

MAR / Ahtiainen Annika

10.1.2025

[Asiatunnus]
Julkinen

Sähkömarkkinatoimikunta 4/2024

Aika 13.12.2024 klo 9.00–13.00

Paikka Fingrid Triotto nh. Auditorio ja Teams

Osallistujat

Mika Laakkonen	PD Power Oy, puheenjohtaja
Outi Ervasti	Neste Oyj
Maarit Herranen	Äänekosken Energia Oy
Oskari Jaakkola	Cactus Oy
Jukka Joronen	Tampereen Energia Oy
Mikko Kettunen	Lempäälän Energia Oy
Esko Kytömäki	Volue Energy Market Services AS Filial Finland
Mika Lehtimäki	Boliden Kokkola Oy
Mikko Peltonen	Ilmatar Energy Oy
Jan Rönneck	Fortum Oyj
Ville Sihvola	Elenia Oy
Antti Keskinen	Fingrid Oyj
Annika Ahtiainen, siht.	Fingrid Oyj
Laura Ihamäki	Fingrid Oyj
Marja Eronen	Fingrid Oyj
Jukka Kakkonen	Fingrid Oyj
Karri Mäkelä	Fingrid Oyj
Tuomas Rauhala	Fingrid Oyj

Muistio

1 Kokouksen avaus, asialistan hyväksyminen

Mika Laakkonen avasi kokouksen klo 9.00 ja asialista hyväksyttiin.

2 Ajankohtaiset markkinakehitysasiat

Reservimarkkinoiden tilannekatsaus

Jukka Kakkonen tarjosi sähkömarkkinatoimikunnalle katsauksen reservimarkkinoiden tilanteeseen. Yhteenvedona kuluneen vuoden tapahtumista todettiin, että markkinoilla on kasvanut hyvin, mutta tarjonnassa on myös paljon vaihtelua ja on paljon tunteja, jolloin tarjonta on ollut niukkaa. Kustannukset ovat pysyneet edellisten vuosien tasolla mutta korkeammalla kuin energiakriisiä edeltävänä aikana. Tasepalvelumaksua ollaankin korottamassa vuoden 2025 vaihteessa pääosin kasvaneiden reservikustannusten takia. Ajankohtainen teema reservimarkkinoilla on ollut myös kotitalouksien yhteydenottojen lisääntyminen. Markkinoille on tullut paljon uusia toimijoita, jotka tarjoavat kuluttaja-asiakkaille kotiakkuja ja vastaavia palveluita. Fingrid on perustanut nettisivun (https://www.fingrid.fi/kotitalous_reservimarkkinoilla), jolla tarjotaan perustietoa reservimarkkinoista.

Reservien hankinta- ja tarjousmäärät ovat kehittyneet hyvin kuukausikeskiarvojen tasolla. Suurin osa kasvusta on tullut mFRR- eli säätösähkömarkkinoiden kapasiteetista. mFRR-hankinnan määrää on ohjannut kotimainen tarve, kun taas muissa hankittavissa reservilajeissa tarve on pääosin yhteispohjoismainen. Tuntimääräinen reservikapasiteetin tarjonta on hyvin vaihtelevaa. Niukkuustilanteissa Fingrid on saanut tukea muilta pohjoismaisilta kantaverkkoyhtiöiltä. Lisäksi reservikapasiteetin hankinnasta on ajoittain jouduttu niukkuuden takia tinkimään tai kapasiteettia on hankittu epätavanomaisia keinoja käyttäen muilta kantaverkkoyhtiöiltä. Kustannukset kasvavat aina silloin, kun Fingrid joutuu niukkuustilanteiden takia ostamaan tarjouslistoja tyhjäksi. Tarjonnan vaihtelevuus näkyy paitsi säätösähkön kapasiteettimarkkinalla myös energiamarkkinan puolella. Tarjonnan vaihtelevuuden oletetaan lisääntyvän edelleen, kun mFRR-energiamarkkina siirtyy 15 minuutin markkina-aikayksikköön oletettavasti ensi vuoden alkupuolella.

Markkinamuutosten suhteen vuonna 2024 otettiin käyttöön aFRR-energiamarkkina, mikä vaikutti tasepoikkeaman hinnan laskentaan, sekä flow-based-kapasiteetinlaskentamekanismi. mFRR-kapasiteettimarkkina laajeni kattamaan Suomen, Ruotsin ja Tanskan. Keväällä 2025 markkinamuutokset jatkuvat siirtymisellä 15 minuutin markkinoihin sekä säätösähkön energiamarkkinalla että vuorokausi- ja päivänsisäisillä markkinoilla. Myös tasepoikkeaman hinta tulee muuttumaan 15 minuuttiin.

Edellä mainittujen suurten muutosten lisäksi tapahtuu myös muita reservimarkkinoihin vaikuttavia muutoksia kuten mFRR-ehtojen päivitykset, itsenäisen aggregoinnin ulottaminen aFRR- eli automaattiselle taajuudenpalautusreserville ja Suomen ja Viron PICASSO-liityntä.

Keskusteltiin suunnitelmasta nostaa aFRR- ja mFRR-kapasiteettimarkkinoiden siirtovaraus viidestä prosentista 10 prosenttiin siirtosuunnassa SE1-FI. Kysyttiin, minkälainen yhteiskunnallinen hyöty rajasiirtovaruksilla on ja minkälaisilla perusteilla varauksia ollaan kasvattamassa. Erityisesti huoletti kapasiteetin varaaminen reservimarkkinoille tilanteissa, jossa hinnat vuorokausimarkkinalla nousevat korkeaksi. Vastattiin, että niukkuustilanteissa Fingridin täytyy kyetä varmistamaan, että reservikapasiteetti saadaan hankittua myös silloin, kun kotimaista tarjontaa ei ole. Aikaisemmissa analyyseissa Suomen on koettu hyötyvän varauksista, kun taas pohjoismainen hyöty on ollut vähäisempää. Toisaalta varaukset mahdollistavat myös kapasiteetin myymisen Suomesta Ruotsiin, jolloin hyödyt eivät valu vain Suomeen. Huomautettiin lisäksi, että muissa pohjoismaissa on jo aiemmin ollut käytössä 10 prosentin varaus kapasiteettimarkkinoille molempiin siirtosuuntiin, eikä tämä ole aiheuttanut näissä maissa ongelmia.

Samaan aiheeseen liittyen varmistettiin myös, että myös että siirtokapasiteetin varaus ulottuu vain kapasiteettimarkkinoille, ei reservien energiamarkkinoille. Kyseessä on jatkuvasti voimassa oleva mahdollisuus, mutta 10 prosentin kokonaisvarausta ei käytetä aina kokonaan. Kun flow-based-kapasiteetinlaskenta ulotetaan tulevaisuudessa myös reservien kapasiteettimarkkinoille, siirtovaraus tulee aina olemaan 10 prosenttia Electricity Balancing -verkkosäännön mukaisesti.

Lopuksi kysyttiin vielä kapasiteetin varaamisen periaatteista ja sen mahdollisista markkinavaikutuksista. Kerrottiin, että varaaminen perustuu arvioon hintaerosta päivää edeltävällä markkinalla. Mikäli kapasiteetin arvioidaan olevan halvempaa Ruotsissa, hankintaa tehdään ensiksi sieltä. Tämä edistää kilpailua markkinalla. Kustannuksiin muutokset eivät välttämättä täysin heijastu, sillä kapasiteetin varaukset mahdollistavat myös kotimaisen kapasiteetin myymisen Ruotsiin. Kun hankintaa tehdään Suomesta, hankittava kapasiteetti on tällä hetkellä pääosin tuotantoa. Tällöin ostettaisiin usein jokin tuotantolaitos pois vuorokausimarkkinalta, jolloin tarjonta markkinalla vähenisi joka tapauksessa. Tällaista ongelmaa ei olisi samassa määrin, mikäli markkinalla olisi enemmän kulutusjoustoja.

Todettiin, että kapasiteetinvaraukset ovat aiheena sellainen, että siihen voidaan palata myöhemminkin sähkömarkkinatoimikunnassa. Avoimuus markkinavaikutuksista koettiin tärkeäksi.

Tasehallintahankkeen tilannekatsaus

Karri Mäkelä esitteli tasehallintahankkeen ajankohtaisia asioita. mFRR-kapasiteettimarkkinan suhteen on siirrytty yhteispohjoismaiselle alustalle marraskuun puolivälissä. Yhteispohjoismainen kapasiteettimarkkina on vapaaehtoinen eikä regulaation velvoita sen käyttöönottoon. Muualla Euroopassa vastaavia alustoja ei ole. Yhteiseltä mFRR-kapasiteettimarkkinalta puuttuu vielä Norja, eikä sen liittymisen ajankohta ole vielä tiedossa. Norjan liittyminen olisi kuitenkin toivottavaa, sillä se on keskeinen kapasiteetin tarjoaja Pohjoismaissa.

aFRR-energiamarkkina on laajentumassa eurooppalaiselle PICASSO-alustalle. Suomen osalta käyttöönotto on viivästynyt tämän vuoden aikana eurooppalaisen palveluntarjoajasta johtuvien teknisten syiden takia, mutta tällä hetkellä käyttöönoton on tarkoitus toteutua tammikuussa 2025. Myös Viro on tarkoitus liittyä alustalle ennen

synkronointia Keski-Euroopan synkronialaiseen helmikuun alussa. Tämän jälkeen kaupankäynti voi alkaa Estlink-yhteyksien yli. PICASSOn käyttöönotto ei tule muutoin näkymään toimijoiden suuntaan.

Eurooppalaisten valvontaviranomaisten yhteistyöjärjestö ACER edistää markkinakehityksessä niin sanottua co-optimization-mallia, jossa kaupankäyntikierrokset vuorokausimarkkinalla sekä manuaalisen- (mFRR) ja automaattisen taajuuden palautusreservin kapasiteettimarkkinalla (aFRR) yhdistettäisiin. Tällä hetkellä ennen vuorokausimarkkinan kaupankäyntikierrosta ratkaistaan ensin aFRR-kapasiteettimarkkinan ja sen jälkeen mFRR-markkinan tulokset. Jatkossa nämä tehtäisiin samanaikaisesti yhteisessä prosessissa. Co-optimization voi toteutuessaan muuttaa kapasiteettimarkkinoita merkittävästi.

Uuden 15 minuutin pohjoismaisen mFRR-energiamarkkinan aikataulu on 4.3.2025 ja luottamusta on siihen, että aikataulu tulee pitämään. Viimeisin viivästys joulukuulta 2024 maaliskuulle 2025 tehtiin Norjan kantaverkkoyhtiön pyynnöstä. Yhteisen markkinan käyttö on merkittävä muutos sekä kantaverkkoyhtiöille että markkinatoimijoille. Hankinnan prosessi muuttuu markkinan myötä pitkälti automatisoiduksi, mikä lisäksi markkina toimii 15 minuutin markkina-aikayksikössä. Operaattorit puuttuvat manuaalisin toimin jatkossa säätöenergian hankintaan harvoin. Käyttöönoton jälkeen on kaksi viikkoa, jolloin säätösähkön hinnoittelu on vielä tunnissa, vaikka markkina toimii jo vartissa. Alustavasti 18.3.2025 siirryttäisiin siihen, että myös säätösähkön hinta olisi 15 minuutissa. Mikäli käyttöönottoa ei voida tehdä 4.3. sille on varapäivinä saman viikon torstai (6.3) ja seuraavan viikon tiistai (11.3.).

Kysyttiin, miten pohjoismaisen säätöenergiamarkkinan käyttöönoton jälkeen valvotaan kantaverkkoyhtiöiden tekemiä manuaalisia siirtokapasiteetin muutoksia. Vastattiin, että jatkossa hinta ei voi ohjata rajasiirtokapasiteetin muuttamista vaan sille on oltava jokin muu peruste. Fingridillä tällä hetkellä olevien tietojen mukaan Pohjoismaissa ei tehtäisi rajasiirtokapasiteettien muutoksia kuin poikkeustilanteissa.

Keväällä 2025 ovat edessä 15 minuutin vuorokausimarkkinan ja päivänsisäisen markkinan käyttöönotot sekä 15 minuutin tasepoikkeaman hinnoittelu. Kauempana tulevaisuudessa sen sijaan ovat MARIn ja PICASSOn eli mFRR- ja aFRR-energiamarkkinoiden käyttöönottojen laajentamien muihin Pohjoismaihin. Ruotsin kantaverkkoyhtiö Svenska kraftnät liittyy alustoille aikaisintaan vuonna 2027-2028, mutta aikataulu tarkentuu mFRR-energiamarkkinan käyttöönoton jälkeen. Suomen liityntä MARlin ei ole järkevää ennen kuin muut pohjoismaat ovat myös liittyneinä. Myöskään PICASSOn kautta ei voida siirtyä aFRR-pohjaiseen tasehallintamalliin (ACE) niin kauan, kun muut Pohjoismaat eivät ole markkinalla mukana.

Lopuksi kerrattiin vielä tulevien markkinamuutosten ketjutusta. Erityisen keskeinen on mFRR-energiamarkkinan toteutuminen aikataulussa, sillä se on edellytys 15 minuutin markkinoiden (päivänsisäinen, tasepoikkeaman hinta ja vuorokausimarkkina) toteutumiselle keväällä 2025.

Vuorokausimarkkinoiden ja päivänsisäisen markkinan tilannekatsaus

Marja Eronen kertoi energiamarkkinoiden puolella tapahtuvista muutoksista. Esityksen aluksi muistutettiin Market Consultative Groupistä (MCCG), joka on kaikilla

markkinatoimijoille avoin ryhmä, jossa keskustellaan eurooppalaisista markkinakehitysasioista. Agendalla ovat olleet muun muassa markkinakytkentään liittyvät kehitysprojektit ja operatiiviset asiat, mukaan lukien market decoupling -tilanteiden läpikäynti. Ryhmä kokoontuu 2-4 kertaa vuodessa ja markkinatoimijat voivat osallistua kokouksiin rekisteröitymällä oheisen linkin kautta: [NEMOs News](#).

Kysyttiin, minkälaisia toiveita markkinatoimijoilta on tullut vuorokausimarkkinan käyttöönoton ajoitukseen liittyen. Vastattiin, että toimijat ovat toivoneet, että siirtymä ajoitettaisiin kvartaalin alkuun (huhtikuu tai lokakuu) johdannaistuotteiden vuoksi. Nämä aikataulut eivät valitettavasti ole toteutumassa. Sen sijaan markkinatoimijoiden toivomia pidempiä testausaikatauluja ollaan toteuttamassa.

Tulevista markkinamuutoksista Fingridiä ja markkinatoimijoita kiinnostanee eniten Baltian siirtyminen 15 minuutin markkina-aikayksikköön päivänsisäisellä markkinalla joulukuussa 2024 ja Estlinkin siirtyminen tammikuussa 2025. Muiden rajojen suhteen Pohjoismaat ovat siirtymässä 15 minuuttiin viimeisten toimijoiden joukossa maaliskuussa, kun taas vuorokausimarkkinan käyttöönotto on tällä hetkellä toteutumassa ennen lomakautta ensi kesäkuussa. Vuorokausimarkkinan käyttöönotto on pyritty pitämään pois kesälomakaudelta. Vuodelle 2026 on jatkuvan päivänsisäisen kaupan (IDC) sulkeutumisajankohdan laskemista 30 minuuttiin, niillä rajoilla, jossa se ei vielä ole käytössä. Tulevaisuudessa flow-based-kapasiteetinlaskenta otetaan käyttöön päivänsisäisissä huutokaupoissa (IDA), ja ratkaisua työstetään parhaillaan. Jatkuva päivänsisäinen kauppa (IDC) tulee toistaiseksi jatkamaan ATCE-kapasiteeteilla.

Muiden keskeisten kehityshankkeiden suhteen työn alla ovat jo aiemmin toimikunnan kokouksessa mainittu co-optimization, eli kapasiteettimarkkinoiden integrointi vuorokausimarkkinan. Aihe jakaa mielipiteitä: ACER ajaa kehitystyötä vahvasti ja Pohjoismaissa on vaatimus markkinapohjaisen allokaation käyttöönotto, mutta Keski-Euroopassa kehitykseen on suhtauduttu kriittisemmin. Kyseessä on joka tapauksessa monen vuoden projekti, eikä menetelmän käyttöönotosta ole varmuutta. Tällä hetkellä käynnissä on konseptointivaihe, joka valmistuu tammikuun lopussa. Toukokuussa markkinatoimijoita konsultoidaan ensimmäisen vaiheen ehdotuksesta.

Kommentoitiin, että co-optimization-menetelmän tulisi mahdollistaa myös portfoliotarjousten tekeminen, ei vain yksikkökohtaiset tarjoukset. Vastattiin, että Pohjoismaissa on sama näkemys. Lopuksi todettiin lisäksi, että sähkövarastoihin liittyen työn alla on sähkövarastojen kaupankäynnin edistäminen vuorokausimarkkinalla. Tässä keskeisessä asemassa ovat uudenlaiset hintaeroon perustuvat tarjoukset (ns. spread bidit).

3 Siirtojenhallinnan tilannekuva

Tuomas Rauhala kertoi siirtojenhallinnan ajankohtaisista kysymyksistä. Esityksen alkuun taustoitettiin parhaillaan käynnissä olevaa energiamurrosta, joka näkyy selvästi Fingridin käyttötoiminnassa. Energiamurroksessa siirrytään kohti puhdasta sähköjärjestelmää ja toimitusvarmuudesta on murroksen keskellä pidettävä myös huolta. Fingridin toimitusvarmuus on edelleen korkealla tasolla.

Liityntäkyselyiden määrä on ollut viime vuosina korkea. Vaihtelevan, sääriippuvan tuotannon lisäksi myös sähköistyvän lämmityksen investoinnit ovat alkaneet tuottaa haasteita siirtojenhallinnassa. Tällä hetkellä kantaverkossa Länsi-Suomi näyttäytyy vahvasti tuotantopainotteisena alueena, kun taas sähkönkäytön investoinnit ovat keskittyneet Etelä-Suomeen. Tämä korostaa entisestään siirtotarvetta pohjoisen-eteläsuunnan lisäksi länsi-eteläsuunnassa. Fingridillä on huomattava neljän miljardin euron kehittämisohjelma kantaverkolle, mutta uuden infrastruktuurin rakentaminen on prosessina hidas: uusissa verkkoinvestoinneissa puhutaan tyypillisesti 7-10 vuoden aikajänteestä tai jopa yli 10 vuodesta. Sen sijaan uudet sähkönkäytön investoinnit toteutetaan nopeimmillaan usein muutamissa vuosissa. Verkon investoinnit uhkaavatkin usein tulla hieman ajallisesti hieman jälkijunassa, eikä siirtojenhallinnan haasteita ratkota vain verkkoa rakentamalla.

Tuotannon liittämisen kannalta erityisen haasteellisia alueita ovat länsirannikko sekä Keski-Suomi ja Perämeren alue, jossa tehdään runsaasti tuotantoinvestointeja. Etelä-Suomessa taas investoinnit keskittyvät sähkönkäyttöön. Tästä yhtälöstä alkaa muodostua niin sanottuja sisäisiä leikkauksia kuten Uudenmaan-leikkaus ja Lounaisleikkaus, jotka erottavat ylijäämäisiä ja alijäämäisiä alueita. Näihin leikkauksiin muodostuu entistä useammin siirtojenhallinnan painetta.

Ratkaisuja siihen, etteivät siirtohuiput rajoittaisi verkon toimintaa, etsitään jatkuvasti paitsi verkonrakennuksen myös muiden keinojen avulla. Työkaluja on paljon, ja toimikunnalle annetussa esityksessä niistä on mainittu vain osa. Tähän asti siirtojenhallintaa on hoidettu pitkälti säätösähkölistan tarjouksilla ajojärjestystä muuttamalla. Ajoittain reservimarkkinoilla on kuitenkin niukkuutta, jolloin listojen hyödyntäminen siirtojenhallintaan ei tunnu pitkäjänteiseltä ratkaisulta, mikäli markkinan likviditeetti ei huomattavasti kasva ja pysy myös ajallisesti erittäin hyvänä. Uutena työkaluna mukaan ovat tulossa siirtojenhallintasopimukset eli raamisopimus kohteiden kanssa, jotka ovat teknisiltä ominaisuuksiltaan liian hitaita reservimarkkinoille. Toinen uusi työkalu on siirtojenhallinnan markkinapaikka, jota pilotoidaan vuonna 2025. Myös markkinoiden ulkopuolisia keinoja on suunnitteilla. Näitä ovat muun muassa aiheuttamisperusteinen liityntämaksu, joka kannustaa sähkönkäyttäjien ja -tuottajien keskittymiseen maantieteellisesti samoille alueille, sekä joustavat liityntäsopimukset. (*Molemmista lisää tietoa agendakohdassa 4*). Siirtojenhallinnassa käytettävien teknisten työkalujen puolella on suunniteltu kompensointiratkaisuita kuten jännitteensäätökompensointien siirtäminen lähemmäs Etelä-Suomea ja Dynamic Line Rating (DLR), joka on tulossa ensi vuonna laajamittaisemmin käyttöön. Viime kädessä Fingrid voi turvautua myös järjestelmävastaavan oikeuksiin siirtojenhallinnassa.

Kysyttiin, ovatko sähkövarastot verkon kannalta uhka vai mahdollisuus. Vastattiin, että käyttötoiminnan näkökulmasta niissä on toki molempia elementtejä, mutta tällä hetkellä ne ovat enemmänkin mahdollisuus. Oma haasteensa tuo varastojen huomioiminen verkon suunnittelussa, sillä ne voivat toimia sekä kulutuksena että tuotantona. Joustot luovat käyttötoimintaan mahdollisuuksia, joten niistä on hyvä keskustella toimijoiden kanssa enemmän.

Kysyttiin, mitä voidaan tehdä uusien kulutusinvestointien kannustamiseksi. Tällä hetkellä uusien tuotantoinvestointien ja kulutusinvestointien määrässä on huomattava ero. Vastattiin, että kaikki tuotantoinvestoinnit tuskin tulevat toteutumaan, sillä ne jäävät odottamaan kulutusinvestointien kasvua. Tuotantokyselyitä saadaan paljon, mutta kaikki

niistä eivät toteudu. Kulutuksen kehittämisessä on havaittavissa erilaisia kehityskulkuja, jossa tietyt uudet teolliset investoinnit (esimerkkinä vetytalous) ovatkin siirtyneet kauemmas tulevaisuuteen, kun taas toiset (esimerkkinä lämmön tuotannon sähköistyminen ja datakeskukset) ovatkin toteutumassa jo ennustettua aikaisemmin. Kulutuksen kokonaiskuva näyttää samalta, mutta investointien ajoittumisessa on eroja.

Lopuksi todettiin, että keskeisenä haasteena on se, miten saataisiin toimijat harkitsemaan investointinsa joustokyvyyttä jo siinä vaiheessa, kun investointia vasta suunnitellaan.

4 Vaikutusarvio liittymismaksu-uudistuksesta

Laura Ihamäki kertoi kantaverkkomaksujen muutosehdotuksista, joka on tarkoitus olla osaratkaisuna siirtojenhallinnan haasteisiin. Yksi muutosehdotuksista oli liittymismaksu-uudistus, ja Lauran esitys keskittyi juuri valmistuneeseen vaikutusarvioselvitykseen liittymismaksu-uudistuksesta.

Sidosryhmäpalautteen perusteella Fingrid päätti teettää liittymismaksu-uudistuksesta ulkopuolisena selvityksenä vaikutusarvion. Siinä tarkasteltiin uudistuksen vaikutuksia hanketyypeittäin. Selvitys toteutettiin loka-joulukuussa 2024 kirjallisuusselvityksen ja haastatteluiden avulla, ja sen toteutti kilpailutuksen perusteella Juha Vanhanen, Centrocamp Oy. Haastateltavia toimijoita oli yhteensä 35 kappaletta.

Saatujen tulosten perusteella liittymismaksu-uudistuksella ei aiheuteta meneillään olevalle energiamurrokselle hallaa, mutta yksittäisiin investointeihin muutoksella voi olla vaikutusta. Kansainvälisessä vertailussa, jossa on huomioitu erityisesti lähimmät kilpailijamaat kuten Ruotsi ja Tanska, liittymismaksut olisivat Suomessa edelleen halvemmasta päästä. Hanketyyppikohtaisessa tarkastelussa voidaan havaita, että liittymismaksu-uudistuksen jälkeen aurinkovoimahankkeita toteutuisi enemmän kulutuspainoisilla ja tasapainoisilla alueilla. Hankepotentiaali on kuitenkin suuri kaikilla alueilla. Tuulivoiman suhteen vaikutukset arvioidaan vähäisiksi verrattuna muihin investointeihin vaikuttaviin tekijöihin. Akkuvarastojen suhteen taas nähdään ohjaavaa vaikutusta kulutuspainotteisen Etelä-Suomen ulkopuolelle, mutta muutoksella ei nähdä olevan vaikutusta hankepotentiaaliin, koska akkujen sijoituspaikat ovat joustavasti valittavissa. Muiden hanketyyppien osalta vaikutukset arvioidaan vähäisiksi sekä kokonaispotentiaalin että sijoittumisen osalta.

Vaikutusarvioselvityksen arvion mukaan vuosina 2026-2030 uudistus vähentäisi uuden verkon rakentamistarvetta yhden pohjois-eteläsuuntaisen 400 kV siirtoyhteyden verran, eli euroissa noin 400 miljoonaa. Vaikutusarvioselvityksessä on laskettu, että tämä säästö tarkoittaisi verkkohinnoittelun valvontaperiaatteiden perusteella keskimäärin 25 M€/v vähemmän kerättäviä kantaverkkomaksuja verrattuna tilanteeseen ilman ohjausvaikutusta.

Liittymismaksu-uudistuksessa ei ole kyse asiakkailta kerättävien maksujen lisäämisestä vaan maksurasitteen siirrosta. Uudistus hieman keventäisi kulutuksen maksurasitetta kantaverkkomaksuista, joista kulutus kattaa nykyisin valtaosan. Komission asetus ((EU) 838/2010) määrittää maksimin tuotannolta perittävillä siirtomaksuilla, minkä vuoksi tariffimallit ovat perinteisesti kulutuspainotteisia. Liittymismaksu-uudistus ei kuitenkaan ole asetuksen kanssa ristiriidassa.

Fingrid arvioi liittymismaksu-uudistuksen käyttöönottoa alkuvuodesta 2025, suunniteltu käyttöönotto on aiemmin ilmoitetun mukaisesti vuoden 2026 alusta. Toteutuakseen esitys vaatisi vielä Energiaviraston hyväksynnän.

Vaikutusarvioselvityksessä tarkasteltiin myös alueellisia tehomaksuja ja alueellista siirtomaksua vaihtoehtoina liittymismaksu-uudistukselle. Toisin kuin liittymismaksu-uudistus, niistä kohdistuisi maksurasitetta myös nykyisille verkon käyttäjille.

Liittymismaksu-uudistuksen lisäksi Fingrid esitti palvelutasovalintamallia kantaverkkopalveluun ja paikallisten joustavien liityntöjen käyttöä myös pysyvinä ratkaisuinä. Niiden osalta keskeisessä asemassa on TEMin suurjänniteverkkotyöryhmän sähkömarkkinalain muutokset, joilla tuodaan joustavat liitynnät kansalliseen lainsäädäntöön. Arvio on, että lakiesitys saadaan lausunolle tammikuussa 2025.

5 Asiakas esittäytyy: Elenia Oy

Toimikunnan jäsen, varatoimitusjohtaja Ville Sihvola kertoi Eleniasta yrityksenä. Elenian tausta on suomalaisissa sähköyhtiöissä Hämeen, Pirkanmaan, Keski-Suomen ja Pohjanmaan alueella. Toiminta on alkanut vuonna 2012 Vattenfallin sähköverkko- ja lämpöpalveluiden ostolla. Nykyiseen Elenia-konserniin kuuluu kaksi liiketoiminta-alueita: palveluliiketoiminta Elenia Oy:ssä ja verkkoliiketoiminta Elenia Verkko Oyj:n alla. Lämpöliiketoiminta sekä tuotanto on myyty konsernista pois jo aiemmin. Konsernin omistavat Valtion Eläkerahasto, Allianz Capital Partners ja Macquarie Super Core Infrastructure Fund.

Elenian liikevaihto vuonna 2023 oli noin 316 miljoonaa euroa ja asiakkaita oli 440 000. Yrityksen markkinaosuus on 12 prosenttia. Eleniaa voidaan kuvata pitkien etäisyyksien maaseutuyhtiöksi, sillä se omistaa peräti 175 metriä verkkoa jokaista asiakasta kohden. Säävarmaa eli maakaapeloitua verkkoa on yli 64 prosenttia, ja Sihvolan mukaan Elenia onkin tehnyt paljon työtä toimitusvarmuuden eteen.

Yrityksen toiminnan pääperiaatteita ovat turvallisuus ja hyvinvointi työssä, ilmastotyö ja edelläkävijyys, asiakaskokemus ja verkkopalveluiden laatu sekä yhteiskunnallinen vaikuttavuus. Turvallisuuden suhteen Sihvola kertoi, että sen merkitys on kasvanut voimakkaasti viimeisen kymmenen vuoden aikana. Työturvallisuus korostuu myös yhteistyössä kumppaneiden kanssa. Ilmastotyötä määrittää se, että Elenian pääasiallista liiketoimintaa on verkonrakennus, ja suurin päästölähde ovatkin verkostohäviöt. Asiakaskokemuksessa ja palvelun laatu ohjaa myös liiketoimintaa merkittävästi: asiakkaan kokemus on Sihvolan mukaan tekemisen keskiössä, sillä reguloidussa liiketoiminnassa asiakkaan on erityisesti oltava tyytyväinen. Yhteiskunnallisessa vaikuttavuudessa taas korostuu arvon luonti yhteiskunnassa. Palveluliiketoimintaa tehdään yhteistyössä muiden toimijoiden kanssa, joiden kustannustehokkuuden parantaminen on keskeistä. Elenia on määrittänyt visiotavoitteita vuodelle 2035. Näiden mukaan siirretyn sähköenergian määrä pyritään kasvattamaan noin 6 terawattitunnista 7,3 terawattituntiin seuraavan vuosikymmenen aikana. Samalla tavoitteena on, että verkkoon syötetyn uusiutuvan energian määrä on myös 7,3 terawattituntia. Sihvola muistuttaa, että Elenia on Fingridin jälkeen suurin tuulivoiman verkkoon liittäjä.

Elenia tuottaa palveluliiketoiminnan alla palveluita kahdeksalle eri yhtiölle ja yhteensä yli miljoonalle loppuasiakkaalle. Palveluliiketoiminnan alueita ovat asiakaspalvelu, energia-alan markkinaprosesseihin liittyvät palvelut sekä tietojärjestelmät ja ohjelmistorobotiikka. Näiden palveluiden kautta Elenia on pyrkinyt ohjaamaan markkinan kehittymistä myös laajemmin.

Elenian pääasiallisia sidosryhmiä ovat asiakkaat, media, poliitikot, regulaattori sekä muut verkkoyhtiöt. Sihvola nostaa keskeisimmäksi rajapinnaksi asiakkaan ja yrityksen välisen yhteistyön: mikäli asiakassuhde ei toimi, se heijastuu negatiivisesti myös esimerkiksi suhteeseen mediaan ja poliitikkoihin. Tällä hetkellä asiakkaat vaikuttavat olevan tyytyväisiä toimitusvarmuuden hyvään tasoon. 12 vuoden aikana suurhäiriöiden vaikutus asiakkaisiin onkin pienentynyt suuresti, ja toimitusvarmuuteen ollaan investoimassa edelleen runsaasti.

Ajankohtainen kysymys kuitenkin on, miten loppuasiakasta tulisi palvella jatkossa, sillä asiakkaiden odotusarvo kasvaa jatkuvasti. Elenia on Sihvolan mukaan pyrkinyt vastaamaan tähän lisäämällä verkon ”älyä” sekä kehittämään loppuasiakkaan palveluita. Tällaisia Elenian palveluita ovat muun muassa kuormanohjauspalvelu, jossa asiakkaiden lämmityskuormia voidaan säätää esimerkiksi pörssisähkön hinnan perusteella, sekä sähköauton latauslaskuri, joka antaa kulutustietojen perusteella ohjeita latauslaitteiston valintaan. Lisäksi Elenian tarjoaa asiakkaille aurinkosähkölaskurin, joka neuvoo aurinkopaneelien oikeana mitoitus, ja muita uusia palveluita. Datat merkitys uusien palveluiden toteuttamisessa ja markkinan läpinäkyvyyden lisäämisessä on kasvanut.

Esityksensä loppuun Sihvola esitteli kattavan listan Elenian kehittämissuunnitelman investointiaiheita vuosille 2024-2036. Suunnitellut investoinnit liittyvät uusiutuvaan energiaan (tuulivoima ja aurinkovoima), sähköiseen siirtymään (latausinfrastruktuuri), toimitusvarmuuteen sekä älykkääseen sähkömittaukseen

Sihvolaa kiitettiin mielenkiintoisesta esityksestä. Kysyttiin, mikä työtapaturmataajuutta mittaava LTIF-arvo on tänä päivänä, mikäli tavoite vuodelle 2035 on alle 1. Sihvolan mukaan arvo on tällä alle 3.

6 Palaute kuluneesta vuodesta ja seuraavan vuoden suunnittelua

Antti Keskinen esitteli toimikunnan palautekyselyssä saatuja tuloksia. Antti kiitteli toimikunnan ilmapiiriä sekä sitä, että keskustelun pelisäännöistä on pidetty hyvin kiinni. Sähkömarkkinatoimikunta on tärkeä Fingridin kanava saada asiakkaiden näkemyksiä esille. Fingridiin saa olla jatkossakin yhteydessä, vaikka toimikunnan jäsenyys päättyisikin.

Palautekyselyssä annettiin yhteensä seitsemän vastausta. Fingridin tapa toimia asiakastoimikunnassa on arvioitu arvosanalla 8,71 (asteikko 1-10), mikä on suurin piirtein sama kuin vuosi sitten (8,9). Vastaajien mukaan parhaiten työssä toteutuvat ”vuorovaikutteisuus” ja ”ajankohtaisuus”. Avoimessa palautteessa kiitosta ovatkin saaneet muun muassa keskusteluiden hyvä henki, käsiteltävien asioiden määrä ja ajankohtaisuus. Kehityspuolella tärkeimmiksi asioiksi mainitaan ”sisältö” ja ”aikataulutus”. Avoimessa palautteessa toivotaan muun muassa lisää reservimarkkinoihin liittyviä aiheita, vuorovaikutusta ryhmän sisällä sekä aikaa keskustelulle. Tärkeimmiksi asioiksi

toimikuntatyössä osallistujat kokevat muun muassa keskustelun ja kollegoiden tapaamisen. Myös ajankohtaisuus nähdään tärkeäksi asiaksi. Ensi vuodelle on toivottu aiheiksi muun muassa kapasiteettimarkkinoita, akkuja ja flow-based-tuloksia.

Puheenjohtaja Mika Laakkonen esitti myös kiitoksensa mahdollisuudesta osallistua toimikunnan työhön. Hän toivoi, että markkinakehitys jatkuisi edelleen, jotta markkinaympäristö olisi otollisempi kaikille toimijoille.

Lopuksi vahvistettiin ensi vuoden kokousajankohdat, joita ovat 10.2.2025, 12.5.2024, 24.9.2025 ja 4.12.2025. Toimikunnan uudet jäsenet ovat Suvi Salomaa Kemijoki Oy:stä, Mikko Salminen Alpiq Finland Oy:stä, Matti Rautkivi Ren-Gas Oy:stä, Jarmo Saari Sympower Oy:stä sekä Teija Pelkonen UPM Energy Oy:stä.

7 Muita ajankohtaisia asioita

Antti Keskinen esitteli lyhyesti kolme ajankohtaista asiaa. Ensimmäisenä näistä oli flow-based käyttöönotto, jonka suhteen on 5.2.2025 tulossa pohjoismainen sidosryhmätilaisuus ([Upcoming Stakeholder Events](#)). Tilaisuudessa on tarkoitus esitellä ensimmäisiä havaintoja käyttöönoton markkinavaikutuksista. Sähkömarkkinatoimikunnan jäseniltä pyydettiin lyhyesti kommentteja käyttöönotosta. Saaduissa vastauksissa korostui halu ymmärtää paremmin Ruotsin kriittisiä verkkoelementtejä sekä vaikutus päivänsäisiin markkinoihin. Lisäksi toteutuneet fyysiset siirrot ja tiedonjulkaisu ENTSO-E:n Transparensialustalla mietitytti toimijoita.

Toisena ajankohtaisaiheena esiteltiin Baltian synkronoituminen Keski-Euroopan synkronialaiseen helmikuussa 2025. Viron, Latvian ja Liettuan TSOt ilmoittivat 16.7.2024 irtautumisestaan BRELL-sopimuksesta ja liittyvänsä Keski-Euroopan synkronialueeseen. Pohjoismaat ovat varautuneet tukemaan Baltian sähköjärjestelmää EstLink 1 ja 2:lla sekä NordBaltilla synkronoitumisen aikana. Synkroinnilla on vaikutusta reservien saatavuuteen: mFRR-kapasiteetin hankinta Virosta ei ole mahdollista saarekekäytön aikana.

Kolmas ajankohtaisaihe liittyi Fingridin strategiaprosessiin. Asiakastoimikunnat (neuvottelu-, kantaverkko ja sähkömarkkinatoimikunnat) tullaan osallistamaan Fingridin alkavaan strategiatyöhön. Asiakastoimikuntien edustajat kutsutaan Teams-kokoukseen 24.1., jossa he saavat mahdollisuuden osaltaan vaikuttaa Fingridin tulevaisuuden valintoihin.

8 Kokouksen päätös

Kokous päätettiin kello 11.55.