LAPPEENRANNAN–LAHDEN TEKNILLINEN YLIOPISTO LUT
LAPPEENRANTA-LAHTI UNIVERSITY OF TECHNOLOGY LUT

LUT School of Energy Systems
Sähkötekniikka

LUT Scientific and Expertise Publications
Tutkimusraportit – *Research Reports*
140

Juha Haakana, Jouni Haapaniemi, Otto Räisänen, Julius Vilppo, Jukka Lassila

Joustava ja toimintavarma sähkönjakeluverkko - Liiketoimintamahdollisuudet ja sääntely

Tutkimusraportti 3.5.2022

Joustava ja toimintavarma sähkönjakeluverkko - Liiketoimintamahdollisuudet ja sääntely

Juha Haakana, Jouni Haapaniemi, Otto Räisänen, Julius Vilppo, Jukka Lassila

ISSN-L 2243-3376
ISSN 2243-3376
ISBN (pdf): 978-952-335-825-6

LUT-yliopisto
LUT University
PL 20/P.O. Box 20
FI-53851 Lappeenranta

LUT School of Energy Systems

www.lut.fi/ school-of-energy-systems

Y-tunnus 0245904-2
ALV/VAT FI 02459042

Alkusanat

Tässä raportissa esitetään tulokset tutkimushankkeen Joustava ja toimintavarma sähkönjakeluverkko -osiosta Liiketoimintamahdollisuudet ja sääntely. Tutkimushanke on toteutettu yhteistyössä LUT-yliopiston, Järvi-Suomen Energia Oy:n, Kymenlaakson Sähköverkko Oy:n, PKS Sähkönsiirto Oy:n ja Savon Voima Verkko Oy:n kanssa. Yhtiöt toimivat myös hankkeen rahoittajina. LUT-yliopistosta hankkeesta on vastannut Sähkömarkkinalaboratorion tutkimusryhmä, johon kuuluivat apulaisprofessori Jukka Lassila, TkT Juha Haakana, TkT Jouni Haapaniemi, DI Otto Räisänen ja DI Julius Vilppo.

Lappeenrannassa toukokuussa 2022.

Tekijät

Preface

This report presents the results of the research project Joustava ja toimintavarma sähkönjakeluverkko (Flexible and Reliable Electricity Distribution Network) section, Liiketoimintamahdollisuudet ja sääntely (Electricity distribution regulation and business opportunities). The research project has been carried out in collaboration with LUT University and the distribution system operators Järvi-Suomen Energia Oy, Kymenlaakson Sähköverkko Oy, PKS Sähkönsiirto Oy and Savon Voima Verkko Oy. The DSOs also funded the project. At LUT University, the project was conducted at the Laboratory of Energy Market and Power Systems by a research group comprising of Associate Professor Jukka Lassila, D.Sc. Juha Haakana, D.Sc. Jouni Haapaniemi, M.Sc. Otto Räisänen and M.Sc. Julius Vilppo.

Lappeenranta, May 2022.

Authors

Tiivistelmä

Tässä tutkimusraportissa on käsitelty sähkönjakelun sähköverkkoliiketoiminnan näkymiä sekä kehitysaskeleita. Tutkimuksessa on haettu vastauksia siihen, miten sähkömarkkinalakiin vuonna 2021 tehty muutos vaikuttaa sähköverkkoliiketoimintaan tai millaisia vaikutuksia muuttuneilla valvontamenetelmillä on verkkoliiketoimintaan. Näiden suuria linjoja sisältävien tutkimuskysymysten lisäksi esiin on nostettu joukko pienempiä tutkimuskysymyksiä.

Sähköverkkotoimiala kohtaa merkittäviä liiketoiminnallisia haasteista tulevien vuosien aikana. Haasteita syntyy sekä lainsäädännöstä että viranomaissääntelystä, mutta myös sähköverkkojen ikääntymisen, sähkön toimitusvarmuuden, sähkön kysynnän muutoksen ja jopa asiakaskadon seurauksena. Haasteet näyttäytyvät aikajanalla eri tavoin. Lyhyellä aikavälillä liiketoiminnan sääntelystä seuraa haasteita, sillä se pakottaa verkkotoimijoita leikkaamaan liikevaihtoaan samanaikaisesti, kun sähköntoimitusvarmuuden kehittämisvelvoitteen täyttäminen edellyttää merkittäviä korjausinvestointien läpiviemistä. Pidemmällä aikavälillä sähkön kysynnässä ja asiakkaiden pysyvyydessä tapahtuvat osin vaikeasti ennakoitavat muutokset voivat heikentää verkon kehittämisratkaisuiden taloudellista kannattavuutta.

Tämä tutkimusraportti on osa laajempaa tutkimushanketta *Joustava ja toimintavarma sähkönjakeluverkko*, jonka yhteydessä on jo aiemmin julkaistu raportit:

- Joustava ja toimintavarma sähkönjakeluverkko - Asiakaskatoriski ja käyttöpaikkakohtainen toimitusvarmuus
- Joustava ja toimintavarma sähkönjakeluverkko - Joustoresurssit käyttötoiminnassa
- Joustava ja toimintavarma sähkönjakeluverkko - Pienasiakkaiden tehoperusteinen sähkönsiirron hinnoittelu haja-asutusalueilla toimivissa jakeluverkkoyhtiöissä

Avainsanat: liiketoiminta, liikevaihto, sähkönjakelu, sääntely, verkon arvo

Abstract

This research report deals with the prospects and development steps of the electricity distribution electricity network business. The study has focused on questions; how the amendment to the Finnish Electricity Market Act in 2021 will affect the electricity network business or what kind of effects the changed regulatory methods will have on the distribution network business. In addition to these broad research questions, several smaller research questions have been raised.

The electricity distribution sector will face significant business challenges in the coming years. Challenges arise both in terms of legislation and regulation, but also as a result of the aging of electricity networks, security of electricity supply, changes in electricity demand and even customer losses. Challenges appear differently on the timeline. In the short term, business regulation will pose challenges, as it forces network operators to cut their turnover significantly in the next few years, at the same time as fulfilling the obligation to develop security of electricity supply requires significant repair investments. In the long term, changes in electricity demand and customer contract termination may weaken the feasibility of network development solutions.

This research report is part of a larger research project *Flexible and Reliable Electricity Distribution Network*, for which reports have already been published:

- Flexible and reliable electricity distribution network – Risk of customer contract termination and security of supply at the customer points
- Flexible and reliable electricity distribution network - Flexible resources in operation
- Flexible and reliable electricity distribution network - Power-based pricing of electricity distribution for small customers in distribution network companies operating in sparsely populated areas

The reports are written in Finnish.

Keywords: business, electricity distribution, network value, regulation, turnover

Sisällysluettelo

Alkusanat 2

Preface 3

Tiivistelmä 4

Abstract 5

1 Johdanto 8

2 Muuttuva liiketoimintaympäristö 10

3 Sähköverkkotoiminnan sääntely 12

3.1 Muuttuvan lainsäädäntö sähköverkkotoiminnassa 12

3.1.1 Sähkön verkkopalvelumaksut 13

3.1.2 Vakiokorvausrajojen muutokset 13

3.1.3 Kiinteistön ulkopuolisen pientuotannon liittäminen erillisellä siirtolinjalla 14

3.1.4 Sähköverkon kehittämissuunnitelma 15

3.2 Sähköverkkotoiminnan taloudellinen sääntely 15

3.2.1 Muutokset sallitun kohtuullisen tuoton laskennassa 17

3.2.2 Yksikköhintamuutokset 19

3.2.3 Toimitusvarmuuskannustin 19

4 Analyysiä kehittyvästä sääntelystä 21

4.1 Investointitehokkuuden merkitys verkkotoiminnassa 22

4.2 Yksikköhintojen ja sallitun tuottoasteen muutosten vaikutukset 24

4.2.1 Verkon arvo 25

4.2.2 Sallittu tuottoaste 26

4.2.3 Verkkotoiminnan sallittu liikevaihto 27

4.3 Valvontamenetelmien ohjausvaikutus sähköverkkotoimintaan: kumpi on suotuisampi, operatiivinen kulu vai pääoman kasvattaminen? 30

4.3.1 Erityiskohteiden toimitusvarmuuden turvaaminen 31

4.3.2 Kustannus ja tarkasteluparametrit 33

4.3.3 Kustannukset ja sallitun liikevaihdon muutos 34

4.4 Korotuskatto osana sähkön hinnoittelua ja sen vaikutukset harmonisoidun tehotariffirakenteen kehittämisessä 37

5 Pohdinnat ja johtopäätökset 39

6 Yhteenveto 41

Lähteet: 42

1 Johdanto

Tässä raportissa käydään läpi sähkönjakeluverkkoliiketoiminnan sääntelyssä tapahtuvia kehitysaskelia ja tarkastellaan niiden vaikutuksia sähköverkkotoimintaan. Tulosten pohjalta esitetään joitakin näkökulmia sääntelyn edelleen kehittämiseksi. Raportissa esitellyt tulokset ovat osa Järvi-Suomen Energia Oy:n, Kymenlaakson Sähköverkko Oy:n, PKS Sähkönsiirto Oy:n ja Savon Voima Verkko Oy:n yhteistyössä LUT-yliopiston kanssa toteuttamaa *Joustava ja toimintavarma sähkönjakeluverkko* -tutkimuskokonaisuutta. Yhtiöt vastaavat yhdessä lähes neljäsosasta koko maan jakeluverkoista verkkopituuden mukaan tarkasteltuna.

Sähköverkkoliiketoimintaympäristössä on tapahtunut ja tapahtuu merkittäviä muutoksia sääntelyyn sekä sähkön käyttöön liittyen, joilla on huomattavia vaikutuksia liiketoimintaan niin lyhyellä kuin pitkällä aikavälilläkin. Muutosten taustalla on useita tekijöitä. Ilmastonmuutoksella on merkittävä rooli sekä sähkönkäytön kehittymisessä, mutta myös sähkönjakelun toimitusvarmuuden kehittämissä. Toistuvat sähkönjakelun häiriöt erilaisten sääilmiöiden seurauksena korostavat tarvetta kehittää sähkönjakelun luotettavuutta, jonka puolesta otetaan kantaa myös Sähkömarkkinalaissa.

Sähköverkkoyhtiöiden verkkopalvelumaksut ovat nousseet viimeisten vuosien aikana aiempaa korkeammalle tasolle mm. laajojen toimitusvarmuusinvestointien vuoksi. Tämä on näkynyt julkisessa keskustelussa sähköverkkotoiminnan verkkopalvelumaksuista. Suomen hallitus esitti heinäkuussa vuonna 2020, että sähkönjakelun hintojen nousua pyritään hillitsemään jakeluverkonhaltijoiden kustannustasoa alentavilla ja kustannustason nousua loiventavilla toimenpiteillä (HE 265/2020). Hallituksen esityksen perusteella Sähkömarkkinalakia päivitettiin heinäkuussa 2021, jonka jälkeen sähköverkkotoimintaa valvova Energiavirasto toteutti päivityksen toimialan valvontamenetelmiin (Energiavirasto 2021c).

Sähköverkkotoiminnan sääntelyssä on useita tasoja, jotka vaikuttavat eri tavoin verkkotoiminnan velvoitteisiin ja mahdollisuuksiin. Osa sääntelystä lähtee Euroopan tasolta vaikuttaen suomalaiseen lainsäädäntöön sekä viranomaisvalvontaan. Osa sääntelystä toteutetaan Suomessa omaan toimintaympäristöön parasta tietoa soveltaen. Esimerkiksi Euroopan unionin Direktiivissä 2019/944 luodaan taustaa suomalaiselle lainsäädännölle. Direktiivissä todetaan muun muassa:

> *”Kunkin jäsenvaltion on nimettävä yksi sääntelyviranomainen kansallisella tasossa”*

”Jäsenvaltioiden olisi kannustettava uudistamaan sähkönjakeluverkkoja esimerkiksi älykkäiden verkkojen käyttöönoton kautta, ja nämä verkot olisi rakennettava niin, että ne edistävät hajautettua sähköntuotantoa ja energiatehokkuutta.”

”Jakeluverkonhaltijoiden on integroitava kustannustehokkaasti uusi sähköntuotanto ja erityisesti laitokset, jotka tuottavat sähköä uusiutuvista lähteistä, sekä uudet kuormat kuten lämpöpumpuista ja sähköajoneuvoista saatavat kuormat. Tätä varten jakeluverkonhaltijoilla olisi oltava mahdollisuus käyttää markkinamenettelyihin perustuen palveluja, jotka liittyvät hajautettuihin energiaresursseihin, kuten kulutusjousto ja energian varastointi, ja niitä olisi kannustettava tähän, jotta ne voivat käyttää verkkoaan tehokkaasti ja välttää kalliita verkon laajennuksia.”

Muuttuva toimintaympäristö nostaa esiin useita kysymyksiä. Tässä tutkimusraportissa haetaan vastauksia mm. seuraaviin tutkimuskysymyksiin:

- Miten sähkömarkkinalain vuoden 2021 muutos vaikuttaa sähköverkkoliiketoimintaan?
- Millaisia vaikutuksia muuttuneilla valvontamenetelmillä on verkkoliiketoimintaan?
- Miten sähköverkkotoiminnan sääntelyä tulisi kehittää mahdollistaen kustannustehokkaan toiminnan ja toimintaedellytykset verkkotoimijoille erilaisissa toimintaympäristöissä?
- Miten joustoelementit ovat huomioitavissa verkkotoiminnan sääntelyssä?

Tutkimuksen tavoitteena on tuottaa toimialalle tietoa meneillään olevien muutosten vaikutuksista sekä esittää keinoja kehittää sekä valvontamenetelmiä että verkkotoimintaa siten, että pitkän aikaväin kokonaiskustannukset minimoituvat.

2 Muuttuva liiketoimintaympäristö

Sähköverkkoliiketoimintaympäristö on murroksen keskellä. Toimialaa koskettaa yhteiskunnan tarpeet sähkön toimitusvarmuuden kehittämisestä, johon myös Sähkömarkkinalaissa 588/2013 viitataan. Lain asettamien toimitusvarmuusvaatimusten on arvioitu vaikututtavan sähköverkkotoimialan investointitarpeisiin useilla miljardeilla euroilla (Partanen 2018) vuoteen 2036 mennessä, joka on lain asettama takaraja toimitusvarmuustavoitteiden täyttymiseksi. Sähkönjakelun luotettavuuden kehittämisen tueksi Sähkömarkkinalaissa velvoitetaan jakeluverkkotoimijat pitämään yllä ajankohtaista kehittämissuunnitelmaa, joka päivitetään kahden vuoden välein (Sähkömarkkinalaki 2013). Jakeluverkkojen kehittämistä valvoo Energiavirasto.

Sähkönjakeluverkkoihin investoiminen on tarpeen usein jo verkkojen ikääntymisen vuoksi. Monin paikoin sähköverkot ovat ylittäneet teknistaloudellisen pitoajan ja myös tekninen pitoaika on lähellä loppua. Usein tämä koskettaa taantuvia alueita, joissa on tarpeen tarkastella, mikä on sähkönjakelun asiakkaiden pitkän aikavälin pysyvyys. Suurten investointien tekeminen tällaisessa epävarmassa toimintaympäristössä onkin haastavaa ja pitkäjänteisen toiminnan kannalta on hyvä kartoittaa erilaisia joustavia keinoja mm. nykyisen sähköverkon käyttöiän jatkamiseksi ja samalla myös toimitusvarmuuden takaamiseksi (Lassila et al. 2020).

Myös sähkönkysynnässä on tapahtumassa merkittäviä muutoksia. Sähköautot yleistyvät nopeasti lisäten sekä sähköenergian että -tehon kysyntää. Useat energiatehokkuuteen liittyvät asiat kuten lämpöpumppujen yleistyminen näkyvät muutoksena sähkönkysynnässä. Lämmityskäytössä lämpöpumput voivat sekä vähentää että lisätä sähkönkäyttöä riippuen siitä, minkä tyyppistä lämmitystä niillä korvataan. Jäähdytykseen käytettävät lämpöpumput tai muut jäähdytysratkaisut lisäävät sähkönkysyntää. Hajautetun pientuotannon kasvu erityisesti aurinkosähkön muodossa näkyy niin globaalisti kuin kansallisestikin. Merkittävä osa pientuotannosta sijoittuu kotitalouksiin. Vaikka siirretyn energian näkökulmasta muutokset olisivatkin maltillisia, voivat vaikutukset sähkön käytön profiilissa (ja huipputehoissa) olla paikallisesti merkittäviä. Tämä luo paineita verkon riittävälle, mutta kustannustehokkaalle mitoittamiselle.

Kehittyvä kuormituksen joustavuus ja joustavat sähköverkkoratkaisut tarjoavat uusia mahdollisuuksia sähköverkkotoimintaan. Joustavia ratkaisuja voidaan hyödyntää sekä sähköverkon kapasiteetin pullonkaulojen hallinnassa että toimitusvarmuuden turvaamisessa. Verkon siirtokapasiteetin hallinnassa on mahdollista hyödyntää laajaa joustovalikoimaa, joka voi muodostua esimerkiksi sähkönkäyttäjien kulutusjoustosta, paikallisen pientuotantokapasiteetin tai sähkövarastojen käytöstä, aurinkosähköjärjestelmien ominaisuuksien hyödyntämisestä tai älykkäiden muuntajien säädettävyydestä (Haakana et al. 2020). Toimitusvarmuuden näkökulmasta joustona voidaan hyödyntää paikallisia sähkövarastoja ja varavoimakapasiteettia. Myös sähkönkäyttäjien joustavuudesta sähköjärjestelmän toimitusvarmuuden hyväksi on ollut

keskustelua. Verkkopalveluntarjoaja voisi esimerkiksi sopia sähkönkäyttäjä kanssa, että sähkönkäyttäjä huolehtii omasta sähkön toimitusvarmuudesta keskeytystilanteessa itse. Nykyinen sähkömarkkinalainsäädäntö ei kuitenkaan mahdollista toimintamallia, jossa verkkotoimija siirtää vastuun toimitusvarmuudesta sähkönkäyttäjälle (Lassila et al. 2020).

Sähköverkkotoimintaa valvontaan viranomaisen sääntelemien valvontamenetelmien avulla. Valvontamenetelmiä kehitetään neljän vuoden valvontajaksoissa. Tämä mahdollistaa uusien sähköverkkoteknologioiden ja toimintamallien huomioimisen verkkotoiminnassa valvontamenetelmiä kehittämällä. Nykyisellään sähköverkkotoiminnassa on tilanne, jossa lainsäädännössä esimerkiksi velvoitetaan joustojen hyödyntämiseen sähköverkkotoiminnassa, mutta käytännössä taloudellinen sääntely ei tunne joustoja osana verkkotoimintaa. Koska sähkönjakeluyhtiöltä odotetaan asiakkaiden näkökulmasta kustannustehokkaimpien ratkaisumallien hyödyntämistä sähkön jakelun kehittämisessä, pitäisi valvontamallin olla ns. toteutustapaneutraali. Tällöin mikä tahansa tekninen ja sopimuksellinen ratkaisu, joka mahdollistaa vaadittujen toiminnallisuuksien toteutumisen (toimitusvarmuus ja riittävä siirtokapasiteetti), pitäisi olla valvontamallin kautta tasa-arvoinen.

3 Sähköverkkotoiminnan sääntely

Sähkönjakeluverkkoliiketoiminta on alueellista monopolitoimintaa ja toimintaa on siten tarpeen säännellä. Sähköverkkotoiminnan sääntelyn perustana toimivat sähkömarkkinalaki ja laki sähkö- ja kaasumarkkinoiden valvonnasta (Sähkömarkkinalaki 2013, Laki sähkö- ja maakaasumarkkinoiden valvonnasta 2013). Lakien tavoitteiden mukainen verkkotoiminnan taloudellinen valvonta tapahtuu pääosin Energiaviraston laatimien valvontamenetelmien kautta. Valvontamenetelmät määritetään kerrallaan kahdelle peräkkäiselle nelivuotisjaksolle. Nykyiset valvontamenetelmät ovat voimassa valvontajaksoilla 2016–2019 ja 2020–2023.

3.1 Muuttuvan lainsäädäntö sähköverkkotoiminnassa

Lainsäädännössä määritetään mm. sähköverkkotoiminnan luvanvaraisuuden periaatteet, noudatettavan sähkönjakelun hinnoittelun taustaperiaatteet sekä sähkönjakelun toimitustoimitusvarmuudelle vähimmäistaso ja asiakaskompensaatiot pitkistä sähkönjakelun keskeytyksistä. Sähköverkkopalvelun hinnoittelun hinnan on esimerkiksi oltava riippumatonta sähköverkon käyttäjän maantieteellisestä sijainnista. Tämä tarkoittaa, että alueella toimivan verkkoyhtiön on tarjottava kaikille sen asiakkaille samanlainen hinnoittelujärjestelmä, josta kukin asiakas voi valita itselleen sopivimman tariffin. Toimitusvarmuuden osalta laissa määritetään mm. pituus suurimmalle sallittu asiakkaan kokema yhtenäiselle keskeytyspituudelle. Lain mukaan sähkönjakeluverkko on suunniteltava ja rakennettava ja sitä on ylläpidettävä siten, että:

- Maksimikeskeytysaika yksittäisessä keskeytyksessä lumikuorma- ja myrskytilanteissa on
  - Taajamissa (asemakaava-alue) 6 tuntia
  - Haja-asutusalueilla (muu kuin asemakaava-alue) 36 tuntia
- Sähkömarkkinalain 119§ mukaan
  - 50 % asiakkaista on oltava vaatimuksen piirissä 31.12.2019
  - 75 % asiakkaista on oltava vaatimuksen piirissä 31.12.2023
  - 100 % asiakkaista on oltava vaatimuksen piirissä 31.12.2028
- Sähkömarkkinalain 119 § mukaan Täytäntöönpanoajanpidennyksen edellä mainittuihin päivämäärin saa verkonhaltija, jonka keskijänniteverkon maakaapelointiaste on ollut 31 päivänä joulukuuta 2018 enintään 60 prosenttia. Tällöin vaatimusten on täytyttävä
  - 75 % asiakkaista viimeistään 31.12.2028
  - 100 % asiakkaista viimeistään 31.12.2036.

Sähkömarkkinalakia päivitettiin vuonna 2021 Suomen hallituksen esityksen HE 265/2020 pohjalta. Muutoksia lakiin tuli mm. sähkönsiirtohinnoittelun maksujen korottamisen, toimitusvarmuusvaatimusten täytäntöönpanopäivämäärien sekä sähkönjakelun keskeytysten vakiokorvausten osalta. Lisäksi päivitetyssä lainsäädännössä on muutettu sähköverkkotoiminnan

käsitettä siten, että sähkönkäyttäjien on mahdollista kytkeä omaan kiinteistösähköverkkoon oman kiinteistön ulkopuolista pientuotantoa erillisellä sähkönjakelulinjalla.

3.1.1 Sähkön verkkopalvelumaksut

Sähkönjakeluverkon toiminta rahoitetaan verkkopalvelu eli sähkönsiirtomaksuilla. Sähkömarkkinalaissa säädetään, että verkon käyttäjä saa asianomaiset maksut maksamalla oikeuden käyttää koko maan sähköverkkoa. Lisäksi laissa säädetään sähköverkkopalvelumaksujen hintojen korottamisesta Sähkömarkkinalain artiklassa 26a. Tämän mukaan sähkönjakelun asiakasmaksua on mahdollista korottaa vuositasolla enintään 8 %. Verkkopalvelumaksujen korotuskattoa tarkastellaan asiakasryhmäkohtaisesti siten, että asiakasryhmän keskimääräisen maksun ei tule ylittää 8 %/a. Maksuun ei lueta kuuluvaksi verkon käyttäjien sähkön käyttöön perustuvien verojen, veronluonteisten maksujen tai arvolisäveron korotusten määriä (Sähkömarkkinalaki 2013).

Toinen keskeinen muutos verkkopalvelumaksujen suhteen tulee tariffirakenteiden harmonisoinnista. Energiavirasto julkaisi syyskuussa 2021 suosituksia verkkopalvelumaksujen harmonisoinnista (Energiavirasto 2021a). Suosituksessa rajataan tehomaksun määräytymisperuste korkeintaan 3x63A pääsulakkeen asiakkailta määräytymään kuukausittain niiden kolmen suurimman tuntikeskitehon perusteella siltä osalta, jotka ylittävät 5–8 kW kynnystehon. Suuremmissa sulakekoissa harmonisoidussa tariffirakenteessa tehomaksu määräytyy suurimman kuukausittaisen tuntikeskitehon perusteella ilman kynnystehon asettamisen mahdollisuutta.

3.1.2 Vakiokorvausrajojen muutokset

Sähkönjakelun pitkien keskeytysten osalta Sähkömarkkinalain 100 §:ssa määritetään asiakaskompensaatioista eli vakiokorvauksista, että

> *”Loppukäyttäjällä on ilman eri vaatimusta oikeus sähkönjakelun tai sähköntoimituksen yhtäjaksoisen keskeytymisen perusteella vakiokorvaukseen, jos jakeluverkonhaltija tai vähittäismyyjä, joka toimittaa sähköä loppukäyttäjille kiinteistön tai sitä vastaavan kiinteistöryhmän sisäisen sähköverkon kautta, ei osoita, että sähkönjakelun tai sähköntoimituksen keskeytyminen johtuu hänen vaikutusmahdollisuuksiensa ulkopuolella olevasta esteestä, jota hänen ei kohtuudella voida edellyttää ottavan huomioon toiminnassaan ja jonka seurauksia hän ei kaikkea huolellisuutta noudattaen olisi voinut välttää tai voittaa.”*

Vakiokorvaus maksetaan sähkön loppukäyttäjälle vuotuisesta siirtopalvelumaksusta Sähkömarkkinalain mukaan vuoden 2023 loppuun asti seuraavasti:

1) 10 prosenttia, kun keskeytysaika on 12–24 h
2) 25 prosenttia, kun keskeytysaika on 24–48 h
3) 50 prosenttia, kun keskeytysaika on 48–72 h
4) 100 prosenttia, kun keskeytysaika on 72–120 h
5) 150 prosenttia, kun keskeytysaika on 120–288 h
6) 200 prosenttia, kun keskeytysaika on vähintään 288 h

Vakiokorvauksen vuosittainen maksimi suuruus on kuitenkin rajattu 2000 euroon yhden myrskyn osalta.

Vakiokorvausten maksuluokat muuttuvat vuoden 2021 lainmuutoksen seurauksena siten, että nykyinen keskeytyspituusluokka 24–72 h jakautuu kahtia ja uudesta luokituksesta poistuu aikaisempi yksilöity aikaluokka 192–288 h. Taulukko 3.1 esittää vakiokorvausten hyvitysprosentit eri pituisille pitkille keskeytyksille nykyisen maksukäytännön ja vuoden 2024 alusta voimaan tulevan maksukäytännön mukaan.

Taulukko 3.1. Pitkistä keskeytyksistä sähkönjakelun asiakkaille maksettavat vakiokorvaukset vuoden 2023 loppuun asti sekä vuoden 2024 alusta (Sähkömarkkinalaki 2013).

Keskeytyksen pituus	Hyvitys 31.12.2023 asti	Hyvitys 1.1.2024 alkaen
12–24 h	10 %	10 %
24–48 h	25 %	25 %
48–72 h	25 %	50 %
72–120 h	50 %	100 %
120–192 h	100 %	150 %
192–288 h	150 %	150 %
>288 h	200 %	200 %

Muutokset vakiokorvausten maksukäytännöissä näkyvät siten, että 48–72 h pitkistä keskeytyksistä korvataan vuoden 2024 alusta alkaen 50 % vuotuisesta verkkopalvelumaksusta, kun aiemmin korvaus oli 25 % vuotuisesta keskeytyksestä. Uuden hyvitysmallin mukaisesti luokassa 72–120 h korvaus nousee 50 %:sta 100 %:iin ja luokassa 120–192 h korvaus nousee 100 %:sta 150 %:iin vuotuisesta maksusta. Yli 192 h pituisten keskeytysten kohdalla vakiokorvaushyvitys ei muutu.

3.1.3 Kiinteistön ulkopuolisen pientuotannon liittäminen erillisellä siirtolinjalla

Jakeluverkonhaltijalla on Sähkömarkkinalain 13 artiklan mukaan yksinoikeus rakentaa vastuualueellaan jakeluverkkoa muutamaa poikkeusta lukuun ottamatta (Sähkömarkkinalaki 2013). Poikkeuksia ovat:

1. liittymisjohdon tai varasyöttöyhteyden rakentaminen vastuualueen jakeluverkonhaltijan sähköverkkoon

2. yhden tai useamman voimalaitoksen liittymisjohdon tai varasyöttöyhteyden rakentaminen vastuualueen jakeluverkonhaltijan tai muun verkonhaltijan sähköverkkoon
3. erillisen sähkölinjan rakentaminen pienimuotoisen sähköntuotannon liittämiseksi sähkönkäyttöpaikkaan tai kiinteistön tai sitä vastaavan kiinteistöryhmän sähköverkkoon
4. kiinteistön sisäisen sähköverkon rakentaminen
5. verkon rakentaminen jakeluverkonhaltijan suostumuksella.

Näistä erillisen siirtolinjan rakentaminen lisättiin Sähkömarkkinalain päivityksen yhteydessä. Tällä mahdollistetaan mm. pienasiakkaiden oman kiinteistön ulkopuolisen aurinkosähköjärjestelmän rakentaminen ja sen kytkeminen oman sähkönkäyttöpaikan yhteyteen ilman, että siitä täytyy maksaa erillinen siirtomaksu ja sähkövero.

3.1.4 Sähköverkon kehittämissuunnitelma

Sähköverkonhaltijat on velvoitettu ylläpitämään avointa jakeluverkon kehittämissuunnitelmaa. Tästä säädetään Sähkömarkkinalain artiklassa 52. Kehittämissuunnitelman tulee sisältää keskeisimmistä verkostoinvestoinneista suunnitelma seuraavalle 10 vuodelle sekä siinä tulee määritellä toimenpiteet sähkönjakelun toimitusvarmuusvaatimusten täyttymisen takaamiseksi. Uutena kohtana vuoden 2021 Sähkömarkkinalain päivityksessä kehittämissuunnitelmaan lisättiin velvoite:

- tehdä suunnitelma erilaisten joustotoimenpiteiden hyödyntämiseksi vaihtoehtona perinteisille jakeluverkon laajennusinvestoinneille
- tehdä kustannusvertailuja vaihtoehtoisille sähköverkkoratkaisuille
- kuultava sähköverkon käyttäjiä sekä kanta- ja suurjännitteisen jakeluverkon haltijoita, ja julkaistava kuulemistulokset kehittämissuunnitelman yhteydessä.

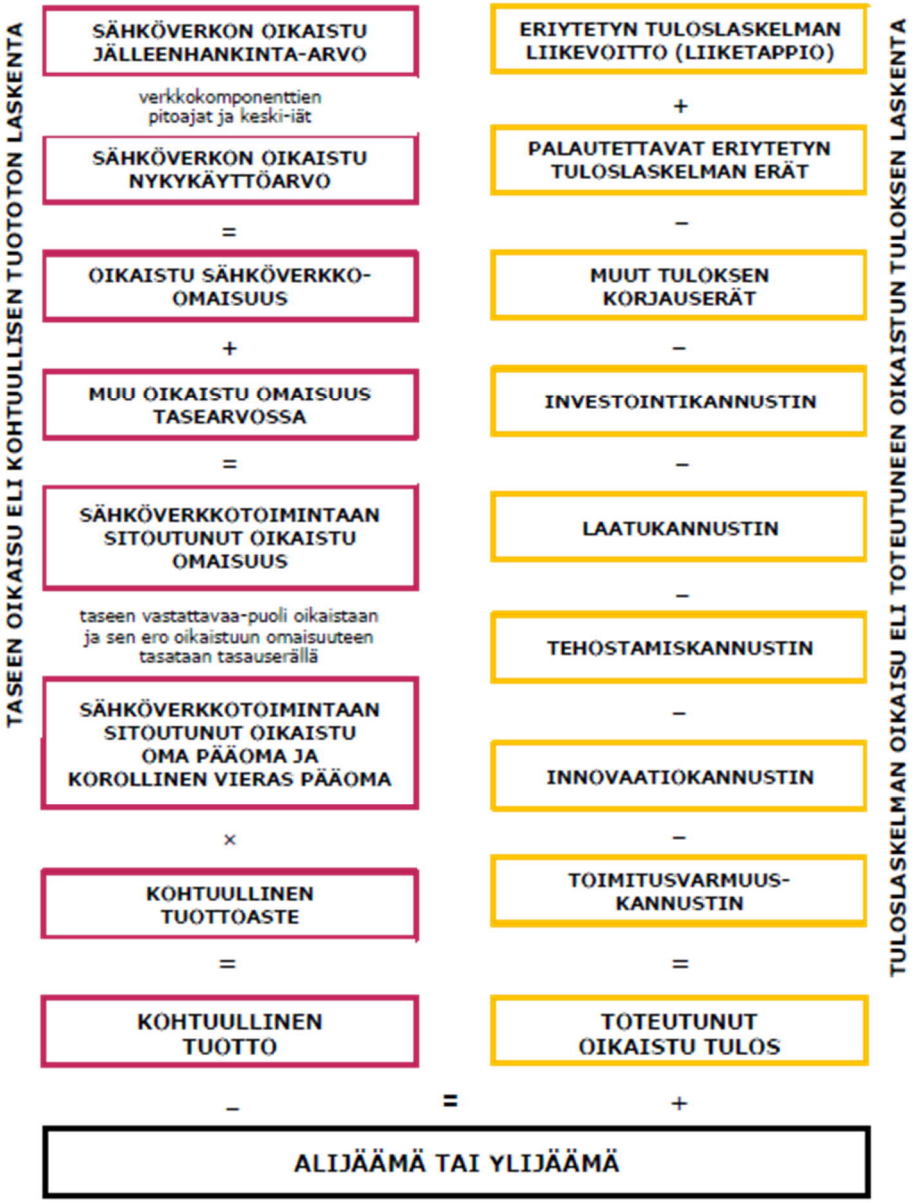
3.2 Sähköverkkotoiminnan taloudellinen sääntely

Sähkönsiirto- ja jakeluverkkoliiketoiminta on hyvin pääomavaltaista. Rinnakkaisten verkkojen rakentaminen samalle alueelle ei olisi yhteiskunnallisesti kustannustehokasta. Toimialan monopoliluonteesta johtuen tulee taloudellista toimintaa säädellä. Tällä ehkäistään monopoliaseman väärinkäyttöä ja suojellaan kuluttajien etuja sekä varmistetaan sijoittajien riittävä kannustaminen tarvittavien uusien ja korvaavien investointien tekemiseen. Sähköverkkotoimintaa Suomessa valvoo Energiavirasto. Valvonnan tavoitteena on varmistaa verkkotoiminnan kohtuullinen hinnoittelu sekä sähkönjakelun hyvä toimitusvarmuus. Muita valvonnan tavoitteita ovat esimerkiksi tasapuolisuus ja verkon kehittäminen sekä liiketoiminnan pitkäjänteisyys, jatkuvuus, kehittäminen ja tehokkuus (Energiavirasto 2020a).

Suomessa käytössä oleva valvontamenetelmä perustuu liikevaihdon sääntelyyn, jossa sähköverkkotoimijoille määritetään sallittu kohtuullinen tuotto sekä toteutunut oikaistu tulos,

joista määritetään vuosittainen ali- tai ylijäämä. Verkkotoimija voi tasoittaa mahdollisen tuloksen alijäämän seuraavien vuosien aikana kuitenkin siten, että ylijäämä tasoitettava viimeistään seuraavan valvontajakson aikana.

Sähköverkkotoiminnan valvonnassa on meneillään viiden valvontajakso (2020–2023). Ensimmäinen valvontajakso on ollut vuosina 2005–2007. Kuvassa 3.1 on esitetty kuvaus neljännellä (2016–2019) ja viidennellä valvontajaksolla käytössä olevista valvontamenetelmistä.



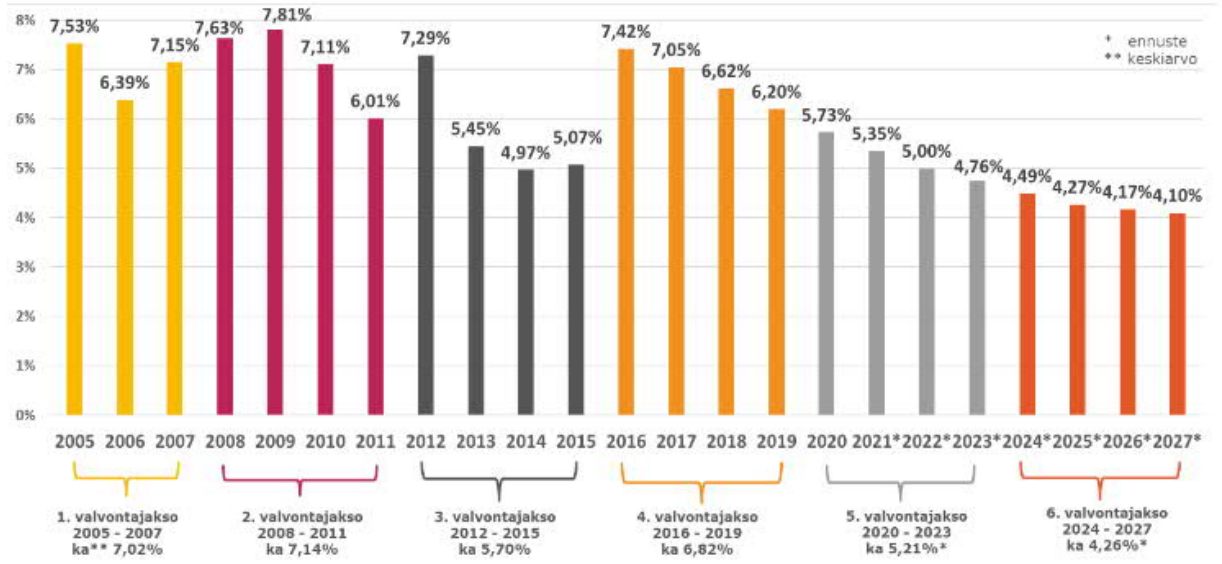
Kuva 3.1. Valvontamenetelmät valvontajaksoilla 2016–2019 ja 2020–2023 (Energiavirasto 2018).

Valvontamenetelmäkaaviossa vasemmalla puolella on taseen oikaisu ja oikealla puolella tuloslaskelman oikaisu. Niiden perusteella jokaiselle sähkönjakeluverkkoyhtiölle tarkastetaan, onko yhtiön tulos ollut ali- vai ylijäämäinen. Ylijäämäinen tulos tarkoittaa, että verkkoyhtiö on

kerännyt sähkönjakeluasiakkailta liikaa liikevaihtoa verkkopalvelumaksuilla ja vastaavasti alijäämäinen tulos tarkoittaa, että verkkoyhtiö olisi ollut sallittua kerätä enemmän liikevaihtoa. Tilanne, jossa verkkoyhtiöllä ei ole ali- tai ylijäämää, saavutetaan suurimmalla sallitulla säännellyllä liikevaihdolla. Tässä tutkimuksessa keskitytään tarkemmin arvioimaan yksikköhintojen muutoksen sekä kohtuullisen tuoton määrittelytavan muutoksia verkkoyhtiön suurimpaan sallittuun liikevaihtoon.

3.2.1 Muutokset sallitun kohtuullisen tuoton laskennassa

Sallitun kohtuullisen tuoton määrittämisessä käytetään pääoman painotetun keskikustannuksen mallia (Weighted Average Cost of Capital, WACC-malli). Se ilmaisee pääoman keskimääräisen kustannuksen, jossa painoina ovat oman ja vieraan pääoman suhteelliset arvot (Energiavirasto 2018). Sallittu kohtuullinen tuotto ja sen määrittäminen vuodelle 2022 muuttuu tuottoasteen määrittämisessä käytettävän riskittömän korkokannan osalta. Itse tuottoastetta määrittävä menetelmä pysyy samana. Riskittömänä korkokantana on vuosina 2016–2021 käytetty joko a) edellisen vuoden huhti-syyskuun toteutuneiden päiväarvojen keskiarvoa tai b) Suomen valtion kymmenen vuoden joukkovelkakirjalainankoron kymmenen edellisen vuoden toteutuneiden päiväarvojen keskiarvoa. Vuodesta 2022 alkaen riskitön korkokanta määräytyy pelkästään edellisen vuoden huhti-syyskuun toteutuneiden päiväarvojen keskiarvosta (Energiavirasto 2021c). Tällä on välitön vaikutus sallittuun tuottoasteeseen. Kuvassa 3.2 on esitetty kohtuullinen tuottoaste (pre-tax) vuosina 2005–2021 ja sen ennuste vuosille 2022–2027 ennen valvontamenetelmien muutosta syksyllä 2021.



Kuva 3.2. Sähkön jakeluverkkotoiminnan toteutunut kohtuullinen sallittu tuottoaste (pre-tax) vuosina 2005–2021 ja ennuste vuosille 2022–2027 ennen valvontamenetelmien muutosta syksyllä 2021. (Energiavirasto 2020a)

Kuvasta 3.2 nähdään, että tuottoaste on laskenut tasaisesti vuodesta 2016 eli neljännen valvontajakson alusta siten, että vuoden 2021 sallittu tuottoaste on ollut 5.35 %. Aiemman ennusteen mukaisesti tuottoaste olisi laskenut tasaisesti vielä vuoteen 2027 asti, jonka jälkeen se olisi saavuttanut n. 4 % tason. Laskevaa korkotrendiä selittää riskittömän korkokannan pitkäaikainen matala taso, mikä voidaan havaita kuvasta 3.3.

Kuva 3.3. Suomen valtion 10 vuoden obligaatiokoron päiväkeskiarvot vuosina 2009–2022 (Suomen Pankki 2022).

Valtion 10 vuoden obligaatiokorko on ollut matalalla tasolla jo pitkän aikaa, mikä on painanut myös sähköverkkotoiminnan sallittua tuottoastetta alemmas. Vuodelle 2022 ennuste on ollut aiemman valvontamallin mukaisella riskittömän korkokannan valinnalla 5.00 %. Riskittömän korkokannan muutoksen seurauksena WACC asettuu kuitenkin 3.97 %:iin. Riskitön korkokanta on tällöin laskettu Suomen valtion 10 vuoden obligaation huhti–syyskuun päiväkeskiarvoista tuottaen keskiarvon -0.08 %. Ero on siis vuodelle 2022 noin 1 %-yks verrattuna aiempien valvontamenetelmien mukaiseen sallittuun tuottoasteeseen. Tarkasteltaessa kuvasta 3.2 kohtuullisen tuottoasteen ennustetta vuosina 2023–2027 voidaan nähdä, että kohtuullisen tuottoasteen ennuste läheni aiemmallakin laskentatavalla käyttäen Suomen valtion 10 vuoden obligaation päiväarvojen 10 vuoden edellisen vuoden keskiarvoa. Tämän perusteella voidaan todeta, että laskentatapojen välinen ero on supistunut pois lähes kokonaan vuoteen 2027 mennessä. Suurin ero sallittuun tuottoasteeseen tuleekin heti menetelmäpäivitykseen voimaanastumisen jälkeen vuonna 2022, jolloin myös vaikutus sallittuun tuottoon on suurimmillaan. Tämä pätee, kun oletetaan että riskittömänä korkona käytetty Suomen valtion 10 vuoden obligaatiokorko pysyy matalalla tasolla. Mikäli riskitön korkokanta nousee lähivuosina korkeammalle tasolle, vaikuttaa tämä myös sallittuun tuottoasteeseen nostaen sitä korkeammalle tasolle.

3.2.2 Yksikköhintamuutokset

Energiavirasto päivitti sähköverkkotoiminnan verkon arvon laskennan taustalla käytettävät sähköverkkokomponenttien yksikköhinnat vuoden 2021 aikana perustuen verkkotoimijoilta kerättyihin toteutuneiden verkostoinvestointien kustannustietoihin. Yksikköhintojen päivityksessä käytetyt kustannustiedot ovat pääsääntöisesti vuonna 2020 toteutetuista investoinneista kerättyjä. Päivityksessä komponenttien yksikköhinnat pääsääntöisesti laskivat. Energiavirasto on arvioinut, että yksikköhintapäivityksen seurauksena verkkoyhtiöiden nykykäyttöarvo laskee keskimäärin 17 % verrattuna aiemmin käytössä olleisiin hintoihin (Energiavirasto 2021c). Taulukkoon 3.2 on kerätty komponenttiryhmäkohtaisia keskimääräisiä muutoksia.

Taulukko 3.2. Eri komponenttiryhmissä tapahtuneita keskimääräisiä yksikköhintamuutoksia (Energiavirasto 2016, Energiavirasto 2021b).

KOMPONENTTIRYHMÄT	MUUTOS
110 kV johto	-8 %
110 kV ilmaeristeiset kytkinkentät	-5 %
20 kV ilmaeristeiset kytkinkentät	-2 %
Päämuuntaja	-7 %
Jakelumuuntaja	-25 %
KJ-ilmajohto	-7 %
Automaatio	-6 %
Pylväsmuuntamo	-2 %
KJ-maakaapeli 70–300 mm^2	-35 %
Koppimuuntamo + hajautettu kompensointi	-23 %
KJ-kaapelioja pl. erittäin vaikea olosuhde	-6 %
PJ-ilmajohto	-9 %
PJ-maakaapeli	-17 %
PJ-jakokaappi	-24 %
PJ-kaapelioja pl. erittäin vaikea olosuhde	-6 %
Energiamittarit	-5 %

Suurimmat muutokset kohdistuvat maakaapeloinnin yksikköhintoihin. Keskijänniteverkon maakaapeleiden yksikköhinnat ovat muuttuneet kymmeniä prosentteja, ja pienjännitepuolellakin muutos on ollut lähes 20 %. Näiden lisäksi jakokaappien hinnat ja koppimuuntamoiden hinnat ovat laskeneet yli 20 %. Muista komponenteista jakelumuuntajien hinnat ovat laskeneet yli 20 %.

3.2.3 Toimitusvarmuuskannustin

Sähköverkkotoiminnan valvonnassa on vuodesta 2014 alkaen ollut mukana toimitusvarmuuskannustin (Energiavirasto 2013). Toimitusvarmuuskannustimella on mm. kannustettu ilmajohtojen vierimetsän tehokkaaseen hoitoon sekä toteuttamaan tehokkaasti toimitusvarmuuden kehittämiseen tähtääviä investointeja. Kannustimen myötä verkkotoimijoiden

on ollut mahdollista kompensoida ennenaikaisesti verkosta poistettavien verkostokomponenttien alaskirjausten liiketoiminnalliset tappiot. Lisäksi vierimetsän hoidon ylimääräiset kustannukset kuten riskipuiden poistamisesta tai ilmajohtokadun puuvarmuuden varmistamisesta aiheutuvat kustannukset on kompensoitu toimitusvarmuuskannustimella. Valvontamenetelmien muutoksen myötä toimitusvarmuuskannustin poistuu valvontamenetelmistä (Energiavirasto 2021c).

4 Analyysiä kehittyvästä sääntelystä

Sähkömarkkinalain muutoksilla sekä sähkönjakeluverkon valvontamenetelmien muutoksilla on vaikutusta sähköverkkotoimintaan. Nopeimmillaan muutokset astuvat voimaan vuoden 2022 aikana ne vaikuttavat pitkällä aikavälillä mm. sähköverkkotoimijoiden sallittuun liikevaihtoon sekä vaimentavat sähkönjakelun kuluttaja-asiakkaiden kokemia sähköverkkopalvelun hintavaihteluja.

Sähköverkkoliiketoiminnan valvontamenetelmät määrittävät toimialalla toimivien yhtiöiden sallitun liikevaihdon. Esimerkiksi vuonna 2018 sallittu liikevaihto on jakautunut toimialalla taulukon 4.1 mukaisilla osuuksilla eri osatekijöihin.

Taulukko 4.1. Sähköverkkoyhtiöiden sallittu liikevaihto vuonna 2018 (Partanen et. al. 2020).

	Osuus sallitusta liikevaihdosta [milj. €]	**Osuus liikevaihdosta [%]**
Tasapoistot	514	24 %
Sallittu kohtuullinen tuotto	670	31 %
Kontrolloidut operatiiviset kustannukset	442	21 %
Toimitusvarmuuskannustin	39	2 %
Laatukannustin, arvio	90	4 %
Häviöt	71	3 %
Fingrid-maksut	322	15 %
Yhteensä	**2148**	**100 %**

Suurimmat osatekijät liikevaihdon taustalla ovat sallittu kohtuullinen tuotto, investointikannustimen kautta huomioitavat tasapoistot, tehostamiskannustimen kontrolloidut operatiiviset kustannukset sekä Fingrid-maksut. Valvontamenetelmien muutoksella vaikutetaan pääasiassa kahteen suurimpaan osatekijään eli tasapoistoihin ja sallittuun kohtuulliseen tuottoon. Näiden yhteenlaskettu osuus toimialan liikevaihdosta on vuonna 2018 ollut 55 %. Pieni vaikutus toimialan liikevaihtoon tulee myös toimitusvarmuuskannustimen poistumisen myötä. Vuonna 2018 sen osuus toimialan liikevaihdosta on ollut 2 %.

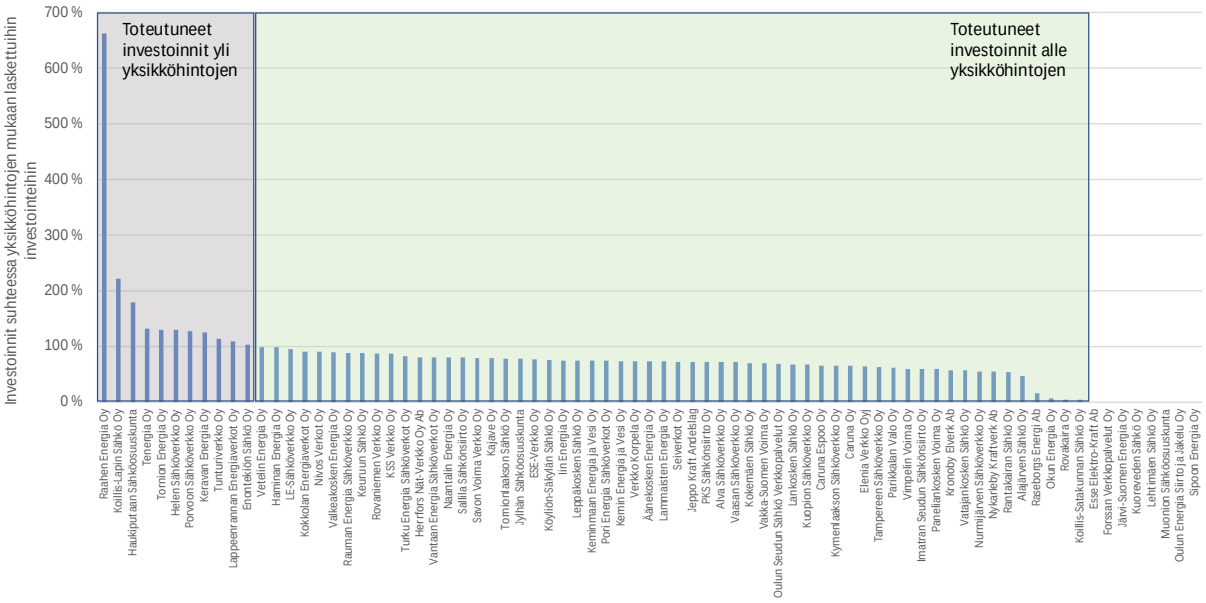
Sallitun kohtuullisen tuoton muutoksella on pieni vaikutus oikaistun tuloksen laskentaan ns. tehostamis- ja laatukannustinten kautta. Tehostamiskannustimen maksimi vaikutus on määritelty siten, ettei se saa vuositasolla ylittää 15 % suurimmasta sallitusta kohtuullisesta tuotosta. Vastaavasti laatukannustimen kohdalla on määritelty, että sen vaikutus vuositasolla maksimissaan 20 % sallitusta kohtuullisesta tuotosta. Näiden kannustinten kokonaisvaikutusten arvioiminen on kuitenkin haastavaa, sillä kohtuullisen tuoton pieneminen rajoittaa sekä suurinta mahdollista hyötyä verkkoyhtiön näkökulmasta mutta myös suurinta mahdollista haittaa.

Kehittyvä sääntely ohjaa toimialaa yhteisesti tavoiteltavaan suuntaan. Tämän varmistamiseksi regulaattori valvoo verkkoyhtiöiden toimintaa ja kerää jatkuvasti tietoa toimialan yrityksiltä sekä varmistaakseen yritysten etenemisen oikeaan suuntaan mutta myös herätelläkseen yrityksiä huomaamaan uusia mahdollisuuksia kehittää omaa toimintaansa. Sääntelyn tavoite on hyvä, mutta toimiakseen se vaatii huomattavan määrän resursseja sekä viranomaisen että myös sähköverkkoyhtiöiden puolelta. Tällöin onkin mahdollista, että sääntelyn monimutkaistuminen näkyy väistämättä myös verkkotoiminnassa haitallisesti, sillä toimialan resurssit ovat rajalliset. Lopputuloksena osa vanhasta henkilöstöstä käyttää resurssinsa sääntelyyn ja lisäksi tarvitaan myös uusia resursseja, joka tarkoittaa asiakkaan maksamien sähköverkkopalvelumaksujen kasvamista.

4.1 Investointitehokkuuden merkitys verkkotoiminnassa

Sähkönjakeluverkkotoimijoiden investointitehokkuudella on merkittävä vaikutus valvontamenetelmien investointikannustimeen. Tässä yhteydessä investointitehokkuudella tarkoitetaan sitä, kuinka paljon verkkotoimija onnistuu rakentaa uutta sähkönjakeluverkkoa suhteessa valvontamenetelmien mukaisilla yksikköhinnoilla määritettyihin laskennallisiin kustannuksiin. Jos verkkoyhtiön todelliset kustannukset ovat yksikköhintoihin nähden pienemmät, hyötyy verkkotoimija investointikannustimen kautta siten, että verkkotoimija saa hyödykseen sallittuun liikevaihtoon laskennallisten kustannusten ja todellisten kustannusten erotuksen. Vastaavasti, jos todelliset kustannukset ovat yksikköhintoihin nähden suuremmat, investointikannustin leikkaa sallittua liikevaihtoa. Liiketoiminnallisten vaikutusten arviointia vaikeuttaa osin myös, että kirjanpidossa käytettävät poistoajat ovat lähes poikkeuksetta lyhyemmät verrattuna sähköverkkoregulaatiossa käytettäviin teknistaloudellisiin pitoaikoihin.

Sähkönjakeluverkkojen investointitehokkuus on ollut hyvällä tasolla edellisinä vuosina. Tämä voidaan havaita kuvasta 4.1, joka esittää vuoden 2020 yhtiökohtaisia arvoja sekä taulukosta 4.2, josta nähdään vuosien 2013–2020 yhteenlasketut toteutuneet investoinnit ja yksikköhinnoin lasketut investoinnit niiden yhtiöiden osalta, joiden tiedot ovat saatavilla Energiaviraston julkaisemista tunnusluvuista.



Kuva 4.1. Verkkotoimijoiden toteutuneet investoinnit suhteessa valvontamenetelmien mukaisilla yksikköhinnoilla laskettuihin investointeihin vuodelta 2020 (Energiavirasto 2020c).

Kuvasta havaitaan, että suurin osa verkkotoimijoista on vuonna 2020 toteuttanut omat investointinsa edullisemmin verrattuna yksikköhintoihin. Saman suuntainen trendi on ollut havaittavissa jo useana vuonna peräkkäin lukuun ottamatta vuotta 2014, mikä nähdään myös taulukosta 4.2.

Taulukko 4.2. Verkkotoimijoiden toteutuneet investoinnit suhteessa standardiyksikköhinnoilla laskettuihin investointeihin (Energiavirasto 2020c). Vuosittaiset investointisummat laskettu vain niiden yritysten osalta, joiden molemmat sekä toteutuneet että valvontamenetelmien yksikköhintojen mukaiset investointisummat ovat olleet tiedossa.

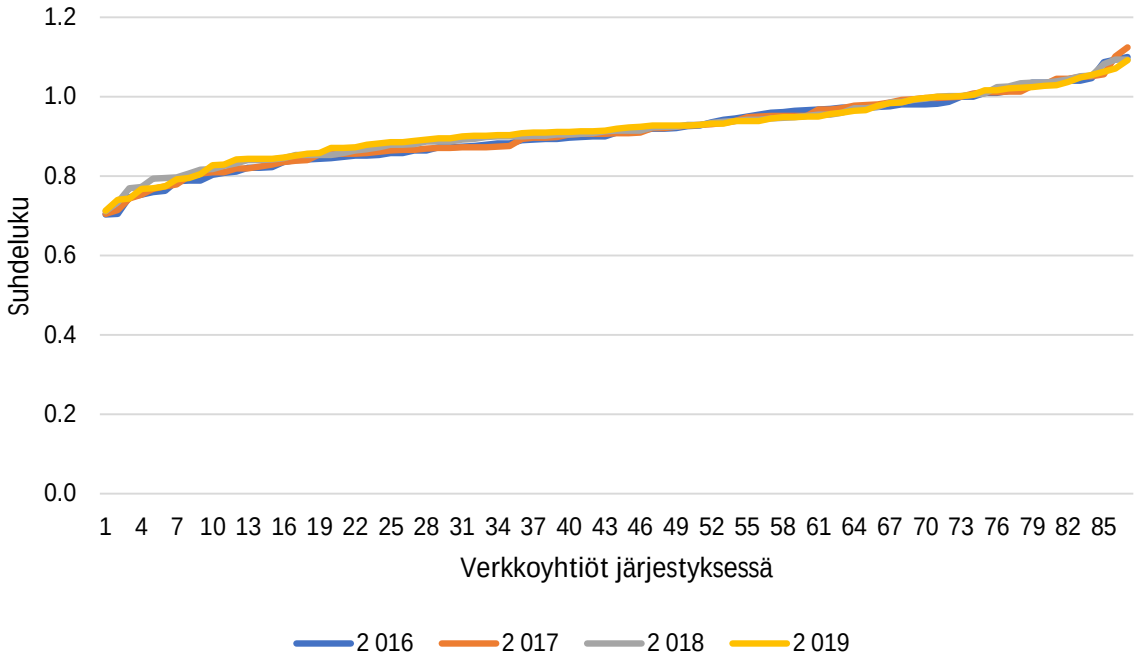
Vuosi	Toteutuneet investoinnit [t€]	Valvontamenetelmien yksikköhintojen mukaiset investoinnit [t€]	Toteutuneet investoinnit suhteessa valvontamenetelmien yksikköhinnoilla laskettuihin investointeihin
2013	575 634	806 203	71 %
2014	715 297	666 835	107 %
2015	580 679	784 240	74 %
2016	752 485	969 842	78 %
2017	784 425	1 100 747	71 %
2018	793 315	1 166 765	68 %
2019	663 646	963 068	69 %
2020	690 440	986 438	70 %

Toteutuneet investoinnit ovat olleet yhteensä n. 5.6 mrd. € vuosina 2013–2020. Vastaavasti valvontamenetelmien mukaisilla yksikköhinnoilla laskettuna investoinnit ovat olleet n. 7.4 mrd. €. Keskimäärin toteutuneet investointikustannukset ovat siis olleet viime vuosina n. 25 % edullisemmat suhteessa yksikköhinnoilla laskettuihin kustannuksiin. Tämä tarkoittaa, että keskimäärin vuosina 2013–2020 toteutuneissa investoinneissa verkkotoimija on saanut

rakennettua uutta sähköverkkoa n. 1.35-kertaisen määrän suhteessa valvonnassa käytettyjen yksikköhintojen mukaisiin laskennallisiin investointeihin.

4.2 Yksikköhintojen ja sallitun tuottoasteen muutosten vaikutukset

Yksikköhintamuutokset vaikuttavat verkkotoimijoiden säänneltyyn tuottopohjaan eli verkon arvoon siten, että verkon jälleenhankinta-arvo (JHA) lasketaan suoraan sähkönjakelun komponenttien yksikköhintojen perusteella. Ensin JHA vaikuttaa sallittuun liikevaihtoon oikaisun tuloslaskelman kautta, jossa sillä on painoarvo ns. investointikannustimessa. JHA:sta määritetään vuotuinen tasapoisto, joka käytännössä nostaa saman verran sallittua liikevaihtoa. Täten yksikköhinnoissa tapahtuvat muutokset vaikuttavat tasapoistojen kautta suoraan liikevaihtoon. Toinen vaikutusmekanismi yksikköhinnoilla on pääomalle määritettävän kohtuullisen tuoton kautta. Kohtuullinen tuotto määritetään verkkotoimintaan sitoutuneesta oikaistusta pääomasta sekä sallitusta tuottoasteesta eli ns. WACC:sta. Sitoutunut oikaistu pääoma koostuu suurelta sähköverkon nykykäyttöarvosta (NKA), mikä määritetään verkon JHA:sta sekä muusta oikaistusta verkko-omaisuudesta. Käytännössä sitoutunut oikaistu pääoma on lähellä verkko-omaisuudelle määritettävää NKA:a. Esimerkiksi vuosina 2016–2019 oikaistun pääoman ja NKA:n suhdeluku on suomalaisissa verkkoyhtiöissä vaihdellut 0.7 ja 1.1 välillä. Tämä voidaan havaita kuvasta 4.2, jossa verkkoyhtiöt on asetettu vuosittain suhdeluvun mukaiseen järjestykseen.

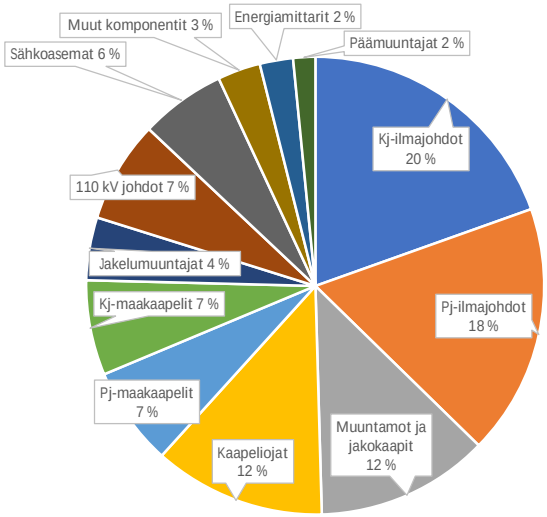


Kuva 4.2. Sähköverkon oikaistun pääoman (oma + korollinen vieras) ja nykykäyttöarvon suhdeluku suomalaisissa sähköverkkoyhtiöissä vuosina 2016–2019 (Energiavirasto 2020b).

Keskimääräinen suhdeluku oikaistun pääoman ja nykykäyttöarvon välillä on 0.92 laskettuna yhtiöiden vuosien 2016–2019 lukuarvoista. Tämä tarkoittaa, että keskimääräisen verkkoyhtiön oikaistu pääoma on 92 % nykykäyttöarvosta.

4.2.1 Verkon arvo

Yksikköhintojen muutokset leikkaavat sähköverkkoon sitoutuneen pääoman arvoa merkittävästi. Verkko-omaisuuden jakaantumisella eri komponenttiryhmiin on vaikutusta muutoksen suuruuteen. Kuva 4.3 esittää esimerkin suomalaisesta haja-asutusalueen jakeluverkon jälleenhankinta-arvon jakautumisesta komponenttiryhmittäin vuonna 2020 ennen sähköverkkokomponenttien yksikköhintapäivitystä ja yksikköhintapäivityksen jälkeen, kun yksikköhintapäivityksen osalta on käytetty taulukossa 3.2 esitettyjä komponenttiryhmien keskimääräisiä muutoksia.



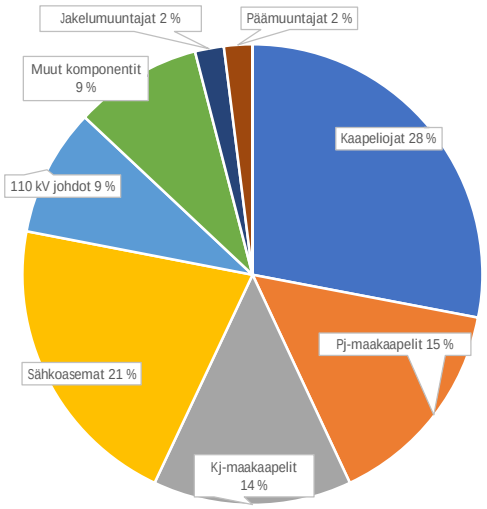
	Osuus JHA:sta vuoden 2020 yksikköhinnoilla määritettynä [%]	JHA vuoden 2022 yksikköhinnoilla suhteessa 2020 arvoon [%]
KJ-ilmajohdot	20 %	18 %
PJ-ilmajohdot	18 %	16 %
Muuntamot ja jakokaapit	12 %	10 %
Kaapeliojat	12 %	11 %
PJ-maakaapelit	7 %	6 %
KJ-maakaapelit	7 %	4 %
Jakelumuuntajat	4 %	3 %
110 kV johdot	7 %	7 %
Sähkoasemat	6 %	6 %
Muut komponentit	3 %	3 %
Energiamittarit	2 %	2 %
Päämuuntajat	2 %	1 %
Yhteensä	**100 %**	**89 %**

Kuva 4.3. Verkon jälleenhankinta-arvon jakautuminen haja-asutusalueen sähkönjakeluverkossa vuonna 2020 ennen yksikköhintapäivitystä ja sen jälkeen. Esimerkin omaisuusaineisto edustaa n. 17 % osuutta suomessa toimivien jakeluverkkoyhtiöiden JHA:sta.

Kuvasta havaitaan, että suurimmat haja-asutusalueen verkkotoimijan verkon arvoon vaikuttavat komponenttiryhmät ovat edelleen keski- ja pienjännitteiset ilmajohdot ja näihin liittyvät muuntamorakenteet, joista muodostuu noin 50 % verkon arvosta. Maakaapeleiden osuus on noin 25 %. Kuitenkin suuntana on, jakeluverkon ilmajohtojen osuus verkon kokonaisarvosta pienenee jakeluverkkojen toimitusvarmuuden kehittämistoimenpiteiden seurauksena. Yksikköhintojen muutosten myötä verkon arvo laskee 11 %-yksikköä. Komponenttiryhmistä suurimmat muutokset tapahtuvat keskijännitteisissä ilmajohdoissa ja maakaapeleissa sekä pienjänniteilmajohdoissa.

Vastaavan kaltainen muutos verkon arvossa ilmenee myös kaupunkiverkkoyhtiöissä. Kuva 4.4 esittää verkko-omaisuuden jakautumisen kaupunkiolosuhteissa ennen yksikköhintapäivitystä ja

verkon suhteellisen arvon yksikköhintapäivityksen jälkeen, kun yksikköhintapäivityksen osalta on käytetty taulukossa 3.2 esitettyjä komponenttiryhmien keskimääräisiä muutoksia.



	Osuus JHA:sta vuoden 2020 yksikköhinnoilla määritettynä [%]	JHA vuoden 2022 yksikköhinnoilla suhteessa 2020 arvoon [%]
Kaapeliojat	28 %	26 %
PJ-maakaapelit	15 %	12 %
KJ-maakaapelit	14 %	9 %
Sähkoasemat	21 %	21 %
110 kV johdot	9 %	8 %
Muut komponentit	9 %	9 %
Jakelumuuntajat	2 %	2 %
Päämuuntajat	2 %	2 %
KJ-ilmajohdot	0 %	0 %
PJ-ilmajohdot	0 %	0 %
Yhteensä	**100 %**	**90 %**

Kuva 4.4. Verkon jälleenhankinta-arvon jakautuminen kaupunkialueen sähkönjakeluverkossa ennen yksikköhintapäivitystä ja sen jälkeen. Kaupunkiyhtiön verkko-omaisuusjakauma muokattu lähteestä (Partanen ym. 2020)

Kaupunkiyhtiöiden kohdalla verkko-omaisuusjakauma eroaa haja-asutusalueella toimivista yhtiöistä. Kaupunkiyhtiöissä tyypillisesti maakaapeliverkko ja siihen liittyvät komponentit edustavat suurempaa osaa verkko-omaisuudesta. Kuvan 4.4 esimerkkitapauksessa keskijännite- ja pienjännitemaakaapelit yhdessä kaapeliojien kanssa edustavat liki 60 % verkko-omaisuudesta. Toinen merkittävä ryhmä on sähköasemien ja 110 kV johtojen 30 % osuus verkko-omaisuudesta. Kaupunkialueen verkko-omaisuuteen yksikköhintapäivitys vaikuttaa likimain samalla voimakkuudella kuin haja-asutusalueella muutoksen ollessa 10 %-yksikköä.

Suomalaisten sähkönjakeluverkkoyhtiöiden verkko-omaisuuden jälleenhankinta-arvo on ollut vuonna 2019 noin 21.4 mrd. € ja nykykäyttöarvo noin 11.8 mrd.€ (Energiavirasto 2020b). Kuvassa 4.3 esitetyllä verkko-omaisuuden jakaumalla ja taulukon 3.2 yksikköhintamuutoksilla suomalaisten jakeluverkkoyhtiöiden verkko-omaisuuden jälleenhankinta-arvo laskee noin 11 % ollen noin 19 mrd.€. Tämän myötä verkkotoiminnan tuloslaskelman tasapoistot laskevat 40 vuoden keskimääräisellä pitoajalla noin 60 milj.€. Energiavirasto on ilmoittanut verkonhaltijoiden nykykäyttöarvon laskevan keskimäärin noin 17 % (Energiavirasto, 2021c). Tämä tarkoittaa nykykäyttöarvon laskua noin 2 miljardilla eurolla noin 9.8 miljardiin euroon.

4.2.2 Sallittu tuottoaste

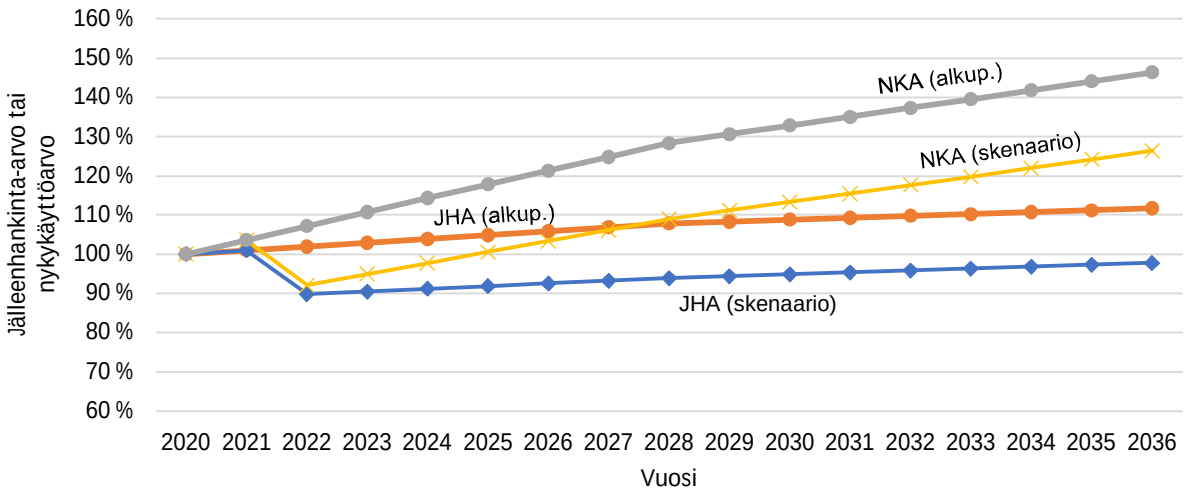
Sallittu tuottoaste WACC pienenee vuoden 2021 tasosta valvontamenetelmiin tehdyn muutoksen seurauksena. Vanhojen ennen vuotta 2022 voimassa olleiden valvontamenetelmien mukaisesti

WACC olisi ollut vuodelle 2022 noin 5 %, mutta menetelmä päivityksen jälkeen vuodelle 2022 WACC asettuu 3.97 %. Vuoden 2019 verkkoyhtiöiden oikaistu pääoma on ollut noin 10.9 mrd. € (Energiavirasto 2020b), josta laskien 5 % sallittu kohtuullinen tuotto olisi 540 milj. €. Uuden menetelmän mukainen 3.97 % sallittu tuotto määritetään uusien menetelmien mukaisesta oikaistusta pääomasta, jossa huomioidaan yksikköhintojen muuttumisen seurauksena pienentynyt verkon nykykäyttöarvo. Mikäli oikaistu pääoma muuttuu samassa suhteessa kuin nykykäyttöarvo, laskee oikaistu pääoma 17 % muutoksella noin 9 miljardiin euroon. Tästä määritettynä 3.97 % sallittu kohtuullinen tuotto on 360 milj. €/a. Täten sallitun kohtuullisen tuoton pienenemisen kokonaisvaikutus sähköverkkotoimialan sallittuun liikevaihtoon on noin 180 milj.€/a. Pelkkä sallitun tuottoasteen vaikutus on ilman verkkopääoman muutosta olisi noin 110 milj. €/a eli yksikköhintojen muutoksen vaikutus sallitun kohtuullisen tuoton laskentaan on n. 70 milj. €/a.

4.2.3 Verkkotoiminnan sallittu liikevaihto

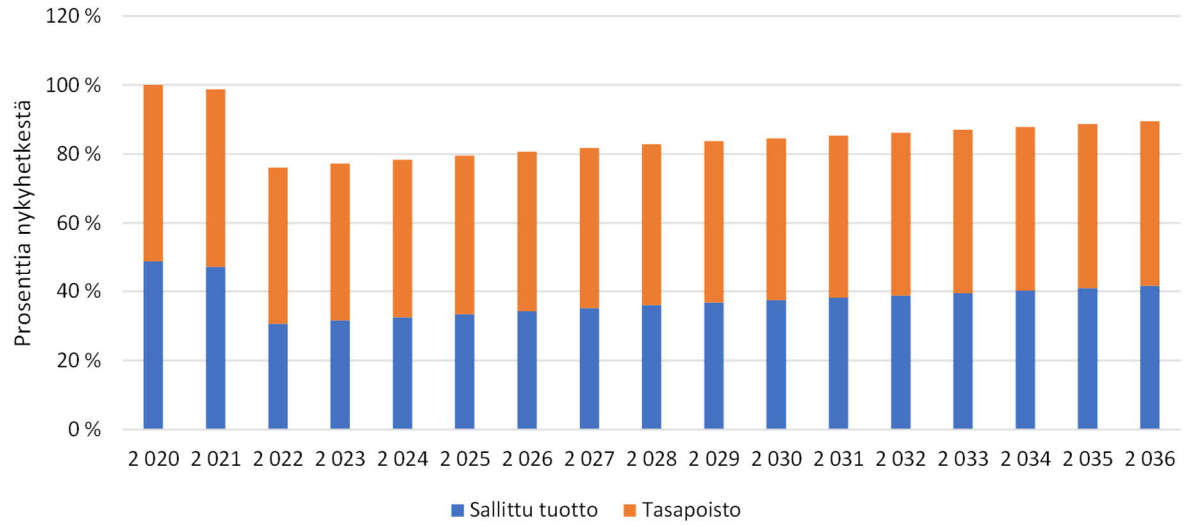
Muutokset sähkönjakelun komponenttien yksikköhinnoissa sekä sallitun tuottoasteen määrittämisessä vaikuttavat merkittävästi sähkönjakeluverkkotoimijoiden liiketoimintaan. Tasapoistojen pienenemisen vaikutus valtakunnan tasolla on n. 60 milj. €/a. Sallitun kohtuullisen tuoton pienenemisen vaikutus on n. 180 milj. €/a, josta 110 milj. €/a tulee WACC:n muutoksesta ja loput 70 milj. €/a yksikköhintojen muutoksen vaikutuksesta. Toimitusvarmuuskannustimen vaikutus on maksimissaan muutama kymmenen miljoonaa euroa. Esimerkiksi vuodelle 2018 sen arvioitu vaikutus sallittuun liikevaihtoon on ollut n. 40 milj. €/a. Yhteensä jakeluverkkoyhtiöiden vuotuinen sallittu liikevaihto laskee siis n. 280 milj. €/a.

Jakeluverkkotoiminnan sallitusta liikevaihdosta merkittävin osuus tulee säännellyistä tasapoistoista sekä sallitusta kohtuullisesta tuotosta, jotka muodostavat yli 50 % sallitusta liikevaihdosta. Näiden vaikutukset jakautuvat vuoden 2022 sallittuun liikevaihtoon siten, että reilu 50 % vaikutuksesta tulee yksikköhintojen muutoksesta tai vajaa 50 % sallitun tuottoasteen korkokannan muutoksesta. Korkokannan menetelmämuutoksen vaikutus hiipuu tarkasteltaessa myöhempiä vuosia. Kuvassa 4.5 on esitetty arvio suomalaisen haja-asutusalueella toimivan sähköverkkoyhtiön verkko-omaisuuden arvon kehittymisestä vuosina 2020–2036 kahdessa eri vaihtoehtoisessa skenaariossa. Ensimmäinen vaihtoehto eli ns. referenssiskenaario on tilanne, jossa valvontamenetelmät eivät olisi muuttuneet vuoden 2021 aikana eikä valvontamenetelmien laskentaperusteissa tapahtuisi muutoksia ennen vuotta 2036. Toinen skenaariovaihtoehto on huomioi vuoden 2022 alusta voimaan astuvat yksikköhintamuutokset, jonka jälkeen uusia muutoksia ei ole kuvaan mallinnettu.



Kuva 4.5. Esimerkkiyhtiön jälleenhankinta- ja nykykäyttöarvon kehittyminen vuosina 2020–2036 verrattuna vuoden 2020 arvoihin.

Vuoden 2022 alusta voimaan astuvat yksikköhintamuutokset näkyvät merkittävänä verkon arvon muutoksena sekä jälleenhankinta-arvossa että nykykäyttöarvossa vuoden 2022 kohdalla. Tämän jälkeinen verkko-omaisuuden arvon nousu perustuu suunnitelman mukaisiin verkkoinvestointeihin. Verkko-omaisuudesta määritettävä tasapoisto ja sallittu tuotto on esitetty kuvassa 4.6. Tasapoisto on määritetty 40 vuoden keskimääräisellä pitoajalla jälleenhankinta-arvosta ja sallittu tuotto on määritetty verkon nykykäyttöarvosta oikaistusta verkkopääomasta.



Kuva 4.6. Esimerkkiyhtiön tasapoisto sekä sallittu tuotto vuosina 2020–2036 verrattuna vuoden 2020 arvoon.

Kuvasta 4.6 havaitaan, että esimerkkiyhtiön verkkoliiketoiminta supistuu merkittävästi vuonna 2022 voimaan tulevien valvontamenetelmämuutosten myötä. Vuosina 2020 ja 2021 sallittu tuotto ja tasapoistot ovat yhtä merkittäviä tekijöitä liikevaihdon muodostumisessa. Tämän jälkeen valvontamenetelmämuutos vaikuttaa siten, että sallittu tuotto laskee tasapoistoa enemmän, jolloin tasapoistot muodostavat suuremman osuuden liikevaihdosta.

Yksikköhintaskenaarioiden ja sallitun tuottoasteen vaikutukset verkkoliiketoimintaan

Yksikköhintaskenaarioiden ja sallitun tuottoasteen vaikutuksia on tarkasteltu muodostamalla erilaisia vaihtoehtoisia skenaarioita vuosille 2022–2036. Skenaarioissa on tarkasteltu mm. vaihtoehtoja, joissa yksikköhinnat perustuvat joko ennen vuotta 2022 voimassa olleisiin yksikköhintoihin tai uusiin vuoden 2022 alusta voimassa oleviin yksikköhintoihin. Yksikköhintoja varioidaan useassa skenaariossa siten, että osassa skenaarioista ne palautuvat lähelle tai jopa takaisin vuotta 2022 edeltävälle tasolle. Tarkastellut skenaariot ovat:

- S1 = Vanhat yksikköhinnat 2022–36 + WACC aiempi menetelmä
- S2 = Vanhat yksikköhinnat 2022–36 + WACC uusi
- S3 = Uudet yksikköhinnat 2022 alkaen + WACC uusi
- S4 = Uudet yksikköhinnat 2022 alkaen + WACC uusi + 2024 ilmajohdot +10 %
- S5 = Uudet yksikköhinnat 2022 alkaen + WACC uusi + 2024 alkaen kaikki komponentit +1 %/a
- S6 = Uudet yksikköhinnat 2022 alkaen + WACC uusi + 2024 alkaen vanhat yksikköhinnat

Skenaarioissa S1 ja S2 on pohjana vanhat vuoden 2021 mukaiset yksikköhinnat, kun taas muissa skenaariossa on huomioitu vuodesta 2022 alkaen uudet määritetyt yksikköhinnat taulukon 3.2 mukaisilla komponenttiryhmäkohtaisilla muutoksilla. Skenaariossa S1 on myös käytetty vanhojen valvontamenetelmien mukaista sallittua tuottoastetta (WACC). Muissa skenaarioissa sovelletaan uusien valvontamenetelmien mukaista sallitun tuottoasteen määritystä vuodesta 2022 alkaen. Skenaariossa S4 on oletettu nykyisten muutosten lisäksi, että ilmajohtojen ja niihin liitännäisten komponenttien yksikköhinnat kasvavat 10 %. Skenaariossa S5 on oletettu, että kaikkien komponenttien yksikköhinnat kasvavat vuodesta 2024 alkaen tasaisesti 1 %/a. Skenaariossa S6 on oletettu, että yksikköhinnat palautuvat vuodesta 2024 alkaen samalle tasolle kuin ennen vuotta 2022.

Sallittu tuotto määritetään tarkasteluissa sähkönjakeluverkon nykykäyttöarvosta kertomalla se sähköverkon oikaistun pääoman ja nykykäyttöarvon keskimääräisellä suhdeluvulla vuosilta 2016–2019. Tarkasteluissa käytetyt pitoajat ovat esimerkkiyhtiöiden komponenteille soveltamat. Laskentakorkona on käytetty 5 %. Taulukossa 4.3 on esitetty tasapoistojen ja sallitun tuoton suhteellinen osuus vuosien 2022–2036 ajalta viidellä tarkastellulla skenaariolla neljässä esimerkkiyhtiössä.

Taulukko 4.3. Sallitun kohtuullisen tuoton ja tasapoistojen suhteellinen määrä neljässä esimerkkiyhtiössä viidellä erilaisella tarkasteluskenaariolla vuosina 2020–2036.

	S1	**S2**	**S3**	**S4**	**S5**	S6
Yhtiö A	100 %	97 %	84 %	84 %	87 %	95 %
Yhtiö B	100 %	97 %	86 %	86 %	89 %	95 %
Yhtiö C	100 %	96 %	87 %	87 %	90 %	95 %
Yhtiö D	100 %	97 %	86 %	86 %	88 %	95 %
Keskiarvo	**100 %**	**97 %**	**86 %**	**86 %**	**89 %**	**95 %**

Sallitun kohtuullisen tuoton ja tasapoistojen määrä vuosina 2022–2036 pienenee merkittävästi valvontamenetelmiin tehtävillä muutoksilla. Skenaario S2 näyttää pelkän sallitun tuottoasteen muutoksen ja sitä kautta sallitun kohtuullisen tuoton muutoksen vaikutuksen kohtuullisen tuoton ja tasapoistojen määrään. Tällöin vaikutus on -3 %. Skenaarioissa S3–S6 vaikutus on -16 % ja -4 % välillä. Vuoden 2022 alusta voimaan astuneiden muutosten seurauksena voidaan todeta, että verkkoyhtiöiden liikevaihto pienenee merkittävästi. Mahdollinen yksikköhintojen palautuminen lähemmäs aiempaa yksikköhintatasoa nostaa hieman sallittua liikevaihtoa, mutta jo pelkästään sallitun tuottoasteen määrittelytavan muutos vaikuttaa lähivuosien liikevaihtoon usean prosentin.

Vuodelle 2022 toteutettu yksikköhintapäivitys pohjautuu pääosin vuoden 2020 toteutuneisiin yksikkökustannuksiin, jotka ovat historiallisesti erittäin matalat. Vuoden 2021 aikana useat kustannuskehitystä mittaavat indikaattorit ovat kääntyneet joko lievään tai merkittäväänkin kasvuun kuten esimerkiksi metallien maailman markkinahinnat. Lisäksi yksikköhintojen laskeminen tulee todennäköisesti pienentämään verkonrakennusvolyymia, joka voi itsessään myös nostaa jatkossa yksikkökustannuksia. Vastaavasti toimitusvarmuusinvestointien edetessä kokonaisvolyymi tulee väistämättä pienenemään, joka voi myös nostaa investointien yksikkökustannuksia yhdessä sen kanssa, että helpoimpien investointikohteiden rakentamisen myötä viimeisenä ovat haastavammat investointikohteet, joiden rakentamisen myötä myös yksikköhinnat voivat kasvaa. Täten voidaan arvioida, että yksikköhinnoissa on vuoden 2024 jälkeen todennäköisesti kasvupainetta. Tämä tarkoittaa, että skenaariot S5 tai S6 ovat todennäköisesti lähempänä totuutta kuin skenaario S3, jossa voimaan astuneet yksikköhinnat vaikuttaisivat pitkän aikaa.

4.3 Valvontamenetelmien ohjausvaikutus sähköverkkotoimintaan: kumpi on suotuisampi, operatiivinen kulu vai pääoman kasvattaminen?

Käytössä olevilla valvontamenetelmillä pyritään ohjaamaan sähköverkkotoimintaa yhteiskunnan näkökulmasta perusteltuun suuntaan. Esimerkkinä tästä on taata verkkotoiminnassa riittävät investoinnit, jotta verkon uusiutuvuus suhteessa olemassa olevaan verkko-omaisuuteen on hyvällä tasolla, eikä suurta korjausvelkaa sen suhteen pääse syntymään. Samoin valvontamenetelmillä

pyritään ohjaamaan verkkotoiminnan tehostamiseen, siten että operatiivisia kustannuksia saadaan pienennettyä.

Nykyisen valvontamallin ominaispiirteenä on, että verkkotoimintaan sitoutuneelle pääomalle, pelkistäen investoinnit, saa sekä korvauksen että tuoton. Vastaavasti operatiiviselle toiminnalle eli käytännössä verkkotoiminnan kuluille saa kohtuullisen korvauksen, jossa ei kuitenkaan ole mukana ns. kohtuullista tuotto -komponenttia. Kohtuullisessa korvauksessa on huomioitu toimialakohtainen yleinen tehostamistavoite ja yhtiökohtainen tehostamistavoite, eli kulujen osalta keskimääräisen verkkotoimijan korvaus operatiivisesta toiminnasta on kulut vähennettynä tehostamistavoitteella.

Tämä asetelma toimii melko hyvin, kun verkkotoiminta perustuu verkon rakentamiseen vakioiduilla verkostokomponenteilla, joiden hankintakustannukset voidaan määrittää avoimilla markkinoilla. Sähkönjakelussa, kuten muuallakin energiasektorilla on meneillään laaja energiamurros, missä mm. uudet joustomekanismit ovat tulossa osaksi sähköjärjestelmän hallintaa. Pelkistäen tilanne on sellainen, että joustotoiminnot eivät tyypillisesti ole toteutettavissa verkostoinvestointeina, jolloin ne eivät kasvata verkkotoiminnan pääomaa eivätkä myöskään mahdollista valvontamenetelmissä pääomalle tuottoa. Osassa joustotoimista on mahdollista toteuttaa verkostoinvestointeina kuten sähköenergiavarastojen hankinta ja asennus, mutta mm. EU-tason sääntelyssä on lähtökohtana, etteivät verkkotoimijat omista sähkövarastoja kuin poikkeustapauksessa (EU 2019). Tämä tarkoittaa, että sähköverkkotoimijan sähkövarastojen käytön tulee ensisijaisesti perustua ostopalvelusopimukseen. Vertailtaessa ostopalvelua ja verkostoinvestointia keskenään, onkin todennäköistä, ettei liiketoiminnan näkökulmasta ole järkevää kasvattaa verkon kapasiteettia hankittavalla joustopalvelulla, vaikka se olisikin elinkaarikustannusten näkökulmasta tehokas vaihtoehto.

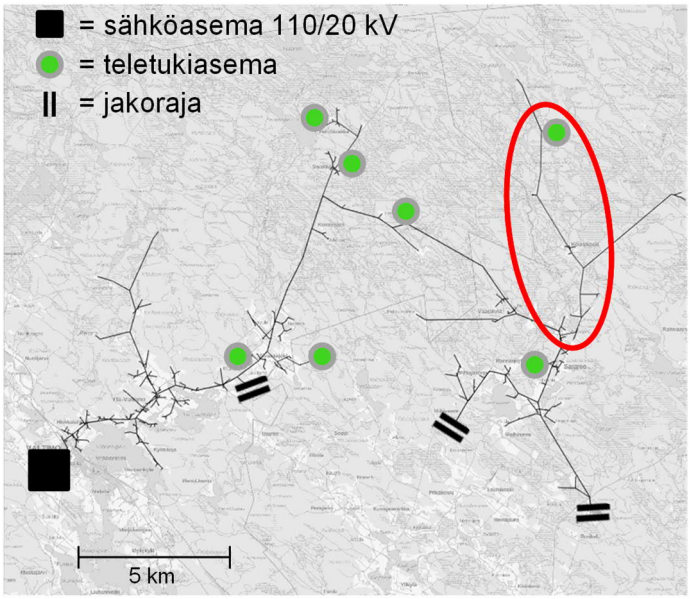
4.3.1 Erityiskohteiden toimitusvarmuuden turvaaminen

Paikallinen sähkön toimitusvarmuuden turvaaminen voi olla teknistaloudellisesti perusteltu ratkaisu joihinkin yhteiskunnan infrastruktuurin tarpeisiin. Lainsäädäntö määrittää tietyn toimitusvarmuuden minimitason sähkönjakelulle, mutta sen toteuttaminen ei välttämättä ole riittävä yhteiskunnan keskeisten toimintojen ylläpitämiseksi. Tällaisia toimintoja ovat mm. tietoliikenteen teletukiasemat, vesihuollon toiminnot sekä muut huoltovarmuuden ja yhteiskunnan toimivuuden kannalta kriittiset toiminnot.

Joustopalvelun hankintaesimerkkinä käytetään tässä raportissa tietoliikenneverkon teletukiaseman sähkön saannin varmistamista paikallisella sähkövarastolla. Vertailussa tarkastellaan vaihtoehtoa, jossa teletukiasemaa syöttävä verkko saneerataan säävarmaksi maakaapeloinnilla. Toisena vaihtoehtona toimitusvarma sähkö varmistetaan paikallisella akkuenergiavarastolla. Jälkimmäisessä vaihtoehdossa syöttävä verkko saneerataan perinteisellä

ilmajohtotekniikalla eikä syöttävältä verkolta täten edellytetä säävarmuutta. Keskeisiä tarkasteluun vaikuttavia lähtötietoja ovat nykyisen syöttävän verkon tilanne, kuten kaapelointiaste, ikä ja johtoreitin metsäisyys sekä johdolla siirrettä teho. Teknistaloudellista analyysia varten on tarpeen huomioida eri teknologisten vaihtoehtojen hankintakustannukset sekä pitoajat.

Haja-asutusalueilla on suuri määrä teletukiasemia, joiden sijainti on kaukana lähimmästä sähköasemasta tai syöttävän jakeluverkon runkolinjasta, jolloin toimitusvarmuuden turvaaminen verkkoteknisin keinoin esimerkiksi maakaapeloimalla voi olla kallista. Avointen aineistojen perusteella Suomessa on yli 8 000 mastoa. Niistä suuri osa liittyy televerkkotoimintaan, jolloin voidaan arvioida, että teletukiasemia pelkästään mastoihin sijoitettuna on tuhansia. Kuvassa 4.7 on esitetty 20 kV esimerkkijohtolähtö, jolla on yhteensä seitsemän mastoihin sijoitettua teletukiasemaa.



Kuva 4.7. Tarkasteluesimerkki teletukiaseman sijainnista keskijännitejohtolähdöllä. Teletukiaseman etäisyys runkojohdosta 10 km.

Kuvan esimerkin teletukiaseman etäisyys johtolähdön runkolinjaan on 10 km, joka on toteutettu nykymuodossaan ilmajohtona. Vaihtoehtona toimitusvarmuuden parantamiseksi ovat tässä tarkastelussa:

1. Teletukiasemaa syöttävän haarajohdon maakaapelointi suurhäiriövarmaksi
2. Teletukiasemaa syöttävän haarajohdon saneeraus ilmajohtotekniikalla ja toimitusvarmuuden turvaaminen teletukiasemalle paikallisella akkuvarastolla.

Maakaapeloimalla haarajohdon syöttö varmistetaan, ettei sähkönjakelu keskeydy myrskyn tai lumikuorman seurauksena yli 36 tunnin ajaksi. Käytännössä haarajohdosta tulee maakaapeloinnin

myötä säävarma, jolloin sääilmiöt myrskyt tai lumikuormat eivät aiheuta ollenkaan haarajohdolle vikoja. Tällöin on kuitenkin varmistettava, että sähkönsyöttö voidaan hoitaa runkojohdon kautta tai vähintään varasyötön kautta myös häiriötilanteen aikana. Vaihtoehtoisessa toimitusvarmuuden turvaamisratkaisussa paikallisen akkuvaraston avulla tarkastelussa oletetaan, että teletukiaseman normaali sähköverkkosyöttö voidaan rakentaa maakaapelointia edullisemmalla ilmajohtolinjalla ja sen vikaantuessa teletukiaseman toiminta voi jatkua akustoa hyödyntämällä. Teletukiaseman tarvitsema sähköteho saadaan tällöin syötettyä akkuvarastosta syöttävän verkon sähkönjakelun keskeytyksen aikana. Akku on ollut täyteen ladattuna myrskyn tai lumikuorman aiheuttaessa vian syöttävälle verkon osalle ja akuston syöttämä sähköteho ja -energia riittää kattamaan teletukiaseman sähköntarpeen, kunnes viankorjausorganisaatio on saanut vian korjattua ja palautettua sähkönjakelun verkon kautta.

4.3.2 Kustannus ja tarkasteluparametrit

Teletukiaseman toimitusvarmuustarkastelussa käytetyt kustannus ja muut laskentaparametrit vaihtoehtojen kustannusten sekä sallitun tuoton määrittämiseksi on esitetty taulukossa 4.4.

Taulukko 4.4. Laskentaparametrit maakaapeloinnin ja sähkövaraston elinkaarikustannusten ja sallitun tuoton määrittämiseksi

	Arvo
Maakaapeloinnin yksikköhinta	60 000 €/km
Ilmajohdon yksikköhinta	30 000 €/km
Akkuvaraston yksikköhinta	500 €/kWh
Rahoituskustannus/laskentakorko	3 % / 5 %
Sallittu tuottoaste WACC	4 %
Investointitehokkuus	75 % / 100 % / 150 %

Tarkastelussa maakaapeloinnin yksikköhinta kattaa keskijännitemaakaapelin, kaapeliojan jakelumuuntamon sekä tarvittavat jatkokset ja päätteet haja-asutusalueella. Ilmajohdon yksikköhinta sisältää ilmajohdon sekä pylväsmuuntamon. Tarkastelussa on oletettu, että sähköverkkotoiminnan rahoituskustannus on samansuuruinen tuotto-odotusta kuvastavan laskentakorkokannan kanssa. Tarkasteluissa sovelletaan kahta eri korkokantaa, jotka ovat 3 % ja 5 %. Sallittu tuottoaste on puolestaan tarkasteluissa vakio 4 %. Esimerkkitarkasteluissa yhtiön investointitehokkuus vaihtelee 75 % ja 150 % välillä. Esimerkiksi 100 % investointitehokkuudella yhtiö rakentaa yksikköhinnan mukaisella investoinnilla 1 km määrän sähköverkkoa. Vastaavasti 75 % tehokkuudella yhtiö rakentaa 0.75 km sähköverkkoa ja 150 % tehokkuudella 1.5 km sähköverkkoa.

Pitoaikana rakennetulla sähköverkon maakaapelilla ja ilmajohdolla on tarkastelussa käytetty 50 vuotta ja akkuvarastolla 10 vuotta. Sähkövaraston kustannuksia arvioitaessa keskimääräisenä tehona on käytetty 3 kW, joka on keskimääräinen sähkönkäyttöteho haja-asutusalueen

tukiasemilla. Sähkövarasto mitoitetaan tarkastelussa kattamaan 24 h pituinen sähkönjakelun keskeytys. Tarkastelun yksinkertaistamiseksi operatiivisia kustannuksia ei ole huomioitu. Tarkasteluajanjakson pituus on 50 vuotta.

4.3.3 Kustannukset ja sallitun liikevaihdon muutos

Maakaapelisaneerauksessa toimitusvarmuuden turvaamisen lisähinta on 30 000 €/km verrattuna ilmajohtoon. Tarkastelussa koko haarajohtosyöttö ajatellaan saneerattavaksi maakaapelina. 3 % rahoituskustannuksella 10 km pituisen maakaapeloinnin vuosikustannus on 23 319 €/a, josta vuosikustannuksen lisäys ilmajohtoon verrattuna on 11 660 €/a. Maakaapeloinnin tasapoisto on 12 000 €/a, josta lisäys ilmajohtoon verrattuna on 6 000 €/a. Maakaapelin sallittu tuotto 4 % tuottoasteella laskettuna kaapelin ensimmäisen vuoden nykykäyttöarvosta on 24 000 € ja vastaavasti ilmajohdon 12 000 €. Tasapoiston ja sallitun tuoton yhteenlaskettu sallittu liikevaihto on ensimmäisenä vuonna 18 000 €/a ja 40 vuoden tarkasteluajanjakson lopussa 6 240 €/a. Nykyhetkeen diskontattuna maakaapeloinnin lisäkustannukset verrattuna ilmajohtoon ovat 300 000 € ja maakaapeloinnin myötä sallitun liikevaihdon lisäys on 348 540 €.

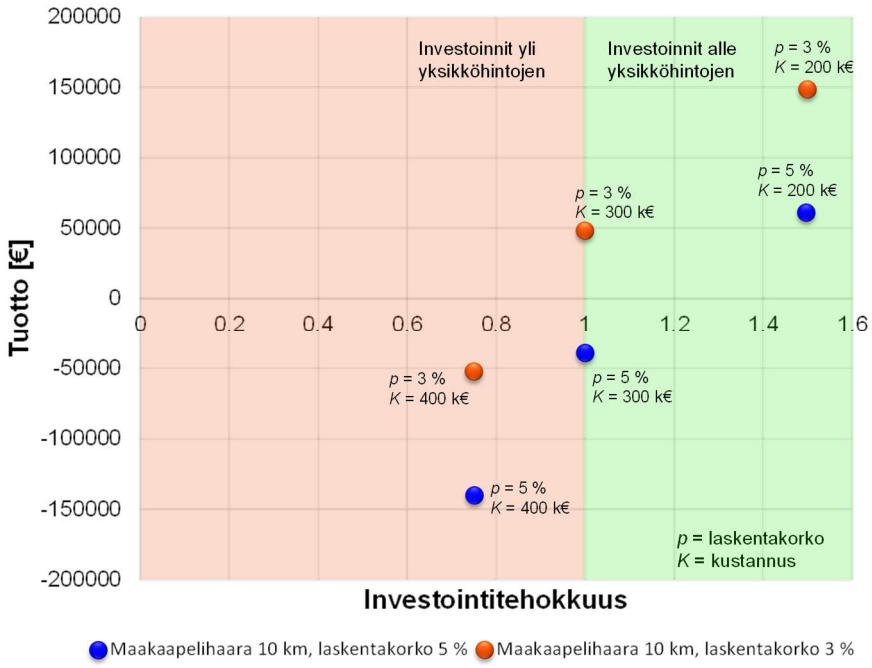
Investointitehokkuuden ja laskentakoron variointi

Tarkastelun elinkaarikustannukset muuttuvat sen mukaan, mikä on yhtiön investointitehokkuus ja vastaavasti sallittu liikevaihto vaihtelee laskentakoron mukaan. Taulukossa 4.5 on varioitu investointitehokkuutta ja laskentakorkoa muuttamalla maakaapeloinnin lisäkustannuksia ja sallitun tuoton kasvua. Kustannukset ja tuoton muutokset ovat nykyhetkeen diskontattuja arvoja.

Taulukko 4.5. Toimitusvarmuuden parantamisen lisäkustannukset ja sallitun tuoton muutos tilanteessa, jossa nykyinen ilmajohto saneerataan maakaapeloimalla. Tarkastelun pitoaika on 50 vuotta.

Vaihtoehto	Investointitehokkuus	Laskentakorko	Lisäkustannukset [€]	Sallitun tuoton kasvu [€]
VE1	100 %	5 %	300 000	261 910
VE2	150 %	5 %	200 000	261 910
VE3	75 %	5 %	400 000	261 910
VE4	100 %	3 %	300 000	348 540
VE5	150 %	3 %	200 000	348 540
VE6	75 %	3 %	400 000	348 540

Taulukosta havaitaan, että investointi tehokkuudella on iso merkitys verkostosaneerauksen kustannuksiin ja sitä kautta myös investointien kannattavuuteen. Vastaavasti laskentakorkokanta vaikuttaa sallitun tuoton diskontattuun nykyarvoon. Tarkasteluissa sallittu tuottoaste WACC on vakio 4 %, jolloin korkeampi 5 % laskentakorko pienentää tulevaisuuden tuottoja matalampaa 3 % laskentakorkoa enemmän (kuva 4.8).



Kuva 4.8. Maakaapelointi-investoinnin (10 km) lisäkustannukset ja muutos sallitussa tuotossa 50 vuoden tarkasteluajanjaksolla kolmella eri investointitehokkuudella ja kahdella laskentakorolla.

Tarkasteltaessa toimitusvarmuuden turvaamista akkuvaraston avulla, riippuu verkkoratkaisun sallitun liikevaihdon määrittely siitä, onko akkuvarasto osa verkkotoimijan tuottopohjaa vai ostaako verkkotoimija akuston varatehon palveluhankintana, jolloin se näyttäytyy operatiivisena kustannuksena. Akkuvaraston vienti yhtiön tuottopohjaan pitäisi nykyisellään toteuttaa todellisen taseen mukaisena, sillä akkuvarastoille ei ole olemassa yksikköhintaa oikaistun taseen laskentaan. Tällä tavoin menettelemällä komponentille saadaan muodostettua poistot, että arvon mukainen tuotto.

Esimerkkitarkastelussa akkuvaraston koko määräytyy suurimman arvioidun keskeytyspituuden ja teletukiaseman keskimääräisen tehonkäytön perusteella. Tarkastelussa keskeytyspituutena on käytetty 24 h ja teletukiaseman keskimääräiseksi tehoksi on määritetty 3 kW, joista tarvittava sähkövaraston suuruus on 72 kWh. Käytettävällä 500 €/kWh yksikköhinnalla sähkövaraston investointikustannus on 36 000 €. Tilanteen yksinkertaistamiseksi on oletettu, että sähkövarasto tulee kokonaisuuden sähköverkkoyhtiön käyttöön, jolloin kaikki kustannukset kohdistetaan sähköverkkoyhtiölle. Tällöin 5 % laskentakorolla sähkövaraston annuiteetiksi saadaan 4 660 €/a. Verrattaessa sähkövarastoratkaisun elinkaarikustannuksia maakaapeloinnin elinkaarikustannuksiin on huomioitava, että maakaapeloinnin pitoaika on tarkastelussa 50 vuotta kun taas sähkövarastolle arvioitiin pitoajaksi 10 vuotta. Sähkövarasto joudutaan siis uusimaan elinkaaren aikana neljä kertaa. Sähkövaraston elinkaarikustannukseksi 50 vuoden ajalta saadaan tällöin 85 000 €, kun laskentakorkona on 5 % ja oletetaan sähkövaraston vuotuisen annuiteetin säilyvän samana läpi tarkasteluajanjakson. Tuloksia arvioitaessa on huomioitava, että käytetyt laskentaparametrit ovat esimerkinomaisia.

Hankittaessa akuston varateho palveluhankintana, ei verkkotoimija saa hankinnalle poistoa eikä sallittua tuottoa. Hankinta voi tällöin vaikuttaa verkkotoimijan kohtuullisiin tehostamiskustannuksiin eli SKOPEX:iin. Vaikutus tapahtuu tällöin siten, että palveluhankinta muuttaa kohtuullisten tehostamiskustannusten laskennassa jotain lähtöparametria, mikä siirtää verkkoyhtiön toiselle varjohintaprofiilille. Tehostamiskustannusten laskennassa vaikuttavia lähtöparametreja ovat verkon JHA, KAH, siirretty energia, verkkopituus, käyttäjämäärä sekä liittymien ja käyttöpaikkojen suhdeluku. Käytännössä akuston hankinta ei vaikuta muihin tehostamiskustannusten lähtöparametreihin, kuin KAH-kustannuksiin, joten akustopalvelun vaikutus yhtiön sallittuun liikevaihtoon määrittyy pelkästään muuttuvan KAH-kustannuksen perusteella. Toisaalta yksittäisen pienen sähkönkäyttäjän vaikutukset verkkotoimijan KAH-kustannuksiin ovat tyypillisesti maksimissaan joitakin satoja euroja, jolloin parhaassakin tapauksessa vaikutus kohtuullisiin tehostamiskustannuksiin on hyvin pieni.

Verrattaessa akuston myötä mahdollisesti pieneneviä KAH-kustannuksia esimerkiksi johtohaaran maakaapeloinnin myötä muuttuviin KAH-kustannuksiin, on todennäköinen lopputulos, että maakaapeloinnin myötä kustannukset pienenevät enemmän kuin akkuvaraston tapauksessa. Maakaapeloinnin myötä aluetta syöttävän johtolähdön muidenkin asiakkaiden kokemat keskeytykset vähenevät verrattaessa perinteisiin ilmajohtoon. Toisaalta tällöin haarajohdon päässä sijaitsevalla teletukiasemalla tai muulla suojattavalla kohteella näkyvät johtolähdön kaikki vikatapahtumat.

Lopputuloksena tarkastelusta havaitaan, että akuston hyödyntäminen palveluhankintana toimitusvarmuuden turvaamiseksi ei nykyisillä valvontamenetelmillä mahdollista toiminnan kustannusten kattamista, sillä palveluhankinta ei todennäköisesti kasvata verkkotoimijan kohtuullista sallittua liikevaihtoa. Samanaikaisesti palvelusta kuitenkin muodostuu uusia kustannuksia. Verrattaessa akkutarkastelua toimitusvarmuuden turvaamiseen maakaapeloinnilla havaitaan, että sallitun liikevaihdon kasvu suhteessa kustannusten kasvuun on mahdollista erityisesti, jos yhtiö pystyy toteuttamaan maakaapeloinnin hyvällä investointitehokkuudella. Toisaalta heikommalla investointitehokkuudella yhtiön maakaapeloinnista sallittuun liikevaihtoon saama lisäys on hyvinkin pienempi, kuin maakaapeloinnin todelliset kustannukset. Vastaavasti suuremmat rahoituskustannukset ja siten suurempi tuotto-odotus heikentävät isojen investointien kannattavuutta, jolloin sallittu liikevaihto laskee suhteessa toteutuviin kustannuksiin. Liiketoiminnan kannattavuuden näkökulmasta akkuvarastot ovat nykytilanteessa harkittavia vain, kun verkkotoimija ei pysty toteuttamaan perinteistä verkkoinvestointia hyvällä tai kohtuullisella investointitehokkuudella. Tällöin verkkotoimija voi minimoida investointeja, joiden kannattavuus liiketoiminnan näkökulmasta on heikko. Vastaavasti verkkotoimijalla, joka pystyy toimimaan hyvällä investointitehokkuudella, ei ole kannusteita hyödyntää kustannustehokkaita palveluhankintoja liiketoiminnassaan.

4.4 Korotuskatto osana sähkön hinnoittelua ja sen vaikutukset harmonisoidun tehotariffirakenteen kehittämisessä

Sähkönjakelun hinnoittelu nähdään keskeisenä osana sähkönjakelun pitkän aikavälin kehittämisessä. Tästä esimerkkinä on tehotariffitutkimuksen sekä vähitellen myös tehopohjaisten tariffien yleistyminen pienasiakkailla. Tämän taustalla on tavoite lisätä pienasiakkaiden mahdollisuuksia vaikuttaa verkkopalvelumaksuunsa, kannustaa resurssi- ja energiatehokkuuteen sekä toteuttaa nykyisiä tariffirakenteita paremmin aiheuttamisperiaatetta ja vähentää asiakkaiden välistä ristisubventiota (Honkapuro et al. 2017).

Tehoperusteista hinnoittelua on tutkittu tässä hankkeessa ja siitä on julkaistu raportti (Haapaniemi et al. 2021). Tarkasteluissa on hyödynnetty laajaa yhteensä yli 200 000 asiakkaan kuormitusaineistoa PKS Sähkönsiirron:n ja Savon Voima Verkko Oy:n osalta. Nyt käyttöön otettu harmonisoitu tehomaksurakenne rajaa pienasiakkaiden tehotariffin koskemaan vain kynnystehon (5–8 kW) ylittäviä tehoja. Energiaviraston julkaisemien korotuskattovalvonnassa käytettävien tyyppikäyttäjien osalta kuukausittaisten kolmen suurimman tuntitehon keskiarvot on esitetty taulukossa 4.6.

Taulukko 4.6. Tyyppikäyttäjien 1–10 kuukausittainen 3 suurimman huipputehon keskiarvo. 5 kW:n kynnystehon alittavat tehot on värjätty vihreällä. Tyyppikäyttäjä ei maksa näiltä kuukausilta tehomaksua. Muilta kuukausilta tyyppikäyttäjä maksaa kynnystehon ylittävän osan perusteella. Tehotiedot on poimittu Energiaviraston julkaisemista huipputehotaulukoista (Energiavirasto 2019).

Tyyppi-	Energia		Huipputehot (kW)											
käyttäjä	(kWh)	Sulake	Tammi	Helmi	Maalis	Huhti	Touko	Kesä	Heinä	Elo	Syys	Loka	Marras	Joulu
1	1000	3x25A	0.16	0.18	0.61	1.54	2.05	2.11	1.79	1.71	1.81	1.63	0.44	0.24
2	1500	1x25A	1.29	1.24	1.23	1.18	1.15	1.11	1.09	1.12	1.16	1.21	1.25	1.30
3	2500	3x25A	2.72	2.56	2.54	2.45	2.29	2.20	2.10	2.20	2.35	2.55	2.57	2.71
4	5000	3x25A	4.32	3.96	3.93	3.69	3.49	3.37	3.18	3.28	3.54	3.85	3.98	4.27
5	10000	3x25A	6.17	5.52	5.30	4.94	4.46	4.23	4.14	4.17	4.46	5.00	5.32	5.73
6	16000	3x25A	8.13	7.25	7.00	6.35	5.67	5.34	5.03	5.14	5.56	6.39	6.82	7.35
7	19000	3x25A	12.16	11.36	11.12	10.45	8.79	7.42	6.68	6.69	7.89	9.96	10.79	11.33
8	34000	3x35A	9.66	9.59	9.56	9.47	9.27	5.94	6.80	9.23	9.49	9.47	9.47	9.48
9	42000	3x35A	16.22	14.90	14.56	13.74	13.17	12.94	12.87	13.75	14.84	14.34	14.31	14.73
10	50000	3x63A	16.97	15.45	14.43	13.16	12.22	11.82	10.97	11.79	12.35	13.80	15.06	15.24

Taulukosta 4.6 voidaan havaita, että tyyppikäyttäjät 1–4 eivät koskaan ylitä kynnystehoa, eivätkä täten maksa tehomaksua. Tulee kuitenkin muistaa, että tyyppikäyttäjä kuvaa tietyn tyyppistä sähkönkäyttäjää keskimäärin. Todellisten asiakkaiden sähkönkäyttö voi poiketa tyyppikäyttäjästä, joten asiakkaat voivat käytännössä joutua maksamaan tehomaksua, vaikka heitä edustavalle tyyppikäyttäjälle ei tehomaksua muodostu. Useamman käyttöpaikan liittymissä voisi olla perusteltua soveltaa erisuuruista tehomaksua kuin muille asiakkaille liittymän sisäisen tehojen risteilyn seurauksena (Haapaniemi et. al, 2021), mutta tästä voi muodostua harmonisoidussa tariffirakenteessa korotuskaton soveltamisen näkökulmasta haasteinen tilanne. Kerros- ja rivitaloja edustaa tyyppikäyttäjissä vain tyyppikäyttäjät 2 ja 3, jotka eivät koskaan maksa

tehomaksua, mutta käytännössä laajojen kuormitusaineistotarkastelujen perusteella joka neljäs useamman käyttöpaikan liittymän asiakas ylittää 5 kW:n kynnystehon vähintään jonain kuukautena.

Laajojen kuormitusaineistoon perustuvien analyysien perusteella kynnystehon käyttöönotto johtaa siihen, että nykyisillä sähkönkulutuksilla tehomaksu tulee maksettavaksi vain noin 23–48 % asiakkaista. Asiakkaiden laskutustehojen summa pienenee verrattuna kynnystehottomaan tehotariffiin noin 74–90 %. Matalampi tehomaksua maksavien asiakkaiden määrä ja laskutustehojen summa helpottavat jonkin verran tehotariffiin siirtymää verkkoyhtiön näkökulmasta. Toisaalta kynnysteholliset tehotariffi luo kannustimen tehohuippujen huomiointiin, jos asiakkaan huipputehot kasvavat merkittävästi esimerkiksi sähköauton kotilatauksen seurauksena.

Tehomaksun käyttöönotto maltillisella painoarvolla, esimerkiksi 1 €/kW/kk kynnystehon ylittävältä laskutusteholta, vaikuttaa tyyppikäyttäjien verkkopalvelumaksuihin 0–110 €/a. Nykyisiin tyyppikäyttäjien verkkopalvelumaksuihin verrattuna nämä vastaavat 0–5 % vuosittaisista kustannuksista PKS Sähkönsiirto Oy:n tai Savon Voima Verkko Oy:n tapauksessa. Tarkastelussa tulee huomioida, että verkkoyhtiöiden verkkopalvelumaksujen nykytila vaikuttaa suhteellisten muutosten suuruuteen. Käytännössä liikevaihtoa joudutaan siirtämään tehomaksuun joko perusmaksuista tai energiamaksuista, joten 8 %/a korotuskattoa ei voida ylittää tyyppikäyttäjien kohdalla. Tehomaksu vaikuttaa suhteellisesti eniten tyyppikäyttäjien 7 ja 9 verkkopalvelumaksuihin. Nämä tyyppikäyttäjät edustavat varaavalla sähkölämmityksellä lämmitettäviä pientaloja ja maatalouksia. Etenkin varaavilla sähkölämmittäjillä voi olla hyvät mahdollisuudet vaikuttaa huipputehoihinsa. Tehomaksun käyttöönottoa helpottaa tilanne, jolloin verkkoyhtiö laskee muutenkin hintojaan.

Yksittäisten asiakkaiden tapauksessa tehomaksun käyttöönotto maltillisenakin voi aiheuttaa korotuskattoa suurempia suhteellisia korotuksia verkkopalvelumaksuihin. Analyysien perusteella havaittiin, että noin 0.4 % asiakkaista kokee yli 8 % korotuksen verkkopalvelumaksuissa, vaikka tyyppikäyttäjillä maksumuutokset jäävätkin selkeästi alle korotuskaton. Tämä voi olla viestinnällinen haaste verkkoyhtiön näkökulmasta.

Jakeluverkkoyhtiöillä on perinteisesti ollut käytössä tehotuotteita myös suuremmille pienjänniteasiakkaille, näissä tuotteissa on kuitenkin ollut hyvin erilaisia tehomaksujen määräytymisperusteita (Lummi et. al, 2019). Perinteiset pienjännitetehotariffit ovat voineet olla käytössä esimerkiksi yli 3x100 A pääsulakkeen asiakkaille. Harmonisoinnin myötä verkkopalvelumaksuissa tulee käyttää samoja tehomaksun määräytymisperusteita yli 3x63A pääsulakkeen asiakkaille. Tämä vaikuttaa tyypillisesti vain pieneen asiakasjoukkoon, mutta verkkoyhtiön tulee suunnitella, miten verkkopalvelumaksuhinnastosta saadaan looginen kaikkien pienjännitteisten asiakkaiden näkökulmista.

5 Pohdinnat ja johtopäätökset

Sähköverkkojen nykyinen sääntely ohjaa sähköverkkotoimintaa, mikä on myös sääntelyn tarkoitus. Sääntelyyn kohdistuu suuret odotusarvot sekä sähköverkkotoimialan että myös sähkönkäyttäjien suunnalta. Toimialalla merkittävä huoli on, että sääntely ei mahdollista pitkän aikavälin toimintaedellytyksiä kaikkiin toimintaympäristöihin. Nykyisellään yhdellä sääntelymallilla valvotaan sekä pääkaupungin että hyvin harvaan asutun sähkönjakelun liiketoimintaa. Sääntelyä ei helpota, että tausta sähkönjakelun kehittämiselle on näissä toimintaympäristöissä hyvin erilainen. Pääkaupungissa huolena ovat kalliit ja pirstaleiset investoinnit samalla, kun sähkönkysynnässä ja kysynnän muutosnopeudessa on huomattavaa epävarmuutta. Hyvin harvaan asutulla alueella taas pitäisi pystyä varmistamaan sähkön toimitusvarmuus kymmeniksi vuosiksi eteenpäin samalla, kun välttämättä edes sähkönkäytön jatkuvuudesta ei ole varmuutta.

Toimiala on investoinut vuodesta 2013 alkaen yli 5 mrd. € sähkönjakeluverkkoihin. Investointien kasvattaessa verkon arvoa myös sähköverkkopalvelumaksut ovat kasvaneet, jonka seurauksena on käynnistynyt laaja yhteiskunnallinen keskustelu ja myös kritiikki toimialaa kohtaan. Julkisessa keskustelussa on ollut esillä mm. yhtiöiden suuret tuotot, mutta myös tarvittava sähkönjakelun käyttövarmuuden taso. Tilanteet yhtiöiden välillä ovatkin hyvin erilaiset, sillä osassa yrityksiä sähkönjakelun toimitusvarmuus on jo valmiiksi hyvällä tasolla, eikä suurta investointitarvetta ole toimitusvarmuuden näkökulmasta. Toisaalta osa yrityksistä tekee toimitusvarmuusinvestoinnit nykyisellään suurelta osin velkarahalla tulorahoituksen ollessa riittämätöntä. Nähtävissä on, että sähköninfran tärkeydestä huolimatta toimialan julkisuuskuva on heikentynyt, joka voi vaikuttaa jatkossa toimialan resurssien saatavuuteen. Toinen resursseihin liittyvä haaste on, että nykyisen investointipainotteisen ajanjakson jälkeen verkonrakennustyöt vähenevät merkittävästi, jonka jälkeen on mahdollista, ettei häiriönkorjausresurssejakaan ole saatavilla samoin kuin aiemmin.

Nyt toteutuneet muutokset sääntelyssä vaikuttavat merkittävästi sähköverkkotoimintaan, sillä verkkotoiminnan sallitun liikevaihdon pieneneminen vaikuttaa suoraan verkkoyhtiöiden rahoitukseen. Aiemman rahoitussuunnittelun mukaisia investointisuunnitelmia on todennäköisesti tarpeen sopeuttaa vastaamaan uutta rahoituksen näkymää erityisesti niiden verkkoyhtiöiden osalta, jotka joutuvat uusimaan verkko-omaisuuttaan lyhyessä ajassa merkittävästi sekä rakentamaan uutta verkkoa huomattavasti nykyistä sähköverkkoa arvokkaammilla verkostorakenteilla. Tämä koskettaa erityisesti haja-asutusalueella toimivia yhtiöitä, joiden on toteutettava toimitusvarmuuden kehittämiseksi merkittävät investoinnit. Omat haasteensa nykyinen sähkönjakelun sääntely tuottaa myös kaupunkiverkkoyhtiöille, kun niidenkin tuottopohjasta leikkautuu suuri osuus maakaapeliverkkojen yksikköhintojen laskiessa.

Liikevaihtosääntelyssä käytössä oleva investointikannustin tarjoaa verkkoyhtiöille keinon kehittää investointitehokkuutta ja hyötymään tehokkuuden kasvusta, kunnes tehokkuuden kasvun seurauksena laskevat yksikköhinnat näkyvät myös sähkönjakelun asiakkaille laskevina verkkopalvelumaksuina. Jakeluverkkoyhtiöiden investointitehokkuudessa on merkittäviä eroja, mikä voi vaikuttaa toimintaedellytyksiin osassa yhtiöistä. Osa eroista selittyy investointivolyymien eroilla, mutta myös olosuhteilla on hyvinkin vaikutusta investointien tehokkuuteen. Osansa voi olla myös yhtiöiden erilaisilla kirjaamiskäytännöillä osana investointiprojekteja. Tätä on hyvä tarkastella lähemmin jatkossa, jotta yhtiöille varmistetaan vastaavat toimintaedellytykset sekä parannetaan samalla jakeluverkkosääntelyn läpinäkyvyyttä.

Nykyinen sähköverkkosääntely luo omalta osaltaan haasteita uusien toimintamallien käyttöönottoon verkkotoiminnassa, vaikka toimintamallit olisivat kustannustehokkaita ja jopa edullisempia nykyisin käytössä oleviin toimintamalleihin. Tästä esimerkkinä on verkkotoimijan palveluhankintana toteuttama sähkön joustopalvelu sähkövaraston avulla tai muulla tavoin. Sähkönjakelun toimitusvarmuutta kehitettäessä joustopalvelun vastineena on mm. maakaapelointi, joka voi tarkoittaa suurempia elinkaarikustannuksia joustopalveluun verrattuna, mutta myös nykyisten valvontamenetelmien ominaisuuksista johtuen samalla myös suurempaa pääoman tuottoa verrattuna verkko-omaisuuteen joustopalvelun kanssa. Joustopalveluun sijoitettavalle pääomalle ei ole nykyvalvontamenetelmissä mahdollista saada tuottoa, mutta myös palvelusta aiheutuvat kustannukset jäävät todennäköisesti suurelta osin tai jopa kokonaan verkkotoimijan vastuulle. Joustopalvelun hyödyntämistä arvioitaessa onkin todennäköistä, että palvelun näyttäytyessä verkkoliiketoiminnassa lähes pelkkänä kustannuksena, on valintana ennemmin sähkönjakelun kehittämiseksi sijoitus verkko-omaisuuteen kuten maakaapeliin, josta saa liiketoiminnan tuloslaskelmaan tasapoiston sekä verkkotaseen pääomalle tuoton.

Toimitusvarmuuskannustimen poistumisella ei ole isoa merkitystä yleisesti toimialan liiketoimintamahdollisuuksia tarkasteltaessa tai tarkasteltaessa kannustimen alaskirjausten kompensaation poistumista. Yksittäisen yhtiön näkökulmasta tilanne voi olla kuitenkin toinen. Vierimetsän hoidollisen kannustimen poistuminen vaikuttaa merkittävimmin niihin yhtiöihin, jotka toimivat nykyisellään ja myös tulevaisuudessa ympäristössä, missä ilmajohtoverkot ovat usein edelleen kustannustehokas vaihtoehto. Tällöin vierimetsän hoitotoimenpiteiden kompensoinnin lopettaminen tulee vaikuttamaan näiden yhtiöiden liiketoimintamahdollisuuksiin negatiivisesti sekä mahdollisesti myös sähkön toimitusvarmuuteen pitkällä aikavälillä.

6 Yhteenveto

Sähköverkkoliiketoiminta on suuressa murroksessa. Verkkotoimijat ovat investoineet vuodesta 2013 alkaen yli 5 mrd. € sähkönjakeluverkkoihin vastatakseen mm. toimitusvarmuustavoitteisiin. Samanaikaisesti on kuitenkin noussut keskustelu toimitusvarmuuden kehitystarpeiden nopeudesta sekä sen vaikutuksesta sähkönjakelun hinnoitteluun. Sähköverkkosääntelyssä astuikin voimaan vuoden 2021 aikana liiketoiminnan näkökulmasta merkittäviä muutoksia. Nämä vaikuttavat sähköverkkoyhtiöiden liiketoimintaan siten, että vuonna 2022 toimialan yhteenlaskettu suurin sallittu liikevaihto laskee lähes 300 milj. € verrattuna edellisten vuosien liikevaihtoon. Tämä yhdistettynä toimialaa koskettaviin toimitusvarmuusvelvoitteisiin, muuttuvaan sähkön kysyntään, ikääntyvään sähkönjakeluinfrastruktuuriin sekä paikalliseen asiakaskatouhkaan muodostaa merkittävää epävarmuutta toimialalla.

Toimialan murros koskettaa sähköverkkosääntelyä nyt toteutettuja muutoksia laajemmin. Nykyisessä sähköverkkosääntelyssä on ominaispiirteenä, että sallitun liikevaihdon muodostumisessa pääpaino on verkko-omaisuudessa ja sen kehittymisessä. Kuitenkin toimialaa ollaan Euroopassa ohjaamassa suuntaan, jossa erilaiset palvelurakenteet voivat paikoin jopa korvata perinteisiä verkkoinvestointeja. Tällöin esimerkiksi asiakkaan sähkönsaanti voidaan turvata paikallisella sähköntoimitusvarmuusratkaisulla ostopalveluna, kun perinteisesti toimitusvarmuus on toteutettu esim. rakentamalla verkkoyhteys suurhäiriösietoiseksi. Haasteena uusien palvelutoimintojen integroimisessa osaksi verkkotoimintaa on, etteivät nykyiset sääntelyn valvontamenetelmät juuri mahdollista palvelun kustannusten siirtämistä osaksi sallittua säänneltyä liikevaihtoa. Sähkönjakelun liikevaihtoa valvontaan 4 vuoden jaksoissa ja seuraava valvontajakso on alkamassa vuoden 2024 alusta. Nyt esiin nousseita haasteita onkin hyvä tarkastella lähemmin ennen uuden valvontajakson alkua ja samalla pyrkiä kehittämään valvontamenetelmistä paremmin toimivia, jotta toimialalla säilyvät toimintaedellytykset sekä kaupunki- että maaseutuolosuhteissa niin suurissa kuin pienissä yhtiöissä.

Lähteet:

Energiavirasto (2013). Valvontamenetelmät sähkön jakeluverkkotoiminnan ja suurjännitteisen jakeluverkkotoiminnan hinnoittelun kohtuullisuuden arvioimiseksi 1.1.2012 alkavalla ja 31.12.2015 päättyvällä kolmannella valvontajaksolla. Muutettu 29.11.2013.

Energiavirasto (2018). Valvontamenetelmät neljännellä 1.1.2016 –31.12.2019 ja viidennellä 1.1.2020–31.12.2023 valvontajaksolla. [Viitattu 13.01.2022]. Saatavilla: https://energiavirasto.fi/hinnoittelun-valvonta

Energiavirasto (2016). Sähköverkon yksikköhinnat 2016–2023. [Viitattu 23.03.2022]. Saatavilla: https://energiavirasto.fi/documents/11120570/12766832/Verkkokomponentit-ja-yksikk%C3%B6hinnat-2016-2023.xlsx/7bd40be6-7486-fa81-fbef-3363c71d008e?t=1553093040000

Energiavirasto (2019). Uusien asiakasryhmien soveltaminen korotuskattovalvonnassa, Huipputehotaulukot, [Viitattu 23.03.2022]. Saatavilla: https://energiavirasto.fi/documents/11120570/12766832/Huipputehotaulukot.zip/2ea89dc5-1e33-13c2-9ae9-3e45b4a4833b?t=1576838006000

Energiavirasto (2020a). Selvitys sähkön jakeluverkkotoiminnan hinnoittelun ja toimitusvarmuuden valvonnasta. [Viitattu 23.03.2022]. Saatavilla: https://tem.fi/documents/1410877/57830352/Selvitys+s%C3%A4hk%C3%B6n+jakeluverkkotoiminnan+valvonnasta+2020.pdf/deb76fd3-5293-f965-b4f9-fa94a00fa535/Selvitys+s%C3%A4hk%C3%B6n+jakeluverkkotoiminnan+valvonnasta+2020.pdf?t=1611819709563

Energiavirasto (2020b). Sähköverkkotoiminnan neljännen valvontajakson yhtiökohtaiset tiedot. [Viitattu 13.01.2022]. Saatavilla: https://energiavirasto.fi/hinnoittelun-valvonta

Energiavirasto (2020c). Sähköverkkotoiminnan tekniset tunnusluvut 2020. [Viitattu 17.3.2022]. Saatavilla: https://energiavirasto.fi/verkkotoiminnan-julkaisut

Energiavirasto (2021a). Energiaviraston suosituksia verkkopalvelumaksujen harmonisoiduksi rakenteeksi. [Viitattu 24.01.2022]. Saatavilla: https://energiavirasto.fi/documents/11120570/12862527/Energiaviraston+suositukset+s%C3%A4hk%C3%B6n+verkkopalvelujen+hinnoittelun+harmonisointi.pdf/c6f58168-3dbf-f7fb-52c8-ed90a47ab646/Energiaviraston+suositukset+s%C3%A4hk%C3%B6n+verkkopalvelujen+hinnoittelun+harmonisointi.pdf?t=1632989274510

Energiavirasto (2021b). Sähköverkon yksikköhinnat 2022–2023. [Viitattu 23.03.2022]. Saatavilla: https://energiavirasto.fi/documents/11120570/12766832/S%C3%A4hk%C3%B6verkot_Yksikk%C3%B6hinnat+J%C3%A4mf%C3%B6rpriser+2022-2023.xlsx/5b3437a9-5b3d-03c7-f5a2-fbf68248b0de?t=1640157186109

Energiavirasto (2021c). Energiavirasto on määrittänyt muutokset sähkönjakelun valvontamenetelmiin. [Viitattu 23.01.2022]. Saatavilla: https://energiavirasto.fi/-/energiavirasto-on-maarittanyt-muutokset-sahkonjakelun-valvontamenetelmiin-

EU (2019). Euroopan parlamentin ja neuvoston direktiivi EU 2019/944. [Viitattu 23.03.2022]. Saatavilla: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FI/TXT/?uri=CELEX:32019L0944

Haakana, J., Pinomaa, A., Karppanen, J., Tikka, V., Räisänen, O., Haapaniemi, J., Mashlakov, A., Lassila J. (2021). Joustava ja toimintavarma sähkönjakeluverkko - Joustoresurssit käyttötoiminnassa. LUT Scientific and Expertise Publications Tutkimusraportit – Research Reports. LUT-yliopisto. Saatavilla: https://urn.fi/URN:ISBN:978-952-335-689-4

Hallituksen esitys HE 265 (2020). [Viitattu 23.03.2022]. Saatavilla: https://www.eduskunta.fi/FI/vaski/HallituksenEsitys/Documents/HE_265+2020.pdf

Honkapuro, S., Haapaniemi, J., Haakana, J., Lassila, J., Partanen, J., Lummi, K., Rautiainen, A., Supponen, A., Koskela, J., Järventausta, P. (2017). Jakeluverkon tariffirakenteen kehitysmahdollisuudet ja vaikutukset. LUT Scientific and Expertise Publications. Saatavilla: https://urn.fi/URN:ISBN:978-952-335-105-9

Laki sähkö- ja maakaasumarkkinoiden valvonnasta 590/2013. [Viitattu 23.01.2022]. Saatavilla: https://www.finlex.fi/fi/laki/ajantasa/2013/20130590

Lassila, J., Haakana, J., Haapaniemi, J., Räisänen, O., Partanen, J. (2019). Sähköasiakas ja sähköverkko 2030: Loppuraportti, LUT-yliopisto.

Lassila, J., Haakana, J., Haapaniemi, J., Räisänen, O., Perosvuo, A., Partanen, J. (2020). Joustava ja toimintavarma sähkönjakeluverkko - Asiakaskatoriski ja käyttöpaikkakohtainen toimitusvarmuus. LUT Scientific and Expertise Publications Tutkimusraportit – Research Reports, vol. 110. Saatavilla: https://urn.fi/URN:ISBN:978-952-335-541-5

Lummi, K., Mutanen, A., Järventausta, P. (2019) Upcoming changes in distribution network tariffs – potential harmonization needs for demand charges. In Proceedings of the 25th International Conference on Electricity Distribution, Madrid 3.–6. kesäkuu 2019.

Partanen, J. (2018). Sähkönsiirtohinnat ja toimitusvarmuus. Työ- ja elinkeinoministeriön julkaisuja 43/2018, Saatavilla: http://urn.fi/URN:ISBN:978-952-327-356-6

Partanen, J., Lassila, J., Haakana, J. (2020). Sähkönjakeluverkkoliiketoiminnan sääntely ja kehittäminen. LUT Scientific and Expertise Publications Tutkimusraportit – Research Reports, Saatavilla: https://urn.fi/URN:ISBN:978-952-335-618-4

Suomen Pankki (2022). Suomen valtion viitelainojen korot. [Viitattu 23.03.2022]. Saatavilla: https://www.suomenpankki.fi/fi/Tilastot/korot/taulukot2/korot_taulukot/viitelainojen_korot_fi/

Sähkömarkkinalaki 588/2013. (2013). [Viitattu 23.01.2022]. Saatavilla: https://www.finlex.fi/fi/laki/ajantasa/2013/20130588

ISBN 978-952-335-825-6 (PDF)

ISSN-L 2243-3376

ISSN 2243-3376

Lappeenranta 2022