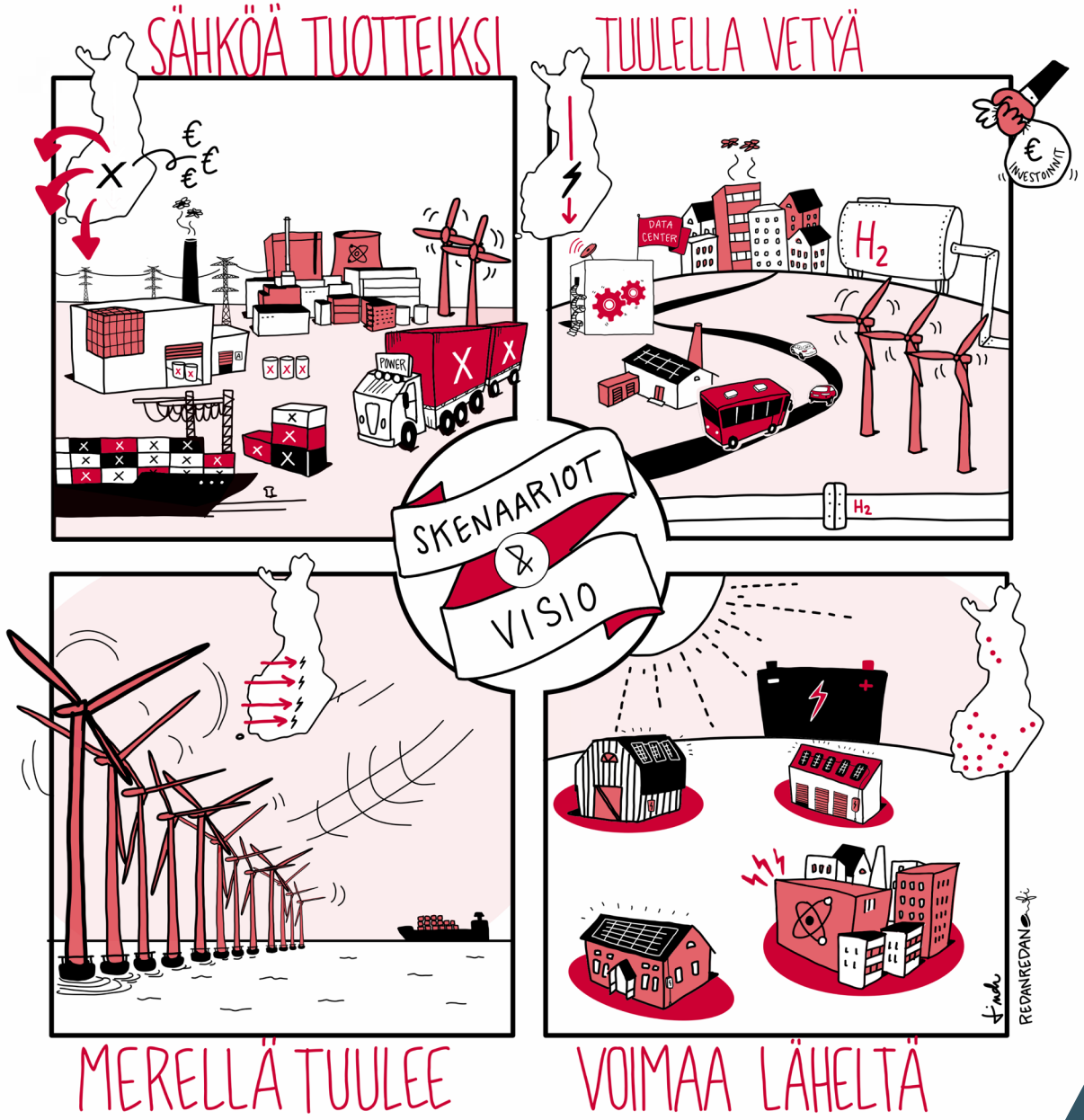


Fingridin sähköjärjestelmävisio 2023

FINGRID

Sisältö

Esipuhe 3

1 Johdanto 5

2 Skenaariot 9

2.1 Skenaarioiden lähtökohdat 10

2.2 Skenaarioiden yhteenveto 12

2.3 Sähköä tuotteiksi 16

2.4 Tuulella vetyä 18

2.5 Merellä tuulee 20

2.6 Voimaa läheltä 22

2.7 Oletukset tuotannon alueellisesta jakautumisesta skenaarioissa 24

2.8 Rajasiirtoyhteydet skenaarioissa 27

2.8.1 Ruotsi 27

2.8.2 Norja 27

2.8.3 Viro 28

2.8.4 Muut rajasiirtoyhteydet 29

2.8.5 Rajasiirtoyhteyksien yhteenveto 29

3 Skenaarioiden teemat 32

3.1 Sähkön kysynnän kehitys 33

3.2 Suomalaisen sähköntuotannon kilpailukyky ja potentiaali 36

3.3 Joustot 36

3.4 Ympäröivä maailma 41

4 Kantaverkon vahvistustarpeet skenaarioissa 42

4.1 Verkostolaskentaprosessi 45

4.2 Skenaariokohtainen tarkastelu: Voimaa läheltä 45

4.3 Skenaariokohtainen tarkastelu: Merellä tuulee 48

4.4 Skenaariokohtainen tarkastelu: Sähköä tuotteiksi 50

4.5 Skenaariokohtainen tarkastelu: Tuulella vetyä 52

4.6 Useammassa skenaariossa tunnistetut johtotarpeet 54

4.7 Riittävän siirtokapasiteetin varmistaminen 56

4.8 Investointikustannukset 58

4.9 Kantaverkon siirtotarpeet vuoden 2035 jälkeen 59

5 Mitä skenaarioiden toteutuminen edellyttää sähköjärjestelmältä 60

5.1 Järjestelmän joustavuus 61

5.1.1 Joustavuus tukkumarkkinoilla 61

5.1.2 Reservien saatavuus 62

5.2 Siirtokapasiteetin riittävyyden varmistaminen vaatii uusia ratkaisuja verkon rakentamisen lisäksi 63

5.2.1 Tekniset ratkaisut 64

5.2.2 Kulutuksen ja tuotannon sijoittuminen ja joustavuus 64

5.3 Järjestelmän teknisen toiminnan varmistaminen 65

5.4 Sähkömarkkinoiden kehitys 67

Liite 1. Skenaarioiden mallinnus 68

Liite 2. Oletukset kulutusjoustosta 70

Euroopan kuumin puhtaan energian markkina

Kuluneen vuoden aikana Euroopan energiamarkkinat ovat kohdanneet historiansa suurimman myllerryksen. Venäjä on tietoisesti käyttänyt energiaa aseena, ja ase on osoittanut kohti Euroopan Unionia. Vaikka hetkittäin tilanne on näyttänyt vaikealta ja matkan varrella energian hinta on kohonnut ennätyslukemiin, pahin on jo takana. Yhtenäinen EU on selättämässä energiakriisin. Venäjän energia-aseen ruuti on kastunut lopullisesti.

Kriisi on herättänyt Euroopan monella tavoin. Tulevien vuosien aikana paitsi energian hinta, myös omavaraisuus tulee olemaan aivan uudella tavalla energiapolitiikan agendalla. Kotimaisessa uusiutuvassa energiassa yhdistyvät kilpailukykyinen hinta, omavaraisuuden paraneminen sekä päästöttömyys. Suomalaiselle puhtaalle energialle ei ole koskaan ollut niin kova kysyntä kuin nyt.

Valtava kysyntä näkyy Fingridissä joka päivä. Uusiutuvan sähköntuotannon liittymiskyselyt kantaverkkoon ovat lyöneet kaikki aiemmat ennätykset kokonaismäärän ollessa jo lähes 250 GW! Suurin osa kyselyistä koskee tuulivoimaa, mutta myös kiinnostus aurinkovoiman rakentamiseen on merkittävässä kasvussa. Aurinkovoiman liittymiskyselyt ovat yli kolminkertaistuneet vuoden takaiseen verrattuna ja ensimmäiset aurinkovoiman liittymissopimukset kantaverkkoon on jo tehty. Samaan aikaan voimme lukea liki viikoittain uutisia Suomeen suunnitelluista uusista teollisuushankkeista, jotka pyrkivät hyödyntämään puhdasta sähköä: vedyntuotantoa, sähköpolttoaineita, terästeollisuutta, datakeskuksia, listaa voisi jatkaa pidemmällekin. Suomi on tällä hetkellä kenties Euroopan kuumin puhtaan energian markkina!

Nyt tehty sähköjärjestelmävisiotyö esittelee skenaarioita sähköistyvän Suomen mahdollisuuksista tulevina vuosikymmeninä. Samalla työ tutkii kantaverkon vahvistustarpeita ja sähköjärjestelmän muutosilmiöitä. Useimmissa kasvun skenaarioissa kantaverkon vahvistustarpeet ovat mittavat. Visiotyössä tunnistetut keskeisimmät uudet vahvistustarpeet tullaan lisäämään Fingridin kesällä 2023 päivitettävään investointisuunnitelmaan. Uusien johtojen toteutus vie kuitenkin aikansa, ja niiden luvituksen nopeuttamiseen soisi panostettavan.

Vahvistuksien lisäksi tulee samalla pyrkiä nykyisen ja uuden rakennettavan verkon siirtokyvyn maksimointiin ja käyttöasteen kasvattamiseen. Tämä tarkoittaa uusien teknisten ratkaisujen hyödyntämistä, mutta myös verkonkäyttäjille asetettavia sijaintiin perustuvia kannusteita on vakavasti harkittava. Mikäli uutta tuotantoa ja kulutusta voidaan ohjata sijoittumaan kantaverkon rakenteen kannalta suotuisasti, on verkkoon mahdollista liittää asiakkaita enemmän ja nopeammin, mikä parantaa Suomen kilpailukykyä ja nopeuttaa hiilineutraa-

liin yhteiskuntaan siirtymistä. Uusiutuvan energian osuuden kasvaessa myös kantaverkon vakiintuneita mitoituskäytäntöjä tulee tarkastella kriittisesti: ei ole tarkoituksenmukaista mitoittaa verkkoa siten, että kaikki sään mukaan vaihteleva tuotanto voidaan vastaanottaa kantaverkkoon harvoin toistuvina tuotantohuippuina. Samalla syntyy tarve ohjata verkkoon näkyvää tuotantoa ja kulutusta niissä harvinaisissa tilanteissa, joille verkkoa ei ole mitoitettu.

Eurooppalainen keskustelu sähkömarkkinamallista käy parhaillaan kiivaana. Järjestelmävisiotyön analyysi osoittaa joustavuuden merkityksen modernissa sähköjärjestelmässä. Skenaarioissa sähkönkulutuksen, etenkin vedyntuotannon, hintajousto on keskiössä tulevaisuuden puhtaan järjestelmän tasapainottamisessa. Vedyn, sen jatkojalosteiden ja lämmön varastointi ovat edellytyksiä laajamittaisille kysyntäjoustoille. Sähkömarkkinamallin tulee olla sellainen, että se antaa vahvat kannusteet sähkönkulutuksen ja tuotannon tasapainottamiselle joka hetki. Tämä mahdollistaa sen, että järjestelmä tasapainotetaan niillä resursseilla, joilla se on tehokkainta. Visiotyön taloudellisessa analyysissa investoinnit uuteen joustavaan, säästä riippumattomaan sähköntuotantoon eivät näyttäytyneet laajasti kannattavilta. Mikäli sähkönkulutus ja energian varastointi eivät kuitenkaan tuota kaivattua joustoa tulevaisuudessa, tarvitaan tuotannolta uutta joustokykyä. Tämän synnyttäminen näyttäisi vaativaan erityisiä kannusteita uudelle kapasiteetille.

Euroopan energiamurros on vasta alussa ja tulevina vuosina sen vauhti kiihtyy. Suomella on erinomainen mahdollisuus menestyä tässä murroksessa. Tavoitteenamme on ymmärtää nykyisten ja uusien kantaverkkoasiakkaiden tarpeet nopeasti muuttuvassa toimintaympäristössä ja samalla mahdollistaa mahdollisimman monen vihreän talouden investoinnin toteutuminen Suomeen.

Mikko Heikkilä
Yksikön päällikkö, strateginen verkkosuunnittelu

1 Johdanto

Fingridin sähköjärjestelmävision tavoitteena on esitellä Suomen mahdollisuuksia kilpailla sähkön tuotanto- ja kulutushankkeista sekä luoda näkemys kantaverkon päävoimansiirtoverkon kehittämistarpeista pitkällä aikavälillä. Lisäksi tavoitteena on tunnistaa ja nostaa keskusteluun haasteita ja mahdollisuuksia, joita energiamurroksen toteutuminen sekä sähköintensiiviseen ja hiilineutraaliin yhteiskuntaan siirtyminen tuovat tullessaan.

Visiotyössä olemme antaneet itsellemme luvan ajatella isosti. Vahva ja luotettavasti toimiva sähkön kantaverkko mahdollistaa investoinnit niin sähköä käyttävään teollisuuteen kuin sähköntuotantoon. Siksi pitkän tähtäimen suunnittelussa tulee varautua korkeidenkin sähkön kulutuksen ja tuotannon potentiaalien toteutumiseen. Tarkoituksena ei ole yrittää löytää yhtä todennäköistä skenaariota, vaan pyrimme eri skenaarioissa korostamaan erilaisia ilmiöitä, jotka haastavat kantaverkkoa, sähkömarkkinoita ja sähköjärjestelmää. Muutostarpeen arviointi haastavien skenaarioiden kautta auttaa varmistamaan, että keinoja sähköistymiskehityksen mahdollistamiseksi ja ilmastotavoitteiden saavuttamiseksi pystytään arvioimaan kattavasti ja ajoissa. Muutostarpeen aliarviointi voisi pahimmillaan johtaa tilanteeseen, jossa varautumattomuus rajoittaisi sähköistymiskehitystä, teollisuusinvestointien toteuttamista ja ilmastotavoitteiden saavuttamista tai johtaisi kantaverkon käyttövarmuuden heikentymiseen.

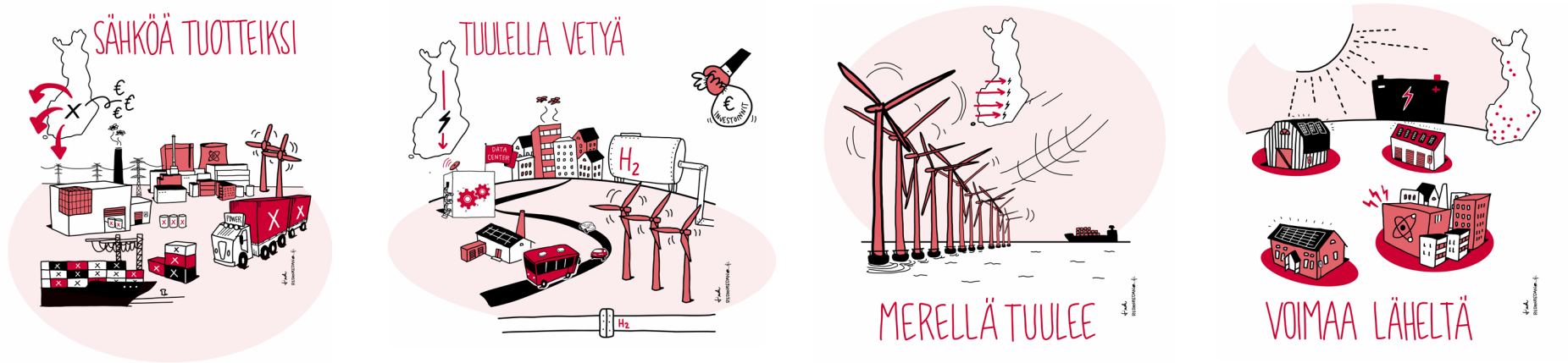
Visiotyössä tarkastellaan vaikeasti ennustettavia pitkän aikavälin muutoksia. Visiotyön tuloksia ei tulisi tulkita investointisuunnitelmana tai toimenpidelistana. Sen sijaan visiotyö tuottaa näkemyksen Fingridin nykyisen investointisuunnitelman jälkeen tarkasteltavista johtotarpeista, jotka nousevat esiin useammassa skenaariossa. Visiotyö osoittaa myös skenaariokohtaisia, tietyistä kehityspoluista riippuvia verkkovahvistustarpeita, jotka auttavat varautumaan erilaisten tulevaisuuksien toteutumiseen. Seuraavan kymmenen vuoden aikana tarvittavia kantaverkkoinvestointeja käsitellään joka toinen vuosi päivitettävässä kantaverkon kehittämissuunnitelmassa.[1]

Tässä dokumentissa esittelemme Fingridin neljä erilaista tuotannon ja kulutuksen kehityskulkua kuvaavaa skenaariota vuosille 2035 ja 2045, skenaarioiden pohjalta nousevat kantaverkon kehitystarpeet sekä käsittelemme myös, millaisia muutoksia skenaarioiden kuvaama energiamurros tarkoittaa koko sähköjärjestelmälle. Sähköjärjestelmävision raportista ja skenaarioista julkaistiin luonnosversio elokuussa 2022 sidosryhmien kommentoitavaksi, ja yhteenveto saamastamme palautteesta julkaistiin joulukuussa 2022[2]. Palautetta hyödynnettiin skenaarioiden sekä raportin viimeistelyssä.

Sähköjärjestelmävision neljä skenaariota ovat nimeltään Sähköä tuotteiksi, Tuulella vetyä, Merellä tuulee sekä Voimaa läheltä. Kuvassa 1 on esitetty skenaarioiden lyhyet kuvaukset. Taulukossa 1 on esitetty vertailu skenaarioiden välillä niiden merkittävimpien muuttujien suhteen. Luku 2 esittelee skenaarioiden taustalla olevia oletuksia, yhteenvedon sekä tarkemman kuvauksen kustakin skenaarioista. Luvussa 3 kuvataan skenaarioiden läpileikkaavia teemoja, sähkön kulutuksen kehitystä, sähkön tuotantopotentiaalia ja Suomen kilpailukykyä sekä skenaarioissa mukaan oletettua järjestelmän joustavuutta. Luvussa 4 käsitellään skenaarioiden siirtotarpeet sekä siirtotarpeisiin vastaavat verkkoratkaisut skenaarioittain. Luvussa 5 käsitellään skenaarioiden toteutumisen vaatimia avaintekijöitä.

[1] Kantaverkon kehittämissuunnitelma on päivitetty viimeksi syksyllä 2021. Seuraava päivitys tehdään vuoden 2023 aikana.
[2] https://www.fingrid.fi/ajankohtaista/tiedotteet/2020/kiitos-arvokkaasta-palautteesta-verkkovision-skenaarioluonnoksiin/

Kuva 1 Sähköjärjestelmävision skenaariot.



Kaikissa skenaarioissa liikenne, lämmitys ja teollisuus sähköistyvät, sektori-integraatio etenee ja hiilineutraaliustavoitteet saavutetaan

Sähköä tuotteiksi

- Suomi kehittyy merkittäväksi P2X-tuotteiden viejämaaksi.
- Tuuli- ja aurinkovoima kasvavat merkittävästi.
- P2X-prosessien tarvitsema vety tuotetaan lähellä kulutuskohteita, eikä keskitettyä vetyvarastointia tai -verkkoa synny. Tämä kasvattaa sähköverkon vahvistustarpeita ja lisää tarvetta sähköjärjestelmän joustolle.

Tuulella vetyä

- Vedyn tuotanto kasvaa Suomessa, ja Suomi kehittyy vedyn viejämaaksi.
- Vetyjärjestelmä toimii energiavarastona, mikä mahdollistaa erittäin suuren maatuulivoiman tuotannon. Samalla perinteisen sähköntuotannon määrä supistuu voimakkaasti.
- Voimakkaasti muuttuva tuotanto- ja kulutusrakenne haastaa sähköjärjestelmän teknisen toimivuuden ja näkyy erittäin suurena pohjois-eteläsuuntaisena energiansiirtotarpeena.

Merellä tuulee

- Sähkön kulutus kasvaa kun fossiilisia polttoaineita korvataan sähköllä ja sähköstä tehdyillä polttoaineilla.
- Merituulivoima hallitseva tuotantomuoto.
- Sähköntuotanto painottuu entistä vahvemmin länsirannikolle, mikä haastaa sähkön siirron länsirannikolta kulutuskeskittymiin.

Voimaa läheltä

- Sähkön kulutus kasvaa, mutta maltillisemmin kuin muissa skenaarioissa.
- Sähköntuotannon kasvu muodostuu useista eri teknologioista, tuulivoimasta, aurinkovoimasta ja SMR-ydinvoimasta.
- Tuotannosta suhteellisesti suurempi osuus sijaitsee Etelä-Suomessa lähellä kulutuskeskittymiä.

Taulukko 1 Sähköjärjestelmävision merkittävimmät muuttujat.

Skenaarioiden merkittävimmät muuttujat	Sähköä tuotteiksi	Tuulella vetyä	Merellä tuulee	Voimaa läheltä
Vesivoima	≈	-	≈	≈
Maatuulivoima	+++	+++	+	+
Merituulivoima	++	++	+++	+
Aurinkovoima	+++	+++	+	++
Perinteinen ydinvoima	≈	--	≈	≈
SMR-ydinvoima	≈	≈	≈	+++
Muu lämpövoima	--	---	--	--
Moottorivoimalat ja akut	+++	+++	+	++
Suuntaajakytketyn kapasiteetin osuus	+++	+++	+++	+
Sähkön loppukulutus*	+++	+++	+++	+
Elektrolyysin sähkönkäyttö	+++	+++	++	+
Sähkön kulutusjousto*	+++	++	++	+
Vetyjärjestelmän jousto	+	+++	++	≈
Sähkön viennin ja tuonnin tasapaino vuositasolla	Vientiä	Tasapainoinen	Vientiä	Vientiä
Vedyn viennin ja tuonnin tasapaino vuositasolla	Ei vedyn rajasiirtoyhteyksiä	Vientiä	Vientiä	Ei vedyn rajasiirtoyhteyksiä

*Taulukossa vertaillaan merkittävämpien muuttujien eroavaisuuksia skenaarioiden välillä. Taulukon muuttujat eivät ole toisiaan vasten vertailukelpoisia. Tarkemmat luvut muuttujien eroista skenaarioiden välillä on kuvattu luvussa 2.2 "Skenaarioiden yhteenveto". Taulukossa käytetyt symbolit merkitsevät: ≈ ei merkittävää muutosta, + kasvaa, - vähenee. *Sähkön loppukulutus ja kulutusjousto eivät sisällä elektrolyysiä, jonka osalta parametrit on ilmoitettu omalla rivillään.*

Tämän visiotyön rinnalla Fingrid tutkii yhdessä Gasgrid Finlandin kanssa erillisessä yhteishankkeessa vetytalouden mahdollisuuksia ja energiansiirtojärjestelmien roolia vetytalouden mahdollistajana Suomessa. Fingridin Sähköjärjestelmävision skenaariot on laadittu sähköjärjestelmän näkökulmasta ja työn tarkoituksena on tutkia sähköjärjestelmän kehitystä, mikä vaatii yleisiä oletuksia vetyjärjestelmästä. Fingridin ja Gasgridin yhteishanke taas tutkii yksityiskohtaisesti vetytaloutta ja pureutuu tarkemmin vetytalouden mahdollisiin kehityspolkuihin ja energiansiirtojärjestelmien rooliin vetytalouden mahdollistamisessa[3].

[3] https://www.epressi.com/media/userfiles/151043/1655441995/gasgrid-fingrid-vetytaloushankkeen-skenaarioluonnokset.pdf

2 Skenaariot

2.1 Skenaarioiden lähtökohdat

Sähköjärjestelmävision keskiössä on neljä erilaista skenaariota, jotka edustavat sähkön kulutuksen, tuotannon ja varastoinnin mahdollisia kehityskulkuja. Fingrid on päivittänyt aiemmin vuoden 2021 alussa Verkkovisiossa julkaistut skenaariot huomioiden viimeaikaiset signaalit energia-alan ja ilmastotavoitteiden pitkän aikavälin kehityksen näkymistä. Pitkälle katsovan visiotyön mahdollistamiseksi skenaariot on laadittu vuosille 2035 ja 2045. Vuosi 2035 on kiinnostava, koska se on Suomen hiilineutraaliustavoitteen takaraja.

Suurimmat muutokset vuoden 2021 alussa valmistuneen Fingridin verkkovision skenaarioihin verrattuna liittyvät uuden sähköintensiivisen teollisuuden suurempiin kasvumahdollisuuksiin, jotka vastaavasti edellyttävät myös sähkön tuotannon kasvua. Lisäksi yhdessä skenaarioista pienten modulaaristen ydinvoimaloiden on oletettu kaupallistuvan jo vuoteen 2035 mennessä. Skenaarioita on myös päivitetty huomioimaan Euroopan ja Venäjän välisen energiakaupan keskeiset muutokset Venäjän hyökättyä Ukrainaan.

Skenaarioiden merkittävimpiä muuttujia sähkön kulutuksen osalta ovat teollisuuden, vedyn ja sähköstä tehtävien tuotteiden, lämmityksen ja liikenteen sähkönkulutus ja sen alueellinen jakautuminen. Sähköntuotannon puolelta taas merkittäviä muuttujia ovat maa- ja merituulivoiman sekä aurinkovoiman määrä ja sijoittuminen. Ydinvoiman määrä vaihtelee skenaarioissa riippuen nykyisten laitosten käyttöiän pidennyksistä ja uusien modulaaristen ydinvoimaloiden rakentamisesta. Lisäksi tuotannosta ja kulutuksesta saatavissa oleva jouston määrä, rajat ylittävä sähkön siirtokapasiteetin koko, muu energiainfrastruktuuri ja naapurimaiden tuonti- ja vientitarpeet vaihtelevat eri skenaarioissa. Muun Euroopan osalta tehtyjä oletuksia kuvataan tarkemmin luvussa 3.5.

Skenaarioiden mallinnus on toteutettu simuloimalla sähkömarkkinoita. Mallinnuksessa tavoitteena on ennakoida, miten sähkön tukkumarkkinat toimisivat ja millaisia investointeja tehtäisiin markkinaehtoisesti sähkön ja vedyn tuotantoon, mikäli toimintaympäristö kehittyisi skenaariossa kuvatulla tavalla. Mallinnuksen keskeiset periaatteet on kuvattu liitteessä 1.

Kaikissa skenaarioissa Suomen päästövähennystavoiteet saavutetaan vuoteen 2035 mennessä. Tämä edellyttää sähköjärjestelmän osalta merkittävää sähkön kulutuksen kasvua, kun fossiilisia polttoaineita korvataan sähköllä tai sähköstä tuotetuilla polttoaineilla. Lisäksi neljästä skenaariosta kolmessa on huomioitu Suomen hyvät edellytykset menestyä kilpailussa uuden sähköintensiivisen teollisuuden investoinneista, mikä näkyy sähkön kulutuksen erittäin voimakkaana kasvuna. Kaikissa vuoden 2045 skenaarioissa Suomi on hiilinegatiivinen, ja sähköintensiivisen teollisuuden määrä on entisestään kasvanut.

Skenaariot eivät ole ennusteita vaan kuvauksia erilaisten, mahdollisten kehityskulkujen seurauksista toimintaympäristöön. Olisi myös mahdollista olettaa negatiivisia kehityskulkuja, jotka vaikeuttaisivat toimintaympäristöä ja energiamurroksen toteutumista tai vaikuttaisivat negatiivisesti Suomen kilpailukykyyn. Tällaisista lähtökohdista luotu skenaario ei kuitenkaan haastaisi Fingridiä varautumaan energiamurrokseen, vaan voisi ohjata ratkaisemaan ainoastaan lyhyen aikavälin haasteita. Skenaariot on myös luotu pääosin kantaverkon näkökulmasta siten, että ne haastavat kantaverkon suunnittelua, sähkömarkkinoiden rakennetta sekä koko sähköjärjestelmän toimintaa. Emme siis ole arvioineet tekijöitä, joilla ei olisi vaikutusta kantaverkkoon tai jotka oleellisesti helpottaisivat kantaverkkotoimintaan liittyviä ilmiöitä. Skenaarioiden taustalla on oletuksena monia niiden toteutumisen kannalta positiivisia kehityskulkuja. Alla on listattu keskeisimmät oletukset näiden kehityskulkujen edellytyksistä:

- Suomi tähtää hiilineutraaliuteen 2035 ja EU ilmastoneutraaliuteen 2050. Poliittiset toimet, yritysten ja kuluttajien valinnat sekä rahoituksen saatavuus mahdollistavat näiden tavoitteiden saavuttamisen. Skenaarioissa on oletettu, että mahdolliset geopoliittiset tai taloudelliset riskit eivät hidasta energiamurroksen etenemistä tai vaaranna Suomen asemaa investointikohteena.
- Ilmastonmuutoksen seuraukset, kuten mahdolliset vaikutukset sademäärään, tuulisuuteen, meren pinnankorkeuteen tms. eivät oleellisesti muuta sähköntuotannon kannattavuutta Suomessa tai lähialueilla.
- Suomen sähköjärjestelmä toimii osana pohjoismaista yhteiskäyttöjärjestelmää. Suomi on yhtenäinen sähkökaupan tarjousalue osana laajaa ja toimivaa eurooppalaista sähkömarkkinaa. Naapurimaiden sisäinen verkko ei aiheuta rajoituksia rajat ylittävälle sähkökaupalle ja esimerkiksi nykyinen Fenno-Skanin vientirajoitus poistuu.
- Valtaosa sähköntuotannosta ja -kulutuksesta on liittynyt sähköverkkoihin; laajamittaisia erillisiä (off-grid) järjestelmiä ei ole käytössä.
- Jakeluverkot mahdollistavat uuden sähköntuotannon ja -kulutuksen, kuten sähköautot, sähköisen lämmityksen ja hajautetun aurinkovoiman, eivätkä aiheuta niiden käytölle merkittäviä rajoitteita.
- Energiamurroksen vaatimia resursseja, kuten esimerkiksi materiaaleja ja työvoimaa siirtoyhteyksien, tuuli- ja aurinkovoimaloiden sekä sähköautojen tuottamiseen ja rakentamiseen, on riittävästi saatavilla.
- Energiateknologisessa kehityksessä tai polttoaineiden saatavuudessa ei tapahdu sellaisia läpimurtoja, jotka globaalilla tasolla syrjäyttäisivät tuulisähkön puhtaan energian tuotannossa tai muuten heikentäisivät Suomen suhteellista kilpailukykyä. Esimerkiksi hiilidioksidin talteenoton tai fossiilisten polttoaineiden merkittävä hintojen lasku voisi vaikuttaa tuulisähkön ja puhtaan vedyn kilpailukykyyn ja siten Suomen tuulivoimapotentiaalin hyödynnettävyyteen. Vastaavasti tuulivoiman luvitukseen ja hyväksyttävyyteen liittyvien rajoitteiden poistuminen muualta Euroopasta voisi heikentää suomalaisen energian kilpailukykyä.
- Maankäyttö ja luvitusprosessit eivät estä tai olennaisesti hidasta kantaverkon rakentumista.

2.2 Skenaarioiden yhteenveto

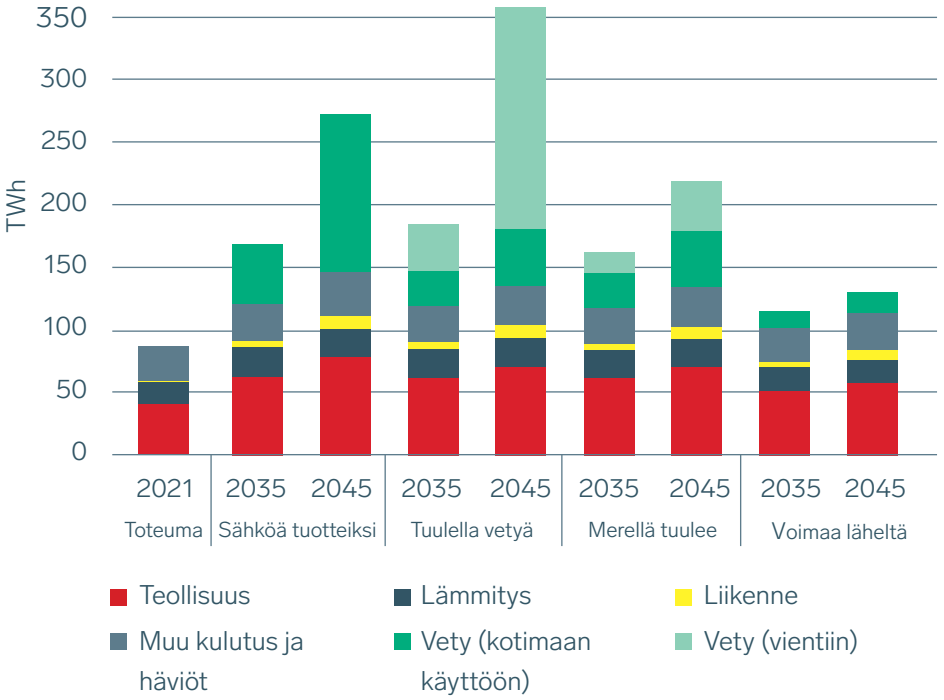
Tässä luvussa esitellään skenaarioiden yhteenveto ja niiden keskinäinen vertailu. Sähkön kulutus kasvaa kaikissa skenaarioissa käytön lisääntyessä liikenteessä, lämmityksessä ja nykyisessä teollisuudessa. Kaikille skenaarioille on yhteistä nykyisten teollisuusprosessien ja niihin liittyvän lämmöntuotannon sähköistyminen vähintään vähähiilisten tiekarttojen[4] viitoittamalla tiellä. Teollisuudessa sähkön kulutuksen kasvu on erityisen voimakasta Sähköä tuotteiksi, Tuulella vetyä sekä Merellä tuulee -skenaarioissa, joissa Suomeen syntyy uutta sähköintensiivistä teollisuutta, kuten vety- ja sähköpolttoaineteollisuutta, akkuteollisuutta ja datakeskuksia tai vedyn vientiin tähtäävää elektrolyysiä. Voimaa läheltä -skenaariossa teollisuuden sähkön kulutuksen kasvu on maltillisempaa.

Kaikissa skenaarioissa myös lämmitys sähköistyy, kun sähköön ja hukkalämpöjen hyödyntämiseen perustuvat ratkaisut yleistyvät kaukolämmön tuotannossa. Lisäksi sähkö ja lämpöpumput korvaavat fossiilisia polttoaineita erillislämmityksessä. Muista skenaarioista poiketen Voimaa läheltä -skenaariossa sähkön lämmitykseen liittyvä kulutus kasvaa kuitenkin vain vähän, sillä skenaariossa on oletettu etenkin hukkalämpöjen käyttöön perustuvien ratkaisujen laskevan kaukolämmön päästöjä. Sähköinen liikenne kasvaa merkittävästi, ja noin puolet Suomen henkilöautokannasta on täyssähköautoja tai lataushybrideitä vuonna 2035, mutta tällä on rajallinen merkitys sähkön kokonaiskulutukseen. Alla olevassa kuvassa 2 esitetään sähkön kulutus eri skenaarioissa verrattuna vuoden 2021 kulutukseen.

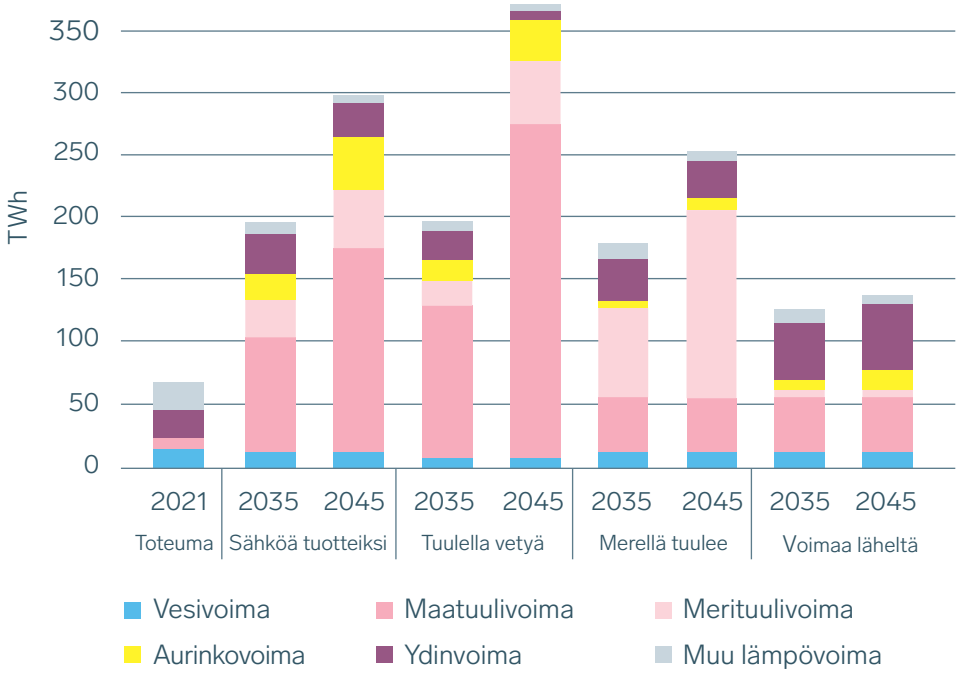
Kuvassa 3 sekä taulukoissa 2–5 on esitetty sähköntuotanto, Suomen sähkötase sekä sähkön tuotantokapasiteetti eri skenaarioissa vuosille 2035 sekä 2045. Maatuulivoiman määrä kasvaa merkittävästi kaikissa skenaarioissa kasvun ollessa erityisen voimakasta Tuulella vetyä- ja Sähköä tuotteiksi -skenaariossa. Merituulivoima lisääntyy erityisesti Merellä tuulee -skenaariossa. Aurinkosähkön tuotanto kasvaa voimakkaimmin Sähköä tuotteiksi -skenaariossa. Vesivoima säilyy nykytasollaan Sähköä tuotteiksi-, Merellä tuulee- ja Voimaa läheltä -skenaarioissa, Tuulella vetyä skenaariossa on varauduttu vesivoiman määrän sekä säätökyvyn supistumiseen. Fossiilisten polttoaineiden käyttö sähköntuotannossa on hyvin marginaalista kaikissa skenaarioissa vuonna 2035.

[4] Suomen hallitusohjelman mukaisesti eri alojen toimijat laativat vuonna 2020 toimialakohtaiset, ilmastotoimien kanssa yhteensopivat tiekartat vähähiilisyyteen. Lisätietoja: https://tem.fi/tiekartat

Kuva 2 Sähkönkulutus eri skenaarioissa.



Kuva 3 Sähköntuotanto eri skenaarioissa.



Taulukko 2 Sähkötase eri skenaarioissa vuonna 2035.

Sähkötase 2035 (TWh)	Sähköä tuotteiksi	Tuulella vetyä	Merellä tuulee	Voimaa läheltä
Vesivoima	14	9	14	14
Maatuulivoima	90	121	43	43
Merituulivoima	30	20	71	6
Aurinkovoima	20	16	6	7
Ydinvoima	31	24	33	46
Muu lämpövoima	9	8	12	11
Tuotanto yhteensä	196	197	179	127
Kulutus yhteensä	169	185	163	115
Suomen sähkötase (nettovienti)	27	12	16	12
Hiilineutraalin sähköntuotannon osuus[5]	100 %	100 %	100 %	100 %

Taulukko 3 Sähkötase eri skenaarioissa vuonna 2045.

Sähkötase 2045 (TWh)	Sähköä tuotteiksi	Tuulella vetyä	Merellä tuulee	Voimaa läheltä
Vesivoima	14	8	14	14
Maatuulivoima	162	265	43	43
Merituulivoima	47	50	150	6
Aurinkovoima	41	33	9	15
Ydinvoima	28	7	30	53
Muu lämpövoima	7	5	8	7
Tuotanto yhteensä	299	369	252	138
Kulutus yhteensä	273	359	219	131
Suomen sähkötase (nettovienti)	26	10	33	7
Hiilineutraalin sähköntuotannon osuus	100 %	100 %	100 %	100 %

[5] Hiilineutraali sähköntuotanto sisältää tuuli-, aurinko- ja ydinvoimaan sekä bio-, jäte- ja sähköpolttoaineisiin perustuvan sähköntuotannon.

Taulukko 4 Tuotantokapasiteetti eri skenaarioissa vuonna 2035.

Kapasiteetti 2035 (GW)	Sähköä tuotteiksi	Tuulella vetyä	Merellä tuulee	Voimaa läheltä
Vesivoima	3	2	3	3
Maatuulivoima	30	39	13	13
Merituulivoima	7	5	15	1
Aurinkovoima	20	15	6	7
Ydinvoima	4	3	4	6
Muu lämpövoima	4	4	3	3
Sähkövarastot (vuorokausi- ja päivänsisäisellä markkinalla)	4	4	1	3

Taulukko 5 Tuotantokapasiteetti eri skenaarioissa vuonna 2045.

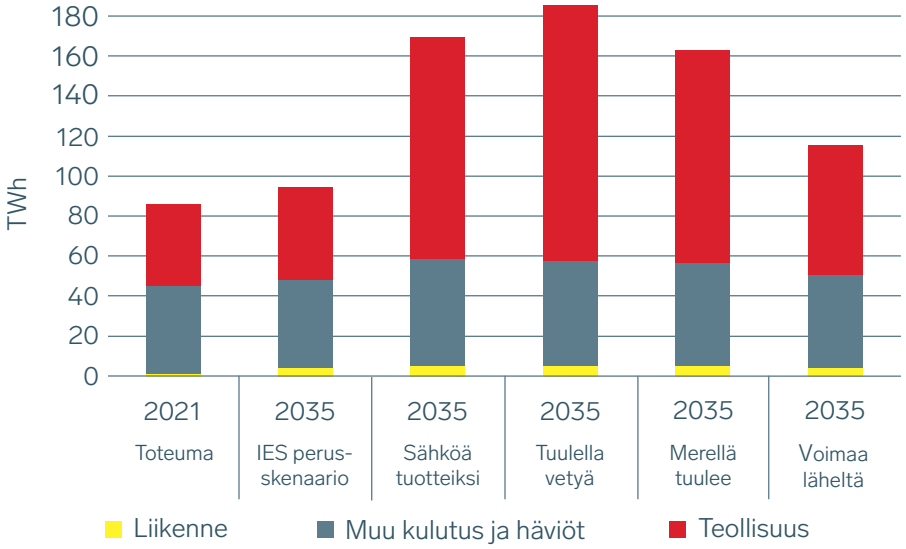
Kapasiteetti 2045 (GW)	Sähköä tuotteiksi	Tuulella vetyä	Merellä tuulee	Voimaa läheltä
Vesivoima	3	2	3	3
Maatuulivoima	50	79	13	13
Merituulivoima	10	11	32	1
Aurinkovoima	39	30	9	14
Ydinvoima	4	2	4	8
Muu lämpövoima	4	5	4	3
Sähkövarastot (vuorokausi- ja päivänsisäisellä markkinalla)	6	4	1	4

Sähköntuotanto ja -käyttö kasvavat järjestelmävision skenaarioissa huomattavasti nopeammin kuin vuonna 2022 julkaistussa Ilmasto- ja energiastrategian taustaskenaariossa[6]. Eroja on havainnollistettu kuvissa 4 ja 5. Ilmasto- ja energiastrategian skenaarioissa sähkönkulutus kasvaa vuoteen 2035 mennessä noin 95–104 TWh:n tasolle, mikä on merkittävästi järjestelmävision skenaarioita alempi taso. Valtaosa erosta tulee sähkön teollisuuskulutuksesta, sillä kolmessa neljästä järjestelmävision skenaarioista on oletettu Suomen olevan hyvin houkutteleva investointikohde energiaintensiiviselle teollisuudelle. Sähkön lämmityskulutus, lähinnä sähköisen kaukolämmön johdosta, on myös järjestelmävision skenaarioissa hieman suurempaa. Liikenteen sähkönkulutuksessa ei ole merkittävää eroa.

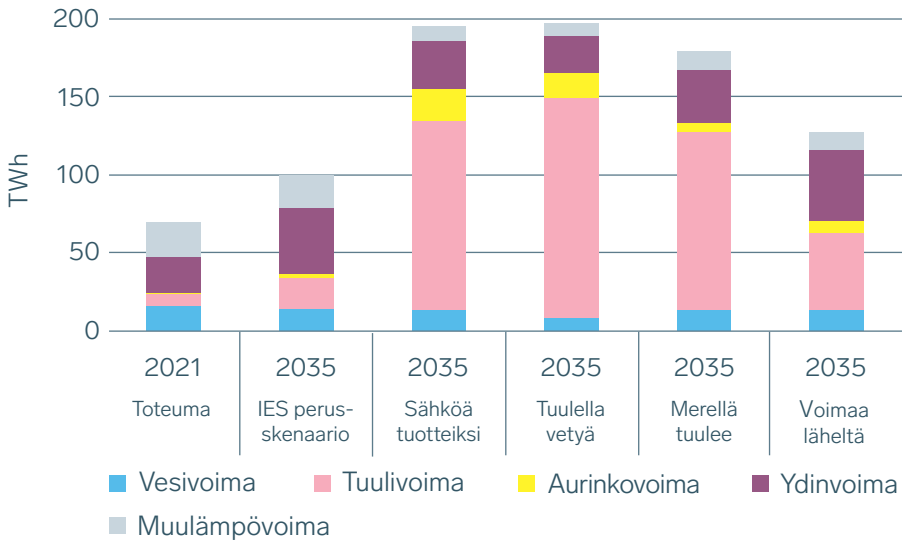
Sähköntuotannon osalta merkittävimmät erot skenaarioiden välillä liittyivät etenkin tuulisähkön tuotantoon. Ilmasto- ja energiastrategian taustaskenaarioissa tuulivoiman määrä vaihteli 19–30 TWh:n välillä vuonna 2035. Tämä taso saavutetaan nykyisellä rakentamisvauhdilla jo vuosina 2024–2026, joten järjestelmävision skenaariot varautuvat selvästi korkeampaan tasoon. Järjestelmävision skenaarioissa on myös suurempi määrä aurinkosähkön tuotantoa. Vesivoiman määrässä ei skenaarioiden välillä ole eroja lukuun ottamatta Tuulella vetyä -skenaariota. Ydinvoiman määrä oli ilmasto- ja energiastrategian taustaskenaarioissa korkeampi, sillä Hanhikivi 1 ydinvoimalaitos ei ollut mukana järjestelmävision skenaarioissa. Lisäksi ilmasto- ja energiastrategian taustaskenaarioissa biovoiman määrä oli järjestelmävision skenaarioita korkeampi.

[6] https://julkaisut.valtioneuvosto.fi/bitstream/handle/10024/164321/TEM_2022_53.pdf?sequence=1&isAllowed=y

Kuva 4 Sähkönkulutus ilmasto- ja energiastrategian taustaskenaarioissa ja Fingridin skenaarioissa.



Kuva 5 Sähköntuotanto ilmasto- ja energiastrategian taustaskenaarioissa ja Fingridin skenaarioissa.



2.3 SÄHKÖÄ TUOTTEIKSI

Sähköä tuotteiksi -skenaariossa Suomi kehittyy sähköstä tuotettujen tuotteiden (P2X-tuotteiden)[7] merkittäväksi viejämaaksi. Skenaariossa on oletettu, että tämä tapahtuu pohjautuen lähelle vedyn kulutusta sijoitettuun vedyn tuotantoon, mikä edellyttää P2X-teollisuuden tarvitseman sähkön siirtämistä teollisuuden kulutuspisteisiin. Lisäksi skenaariossa on oletettu P2X-kulutuksen jouston olevan vähäistä, mikä lisää tarvetta sähköjärjestelmän muulle joustolle.

P2X-teollisuuden ohella muun teollisuuden sähkönkulutus kasvaa selvästi. Lisäksi sähkön käyttö sekä kauko- että erillislämmityksessä sekä liikenteessä kasvaa. Valtaosa sähköautoista ladataan älykkäästi, ja lisäksi erotuksena muihin skenaarioihin kaksisuuntaisen latauksen Vehicle-to-Grid-teknologia (V2G) on yleisesti käytössä. Suomesta viedään skenaariossa nimenomaan P2X-tuotteita, ei jalostamatonta vetyä; siten vedyn vientiyhteyksiä ei myöskään rakenneta.

Sähköntuotanto Suomessa kasvaa voimakkaasti kulutuksen mukana. Etenkin maatuulivoima kasvaa voimakkaasti saavuttaen 30 GW:n kapasiteetin vuonna 2035 ja 50 GW:n kapasiteetin vuonna 2045. Maatuulivoimaa rakennetaan kasvavassa määrin myös Itä-Suomeen, jolloin maantieteellisesti hajautuneempi tuulivoima tuottaa sähköä tasaisemmin kuin alueellisesti

[7] P2X-tuotteilla tarkoitetaan tässä yhteydessä sähköstä ja muista raaka-aineista (kuten typestä tai biopohjaisesta hiilidioksidista) tuotettuja tuotteita, kuten polttoaineita, materiaaleja ja kemikaaleja. Sähkön käyttöä lämmityksessä ja liikenteessä ei luokitella P2X-tuotteiksi, vaan ne on käsitelty erikseen.

keskittynyt tuulivoima. Etelä-Suomeen tuulivoimaa syntyy vähemmän, sillä soveltuvien hankealueiden määrä on muuta Suomea pienempi. Maatuulivoiman lisäksi järjestelmään rakennetaan merituulivoimaa noin 7 GW, josta noin 2 GW on oletettu sijoittuvan Suomenlahdelle, mikä edelleen hajauttaa tuulivoiman alueellista sijoittumista. Lisäksi skenaariossa on muita skenaarioita enemmän aurinkovoimaa, jonka tuotantoprofiili poikkeaa maatuulivoimasta.

Vesivoiman määrä säilyy nykytasollaan. Loviisan ja Olkiluodon vanhojen ydinvoimalaitosyksiköiden käyttöä jatketaan vuoteen 2050 asti. Olkiluoto 3:n jälkeen Suomeen ei kuitenkaan rakenneta uutta ydinvoimaa, sillä SMR-teknologia[8] ei tässä skenaariossa lyö kaupallisesti läpi. Biovoiman määrä supistuu maltillisesti.

Sähköä tuotteiksi -skenaarion sähkönkulutus on kuvattu taulukossa 6. Sähkön tuotantokapasiteetti ja vuosituotanto on kuvattu taulukossa 7.

[8] SMR-teknologialla tarkoitetaan tässä skenaariossa sarjavalmisteista, modulaarisen rakenteen omaavaa ydinvoimalaa, jonka koko on kymmenistä joihinkin satoihin megawatteihin, ja jota käytetään sekä sähkön että lämmön tuotantoon kaupungeissa.

Taulukko 6 Sähkönkulutus Sähköä tuotteiksi -skenaariossa.

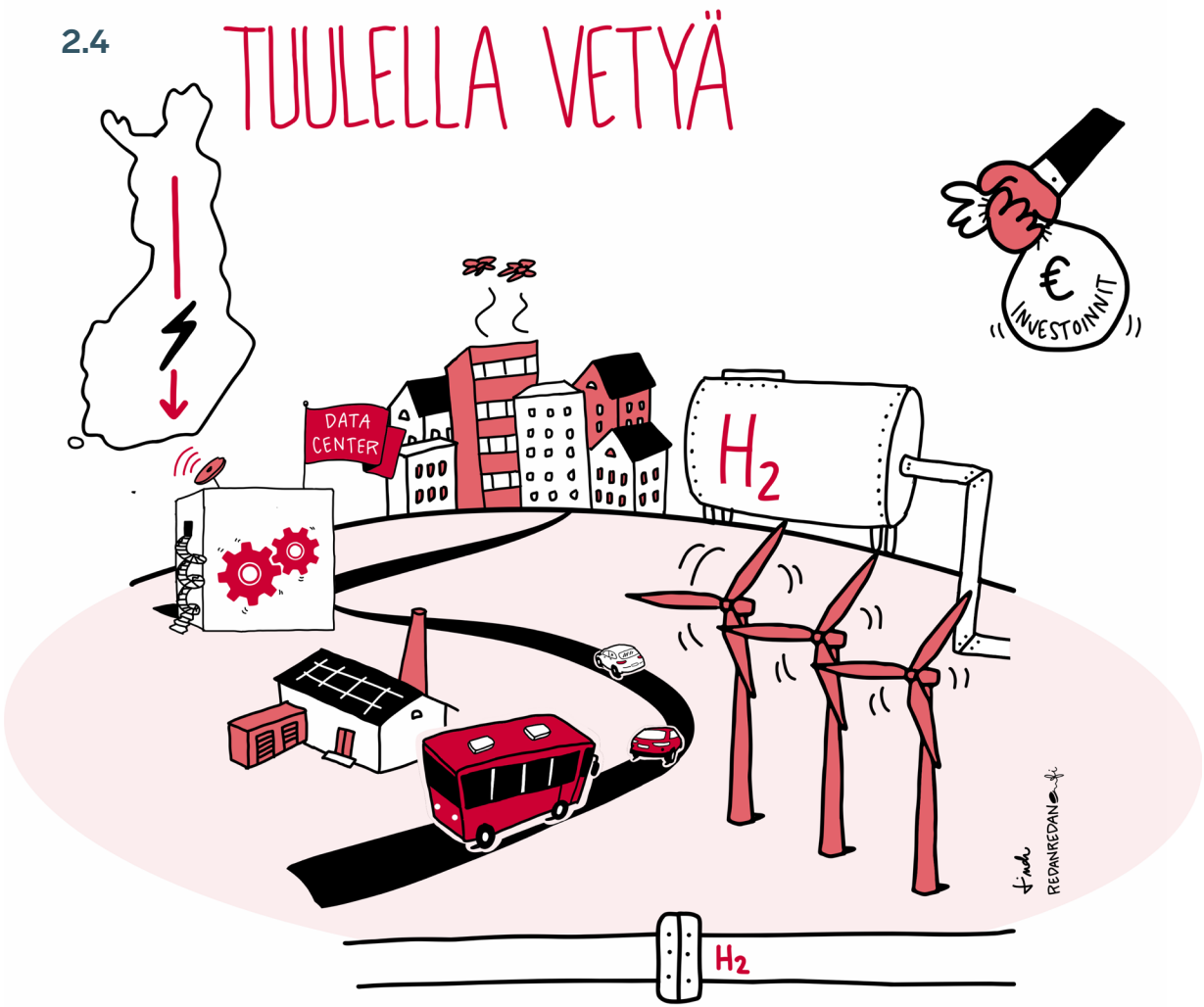
Sähkön kulutus Sähköä tuotteiksi -skenaariossa (TWh)	2021	2035	2045
Teollisuus pl. elektrolyysi	40	64	79
Elektrolyysi	0	47	126
Lämmitys	18	24	23
Liikenne	1	5	10
Muu kulutus ja häviöt	28	30	35
Yhteensä	87	169	273

Taulukko 7 Sähkön tuotantokapasiteetti ja tuotanto Sähköä tuotteiksi -skenaarioissa.

Sähkön tuotantokapasiteetit Sähköä tuotteiksi -skenaariossa (GW)	2021	2035	2045
Vesivoima	3	3	3
Maatuulivoima	3	30	50
Merituulivoima	0	7	10
Aurinkovoima	0	20	39
Ydinvoima	3	4	4
Muu lämpövoima	7	4	4
Yhteensä	16	69	111

Sähköntuotanto Sähköä tuotteiksi -skenaariossa (TWh)	2021	2035	2045
Vesivoima	16	14	14
Maatuulivoima	8	90	162
Merituulivoima	0	30	47
Aurinkovoima	0	20	41
Ydinvoima	23	31	28
Muu lämpövoima	23	9	7
Tuotanto yhteensä	69	196	299
Kulutus	87	169	273
Suomen sähkötase	-18	27	26

2.4 TUULELLA VETYÄ



Tuulella vetyä -skenaariossa Suomi saavuttaa hiilineutraaliustavoitteensa ja kehittyy merkittäväksi vedyn vientimaaksi. Sähkön varastointi vetynä mahdollistaa vaihtelevan tuulisähkön erittäin korkean osuuden sähköjärjestelmässä, mistä seuraa korkea suuntaajakytketyn tuotannon osuus, matala inertia sekä maksimaalinen pohjois-eteläsuuntainen energiansiirtotarve. Skenaariossa merkittävä osa vedystä viedään putkiyhteyksiä pitkin muualle Eurooppaan.

Vihreän vedyn tuotannon ohella muun teollisuuden sähkönkulutus kasvaa selvästi. Lisäksi sähkön käyttö sekä kauko- että erillislämmityksessä ja liikenteessä kasvaa. Valtaosa sähköautoista ladataan älykkäästi, mutta V2G-teknologiaa ei laajasti hyödynnetä.

Vedyn rajasiirtoyhteyksien lisäksi Suomen sisälle kehittyy laaja vedyn siirtoinfrastruktuuri, mikä osaltaan mahdollistaa energian siirron kuhunkin tilanteeseen sopivimmalla tavalla joko sähkönä tai vetynä. Vetyverkko mahdollistaa monenkeskisen vetymarkkinan synnyn sekä vedyn keskitetyn tuotannon ja varastoinnin sekä toimii itsessään vetyvarastona. Kotimaisten varastojen lisäksi putkiyhteydet Ruotsin ja Keski-Euroopan vetyverkkoihin mahdollistavat järjestelmän tasapainotuksen laajempaa maantieteellistä sähköntuotantoa sekä Keski-Euroopan kustannustehokkaita vedyn suolakiviluolavarastoja hyödyntäen.

Sähkön kulutuksen massiiviseen kasvuun vastataan Suomessa etenkin maatuulivoimalla. Maatuulivoiman tuotanto kasvaa voimakkaasti (2035: 39 GW; 2025–2035 keskimäärin +2,9 GW vuodessa), ja tuotannon maantieteellinen hajautus laajenee selvästi nykytilasta.

Tuulivoiman rakentamista Itä-Suomeen rajoittava tutkakysymys saadaan ratkaistua, mikä mahdollistaa kapasiteetin merkittävän lisäyksen. Lisäksi Etelä- ja Keski-Lapissa tuulivoimakapasiteetti kasvaa voimakkaasti. Tuulivoiman maantieteellinen hajautuminen tasaa tuotannon vaihtelua. Myös merituulivoima ja aurinkosähkö kasvavat voimakkaasti. Vesivoiman määrän on oletettu skenaariossa supistuvan Pohjolan Voiman ”Euroopan vetyintegraatio -skenaarion[9] perusteella, jolloin vesivoiman tuotantokapasiteetti supistuu noin 1 gigawatilla, sähköntuotanto vähenee noin 5 TWh ja säätö- sekä energianvarastointikyky heikkenee, jolloin järjestelmä samanaikaisesti menettää huomattavan määrän uusiutuvaa sähköä, ohjattavaa tuotantokapasiteettia, energianvarastointikapasiteettia sekä säätöresursseja. Menetettyä vesivoimaa on skenaariossa korvattu vetykäyttöisellä sähköntuotantokapasiteetilla (ohjattava tuotantokapasiteetti), vetyvarastoilla (pitkäaikainen energianvarastointikyky), akuilla (lyhytaikainen energianvarastointikyky) ja tuulivoimalla (sähköenergia). Myös ydin- ja biovoiman määrä kääntyy skenaariossa laskuun, mikä kasvattaa tarvetta vetykäyttöiselle tuotantokapasiteetille.

Tuulella vetyä -skenaarion sähkön kulutus on kuvattu taulukossa 8. Sähkön tuotantokapasiteetti ja vuosituotanto on kuvattu taulukossa 9.

[9] https://www.pohjolanvoima.fi/wp-content/uploads/2022/02/Pohjolan-Voiman-toimintaympariston-skenaariot-2035.pdf

Taulukko 8 Sähkön kulutus Tuulella vetyä -skenaariossa.

Sähkön kulutus Tuulella vetyä -skenaariossa (TWh)	2021	2035	2045
Teollisuus pl. elektrolyysi	40	63	71
Elektrolyysi	0	65	222
Lämmitys	18	24	24
Liikenne	1	5	10
Muu kulutus ja häviöt	28	29	32
Yhteensä	87	185	359

Taulukko 9 Sähkön tuotantokapasiteetti ja tuotanto Tuulella vetyä -skenaariossa.

Sähkön tuotantokapasiteetit Tuulella vetyä -skenaariossa (GW)	2021	2035	2045
Vesivoima	3	2	2
Maatuulivoima	3	39	79
Merituulivoima	0	5	11
Aurinkovoima	0	15	30
Ydinvoima	3	3	2
Muu lämpövoima	7	4	5
Yhteensä	16	68	129

Sähköntuotanto Tuulella vetyä -skenaariossa (TWh)	2021	2035	2045
Vesivoima	16	9	8
Maatuulivoima	8	121	265
Merituulivoima	0	20	50
Aurinkovoima	0	16	33
Ydinvoima	23	24	7
Muu lämpövoima	23	8	5
Tuotanto yhteensä	69	197	369
Kulutus	87	185	359
Suomen sähkötase (nettovienti)	-18	12	10

2.5

Merellä tuulee -skenaariossa merkittävänä tekijänä on merituulivoiman voimakas kasvu. Suomen sähköntuotanto painottuu skenaariossa voimakkaasti Länsi-Suomeen; sinne rakentuu suuri osa maatuulivoimasta, kaikki merituulivoima ja lisäksi alueella ovat Olkiluodon kolme ydinvoimayksikköä. Kantaverkon kehittämisen kannalta keskeinen haaste on tämän sähköylijäämän siirto kulutuskeskittymiin. Mikäli merituulivoimaa voitaisiin rakentaa myös Suomenlahdelle, se vähentäisi sähkön siirtotarvetta ja tasaisi merituulivoiman tuotantoa. Tässä skenaariossa merituulivoimaa ei kuitenkaan ole sijoitettu Suomenlahdelle, jotta maksimisiirtotarve lännestä kulutuskeskittymiin saadaan näkyviin.

Suomi on houkutteleva sijoituspaikka puhdasta sähköä tarvitsevien teollisuusalojen uusille investoinneille ja sähkön kysynnän oletetaan kasvavan voimakkaasti teollisuudessa, lämmityksessä ja liikenteessä, mutta teollisuuden ja vedyntuotannon kasvun oletetaan olevan pienempää kuin Sähköä tuotteiksi -skenaariossa ja Tuulella vetyä -skenaariossa. Valtaosa sähköautoista ladataan älykkäästi, mutta V2G-teknologiaa ei laajasti hyödynnetä.

Merellä tuulee -skenaariossa Suomen sisälle on oletettu vedyn siirtoinfrastruktuuri, mikä osaltaan mahdollistaa energian siirron kuhunkin tilanteeseen sopivimmalla tavalla joko sähkönä tai vetynä, mutta pienimuotoisempana kuin Tuulella vetyä -skenaariossa. Kotimaisen vetyverkon lisäksi on oletettu vetyputkiyhteys Pohjois-Suomesta Pohjois-Ruotsiin. Sen sijaan vientiputkea Suomesta Keski-Eurooppaan ei skenaariossa rakenneta.

Merituulivoima nousee skenaariossa Suomen merkittävimmäksi sähköntuotantomuodoksi vuoteen 2035 mennessä, jolloin asennettu merituulivoimakapasiteetti on 15 GW ja vuotuinen sähköntuotanto 71 TWh. Merituulivoiman kasvuun vaikuttaa muita skenaarioita aggressiivisempi oletus sen tuotantokustannusten laskusta, sekä samanaikaisesti maatuulivoiman lisärakentamisen hankaloituminen. Merituulipuistojen on oletettu sijoittuvan noin 10–30 kilometrin päähän rannikosta, jolloin voidaan käyttää vaihtosähköön perustuvaa verkkoliityntää. Tällöin merituulivoiman investointikustannus on pienempi kuin käytettäessä tasasähköyhteyttä kauempana merellä sijaitsevan puiston liittämiseen. Maatuulivoiman määrä Suomessa jää noin 13 GW:n tasolle. Aurinkosähkön määrä kasvaa tasaisesti ja vesivoiman määrä säilyy nykytasollaan. Ydinvoiman määrä säilyy Olkiluoto 3:n käyttöönoton jälkeisellä tasolla vuosina 2035 ja 2045. Biovoiman määrä supistuu maltillisesti.

Merellä tuulee -skenaarion sähkön kulutus on kuvattu taulukossa 10. Sähkön tuotantokapasiteetti ja vuosituotanto on kuvattu taulukossa 11.

Taulukko 10 Sähkön kulutus Merellä tuulee -skenaariossa.

Sähkön kulutus Merellä tuulee -skenaariossa (TWh)	2021	2035	2045
Teollisuus pl. elektrolyysi	40	63	71
Elektrolyysi	0	44	83
Lämmitys	18	22	23
Liikenne	1	5	10
Muu kulutus ja häviöt	28	29	32
Yhteensä	87	163	219

Taulukko 11 Sähkön tuotantokapasiteetti ja tuotanto Merellä tuulee -skenaariossa.

Sähkön tuotantokapasiteetit Merellä tuulee -skenaariossa (GW)	2021	2035	2045
Vesivoima	3	3	3
Maatuulivoima	3	13	13
Merituulivoima	0	15	32
Aurinkovoima	0	6	9
Ydinvoima	3	4	4
Muu lämpövoima	7	3	4
Yhteensä	16	45	67

Sähköntuotanto Merellä tuulee -skenaariossa (TWh)	2021	2035	2045
Vesivoima	16	14	14
Maatuulivoima	8	43	43
Merituulivoima	0	71	150
Aurinkovoima	0	6	9
Ydinvoima	23	33	30
Muu lämpövoima	23	12	8
Tuotanto yhteensä	69	179	252
Kulutus	87	163	219
Suomen sähkötase (nettovienti)	-18	16	33

2.6

Voimaa läheltä -skenaariossa Suomen sähkönkulutuksen kokonaismäärä on mallinnettu perustuen vähähiilitiekarttatyöhön, jolloin kulutus kasvaa voimakkaasti, mutta muita skenaarioita vähemmän. Sähköä tuotetaan useista eri lähteistä, joista tärkeimmät ovat maatuulivoima, perinteinen ydinvoima, SMR-ydinvoima ja aurinkovoima. Skenaariossa sähköntuotannosta suhteessa suurempi osuus sijoittuu etelään ja perustuu säädettäviin ja tahtikäyttöön kytkettyihin yksiköihin. Sähkön kulutuksesta sektori-integraation avulla vety-, lämpö- ja liikennejärjestelmistä saatavan jouston määrä on muita skenaarioita pienempi. Skenaario auttaa selvittämään, millaisia sähköverkon investointeja ja sähköjärjestelmän ja -markkinoiden kehitystoimenpiteitä hiilineutraali Suomi vähintään tarvitsee.

Sähkön kulutuksen kasvu on muita skenaarioita maltillisempaa etenkin vihreän vedyn tuotannossa sekä uudessa sähköintensiivisessä teollisuudessa (kuten akkuteollisuus, datakeskukset ja P2X-teollisuus). Vetyverkkoa ei rakenneta ja vedyn varastointi on marginaalista, mikä kasvattaa tarvetta joustavalla sähköntuotannolle ja sähkövarastoille.

Skenaariossa SMR-ydinvoimaloiden kustannukset laskevat nopeasti ja voimakkaasti. Hinnaltaan kilpailukykyisiä pienydinvoimaloita on saatavilla jo 2030-luvun alkupuolella, ja Suomessa niiden sähköteho on vuonna 2035 jo 2 GW ja vuonna 2045 4 GW. Voimaloita käytetään yhdistettyyn sähkön ja lämmön tuotantoon ja ne sijoittuvat olemassa oleviin kaukolämpöjärjestelmiin.

Loviisan ydinvoimalan käyttöä jatketaan 20 vuodella ja myös kaikki Olkiluodon nykyiset yksiköt ovat käytössä vielä vuonna 2045. Aurinkovoiman kustannukset laskevat muita skenaarioita nopeammin, ja aurinkovoimakapasiteetti kasvaa Suomessakin voimakkaasti, mutta kapasiteetti koostuu lähinnä kiinteistökohtaisista järjestelmistä suurten aurinkopuistojen sijaan. Tuulivoiman kasvu hiipuu 2030-luvulla johtuen sähkön kulutuksen maltillisemmasta kasvusta sekä ydin- ja aurinkovoiman taholta tulevasta kovemmasta kilpailusta. Vesivoiman määrä säilyy ennallaan, ja biovoiman määrä supistuu maltillisesti.

Voimaa läheltä -skenaarion sähkön kulutus on kuvattu taulukossa 12. Sähkön tuotantokapasiteetti ja vuosituotanto on kuvattu taulukossa 13.

Taulukko 12 Sähkön kulutus Voimaa läheltä -skenaariossa.

Sähkön kulutus Voimaa läheltä -skenaariossa (TWh)	2021	2035	2045
Teollisuus pl. elektrolyysi	40	52	59
Elektrolyysi	0	13	16
Lämmitys	18	19	18
Liikenne	1	4	8
Muu kulutus ja häviöt	28	27	29
Yhteensä	87	115	131

Taulukko 13 Sähkön tuotantokapasiteetti ja tuotanto Voimaa läheltä -skenaariossa.

Sähkön tuotantokapasiteetit Voimaa läheltä -skenaariossa (GW)	2021	2035	2045
Vesivoima	3	3	3
Maatuulivoima	3	13	13
Merituulivoima	0	1	1
Aurinkovoima	0	7	14
Ydinvoima	3	6	8
Muu lämpövoima	7	3	3
Yhteensä	16	34	44

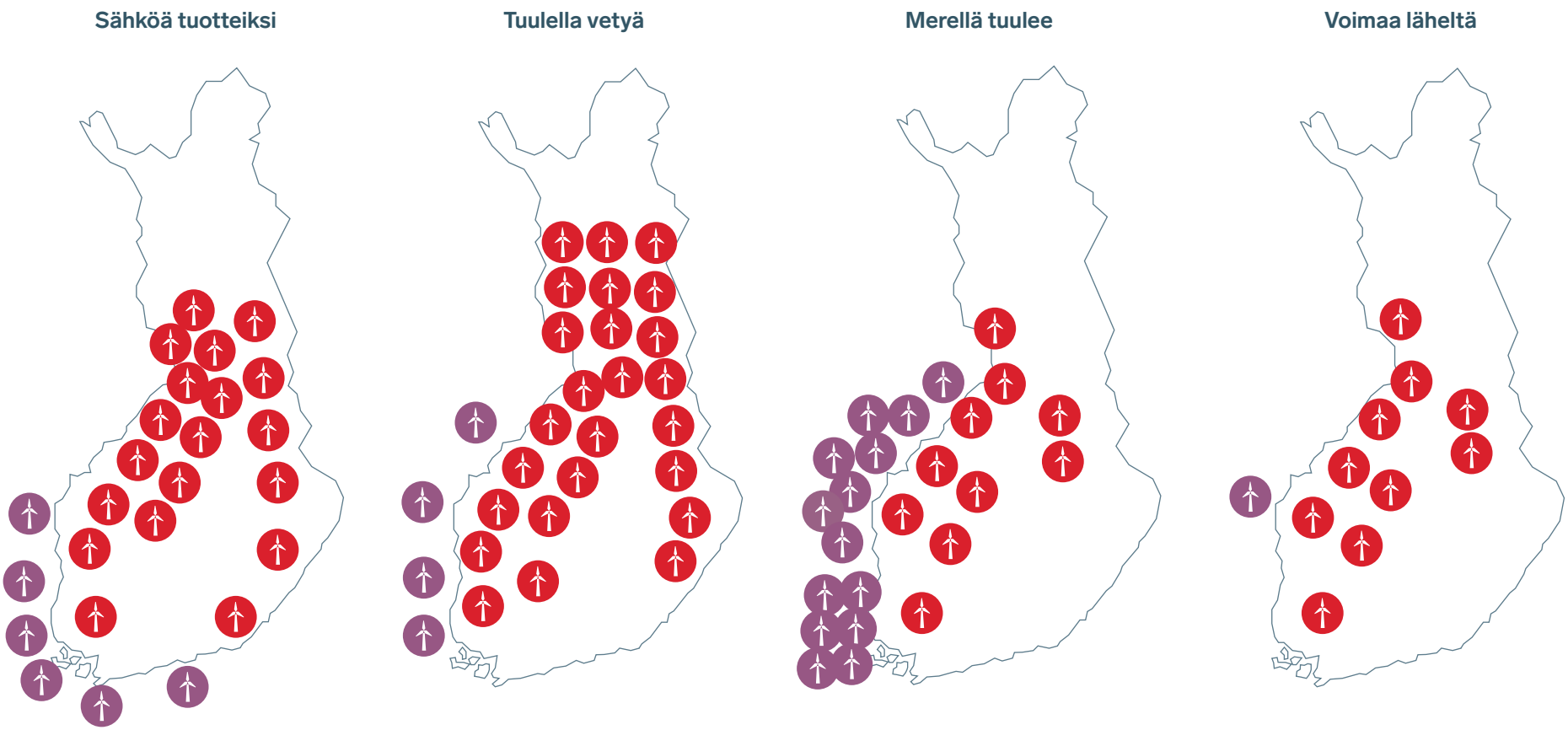
Sähköntuotanto Voimaa läheltä -skenaariossa (TWh)	2021	2035	2045
Vesivoima	16	14	14
Maatuulivoima	8	43	43
Merituulivoima	0	6	6
Aurinkovoima	0	7	15
Ydinvoima	23	46	53
Muu lämpövoima	23	11	7
Tuotanto yhteensä	69	127	138
Kulutus	87	115	131
Suomen sähkötase (nettovienti)	-18	12	7

2.7 Oletukset tuotannon alueellisesta jakautumisesta skenaarioissa

Kuvissa 6 ja 7 on havainnollistettu oletuksia sähköntuotannon maantieteellisistä painopistealueista. Tuulella vetyä -skenaariossa maatuulivoimaa on hajautettu laajimmin ympäri Suomea, ja merkittäviä määriä kapasiteettia rakennetaan Pohjanmaan ja Kainuun lisäksi Itä-Suomeen sekä Lappiin. Sähköä tuotteiksi -skenaariossa maatuulivoiman painopiste on voimakkaammin Pohjanmaalla, mutta tuulivoimaa on myös huomattava määrä Itä-Suomessa. Lisäksi merituulivoima on Sähköä tuotteiksi -skenaariossa laajemmin hajautunut, ja osa kapasiteetista on tässä skenaariossa Suomenlahdella. Merellä tuulee -skenaariossa tuulivoima pakkautuu Länsi-Suomeen, kun merituulivoima rakennetaan länsirannikolle ja maatuulivoimaa keskittyy Länsi-Suomeen.

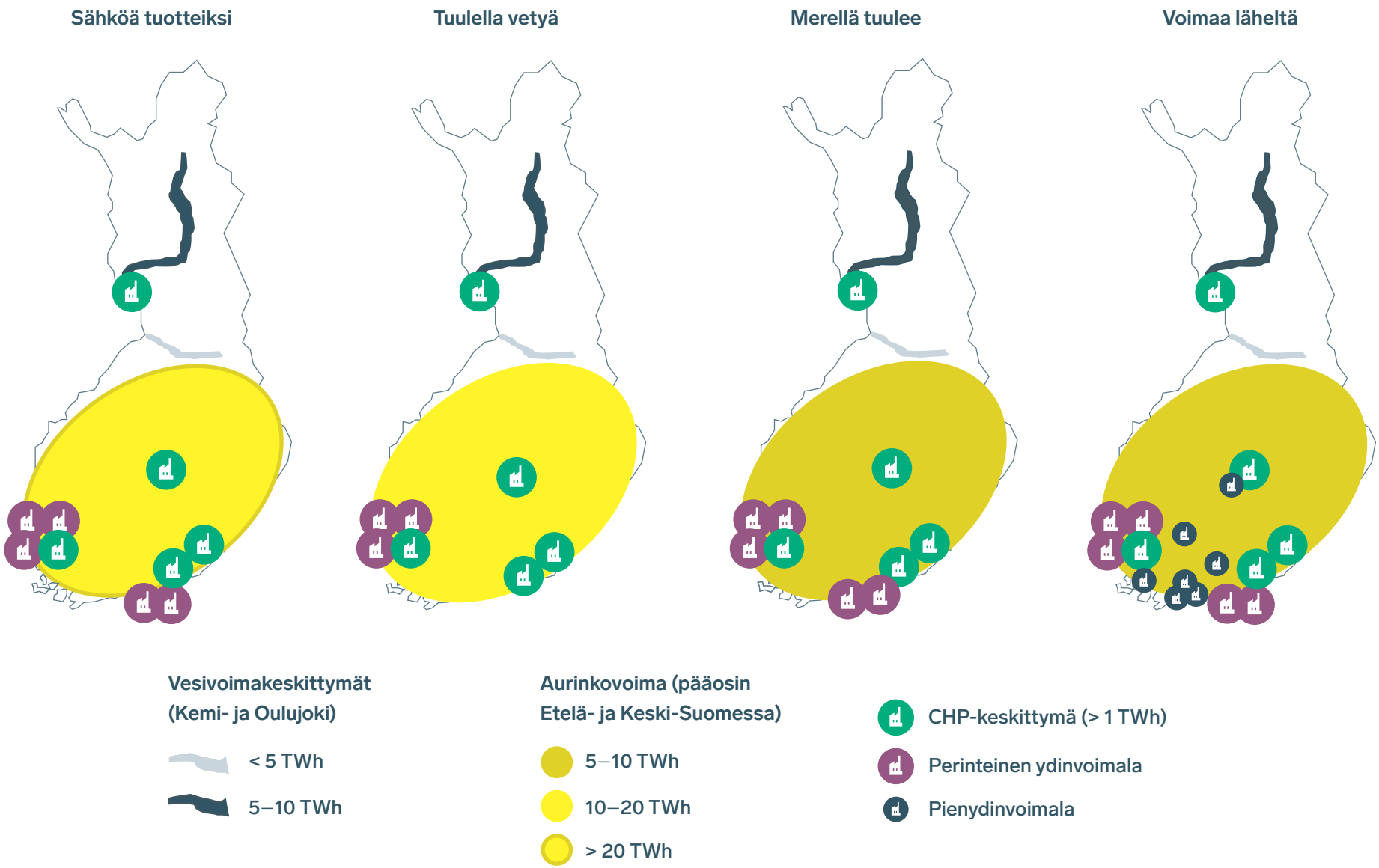
Aurinkovoima sijaitsee valtaosin Etelä- ja Keski-Suomessa, johon keskittyvät sekä katoille asennettava kapasiteetti että valtaosa suurista aurinkopuistoista. Voimaa läheltä -skenaariossa rakennettava pienydinvoima sijoittuu Etelä-Suomen suuriin kaupunkeihin. Vuonna 2035 jäljellä oleva yhteistuotanto perustuu metsäteollisuuden sivuvirtoihin ja muuhun biomassaan, ja merkittävimmät tuotantokeskittymät ovat nykyisten biotuotekeskittymien ympärillä.

Kuva 6 Oletukset tuulivoiman maantieteellisistä painopistealueista vuonna 2035.



Kartalle merkityt sijainnit havainnollistavat tuulivoiman määrää laajemmilla maantieteellisillä alueilla eri skenaarioissa, eivätkä viittaa yksittäisiin tuulivoimahankkeisiin.

Kuva 7 Oletukset aurinko-, vesi-, ydin- ja lämpövoiman maantieteellisistä painopistealueista vuonna 2035.



2.8 Rajasiirtoyhteydet skenaarioissa

2.8.1 Ruotsi

Nykytilanteessa Suomen ja Ruotsin välillä on kaksi 400 kilovoltin vaihtosähköyhteyttä Pohjois-Suomesta tarjousalueelle SE1 sekä kaksi tasasähköyhteyttä Etelä-Suomesta Keski-Ruotsiin tarjousalueelle SE3. Nykyisten Suomen ja Ruotsin välisten siirtoyhteyksien lisäksi kaikkiin skenaarioihin on sisällytetty Aurora Line 1 ja Aurora Line 2 siirtoyhteydet Pohjois-Suomen ja Pohjois-Ruotsin välille. Aurora Line 1 nostaa SE1—FI -siirtokapasiteetin 2 000 megawattiin molempiin suuntiin lisäten siirtokapasiteettia 800 MW Ruotsista Suomeen ja 900 MW Suomesta Ruotsiin. Aurora Line 2 yhteyden on oletettu kasvattavan siirtokapasiteettia edelleen 800 megawatilla Tuulella vetyä-, Merellä tuulee- ja Voimaa läheltä -skenaarioissa, jolloin kapasiteetti SE1—FI -rajalla kasvaa 2 800 megawattiin. Sähköä tuotteiksi -skenaariossa on oletettu, että yhteys toteutetaan 2x400 kV yhteytenä, jolloin laskelmissa käytetty siirtokapasiteettilisäys on 1 600 MW, jolloin SE1—FI -kapasiteetti on 3 600 MW. Fenno-Skan 1 siirtoyhteyden käyttöikä ulottuu vuoteen 2040 asti, joten yhteys on käytössä kaikissa vuoden 2035 skenaarioissa. Lisäksi Suomesta SE3-alueelle suuntautuvaa sähkön vientiä nykytilanteessa rajoittavien Ruotsin sisäisten siirtorajoitusten on oletettu poistuneen, jolloin siirtokapasiteetti FI—SE3 -välillä on molempiin suuntiin 1 200 megawattia kaikissa vuoden 2035 skenaarioissa. Tuulella vetyä- ja Merellä tuulee -skenaarioissa on oletettu rakennettavan suunnitteilla oleva Nordic Hydrogen Route -vetyputkiyhteys, jolloin Pohjois-Suomen ja Pohjois-Ruotsin välillä on sekä sähkön että vedyn rajasiirtokapasiteettia. Skenaarioissa ei ole huomioitu mahdollisia muutoksia Ruotsin tarjousaluejakoon.

Eri skenaarioissa uusien Ruotsin rajasiirtoyhteyksien kannattavuus on parhaimmillaan Sähköä tuotteiksi -skenaariossa, sillä rajasiirtoyhteyksien arvo järjestelmän jouston lähteenä korostuu, kun joustoa on vähemmän tarjolla vedyn tuotannosta. Rajasiirtoyhteyden kannattavuudella tarkoitetaan markkinaosapuolille muodostuvaa kansantaloudellista nettohyötyä eli kuluttajan hyödyn, tuottajan hyödyn sekä pullonkaulatuottojen muutosta vähennettynä yhteyden rakentamis- ja ylläpitokustannuksilla. Heikoimmillaan kannattavuus on Voimaa läheltä -skenaariossa johtuen matalammasta sähkön kulutuksesta ja tasaisemmasta tuotantorakenteesta, mikä pienentää hintaeroja maiden välillä verrattuna muihin skenaarioihin. Tuulella vetyä- ja Merellä tuulee -skenaarioissa kannattavuus on hyvällä tasolla siitä huolimatta, että vedyntuotanto skenaarioissa on joustavaa ja käytössä on sekä sähkön että vedyn rajasiirtokapasiteettia Suomen ja Ruotsin välillä. Vedyn rajasiirtokapasiteetti mahdollistaa joustavien elektrolyyserien sähkönkäytön optimoinnin, mutta sähkön käytön kasvaessa myös muilla sektoreilla uusien sähkön rajasiirtoyhteyksien tarve ei poistu, vaikka luonnollisesti pieneneekin.

Aikaisempien selvitysten tapaan Fenno-Skan 3 -yhteyden tarve vaikuttaa kasvavan sen mukaan, miten paljon sähköä riittää vientiin. Aurora Line 2 -yhteyden tarve vastaavasti on korkeampi, mikäli säätöresursseista on niukkuutta. Markkinahyötyjen lisäksi Aurora Line 2 mahdollistaa uuden sähköntuotannon ja kulutuksen nopeamman integroimisen Pohjois-Suomen ja Pohjois-Ruotsin sähköverkkoihin sekä vahvistaa Suomen ja Ruotsin välistä synkronikytkentää. Fingrid tulee tarkastelemaan Aurora Line 2 -yhteyden hyötyjä tarkemmin Ruotsin kantaverkkoyhtiö Svenska kraftnätin kanssa tehtävässä yhteisessä selvityksessä.

2.8.2 Norja

Nykytilanteessa Suomen ja Norjan välillä on 220 kilovoltin vaihtosähköyhteys, jonka pääasiallinen käyttötarkoitus on Pohjois-Norjan Finnmarkin alueen sähköjärjestelmän tasapainottaminen. Järjestelmävision skenaarioissa on oletettu, että maiden välillä on tarjousalueiden välinen markkinaraja ja että

siirtokapasiteetti on kasvanut 150 megawattiin johtuen joko investoinnista ns. Back-to-Back -linkkiin tai seurauksena Pohjois-Norjan kantaverkon muusta vahvistumisesta.

Skenaarioissa ei ole oletettu uusia siirtoyhteyksiä Norjan ja Suomen välille. Edellytyksiä tällaisen yhteyden rakentamiselle on aiemmin selvitetty Fingridin ja Statnettin toimesta. Selvitysten tulosten mukaan yhteyden kapasiteetti jäisi stabiiliussyistä matalaksi yhteydellä siirtyvän sähkön määrää olisi vaikea saada sähköpörssin tuottaman ratkaisun mukaiseksi, ja sisäisten pullonkaulojen riski Pohjois-Norjassa kasvaisi. Näiden ongelmien ratkaisu puolestaan edellyttäisi Fingridin käsityksen mukaan verkon merkittävää vahvistamista Norjassa sekä Pohjois-Lapista Etelä-Suomeen ulottuvia verkkovahvistuksia Suomen puolella. Todennäköisesti verkkovahvistusten lisäksi tarvittaisiin myös verkkoratkaisuja, jotka ohjaisivat 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.

Mikäli löydettäisiin kohtuullisin kustannuksin toteutettavissa oleva ratkaisu, joka mahdollistaisi sähkön 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 tuulivoimavaltaisen järjestelmän välillä. Lisäksi yhteys voisi tarjota liityntämahdollisuuksia tuulivoimalle Finnmarkin alueella. Statnettin 10-vuotisessa verkkosuunnitelmassa[10] on esitetty pitkän aikavälin tavoitteena verkko, jossa nykyistä NO4-tarjousaluetta halkoisi kaksi 400 kV:n siirtolinjaa Skaidiin asti, mutta vuoteen 2030 mennessä 2x400 kV olisi toteutettu vasta Ofotenin ja Skaidin välillä. Huomioiden sähköntuotannon ja -kulutuksen kasvun Norjassa, kaksi 400 kV:n siirtojohtoa on todennäköisesti tarpeen jo pelkästään Norjan oman energiamurroksen toteuttamiseksi eivätkä ne todennäköisesti luo sellaista ylikapasiteettia, joka mahdollistaisi rajasiirtokapasiteetin kasvattamisen ilman nimenomaisesti rajasiirtokapasiteetin kasvattamiseksi tähtääviä lisäinvestointeja Norjan puolella. Mikäli Suomen ja Norjan välille rakennettaisiin uusi siirtoyhteys, joka lisäisi kapasiteettia vain Suomen ja Finnmarkin välille, yhteyden hyödyt jäisivät oleellisesti pienemmiksi, sillä yhteys käytännössä lähinnä liittäisi norjalaista tuulivoimaa Suomen sähköjärjestelmään.

[10] https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/nup-2021/net-tutviklingsplan-2021.pdf

2.8.3 Viro

Nykytilanteessa Suomen ja Viron välillä on kaksi tasasähköyhteyttä, EstLink 1 ja EstLink 2, joiden yhteenlaskettu kapasiteetti on 1 016 megawattia. Kaikissa skenaarioissa on näiden yhteyksien lisäksi oletettu vuoteen 2035 mennessä valmistuvan EstLink 3 -siirtoyhteys, jonka kapasiteetiksi on oletettu 700 MW. EstLink 3 -yhteyden hyöty on parhaimmillaan Merellä tuulee -skenaariossa. Heikoimmillaan hyöty on Tuulella vetyä -skenaariossa, johtuen suuren rinnakkaisen vedynsiirtoyhteyden olemassaolosta.

Viime vuosina EstLink-yhteyksien siirto on ollut pääasiassa sähkön vientiä Suomesta Viroon. Skenaarioissa vaihtelevan uusiutuvan tuotantokapasiteetin määrä on Baltiassa merkittävästi kasvanut, mikä monipuolistaa siirtoa yhteyksillä, kun ajoittaisten ylituotantotilanteiden määrä Baltiassa kasvaa. Kehitys on riippuvainen Baltian maiden houkuttelevuudesta tuuli- ja aurinkovoimainvestoinneille, sillä fossiilisiin polttoaineisiin perustuvan sähkön tuotantokapasiteetin on oletettu Baltiassa supistuvan kaikissa skenaarioissa. Lisäksi EstLink 3 -yhteyden hyötyihin vaikuttaa se, onko yhteys vain Suomen ja Viron välinen vai kehittyykö siirtokapasiteetti samanaikaisesti Virosta Latvian ja Liettuan läpi Puolaan. Fingrid tulee tarkastelemaan EstLink 3 -yhteyden hyötyjä tarkemmin Viron kantaverkkoyhtiö Eleringin kanssa tehtävässä yhteisessä selvityksessä.

2.8.4 Muut rajasiirtoyhteydet

Merellä tuulee -skenaariossa on oletettu uusi sähkönsiirtoyhteys Suomesta Saksaan, ja yhteyttä on erikseen tarkasteltu myös muissa skenaarioissa. Yhteyden markkinahyödyt ovat korkealla tasolla johtuen Suomen ja Saksan välisistä merkittävistä sähkön hintaeroista, mutta tämä edellyttää, että Saksan sisäiset sähkönsiirron pullonkaulat eivät rajoita yhteyden kapasiteettia. Toisaalta myös yhteyden rakentamiskustannus nousisi todennäköisesti hyvin korkeaksi, useisiin miljardeihin euroihin. Fingrid ei tällä hetkellä aktiivisesti suunnittele Saksaan suuntautuvan sähkönsiirtoyhteyden rakentamista, vaan sitä on haluttu tarkastella skenaariossa, jossa Suomessa on sähköylijäämää.

Vedyn siirtoyhteyksien osalta Tuulella vetyä -skenaariossa on oletettu putkiyhteys Suomesta Keski-Eurooppaan[11] (13 GW) sekä Pohjois-Suomesta Pohjois-Ruotsiin[12] (7,2 GW). Merellä tuulee -skenaariossa on oletettu vain Pohjois-Suomen ja Pohjois-Ruotsin välinen putkiyhteys. Suomen sisälle on oletettu Tuulella Vetyä- ja Merellä tuulee -skenaarioissa pohjois-eteläsuuntainen putkiyhteys, joka yhdistää tuotanto- ja kulutuskohteet sekä vedyn rajasiirtoyhteydet. Sähköä tuotteiksi- ja Voimaa läheltä -skenaarioissa ei ole oletettu vedyn rajasiirtoyhteyksiä eikä Suomen sisäisiä putkiyhteyksiä.

[11] Keski-Euroopan putken kooksi on oletettu European Hydrogen Backbone -selvityksen pohjalta 13 GW H2. Selvitys saatavissa: https://gasforclimate2050.eu/wp-content/uploads/2021/06/European-Hydrogen-Backbone_April-2021_V3.pdf

[12] Ruotsin putkiyhteyden kooksi on oletettu Bothnian Bay Hydrogen Valley -selvityksen perusteella 7,2 GW H2. Selvitys saatavissa: https://lutpub.lut.fi/bitstream/handle/10024/163667/Bothnian_Bay_Hydrogen_Valley_Research_Report_Final.pdf?sequence=1&isAllowed=y

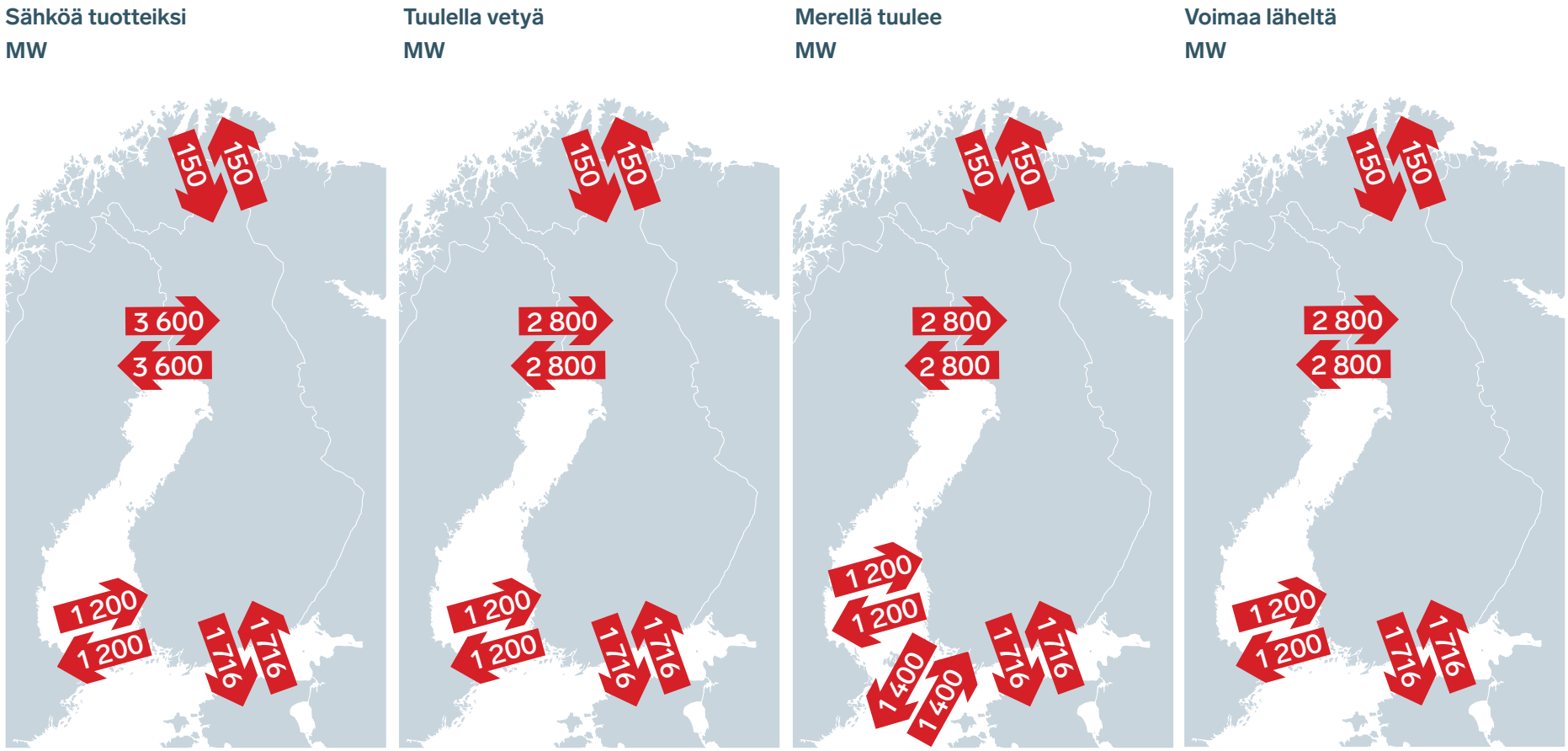
2.8.5 Rajasiirtoyhteyksien yhteenveto

Kuva 8 esittää yhteenvedon rajasiirtokapasiteeteista vuoden 2035 skenaarioissa. Kuva 9 esittää yhteenvedon rajasiirroista vuoden 2035 skenaarioissa (35 säävuoden keskiarvo).

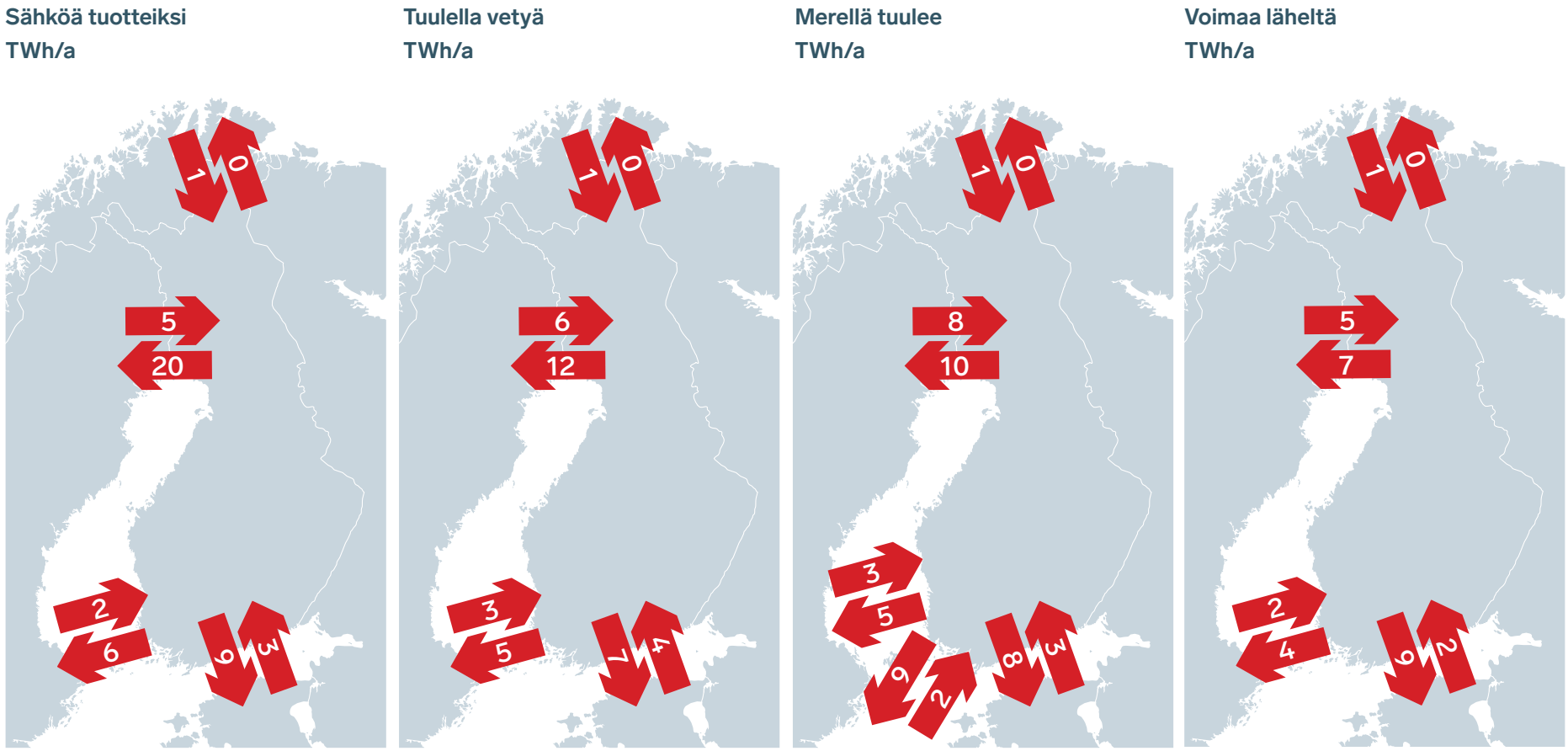
Keskimäärin rajasiirtoyhteydet ovat kaikissa skenaarioissa nettoviennillä, pois lukien tasapainossa oleva Suomen ja Norjan (Finnmarkin) välinen siirtoyhteys. Voimakkainta vienti on Sähköä tuotteiksi -skenaariossa, jossa merkittävä osa viennistä suuntautuu SE1-alueelle vastaamaan alueella kasvavaan kulutukseen. Tuulella vetyä- ja Merellä tuulee -skenaarioissa osa tästä viennistä tapahtuu vetymuodossa, jolloin vety tuotetaan Suomessa ja viedään vetynä, jolloin viedyn sähkön määrä on pienempi.

Vaikka siirtoyhteydet ovat keskimäärin sähkön vientiyhteyksiä, kaikilla siirtoyhteyksillä tapahtuu merkittäviä määriä siirtoa molempiin suuntiin. Tässä suhteessa yhteyksien siirtoprofiili poikkeaa viime vuosien tilanteesta, jossa sähköä on pääosin tuotu Ruotsista ja viety Viroon, ja vastakkaiseen suuntaan tapahtuva kauppa on ollut harvinaista. Tulevaisuuden järjestelmässä siirtoyhteyksien hyödyntäminen vaihtelun hallinnassa ja järjestelmän tasapainotuksessa korostuu ja samalla siirrot muuttuvat nykyistä ”kaksisuuntaisemmiksi”, jolloin mikään siirtoyhteys ei lähtökohtaisesti ole pelkkä tuonti- tai vientiyhteys.

Kuva 8 Sähkön rajasiirtokapasiteetit vuoden 2035 skenaarioissa (MW).



Kuva 9 Sähkön rajasiirrot vuoden 2035 skenaarioissa (TWh/a).



3 Skenaarioiden teemat

3.1 Sähkön kysynnän kehitys

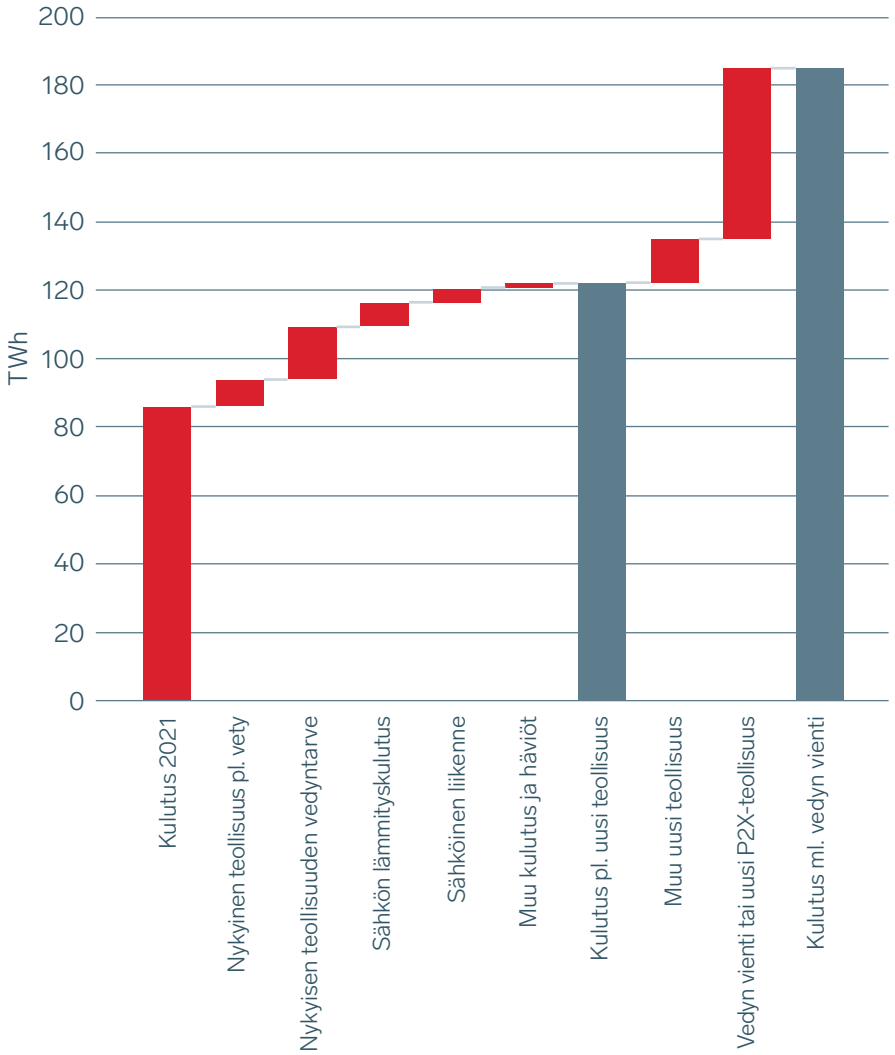
Skenaarioissa ennakoidaan erittäin voimakasta sähkön kulutuksen kasvua. Sähkön kulutus voi jopa kaksinkertaistua vuoteen 2035 mennessä nykytasosta, mutta kulutus voi myös jäädä matalammalle tasolle, mikäli yksi tai useampi kasvuajuri ei etene. Kuva 10 havainnollistaa, mistä komponenteista kaksinkertaistumisen vaatima kasvu voi muodostua. Kuvassa on esitetty kulutuksen kehitys Tuulella vetyä -skenaariossa, mutta rakenne on samankaltainen myös Sähköä tuotteiksi- ja Merellä tuulee -skenaarioissa, vaikka P2X-tuotannon määrä ja käyttötarkoitus eroaa skenaarioiden välillä.

Nykyisen teollisuuden kulutuksen kasvu (+8 TWh, pois lukien vety) on arvioitu teollisuuden vähähiilisten tiekarttojen perusteella, ja vuosina 2020–2035 sitä ajavat etenkin kemia- ja metalliteollisuuden prosessien energianlähteissä tapahtuvat muutokset. Lisäksi nykyisen maakaasusta höyryreformoitavan harmaan vedyn korvaaminen (140 kt/a, +7 TWh sähköä) sekä arvioitu vedyn kysynnän lisäys nykyisessä teollisuudessa (+180 kt/a, +9 TWh sähköä) kasvattaisivat sähkön kulutusta olettaen, että korvaava vety tuotetaan sähköllä.[13]

Fossiilisten polttoaineiden korvaaminen kaukolämmössä ja rakennusten erillislämmityksessä kasvattaa sähkönkulutusta. Kasvu riippuu siitä, kuinka suuri osuus energiasta saadaan hukkalämmöistä ja paljonko rakennusten lämmitystarve laskee ilmastonmuutoksen ja energiatehokkuustoimenpiteiden seurauksena. Skenaarioissa on arvioitu noin 7 TWh:n kasvua vuoteen 2035 mennessä. 1–1,5 miljoonaa sähkö- ja hybridiautoa kuluttaisi vuonna 2035 sähköä arviolta 3–5 TWh. Muun sähkönkulutuksen arvioidaan energiatehokkuuden parantuessa hieman laskevan, mutta toisaalta siirtojen kasvaessa myös häviöt kasvavat, joten nettomääräisesti ”muu kulutus ja häviöt” -kategorian sähkönkulutus pysyy vakaana.

[13] Vedyn kysyntäprojektio nykyisessä teollisuudessa on arvioitu Business Finlandin vetytiekartan perusteella https://www.businessfinland.fi/4abb35/globalassets/finnish-customers/02-build-your-network/bioeconomy--cleantech/alykas-energia/bf_national_hydrogen_roadmap_2020.pdf. Elektrolyysin hyötysuhteeksi oletettu 70%

Kuva 10. Sähkön kulutuksen kasvukomponentit Tuulella vetyä -skenaariossa vuonna 2035.

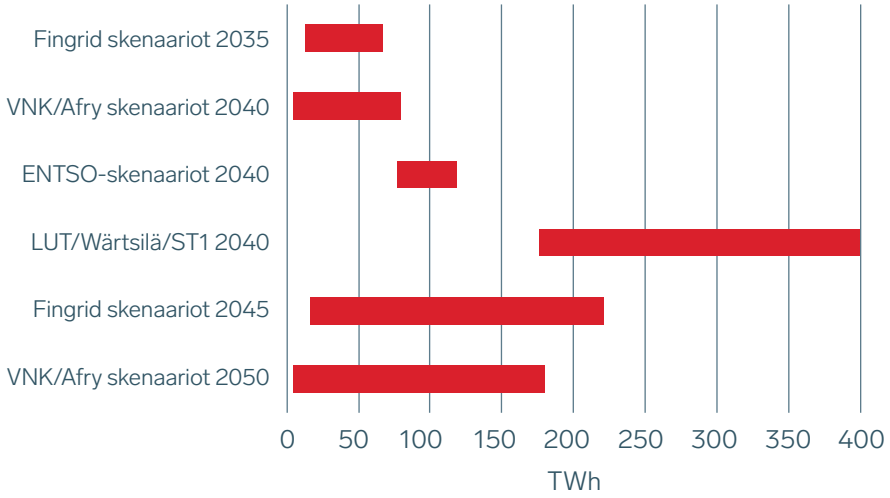


Edellä mainitut muutokset nostaisivat vuoteen 2035 mennessä Suomen sähkönkulutuksen noin 120–125 TWh:n tasolle, mikä vastaisi noin 40–45 prosentin kasvua verrattuna nykytilaan. Tämän kasvun lisäksi on mahdollista – ellei jopa todennäköistä – että puhdas ja hinnaltaan kilpailukykyinen sähkö houkuttelee Suomeen uutta teollisuutta. Uuden teollisuuskulutuksen kasvupotentiaalia on hankala arvioida tarkasti, mutta suuruusluokkaa jo yksittäisen kohteen sähkönkulutuksesta antaa esimerkiksi suuren akkutehtaan vuosittainen sähkönkulutus, joka voi olla noin 3 TWh.[14] Jo verrattain pieni määrä suuria kohteita akkuteollisuuden arvoketjun sähköintensiivisiin osiin voisi selvästi kasvattaa sähkönkulutusta. Myös uudet datakeskukset voivat nostaa sähkönkulutusta huomattavasti.

P2X-teollisuus ja siihen liittyvä vedyn tuotanto on skenaarioissa kokoluokaltaan suurin kasvun ajuri. Suomella on paitsi erinomainen puhtaan sähköntuotannon potentiaali, myös biopohjaista hiilidioksidia P2X-jalosteiden valmistamiseen sekä hyötykäyttöä prosessissa syntyvälle hukkalämmölle. Mahdollista voisi olla myös Suomessa tuotetun vedyn vienti muualle Eurooppaan putki-infraa hyödyntämällä, mikä lisäisi merkittävästi (useita kymmeniä terawattitunteja)[15] sähkön kulutusta. Keski-Euroopan lisäksi mahdollinen kohde vedyn putkiviennille on Pohjois-Ruotsi, jossa pelkästään LKAB[16] arvioi tarvitsevansa jopa 70 terawattitunnin sähköntuotantoa vastaavan vetymäärän, josta 20 TWh tarvittaisiin jo vuonna 2030.

Kuvassa 11 on vertailtu järjestelmävision skenaarioiden vedyntuotantoon liittyvää sähkönkulutusta muiden tahojen tekemiin skenaarioihin. Skenaariot on poimittu kolmesta eri raportista, joita ovat LUTin, Wärtsilän ja ST1:n Hiilineutraali Suomi -raportti[17], Valtioneuvoston kanslian ja Afryn tekemä Vetytalous – mahdollisuudet ja rajoitteet -selvitys[18] sekä ENTSO-E:n ja ENTSOG:n kymmenvuotinen verkkosuunnitelma (TYNDP2022)[19].

Kuva 11. Sähkön käyttö vedyn tuotantoon järjestelmävision skenaarioissa verrattuna muiden tahojen skenaarioihin.



[14] Esimerkki laskettu perustuen Northvolt Ett -akkutehtaan sähkönkulutukseen (360 MW, lähde: https://northvolt.com/manufacturing/ett/) ja oletukseen 8000 h/a käyttöajasta.

[15] European Hydrogen Backbone-selvityksessä listattiin 1.2, 4.7 ja 13 GW putkikoot. Esimerkiksi nettosiirron 4000 h/a huipunkäyttöajalla 4,7 GW putkella siirtyisi 19 TWh vetyä, jonka tuottaminen vaatisi 27 TWh sähköä. Vastaavasti 13 GW putkelle vastaavat luvut olisivat 52 TWh vetyä ja 74 TWh sähköä.

[16] LKAB ilmoitti sähkön tarpeeksi 20 TWh vuonna 2030, 50 TWh vuonna 2040 ja 70 TWh vuonna 2050 sähkön kuluessa ”pääosin vetykaasun tuotantoon”. https://www.lkab.com/en/news-room/press-releases/a-faster-pace-and-higher-targets-in-lkabs-transition-towards-a-sustainable-future/?aid=16447

[17] https://www.lut.fi/uutiset/-/asset_publisher/h33vOeufOQWn/content/lut-wartsila-ja-st1-power-to-x-ratkaisut-tulee-nostaa-suomen-energia-ja-ilmastoratkaisujen-ytimeen

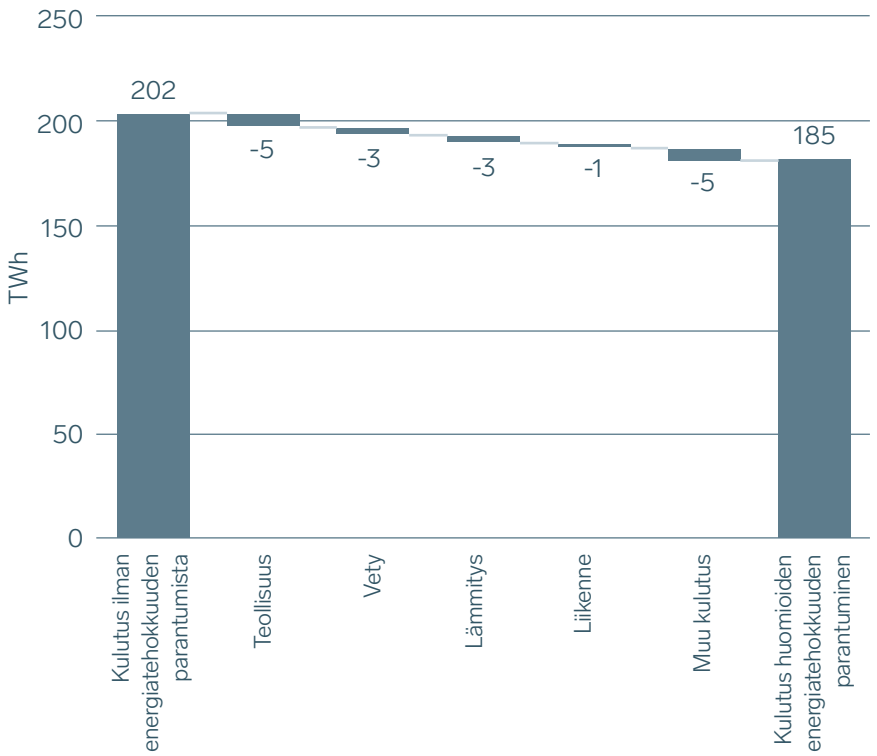
[18] https://julkaisut.valtioneuvosto.fi/bitstream/handle/10024/163901/VNTEAS_2022_21.pdf?sequence=1&isAllowed=y

[19] https://2022.entsos-tyndp-scenarios.eu/visualisation-platform/ tiedot haettu 10.2.2022

Vaikka järjestelmävision skenaarioissa vedyntuotantoon liittyvän sähkönkulutuksen kasvu on huomattava ja Sähköä tuotteiksi- sekä Tuulella vetyä -skenaarioissa se ylittääkin vuonna 2045 jo Suomen nykyisen sähkönkulutuksen, se on samalla tasolla tai pienempi kuin Hiilineutraali Suomi -raportin kahdessa skenaariossa. Skenaariossa, jossa Suomen biopohjaiset hiilidioksidipäästöt hyödynnettäisiin P2X-tuotteiden valmistukseen, vedyntuotannon sähkönkulutus on järjestelmävision skenaarioiden kanssa samalla tasolla. Toisessa Hiilineutraali Suomi -raportin skenaariossa myös fossiilisia hiilidioksidipäästöjä hyödynnetään vedyntuotantoon, jolloin vedyntuotannon sähkönkulutus on selvästi suurempaa kuin järjestelmävision skenaarioissa. Toisaalta järjestelmävision skenaarioiden skaala vedyntuotannon sähkönkulutukselle on hieman VNK:n ja Afryn selvityksen skenaarioita korkeammalla tasolla. Sähköä tuotteiksi – ja Tuulella vetyä -skenaarioissa vedyntuotannon sähkönkulutus on karkeasti linjassa TYNDP2022 -luonnosskenaarioiden kanssa huomioiden, että ENTSO-skenaariot on tehty vuosille 2030, 2040 ja 2050, kun taas Fingridin skenaariot vuosille 2035 ja 2045.

Vaikka Suomen sähkönkulutus kasvaa voimakkaasti kaikissa skenaarioissa, energian kokonaiskäytön tehostumisen vaikutuksia ei ole unohdettu. Kuva 12 esittää energiatehokkuuden parantumisen vaikutuksen vuonna 2035 Tuulella vetyä -skenaariossa. Sähkönkäytön tehostumista tapahtuu kaikilla sektoreilla, ja ilman sitä sähkön kulutus toteutuisi lähes 10 % korkeampana.[20] Laskelma huomioi vain sähkön käytön tehostumisen. Energian kokonaiskäyttö tehostuu vielä enemmän, kun siirrytään fossiilisista polttoaineista sähkön käyttöön liikenteessä ja lämmityksessä. Esimerkiksi sähkökäyttöinen henkilöauto kuluttaa 100 kilometrillä noin 20 kWh energiaa, kun polttomoottoriautossa energian käyttö vastaavalla matkalla on noin 45 kWh.

Kuva 12 Energiatehokkuusoletukset Tuulella vetyä -skenaariossa vuonna 2035.



[20] Laskelma olettaa teollisuuden sähkönkäytön energiatehokkuuden paranevan 0,5 % p.a. Elektrolyysin hyötysuhteen on oletettu kasvavan 70 prosenttiin vuoteen 2035 mennessä. Lämmitysenergian loppukäytön on arvioitu rakennusten energiatehokkuuden paranemisen johdosta vähenevän 0,5 % p.a. sisältäen myös ilmaston lämpenemisen vaikutuksen. Lämmityksessä on lisäksi huomioitu energiatehokkuuden parantuminen lämpöpumpputeknologian kehittymisen sekä suoran sähkölämmityksen korvautumisen ansiosta. Liikenteessä on huomioitu sähköautojen parantuva energiatehokkuus. Kotitalouksien osalta on huomioitu kotitalouslaitteiden energiankäytön tehostumisen vaikutus noin 100 GWh p.a. Palveluiden osalta on oletettu energiatehokkuuden parantuvan 1 % p.a. Oletusten läheet: Energiateollisuus, Kemianteollisuus, ENS.dk, Fingrid, LVM

3.2 Suomalaisen sähköntuotannon kilpailukyky ja potentiaali

Puhtaan sähkön hinta ja saatavuus on keskeinen sähköintensiivisen teollisuuden toimintaympäristöön tulevaisuudessa vaikuttava tekijä. Lisäksi sähkön siirron ja jakelun korkea toimitusvarmuus on edellytys sähkön kulutukselle ja tuotannolle. Korkean maa- ja merituulipotentiaalinsa vuoksi Suomella on erinomaiset edellytykset menestyä kilpailussa toimialan investoinneista. Näiden lisäksi pohjoismainen vesivoima, ydinvoima ja bioenergia ovat resursseja, joita kaikilla Suomen kilpailijamailla ei ole käytössä. Myös aurinkovoiman potentiaali Suomessa on merkittävä, etenkin käytettävissä olevan maapinta-alan näkökulmasta. Vastaavasti monissa Keski-Euroopan maissa maatuulivoiman lisärakentaminen on hankalaa, ydinvoiman osuus on pieni tai ydinvoimasta ollaan luopumassa ja vesivoiman osuus on matala. Lisäksi fossiilisen tuotannon osuus sähkö- ja energiajärjestelmässä on monessa Euroopan maassa olennaisesti Suomea suurempi, jolloin uusiutuvan tuotannon rakentamisesta suurempi osa menee tämän osuuden korvaamiseen.

Suomen tuulivoimapotentiaali on erittäin suuri. Vuoden 2023 alussa Fingrid on saanut lähes 250 000 MW:n edestä kyselyitä liittää sähköntuotantoa kantaverkkoon. Noin kaksi kolmasosaa hankkeista on maatuulivoimaa, jonka kustannuskilpailukyky on eurooppalaisessa vertailussa erinomainen. Myös aurinkovoiman ja merituulivoiman osuus on voimakkaassa kasvussa. Mikäli kaikki hankkeet toteutuisivat, tuottaisivat ne lähes 800 TWh uusiutuvaa sähköä. Kaikki kyselyt eivät luonnollisesti realisoidu valmiiksi hankkeiksi. Toisaalta keväällä 2021 hankekyselyitä oli noin 90 000 MW, joten kyselyiden määrä on vuoden 2023 alkuun mennessä yli kaksinkertaistunut. Ei ole myöskään erityistä syytä, miksi tuuli- ja aurinkovoiman potentiaali Suomessa olisi pienempi kuin pinta-alaltaan samankokoisessa ja huomattavasti korkeamman asukastiheyden Saksassa, jossa vuonna 2030 tavoitteena on noin 600 TWh ja vuonna 2035 lähes 900 TWh tuuli- ja aurinkosähköntuotantoa[21].

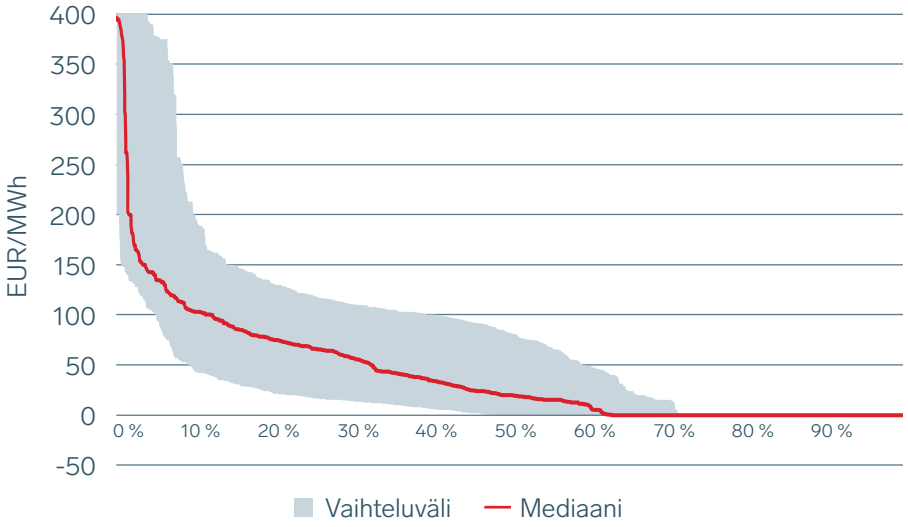
800 TWh:n potentiaali vastaisi arviolta yli viittätoista prosenttia koko EU:n tuuli- ja aurinkosähkön potentiaalista, kun EU:n vertailulukuna käytetään TYNDP2022-skenaarioista johdettuja potentiaaleja[22]. Vastaavasti Suomen osuus EU:n nykyisestä sähkönkulutuksesta on vain reilut 3 %. Suomen osalta tuuli- ja aurinkovoiman potentiaali on moninkertainen suhteessa sähkön ja vedyn tarpeeseen, mikä ei TYNDP2022-skenaarioiden perusteella ole Euroopassa yleistä. Useat EU-maat tarvitsevatkin pitkällä aikavälillä puhdasta tuontisähköä, tuontivetyä tai niistä valmistettuja tuontituotteita, ja Suomella on EU-maana hyvät edellytykset viedä niitä muualle Eurooppaan. Huolimatta suhteellisesti hyvin suuresta energian ja energiaintensiivisten tuotteiden viennistä sähkön keskihinta[23] Suomessa on simuloiduissa skenaarioissa selvästi matalampi kuin Keski-Euroopassa.

3.3 Joustot

Sähköjärjestelmässä on perinteisesti totuttu, että joustavalla sähköntuotannolla tasataan sähkön kulutuksen vaihtelu. Vesivoima sekä varastoitavia polttoaineita hyödyntävä lämpövoima ovat tarjonneet järjestelmään tarvittavaa joustoa. Skenaarioissa sähkön kulutuksen ja sään mukaan vaihtelevan uusiutuvan tuotannon merkittävä kasvu ja samalla fossiilisia polttoaineita hyödyntävän lämpövoiman supistuminen lisäävät tarvetta joustavuudelle, jotta kulutuksen ja tuotannon tasapaino on mahdollista ylläpitää sähköjärjestelmässä. Skenaarioissa joustavuutta tuotannon säätökyvyn lisäksi tuo energian varastoinnin ja kulutuksen jouston lisääminen. Tässä kappaleessa on esitetty skenaarioissa tehdyt oletukset vuorokausimarkkinoilla käytössä olevasta joustosta.

Sähkön hinnan[23] vaihtelu luo kannusteita etenkin energian varastointiin ja kulutusjoustoon. Hintojen vaihtelu kasvaa sään mukaan vaihtelevan uusiutuvan tuotannon määrän kasvaessa. Esimerkiksi tuulisilla tunneilla tarve kalliimmille sähkön tuotantomuodoille vähenee, mikä laskee sähkön hintaa. Vastaavasti vähätuulisilla tunneilla sähköä tuotetaan kalliimmilla tuotantomuodoilla, mikä nostaa sähkön hintaa. Joustavalla kulutuskäyttäytymisellä ja varastoiden hyödyntämisellä voi esimerkiksi välttää sähkön käyttöä korkeampien hintojen aikaan, mikä tuo säästöjä kuluttajalle. Tämä kannustaa joustavaan kulutuskäyt-

Kuva 13 Sähkön hinnan pysyvyys sähköä tuotteiksi -skenaariossa.[24]



täytymiseen hinnan vaihteluiden mukaan. Sähkön hinnan vaihtelu voi kannustaa investoimaan myös säädettävään huippuvoimaan.

Kuva 13 esittää sähkön hinnan pysyvyyskäyrän sekä sen vaihteluvälin eri sääskenaarioiden mukaan Sähköä tuotteiksi -skenaarioissa vuonna 2035. Vastaavasti kuva 14 esittää sähkön hinnan mediaanipysyvyyskäyrän kaikista vuoden 2035 skenaarioista. Kuvista on nähtävissä, että sähkön hinta vaihtelee huomattavasti huolimatta skenaarioissa jo oletetusta joustavuudesta.

Joustavuuden merkitys myös korostuu skenaarioiden välillä (kuva 14): Voimaa läheltä -skenaariossa sähkön kulutuksen ja vaihtelevan tuotannon määrä on pienempi ja järjestelmä joustaa suhteellisesti enemmän, mikä auttaa tasaamaan tuotantokustannuksen vaihtelua. Merellä tuulee- ja Tuulella vetyä -skenaarioissa vetyjärjestelmän jousto (vetyvarastot, putkiyhteydet) tasoittaa tuotantokustannusten vaihtelua vaihtelevan uusiutuvan sähköntuotannon suuresta osuudesta huolimatta. Sähköä tuotteiksi -skenaariossa, jossa varastojen määrä on pienempi, järjestelmä joustaa suhteellisesti vähemmän. Sähköä tuotteiksi -skenaariossa nähdään useampana vuoden tuntina sekä hyvin korkeita että toisaalta hyvin alhaisia marginaalituotantokustannuksia, jolloin edullista sähköä ei saada täysin hyödynnettyä.

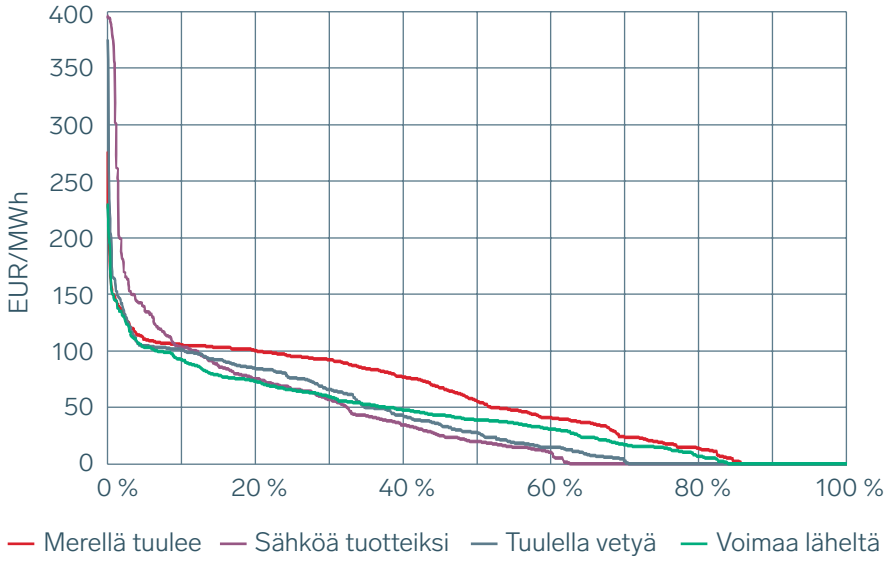
[21] https://www.bmwk.de/Redaktion/EN/Downloads/Energy/0406_ueberblickspapier_osterpaket_en.pdf?__blob=publicationFile&v=5

[22] TYNDP2022-luonnosskenaarioissa vuodelle 2050 tuuli- ja aurinkovoiman yhteenlaskettu tuotanto oli Distributed Energy -skenaariossa ~5000 TWh ja Global Ambition -skenaariossa ~4400 TWh. Maakohtaisesti laskettujen maksimituotantojen summa oli noin 5300 TWh.

[23] Hinnalla viitataan skenaarioiden markkinasimuloinneissa tuloksena saatavaan marginaalikustannukseen

[24] Kuvaajan y-akseli on leikattu luettavuuden vuoksi, vaihteluvälin maksimi jatkuu kuvassa moninkertaisesti korkeammaksi.

Kuva 14 Sähkön hinnan pysyvyys vuoden 2035 -skenaarioissa (mediaani).



Skenaarioissa kaikkea sään mukaan vaihtelevaa uusiutuvaa tuotantoa ei saada kaikissa tilanteissa kannattavasti hyödynnettyä. Mallinnuksessa on oletettu, että tuottajat vähentävät tuotantoaan uusiutuvilla alhaisen sähkön hinnan aikana tarjonnan ja kysynnän tasapainottamiseksi. Tällöin menetetään edullista uusiutuvaa sähköenergiaa. Kaiken saatavilla olevan energian hyödyntäminen ei välttämättä kuitenkaan kaikissa tilanteissa olisi kannattavaa, sillä se vaatisi lisää investointeja esimerkiksi varastointiin, mikä voi tulla kalliimmaksi kuin ylimääräisen sähkön käyttämättä jättäminen.

Taulukko 14 näyttää skenaarioissa vuoden aikana markkinaehtoisesti rajoitetun uusiutuvan energiantuotannon suhteessa kokonaisenergiaan, joka vuoden aikana uusiutuvilla olisi voitu tuottaa. Etenkin Sähköä tuotteiksi- ja Tuulella vetyä -skenaarioissa uusiutuvien kapasiteetti on erittäin suuri, mikä korostuu myös tuotannon rajoittamisena, mutta uusiutuva tuotanto on siitä huolimatta skenaarioissa kannattavaa suhteessa käytettyihin kustannusoletuksiin. Sähköä tuotteiksi -skenaariossa varastoinnin määrää on rajoitettu, mikä johtaa korkeampaan tuotannon markkinaehtoiseen vähentämiseen. Merellä tuulee- ja Voimaa läheltä -skenaarioissa uusiutuvien kapasiteetti on hieman maltillisempi ja tuotanto saadaan hyödynnettyä hyvin skenaarioiden kulutusjoustojen ja siirtoyhteyksien avulla.

Taulukko 14 Uusiutuvan sähköntuotannon markkinaehtoinen rajoittaminen skenaarioissa.

Vuoden aikana markkinaehtoisesti rajoitettu energiantuotanto suhteessa kokonaistuotantoon, jos energiantuotantoa ei olisi rajoitettu (%)	Sähköä tuotteiksi	Tuulella vetyä	Merellä tuulee	Voimaa läheltä
2035	10 %	8 %	1 %	< 1 %
2045	4 %	2 %	1 %	< 1 %

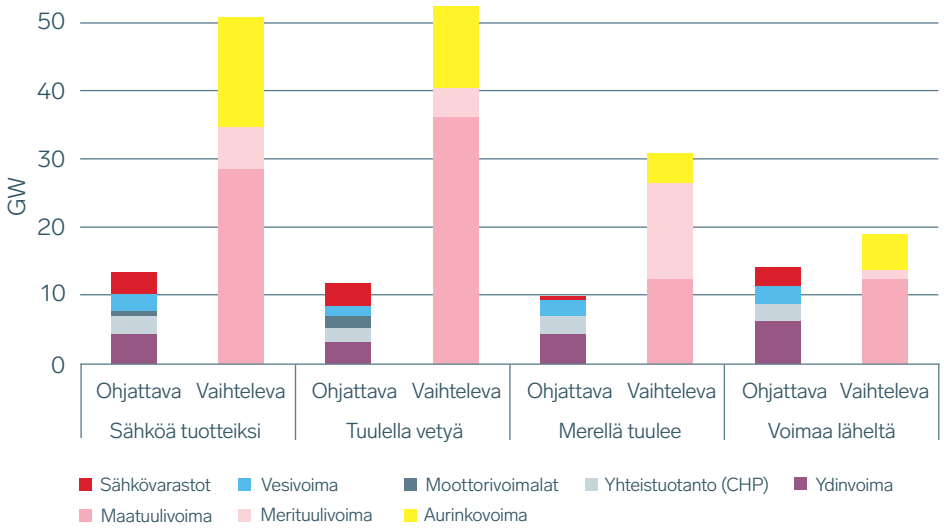
Kuva 15 esittää skenaarioiden tuotannon jakautumisen ohjattavaan tuotantoon ja sähkövarastoihin, sekä vaihtelevaan uusiutuvaan tuuli- ja aurinkovoimaan. Skenaarioissa joustavuutta ja ohjattavaa tehoa saadaan muun muassa jo olemassa olevasta vesivoimasta ja lämpövoimasta, ja lisäksi ydinvoima tarjoaa tasaista tuotantoa. Edellä mainittuja tuotantomuotoja on skenaarioissa noin 10 GW:n verran. Vesivoima on erittäin tärkeä järjestelmän tasapainottamiselle, mutta oletuksena skenaarioissa sen määrää ei kuitenkaan voida juuri lisätä. Sitä vastoin Tuulella vetyä -skenaariossa vesivoiman määrän on oletettu supistuvan, mikä laskee vesivoimasta saatavaa huipputehoa noin 1,7 GW:iin muiden skenaarioiden 2,5 GW:n sijaan. Menetetyn vesivoiman vuoksi Tuulella vetyä skenaarioon lisättiin tuulivoimaa sekä vetykäyttöistä sähköntuotantokapasiteettia ja lisäksi skenaario vaatii vedyn varastoinnista tulevaa joustoa sekä lyhytaikaiseen joustoon sähkövarastoja.

Sähköä tuotteiksi- sekä Tuulella vetyä -skenaarioiden oletuksilla skenaarioihin rakentui myös jonkin verran uusia moottorivoimalaitoksia. Näiden ohjattavien huippuvoimalaitosten oletetaan saavan sähkön tukkumarkkinan lisäksi muuta tulonmuodostusta esimerkiksi reservimarkkinoilta kannattavuuden lisäämiseksi skenaarioissa. Muutoin investointeja uuteen lämpövoimakapasiteettiin ei skenaarioissa oleteta merkittävässä määrin toteutuvan. Lisäksi skenaarioissa on oletettu, että perinteisten ydinvoimalaitosten ei pääosin kannata tukkumarkkinoilla säätää, jolloin laitosten oletetaan osallistuvan tukkumarkkinoille pääasiassa täydellä teholla. Energian varastoinnissa sähköakut toimivat hyvin lyhytaikaiseen, muutamia tunteja kestävään joustoon, mutta eivät ole kustannustehokas ratkaisu pidemmän aikajänteen joustoon.

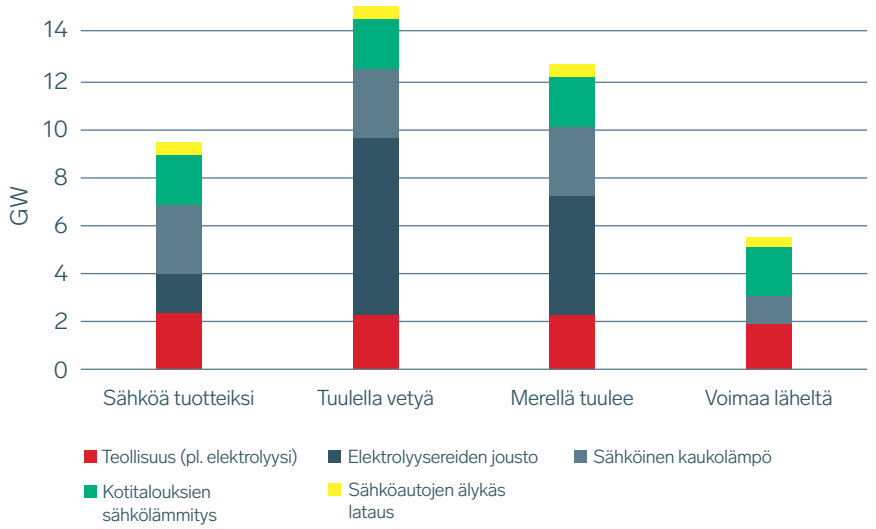
Ohjattavan tuotannon merkittävä lisääminen vaikuttaa skenaarioanalyysissa kannattavuudeltaan haastavalta. Siksi skenaarioissa uutta joustavuutta saadaan lisää etenkin kulutuksen puolelta. Kulutusjoustossa sähkön kulutusta voidaan vähentää hetkellisesti ja parhaimmillaan energiaa voidaan varastoida lämpönä tai vetynä pidempiaikaisesti myöhempää käyttöä varten.

Kuva 16 esittää kulutushuipun aikana käytettävissä olevan kulutusjouston eri skenaarioissa. Kulutusjousto on jaoteltu neljään kategoriaan: Teollisuus (pl. elektrolyysi), elektrolyysi, sähköinen lämmitys sekä liikenne. Eri lähteistä saatavilla olevan kulutusjouston määrä vaihtelee skenaarioittain taustaolettusten mukaan. Elektrolyysereiden jouston määrä riippuu elektrolyyserikapasiteetista sekä vedyn varastointikyvystä. Voimaa läheltä -skenaariossa vetyä ei voida varastoida tai tuoda muualta, jolloin myöskään elektrolyyserit eivät jousta. Muun teollisuuden joustokyky on skenaarioissa suhteellisesti sama, mutta teollisuuden suurempi kokonaiskulutus nostaa jouston määrää. Myös sähköisen lämmityksen ja liikenteen (sähköautojen) osalta oletukset joustosta ovat suhteellisesti skenaarioiden välillä samat. Muihin skenaarioihin verrattuna Voimaa läheltä -skenaariossa lämmityksen sähköistyminen ei ole yhtä voimakasta, mikä laskee joustokykyä.

Kuva 15 Tuntikohtainen huipputuotanto eri tuotantomuodoittain ja niiden jakautuminen ohjattavaan ja vaihtelevaan tuotantoon skenaarioissa vuonna 2035.



Kuva 16 Kulutushuipun aikana käytettävissä oleva kulutusjousto eri skenaarioissa vuonna 2035.[25]



[25] Kuvan kulutusjouston määrän laskennassa on käytetty vertailukohtana tilannetta, jossa kategorian kulutus on korkeimmillaan eikä se joustaisi lainkaan. Esimerkiksi teollisuuden kulutus on luonteeltaan tasaista ja esitetty jousto on saatavilla läpi vuoden, kun taas lämmityksen kulutus vaihtelee lämmöntarpeen mukaan kuten myös siitä saatava jousto.

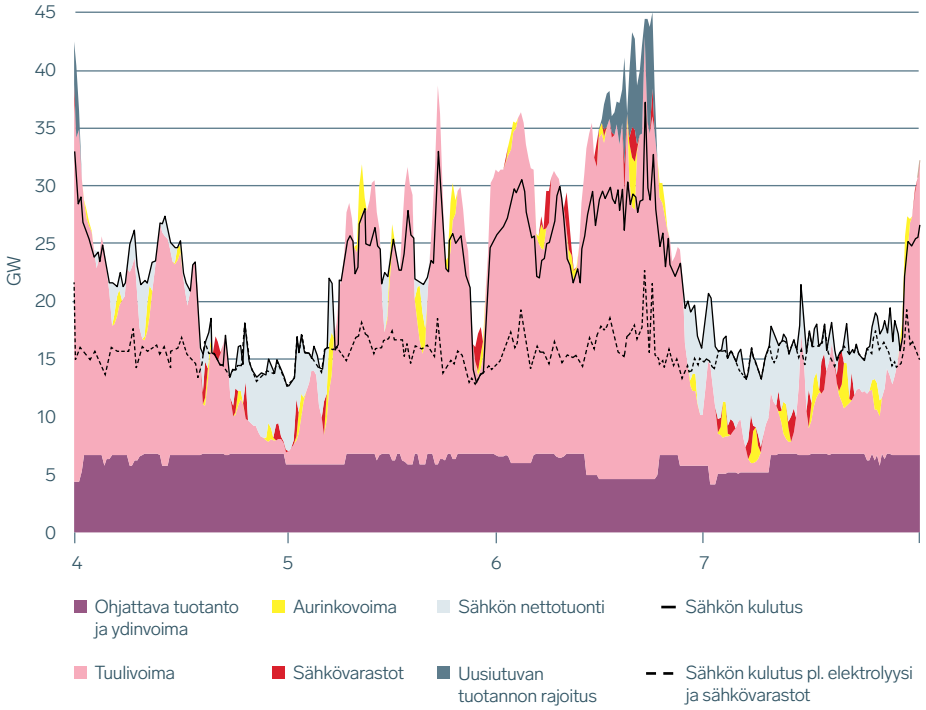
Taulukko 15 Kulutusjouston lähteet skenaarioissa. Joustava osuus esitetty vuodelle 2035.

Kategoria	Lähde	Tyyppi	Joustava osuus	Kesto
Teollisuus (pl. elektrolyysi)	Datakeskukset	Leikkaava	5 %	Tunti
	Perinteinen tehdas-teollisuus	Leikkaava	18 %	Useita tunteja – vuorokausia
	Sähköistetyt lämmitys-prosessit	Palautuva	9 %	Useita tunteja – vuorokausi
Elektrolyysi	Elektrolyyse-reiden jousto	Varastoiva	0–100 %	Useita tunteja – vuorokausia
Lämmitys	Kotitalouksien sähkölämmitys	Palautuva	40 %	Muutamia tunteja
	Sähköinen kaukolämpö	Leikkaava	85 %	Useita tunteja – vuorokausia
Liikenne	Sähköautojen älykäs lataus	Varastoiva	70 %	Useita tunteja – vuorokausia

Taulukko 15 tarkentaa kulutusjouston lähteitä kategorioiden alla, minkä lisäksi siinä jaotellaan kulutusjousto kolmeen tyyppiin: leikkaava, palautuva ja varastoiva. Leikkaavassa tyypissä sähkön käyttäjät vähentävät kulutusta raja-arvohinnan ylittyessä. Palautuvassa tyypissä sähkönkäyttäjät siirtävät kulutusta, mikäli hintaerolla saadaan säästöä jouston raja-arvohintaa enemmän. Varastoivassa tyypissä energiaa saadaan varastoitua, esimerkiksi sähkönä, lämpönä tai vetynä, ja siten optimoitua sähkön käyttöä hinnan mukaan varaston ja loppukysynnän (esimerkiksi lämpö tai vety) asettamien rajojen puitteissa. Taulukon kuvaamat oletukset on kuvattu tarkemmin Liitteessä 2.

Saatavilla olevan kulutusjouston sekä uusiutuvan tuotannon vaihtelun havainnollistamiseksi alla on esitetty Tuulella vetyä -skenaarion sähkön tuntitase neljän viikon ajalta, jolloin on ollut kylmää ja vaihtelevat tuuliolosuhteet (Kuva 17). Kuvasta nähdään, että tuulivoiman tuotannon vaihtelu on hyvin merkittävää. Vähätuulisimpana tuntina tuotanto on ollut alle 1 GW, kun taas tuulisimmalla tunnilla liki 40 GW. Kaikkein tuulisimmilla tunneilla tuotantoa myös rajoitetaan tasapainon saavuttamiseksi.

Kuva 17 Esimerkki tuntikohtaisesta sähköntuotannosta ja -kulutuksesta Tuulella vetyä -skenaariossa tarkasteluvuoden 2035 neljällä talviviikolla säävuonna 2009.



Tuulivoiman hyödyntämiseksi muu järjestelmä käytännössä joustaa skenaarioissa tuulivoiman tuotannon vaihteluiden mukaan. Tämä sisältää niin vesi- ja lämpövoiman säätämisen, sähkövarastojen purkamisen ja latauksen, kulutuksen jouston, kuin sähkön siirtoyhteyksien käytön tuontiin ja vientiin. Näistä kulutus vaihtelee tarkastellulla aikavälillä eniten. Kulutusjoustossa erityisesti elektrolyyserit (P2X) toimivat joustavasti siten, että ne eivät tuota vetyä tuulettomilla tunneilla, jolloin edullista sähköä ei ole saatavilla.

Merellä tuulee-, Sähköä tuotteiksi- sekä Tuulella vetyä -skenaarioissa oletettu huomattava kulutuksen kasvu perustuu merkittävään tuulivoiman tuotannon kasvuun, mikä mahdollistaa keskimäärin kilpailukykyisen sähkön hinnan. Tämä vaatii skenaarioissa kuitenkin merkittävää joustavuutta sellaiselta sähkönkulutukselta, jolla on suurin tarve edulliselle sähkölle. Skenaarioiden oletuksissa joustavuutta saadaan ohjattavasta tuotannosta ja sähkövarastoista, mutta skenaariossa käytettyjen oletusten mukaan merkittävin osuus joustavuudesta tulee kulutuksesta.

3.4 Ympäröivä maailma

Muun Euroopan osalta skenaariot pohjautuvat ENTSO-E:n ja ENTSOG:n kymmenvuotisen verkkosuunnitelman (TYNDP2022) skenaarioluonnoksiin, pohjoismaisilta kantaverkkoyhtiöltä saatuihin tietoihin sekä Fingridin omiin laskelmiin sähkön ja vedyn tuotanto- ja varastointimuotojen kannattavuudesta. TYNDP2022-skenaariot perustuvat toimintaympäristöön ennen Venäjän hyökkäystä Ukrainaan. Tämän johdosta skenaarioiden lähtötietoja on päivitetty huomioimaan etenkin fossiilisten polttoainehintojen nousu verrattuna TYNDP-skenaarioissa käytettyyn tasoon. Skenaarioissa käytetyt kivihiilen ja maakaasun hinnat perustuvat EU:n REPower-ohjelman yhteydessä antamiin arvioihin[26].

Skenaarioissa on erikseen tehty Ruotsin kehityksestä oletuksia siten, että tulevaisuuden kehityskulku Ruotsissa on samankaltainen kuin Suomessa. Ruotsissa on Suomen tapaan hyvät mahdollisuudet lisätä puhdasta sähköntuotantoa, joten on haluttu tarkastella skenaarioita, joissa puhtaan energian tuotanto ja kysyntä kasvaa sekä Suomessa että Ruotsissa. Ruotsissa sähkön ja vedyn käyttö kasvaa kaikissa skenaarioissa, mutta kasvua on erityisen paljon Sähköä tuotteiksi -skenaariossa, jolloin myös Ruotsin ydinvoiman käyttöikää pidennetään Suomen tapaan. Vastaavasti Tuulella vetyä -skenaariossa Ruotsissa tuotetaan suuria määriä vetyä, ja toisaalta ydin- ja vesivoimakapasiteetti supistuvat. Voimaa läheltä -skenaariossa myös Ruotsiin rakennetaan pienydinvoimaloita.

[26] https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=SWD%3A2022%3A230%3AFIN&qid=1653033922121

4 Kantaverkon vahvistus-tarpeet skenaarioissa

Sähkön pohjois-etelä-suuntainen siirtotarve kasvaa merkittävästi kaikissa skenaarioissa verrattuna nykyiseen tasoon. Siirtotarve kasvaa voimakkaimmin Tuulella vetyä- ja Sähköä tuotteiksi -skenaarioissa, joissa sähkön kulutuksen kasvu on suurinta ja suhteessa muihin skenaarioihin suurempi osa sähköstä tuotetaan Pohjois- ja Itä-Suomessa. Tuulella vetyä- ja Merellä tuulee -skenaarioissa osa siirtotarpeesta voidaan kattaa siirtämällä sähkön sijasta vetyä. Voimaa läheltä -skenaariossa siirtotarvetta taas pienentää muita skenaarioita selvästi pienempi sähkön kokonaiskulutus sekä se, että suhteessa suurempi osuus sähköntuotannosta sijoittuu Etelä-Suomeen. Merellä tuulee -skenaariossa siirtotarpeen kasvua hillitsee se, että merkittävän osan merituulivoimasta on oletettu sijoittuvan Vaasan ja Turun väliselle alueelle Keski-Suomen poikkileikkauksen eteläpuolella. Merellä tuulee -skenaariossa merkittävä siirtopaine syntyy myös länsirannikolta sisämaahan päin, tätä siirtopainetta kuitenkin osaltaan hillitsee skenaariossa mukana oleva merikaapeliyhteys, joka mahdollistaa sähkön vientiä länsirannikolta Saksaan. Lisäksi myös länsirannikolle on rakentunut uutta kulutusta, jota ilman siirtotarve sisämaahan olisi suurempaa.

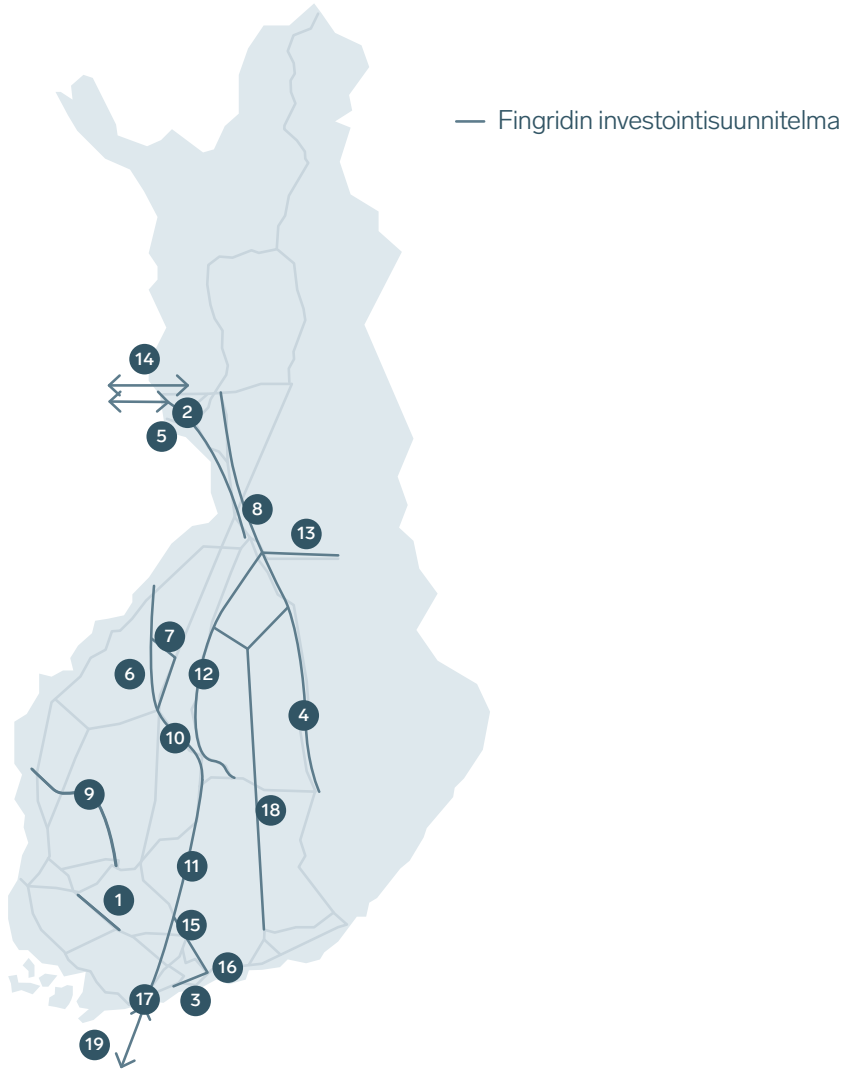
Skenaarioiden luomisvaiheessa markkinamallinnuksessa oletetaan, että tarjousalueen sisällä ei ole rajoitteita siirtokyvylle. Todellisuudessa fyysisessä sähköverkossa on kuitenkin rajallinen siirtokyky. Skenaarioiden verkostoanalyysien avulla pyritään havaitsemaan, millaisia verkon vahvistustarpeita tarvitaan, jotta skenaarioiden siirtotarpeet voidaan verkon kapasiteetin riittävyyden näkökulmasta toteuttaa. Analyysin tavoitteena on myös tunnistaa sellaisia vahvistustarpeita, jotka nousevat esille useammassa skenaariossa, ja jotka palvelevat näin useampaa tulevaisuuden kuvaa. Skenaariokohtaiset sekä useammassa skenaariossa tunnistetut verkon vahvistustarpeet on esitetty luvuissa 4.2–4.6.

Kaikkien skenaarioiden pohjana on nykyisen kantaverkon lisäksi Fingridin tämänhetkisen investointisuunnitelman mukaiset 400 kV:n vahvistukset. Investointisuunnitelma on esitetty kuvassa 18. Skenaariokohtaisesti tarkastellaan siis, millaisia vahvistustarpeita voitaisiin tarvita nykyisen investointisuunnitelman lisäksi. Investointisuunnitelman sekä skenaariokohtaisten vahvistustarpeiden kohdalla on hyvä muistaa, että verkko rakentuu vaiheistettuna, yhteys kerrallaan. Fingrid rakentaa sähköverkkoa asiakkaiden tarpeisiin perustuen. Koska uusia yhteyksiä voidaan toteuttaa vain rajallinen määrä ja niiden toteuttaminen vie aikansa, verkkoa rakennetaan aina ensimmäiseksi sinne, missä tarve kantaverkon vahvistamiselle syntyy konkreettisten ja luvituksen puolesta toteutettavissa olevien hankkeiden tarpeesta. Tarpeet sähkön siirrolle voivat muuttua investointisuunnitelman toteuttamisen aikana ja jokainen investointipäätös harkitaan erikseen, ottaen huomioon aina viimeisimpään tietoon perustuva näkemys yhteyden tarpeesta.

Investointisuunnitelman mukaiset verkkovahvistukset 2023–2033

1	Huittinen Forssa (2025)
2	Aurora Line (2025)
3	Helsingin kaapeliyhteys (2026)
4	Järvilinjan vahvistaminen, Nuojuankangas–Huutokoski (2026)
5	Svartbyn–Keminmaan kapasiteetin nostaminen (2026)
6	Jylkkä–Alajärvi x2 (2027)
7	Ullava – Halsua – Alajärvi (2027)
8	Petäjäskoski–Nuojuankangas (2027)
9	Kristiinankaupunki–Nokia (2028)
10	Alajärvi–Toivila (2028)
11	Metsälinjan jatkaminen, Toivila–Hikiä x2 (2028)
12	Metsälinjan vahvistaminen, Nuojuankangas–Vihtavuori (2030)
13	Nuojuankangas–Seitenoikea (2030)
14	Aurora Line 2 (2030)
15	Hausjärvi–Anttila (2030)
16	Länsisalmi–Anttila (2030)
17	Hikiä–Kynnar–Inkoo (2031)
18	Harjulinja x2 (2032)
19	Estlink 3, HVDC linkki (2033)

Kuva 18 Fingridin päävoimansiirtoverkon investointisuunnitelma.



4.1 Verkostolaskentaprosessi

Järjestelmävision verkostoanalyysejä varten laskentaohjelmistoon luotiin pohjamalli, jossa on kuvattuna nykyisen kantaverkon lisäksi myös Fingridin investointisuunnitelman mukaiset verkkovahvistukset. Pohjamalliin on myös mallinnettu karkealla tasolla uuden sähköntuotannon verkkoliityntöjä lisäämällä muun muassa tarvittavia 400/110 kV:n muuntoja. Uuden sähköntuotannon liityntöjä ei ole mallinnettu yksityiskohtaisesti eikä näitä liityntöjä myöskään käsitellä tarkemmin tässä raportissa.

Yhteisestä pohjamallista luodaan simuloidut verkon käyttötilanteet kunkin skenaarion jokaiselle vuoden tunnille käyttäen markkinasimuloinnin tuloksia. Vuoden aikana toteutuvia tilanteita analysoimalla havaitaan kunkin skenaarion haasteet, ja niitä ratkaistaan lisäämällä malliin tarpeellisia kantaverkon vahvistuksia, jotta mallinnuksessa saavutetaan riittävä siirtokyky.

Verkostotarkastelujen tavoitteena on löytää N-1-kestoinen[27] päävoimansiirtoverkko eri skenaarioissa. Skenaarioiden lisäsiirtotarpeita lähdettiin ratkaisemaan lisäämällä 400 kV:n voimajohtoja käyttäen sarjakompensointia pääsiirtoleikkauksissa. Rinnakkaiskompensoinnin tarvetta ei ole yksityiskohtaisesti selvitetty sen paikallisen luonteen vuoksi. Tutkittujen verkkoratkaisujen kohdalla on oletettu, että rinnakkaiskompensointia tarvitaan tulevaisuudessa 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 tarkastelujen ulkopuolelle. Uudet johdot on verkkotarkasteluissa oletettu Fingridin 400 kV:n verkon perusratkaisun mukaisiksi 3-Finch -virtajohtimilla toteutetuiksi portaalipylväsjohdoiksi.

Visiotyössä on tunnistettu skenaariokohtaisia vahvistustarpeita investointisuunnitelman lisäksi. Nämä esitetyt verkon vahvistustarpeet kuvaavat siirtotarvetta asemien välillä. Esitysteknisesti siirtotarpeisiin vastaavien vahvistusten esittämisessä on hyödynnetty nykyisiä johtokatuja niillä osuuksilla, joilla verkkoa on jo rakennettu. Voimajohtojen käytännön toteutettavuutta, kuten tarkkaa reittiä tai maankäytöllistä näkökulmaa ei ole kuitenkaan erikseen tarkasteltu. Vahvistustarpeita tarkastellessa on hyvä myös huomioida, että todellisuudessa verkko rakentuu vaiheittain, ja vaiheittain rakentuessa esitetyt ratkaisut voivat vaatia myös esimerkiksi liityntöjä tai käyttövarmuutta palvelevia johtoja, joita ei ole skenaariotyössä havaittu. Myös maankäyttö voi asettaa rajoitteita sille, minne johdot rakentuvat. Visiotyössä esitettäviä verkkovahvistuksia tarkasteltaessa tulee myös huomioida, että skenaarioissa on tehty oletuksia tulevasta kulutuksen ja tuotannon sijoittumisesta, mikä luonnollisesti vaikuttaa esitettyihin vahvistusehdotuksiin. Lisäksi luvussa 2.8. kuvatut skenaarioiden oletukset rajasiirtoyhteyksistä vaikuttavat myös tuloksiin.

4.2 Skenaariokohtainen tarkastelu: Voimaa läheltä

Voimaa läheltä -skenaariossa sähkönsiirtotarve kasvaa nykytilanteeseen nähden erityisesti pohjois-eteläsuunnassa. Skenaariossa näkyy myös tarve siirtää tehoa ulos ylijäämäalueilta, erityisesti Pohjanmaan eteläosista. Kantaverkon siirtotarpeet ovat kuitenkin huomattavasti pienemmät kuin muissa skenaarioissa ja Fingridin nykyinen investointisuunnitelma riittää kattamaan suurimman osan Voimaa läheltä -skenaarion sähkönsiirtotarpeista. Skenaariossa Suomeen syntyy muita skenaarioita vähemmän uutta sähköintensiivistä kulutusta, jolloin kulutuksen ja tuotannon kasvu ovat maltillisempia, mikä pienentää siirtotarpeita. Siirtotarpeen painetta pienentää myös hajautunut tuotanto, kuten esimerkiksi kiinteistökohtaiset aurinkosähköjärjestelmät. Lisäksi useisiin suuriin Etelä-Suomen kaupunkeihin skenaariossa rakennettavat SMR-ydinvoimalat mahdollistavat sähköntuotantoa lähellä kulutuskohteita, mikä rajoittaa pohjois-eteläsuuntaisen siirtotarpeen kasvua.

Investointisuunnitelman lisäksi tunnistetut selkeimmät investointitarpeet liittyvät Seinäjoki—Alajärvi 400 kV:n johdon kapasiteetin lisäämiseen sekä Hirvisuon sarjakondensaattorin uusimiseen enemmän tehoa kestävällä laitteistolla. Lisäksi skenaario vaatii minimissään johtojen kytkentäjärjestelyjen muutosta sekä Seinäjoki—Ulvila että Petäjävesi—Toivila yhteyksien välillä. Lisäksi Jokilinja

ja Seinäjoki—Ulvila -väli vaativat esimerkiksi Dynamic Line Rating (DLR) teknologian[28] hyödyntämistä tai muita keinoja, joilla voidaan varmistua kaikkein tiukimpien siirtotilanteiden hallitsemisesta. Mikäli Seinäjoki—Ulvila- ja Petäjävesi—Toivila -yhteyksien siirtotarpeet jatkavat kasvuaan hieman yli skenaarion tarpeista, tarvitaan näille yhteyksille kuitenkin uudet 400 kV:n johdot. Kontiolahden alueen kuorman tai tuotannon kasvu voi johtaa myös uuteen 400 kV:n johtotarpeeseen Huutokoski-Kontiolahti välillä tai merkittävään tarpeeseen vahvistaa Kontiolahden alueen 110 kV:n verkkoa.

Kuva 19 esittää Voimaa läheltä -skenaarion mukaiset verkon vahvistustarpeet. Skenaarion johtotarpeet (investointisuunnitelman lisäksi) rajoittuvat noin sataan kilometriin uutta 400 kV:n johtoa, mikäli suurimman kuormituksen tilanteet voidaan hoitaa DLR:n ja johtojärjestelyjen avulla, eikä skenaarion tuotannon ja kulutuksen, ja sitä myötä siirtotarpeiden odoteta jatkavan kasvua heti vuoden 2035 jälkeen. Muussa tapauksessa tarvitsee tämä skenaario myös vähintään kaikki yllä mainitut vahvistukset, mikä tarkoittaa yhteensä yli 400 km uutta 400 kV:n johtoa.

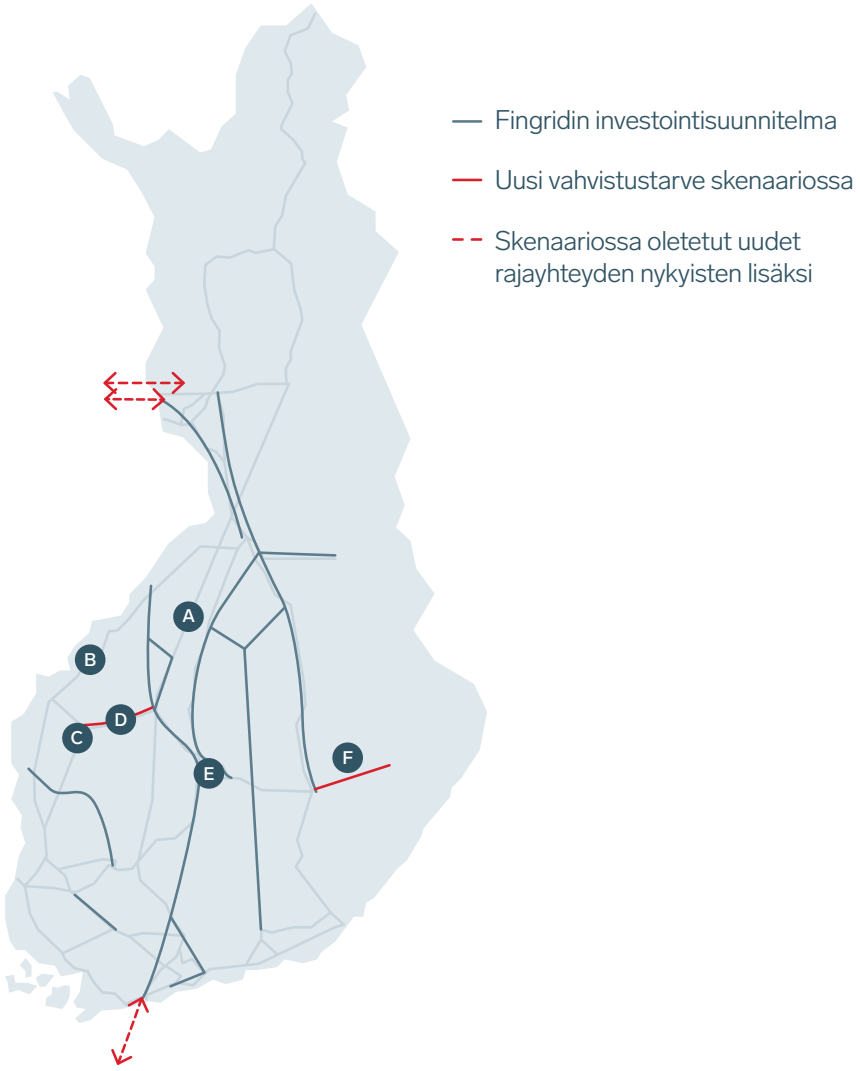
[27] N-1 kestoisuus tarkoittaa, että järjestelmä kestää tavanomaiset yksittäiset viat ja vikaantuneen komponentin irtoamisen. N-0 kestoisuus taas kuvaa järjestelmän olevan kestävä ehjässä tilassa, vikatilanteita huomioimatta.

[28] Dynamic Line Rating teknologia tarkoittaa voimajohdon dynaamista kuormitettavuutta, joka riippuu ympäröivistä sääoloista, kuten lämpötilasta ja tuulesta. DLR-laitteella mitataan johdon kuormitettavuutta reaaliajassa eri sääoloissa.

Voimaa läheltä -skenaariossa tunnistetut uudet vahvistustarpeet

A	Pikkarala–Alajärvi: DLR:n ja/tai muiden siirtotilanteiden hallinnan keinojen hyödyntäminen
B	Hirvisuon sarjakondensaattorin kestoisuuden parantaminen
C	Seinäjoki–Ulvila: DLR:n ja/tai muiden siirtotilanteiden hallinnan keinojen hyödyntäminen
D	Seinäjoki–Alajärvi: siirtokapasiteetin vahvistamisen tarve nykyisellä yhteydellä
E	Petäjävesi–Toivila: välille toinen yhteys investointisuunnitelmassa olevan lisäksi tai johtojen kytkentäjärjestelyjen muutos
F	Huutokoski–Kontiolahti: uusi 400 kV yhteys tai vaihtoehtoisesti 110 kV verkon vahvistaminen alueella

Kuva 19 Voimaa läheltä -skenaariossa tunnistetut uudet vahvistustarpeet.



4.3 Skenaariokohtainen tarkastelu: Merellä tuulee

Merellä tuulee -skenaariossa tuulivoiman on oletettu jakautuvan suhteellisen tasaisesti koko Suomen länsirannikolle Perämeren kaarelta aina Suomenlahden suulle. Verkkotarkasteluissa merituulivoiman kantaverkon 400 kV:n liityntäasemien on oletettu sijaitsevan rannikon tuntumassa ja yksittäisten liittymien koko on enimmillään noin 1 GW. Yhteensä uutta merituulivoimaa on skenaariossa noin 15 GW. Skenaariossa ei ole erityisesti pyritty optimoimaan merituulivoiman liityntöjä ja suuria kulutuskohteita yhteen, vaan tuulivoima on ajateltu liitettävän kantaverkkoon rannikon lähimmässä pisteessä. Merituulivoiman liityntöjen optimointi kulutuskohteiden läheisyyteen todennäköisesti vähentäisi painetta uusiin kantaverkkoinvestointeihin.

Kuvassa 20 on esitetty Merellä tuulee -skenaariossa esiin nousseet vahvistustarpeet. Tarvittavat verkkovahvistukset painottuvat tässä skenaariossa luonnollisesti länsirannikolle. Monin paikoin on tarpeen lisätä uusia voimajohtoja nykyisen Oulusta Ulvilaan kulkevan Rannikkolinjan varrelle. Verkko kuormittuu erityisesti Ulvila–Rauman seudulta Uudellemaalle ja pääkaupunkiseudulle. Tähän tarpeeseen on lisätty nykyisen Rauma–Lieto–Salo–Inkoo -yhteyden rinnalle toinen 400 kV:n yhteys. Lisäksi Lieto–Salo–Inkoo -väli vaatii nykyisen yhteyden kapasiteetin lisäämistä.

Pelkästään Rannikkolinjan vahvistaminen ei riitä vaadittuun tehonsiirtoon vaan myös yhteyksiä länsirannikolta sisämaahan päin on lisättävä ja nykyisiä vahvistettava, mm. uusi yhteys Valkeus–Lumijärvi, toinen Kristiinankaupunki–Honkajoki yhteys jo investointisuunnitelmassa olevan yhteyden lisäksi sekä Jokilinjan kapasiteetin lisääminen Oulusta Alajärvelle, ja siitä edelleen yhteyksien kapasiteetin lisääminen Ulvilaan saakka. Pohjoisessa Kemi-Oulujoen välisessä poikkileikkauksessa tarvitaan lisää kapasiteettia Keminmaan ja Oulun välille.

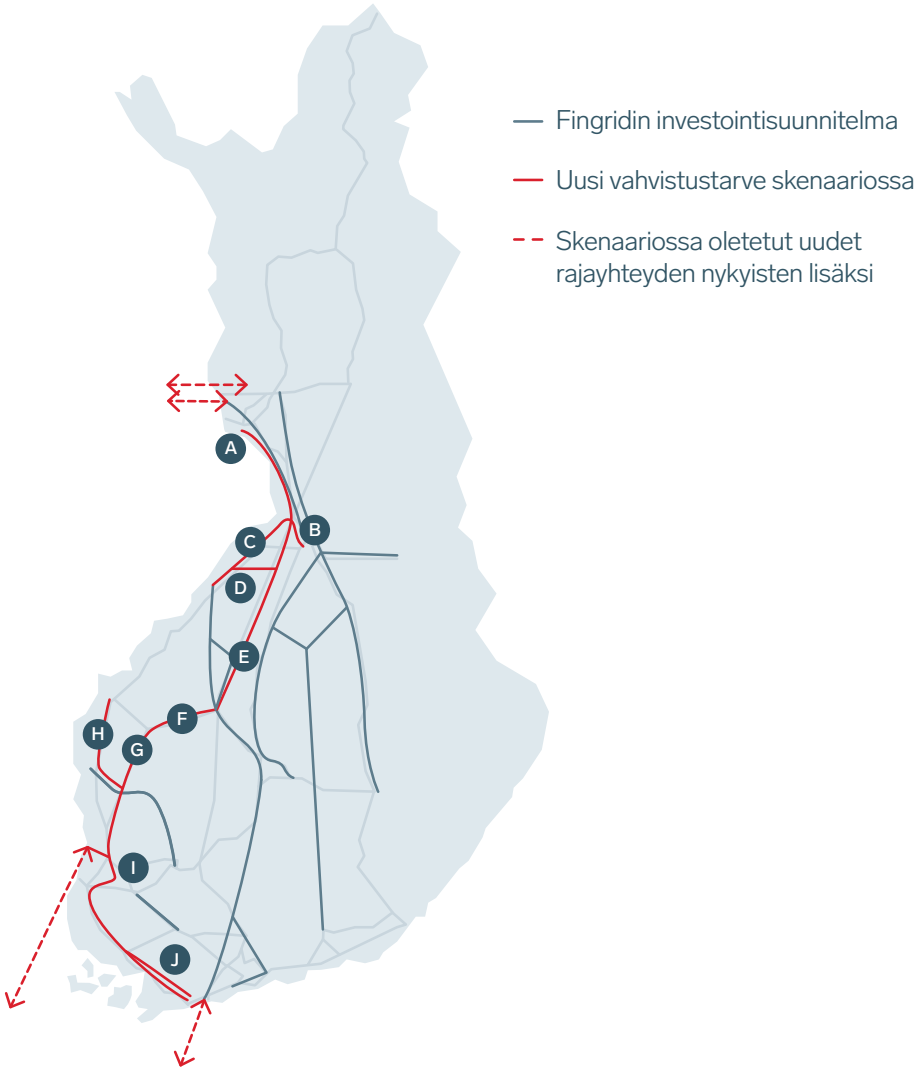
Investointisuunnitelman lisäksi uutta 400 kV:n voimajohtoa tarvitaan Merellä tuulee -skenaariossa noin 1 500 km. Merellä tuulee -skenaariossa on huomioitu vain Suomen mantereella vaadittavat verkkovahvistukset, ei merituulivoiman liittymisjohtoja.

Merellä tuulee -skenaario poikkeaa muista skenaarioista siinä, että se sisältää merikaapeliyhteyden (1 400 MW) Porin seudulta Saksaan. Verkkotarkasteluiden pohjana käytetyllä säävuodella kyseisen yhteyden tehonsiirto on valtaosin Suomesta Saksaan, lähes 10 TWh/a. Tämä keventää merkittävästi länsirannikon verkonvahvistustarvetta. Jos skenaario toteutuisi ilman merikaapeliyhteyttä Saksaan, nousisi skenaariossa länsi-itäsuuntaisesti todennäköisesti lisää vahvistustarpeita. Toisaalta merikaapeliyhteyden siirtotarpeita keventävän vaikutuksen toteuttaisi myös merkittävä kulutuksen sijoittuminen länsirannikolle lähelle merituulivoiman liityntöjä.

Merellä tuulee -skenaariossa tunnistetut uudet vahvistustarpeet

A	Keminmaa–Pikkarala: siirtokapasiteetin vahvistamisen tarve nykyisellä yhteydellä
B	Pikkarala–Pyhänselkä: toinen yhteys nykyisen rinnalle
C	Pikkarala–Siikajoki: uusi yhteys, Siikajoki–Jylkkä: toinen yhteys nykyisen rinnalle
D	Valkeus–Lumijärvi: uusi yhteys
E	Pikkarala–Alajärvi: siirtokapasiteetin vahvistamisen tarve nykyisellä yhteydellä
F	Seinäjoki–Alajärvi: siirtokapasiteetin vahvistamisen tarve nykyisellä yhteydellä
G	Seinäjoki–Ulvila: siirtokapasiteetin vahvistamisen tarve nykyisellä yhteydellä
H	Tuovila–Åback–Honkajoki: toinen yhteys nykyisen ja investointisuunnitelmassa olevan rinnalle
I	Ulvila–Rauma: uusi yhteys, Rauma–Lieto: toinen yhteys nykyisen rinnalle
J	Lieto–Salo–Inkoo: siirtokapasiteetin vahvistamisen tarve nykyisellä yhteydellä sekä uuden yhteyden lisääminen

Kuva 20 Merellä tuulee -skenaariossa tunnistetut uudet vahvistustarpeet.



4.4 Skenaariokohtainen tarkastelu: Sähköä tuotteiksi

Sähköä tuotteiksi -skenaarion erikoispiirteenä on tuulivoiman kapasiteetin voimakas kasvu itäisessä Suomessa, sekä Aurora Line 2:n mallintaminen yhden sijasta kahtena 400 kV:n yhteytenä. Myös Pohjois-Suomeen syntyy tuulivoimaa. Pohjois-Suomen tuulivoima keskittyy kuitenkin etelämmäs kuin Tuulella vetyä -skenaariossa, ja pohjoisen merkittävimpien keskittymien oletetaan sijaitsevan Lapin eteläosissa, Meri-Lapissa ja Pohjois-Pohjanmaalla. Aurora Line 2:n toteuttaminen kahtena virtapiirinä sekä Pohjois-Suomen tuulivoiman kapasiteetin kasvu luovat painetta kasvattaa pohjois-eteläsuuntaista siirtokapasiteettia, jotta pohjoisen ylijäämä saadaan siirrettyä etelään. Itäisen Suomen tuulivoima taas luo tarpeen merkittäville investoinneille idässä, jotta alueen tuulivoima saadaan liitettyä kantaverkkoon ja siirrettyä etelään.

Kuva 21 esittää skenaariossa esiin nousseet yhteystarpeet. Skenaariossa tarvitaan kaksi uutta 400 kV:n yhteyttä Pirttikoskelta Seitenoikeaan ja Pyhänselkään. Seitenoikealta taas tarvitaan kaksi 400 kV:n yhteyttä Kontiolahden kautta Yllikkälään. Näillä yhteyksillä liitetään itäisen Suomen tuulivoima kantaverkkoon ja siirretään alueiden ylijäämää etelään. Näille yhteyksille tarvitaan myös poikittaisia johtoja lisäämään itä-länsisuuntaista siirtoa ja parantamaan verkon vikakestoisuutta. Yllikkälästä tarvitaan toinen 400 kV:n yhteys välille Yllikkälä—Koria—Kymi—Anttila siirtämään itäisestä Suomesta tuleva ylijäämä pääkaupunkiseudulle.

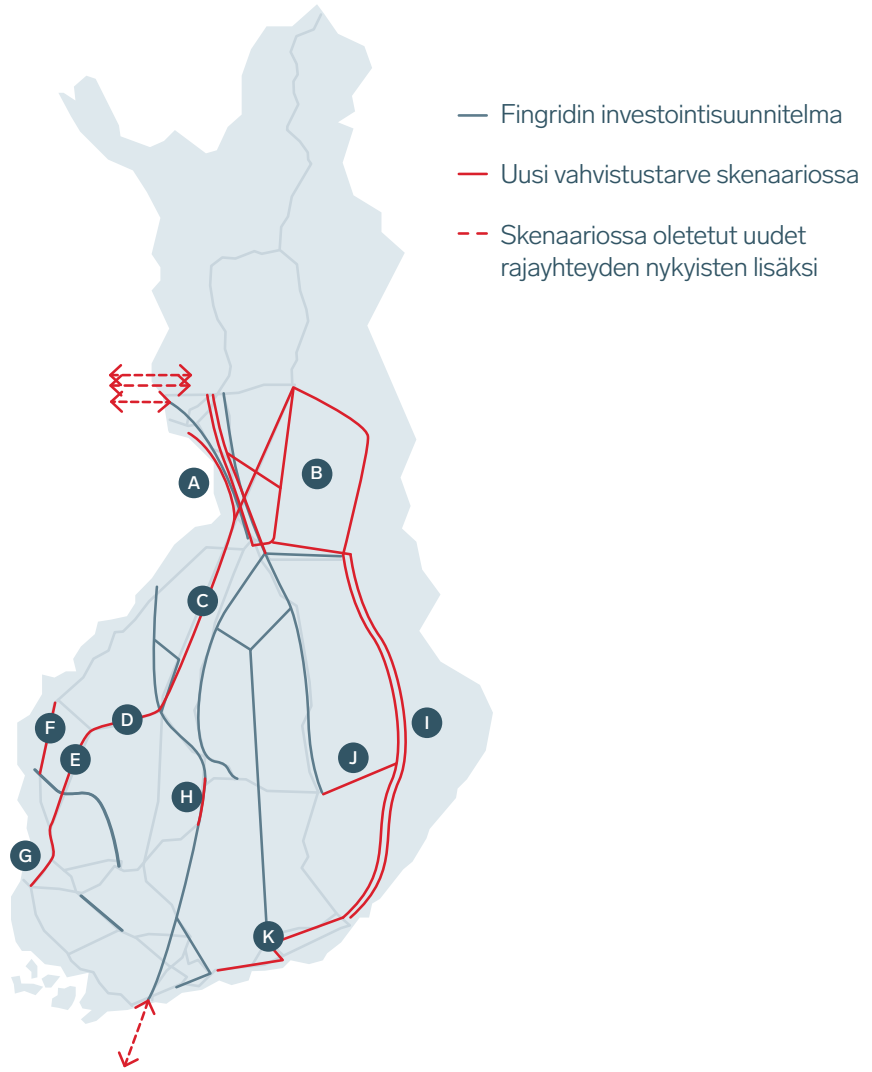
Aurora Line 2 -yhteyden mallintaminen kahtena 400 kV:n yhteytenä ja pohjoisen Suomen tuulivoiman kapasiteetin kasvu lisäävät painetta kasvattaa Kemi-Oulujoen poikkileikkauksen siirtokykyä. Tästä syystä skenaariossa nykyiset Kemi-Oulujoen poikkileikkauksen läpi menevät johdot vaativat lisäkapasiteettia ja investointisuunnitelmassa jo olevan yhteyden lisäksi Petäjäskoski—Herva—Nuojuankangas välille nousee tarve toiselle 400 kV:n yhteydelle.

Investointisuunnitelmassa Keski-Suomen verkko on valmiiksi lähes riittävä skenaarion tarpeisiin Metsälinjan tuplauksen ja Harjulinja -johtojen ansiosta, ainoastaan Petäjävesi—Toivila yhteydelle tarvitaan vahvistusta. Lännessä Pikkarala—Uusnivala—Alajärvi -johdot, Alajärvi—Seinäjoki—Ulvila -johto ja Åback—Kärppiö—Tuovila -johto vaativat skenaariossa lisää kapasiteettia. Uutena yhteytenä länsirannikolle tarvitaan Ulvila—Rauma -johto. Näillä muutoksilla kasvatetaan Keski-Suomen poikkileikkauksen siirtokykyä ja mahdollistetaan länsirannikon ylijäämään siirto muualle Suomeen. Kaikki skenaarion siirtotilanteet kattava N-1-kestoinen verkko vaatii investointisuunnitelman lisäksi yhteensä noin 3 800 johtokilometriä 400 kV:n verkkoa.

Sähköä tuotteiksi -skenaarioissa tunnistetut uudet vahvistustarpeet

A	Keminmaa–Pikkarala: siirtokapasiteetin vahvistamisen tarve nykyisellä yhteydellä Petäjäskoski–Nuojuankangas: toinen yhteys investointisuunnitelmassa olevan rinnalle Petäjäskoski–Isokangas–Pyhänselkä: siirtokapasiteetin vahvistamisen tarve nykyisellä yhteydellä
B	Pirttikoski–Pikkarala: siirtokapasiteetin vahvistamisen tarve nykyisellä yhteydellä Pirttikoski–Pyhänselkä: uusi yhteys Pirttikoski–Seitenoikea: uusi yhteys Lisäksi tarve vyöjohdoille uusien yhteyksien välille
C	Pikkarala-Alajärvi: siirtokapasiteetin vahvistamisen tarve nykyisellä yhteydellä
D	Seinäjoki–Alajärvi: siirtokapasiteetin vahvistamisen tarve nykyisellä yhteydellä
E	Seinäjoki–Ulvila: siirtokapasiteetin vahvistamisen tarve nykyisellä yhteydellä
F	Tuovila–Åback: siirtokapasiteetin vahvistamisen tarve nykyisellä yhteydellä
G	Ulvila–Rauma: uusi yhteys
H	Petäjävesi–Toivila: toinen yhteys nykyisen rinnalle
I	Idän yhteys, uusi yhteystarve (x2)
J	Kontiolahti–Huutokoski uusi yhteystarve
K	Yllikkälä–Koria–Kymi–Anttila: toinen yhteys nykyisen rinnalle

Kuva 21 Sähköä tuotteiksi -skenaariossa tunnistetut uudet vahvistustarpeet.



4.5 Skenaariokohtainen tarkastelu: Tuulella vetyä

Tuulella vetyä -skenaariossa kantaverkkoon liittyy merkittävästi uutta tuulivoimaa ja kulutusta. Tuulivoima sijoittuu suurelta osin pohjoisempaan Suomeen ja kulutus eteläisempään Suomeen. Skenaariossa tarvitaan merkittäviä verkkovahvistuksia pohjois-eteläsuuntaisen tehonsiirron mahdollistamiseksi. Myös tässä skenaariossa on oletettu tuulivoimaa rakennettavan Itä-Suomeen, mikä Sähköä tuotteiksi -skenaarion tavoin johtaa Itä-Suomen 400 kV:n yhteystarpeeseen. Kuvassa 22 on esitetty verkkoratkaisu, joka täyttää skenaariosta aiheutuvat siirtotarpeet.

Tässä skenaariossa oletuksena on, että merkittävä osuus tuulivoimasta rakennetaan pohjoisempaan kuin muissa skenaarioissa. Pohjoisen tuulivoiman liittämiseksi skenaariossa tarvitaan kaksi 400 kV:n rengasyhteyttä. Pohjoisen ylijäämän siirtämiseksi etelään verkkoratkaisussa tarvitaan kaikkiaan yhteensä kaksitoista Kemi-Oulujoen poikkileikkauksen ylittävää 400 kV:n siirtojohtoa, joista viisi kuuluu jo nykyisen verkon ja investointisuunnitelman vahvistukset sisältävään verkkoratkaisuun. Keski-Suomen poikkilekkaukseen tarvitaan skenaariossa kaiken kaikkiaan yhteensä kuusitoista 400 kV:n siirtojohtoa. Nämä investoinnit mahdollistaisivat skenaarion mukaisen pohjois-eteläsuuntaisen siirron. Suurin siirtopaine kohdistuu Metsälinjan Petäjäskoski—Nuojuankangas—Toivila—Hikiä -välille. Tällä yhteydellä skenaariossa tarvittavat uudet vahvistustarpeet haastavat suuresti maankäyttöä, sillä Metsälinjan maastokäytäviin on haastavaa saada useampaa johtoa tiiviin asutuksen vuoksi.

Skenaarion merkittävät ylijäämäalueet ovat Pohjois-Suomessa, Itä-Suomessa sekä Länsirannikolla. Suuren tehonsiirron mahdollistaa uudet pääleikkauksien siirtojohdot, sekä Pikkarala—Alajärvi -yhteyden kapasiteetin lisääminen. Lisäksi Itä-Suomen lenkin rakentaminen mahdollistaa merkittävän ylijäämän siirron Etelä-Suomeen. Pääleikkauksien siirtotarpeiden kasvaessa merkittävästi skenaariossa tarvitaan yhä useammalle johtoreiteille vähintään kaksi virtapiiriä.

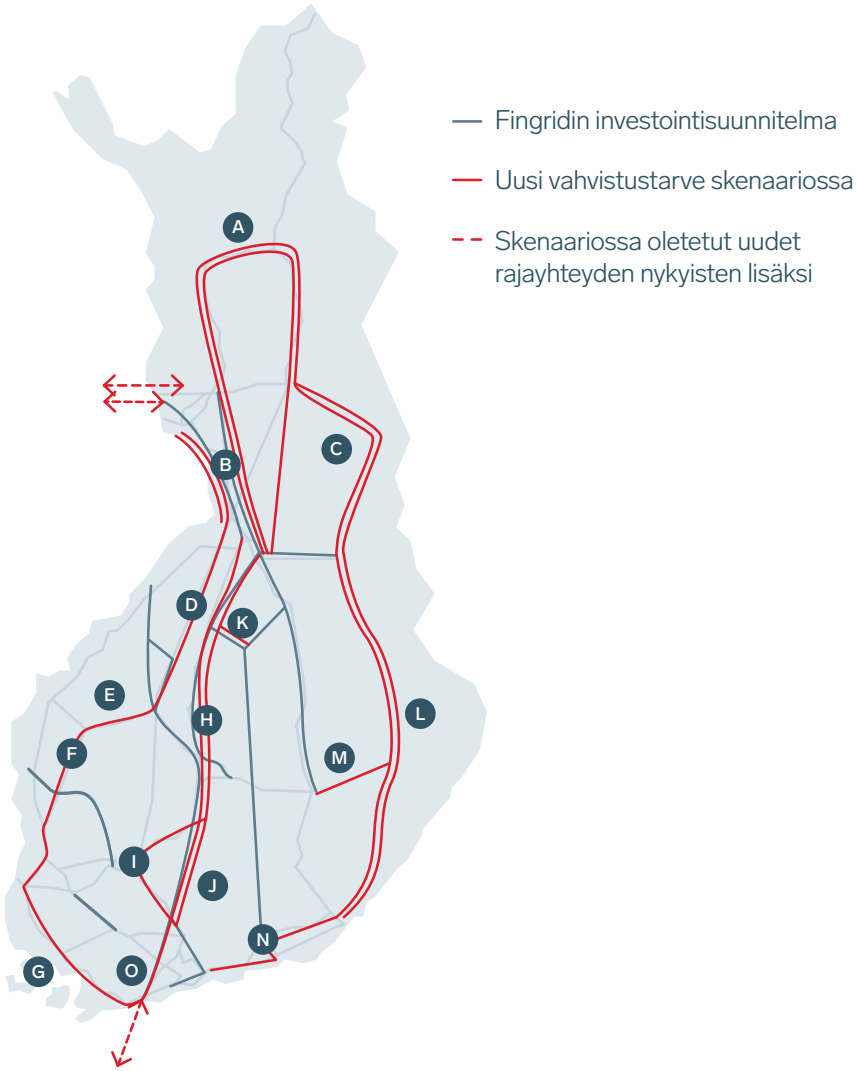
Etelä-Suomessa erityisesti Koria—Anttila ja Hikiä—Anttila -yhteyksillä on siirtopainetta pääkaupunkiseudun suuntaan ja lounaisrannikolla vahvistuksia tarvitaan Ulvila—Rauma—Lieto -välille. Näillä investoinneilla tuulivoima saadaan siirrettyä vetyteollisuuden tarpeisiin. Kaksi 400 kV:n virtapiiriä Hikiä—Inkoo -välillä sekä uuden johdon lisääminen nykyisen Lieto-Salo-Inkoo yhteyden rinnalle puolestaan mahdollistaisi Inkooseen merkittävän teollisuuskulutuksenkasvun, sekä kasvavan sähkön viennin Baltian maihin Estlink 3 -yhteyden kautta.

Tuulella vetyä -skenaariossa on skenaarioista suurin tuotannon ja kulutuksen kasvu, ja tämä näkyy hyvin merkittävänä yhteystarpeiden kasvuna. Skenaarion kaikki siirtotilanteet kattava, N-1-kestoinen verkko vaatii yhteensä investointisuunnitelman lisäksi yli 6 100 johtokilometriä 400 kV:n verkkoa.

Tuulella vetyä -skenaariossa nousseet uudet vahvistustarpeet

A	Lapin lenkki: uusi yhteystarve (x2)
B	Petäjäskoski–Nuojuankangas: uusi yhteystarve (x2) Simo–Pikkarala: uusi yhteystarve Herva–Pyhänselkä, uusi yhteys investointisuunnitelmassa olevan lisäksi
C	Pirttikoski–Nuojuankangas: uusi yhteystarve Pirttikoski–Seitenoikea: uusi yhteystarve (x2)
D	Pikkarala-Alajärvi: siirtokapasiteetin vahvistamisen tarve nykyisellä yhteydellä
E	Seinäjoki–Alajärvi: siirtokapasiteetin vahvistamisen tarve nykyisellä yhteydellä
F	Seinäjoki–Ulvila: siirtokapasiteetin vahvistamisen tarve nykyisellä yhteydellä
G	Ulvila–Rauma–Laitila–Lieto-Inkoo: toinen yhteys nykyisen rinnalle
H	Metsälinjojen vahvistus, yhteensä kolme uutta yhteystarvetta Metsälinja 1:n ja Metsälinja 2:n lisäksi. Sisältää myös Petäjävesi – Toivila vahvistuksen.
I	Toivila–Kangasala–Laviavuori–Hikiä: toinen yhteys nykyisen rinnalle
J	Toivila–Hikiä: kaksi uutta yhteyttä investointisuunnitelmassa olevan lisäksi
K	Vyöjohto Pysäysperän sähköaseman ja Harjulinjan välille
L	Idän yhteys, uusi yhteystarve (x2)
M	Kontiolahti–Huutokoski: uusi yhteystarve
N	Yllikkälä–Koria–Kymi–Anttila: toinen yhteys nykyisen rinnalle
O	Hikiä–Inkoo: toinen yhteys investointisuunnitelmassa olevan lisäksi

Kuva 22 Tuulella vetyä -skenaariossa tunnistetut uudet vahvistustarpeet.



4.6 Useammassa skenaariossa tunnistetut johtotarpeet

Kuten yllä olevista skenaariokohtaisista kuvauksista on havaittavissa, skenaariot ja täten myös niiden verkkoratkaisut eroavat toisistaan. Kuvassa 23 on esitetty vähintään kolmessa skenaariossa esiin nousseita tarvittavia vahvistuksia. Vaikka kolmessa skenaariossa johtotarpeet kasvoivat merkittävästi, on useammalle skenaariolle yhteisiä johtotarpeita kuitenkin hyvin maltillinen määrä. Tämä johtuu toisaalta siitä, että skenaarioiden verkkoratkaisuihin on oletettu pohjaverkkoon mukaan Fingridin investointisuunnitelmaan sisältyvät verkkovahvistukset, jotka kattavat jo merkittävän osan skenaarioiden kasvusta. Lisäksi eroavaisuutta vahvistustarpeiden välille syntyy luonnollisesti siitä, että skenaariot poikkeavat toisistaan tuotannon ja kulutuksen määrän sekä sijoittumisen suhteen.

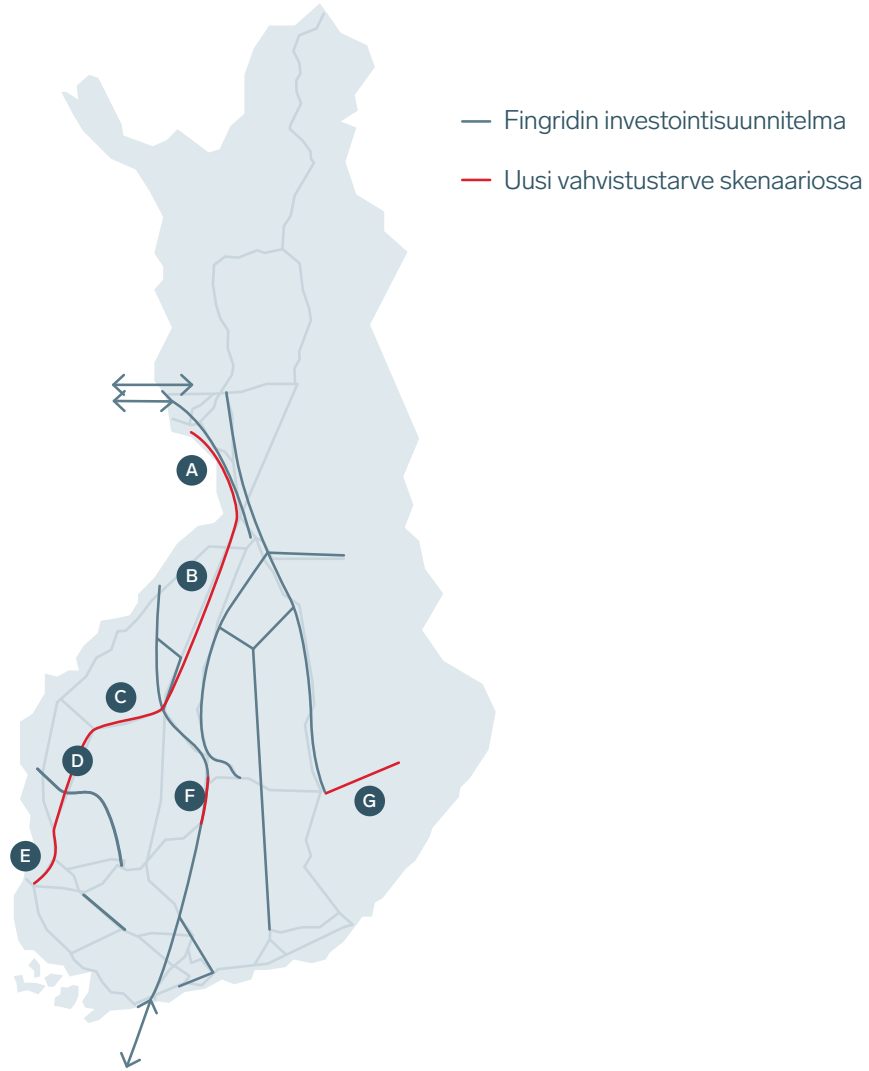
Keminmaa–Pikkarala -välin siirtokapasiteetin vahvistustarve lisätarve nousi selkeimmin esiin Merellä Tuulee sekä Sähköä tuotteiksi -skenaarioissa. Tuulella vetyä -skenaariossa lähinnä tuulivoiman sijoittelun vuoksi samalta alueelta nousi esiin Simo–Pikkarala -väli, mutta jatkotarkasteluissa myös Keminmaa–Pikkaralan kapasiteetin lisäämisen nähtiin helpottavan siirtoa Kemi-Oulunjoen leikkauksen yli. Jokilinjojen ja edelleen Seinäjoelta Ulvilaan jatkuvan yhteyden siirtokapasiteetin vahvistustarve nousi esiin selkeästi Merellä tuulee-, Sähköä tuotteiksi- ja Tuulella vetyä -skenaarioissa. Myös Voimaa läheltä -skenaariossa kyseiset johto-osuudet nousivat esiin, vaikka osalla johto-osuuksista voitiin olettaa vielä juuri ja juuri selvittävän esimerkiksi DLR:ää tai muita siirtojen hallinnan keinoja hyödyntämällä.

Petäjävesi–Toivila -välin vahvistaminen nousi tarpeena sekä Sähköä tuotteiksi- että Tuulella vetyä -skenaarioissa. Kyseinen johtoväli nousi esiin myös Voimaa läheltä -skenaariossa, tosin kyseisessä skenaariossa tällä välillä riittäisi myös johtojen erilainen kytkentäjärjestely. Huutokoski–Kontiolahti nousi myös esiin kolmessa skenaariossa, mutta kaikkien näiden skenaarioiden osalta yhteyden tarve riippuu vahvasti siitä, miten Itä-Suomen alueen kulutus ja tuotanto kehittyy.

Useammassa skenaariossa esiin nousseet vahvistustarpeet

A	Keminmaa–Pikkarala: siirtokapasiteetin vahvistamisen tarve nykyisellä yhteydellä
B	Pikkarala–Alajärvi: siirtokapasiteetin vahvistamisen tarve nykyisellä yhteydellä
C	Seinäjoki–Alajärvi: siirtokapasiteetin vahvistamisen tarve nykyisellä yhteydellä
D	Seinäjoki–Ulvila: siirtokapasiteetin vahvistamisen tarve nykyisellä yhteydellä
E	Ulvila–Rauma: uusi yhteys
F	Petäjävesi–Toivila: toinen yhteys investointisuunnitelmassa olevan rinnalle
G	Huutokoski–Kontiolahti: uusi yhteystarve (riippuu vahvasti Itä-Suomen kulutuksen ja tuotannon kehittymisestä)

Kuva 23 Useammassa skenaariossa tunnistetut yhteystarpeet.



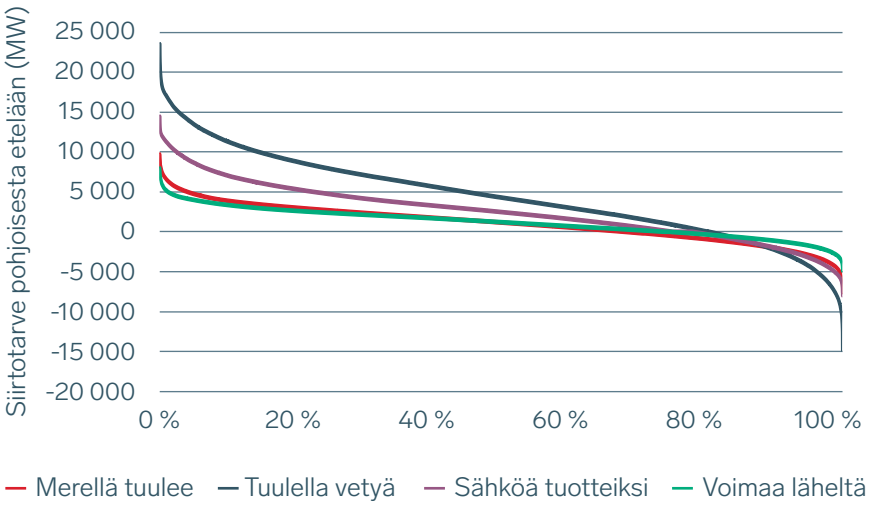
4.7 Riittävän siirtokapasiteetin varmistaminen

Fingridin investointisuunnitelma vuoteen 2033 sisältää noin 3 200 km uutta 400 kV:n johtoa. Nykyinen investointisuunnitelma mahdollistaa jo merkittävän tuotannon ja kulutuksen kasvun. Skenaariokohtaiset tarkastelut osoittavat, että korkean kasvun skenaarioissa (Merellä tuulee, Sähköä tuotteiksi ja Tuulella vetyä) johtoinvestointeja tarvitaan kuitenkin merkittävästi enemmän, jos verkkoinvestoinneilla halutaan kattaa kaikki mahdolliset siirtotilanteet myös viat ja keskeytykset huomioiden.

Korkean kasvun skenaarioissa vahvistustarpeita syntyy (skenaariosta riippuen) 1 500 kilometristä aina yli 6 000 kilometriin edellä mainitun investointisuunnitelman vahvistuksien lisäksi. Korkean kasvun skenaariot haastavat merkittävästi verkon rakentamista. Verkon rakentamisnopeus on jo nykyisen investointisuunnitelman puitteissa nopeampaa kuin koskaan aikaisemmin, ja tahdin nostaminen on haastavaa esimerkiksi työvoiman saatavuuden sekä luvitusprosessien kestojen vuoksi. Lisäksi maankäytön näkökulmasta näin monen siirtoyhteyden rakentaminen ei välttämättä ole tehokas ja tavoiteltu tilanne.

Merkittävä osa vahvistustarpeista syntyy korkeimmista siirtotilanteista, joita kuitenkin esiintyy vain pienenä osuutena vuoden tunneista. Korkeimman siirron tilanteet ovat hyvin huipukkaita, ja vastaavat useamman GW:n lisäsiirtotarpeesta skenaarioissa. Kuva 24 esittää kokonaissiirtotarpeen (sähkö + vety) Keski-Suomen poikkileikkauksessa (P1) vuonna 2035. Kuvaajasta nähdään, että kaikissa skenaariossa pysyvyyskäyrän huippu on hyvin terävä, ja teräväyys korostuu erityisesti merkittävän kasvun skenaarioissa. Siirtotarve kasvaa Tuulella vetyä -skenaariossa noin 23 GW:iin ja Sähköä tuotteiksi -skenaariossa noin 14 GW:iin. Merellä tuulee -skenaariossa huippusiirtotarve on noin 10 GW ja Voimaa läheltä -skenaariossa noin 8 GW. Luvuissa 4.2–4.5 kuvatut verkkoratkaisut on suunniteltu siten, että ne selviävät sekä ehjän verkon että tavanomaisen yksittäisen vian tapauksessa kaikista vuoden tunneista sisältäen myös pysyvyyskäyrän huipun tunnit. Mikäli esimerkiksi korkein 1 % kuvassa 18 näkyvistä siirtotilanteista voitaisiin kattaa muilla tavoin, laskisi siirtotarve Tuulella vetyä -skenaariossa noin kuudella gigawatilla, Sähköä tuotteiksi -skenaariossa noin kolmella gigawatilla, Merellä tuulee -skenaariossa 3,5 gigawatilla ja Voimaa läheltä -skenaariossa noin kolmella gigawatilla. Korkeimman 1 % siirtotilanteista kattaminen muutoin kuin verkkoinvestoinneilla vähentää siten kapasiteettitarvetta skenaariosta riippuen noin 3–6 GW. Tällä olisi merkittävä vaikutus myös tarvittavien johtokilometrien määrään.

Kuva 24 Siirtotarpeet Keski-Suomen poikkileikkauksen yli vuoden 2035 skenaarioissa, mikäli kaikki energia siirrettäisiin sähkönä.



Korkean siirron tilanteet edellyttävät erittäin suurta tuotantoa/tuontia Pohjois-Suomessa sekä korkeaa kulutusta/vientiä Etelä-Suomessa. Korkean siirron tilanteen todennäköisyyttä kasvattavat seuraavat tekijät:

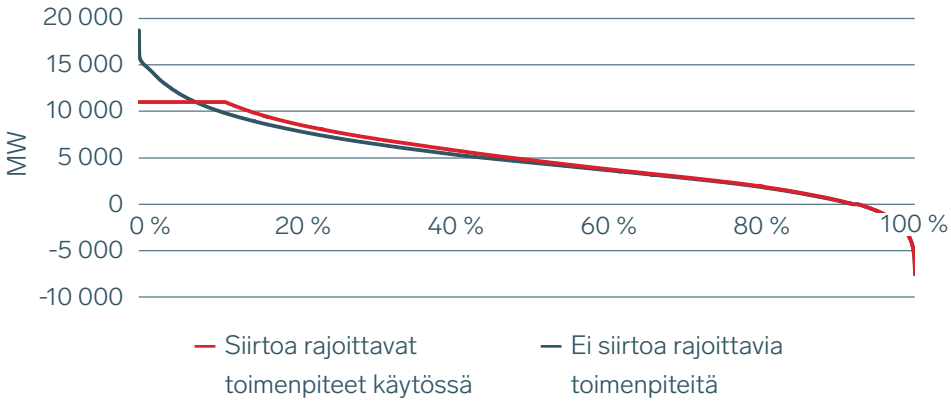
- matala lämpötila nostaa sähkön kulutusta
- tuulivoiman tuotanto on korkealla tasolla
- Etelä-Suomessa on tuotantokapasiteettia vikaantuneena, esimerkiksi suuri ydinvoimalaitos
- sähkön hinta on korkean tuulivoiman tuotannon vuoksi matala, jolloin kysyntää leikkaavia joustoja ei ole käytössä ja polttoon perustuva sähköntuotanto ei ole erityisen korkealla tasolla, mutta hinta on kuitenkin positiivinen, jolloin tuulivoiman tuotantoa ei kannata leikata
- hinta on matalampi kuin lähitunteina/päivinä yleisesti, jolloin hinnan mukaan ohjautuvan varastoivan sähkön kulutuksen (kuten sähköautojen latauksen, sähköisen kaukolämmön ja vedyn tuotannon) sekä sähkövarastojen latauskulutuksen määrä on suuri
- sähköä tuodaan Pohjois-Ruotsista sekä viedään Etelä-Ruotsiin ja Viroon.

Merkittävä osa siirtotarpeen huippupiikeistä syntyy siis hinnan optimointiin liittyvistä tekijöistä (tuonti/vienti/kulutuksen ajoitus), jolloin pääsiirtoleikkausten siirtopiikkejä voitaisiin tehokkaasti hallita muuttamalla tuotannon ja kulutuksen ajojärjestystä esimerkiksi tarjousaluejaon avulla. Mikäli Suomessa olisi vety-verkko, tarjousaluejaon tuottama hintasignaali supistaisi tarvittavilla hetkillä sähkön siirtotarvetta kasvattamalla vedyn tuotantoa Pohjois-Suomessa ja vähentämällä sitä Etelä-Suomessa. Lisäksi hintasignaali vaikuttaa joustavan kulutuksen optimointiin, sähkön tuontiin ja vientiin sekä tarvittaessa kasvattaa ohjattavaa sähköntuotantoa Etelä-Suomessa. Toinen vaihtoehto on ajojärjestyksen uudelleenmääritys huippusiirtotilanteissa, mutta tällöin säädettävän kapasiteetin riittävyydestä on varmistuttava etukäteen.

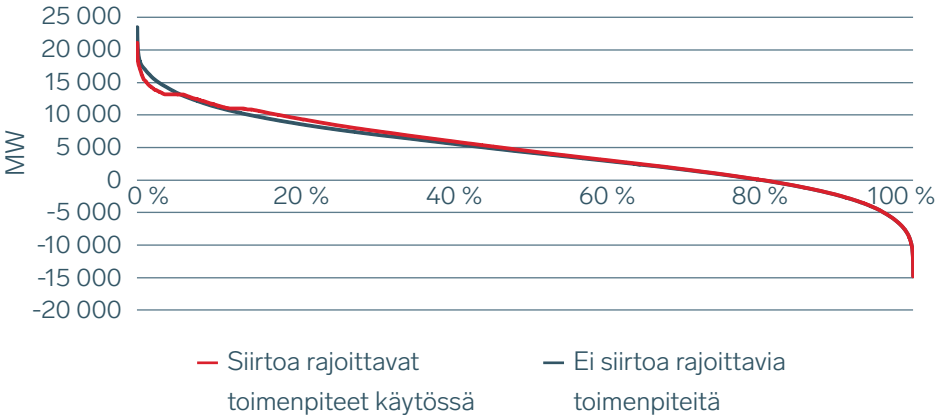
Kuvassa 25 on esitetty sähkön siirtotarpeen muutos Keski-Suomen poikkileikkauksessa Tuulella vetyä -skenaariossa, kun markkinaratkaisussa on huomioitu 11 GW:n maksimirajoite Keski-Suomen poikkileikkauksen sähkönsiirrossa ja 7 GW:n maksimirajoite Kemi-Oulujoen leikkauksen sähkönsiirrossa. Kuvassa 26 on esitetty sähkön ja vedyn yhteenlasketun siirtotarpeen muutos. Sähkön siirto rajoittuu merkittävästi korkeimmalla 10 prosentilla vuodentunneista, mutta kokonaissiirtotarve ei merkittävästi muutu, sillä energiaa siirretään sähkön sijasta vetynä, mihin skenaariossa oletettu 13 GW:n vedyn siirtoyhteys antaa hyvät edellytykset.

Simuloinnissa ei tehty muutoksia sähkön tuotanto- ja kulutuskohteiden sijaintiin, eli saavutettu hyöty syntyy samojen resurssien paremmasta optimoinnista. Osa tästä optimointikyvykkyydestä perustuu skenaariossa tehtyyn oletukseen siitä, että vedyn tuotantoa sijoittuu merkittäviä määriä vedyn hahmotellun putkisiirtoverkon varrelle, mukaan lukien Keski-Suomen poikkileikkauksen pohjoispuolelle sijoittuva alue. Kun Tuulella vetyä -skenaariossa huomioitiin siirron rajoitukset, simuloitu vuositason hintaero, joka syntyi Keski-Suomen poikkileikkauksen eri puolille muodostuneille tarjousalueille, oli noin 0,2 EUR/MWh (noin 0,5 % sähkön vuosikeskihinnasta) vuonna 2035. Simulointi tehtiin keskiarvoisella säävuodella.

Kuva 25 Sähkön siirtotarpeen muutos Keski-Suomen poikkileikkauksessa Tuulella vetyä -skenaariossa, mikäli sähköverkon siirtokyvyn huomioivia toimenpiteitä toteutetaan.



Kuva 26 Sähkön ja vedyn yhteenlasketun siirtotarpeen muutos Keski-Suomen poikkileikkauksessa Tuulella vetyä -skenaariossa, mikäli sähköverkon siirtokyvyn huomioivia toimenpiteitä toteutetaan.



Tuulella vetyä -skenaarion kohdalla yllä esitetty tilanne tutkittiin myös verkostoanalyysin työkaluin. Ilman yllä esitettyjä rajoituksia skenaariossa tarvittiin yli 6 100 km uutta johdinta. Tilanteessa, jossa siirtokapasiteettia oli rajoitettu etukäteen, haastavimman noin 10. persentiilin siirtotilanteen leikkaaminen vähentää tarvittavia johtokilometrejä yli 2 300 kilometriä.

4.8 Investointikustannukset

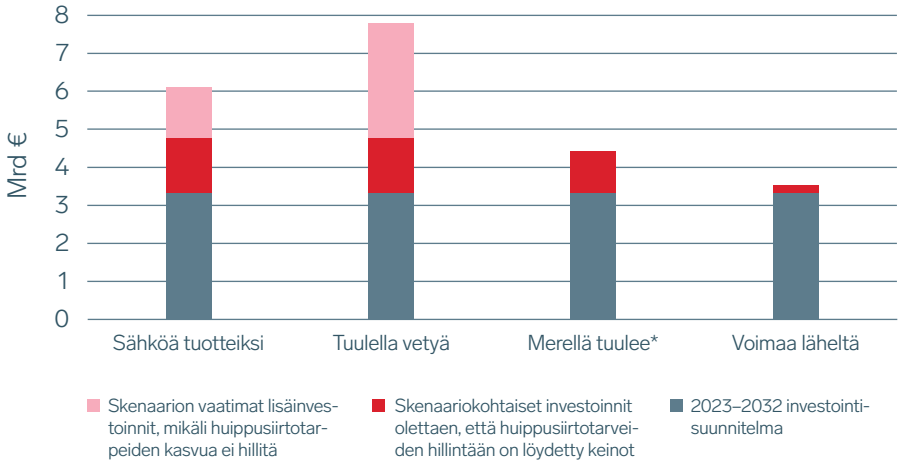
Suuruusluokka-arvio vuoden 2035 skenaarioiden vaatimien sähköverkkoinvestointien investointikustannuksista on esitetty kuvassa 27. Kaikissa skenaarioissa mukana olevan, vuosille 2023–2032 ajoittuvan noin 3 miljardin euron investointisuunnitelman lisäksi skenaarioiden 400 kV verkon vahvistamiseen tarvitaan noin 0,2–1,5 miljardin euron lisäinvestoinnit vuoteen 2035 mennessä. Arvio skenaarioiden tarvitsemista lisäinvestoinneista uusiin 400 kV:n johtimiin ja tarvittaviin sähköasemiin on suuntaa antava, ja siinä on epävarmuuksia esimerkiksi kompensoinnin ja muuntokapasiteetin osalta investointien määrään liittyen. Luvuissa ei ole myöskään tarkasteltu 110 kV:n vahvistustarpeita tai korvausinvestointeja investointisuunnitelman jälkeiselle ajalle, joista todennäköisesti syntyy myös tulevaisuudessa investointitarpeita. Luvut eivät myöskään sisällä investointisuunnitelmaan kuulumattomien rajasiirtoyhteyksien investointikustannuksia, joita ovat Merellä tuulee -skenaariossa oletettu Saksan merikaapeliyhteys sekä Sähköä tuotteiksi -skenaariossa oletettu toinen lisävirtapiiri Aurora 2 linjan rinnalle. Luvuissa ei ole huomioitu arviota tulevasta kustannusinflaatiosta.

Edellä mainituissa investointikustannuksissa on oletettu, että investointitarvetta vähennetään toimilla, jotka hillitsevät huippusiirtotarpeiden kasvua. Mikäli huippusiirtotarpeiden kasvua ei hillitä, investointikustannukset kasvavat etenkin korkeinta sähköntuotannon ja -kulutuksen kasvua edustavissa Sähköä tuotteiksi- ja Tuulella vetyä -skenaarioissa noin 1,5–3,0 miljardilla eurolla. Tämä myös vaatisi mahdollisuutta toteuttaa hankkeita merkittävästi nykyistä nopeammin, mikä on haastavaa huomioiden, että tulevan kymmenen vuoden rakentamistahti on jo nyt ennätyksellisen nopeaa.

Esitetyissä luvuissa oletetaan, että merituulivoiman rakentaminen ei edellytä kantaverkon ulottamista merelle. Jos tätä edellytettäisiin, investointikustannukset kasvaisivat oleellisesti. Merituulivoiman liityntäkustannukset riippuvat voimakkaasti tuulipuiston ja mantereen välisestä etäisyydestä sekä käytetystä teknologiasta. Jos merisiirtoinfran kustannus olisi 350–1 000 EUR/kW, vaatisi

Merellä tuulee -skenaarion 15 GW:n merituulivoimalisäys noin 5–15 miljardin euron meriverkkoinvestoinnit. Merellä tuulee -skenaarion investointikustannusten arvioissa ei ole myöskään huomioitu skenaariossa oletettua Saksan merikaapeliyhteyttä, joka nostaisi investointikustannuksia merkittävästi. Merellä tuulee skenaariossa Saksan kaapeliyhteys myös osaltaan keventää länsi-itä-suuntaista siirtotarvetta. Ilman Saksan kaapeliyhteyttä tai vaihtoehtoisesti merituulivoiman liityntäpisteiden lähelle sijoittuvaa merkittävää kulutusta, voisi investointikustannuksia syntyä skenaariossa esitettyä enemmän.

Kuva 27 Suuruusluokka-arvio skenaarioiden vaatimista sähköverkon investointikustannuksista välillä 2023–2035.

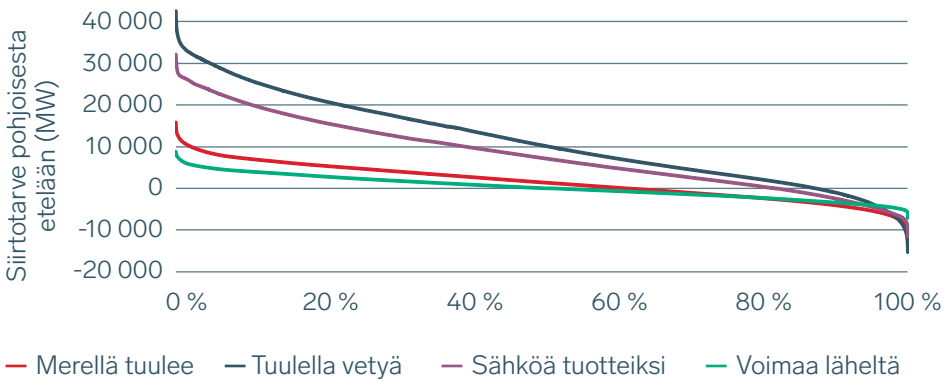


* Merellä tuulee skenaarion kustannuksissa ei ole huomioitu merelle rakennettavan verkon tai skenaarioon oletetun Saksan merikaapelin kustannuksia.

4.9 Kantaverkon siirtotarpeet vuoden 2035 jälkeen

Vuoteen 2045 mennessä siirtotarve jatkaa skenaarioissa kasvuaan, mikäli tuotanto- ja kulutus eivät rakennu lähemmäksi toisiaan. Yhdistetty siirtotarve (sähkö+vety) on esitetty kuvassa 28. Siirtotarve nousee Tuulella vetyä -skenaariossa yli 40 GW:iin ja Sähköä tuotteiksi -skenaariossa yli 30 GW:iin. Kapasiteettitarve kuitenkin pienenee Tuulella vetyä -skenaariossa yli 8 GW ja Sähköä tuotteiksi -skenaariossa yli 5 GW mikäli haastavin 1 % siirtotilanteista voidaan hoitaa muutoin kuin siirtokapasiteettia kasvattamalla. Merellä tuulee -skenaariossa huippusiirtotarve on 16 GW ja siirron 99. persentiili 11 GW, joten myös tässä skenaariossa säästö kapasiteettitarpeessa on huomattava, mikäli korkeimpaan 1 % siirtotilanteista kehitetään muita ratkaisuja. Voimaa läheltä -skenaariossa huippusiirtotarve on noin 9 GW ja siirron 99. persentiili hieman yli 6 GW.

Kuva 28 Siirtotarpeet Keski-Suomen poikkileikkauksen yli vuoden 2045 skenaarioissa, mikäli kaikki energia siirrettäisiin sähkönä. Kaikkien skenaarioiden pysyvyyskäyristä on havaittavissa käyrien huipukkuus.



5 Mitä skenaarioiden toteutuminen edellyttää sähköjärjestelmältä

Sään mukaan vaihtelevan sähköntuotannon kasvu ja toisaalta ohjattavissa olevan tuotannon väheneminen herättävät keskustelua sähkön riittävyydestä, sähkön hinnasta, joustojen syntymisestä ja saatavuudesta sekä häiriöiden ja taajuuden hallintaan tarvittavien reservien riittävyydestä. Lisäksi sähköjärjestelmän volyymin kasvaessa, sekä tuotanto- ja kulutusrakenteen muuttuessa nousevat keskusteluun myös siirtokapasiteetin riittävyys sekä käyttövarmuuden hallinnan edellytykset, menetelmät ja toimintatavat, jotka todennäköisesti vaativat merkittäviä muutoksia siirtotarpeiden kasvaessa ja tuotanto- ja kulutusrakenteen teknisten ominaisuuksien muuttuessa. Toimintaympäristön muuttuessa radikaalisti kustannustehokkaimpien ratkaisukeinojen löytäminen vaatii vakiintuneiden käytäntöjen ja periaatteiden uudelleen tarkastelua, uusia teknisiä ratkaisuja, uusia markkinapaikkoja ja mekanismeja, järjestelmän teknisten vaatimusten uudistamista, eri vastuiden uudelleen määrittämistä sekä uutta sääntelyä.

Fingrid hyödyntää skenaarioita omassa työssään ymmärtääkseen muuttuvaa toimintaympäristöä ja varautuakseen omalta osaltaan mahdollistamaan korkeidenkin skenaarioiden potentiaalin toteutumista. Energiamurros koskee kuitenkin koko alaa ja toivomme, että skenaariot palvelevat laajasti kaikkia energiakentällä toimivia ja auttavat pohdittaessa oman sektorin tulevaisuuden muutostarpeita.

Taustoitimme sähköjärjestelmän eri teemoja laajasti elokuussa 2022 julkaisemassamme luonnosraportissa, ja pyysimme sidosryhmiltä näkemyksiä eri aihekokonaisuuksiin. Yhteenvedon sidosryhmiltämme saamista näkemyksistä voi lukea täältä: https://www.fingrid.fi/ajankohtaista/tiedotteet/2022/fingrid-kiittaa-arvokkaasta-palautteesta-sahkojarjestelmavision-luonnosraporttiin/

Toivomme, että keskustelu Suomen kilpailukyvyn toteutumisen edellytyksistä sekä sähkömarkkinoiden kehityksestä jatkuu energia-alalla ja johtaa toimenpiteisiin, joilla pystymme toteuttamaan sähköjärjestelmän valtavan murroksen. Alle olemme nostaneet skenaariotyössä esiin nousseita, koko sähköjärjestelmää koskevia skenaarioiden toteutumisen mahdollistavia avainaiheita.

5.1 Järjestelmän joustavuus

5.1.1 Joustavuus tukkumarkkinoilla

Yhteiskunta on riippuvainen sähkön keskeytymättömästä saannista, joka edellyttää sähköntuotannon ja -kulutuksen jatkuvaa tasapainoa. Lisäksi sähkön käyttäjien toimintaedellytysten näkökulmasta sähkön tulee olla keskimäärin vähintään kohtuuhintaista verrattuna kilpailijamaihimme. Skenaarioissa Suomen erityinen kilpailuetu syntyy runsaasti saatavilla olevan uusiutuvan sähköntuotannon hyödyntämisestä. Sääriippuvan sähköntuotannon tarjoaman kilpailuedun hyödyntäminen edellyttää huomattavaa järjestelmän joustavuutta sähkön saatavuuden mukaan. Skenaarioissa oletettujen joustojen myötä sähkön riittävyys nousee vain harvoina tunteina haasteeksi ja sähkön hinta pysyy keskimäärin edullisena.

Skenaarioissa suurin osa joustoista on peräisin sähkönkulutuksesta, etenkin uudesta kulutuksesta eri sektoreiden sähköistymisen myötä. Lämmön ja vedyn tai vedystä tehtyjen tuotteiden varastointi on edellytys pidempikestoiselle joustolle. Skenaarioissa joustoa saadaan osittain myös uusista vetyä tai vetyjohdannaisia hyödyntävistä moottorivoimalaitoksista, mutta myös tällaiset laitokset vaativat mahdollisuutta vedyn tai vedystä tehtyjen polttoaineiden varastointiin. Suomen monipuolinen sähköntuotantorakenne on myös tärkeä kilpailuetu, sillä se mahdollistaa säästä riippumatontakin energiantuotantoa sekä tuotannon ohjattavuutta. Skenaarioiden oletuksia joustoista on tarkasteltu tarkemmin luvussa 3.3 sekä liitteessä 2.

Järjestelmän joustavuus on välttämätöntä skenaarioiden toteutumiselle. Joustavuus tasoittaa hintapiikkejä ja toisaalta joustavuus myös mahdollistaa sähkön hyödyntämisen silloin, kun sähkö on edullista. Jos tarvittavaa joustoa ei saada aikaan kustannustehokkaasti, ei sääriippuvan energiantuotannon tarjoamaa kilpailuetua päästä skenaarioissa hyödyntämään täysimääräisesti. Käytännössä joustavuuden puuttuminen tarkoittaisi, että sähkön keskimää-

räinen hinta todennäköisesti nousisi ja myös sähkön riittävyyden suhteen esiintyisi useammin haasteita. Tämä vaikuttaisi negatiivisesti eri sektoreiden sähköistymiseen sekä Suomen houkuttelevuuteen kulutusinvestointien näkökulmasta, mikä hidastaisi Suomen kilpailuedun hyödyntämistä ja jarruttaisi skenaarioiden potentiaalin toteutumista. Sähkön riittävyyden heikkenemisellä ja sähkön hinnan nousulla olisi myös vaikutusta loppukuluttajiin.

Joustojen toteuttamisessa sähkömarkkinat ovat merkittävässä asemassa. Nykyiset energiaperusteiset ja marginaalihinnoitteluun perustuvat sähkömarkkinat tuottavat investointisignaaleja, joiden perustana on sähköenergian oletettu toteutuva hinta, jota hyödyntäen markkinatoimijat tekevät päätökset itsenäisesti. Energiaperusteiseen sähkökauppaan perustuvalla sähkömarkkinalla tarvittavat investoinnit kulutusjoustoon, varastoihin ja tuotantoon tulisi toteutua kustannustehokkaimmin markkinaehtoisesti pitkällä aikavälillä, kun toimivilla markkinoilla kysyntä ja tarjonta tasapainottavat itse itsensä hintasignaalien seurauksena. Lopulta ei ole väliä, mitkä ovat järjestelmän joustavuuden lähteet, sillä markkinoiden oletetaan löytävän kaikkein kustannustehokkaimmat tavat jouston toteuttamiseen.

Haasteena kuitenkin on epävarmuus ja joustoa mahdollistavien investointien hitaus käsillä olevassa murroksessa, mikä voi aiheuttaa ongelmia sähköjärjestelmän tasapainottamisessa ja sähkön riittävyydessä lyhyellä ja keskipitkällä aikavälillä. Investointien kannattavuus on monen epävarman muuttujan summa. Investoijilla ei välttämättä ole tarpeeksi näkyvyyttä siihen, millaiset ansaintamahdollisuudet uusilla joustoa mahdollistavilla investoinneilla on tulevaisuuden energiajärjestelmässä, mikä voi hidastaa tai estää investointipäätösten tekoa. Tällöin voidaan päätyä tilanteeseen, jossa vasta pitkäkestoinen niukkuus sähköstä laukaisisi investoinnit joustoon. Lisäksi investointien toteutus vaatii aikaa, mikä voi johtaa vuosien viiveeseen, kunnes tasapaino markkinoilla löytyy. Epävarmuus korostaa markkinatoimijoiden riittävää suojautumisen tarvetta, jolloin voi olla tarpeen kehittää pitkiä sopimuksia sekä sähkön finanssimarkkinoita ja niiden likviditeettiä.

Mikäli joustoja ei kuitenkaan onnistuta toteuttamaan nykyistä energiaperusteista markkinamallia hyödyntämällä, voidaan päätyä tilanteeseen, jossa sähkön riittävyyden varmistamiseksi tulee harkita kapasiteettimekanismien hyödyntämistä tai jotakin muuta järjestelmää, joka takaa tarvittavien investointien syntymisen. Kapasiteettimekanismi on yleiskäsite järjestelyille, jossa korvausta maksetaan tuotetun energian lisäksi, tai sen sijasta, kapasiteetista. Kapasiteettimekanismi ei sinällään ota kantaa tekniikkaan, joka mahdollistaa tarvittavan kapasiteetin, vaan kapasiteettimekanismiin voi lukeutua niin sähkövarastoja, sähköntuotantoa kuin kykyä leikata sähkön kulutusta.

Kapasiteettimekanismin soveltamisesta säädetään EU:n sähkön sisämarkkina-asetuksessa, jonka mukaan kapasiteettimekanismien soveltamiseksi jäsenvaltiolla tulee olla näyttöä sähkön riittävyyden huolenaiheista. Oleellinen kapasiteettimekanismien haaste on mekanismin toimintaan liittyvien ehtojen ja periaatteiden määrittely sekä mekanismin oikea mitoitus. Mikäli kapasiteetin tarve arvioidaan tarvittua suuremmaksi, johtaa se kapasiteetin ylimitoitukseen ja siten turhiin kustannuksiin sähkön käyttäjille. Oleellista on myös kysymys siitä, kenen tulee maksaa kapasiteetista. Ideaalitilanteessa vain sellaisten sähkönkäyttäjien, jotka tarvitsevat vakaata sähkön saantia, eivätkä kykene esimerkiksi joustamaan tarvittaessa, tulisi maksaa kapasiteetista. Kapasiteetin hankkiminen vaatisi myös oman markkinamekanisminsa.

5.1.2 Reservien saatavuus

Joustoon kykeneviä resursseja tarvitaan myös reservimarkkinoilla. Tämän vision skenaarioiden mallinnus on perustunut vuorokausi- ja päivänsisäisiin markkinoihin ja niiden kautta syntyviin investointeihin, eikä reservimarkkinoita tai niillä tarvittavaa kapasiteetin määrää ole erikseen mallinnettu. Vaikka tarvittavaa reservien määrää ei ole skenaarioissa mallinnettu, on oletettavissa, että reservien tarve tulee kasvamaan energiamurroksen myötä.

Perinteisesti taseselvitysjakson sisällä tapahtuva tasapainotus on pääosin liittynyt kulutuksen satunnaiseen vaihteluun, mutta vaihtelevan tuotannon

osuuden kasvaessa yhä isompi osa myös tuotannosta vaihtelee satunnaisesti sään mukaan. Tämä lisää taajuuden palautusreservien tarvetta, ja odotettavaa on, että tarve siirtyy hitaammasta manuaalisesta taajuuden palautusreservistä (mFRR, Manual Frequency Containment Reserve) enemmän automaattiseen taajuuden palautusreserviin (aFRR, Automatic Frequency Containment Reserve), jonka avulla voidaan säätää 15 minuutin tasejakson sisällä tapahtuvia muutoksia.

Toisaalta esimerkiksi 15 minuutin taseselvitysjaksoon siirtymisen odotetaan kannustavan toimijoita tulevaisuudessa tarkempaan tasehallintaan, minkä osaltaan oletetaan hillitsevän reservien tarpeen kasvua. Tulevaisuudessa toimijoiden omalla tasehallinnalla ja esimerkiksi tuotannon ja kulutuksen ohjaamisella voi olla vaikutusta siihen, kuinka paljon kantaverkkoyhtiön tarvitsee tasapainottaa tuotantoa ja kulutusta reaaliajassa.

Skenaarioiden kuvaamassa tulevaisuudessa lämpövoiman määrä pienenee eikä vesivoiman tuotantokapasiteetin oleteta kasvavan Suomessa. Perinteistä ydinvoimaa on mukana kaikissa skenaarioissa ja tuulivoima kasvaa merkittävimmäksi sähköntuotantomuodoksi. Kasvavan reservitarpeen kattamiseksi tulee kaikki mahdolliset resurssit saada nykyistä laajemmin osallistumaan reservipalvelujen tarjoamiseen. Jo nyt järjestelmässä esiintyy käyttötilanteita, joissa hyvin merkittävä osa sähköstä tuotetaan ydin-, aurinko- ja tuulivoimalla, ja skenaarioissa tämä kehityskulku voimistuu. Erityisesti tilanteissa, joissa sähköntuotanto Suomessa on lähes pelkästään ydin- ja tuulivoimaa, näiden tuotantomuotojen osallistuminen reservimarkkinoille on välttämätöntä.

Sähkön kulutuksen oletetaan osallistuvan myös tulevaisuudessa reservimarkkinoille. Jo nykyisin kulutusjousto on merkittävä osa Fingridin reservimarkkinoille osallistuvasta resurssista, ja tulevaisuudessa myös uuden kulutuksen on tärkeää tarjota joustoa reservimarkkinoille. Esimerkiksi uuden tyyppinen kulutus, kuten elektrolyyserit on tärkeää saada mukaan myös reservimarkkinoille. Skenaarioissa erityisesti Sähköä tuotteiksi- ja Tuulella vetyä -skenaarioissa elektrolyyserit ovat merkittävä jouston mahdollistaja.

Fingrid vastaa operatiivisessa käyttötilanteessa järjestelmän tehotasapainon hallinnasta ja kehittää reservimarkkinoita. Fingrid ei kuitenkaan vastaa sähkön riittävyydestä tai osallistu sähkön hinnan muodostukseen muutoin kuin varmistamalla mahdollisimman suuren siirtokapasiteetin markkinoiden käyttöön. Suomen energiapolitiikasta vastaa työ- ja elinkeinoministeriö, mutta sähkömarkkinamallin kehittämiseen osallistuminen on koko energia-alan tehtävä. Toivomme, että sidosryhmät tutkivat visiotyössä esiteltyjä skenaarioita ja pohtivat, mitä skenaariot tarkoittavat omalle toiminnalle erityisesti joustojen toteuttamisen näkökulmasta. Markkinatoimijat lopulta ovat ne tahot, jotka konkreettisesti joustot voivat toteuttaa.

5.2 Siirtokapasiteetin riittävyyden varmistaminen vaatii uusia ratkaisuja verkon rakentamisen lisäksi

Fingridin investointisuunnitelman mukaiset verkkoinvestoinnit tulevat kasvattamaan verkon siirto- ja liityntäkapasiteettia merkittävästi tulevina vuosina ja vuosikymmeninä. Luvussa neljä käsiteltyjen vuoden 2035 skenaarioiden verkkovahvistustarpeiden perusteella on kuitenkin selvää, että korkean kasvun skenaarioissa voimakas ja nopea sähkön kulutuksen ja tuotannon kasvu haastaa Fingridin mahdollisuudet lisätä siirtokapasiteettia niin paljon ja niin nopeasti, että sillä voitaisiin kattaa kaikki nähtävissä olevat siirtotilanteet. Näin on erityisesti silloin, mikäli uusi sähköntuotanto ja uusi sähkönkulutus sijaitsevat kaukana toisistaan, niiden kasvu on voimakasta, eikä hetkellistä tuotantoa ja kulutusta pystytä optimoimaan verkon kuormittumisen mukaan haasteellisimpien siirtotilanteiden yhteydessä. Haasteena on erityisesti siirtojen pysyvyyskäyrän ”häntä”. Jos esimerkiksi 1–10 % tiukimmista siirtotilanteista voitaisiin kattaa muilla keinoin kuin rakentamalla verkkoa, olisi tällä merkittävä vaikutus verkon investointitarpeeseen.

5.2.1 Tekniset ratkaisut

Kasvavaan siirtotarpeeseen voidaan vastata verkon rakentamisen lisäksi etsimällä keinoja nykyisen ja uuden rakennettavan verkon käyttöasteen nostamiseksi. Esimerkiksi DLR -teknologian ja sarja- ja rinnakkaiskompensoinnin[29] hyödyntäminen ovat jo käytössä olevia esimerkkejä, joilla siirtokykyä voidaan lisätä olemassa olevaan verkkoon. DLR-teknologiaa on käytössä nykyisessä verkossa Kemi-Oulujoen leikkauksen läpi menevillä johdoilla sekä osalla Keski-Suomen poikkileikkauksen läpi menevistä johdoista. Fingrid tulee myös ottamaan käyttöön DLR:n vaikutusten huomioimisen suunnitteluperiaatteisiinsa, jolloin sen vaikutus siirtokykyyn voidaan ottaa huomioon jo johtojen suunnitteluvaiheessa. Myös rakentamisen maankäyttö edellyttää uusien, tehokkaampien ratkaisujen löytämistä. Yhä useammalla skenaarioissa tunnistetulla yhteydellä siirtotarpeet vaativat vähintään kaksi 400 kV:n virtapiiriä. Nykyisin Fingridin verkon rakentamisen perusratkaisuja ovat 400 kV:n virtapiiri yhdellä pylväällä sekä 400 kV:n ja 110 kVn virtapiirit yhteispylväällä. Kahden 400 kV:n virtapiirin sijoittaminen yhteispylväälle ei ole nykyisin laajasti Fingridin käyttämä ratkaisu, mutta tulevaisuudessa sen tarve tulee todennäköisesti kasvamaan. Maankäytön ja ympäristövaikutusten lieventämisen näkökulmasta on tärkeää pyrkiä mahdollistamaan kahden 400 kV:n virtapiirin rakentaminen yhteispylväälle tilanteissa, jossa sähkönsiirtotarve vaatii useampaa 400 kV:n virtapiiriä samalle yhteydelle. Kahden 400 kV:n virtapiirin toteuttaminen yhteispylväsratkaisulla pienentää maankäytön tarvetta verrattuna kahteen rinnakkaiseen virtapiiriin. Fingrid on käynnistämässä syksyllä 2023 Hausjärvi—Anttila -yhteyden ympäristövaikutusten arviointia, jossa selvitetään kantaverkon tulevaisuuden sähkönsiirtotarpeista riippuen myös kahden 400 kV:n virtapiirin yhteispylväsratkaisun ympäristövaikutuksia.

5.2.2 Kulutuksen ja tuotannon sijoittuminen ja joustavuus

Edellä mainitut tekniset ratkaisut eivät kuitenkaan yksin riitä siirtokyvyn kasvattamiseksi. Korkean kasvun potentiaalin toteutumisen kannalta on tärkeää, että kulutus-, tuotanto- ja varastoinvestointeja kannustetaan joko sijoittumaan järjestelmän kannalta optimaalisella tavalla tai vaihtoehtoisesti joustamaan oikeissa kohdissa verkkoa tilanteissa, joissa verkon siirtokyky ylittyy. Investointien fyysiseen sijoittumiseen voidaan kannustaa esimerkiksi verkko- ja liittymismaksuilla. Toisaalta on tärkeää huomata, että sähkön tuotanto-, kulutus- ja varastoinvestointien sijoittumiseen vaikuttavat useat eri tekijät, ja riskinä on, että verkko- ja liittymismaksujen ohjausvaikutus voi jäädä pieneksi verrattuna muihin kustannustekijöihin.

Investointien fyysisen sijainnin ohjauksen ohella tärkeäksi nousee siirtojenhallinnan tarpeiden mukainen tuotannon ja kulutuksen joustokyky. Vaikka tuotanto ja kulutus olisivat sijoittuneet kauaksi toisistaan, voidaan korkeimman siirtotarpeen tilanteita hallita, jos tuotanto ja kulutuskohteet kykenevät joustamaan tarvittaessa. Esimerkiksi hyvin korkean pohjois-eteläsuuntaisen siirron tilanteessa pullonkaulan hallitsemiseksi tulee tuotantoa vähentää tai kulutusta lisätä pohjoisessa, kun taas etelässä päinvastoin tulee kulutusta leikata tai lisätä tuotantoa. Pohjois-eteläsuuntaisen siirron lisäksi verkon pullonkaulan hallintaa voidaan tarvita myös alueellisesti. Pullonkaulojen hallinta voidaan toteuttaa joko muuttamalla ajojärjestystä vuorokausi- ja päivänsisäisen markkinan jälkeen esimerkiksi toteuttamalla erikoissäätöjä. Tämä kuitenkin vaatii, että soveltuvia resursseja on saatavilla oikeissa kohdissa verkkoa, ja että tarvittava jousto voidaan toteuttaa molempiin suuntiin. Jo nykyisinkin haasteena on löytää tarvittava määrä ylössäätökykyä etelästä. Erityisesti ennakoimattomissa vikatilanteissa on tärkeää, että joustavaa resurssia on saatavilla lyhyellä varoitusajalla.

Käyttövarmuustason säilyttäminen voi myös vaatia tuotannon rajoittamista ennakkoon tietyltä alueelta, esimerkiksi suunnitellun keskeytyksen ajaksi. Rajoittamisen lähtökohtana on toimijoiden tasapuolinen ja syrjimätön kohtelu. Yksi näkökulma rajoituksiin tilanteissa, joissa uudelle verkkoliitynnälle ei voida antaa täyttä liityntäkapasiteettia kaikissa verkon käyttötilanteissa, on selvittää mahdollisuutta joustaviin liittymissopimuksiin. Joustava liittymissopimus tarkoittaisi, että uuden verkkoliitynnän käytettävyyttä rajoitetaan ehdollisesti tilanteissa, joissa täyttä liityntäkapasiteettia ei voida antaa käyttöön. Joustavia liittymissopimuksia voisi soveltaa määräaikaisena, kunnes tarvittavat verkkovahvistukset koko liityntäkapasiteetin käytöksi ovat valmistuneet. Liittyjän näkökulmasta joustava liittymissopimus siis mahdollistaisi aikaisemman verkkoon liittymisen.

Suomen jakaminen tarjousalueisiin on mahdollisista tuotannon ja kulutuksen ohjauksen ratkaisuista järein. Tarjousaluejako ratkaisee ongelman siinäkin tapauksessa, että siirtotarpeiden kasvu on jo ylittänyt verkon siirtokyvyn eivätkä muut keinot enää auta. Järjestelmävision skenaarioissa vuodelle 2035 tehtyjen simulointien perusteella Suomen jakaminen kahdeksi tarjousalueeksi Keski-Suomen poikkileikkauksen mukaisesti aiheuttaisi verrattain maltillisia hintaeroja, mikäli siirtokapasiteetti olisi yleisesti riittävällä tasolla. Saman suuntaisia tuloksia saatiin myös Fingridissä vuonna 2022 toteutetussa diplomityössä[30], jossa selvitettiin tarjousaluejaon vaikutuksia. Tarjousaluejaon riskinä on kuitenkin esimerkiksi markkinan pilkkoutuminen liian pieniin osiin, millä voisi olla vaikutusta esimerkiksi hintasuojaustuotteiden likviditeettiin ja reservimarkkinoihin. Nykyisenkaltainen tarjousaluejako ratkaisuna on kuitenkin jäykkä, eikä tarjousaluejaon toteuttaminen pohjois-eteläsuunnassa esimerkiksi pienentäisi siirtotarvetta muissa siirtosuunnissa, kuten esimerkiksi länsi-itäsuunnassa. Tarjousaluejako ei välttämättä myöskään ratkaise kaikkia siirtotilanteita, ja hetkellisiä pullonkauloja voi syntyä myös alueellisesti. Tarjousaluejaon rinnalla voi olla tarpeellista tarkastella mahdollisuuksia myös dynaamisempiin malleihin, jotka ottavat huomioon paremmin käyttöhetken verkon rajoitukset.

Järjestelmän kasvaessa oikein toteutetut kannustimet verkon tuotannon ja kulutuksen ohjaukseen mahdollistaisivat riittävän määrän siirtokapasiteetin riittävyyttä tukevia investointeja vaikuttamatta liikaa sellaisiin toimijoihin, joille verkon tarpeiden mukaan joustaminen olisi kallista tai hankalaa. Lisäksi, mikäli Suomeen rakennetaan sähköverkon lisäksi vetyverkko, on tärkeää, että markkina ohjaa molempien infrastruktuurien siirtoa yhteiskunnan kokonaisoptimin mukaisesti. Vety- ja sähköjärjestelmä voivat parhaassa tapauksessa toimia hyvin yhteen yhteiskunnalle optimaalisella tavalla.

[29] Lisää tietoa rinnakkaiskompensoinnista sekä DLR-teknologian hyödyntämisestä https://www.fingrid.fi/ajankohtaista/tiedotteet/2022/rinnakkaiskompensointi-kasvattaa-sahkon-siirtokykya-pohjois--ja-etela-suomen-valilla/ ja https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/yhtio/tki-toiminta/raportit/voimajohtojen-dynaaminen-kuormitettavuus.pdf

[30] https://trepo.tuni.fi/bitstream/handle/10024/142016/SalviValtteri.pdf?sequence=2

5.3 Järjestelmän teknisen toiminnan varmistaminen

Suuntaajien kautta verkkoon kytketyn tuuli- ja aurinkovoiman lisääntyminen vallitseviksi tuotantomuodoiksi sekä kulutusrakenteen muutos entistä suuntaajavaltaisemmaksi haastavat sähköjärjestelmän teknistä toimintaa. Sähköjärjestelmän tekninen toiminta perustuu vakaan taajuuden ja jännitteen ylläpitoon kaikissa siirto- ja käyttötilanteissa. Perinteisesti sähkö on tuotettu pääosin vesi- ja lämpövoimalaitoksissa tahtikoneilla, joiden luontaiset ominaisuudet vastustavat taajuus- ja jännitemuutoksia. Toisin kuin fyysisesti verkon tahtiin kytkeytyneet koneet, uusi tuotanto ja kulutus kytkeytyy verkkoon suuntaajien kautta, jotka eivät luontaisesti vastusta taajuus- ja jännitemuutoksia, vaan niiden vaste sähköjärjestelmälle perustuu ohjelmoituihin ominaisuuksiin.

Nykyteknologian tuuli- ja aurinkovoimalat vaativat toimiakseen riittävän vahvan verkon eli riittävästi tahtikoneita tai muita verkkoa luovia laitteistoja, jotka ylläpitävät verkon taajuutta ja jännitettä. Energiamurroksen myötä tuuli- ja aurinkovoimaloiden määrä kasvaa ja samalla tahtikonevoimalaitoksien määrä vähenee. Esitetyissä skenaarioluonnoksissa syntyy usein tilanteita,

joissa yhä suurempi osuus hetkellisestä tuotannosta on tuuli- ja aurinkovoimalla tuotettua, jolloin suuntaajakytketyn tuotannon määrä kasvaa merkittävästi verrattuna tahtikonetuotannon määrään.

Suuntaajakytkettyjen resurssien lisääntyminen vaikuttaa useisiin eri sähköjärjestelmän teknisiin ominaisuuksiin kuten taajuus-, jännite-, kulma- ja resonanssistabiiliuteen, suuntaajalähtöiseen stabiiliuteen, sähkön laatuun sekä suojauksen toimintaan. Osalle teknisistä ominaisuuksista ominaista on järjestelmätason mittakaava (pohjoismainen yhteiskäyttö- eli synkronialue), kun taas osa on paikallisia ilmiöitä.

Suuntaajakytketyn tuotannon lisääntyminen ja samalla tahtikoneiden poistuminen vähentää myös inertian määrää järjestelmässä. Inertian määrä vaikuttaa esimerkiksi suurimpaan sallittuun tehomuutokseen järjestelmässä, ja näin pienen inertian kohdalla eteen voi tulla tilanteita, joissa suurimpien tuotanto- tai kulutusyksiköiden tehoa voidaan joutua rajoittamaan. Tilannetta korjaamaan on otettu käyttöön muun muassa uusi reservityyppi, nopea taajuusreservi (FFR, Fast Frequency Reserve). Inertiaminimien pieneneminen kasvattaa taajuuden muutosnopeutta, jolloin taajuusstabiiliuden varmistamiseksi saatetaan tarvita myös muita ratkaisuja kuin nopean taajuusreservin määrän kasvattaminen.

Vaikka skenaariot kuvaavat vuotta 2035, on murros kohti suuntaajavaltaista järjestelmää jo alkanut ja muutosnopeus kiihtyy. Murroksen mukanaan tuomat ilmiöt ja haasteet järjestelmän tekniselle toiminnalle ovat uusia, eikä ratkaisuiksi tai edes kaikkien haasteiden tunnistamiseksi ole olemassa vakiintuneita menetelmiä.

Järjestelmän tekninen toiminta tulee kuitenkin varmistaa myös tulevaisuuden järjestelmässä. Haasteiden ymmärtämiseksi ja ratkaisemiseksi Fingrid tekee yhteistyötä eri asiantuntijatahojen kanssa. Tärkeässä roolissa on myös yhteistyö kantaverkkoon liittyjien kanssa, jotta varmistutaan liittyvien laitteistojen täyttävän järjestelmän vaatimukset myös tulevaisuudessa. Fingrid on myös mukana käynnissä olevassa pohjoismaisessa yhteistyöprojektissa, jonka tavoitteena on tunnistaa suuntaajakytketyn tuotannon kasvun tuomat tekniset haasteet Pohjoismaissa sekä löytää ratkaisuehdotuksia pohjoismaista synkronialuetta koskevien haasteiden ratkaisemiseksi.

Vaikka tulevaisuuden ratkaisut tai edes kaikki haasteet eivät vielä ole selvillä, ratkaisut tulee löytää liittyjille asetettavien vaatimusten, sopimusehtojen, markkinoilta hankittavien järjestelmää tukevien kyvykkyyksien sekä teknisten verkkoratkaisujen kombinaatiosta. Käyttövarmuus on kaikkien verkkoon liittyjien yhteinen asia, jonka ylläpitoon myös liittyjien tulee osallistua. Suuntaajilta vaaditaan jo nykyisellään joitain tahtikoneita vastaavia verkon toimintaa tukevia ominaisuuksia, kuten esimerkiksi vikavirran syöttöä jännitekuopissa sekä kyvykkyyttä jännitteensäätöön. Suuntaajavaltaisessa järjestelmässä suuntaajakytkettyjen voimalaitosten tulee kuitenkin kyetä esimerkiksi myös luomaan verkkoon jännitettä ilman tahtikoneiden tuottamaa referenssiä. Verkkoon liittyvien laitteiden on täytettävä Fingridin Voimalaitosten järjestelmätekniset vaatimukset (VJV), joita päivitetään vastaamaan järjestelmän tarpeita sitä mukaa, kun ymmärrys järjestelmän tarpeista kasvaa. Kohtuullisia järjestelmän asettamia vaatimuksia voidaan kohdistaa myös vanhoille liittymille.

Liittyjien vaatimusehtojen lisäksi järjestelmää tukevia palveluita voidaan myös hankkia markkinoilta. Tämä tarkoittaa uusien, markkinoilta hankittavien kyvykkyyksien, markkinapaikkojen ja hankintasääntöjen määrittelyä. Järjestelmän toimintaa voi tukea myös monenlaisilla verkkoon rakennettavilla teknisillä ratkaisuilla ja tulevaisuudessa onkin odotettavaa, että perinteisen verkon rakentamisen lisäksi investoinnit erilaisiin järjestelmää tukeviin laitteistoihin lisääntyvät merkittävästi. Esimerkiksi Jylkän sähköaseman alueelle, jonne on keskittynyt erittäin paljon tuulivoimaa, on rakenteilla verkon jännitettä ja taajuutta vakauttava synkronikompensaattori.

5.4 Sähkömarkkinoiden kehitys

Energiamurroksen keskellä tulee varmistaa, että sähkömarkkinamalli tukee muutosta kohti hiilineutraalia energiajärjestelmää, järjestelmän luotettavuutta ja kustannustehokkuutta sekä mahdollistaa Suomen kilpailukykyä. Kaikki yllä esitetyt skenaarioiden toteutumisen edellytykset kytkeytyvät sähkömarkkinoihin. Muutos haastaa nykyistä sähkömarkkinamallia useista näkökulmista: markkinoiden tulisi olla myös muuttuvassa toimintaympäristössä tehokkain tapa toteuttaa kaupankäynti sähkön myyjien ja ostajien välillä niin lyhyellä kuin pitkällä aikavälillä. Samoin markkinoiden tulisi määrittää tuotannon ja kulutuksen ajojärjestys ja tätä kautta tasapainottaa tuotanto ja kulutus sähköjärjestelmässä. Sähkömarkkinoiden tulee myös välittää hintasignaalit, joihin perustuen pystytään toisaalta reagoimaan lyhyellä aikavälillä sähköjärjestelmän tasapainotuksen tarpeisiin kuin tekemään vaadittavat investoinnit, jotka mahdollistavat järjestelmän joustavuuden ja luotettavuuden. Toimintaympäristön muutos voi vaatia sähkömarkkinasäännöiltä myös uusia asioita. Järjestelmän kokonaistehokkuuden näkökulmasta on perusteltua pohtia, tulisiko tulevaisuuden markkinaratkaisujen esimerkiksi ohjata sähköntuotannon ja -kulutuksen maantieteellistä sijoittumista, kannustaa sektori-integraation toteuttamiseen tai esimerkiksi sähköjärjestelmän tarvitsemien järjestelmäpalveluiden tuottamiseen.

Nykyisen sähkömarkkinamallin perusta, Euroopan laajuinen marginaalihinnoitteluun perustuva vuorokausimarkkina, on toiminut hyvin tehokkaasti kilpailukyvyn, toimitusvarmuuden ja kestävyyden varmistamisessa. Nykyisessä sähkömarkkinoiden järjestämisessä on kehityskohteita, mutta käsillä olevan energiakriisin syynä ei ole sähkömarkkinamalli, vaan Euroopan riippuvuus venäläisestä kaasusta. Sähkömarkkinaan kohdistuvien muutoksien täytyy katsoa akuuttia kriisiä pidemmälle, eikä toimivan järjestelmän perustaa kannata romuttaa.

Sähkömarkkinoiden kehityksessä on huomioitava, että muutokset markkinamalliin ovat usein aikaa vieviä. Onkin oletettavaa, että kehitys tapahtuu askeleittain. Useita sähkömarkkinamuutoksia on jo toteutumassa kuluvan vuosikymmenen aikana, esimerkiksi pohjoismaisia reservimarkkinoita kehitetään matkalla kohti eurooppalaisia markkinapaikkoja, markkina-aikajakso lyhenee tunnista 15 minuuttiin, ensin taseselvityksessä ja säätösähkömarkkinoilla, ja muut markkinat seuraavat perässä. Lisäksi sähkön markkinoille annettavan siirtokapasiteetin laskenta muuttuu Pohjoismaissa siirtoihin perustuvaan flow-based -laskentaan[31], millä tulee olemaan myös markkinavaikutuksia markkinakytkennän kautta. Lisäksi finanssimarkkinoita kehitetään vastaamaan markkinatoimijoiden muuttuvia tarpeita, esimerkiksi rajoille myönnettävien siirto-oikeustuotteiden myötä.

Kehityksessä on myös huomioitava, että markkinoiden eri osa-alueet ovat vahvasti sidoksissa toisiinsa, jolloin useammat pienet muutokset yhdessä voivat vaikuttaa suuresti kokonaisuuteen. Lisäksi olemme osa eurooppalaista yhteismarkkinaa, ja suuri osa markkinoiden pelisäännöistä säädetään EU-tasolla. Mahdollisissa muutoksissa tulee ottaa huomioon myös vaikutukset kokonaisuuteen koko EU:n sisämarkkina-alueella. Muutosten markkinamalliin tuleekin olla huolellisesti suunniteltuja, perusteltuja ja kokonaisuuden huomioonottavia, jotta markkinaympäristön vakaus ja riittävä ennakoitavuus säilyisi. Samaan aikaan on kyettävä tekemään välttämättömiksi havaittuja muutoksia.

Visiotyön pohjana käytettyjen skenaarioiden mallinnus perustuu nykyisen kaltaisten vuorokausi- ja päivänsisäisten markkinoiden toimintaan. Näin ollen skenaarioissa sähkömarkkinatoimijoiden ansainta huomioi ainoastaan vuorokausi- ja päivänsisäisillä markkinoilla saadun tulon ja kannattavuuden. Tulevaisuudessa voi olla mahdollista, että markkinatoimijan resurssin on mahdollista osallistua entistä vahvemmin myös tuottamaan arvoa tukkumarkkinoiden rinnalla esimerkiksi reservien, järjestelmäpalveluiden tai siirtojenhallintaan tarvittavan joustavuuden muodossa, jolloin arvoa resurssin käytölle voi kertyä useasta eri lähteestä. Yllälistattujen huomioiden lisäksi on mahdollista, että tulevaisuudessa markkinatoimijan joustokyvylle voi syntyä tarvetta myös esimerkiksi jakeluverkkojen siirtojenhallinnan yhteydessä tai esimerkiksi tasevastaavien taseen hallinnassa.

[31] Flow-based menetelmä tarkoittaa siirtoihin perustuvaa siirtokapasiteetin laskentamenetelmää. Lisää tietoa menetelmästä: https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/markkinoiden-yhtenaisyys/sahkomarkkinoiden-kehityshankkeet/siirtokapasiteetinlaskenta/

Liite 1. Skenaarioiden mallinnus

Skenaarioiden mallinnuksessa tavoitteena on ennakoida, miten nykyisenkaltaiset sähkön tukkumarkkinat toimisivat ja millaisia investointeja sähkön ja vedyn tuotantoon tehtäisiin markkinaehtoisesti, mikäli toimintaympäristö kehittyisi skenaariossa kuvatulla tavalla. Tuotantokapasiteetit ja -määrät on määritetty siten, että tuuli- ja aurinkovoimaan, elektrolyysereihin ja vetyvarastoihin kohdistuvien uusinvestointien tukkumarkkinoilta saama käyttökate kattaisi tasoitetut investointikustannukset sekä pääoman tuottovaatimuksen (oletettu reaalisesti 5 %) joko tukkumarkkinoiden (energy-only) tai PPA-sopimusten kautta. Muita markkinapaikkoja ei mallinnuksessa ole huomioitu tietyin poikkeuksin[32]. Oletukset investointikustannuksista sekä käyttö- että kunnossapitokustannuksista perustuvat pääosin ENTSO-E:n kymmenvuotisen verkkosuunnitelman TYNDP2022-skenaarioihin, ja ne on kuvattu taulukossa 18. Joissain skenaarioissa TYNDP-luvuista on poikettu, kun on haluttu skenaarion mahdollistavan tietty kehityskulku. Esimerkiksi

- Investointeja maatuulivoimaan on rajoitettu Merellä tuulee -ja Voimaa läheltä -skenaarioissa, jotta saadaan kuvattua maatuulivoimavaltaiselle järjestelmälle vaihtoehtoisia kehityskulkuja.
- Sähköä tuotteiksi -skenaariossa kustannusoletusten perusteella kannattavia vetyvarastoinvestointeja ei kaikilta osin ole toteutettu, jotta vedyntuotanto skenaariossa olisi vähemmän joustavaa.
- Voimaa läheltä -skenaariossa oletettiin hyvin aggressiivinen kustannusalenema SMR-ydinvoimalaitoksille, jotta ne saatiin kaupallisesti kannattaviksi.

CAPEX ja OPEX perustuvat tuuli- ja aurinkovoiman osalta TYNDP-skenaarioihin[34] sekä niiden taustalla olevaan ENS.dk:n dataan[35]. Maatuulivoiman osalta luvuissa on erikseen huomioitu Suomen suurempi voimalakorkeus ja yksikkökoko. Perinteisen ydinvoiman osalta lähteenä on käytetty ASSET-selvitystä[36] sekä polttoainekustannusten osalta TYNDP-dataa. SMR-ydinvoiman osalta kustannukset on oletettu sellaisiksi, että investoinnit kannattavat.

Tällöin pääomakustannukset sekä käyttö- ja kunnossapitokustannukset ovat noin 50 % perinteistä ydinvoimaa matalammat, jolloin pääomakustannus on karkeasti linjassa NuScale-yhtiön pitkän aikavälin tavoitteen (”Nth-of-a-kind”, 3 600 USD/kW)[37] kanssa. Lisäksi SMR-voimalalle on oletettu perinteistä ydinvoimalaa merkittävästi lyhyempi rakennusaika. Mikäli SMR-voimaloita käytetään CHP-käytössä, niiden on oletettu saavan lämmöntuotannosta voimalan muuttuvia kustannuksia vastaavan tuoton (12 EUR/MWh tuotettua sähkömegawattituntia kohden), jolloin nettomääräinen muuttuva OPEX on 0–12 EUR/MWh riippuen siitä, hyödynnetäänkö hukkalämpö vai ei. SMR-voimalat ovat käytettävissä vain Voimaa läheltä -skenaariossa. Tasoitettu tuotantokustannus on kaikille teknologioille laskettu reaalisena käyttäen 5 % reaalista tuottovaatimusta. Siten nimellinen tuotantokustannus vuonna 2035 olisi inflaation verran korkeampi.

Mallinnuksessa on huomioitu Itämeren alue sekä pääosa Keski- ja Länsi-Euroopasta. Siten esimerkiksi sähkön tuonti Suomeen edellyttää, että lähialueilla on tuontihetkellä käytettävissä olevia ja suomalaista kapasiteettia edullisempia tuotantoresursseja yli oman tarpeen. Muualla Euroopassa on pyritty huomioimaan uusiutuvalle sähköntuotannolle asetetut minimitavoitteet ja oletettu näitä investointeja tarvittaessa tuettavan, sekä toisaalta maksimimäärät uusiutuvalle sähköntuotannolle, joihin näiden maiden on oletettu korkeimmillaan pystyvän. Erityisesti viimeksi mainittu rajoitus on usein rajoittava, mikä heijastelee uusiutuvan sähköntuotannon resurssien riittävyyden haasteita Keski-Euroopassa. Tuotannon, kulutuksen ja varastoinnin optimointi tapahtuu laskentamallissa mallinnetulla alueiden laajuisella yhteismarkkinalla, jonka simuloinneissa on oletettu täydellinen kilpailu sekä 10 päivän aikahorisontilla täydellinen informaatio.

Taulukko 16 Oletukset uusien voimalaitosinvestointien tuotantokustannuksista Suomessa vuonna 2035. Vaihteluväli annettu eri skenaarioiden suhteen. SMR-ydinvoima on käytettävissä vain Voimaa Läheltä -skenaariossa[33].

Kaikki kustannukset 2021 rahassa		Maatuulivoima	Merituulivoima	Aurinko	SMR-ydinvoima	Perinteinen ydinvoima
CAPEX	EUR/kW	900–1100	1500–2200	300–400	3 000	6 000
Kiinteä OPEX	EUR/kW/a	9–11	29–37	6–8	56	112
Muuttuva OPEX	EUR/MWh	1.3	2.6	-	0–12	12
Käyttökerroin	%	40 %	54 %	10 %	87 %	87 %
Käyttöikä	vuotta	30	30	40	60	60
Tasoitettu tuotantokustannus (LCOE)	EUR/MWh	21–25	26–41	26–37	29–41	79

[32] Elektrolyysereiden ja SMR-ydinvoimaloiden hukkalämmöstä saamaa tulovirta on huomioitu. Lisäksi Tuulella vetyä -skenaariossa on oletettu, että tehonriittävyyden kannalta tarpeelliset huippuvoimainvestoinnit saavat muuta tulonmuodostusta, sillä tukkumarkkinatuotto ei ole skenaariossa investointien kannalta riittävä.

[33] Maatuulivoiman kustannus on haarukan alalaidasta Sähköä tuotteiksi- ja Tuulella vetyä -skenaarioissa. Merituulivoiman kustannus on haarukan alalaidasta Merellä tuulee -skenaariossa, haarukan ylälaidasta Voimaa lähellä -skenaarioissa ja haarukan keskivaiheilta kahdessa muussa skenaariossa. Aurinkovoiman kustannus on haarukan alalaidasta Voimaa läheltä -skenaariossa, haarukan ylälaidasta Merellä tuulee -skenaariossa ja haarukan keskivaiheilta muissa skenaarioissa. SMR-ydinvoima on käytettävissä vain Voimaa läheltä -skenaariossa. Perinteinen ydinvoima olisi käytettävissä kaikissa skenaarioissa, mutta siihen ei Suomessa tällä kustannustasolla ole kannattavaa investoida.

[34] https://2022.entsos-tyndp-scenarios.eu/wp-content/uploads/2022/04/TYNDP_2022_Scenario_Building_Guidelines_Version_April_2022.pdf

[35] https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Statistik/technology_data_catalogue_for_el_and_dh_-_0009.pdf

[36] https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2018_06_27_technology_pathways_-_finalreportmain2.pdf

[37] https://www.nuscalepower.com/newsletter/nucleus-spring-2020/featured-topic-cost-competitive

Liite 2. Oletukset kulutusjoustosta

Luvussa 3.3. esitetyn taulukon 15 joustava osuus kuvastaa joustopotentiaalia kulutuskategorian kokonaiskulutuksesta. Esimerkiksi perinteisestä tehdasteollisuudesta saatava jouston määrä on korkeintaan 18 % teollisesta kulutuksesta. Teollinen kulutus voi kuitenkin joustaa kokonaisuudessaan jopa 32 %, kun huomioidaan myös datakeskuksien ja sähköistettyjen lämmitysprosessien joustot. Lisäksi eri lähteistä saatavilla olevan kulutusjouston kesto vaihtelee tunnista useisiin vuorokausiin. Teollisuuden normaali tuntikohtainen kulutusteho on skenaarioissa noin 6–7 GW tasolla vuonna 2035, josta yhteensä noin 2 GW on joustavaa.

Datakeskukset nähdään potentiaalisina jouston tarjoajina, sillä niissä on akusto takaamassa tasaisen virransyötön ja mahdollisesti myös varavoimaa. Joustokyvyn on kuitenkin arvioitu olevan enimmäkseen alle tunnin aikajänteellä. Tunnin ajaksi joustoa arvioidaan olevan saatavilla noin kolmasosa datakeskuksien keskitehosta. Kokonaisuudessaan tämä vastaa noin 5 % teollisuuden kulutuksesta.

Perinteisen tehdasteollisuuden kulutusjouston on arvioitu tulevan tuotannon rajoituksista, jolloin tehdas vähentää tuotantoaan korkeiden hintojen aikana. Tehdas ei nosta tuotantoa rajoitusten jälkeisillä tunneilla, jolloin kulutus on tyypiltään leikkaavaa. Teollisuus vähentää kulutustaan portaittain ajamalla prosesseja pienemmällä teholla tai alas, kun hinnat nousevat 150–1500 euron välillä. Kulutusjouston määrä on arvioitu perustuen sähköpörssin historiallisiin tarjouskäyriin, ja oletettu, että tämä jousto on peräisin teollisuudesta. Tämän oletuksen mukaan joustokyky olisi korkeimmillaan noin viidesosa teollisuuden kulutuksesta. Joustokyvyn on oletettu pysyvän vuoteen 2035 samana teollisen kulutuksen määrään suhteutettuna ja nousevan sen jälkeen hieman.

Teollisuuden lämmitysprosessien sähköistämisen arvioidaan kasvattavan niin olemassa olevien kuin uusien teollisuuskohteiden kulutusjouston määrää[38]. Lämmitystä voidaan sähköistää esimerkiksi suuren kokoluokan teollisilla lämpöpumpuilla ja sähkökattiloilla. Rajahinta joustolle vaihtelee 25 eurosta noin 200 euroon riippuen siitä, kuinka merkittävää haittaa ja kustannuksia joustosta aiheutuu. Tyypillisesti teolliset prosessit vaativat lämpöä jatkuvasti ja alasajosta aiheutuu kustannuksia, mutta esimerkiksi biomassan kuivattamisessa jousto olisi edullisempaa. Teollisten lämmitysprosessien jouston määrä vastaa yhteensä noin 10 % teollisuuden kulutuksesta. Kestoltaan joustokyky vaihtelee useista tunneista vuorokauteen. Yhteensä simulointituloksessa keskiarvoisella säävuodella (1999) teollisuus joustaa eri skenaarioissa 5–10 % vuoden tunneista, eli noin 400–800 tuntia. Suurin osa tästä joustosta on luonteeltaan palautuvaa, jolloin teollisuuskuluttaja siirtää kulutustaan korkeamman hinnan tunneilta alemman hinnan tunneille.

Teollisuuden vedyn kysynnän oletetaan olevan tasaista ympäri vuoden ja siihen tulee vastata, eli vetyä tulee olla saatavilla tasaisesti vuoden jokaisena tuntina. Vedyn tuotanto elektrolyyserillä voi kuitenkin joustaa, mikäli vedylle on varasto, jolloin vedyn tuotantoa voidaan optimoida edullisimmille sähkön hintatunneille. Merkittävää vedyn varastointikapasiteettia on jo suunnitteilla esimerkiksi Ruotsissa[39] ja Tanskassa[40]. Lisäksi Keski-Euroopassa on merkittävä potentiaali vedyn varastoinnille suolakiviluolissa. Myös mahdollisesti rakennettavat vetyverkot voivat toimia vetyvarastoina. Tämän perusteella Tuulella vetyä- ja Merellä tuulee -skenaarioissa myös Suomessa on merkittävä määrä vetyvarastoja.

Elektrolyysereiden kapasiteetti sähkötehona, vetyvarastojen varastointikapasiteetti vetynä ja elektrolyysereiden huipunkäyttöaika simuloitujen säävuosien keskiarvona on esitetty taulukossa 17. Tuulella vetyä- ja Merellä tuulee -skenaarioissa on oletettu vedyn siirtoinfrastruktuuri, joka osaltaan lisää vedyn varastointikapasiteettia. Käytännössä näissä skenaarioissa elektrolyyserit voivat joustaa 100 % ottotehostaan. Sähköä tuotteiksi -skenaariossa elektrolyyserien jousto on ottotehostaan noin puolet kapasiteetista ja Voimaa läheltä -skenaariossa elektrolyyserit eivät jousta lainkaan.

Taulukko 17 Tietoa vedyn tuotannosta ja varastoinnista eri skenaarioissa vuonna 2035.

	Sähköä tuotteiksi	Tuulella vetyä	Merellä tuulee	Voimaa läheltä
Elektrolyyseri (ottoteho, GW sähköä)	7,2	11,0	7,5	1,4
Vetyvarasto (GWh H2)	16	150	152	0
Elektrolyysereiden huipunkäyttöaika (tuntia vuodessa)	~6 500	~5 900	~5 800	~8 700

Vetyä voidaan varastoida vetyverkossa, terästankeissa sekä suola- ja kiviluolavarastoissa. Tuulella vetyä- ja Mereltä tuulee -skenaarioissa vetyverkko mahdollistaa varastoinnin sekä verkossa että muissa kuin paikallisissa varastoissa. Sähköä tuotteiksi- ja Voimaa läheltä -skenaarioissa vetyverkkoa ei rakenneta, minkä vuoksi varastointi täytyy tehdä lähellä vedyn käyttöpaikkaa. Kaikissa skenaarioissa vetyvarastojen rakentaminen on kannattavaa käytetyillä kustannusoletuksilla[41], mikä lisää järjestelmän joustoa. Sähköä tuotteiksi- ja Voimaa läheltä -skenaarioissa vetyvarastojen rakentamista on kuitenkin rajoitettu johtuen epävarmuuksista kiviluolavarastojen potentiaalissa[42] ja terästankkien varastointikustannuksissa.

Kulutusjouston arvioidaan kasvavan lisäksi kaukolämmön ja kotitalouksien lämmityksen sähköistämisen myötä. Lämmityksen huippukulutus skenaarioissa vaihtelee 6–9 GW:n välillä. Tästä kulutuksesta noin 1–3 GW on peräisin kaukolämmön sähkökattiloista, joiden oletetaan joustavan sähkön hinnan mukaan. Muusta lämmityksen 5–6 GW:n huippukulutuksesta noin 2 GW on yhteensä joustavaa.

Kotitalouksien sähköisessä lämmityksessä kulutusta voidaan hetkellisesti vähentää, mutta kulutus täytyy palauttaa seuraavien tuntien aikana, sillä yksittäisissä rakennuksissa ei oleteta olevan muita lämmöntuotantomuotoja varalla. Jouston määrän on arvioitu olevan maksimissaan noin 40 % kulutuksesta. Kestoltaan kulutuksen leikkaus on korkeintaan 3 tuntia, sillä lämmön varastoitavuuden on arvioitu olevan vähäinen yksittäisissä rakennuksissa, etenkin jos lämmitys perustuu ilmakiertoon vesikierron sijaan.

Kaukolämmössä verkko toimii lämpövarastona ja lämpö voidaan tuottaa myös muilla keinoin, kuten biomassaa käyttävällä lämpökattilalla, mikä mahdollistaa lämpöpumppujen ja sähkökattiloiden joustavan ajamisen. Monissa kaukolämpöverkoissa on lisäksi jo investoitu tai ollaan investoimassa erillisiin lämpöakkuihin[43], jotka edesauttavat sähköisen lämmityksen joustamista. Kaukolämmön lämpöpumppujen on oletettu joustavan maksimissaan 30 % tehostaan yli 75 EUR/MWh hinnalla. Sähkökattiloiden on oletettu tuottavan vain alle 15 EUR/MWh hinnalla ja muutoin lämpö tuotetaan muilla keinoin, eli sähkökattilat joustavat 100 % tehostaan.

Kulutusjoustoa saadaan myös sähköisestä liikenteestä, jossa sähköautojen akkuja voidaan ladata älykkäästi eli optimoida esimerkiksi sähkön hinnan mukaan. Sähköautoista valtaosan, liki 70 %:n, on arvioitu käyttävän älykästä lataamista vuonna 2035 ja osuuden nousevan 80 %:iin vuoteen 2045 mennessä. Kestoltaan jousto voi olla jopa vuorokausitasolla, sillä sähköauton

akkukapasiteetti riittää useamman päivän keskimääräiseen ajosuoritteeseen. Ilman joustoa sähköautoja ladataan korkeimmillaan 0,5–1 GW teholla vuonna 2035. Älykkään lataamisen seurauksena 70–80 % latauksesta optimoidaan ja latausteho voi nousta jopa 6–8 GW tasolle tunteina, kun halpaa sähköä on tarjolla. Lisäksi Sähköä tuotteiksi -skenaariossa osa älykkäästi lataavien sähköautojen akuista pystyy syöttämään verkkoon sähköä ns. V2G-tekniikalla (Vehicle-to-Grid).

Näiden kulutuskategorioiden lisäksi muusta kulutuksesta, kuten kotitalouksien ja palveluiden sähkön käytöstä muuhun kuin em. kategorioihin (lämmitys, liikenne), ei ole arvioitu saatavan merkittävissä määrin kulutusjoustoa. Kotitalouksiin ja palvelurakennuksiin sijoitetut akut on sisällytetty laskentamalliin akkuvarastokapasiteettina, eikä niiden tarjoama jousto siksi sisälly esitettyihin kulutusjoustomääriin.

[38] Arviot lämmitysprosessien joustokyvystä perustuvat Valtioneuvoston (2021) selvitykseen: Hiilineutraalisuustavoitteen vaikutukset sähköjärjestelmään. https://julkaisut.valtioneuvosto.fi/bitstream/handle/10024/162705/VNTEAS_2021_4.pdf

[39] https://www.hybritdevelopment.se/en/a-fossil-free-development/hydrogen-storage/

[40] https://greenhydrogenhub.dk/about/

[41] Gasgrid Finlandin ja Guidehousen selvityksessä louhitun kiviluolan kustannukset on arvioitu noin 3 kertaa suolakiviluolavarastointia korkeammiksi. Suolakiviluolien pääomakustannus on ENS.dk:n arvion mukaan noin 2000 EUR/MWh. Molemmat varastointitekniikat olisivat siten hyvin edullisia verrattuna sähkön varastointiin tai vedyn terästankkivarastointiin. Gasgridin ja Guidehousen selvitys saatavissa: https://gasgrid.fi/wp-content/uploads/Gasgrid_Study-on-the-Potential-of-Hydrogen-Economy-in-Finland_ENG-FINAL.pdf ja ENS.dk selvitys saatavissa https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/technology_data_catalogue_for_energy_storage.pdf

[42] Vedyn kiviluolavarastot ovat vasta pilottivaiheessa, jonka vuoksi on vaikea arvioida niiden paikallista soveltuvuutta sekä todellisia kustannuksia. Esimerkkinä Luulajan pilottiprojekti: https://www.lkab.com/en/news-room/news/hybrit-sek-200-million-invested-in-pilot-plant-for-storage-of-fossil-free-hydrogen-in-lulea/

[43] Erikokoisia lämpöakkuja on jo olemassa tai suunnitteilla kaukolämpöverkkoihin ainakin Espoossa, Helsingissä, Vantaalla, Lappeenrannassa ja Vaasassa

FINGRID