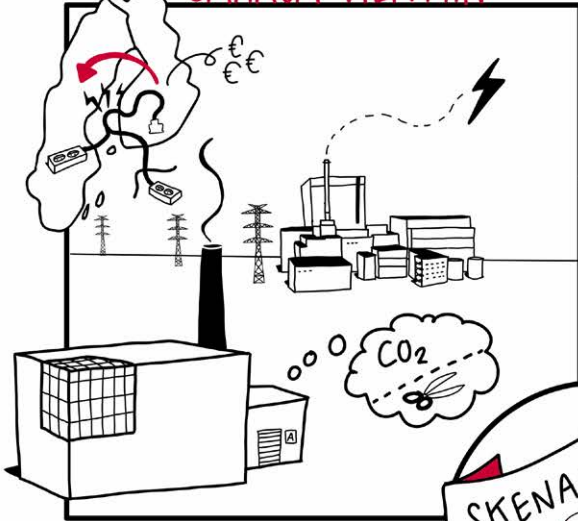
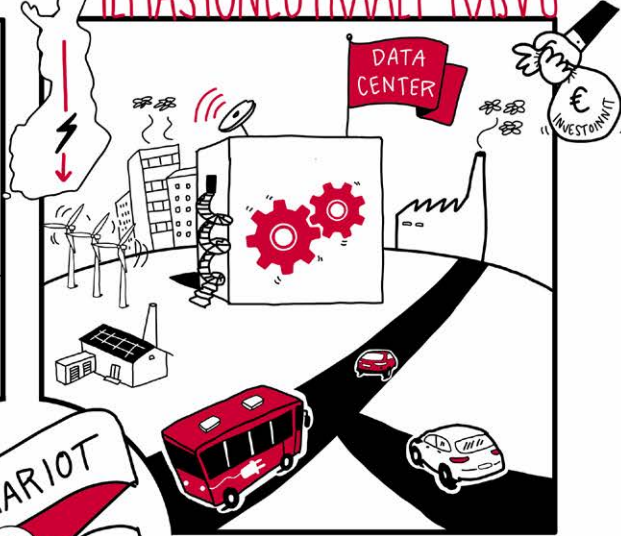


SÄHKÖÄ VIENTIIN



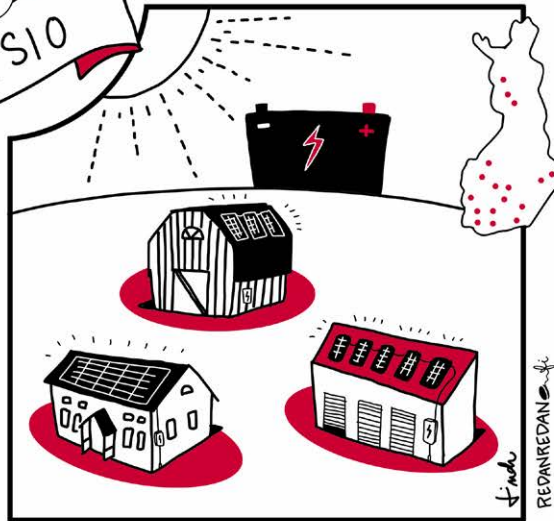
ILMASTONEUTRAALI KASVU



SKENAARIOT & VISIO



MERELLÄ TUULEE



AURINKOA JA AKKUJA

Verkkovisio  
FINGRID

# Sisältö

<b>Tiivistelmä</b> .....	4	3.2.2 Norja .....	35	<b>5. Erilliskysymykset</b> .....	<b>52</b>
<b>1. Johdanto</b> .....	<b>6</b>	3.2.3 Viro .....	36	5.1 Joustot .....	53
1.1 Verkkovisiotyön prosessi .....	7	3.2.4 Venäjä .....	36	5.2 Tehonriittävyysanalyysit .....	55
<b>2. Skenaariot</b> .....	<b>9</b>	3.2.5 Rajasiirtoyhteyksien yhteenveto .....	37	5.3 Järjestelmätekniset näkökulmat .....	57
2.1 Skenaarioiden luominen .....	10	<b>4. Kantaverkon vahvistustarpeet</b> .....	<b>40</b>	5.4 Energian vientipotentiaali pitkällä aikavälillä ..	57
2.2 Sähköä vientiin .....	13	4.1 Verkostolaskentaprosessi .....	41	5.5 Miten Suomi voidaan pitää yhtenäisenä sähkökaupan tarjousalueena? .....	59
2.3 Ilmastoneutraali kasvu .....	16	4.2 Käytettävät teknologiat ja rajaukset .....	41	<b>6. Johtopäätökset</b> .....	<b>61</b>
2.4 Merellä tuulee .....	20	4.3 Vuodelle 2035 tarvittavat päävoimansiirtoverkon vahvistukset .....	42	6.1 Jatkoselvitystarpeet .....	64
2.5 Aurinkoa ja akkuja .....	23	4.4 Skenaariokohtainen tarkastelu: Merellä tuulee .....	45		
2.6 Skenaarioiden yhteenveto .....	26	4.5 Skenaariokohtainen tarkastelu: Ilmastoneutraali kasvu .....	46		
<b>3. Siirtotarpeet</b> .....	<b>28</b>	4.6 Skenaariokohtainen tarkastelu: Aurinkoa ja akkuja .....	47		
3.1 Suomen sisäiset pääsiirtoleikkaukset .....	29	4.7 Skenaariokohtainen tarkastelu: Sähköä vientiin .....	48		
3.1.1 Keski-Suomen poikkileikkauksen (P1) siirtotarpeet .....	30	4.8 Kantaverkon vahvistaminen vuoden 2035 jälkeen .....	49		
3.1.2 Kemi-Oulujoen poikkileikkauksen (P0) siirtotarpeet .....	32	4.9 Investointikustannukset .....	50		
3.2 Rajasiirtoyhteydet .....	34				
3.2.1 Ruotsi .....	34				

# Paluu tulevaisuuteen

Kantaverkon suunnittelu on pitkäjänteistä työtä, jossa korostuu tarve hahmottaa pitkän aikavälin tarpeita. 400 kV voimajohdon toteutukseen kuluu luvituksiin lähemmäs kymmenen vuotta. Kun siirtoinfra kerran rakennetaan, se seisoo paikallaan useita kymmeniä, jopa lähemmäs sata vuotta. On siis tärkeää, että se vastaa mahdollisimman hyvin pitkän aikavälin tarpeisiin ja palvelee myös tulevia sukupolvia.

Tulevien investointitarpeiden määrittämiseksi Fingrid tekee säännöllisin väliajoin ns. verkkovisioita. Aikaisin muistamani visio tehtiin vuonna 2007 koskien vuotta 2030. Sen jälkeen visiota on päivitetty muutaman vuoden välein ja siirretty tähtäintä eteenpäin – lienemme nyt osassa 5 ja tarkastelemme vuosia 2035 ja 2045. Mikä on sitten muuttunut visioita tehdessä? Ensinnäkin visio oli aluksi paras arvaus tulevaisuudesta, kun se nykyään on joukko erilaisia skenaarioita. Toiseksi sähkön tuotantorakenteen muutosta ei osattu aiemmin riittävästi ennustaa, eikä sähkön kulutuksenkaan nähty enää merkittävästi kasvavan. Etenkin sähkön tuotanto- ja kulutusrakenteen muutos on alkanut ilmastotavoitteiden kautta toden teolla konkretisoitua vasta viime vuosina. Ja kolmanneksi, tämä työ on nyt ensimmäistä kertaa avattu sidosryhmiemme kommentoitavaksi, eli teille tämä tuntuu vasta osalta yksi. Väliäpä tuolla – otsikon mukaiseen elokuvasarjaan viitaten tarina on aina yhtä mukaansatempaava vaikka kyytiin hyppäisi missä vaiheessa tahansa.

Parhaillaan etenkin tuulivoiman raju kasvu haastaa kantaverkon suunnittelua. Miksei sitten vain suunnitella verkkoa, johon mahtuu paljon tuulivoimaa? Tuulivoimahankkeita on vireillä valtava määrä ja on hyvin vaikea ennustaa, mitkä niistä oikeasti etenevät tuotantoon saakka ja missä siis tarvitaan verkkovahvistuksia. Toisaalta on muistettava, että tuulivoimakin syntyy markkinaehtoisesti, jolloin sen kasvu edellyttää myös kulutuksen merkittävää kasvua. Tulisi siis

ennustaa myös kulutuksen tuleva rakenne ja merkittävien kulutuskohteiden sijainti. Luomalla erilaisia skenaarioita pyritään tunnistamaan erilaisia vaihtoehtoisia tulevaisuuskuvia ja näihin parhaiten sopivia kantaverkkovahvistuksia, joita voidaan ennakoitua alkaa valmistella. Jos odottaisimme ensin, millainen tulevaisuus toteutuu, olisimme todennäköisesti jo auttamatta myöhässä verkkoa rakentaessamme.

Koska sähkön tuotanto ja kulutus syntyy markkinaehtoisesti, on Fingridille tärkeää olla yhteydessä markkinaosapuoliin ja kuulostella heidän näkemyksiään tulevaisuudesta. Olisi ikävä kuulla verkkosuunnitelmien valmistuttua, etteivät uuteen sähkön tuotantoon ja kulutukseen investoivat osapuolet jaa näkemyksiämme tulevaisuudesta. Siksi olemme tällä kertaa avanneet verkkovisioprosessiamme myös sidosryhmillemme. Kiitämme saamistamme kommentteista ja toivomme aktiivista keskustelua myös nyt julkaistavista visiotyöme tuloksista. Tässä yhteydessä pitää kuitenkin muistuttaa, että skenaariomme eivät yritä olla parhaita arvauksia tulevasta, vaan niissä on pyritty jossain määrin korostamaan ilmiöitä, jotka haastavat kantaverkon riittävyttä eri tavoin. Uskomme kuitenkin, että työstä on samalla hyötyä myös sidosryhmillemme. Onhan energijärjestelmän murros yhteinen haaste, jota pelkkä kantaverkon vahvistaminen ei tule yksin ratkaisemaan.

## Jussi Jyrinsalo

Johtaja, kantaverkkopalvelut ja suunnittelu



# Tiivistelmä

Fingridin verkkovisiotyön tarkoituksena on luoda näkemys kantaverkon kehittämistarpeista ja ratkaisuksista pitkällä aikavälillä perustuen sähkön tuotanto- ja kulusrakennetta kuvaaviin skenaarioihin. Eurooppa ja sen mukana myös Suomi ovat keskellä energiamurrosta, joka avaa mahdollisuuksia monenlaisille kehityspoluille. Verkkovision tarkasteluvuodet valittiin vuodet 2035 ja 2045. Tämä mahdollistaa suunnittelun kannalta tarpeeksi pitkälle katsovan visiotyön. Verkon kehittämistarpeiden analyysin pääpaino on vuodessa 2035, joka on erityisen kiinnostava tarkasteluvuosi, sillä Suomen hiilineutraaliustavoite on asetettu kyseiselle vuodelle.

Verkkovisio arvioi kantaverkon vahvistustarpeita neljän tulevaisuusskenaarion avulla. Fingrid pyysi skenaarioihin asiakkailtaan ja sidosryhmiltään palautetta niiden valmisteluvaiheessa elo-syyskuussa 2020. Skenaarioissa merkittävimpiä muuttujia ovat teollisuuden, lämmityksen ja liikenteen sähkönkulutus, maa- ja merituulivoiman tuotanto ja sijoittuminen, hajautetun aurinkovoiman määrä, tuotannosta ja kulutuksesta saatava jousto sekä ydinvoimalaitosten tulevaisuus.

Verkkovisio osoittaa, että Suomen vuodelle 2035 asetettu hiilineutraaliustavoite voidaan saavuttaa kantaverkon näkökulmasta. Tavoitteen mahdollistaminen edellyttää merkittäviä, noin kolmen miljardin euron investointeja kantaverkkoon seuraavan 15 vuoden aikana. Fingrid on jo päivittänyt tältä pohjalta investointisuunnitelmansa ja olettaa kantaverkkoon investoitavan seuraavan kymmenen vuoden aikana noin kaksi miljardia euroa. Mikäli Suomeen syntyy merkittävästi uutta sähköintensiivistä teollisuutta tai Suomesta tulee sähkön ja sähköstä tuotettujen polttoaineiden viejä, kantaverkkoinvestointeja tarvitaan todennäköisesti edellä esitettyä enemmän. Luvuissa ei myöskään ole huomioitu merituulivoiman liittämiskustannuksia, jotka nykytilanteessa eivät kuulu kantaverkkoyhtiön vastuulle.

Kaikissa tarkastelluissa skenaarioissa sähkön siirtotarve pohjoisesta Suomesta etelään kasvaa merkittävästi. Kantaverkon pääsiirtoleikkausten eli Keski-Suomen

poikkileikkauksen sekä Kemi-Oulujoen poikkileikkauksen siirtokapasiteetti on moninkertaistettava, jotta Suomi voidaan säilyttää yhtenäisenä sähkökaupan tarjousalueena ja mahdollistaa sama sähkön markkinahinta koko maassa.

Visiotyössä ilmeni tarve uusille siirtoyhteyksille Ruotsiin ja Viroon vuoteen 2035 mennessä. Yhteyksien markkinahyödyt riippuvat Itämeren alueen sähkömarkkinoiden ja alueen muiden siirtoyhteyksien kehittymisestä. Fingrid jatkaa uusien Ruotsin ja Viron siirtoyhteyksien tarkempaa analysointia osana kansainvälistä verkkosuunnitteluyhteistyötä.

Tarvittavat investoinnit kantaverkon 400 kV voimajohtoihin varaudutaan toteuttamaan vaiheittain. Seuraavan kymmenen vuoden aikana tarvittavia investointeja Fingrid tulee käsittelemään tarkemmin kesällä julkaistavassa kantaverkon kehittämissuunnitelmassa. Johtoinvestointien lisäksi Fingrid varautuu hyödyntämään uusia ratkaisuja, kuten säätyviä loistehon kompensattoreita, voimajohtojen sääriippuvan kuormitettavuuden hyödyntämistä ja sijaintiin perustuvia joustomarkkinoita.

Osana verkkovisiotyötä tutkittiin nykyisessä kantaverkossa voimajohtojen risteämien välttämiseksi tehtyjä ratkaisuja. Näitä muuttamalla olisi osassa tapauksista mahdollista kasvattaa kantaverkon siirtokapasiteettia kustannustehokkaasti. Fingrid selvittää tätä kysymystä tarkemmin vuoden 2021 aikana.

Mikäli Suomen sähköntuotanto ja -käyttö nousee tulevaisuudessa erittäin voimakkaasti esimerkiksi energian viennin seurauksena, Fingridin perinteisesti kantaverkossa käyttämät tekniset ratkaisut eivät välttämättä riitä vastaamaan sähkönsiirtotarpeisiin. Verkkovisiotyön seurauksena Fingrid käynnistää konseptiselvityksiä mahdollisista uusista tulevaisuuden ratkaisuista. Lisäselvitettäviä ratkaisuvaihtoehtoja ovat esimerkiksi nykyistä korkeamman 750 kilovoltin jännitetason, 400 kV kaksoisvirtapiirien, uusien johdintyyppien sekä Suomen sisäisten tasasähköyhteyksien käyttö.

# 1. Johdanto

Fingridin verkkovision tavoitteena on luoda näkemys kantaverkon päävoimansiirtoverkon ( $\geq 220$  kV) kehittämistarpeista ja ratkaisuksista pitkällä aikavälillä. Eurooppa ja sen mukana myös Suomi ovat keskellä energiamurrosta, joka avaa mahdollisuuksia monenlaisille kehityspoluille. Kantaverkon suunnittelussa tulee ennakoita tulevaisuuden muutoksia jo hyvissä ajoin ennen niiden toteutumista. Näin voidaan toteuttaa kustannustehokkaasti tulevaisuudessa vaadittavat verkkoinvestoinnit sekä sähköjärjestelmän luotettava toiminta yhteisten sähkömarkkinoiden alustana myös toimintaympäristön muuttuessa. Verkkovisio kasvattaa ymmärrystä tulevaisuuden sähköjärjestelmästä ja sen haasteista sekä siitä, mihin verkon suunnittelussa tulee varautua tulevaisuudessa. Lisäksi verkkovisiossa tunnistetut verkonvahvistustarpeet antavat hyvän lähtökohdan myös kantaverkon kehittämis- ja investointisuunnitelman päivittämiseen.

Verkkovision tarkasteluvuosiksi on valittu vuodet 2035 ja 2045, jotta mahdollistetaan kantaverkon suunnittelun kannalta tarpeeksi pitkälle katsova visiotyö. Pääpaino verkkoratkaisujen tutkimisessa on vuodessa 2035 ja verkkovisiotyössä on tunnistettu siihen mennessä tarvittavat verkonvahvistustarpeet. Vuosi 2035 on erityisen kiinnostava tarkasteluvuosi, sillä Suomen hiilineutraalivastavoite on asetettu kyseiselle vuodelle. Vuotta 2045 tarkastellaan mahdollisten sähköntuotannon ja -kulutuksen kehityskulkujen kautta.

Tämä dokumentti esittelee verkkovisiotyön prosessin skenaarioiden rakennuksesta verkkovision luomiseen. Johdantoluvussa käsitellään verkkovisiotyön prosessia ja sen suhdetta Fingridin verkonsuunnittelutyöhön. Toisessa luvussa esitellään verkkovisiotyössä käytetyt oletukset toimintaympäristön mahdollisista muutoksista neljän eri skenaarion avulla. Kolmannessa luvussa esitellään skenaarioissa tehtyjen markkinasimulointien tuloksena löydetty skenaariokohtaiset sisäiset siirtotarpeet Suomessa. Lisäksi luvussa käsitellään skenaarioista aiheutuvia rajasiirtotarpeita ja eri rajajohtojen alustavia kannattavuusarvioita. Luvussa neljä esitellään kunkin skenaarion siirtotarpeiden pohjalta tunnistetut verkonvahvistustarpeet sekä näiden pohjalta laadittu visio tarpeellisimmista

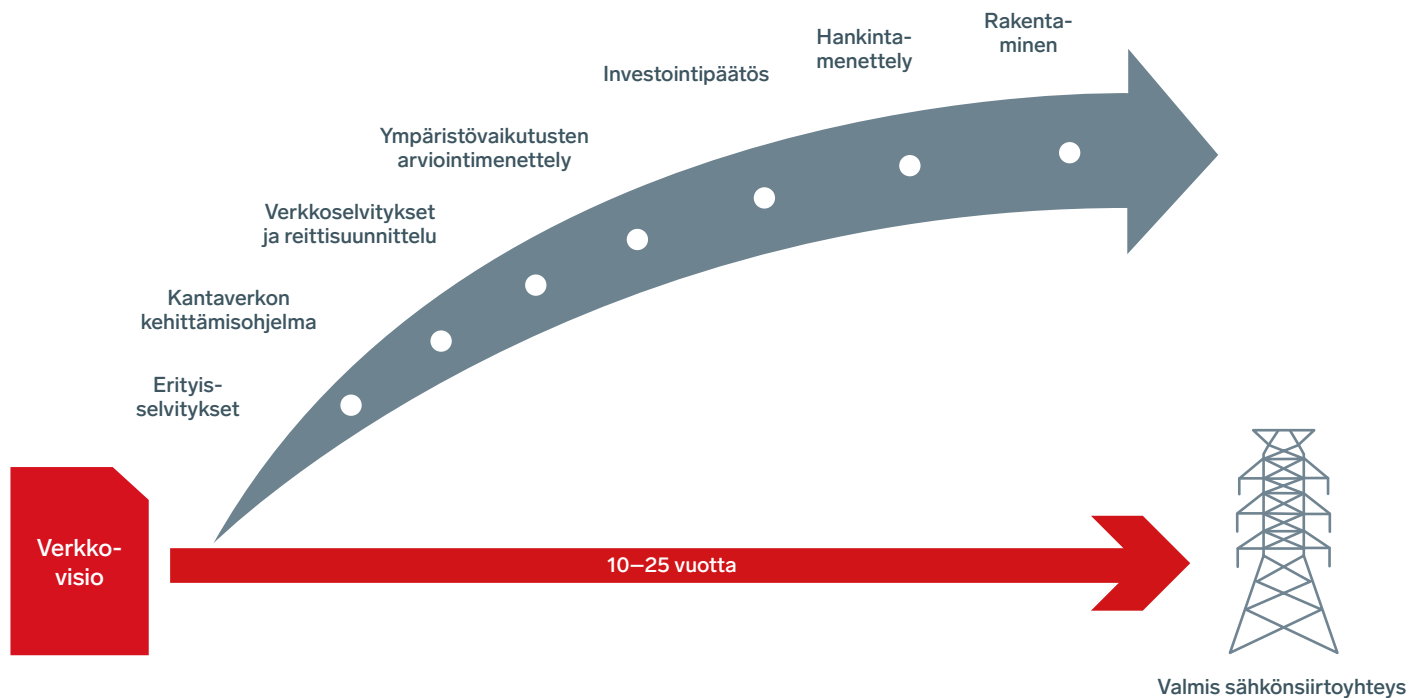
vuoteen 2035 mennessä toteutettavissa olevista verkkoratkaisuista. Luvussa viisi käsitellään verkkovisiotyön aikana esiinnousseita erityiskysymyksiä.

## 1.1 Verkkovisiotyön prosessi

Verkkovisio on yksi osa Fingridin verkonsuunnittelutyötä. Verkkovision tarkoituksena ei ole esittää yksityiskohtaista investointisuunnitelmaa, koska siinä tarkastellaan vaikeasti ennustettavia pitkän aikavälin muutoksia. Sen sijaan visiotyön tuloksena saadaan näkemys mitkä ovat nykyisen investointisuunnitelman jälkeen tulevat seuraavat tarkasteltavat päävoimansiirtoverkon vahvistukset. Lisäksi syntyy joukko valmiiksi pohdittuja vaihtoehtoisia ratkaisuja eri tulevaisuuksien kehityspolkujen varalle. Verkkovisiotyötä hyödynnetään joka toinen vuosi laadittavassa kantaverkon kehittämissuunnitelmassa.

Kuvassa 1 esitetään pääpiirteittäin Fingridin verkonsuunnittelun prosessi Suomen sisäisille yhteyksille. Ennen investointipäätöstä tunnistetuille voimajohto- ja verkkoratkaisuille tehdään yksityiskohtaisia verkkoselvityksiä sekä reitit-suunnittelu. Tämän jälkeen toteutetaan ympäristövaikutusten arviointimenettely. Investointipäätöksen jälkeen aloitetaan hankintamenettely ja rakentaminen. Rajayhteyksiin liittyvä verkonsuunnitteluprosessi eroaa osittain yllä esitetystä, sillä verkonsuunnittelua tehdään yhdessä rajanaapureiden kantaverkkoyhtiöiden kanssa sekä yhteiseurooppalaisesti eurooppalaisten kantaverkkoyhtiöiden yhteistyöorganisaation ENTSO-E:n kautta.

Kokonaisuudessaan prosessi visiosta valmiiksi voimajohdoksi kestää 10–25 vuotta. Osa visiotyössä tunnistetuista ratkaisuksista jää myös toteutumatta, mikäli myöhemmin todetaan, ettei niille ole tarvetta. Suunniteltujen verkkovahvistushankkeiden toteutustapa ja aikataulu täsmentyvät vasta investointipäätösten yhteydessä. Suunnitelmien on oltava tätä ennen joustavia, sillä toimintaympäristö muuttuu jatkuvasti. Suunnitelmiin vaikuttavat monet tekijät, kuten nykyisten ja uusien asiakkaiden tarpeet sekä muutokset sähkömarkkinoilla ja regulaatiossa.



**Kuva 1 Fingridin verkonsuunnittelun prosessi.**

Verkkovisiotyö, kuten myös muu Fingridin pitkän aikavälin verkonsuunnittelutyö, voidaan yksinkertaistaa seuraavasti. Ensin tunnistetaan erilaiset toimintaympäristön muutokset. Tämän pohjalta rakennetaan soveltuvat skenaariot, joissa Suomen sähköntuotanto ja -kulutus voidaan esittää numeroin. Seuraavassa vaiheessa skenaarioiden pohjalta tehdään sähkömarkkinasimulointeja, joiden perusteella voidaan vielä tarkentaa skenaarioiden lähtötietoja. Simulointitulok-

sista saadaan esimerkiksi selville, millaiset tuotanto-, kulutus- ja siirtotilanteet verkon tulee mahdollistaa eri skenaarioissa. Lisäksi saadaan tietoa sähköntuotannon riittävydestä. Viimeisenä vaiheena verkostolaskentatyökaluilla tarkastellaan yksityiskohtaisesti, millaisia verkkoratkaisuja tarvitaan, jotta tulevaisuuden kantaverkko kykenee vastaamaan simuloituihin siirtotarpeisiin.



## **2. Skenaariot**

## 2.1 Skenaarioiden luominen

Verkkovisiossa kantaverkon verkkovahvistusten tarvetta arvioidaan erilaisissa skenaarioissa. Skenaariot edustavat sähkön kulutuksen ja tuotannon mahdollisia kehityskulkuja, joihin kantaverkon suunnittelussa tulee varautua. Skenaarioissa merkittävimpiä muuttujia ovat teollisuuden, lämmityksen ja liikenteen sähkönkulutus ja niiden alueellinen jakautuminen, maa- ja merituulivoiman tuotanto ja sijoittuminen, hajautetun aurinkovoiman määrä, tuotannosta ja kulutuksesta saatava jousto sekä erilaiset mahdolliset yhdistelmät uuden ydinvoiman rakentumisesta sekä nykyisten ydinvoimaloiden käytön jatkamisesta. Näitä ja muita muuttujia johdonmukaisesti yhdistämällä on verkkovisiota varten luotu neljä erilaista skenaariota, joista jokaisen on tarkoitus luoda kantaverkolle omanlaisensa kehittämistarpeet.

Verkkovisiotyössä on tavoitteena tunnistaa tulevaisuudessa tarvittavia kantaverkkoratkaisuja. Tärkeää on tunnistaa erityisesti ratkaisuja, jotka palvelevat useampaa tai kaikkia neljää skenaariota. Kehityskulkuja on sisällytetty skenaarioihin siten, että ne eivät kumoa toistensa vaikutuksia verkon kehittämisen näkökulmasta, vaan jokaisessa skenaariossa olisi verkon kehittämisen kannalta haastavia elementtejä, kuten suuri sähkön nettovienti/-tuonti tai suuret maansisäiset siirtotarpeet. Skenaariot eivät ole ennusteita tulevaisuudesta, eivätkä ne pyri kertomaan, millainen tulevaisuus olisi Fingridin näkökulmasta toivotuin. Skenaariotarkastelussa kaikki neljä skenaariota ovat keskenään samanarvoisia.

Fingrid on luonut skenaariot Suomen osalta itsenäisesti. Keväällä 2020 julkaistut vähähiilitiekartat ovat olleet keskeinen lähtötieto etenkin sähkön kulutuksen kehityksen osalta. Vähähiilitiekartoissa hahmoteltujen sähköistämispolkujen lisäksi osaan skenaarioista on sisällytetty muutakin sähkön kulutuksen

kasvua, esimerkiksi suurempia määriä Suomeen sijoittuvaa Power-to-X-tuotantoa. Sähkön tuotannon osalta skenaarioissa on varioitu oletuksia eri sähkön-tuotantomuotojen rakentamismahdollisuuksista sekä kannattavuudesta. Näiden pohjalta on laadittu kuhunkin skenaarioon sopiva tuotantorakenne.

Skenaarioita varten Fingrid on pyytänyt palautetta sidosryhmiltä sekä asiakkailta. Sidoryhmien ja asiakkaiden näkemystä kerättiin syksyllä 2020 skenaarioiden luonnosversion kommentoinnin muodossa. Skenaarioluonnokset keräsivät runsaasti palautetta, joka auttoi verkkovisioon päätyneiden skenaarioiden hiomisessa. Yhteenvedon Fingridin saamasta skenaariopalautteesta voi lukea [täältä](#).

Muiden maiden osalta on hyödynnetty soveltuvin osin ENTSO-E:n ja ENTSG:n Ten Year Network Development Plan (TYNDP)<sup>1</sup> työssä tehtyjä yhteiseurooppalaisia skenaarioita ja Itämeren alueen kantaverkkoyhtiöiltä saatuja tarkempia tietoja. Näitä on skenaarioissa muokattu siten, että oletukset muulle Euroopalle ovat johdonmukaisia Fingridin Suomelle luomien skenaarioiden oletusten kanssa. Etenkin olennaisimpia Suomeen vaikuttavia lähialueiden kehityskulkuja, esimerkiksi Ruotsin ydinvoimaa, on erikseen varioitu skenaarioissa.

Tarkasteltavat neljä skenaariota ovat nimeltään Sähköä vientiin, Ilmastoneutraali kasvu, Merellä tuulee sekä Aurinkoa ja akkuja. Kuvassa 2 on esitetty lyhyet kuvaukset kustakin skenaariosta. Taulukossa 1 on vertailtu skenaarioita niiden merkittävimpien muuttujien suhteen. Kukin skenaario esitellään tarkemmin luvuissa 2.2–2.5. Luvussa 2.6 on yhteenveto, jossa esitettyjä skenaarioita vertaillaan keskenään.

<sup>1</sup> Lisätietoa ENTSO-E:n ja ENTSG:n TYNDP prosessista sekä skenaarioista

## Kuva 2 Verkko- ja energiaskenaariot



### Sähköä vientiin

- Hieman jäljessä Suomen hiilineutraaliustavoitteesta
- Fossiilisia polttoaineita korvataan sähköllä ja sähköstä tehdyillä polttoaineilla, mutta hitaammin kuin muissa skenaarioissa
- Maatuloivoima ja ydinvoima hallitsevat tuotantomuodot, yhteistuotanto pääosin säilyy
- Sähkön vienti vetää sähkön tuotannon kasvua



### Ilmastoneutraali kasvu

- Suomen hiilineutraaliustavoitteet saavutetaan
- Fossiilisia polttoaineita korvataan sähköllä ja sähköstä tehdyillä polttoaineilla
- Merkittävästi uutta sähkö-intensiivistä teollisuustuotantoa Suomessa
- Paljon maatuloivoimaa ja maksimaalinen pohjois-etelä-suuntainen sähkönsiirto



### Merellä tuulee

- Suomen hiilineutraaliustavoitteet saavutetaan
- Fossiilisia polttoaineita korvataan sähköllä ja sähköstä tehdyillä polttoaineilla
- Merkittävästi uutta sähkö-intensiivistä teollisuustuotantoa Suomessa
- Paljon merituloivoimaa
- Sähkön tuotanto painottuu entistä vahvemmin länsirannikolle



### Aurinkoa ja akkuja

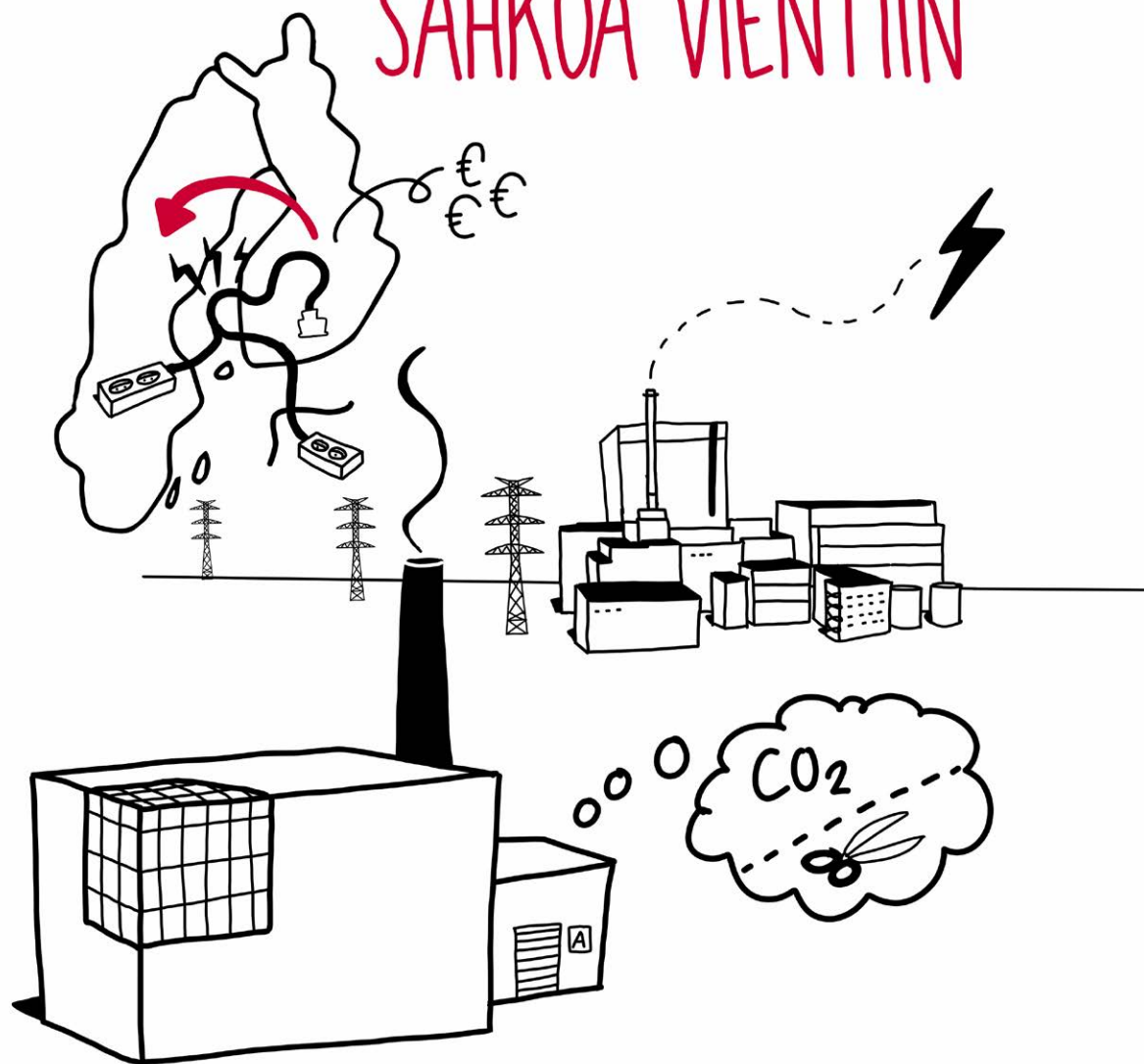
- Suomen hiilineutraaliustavoitteet saavutetaan
- Fossiilisia polttoaineita korvataan sähköllä ja sähköstä tehdyillä polttoaineilla
- Runsaasti jakeluverkkoihin liittyntä hajautettua aurinkosähköä ja akkuvarastoja
- Niukasti perinteistä tuotantoa, vähäinen inertia
- Vuositasolla Suomi säilyy sähkön nettotuojana

**Taulukko 1** Skenaarioiden merkittävimpien muuttujien vertailu.

Skenaarioiden merkittävimmät muuttujat	Sähköä vientiin	Ilmastoneutraali kasvu	Merellä tuulee	Aurinkoa ja akkuja
Vesivoima	≈	≈	≈	≈
Maatuulivoima	++	+++	+	+
Merituulivoima	+	++	+++	+
Aurinkovoima ja energian varastointi	+	+	+	+++
Ydinvoima	+	≈	+	-
Muu lämpövoima	-	--	--	-
Sähkön kulutus	+	+++	+++	+
Käytettävissä oleva kulutusjousto	+	+++	+++	++
Sähkön viennin ja tuonnin tasapaino vuositasolla	Vientiä	Tasapainoinen	Tasapainoinen	Tuontia

Taulukossa vertaillaan merkittävämpien muuttujien eroavaisuuksia skenaarioiden välillä. Taulukon muuttujat eivät ole toisiaan vasten vertailukelpoisia. Tarkemmat luvut muuttujien eroista skenaarioiden välillä on kuvattu luvussa "Skenaarioiden yhteenveto". Taulukossa käytetyt symbolit merkitsevät: ≈ ei merkittävää muutosta, + kasvaa, - vähenee.

# SÄHKÖÄ VIENTIIN



---

Sähköä vientiin -skenaariossa EU:n päästökehitys on linjassa Euroopan komission esittämän European Green Dealin tavoitteen kanssa (vähintään 55 prosentin päästövähennys vuoteen 2030 mennessä verrattuna vuoden 1990 tasoon ja ilmastoneutraalius 2050 mennessä)<sup>2</sup>. Suomi ei kuitenkaan saavuta täysin vuodelle 2035 asetettua hiilineutraaliustavoitetta. Fossiilisia polttoaineita korvataan sähköllä ja sähköstä tehdyillä polttoaineilla liikenteessä, lämmityksessä ja teollisuudessa, mutta vauhti on muita skenaarioita hieman maltillisempaa.

---

<sup>2</sup> [https://ec.europa.eu/clima/policies/eu-climate-action/2030\\_ctp\\_en](https://ec.europa.eu/clima/policies/eu-climate-action/2030_ctp_en)

Verkkorakenteen kannalta tässä skenaariossa on kuvattu tulevaisuus, jossa Suomi on sähkön nettoviejä. Sähköä vientiin on skenaario, jossa Suomen kulutus kasvaa selvästi nykytasosta, mutta jää kuitenkin muita skenaarioita pienemmäksi. Suomen oman sähkönkulutuksen kattamisen lisäksi Suomeen rakentuu huomattava määrä yhteiseurooppalaisilla sähkömarkkinoilla kilpailukykyistä maatuulivoimaa hyvien tuuliolosuhteiden ja rakentamisedellytysten myötä.

**Taulukko 2 Sähkön kulutus Sähköä vientiin -skenaariossa.**

Sähkön kulutus Sähköä vientiin -skenaariossa (TWh)	2018	Muutos		Muutos	
		2018–2035	2035	2035–2045	2045
Teollisuus	42	+15	57	+10	67
Lämmitys	17	+3	20	+1	21
Liikenne	1	+3	4	+3	7
Muu kulutus ja häviöt	28	-5	24	-3	21
<b>Yhteensä</b>	<b>87</b>	<b>+17</b>	<b>105</b>	<b>+11</b>	<b>116</b>

Sähköä vientiin -skenaariossa sähkönkulutus on kuvattu taulukossa 2. Sähkön kulutus kasvaa teollisuudessa, liikenteessä sekä lämmityksessä. Rakennusten fossiilista erillislämmitystä korvataan pääasiassa sähköllä ja myös muissa lämmitysmuodoissa siirrytään osittain sähköisiin ratkaisuihin. Lämmitysratkaisuissa oletetaan, että rakennusten energiatehokkuus nousee, mikä osaltaan pienentää sähkön kulutuksen kasvua. Sähkön käyttö henkilöliikenteessä kasvaa maltillisesti.

Teollisuuden sähkönkulutus kasvaa nykyisen teollisuuden sähköistymisen yhteydessä, mutta teollisuuden vähähiilitiekartoissa kaavailtu sähkönkulutuksen kasvu on hitaampaa kuin muissa skenaarioissa<sup>3</sup>. Lisäksi Suomeen ei kohdistu

merkittävästi uusia sähköntensiivisten toimialojen investointeja. Kulutuksen jousto lisääntyy pääasiassa sähköautojen älykkäästä latauksesta saatavan jouston myötä.

**Taulukko 3 Sähkön tuotantokapasiteetti ja tuotanto Sähköä vientiin -skenaariossa.**

Sähkön tuotantokapasiteetit Sähköä vientiin -skenaariossa (GW)	2018	2035	2045
Vesivoima	3	3	3
Maatuulivoima	2	15	20
Merituulivoima	0	1	2
Aurinkovoima	0	3	5
Ydinvoima	2,8	5,6	5,6
Muu lämpövoima	8	6	5

Sähkön tuotanto Sähköä vientiin -skenaariossa (TWh)	2018	2035	2045
Vesivoima	13	14	14
Maatuulivoima	6	52	72
Merituulivoima	0	5	11
Aurinkovoima	0	2	4
Ydinvoima	22	42	41
Muu lämpövoima	27	12	10
<b>Tuotanto yhteensä</b>	<b>67</b>	<b>127</b>	<b>152</b>
<b>Kulutus</b>	<b>87</b>	<b>105</b>	<b>116</b>
<b>Suomen sähkötase</b>	<b>-20</b>	<b>+22</b>	<b>+36</b>

<sup>3</sup> Sähköä vientiin skenaariossa metalliteollisuuden osalta kulutuksen kasvu pohjautuu teknologiateollisuuden tiekartan skenaarioon "Nopeutettu teknologinen kehitys" ja kemianteollisuuden osalta kemianteollisuuden tiekartan (scope 1 ja scope 2) skenaarioon "fast".

Sähköä vientiin -skenaarion sähkön tuotantokapasiteetti sekä tuotanto on kuvattu taulukossa 3. Sähkön ja kaukolämmön yhteistuotantolaitoksissa korvataan fossiilisia polttoaineita biopolttoaineilla, jolloin suurten yhteistuotantolaitosten sähköntuotanto laskee hitaammin kuin muissa skenaarioissa. Ydinvoiman tuotanto kasvaa Olkiluoto 3 ja Hanhikivi 1 -yksiköiden myötä. Lisäksi Loviisan ja Olkiluodon vanhojen yksiköiden käyttöikä oletetaan pidennettäväksi siten, että Loviisan sekä Olkiluodon vanhat yksiköt ovat käytössä vielä vuonna 2045. Vesivoiman oletetaan säilyvän nykytasolla.

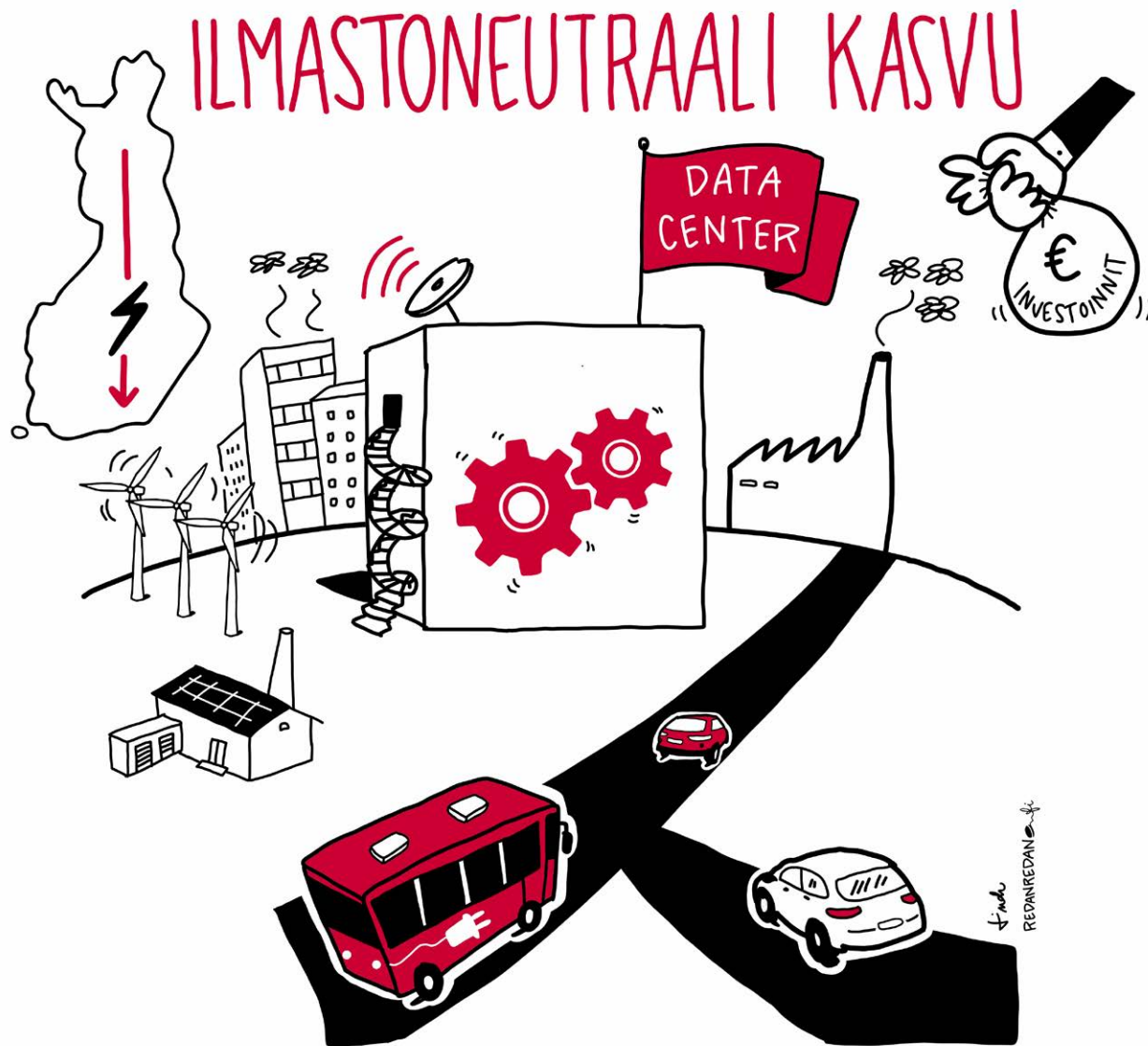
Skenaariossa maatuulivoiman kapasiteetti kasvaa vuoteen 2035 saakka noin 1 000 megawatin vuosivauhtia, minkä jälkeen kasvu hidastuu. Merituulivoimakapasiteettia syntyy Suomen merialueille noin 1 000 megawattia vuoteen 2035 mennessä ja noin 2 000 megawattia vuoteen 2045 mennessä, mutta merkittävässä määrin merituulivoima ei tässä skenaariossa Suomen oloissa muodostu kustannuksiltaan maatuulivoimaa edullisemmaksi.

### **Ympäröivä maailma**

Kyseisessä skenaariossa oletetaan, että EU:n European Green Dealin mukaiset päästövähennystavoitteet toteutuvat. Fossiilisten polttoaineiden korvautuminen sähköllä muualla Euroopassa mahdollistaa Suomen puhdasta sähkönvientiä. Ruotsissa ydinvoimasta luovutaan 2045 mennessä. Suomen ja Venäjän välinen Viipurin tasasähkölinkki uusitaan, ja kokonaiskapasiteetti 1 300 megawattia on käytettävissä sekä vientiin että tuontiin vuosina 2035 ja 2045. Tässä skenaariossa lähtötietona on käytetty soveltuvin osin muiden maiden osalta TYNDP:n skenaarioita ”Global Ambition” ja ”Distributed Energy”.

### **Miten skenaario haastaa verkon kehittämisen?**

Skenaariossa varaudutaan Suomen muuttumiseen sähkön vientimaaksi, jolloin erityisesti viennin vaatimat verkkoinvestoinnit tulevat skenaariossa esille. Koska sähkön vienti tapahtuu pääosin Etelä-Suomesta lähtevillä yhteyksillä, haastaa skenaario myös Suomen pohjois-eteläsuuntaista siirtoa.



---

Ilmastoneutraali kasvu -skenaariossa Suomen hiilineutraaliustavoitteet toteutuvat erityisesti teollisuusprosessien, lämmityksen ja liikenteen sähköistymisen sekä puhtaan sähkön tuotannon kasvamisen ansiosta. Suomi on erittäin houkutteleva sijoituspaikka sähköä tarvitsevien teollisuusalojen uusille investoinneille, minkä johdosta sähkön kulutus kasvaa voimakkaammin kuin muissa skenaarioissa. Suomen omien ilmastotavoitteiden ohella kasvava energian vienti, esimerkiksi vedyn ja polttoaineiden muodossa, kasvattaa Suomen sähkönkulutusta.

---



Kantaverkon näkökulmasta tässä skenaariossa on skenaarioista suurin pohjois-eteläsuuntainen siirto. Tuulivoimasta valtaosa on Keski-Suomen poikkileikkauksen pohjoispuolella. Kulutuksesta vastaavasti suurin osa on leikkauksen eteläpuolella. Toisaalta tuulivoimaa rakennetaan myös Itä-Suomeen sekä jossain määrin myös merelle.

#### Taulukko 4 Sähkön kulutus Ilmastoneutraali kasvu -skenaariossa.

Sähkön kulutus Ilmastoneutraali kasvu -skenaariossa (TWh)	Muutos		Muutos		
	2018	2018–2035	2035	2035–2045	2045
Teollisuus	42	+44	86	+72	158
Lämmitys	17	+9	26	-1	25
Liikenne	1	+4	5	+6	11
Muu kulutus ja häviöt	28	-1	28	0	28
<b>Yhteensä</b>	<b>87</b>	<b>+57</b>	<b>145</b>	<b>+77</b>	<b>222</b>

Ilmastoneutraali kasvu- skenaarion sähkön kulutus on kuvattu taulukossa 4. Skenaariossa sähkön kulutus kasvaa hyvin merkittävästi teollisuuden prosessien, tieliikenteen ja lämmityksen sähköistyessä sekä ilmastoneutraalien polttoaineiden ja materiaalien tuotannon kasvaessa. Teollisuuden vähähiilitiekartoissa kuvatut prosessien sähköistämiseen liittyvät tavoitteet pääosin toteutuvat. Suomi on myös houkutteleva uusille sähköintensiivisen teollisuuden investoinneille, mikä lisää datakeskusten ja Power-to-X-teollisuuden sähkönkulutusta. Tässä skenaariossa Power-to-X-tuotannon tarvitsema sähkönkulutus EU:ssa on noin 1 500 terawattituntia vuonna 2045. Tämä tarjoaa merkittävää kasvupotentiaalia eurooppalaiselle puhtaan sähkön tuotannolle. Skenaariossa vuodelle 2045 on oletettu Suomeen merkittävästi vedyntuotantoa, sekä kotimaiseen

käyttöön että vientiin. Myös kemianteollisuuden vähähiilitiekartoissa esitetyt fossiilisten raaka-aineiden korvaamiseen liittyvät sähkönkulutusmuutokset tarjoavat merkittävää sähkön kulutuksen kasvupotentiaalia.

Lämmityksessä fossiiliset polttoaineet korvataan valtaosin sähkön perustuvilla teknologioilla. Sähkö korvaa pääosan kaukolämmön polttoprosesseista sekä kiinteistökohtaisesta öljy- ja kaasulämmityksestä. Liikenteen sähkönkulutus kasvaa, kun henkilöliikenne sähköistyy vuoteen 2045 mennessä lähes täysin ja myös rahtiliikenteessä käytetään merkittävästi sähköisiä ratkaisuja.

Skenaariossa kulutuksen jousto lisääntyy merkittävästi. Joustoon liittyviä oletuksia on kaikkien skenaarioiden osalta kommentoitu tarkemmin luvussa 5.1. Vedyn tuotanto sekä osa muista uusista teollisuusprosesseista oletetaan joustaviksi. Kaukolämmön tuotannon sähköistyessä lämpövarastoja ja lämmityksen kulutusjousto voidaan hyödyntää sähkökäytön optimointiin kaukolämpöjärjestelmässä. Sähköautojen lataus oletetaan tapahtuvan pääosin sähkön markkinahintojen ohjaamana. Kaikissa joustavissa kulutuskategorioissa joustavuuden oletetaan kasvavan ajan myötä. Kulutuksen jouston oletetaan olevan käytettävissä pääasiassa tunti- ja päivätasolla.

<sup>4</sup> Joustavan teollisuuden sähkökäytön oletetaan olevan keskimäärin noin kolmannes maksimikapasiteetista, jolloin jousto mahdollistaa paremmin vaihtelevan tuuli- ja aurinkosähkön hyödyntämisen prosesseissa (esimerkiksi elektrolyysilaitteistot).

**Taulukko 5 Sähkön tuotantokapasiteetti ja tuotanto Ilmastoneutraali kasvu -skenaariossa.**

Sähkön tuotantokapasiteetit Ilmastoneutraali kasvu -skenaariossa (GW)	2018	2035	2045
Vesivoima	3	3	3
Maatuulivoima	2	22	43
Merituulivoima	0	3	4
Aurinkovoima	0	3	5
Ydinvoima	2,8	4,6	2,8
Muu lämpövoima	8	4	4

Sähkön tuotanto Ilmastoneutraali kasvu -skenaariossa (TWh)	2018	2035	2045
Vesivoima	13	14	14
Maatuulivoima	6	79	160
Merituulivoima	0	13	21
Aurinkovoima	0	2	4
Ydinvoima	22	33	16
Muu lämpövoima	27	9	8
Tuotanto yhteensä	67	150	223
Kulut	87	145	222
Suomen sähkötase	-20	+5	+1

Ilmastoneutraali kasvu -skenaariossa sähkön tuotantokapasiteetti sekä tuotanto on kuvattu taulukossa 5. Sähkön kulutuksen merkittävä kasvu luo hyvän investointiympäristön puhtaan sähkön tuotannolle. Tuulivoiman tuotantokustannukset ovat edelleen laskeneet ja hallinnollisia esteitä on onnistuttu purkamaan. Näiden seurauksena maatuulivoiman kapasiteetti kasvaa yli 1 000 megawatin vuosivauhtia, ylittäen 20 000 megawattia vuoteen 2035 mennessä ja 40 000 megawattia vuoteen 2045 mennessä.

2020-luvun lopulle saakka tuulivoiman investoinnit ovat keskittyneet lähinnä läntiseen Suomeen Pohjanmaalle ja Meri-Lappiin. Vuoden 2030 jälkeen investointeja syntyy aiempaa enemmän Keski- ja Pohjois-Lappiin, mutta myös merkittävässä määrin Itä-Suomeen, jossa on onnistuttu ratkaisemaan muun muassa tutkavalvonnasta johtuvia rakentamisen esteitä. Maatuulivoima säilyy Suomessa merituulivoimaa kilpailukykyisempänä, mutta myös merituulivoimahankeita syntyy Suomen merialueille. Hajautettu aurinkovoima kasvaa lähinnä kotitalouksien oman aktiivisuuden ja kiinnostuksen seurauksena.

Yhteistuotantolaitosten ikääntyessä korvausinvestointeja tehdään pääasiassa sähköön perustuviin teknologioihin ja lämpökattiloihin. Uusia yhteistuotantolaitoksia ei synny ja vuoteen 2035 mennessä merkittävä osa kaukolämmön yhteistuotantolaitoksista on ajettu alas. Teollisuudessa yhteistuotanto säilyy käytössä siltä osin kuin sen polttoaineena käytettäviä sivuvirtoja ei ohjata muuhun käyttöön. Vesivoiman oletetaan säilyvän nykytasolla.

Ydinvoiman osalta skenaariossa oletetaan, että Loviisan ja Olkiluodon nykyisin käytössä olevat ydinvoimalayksiköt poistuvat käytöstä nykyisten käyttö lupien päättyessä. Tällä hetkellä Loviisa 1:n ja 2:n käyttöluvut ovat voimassa vuoden 2027 ja 2030 loppuun<sup>5</sup> ja Olkiluodon molempien yksiköiden käyttöluvut ovat voimassa vuoden 2038 loppuun<sup>6</sup>. Olkiluoto 3 on oletettu olevan toiminnassa ja Hanhikiven ydinvoimalaitoksen oletetaan valmistuvan ennen vuotta 2035.

<sup>5</sup> Loviisa 1 ja 2 - Työ- ja elinkeinoministeriön verkkopalvelu (tem.fi)

<sup>6</sup> Olkiluoto 1 ja 2 - Työ- ja elinkeinoministeriön verkkopalvelu (tem.fi)

Skenaariossa on pyritty haastamaan verkon siirtokykyä pohjoisesta etelään. Siirron tarvetta pohjois-eteläsuunnassa lisäävät Hanhikiven sijoittuminen pohjoisempaan Suomeen ja toisaalta Loviisan poistuminen jo vuoden 2035 skenaariosta sekä Olkiluodon 1 ja 2 yksiköiden poistuminen vuoden 2045 skenaariosta.

### **Ympäröivä maailma**

Tässä skenaariossa EU on ilmastoneutraali vuoteen 2050 mennessä. Fossili-  
listen tuontipolttoaineiden korvaaminen Euroopassa tuotetulla sähköllä ja sähköstä tehdyillä synteettisillä polttoaineilla kasvattaa sähkön kulutusta merkittävästi, mikä parantaa Euroopan energiaomavaraisuutta. Ruotsin ydinvoiman oletetaan poistuvan vuoteen 2045 mennessä. Suomen ja Venäjän välinen Viipurin tasasähkölinkki uusitaan, ja kokonaiskapasiteetti 1 300 megawattia on käytettävissä sekä vientiin että tuontiin vuosina 2035 ja 2045.

Ilmastoneutraali kasvu -skenaario ei seuraa suoraan mitään TYNDP:n skenaariota, vaan lähtötietoja on yhdistelty soveltuvin osin.

### **Miten skenaario haastaa verkon kehittämisen?**

Skenaariossa Suomen voimakkaasti kasvavan sähkön kulutuksen oletetaan keskittyvän pääosin Keski-Suomen poikkileikkauksen eteläpuolelle, kun taas tuotantoinvestoinnit erityisesti tuulivoimaan syntyvät pääosin Keski-Suomen poikkileikkauksen pohjoispuolelle. Skenaariossa haastetaan Suomen pohjois-eteläsuuntainen siirtokyky, kun tuotanto tulee siirtää leikkauksen pohjoispuolelta etelään. Lisäksi skenaariossa sähkön siirto kaupunkeihin kasvaa voimakkaasti lämmityksen ja liikenteen sähköistyessä ja yhteistuotantokapasiteetin supistuessa.



# MERELLÄ TUULEE

---

Merellä tuulee -skenaariossa merkittävänä tekijänä on merituuvoiman voimakas lisääntyminen. Skenaariossa Suomen hiilineutraaliustavoitteet toteutuvat erityisesti teollisuusprosessien, lämmityksen ja liikenteen sähköistymisen sekä puhtaan sähkön tuotannon kasvamisen ansiosta. Suomi on houkutteleva sijoituspaikka puhdasta sähköä tarvitsevien teollisuusalojen uusille investoinneille, mutta sähkön kulutus kasvaa hieman vähemmän kuin Ilmastoneutraali kasvu -skenaariossa.

---

Merituulivoiman oletetaan keskittyvän länsirannikolle, mikä haastaa kantaverkon siirtokyvyn. Kantaverkon tulee kyetä siirtämään runsas tuulisähkön tuotanto edelleen kulutuskohteisiin. Lisäksi skenaariossa sähkönsiirto kantaverkosta kaupunkeihin kasvaa.

#### Taulukko 6 Sähkön kulutus Merellä tuulee -skenaariossa.

Sähkön kulutus Merellä tuulee -skenaariossa (TWh)	2018	Muutos		Muutos	
		2018–2035	2035	2035–2045	2045
Teollisuus	42	+36	78	+50	128
Lämmitys	17	+10	26	-1	26
Liikenne	1	+4	5	+6	11
Muu kulutus ja häviöt	28	-1	27	0	27
Yhteensä	87	+48	136	+55	191

Merellä tuulee -skenaarion sähkön kulutus on kuvattu taulukossa 6. Teollisuuden hiilineutraaliustavoitteet toteutuvat prosessien sähköistämisen tuloksena. Erityisesti kemianteollisuuden ja terästeollisuuden fossiilisiin energianlähteisiin perustuvat prosessit pystytään korvaamaan sähköllä ja sähköstä tehdyillä polttoaineilla. Suomi on kilpailukykyinen sijaintipaikka puhdasta sähköä tarvitsevalle teollisuudelle, mutta kilpailuetu ja sitä myötä teollisuuden sähkönkäytön kokonaismäärä on hieman pienempi kuin Ilmastoneutraali kasvu -skenaariossa. Suomeen syntyy kuitenkin merkittävästi uutta sähköintensiivistä teollisuutta sekä Power-to-X-tuotantoa.

Lämmityksessä fossiiliset polttoaineet korvataan valtaosin sähköön perustuvilla teknologioilla. Sähkö korvaa pääosan kaukolämmön polttoprosesseista sekä kiinteistökohtaisesta öljy- ja kaasulämmityksestä. Liikenteen sähkönkulutus kasvaa, kun henkilöliikenne sähköistyy vuoteen 2045 mennessä lähes täysin. Myös rahtiliikenteessä käytetään merkittävästi sähköisiä ratkaisuja.

Skenaariossa kulutuksen jousto lisääntyy merkittävästi. Joustoon liittyviä oletuksia on kaikkien skenaarioiden osalta kommentoitu tarkemmin luvussa 5.1. Vedyn tuotanto sekä osa muista uusista teollisuusprosesseista oletetaan joustaviksi. Kaukolämmön tuotannon sähköistyessä lämpövarastoja ja lämmityksen kulutusjoustoja voidaan hyödyntää sähkönkäytön optimointiin kaukolämpöjärjestelmässä. Sähköautojen lataus oletetaan tapahtuvan pääosin sähkön markkinahintojen ohjaamana. Kaikissa joustavissa kulutuskategorioissa joustavuuden oletetaan kasvavan ajan myötä. Kulutuksen jouston oletetaan olevan käytettävissä pääasiassa tunti- ja päivätasolla.

#### Taulukko 7 Sähkön tuotantokapasiteetti ja tuotanto Merellä tuulee -skenaariossa.

Sähkön tuotantokapasiteetit Merellä tuulee -skenaariossa (GW)	2018	2035	2045
Vesivoima	3	3	3
Maatuulivoima	2	10	10
Merituulivoima	0	10	20
Aurinkovoima	0	3	5
Ydinvoima	2,8	4,4	4,6
Muu lämpövoima	8	4	4

## Sähkön tuotanto

Merellä tuulee -skenaariossa (TWh)	2018	2035	2045
Vesivoima	13	14	14
Maatuulivoima	6	33	33
Merituulivoima	0	54	108
Aurinkovoima	0	2	4
Ydinvoima	22	33	32
Muu lämpövoima	27	9	8
Tuotanto yhteensä	67	145	199
Kulutus yhteensä	87	136	191
Suomen sähkötase	-20	+9	+8

Merellä tuulee -skenaarion sähkön tuotantokapasiteetti ja tuotanto on kuvattu taulukossa 7. Sähkön kulutuksen merkittävä kasvu luo hyvän investointiympäristön puhtaan sähkön tuotannolle. Tuulivoiman kapasiteetti kasvaa aluksi tasaista yli 1 000 megawatin vuosivauhtia, ylittäen 10 000 megawattia 2020-luvun loppupuolella. Tämän jälkeen kasvuvauhti kiihtyy ja 20 000 megawattia saavutetaan vuonna 2035. 2020-luvun alkupuolella tuulivoimaa on rakentunut pääasiassa maalle, mutta vähitellen merituulivoiman rakentamisesta on tullut kannattavampaa kuin maatuulivoiman rakentamisesta. Vuonna 2035 meri- ja maatuulivoimakapasiteetin määrät ovat molemmat noin 10 gigawattia, ja vuoteen 2045 mennessä merituulivoiman (20 gigawattia) määrä on kapasiteetilla mitattuna kasvanut kaksinkertaiseksi maatuulivoimaan (10 gigawattia) verrattuna ja energialla mitattuna vielä suuremmaksi. Merituulivoiman rakentaminen tässä mittakaavassa on edellyttänyt paitsi kyseisen teknologian kustannustason laskua myös merituulivoiman liittämisen kustannusten laskua tai vaihtoehtoisesti liittämisen tukemista yhteiskunnan varoin.

Hajautettu aurinkovoima kasvaa lähinnä kotitalouksien oman aktiivisuuden ja kiinnostuksen seurauksena. Yhteistuotantolaitosten ikääntyessä korvausin-

vestointeja tehdään pääasiassa sähkölämmitykseen ja lämpökattiloihin. Uusia yhteistuotantolaitoksia ei synny ja vuoteen 2035 mennessä merkittävä osa kaukolämmön yhteistuotantolaitoksista on ajettu alas. Teollisuuden yhteistuotanto pääosin säilyy. Vesivoiman oletetaan säilyvän nykytasolla.

Ydinvoiman osalta Loviisan vanhojen ydinvoimayksiköiden käyttöä oletetaan jatkettavan 10 vuodella vuoteen 2037 ja 2040. Hanhikiven valmistumisen oletetaan viivästyvän siten, että se valmistuu samoihin aikoihin kuin Loviisan yksiköt suljetaan. Olkiluodon vanhojen yksiköiden käyttöikää pidennetään 2040-luvun loppupuolelle.

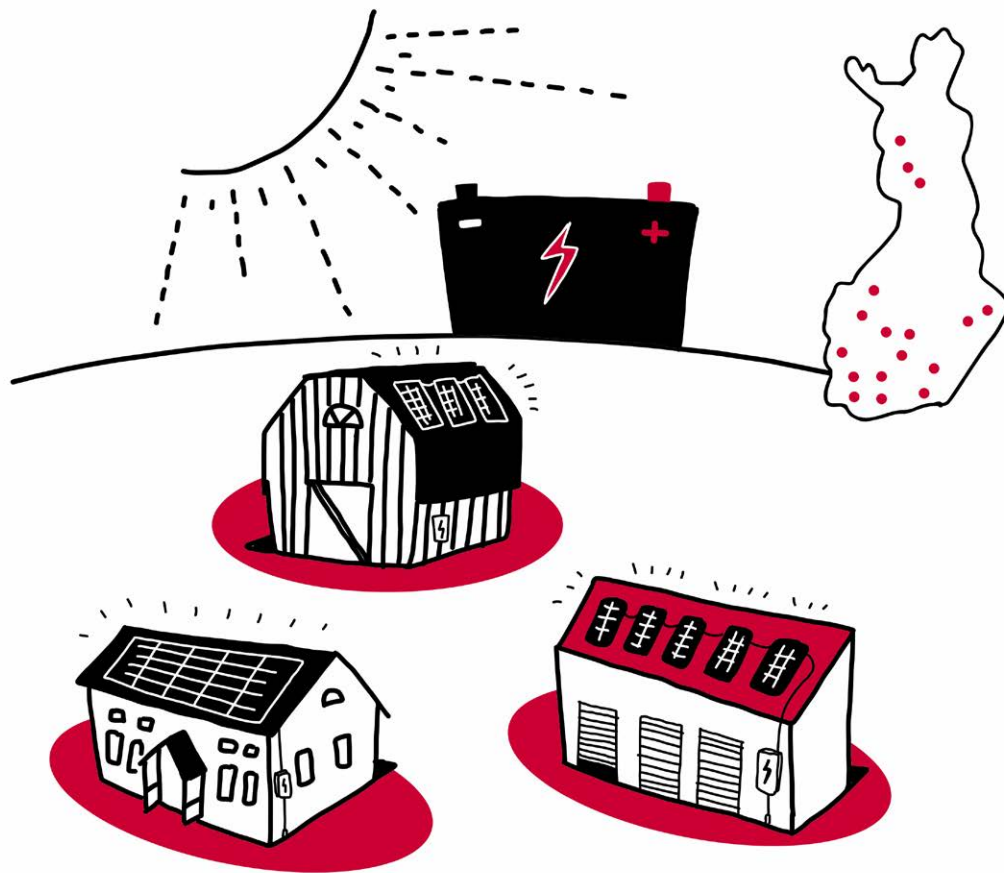
## Ympäröivä maailma

Merituulivoima nousee Euroopassa kilpailukykyisimmäksi sähköntuotantomuodoksi tuotantokustannusten laskun tai julkisista varoista tapahtuvan tukemisen myötä. Samalla maatuulivoimaan kohdistuva vastustus rajoittaa suurimpien ja tehokkaimpien voimaloiden hyödyntämistä maalla. Muun Euroopan osalta skenaariossa on käytetty lähtötietona soveltuvin osin TYNDP:n skenaariota ”Global Ambition”.

Itämeren lisäksi Pohjanmerelle rakennetaan merkittäviä määriä merituulivoimaa. Uusia päätöksiä ydinvoiman ennenaikaisista sulkemisista ei Euroopassa tehdä, eikä jo tehtyjä päätöksiä peruta. Ruotsissa on vielä 2045 käytössä paljon ydinvoimaa. Tässä skenaariossa Viipurin tasasähkölinkkiä ei uusita, vaan nykyinen linkki poistetaan käytöstä vuoden 2030 jälkeen.

## Miten skenaario haastaa verkon kehityksen?

Skenaariossa syntyy paljon uutta tuotantoa Suomen länsirannikolle. Tässä skenaariossa Suomen sähkönkulutus kasvaa ja sähköä pitää siirtää länsirannikolta kulutuskohteisiin. Lisäksi skenaariossa sähkön siirto kaupunkeihin kasvaa voimakkaasti lämmityksen ja liikenteen sähköistyessä ja yhteistuotantokapasiteetin supistuessa.



# AURINKOA JA AKKUJA

---

Aurinkoa ja akkuja -skenaariossa merkittävin muuttuja on hajautetun aurinkovoiman määrän kasvu sekä ydinvoiman määrän pienentyminen. Suomen hiilineutraaliustavoitteet toteutuvat erityisesti teollisuusprosessien, lämmityksen ja liikenteen sähköistymisen sekä puhtaan sähkön tuotannon kasvamisen ansiosta. Suomen teollisuus sähköistyy vähähiilitiekarttojen viitoittamalla tiellä, mutta Suomi ei kuitenkaan houkuttele uutta teollisuustuotantoa.

---

Kantaverkon näkökulmasta hajautettu tuotanto sekä kotitalouksien ja muiden sähkönkäyttäjien muuttuminen tuottaja-kuluttajiksi luo uudenlaisia haasteita. Skenaariossa oletetaan jakeluverkkojen mahdollistavan kotitalouksien voimakkaasti kasvavan aurinkovoimatuotannon sekä lisääntyvien akkujen verkkoon liittämisen. Lisäksi ydinvoiman ja muun perinteisen sähköntuotannon väheneminen haastaa sähköjärjestelmän toimivuuden ja erityisesti inertian riittävyyden.

**Taulukko 8 Sähkön kulutus Aurinkoa ja akkuja -skenaariossa.**

Sähkön kulutus Aurinkoa ja akkuja -skenaariossa (TWh)	2018	Muutos		Muutos	
		2018–2035	2035	2035–2045	2045
Teollisuus	42	+26	68	+9	76
Lämmitys	17	+1	17	+0	18
Liikenne	1	+3	4	+1	5
Muu kulutus ja häviöt	28	-1	28	-2	26
<b>Yhteensä</b>	<b>87</b>	<b>+29</b>	<b>117</b>	<b>+9</b>	<b>125</b>

Aurinkoa ja akkuja -skenaarion sähkönkulutus on kuvattu taulukossa 8. Teollisuuden vähähiilitiekartoissa kuvatut tavoitteet toteutuvat prosessien sähköistämisen tuloksena. Erityisesti kemianteollisuuden sekä terästeollisuuden entiset fossiiliseen energiaan perustuvat prosessit pystytään korvaamaan sähköllä. Sähkön kulutus kasvaa, mutta kasvu on maltillisempaa kuin Merellä tulee ja Ilmastoneutraali kasvu -skenaarioissa.

Lämmityksen sähköistyminen lisääntyy, mutta pääosin fossiiliset lämmityspolttoaineet korvataan geotermisellä energialla, hukkalämpöjä hyödyntämällä sekä biopolttoaineilla, jolloin sähkön käyttö lämmityksessä kasvaa vain rajallisesti.

Sekä henkilö- että rahtiliikenteessä siirrytään pois fossiilisista polttoaineista. Sähkön rinnalle merkittäväksi liikennepolttoaineeksi nousee vety, mikä vähentää sähkön suoraa käyttöä sähköautoissa.

Kulutuksen jousto lisääntyy pääasiassa hajautetun varastoinnin kasvun myötä sekä sähköautojen älykkään latauksen ja Vehicle-to-Grid-tekniologian hyödyntämisen ansiosta.

**Taulukko 9 Sähkön tuotantokapasiteetti ja tuotanto Aurinkoa ja akkuja -skenaariossa.**

Sähkön tuotantokapasiteetit Aurinkoa ja akkuja -skenaariossa (GW)	2018	2035	2045
Vesivoima	3	3	3
Maatuulivoima	2	11	13
Merituulivoima	0	1	1
Aurinkovoima	0	6	16
Ydinvoima	2,8	3,4	1,9
Muu lämpövoima	8	4	5

Sähkön tuotanto Aurinkoa ja akkuja -skenaariossa (TWh)	2018	2035	2045
Vesivoima	13	14	14
Maatuulivoima	6	38	46
Merituulivoima	0	3	6
Aurinkovoima	0	5	13
Ydinvoima	22	26	13
Muu lämpövoima	27	12	12
<b>Tuotanto yhteensä</b>	<b>67</b>	<b>98</b>	<b>105</b>
<b>Kulutus yhteensä</b>	<b>87</b>	<b>117</b>	<b>125</b>
Suomen sähkötase	-20	-19	-21



Aurinkoa ja akkuja –skenaarion tuotantokapasiteetti ja tuotanto on kuvattu taulukossa 9. Tälle skenaariolle ominaisia ovat pieniin yksiköihin hajautunut aurinkovoima sekä kotitalouksien ja palvelusektorin akut. Myös tuulivoima kasvaa, mutta kasvunopeus on hitaampaa kuin muissa skenaarioissa. Paikallista energiantuotantoa suositaan, ja myös Etelä-Suomen maa-alueille tehdään investointeja tuulivoimaan. Myös merelle syntyy noin 1 000 megawattia tuulivoimakapasiteettia. Aurinkosähkön kustannuksien laskiessa voimakkaasti, syntyy aurinkoenergiaa runsaasti myös muualla Euroopassa, mikä johtaa osaltaan siihen, että Suomi on vuositasolla sähkön nettotuojana.

Kaukolämmön tuotannossa suuria yhteistuotantolaitoksia korvataan hukkalämpöjen hyödyntämisellä, geotermisellä energialla sekä mikro-CHP-laitoksilla. Vesivoiman oletetaan säilyvän nykytasolla.

Ydinvoiman osalta skenaariossa oletetaan, että perinteisen teknologian ydinvoimalaitoksia ei valmistu Suomeen Olkiluoto 3:n jälkeen ja vanhat voimalat poistuvat käytöstä nykyisten käyttö lupien päättyessä, tällä hetkellä Loviisa 1:n ja 2:n käyttöluvut ovat voimassa vuoden 2027 ja 2030 loppuun<sup>7</sup> ja Olkiluodon molempien yksiköiden käyttöluvut ovat voimassa vuoden 2038 loppuun<sup>8</sup>. Pienten modulaaristen ydinvoimalaitosten oletetaan nousevan 2030-luvun lopulta alkaen vaihtoehdoksi sähkön ja lämmön tuotannossa. Modulaarisilla ydinvoimaloilla tuotetaan vuonna 2045 vähäisiä määriä sähköä lähinnä suurissa kaupungeissa.

## Ympäröivä maailma

Fossiilisen energian korvaaminen uusiutuvalla energialla parantaa Euroopan energiaomavaraisuutta, ja tuontien energian korvaaminen paikallisesti tuotetulla energialla kasvattaa sähkön kulutusta merkittävästi. Aurinkosähkön tuotantokustannukset laskevat voimakkaasti, ja valtaosassa Eurooppaa aurinkosähkö

on kustannuksiltaan edullisin sähköntuotantomuoto. Energian varastointiteknologioiden kustannuksien laskiessa voimakkaasti, hajautetun energiantuotannon kannattavuus parantuu merkittävästi. Ruotsin ydinvoimalat oletetaan suljetuiksi vuoteen 2045 mennessä. Tässä skenaariossa Viipurin tasasähkölinkkiä ei enää uusita, vaan nykyinen linkki poistetaan käytöstä vuoden 2030 jälkeen. Muun maailman osalta skenaariossa on käytetty lähtötietona soveltuvin osin TYNDP:n skenaariota ”Distributed Energy”.

## Miten skenaario haastaa verkon kehityksen?

Tässä skenaariossa syntyy merkittävä määrä uutta hajautettua tuotantoa ja kantaverkkoon kytkettyjen perinteisten voimalaitosten määrä pienenee. Tämä johtaa järjestelmän inertian pienenemiseen, mikä haastaa kantaverkkoa taajuuden ylläpidon kannalta. Sama kehitys tuo mukanaan myös muita teknisiä haasteita, kuten vikavirtojen ja jännitetuen riittävyyden kantaverkossa. Skenaariossa oletetaan jakeluverkkojen kehittyvän hajautetun tuotannon ja sähkön varastoinnin tarpeisiin.

<sup>7</sup> [Loviisa 1 ja 2 - Työ- ja elinkeinoministeriön verkkopalvelu \(tem.fi\)](#)

<sup>8</sup> [Olkiluoto 1 ja 2 - Työ- ja elinkeinoministeriön verkkopalvelu \(tem.fi\)](#)

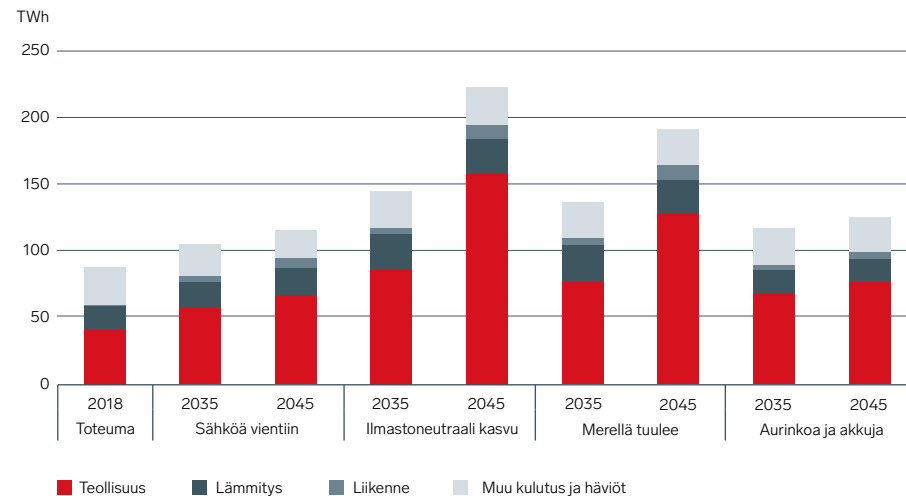
## 2.6 Skenaarioiden yhteenveto

Tässä luvussa esitellään skenaarioiden yhteenveto ja niiden keskinäinen vertailu. Suomen hiilineutraaliustavoite vuodelle 2035 saavutetaan kolmessa skenaariossa (Ilmastoneutraali kasvu, Merellä tuulee, Aurinkoa ja akkuja). Sähköä vientiin skenaariossa hiilineutraaliustavoitteita ei välttämättä saavuteta tavoiteaikataulussa. Sähkön teollisuuskulutus kasvaa kaikissa skenaarioissa. Kasvu on voimakkainta niissä skenaarioissa, joissa hiilineutraaliustavoitteet saavutetaan lisäämällä sähkön käyttöä. Sähkön kulutus kasvaa entisestään, mikäli sähköstä valmistettuja tuotteita, kuten vetyä, jalostetaan myös vientitarkoituksiin, tai edullinen puhdas sähkö houkuttelee Suomeen uusia teollisia investointeja kuten datakeskuksia. Sähkön käyttö lämmityksessä kasvaa erityisesti silloin, kun kaukolämmön tuotannossa fossiiliset polttoaineet korvataan sähköä käyttävillä

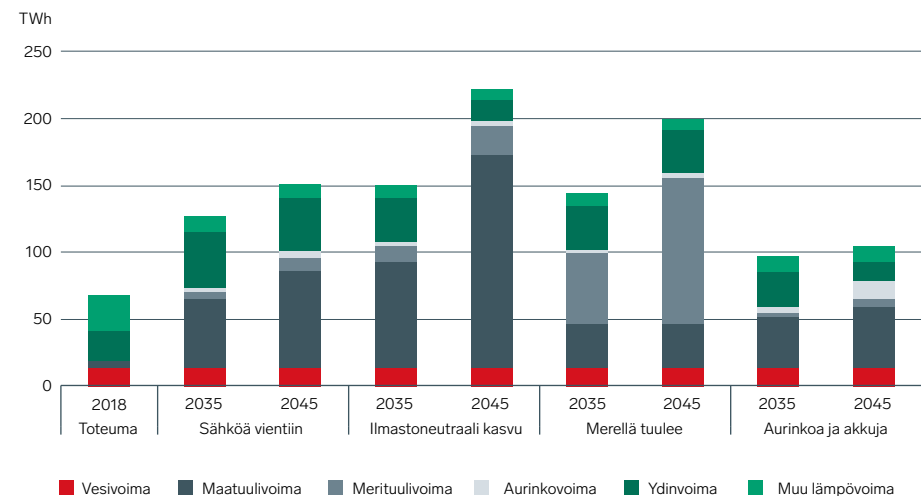
ratkaisulla. Liikenteen sähkön käyttö kasvaa kaikissa skenaarioissa, mutta sähköistämisteessä on eroja skenaarioiden välillä. Alla olevassa kuvassa 3 esitetään sähkön kulutus eri skenaarioissa verrattuna vuoden 2018 kulutukseen.

Alla olevassa kuvassa 4 sekä taulukoissa 10–13 on esitetty sähkön tuotanto, Suomen sähkötase sekä sähkön tuotantokapasiteetti eri skenaarioissa vuosille 2035 sekä 2045. Maatuulivoiman määrä kasvaa merkittävästi kaikissa skenaarioissa kasvun ollessa erityisen voimakasta Ilmastoneutraali kasvu -skenaariossa. Merituulivoima lisääntyy erityisesti Merellä tuulee -skenaariossa, kun taas aurinkosähkön tuotanto kasvaa voimakkaimmin Aurinkoa ja akkuja -skenaariossa.

Kuva 3 Sähkön kulutus eri skenaarioissa.



Kuva 4 Sähkön tuotanto eri skenaarioissa.



**Taulukko 10 Sähkötase eri skenaarioissa vuonna 2035.**

Sähkötase 2035 (TWh)	Sähköä vientiin	Ilmastoneutraali kasvu	Merellä tuulee	Aurinkoa ja akkuja
Vesivoima	14	14	14	14
Maatuulivoima	52	79	33	38
Merituulivoima	5	13	54	3
Aurinkovoima	2	2	2	5
Ydinvoima	42	33	33	26
Muu lämpövoima	12	9	9	12
Tuotanto yhteensä	127	150	145	98
Kulutus yhteensä	105	145	136	117
Suomen sähkötase	+22	+5	+9	-19

**Taulukko 12 Tuotantokapasiteetti eri skenaarioissa vuonna 2035.**

Kapasiteetti 2035 (GW)	Sähköä vientiin	Ilmastoneutraali kasvu	Merellä tuulee	Aurinkoa ja akkuja
Vesivoima	3	3	3	3
Maatuulivoima	15	22	10	11
Merituulivoima	1	3	10	1
Aurinkovoima	3	3	3	6
Ydinvoima	5,6	4,6	4,4	3,4
Muu lämpövoima	6	4	4	4

**Taulukko 11 Sähkötase eri skenaarioissa vuonna 2045.**

Sähkötase 2045 (TWh)	Sähköä vientiin	Ilmastoneutraali kasvu	Merellä tuulee	Aurinkoa ja akkuja
Vesivoima	14	14	14	14
Maatuulivoima	72	160	33	46
Merituulivoima	11	21	108	6
Aurinkovoima	4	4	4	13
Ydinvoima	41	16	32	13
Muu lämpövoima	10	8	8	12
Tuotanto yhteensä	152	223	199	105
Kulutus yhteensä	116	222	191	125
Suomen sähkötase	+36	+1	+8	-21

**Taulukko 13 Tuotantokapasiteetti eri skenaarioissa vuonna 2045.**

Kapasiteetti 2045 (GW)	Sähköä vientiin	Ilmastoneutraali kasvu	Merellä tuulee	Aurinkoa ja akkuja
Vesivoima	3	3	3	3
Maatuulivoima	20	43	10	13
Merituulivoima	2	4	20	1
Aurinkovoima	5	5	5	16
Ydinvoima	5,6	2,8	4,6	1,9
Muu lämpövoima	5	4	4	5

# 3. Siirtotarpeet

### 3.1 Suomen sisäiset pääsiirtoleikkaukset

Skenaariokohtaisten markkinasimulointien tuloksena saadaan tuntikohtaiset siirtotarpeet Suomen pääsiirtoleikkauksissa vuosille 2035 ja 2045. Tulosten perusteella voidaan arvioida, kuinka paljon siirtokapasiteettia leikkauksissa tarvitaan, jotta sähkönsiirtotarpeet voidaan täyttää ilman Suomen jakamista useampaan sähkömarkkinoiden tarjousalueeseen. Tulokset Suomen kahdelle pääsiirtoleikkaukselle esitetään luvuissa 3.1.1 ja 3.1.2

Suomen pääsiirtoleikkaukset on esitelty kuvassa 5. Suomen pääsiirtoleikkauksista eteläisempi on nimeltään Keski-Suomen poikkileikkaus, josta käytetään myös nimeä P1-leikkaus. Sillä tarkoitetaan sähköteknisin perustein määriteltyä Pohjois- ja Etelä-Suomen välisiä siirtojohtoja leikkaavaa rajaa. Tulevaisuudessa leikkauksen tarkkaan sijaintiin vaikuttaa muun muassa sähkön tuotannon ja kulutuksen liittyminen pohjois-eteläsuuntaisten johtojen varteen.

Suomen pääsiirtoleikkauksista pohjoisempi on nimeltään Kemi-Oulujoen poikkileikkaus, josta käytetään myös nimeä P0-leikkaus. Sillä tarkoitetaan sähköteknisin perustein määriteltyä Kemijoen ja Oulujoen tasojen välisiä siirtojohtoja leikkaavaa rajaa. Tulevaisuudessa leikkauksen tarkka sijainti saattaa muuttua.



**Kuva 5 Suomen sisäiset pääsiirtoleikkaukset. Tulevaisuudessa leikkausten sijainnit voivat muuttua muun muassa sähkön tuotannon ja kulutuksen sijoittumisen seurauksena.**

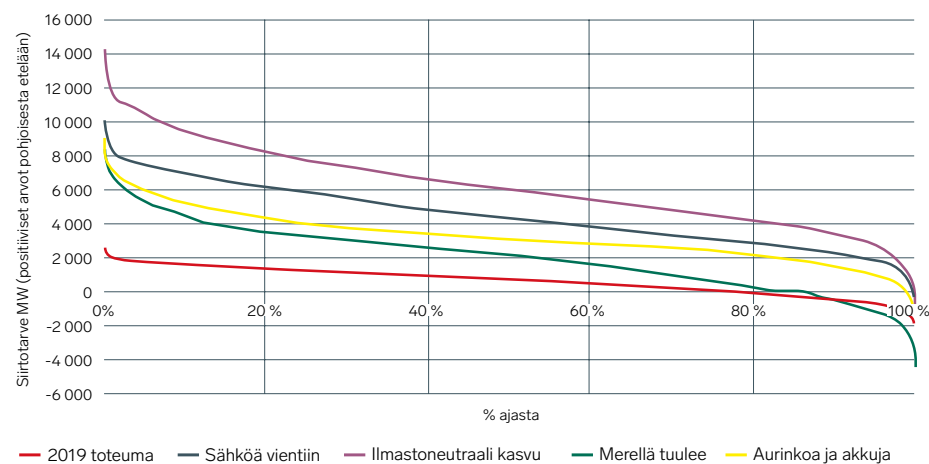
### 3.1.1 Keski-Suomen poikkileikkauksen (P1) siirtotarpeet

Sähkön siirtotarpeet Keski-Suomen poikkileikkauksen yli kasvavat merkittävästi kaikissa skenaarioissa. Kuva 6 esittää siirtotarpeet eri skenaarioissa vuonna 2035.<sup>9</sup> Maksimisiirtotarve vaihtelee skenaarioissa 9 000 megawatin ja 14 500 megawatin välillä, kun taas 99 % siirtotilanteista kattava siirtokapasiteetti vaihtelee 7 000 megawatin ja 12 000 megawatin välillä. Vuonna 2019 maksimisiirtotarve oli 2 500 megawattia ja siirron 99 % persentiili 2 100 megawattia. Leikkauksen nykyinen maksimikapasiteetti on noin 3 400 megawattia. Kaikissa skenaarioissa suurimmat 1 % siirtotilanteista aiheuttavat merkittävän lisävahvistustarpeen verrattuna tilanteeseen, jossa vain 99 % siirtotilanteista katettaisiin (ero noin 2 000–2 500 megawattia). Yksi uusi 400 kilovoltin voimajohto kompensointi-investointineen kasvattaa kapasiteettia noin 1 000–1 500 megawattia joten pelkästään siirron korkeimpia, noin 100 tuntia vuodessa esiintyviä huippuja varten tarvittaisiin kaksi uutta voimajohtoa. Kansantaloudellisesta sekä maankäytöllisestä näkökulmasta voi olla perusteltua pyrkiä ratkaisemaan suurimmat 1 % siirtotilanteista muilla tavoin kuin lisäjohtoja rakentamalla, esimerkiksi hyödyntämällä johtojen kuormitettavuutta reaaliaikaisesti mittaavaa Dynamic Line Rating -teknologiaa (DLR)<sup>10</sup> tai hyödyntäen tuotannon ja kulutuksen joustoa.

<sup>9</sup> Vuodelle 2035 simuloitut siirtotarpeet on laskettu historiallista vuotta 1999 vastaavalla sääskenaariolla. Siirtotarpeet vaihtelevat hieman eri sääskenaarioissa.

<sup>10</sup> Dynamic Line Rating (DLR) tarkoittaa voimajohdon dynaamista kuormitettavuutta, joka riippuu ympäröivistä sääoloista, kuten lämpötilasta ja tuulesta. DLR-laitteella mitataan johdon kuormitettavuutta reaaliajassa eri sääoloissa. [Lue lisää DLR-teknologiasta.](#)

**Kuva 6 Siirtotarpeet Keski-Suomen poikkileikkauksessa (P1) eri skenaarioissa vuonna 2035 verrattuna vuonna 2019 toteutuneeseen tasoon.**



Siirtotarve on suurinta Ilmastoneutraali kasvu -skenaariossa johtuen tuotannon ja kulutuksen määrästä sekä maantieteellisestä sijoittumisesta. Siirtotarve pohjoisesta etelään ylittää 10 500 megawattia noin 5 % ajasta ja 11 500 megawattia noin 1 % ajasta. Tässä skenaariossa asennetusta tulivoimakapasiteetista noin 70 % (n. 17,5 gigawattia) sijoittuu Keski-Suomen poikkileikkauksen pohjoispuolelle. Vastaavasti Suomen sähkönkulutuksesta yli 75 % sijoittuu Keski-Suomen poikkileikkauksen eteläpuolelle. Seurauksena Keski-Suomen poikkileikkauksen yli siirretyn sähkön nettomäärä kasvaa yli 50 terawattituntiin eli lähes kymmenkertaistuu verrattuna vuoden 2019 tasoon (5,6 terawattituntia). Osaltaan muutokseen vaikuttaa myös Hanhikiven ydinvoimalaitoksen sijoittuminen leikkauksen pohjoispuolelle, kun taas skenaariossa oletettu teollisuuden sähkönkulutuksen kasvu Pohjois-Suomessa hillitsee siirtotarpeen kasvua.

Sähköä vientiin -skenaariossa sähkön siirtotarpeen huipputeho pohjoisesta etelään noin nelinkertaistuu ja nettoenergiansiirto noin seitsenkertaistuu verrat-

tuna vuoden 2019 tasoon. Skenaariossa Suomen tuulivoimakapasiteetista noin 70 % (n. 11 gigawattia) sijoittuu Keski-Suomen poikkileikkauksen pohjoispuolelle. Skenaariossa sähkön kulutuksesta lähes 80 % sijoittuu leikkauksen eteläpuolelle, minkä lisäksi lähes kaikki sähkön vienti tapahtuu eteläisestä Suomesta Viroon, Venäjälle ja Keski-Ruotsiin. Myös Hanhikiven ydinvoimalaitos kasvattaa osaltaan sähköyliäämää Pohjois-Suomessa.

Aurinkoa ja akkuja -skenaariossa sähkön siirtotarpeen huipputeho pohjoisesta etelään yli kolminkertaistuu ja vuositasolla siirretyn nettoenergian määrä viisinkertaistuu verrattuna vuoden 2019 tasoon. Siirtotarpeen kasvuun vaikuttavat erityisesti maatuulivoiman kasvu sekä lisääntyvä sähkön tuonti Pohjois-Ruotsista Suomeen. Skenaariossa Suomen tuulivoimakapasiteetista noin 60 % (n. 7 gigawattia) sijoittuu Keski-Suomen poikkileikkauksen pohjoispuolelle. Etenkin skenaariossa oletettu sähkön teollisuuskulutuksen kasvu Pohjois-Suomessa hillitsee siirtotarpeen kasvua, vaikka kokonaisuudessaan Suomen sähkön kokonaiskulutuksesta 75 % on Keski-Suomen poikkileikkauksen eteläpuolella.

Merellä tuulee -skenaariossa pohjois-eteläsuuntainen siirtotarve on skenaarioista pienintä, mutta siinäkin sähkön siirtotarve pohjoisesta etelään yli kolminkertaistuu vuoden 2019 tasosta. Keski Suomen poikkileikkauksen pohjoispuolelle sijoittuu yli 6 gigawattia maatuulivoimaa, joka on yli 60 % koko Suomen maatuulivoimasta sekä ja 3,5 gigawattia merituulivoimaa, joka käsittää 35 % Suomen merituulivoimasta. Merituulivoiman rakentuminen Keski-Suomen poikkileikkauksen eteläpuolelle vähentää merkittävästi siirtotarvetta pohjoisesta etelään verrattuna tilanteeseen, jossa merituulivoimaa rakennettaisiin pohjoisempaan Suomeen. Sähkön teollisuuskulutuksen kasvu Pohjois-Suomessa osaltaan hillitsee siirtotarvetta, vaikka Suomen sähkönkulutuksesta yli 75 % on Keski-Suomen poikkileikkauksen eteläpuolella.

Vuoden 2045 skenaarioissa siirtotarpeet kasvavat vielä merkittävästi vuoden 2035 tarpeita korkeammiksi. Myös vaihtelu eri skenaarioiden välillä

on suurta. Vuonna 2045 99 % siirtotilanteista kattava siirtokapasiteetti olisi Aurinkoa ja akkuja -skenaariossa 8 gigawattia, Sähköä vientiin ja Merellä tuulee -skenaarioissa 11 gigawattia, ja Ilmastoneutraali kasvu skenaariossa peräti 25 gigawattia. Maksimaalisen siirtotarpeen kattava siirtokapasiteetti on skenaariossa 2-5 gigawattia suurempi kuin 99 % siirtotilanteista kattava siirtokapasiteetti.

### Yhteenveto

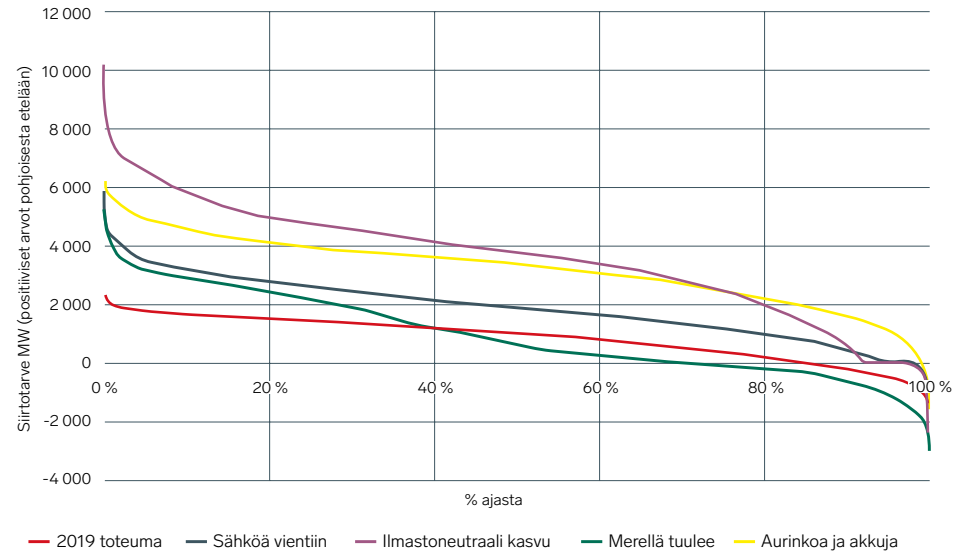
1. Kaikissa skenaarioissa siirtotarve Keski-Suomen poikkileikkauksen yli kasvaa merkittävästi ja leikkauksen kapasiteetti on moninkertaistettava, jotta Manner-Suomi voidaan säilyttää yhtenäisenä sähkökaupan tarjousalueena.
2. Ilmastoneutraali kasvu -skenaariossa vuonna 2035 tarvittava kapasiteetti on riittävä muiden skenaarioiden osalta vielä vuoden 2045 tilanteessa
3. Ilmastoneutraali kasvu -skenaariossa vuonna 2045 tarvittava sähkönsiirtokapasiteetti ei todennäköisesti ole saavutettavissa perinteisiä 400 kV yhden virtapiirin johtoja hyödyntämällä, vaan tarvitaan merkittävästi uusia ratkaisuja. 25–30 gigawatin siirtokapasiteetti vaatisi Keski-Suomen poikkileikkaukseen noin 20 kappaletta perinteisiä 400 kV johtoja (2020: 4 kpl), mikä ei ole rakentamiseen ja maankäyttöön liittyvistä syistä mahdollista, eikä todennäköisesti myöskään kansantaloudellisesti järkevää. Tässä skenaariossa tarvitaan Suomen oloissa uusia teknisiä ratkaisuja, joita käsitellään tarkemmin luvussa 4.8.
4. Siirtotarpeen kasvu riippuu erittäin voimakkaasti sähkön tuotannon ja kulutuksen sijoittumisesta Suomen sisällä. Tästä tehdyt oletukset vaikuttavat voimakkaasti analyysin lopputulokseen.

Tarvittavia verkkoratkaisuja on käsitelty tarkemmin luvussa 4.

### 3.1.2 Kemi-Oulujoen poikkileikkauksen (P0) siirtotarpeet

Kantaverkon siirtotarpeet Kemi-Oulujoen poikkileikkauksen yli kasvavat merkittävästi kaikissa skenaarioissa. Kuva 7 esittää siirtotarpeet vuonna 2035. Maksimisiirtotarve vaihtelee skenaarioissa 5 500 megawatin ja 10 000 megawatin välillä, kun taas 99 % siirtotilanteista kattamiseen riittää 4000 megawatin ja 7 500 megawatin välillä oleva kapasiteetti skenaariosta riippuen. Vuonna 2019 maksimisiirtotarve oli 2 300 megawattia ja siirron 99 % persentiili 2 000 megawattia. Leikkauksen nykyinen kapasiteetti on noin 2 400 megawattia. Kaikissa skenaarioissa suurimmat 1 % siirtotilanteista aiheuttavat merkittävän lisävahvistustarpeen verrattuna tilanteeseen, jossa vain 99 % siirtotilanteista katettaisiin (ero noin 1 500–2 500 megawattia). Yksi uusi 400 kV voimajohto kompensointi-investointeineen kasvattaa kapasiteettia noin 1 000–1 500 megawattia, joten pelkästään siirron korkeimpia, noin 100 tuntia vuodessa esiintyviä huippuja varten tarvittaisiin 1–2 uutta voimajohtoa. Kansantaloudellisesta ja maankäytöllisestä näkökulmasta voi olla perusteltua pyrkiä ratkaisemaan suurimmat 1% siirtotilanteista muilla tavoin kuin lisäjohtoja rakentamalla, esimerkiksi hyödyntämällä johtojen kuormitettavuutta reaaliaikaisesti mittaavaa Dynamic Line Rating -teknologiaa (DLR) tai hyödyntäen tuotannon ja kulutuksen joustoa.

Kuva 7 Siirtotarpeet Kemi-Oulujoen poikkileikkauksessa eri skenaarioissa vuonna 2035 verrattuna vuoden 2019 toteutuneeseen tasoon.





Siirtotarve leikkauksen yli on suurinta Ilmastoneutraali kasvu -skenaariossa. Tämä on seurausta korkeasta maatuulivoiman määrästä (n. 9 gigawattia) leikkauksen pohjoispuolella sekä Pohjois-Ruotsin (SE1) ja Suomen välillä kasvavasta siirtokapasiteetista (tässä skenaariossa yhteensä 2 800 megawattia). Muissa skenaarioissa huippusiirtotarve on selvästi pienempi johtuen pienemmästä tuulivoiman tuotannosta leikkauksen pohjoispuolella (noin 3–5 gigawattia). Aurinkoa ja akkuja -skenaariossa keskimääräinen siirtotarve on selvästi korkeampaa kuin Merellä tuulee ja Sähköä vientiin -skenaarioissa. Tämän aiheuttaa osaltaan Aurinkoa ja akkuja -skenaarion korkea sähköntuonti, josta merkittävä osa tulee Ruotsin pohjoisilta vaihtosähköyhteyksiltä. Sähköä vientiin -skenaariossa Kemi-Oulujoen poikkileikkauksen pohjoispuoleisen maatuulivoiman määrä kasvattaa siirtotarpeita, mutta korkea sähkön vienti (myös Pohjois-Ruotsiin) osaltaan tasapainottaa tätä. Merellä tuulee -skenaariossa Kemi-Oulujoen poikkileikkauksessa pohjois-eteläsuuntainen siirto on pienintä. Siirtoa tapahtuu jonkin verran myös etelä-pohjoissuunnassa, sillä valtaosa (n. 90 %) merituulivoimasta sijoittuu leikkauksen eteläpuolelle.

Vuoden 2045 siirto Kemi-Oulujoen poikkileikkauksen yli on suurinta Ilmastoneutraali kasvu -skenaariossa. 99 % siirtotilanteista voidaan skenaariossa kattaa noin 16 500 megawatin siirtokapasiteetilla, kun muissa skenaarioissa 99 % siirtotilanteista voidaan kattaa 5 500–6 000 megawatin siirtokapasiteetilla. Tämän aiheuttaa erityisesti korkea tuulivoiman määrä leikkauksen pohjoispuolella, joka Ilmastoneutraali kasvu -skenaariossa on 18 gigawattia vuonna 2045 ja vastaa n. 40 % Suomen tuulivoiman kokonaiskapasiteetista. Muissa skenaarioissa leikkauksen pohjoispuoleisen tuulivoiman määrä on noin 3–8 gigawattia.

## Yhteenveto

1. Kaikissa skenaarioissa siirtotarve Kemi-Oulujoen poikkileikkauksen yli kasvaa merkittävästi ja leikkauksen kapasiteetti on moninkertaistettava, jotta Manner-Suomi voidaan säilyttää yhtenäisenä sähkökaupan tarjousalueena.
2. Siirtotarve on hyvin riippuvainen tuotannon määrästä leikkauksen pohjoispuolella, jossa potentiaali koostuu pitkälti maatuulivoimasta. Siten siirtotarve on oleellisesti suurempi Ilmastoneutraali kasvu -skenaariossa, jossa Lapin maatuulivoiman potentiaalia hyödynnetään laajasti. Edellytys sähkön tuotannon kasvulle on sähkön kulutuksen kasvu, joka skenaarioissa on oletettu sijoittuvan pääosin Etelä-Suomeen. Mikäli suurempi osuus kulutuksesta sijoittuisi lähelle tuotantoa, siirtotarve leikkauksen yli olisi pienempi.
3. Ilmastoneutraali kasvu -skenaariossa vuonna 2045 tarvittava sähkönsiirtokapasiteetti ei todennäköisesti ole saavutettavissa perinteisiä 400 kV yhden virtapiirin johtoja hyödyntämällä, vaan tässä skenaariossa tarvitaan Suomen oloissa uusia teknisiä ratkaisuja, joita käsitellään tarkemmin luvussa 4.8.

## 3.2 Rajasiirtoyhteydet

Tässä luvussa esitellään verkkovisiossa tehdyt oletukset rajasiirtoyhteyksistä sekä esitetään eri rajasiirtovaihtoehtojen alustavaa hyötyanalyysiä. Rajasiirtoyhteyksiä koskevat tulokset ovat suuntaa antavia. Mahdolliset tarkemmat analyysit tehdään yhteistyössä naapurikantaverkkoyhtiön kanssa tai osana alueellista yhteistyötä. Kansantaloudellisia analyysejä tehdään myös Euroopan tasolla kahden vuoden välein ENTSO-E:n kymmenvuotisen kehityssuunnitelman (TYNDP) yhteydessä. Rajasiirtoyhteyksien hyötyjä on tarkasteltu simuloimalla Itämeren alueen sekä läntisen Euroopan kansantaloudellista hyötyä. Analyysi ei siis perustu ainoastaan Suomen kansantaloudellisen hyödyn arviointiin.

### 3.2.1 Ruotsi

Kaikissa verkkovision skenaarioissa on oletettu Suomen ja Ruotsin välisen, vuonna 2025 valmistuvan kolmannen vaihtosähköyhteyden (RAC3) olevan käytössä. Fenno-Skan 1 -yhteyden oletettiin poistuvan käytöstä vuoden 2035 skenaarioissa.<sup>11</sup> Verkkovisiossa on arvioitu kolmea uutta siirtoyhteysvaihtoehtoa (+800 megawattia) Suomen ja Ruotsin välillä:

- Neljäs vaihtosähköyhteys tarjousalueiden SE1 ja FI välille (RAC4).
- Kvarken-tasasähköyhteys Merenkurkuun tarjousalueiden SE2 ja FI välille.
- Fenno-Skan 3 -tasasähköyhteys tarjousalueiden SE3 ja FI välille.

Analyysin tarkoituksena on ollut uusien yhteyksien potentiaalin alustava kartoitus, joten tulokset ovat suuntaa antavia. Mahdolliset tarkemmat selvitykset rajasiirtoyhteyksistä tehdään yhdessä Svenska kraftnätin kanssa.

Tulosten perusteella kaikissa verkkovision skenaarioissa rajasiirtokapasiti-

teetin kasvattaminen Ruotsin suuntaan vuoteen 2035 mennessä RAC3:n lisäksi vaikuttaa hyödylliseltä. Näin on myös siinä tapauksessa, että Fenno-Skan 1 -yhteyden elinikää voidaan jatkaa vuoteen 2040.

Mikä tahansa kolmesta hankkeesta on skenaarioissa kannattava, mutta hankkeiden välillä kannattavuudessa on eroja. Mikäli siirtosuunta yhteydellä olisi pääasiassa sähkön tuontia, soveltuvin pääteipiste Ruotsin puolella olisi SE1 tai SE2 tarjousalue (RAC4 tai Kvarken). Mikäli taas yhteys olisi ensisijaisesti vientitarkoituksiin, Fenno-Skan 3 olisi kannattavampi vaihtoehto. Tuotannon ja kulutuksen tasapainottamisen näkökulmasta kaikki yhteydet ovat toimivia. Kustannuksiltaan RAC4 on todennäköisesti kumpuakin tasasähköyhteyttä edullisempi. RAC4:n ja Kvarkenin markkinavaikutukset ovat samankaltaisia, jolloin oletettu ero investointikustannuksissa kääntää vertailua RAC4:n eduksi. Vuoden 2035 skenaarioilla tehdyissä markkina- ja verkostolaskelmissa RAC4:n oletettiin olevan käytössä Ilmastoneutraali kasvu – sekä Aurinkoa ja akkuja -skenaarioissa. Vastaavasti Fenno-Skan 3:n oletettiin olevan käytössä Sähköä vientiin sekä Merellä tuulee -skenaarioissa.

Kvarken ja Fenno-Skan -yhteyksien osalta pitkällä aikavälillä saattaa nousta mahdolliseksi liittää siirtoyhteyden varrelle merituulivoimaa. Ratkaisua kutsutaan hybridi-tasasähköyhteydeksi. Erityisesti Fenno-Skanin tapauksessa mahdollinen ratkaisu, jossa väliasema sijaitisi Ahvenanmaalla, voisi olla merelle rakennettavia sähköasemia edullisempi vaihtoehto. Nämä ratkaisut edustavat kuitenkin lähinnä pidemmän tähtäimen potentiaalia. Niiden toteutettavuus 2035 mennessä vaatisi useista toisiinsa liittyvistä tasasähköyhteyksistä koostuvan verkkoteknologian nopeaa kehittymistä tai useita erillisiä perinteisiä yhteyksiä olettaen, että liitettävän tuulivoiman määrä on huomattava (yhden perinteisen yhteyden maksimiteho on noin 1 000 megawattia). Tätä optiota ei ole siten tarkasteltu osana verkkovisiota.

<sup>11</sup>Fingrid ja Svenska kraftnät selvittävät parhaillaan yhteyden käyttöä jatkamista vuoteen 2040 asti.

### 3.2.2 Norja

Verkkovision kaikissa skenaarioissa vuosille 2035 ja 2045 on tehty lähtöoletus, että Suomen ja Pohjois-Norjan (Finnmarkin) välinen siirtoyhteys on vahvistettu Norjan kantaverkkoyhtiön rakentamalla back-to-back -tasasähköasemalla ja Suomen ja Norjan NO4 tarjousalueen välillä on markkinaraja, jonka kapasiteetti 150 megawattia molempiin suuntiin. Tätä ratkaisua on selvitetty aiemmin osana pohjoismaista verkkosuunnitelmaa (Nordic Grid Development Plan 2019)<sup>12</sup>. Ratkaisun kannattavuutta ei ole verkkovisiossa erikseen arvioitu.

Kapasiteetin kasvattaminen 150 megawattia suuremmaksi vaatisi uuden siirtoyhteyden rakentamista Finnmarkista Suomeen ja muita teknisiä ratkaisuja. Toisaalta Pohjoismaisessa verkkosuunnitelmassa tehtyjen analyysien perusteella pelkkä 400 kV vaihtosähköyhteys ei olisi teknisestä eikä markkinoiden näkökulmasta toimiva. Yhteyden kapasiteetti jäisi jännite- ja stabiiliussyistä matalaksi, sillä siirtyvän sähkömäärä olisi vaikea saada sähköpörssin tuotaman ratkaisun mukaiseksi, ja sisäisten pullonkaulojen riski Pohjois-Norjassa kasvaisi.<sup>13</sup>

Mikäli löydettäisiin kohtuullisin kustannuksin toteutettavissa oleva ratkaisu, joka mahdollistaisi sähkömäärän markkinaehtoisen siirron nykyisen tarjousalue NO4:n vesivoimavaltaisista eteläosista Etelä-Suomeen asti, olisi se kansantaloudellisten hyötyjen kannalta jatkoselvitettävä vaihtoehto. Tällainen yhteys mahdollistaisi sähkökaupan Norjan vesivoimavaltaisen ja Suomen (tulevaisuudessa) tuulivoimavaltaisen järjestelmän välillä sekä tarjoaisi liityntämahdollisuuksia Finnmarkin alueen tuulivoimalle Norjassa (mikäli sellaista rakennetaan). Tämän mahdollistaminen edellyttäisi Fingridin käsityksen mukaan verkon merkittävää vahvistamista Norjassa sekä Pohjois-Lapista Etelä-Suomeen ulottuvia verkkovahvistuksia Suomen puolella. Todennäköisesti verkkovahvistusten lisäksi tarvittaisiin myös verkkoratkaisuja, jotka ohjaavat tehon kulkemaan halutusti Pohjois-Norjan ja Suomen välillä. Näitä voisivat olla esimerkiksi suurempi back-to-back -linkki Suomen ja Norjan välille, pidempi tasasähköyhteys Suomen ja Norjan välille, vaiheenkääntömuuntaja(t) tai säätyvät sarjakompensointilaitteistot.

Kuva 8 Havainnollistus tarjousalue NO4:n tuotantokeskittymien ja Suomen välisestä etäisyydestä.



Pitkien etäisyyksien vuoksi tällaisen ratkaisun kustannukset nousisivat todennäköisesti hyvin korkeiksi. Kustannusten ja yhteyden toiminnan ymmärrys vaatisi erittäin tarkkaa käsitystä Pohjois-Norjan sähköjärjestelmästä ja mahdollisuuksista vahvistaa Pohjois-Norjan verkkoa. Tällaisen järeän siirtoyhteyden kokonaiskansantaloudellista kannattavuutta ei siten voi mielekkäästi tarkastella Fingridin omassa selvityksessä.

<sup>12</sup> Nordic Grid Development Plan 2019 (NGDP 2019).

<sup>13</sup> NGDP 2019, s. 37

### 3.2.3 Viro

Suomen ja Viron välisen siirtokapasiteetin kasvattaminen vaikuttaa kansantaloudellisesti hyödylliseltä vuoden 2035 tasolla kaikissa skenaarioissa ja sen jälkeen, kun tehdään seuraavat lähtöoletukset:

1. Baltian maiden sähkönkulutuksen oletetaan kasvavan ja fossiilisiin polttoaineisiin perustuvan sähkön tuotannon supistuvan.
2. Sähkökauppa Baltian ja Venäjän välillä oletetaan loppuvaksi Baltian maiden synkronoituessa Keski-Euroopan sähköjärjestelmään.
3. Vaikka uusiutuvan sähkön tuotanto Baltiassa kasvaa, vuositasolla Baltian maat ovat skenaarioissa pääasiassa sähkön nettotuojia.
4. Samaan aikaan myös Viron ja Latvian, Latvian ja Liettuan sekä Liettuan ja Puolan välistä siirtokapasiteettia voidaan vahvistaa kohtuullisin kustannuksin.

EstLink 3 -yhteys sekä vahvistettu siirtoreitti Baltian läpi on huomioitu kaikkien verkkovision skenaarioiden markkinasimulointi- ja verkostolaskelmissa vuodelle 2035.

Yhteys olisi ainakin aluksi pääsääntöisesti vientiyhteys Suomesta Viroon. Tämä mahdollistaisi tuulivoiman suuremman rakentamisen Suomeen, joka toisaalta edellyttäisi Suomen sisäisiä verkkovahvistuksia tuulivoiman tuotantoalueiden ja etelärannikon EstLink 3:n lähtöpisteen välillä. Erityisesti merituu- livoiman lisärakentaminen Baltiassa aiheuttaa oletuksiin epävarmuutta, sillä jo yksi suuri 1 000 megawatin merituu- livoima tuottaisi noin puolet Viron nykyisestä sähkönkulutuksesta sekä noin kuudenneksen koko Baltian käyttämästä sähköstä. Näin ollen jo yksittäisellä investoinnilla olisi merkittäviä vaikutuksia yhteyden markkinahyötyihin. Lisäksi mahdollinen Itämeren alueen meriverkko (Baltic Sea Offshore Grid) vaikuttaisi toteutuessaan merkittävästi alueen rajasiirtoyhteyksien kannattavuuteen. Jos meriverkko toteutuisi, EstLink 3 voisi mahdollisesti olla osa sitä.

Mikäli EstLink 3:a lähdetäisiin toteuttamaan, olisi syytä selvittää mahdollisuudet yhteistyöprojektille jossa vahvistettaisiin siirtokykyä kerralla koko matkalta Suomen, Viron, Latvian, Liettuan ja Puolan välillä. Tällainen projekti edellyttäisi luonnollisesti kiinnostusta kaikilta alueen kantaverkkoyhtiöiltä. Käytännössä tällaista projektia tuskin voitaisiin käynnistää ennen kuin Baltian synkronointi on toteutettu. Siihen mennessä EstLink 3:n kannattavuuteen vaikuttavat tekijät ovat todennäköisesti selkeytyneet.

### 3.2.4 Venäjä

Viipurin tasasähköasema otettiin käyttöön pääosin 1980-luvulla, ja sen uusiminen tulee todennäköisesti ajankohtaiseksi tarkastelujaksolla. Aseman uusiminen parantaisi Venäjän ja Suomen välisen sähkönsiirron teknisiä edellytyksiä ja tarjoaisi mahdollisuuden kasvattaa siirtokapasiteettia Suomesta Venäjälle (nykyinen kapasiteetti on epäsymmetrinen). Koska tasasähköasema sijaitsee Venäjällä, Fingrid ei päätä sen uusimisesta, vaan rakentaa ja ylläpitää Suomen puolella sijaitsevaa kantaverkkoa siten, että rajakauppa on mahdollista. Verkko-omaisuuden uusimisen lisäksi rajakaupan pelisääntöjen muuttaminen joustavammiksi edistäisi kauppaa ja toisi kansantaloudellista hyötyä Suomeen ja Venäjälle.

Suomen ja Venäjän välinen siirtokapasiteetti oletettiin Sähköä vientiin ja Ilmastoneutraali kasvu -skenaarioissa vahvistettavan kaksisuuntaiseksi 1300 megawatin tasasähköyhteydeksi vuoteen 2035 mennessä. Ilmastoneutraali kasvu -skenaariossa lisäksi oletettiin, että Venäjän puolella olevien kapasiteettimaksujen nykyinen, erittäin merkittävä vaikutus rajakauppaan poistuisi. Vastavasti Merellä tuulee ja Aurinkoa ja akkuja -skenaarioissa oletettiin, ettei Suomen ja Venäjän välillä siirry sähköä, kuten luvussa 2 on kerrottu.

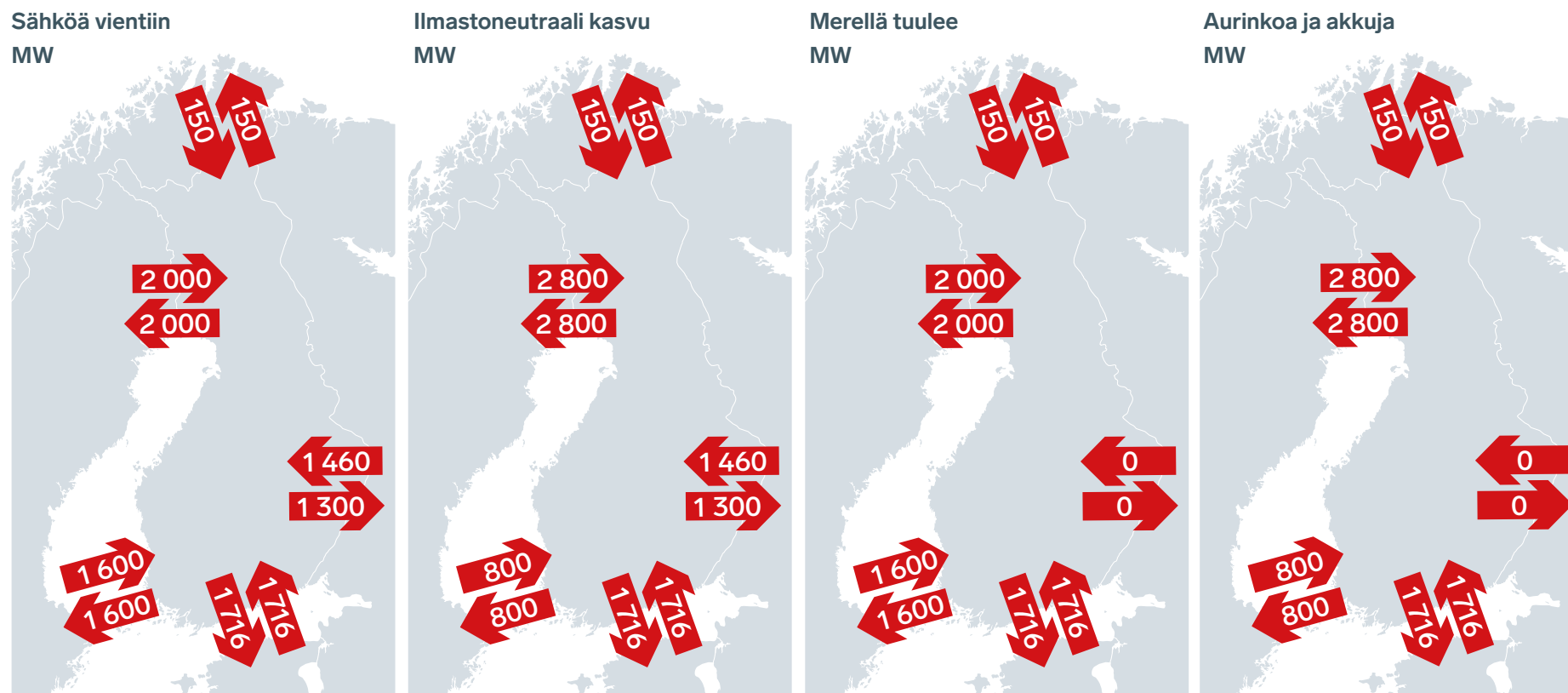
Sähköä vientiin -skenaariossa sähköä viedään merkittävästi Suomesta myös Venäjälle. Tämä osaltaan lisää siirto- ja investointitarvetta Suomen sisällä pohjois-eteläsuunnassa, sillä Suomen tuotantoylijäämä on Keski-Suomen

poikkileikkauksen pohjoispuolella. Ilmastoneutraali kasvu -skenaariossa sähkön siirto vaihtelee voimakkaasti, kun kapasiteettimaksut eivät rajoita kauppaa. Toisaalta myös Venäjän puolella on oletettu otettavan käyttöön jonkin verran tuulivoimaa. Venäjän ja Baltian maiden välillä ei skenaarioissa käydä sähkökauppaa.

### 3.2.5 Rajasiirtoyhteyksien yhteenveto

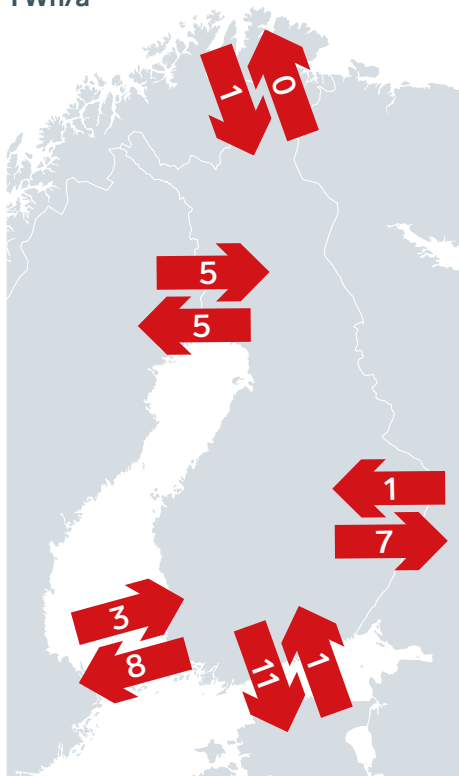
Kuva 9 esittää rajasiirtokapasiteetit ja Kuva 10 rajasiirrot Suomen rajasiirtoyhteyksillä vuonna 2035 eri skenaarioissa. Kapasiteetit esitetään megawatteina. Siirrot esitetään vuosienenergiaa (terawattituntia/vuosi) keskimääräisiä tulovirtaama-, tuulusuus- ja lämpötilaolosuhteita vastaavissa tilanteissa. Sääolosuhteista riippuen rajasiirrot vaihtelevat voimakkaasti sekä tunti- että vuositasolla.

Kuva 9 Rajasiirtokapasiteetit skenaarioissa vuonna 2035.

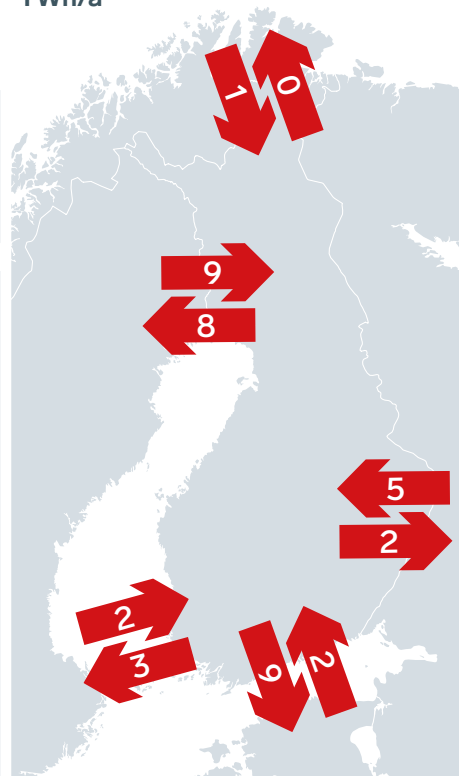


Kuva 10 Keskimääräisten sääolosuhteiden mukaiset rajasiirrot skenaarioissa vuonna 2035.

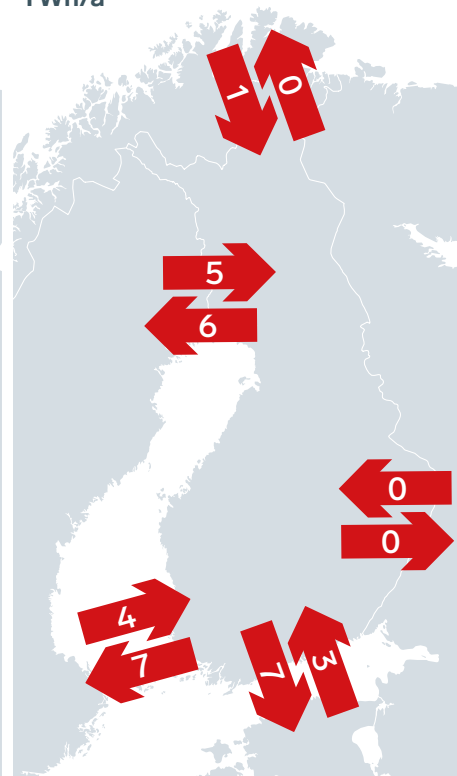
Sähköä vientiin  
TWh/a



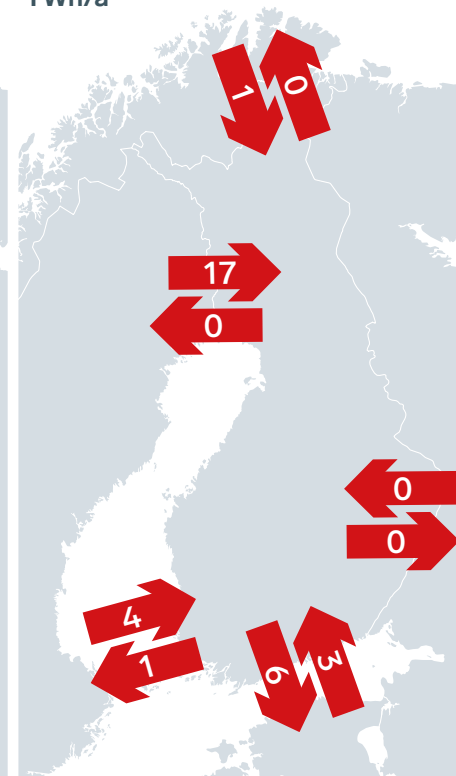
Ilmastoneutraali kasvu  
TWh/a



Merellä tuulee  
TWh/a



Aurinkoa ja akkuja  
TWh/a



Suomen sähkönsiirto Pohjois-Ruotsin (SE1) kanssa on vuositasolla voimakasta tuontia Aurinkoa ja akkuja -skenaariossa ja tasapainoista muissa skenaarioissa. Siirto Keski-Ruotsiin on vientipainotteista Sähköä vientiin - ja Merellä tuulee -skenaarioissa, tasapainoista Ilmastoneutraali kasvu -skenaariossa ja tuontipainotteista Aurinkoa ja akkuja -skenaariossa. Nykyistä tasapainoisempi nettosiirto mahdollistaa yhteyksien käytön nykyistä paremmin tuotannon ja kulutuksen tasapainottamiseen mikä on tärkeää, kun molemmiin puolin rajaa on runsaasti vaihtelevaa tuotantoa.

Sähkönsiirto Viroon on vientipainotteista kaikissa skenaariossa. Sähköä vientiin -skenaarion vienti on korkeinta, kun taas Aurinkoa ja akkuja -skenaariossa vientiä on vähiten. Viroon suuntautuvan viennin määrään vaikuttaa Suomen oma yli- tai alijäämäisyys sekä Baltian sähkötase.

Sähkönsiirto Venäjän kanssa on vientipainotteista Sähköä vientiin -skenaariossa ja tuontipainotteista Ilmastoneutraali kasvu -skenaariossa. Muissa skenaarioissa oletettiin, että mahdollisuus sähkökauppaan Venäjän kanssa poistuu, mikäli Viipurin linkkiä ei uusita. Ilmastoneutraali kasvu -skenaariossa nettotuonnin taustalla on oletus, että Venäjälläkin otetaan käyttöön tuulivoimaa ja kapasiteettimaksut poistuvat rajakaupasta, jolloin rajasiirrot muuttuvat vaihtelevammiksi.

# **4. Kantaverkon vahvistustarpeet**



## 4.1 Verkostolaskentaprosessi

Markkinamallinnuksessa oletetaan, että Suomen tarjousalueen sisällä ei ole rajoitteita siirtokyvyille. Todellisuudessa fyysisessä sähköverkossa on kuitenkin rajallinen siirtokyky, jolloin markkinasimuloinnin tulokset täytyy siirtää verkostolaskentaohjelmistoon tarkempia analyysejä varten. Verkkovisiota varten verkostolaskentaohjelmistoon luotiin vuotta 2035 kuvaava pohjamalli, jossa on kuvattuna nykyinen kantaverkko, jakeluverkonhaltijoiden 110 kV verkko sekä kantaverkon kymmenvuotisen kehittämissuunnitelman mukaiset verkkovahvistukset. Pohjamalliin on myös mallinnettu karkealla tasolla tuulivoiman verkkoliityntöjä lisäämällä muun muassa tarvittavia 400/110 kV muuntoja. Tuulivoimaverkkoliityntöjä ei ole kuitenkaan mallinnettu yksityiskohtaisesti eikä näitä liityntöjä myöskään esitetä tarkemmin verkkovisiossa.

Yhteisestä pohjamallista luodaan simuloitua verkon käyttötilanteet kunkin skenaarion jokaiselle vuoden tunnille käyttäen markkinasimuloinnin tuloksia. Vuoden ympäri tilanteita analysoimalla havaitaan kunkin skenaarion haasteet ja niitä ratkaistaan lisäämällä pohjamallin päälle kantaverkon vahvistuksia. Riittävän monen iterointikierroksen jälkeen muodostetaan alustava lista kussakin skenaariossa tarvittavista kantaverkon vahvistuksista, joilla saavutetaan riittävä käyttövarmuus ja siirtokyky.

## 4.2 Käytettävät teknologiat ja rajaukset

Skenaarioiden lisäsiirtotarpeita lähdettiin ratkaisemaan lisäämällä 400 kV voimajohtoja käyttäen sarjakompensointia pääsiirtoleikkauksissa. Nämä kaikki voimajohtovahvistukset on esitetty tulevissa aliluvuissa. Rinnakkaiskompensoinnin tarvetta ei ole verkkovision yhteydessä selvitetty yksityiskohtaisesti rinnakkaiskompensoinnin paikallisen ja skenaarioriippuvan luonteen vuoksi. Tutkittujen verkkoratkaisujen kohdalla on oletettu, että rinnakkaiskompensointia tarvitaan tulevaisuudessa riittävä, nykyistä selkeästi suurempi määrä ottamatta kantaa tarkkaan määrään tai sijoittumiseen. Rinnakkaiskompensoinnin toteuttaminen

on olennaisesti nopeampaa kuin voimajohdon rakentaminen, joten rinnakkaiskompensoinnin tarkempi analysointi on myös tästä syystä jätetty verkkovisio-tarkastelujen ulkopuolelle. Verkkovisiotyön seurauksena Fingrid aloittaa rinnakkaiskompensoinnin tarpeen tarkemman selvittämisen vuoden 2021 aikana.

Tavoitteena oli suunnitella kustannustehokas N–1-kestoinen<sup>14</sup> päävoimansiirtoverkko eri skenaarioissa. Vuoden 2035 Merellä tuulee, Sähköä vientiin sekä Aurinkoa ja akkuja -skenaarioiden mallinnuksessa saavutettiin päävoimansiirtoverkon N–1-kestoisuus, mutta Ilmastoneutraali kasvu -skenaarion valtavan rakennustarpeen vuoksi analyysi keskittyi löytämään olennaisimmat vahvistustarpeet sen sijaan, että yritettäisiin saada verkko täysin N–1 kestäväksi. N–1-kestoisuutta varten mahdollisesti tarvittava siirtokapasiteetin lisäys voi olla kustannustehokkainta hoitaa joustojen avulla, mikä on tarpeen erityisesti Ilmastoneutraali kasvu -skenaariossa. Verkkovisiossa esitetyt verkkovahvistuksia analysoitaessa tulee huomioda, että skenaarioissa tehdyt oletukset kulutuksen ja tuotannon sijoittumisesta vaikuttavat voimakkaasti seuraavissa kappaleissa esitettyihin vahvistusehdotuksiin.

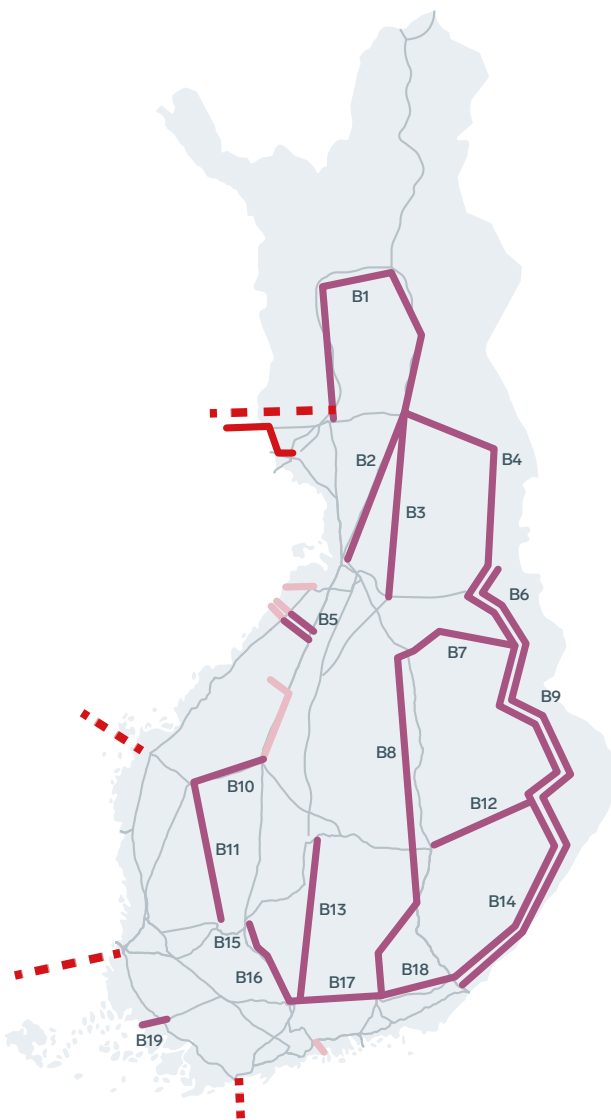
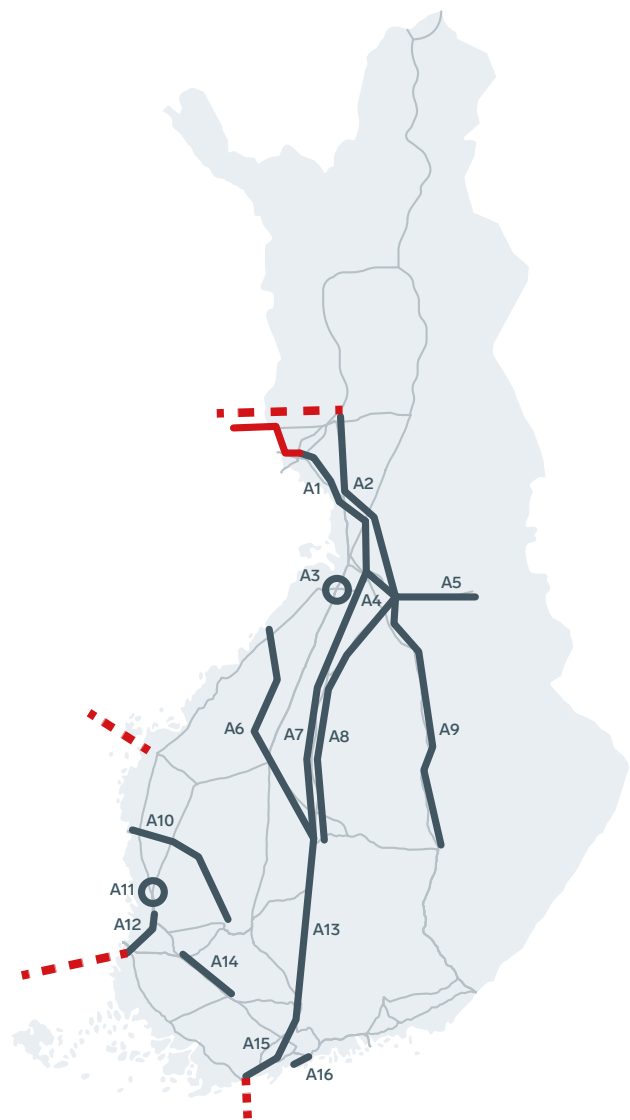
<sup>14</sup> N–1-kestoisuutta tarkoittaa, että järjestelmä kestää tavanomaiset yksittäiset viat ja vikaantuneen komponentin irtoamisen. N–0-kestoisuus taas kuvaa järjestelmän olevan kestävä ehjässä tilassa, eli ennen vikaa.

### 4.3 Vuodelle 2035 tarvittavat päävoimansiirtoverkon vahvistukset

Verkkovahvistuksia on tutkittu erikseen jokaisessa skenaariossa, ja skenaariokohtaiset verkostovahvistukset on esitetty luvuissa 4.4–4.7. Eri skenaariot kuvaavat kuitenkin erilaisia kehityspolkuja, joiden toteutumista ei voida täysin ennustaa. Tässä yhteenvedossa on pyritty tunnistamaan sellaiset vahvistukset, jotka palvelevat mahdollisimman montaa eri skenaariota.

Vuoden 2035 verkkovahvistusten yleiskuva on esitetty kuvassa 11. Vasemmanpuolimmaisessa kuvassa on esitetty vahvistukset, joita tarvitaan todennäköisesti. Oikeanpuolimmaisessa kuvassa on esitetty vahvistuksia, jotka ovat osittain toisilleen vaihtoehtoisia ja joiden tarve riippuu tietystä kehityskulusta. On myös huomioitava, että vasemmanpuolisessa kuvassa esitetyt todennäköisesti tarvittavat johdot eivät yksin riitä missään skenaariossa, vaan kaikissa skenaarioissa tarvitaan joitakin johtovahvistuksia myös oikeanpuolimmaisesta kuvasta. Kuvissa on esitetty myös punaisella skenaarioissa mukana olleet rajasiirtoyhteydet. Kuvassa 11 esitettyjä uusia johtoja ei ole tarkasteltu reittisuunnittelun ja maankäytön näkökulmasta. Kartassa esitetyt viivat esittävät johtotarvetta asemien välillä, eivätkä välttämättä vastaa todellisia johtoreittejä. Uusien johtojen reittisuunnittelu sekä tarkemmat verkkoselvitykset tehdään johtohankkeiden edetessä.

Kuva 11 Yleiskuva tunnistetuista verkkovahvistustarpeista vuodelle 2035. Johtoreitit havainnollistavat sähkönsiirron tarvetta asemien välillä, eivätkä välttämättä vastaa todellisia johtoreittejä.



Nro	Johto
A1	Pyhänselkä–Herva–Viitajärvi–RAC3
A2	Nuojuankangas–Herva–Petäjäskoski
A3	Johtoristeämän toteuttaminen Pohjois-Pohjanmaalla
A4	Pyhänselkä–Nuojuankangas
A5	Nuojuankangas–Seitenoikea
A6	Jylkkä–Petäjävesi
A7	Metsälinja 1 (rakenteilla)
A8	Metsälinja 2
A9	Järviinjä 2
A10	Kristinestad–Melo
A11	Johtoristeämän toteuttaminen Etelä-Pohjanmaalla
A12	Rauma–Ulvila
A13	Petäjävesi–Hikiä
A14	Huittinen–Forssa 2
A15	Inkoo–Hikiä
A16	Helsingin 400 kV kaapeli
B1	Lapin lenkki
B2	Pirttikoski–Pikkarala
B3	Pirttikoski–Nuojuankangas
B4	Pirttikoski–Kuusamo–Suomussalmi
B5	Hanhela–Lumijärvi (kaksoisjohto)
B6	Suomussalmi–Seitenoikea–Kuhmo (kaksoisjohto)
B7	Vuolijoki–Kajaani–Kuhmo
B8	Vuolijoki–Pieksämäki–Koria
B9	Kuhmo–Kontiolahti (kaksoisjohto)
B10	Alajärvi–Seinäjoki
B11	Seinäjoki–Melo
B12	Huutokoski–Kontiolahti
B13	Petäjävesi–Hikiä 2
B14	Kontiolahti–Yllikkälä (kaksoisjohto)
B15	Kangasala–Lavianvuori
B16	Lavianvuori–Hikiä
B17	Hikiä–Koria
B18	Koria–Yllikkälä
B19	Lieto–Naantalinsalmi

- Tarvitaan todennäköisesti
- Tarve riippuu tietyistä kehityskulusta / Ratkaisut vaihtoehtoisia toisilleen
- Asiakashanke
- Kolmas 400 kV AC -yhdysjohto Ruotsiin
- Mahdollinen uusi rajasiirtoyhteys

Useammassa skenaariossa tarvittavat vahvistukset voidaan jakaa kahteen ryhmään: Jo kantaverkon kehittämissuunnitelmassa 2019 olevat sekä Verkko-visiosta uusina tarpeina nousseet. Aiemmin kehittämissuunnitelmassa esitetyistä, ja pohjamallissa kuvatuista sisäisistä johtoinvestointitarpeista tarpeelliseksi nousivat jälleen:

- Metsälinja
- Järvinlinja 2
- Petäjävesi–Hikiä
- Toinen Huittinen–Forssa-johto
- Ruotsi–Viitajärvi–Herva–Pyhänselkä (RAC3)
- Petäjäsoski–Herva–Nuojuankangas
- Nuojuankangas–Seitenoikea
- Pyhänselkä–Nuojuankangas
- Helsingin kaapeli (Länsisalmi–Viikinmäki)

Yllä lueteltujen lisäksi analyysissä nousi uusia investointitarpeita eri puolille Suomea. Todennäköisesti tarvittavien yhteyksien kategoriassa pohjois-eteläsuuntaista siirtoa vahvistamaan tarvitaan Metsälinja 2, jonka on ajateltu kulkevan Nuojuankankaalta Kinnulan kautta Petäjävedelle. Etelä-Suomen verkkoa pitäisi vahvistaa Rauma–Uvila sekä Inkoo–Hikiä -johdoilla etenkin, mikäli verkostotarkasteluissa mukana olleet uudet rajasiirtoyhteydet EstLink 3 ja Fenno-Skan 3 toteutuvat oletetuilla pääteasemilla. Risteämien toteuttaminen nykyisillä Pikkaralan sekä Ulvilan seudun johdoilla on edullinen keino kasvattaa siirtokapasiteettia Rannikkolinjalla.

Länsirannikolle rakennettavan tuulivoiman siirto etelään luo tarpeen Jylkkä–Toholampi–Petäjävesi-yhteydelle. Tämä yhteys tarvitaan erittäin todennäköisesti jo 2020-luvulla johtuen lähivuosina toteutuvasta tuulivoimarakentamisesta länsirannikolla. Etelämpänä Pohjanmaalla tuotantoylijäämän siirto ulos alueelta edellyttää todennäköisesti uutta johtoyhteyttä Kristiinankaupungin ja Nokian (Melo) välille. Myös tämän yhteyden tarve toteutuu todennäköisesti jo 2020-

luvulla, mikäli alueen tuulivoimakapasiteetti kasvaa odotetusti. Etelä-Suomeen tarvitaan todennäköisesti Kangasala-Lavianvuori yhteyden vahvistaminen.

Muita tärkeitä skenaariokohtaisia investointikohteita nousi runsaasti ja ne ovat merkitty kartalle violetilla. Skenaariokohtaisia investointitarpeita on käsitelty alaluvuissa 4.4.–4.7. Skenaarioriippuvaisuudesta johtuen, violetilla kuvattuja johtoinvestointeja varaudutaan selvittämään, mikäli tietyt skenaariokohtaiset ”laukaisevat tekijät” täyttyvät.

Esimerkiksi Pirttikoski–Pikkarala uusinta, Pirttikoski–Nuojuankangas, Vuolijoki–Pieksämäki, toinen Petäjävesi–Hikiä sekä Pieksämäki–Koria -johdot nousevat tarpeelliseksi, mikäli pohjois-eteläsuuntainen siirto kasvaa entisestään.

Jos Pohjanmaan tuulivoiman jatkuva kasvu sekä länsirannikolle syntyvä meritulivoima toteutuvat, nousevat erityisesti johdot Seinäjoki–Melo, Seinäjoki–Alajärvi sekä Kangasala–Hikiä tarpeelliseksi.

Jos Itä-Suomen tutkahaasteet pystytään ratkaisemaan, ja alueelle olisi mahdollista rakentaa merkittävä määrä tuulivoimaa, nousevat seuraavat hankkeet tarpeelliseksi Seitenoikea–Kuhmo–Kajaani–Vuolijoki, Pirttikoski–Kuusamo–Suomussalmi–Seitenoikea, Kuhmo–Kontiolahti–Yllikkälä–Koria ja Kontiolahti–Huutokoski. Osaan näistä siirtokäytävistä tarvitaan mahdollisesti kaksi 400 kV johtoa riippuen esimerkiksi liitettävän tuotannon määrästä. Jos Lappiin rakennetaan merkittäviä määriä tuulivoimaa, tulee Lappiin todennäköisesti rakentaa 400 kV rengasyhteys.

Esitettyjen johtoinvestointitarpeiden lisäksi tarvitaan kymmeniä uusia 400 kilovoltin muuntoja sekä selvästi nykyistä suurempi määrä rinnankompensointikapasiteettia. Näitä tarpeita ei ole erikseen tarkasteltu verkostolaskelmin, mutta suuruusluokka-arvio niiden vaatimista investoinneista on sisällytetty luvussa 4.9 esitettyihin investointikustannuksiin.

Kuvassa esitetyt uudet rajasiirtoyhteydet ovat eri skenaarioissa tehtyjä valintoja. Verkostolaskelmissa on huomioitu kaikissa skenaarioissa EstLink 3 -yhteys, kahdessa skenaariossa Fenno-Skan 3 -yhteys sekä kahdessa skenaariossa RAC4-yhteys. Tarkemmin rajasiirtoyhteyksiä on käsitelty luvussa 3.2.

#### 4.4 Skenaariokohtainen tarkastelu: Merellä tuulee

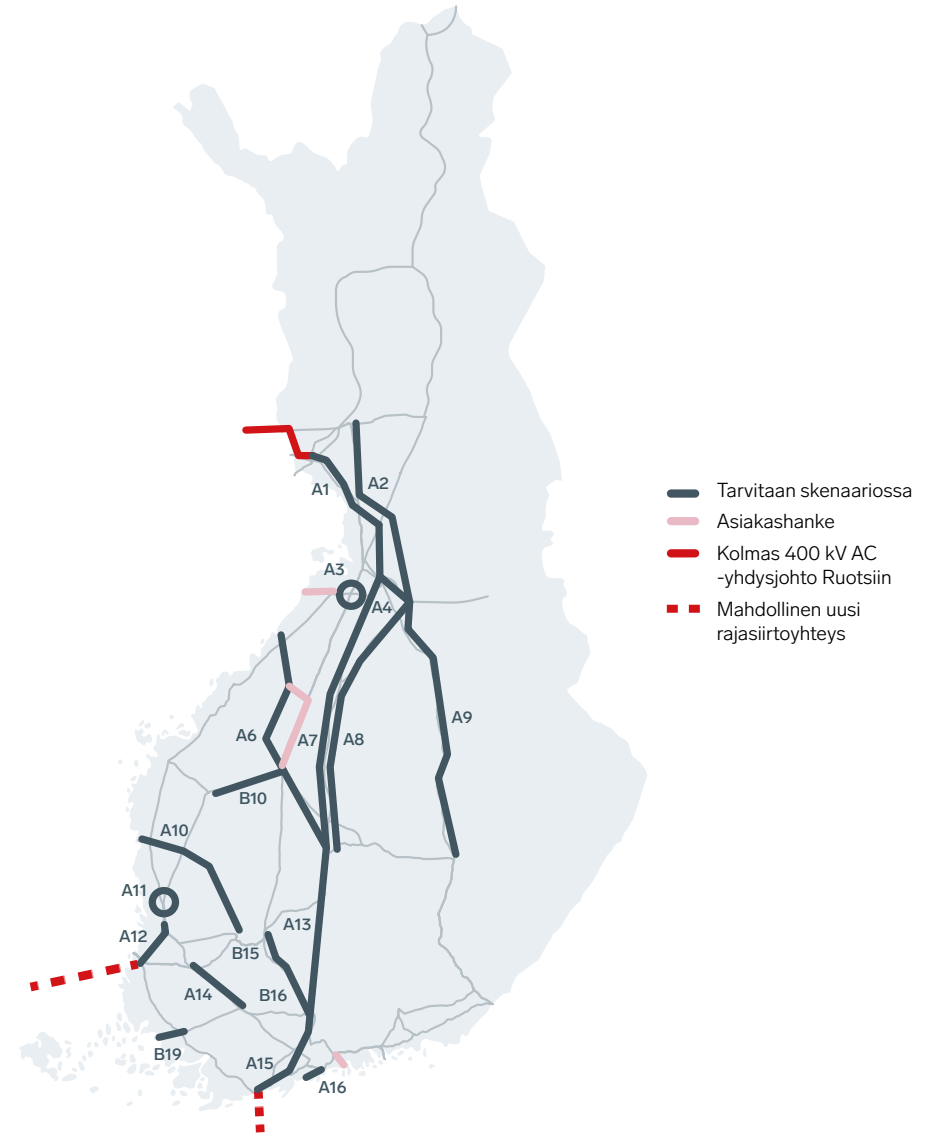
Merellä tuulee -skenaarion erityispiirteenä on merituulivoiman lisäksi suuri siirto länsirannikolta muualle Suomeen. Lisäksi skenaariossa tarvitaan verkkovahvistuksia kasvavan pohjois-eteläsuuntaisen tehonsiirron mahdollistamiseksi. Alla olevassa kuvassa 12 on esitetty skenaarion ehdotettu verkkoratkaisu.

Verkkoratkaisussa tarvitaan viisi 400 kV siirtojohtoa Kemi-Oulujoen poikkileikkaukseen (2020 johtoja on kolme kappaletta). Keski-Suomen poikkileikkaukseen tarvitaan kahdeksan kappaletta 400 kV siirtojohtoa (2020 johtoja on neljä kappaletta). Nämä johdot mahdollistaisivat kasvavan pohjois-eteläsuuntaisen tehonsiirron. Keski-Suomen poikkileikkauksen johdoista erityisesti Jylkkä–Toholampi–Petäjavesi-johto edesauttaisi myös maa- ja merituulivoiman aiheuttaman länsi-itäsuuntaisen siirron mahdollistamista.

Pohjanmaalla näkyy suuren ylijäämän aiheuttama siirtotarve ulos alueelta. Suuren tehonsiirron alueelta ulos mahdollistaisivat johtoristeämien toteuttaminen alueen etelä- ja pohjoisrajoilla, joka lisäisi kapasiteettia rannikkojohdolle sekä Kristinestad–Melo ja Seinäjoki–Alajärvi 400 kV johtovahvistukset. Lisäksi aiemmin mainittu Jylkkä–Toholampi–Petäjavesi-johto keventäisi painetta Pohjois-Pohjanmaan alueella.

Etelässä muun muassa Rauma–Ulvila, Huittinen–Forssa ja Kangasala–Lavianvuori–Hikiä 400 kV johdot mahdollistavat kasvavaa länsi-itä- ja pohjois-eteläsuuntaista tehonsiirtoa. Petäjavesi–Hikiä ja Hikiä–Inkoo mahdollistavat pohjois-eteläsuuntaista siirtoa Oulujoen tasolta Etelä-Suomeen ja eteenpäin Baltian maihin Estlink 3 -yhteyden kautta.

Kuva 12 Merellä tuulee -skenaarion investointitarpeet vuonna 2035.



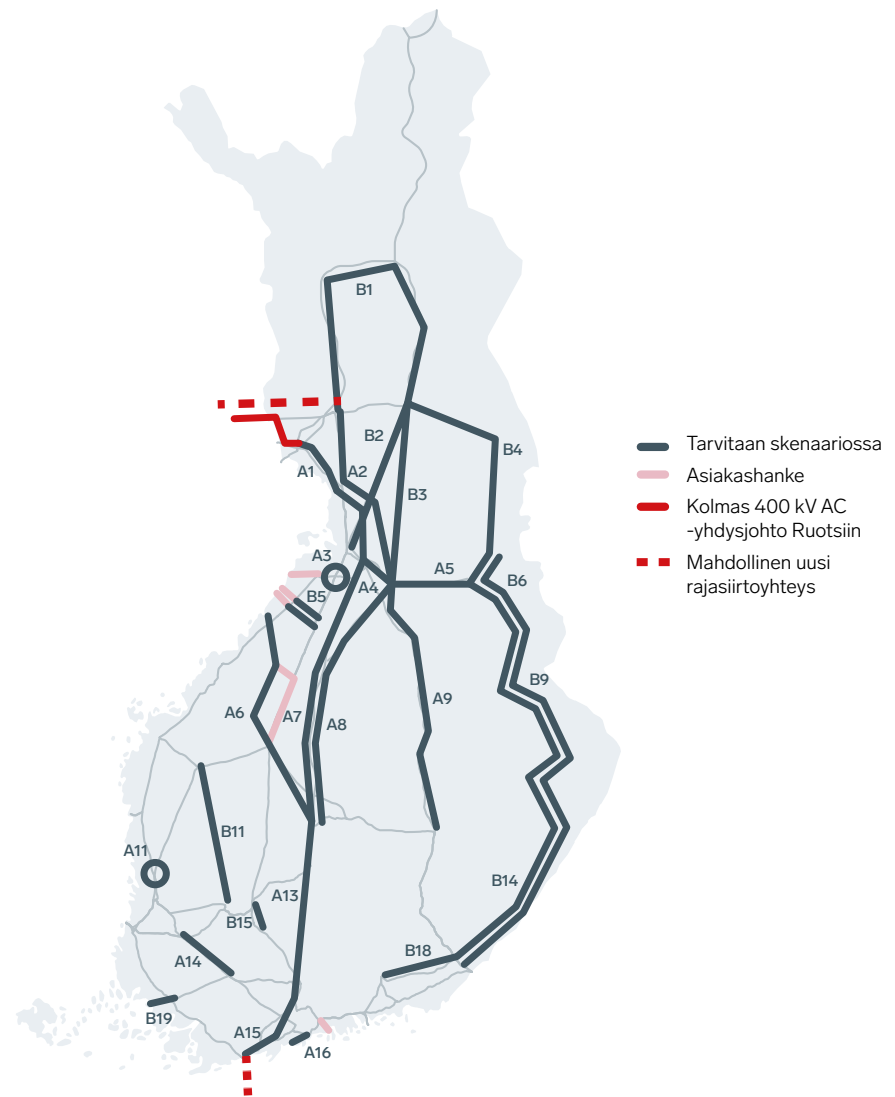
## 4.5 Skenaariokohtainen tarkastelu: Ilmastoneutraali kasvu

Ilmastoneutraali kasvu -skenaariossa on erittäin suuri määrä uutta tuulivoimaa ja uutta kulutusta. Koska nämä suuret tuotanto- ja kulutusinvestoinnit eivät tule pääosin samalle alueelle, ne luovat suurta painetta lisätä siirtokykyä. Kyseessä on suuri haaste verkon lisärakentamiselle, jotta skenaariossa esitetty tuotanto- ja kulutus rakenne voi toteutua. Nykyisillä toimintamalleilla ja teknologioilla ei ole välttämättä mahdollista rakentaa kaikilta osin riittävää verkkoa tässä tahdissa. Tämän takia tässä esitetyt ratkaisut keskittyvät ehdottamaan teknistä minimi-ratkaisua, joilla saataisiin aikaan suurin mahdollinen siirtokyvyn lisäys käytännön reunaehdot huomioon ottaen. Verkkoratkaisuun sisältyy siten oletus, että hankalimmissa siirtotilanteissa verkkoa voidaan tukea esimerkiksi hyödyntämällä johtojen kuormitettavuutta reaaliaikaisesti mittaavaa Dynamic Line Rating -teknologiaa tai hyödyntäen tuotannon ja kulutuksen joustoa.

Ilmastoneutraali kasvu -skenaarion investointitarpeet on esitetty alla olevassa kuvassa 13. Tässä skenaariossa Itä-Suomen tuulivoiman sekä pohjois-eteläsuuntaisen siirron lisääntyneisiin tarpeisiin lisättiin uudet Pirttikoski–Nuojuankangas ja Pirttikoski–Kuusamo–Suomussalmi-yhteydet sekä Suomussalmi–Seitenoikea–Kuhmo–Kontiolahti–Yllikkälä-kaksoisjohto. Tässä skenaariossa verkon kannalta oli parempi olla yhdistämättä Kajaania ja Kuhmoa, sillä idässä kulkeva kaksoisvirtapiiri riittää hyvin verkon tarpeisiin. Lapin tuulivoiman lisäämiseksi rakennettiin Lappiin 400 kilovoltin rengasyhteys, joka seuraa nykyistä Lapin 220 kV johtoreittiä.

Muina sisäisinä vahvistuksina nousi esiin länsirannikon tuulivoiman tarpeisiin tarvittavat Jylkkä–Toholampi–Petäjavesi sekä Seinäjoki–Melo-yhteydet. Lisäksi myös kolmas Pysäysperä–Petäjavesi-johto vaikutti skenaariossa hyödylliseltä, mutta kolme rinnakkaista 400 kV johtoa tulisi maankäytöllisesti erittäin haastavaksi, joten kyseinen johto rajattiin ulos tämän skenaarion ratkaisuista. Skenaariossa on oletettu mukaan uudet RAC-vaihtosähköyhteydet RAC3 ja RAC4 Pohjois-Ruotsin ja Suomen välillä, sekä kolmas tasasähköyhteys Inkoosta Viron ja Suomen välillä.

Kuva 13 Ilmastoneutraali kasvu -skenaarion investointitarpeet vuonna 2035.

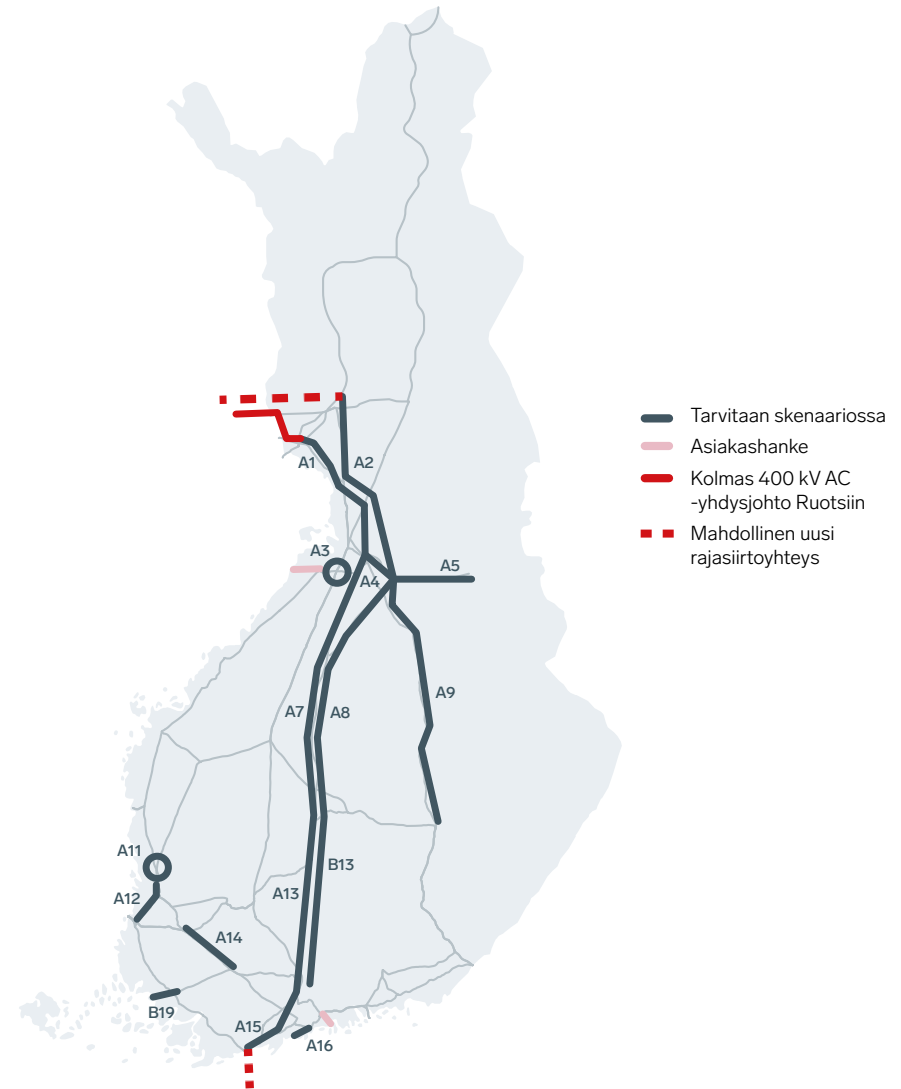


## 4.6 Skenaariokohtainen tarkastelu: Aurinkoa ja akkuja

Aurinkoa ja akkuja -skenaariossa markkinasimulaation perusteella Suomen tase on selvästi alijäämäinen ja suurin verkon vahvistustarve kohdistuu verkon pohjois-eteläsuuntaiseen kapasiteettiin aina Ruotsin maarajalta Inkooseen. Alla olevassa kuvassa 14 on kuvattu skenaarion verkkoratkaisu. Skenaariossa on oletettu mukaan uudet RAC-vaihtosähköyhteydet RAC3 ja RAC4 Ruotsin ja Suomen välillä sekä kolmas tasasähköyhteys Inkoosta Viron ja Suomen välillä.

Skenaarion haasteet ovat samankaltaisia nykytilanteen kanssa, joten jo suunnitellut ja pohjatilanteeseen sisällytetyt verkkovahvistukset soveltuvat skenaarioon hyvin ja lisäävät siirtokapasiteettia tehokkaasti. Tarvetta on kuitenkin lisäkapasiteetille ja verkkosimulointien perusteella vahvistuksina tarvitaan vähintään myös Metsälinja 2, Petäjävesi–Hikiä toinen virtapiiri sekä yhteys Inko–Hikiä. Muina vahvistustarpeina esiin nousi yhteys Rauma–Ulvila sekä Hirvisuon sarjakondensaattorin uusiminen. Erityisesti tässä skenaariossa inertian riittävyys saattaa aiheuttaa järjestelmätekniisiä haasteita. Inertiaa on käsitelty luvussa 5.3.

Kuva 14 Aurinkoa ja akkuja -skenaarion investointitarpeet vuonna 2035.

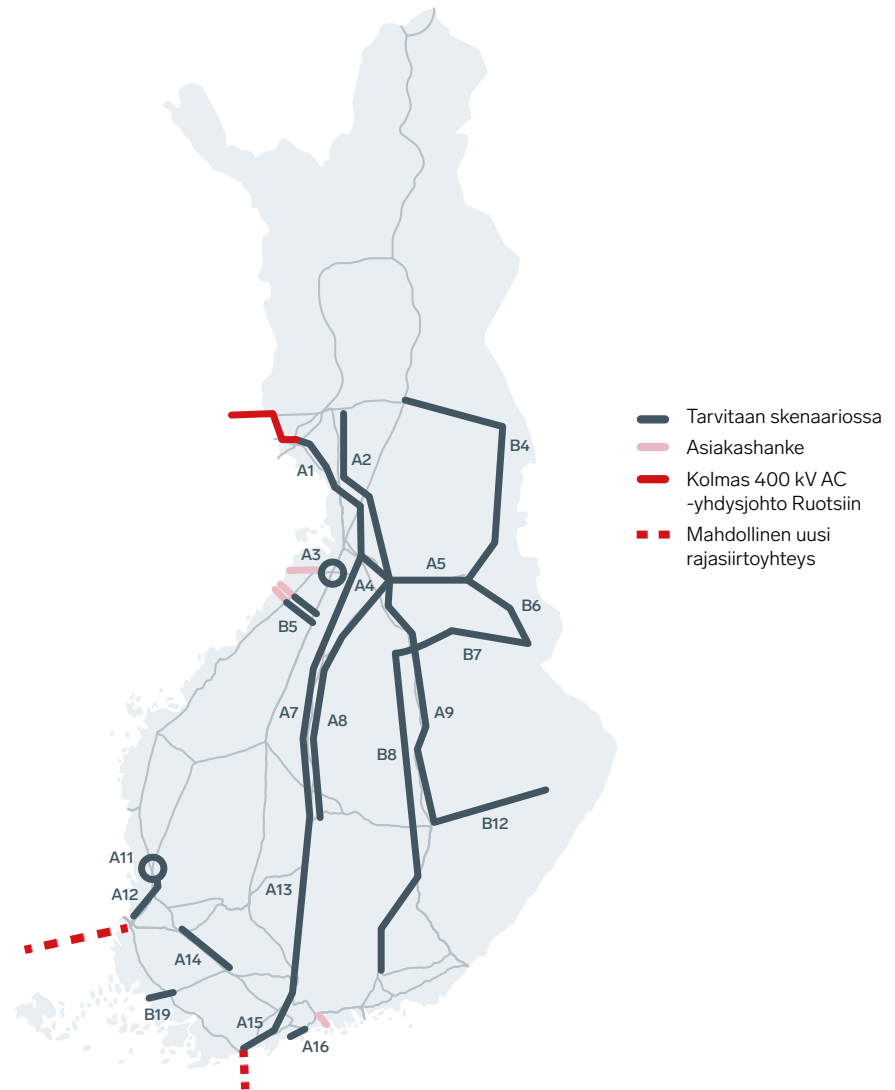


## 4.7 Skenaariokohtainen tarkastelu: Sähköä vientiin

Sähköä vientiin -skenaariossa korostuu Itä- ja Pohjois-Suomen merkittävän tuulivoimatuotannon lisäyksen vaatimat verkkovahvistukset: Pirttikoski–Kemijärvi, Pirttikoski–Maaninkavaara–Kuusamo–Suomussalmi–Seitenoikea ja Seitenoikea–Kuhmo–Kajaani–Vuolijoki sekä Kontiolahti–Huutokoski keräävät ja siirtävät alueen ylijäämätuotannon muille kulutusalueille. Kaikille skenaarioille yhteinen pohjois-eteläsuuntaisen siirtokapasiteetin lisätarve edellyttää Sähköä vientiin -skenaariossa Metsälinja 2 ja Vuolijoki–Pieksämäki–Koria -yhteyksien rakentamista. Sähköä vientiin skenaarion investointitarpeet on esitetty alla kuvassa 15.

Uusien ulkomaanyhteyksien Fenno-Skan 3 ja Estlink 3 siirtokapasiteetin varmentamiseksi tarvitaan yhteydet Rauma–Ulvila ja Inkoo–Hikiä. Rannikkolinjan täyden kapasiteetin hyödyntämiseksi tarvitaan risteämien toteuttaminen sen etelä- ja pohjoispäissä. Lisäksi Hirvisuon sarjakondensaattorin nimellisvirtaa on kasvatettava.

Kuva 15 Sähköä vientiin -skenaarion investointitarpeet vuonna 2025.





## 4.8 Kantaverkon vahvistaminen vuoden 2035 jälkeen

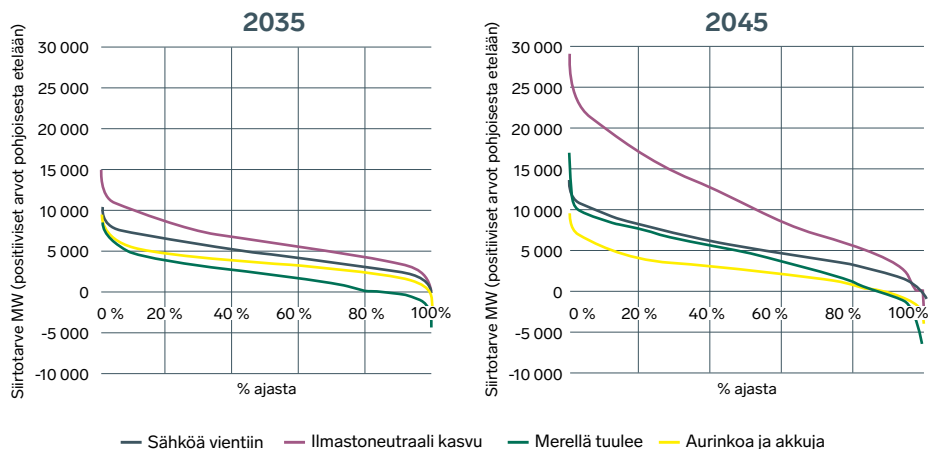
Tulevien verkkoratkaisujen epävarmuuden takia vuoden 2045 ratkaisuja tarkasteltiin vuoden 2035 ratkaisujen sekä pääsiirtoleikkausten simuloitujen siirtotarpeiden pohjalta. Kuvissa 16 ja 17 on esitetty Suomen pääleikkausten siirtotarpeiden pysyvyys eri skenaarioissa. Vuoden 2035 Ilmastoneutraali kasvu -skenaarion siirtotarpeet ovat pääosin suurempia tai yhtä suuria kuin muiden skenaarioiden siirtotarpeet vuonna 2045. Tästä voidaan päätellä, että Ilmastoneutraali kasvu -skenaariolle vuodelle 2035 esitetty verkkoratkaisu antaa osviittaa muissa skenaarioissa vuonna 2045 tarvittavista ratkaisuista.

Jos tulevaisuus kuitenkin kehittyi Ilmastoneutraali kasvu -skenaarion suuntaisesti, vuonna 2045 tarvitaan ratkaisevasti nykyhetkeä laajempi ja vahvempi kantaverkko. Merkittävä haaste voi nousta myös Merellä Tuulee -skenaarion maailmassa, mikäli Suomeen rakennetaan esimerkiksi 20 gigawattia merituulivoimaa. Tämän skenaarion siirtotarvetta ei nähdä suoraan edellä esitetyistä Keski-Suomen ja Kemi-Oulujoen leikkausten siirtotarvetta kuvaavista käyrästä.

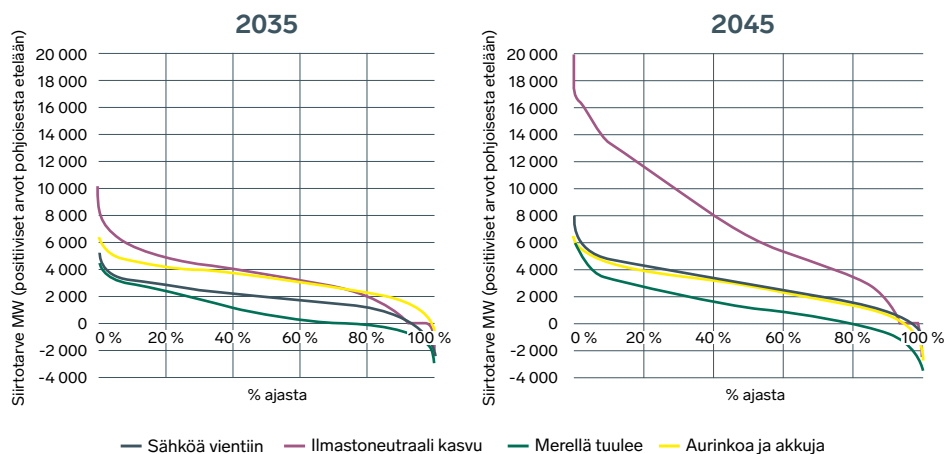
Vaihtoehtoisesti energiansiirto ei tapahtuisi pelkästään sähköinä, vaan Suomessa olisi merkittävästi esimerkiksi kaasuputkilla tapahtuvaa energiansiirtoa. Tämä mahdollistaisi elektrolyysilaitteistojen sijoittamisen lähelle sähköntuotantoa ja tuotetun vedyn siirtämisen putkistossa loppukäyttäjille. Kolmas vaihtoehto on hallita sähköverkon pullonkauloja hyödyntämällä markkinoilta saatavilla olevia paikallisia joustoja, esimerkiksi sähköistyvästä lämmöntuotannosta lämpövarastojen avulla, sähkön varastointia akkuvaihtolaitoksissa ja sähköautoissa tai hiilineutraalia huippuvoimaa.

Koska nykyiset standardiratkaisut eivät kaikissa skenaarioissa riitä edes vuonna 2035, on energian viennin osalta kunnianhimoisimmassa skenaarioissa pian vuoden 2035 jälkeen oltava uudet ratkaisut laajasti käytössä. Lähitulevaisuudessa tuleekin selvittää perinteisten voimajohtoinvestointien lisäksi myös uusien teknisten ratkaisujen käyttöönottoa. Tunnistettuja

Kuva 16 Siirtotarve Keski-Suomen poikkileikkauksessa eri skenaarioissa vuosina 2035 ja 2045.



Kuva 17 Siirtotarve Kemi-Oulujoen leikkauksessa eri skenaarioissa vuosina 2035 ja 2045.

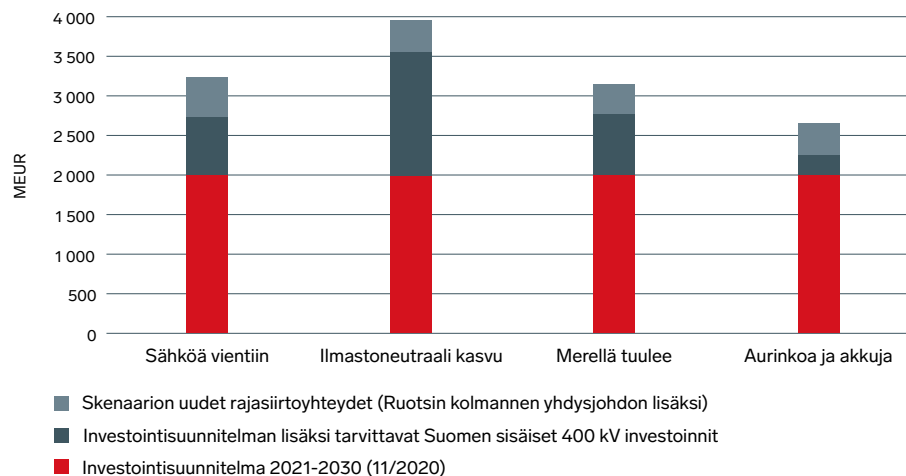


lisäselvitystä vaativia ratkaisumahdollisuuksia ovat DLR-teknologian tuomat hyödyt, päävoimansiirtoverkon voimajohtojen risteämien toteuttaminen, 750 kV jännitetason käyttö, 400 kV kaksoisvirtapiirit sekä uudet johtimet, kuten esimerkiksi 4-Finch-johtimet. Rinnakkaiskompensoinnin sekä sarjakompensoinnin ratkaisujen yhtenäistäminen nopeuttaisi niiden toteutusta. Mahdollinen tasasähköyhteyksien käyttö maan sisällä vaatisi laajemman selvityksen.

## 4.9 Investointikustannukset

Kuva 18 esittää suuruusluokka-arvion skenaariokohtaisten verkkovahvistusten vaatimien investointien kustannuksista vuoteen 2035 mennessä. 110 kV verkko ei sisälly lukuihin, pois lukien 26.11.2020 julkaistussa vuosille 2021–2030 kohdistuvassa investointisuunnitelmassa<sup>16</sup> olevat ratkaisut. Myös 400 kV osalta arvio on suuntaa antava, ja siihen liittyy epävarmuuksia esimerkiksi yksikkökustannusten kehityksen sekä etenkin kompensoinnin ja muuntokapasiteetin osalta investointien määrään liittyen.

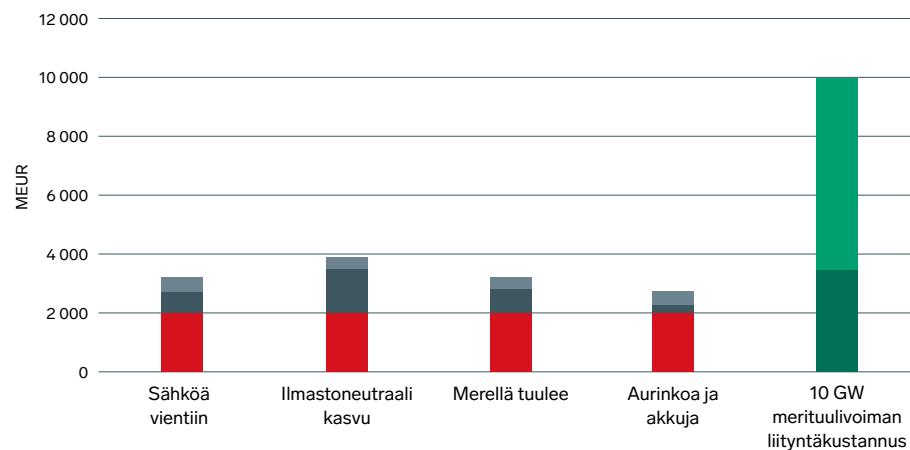
**Kuva 18 Suuruusluokka-arvio<sup>17</sup> kantaverkon investointitarpeista 2021–2035 eri skenaarioissa.**



Tarvittavien investointien määrä marraskuussa 2020 päivitetyn, vuosille 2021–2030 kohdistuvan noin 2 miljardin euron investointisuunnitelman lisäksi vaihtelee Aurinkoa ja akkuja -skenaarion noin 600 miljoonasta eurosta Ilmastoneutraali kasvu -skenaarion noin 2 miljardiin euroon. 2030-luvun mahdollisten rajasiirtoyhteyksien osuus investoinneista olisi noin 400–500 miljoonaa euroa, jos toteutettaisiin EstLink 3 ja joko neljäs vaihtosähköyhteys tai Fenno-Skan 3, joiden yhteyksien investointikustannukset jaettaisiin kantaverkkoyhtiöiden välillä tasan. Investointien vaikutusta kantaverkkotariffin yksikköhintaan hillitsee skenaarioissa oletettu merkittävä sähkön kulutuksen kasvu.

Jos merituulivoiman osalta edellytettäisiin kantaverkon laajentamista merelle<sup>18</sup>, investointikustannukset kasvaisivat oleellisesti. Vaikutusta on hahmotettu Merellä tuulee -skenaariossa, jossa merituulivoiman määrä Suomessa oli 10 gigawattia vuonna 2035. Tämän määrän liittäminen vaatii useita yhteyksiä mereltä maalle. Merituulivoiman liityntäkustannukset riippuvat voimakkaasti tuulipuiston ja mantereen välisestä etäisyydestä sekä käytetystä teknologiasta. Jos siirtoinfran kustannus olisi 350–1000 EUR/kW, 10 gigawatin vaatimat investoinnit kohoaisivat 3,5–10 miljardiin euroon, eli ne vähintään kaksinkertaistaisivat tai suurimmillaan moninkertaistaisivat kantaverkon kehittämiskustannukset (Kuva 19). Kustannusten vaihteluväli on laskettu perustuen North Sea Wind Power Hub -konsortion<sup>19</sup>, Danish Energy Agency:n<sup>20</sup> sekä DNVGL:n<sup>21</sup> raportteihin olettaen tuulipuistojen sijoittuvan noin 30–100 kilometrin päähän rannikosta. Näin suurilla lisäinvestoinneilla olisi merkittäviä vaikutuksia sekä kantaverkkotariffiin että Fingridin mahdollisuuksiin toteuttaa muuta kantaverkon kehittämistä.

**Kuva 19 Kantaverkon investointitarpeet eri skenaarioissa 2021–2035 verrattuna 10 GW merituulivoiman verkkoliityntäkustannukseen.**



- 10 GW merituulivoiman liityntäkustannus, vaihteluvälin yläraja
- 10 GW merituulivoiman liityntäkustannus, vaihteluvälin alaraja
- Skenaarion uudet rajasiirtoyhteydet (Ruotsin kolmannen yhdysjohdon lisäksi)
- Investointisuunnitelman lisäksi tarvittavat Suomen sisäiset 400 kV investoinnit
- Investointisuunnitelma 2021-2030 (11/2020)

<sup>16</sup> <https://www.fingrid.fi/sivut/ajankohtaista/tiedotteet/2020/fingrid-investoi-kantaverkkoon-ennatyskelliset-kaksi-miljardia-euroa/>

<sup>17</sup> Arvio sisältää investointisuunnitelman 2021–2030, sen lisäksi vuoteen 2035 mennessä tarvittavat korvausinvestoinnit sekä pääsiirtoverkon näkökulmasta tarvittavat 400 kV verkkoinvestoinnit. 110 kV investoinnit sekä mahdolliset alueellisista tarpeista aiheutuvat 400 kV investoinnit eivät vuosien 2021–2030 investointisuunnitelman ylittävältä osalta sisälly esitettyihin kustannuksiin.

<sup>18</sup> Merelle laajentuvalle kantaverkolla tarkoitetaan tilannetta, jossa merituulivoiman vaatimat liityntä- ja siirtokaapelit, sähköasemat sekä mahdolliset HVDC-järjestelmät määrättäisiin Fingridin kehittämisvastuulle.

<sup>19</sup> <https://northseawindpowerhub.eu/wp-content/uploads/2019/07/Cost-Evaluation-of-North-Sea-Offshore-Wind-1.pdf>

<sup>20</sup> Danish Energy Agency & Energinet.dk. Technology Data generation of electricity and district heating s. 241–245.

<sup>21</sup> [https://www.tennet.eu/fileadmin/user\\_upload/Company/News/Dutch/2019/20190624\\_DNV\\_GL\\_Comparison\\_Offshore\\_Transmission\\_update\\_French\\_projects.pdf](https://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/Company/News/Dutch/2019/20190624_DNV_GL_Comparison_Offshore_Transmission_update_French_projects.pdf)

# 5. Erilliskysymykset

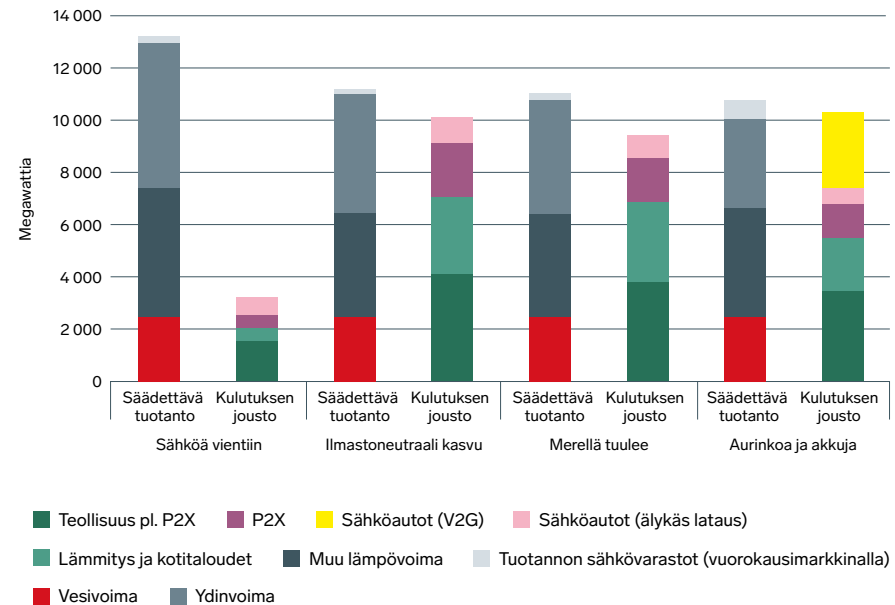
## 5.1 Joustot

Sähköjärjestelmässä on perinteisesti totuttu ajatukseen, että joustavalla sähkön tuotannolla tasataan sähkön kulutuksen vaihtelu. Perinteisesti vesivoima sekä biomassaa sekä fossiilisia polttoaineita hyödyntävä tuotanto ovat tarjonneet järjestelmään tarvittavaa joustoa. Energiamurroksen edetessä sähkön kulutuksen kasvua vastaava uusi tuotanto on pääosin sääriippuvaa tuuli- ja aurinkovoimaa, mikä lisää vaihtelua sähköjärjestelmässä. Lisäksi fossiilisiin polttoaineisiin perustuvan tuotannon poistuessa, poistuu järjestelmästä myös merkittävä osa perinteisestä joustavasta tuotannosta. Näiden muutosten takia pelkkä sähkön tuotanto ei enää tulevaisuudessa tasaa kulutuksen vaihteluita, vaan sekä tuotannosta ja kulutuksesta koostuvat joustoresurssit tasaavat sekä tuotannosta että kulutuksesta aiheutuvan vaihtelun. Markkinaehtoisuus varmistaa, että jousto tulee niistä lähteistä, mistä se edullisimmin saadaan tuotettua.

Verkkovision skenaarioissa Suomen järjestelmän joustoresurssit koostuvat sekä joustavasta tuotannosta (vesivoima, akut sekä osa biopohjaisesta sähkön tuotannosta) sekä kulutuksesta (Power-to-X, joustavat teollisuusprosessit, datakeskukset, rakennusten lämmitys sekä sähköautot). Erityisesti sähkön kulutusjouston osalta jouston oletetaan lisääntyvän ajan myötä, kun taloudelliset edellytykset sille parantuvat teknologian halventumisen ja vaihtelevan sähköntuotannon kasvun myötä. Kuva 20 esittää kulutushuipun aikana käytettävissä olevan säätökykyisen sähköntuotannon ja joustavan kulutuksen määrän eri skenaarioissa. Kulutuksen osalta jousto on esitetty vertailuna tilanteeseen, jossa kulutus ei reagoi markkinahintaan. Saatavilla oleva jousto kuvaa maksimipotentiaalia, eikä siinä ole huomioitu esimerkiksi voimalaitosten vikaantumisia tai sähkövarastona toimivan joustavan kulutuksen energiarajoitteita. Esimerkiksi sähköautojen älykäs lataus on alisteinen auton omistajan liikkumistarpeelle ja Power-to-X-prosessien jousto on riippuvainen vetyvaraston olemassaolosta, koosta sekä täyttöasteesta. Sähkölämmityksestä saatavissa oleva jousto edellyttää etenkin pitempiäaikaisen käytön tapauksessa vaihtoehtoista lämmönlähdettä, eikä se toisaalta ole suuressa mittakaavassa käytettävissä kesäisin,

kun lämmitystarve on pienempi. Joustojen hyödyntäminen edellyttää toimivia joustomarkkinoita, jotka mahdollistavat kustannustehokkaimmat ja tarvittaessa myös maantieteellisesti kohdistetut joustot kuhunkin tilanteeseen.

**Kuva 20 Kulutushuipun aikana käytettävissä oleva sääriippumaton tuotantokapasiteetti sekä kulutuksen joustokapasiteetti eri skenaarioissa. Kulutuksen jouston laskennassa on käytetty vertailuna tilannetta, jossa kulutus ei jousta lainkaan.**



Kaukolämmön sähköistyessä sähkön ja lämmön sektori-integraatiosta saatavien joustojen on arvioitu lisääntyvän merkittävästi. Kotitalouksien kulutusjoustojen on arvioitu lisääntyvän jonkin verran. Sähköautojen älykkästä latauksesta on oletettu saatavan merkittävää joustoa erityisesti siten, että autojen latausta keskitetään edullisen hinnan tunneille. Sähköautojen osalta on oletettu, että henkilöautojen akkukapasiteetista keskimäärin 30 kilowattituntia autoa kohden on älykkään latauksen piirissä keskimäärin kuuden kilowatin latausteholla. Tämä tarkoittaa Ilmastoneutraali kasvu ja Merellä tuulee -skenaarioissa yli seitsemän gigawatin yhtäaikaista lataustehopotentiaalia vuonna 2035 ja noin 35–40 gigawattituntia sähkövarastopotentiaalia. Aurinkoa ja akkuja -skenaariossa oletettu Vehicle-to-Grid-tekniologian hyödyntäminen lisää lähes kolmen gigawatin tehonsyöttömahdollisuuden verkkoon päin, kun oletuksena puolella älykkäästi ladattavista autoista on Vehicle-to-Grid-mahdollisuus.

Energiateollisuuden vähähiilitiekartan<sup>22</sup> mukaisesti datakeskuskulutuksesta 100 % ja teollisuusprosessien sähköistyskulutuksesta 25 % on arvioitu joustavaksi. Perinteisen teollisuuden joustojen on arvioitu skenaariosta riippuen pysyvän ennallaan tai kasvavan hieman. Power-to-X-tuotanto on arvioitu joustavaksi vetyvaraston rajoitteet huomioiden. Vetyä loppukäyttävät prosessit on oletettu joustamattomiksi, joten jouston edellytys on, että vetyä on varastossa riittävä määrä. Elektrolyysit on oletettu mitoittavan siten, että niiden keskimääräinen käyttöaste on 50 %, jotta vedyn tuotanto voidaan (varaston sallimissa rajoissa) kohdistaa edullisen sähkön tunneille.

Koska Power-to-X:n joustavuuteen sekä sähköautojen tuleviin latauskäyttöihin liittyy epävarmuuksia, tehtiin Ilmastoneutraali kasvu -skenaariossa herkkyystarkastelu, jossa molemmat näistä kulutuskategorioista oletettiin täysin joustamattomiksi. Tällainen skenaario vaatii merkittävästi lisää sähkövarastoja sekä siirto- tai huippuvoimakapasiteettia, jotta esimerkiksi tehonvajaustilanteet voidaan välttää ja skenaario on kokonaisuutena järkevä. Suomen sisäiseen siirtotarpeeseen muutoksella sen sijaan oli vain verrattain pieni vaikutus.

Suomen pohjois-eteläsuuntaisten siirtojen kannalta mitoittavissa siirtotilanteissa Pohjois-Suomen tuulivoima on korkealla tasolla. Toisaalta Etelä-Suomen sähkönkulutus, sähkön vienti ja sähkövarastojen lataaminen ovat vastaavasti korkealla tasolla – olivat varastot sitten sähköautoja, akkuja/muita varastoja tai Power-to-X:aa. Tällöin siirtotarve on jopa korkeampi, mikäli kulutuksesta ja varastoista tulevaa joustoa on sähköjärjestelmässä paljon, jolloin tuulivoiman tuotantopiikit kytetään hyödyntämään täysimääräisesti. Jos kulutus ei jouta, huipputilanteissa osa tuulivoimaloista joudutaan pysäyttämään sähkön hinnan painuessa noltaan. Tällöin siirrot kantaverkossa pienentyvät, mikäli tuotanto ja kulutus sijaitsevat kaukana toisistaan.

Verkkovahvistusten kannalta on siis rajallisesti merkitystä, mikä osuus joustoista on lähtöisin tuotannosta, kulutuksesta tai varastoista. Joustoa tulee kuitenkin olla riittävästi: verkkoa ei ole järkevää suunnitella tilanteeseen, jossa yhteiskunnassa on merkittävä tehonvajauriski pitkällä aikavälillä, koska tällainen skenaario ei ole realistinen – hinnan ohjatessa investointeja joustoa edullisimmin tuottavat teknologiat hyödyntävät syntyvän liiketoimintamahdollisuuden. Tarkemmin tehonriittävyttä skenaarioissa on käsitelty luvussa 5.2.

<sup>22</sup> [https://energia.fi/files/5064/Taustaraportti\\_-\\_Finnish\\_Energy\\_Low\\_carbon\\_roadmap.pdf](https://energia.fi/files/5064/Taustaraportti_-_Finnish_Energy_Low_carbon_roadmap.pdf)

## 5.2 Tehonriittävyysanalyysit

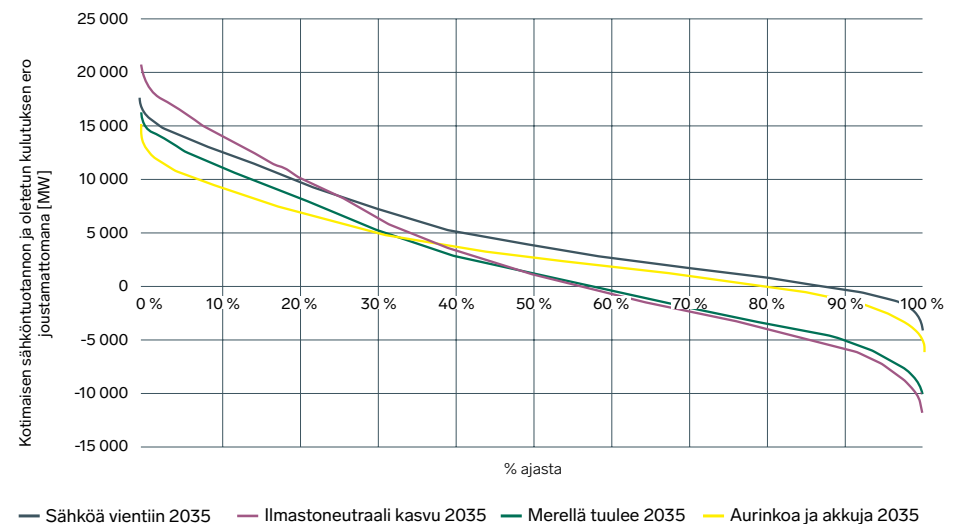
Verkkovisiossa käytetty sähkötehonriittävyttä analysoiva menetelmä perustuu sähkömarkkinoiden mallinnustyökalulla tehtävään Monte Carlo -simulaatioon. Monte Carlo -simulaatiossa satunnaismuuttujina toimivat säästä riippuvaiset sähköntuotantomuodot, sähkönkulutus, kulutusjousto sekä voimalaitosten ja siirtoyhteyksien satunnaiset vikaantumiset jokaisena tarkasteluvuoden tuntina. Sääriippuvaisella sähköntuotannolla tarkoitetaan aurinko- ja tuulivoimaa, kaukolämmön tuotantoon liittyvää sähköntuotantoa sekä pidempiaikaisista sääilmiöistä riippuvaa vesivoimaa.

Tehonriittävyssimuloinnit tehtiin jokaisen skenaarion molempien tarkasteluvuosien jokaiselle tunnille. Simuloinneissa ei ilmennyt tehopulatilanteita yhdelläkään skenaariolla kummallakaan tarkasteluvuodella. Skenaarioiden oletukset uuden sähkönkulutuksen joustavuudesta ja sähkön vapaa hinnanmuodostus ovat avainasemassa tehonriittävydelle. Joustokapasiteetit olivat simuloinneissa teholtaan riittävät, eikä joustojen energiarajoitukset tulleet vastaan. Sähkönhinnasta tulevien signaalien oletetaan ohjaavan joustoja markkinaehtoisesti myös pidemmällä aikavälillä. Skenaarioiden oletamat kulutusjoustoista on käsitelty tarkemmin luvussa 5.1. Tehonriittävyden tarvitsemää kulutusjouston määrää voidaan arvioida tarkemmin tarkastelemalla Suomen sähkötasetta käytävissä olevan tuotannon ja odotetun kulutuksen suhteen jokaisella vuoden tunnilla.

Tehonriittävyden varmuusmarginaaleja tutkiessa tarkastellaan tilannetta kylmää vuotta vastaavalla tilanteella, jossa lämpötilariippuvainen sähkönkulutus on talvella suurta. Seuraavassa tarkastellaan millaiselta yhtä lähihistorian kylmintä vuotta 1987 vastaava tilanne näyttäisi verkkovision skenaarioiden suhteen tulevaisuudessa. Analyysia varten on laskettu jokaiselle tunnille Suomen tehotase ilman kulutusjoustoja. Tällä tarkoitetaan kotimaista käytävissä olevaa tuotantoa vähennettynä kotimaisella kulutuksella olettaen, ettei kulutus jousta lainkaan. Kuvassa 21 esitetään tehotaseen pysyvyyskäyrä eri

skenaarioissa vuonna 2035. Sään mukaan vaihteleva tuuli- ja aurinkovoima on laskettu kullakin tunnilla vallitsevan säätilan mukaisella käytettävyydellä.

**Kuva 21 Pysyvyyskäyrät Suomen sisäiselle tehotaseelle ilman kulutusjoustoja vuonna 2035. Tehotaseen ollessa negatiivinen Suomeen tarvitaan tuontisähköä ja joustoja/huippuvoimaa, positiivisen tehotaseen tunteina sähköä voidaan viedä ja joustojen varastoja täydentää. Kuvassa esitetty simulointitulokset hyvin kylmätalviselle vuodelle.**

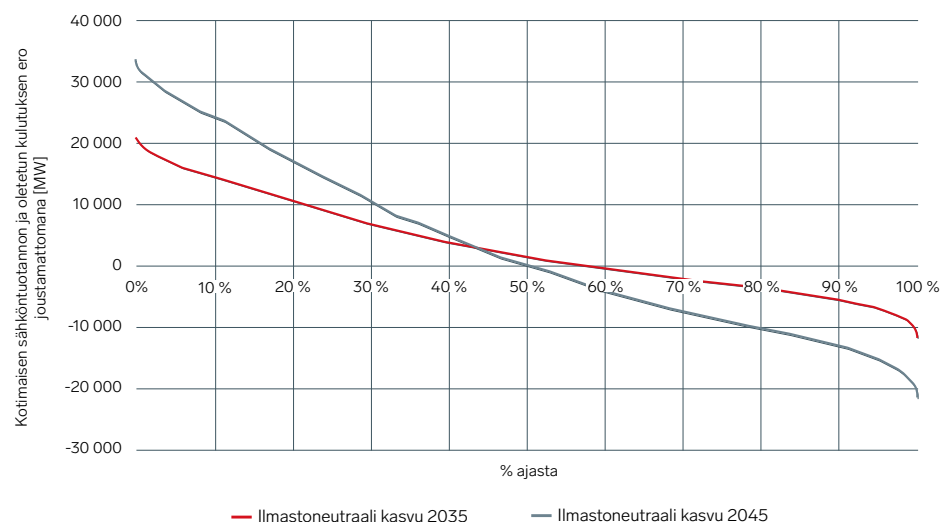


Tarkastelemalla tehotaseen pysyvyysskäyriä voidaan nähdä, kuinka paljon ja minkä osan ajasta skenaarioiden sähköntuotanto ei pysty kattamaan kulutusta, mikäli kulutus ei joustaisi yhtään. Noin 5000–7000 megawattia tehovajeesta voidaan teoriassa kattaa rajasiirtoyhteyksillä olettaen kaiken siirtokapasiteetin olevan käytettävissä ja sähköä naapurimaista olevan tarjolla. Rajasiirtokapasiteetti huomioiden, tarkasteltaessa kylmää vuotta 2035, Sähköä vientiin skenaariossa ei tarvittaisi joustavaa sähkönkulutusta laisinkaan ja Aurinkoa ja akkuja -skenaariossa hyvin maltillisesti tehonriittävyden näkökulmasta. Ilmastoneutraali kasvu- ja Merellä tuulee -skenaarioissa sähkönkulutuksen joustokapasiteettia tarvittaisiin noin 5000–6000 megawattia, jotta säästyttäisiin tehopulatilanteita vuonna 2035.

Eroihin skenaarioiden välillä vaikuttaa pääasiassa sähkön kokonaiskulutus ja erityisesti oletukset lämmityksen sähköistymisestä. Ilmastoneutraali kasvu- ja Merellä tuulee -skenaarioissa rakennusten lämmitys sähköistyy voimakkaasti, jolloin sähkön kulutuspiikit kasvavat. Voimakkaasti kasvava sähkönkulutus tarvitsee runsaasti joustoresursseja, kun järjestelmässä on paljon säästä riippuvaa sähköntuotantoa. Joustoresurssien tarve kasvaa suuremmaksi ajan kanssa, kun sähkön kulutus kasvaa ja perinteistä fossiilisiin polttoaineisiin perustuvaa tuotantokapasiteettia poistuu järjestelmästä, jolloin joustotarve vuonna 2045 on suurempi kuin vuonna 2035. Kuva 22 havainnollistaa tätä kehitystä Ilmastoneutraali kasvu -skenaariossa.

Uuden sähkönkulutuksen joustavuus on olennaista tehonriittävyden näkökulmasta etenkin Ilmastoneutraali kasvu -skenaariossa vuonna 2045. Pidemmälle skenaarion tulevaisuuteen mennessä on perinteistä fossiiliseen perustuvaa tuotantoa yhä vähemmän, säästä riippuvaista uusiutuvan energiantuotantoa sekä joustavaa kulutusta enemmän järjestelmässä. Tällöin tarvittava joustokapasiteetin koko kasvaa huomattavasti ja joustoja tarvitsevien tuntien määrä lisääntyy vuodessa.

**Kuva 22 Pysyvyysskäyrät Suomen sisäiselle tehotaseelle ilman kulutusjoustoa vuosina 2035 ja 2045 ilmastoneutraali kasvu skenaariossa. Tehotaseen ollessa negatiivinen Suomeen tarvitaan tuontisähköä ja mahdollisia joustoja, positiivisen tehotaseen tunteina sähköjä voidaan viedä ja joustojen varastoja täydentää. Kuvassa esitetty simulointitulokset hyvin kylmätalviselle vuodelle.**





### 5.3 Järjestelmätekniset näkökulmat

Verkkovision eri skenaarioissa kuvattu tulevaisuus voi tuoda haasteita sähköjärjestelmälle siirtokyvyn lisäksi myös järjestelmäteknisestä näkökulmasta. Yksityiskohtaiset järjestelmätekniset tarkastelut on jätetty tämän visiotyön ulkopuolelle, mutta työssä halutaan kuitenkin tuoda esiin, että tulevaisuudessa johtoinvestointien valmistelun yhteydessä tulee varautua myös loistehon kompensointitarpeen kasvuun, inertian vähenemiseen sekä mahdollisiin vikavirtojen kasvuun ja toisaalta suurempaan vaihteluun, sillä tahtikoneiden väheneminen ja suuntaajakytketyn tuotannon lisääntyminen pienentävät minimivikavirtoja tulevaisuudessa.

Kantaverkon siirtokykä on lisätty Ruotsin rajayhteysien ja pitkien pohjois-eteläsuuntaisten yhteyksien sarjakompensoinnilla, jolla on saatu nostettua johtojen luonnollista tehoa ja siten kustannustehokkaasti nostettua siirtokykä. Jatkossa skenaarioiden toteutuessa myös eteläisemmät johdot ovat ajoittain reilusti ylikuunnollisella teholla (kuluttavat enemmän loistehoa kuin tuottavat), jolloin tarvitaan lisää loistehontuotantoa. Sarjakompensointi ei kuitenkaan sovellu kantaverkon eteläosiin, joka on vahvasti silmukoitu ja jossa siirtojohdot ovat lyhyempiä. Tästä johtuen loisteho tulee tuottaa rinnakkaiskompensoinnilla. Myös rinnakkaiskompensoinnilla voidaan kustannustehokkaasti kasvattaa siirtokykä, kun jännitestabiilius rajoittaa siirtokykä. Rinnakkaiskompensointilaitteistoja tarvitaan useille asemille Keski-Suomen poikkileikkauksen eteläpuolelle. Rinnakkaiskompensointi voidaan toteuttaa kytkettävillä laitteistoilla, kun niillä hallitaan ns. jatkuvan tilan jännitettä ja dynaamisilla kompensointilaitteilla (SVC, STATCOM, tahtikompensointilaitteisto), kun niitä tarvitaan muutostilan jännitteiden hallintaan. Fingrid tekee tarkempaa loistehon kompensoinnin suunnittelua verkkovision jatkotyönä.

Inertiaa tarkoitetaan sähköjärjestelmän pyöriin massoihin, kuten tahtikonevoimalaitoksien pyöriin koneisiin, varastoituneen liike-energian tuomaa järjestelmän kykyä vastustaa muutoksia taajuudessa. Sähköntuotannon siirtymä perinteisistä tahtikonevoimalaitoksista suuntaajakytkettyihin voimalaitok-

siin, joita tuuli- ja aurinkovoimalaitokset ovat, johtaa voimajärjestelmän inertian pienenemiseen huolimatta sähkön tuotannon ja kulutuksen kasvusta skenaarioissa. Ilmeistä on, että tulevaisuudessa voimajärjestelmän vakauden turvaamiseksi on kehitettävä ja hyödynnettävä suuntaajakytkettyjen voimalaitosten uusia ominaisuuksia ja kyvykkyyksiä sekä kuormien nopeita joustoja.

Tarvittavien lisäresurssien selvittämiseksi on hyödyllistä tarkastella erityisesti koko pohjoismaisen synkronijärjestelmän minimi-inertian tasoa. Visiotyön tuloksista ei suoraan saada tästä arviota, koska voimajärjestelmäsimoiloinneissa oli kuvattuna ainoastaan Suomen verkko. Fingrid selvittää inertiaan liittyviä kysymyksiä yhteistyössä muiden pohjoismaisten kantaverkonhaltijoiden kanssa.

Vikavirtojen osalta siirtoverkon merkittävä vahvistaminen uusine sähköasemineen ja muuntoineen kasvattaa vikavirtoja kantaverkossa. Olemassa olevan verkon oikosulkukestoisuuksien ja vaarajännitetasojen hallinta saattaa edellyttää muutoksia kytkinlaitosten laajuuteen ja verkkotopologiaan. Toisaalta joissain tilanteissa verkossa voi olla hyvin vähän tahtikoneita, jolloin oikosulkutehotasot voivat laskea merkittävästi nykyistä alemmas. Muun muassa tehoelektroniset laitteet, kuten tasasähköyhteydet vaativat verkolta riittävää oikosulkutehotasoa. Riittävä oikosulkutehotaso voidaan varmistaa esimerkiksi kompensointiajoneuvojen tahtikoneilla tai synkronikompensointilaitteilla.

### 5.4 Energian vientipotentiaali pitkällä aikavälillä

Ilmastoneutraalisti tuotetun energian käyttö tulee merkittävästi lisääntymään Euroopassa seuraavan 30 vuoden aikana. Moniin muihin Euroopan maihin verrattuna Suomella on erinomainen potentiaali tuottaa suuria määriä puhdasta ja edullista sähköä erityisesti tuulivoiman osalta. Suomen tuulivoimaresurssien hyödyntämisellä on merkittävä vaikutus kantaverkon kehittämistarpeisiin. Vientipotentiaalia on verkkovisiossa pohdittu kolmella tasolla: sähkön vintinä, sähköstä jalostettujen polttoaineiden vintinä sekä sähköintensiivisten teollisuustuotteiden vintinä.

**1. Suomi sähkön viejänä.** Tämä kehityskulku edellyttäisi sähkönsiirtoyhteyksien merkittävää lisärakentamista Suomesta Keski-Eurooppaan. Mahdollisia vaihtoehtoja ovat joko yhteyksien rakentaminen naapurimaihin (Ruotsi ja Viro) tai suorat merikaapeliyhteydet Suomesta Puolaan/Saksaan. Ensimmäinen mainittu vaihtoehto edellyttäisi muilta kantaverkkoyhtiöiltä omia vahvistustoimenpiteitä omissa verkoissaan (SE3–SE4–Saksa, Viro–Latvia–Liettua–Puola). On epäselvää, olisiko naapurimailla edellytyksiä tehdä näitä vahvistuksia riittävän nopeasti, ja joka tapauksessa sähkön vienti olisi riippuvaista muiden kantaverkkoyhtiöiden vastuulla olevien vahvistusten valmistamisesta ja aikataulusta. Suorat Keski-Euroopan merikaapeliyhteydet puolestaan olisivat lähtökohtaisesti hyvin kalliita (varovaisesti arvioitunakin useita miljardeja euroja per yhteys), jolloin siirron kustannus nousisi huomattavaksi ja kaventaisi suomalaisen tuotannon kilpailuetua. Lisäksi yhteyksien päätepiste olisi lähtökohtaisesti ylijäämällä Itämeren etelärannikolla, josta sähkö pitäisi siirtää merkittävästi etelämmäs kohti alijäämisiä kulutuskeskittyimiä. Tällöin Keski-Euroopan maiden sisäiset pullonkaulat loisivat merkittävän riskin siirtoyhteyksien kansantaloudellisen hyödyn kannalta.

Rajasiirtoyhteydet naapurimaiden kanssa ovat kiinnostavia myös muista syistä (kuten joustokyky ja sähkötehon riittävyys) kuin sähkön vintinäkökulmasta, joten niitä on syytä edistää joka tapauksessa. Suoria siirtoyhteyksiä Keski-Eurooppaan ei tässä vaiheessa voi sulkea kategorisesti pois, mutta niihin liittyvät korkeat investointikustannukset ja riskit eivät lähtökohtaisesti tee niistä houkuttelevia, kun muitakin vaihtoehtoja on olemassa.

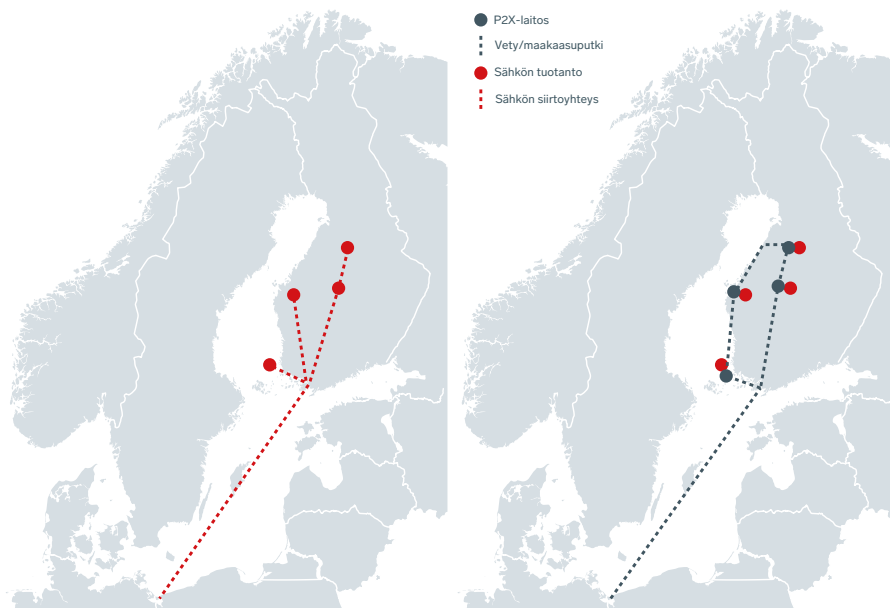
**2. Suomi sähköstä jalostettujen polttoaineiden viejänä.** Tällä tarkoitetaan kehityskulkua, jossa Suomessa tuotetaan suuria määriä ilmastoneutraaleja polttoaineita. Polttoaineet voivat olla kaasumaisia (vety, synteettinen metaani) tai nestemäisiä (synteettinen bensiini, diesel, kerosiini, metanoli ym.). Yhteistä näille on, että tuote käytetään viennin kohdemaassa nimenomaan polttoaineena (esimerkiksi liikenteessä, teollisuusprosessissa tai lämmityksessä), mutta niiden tuottaminen näkyy Suomessa sähkön kulutuksena. Yksi osa prosessia on vedyn tuottaminen elektrolyysilaitteistolla. Mikäli vety ei ole lopullinen tuote, tarvitaan hiilidioksidilähde, kuten esimerkiksi sellutehtaan savukaasupäästöt, jolloin hiilidioksidi hyödynnetään synteettisen polttoaineen rakentamisessa.

Sähköjärjestelmän näkökulmasta oleellisia kysymyksiä ovat 1) mitä tuotetaan ja missä päin Suomea ja 2) missä muodossa tuote siirretään loppukuluttajalle. Mikäli tuotetaan kaasumaista polttoainetta, jonka loppukulutus tapahtuu myös kaasuna (esim. vety), myös energian siirto kaasumaisessa muodossa on lähtökohtaisesti tehokasta. Vedyn viennin osalta tämä edellyttäisi käytännössä vetyputken rakentamista Suomesta Keski-Eurooppaan. Metaanin viennin osalta voitaisiin mahdollisesti hyödyntää nykyistä kaasuverkkoa ja BalticConnector-putkea ja vahvistaa niitä. Kaasumaisen energiaviennin tapauksessa siirrettävät energiamäärät olisivat lähtökohtaisesti hyvin merkittäviä verrattuna Suomen sähköjärjestelmään kokonaisuutena; esimerkiksi BalticConnectorin siirtokapasiteetti<sup>24</sup> on noin 7,2 Mm<sup>3</sup>/d eli noin 3 000 MWh/h, mikä on noin kolme kertaa suurempi kuin EstLink 1 ja 2 -sähkönsiirtoyhteyksien yhteenlaskettu kapasiteetti.

Mikäli energian vienti tapahtuisi kaasumaisessa muodossa, olisi sähköverkon näkökulmasta todennäköisesti järkevää sijoittaa elektrolyysirit mahdollisimman lähelle sähkön tuotantoa ja hoitaa myös Suomen sisällä tapahtuva vientienergian siirto kaasuna. Koska vetyverkkoa ei ole olemassa eikä olemassa oleva maakaasuverkko ulotu tuulivoiman keskeisille tuotantoalueille, tämä edellyttäisi lähtökohtaisesti kaasuverkon laajentamista. Verkkovisiossa ei ole tehty tarkempia laskelmia tarvittavista investoinneista

<sup>24</sup> <http://balticconnector.fi/fi/projekti/>

eikä siitä, olisiko energian siirto vedynä vai metaanina kokonaiskustannuksiltaan edullisempaa. Mahdollisuutta viedä energiaa kaasuna on syytä selvittää tarkemmin. Kuva 23 havainnollistaa asiaa. Mikäli lopputuote on nestemäinen polttoaine, tilanne muistuttaa kantaverkon näkökulmasta enemmän perinteistä teollisuustuotantoa. Tällöinkin energian siirto kaasumaisessa muodossa voi kuitenkin olla perusteltua etenkin, mikäli polttoainetuotanto painottuisi voimakkaasti etelään ja sähköntuotanto vastaavasti olisi pohjoisessa.



**Kuva 23 Havainnollistus sähkön ja vedyn/synteettisen kaasun viennistä Suomesta Keski-Eurooppaan. Mikäli vientituote on kaasu, energian siirto kaasuna Suomen sisällä on tehokasta. Tällöin elektrolysilaitteistot on järkevä sijoittaa tuulivoiman tuotantoalueille. Kartta on havainnollistava eikä edusta tuotantolaitosten tai siirtoyhteyksien todellista sijaintia.**

**3. Suomi sähköintensiivisten tuotteiden ja palveluiden viejänä.** Tällä tarkoitetaan kehityskulkua, jossa sähköintensiivisiä teollisuustuotteita (kuten kemian- tai terästeollisuuden tuotteita) tai palveluita (kuten datakeskuksia) tuotetaan Suomessa puhtaalla sähköllä. Tätä tapahtuu jo nykyään, mutta tulevaisuudessa sitä voi tapahtua selvästi laajemmassa mittakaavassa. Tällöin sähköä ei siirretä Suomesta pois sähkönä eikä polttoaineena. Tällä on vaikutusta myös energian siirtoteknologioiden tehokkuuteen maan sisällä.

Eri vaihtoehtojen vaatimukset kantaverkolle poikkeavat toisistaan. Esimerkiksi suorat sähkön ja vedyn/metaanin vientiyhteydet Keski-Eurooppaan ovat toisilleen jossain määrin vaihtoehtoisia ratkaisuja. Koska sekä hankkeiden kokoluokka että niiden vaikutukset ovat erittäin mittavia, tarpeesta on syytä saavuttaa laaja kansallisen tason yhteisymmärrys sekä ennakoitava investointiympäristö ennen kuin niitä aletaan konkreettisesti edistää.

### 5.5 Miten Suomi voidaan pitää yhtenäisenä sähkökaupan tarjousalueena?

Fingrid suunnittelee kantaverkkoa sähkömarkkinalain 40§ mukaisesti siten, että verkon siirtokapasiteetti olisi riittävä varmistamaan edellytykset Suomen (pl. Kraftnät Ålandin järjestelmävastuuseen kuuluva Ahvenanmaan maakunta) säilyttämiseen yhtenäisenä sähkökaupan tarjousalueena. Luvussa 4 esitetyt verkkovahvistukset on suunniteltu tästä lähtökohdasta.

Verkkovision perusteella ilmastotavoitteiden saavuttaminen pitäen Suomi yhtenä tarjousalueena edellyttää merkittäviä investointeja uusiin johtoyhteyksiin sekä kompensointilaitteistoihin, jotta yhtenäisen tarjousalueen vaatima riittävä siirtokapasiteetti voidaan mahdollistaa. Pohjois-eteläsuuntainen siirtokapasiteetti pitää moninkertaistaa vaiheittain pitkällä aikavälillä. Lisäksi toimivat joustomarkkinat sekä verkon siirtokapasiteetin reaaliaikainen valvonta esimerkiksi DLR-teknologian avulla ovat edellytys sille, että yhden tarjousalueen ylläpito on kustannustehokasta, johtuen maan sisäisen siirron huipukkuudesta.

Mikäli yhtenäisen tarjousalueen vaatimaa siirtokapasiteettia ei esimerkiksi uusien johtojen luvitukseen liittyvistä haasteista johtuen voitaisi saavuttaa, tarjousaluejako voitaisiin joutua toteuttamaan käyttövarmuuden turvaamiseksi. Tästäkin näkökulmasta on tärkeää, että edellytykset investoida kantaverkkoon säilyvät hyvällä tasolla. Tarjousaluejako voitaisiin toteuttaa myös siinä tapauksessa, että se laajasti katsottaisiin yhteiskunnan kokonaisedun kannalta paremmaksi vaihtoehdoksi. Tällä olisi verkkovahvistusten tarvetta vähentävä vaikutus.

Mikäli sähkön tuotannon painottuminen pohjoiseen ja kulutuksen painottuminen etelään jatkuu, ja Suomesta tulee samanaikaisesti tulevaisuudessa sähkön ja sähköstä tuotettujen polttoaineiden nettoviejä, Suomen pitäminen yhtenä tarjousalueena vaatii uusien teknologioiden ja ratkaisujen käyttöön-ottoa. Nettovientiin riittävä sähköntuotannon määrä riippuu oletuksista, mutta verkkovisiossa tehdyillä taustaoletuksilla vientitilanne saavutettaisiin Suomen vuosittaisen sähköntuotannon ylittäessä selvästi 150 terawattituntia.<sup>25</sup> Mahdollisia ratkaisuja sähkön kantaverkkoyhtiön näkökulmasta ovat maan sisäiset tasasähköyhteydet, korkeimman jännitetason nostaminen esimerkiksi 750 kilovoltiin, kaksoisvirtapiirijohdot tai korkea termisen kuormitettavuuden omaavien johdinten (esim. 4-Finch) käyttö. Kaikkiin mainittuihin teknologioihin liittyy omat haasteensa ja erikoispiirteensä, ja niiden vaikutuksia sekä hyödynnettävyyttä Suomen oloissa on selvitettävä.

Mikäli sähkön tuotanto ja kulutus sijaitsevat lähellä toisiaan, siirtokapasiteetin tarve pienenee. Tämä voi tarkoittaa esimerkiksi elektrolyysilaitteistojen sijoittamista tuulipuistojen yhteyteen ja tuotetun vedyn siirtämistä eteenpäin kaasuputkissa, tai vaihtoehtoisesti sähköntuotannon rakentamista lähelle teollisuuslaitoksia (esimerkiksi merituulivoimaa rannikolla sijaitsevan teollisuuslaitoksen läheisyyteen). Sähkön tuotanto- ja kulutusinvestointeihin sijoittumiseen liittyy kuitenkin aina useita tekijöitä, eikä yhteissijoittuminen ("co-location") tällä hetkellä saa erityistä taloudellista kannustinta. On syytä miettiä, voiko tällaista tuotannon ja kulutuksen sijoittamista edistää jotenkin muutoin kuin tarjousalueita lisäämällä.

Siirtokapasiteetin kasvattamisen lisäksi vaihtoehtona on erityisesti siirron huippujen hallinta hyödyntämällä sähkömarkkinoilta saatavissa olevia joustoresursseja. Käytännössä sähkön tuotantoa maan ylijäämäisissä osissa vähennettäisiin tai kulutusta kasvatettaisiin markkinaehtoisesti ja vastaavasti alijäämäisessä osassa joko lisättäisiin tuotantoa tai vähennettäisiin kulutusta markkinaehtoisesti. Joustojen hyödyntäminen siirtojen hallinnassa voisi esimerkiksi kohdistua 1–5 % ajasta esiintyvien huippusiirtotilanteiden hallintaan tai kapasiteettia merkittävästi rajoittaviin verkon keskeytystilanteisiin. Haasteena tässä vaihtoehdossa on siirron erittäin voimakas huipukkuus, mikä kyseenalaistaa resurssien riittävyyden ääritilanteissa. Siirtotarpeiden maksimi Keski-Suomen poikkileikkauksessa on tuhansia megawatteja suurempi kuin siirtotarpeen 99 persentiili, jolloin joustoresursseja tarvittaisiin vastaava määrä.

<sup>25</sup> Taustaoletukset: teollisuuden vähähiilitiekartat (pl. kemianteollisuus scope 3), henkilöliikenteen ja osittain raskaan liikenteen sähköistyminen, lämmityksen sähköistyminen sekä datakeskukset nostavat vuosikulutuksen 140–150 terawattituntiin vuoteen 2050 mennessä. Mikäli lisäksi muussa liikenteessä siirryttäisiin kasvavassa määrin käyttämään kotimaassa tuotettua vetyä, sähkön kulutus voisi kasvaa vielä ~15–20 TWh lisää. Tämän ylittävältä osalta sähkön käyttö olisi joko sähkön vientiä tai sähköstä tehtyjen tuotteiden vientiä.

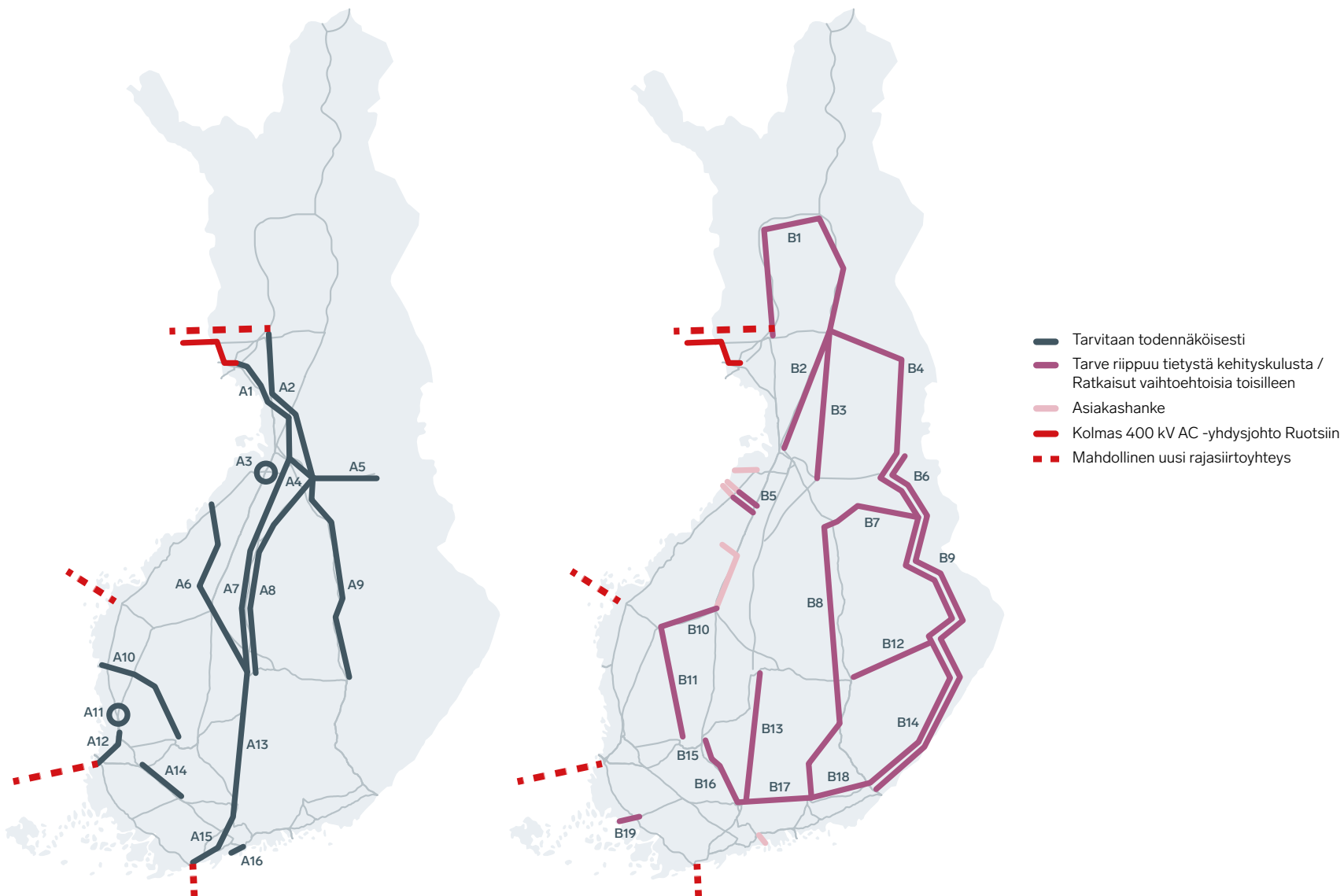
# 6. Johtopäätökset

Verkkovisiossa kantaverkon kehittämistarpeita ja ratkaisuja tutkittiin neljän eri skenaarion avulla. Verkkovisiotyö osoittaa, että Suomen vuodelle 2035 asetettu hiilineutraaliustavoite voidaan saavuttaa kantaverkon näkökulmasta. Tavoitteen mahdollistaminen edellyttää merkittäviä investointeja kantaverkkoon seuraavan 15 vuoden aikana.

Kaikissa skenaarioissa sähkön siirtotarve pohjoisesta Suomesta etelään kasvaa merkittävästi vuonna 2035 ja kantaverkon pääsiirtoleikkausten eli Keski-Suomen poikkileikkauksen sekä Kemi-Oulujoen poikkileikkauksen siirtokapasiteetti on moninkertaistettava, jotta Suomi voidaan säilyttää yhtenäisenä sähkökaupan tarjousalueena ja mahdollistaa sama sähkön markkinahinta koko maassa.

Vuoden 2035 tarpeisiin vastaavat verkkovahvistustarpeet on esitetty kuvassa 24. Kuvan vasemmanpuolisessa kartassa on esitetty vahvistukset, jotka tarvitaan todennäköisimmin. Oikeanpuolimmaisessa kuvassa taas on esitetty vahvistukset, jotka ovat osittain toisilleen vaihtoehtoisia ja joiden tarve riippuu tietystä kehityskulusta. Luokittelu ei välttämättä vastaa hankkeiden toteutusjärjestyttä, sillä mikäli jokin tutkituista skenaarioista toteutuisi sellaisenaan, kaikki kyseisessä skenaariossa tarvittavat vahvistukset nousevat tärkeiksi. Johtoinvestointien lisäksi tarvitaan merkittävästi kompensointi- ja muuntajakapasiteettia.

Kuva 24 Yleiskuva tunnistetuista verkkovahvistustarpeista vuodelle 2035. Johtoreitit havainnollistavat sähkönsiirron tarvetta asemien välillä, eivätkä välttämättä vastaa todellisia johtoreittejä.



Edellä olevassa kuvassa on esitetty myös visiotyössä tehdyn hyötyanalyysin tuloksena tunnistetut tarpeet uusille siirtoyhteyksille Ruotsiin ja Viroon vuoteen 2035 mennessä. Uudet rajasiirtoyhteydet vaikuttavat kansantaloudellisesti kannattavilta. Rajayhteyksien vahvistuksia mietittäessä on kuitenkin otettava huomioon, että yhteyksien markkinahyödyt riippuvat Itämeren alueen sähkömarkkinoiden ja alueen muiden siirtoyhteyksien kehittymisestä energiamurroksen edetessä. Fingrid jatkaa uusien Ruotsin ja Viron siirtoyhteyksien tarkempaa analyysiä osana kansainvälistä verkonsuunnittelutyötä.

Hiilineutraaliustavoitteen edellyttämät verkkovahvistusratkaisut tarkoittavat noin kolmen miljardin euron investointeja kantaverkkoon seuraavan 15 vuoden aikana. Mikäli Suomeen syntyy merkittävästi uutta sähköintensiivistä teollisuutta tai Suomesta tulee sähkön ja sähköstä tuotettujen polttoaineiden viejä: sähkön ja sähköstä tuotettujen polttoaineiden viejä, kantaverkkoinvestointeja tarvitaan todennäköisesti tätä enemmän. Merituulivoiman liittämiskustannuksia ei luvuissa ole myöskään huomioitu, sillä nykytilanteessa ne eivät kuulu kantaverkkoyhtiön vastuulle.

Tarvittavat investoinnit kantaverkon 400 kV voimajohtoihin varaudutaan toteuttamaan vaiheittain. Seuraavan kymmenen vuoden aikana tarvittavia investointeja Fingrid tulee käsittelemään tarkemmin kesällä 2021 julkaistavassa kantaverkon kehittämissuunnitelmassa. Johtoinvestointien lisäksi Fingrid varautuu hyödyntämään uusia ratkaisuja, kuten säätyviä loistehon kompensointireitoja, voimajohtojen sääriippuvan kuormitettavuuden hyödyntämistä ja sijaintiin perustuvia joustomarkkinoita.

Kantaverkkoinvestointien lisäksi tulevaisuuden sähköjärjestelmä vaatii toimiakseen paljon uutta joustavuutta. Energiamurroksen edetessä sähkön kulutuksen kasvua vastaava uusi tuotanto on pääosin sääriippuvaa tuuli- ja aurinkovoimaa, mikä lisää vaihtelua sähköjärjestelmässä. Verkkovahvistusten kannalta on rajallisesti merkitystä, mikä osuus joustoista on lähtöisin tuotannosta, kulutuksesta tai varastoista. Joustoa tulee kuitenkin olla riittävästi: verkkoa ei ole

järkevää suunnitella tilanteeseen, jossa yhteiskunnassa on merkittävä tehonvajausriski pitkällä aikavälillä, koska tällainen skenaario ei ole realistinen – hinnan ohjatessa investointeja joustoa edullisimmin tuottavat teknologiat hyödyntävät syntyvän liiketoimintamahdollisuuden.

## 6.1 Jatkoselvitystarpeet

Verkkovisiotyön seurauksena tunnistettiin myös erilaisia jatkoselvitystarpeita. Mikäli Suomen sähköntuotanto ja -käyttö nousee tulevaisuudessa erittäin voimakkaasti esimerkiksi energian viennin seurauksena, Fingridin perinteisesti kantaverkossa käyttämät tekniset ratkaisut eivät välttämättä riitä vastaamaan sähkönsiirtotarpeisiin. Koska nykyiset standardiratkaisut eivät kaikissa tutkituissa skenaarioissa riitä edes vuonna 2035, on skenaarioissa, joissa energian vienti kasvaa merkittävästi, oltava pian vuoden 2035 jälkeen uudet ratkaisut laajasti käytössä.

Verkkovisiotyön seurauksena Fingrid käynnistää konseptiselvityksiä mahdollisista uusista tulevaisuuden ratkaisuista. Tunnistettuja lisäselvitettäviä konsepteja ovat DLR-teknologian hyödyntäminen, päävoimansiirtoverkon voimajohtojen risteämien toteuttaminen, korkeamman jännitetaso käyttö, 400 kV kaksoisvirtapiirit sekä uudet johtimet, kuten esimerkiksi 4-Finch-johtimet sekä mahdollinen tasasähköyhteyksien käyttö maan sisällä. Lisäksi Fingrid täydentää visiotyötä muilla järjestelmäteknisillä selvityksillä kuten tulevaisuuden oikosulkuvirtatasojen selvittäminen, inertian määrän analysointi sekä rinnakkais- ja sarjakompensoinnin periaatteiden yhtenäistäminen.



**FINGRID**