erillinen linja yhdistää kaksi sähkönkäyttöpaikkaa toisiinsa.</p>

Arviossa oletetaan, ettei 110 kilovoltin tai tätä korkeamman jännitetason erillinen linja olisi luvanvaraista verkkotoimintaa.

4.3.5.1 Laadullinen arvio

Erillisen linjan määritelmän muuttaminen edistää uuden tuotannon ja kulutuksen integroimista sähköjärjestelmään

Erillisellä linjalla yhdistetyt tuotanto- ja kulutuskohteet kuormittavat sähköjärjestelmää omilla liittymisjohdoilla sähköverkkoon liitettyjä kohteita vähemmän, koska erillisen linjan takana oleva tuotanto syötetään pääsääntöisesti siihen yhdistettyyn kulutuskohteeseen ilman, että sähkö kiertää muun sähköverkon kautta. Erillinen linja saattaa siten pienentää sähköverkon siirtokapasiteetin tarvetta.

Muutosehdotus erillisestä linjasta kannustaisi toteutuessaan rakentamaan uutta kulutusta ja tuotantoa lähelle toisiaan, koska erillinen linja mahdollistaa liittyjille säästöt jakeluverkonhaltijan liittymis- ja verkkopalvelumaksuissa ja/tai kantaverkkomaksuissa. Säästöä syntyy, koska jakeluverkkotason sähkönsiirtomaksut määräytyvät yleisesti merkittävilta osin energiaperusteisesti. Erillisellä linjalla yhdistettyjen kohteiden välinen sähkö siirto tapahtuu pääsääntöisesti ilman tarvetta siirtää sähköä jakeluverkossa, tai kantaverkossa.

Erillisen linjan arvioidaan hyödyttävän nyt suunnitteilla olevista hankkeista niitä, jotka ovat varhaisessa kehitysvaiheessa ja jotka eivät vielä ole sopineet verkkoliittymästä. Siksi muutosehdotuksen vaikutusten arvioidaan syntyvän vasta pitkällä aikajänteellä.

Erillisten linjojen syntymiseen liittyy lisäksi ajallinen ulottuvuus, koska erillinen linja rakennettaneen pääsääntöisesti suoraan tuotantokohteesta kulutuskohteeseen. Tällöin kulutuskohteen olisi toteuduttava tuotannon kanssa joko samanaikaisesti tai ennen sitä. Muussa tapauksessa liittymisjohdon juridinen status tulisi voida muuttaa jälkikäteen erilliseksi linjaksi.

Muutosehdotuksella ei katsota olevan vaikutusta verkon ylläpitoon tai kehittämiseen, tai sen vastuunjakoon

Muutosehdotus ei velvoita nykytilasta poikkeavaan verkonrakentamiseen, minkä vuoksi sen ei katsota muuttavan nykytilaa.

Muutosehdotukselle ei ole tunnistettu tasapuolisuuden tai syrjimättömyyteen liittyviä esteitä

Muutosehdotus ei velvoita nykytilasta poikkeavaan verkonrakentamiseen, minkä vuoksi sen ei katsota muuttavan nykytilaa. Erilliset linjat vähentävät verkonhaltijan siirtovolyymiä ja asiakkailtaan keräämiä siirtomaksuja, koska erillisellä linjalla yhdistettyjen tuotanto- ja kulutuskohteiden välinen sähkö siirto tapahtuu verkonhaltijan sähköverkon ulkopuolella. Samalla kuitenkin verkonhaltijan kehittämistarve saattaa pienentyä, jos tuotanto liittyy erillisellä linjalla suoraan kulutukseen eikä suurjännitteistä verkkoa mitoiteta tuotannon ja kulutuksen maksimitehon mukaan.

Ehdotukseen voi sisältyä riski verkonhaltijan roolin kaventumisesta

Työn yhteydessä toteutetuissa sidosryhmähaastatteluissa todettiin, ettei erillisen linjan määritelmän muuttaminen saa johtaa kanta- tai jakeluverkkojen kanssa rinnakkaisten verkkojen syntymiseen. Ehdotukseen voi siis sisältyä riski kanta- tai jakeluverkonhaltijan roolin pienenemisestä verkonhaltijan vastuualueella varsinkin, jos rakennettavat erilliset linjat ovat pitkiä.

Alueilla, joissa on valmiiksi teollisuutta ja kulutusta, voi olla hankalaa löytää sopivaa tilaa uusille johtokaduille. Jos erillinen linja rakennetaan tällaiselle alueelle palvelemaan yhtä asiakasta, on olemassa riski, että jakeluverkonhaltijan suurjännitteiselle linjalle ei enää löydy maankäytöllisesti tilaa. Tämä voi haastaa alueellista jakeluverkon kehittämistä.

4.3.5.2 Numeerinen arvio

Erillisen linjan määritelmän muuttamisella tavoitellaan erityisesti uusiutuvan vedyn tuotannon edistämistä. Suomeen tällä hetkellä suunnitteilla olevien vetyhankkeiden yhteenlaskettu kapasiteetti on ainakin 7,6 gigawattia (Elinkeinoelämän keskusliitto, 2024). Hankkeet sijoittuvat pääsääntöisesti Etelä- ja Länsi-Suomeen, ja niistä suurin osa on esiselvitys- tai suunnitteluvaiheessa. Ensimmäisten hankkeiden odotetaan toteutuvan jo kuluvalle vuosikymmenellä.

Samanaikaisesti Suomeen on suunnitteilla tuulivoimaa, joka sijoittuu erityisesti Länsi-Suomeen. YVA-menettelyn aloittaneita, mutta luvittamattomia, hankkeita on jopa 97 gigawatin edestä (Suomen Tuulivoimayhdistys, 2024). Tuulivoiman saatavuus ei siis näytä olevan este niiden liittämiseksi suunnitteilla oleviin vetylaitoksiin.

Jos kaikkiin suunnitteilla oleviin vetyhankkeisiin yhdistettäisiin tuotantoa suoraan erillisellä linjalla sähköverkkoliittymän sijaan, voisi suurjännitteisen verkon liittämistarve vähetä enintään vetylaitosten yhteenlasketun kapasiteetin verran.

4.3.5.3 Johtopäätökset

Erillinen linja tarjoaa liittyjälle mahdollisuuden säästää jakeluverkonhaltijan siirtomaksuissa, kun verkon kautta siirretyn sähkön tarve vähenee. Erillisen linjan määritelmän muuttaminen voi siksi kannustaa vähintään 110 kilovoltin jännitetaso verkkoon liittyviä asiakkaita yhdistämään tuotanto- ja kulutuskohteet.

4.3.6 Joustavan liittymissopimuksen salliminen pysyvänä ratkaisuna

Taulukko 5: Joustavan liittymissopimuksen mahdollistaminen

Aihe	Kuvaus
Muutosehdotus	Sallitaan joustava liittymissopimus pitkäaikaisena tai pysyvänä ratkaisuna.
Tavoite	Pienentää suurjännitteisen sähköverkon siirtokapasiteetin tarvetta. Joustavaa liittymissopimusta voitaisiin hyödyntää esimerkiksi kohteissa, joissa on tuotannon tai kulutuksen yhteydessä sähkövarasto siten, että verkon siirtokapasiteetin ollessa lähellä maksimia, verkonhaltija voisi teknisesti rajoittaa liittyjän tehoa ja verkkoon syöttämän energian määrää. Verkonhaltijan ei silloin tarvitse välttämättä vahvistaa verkkoaan harvinaisia ja yksittäisiä maksimisiirtokapasiteetin vaativia tilanteita varten. Verkkoon liittyjä taas voisi saada hyvitystä liittymänsä tehon rajoittamisesta.
Vertailu nykytilaan	Kantaverkonhaltija ja suurjännitteisen jakeluverkon haltija ei saa kieltäytyä liittämästä uutta voimalaitosta tai energiavarastoa vetoamalla käytettävissä olevassa verkon siirtokapasiteetissa myöhemmin mahdollisesti ilmeneviin rajoituksiin.

	<p>Kantaverkonhaltijan ja suurjännitteisen jakeluverkon haltijan voimalaitosten ja energiavarastojen liittämistä koskevissa ehdoissa voidaan liittymän toteuttamisen nopeuttamiseksi ja liitettävän yksikön taloudellisen tehokkuuden varmistamiseksi asettaa yleisestä liittämiskäytännöstä poikkeavia rajoituksia liittymispisteen taatulle teholle tai asettaa liittymälle toiminnallisia rajoituksia, jos liittymän toteuttaminen normaalissa aikataulussa ei ole mahdollista riittämättömän siirtokapasiteetin vuoksi tai heikentämättä verkon käyttövarmuutta. Nämä rajoitukset voivat olla kuitenkin vain tilapäisiä ja näissäkin tapauksissa verkkoa olisi vahvistettava kohtuullisessa ajassa sähkömarkkinalain kehittämisvelvollisuuden edellyttämällä tavalla, jotta rajoitus voidaan myöhemmin poistaa.</p> <p>Muutosehdotus mahdollistaisi joustavan liittymissopimuksen pitkäaikaisena tai pysyvänä ratkaisuna.</p>
--	---

Euroopan parlamentin direktiivin direktiivien (EU) 2018/2001 ja (EU) 2019/944 muuttamisesta toisen artiklan kohdan 1 d mukaan joustavalla liittymissopimuksella tarkoitetaan "sellaisten sähkökapasiteetin verkkoon liittämistä koskevien sovittujen edellytysten kokonaisuutta, jonka ehdoilla rajoitetaan tai ohjataan sähkön syöttöä siirto- tai jakeluverkkoon ja käyttöä siirto- ja jakeluverkosta". Direktiivin toisen artiklan kohdassa 3 todetaan, että jäsenvaltioiden olisi luotava sellainen kehys joustavalle liittymissopimukselle, jolla varmistetaan, että joustavat liittymissopimukset eivät pääsääntöisesti viivästyä verkon kehittämistä ja verkon kehittämisen jälkeen liittyjälle voidaan taata siirtyminen kiinteään sopimukseen. Lisäksi, jos sääntelyviranomaisen katsoo, että verkon kehittäminen on vähemmän tehokas vaihtoehto, joustavia liittymissopimuksia voidaan pitää myös pysyvänä ratkaisuna. Jos verkonkäyttäjä käyttää joustavaa liittymissopimusta, sen on asennettava tehonohjausjärjestelmä. (Euroopan Unioni, 2024)

Suomessa, Fingrid on esittänyt yhden mallin rajoitetusta liittymästä, joka käytännössä vastaisi direktiivin tarkoittamaa joustavaa liittymissopimusta. Fingridin mallissa liittymän tehon rajoittamista tarjottaisiin esimerkiksi siinä tapauksessa, jos uuden liittyjän vaatima maksimiteho vaatisi kapasiteetin kasvattamista. Fingridin laskelmien mukaan, että tehon rajaamista voitaisiin tehdä 0,5 % - 3 % ajasta, riippuen mm. siirtojohtojen määrästä. (Fingrid, 2024)

4.3.6.1 Laadullinen arvio

Lisääntyvän sähkön tuotannon ja kulutuksen integroiminen sähköjärjestelmään nopeutuu

Kasvava tuotanto ja kulutus tulee vaatimaan lisää liittymiskapasiteettia ja entistä suurempia liittymiä sekä siirtoyhteyksien vahvistamista. Verkon vahvistusinvestoinnit ovat usein kestoaltaan pitkiä ja kalliita. Samalla siirtoyhteyksien siirtohuippujen pysyvyys on ajallisesti lyhyt, jolloin siirtoyhteyksien käyttöaste voi jäädä alhaiseksi. Muutosehdotuksella sallittaisiin verkonhaltijalle liittymän tehon joustava rajaaminen siten, että verkon vahvistaminen voidaan välttää tai siirtää myöhempään ajankohtaan.

Sähköverkon käyttövarmuus voi parantua

Verkon käyttövarmuus saattaa parantua uusien rajoittavien ratkaisujen takia, koska verkon mahdollista ylikuormitusta voidaan rajoittaa teknisesti.

Muutoksella ei vaikutusta tasapuoliseen kohteluun

Joustavan liittymissopimuksen sekä määräaikaisen että pysyvän, solmiminen olisi vapaaehtoista ja joustamisen mahdollisuus huomioitaisiin liittäjän liittymä- ja/tai verkkopalveluasiakkaan hinnoittelussa. Liittymän käyttämää tai tuottamaa tehoa rajoitettaisiin vain harvoin, kun verkon kuormitustilanne tämän vaatii. Liittäjillä olisi aina mahdollisuus myös täyden tehon liittymään. Näin ollen muutosehdotuksella ei ole vaikutusta liittäjien tasapuoliseen kohteluun.

Riskinä verkon vahvistusinvestointien väheneminen

Muutos saattaa ääritilanteessa johtaa tilanteeseen, jossa investoinnit verkon vahvistamiseen jätetään tekemättä, jolloin verkon kehittäminen ja käyttövarmuus kärsii. Tämä on kuitenkin epätodennäköistä, koska muutoksella on tarkoitus vastata vain siirtohuippujen vaatimiin vahvistustarpeisiin jouston keinoin.

Sidosryhmähaastattelussa on nostettu esille huoli siitä, että muutos voi toteutuessaan vaikuttaa sähkömarkkinoiden toimintaan, jos osapuolet eivät saa tarvittaessa koko kapasiteettiaan myytyä ja toimitettua sähkömarkkinoille. AFRYn näkemyksen mukaan, riski vaikutuksesta sähkömarkkinoihin olisi kuitenkin vähäinen, koska suostuminen kapasiteetin satunnaiseen rajaamiseen on vapaaehtoista ja toiminta ja tästä seuraavat vaikutukset perustuvat näin ollen osapuolten harkittuun valintaan.

4.3.6.2 Johtopäätökset

Muutosehdotuksella voidaan nopeuttaa ja helpottaa uuden kulutuksen ja tuotannon liittämistä sähköverkkoon sekä parantaa verkon joustavuutta. Käyttövarmuus saattaa parantua ylikuormitustilanteiden teknisen estämisen myötä.

4.3.7 Kantaverkonhaltijan liittämisvelvollisuuden rajaaminen mitoittavan vian tehorajaan

Taulukko 6: Kantaverkonhaltijan liittämisvelvollisuuden rajaaminen

Aihe	Kuvaus
Muutosehdotus	Kirjataan lakiin eksplisiittinen liittämiskielto tai kehittämisvelvollisuuden rajaaminen uusille kohteille, jotka ylittävät mitoittavan vian tehorajan.
Tavoite	Todetaan selvästi, ettei mitoittavan vian ylittäviä kohteita ole mahdollista liittää sähköjärjestelmään.
Vertailu nykytilaan	Sähkömarkkinalain 20 §:n liittämisvelvollisuuden mukaan verkonhaltijan tulee "liittää sähköverkkoonsa tekniset vaatimukset täyttävät sähkökäyttöpaikat, voimalaitokset ja energiavarastot toiminta-alueellaan. Liittämistä koskeissa ehdoissa ja teknisissä vaatimuksissa tulee ottaa huomioon sähköjärjestelmän toimintavarmuus ja tehokkuus. Verkonhaltija laatii liittämisen ehdot ja tekniset vaatimukset verkolleen." (Sähkömarkkinalaki 588/2013, 2024) Lakiin ei ole kirjattu eksplisiittistä kieltä tai rajoitetta, vaan suurin sallittu tehomuutos voimalaitosliittynässä on

	kirjattu kantaverkonhaltijan liittämisehtoihin (YLE 2021) ja niiden tulkintaa tukevaan sovellusohjeeseen (8.4.2024).
--	--

4.3.7.1 Laadullinen arvio

Muutosehdotus ei tehosta uusien kohteiden liittämistä sähköjärjestelmään, mutta se selkeyttää liittämisen ehtoja

Muutosehdotus ei vaikuta uusien kohteiden liittämiseen, jolleivät ne ylitä mitoittavan vian tehorajaa. Ehdotus ei siis pääsääntöisesti tehosta tai heikennä uusien kohteiden liittämistä verkkoon eikä edistä tai estä uusien liittämiskäytösten markkinaehtoista toteutusta. Ehdotus kuitenkin asettaa selkeän tehorajan uusille kohteille ja poistaa siten uusien kohteiden enimmäiskokoon liittyvää epävarmuutta.

Mitoittava vika on Suomessa voimalaitoksen liittynässä tällä hetkellä 1300 megawattia. Sähköjärjestelmään on toistaiseksi liitetty vasta yksi mitoittavan vian ylittävä kohde (Olkiluoto 3), joka on Suomen suurin sähköntuotantoyksikkö. Vastaavan kokoluokan tai isompia hankkeita voisi tulevaisuudessa rakentua esimerkiksi merituulivoimasektorilla, jossa nyt suunnitteilla olevat hankkeet ovat usein gigawattiluokkaa.

Ehdotus asettaa yksiselitteisen rajan kantaverkonhaltijan kehittämisvastuulle

Ehdotus asettaa selkeän tehorajan, jonka ylittäviä kohteita ei voida liittää sähköjärjestelmään. Ehdotus selkeyttää siten kantaverkonhaltijan kehittämisvastuuta tilanteissa, joissa uusi kohde ylittäisi mitoittavan vian tehorajan. Toisaalta kantaverkonhaltijan vastuulla tulisi olla, että mitoittavan vian tehoraja ei saa koskaan laskea nykyistä pienemmäksi.

Ehdotukseen ei sisälly tasapuolisuuden ja syrjimättömyyteen liittyviä esteitä, jos liittämisperusteet ovat samat kaikille

Ehdotuksen ei katsota kohtelevan sidosryhmiä epätasa-arvoisesti tai epäsuhtaisesti, kun liittämisehdot ja perustelut ovat kaikille toimijoille samat.

Liittämisperiaatteet ja mahdolliset poikkeukset tulisi perustella selkeästi

Kantaverkonhaltijan kannalta kehittämisvelvollisuuden rajaus mitoittavaan vikaan tukee verkon käyttövarmuutta ja käytettävyyttä, kun yksittäisten kohteiden vikaantuminen ei vaarana sähköjärjestelmää, eikä yksittäisille suurille kohteille tarvitse varata kohdistettuja varajärjestelmiä tai -resursseja.

Ehdotukseen voi kuitenkin sisältyä kantaverkon käyttövarmuuteen liittyvä riski, jos ehdotuksella edelleen sallitaan mitoittavan vian ylittävien kohteiden liittäminen sähköjärjestelmään liittäjän omalla kustannusvastuulla. Riski syntyisi, jos liityntää varten hankittu varajärjestelmä tai resurssi ei toimita. Liittämiskieltoa koskevassa ehdotuksessa ei olisi tällaista kantaverkon käyttövarmuuteen liittyvää riskiä.

Mitoittavan vian tehorajan määräytyminen tulisi kuitenkin perustella selkeästi ja läpinäkyvästi. Lisäksi tulisi määritellä, onko mitoittavan vian ylittäminen mahdollista poikkeustapauksissa.

4.3.7.2 Numeerinen arvio

Olkiluoto 3 on ainoa mitoittavan vian tehorajan ylittävä yksikkö, joka on liitetty Suomen sähköjärjestelmään. Liittymisen mahdollistamiseksi on perustettu järjestelmäsuoja, joiden kustannuksista ja kustannusvastuusta osapuolet ovat erimielisiä. Teollisuuden Voiman mukaan suojan kustannukset ovat noin 40 miljoonaa euroa vuodessa (Teollisuuden voima, 2024), kun Fingrid kertoo kustannusten olevan noin 100 miljoonaa euroa vuodessa (Fingrid, 2024).

4.3.7.3 Johtopäätökset

Ehdotettu kirjaus selkeyttää nykyistä sääntelytilannetta. Liittämisehtojen ja niiden perusteluiden tulee olla selkeitä ja läpinäkyviä. Mahdolliset poikkeukset, jotka sallivat mitoittavan vian tehorajan ylittämisen, tulee määritellä yksiselitteisesti.

4.3.8 Sähköjohtojen hankelupasääntelyn kehittäminen

Taulukko 7: Sähköjohtojen hankelupasääntelyn kehittäminen

Aihe	Kuvaus
Muutosehdotus	Luovutaan automaattisesti myönnettävistä vähintään 110 kilovoltin hankeluvista siten, että lain määräämissä tilanteissa, joissa hakelupa myönnetään aina, hankelupaa ei tarvitse enää hakea.
Tavoite	Vähentää Energiaviraston tekemää hallinnollista työtä ja nopeuttaa liittymisjohtojen luvitusprosessia
Vertailu nykytilaan	Hankelupa on haettava kaikille vähintään 110 kilovoltin suurjännitteisille johdoille, siitä huolimatta, että Sähkömarkkinalain 16 §:ssa todetaan, että hankelupa on myönnettävä liittymisjohdoille, sekä sähköjohdolle, jonka jakeluverkonhaltija rakentaa vastuualueellaan tai vastuualueeltaan sen ulkopuolelle, jos sähköjohto yhdistää jakeluverkonhaltijan sähköverkon osat toisiinsa tai jakeluverkonhaltijan sähköverkon toiseen sähköverkkoon (ns. yhdysjohto). (Sähkömarkkinalaki 588/2013, 2024)

4.3.8.1 Laadullinen arvio

Muutosehdotuksen ei nähdä vaikuttavan tuotannon ja kulutuksen integrointiin, tai sähköverkon kehittämiseen

Sidosryhmähaastatteluissa ei tullut esille, että hankeluvan hakeminen hidastaisi tai estäisi kulutus- ja tuotantokohteiden liittämistä. Hidastavana tekijänä pidettiin yleisesti lunastusmenettelyä, jossa käsittelyaika on ollut tarpeettoman pitkä.

Ylempänä, luvussa 4.3.2 kuvattu kehittämisvastuiden muutos saattaa lisätä Sähkömarkkinalain 16 § (Sähkömarkkinalaki 588/2013, 2024) toisen kappaleen tarkoittamien kulutuskeskittymän ja kantaverkon yhdistävien johtojen hankelupien määrää, mikä voi muodostaa pullonkaulan, jos lupahakemuksia tulee runsaasti ja niiden käsittelyyn ei varata riittävästi resursseja. Muutoksella voidaan siis ennakoivasti vähentää kehittämisvastuun muutoksen tuoman hallinnollisen työn tarvetta.

Hankeluvan mukaiset selvitykset tehdään myös johdon luvituksen muissa vaiheissa

Hankeluvan yhteyteen hakijan on liitettävä mm. selvitys johdon ympäristövaikutuksista sekä lausunnot sekä alueelliselta jakeluverkkoyhtiöltä, että siltä verkkoyhtiöltä, jonka verkkoon hanke liitetään. Hankkeista tehdään mm.

ympäristövaikutusten selvitys, johon kerätään mm. edellä mainitut tiedot ja lausunnot. Hankeluvan tiedot löytyvät siis jo muista hankkeen lupaprosessin vaiheista, eikä ole vaaraa siitä, että hankeluvan poistumisen myötä tiedot hankkeesta eivät tavoittaisi kaikkia sidosryhmiä tai että hankkeen kaikkia vaikutuksia ei selvitettäisi.

4.3.8.2 Yhteenveto

Automaattisesti myönnettävistä hankeluvista luopumisesta on resurssien käytön kannalta positiivisia vaikutuksia. Muutos myös tehostaa hankkeiden kehittämisen prosessia ja vähentää siihen liittyvää hallinnollista työtä.

4.3.9 Liittämiselvöllisyyden ulottaminen koskemaan myös Suomen talusvyöhykkeellä olevaa tuotantoa

Taulukko 8: Liittämiselvöllisyyden ulottaminen talusvyöhykkeelle

Aihe	Kuvaus
Muutosehdotus	Laajennetaan kantaverkonhaltijan liittämiselvöllisyyttä Suomen talusvyöhykkeelle.
Tavoite	Määritellä selkeä vastuutaho Suomen talusvyöhykkeellä olevan tuotannon ja hybridiliittymien liittämiseksi Suomen sähköjärjestelmään.
Vertailu nykytilaan	Sähkömarkkinalain 31 §:n mukaan kantaverkkoa on "nimellisjännitteeltään vähintään 110 kilovoltin sähköjohdoista, sähköasemista ja muista laitteistoista koostuva valtakunnallinen yhtenäinen sähkön siirtoverkko" (Sähkömarkkinalaki 588/2013, 2024). Energiaviraston verkkotoiminnan luvanvaraisuutta käsittelevän sivun mukaan, "kantaverkonhaltijan luvalla saa harjoittaa sähköverkkotoimintaa kantaverkon määritelmän täyttävässä sähköverkossa" (Energiavirasto, 2024). Talusvyöhyke ei kuulu valtakunnan alueeseen, jolloin kantaverkonhaltijan verkkolupa ei ulotu talusvyöhykkeelle. Kantaverkkohaltijalla ei ole selvyyttä liittää talusvyöhykkeellä sijaitsevat voimalaitokset verkkoonsa.

4.3.9.1 Laadullinen arvio

Liittämiselvöllisyyden laajentaminen talusvyöhykkeelle mahdollistaa kasvavan merituulivoimatuotannon integroimisen Suomen sähköjärjestelmään

Merituulivoimaa on suunnitteilla noin 70 gigawattia, josta talusvyöhykkeelle noin 50 gigawattia (Suomen Tuulivoimayhdistys, 2024). Ilman ehdotettua muutosta merituulipuistojen liittäminen Suomen kantaverkkoon ei ole laillisesti mahdollista. Rannikkoseudun sähköasemille on jo suunniteltu liitettävän maatuulivoimaa ja aluevesillä sijaitsevaa tuulivoimaa. Huomioiden kantaverkkohaltijan rajalliset resurssit, on mahdollista, että ilman ehdotettua muutosta rannikkoalueen liittämiskapasiteettia ei kehitetä talusvyöhykkeelle rakentuvan merituulivoiman liittämistarpeita vastaavaksi. Tämä voi johtaa siihen, että talusvesille rakentuvaa tuulivoimaa ei voida liittää Suomen energijärjestelmään.

4.3.9.2 Yhteenveto

Liittämiselvöllisyyden laajentamista tarvitaan, jotta talusvyöhykkeelle rakentuvat tuulivoimalat voidaan liittää osaksi Suomen energijärjestelmää.

4.4 Yhteenveto

Taulukko 9: Laadullisten vaikutusarvioiden yhteenveto

Muutosehdotus	Tuotannon ja kulutuksen integrointi	Sähköverkon kehittäminen	Tasapuolisuus ja syrjimättömyys	Eriyiset riskit tai muut huomiot
Kantaverkon määrittelykriteerien muuttaminen	+	+/-	+/-	+
Kehittämisen- ja kustannusvastuiden muuttaminen ja täsmentäminen	+	++	-	-
Kantaverkonhaltijan kehittämiss vastuun täsmentäminen	--	+	--	+/-
Tuotannon liittymisjohtojen kokoaminen liittytäväverkoksi	+	+	-	--
Erillisen linjan määritelmän muuttaminen	++	+/-	+/-	+/-
Joustavan liittymissopimuksen salliminen	++	+/-	+/-	-
Liittämiselvöllisyyden rajausta rajoittavan vian tehokkuuden	+/-	+++	+	+/-
Hankelupasääntelyn muutokset	+	+/-	+/-	+/-
Liittämiselvöllisyyden ulottaminen talousvyöhykkeelle	+/-	+/-	+/-	+/-

Yhteenvetona asteikko: Plus (+) tarkoittaa positiivista tai mahdollistavaa vaikutusta, tai pienenevää riskiä. Miinus (-) tarkoittaa negatiivista tai pullonkauloja luovaa vaikutusta tai kasvavaa riskiä. Plus / miinus (+/-) tarkoittaa, että muutoksella ei nähdä olevan vaikutuksia tai riskejä. Merkkien määrä osoittaa vaikutuksen tai riskin kokoa, asteikolla 1–3 niin, että kolme on isoin vaikutus tai riski.

Tässä luvussa on arvioitu muutosehdotuksia lainsäädäntöön, joiden avulla kasvavan tuotannon ja kulutuksen integroimista Suomen sähköverkkoon toivotaan parannettavan. Muutosehdotukset on arvioitu neljän kriteerin avulla: tuotannon ja kulutuksen integrointi, sähköverkon kehittäminen, tasapuolisuus ja syrjimättömyys ja erityiset riskit ja huomiot. Kaikkien muutosehdotusten osalta, vaikutukset tuotannon ja kulutuksen integrointiin ja sähköverkon kehittämiseen ovat joko positiivisia, tai vähintään neutraaleja. Tasapuolisuuden osalta, kehittämis- ja kustannusvastuiden muuttaminen, sekä liittytäväverkkojen rakentaminen olivat vaikutuksiltaan hieman negatiivisia. Tämä liittyy ensisijaisesti jakeluverkonhaltijoiden taloudelliseen kykyyn investoida suurjännitteisiin jakeluverkkoihin. Sama haaste näkyy myös riskien kohdalla.

Kehittämis- ja kustannusvastuun muutoksessa, sekä liittytäväverkkojen osalta oletuksena on, että kantaverkon määrittelykriteerejä muutetaan. Näin ollen, ilman ensimmäisen muutosehdotuksen toteutumista, toisen ja kolmannen muutosehdotuksen vaikutukset jäävät vähäisiksi, tai jopa negatiiviseksi. Kaikkien kolmen muutosehdotuksen osalta nähtäväksi jää, miten innokkaasti jakeluverkonhaltijat alkavat rakentamaan yli 110 kilovoltin verkkoa. Oletuksena on, että verkkoa kehitetään tarpeen mukaan, eikä kovin isoja ja nopeita muutoksia ole odotettavissa.

Erillinen linja voi toteutuessaan edesauttaa tuotannon ja kulutuksen integraatiota. Samoin myös joustavan liittymissopimuksen salliminen edistää tuotannon ja kulutuksen integroimista jakeluverkkoon. Molemmat ehdotukset voivat toteutuessaan vähentää jakeluverkon ja kantaverkon vahvistamispaineita.

Loput muutosehdotukset tuovat täsmennystä ja selkeyttä sekä lainsäätäjän, että viranomaisten työhön. Mitoittavan vian kirjaaminen lakiin selkeyttää kantaverkonhaltijan asemaa. Automaattisesti myönnettävistä hankeluvista luopuminen taas vähentänee Energiaviraston työtä.

Ylempänä, kappaleessa 3.2 lueteltuja muita pullonkauloja muutosehdotukset eivät ratkaise. Näistä suurimpana ongelmana ehdotettujen muutosten näkökulmasta on johtojen luvituksen osalta lunastusmenettelyn hitaus. Jos tulevaisuudessa johtojen rakentaminen vilkastuu entisestään, luvitusprosessien sujuvuus nousee entistäkin tärkeämmäksi.

5 Keskeisten sääntelykysymysten kansainvälinen vertailu

Osana vaikutusten arvioinnin taustoitusta, työssä tarkasteltiin keskeisten sääntelykysymysten osalta myös kansainvälisiä toteutustapoja. Vertailuun oli valittu Ruotsi, Norja, Tanska, Alankomaat ja Saksa. Ruotsissa ja Norjassa sähköverkkoregulaatio on samankaltainen kuin Suomessa, mutta eroja löytyy mm. tuulivoiman liittämisen osalta. Tanska, Alankomaat ja Saksa taas ovat Suomea pidemmällä merituulivoiman liittämiseen ja rakentamisen liittyvän sääntelyn osalta ja siten ovat mielenkiintoisia vertailukohtia nimenomaan kasvavan uusiutuvan tuotannon liittämisen näkökulmasta.

Jokaisen maan osalta tarkastelun kohteena olivat seuraavat keskeiset sääntelykysymykset:

- Kantaverkon ja suurjännitteisen jakeluverkon määritelmä
 - o Mitkä ovat ne laadulliset ja / tai tekniset määritelmät, joiden perusteella verkko luetaan kantaverkoksi
- Kantaverkonhaltijan ja suurjännitteisen jakeluverkon haltijoiden, sekä liittyjien keskinäiset kehittämis- ja kustannusvastuut
 - o Liittymisjohdon määritelmä ja kustannusvastuu
 - o Isojen kulutuskohteiden liittäminen, kehittämis- ja kustannusjakovastuu
- Merituulivoimaverkkojen kehittämis- ja kustannusjakovastuut

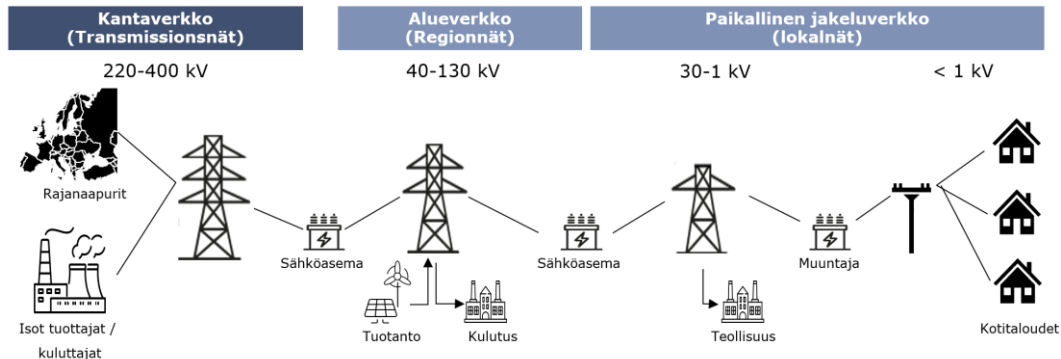
Vertailun maakohtaiset tulokset on esitetty alla.

5.1 Ruotsi

5.1.1 Kantaverkon ja suurjännitteisen jakeluverkon määritelmä

Kantaverkkoa on vähintään 220 kilovoltin valtakunnallinen verkko, joka yhdistää Ruotsin sähköverkon muiden maiden sähköverkkoihin (Sveriges riksdag, 2024). Kantaverkon omistaa Ruotsin valtion omistama Svenska Kraftnät. Kantaverkon lisäksi, Ruotsissa on alueellisia suurjännitteisiä jakeluverkkoja, joiden jännite yleensä 130 kilovoltia ja jotka yhdistävät paikallisten jakeluverkkoyhtiöiden verkot kantaverkkoon. Paikallisia jakeluverkkoyhtiöitä on noin 130 kappaletta, ne vastaavat usein kunta-

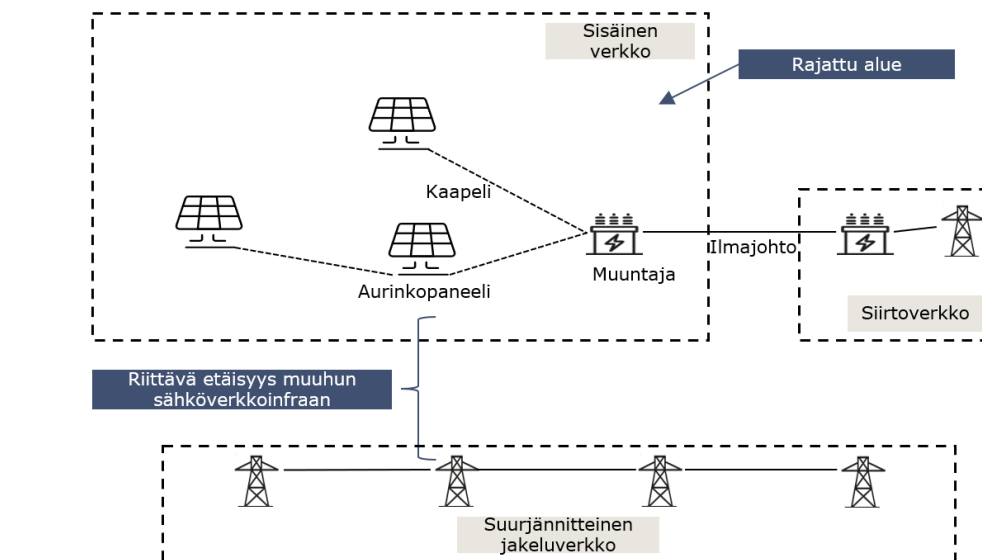
alueen sähköjakelusta kuluttaja-asiakkaille, 0,4–30 kilovoltin jännitetasolla. Alla (Kuva 7) on esitetty Ruotsin jakeluverkkojen rakenne jännitetasoittain.



Kuva 7: Ruotsin sähköverkon rakenne jännitetasoittain

5.1.2 Verkonhaltijoiden ja liittyjien kehittämis- ja kustannustenjakovastuu

Ruotsissa sähköjohdon rakentamiselle vaaditaan lupa, myös liittymisjohdolle. Luvan voi saada vain sähköverkkoyhtiö. Poikkeuksena, lupaa ei vaadita mm. hyvin rajatun alueen sisällä olevalle verkolle, esimerkiksi sellaiselle johdolle, joka yhdistää yhden tuulivoimapaiston tuulivoimalat toisiinsa, tai teollisuusalueen sisäiselle jakeluverkolle (suljettu jakeluverkko), katso Kuva 8. (Energimarknadsinspektionen, 2024). Paikallisten jakeluverkkojen alueella, paikallinen jakeluverkonhaltija rakentaa liittymisjohdon. Alueverkon ja kantaverkon osalta liittymisjohdon rakentaa yhä useammin liittyjä, joka perustaa tätä varten oman sähköverkkoyhtiönsä. Tämä johtuu siitä, että alueverkon ja kantaverkon rakentamisaikataulut ja jonot ovat viime aikoina kasvaneet. Liittyminen alue- tai kantaverkkoon vaatii myös kantaverkonhaltijan luvan.



Kuva 8: Rajatun verkon määritelmä

Kantaverkkoon liittyvät yli 100 megawatin nimellisteholtaan olevat tuotanto- tai kulutuspisteet. Nimellisteholtaan yli 300 megawatin tuotanto- tai kulutuspiste liittyy 400 kilovoltin verkkoon. (Svenska kraftnät, 2024) Alueellinen jakeluverkko liittyy suuret kulutuskeskittymät (esim. kaupungit) kantaverkkoon 130 kilovoltin

yhdysjohdoilla. Tukholman alueella Elleviolla on lupa rakentaa 400 kilovoltin verkkoa, mutta myös kantaverkonhaltijalla on alueella useita investointiprojekteja verkon vahvistamiseen. Mitoittavan vian tehoraja on Ruotsissa 1400 megawattia.

5.1.3 Merituulivoimaverkkojen kehittämis- ja kustannusjakovastuu
Ruotsin lainsäädännön takia toistaiseksi kaikki merituulivoimaa suunnittelevat yhtiöt ovat perustaneet myös verkkoyhtiön liittymisjohdon rakentamiseksi. Liittymissopimus maalla sijaitsevaan siirtoverkkoon allekirjoitetaan kantaverkonhaltijan kanssa.

5.2 Norja

5.2.1 Kantaverkon ja suurjännitteisen jakeluverkon määritelmä
Norjan kantaverkonhaltija Statnett omistaa ja hallinnoi kantaverkkoa, joka on jännitetasoltaan 132–420 kilovoltia. Kantaverkon määrittely ei perustu jännitetasoon, vaan rakenteeseen ja valtakunnalliseen kattavuuteen. Tämän takia, kantaverkossa on mm. 132 kilovoltin johto-osuuksia, joita Statnett on ilmoittanut suunnittelevansa muuttaa suurempaan jännitetasoon. Kantaverkon ja paikallisen jakeluverkon välissä toimii alueellinen jakeluverkko, jossa jännitetaso on tyypillisesti enintään 132 kilovoltia.

5.2.2 Verkonhaltijoiden ja liittyjien kehittämis- ja kustannusjakovastuu

Norjassa uuden verkon tai liittymän rakentamislupaa haetaan samalla tavalla riippumatta siitä, onko hakija jakeluverkonhaltija vai asiakas (esim. tuottaja). Yleisesti verkkoa tarvitsevan osapuolen on haettava sille lupaa ja maksettava verkonrakennuskustannukset. Kaikkien asiakkaiden on aloitettava liittämisen prosessi paikalliselta jakeluverkkoyhtiöltä. Jos hanke on kokoluokaltaan sellainen, että se vaikuttaa kantaverkkoon, liittäminen on selvitettävä sekä Statnetin että paikallisen verkonhaltijan kanssa. Liittyessä jakeluverkkoyhtiön omistamaan verkkoon, verkko-operaattori tekee alueselvityksen saatavilla olevasta kapasiteetista ja liittymismahdollisuuksista Statnetin kanssa liittymän puolesta. Yli 300 megawatin tuotanto- tai kulutusyksiköt liitetään kantaverkkoon. (Statnett, 2024)

Energiaministeriö voi säätää poikkeuksia verkkoluville, esimerkiksi alle viiden tuulivoimaturbiinin puisto, jonka yhteenlaskettu nimellisteho on alle 5 megawattia ei tarvitse lupaa liittymisjohdolle. Toisaalta yli 132 kilovoltin ja yli 15 kilometriä pitkän johdon rakentaminen vaatii perusteellisen selvityksen ja luvan Energiaministeriöltä, eikä tästä luvasta voi valittaa.

Tuulivoimakehittäjät rakentavat yhteyden tuulipuistosta verkkoon, liittymisjohto määritellään tuotantolinjaksi, eli se ei sisällä kuluttajia. Tuotantolinja ei ole reguloitua toimintaa, eli sitä ei lasketa verkko-omaisuuteen. Jos tuotantoverkkoon liittyy myös kuluttajia, verkko muuttuu reguloituksi toiminnaksi, josta verkon omistaja voi saada kohtuullista tuottoa. Verkon omistajan tulee huomioida, että tuottoa tavoitellessa se ei voi poiketa kantaverkon hinnoitteluperiaatteista. (Lovdata, 2024)

5.2.3 Merituulivoimaverkkojen kehittämis- ja kustannusjakovastuu
Tällä hetkellä tuottaja maksaa liittymisjohdon. Merellä ei ole tällä hetkellä sääntelyä: energialain voimassaolo loppuu, kun on kuljettu jonkin matka rannasta merelle. Norjan hallitus on avannut merituulivoiman kehittämiselle alueita noin 3 gigawatin edestä, tavoitteena on kasvattaa merituulivoiman kapasiteettia kolmeen kymmeneen

gigawattiin vuoteen 2040 mennessä. Tällä hetkellä kehityksessä on 1,5 gigawatin alue, josta rakennetaan liittymisjohto kantaverkkoon mantereelle.

Statnett kehittää verkkoaan mantereella, mahdollistaakseen merituulivoiman liittäminen. Statnet yhdessä muiden Pohjanmeren valtioiden kantaverkonhaltijoiden kanssa tutkii mahdollisuutta rakentaa merituulivoiman hybridiyhdysjohtoja, joilla voitaisiin liittää Pohjanmeren valtioiden (Saksa, Alankomaat, Tanska, Ranska, Iso-Britannia, Irlanti, Luxemburg, Belgia ja Norja) merituulivoima näiden valtioiden sähköjärjestelmiin. Statnett vastaisi näiden hybridiyhdysjohtojen kehittämisestä ja tuulivoiman liittämisestä Norjan merialueella. (Statnett, 2024)

5.3 Tanska

5.3.1 Kantaverkon ja suurjännitteisen jakeluverkon määritelmä

Tanskan kantaverkonhaltija Energinet omistaa kaikki kantaverkkotoimintaan käytettävät sähköverkon osat. Tanskassa kantaverkolla tarkoitetaan verkkoa, jonka nimellisjännite on yli 100 kilovolttia. Jakeluverkolla tarkoitetaan verkkoa, jonka nimellisjännite on enintään 100 kilovolttia.

5.3.2 Verkonhaltijoiden ja liittyjien kehittämis- ja kustannusjakovastuu

Hankekehittäjän, joka haluaa liittyä sähköverkkoon, on otettava yhteyttä paikalliseen jakeluverkonhaltijaan, joka tarvittaessa yhdessä kantaverkonhaltijan kanssa määrittää liittymispisteen. Kantaverkonhaltija on velvollinen liittämään laitoksen verkkoon, jos liittämisestä koskevan asetuksen vaatimukset täyttyvät. Kustannukset, jotka liittyvät liittämiseen laitoksesta liittämispisteeseen asti, maksaa liittyjä. Verkonhaltija maksaa kustannukset, jotka liittyvät yleisen verkon vahvistamiseen tai laajentamiseen. (Energinet, 2024)

5.3.3 Merituulivoimaverkkojen kehittämis- ja kustannusjakovastuu

Tanskassa kantaverkonhaltija on aikaisemmin ollut vastuussa verkkoyhteyden suunnittelusta, rakentamisesta ja käytön aikana tapahtuvasta ylläpidosta. Tähän sisältyivät kaikki verkkoon tehtävät vahvistukset. Kustannukset on siirretty tuulipuistojen omistajille tariffien kautta. Uudemmissa projekteissa merelle rakennettava sähköasema ja liittymisjohto sisällytetään merituulivoima-alueen tarjouskilpailuun, ja on hankekehittäjän vastuulla. Kantaverkonhaltija Energinet tulee edelleen vastaamaan maaverkkoyhteyden rakentamisesta ja käytöstä, mutta hankekehittäjän on katettava maayhteyden rakentamiskustannukset.

5.4 Alankomaat

5.4.1 Kantaverkon ja suurjännitteisen jakeluverkon määritelmä

Alankomaissa kantaverkonhaltijan ja jakeluverkonhaltijoiden määritelmät ja vastualueet ovat selkeät. TenneT on kantaverkonhaltija, joka hallinnoi valtakunnallista suurjänniteverkkoa, joka on jännitteeltään 110 kilovolttia tai korkeampi. Jakeluverkonhaltijat hallinnoivat keskijännitteisiä ja pienjännitteisiä sähköverkkoja, jotka ovat yleensä alle 110 kilovolttia.

5.4.2 Verkonhaltijoiden ja liittyjien kehittämis- ja kustannusjakovastuu

Yleensä nimellisteholtaan yli 100 megawatin tuotanto- tai kulutuskohteet liitetään kantaverkkoon. Kantaverkonhaltija TenneT voi kilpailuttaa ja rakennuttaa liittymisjohdon, tai liittyjä voi tehdä sen itse. Jos liittyjä rakentaa liittymisjohdon itse, TenneT neuvoo sen teknisestä toteutettavuudesta. Liittyminen toteutetaan yleensä lähimpään suurjännitteiseen sähköasemaan, jossa kapasiteettia on käytettävissä tai johon se rakentaa.

Liittymisjohto luovutetaan liittymisen jälkeen kantaverkonhaltijalle, ellei kyseessä ole ns. suora linja. Suora linja on johto, joka

1. yhdistää tuotantolaitoksen ja kulutuspisteen yhteen, niin että kumpikaan ei ole yhteydessä sähkö- tai kaasuverkkoon, tai
2. yhdistää yhden tuotantolaitoksen yhteen tai useampaan kulutuspisteeseen niin, että yksi näistä on yhteydessä sähköverkkoon. Tässä tapauksessa on tehtävä sopimus sähköntoimittajan kanssa, joka toimii hallinnollisena osapuolena, muttei toimita sähköä.

Suoran linjan osalta ei ole määritelty jännitetasoa. (Autoriteit Consument & Markt, 2024)

5.4.3 Merituulivoimaverkkojen kehittämis- ja kustannusjakovastuu

TenneT vastaa merituulipuistojen liittämistä maalla sijaitsevaan siirtoverkkoon. Tämä sisältää tarvittavan merellä sijaitsevan verkkoinfrastruktuurin rakentamisen ja ylläpidon. Alankomaiden hallitus rahoittaa verkkoyhteyksiä varmistaakseen standardoinnin ja tarjotakseen rakennuttajille varmuutta investointeihin.

Rakennuttaja maksaa verkko-operaattorille ainoastaan verkkoyhteyden käytöstä ja ylläpidosta, joka on yleensä 1–3 % yhteyden vuosittaisista CAPEX-kustannuksista. Verkonhaltija ei voi kieltäytyä liittännästä. (Tennet, 2024)

5.5 Saksa

5.5.1 Kantaverkon ja suurjännitteisen jakeluverkon määritelmä

Saksassa toimii neljä kantaverkonhaltijaa TenneT, 50Herz Transmission, Ampiron ja TransnetBW, joiden hallitsemat verkot ovat suurjänniteverkkoja, 220/380 kilovolttia ja korkeajännitteisiä tasavirtaverkkoja, tyypillisesti 525 kilovolttia. Jakeluverkonhaltijat voidaan ryhmitellä suuriin/alueellisiin jakeluverkonhaltijoihin ja pienempiin kunnallisiin jakeluverkonhaltijoihin. Alueelliset jakeluverkonhaltijat omistavat tyypillisesti 110–220 kilovoltin suurjänniteverkon. Alueelliset jakeluverkonhaltijat ovat vastuussa isojen kulutuskeskittymien jakeluverkkojen syötöstä sekä myös isojen teollisuuskohteiden liittämistä. (Federal ministry for economic affairs and climate action, 2024)

5.5.2 Verkonhaltijoiden ja liittyjien kehittämis- ja kustannusjakovastuu

Saksassa liittymispyynnön käsittelee vastuussa oleva verkonhaltija. Nimellisteholtaan yli 100 megawatin hankkeet liittyvät kantaverkkoon. Verkonhaltija on liittämismvelvollinen ja määrittelee liittymispisteen. Liittymispisteeksi valitaan taloudellisesti paras vaihtoehto, mikä tässä yhteydessä tarkoittaa kokonaistaloudellisia kustannuksia, eli halvinta tapaa liittää verkko riippumatta siitä, miten kustannukset jakautuvat.

Kun liittymispiste on valittu, liittyjä on vastuussa liittymisjohdon rakentamisesta ja kustantamisesta kyseiseen pisteeseen ja verkonhaltija on vastuussa mahdollisesta verkon rakentamisesta ja laajentamisesta. Uuden liittymispisteen rakentamisesta kantaverkonhaltija veloittaa liittymismaksun (tai alkuinvestointikustannukset). Nämä kustannukset vaihtelevat, koska jokainen liittymä on räätälöitävä yksilöllisesti. (Bundesamt für Justiz, 2024)

5.5.3 Merituulivoimaverkkojen kehittämis- ja kustannusjakovastuu

Saksassa merituulivoiman liittäminen on kolmen kantaverkkohaltijan vastuulla, jotka pääosin kustantavat yhteydet, sähköasemat ja verkon tarvittavan vahvistamisen, merellinen liityntäverkko kuuluu näiden yhtiöiden verkko-omaisuuteen.

Merituulivoiman hankekehittäjät vastaavat nyt vain pienestä osasta liittymiskustannuksia. Asiaan on kuitenkin tulossa mahdollisesti muutos. Nykyinen sääntely ei poissulje, että tuulivoimalan omistaja rakentaisi ja omistaisi liittymisjohdon. Jos hankekehittäjä rakentaa liittymisjohdon, se ei ole reguloitua toimintaa.

5.6 Yhteenveto

Kappaleessa tarkasteltiin Ruotsin, Norjan, Tanskan, Alankomaiden ja Saksan kantaverkonhaltijan ja suurjännitteisen jakeluverkonhaltijoiden määritelmiä, sekä verkonhaltijoiden liittämisvastuita. Kaikissa maissa kantaverkonhaltijalle on määritelty laadullisten ominaisuuksien lisäksi myös jänniteraja, joskin jännitetaso on usein päällekkäinen suurjännitteisen alueverkon kanssa. Kantaverkonhaltijan laadullisia kriteerejä ovat mm. valtakunnallinen kattavuus ja sähköverkkojen yhdistäminen naapurimaiden verkkoihin.

Kaikissa maissa verkkoyhtiöille on määritelty omien verkkojen kehittämistä ja vastuu tekniset vaatimukset täyttävän kulutuksen ja tuotannon liittämisestä. Käytännössä, liittyjä vastaa liittymisjohdon kustannuksista, vaikka liittymisjohdon omistajuus vaihtelee maittain. Ruotsissa, Norjassa ja Saksassa alueellisten suurjännitteisten verkkojen vastuulla on suurten kulutuskeskittymien, kuten kaupunkien jakeluverkon liittäminen kantaverkkoon. Myös muut isot kulutuskohteet voivat liittyä alueelliseen suurjännitteiseen jakeluverkkoon.

Merituulivoiman liittämisessä eri maissa on omat käytännöt. Ruotsi, Norja ja Tanska kehittävät mantereen verkkoaan, jotta merituulivoima voi liittyä siihen, mutta liittymisjohto on hakekehittäjän vastuulla. Norjassa tilanne saattaa tosin muuttua merellisen hybridiverkon rakentamisen myötä. Saksassa ja Alankomaissa kantaverkonhaltijat vastaavat merellisen kantaverkon rakentamisesta ja merituulivoiman liittämisestä. Molemmissa maissa on käyty keskustelua, onko tällainen merituulivoiman tukeminen kustannustehokasta tai järkevää.

6 Yhteenveto

Työ- ja elinkeinoministeriö asetti huhtikuussa 2024 työryhmän laatimaan ehdotuksen sähkömarkkinalain (588/2013) uudistamiseksi Petteri Orpon hallituksen ohjelman mukaisesti. Uudistuksen tavoitteena on mahdollistaa lisääntyvän sähköntuotannon ja kasvavien kulutuksen kuormien integroiminen kantaverkkoon ja suurjännitteiseen jakeluverkkoon.

Tämä selvitys toimii edellä kuvatun lainsäädäntöhankkeen taustaselvityksenä. Selvityksen keskeisinä tavoitteina oli:

- Taustoittaa ja kuvata energiamurroksen vuoksi sähköjärjestelmään ennakoituja muutospaineita erityisesti lisääntyvän sähköntuotannon ja teollisuuden kasvavien kuormien näkökulmasta
- Arvioida vaikutuksen työ- ja elinkeinoministeriön esittämille lainsäädännön muutosehdotuksille, joiden tavoitteena on kattaa energiamurroksen aiheuttamat sääntelyn muutostarpeet

Selvitys toteutettiin AFRY Management Consulting Oy:n asiantuntijatyönä, joka perustui sekä julkisiin lähteisiin että toimialan sidosryhmien kanssa käytyihin keskusteluihin. Selvityksen keskiössä oli suurjännitteinen sähkönsiirto, eikä siinä siksi tarkasteltu alle 110 kilovoltin jännitetasolla tapahtuvaa sähkönsiirtoa.

AFRYn laatima skenaariotarkastelu osoitti, että sähkönkulutuksen ja -tuotannon ennakoidaan lisääntyvän voimakkaasti tulevina vuosina, vaikka muutoksen tarkkaa kokoluokkaa on vaikeaa ennustaa. Tuotanto ja kulutus kasvavat kuitenkin voimakkaimmin maantieteellisesti eri alueilla, jolloin niiden yhdistämiseen tullaan tarvitsemaan vahvoja sähkönsiirtoverkkoja.

Lisääntyvän tuotannon ja kulutuksen näkökulmasta, pullonkaulaksi erityisesti tulevaisuudessa muodostunee liittämiskapasiteetin niukkuus tuotannon osalta Pohjanmaalla ja Pohjanmeren rannikolla, ja kulutuksen osalta Etelä-Suomessa ja kasvukeskuksissa. Tuotanto- ja kulutuskohteiden nimellistehon kasvaessa, tarve liittämiskapasiteetin lisäämiselle lisääntyy erityisesti yli 110 kilovoltin verkoissa. Yli 110 kilovoltin sähköverkkoa voi nykysääntelyn puitteissa rakentaa vain kantaverkonhaltija Fingrid.

Selvityksessä arvioitujen työ- ja elinkeinoministeriön lainsäädännön muutosehdotusten yhtenä tavoitteena on mahdollistaa yli 110 kilovoltin sähköverkkojen rakentaminen muille tahoille kuin kantaverkonhaltijalle. Muutosten myötä kantaverkon- ja jakeluverkonhaltijoiden kehittämisvastuiden toivotaan selkeytyvän siten, että kantaverkonhaltija vastaa jatkossa selkeämmin valtakunnallisen sähköverkon kehittämisestä, jakeluverkkojen huolehtiessa alueellisten verkkojensa kehittämisestä. Muutos mahdollistaa uusien kulutus- ja tuotantokohteiden integroimisen sähköjärjestelmään, koska liittyjillä on aiempaa enemmän liittymispisteitä. Muutoksen haasteena on alueellisten jakeluverkkoyhtiöiden tosiasialliset mahdollisuudet investoida 400 kilovoltin suurjännitteiseen jakeluverkkoon ja kustannusten epätasavertainen jakautuminen, erityisesti tilanteissa, jossa alueellisen jakeluverkon sähkökäyttäjät maksavat siirtomaksussaan valtakunnallista tasoa palvelevan tuotannon liityntäverkoista.

7 Lähdeluettelo

Autoriteit Consument & Markt. (2024). *Eigen netwerk of directe lijn beheren*. Noudettu osoitteesta <https://www.acm.nl/nl/energie/elektriciteit-en-gas/netbeheer/eigen-netwerk-directe-lijn/eigen-netwerk-directe-lijn-beheren>

Bundesamt für Justiz. (2024). *Verordnung zur Regelung des Netzanschlusses von Anlagen zur Erzeugung von elektrischer Energie (Kraftwerks-Netzanschlussverordnung - KraftNAV)*. Noudettu osoitteesta <https://www.gesetze-im-internet.de/kraftnav/BJNR118700007.html#BJNR118700007BJNG000100000>

Elinkeinoelämän keskusliitto. (2024). *Investointitiedustelu: kesäkuu 2024*. Noudettu osoitteesta

<https://ek.fi/tavoitteemme/talouspolitiikka/suhdannetiedustelut/investointitiedustelu-kesakuu-2024/>

Energiavirasto. (2022). *Jakeluverkkoyhtiöiden tekniset tunnusluvut*. Noudettu osoitteesta <https://energiavirasto.fi/verkkotoiminnan-julkaisut>.

Energiavirasto. (2023). *Energiaviraston valvontakirje 1793/040201/2023* . Noudettu osoitteesta <https://energiavirasto.fi/documents/11120570/12766832/Valvontakirje+jakeluverkonhaltijan+muun+liiketoiminnan+harjoittamisesta.pdf/f107c32d-d029-93a3-6420-39c6f503247f/Valvontakirje+jakeluverkonhaltijan+muun+liiketoiminnan+harjoittamisesta.pdf?t=1702278615>

Energiavirasto. (2024). *Verkkotoiminnan luvanvaraisuus*. Noudettu osoitteesta <https://energiavirasto.fi/verkkotoiminnan-luvanvaraisuus>

Energimarknadsinspektionen. (2024). *Ansökan om nätkoncession för område*. Noudettu osoitteesta <https://ei.se/bransch/koncessioner/ansokan-om-natkoncession-for-omrade>

Energinet. (2024). *Skal jeres anlæg tilsluttes elnettet på transmissionsniveau?* Noudettu osoitteesta <https://energinet.dk/el/nyt-anlaeg-i-elnettet/#section1>

Euroopan Unioni. (7. 5 2024). Noudettu osoitteesta <https://data.consilium.europa.eu/doc/document/PE-2-2024-INIT/fi/pdf>

Federal ministry for economic affairs and climate action. (2024). *Grids and infrastructure*. Noudettu osoitteesta <https://www.bmwk.de/Redaktion/EN/Artikel/Energy/electricity-grids-of-the-future-01.html>

Fingrid. (1. 6 2023). *Kantaverkon kehittämissuunnitelma 2024 - 2033* . Noudettu osoitteesta https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/kantaverkko/kantaverkon-kehittaminen/fingrid_kehittämissuunnitelma_2024-2033.pdf

Fingrid. (16. 8 2024). *Fingrid selvitti merituulivoiman mahdollisuuksia liittyä kantaverkkoon*. Noudettu osoitteesta <https://www.fingrid.fi/ajankohtaista/tiedotteet/2024/fingrid-selvitti-merituulivoiman-mahdollisuuksia-liitya-kantaverkkoon/>

Fingrid. (16. 8 2024). *Fingrid sähköjärjestelmävisio 2023*. Noudettu osoitteesta https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/tiedotteet/sahkomarkkinat/2023/fingrid_sahkojarjestelmavisio_2023.pdf

Fingrid. (2024). *Helsingin kaapeli*. Noudettu osoitteesta <https://www.fingrid.fi/kantaverkko/rakentaminen/hankkeet/helsingin-kaapeli/>

Fingrid. (14. 6 2024). *Kantaverkkomaksujen uudistusehdotukset, sidosryhmätilaisuus* . Noudettu osoitteesta <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/tiedotteet/ajankohtaista/kantaverkkomaksujen-uudistusehdotukset-sidosryhmatilaisuus-14.6.2024.pdf>

Fingrid. (12. 8 2024). *Liittyminen kantaverkkoon*. Noudettu osoitteesta <https://www.fingrid.fi/kantaverkko/liitynta-kantaverkkoon/#liitettavyys>

- Fingrid. (2024). *Perustelumustio: SML 45 §:n 2 momentin mukaiset ehdot ja sähkö- ja maakaasumarkkinoiden valvontalain 10 §:n 1 momentin mukaiset OL3 järjestelmäsuojaan liittyvät maksujen määräytymisperusteet*. Noudettu osoitteesta <https://www.sttinfo.fi/files/69819787/70132609/77168/fi>
- Hallituksen esitys eduskunnalle. (2013). *Hallituksen esitys eduskunnalle sähkö- ja maakaasumarkkinoita koskevaksi lainsäädännöksi*. Noudettu osoitteesta <https://finlex.fi/fi/esitykset/he/2013/20130020#idm46111191468352>
- Kuntaliitto. (2019). *Väestöennuste 2019-2040: Väestökato on voimakkainta pienissä kunnissa*. Noudettu osoitteesta <https://www.kuntaliitto.fi/ajankohtaista/2019/vaestoennuste-2019-2040-vaestokato-voimakkainta-pienissa-kunnissa>
- Lausuntopalvelu. (2024). *Lausuntopyyntö luonnoksesta hallituksen esitykseksi eduskunnalle sähkömarkkinalain sekä sähköntoimitussopimusten vertailuvälineestä annetun lain muuttamisesta*. Noudettu osoitteesta <https://www.lausuntopalvelu.fi/FI/Proposal/Participation?proposalId=1896a153-13f4-46b8-8200-7826bb0f3d58>
- Lovdata. (2024). *Forskrift om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m.* Noudettu osoitteesta <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/1990-12-07-959?q=energilovforskriften>
- Statnett. (7 2024). *Collaborating for offshore grid solutions in the North Sea*. Noudettu osoitteesta <https://www.statnett.no/en/about-statnett/news-and-press-releases/news-archive-2024/samarbeider-for-a-gode-nettlosninger-i-nordsjoen/>
- Statnett. (2024). *How direct customers clarify new or increased capacity with Statnett*. Noudettu osoitteesta <https://www.statnett.no/en/for-stakeholders-in-the-power-industry/the-grid-connection-process/how-to-get-capacity-for-direct-customers>
- Suomen Tuulivoimayhdistys. (2024). Noudettu osoitteesta <https://tuulivoimayhdistys.fi/tuulivoima-suomessa/sunnittelussa-olevat-hankkeet>
- Suomen Tuulivoimayhdistys. (2024). Noudettu osoitteesta <https://tuulivoimayhdistys.fi/tuulivoima-suomessa/rakenteilla-olevat-hankkeet>
- Suomen Tuulivoimayhdistys. (16. 8 2024). *Tuulivoima Suomessa*. Noudettu osoitteesta https://tuulivoimayhdistys.fi/media/tuulivoima_vuositilastot-1_6_2024.pdf
- Svenska kraftnät. (2024). *Connecting to the grid*. Noudettu osoitteesta <https://www.svk.se/en/stakeholders-portal/electricity-market/connecting-to-the-grid/>
- Sveriges riksdag. (2024). *Ellag 1997:577*. Noudettu osoitteesta https://www.riksdagen.se/sv/dokument-och-lagar/dokument/svensk-forfattningssamling/ellag-1997857_sfs-1997-857/
- Sähkömarkkinalaki 588/2013. (13. 8 2024). *Sähkömarkkinalaki 588/2013*. Noudettu osoitteesta <https://finlex.fi/fi/laki/ajantasa/2013/20130588#O2L6P56>

Tennet. (2024). *Offshore Netherlands*. Noudettu osoitteesta
<https://www.tennet.eu/offshore-netherlands>

Teollisuuden voima. (2024). Noudettu osoitteesta
https://www.tvo.fi/material/sites/tvo/pdf/83c48mkv5/TVO-14237_TVO_Lausunto_FGille_18.4.2024_-_Kuuleminen_Olkiluoto_3_jarjestelmasuojan_ehdoista_ja_maksuista_signed.pdf

Työ- ja elinkeinoministeriö. (4. 5 2024). *Työryhmän asettaminen: Lisääntyvän tuotannon ja kasvavien kulutuksen kuormien integrointia suurjänniteverkkoihin koskevan hallituksen esityksen laatiminen*. Noudettu osoitteesta
https://api.hankeikkuna.fi/asiakirjat/b9987fc2-758c-4295-b99a-66944ee426fb/e8ffbe78-6797-45f9-8a52-4d7f1ae792f8/ASETTAMISPAATOS_20240417032824.PDF

Työ- ja elinkeinoministeriön asetus sähköliiketoimintojen eriyttämisestä. (2019).
Noudettu osoitteesta <https://finlex.fi/fi/laki/alkup/2019/20191305>

Valtioneuvoston kanslia. (ei pvm). *Hiilineutraali Suomi 2035 - kansallinen ilmasto- ja energiastrategia*. Noudettu osoitteesta
https://julkaisut.valtioneuvosto.fi/bitstream/handle/10024/164321/TEM_2022_53.pdf?sequence=1&isAllowed=y