

LAPPEENRANNAN TEKNILLINEN YLIOPISTO  
School of Energy Systems  
Sähkötekniikan koulutusohjelma

*Perttu Suikkanen*

**TEHOON PERUSTUVAN PIENJÄNNITEASIAKKAIDEN SIIRTOTARIFFI-  
RAKENTEEN KEHITTÄMINEN MÄNTSÄLÄN SÄHKÖ OY:LLE**

Työn tarkastajat:      Professori, TkT Jarmo Partanen  
                                 Tutkijaopettaja, TkT Jukka Lassila  
Työn ohjaaja:            DI Jarno Virtanen

## **TIIVISTELMÄ**

Lappeenrannan teknillinen yliopisto  
School of Energy Systems  
Sähkötekniikan koulutusohjelma

Perttu Suikkanen

### **Tehoon perustuvan pienjänniteasiakkaiden siirtotariffirakenteen kehittäminen Mäntsälän Sähkö Oy:lle**

Diplomityö  
2016  
120 sivua, 33 kuvaa, 18 taulukkoa ja 1 liite

Tarkastajat: Professori, TkT Jarmo Partanen  
Tutkijaopettaja, TkT Jukka Lassila  
Ohjaaja: DI Jarno Virtanen

Hakusanat: AMR, tehohinnoittelu, tehokaista, tehotariffi, siirtohinnoittelu, siirtotariffi

Sähkön loppukäytön muutosten seurauksena energiankulutus laskee, mutta samalla jakeluverkon mitoitusperusteena olevat huipputehot säilyvät ennallaan. Nykyisten kulumaksupainotteinen hinnoittelu aiheuttaa näin verkkoyhtiöiden liikevaihdon laskemisen investointitarpeen säilyessä kuitenkin ennallaan. Siirtohinnoittelua tulee tämän pohjalta kehittää loppukäyttäjien käyttämään tehoon perustuvaksi, jotta sähkönkäytön muutokset sekä verkkoyhtiöiden liikevaihto kehittyvät samaan suuntaan. Tehoainnoittelun avulla voidaan myös parantaa asiakkaiden vaikutusmahdollisuuksia siirtomaksunsa suuruuteen, verrattuna nykyisiin pääsulakekoon perustuviin perusmaksuihin verrattuna.

Tässä diplomityössä tutkitaan tehopohjaisen siirtohinnoittelun kehittämistä Mäntsälän Sähkö Oy:n pienjänniteasiakkaille vuosien 2013-2015 etäluettavasta energiamittauksesta saatujen asiakkaiden tuntitehojen avulla. Tutkimuksen kohteena on kaksi vaihtoehtoa tehopohjaisen siirtotariffin muodostamiseksi, jotka ovat asiakkaan tilaustehoon perustuva tehokaista ja liukuvan 12 kuukauden suurimpien tuntitehojen keskiarvoon pohjautuva tehoainnoittelu. Työn tavoitteena on löytää tutkittavista siirtotariffeista mahdollisimman asiakaslähtöinen ja tasaisen sekä ennustettavan verkkoyhtiön liikevaihdon mahdollistama siirtotariffi. Siirtohinnoittelun veloitusterustetta muutettaessa yksittäisten asiakkaiden suuria ja äkillisiä siirtomaksun muutoksia pyritään ehkäisemään tutkimalla käyttöönottovaiheeseen muodostettavaa tariffia.

## **ABSTRACT**

Lappeenranta University of Technology  
School of Energy Systems  
Degree Programme in Electrical Engineering

Perttu Suikkanen

### **Development of small voltage customers' power-based distribution pricing for distribution system operator Mäntsälän Sähkö Ltd**

Master of Science Thesis

2016

120 pages, 33 figures, 18 tables and 1 appendice

Examiners: Professor, D.Sc (Tech) Jarmo Partanen  
Associate Professor, D.Sc (Tech) Jukka Lassila

Supervisor: M.Sc (Tech) Jarno Virtanen

Keywords: AMR, distribution pricing, power-based pricing, power band pricing, power-based tariff, tariff

Changes in electricity usage will reduce consumers' electricity consumption, but in the same time power usage will stay on the same level. At the moment distribution tariffs are strongly based on the consumption fee, which means that it will reduce the turnover of distribution system operators. Because of the power-based distribution network's dimensioning the need of the capital for investments will not change. Distribution pricing has to be changed to power-based that electricity usage and the turnover of distribution system operators will develop to the same direction. Power-based tariffs can make better possibilities for consumers to affect their transmission fees compared to the current basic fees which are based on the size of the main fuse.

In this master's thesis power-based tariff is studied for small voltage customers of Mäntsälän Sähkö Ltd with using consumers' hourly data from automatic meter reading of years 2013-2015. This thesis concentrates to two power-based tariff types which are power band pricing and tariff based on the consumers' mean value of some of the annual peak powers. The main aim is to find from the presented tariff types as customer oriented tariff as possible. At the same time the power-based tariff has to produce predictable and steady turnover for the distribution system operator. Significant and sudden changes of the consumer's distribution fee are tried to be prevented with the introduction phase of the power-based tariff.

## ALKUSANAT

Tämä työ on tehty Mäntsälän Sähkö Oy:n antamasta aiheesta. Työn ohjaajana toimi käyttöpäällikkö Jarno Virtanen ja sain opastusta myös verkkojohtaja Timo Korpelaiselta. Haluan kiittää molempia mielenkiintoisen ja ajankohtaisen aiheen antamisesta. Kiitokset kuuluvat myös kaikille työkavereilleni kaikesta opastamisesta ja tarvittavien tietojen keruusta.

Lappeenrannan teknillisen yliopiston puolesta haluan kiittää professori Jarmo Partasta ja tutkijaopettaja Jukka Lassilaa. Opetus on ollut todella laadukasta sekä haastavaa opintojeni aikana ja tunnen sen antaneen valmiudet ratkaisemaan tässä työssä esiintyneitä ongelmakohtia. Erityiset kiitokset kuuluvat myös tutkija Jouni Haapaniemelle tämän työn laskennan avustamisessa ja muista arvokkaista neuvoista.

Erittäin suuri kiitos kuuluu vanhemmilleni, veljilleni sekä tyttöystävälleni Vilmalle kaikesta tuesta ja avusta koko elämäni sekä opiskeluaikani varrella. Kiitokset myös opiskelutovereilleni tsemppaamisesta kurssien suorittamiseksi sekä mahtavista hetkistä opintojen ulkopuolella. Nyt kohti uusia haasteita!

Mäntsälässä 3.11.2016

Perttu Suikkanen

## SISÄLLYSLUETTELO

|           |  |           |
|-----------|--|-----------|
| <b>1.</b> | <b>Johdanto</b>  | <b>7</b>  |
| 1.1       | Mäntsälän Sähkö Oy   | 9         |
| 1.2       | Työn tavoite   | 11        |
| <b>2.</b> | <b>Siirtohinnoittelua koskevat säädökset ja hinnoitteluperiaatteet</b> | <b>12</b> |
| 2.1       | Sähkömarkkinalaki  | 12        |
| 2.1.1     | Pistehinnoittelu   | 12        |
| 2.1.2     | Hinnoittelun selkeys, tasapuolisuus ja kohtuullisuus                   | 13        |
| 2.1.3     | Siirtotuotteiden tarjonta  | 14        |
| 2.1.4     | Verkonhaltijan velvollisuudet  | 15        |
| 2.2       | Euroopan Unionin direktiivit   | 16        |
| 2.3       | Muut siirtohinnoittelua koskevat asetukset                             | 17        |
| 2.4       | Sähköverkkoliiketoiminnan valvontamalli                                | 17        |
| 2.5       | Keskeiset hinnoitteluperiaatteet                                       | 20        |
| 2.5.1     | Aiheuttamisperiaate  | 21        |
| 2.5.2     | Yksinkertaisuusperiaate  | 21        |
| 2.5.3     | Markkinahintaperiaate  | 22        |
| 2.5.4     | Muut hinnoitteluperiaatteet  | 23        |
| <b>3.</b> | <b>Siirtotariffirakenteet ja niiden kehittäminen</b>                   | <b>25</b> |
| 3.1       | Nykyiset siirtotariffien hintakomponentit ja tariffirakenteet          | 25        |
| 3.1.1     | Perusmaksu   | 26        |
| 3.1.2     | Kulutuskäyttömaksu   | 26        |
| 3.1.3     | Teho- ja loistehomaksu   | 26        |
| 3.1.4     | Yleistariffi   | 27        |
| 3.1.5     | Aikaportaita sisältävät tariffit                                       | 27        |
| 3.1.6     | Tehotariffi  | 28        |
| 3.2       | Nykyisten siirtotariffien ongelmakohdat                                | 28        |
| 3.2.1     | Sähkökäyttäjien huipputehojen pienentäminen ja kysyntäjousto           | 29        |
| 3.2.2     | Siirtomaksuista saatavien tulojen ennustettavuus                       | 30        |
| 3.2.3     | Hinnoittelun kustannusvastaavuus ja oikeudenmukaisuus                  | 32        |
| 3.2.4     | Muutokset tulevaisuuden sähkön käytössä                                | 33        |
| 3.3       | Siirtotariffirakenteen kehittämissuuntia                               | 35        |
| 3.3.1     | Tehotariffi  | 36        |
| 3.3.2     | Tehokaista   | 38        |
| 3.3.3     | Liukuva tehohinnoittelu  | 39        |
| <b>4.</b> | <b>Siirtohinnoitteluprosessi</b>                                       | <b>41</b> |
| 4.1       | Kulutusanalyysi  | 42        |
| 4.1.1     | AMR-data ja kuormitusmallit  | 42        |
| 4.1.2     | Tehojen risteily   | 43        |
| 4.2       | Kustannusanalyysi  | 44        |
| 4.2.1     | Operatiiviset kustannukset   | 44        |
| 4.2.2     | Pääomakustannukset   | 45        |
| 4.2.3     | Pääoman tuotto   | 46        |
| 4.2.4     | Siirretystä energiamäärästä aiheutuvat kustannukset                    | 46        |

|           |  |            |
|-----------|--|------------|
| 4.2.5     | Asiakas- ja hallintokustannukset                                     | 48         |
| 4.2.6     | Kustannusten kohdistaminen kustannuspaikoille                        | 49         |
| 4.3       | Siirtohinnaston muodostaminen  | 50         |
| <b>5.</b> | <b>MSOy:n sähkönjakeluverkko</b>                                     | <b>51</b>  |
| 5.1       | MSOy:n jakelualueen väestö ja asiakasmäärä                           | 51         |
| 5.2       | MSOy:n asiakkaiden nykyinen energian- ja tehonkulutus                | 52         |
| 5.3       | MSOy:n PJ-asiakkaiden nykyinen kulutuskäyttäytyminen                 | 56         |
| 5.4       | MSOy:n jakeluverkon nykytila   | 58         |
| 5.5       | MSOy:n jakeluverkkotoiminnan kustannukset                            | 59         |
| 5.6       | Nykyiset MSOy:n siirtotuotteet                                       | 62         |
| 5.7       | MSOy:n jakelualueen kehittyminen                                     | 63         |
| 5.7.1     | MSOy:n asiakaskunnan kehittyminen                                    | 63         |
| 5.7.2     | Energiankulutuksen kehittyminen MSOy:n jakelualueella                | 64         |
| 5.7.3     | MSOy:n jakeluverkon ja kustannusten kehittyminen                     | 65         |
| <b>6.</b> | <b>Uusien hinnoittelurakenteiden tutkiminen</b>                      | <b>67</b>  |
| 6.1       | Tehomaksun muodostaminen   | 67         |
| 6.2       | Täysin tehomaksusta koostuvan siirtotariffin tutkiminen              | 70         |
| 6.2.1     | Asiakkaiden tehotariffien määrätymisperusteen muodostaminen          | 71         |
| 6.2.2     | Tehotariffien yksikköhinnan muodostaminen                            | 77         |
| 6.2.3     | Tehokaistamaksusta koostuvan tariffin vaikutus siirtomaksuihin       | 79         |
| 6.2.4     | Liukuvasta tehomaksusta koostuvan tariffin vaikutus siirtomaksuihin  | 88         |
| 6.2.5     | Tehopohjaisten siirtotariffien vaikutus vuotuisen liikevaihtoon      | 90         |
| 6.3       | Esimerkki käyttöönottovaiheen tehopohjaiseksi tariffirakenteeksi     | 94         |
| 6.3.1     | Käyttöönottovaiheen vaikutus siirtomaksuihin                         | 96         |
| 6.3.2     | Tehopohjaisen siirtotariffin kaistavälien ja tehomaksun kehittäminen | 101        |
| 6.3.3     | Kaistakoon valinta ja kaistojen ylitykset                            | 103        |
| 6.3.4     | Asiakkaan kulutuksen seuraaminen ja siitä tiedottaminen              | 106        |
| 6.4       | Hinnanmuutosprosessi   | 108        |
| 6.5       | Huomioita tehopohjaisen siirtotariffin kehittämisessä                | 109        |
| <b>7.</b> | <b>Yhteenveto ja johtopäätökset</b>                                  | <b>112</b> |
|           | <b>LÄHTEET</b>   | <b>117</b> |

## LIITTEET

|   |   |
|---|---|
| I | Mäntsälän Sähkö Oy:n siirtohinnasto 3.11.2016 |
|---|---|

## KÄYTETYT MERKINNÄT JA LYHENTEET

|           |                              |              |
|-----------|------------------------------|--------------|
| $I$       | Sähkövirta                   | [A]          |
| $P$       | Pätöteho                     | [W]          |
| $Q$       | Loisteho                     | [VAr]        |
| $R$       | Resistanssi                  | [ $\Omega$ ] |
| $S$       | Näennäisteho                 | [VA]         |
| $t_{ikä}$ | Keski-ikä                    | [a]          |
| $t_{pi}$  | Teknistaloudellinen pitoaika | [a]          |
| $U$       | Jännite                      | [V]          |
| $X$       | Reaktanssi                   | [ $\Omega$ ] |

### Lyhenteet

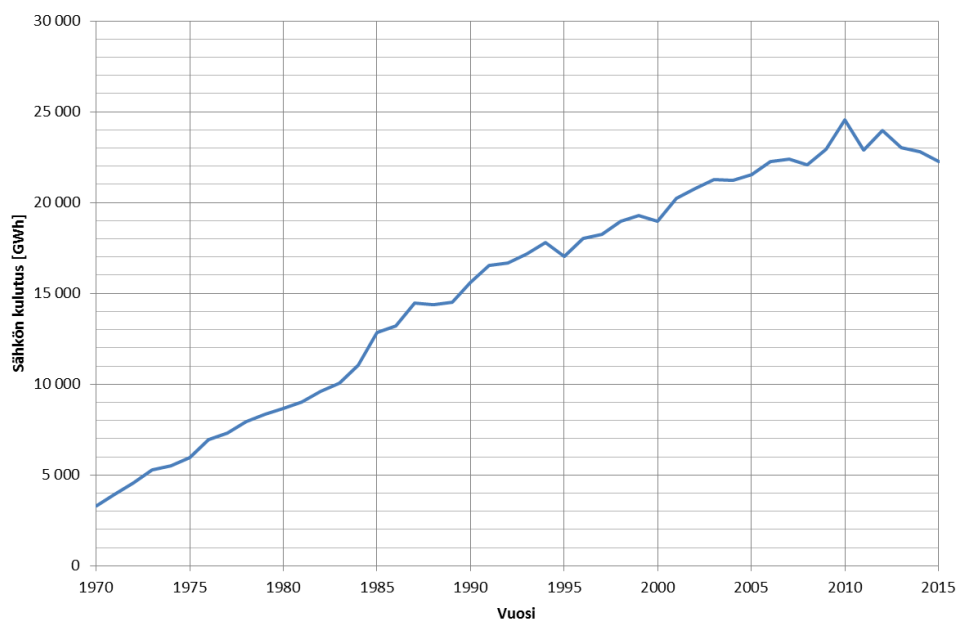
|        |   |
|--------|---|
| AMR    | Automatic Meter Reading, automaattinen mittariluenta                  |
| EV     | Energiavirasto  |
| JHA    | Jälleenhankinta-arvo  |
| KJ     | Keskijännite  |
| MSOy   | Mäntsälän Sähkö Oy  |
| NKA    | Nykykäyttöarvo  |
| PJ     | Pienjännite   |
| SJ     | Suurjännite   |
| SKOPEX | Sallittujen operatiivisten kustannusten vertailutaso                  |
| TP     | Tasapoistot   |
| WACC   | Weighted Average Cost of Capital, pääoman keskimääräiset kustannukset |

### Alaindeksit

|   |               |
|---|---------------|
| h | Häviö         |
| i | Komponentti i |

## 1. JOHDANTO

Sähkön loppukäytössä ja tuotannossa on tapahtumassa suuria muutoksia. Energiatehokkuutta lisäävien laitteiden ja pientuotannon lisääntyminen on vähentämässä tavallisten kotitalousasiakkaiden energiankulutusta. Jakeluverkon mitoittamiseen vaikuttavat sähkönkäyttäjien huipputehot eivät kuitenkaan laske edellisten muutosten seurauksena, jolloin jakeluverkon investointikustannukset pysyvät entisellään. Sähkön loppukäyttäjien energiankulutuksen lasku johtaa samaan aikaan nykyisillä kulutusmaksupainotteisilla siirtotariffeilla verkkoyhtiön liikevaihdon laskemiseen. Jakeluverkkoyhtiöiden yleisimmän asiakasryhmän sähkön kulutuksen muutos voidaan havaita kuvasta 1.1, jossa on esitetty koti- ja maatalouksien sähkön kulutuksen kehitys vuosien 1970 ja 2015 välillä (Tilastokeskus, 2016a).

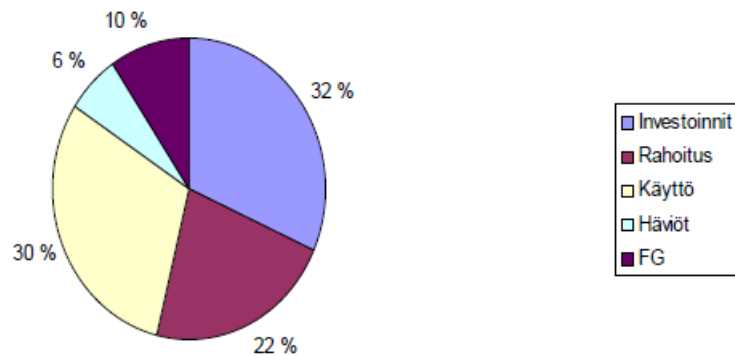


Kuva 1.1 Suomen koti- ja maatalouksien sähkön kulutuksen kehitys vuosien 1970 ja 2015 välillä (Tilastokeskus, 2016a).

Verkkoyhtiöiden tulee siirtomaksujen avulla kattaa jakeluverkkonsa rakentamisesta, käytöstä ja ylläpidosta aiheutuvat kustannukset. Energiaperusteisia kustannuskomponentteja ovat ainoastaan kantaverkkoyhtiölle maksettavat kantaverkkomaksut ja häviöt. Asiakasmääristä riippuvia kustannuksia ovat puolestaan asiakaspalvelusta, hallinnosta ja mittauksesta sekä laskutuksesta aiheutuvat kustannukset. Jakeluverkon käyttökus-



tannukset, kuten vikojen korjauksista ja huoltotoimenpiteistä aiheutuvat kustannukset, ovat riippuvaisia pääsääntöisesti jakeluverkoston laajuudesta sekä toimintaympäristöstä. Tehosta riippuvia kustannuksia ovat investointi ja rahoituskustannukset. Kuvassa 1.2 on esitetty tyypillinen jakeluverkkoyhtiön kustannusrakenne. (Partanen et al., 2012, s. 9-10)



Kuva 1.2 Jakeluverkkoyhtiön tyypillinen kustannusrakenne (Partanen et al., 2012, s. 10). Kuvassa FG tarkoittaa kantaverkkoyhtiö Fingridille maksettavia kantaverkkomaksuja.

Kuvasta 1.2 nähdään, että tyypillisesti jakeluverkkoyhtiön kustannuksista yli puolet on riippuvaisia siirrettävästä tehosta. Kantaverkon kustannukset ovat myös pääosin riippuvaisia tehosta, vaikka niiden laskutus perustuukin energian kulutukseen. Näin ainoastaan noin 6 % jakeluverkkoyhtiöiden kustannuksista aiheutuu energian siirrosta jakeluverkostossa. (Partanen et al., 2012, s. 9-10)

Siirtotariffirakenne tulee siis muodostaa kustannusvastaavammaksi, jotta sähkön loppukäytön muutokset vaikuttavat samansuuntaisesti myös yhtiöiden kustannuksiin. Nykyisten siirtotariffien kustannusvastaavuuden ollessa huono, myös asiakkaat maksavat jakeluverkostolle aiheuttamiinsa kustannuksiin nähden erisuuruista siirtomaksua. Kustannusvastaavampi hinnoittelu saisi aikaan myös ohjausvaikutuksen, joka kannustaisi sähkön loppukäyttäjiä muuttamaan kulutustaan niin, että jakeluverkkoliiketoiminnassa syntyvät kustannukset ja tätä kautta asiakkaiden maksamat siirtomaksut laskisivat pitkällä aikavälillä.

Siirtotariffien kustannusvastaavuuden parantaminen tarkoittaa tehoon perustuvan siirtotariffirakenteen käyttöönottamista, koska suurin osa jakeluverkkoliiketoiminnassa syntyvistä kustannuksista on tehoon perustuvia. Tehoon perustuva siirtotariffi kannustaisi

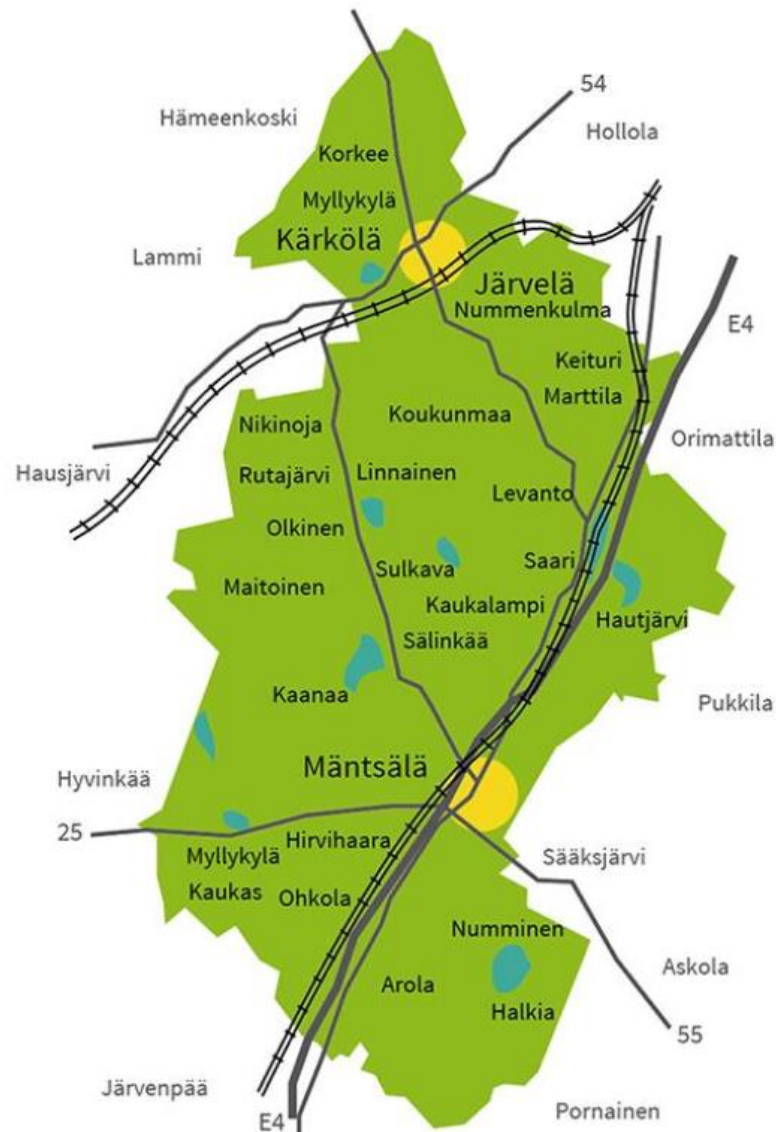
asiakkaita tasoittamaan vuotuista tehonkulutustaan, joka todennäköisesti näkyisi verkossa esiintyvien huipputehojen laskuna. Tämän seurauksena jakeluverkon tehonsiirtokapasiteettia voitaisiin pienentää ja jakeluverkko rakentaa tätä kautta halvemmaksi, jolloin myös asiakkaiden maksamat siirtomaksut laskisivat. Tehoon perustuvan siirtotariffirakenteen käyttöönottamisen seurauksena siirtohinnoittelun oikeudenmukaisuus myös paranisi, koska asiakkaat maksaisivat tällöin tarkemmin verkostoon aiheuttamansa kustannuksen suuruista siirtomaksua.

### **1.1 Mäntsälän Sähkö Oy**

Mäntsälän Sähkö Oy (MSOy) toimii Uudellamaalla maaseutuvaltaisessa ympäristössä ja sen jakelualue ulottuu kymmenen kunnan alueelle, joista suurimmat kunnat ovat Mäntsälä ja Kärkölä. MSOy:n jakelualueeseen kuuluu lisäksi osia Hyvinkästä, Hausjärvestä, Orimattilasta, Pukkilasta, Pornaisista, Tuusulasta, Hollolasta ja Hämeenkoskesta. Sähköverkkoliiketoiminnan lisäksi MSOy toimittaa kaukolämpöä, maakaasua ja tarjoaa laajakaistaliittymiä sekä urakointipalveluja. MSOy tarjoaa urakointipalveluna muun muassa aurinkopaneelien suunnittelu- ja asennuspalveluita. MSOy omistaa kaksi vesivoimalaitosta, jotka sijaitsevat Halkiankoskella ja Naarkoskella. Tässä työssä keskitytään ainoastaan MSOy:n sähköverkkoliiketoimintaan.

MSOy oli vuoteen 2014 asti kokonaan kunnan omistama jakeluyhtiö, jonka jälkeen kunta myi yhtiön Mäntsälän Kuntayhtiöt –osakeyhtiölle, jonka Mäntsälän kunta omistaa kokonaan. Vuoden 2016 alusta lähtien Mäntsälän Kuntayhtiöt on toiminut nimellä Nivos Oy. Nivos Oy –konserniin kuuluu MSOy:n lisäksi Mäntsälän Vesi Oy.

MSOy:llä on sähköverkkoa yhteensä noin 2 200 km, josta pienjänniteverkkoa (PJ) on 1 250 km, keskijänniteverkkoa (KJ) 900 km ja suurjännitteistä 110 kV:n verkkoa (SJ) 50 km. Tällä hetkellä asiakkaita MSOy:n jakelualueella on noin 14 000 kpl. Kuvassa 1.3 on esitetty MSOy:n jakelualueen karttapiirros.



Kuva 1.3 Mäntsälän Sähkö Oy:n jakelualueen karttapiirros (Mäntsälän Sähkö Oy, 2016a).

Mäntsälä sijaitsee hyvien kulkuyhteyksien varrella Helsingin ja Lahden välillä, minkä vuoksi Mäntsälä on monille yrityksille varteenotettava vaihtoehto sijoittumispaikakseen. Vuonna 2013 monikansallinen tölkkien ja muiden kuluttajapakkausten johtava valmistaja Rexam avasikin uuden tuotantolaitoksen Mäntsälään. Myös Venäjän suurinta hakukonetta ylläpitävä yritys konserni Yandex avasi palvelin keskuksen Mäntsälään vuonna 2014. Mäntsälä on ollut pitkään muuttovoittoinen kunta ja kunnan asukasluku on kasvanut vuodesta 2000 vuoteen 2015 keskimäärin 1,45 % vuodessa (Tilastokeskus, 2016b).

## 1.2 Työn tavoite

Työn tavoitteena on tutkia tehopohjaisten PJ-asiakkaille siirtohinnoittelumallien vaikutuksia MSOy:n asiakkaiden ja verkkoyhtiön näkökulmasta. Tutkittavina hinnoittelumalleina on tehokaistahinnoittelu ja asiakkaan toteutuneeseen huipputehoon perustuva liukuva tehohinnoittelu. Työn tavoitteena on löytää tutkittavista hinnoittelumalleista mahdollisimman asiakaslähtöinen käyttöönottovaiheen hinnoittelumalli, joka takaa mahdollisimman vakaan tulonmuodostuksen verkkoyhtiölle tulevaisuuden sähkön loppukäytön muutokset huomioonottamalla. Asiakaslähtöisyys tarkoittaa tässä yhteydessä sitä, että asiakkailla on hyvät mahdollisuudet vaikuttaa siirtohintansa suuruuteen ja siirtohinnoittelu on kustannusvastaavaa sekä tällä tavoin oikeudenmukaista. Tehopohjaisella siirtohinnoittelumallin tavoitteena on myös kannustaa asiakkaita rajoittamaan huipputehojaan, minkä kautta pitkällä aikavälillä verkkoyhtiön kustannukset voisivat laskea.

## **2. SIIRTOHINNOITTELUA KOSKEVAT SÄÄDÖKSET JA HINNOITTELUPERIAATTEET**

Vahvin lainsäädännöllinen vaikuttaja sähkön siirtohinnoittelussa Suomessa on sähkömarkkinalaki ja se otettiin käyttöön sähkömarkkinoiden avaamisen yhteydessä vuonna 1995. Sähkömarkkinalakia uudistettiin vuonna 2013 ja nykyisin sovelletaan sähkömarkkinalakia 588/2013. Sähkömarkkinalain lisäksi siirtohinnoittelua ohjaavat Euroopan Unionin direktiivit ja valtioneuvoston asetukset. Energiavirasto valvoo sähkömarkkinoiden lainsäädännön toteutumista ja markkinoiden toimintaa.

### **2.1 Sähkömarkkinalaki**

Sähkömarkkinalaki otettiin käyttöön sähkömarkkinoiden avaamisen yhteydessä vuonna 1995. Nykyisin käytössä oleva laki on vuonna 2013 uudistettu sähkömarkkinalaki 588/2013. Lain tarkoituksena on varmistaa edellytykset tehokkaasti, varmasti ja ympäristön kannalta kestävästi toimiville markkinoille siten, että kohtuuhintaisen ja riittävän hyvänlaatuisen sähkönsaanti on turvattu. (Sähkömarkkinalaki, 588/2013)

Siirtohinnoittelun kannalta keskeisimpiä kohtia siirtohinnoittelun kannalta sähkömarkkinalaissa ovat luvut 4 ja 6. Luvussa 4 määrätään verkkopalvelujen hinnoittelun tasa-  
puolisuudesta ja syrjimättömyydestä määräämällä erikseen liittymispistehinnoittelusta. Luvussa 4 määrätään myös hinnoittelun kohtuullisuudesta ja verkonhaltijan myyntiehtojen sekä tunnuslukujen julkaisemisesta. Luvussa 6 määrätään vielä erikseen verkkopalveluiden pistehinnoittelun käytöstä, verkkopalvelujen tarjonnasta ja laskutuksen selkeydestä. (Sähkömarkkinalaki, 588/2013)

#### **2.1.1 Pistehinnoittelu**

Sähkönkäyttäjällä on oltava sähkömarkkinalain mukaan vapaa pääsy sähköverkkoon, pystyttävä valitsemaan haluamansa sähkönsiirrosta vastaavan verkonhaltijan siirtotuotteen ja pystyttävä käyttämään koko maan sähköverkkoa liittymispisteestään. Alla on esitetty sähkömarkkinalain 4 luku 25§ ja osa sähkömarkkinalain 6 luvusta 55§.

”25 §

*Liittymispistehinnoittelu*

*Verkonhaltijan on osaltaan järjestettävä edellytykset sille, että verkon käyttäjä voi sopia kaikista verkkopalveluista sen verkkonhaltijan kanssa, jonka verkkoon on liittynyt*

*Verkonhaltijan on osaltaan järjestettävä edellytykset sille, että verkon käyttäjä saa asianomaiset maksut suorittamalla oikeuden käyttää liittymispisteestään käsin koko maan sähköverkkoa ulkomaanyhteyksiä lukuun ottamatta.” (Sähkömarkkinalaki, 588/2013)*

”55 §

*Etäisyydestä riippumaton sähköjakelun hinnoittelu jakeluverkossa*

*Sähköjakelun hinta ei jakeluverkossa saa riippua siitä, missä verkon käyttäjä maantieteellisesti sijaitsee verkkonhaltijan vastualueella.” (Sähkömarkkinalaki, 588/2013)*

Sähkönsiirtotuotteen hinta ei siis sähkömarkkinalain mukaan saa riippua Suomessa sähkökäyttäjän maantieteellisestä sijainnista tietyn verkkoyhtiön alueella. Verkkopalvelun hinta ei siis voi olla halvempi esimerkiksi sähköaseman läheisyydessä sijaitsevalle sähkökäyttäjälle, jossa jakeluverkon rakentamisesta aiheutuvat kustannukset ovat matalammat kuin kaukana sähköasemalta sijaitsevalle sähkökäyttäjälle.

### **2.1.2 Hinnoittelun selkeys, tasapuolisuus ja kohtuullisuus**

Sähkömarkkinalaki ohjaa sähkönsiirtohinnoittelua siihen, että siirtotuotteiden myyntihintojen ja -ehtojen määräytymisperusteiden tulee olla tasapuolisia ja syrjimättömiä kaikille sähkökäyttäjille. Sähkömarkkinalain määrää myös, että verkkopalveluiden hinnoittelun tulee olla kohtuullista. Sähkömarkkinalaissa verkkopalveluiden hinnoittelun tasapuolisuudesta ja kohtuullisuudesta todetaan seuraavaa.

”24 §

*Verkkopalveluiden myyntiehtoja ja hinnoittelua koskevat yleiset säännökset*

*Verkkopalveluiden myyntihintojen ja -ehtojen sekä niiden määräytymisperusteiden on oltava tasapuolisia ja syrjimättömiä kaikille verkon käyttäjille. Niistä saa*

*poiketa vain erityisistä syistä. Kuluttajille suunnatut myyntiehdot on lisäksi esitettävä selkeällä ja ymmärrettävällä tavalla, eikä niihin saa sisältyä sopimusten ulkopuolisia esteitä kuluttajien oikeuksien toteutumiseksi.*

*Verkkopalveluiden hinnoittelun on oltava kokonaisuuteen arvioiden kohtuullista.*

*Verkkopalveluiden hinnoittelussa ei saa olla perusteettomia tai sähkökaupan kilpailua ilmeisesti rajoittavia ehtoja. Siinä on kuitenkin otettava huomioon sähköjärjestelmän toimintavarmuus ja tehokkuus sekä kustannukset ja hyödyt, jotka aiheuttavat voimalaitoksen liittämistä verkkoon.” (Sähkömarkkinalaki, 588/2013)*

Sähkömarkkinalain 6 luvussa 57 § määrätään myös, että jakeluverkonhaltijan on asiakkaalle lähetettävässä laskussaan eriteltävä, mistä sähkön siirtohinna muodostuu (Sähkömarkkinalaki, 588/2013). Edellä käsiteltyjen määräysten tavoitteena on, että asiakas maksaa ainoastaan aiheuttamistaan verkostokustannuksista. Selkeiden hinnoitteluperusteiden ja saatavilla olevien hintaparametritietojen avulla asiakas pystyy myös vaikuttamaan sähkölaskunsa suuruuteen siirtohinnoittelun osalta.

### **2.1.3 Siirtotuotteiden tarjonta**

Jotta erityyppiset sähkönkäyttäjät huomioitaisiin siirtohinnoittelussa, on verkonhaltijan tarjottava erilaisia verkkopalveluita. Sähkönkäyttäjän tulee voida vaikuttaa oman sähkölaskunsa suuruuteen, joten eri ajankohtina paljon sähköä käyttävien asiakkaiden tarpeet tulee ottaa huomioon verkkopalveluiden aikajaotuksen avulla. Alla on esitetty sähkömarkkinalain 6 luku 54 §.

*”54 §*

*Sähkönjakelupalveluiden aikajaotus jakeluverkossa*

*Jakeluverkonhaltijan on tarjottava jakeluverkkonsa käyttäjille näiden tarpeisiin soveltuvia erilaisia sähkönjakelupalveluja.” (Sähkömarkkinalaki, 588/2013)*

Käytännössä kyseisen kohdan noudattaminen näkyy jakeluverkon aika- ja kausituotteina, joiden hinta vaihtelee joko vuorokauden ajankohdan tai vuodenajan mukaan. Siirto-

tuotteen hinta aikatuotteilla on matalampi yöaikaan, joten kyseinen tuote soveltuu hyvin erityisesti varaavan sähkölämmityksen omaaville kotitalouksille. Kausituotteet tarjoavat loma-asuntoja omistavien sähkökäyttäjien tarpeisiin soveltuvan siirtotuotteen, jolloin siirtotuotteen hinta on halvempi kesäaikaan.

#### **2.1.4 Verkonhaltijan velvollisuudet**

Sähkömarkkinalain mukaan verkkonhaltijalle kuuluu sähköverkon kehittämisvelvollisuus, liittämismuuttamisvelvollisuus ja siirtovelvollisuus. Siirtotuotteiden hinnoitteluun liittyvät velvollisuudet koskevat mittaustietojen rekisteröintiä ja ilmoittamista sähkömarkkinoiden osapuolille sekä verkkopalveluiden myyntiehtojen julkaisemista. Verkonhaltijan on myös sähkömarkkinalain mukaan edistettävä sähkökäyttäjien tehokasta ja säästäväistä sähkökäyttöä. Edellä mainituista velvollisuuksista mainitaan sähkömarkkinalaissa seuraavaa.

”22 §

*Verkonhaltijan tehtävät sähköntoimituksen mittauksessa*

*Verkonhaltijan on järjestettävä verkossaan taseselvityksen ja laskituksen perustana oleva sähköntoimituksen mittaus sekä mittaustietojen rekisteröinti ja ilmoittaminen sähkömarkkinoiden osapuolille. Laskituksen tarvittavat mittaustiedot on ilmoitettava sähkön toimittajalle sähkökäyttöpaikka- tai mittauskohtaisesti.*

*Verkonhaltijan on mittauspalvelua järjestäessään pyrittävä edistämään verkon käyttäjien tehokasta ja säästäväistä sähkökäyttöä sekä sähkökäytön ohjausmahdollisuuksien hyödyntämistä.” (Sähkömarkkinalaki 588/2013)*

”27 §

*Verkkopalveluiden myyntiehtojen ja tunnuslukujen julkaiseminen*

*Verkonhaltijan on julkaistava verkkopalvelujensa yleiset myyntiehdot ja -hinnat sekä niiden määräytymisperusteet.*



*Verkonhaltijan on ilmoitettava Energiamarkkinavirastolle verkkopalvelujensa voimassa olevat myyntiehdot ja -hinnat sekä niiden määräytymisperusteet.”*  
(Sähkömarkkinalaki 588/2013)

Lainsäädännössä Energiamarkkinavirastolla tarkoitetaan nykyistä Energiavirastoa. Verkonhaltijoiden julkaisemisvelvollisuuden avulla pyritään edistämään siirtohinnoittelun läpinäkyvyyttä. Julkaisemisvelvollisuus sisältää myös verkkotoiminnan tehokkuutta, laatua, kannattavuutta, sähköverkkonsa kehittämistä sekä sähköverkkoonsa liittyviä, sähkömarkkinoiden toimintaa kuvaavia tunnuslukuja.

## **2.2 Euroopan Unionin direktiivit**

Jakeluverkkoliiketoiminnassa sovelletaan nykyisin Euroopan parlamentin ja neuvoston direktiiviä 2012/27/EU energiatehokkuudesta. Siirtohinnoittelussa direktiivistä sovelletaan pääasiassa 15. artiklaa ja liitettä XI. Direktiivin 15. artikla käsittelee energian muuntamista, siirtoa ja jakelua. Liite XI käsittelee energiaverkon sääntelyä ja sähkön verkkotariffeihin liittyviä energiatehokkuusperusteita. (EPN 2012/27/EU, s.22-23 ja s.46)

Direktiivin 2012/27/EU 15. artiklan kohdassa 4 todetaan jakelujärjestelmän energiatehokkuuden edistämisestä seuraavaa.

*”Jäsenvaltioiden on varmistettava, että poistetaan sellaiset siirto- ja jakelutariffeihin sisältyvät kannustimet, jotka ovat haitallisia sähkön tuotannon, siirron, jakelun ja toimituksen kokonaistehokkuudelle (myös energiatehokkuudelle) tai jotka voivat haitata kysyntäjoustopuolen mukanaoloa markkinoiden tasapainottamisessa ja lisäpalvelujen hankinnassa.”* (EPN 2012/27/EU, s.22)

Direktiivin 2012/27/EU liitteessä XI todetaan verkkotariffien kustannusvastaavuudesta seuraavaa.

*”Verkkotariffien on oltava kustannusvastaavia niiden kustannussäästöjen suhteen, joita verkoissa on saavutettu kysyntäpuolen ja kysynnänjoustotoimenpiteillä ja hajautetulla tuotannolla, mukaan lukien säästöt, joita on saatu alentamalla*

*toimituskustannuksia ja verkkoinvestointien kustannuksia ja optimoimalla verkon toiminta.” (EPN 2012/27/EU, s.46)*

Edellä mainittujen seikkojen lisäksi 15. artiklan mukaan verkkotariffit voivat tukea myös loppukäyttäjien kysynnänohjaustoimenpiteiden dynaamista hinnoittelua, kuten kulutushuippujen leikkaamista ja käyttöajankohdasta riippuvia tariffeja. Artikla sallii myös tariffirakenteiden osat, joilla on sosiaalinen tavoite, jos niiden kohdistamat häiriövaikutukset jakeluverkkoon eivät ole kohtuuttoman suuria.

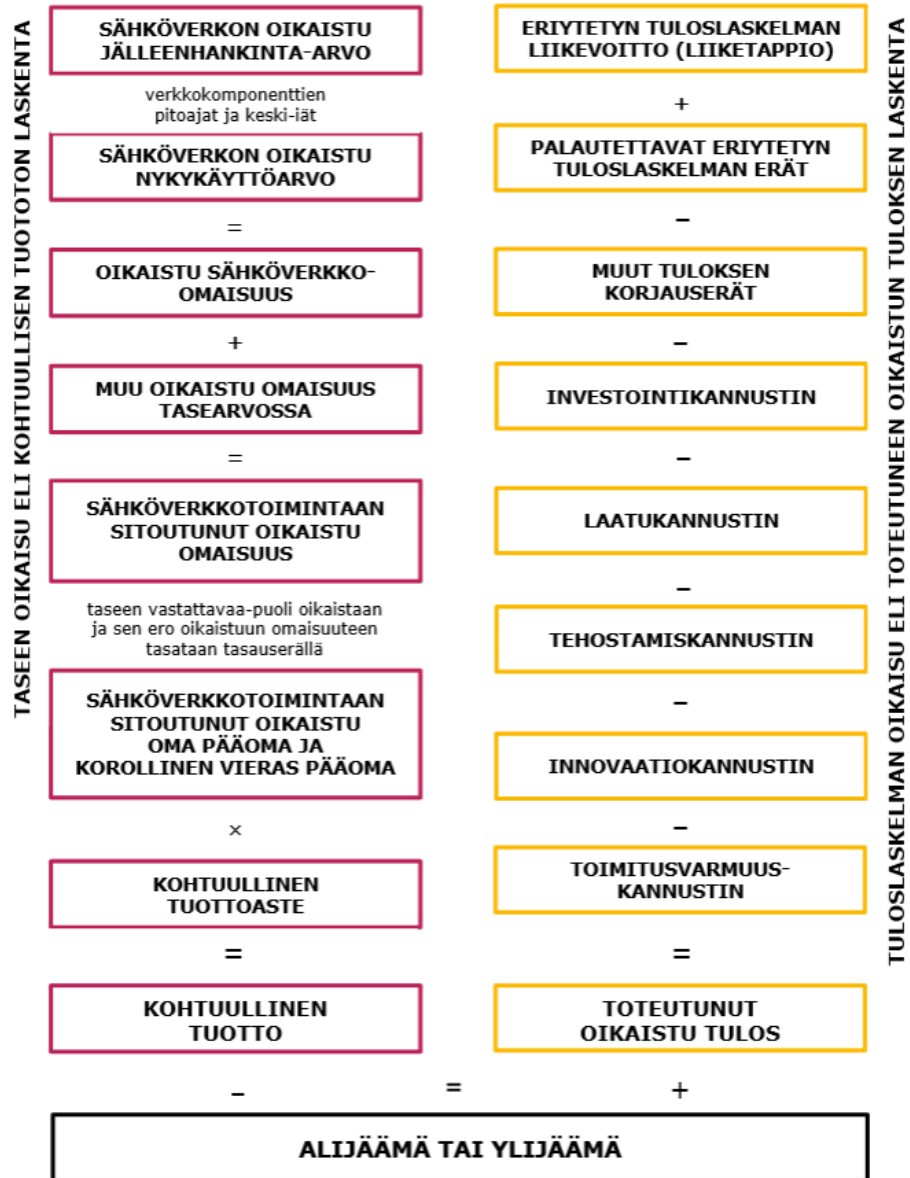
### **2.3 Muut siirtohinnoittelua koskevat asetukset**

Sähköverkkoliiketoimintaa säätelevät sähkömarkkinalain ja Euroopan Unionin direktiivien lisäksi myös valtioneuvoston asetukset. Keskeisimmät siirtohinnoittelua ohjaavat asetukset ovat valtioneuvoston asetus 66/2009 sähköntoimitusten selvityksestä ja mittauksesta sekä valtioneuvoston asetus 65/2009 sähkömarkkinoista. Valtioneuvoston asetuksessa 66/2009 sähköntoimituksen selvityksestä ja mittauksesta käsitellään yleisiä verkonhaltijan tehtäviä sähköntoimituksen mittauksesta sekä mittalaitteille ja mittauspalveluiden aikajaotukselle kohdistettuja vaatimuksia (Valtioneuvosto, 66/2009). Valtioneuvoston asetus 65/2009 sähkömarkkinoista käsittelee sähköntuotantoa koskevaa siirtohinnoittelua. Asetuksen mukaan jakeluverkonhaltijan siirtomaksun suuruus yksittäiseen liittymään sijoituvalla sähköntuotannolta ei saa ylittää keskimäärin 0,07 senttiä kilowattitunnilta vuodessa (Valtioneuvosto, 65/2009).

### **2.4 Sähköverkkoliiketoiminnan valvontamalli**

Sähköverkkotoiminta on luvanvaraista ja luonnollista monopolitoimintaa, jota valvotaan viranomaisen puolesta. Valvovana viranomaisena Suomessa toimii Energiavirasto (EV), joka valvoo verkonhaltijoiden liikevaihdon kohtuullisuutta sähköverkkoliiketoiminnan valvontamallin avulla. Koska verkonhaltijoiden monopoliasema ei itsessään kannusta kohtuulliseen siirtotuotteiden hinnoitteluun kilpailun puutteen vuoksi, on valvontamallin tavoitteena taata kohtuullinen siirtotuotteiden hinnoittelu loppukäyttäjälle. Verkkoliiketoiminnan valvontamalli kontrolloi verkkoliiketoimintaa harjoittavien yritysten liikevaihtoa neljän vuoden valvontajaksoissa. Valvontamalli otettiin käyttöön vuonna 2005 ja ensimmäinen jakso oli pituudeltaan kolme vuotta vuoteen 2007 asti. Nykyisin käytössä oleva neljäs valvontajakso alkoi vuonna 2016. Samat valvontamenetelmät ovat

käytössä myös viidennellä vuonna 2020 alkavalla valvontajaksolla. Verkkoliiketoiminnan valvontamallin periaatekuvio on esitetty kuvassa 2.1.



Kuva 2.1 Verkkoliiketoiminnan valvontamallin valvontajaksosten 2016 – 2019 ja 2020 – 2023 valvontamenetelmät. (Energiavirasto, 2015, s.6)

Sähköverkkoliiketoiminnan valvontamallissa sallitun kohtuullisen tuoton määrittämiseen otetaan huomioon sähköverkkotoimintaan sitoutunut omaisuus. Sähkömarkkinalaki 1 luku 3§ määrittelee sähköverkon sähkön siirtoon tai jakeluun tarkoitettuna kokonaisuutena, joka muodostuu toisiinsa liitetyistä sähköjohdoista, sähköasemista, sähköverkon ja sähköverkkopalveluiden tuottamista palvelevista muista sähkölaitteista ja sähkölaitteistoista, järjestelmistä ja ohjelmistoista (Sähkömarkkinalaki 588/2013). Kuvasta

2.1 voidaan huomata, että jakeluyhtiö saa valvontamallin puitteissa kerätä sitä suuremman kohtuullisen tuoton mitä suurempi on kyseisen yhtiön sähköverkkoon sitoutuneen pääoman nykykäyttöarvo. Nykykäyttöarvo lasketaan sähköverkon jälleenhankinta-arvosta, joka kuvaa sähköverkko-omaisuuden arvoa samanlaista omaisuutta hankittaessa. Jälleenhankinta-arvo lasketaan sähköverkon komponenttien lukumäärän ja EV:n ilmoittamien komponenttikohtaisten yksikköhintojen tulona. Nykykäyttöarvo ottaa huomioon verkon iän ja teknistaloudellisen pitoajan. Nykykäyttöarvo  $NKA_i$  yhdelle verkkokomponenttiryhmälle lasketaan yhtälön (2.1) avulla (Energiavirasto, 2015, s. 33).

$$NKA_i = \left(1 - \frac{t_{ikä,i}}{t_{pi}}\right) * JHA_i, \quad (2.1)$$

missä  $t_{ikä,i}$  on komponenttiryhmän  $i$  keski-ikä,  $t_{pi}$  komponenttiryhmän teknistaloudellinen pitoaika ja  $JHA_i$  komponenttiryhmän jälleenhankinta-arvo. Jakeluverkkoyhtiö valitsee teknistaloudellisen pitoajan EV:n antamissa puitteissa (Energiavirasto, 2015, s. 26). Yhtälöstä (2.1) voidaan huomata, että komponenttiryhmän iän lähestyessä verkkoyhtiön käyttämää teknistaloudellista pitoaika pienenee komponenttiryhmän nykykäyttöarvo. Tämä johtaa siihen, että uudet sähköverkkoinvestoinnit kasvattavat verkkoyhtiön sallitua tuottoa pienentämällä sähköverkon keski-ikää.

Kuvan 2.1 mukaisesti verkkoyhtiön kohtuullinen tuotto määritetään sähköverkkoon sitoutuneen pääoman lisäksi kohtuullisen tuottoasteen avulla. Sitoutunut pääoma vähennettynä asiakkaiden liittymismaksuilla kerrotaan kohtuullisella tuottoasteella, eli WACC-prosentilla (Weighted Average Cost of Capital). Kohtuullinen tuottoaste on määrätty valvontamallissa jokaiselle valvontajaksolle ja sen suuruus riippuu yhtiön omistuspohjasta. Kohtuullinen tuottoaste määritetään erikseen yhteisöverollisille ja kunnallisille yhtiöille. (Energiavirasto, 2015, s. 40-47)

Siirtohinnoittelun kohtuullisuutta valvotaan kuvassa 2.1 alalaidassa näkyvän toteutuneen oikaistun tuloksen ja kohtuullisen tuoton erotuksena. Toteutuneeseen oikaistuun tulokseen vaikuttaa valvontamallin sisältämät kannustimet, joiden avulla jakeluverkkoyhtiö voi pienentää toteutunutta oikaistua tulosta. Toteutuneen oikaistun tuloksen pienentäminen mahdollistaa suurempien tulojen keräämisen siirtohinnoittelun avulla. Investointikannustimen kannustinvaikutus perustuu toteutuneiden ja yksikköhintojen

avulla laskettujen investointikustannusten vertailuun. Laatumallin avulla verrataan verkonhaltijan tarkasteluvuonna toteutuneita keskeytyskustannuksia valvontamallissa määritettyyn vertailutasoon. Tehostamismallin avulla verrataan verkonhaltijan kontrolloitavissa olevia toteutuneita operatiivisia kustannuksia verkonhaltijalle muodostettuun sallittujen kontrolloitavissa olevien operatiivisten kustannusten vertailutasoon (SKOPEX). Kaikkien edellä mainitun kolmen mallin toteutuneen tarkastelun kohteena olevan parametrin ollessa vertailutasoa pienempi verkkoyhtiölle sallittu siirtomaksuilla kerättävä tuotto kasvaa. Valvontamalli sisältävän innovaatiomallin tarkoituksena on tukea verkonhaltijaa kehittämään ja käyttämään uusia innovatiivisia teknisiä ja toiminnallisia ratkaisuja verkkotoiminnassaan. Oikaistun tuloksen laskennassa huomioon otettaviksi tutkimus- ja kehityskustannuksien suuruus voi olla enintään 1 % verkonhaltijan kyseisen vuoden verkkoliiketoiminnan liikevaihdosta. Toimitusvarmuusmallin avulla otetaan huomioon sähkömarkkinalain 588/2013 toimitusvarmuuskriteeristön toteuttamisesta johtuvat verkkokomponenttien enneaikaiset alaskirjaukset. (Energiavirasto, 2015, s. 58-87)

Verkkoyhtiön koko valvontajakson toteutuneen oikaistun tuloksen ollessa kohtuullista tuottoa suurempi muodostuu tuloksesta ylijäämäinen. Ylijäämäinen tulos on hyvittävä verkkoyhtiön asiakkaille seuraavan valvontajakson aikana alempien siirtomaksujen muodossa. Vastaavasti tuloksen ollessa alijäämäinen voi verkkoyhtiö korottaa siirtohintoja seuraavalla valvontajaksolla aikaisempaan hintatasoon nähden. Edellisellä valvontajaksolla muodostunut yli- tai alijäämä otetaan huomioon seuraavan valvontajakson valvontapäätöstä tehtäessä vaikuttaen sallittuun kohtuulliseen tuottoon laskevasti tai korottavasti. (Energiavirasto, 2015, s. 20-21)

## **2.5 Keskeiset hinnoitteluperiaatteet**

Sähkömarkkinalaissa määrätyn liittymispistehinnoittelun lisäksi keskeisiä hinnoitteluperiaatteita ovat aiheuttamisperiaate, yksinkertaisuusperiaate, markkina-arvoperiaate ja samahintaperiaate. Aiheuttamisperiaate ja yksinkertaisuusperiaate pohjautuvat sähkömarkkinalaissa esitettyihin siirtohinnoittelua koskeviin määräyksiin. Hinnoittelun tulee olla myös sähköverkon tehokkaaseen käyttöön ohjaavaa, jotta verkon kustannukset saataisiin mahdollisimman alhaisiksi. Verkkoyhtiön tulee myös taata siirtohinnoittelun avulla mahdollisimman vakaa rahavirta ja siirtohinnan yksittäiset muutokset tulee pitää

maltillisina. Eri periaatteiden käyttämiselle ei ole olemassa yleistä menetelmää, joten verkkoyhtiöt voivat käyttää hinnoitteluperiaatteita oman harkintansa mukaisessa suhteessa. Keskeistä kuitenkin on, että sähköverkkoliiketoiminnan hinnoittelurakenteen tulee vastata sähkömarkkina-alaissa määrätyn liittymispistehinnoittelun puitteissa sähköverkon kustannuksia.

### **2.5.1 Aiheuttamisperiaate**

Aiheuttamisperiaatteen mukaan sähköön loppukäyttäjän tulee maksaa toiminnastaan sähköverkolle aiheuttamansa kustannukset. Sähkömarkkina-alaissa todetaan, että siirtohinnoittelun tulee olla tasapuolista ja kohtuullista. Tasapuolisuus ja kohtuullisuus pyritään toteuttamaan siirtohinnoittelussa aiheuttamisperusteen avulla, jolloin hinnoittelu pyritään muodostamaan mahdollisimman kustannusvastaavaksi. Verkostokustannukset muodostuvat verkoston pituudesta ja verkoston siirtokapasiteetin suuruudesta.

Täysin aiheuttamisperusteinen hinnoittelu olisi kuitenkin ristiriidassa sähkömarkkina-alaissa määrätyn liittymispistehinnoittelun kanssa, koska pitkien johtolähtöjen päissä ja kaukana sähköasemista sijaitsevat sähkönkäyttäjät aiheuttavat suuremmat verkostokustannukset kuin muualla sijaitsevat sähkönkäyttäjät. Täydellinen kustannusvastaava hinnoittelu edellyttäisi asiakaskohtaisen hinnoittelumallin toteuttamista, joka ei jo yksinään liittymispistehinnoittelun puitteissa olisi mahdollista. Lisäksi täysin kustannusvastaava hinnoittelu ei toteuttaisi seuraavassa kappaleessa käsiteltävää yksinkertaisuusperiaatetta.

Käytännössä aiheuttamisperusteinen hinnoittelumalli toteutetaan niin, että alemman jänniteportaan asiakkaat maksavat myös osan ylemmän jänniteportaan kustannuksista. Lisäksi samankaltaisia asiakkaita käsitellään ryhmittäin pyrkimällä keskimäärin kustannusvastaavuutta vastaavaan hinnoitteluun, jolloin suuremman siirtokapasiteetin tarvitsevat asiakkaat maksavat aiheuttamansa verkostokustannukset. (Pantti, 2010, s.10-11)

### **2.5.2 Yksinkertaisuusperiaate**

Verkkopalveluiden myyntiehtojen ja -hintojen sekä niiden määräytymisperusteiden tulee olla julkisesti saatavilla, selkeitä ja yksinkertaisia yksinkertaisuusperiaatteen mukaan. Sähkömarkkina-alaissa määrätään, että siirtotuotteiden hinnoittelun komponentit tulee eritellä selkeällä tavalla. Verkkoliiketoiminnan hinnoittelumalli tulee olla perustel-

tavissa ja asiakkaan on pystyttävä jo etukäteen vaikuttamaan sähkölaskunsa suuruuteen. (Pantti, 2010, s.11)

Edellisessä kappaleessa käsitelty aiheuttamisperiaate ja yksinkertaisuusperiaate ovat ristiriidassa keskenään. Täysin aiheuttamisperusteinen hinnoittelu johtaisi verkonhaltijan jakelualueella sähkönkäyttäjakohtaiseen hinnoitteluun, jolloin siirtotuotteiden hinnoittelu olisi monimutkaista. Asiakaskohtainen siirtohinnoittelu olisi myös verkkoyhtiön kannalta vaikea toteuttaa ja kyseinen hinnoittelumalli lisäisi yhtiön mittauksesta sekä laskutuksesta aiheutuvia kustannuksia.

### 2.5.3 Markkinahintaperiaate

Etenkin suurasiaakkaat voivat tehdä sijoittumispäätöksen verkkoliiketoiminnan hinnoittelun suuruuden mukaan. Suurasiaakkailla sähkön siirron osuus kaikista kustannuksista on suuri, jolloin nämä asiakkaat voivat valita sijoittumispaikakseen halvemmän siirtohinnoittelun omaavan verkonhaltijan jakelualueen. Siirtohinnoittelun suuruus suhteessa muihin verkonhaltijoihin eli markkinahintaisuus onkin syytä tarkistaa ennen uuden hinnoittelun käyttöönottoa.

EV julkaisee kuukausittain Suomen jakeluverkkoyhtiöiden tyyppikäyttäjakohtaiset siirtohintojen keskiarvot. Tyyppikäyttäjien avulla eri verkkoyhtiöiden siirtohinnot saadaan vertailukelpoisiksi, jolloin kunkin siirtoverkkoyhtiön markkinahintaisuutta voidaan tarkastella. EV:n määrittelemät PJ-verkkoon liittyneet tyyppikäyttäjät ovat seuraavanlaisia (Energiavirasto, 2016a):

- K1, Kerrostalohuoneisto, ei sähkökiuasta, pääsulake 1x25 A, sähkön käyttö 2 000 kWh/a
- K2, Pientalo, ei sähkölämmitystä, sähkökiuas, pääsulake 3x25 A, sähkön käyttö 5 000 kWh/a
- M1, Maatilatalous, peltoviljely, ei sähkölämmitystä, pääsulake 3x35 A, sähkön käyttö 10 000 kWh/a
- M2, Maatilatalous, karjatalous, huonekohtainen sähkölämmitys, pääsulake 3x35 A, sähkön käyttö 35 000 kWh/a
- L1, Pientalo, suora sähkölämmitys, pääsulake 3x25 A, sähkön käyttö 18 000 kWh/a
- L2, Pientalo, osittain varaava sähkölämmitys, pääsulake 3x25 A, sähkön käyttö 20 000 kWh/a
- T1, Pienteollisuus, tehontarve 75 kW, sähkön käyttö 150 000 kWh/a
- T2, Pienteollisuus, tehontarve 200 kW, sähkön käyttö 600 000 kWh/a

Siirtohintojen suuruudella on myös vaikutuksia yhtiön imagoon. Media huomioi verkkoyhtiöiden erot siirtohinnoittelussa ja vaikuttaa tällä tavoin asiakkaiden suhtautumiseen. Koska EV julkaisee kuukausittain myös kaikkien verkonhaltijoiden tyyppikäyttäjakohtaiset keskihinnat, on vertailun tekeminen helppoa (Energiavirasto, 2016b). Median ja tilastojen johdosta asiakkaat ovat nykyisin yhä hintatietoisempia, jolloin maakunnan korkeimmat siirtohinnat omaava verkonhaltija saa helposti osakseen negatiivista huomiota. Asiakkailla on myös mahdollisuus tehdä EV:lle selvityspyyntö hinnoittelun kohtuullisuudesta. (Pantti, 2010, s.12-13)

Siirtoyhtiöiden hintoja vertailtaessa on kuitenkin syytä muistaa, että Suomen jakeluverkkoyhtiöt toimivat hyvin erilaisissa toimintaympäristöissä. Esimerkiksi Pohjois-Suomen jakeluverkkoyhtiöillä johtopituudet asiakasta kohden ovat huomattavasti suuremmat kuin Etelä-Suomen kaupunkialueilla toimivilla verkkoyhtiöillä. Myös ympäristöolosuhteet, kuten metsäisyysaste vaikuttavat jakeluverkon rakenteeseen, kustannuksiin ja tätä kautta siirtotuotteiden hinnoitteluun. Tämän takia vain samanlaisissa toimintaympäristöissä toimivia jakeluverkkoyhtiöitä tulisi vertailla keskenään.

#### **2.5.4 Muut hinnoitteluperiaatteet**

Verkkoyhtiön tulee sähkömarkkinalain nojalla ohjata asiakkaita sähköjärjestelmän tehokkaaseen käyttöön ja kannustaa näin asiakkaita energian säästöön. Verkkopalveluiden hinnoittelu ei voi tämän johdosta ohjata sähkönkäyttäjien kulutusta vastakkaiseen suuntaan energiamaksun kanssa. Verkkopalveluiden yhtenä hinnoitteluperiaatteena voidaan näin katsoa olevan energian säästöön ja sähköverkon tehokkaaseen käyttöön kannustava hinnoittelumalli. (Energiamarkkinavirasto, 2013, s.3)

Siirtohinnoittelussa tulee pyrkiä siihen, että verkkoliiketoiminta on kannattavaa ja kestävää sekä lyhyellä että pitkällä aikavälillä. Siirtomaksuista kerättävä rahamäärä tulisi olla ennustettavaa, jotta tulevaisuudessa tehtävien investointien rahoitus voidaan suunnitella riittävällä tarkkuudella. Yhtenä hinnoitteluperiaatteena voidaan pitää siis mahdollisimman tasaisen ja ennustettavan rahavirran mahdollistavaan siirtohinnoitteluun pyrkimistä. (Lummi, 2013, s.11)

Siirtotuotteiden hinnoittelun tulisi olla myös pitkäjänteistä, mikä tarkoittaa sitä, että siirtohinnoitteluun tehtävien muutosten ei tulisi olla kerrallaan liian suuria. Äkilliset ja suu-



ret siirtohinnoittelun muutokset voivat esimerkiksi muuttaa asiakkaan tekemät laiteinvestoinnit kannattamattomiksi. Asiakkaiden muutosturva siirtohinnoittelun suhteen tulee ottaa huomioon hinnoittelua muutettaessa ja asiakkaiden tulee luottaa siihen, että siirtomaksut eivät kasva lyhyessä ajassa kohtuuttomasti. (Lummi, 2013, s.12)

### 3. SIIRTOTARIFFIRAKENTEET JA NIIDEN KEHITTÄMINEN

Sähkön loppukäytön muutokset tulevaisuudessa luovat tarpeita uudelleenlaisille siirtotariffirakenteille. Tulevaisuudessa sähköenergian kulutus vähenee, mutta verkoston mitoittamiseen vaikuttavat huipputehot ja tätä kautta verkostokustannusten suuruus pysyvät lähes nykyisellään. Tämä johtaa verkkoyhtiöiden nykyisellä siirtohinnoittelumallilla tulojen pienenemiseen kulutusmaksusta saatavan tulon vähenemisen johdosta samalla, kun verkoston mitoittamisesta aiheutuvat kustannukset pysyvät ennallaan. Siirtotariffien tulisi tämän johdosta perustua asiakkaiden kuluttamaan tehoon ja kannustaa tätä kautta asiakkaita tasoittamaan huipputehojaan (Partanen et al., 2012, s. 24-25).

Tässä kappaleessa käydään läpi nykyisin käytössä olevia siirtotariffirakenteita ja niiden sisältämiä maksukomponentteja. Tämän jälkeen käsitellään nykyisistä maksukomponenteista ja siirtotariffirakenteista muodostuvia ongelmakohtia sähkökäyttäjille ja verkkoyhtiölle. Lopuksi käydään läpi Lappeenrannan teknillisen yliopiston tutkimusraportissa esitettyjä kehitysvaihtoehtoja kustannusvastaavamman siirtotariffirakenteen kehittämiseksi (Partanen et al., 2012).

#### 3.1 Nykyiset siirtotariffien hintakomponentit ja tariffirakenteet

PJ-asiakkaille on nykyisin pääsääntöisesti tarjolla katsontakannasta riippuen kolmea tai neljää erilaista siirtotariffivaihtoehtoa. Tyypillinen pienasiakkaiden siirtotariffi on yksi-aika- eli yleistariffi. Hieman suuremmille sähkökäyttäjille, esimerkiksi sähkölämmittisille omakotitaloille, on tarjolla aikaportaita sisältäviä siirtotariffeja. Tyypillisesti suurille asiakkaille on tarjolla myös huipputehon huomioon ottavia tehotariffeja. Sähkökäyttäjä voi kuitenkin vapaasti valita haluamansa siirtotuotteen, jos verkkoyhtiö ei ole erikseen rajoittanut siirtotuotteiden tarjontaa.

Siirtotariffit koostuvat eri hintakomponenteista, jotka ovat sähkökäyttäjän sulakekoosta riippuvainen perusmaksu, energiayksikköä kohden määräytyvästä kulutusmaksusta, huipputehoihin perustuva tehomaksu ja loistehoon perustuvasta loistehomaksusta. Yleensä pätee, että mitä suurempi sähkökäyttäjä sitä enemmän maksukomponentteja siirtotariffiin sisältyy. Seuraavassa perehdytään tarkemmin nykyisten siirtotariffien hintakomponentteihin ja eri siirtotariffien rakenteeseen.

### **3.1.1 Perusmaksu**

Perusmaksu on kiinteä kuukausimaksu, joka määräytyy nykyisissä siirtotariffeissa liittymän koon mukaan eli pääsulakkeen koon mukaan. Sulakkeet suojaavat asiakkaan laitteistoja ja rajoittavat huipputehon suuruutta. Perusmaksujen avulla pyritään kattamaan energian siirrosta aiheutumattomia kustannuksia. Näitä kustannuksia ovat mittauksesta, laskutuksesta, hallinnosta, asiakaspalvelusta sekä verkon kunnossapidosta ja investoinneista johtuvat kustannukset. Kustannuksia käsitellään myöhemmin kappaleen 4.2 yhteydessä. Perusmaksun suuruus on porrastettu liittymän koon mukaan, koska suuremmat huipputehot aiheuttavat suuremmat verkostokustannukset. (Haapaniemi, 2014, s.18)

Perusmaksuihin perustuva hinnoittelu on peräisin ajalta, jolloin sähkökäyttäjien tunnin sisäistä sähkönkulutusta rekisteröiviä etäluettavia mittareita ei ollut käytössä. Ennen etäluettavia mittareita asiakkaiden sähkön kulutus perustui arvioihin, jotka muodostettiin tyyppikuormituskäyrien perusteella. Tämän takia oli perusteltua käyttää perusmaksun sisältävää hinnoittelumallia. (Haapaniemi, 2014, s.18)

### **3.1.2 Kulutusmaksu**

Kulutusmaksu on energiayksikköä kohden määritelty maksu, joka peritään asiakkaalta kulutetun sähköenergian mukaan. Kulutusmaksut ovat yleensä sulakekoosta riippumattomia, mutta kaksiaikatariffien kohdalla kulutusmaksun suuruus vaihtelee ajankohdan mukaan. Kulutusmaksuilla voidaan kattaa energiansiirrosta aiheutuvat sähköverkkotoiminnan kulut, kuten kantaverkkomaksut ja häviöenergian kustannukset. Kulutusmaksun voidaan ajatella myös kannustavan sähkökäyttäjää vähentämään sähkönkulutustaan. Nykyisin käytössä olevat etäluettavat mittarit mahdollistavat myös sähkönkulutuksen tarkan ja reaaliaikaisen seurannan. Ennen etäluettavien mittareiden käyttöönottoa sähköenergiankulutus mitattiin vain kerran vuodessa tai kaksiaikatariffien tapauksessa eri ajankohtina kulutetut energiat.

### **3.1.3 Teho- ja loistehomaksu**

Tehomaksun suuruus määräytyy asiakkaan suurimman tai suurimpien tehojen mukaan. Tehomaksun tavoitteena on rajoittaa sähkökäyttäjien huipputehoa, koska sähköverkko mitoitetaan huipputehojen mukaan. Etäluettavat mittarit mahdollistaisivat myös teho-

tuotteiden käytön pienemmillä asiakkailla, jolloin pienasiakkaita laskutettaisiin tarkemmin aiheuttamisperiaatteen mukaisesti. (Haapaniemi, 2014, s.20)

Asiakkailta voidaan myös periä loistehomaksu, jota yleensä käytetään tehomaksun yhteydessä. Loisteholle sallitaan yleensä ilmaisosuus, jonka ylimenevästä osuudesta asiakkaalta peritään maksu. Loistehon tuottamisesta ja kuluttamisesta peritään maksu, koska loistehon siirtäminen sähköverkossa aiheuttaa häviöitä. Tyypillisesti loistehomaksu peritään vain suurilta asiakkailta, koska loistehon mittaamiseen tarvittavaa laitteistoa ei ole kannattavaa asentaa pienasiakkaille. Pienasiakkaiden loistehoa kuluttavat laitteet, kuten tietokoneet ja energiasäästölamput, ovat lisääntyneet viimeaikoina, joten loistehomaksun periminen myös pienasiakkailta on tehopohjaisen hinnoittelun tutkimisen yhteydessä kiinnostavaa.

#### **3.1.4 Yleistariffi**

Yleistariffi eli yksiaikatariffi koostuu kiinteästä tai portaittain sulakekokoon verrannollisesta perusmaksusta ja energiayksikköä kohden määräytyvästä kulutusmaksusta. Yleistariffin kulutusmaksu ei riipu ajankohdasta. Yleistariffit soveltuvat parhaiten sähkökäyttäjille, joiden energiankulutus on vuodessa alle 10 000 kWh. Tällaisia sähkökäyttäjiä ovat esimerkiksi kerrostaloasunnot ja ei-sähkölämmitteiset omakotitaloudet. (Energiamarkkinavirasto, 2013, s.3)

#### **3.1.5 Aikaportaita sisältävät tariffit**

Aikaportaita sisältävät tariffit eli kaksiaikatariffit koostuvat perusmaksusta ja ajankohdan mukaan vaihtelevasta kulutusmaksusta. Kaksiaikatariffin kulutusmaksu voi vaihdella vuorokauden- tai vuodenajan mukaan. Vuorokaudenajan mukaan vaihtelevan eli niin sanotun aikasähkötariffin kulutusmaksu riippuu vuorokaudenajasta siten, että kulutusmaksun hinta päivällä on yöhön verrattuna korkeampi. Tämän tarkoituksena on, että paljon sähköä kuluttavat asiakkaat siirtäisivät osan kulutuksestaan yöaikaan, jolloin sähköverkon käyttöaste on matalampi. Tällä tavoin verkon kuormitusta pyritään tasoittamaan, jolloin verkon vahvistamisesta johtuvat kustannukset saadaan pysymään matalampina. Vuodenajan mukaan vaihtelevan eli kausisähkötariffin kulutusmaksun suuruus vaihtelee vuodenajan mukaan niin, että talvella kulutusmaksu on suurempi kuin kesällä. Kausisähkötariffin tavoitteena on myös tasoittaa sähköverkon kuormitusta talvikuukau-

silta kesäkuukausille, koska Suomessa talvella sähköverkon käyttöaste on suurempi johtuen kiinteistöjen lämmitystarpeesta.

### **3.1.6 Tehotariffi**

Tehotariffit koostuvat sulakekoon mukaan vaihtelevasta perusmaksusta, energiayksikköä kohden määräytyvästä kulutusmaksusta ja sähkökäyttäjän huipputehoon perustuvasta tehomaksusta sekä loistehomaksusta. Esimerkiksi MSOy:n tehotuotteiden tehomaksu muodostetaan liukuvan 12 kuukauden kahden suurimman 60 minuutin tehohuipun keskiarvona. Tehotariffit ovat nykyisin pääsääntöisesti tarkoitettu suurille asiakkaille. Tehotariffien tavoitteena on pienentää asiakkaiden huipputehoja, jolloin sähköverkon vahvistamiskustannukset saadaan pidettyä matalina. Tehohuipuille kuitenkin sallitaan yleensä ylityksiä ajankohtina, jolloin sähköverkon käyttöaste ei ole suuri ja verkossa on tilaa tehon siirtämiselle. Suomessa tällaisia ajankohtia ovat kesäkuukaudet, koska kiinteistöjen lämmitystarve on tällöin pieni. Suuret sähkökäyttäjät kuluttavat esimerkiksi purkauslamppujen suuresta määrästä johtuen myös paljon loistehoa, minkä vuoksi tehotariffeissa peritään myös loistehohuippuun perustuva loistehomaksu.

## **3.2 Nykyisten siirtotariffien ongelmakohdat**

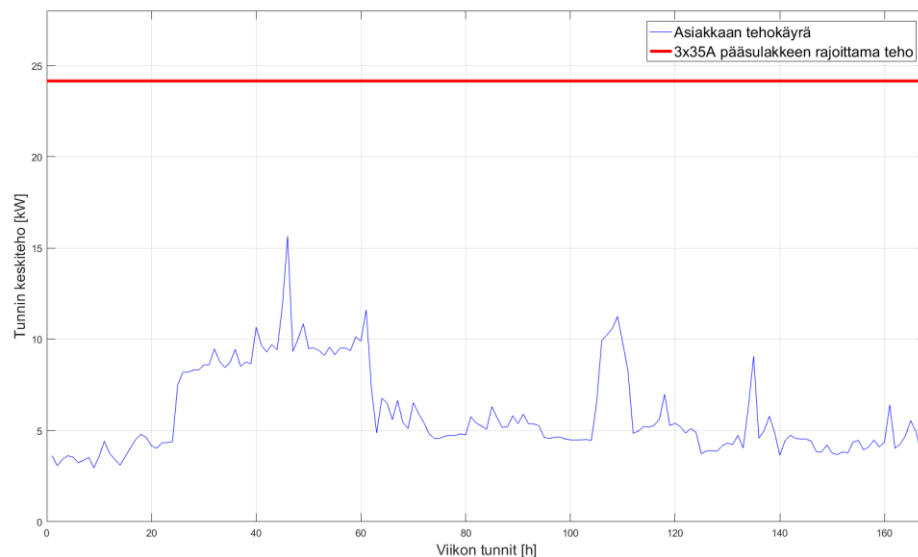
Erilaiset energiatehokkuutta lisäävät sähkölaitteet tulevat muuttamaan sähkönsäilytyksen rakennetta. Loppukäytön rakennemuutos tulee laskemaan energiankulutusta samalla, kun sähköverkon huipputeho pysyy ennallaan tai jopa nousee. Tämän johdosta verkkohaltijan tulot vähenevät nykyisillä tariffirakenteilla, mutta kustannukset pysyvät ennallaan.

Tariffirakenteita tulee siis uudistaa kustannusvastaavammiksi, jotta verkkoyhtiön investointeihin ja verkon ylläpitoon tarvittava rahavirta saadaan pidettyä ennallaan. Siirtotariffien tulisi taata mahdollisimman tasainen ja ennustettava tulo, jotta investointien suunnittelu olisi helpompaa. Siirtotariffien tulisi olla myös mahdollisimman kustannusvastaavia sekä oikeudenmukaisia ja dynaamisia. Dynaamisuudella voidaan tarkoittaa tässä yhteydessä kahta eri asiaa: asiakkaiden tulee voida aktiivisesti vaikuttaa siirtomaksunsa suuruuteen ja siirtotariffien tulee kannustaa sähköverkon huipputehojen leikkaamiseen kysyntäjoustoa hyväksikäyttäen.

### 3.2.1 Sähkökäyttäjien huipputehojen pienentäminen ja kysyntäjousto

Nykyiset siirtotariffit eivät sisällä kannustimia huipputehojen pienentämiseen tehotariffeja lukuun ottamatta. Verkoston mitoitus tapahtuu teknisten reunaehtojen mukaan, joten mitoituksessa tulee ottaa huomioon verkoston huipputeho. Nykyiset siirtotariffit eivät siis ohjaa asiakkaita säännöstelemään kulutustaan niin, että verkoston kustannukset muodostuisivat mahdollisimman alhaiseksi. Matalat kustannukset pitkällä aikavälillä näkyisivät asiakkailta matalampina siirtomaksuina, koska siirtohinnoittelun avulla kateetaan kaikki verkkoyhtiölle aiheutuvat verkostokustannukset.

Periaatteessa siirtotariffien perusmaksu rajoittaa asiakkaan huipputehon suuruutta. Käytännössä pääsulakkeen koon rajoittama teho on niin korkea, että sähkökäyttäjän huipputehon sulakkeen rajoittaman tehon välillä on todella paljon tilaa. Kyseisen kannustimen puuttuminen nähdään kuvasta 3.1, jossa esitetään erään 3x35 A pääsulakkeen omaavan yleistariffiasiakkaan vuotuisen huipputehon sisältämän viikon tehokäyrä ja pääsulakkeen rajoittama teho.



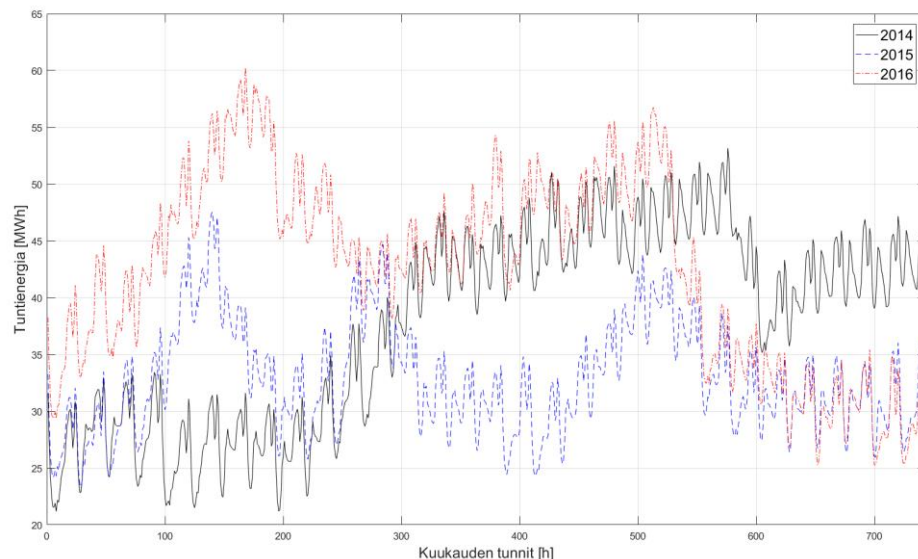
Kuva 3.1 Erään 3x35 A yleissähkötariffin omistavan asiakkaan tehokäyrä 4.1.-10.1.2016 välisenä aikana sekä 3x35 A pääsulakkeen rajoittama teho.

Kuvasta 3.1 nähdään, että asiakkaan pääsulakkeen rajoittama teho on kaukana asiakkaan huipputehosta. Pääsulake ei siis kannusta huipputehojen pienentämiseen, koska käytännössä kyseisen asiakkaan huipputeho ei ole lähelläkään sulakkeen rajoittamaa tehoa.

Kyseisen asiakkaan pääsulake on lisäksi ylimitoitettu, sillä huipputehoaan tarkkailemalla asiakkaan kulutus mahtuisi myös 3x25 A pääsulakkeen rajoittaman noin 17 kW tehon sisäpuolelle. Asiakas maksaa siis todellista tarvettaan suuremman siirtomaksun tarpeettoman suuresta pääsulakekoosta johtuen. Asiakkaalla huomataan olevan todella pienet vaikutusmahdollisuudet perusmaksunsa suuruuden pienentämiseen, jolloin siirtohinnoittelun dynaamisuus ei perusmaksukomponentin osalta toteudu.

### 3.2.2 Siirtomaksuista saatavien tulojen ennustettavuus

Siirtohinnoittelun tulee verkkoyhtiön näkökulmasta taata mahdollisimman tasainen ja ennustettava rahavirta, jotta tulevaisuudessa tehtävien investointien suunnittelu olisi helpommin toteutettavissa. Nykyisten siirtotariffien sisältämä kulutusmaksu aiheuttaa verkkoyhtiöiden rahavirran ennustettavuuteen epävarmuutta, koska asiakkaiden energiankulutus vaihtelee Suomessa vuosittain suuresti vallitsevan lämpötilan mukaan. Kuvasta 3.2 voidaan nähdä asiakkaiden sähkönkulutuksen voimakas riippuvuus vallitsevasta lämpötilasta, missä on esitetty MSOy:n PJ-asiakkaiden tuntikohtainen energiankulutus vuosien 2014-2016 tammikuissa.



Kuva 3.2 MSOy:n PJ-asiakkaiden tuntikohtainen energiankulutus vuosien 2014-2016 tammikuissa.

Kuvasta 3.2 nähdään, että vuoden 2016 tammikuun alkupuolen KJ- ja PJ-asiakkaiden sähkönkulutus on selvästi suurempaa verrattuna muihin vuosiin. Vuoden 2016 alkupuolen aikana vallitseva säätila oli erittäin kylmä, jonka johdosta kiinteistöjen lämmittämi-

seen tarvittiin tavallista enemmän energiaa. Kuvasta nähdään myös, että samana vuonna sähkönkulutus laski nopeasti tammikuun puolen välin jälkeen ja kulutus oli tammikuun loppupuolella vertailun kohteena olevia vuosia matalampaa. Kuvasta voidaan huomata myös, että asiakkaiden energiankulutuksen hajonta on todella suurta eri vuosien välillä, jolloin nykyisten siirtotariffien sisältämän energiakomponentin avulla kerätty siirtomaksu vaihtelee suuresti eri vuosien välillä. Sähkön kulutuksen ja siitä saatava rahavirta on siis todella vaikeasti ennustettavissa.

Verkkoyhtiöt ovatkin muuttaneet viime vuosien aikana siirtotariffiensa kiinteiden ja muuttuvien hintakomponenttien suhteita. Lappeenrannan teknillisen yliopiston tutkimuksen mukaan verkkoyhtiöiden siirtotariffien kiinteän perusmaksun osuus on kasvanut selvästi vuodesta 2000 vuoteen 2010 (Partanen et al., 2012). Taulukossa 3.1 on esitetty tutkimuksessa esitetyt kiinteiden ja muuttuvien siirtotariffien hintakomponenttien suhteelliset osuudet tyyppikäyttäjien siirtomaksuista vuosina 2000 ja 2010.

Taulukko 3.1 Kiinteiden ja muuttuvien tariffikomponenttien suhteellinen osuus tyyppikäyttäjittäin (Partanen et al., 2012, s. 20).

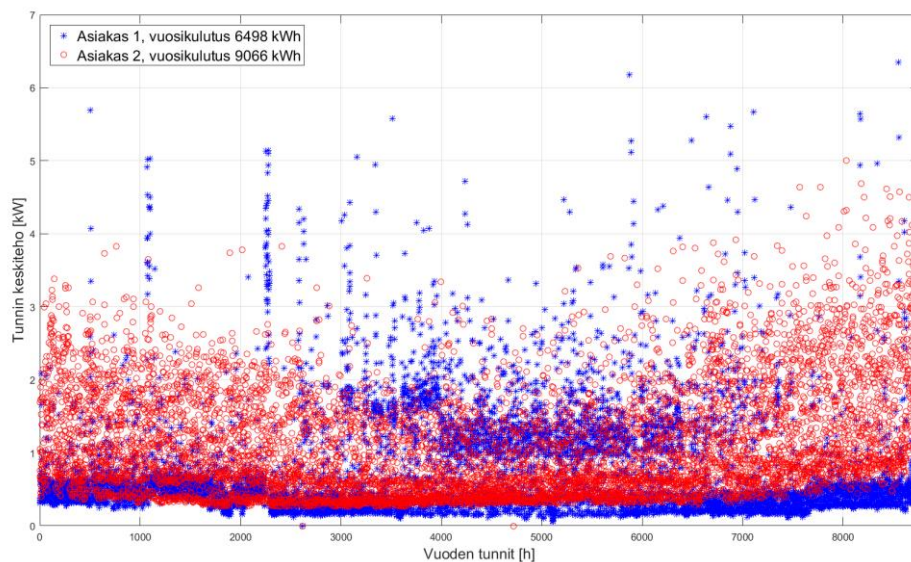
| Tyyppikäyttäjä | Kiinteä |        | Muuttuva |        |
|----------------|---------|--------|----------|--------|
|                | 1/2000  | 1/2010 | 1/2000   | 1/2010 |
| <b>K1</b>      | 42,4 %  | 58,2 % | 57,6 %   | 41,8 % |
| <b>K2</b>      | 31,1 %  | 43,4 % | 68,9 %   | 56,6 % |
| <b>L1</b>      | 26,0 %  | 34,9 % | 74,0 %   | 65,1 % |
| <b>L2</b>      | 28,6 %  | 34,9 % | 71,4 %   | 65,1 % |
| <b>T1</b>      | 24,6 %  | 24,6 % | 75,4 %   | 75,4 % |

Taulukossa K1 sekä K2 kuvaavat ilman sähkölämmitystä olevia kotitalouksia, L1 sekä L2 sähkölämmitteisiä kotitalouksia ja T1 teollisuusasiakkaita. Tarkemmat selitykset tyyppikäyttäjille on annettu kappaleessa 2.5.3. Taulukosta 3.1 nähdään, että muuttuvan hintakomponentin osuus kaikkien muiden paitsi teollisuusasiakkaiden kohdalla on laskenut selvästi vuodesta 2000 vuoteen 2010. Muuttuvan hintakomponentin pieneneminen selittää osaltaan energiankulutuksen ennustettavuuden hankaluutta ja tätä kautta kerättävän rahavirran epävarmuutta verkkoyhtiöiden näkökulmasta.



### 3.2.3 Hinnoittelun kustannusvastaavuus ja oikeudenmukaisuus

Nykyisten siirtotariffien kustannusvastaavuus ei välttämättä toteudu, koska siirtotariffeissa oleva kulutusmaksu saattaa nostaa joidenkin asiakkaiden siirtomaksun suuruuden tarpeettoman suureksi kustannusvastaavuuden näkökulmasta. Jotkin saman muuntopiirin asiakkaat voivat maksaa siirtomaksua enemmän kuin asiakkaat, jotka aiheuttavat todellisuudessa suuremmat verkostokustannukset (Partanen et al., 2012, s. 22-23). Asiakas, jonka huipputeho on korkea ja energiankulutus on vuosittain suhteellisen matala, saattaa maksaa aiheuttamiaan verkostokustannuksia vähemmän siirtomaksua verrattuna tasaisemman kuormituksen omaavaan asiakkaaseen. Kuvassa 3.3 on esitetty tämänkaltaisen tilanne, jossa kahden 3x25 A pääsulakkeen ja yleissiirtotariffin omaavien asiakkaiden kuormitukset poikkeavat selvästi toisistaan.



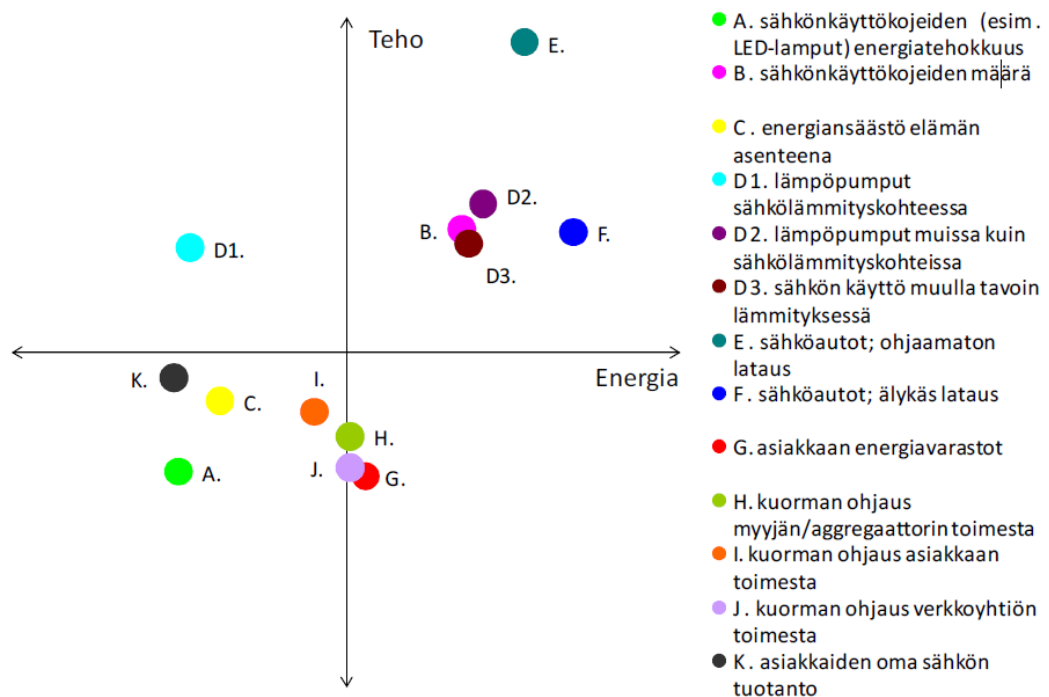
Kuva 3.3 Kahden 3x25 A pääsulakkeen ja yleistariffin omaavan asiakkaan tehokäyrät ajalta 1.2.2015-31.1.2016.

Kuvan 3.3 asiakkaan 1 vuosikulutus 6498 kWh on pienempi kuin 9066 kWh suuruinen asiakkaan 2 vuosikulutus, mutta vastaavasti asiakkaan 1 huipputeho on suurempi kuin asiakkaan 2. Asiakas 1 maksaa siis vuosittain pienempää siirtomaksua verrattuna asiakkaaseen 2 samanlaisten siirtotariffien johdosta, vaikka asiakkaan 1 kuormitus aiheuttaa suuremmat verkostokustannukset. Kuvan asiakkaiden kohdalla aiheuttamisperusteinen siirtohinnoittelu ei toteudu huipputehoon perustuvan maksukomponentin puuttumisen

myötä. Siirtohinnoittelun oikeudenmukaisuus voidaan myös kyseenalaistaa nykyisten siirtotariffirakenteiden kohdalla.

### 3.2.4 Muutokset tulevaisuuden sähkön käytössä

Siirrettävän sähköenergia määrässä ja tehon tarpeessa on tapahtunut ja tulee tapahtumaan suuria muutoksia, jotka vaikuttavat jakeluverkkoyhtiöiden tuloihin ja kustannuksiin. Kuvassa 3.4 on esitetty Energiateollisuus ry:n ja jakeluverkkoyhtiöiden edustajien ja tutkijoiden vuonna 2011 pitämän työpajan perusteella laadittu kuvaaja, jossa esitetään erilaisten toimenpiteiden vaikutuksia tehoon ja energiaan. Tehon kasvaminen lisää jakeluverkkoyhtiöiden jakeluverkkoon investoimisen tarvetta ja siirretyn energian kasvaminen nykyisten tariffirakenteiden tapauksessa siirtomaksuista saatavia tuloja.



Kuva 3.4 Erilaisten toimenpiteiden vaikutukset jakeluverkossa siirrettyyn tehoon ja energiaan. (Partanen et al., 2012, s. 24)

Kuvasta 3.4 nähdään, että tulevaisuudessa todennäköisesti yleistynä asiakkaiden oma sähkön pientuotanto tulee laskemaan asiakkaiden energiankulutusta ja samalla verkkoyhtiöiden liikevaihtoa nykyisillä kulutusmaksun sisältämällä siirtotariffeilla. Kuvasta huomataan myös, että erilaiset energiansäästöön tähtäävät asiakkaiden toimenpiteet laskevat Energiateollisuus ry:n työpajan tulosten mukaan siirtoyhtiöiden tuloja verkosto-

kustannuksia laskevia vaikutuksia enemmän. Kuvan mukaan verkkoyhtiöiden näkökulmasta edullisimpia toimenpiteitä ovat asiakkaiden kuormanohjaus ja energiavarastot. Kuvasta 3.4 voidaan nähdä, että lämpöpumpuilla on kahdenlaisia vaikutuksia verkkoyhtiön kustannuksiin ja tuloihin riippuen pumppujen asennuskohteesta. Adato Energia Oy:n Kotitalouksien sähkönkäyttö 2011-tutkimusraportin mukaan kotitalouksien sähkönkulutus on kasvanut vuosien 2006 ja 2011 välillä noin 2 TWh. Kasvu on ollut kokonaisuudessaan asuntojen lämmitykseen liittyvää sähkönkäyttöä. Suurin kasvu on havaittavissa sähkön lämmityskäytössä muiden päälämmitystapojen rinnalla ja sähköisten lattialämmitysten ja ilmalämpöpumppujen sähkönkäyttö muiden lämmitystapojen rinnalla on yli kaksinkertaistunut vuosien 2006 ja 2011 välillä. Lämpöpumput ovat yleistyneet myös päälämmitystapana ja maalämpöön siirrytään yleisimmin korjausrakentamisessa öljylämmitteisten asuinrakennusten kohdalla, mikä kasvattaa sähkönkäyttöä. (Adato, 2013, s. 5)

Lämpöpumpuilla on myös sähkönkulutusta alentava vaikutus, jos lämpöpumppu asennetaan sähkölämmitteiseen asuinrakennukseen. Jussi Tuunanen Lappeenrannan teknillisestä yliopistosta on tutkinut diplomityössään lämpöpumppujen vaikutuksia sähköverkkoliiketoimintaan. Tutkimuksessa muodostettiin kaksi erilaista skenaariota 2020-luvulle, joissa tarkasteltiin lämpöpumppujen vaikutusta tarkastellun jakeluverkkoyhtiön asiakkaiden energiankulutukseen ja liikevaihtoon. Ensimmäinen skenaario muodostettiin mahdollisimman realistisia laskentaparametreja käyttäen ja toisessa skenaariossa tarkasteltiin lämpöpumppujen suurimpia mahdollisia vaikutuksia tutkittavalle jakeluverkkoyhtiölle. Ensimmäisen skenaarion kohdalla tarkastelujakson alussa lämpöpumppuja oletettiin olevan 7 % ja tarkastelujakson lopussa 51 % kaikista rakennuksista. Pääpaino lämpöpumppujen asennuskohteissa oli sähkö- ja öljylämmitteisissä asuinrakennuksissa. Tutkimustuloksena saatiin, että tutkittavan sähköverkkoyhtiön toimittama vuotuinen sähköenergia laski 11 % ja liikevaihto 5 %. Lämpöpumppujen vaikutus jakeluverkkoyhtiön toimittaman sähköenergiaan ja liikevaihtoon on tutkimuksen mukaan suurimmillaan silloin, kun lämpöpumppu on asennettu sähkölämmitteiseen rakennukseen. Lämpöpumpputyypeistä puolestaan suurimmat vaikutukset jakeluverkkoyhtiölle on maalämpöpumpuilla. (Tuunanen, 2009, s. 117-118)

Toisessa skenaariossa lämpöpumpuista 75 % oli maalämpöpumppuja ja 25 % ilmalämpöpumppuja. Lämpöpumppuja oli tässä skenaariossa jokaisessa sähkölämmitteisessä

rakennuksessa ja muita lämmitysmuotoja omaavissa rakennuksissa lämpöpumppuja ei ollut laisinkaan. Toisen skenaarion tuloksiksi saatiin, että tutkittavan jakeluverkkoyhtiön vuotuinen toimitettu sähköenergian määrä laski 25 % ja liikevaihto 12 %. (Tuunanen, 2009, s. 118)

Vaikka kotitalouksien sähkölaitteiden varustelutaso ja määrä ovat kasvaneet viime vuosien aikana, kyseinen sektori ole kuitenkaan kasvattanut osaltaan sähköenergiankulutusta. Tähän on vaikuttanut sähkölaitteiden energiatehokkuuden parantuminen, mikä kattaa sähkölaitteiden määrän kasvamisesta aiheutuneen energiankulutuksen kasvun. Myös sähkölaitteiden varustelutaso ja koko ovat hillinneet energiatehokkuudella saavutettua energiansäästöä. Tästä hyvänä esimerkkinä on televisioiden koon kasvaminen samaan aikaan, kun niiden energiatehokkuutta on parannettu. Sähkölaitteista ainoastaan valaistuksen osuus kokonaisenergiankulutuksesta on pienentynyt viime vuosien aikana energiansäästö- ja led-lamppujen ansiosta. (Adato, 2013, s. 49)

### **3.3 Siirtotariffirakenteen kehittämissuuntia**

Paremmalla tariffisuunnittelulla asiakkaat voisivat valita itselleen optimaalisemman siirtotuotteen ja tällä tavoin vaikuttaa tehokkaammin siirtohintansa suuruuteen. Tällä hetkellä asiakas voi vaikuttaa käytännössä ainoastaan kulutusmaksun avulla siirtohintansa suuruuteen, koska perusmaksun suuruus riippuu ainoastaan asiakkaan pääsulakkeen koosta. Siirtohinnoittelun kehittäminen kulutusmaksupainotteiseen hinnoitteluun ei ole kuitenkaan järkevää, koska siirtohinnoittelun kustannusvastaavuus ja oikean suuntainen tehonkulutuksen ohjausvaikutus ei tällöin toteutuisi. Energiamaksun painottaminen ohjaa ainoastaan energiansäästöön eikä huipputehojen pienentämiseen, joten energiapainotteinen siirtotariffi ei välttämättä pienentäisi verkkoyhtiön kustannuksia. Energia-komponentin painottaminen lisäisi verkkoyhtiön siirtomaksuista saatavan rahavirran ennustamisen epävarmuutta ja tätä kautta investointien suunnittelu tulevaisuudessa vaikeutuisi. Sähkönjakeluverkon energiansiirrosta aiheutuvia kustannuksia ovat lisäksi ainoastaan häviöistä johtuvat kustannukset ja kantaverkkomaksut, jotka ovat kokonaiskustannuksiin verrattuna pieniä.

Perusmaksun osuuden kasvattaminen siirtotariffeissa tarjoaisi ratkaisun siirtomaksuista saatavan rahavirran tasoittamiseksi ja hinnoittelun kustannusvastaavuuden parantami-

seksi, mutta tällöin asiakkaiden vaikutusmahdollisuudet sähkölaskunsa suuruuteen heikkenisivät. Tällöin myös osa asiakkaista mahdollisesti maksaisi aiheuttamisperiaatteen näkökulmasta liian suurta siirtomaksua, jos kyseisten asiakkaiden pääsulakkeet olisi ylimitoitettu ja perusmaksun suuruus määräytyisi nykymallin mukaisesti sulakekoon mukaan.

Aiheuttamisperiaatteen mukaisen hinnoittelun luominen vaatii siis dynaamisempaa tehohajasta hinnoittelurakennetta. Nykyiset asiakkaiden käyttöpaikkoihin asennettujen etäluettavien mittareiden myötä automaattinen mittariluenta (AMR) mahdollistaa täysin uudenlaisen siirtohinnoittelumallin muodostamisen, koska asiakkaat voivat AMR-mittareiden avulla tarkkailla lähes reaaliajassa omaa sähkön kulutustaan tuntikohtaisesti. Tehohajaisen tariffirakenteen avulla on mahdollista parantaa siirtohinnoittelun kustannusvastaavuutta, aiheuttamisperusteita ja asiakkaiden vaikuttamismahdollisuuksia nykyisiin siirtotariffeihin verrattuna. Tehohajaiseen hinnoitteluun on useita mahdollisia vaihtoehtoja, joista tarkasteluun valitaan tehomaksukomponentin sisältävä siirtotariffi, tehokaistahinnoittelu ja liukuva tehohinnoittelu.

Tehon perustuvien siirtotariffien avulla koko sähkön tariffirakennetta voitaisiin myös muuttaa ymmärrettävämmäksi. Tällä hetkellä PJ-asiakkaille tarkoitetut siirtotariffit koostuvat kulutettuun energiaan pohjautuvasta kulutusmaksusta ja pääsulakekokoon perustuvasta perusmaksusta. Vastaavasti energiatariffit koostuvat samoihin perusteisiin pohjautuvista hintakomponenteista. Keskiportoasiakkaalle nykyiset tariffirakenteet voivat olla epäselviä ja niiden erottaminen toisistaan voi olla hankalaa. Tehoon perustuvan siirtotariffin myötä asiakkaan siirtomaksu koostuisi tarvitusta siirtokapasiteetista eli tehosta ja energiatariffin kohdalla energiamaksu kulutetusta energiasta. Tämänkaltaiset tariffirakenteet saattaisivat selkeyttää koko sähkön tariffijärjestelmää asiakkaan näkökulmasta.

### **3.3.1 Tehotariffi**

Verkkoyhtiöillä on jo nykyisin käytössä kappaleessa 3.1.6 käsitellyn tehotariffin kaltaisia siirtotariffeja. Kyseiset siirtotariffit ovat pääsääntöisesti käytössä ainoastaan suurilla teollisuusasiakkailta. Tehotariffien sisältämän loistehomaksun periminen kaikilta PJ-asiakkailta vaatisi tällä hetkellä investointeja, koska pienen pääsulakkeen omaaville asiakkaille asennetut AMR-mittarit eivät sisällä loistehon mittaamiseen tarvittavaa ominai-

suutta. Loistehon mittaaminen olisi sinällään mielenkiintoinen asia tarkasteltaessa pienkuluttajien tehonkulutusta, koska erilaiset loistehoa kuluttavat laitteet ovat lisääntyneet viime vuosina ja tulevat lisääntymään tulevaisuudessa. Tässä työssä ei kuitenkaan tutkita loistehoon perustuvaa maksukomponenttia loistehoa mittaavien AMR-mittareiden ja tästä johtuvan mittausdatan puutteen vuoksi.

Tehotariffin tehomaksukomponentti sisältää kannustimen huipputehojen pienentämiseen pitäen sisällään kuitenkin perusmaksukomponentin ja kulutettuun energiamäärään sidoksissa olevan kulutusmaksun. Tehotariffi olisi kustannusvastaavuuden näkökulmasta todella hyvä hinnoittelumalli, koska liittymän koosta riippumattomat kiinteät kustannukset, liittymän suuruudesta johtuvat kiinteät kustannukset ja energiansiirtoon perustuvat kustannukset voitaisiin periä asiakkailta eri hintakomponenttien avulla. Tehomaksukomponentilla olisi todennäköisesti vaikutusta PJ-asiakkaiden huipputehon suuruuteen, mikä laskisi pitkällä aikavälillä verkkoyhtiön verkostokustannuksia ja vaikuttaisi tätä kautta siirtohinnan suuruuteen alentavasti. Lisäksi suuremmat verkostokustannukset aiheuttavat asiakkaat maksaisivat aiheuttamistaan kustannuksista enemmän kuin asiakkaat, joiden huipputehot ovat matalammat. Yksittäisen asiakkaan vaikuttamismahdollisuudet siirtohinnan suuruuteen kasvaisivat myös tehotariffin myötä, koska asiakas voisi huipputehonsa suuruuden avulla vaikuttaa enemmän sähkölaskunsa suuruuteen verrattuna nykyisiin sulaketuotteisiin ja niiden pääsulakepohjaiseen perusmaksuun. Tehotariffi olisi siis sekä asiakkaan että verkkoyhtiön näkökulmasta kehitysaskel kustannusvastaavampaan, oikeudenmukaisempaan ja dynamisempaan siirtohinnoittelumallia.

Nykyisen kaltainen pääsääntöisesti teollisuusasiakkaille tarkoitettu tehotariffi voi olla kuitenkin pienasiakkaan näkökulmasta epäselkeä ja monimutkainen useiden erilaisten hintakomponenttien johdosta. Sähkömarkkinalaissa määrätyn hinnoittelun selkeyden näkökulmasta nykyisenkaltainen tehotariffi olisi hieman kyseenalainen pienasiakkaan kohdalla. Keskivertoasiakas ei välttämättä ymmärrä monien erilaisten hinnoittelukomponenttien alkuperää ja siirtohintansa muodostumiseen vaikuttavia seikkoja. Nykyiset pienasiakkaille tarkoitetut siirtotariffit ovat itsessään todella monimutkaisia asiakkaan näkökulmasta, joten uuden hinnoittelukomponentin lisääminen monimutkaistaa entisestään siirtotariffien rakennetta.

### 3.3.2 Tehokaista

Tehokaistahinnoittelun ideana on, että asiakas tilaa haluamansa suuruisen tilaustehon eli toisin sanoen siirtokapasiteetin verkkoyhtiöltä. Tehokaista muistuttaa nykyisenlaisia laajakaistaliittymiä, joten hinnoittelun idea on jo valmiiksi tuttu asiakkaille. Tehokaistahinnoittelu koostuu tietyn suuruista tehokaistoista, jotka muodostavat yhdessä tehoon pohjautuvan yksikköhinnan kanssa kunkin asiakkaan siirtomaksun suuruuden. Tavoitteena on, että tehokaista kannustaisi asiakkaita pienentämään huipputehojaan, jolloin jakeluverkon kuormitus mahdollisesti tasoittuisi. Taulukossa 3.2 on esitetty esimerkki 4 kW suuruista kaistoista ja 4 €/kW suuruisesta yksikköhinnasta koostuva tehokaistaan perustuva siirtotariffimalli. (Partanen et al., 2012, s. 31)

Taulukko 3.2 Esimerkki tehokaistahinnoittelusta 4 €/kW yksikköhinnalla ja 4 kW suuruisilla kaistoilla.

| Kaista [kW] | Hinta [€/kk] |
|-------------|--------------|
| 4           | 16           |
| 8           | 32           |
| 12          | 48           |
| 16          | 64           |
| 20          | 80           |

Taulukossa 3.2 näkyvän esimerkin mukaan asiakas maksaa valitsemansa kaistan suuruiseen kiinteän kuukausimaksun. Asiakkaan kaistan mitoitukseen vaikuttava teho voi olla todellinen asiakkaan huipputeho tai suurin yhden tunnin keskiteho. Yhden tunnin keskitehon käyttäminen verrattuna todelliseen huipputehoon helpommin toteutettavissa, koska asiakas saa nykyisellään AMR-mittareilta tunnin aikaiset kulutustiedot. (Partanen et al., 2012, s. 31).

Tehokaistan yksikköhinta voi vaihdella myös vuorokauden- tai vuodenajan mukaan, jolloin kausituotteiden käyttöönotto on mahdollista. Kuormituksen tasoittamisen näkökulmasta kiinnostavaa on etenkin vuodenajan mukaan vaihteleva yksikköhinta, koska talvella sähköverkossa siirrettävät tehot ovat huomattavasti kesäaikana siirrettäviä tehoja korkeampia. Voidaan ajatella, että tehokaista jo itsessään kannustaa asiakkaita tasoittamaan kulutustaan päivätasolla, koska keskivertoasiakkaalla on tavallisesti paljon matalan tehonkulutuksen hetkiä vuorokauden sisällä. Tasoittamalla tehoja huippukulutuksen tunneilta matalan kulutuksen tunneille asiakas pystyy suoraan vaikuttamaan kais- takokoonsa ja siirtomaksunsa suuruuteen. Vuodenajan mukaan vaihteleva yksikköhinta

on kuitenkin kuormanohjauksen kannalta ongelmallinen, koska kuorman siirtäminen talvikuukausilta kesäkuukausille on nykytekniikalla käytännössä mahdotonta. Tulevaisuudessa asiakkaiden energiavarastojen yleistyminen voi kuitenkin mahdollistaa kuorman siirtämisen vuodenaikojen välillä. Tässä työssä keskitytään ainoastaan vakioyksikköhinnan sisältämiin tehopohjaisiin siirtotariffeihin.

Tehokaistahinnoittelussa tulee ottaa huomioon asiakkaiden mahdolliset kaistanylitykset, koska pääsulakkeiden suuruus ei rajoita siirtotariffin puitteissa kulutettavissa olevaa sähkötehoa. Kaistahinnoittelun määräytymisperiaatteena voidaan käyttää asiakkaan toteutunutta suurinta tunnin keskitehoa, mutta asiakkaalle voidaan sallia myös muutamia kaistan ylityksiä ilman veloitusta. Verkkoyhtiön näkökulmasta asiakkaan suurimpaan tunnin keskitehoon perustuva hinnoittelu olisi perusteltua, koska sähköverkon mitoitus perustuu verkon suurimpiin tehoihin. Huonona puolena tällaisella hinnoittelumallilla olisi kuitenkin sen jäykkyys ja hinnoittelun kannalta olisi joustavampaa, jos asiakkaalle sallittaisiin muutamia kaistan ylityksiä vuodessa. Nykyiselle verkolle ei yksittäisen asiakkaan kaistan ylityksistä olisi suurta haittaa, koska verkossa on useimmiten joustovaraa. (Partanen et al., 2012, s. 39)

Tehokaistan avulla jakeluverkkoyhtiöt pystyisivät tasoittamaan verkkoliikevaihtoaan ja ehkäisemään tulevaisuuden sähkön loppukäytön kehitystrendeistä johtuvaa siirtomaksuista saatavan rahavirran pienentymistä. Asiakkaalla tehokaista näkyisi samansuuruisina kuukausittaisina siirtomaksuina. Etenkin sähkölämmitysasiakkaat voisivat hyötyä tasaisista kuukausittaisista siirtomaksuista, koska vuodenajasta riippuvan lämmitystarpeen aiheuttamat siirtomaksun suuruuden vaihtelut nykyisillä tariffirakenteilla tasoittuisivat tehokaistahinnoittelun myötä. Hyvänä puolena tehokaistassa olisi vielä se, että kyseinen siirtohinnoittelumalli voitaisiin ottaa käyttöön ilman uutta tekniikkaa tai suuria investointeja nykyisin käytössä olevien AMR-mittareiden myötä. (Partanen et al., 2012, s. 31)

### **3.3.3 Liukuva tehohinnoittelu**

Liukuvassa tehohinnoittelussa veloituseriaatteena voitaisiin käyttää esimerkiksi asiakkaan liukuvan 12 kuukauden suurinta mitattua tunnin keskitehoa ja kuukausittainen siirtomaksu muodostettaisiin veloituserusteen sekä muodostetun yksikköhinnan tulona. Hinnoitteluperusteena voidaan käyttää myös esimerkiksi kymmeneksi suurinta tai suu-



rimpien tunnin keskitehojen keskiarvoa. Liukuvalla tehoinnoittelulla kerättävissä siirtomaksuissa voi syntyä vaihtelua eri vuosien välillä tehokaistaa enemmän, koska vaihtelevat lämpötilat vaikuttavat etenkin sähkölämmitteisten omakotitalojen huipputehojen suuruuksiin voimakkaasti. Sähkölämmittäjän eri vuosien välinen huipputeho voi vaihdella yli 3 kW. (Partanen et al., 2012, s. 29-30)

Siirtomaksuista saatavien tuottojen vaihtelevuus ei ole kuitenkaan verkkoyhtiön näkökulmasta suotavaa, kuten aikaisemmin on jo todettu. Myöskään asiakkaiden näkökulmasta katsottuna siirtomaksujen vaihtelevuus ei ole toivottavaa, koska esimerkiksi sähkölämmittäjien siirtomaksut saattavat vaihdella paljon eri vuosien välillä. Liukuvan tehoinnoittelun kohdalla kannustin huipputehojen pienentämiseen voidaan katsoa myös olevan pienempi konkreettiset kaistakoot sisältävään tehokaistaan verrattuna.

Asiakkaan vaikutusmahdollisuudet siirtomaksunsa suuruuteen olisivat kuitenkin liukuvan tehoinnoittelun kohdalla suuret, sillä huipputehojen laskeminen näkyisi suoraan sähkölaskun suuruudessa. Liukuvan tehoinnoittelun hyvänä puolena on myös se, että kaistan ylityksiä ei tarvitsisi ottaa huomioon. Asiakas maksaisi tällöin aina toteutuneen huipputehon mukaan. Asiakkaan näkökulmasta olisi todennäköisesti ymmärrettävää, jos sähkönsiirron laskutus perustuisi toteutuneeseen huipputehoon.

#### 4. SIIRTOHINNOITTELUPROSESSI

Sähkömarkkinalaki ohjaa Suomessa vahvasti sähkön siirtohinnoitteluprosessia määräämällä liittymispistehinnoittelusta. Liittymispistehinnoittelun mukaan kaikille maantieteellisesti yhtenäisen jakeluverkkoyhtiön samanlaisen siirtotuotteen omaavien asiakkaiden siirtohinnan tulee olla samansuuruinen, kuten kappaleessa 2.1.1 esitettiin. Siirtohinnoittelussa voidaan käyttää myös muita hinnoitteluperiaatteita, mutta sähköverkkoliiketoiminnan hinnoittelurakenne tulee kuitenkin toteuttaa liittymispistehinnoitteluperiaatteen puitteissa. (Partanen et al., 2015, s. 44)

EV:n sähkömarkkinaliiketoiminnan valvontamalli ohjaa vahvasti siirtohinnoittelua kappaleen 2.4 mukaisesti. Valvontamalli kontrolloi verkkoyhtiöiden sallittua tuottoa ja liikevaihtoa, jolloin yhtiön siirtomaksuista saatava tuotto riippuu valvontamallin käyttämisestä parametreista. Valvontamallissa liikevaihtoon sallitaan verkon jälleenhankintarvosta lasketut tasapoistot, verkko-omaisuuden nykykäyttöarvosta laskettu voitto ja tehostamisvelvoitteiden perusteella määräytyvät operatiiviset kustannukset. Sähkön laatu ja keskeytyskustannukset vaikuttavat myös verkkoyhtiön sallittuun tulokseen sekä liikevaihtoon. (Partanen et al., 2015, s. 44-45)

Sähköverkkoliiketoiminnan hinnoittelu tulee muodostaa oikeita hinnoitteluperiaatteita ja -prosesseja hyväksi käyttäen verkkoyhtiön kuluja vastaavaksi. Hinnoittelun kustannusvastaavuus onkin verkkoyhtiön liiketoiminnan jatkumisen kannalta elintärkeää. Sähköverkkoliiketoiminnan hinnoitteluun ei ole olemassa yhtä oikeaa laskentamenetelmää, vaan kukin jakeluverkonhaltija voi hinnoitella sähkön siirtomaksut haluamallansa tavalla. Hinnoittelun määräytymisperusteet, myyntiehdot ja -hinnat on kuitenkin ilmoitettava sähkömarkkinalain mukaan EV:lle. Sähkömarkkinalakiin perustuva ilmoitusvelvollisuus kannustaa verkonhaltijoita hinnoittelun läpinäkyvyyteen ja verkkopalveluiden perusteltuun hinnoitteluun.

Verkonhaltijoiden toimintaympäristöt ja kustannusrakenteet poikkeavat suuresti toisistaan, joten yleispätevän siirtohinnoittelun laskentamallin tekeminen on hyvin monimutkaista. Tämän johdosta eri verkonhaltijoiden hinnoitteluprosessit voivat poiketa toisistaan paljon. Hinnoitteluprosessi sisältää kuitenkin verkonhaltijasta riippumatta samankaltaisia vaiheita, jotka ovat kulutusanalyysi, kustannusanalyysi, kustannusten kohdis-

taminen siirtotariffeille, siirtotariffirakenteiden määrittäminen ja aiheuttamisperusteinen hinnasto ja aiheuttamisperusteisen siirtohinnaston muokkaaminen käyttöönotettavaksi siirtohinnastoksi. (Partanen et al., 2015, s.46)

## **4.1 Kulutusanalyysi**

Kulutusanalyysin avulla määritetään asiakkaille siirrettävän sähköenergian määrä ja kuormitusmallit. Jotta siirtohinnoittelu voitaisiin muodostaa mahdollisimman aiheuttamisperusteiseksi, on tiedettävä kunkin verkonosan mitoituksen perusteena olevat kuormitukset vuoden jokaisena tuntina. Etenkin vuoden huippukuormitustunnit on tunnettava mahdollisimman tarkasti. Kulutusanalyysin tavoitteena on selvittää jokaisen asiakasryhmän, jakeluverkon ja sen eri osien osallistumiset kuormituksiin. Myös tulevaisuudessa muuttuvien kuormitusten ennustaminen kuuluu kulutusanalyysin tehtäviin, koska kuormituksen muutos vaikuttaa verkostolle muodostettaviin yksikkökustannuksiin ja tätä kautta siirtohintojen suuruuteen. (Lummi, 2013, s.15)

### **4.1.1 AMR-data ja kuormitusmallit**

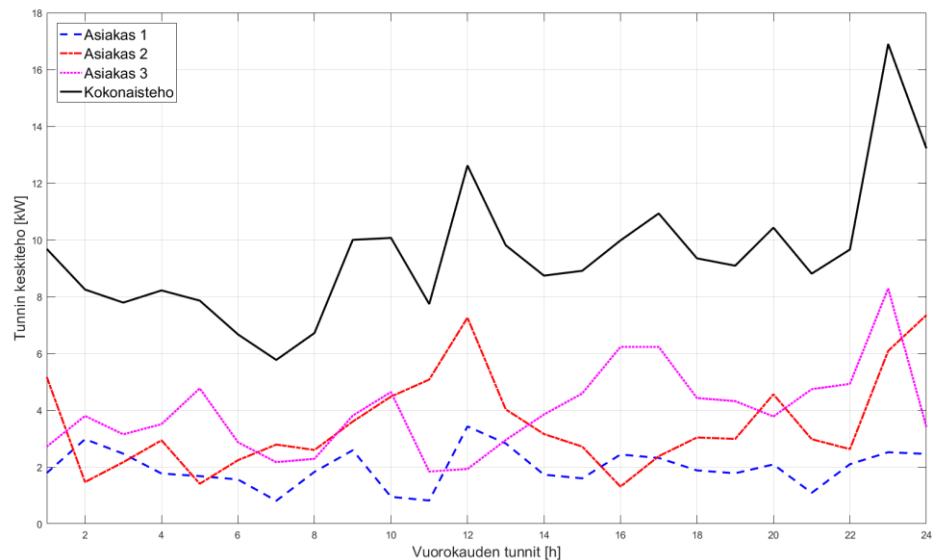
Kuormituksia on perinteisesti mallinnettu kuormitusmallinen avulla, jotka kuvaavat erilaisten tyyppikäyttäjryhmien kuormituskäyttäytymistä. Kuormitusmallien avulla voidaan määrittää yksittäisten sähkönkäyttäjien tuntikohtainen tehontarve. Kuormitusmallit pohjautuvat Sähköenergiailiitto ry:n (Sener), silloisen Sähkölaitosyhdistyksen, vuonna 1992 julkaisemaan sähkön käytön kuormitustutkimukseen. Tutkimuksessa määriteltiin eri tyyppikäyttäjät, joita on yhteensä 40 kappaletta. Tutkimuksessa oli mukana 42 sähkölaitosta ja yhteensä lähes 1200 mittauskohdetta. Mittaukset suoritettiin 1980- ja 1990 luvuilla. Tutkimustuloksena saatiin eri tyyppikäyttäjien tuntikohtainen tehovaihtelu, tuntikeskitehojen hajonta ja lämpötilariippuvuus. (Partanen et al., 2015, s. 13)

Valtioneuvoston asetus sähköntoimitusten selvityksestä ja mittauksesta määrää vanhojen energiamittareiden vaihtamisesta uusiin etäluettaviin mittareihin niin, että 80 % verkonhaltijan sähkönkäyttöpaikoista tuli olla etäluettavan tuntimittauksen piirissä vuoden 2013 loppuun mennessä (Valtioneuvosto 66/2009). Etäluettavat mittarit muuttavat ja ovat muuttaneet kuormitusten mallintamisen mahdollisuuksia, verrattuna perinteisesti käytössä olleisiin laskennallisiin kuormitusmalleihin. AMR-mittareiden mittausdatan avulla eri sähkönkäyttäjryhmien ja eri verkonosien tehokäyrät voidaan määrittää tar-

kasti saatavilla olevien eri vuosien kuormitustietojen perusteella. Tässä työssä asiakkaiden kuormituksen tarkasteluun käytetään ainoastaan saatavilla olevia kokonaisten vuosien 2013-2015 AMR-mittauksesta saatuja tehodatoja.

#### 4.1.2 Tehojen risteily

Sähköverkon asiakkaiden kulutuskäyttäytymiset poikkeavat toisistaan ja eri asiakkaiden huipputehot eivät välttämättä ajoitu samalle hetkelle. Verkon huipputeho voi tällöin olla huomattavasti pienempi kuin verkkoon liitettynä olevien asiakkaiden yhteenlaskettu huipputeho. Huipputehojen tasoittumista tapahtuu eri sähkökäyttäjryhmien sähkökäytön ajallisen eroavaisuuden sekä käyttäjämäärän kasvaessa tapahtuvan satunnaisvaihtelun vähenemisen myötä. Tämä näkyy muun muassa eri verkonosien huipunkäyttöaikojen kasvamisena. Huipunkäyttöaika tarkoittaa sitä tuntimäärää, jonka aikana eri verkonosan tai asiakkaan vuotuinen energiankulutus saavutetaan tarkasteltavan kohteen huipputehon avulla. Kuvasta 4.1 nähdään saman muuntopiirin eri asiakkaiden tehojen risteily. (Partanen et al., 2015, s. 17)



Kuva 4.1 Saman muuntopiirin kolmen eri asiakkaan vuorokauden tunnin keskittehot ja asiakkaiden jakeluverkossa näkyvä kokonaisteho.

Kuvasta 4.1 nähdään, että asiakkaiden tehopiikit eivät satu samalle tunnille. Esimerkiksi klo 12 tapahtuvan asiakkaiden yhteenlasketun tehohipun aikaan havaitaan asiakkaiden 1 ja 2 tehonkulutuksessa selvä nousu verrattuna kyseisten asiakkaiden keskimääräiseen

tehonkulutukseen. Vastaavasti asiakkaan 3 tehonkulutus on tällöin selvästi matalampi verrattuna muihin ajankohtiin. Suuremmassa mittakaavassa voidaan kuvan 4.1 perusteella todeta, että yksittäisen asiakkaan huipputehon vaikutus on pientä esimerkiksi muuntopiirin huipputehoihin.

## **4.2 Kustannusanalyysi**

Sähkön siirrosta aiheutuu verkkoyhtiölle vuosittain kustannuksia, jotka katetaan sähkön siirrosta perittävillä siirtomaksuilla. Sähkön siirrosta syntyvät kustannukset aiheutuvat hallinnon, laskutuksen, energiamittauksen ja asiakaspalvelun kustannuksista sekä verkko-omaisuuden tasapoistoista, operatiivisista kustannuksista, häviökustannuksista ja kantaverkkoyhtiölle maksettavista siirtomaksuista. Sähköverkkoliiketoiminnan valvontamallissa jakeluverkkoon sijoitetulle pääomalle määritetty kohtuullinen tuotto voidaan myös ajatella siirtomaksuilla perittäväksi kustannukseksi. Aiheuttamisperiaatteen mukaisen ja kustannusvastaavan siirtohinnoituksen toteuttamiseksi on muodostettava selkeä kuva verkkoyhtiön kustannusrakenteesta. Kustannusanalyysiä tehtäessä on syytä korostaa sähkön siirrosta aiheutuneet kustannukset mahdollisimman tarkasti esimerkiksi yhtiön kirjanpitoa ja budjettiraportteja hyödyntämällä. (Lummi, 2013, s. 23)

### **4.2.1 Operatiiviset kustannukset**

Operatiiviset kustannukset ovat kustannuksia, jotka aiheutuvat verkkoyhtiön toiminnasta. Verkkotoiminnan operatiivisia kuluja ovat jakeluverkoston kunnossapito-, suunnittelu- ja käyttökustannukset. Nämä kustannukset aiheutuvat pääsääntöisesti palkkakuluista. Muita operatiivisia kustannuksia ovat muun muassa toimitilojen, sähköasemien sekä muuntamoiden rakennusten ja tonttien vuokratkustannukset sekä johtoaluesopimukset. (Pantti, 2010, s. 33)

Jakeluverkon kustannuseristä häviöt ja kantaverkkomaksut pilkotaan osiin, koska ne sisältävät sekä kiinteän että energian käytöstä riippuvan kustannuserän. Muuntajan tyhjäkäyntihäviöt riippuvat ainoastaan muuntajan koosta ja ne lasketaan operatiivisiin kustannuksiin. Kantaverkkomaksujen kiinteän osan muodostava liityntäpistemaksu lasketaan operatiivisiin kustannuksiin. (Pantti, 2010, s. 33)

Operatiiviset kustannukset jaetaan kontrolloitaviin ja kontrolloimattomiin kustannuksiin. Kontrolloimattomissa olevia operatiivisia kustannuksia ovat kantaverkon siirtomaksuista ja häviöistä johtuvat kuluerät. Kontrolloitavat operatiiviset kustannukset koostuvat muista operatiivisiksi kustannuksiksi lasketuista kustannuksista ja kyseisiin kustannuksiin verkkoyhtiöllä on toimillaan mahdollisuus vaikuttaa. Kontrolloitavissa oleviin operatiivisiin kustannuksiin vaikuttaa muun muassa verkon vikaantumisherkkyys ja tästä johtuvat kunnossapitokustannukset. Operatiivisiin kustannuksiin ei siis vaikuta yksittäisten asiakkaiden kuluttaman sähköenergian suuruus. (Haapaniemi, 2014, s. 37)

#### 4.2.2 Pääomakustannukset

Pääomakustannukset koostuvat investointien poistoista ja korkokuluista. Verkkoyhtiö joutuu toiminnassaan investoimaan suuria rahamääriä jakeluverkkoon, joihin tarvittava rahoitus on hankittava investointiajankohtana. Investointeihin tarvittava rahoitus koostuu yrityksen omasta ja vieraasta pääomasta. Korollisen vieraan pääoman käyttämisestä aiheutuu yhtiölle korkokustannuksia. Korottomasta vieraasta pääomasta, joka verkkoyhtiöiden tapauksessa muodostuu liittymismaksuista, ei katsota aiheutuvan korkokustannuksia (Partanen et al., 2002, s. 43). Oman pääoman käyttäminen ei aiheuta yhtiölle korkokustannuksia, mutta toisaalta yhtiö menettää tuotot, jotka se voisi saada sijoittamalla investointiin käytettävän pääoman muuhun kohteeseen. (Pantti, 2010, s. 22)

Verkko-omaisuuteen sitoutuneen pääoman vanhenemisesta arvon alenemisesta aiheutuneet kustannukset lasketaan tasapoistojen avulla. Tasapoistoja syntyy siis kaikissa verkon osissa ja ne ovat täysin verkossa siirretystä energiasta riippumattomia. Tasapoistojen suuruus  $TP_i$  kullekin verkkokomponenttiryhmälle voidaan laskea yhtälön (4.1) avulla.

$$TP_i = \frac{JHA_i}{t_{pi}} \quad (4.1)$$

Tasapoistojen laskennassa käytettävät pitoajat vaihtelevat eri komponenttiryhmien kesken. Tasapoistoista aiheutuvien kustannusten suuruus riippuu suoraan verkko-omaisuuden jälleenhankintahinnan suuruudesta. Säävarman verkon rakentaminen vaatii esimerkiksi monella verkkoyhtiöllä jakeluverkon maakaapelointiasteen kasvattavista.

Kaapelointi vaatii ilmajohtoverkkoon verrattuna enemmän pääomaa, mikä puolestaan nostaa jakeluverkon jälleenhankintahintaa ja tätä kautta tasapoistoista aiheutuvia kustannuksia.

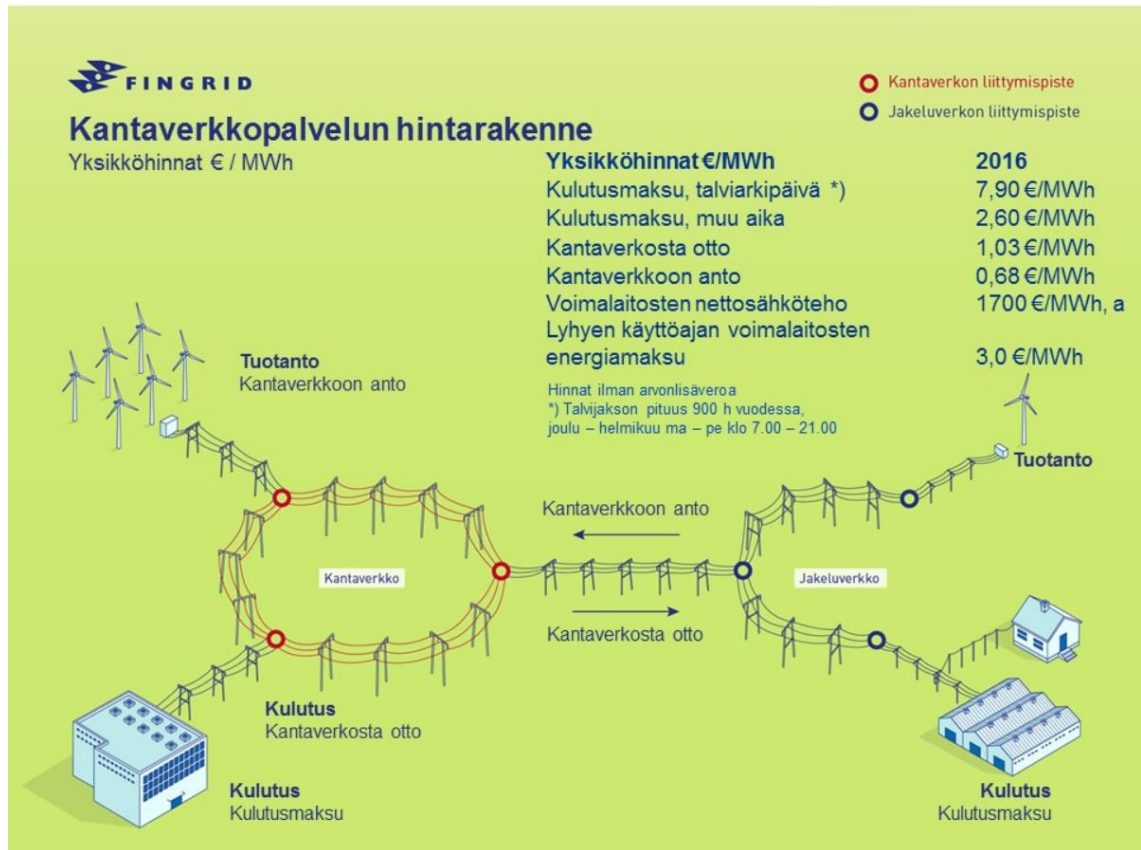
#### **4.2.3 Pääoman tuotto**

Sähköverkkoon sijoitetulle pääomalle saatava tuotto voidaan käsitellä yhtenä kustannuskomponenttina. Verkkoyhtiölle sallitun tuoton laskeminen on esitetty kappaleessa 2.4 EV:n sähköverkkoliiketoiminnan valvontamallin yhteydessä. Kappaleessa todettiin, että verkkoyhtiölle suurin sallittu tuotto on riippuvainen verkon nykykäyttöarvosta. Nykykäyttöarvo koostuu verkkoon tehdyistä investoinneista ja verkkokomponenttien keski-ikästä. Pääoman tuotto ei tämän johdosta ole riippuvainen sähköverkossa siirrettävän energian määrästä.

Aikaisemmin verkkoyhtiöt olivat tyypillisesti toimialueensa kuntien omistamia yhtiöitä, joiden keskeinen tehtävä oli palveluiden tarjoaminen kunnille. Verkkoyhtiöiden tavoitteena ei ollut tällöin voiton maksimointi, vaan verkkoyhtiöt saattoivat tavoitella verotuksellisista syistä nollatuloksen tekemistä vuodesta toiseen. Nykyisessä liiketoimintaympäristössä verkkoyhtiöiden omistajiksi on tullut tahoja, joiden toimintaa ohjaa maksimaalisen tuoton tavoittelu. Monet verkkoyhtiöt eivät tosin edelleenkään ota toiminnastaan sähköverkkoliiketoiminnan valvontamallin sallimaa suurinta mahdollista tuottoa. Pääoman tuoton kustannus onkin siis riippuvainen verkko-omaisuuden nykykäyttöarvon lisäksi myös verkkoyhtiöiden omistajien tavoitteista. (Partanen et al., 2015, s. 50)

#### **4.2.4 Siirretystä energiamäärästä aiheutuvat kustannukset**

Siirretyn energian määrästä riippuvia kustannuksia jakeluverkossa ovat ainoastaan kuormitushäviöt ja kantaverkkomaksujen energian siirrosta aiheutuva osuus. Verkonhaltija joutuu myös maksamaan sähkön siirrosta niille verkkoyhtiöille, joiden kautta sähköä siirretään. Jakeluverkkoyhtiöt maksavat kantaverkkomaksua Suomessa sähkön-siirrosta kantaverkossa vastaavalle Fingrid Oyj:lle. Kantaverkkomaksut laskutetaan kuukausittain ja Fingrid vastaa liittymispisteestä siirtyvän sähköenergian mittausten järjestämisestä (Partanen et al., 2015, s. 49). Kuvassa 4.2 on esitetty Fingrid Oyj:n voimassa oleva kantaverkkopalveluhinnasto.



Kuva 4.2 Fingrid Oyj:n kantaverkkopalvelun hintarakenne (Fingrid Oyj, 2016a).

Kuvasta 4.2 mukaisesti Fingrid perii kantaverkkopalvelusta kulutusmaksun, kantaverkosta ottomaksun ja kantaverkkoonantomaksun. Perittävän kulutusmaksun suuruus riippuu vuodenajasta niin, että talviajaksi on määritetty 1.12.-31.2 väliset arkipäivät klo 7.00-21.00. Kulutusmaksu kohdistetaan asiakkaan ja Fingridin välisen liittymispisteen takaiselle sähköenergian kulutukselle. Kulutusmaksun suuruus talviarkipäivänä on kuvan 4.2 mukaisesti 0,79 snt/kWh ja muuna aikana 0,26 snt/kWh. Kantaverkosta ottomaksu ja kantaverkkoonantomaksu kohdistetaan asiakkaan liittymispisteen kautta siirtyvään energian määrään. Tällä hetkellä ottomaksu on suuruudeltaan 0,103 snt/kWh jaantomaksu 0,068 snt/kWh. (Fingrid Oyj, 2016b)

Kuormitushäviöistä aiheutuvat kustannukset johtuvat sähköverkossa siirtyvästä sähköenergiasta ja muuntajissa tapahtuvista kuormitushäviöistä. Sähköverkossa tapahtuvat tehohäviöt ovat suoraan verrannollisia sähkövirran neliöön ja häviöitä syntyy sekä päätötehon että loistehon siirrosta verkossa. Sähköverkossa syntyvät tehohäviöt voidaan laskea päätötehohäviöiden  $P_h$  osalta yhtälön (4.2) ja loisteho-  
 häviöiden  $Q_h$  osalta yhtälön (4.3) avulla.



$$P_h = 3RI^2 = R * \left(\frac{S^2}{U^2}\right), \quad (4.2)$$

$$Q_h = 3XI^2 = X * \left(\frac{S^2}{U^2}\right), \quad (4.3)$$

missä  $R$  on tarkasteltavan johtimen resistanssi,  $I$  johtimen läpi virtaava sähkövirta,  $S$  johtimessa siirrettävä näennäisteho,  $U$  johtimessa vaikuttava pääjännite ja  $X$  johtimen reaktanssi. Yhtälöistä (4.2) ja (4.3) nähdään, että siirrettävän tehon lisääminen kasvattaa johtimen tehohäviöitä neliöllisesti. Jakeluverkkoyhtiöt joutuvat ostamaan johtimissa syntyneen häviöenergian, josta muodostuvat yhtiön häviökustannukset. Sähköverkossa syntyvien tehohäviöiden ollessa suuresti riippuvaisia siirretystä tehosta, jakeluverkkoyhtiöiden kannattaa pyrkiä tasoittamaan asiakkaidensa kulutusta, jolloin jakeluverkon huipputehojen aikaan syntyvät häviökustannukset pienenevät. (Haapaniemi, 2014, s. 37-38)

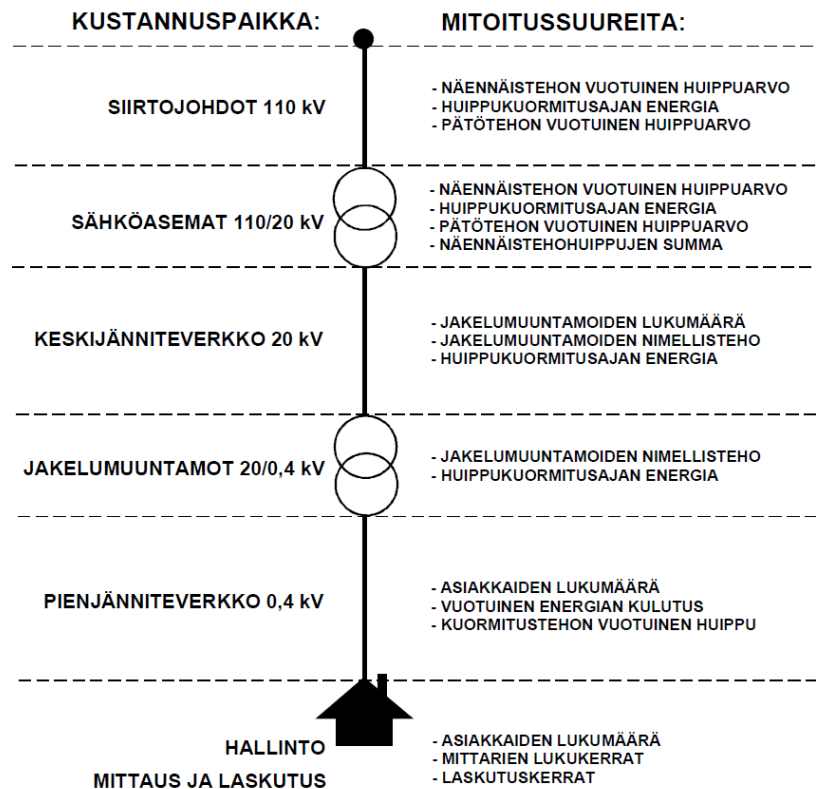
#### 4.2.5 Asiakas- ja hallintokustannukset

Asiakaskustannuksia ovat asiakaspalvelusta, laskutuksesta sekä mittarinluvusta ja -huollosta aiheutuvia kustannuksia. Etäluettavien mittareiden myötä mittarinlukukerroilla ei ole merkittävää vaikutusta mittarinluvusta aiheutuviin kokonaiskustannuksiin. Laskutuksesta aiheutuvat kustannukset laskujen lähettämisestä asiakkaille. Mittarinluvusta ja -huolloista sekä laskutuksesta aiheutuneita kustannuksia voidaan pitää kiinteinä kustannuksina, joskin niiden suuruus riippuu verkkoyhtiön asiakkaiden ja käyttöpaikkojen lukumäärästä. (Haapaniemi, 2014, s. 40)

Asiakaspalvelusta aiheutuvat kustannukset riippuvat asiakaspalvelussa työskentelevien asiakaspalvelijoiden lukumäärästä sekä asiakaspalvelussa käytettävistä ohjelmistoista. Asiakaspalvelijoiden lukumäärä on puolestaan jonkin verran riippuvainen verkkoyhtiön asiakkaiden lukumäärästä, joten asiakaspalvelusta aiheutuvat kustannukset ovat myös riippuvaisia asiakkaiden lukumäärästä. Asiakaspalvelusta aiheutuvia kustannuksia voidaan pitää luonteeltaan kiinteinä kustannuksina, koska asiakkaiden lukumäärän muuttuminen verkkoyhtiön alueella on melko vähäistä. Hallinnosta muodostuvat kustannukset koostuvat markkinoinnin, kehitysprojektien, henkilöstöasioiden ja sähkötaseiden ylläpidon kustannuksista. Myös hallinnosta aiheutuvia kustannuksia voidaan pitää luonteeltaan kiinteinä kustannuksina. (Pantti, 2010, s. 35) (Lummi, 2013, s. 24)

#### 4.2.6 Kustannusten kohdistaminen kustannuspaikoille

Sähkön siirrosta aiheutuvat kustannukset muodostuvat monista edellä mainituista teki-  
jöistä, joten ne tyypillisesti ohjataan kustannuspaikoille. Keskitetyiltä kustannuspaikoil-  
ta pystytään eri kustannukset kohdistamaan eri asiakas- ja siirtotariffiryhmille suoravi-  
vaisesti ja selkeästi. Kuvassa 4.3 esitetään kustannuspaikkajaon periaatekuvio.



Kuva 4.3 Kustannuspaikkajaon periaatekuvio ja kustannuspaikkojen mitoitussuureita (Partanen, 2016).

Kuvan 4.3 mukaisesti kustannuspaikat voidaan jakaa eri jännitetasojen siirtojohtojen, sähköasemien, jakelumuuntamoiden, hallinnon, mittauksen ja laskutuksen perusteella. Kustannuksia kohdistettaessa kustannuspaikoille on syytä muistaa kustannusvastaavuusperiaate sähkömarkkinalaissa määrätyn liittymispistehinnoittelun puitteissa. Kustannusvastaavuusperiaatteen mukaisesti kustannukset tulisi jakaa asiakkaille niin, että asiakas maksaa kustannukset vain siltä osin, mitä sähköverkon osaa käytetään asiakkaan tarvitseman sähkön siirtoon. Tämä tarkoittaa sitä, että esimerkiksi keskijänniteverkkoon liittynyt asiakas maksaa osan 110 kV verkon ja keskijänniteverkon kustannuksista. Vastaavasti PJ-verkkoon liittynyt asiakas maksaa osan kaikilla jännitetasoilla aiheutuneista kustannuksista. Jakelumuuntamoiden voidaan katsoa kuuluvaksi PJ-verkkoon, koska

kyseisten muuntamoiden läpi siirretään sähköenergiaa PJ-verkkoon. Sähköasemien päämuuntajien voidaan katsoa puolestaan kuuluvan KJ-verkkoon, koska niiden läpi siirtyy sähköenergiaa keskijänniteverkkoon. Sähköasemien 110 kV komponentit luetaan kuuluvaksi suurjänniteverkkoon ja kaikki 20 kV komponentit keskijänniteverkkoon.

Kun kustannukset on kohdistettu kustannuspaikoille, voidaan määrittää eri kustannuspaikkojen yksikkökustannukset mitoitussuureiden avulla. Kuvan 4.3 perusteella mitoitussuureina voidaan käyttää verkostokomponenttien läpi siirrettäviä energioita tai tehoa. Yksikkökustannukset muodostetaan jakamalla kunkin jännitetason kustannukset komponenttien läpi virtaavalla vuotuisella sähköenergialla tai jännitetason asiakkaiden tehoihin perustuen. Tämän työn kannalta tehoihin perustuvat mitoitussuureet ovat kiinnostavia, koska tutkittavat tariffirakenteet ovat tehoperusteisia.

Mittauksen ja laskutuksen kustannukset ovat riippuvaisia verkkoyhtiön asiakasmääristä, joten yksikkökustannuksena on luontevaa käyttää asiakkaiden lukumäärää. Yksittäisten asiakkaiden vaikutuksia hallinnon ja asiakaspalvelun kustannuksiin on vaikea todentaa, joten kyseiset kustannukset voidaan jakaa tasan verkkoyhtiön asiakkaiden kesken.

### **4.3 Siirtohinnaston muodostaminen**

Siirtotariffin muodostaminen voidaan aloittaa kustannuspaikkojen yksikkökustannusten määrittämisen jälkeen. Siirtohinnaston muodostamisen tavoitteena on kohdistaa pääoman, operatiivisten kustannusten, pääoman tuoton, häviöiden, asiakaskustannusten ja hallinnon yksikkökustannukset toimivaksi siirtotariffikokonaisuudeksi. Siirtotariffien hintakomponenteille kohdistamista ei säädellä laeilla ja jokainen verkkoyhtiö voi kohdistaa kustannukset hintakomponenteille parhaaksi katsomallaan tavalla. Lopullinen siirtohinnasto määritetään siirtohinnaston muodostamisvaiheessa, joten kyseiseen vaiheeseen on kiinnitettävä erityistä huomiota.

## 5. MSOY:N SÄHKÖNJAKELUVERKKO

Tässä kappaleessa käsitellään MSOy:n siirtohinnoitteluun vaikuttavia tekijöitä. Siirtomaksuilla tulee muodostaa tarvittavan suuri liikevaihto, jotta verkkoliiketoiminnassa syntyvät kustannukset ja halutun suuruinen tuotto katetaan. Kustannusten ja tuoton lisäksi siirtohinnoitteluun vaikuttavat jakeluverkkoon liittyneiden asiakkaiden määrä ja verkossa siirrettävät energiat ja tehot.

### 5.1 MSOy:n jakelualueen väestö ja asiakasmäärä

Mäntsälä sijaitsee hyvien kulkuyhteyksien varrella Uudellamaalla Lahden ja Helsingin välissä, joten kunta tarjoaa hyvän vaihtoehdon kotitalouksien ja yritysten sijoittumispaikaksi. Mäntsälän väkiluku onkin kasvanut vuodesta 2000 vuoden 2015 loppuun mennessä noin 4300 asukkaalla ja keskimäärin noin 1,45 % vuodessa. Mäntsälässä oli vuonna 2015 noin 20 685 asukasta. (Tilastokeskus, 2016b)

Mäntsälään on perustettu Kapulin yhteensä 36 hehtaarin suuruinen teollisuusalue. Kapulin teollisuusalueelle on rakennettu tontteja, jotka soveltuvat esimerkiksi suurten teollisuusrakennusten ja tavaraterminaalien sijoittumispaikoiksi. Alueella toimii jo Tokmanni konsernin pääkonttori ja logistiikkakeskus sekä vuonna 2014 toimintansa aloittanut hakukoneyhtiö Yandexin datakeskus. Lisäksi juomatölkkejä valmistava Rexam Beverage Can Mäntsälä Oy aloitti tölkkituotannon Mäntsälässä tammikuussa 2013. (Mäntsälän Yrityskehitys Oy, 2016)

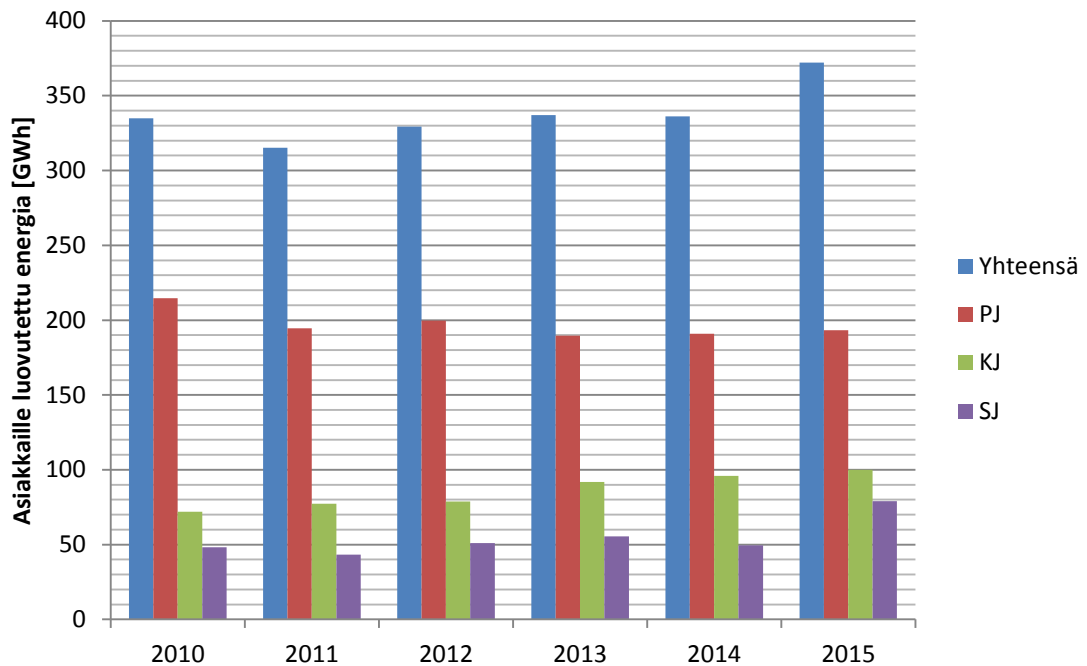
MSOy:n jakelualueeseen kuuluu Mäntsälän lisäksi osia muista kunnista, joista merkittävin asukasmäärän kannalta on Kärkölen alue. Kärkölen kunta sijaitsee noin 20 km Mäntsälän keskustasta pohjoiseen ja 15 km Lahdesta lounaaseen. Kunnan väkiluku on laskenut vuodesta 2006 vuoteen 2014 hieman yli 320 asukkaalla keskimäärin noin 0,73 % vuodessa ja Kärkölen kunnassa asui vuoden 2014 lopussa 4651 asukasta (Kärkölä, 2016).

Asiakkaiden käyttöpaikkoja MSOy:llä on tällä hetkellä noin 14 350, joista PJ-asiakkaiden käyttöpaikkoja on 14 335, KJ-asiakkaiden 10 ja SJ-asiakkaiden 2. MSOy:n energiankulutuksessa mitattuna suurimpia asiakkaita ovat KJ-asiakkaista puutuotteita valmistavan Koskisen Oy:n saha ja SJ-asiakkaana venäläisen hakukoneyhtiö Yandexin

datakeskus. Lisäksi MSOy toimittaa energiaa alueverkkonsa kautta Carunan jakeluverkkoon.

## 5.2 MSOy:n asiakkaiden nykyinen energian- ja tehonkulutus

Rejlers Oy vastaa MSOy:n asiakkaiden sähköenergiamittausten rekisteröinnistä ja keräämisestä. Rejlersin Utility Web-raportointipalvelun mukaan MSOy:n asiakkaiden luovutettu energia oli vuonna 2015 noin 370 GWh, josta PJ-asiakkaiden kuluttama osuus on noin 200 GWh, KJ-asiakkaiden osuus noin 100 GWh, SJ-asiakkaiden osuus noin 70 GWh ja häviösähkön osuus noin 10 GWh. Kuvasta 5.1 nähdään MSOy:n eri jännitetasojen asiakkaiden energiankulutuksen kehittyminen vuosien 2013-2015 välillä.



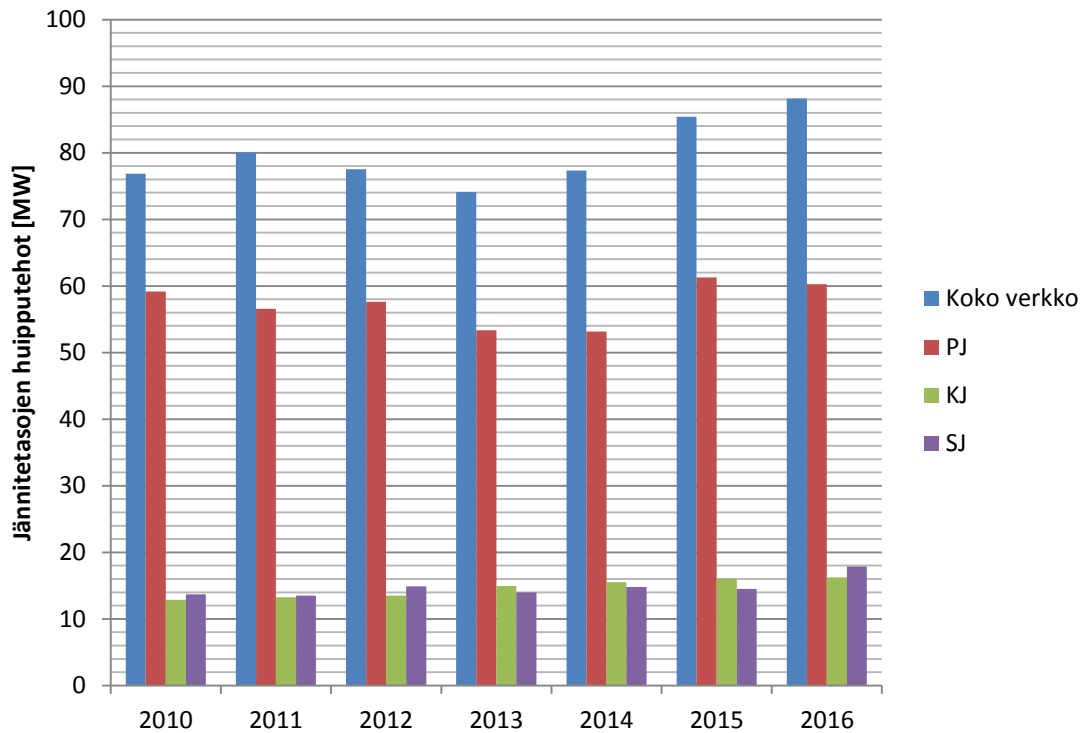
Kuva 5.1 MSOy:n eri jännitetasojen vuotuisen sähköenergiankulutuksen kehittyminen vuosina 2010-2015.

Kuvasta 5.1 nähdään, että asiakkaille luovutettu kokonaisenergia on kasvanut selvästi vuosien 2014 ja 2015 välillä. Siirretyn energiamäärän kasvamiseen syynä on selvästi SJ-asiakkaiden energiankulutuksen kasvaminen muiden jännitetasojen asiakkaiden energiankulutuksen pysyvän likimain samana. Ennen vuotta 2015 kuvasta 5.1 voidaan huomata, että MSOy:n asiakkaille siirretty energiamäärä on kasvanut maltillisesti pääosin KJ-asiakkaille siirretyn energian kasvamisen johdosta. KJ-asiakkaille siirretty energia on kasvanut vuosina 2010-2015 pääsääntöisesti uusien KJ-asiakkaiden myötä.

KJ-asiakkaille luovutettu energia on kasvanut kuvan 5.1 koko tarkastelujakson aikana noin 27,9 GWh ja 38,8 %.

PJ-asiakkaille luovutetun vuotuisen energian nähdään vaihtelevan kuvan 5.1 tarkastelujakson aikana vuosittain. PJ-asiakkaiden energiankulutus riippuu paljon vallitsevasta lämpötilasta, koska monet PJ-asiakkaat ovat sähkölämmityksen omaavia kotitalouksia. Suurin kuvan 5.1 tarkastelujakson PJ-asiakkaille luovutettu energiamäärä nähdään olleen vuonna 2010, jolloin kyseisen jännitetasoasiakkaille luovutettiin noin 214,8 GWh edestä sähköenergiaa. Vuoden 2010 keskimääräinen lämpötila oli Lahden sääasemalta mitattuna noin yhden asteen Ilmatieteenlaitoksen pitkäaikaista keskiarvoa matalampi (Ilmatieteenlaitos, 2016). Matalin kuvan 5.1 tarkastelujakson PJ-asiakkaille luovutettu energiamäärä huomataan ajoittuneen vuodelle 2013, jolloin Lahden Ilmatieteenlaitoksen sääasemalta mitattu vuoden keskilämpötila oli noin 1,1 astetta pitkäaikaista keskiarvoa korkeampi. Vallitsevan lämpötilan voidaan tämän johdosta tulkita vaikuttavan suuresti PJ-asiakkaiden energiankulutukseen. Selvää PJ-asiakkaiden energiankulutuksen kehitystrendiä ei ole havaittavissa kuvasta 5.1, vaikka samaan aikaan MSOy:n PJ-asiakkaiden määrä on ollut pienessä kasvussa.

Tarkastellaan MSOy asiakkaiden energiankulutuksen jälkeen asiakkaiden tehontarvetta. Tehontarvetta tarkastellaan jakeluverkossa esiintyvien sekä asiakkaiden yhteenlaskettujen huipputehojen avulla. Kuvassa 5.2 on esitetty MSOy:n eri jännitetasojen asiakkaiden jakeluverkostossa näkyvien huipputehojen suuruudet vuosien 2010-2016 välillä.

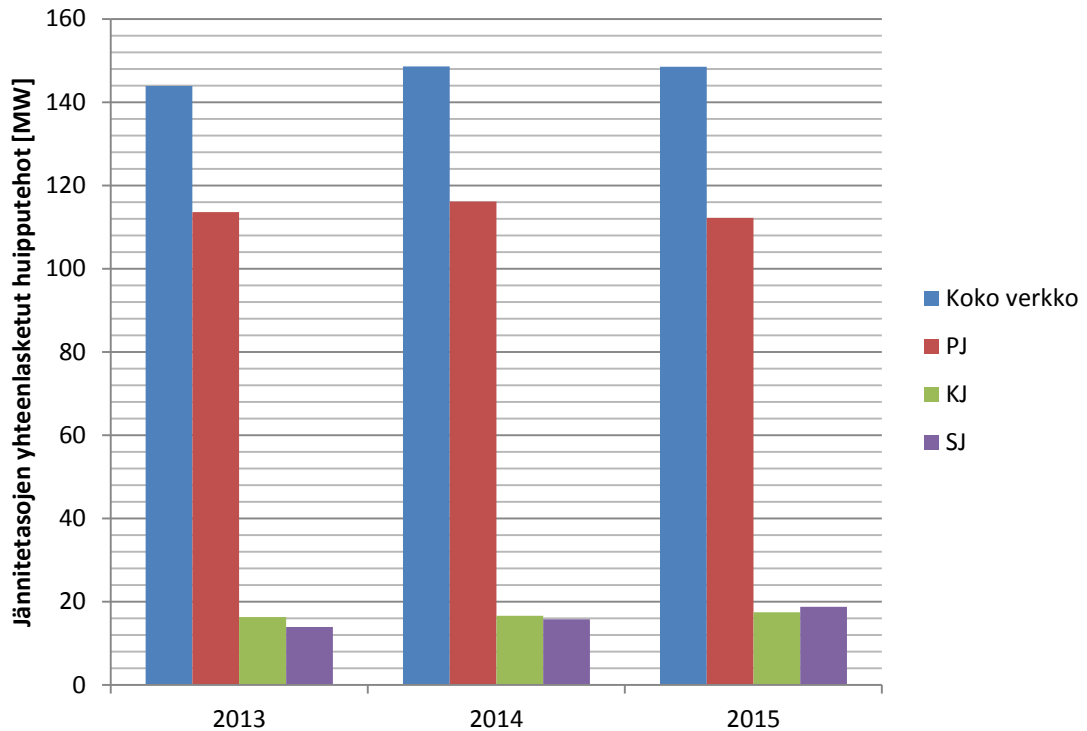


Kuva 5.2 MSOy:n jännitetasojen asiakkaiden vuosien 2010-2016 verkostossa näkyvien suurimpien tunnin keskitehojen ja koko jakeluverkossa ilmenneiden tuntitehojen suuruudet.

Vuoden 2016 loppuvuodelle mahdollisesti ajoittuvia huipputehoja ei ole huomioitu, koska tätä työtä tehdessä vuosi 2016 on meneillään. Vuoden 2016 tammikuun alkupuolelle osuneen todella kylmän sään vuoksi kyseisen vuoden huipputehon voidaan kuitenkin olettaa tapahtuneen. Kuvasta nähdään, että vuonna 2016 tapahtui vuoden suurin jakeluverkon huipputeho tarkastelujakson aikana. Kyseinen noin 88 MW huipputeho oli samalla suurin MSOy:n jakeluverkossa koskaan ilmennyt tuntiteho. Kuvasta huomataan myös, että PJ-asiakkaiden huipputeho vaihtelee suuresti eri vuosien välillä. Erityisesti huomioitavaa on, että vuosien 2013-2015 välillä PJ-asiakkaiden huipputehot kasvoivat huomattavasti energiankulutuksen ollessa tasaista kuvan 5.1 mukaan. Vastaavasti KJ-asiakkaiden huipputehojen nähdään olevan melko tasaisia eri vuosien välillä ja huipputehon nähdään olevan lievässä nousussa. Tämä selittyy uusilla KJ-asiakkaila, kuten energiankulutuksen kehittymisen kohdalla edellä mainittiin. SJ-asiakkaiden huipputehojen nähdään vaihtelevan KJ-asiakkaita enemmän ja olevan KJ-asiakkaiden tavoin lievässä nousussa.

Tarkastellaan seuraavaksi eri jännitetasojen yhteenlaskettujen huipputehojen suuruutta, koska tehopohjaisessa siirtohinnoittelussa asiakkaiden siirtomaksu muodostetaan yksit-

täisen asiakkaan huipputehon mukaan. MSOy:llä PJ-asiakkaiden AMR-mittaus on ollut käytössä vuodesta 2013 ja tätä työtä tehdessä käytössä oli ainoastaan tuntitehot vuoden 2015 loppuun asti, joten yhteenlaskettuja asiakkaiden tehoja voidaan tarkastella ainoastaan vuosien 2013-2015 kohdalla. Kuvassa 5.3 on esitetty MSOy:n jännitetasojen asiakkaiden sekä kaikkien asiakkaiden yhteenlasketut tuntitehot.



Kuva 5.3 MSOy:n jännitetasojen asiakkaiden sekä kaikkien asiakkaiden yhteenlasketut vuosien 2013-2015 suurimmat tuntitehot.

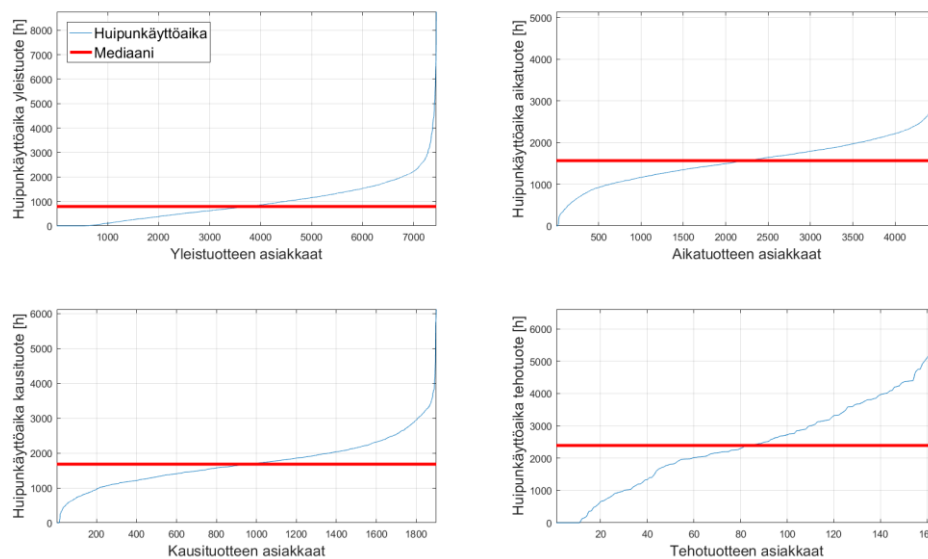
Kuvasta 5.3 huomataan yhteenlaskettujen asiakkaiden vuoden suurimpien tuntitehojen olevan selvästi tasaisempia vuosien välillä verrattuna kuvassa 5.2 näkyviin jakeluverkossa esiintyviin huipputehoihin. Esimerkiksi vuonna 2015 PJ-asiakkaiden jakeluverkossa esiintynyt huipputeho oli selvästi vuoden 2014 suurempi, mutta yhteenlaskettujen suurimpien tunnin keskitehojen tapauksessa vuosien 2014 ja 2015 kyseiset arvot ovat selvästi lähempänä toisiaan. Vuoden 2015 yhteenlaskettujen asiakkaiden suurimpien tunnin keskitehojen suuruus on jopa edeltävää vuotta hieman matalampi. Suuret jakeluverkossa näkyvät tuntitehot syntyvät, kun asiakkaiden vuoden suurimpien tehojen ajallinen risteily on pieni. Vuonna 2015 asiakkaiden suurimpien tuntitehojen ajallinen risteily on siis ollut selvästi pienempää verrattuna vuoteen 2014.



MSOy:n asiakkaiden energian- ja tehonkulutuksia tarkasteltaessa voidaan huomata siirtohinnoittelun kannalta samanlaisia ongelmakohtia kuin kappaleessa 3.2.4 todettiin. PJ-asiakkaiden energiankulutuksen nähdään pysyneen samana tai jopa hieman laskeneen samaan aikaan, kun tehontarve on viime vuosina ollut kasvussa. Siirtohinnoittelun muuttamisella tehopohjaiseksi kannustettaisiin asiakkaita laskemaan huipputehojaan, joka voisi pitkällä aikavälillä näkyä alentuneina verkostokustannuksina.

### 5.3 MSOy:n PJ-asiakkaiden nykyinen kulutuskäyttäytyminen

Tarkastellaan MSOy:n PJ-asiakkaiden nykyisten tuntitehojen tasaisuutta huipunkäyttöaikojen mukaan vuoden 2015 AMR-datan avulla. PJ-asiakkaat on jaettu tarkasteluun nykyisten siirtotuotteiden mukaan jaoteltuna yleis-, aika-, kausi- ja tehotuotteen asiakaisiin. Kuvassa 5.4 on esitetty edellä mainittujen asiakasryhmien huipunkäyttöaikojen pysyvyyskäyrä ja asiakasryhmien huipunkäyttöajan mediaaniarvo. Asiakkaiden käyttöpaikkojen huipunkäyttöaika on merkitty nolaksi, jos vuotuinen energiankulutus on ollut nolla.



Kuva 5.4 MSOy:n PJ-asiakkaiden huipunkäyttöaikojen pysyvyyskäyrät eri siirtotuotteiden asiakkaiden osalta ja asiakasryhmien huipunkäyttöajan mediaaniarvo vuoden 2015 tehodatan mukaan.

Kuvasta 5.4 huomataan, että yleistuotteen asiakkaiden huipunkäyttöajan mediaaniarvo noin 900 tuntia on huomattavasti matalampi verrattuna muihin asiakasryhmiin. Noin 60 % kaikista asiakkaista yleistuotteen asiakkaista vuotuinen huipunkäyttöaika on alle

1000 tuntia ja ainoastaan 9 % yli 2000 tuntia. Yleistuotteen asiakkaiden vuotuinen tehonkulutus on siis epätasaisinta kaikista asiakasryhmistä. Tämä johtuu osittain siitä, että monet yleistuotteen asiakkaat ovat kerrostaloasiakkaita. Kerrostaloasiakkaiden vuotuinen energiankulutus on vuositasolla pientä, jolloin suuret tehopiikit erottuvat selvästi muusta kulutuksesta. Etenkin saunallisten kerrostaloasuntojen kohdalla vuotuiset huipputehot on selvästi nähtävissä, mikä laskee kyseisen asiakkaan huipunkäyttöaika ja lisää asiakkaan tehonkulutusta.

Selvästi korkein huipunkäyttöajan mediaaniarvo nähdään olevan tehotuotteen omaavilla asiakkailla, joka on noin 2400 tuntia. Tehotuotteen asiakkaista noin 19 % huipunkäyttöaika on alle 1000 tuntia ja 68 % yli 2000 tuntia. Tehotuotteen asiakkaat ovat tyypillisesti pienteollisuusasiakkaita, joiden sähkönkulutuksen luonne on monen kohdalla tasaista. Tehotuotteen omaavat asiakkaat ovat myös todennäköisesti tasoittaneet kulutustaan, jotta vuotuinen siirtomaksu saadaan pysymään matalampana.

Teho- ja kausituotteen kohdalla huomataan, että vain pienellä osalla kyseisten asiakasryhmien asiakkaista huipunkäyttöaika on alle 1000 tuntia. Aikatuotteen ja kausituotteen kohdalla vain noin 11 % huipunkäyttöaika on alle 1000 tuntia. Vastaavasti kummankin asiakasryhmän asiakkaista noin 22 % huipunkäyttöaika on yli 2000 tuntia. Aika- ja kausituotteen asiakkaiden vuotuinen kulutus on siis selvästi yleistuotteen asiakkaita tasaisempaa.

Jakeluverkon näkökulmasta katsottuna asiakasryhmien huipunkäyttöajat näyttävät tehojen risteilyn vuoksi eri tavalla. Tarkastellaan tämän vuoksi asiakasryhmien jakeluverkossa esiintyvän kulutuksen tasaisuutta vuosien 2013 ja 2015 tehodatan avulla. Taulukossa 5.1 on esitetty eri siirtotuotteiden asiakkaiden sekä kaikkien PJ-asiakkaiden jakeluverkossa esiintyvät huipunkäyttöajat vuosien 2013-2015 tapauksissa.

Taulukko 5.1 MSOy:n PJ-asiakkaiden jakeluverkossa esiintyvät ja asiakkaiden tehojen risteilyn huomioivat huipunkäyttäjät jaoteltuna eri siirtotuotteen asiakkaille sekä koko asiakasjoukolla vuosien 2013-2015 AMR-datan mukaan laskettuna.

| Siirtotuote        | 2013 [h] | 2014 [h] | 2015 [h] | Keskiarvo [h] |
|--------------------|----------|----------|----------|---------------|
| <b>Yleistuote</b>  | 3810     | 3631     | 3848     | 3763          |
| <b>Aikatuote</b>   | 2955     | 2891     | 3109     | 2985          |
| <b>Kausituote</b>  | 3445     | 3366     | 3631     | 3481          |
| <b>Tehotuote</b>   | 4440     | 4290     | 4500     | 4410          |
| <b>PJ yhteensä</b> | 3846     | 3762     | 4034     | 3881          |

Taulukosta 5.1 nähdään tehotuotteen asiakkaiden sähkön käytön olevan tehojen risteily huomioon ottaessa olevan kaikista asiakkaista tasaisinta, kuten myös yksittäisten asiakkaiden kohdalla kuvassa 5.4 tarkasteltuna. Huomioon otettavaa on yleistuotteen asiakkaiden tehojen risteilystä johtuva korkea huipunkäyttöaika, vaikka yksittäisten yleistuotteen asiakkaiden huipunkäyttäjän nähtiin olevan kuvan 5.4 perusteella todella pientä. Yleistuotteen asiakkaiden korkeimmat tehohuiput ajoittuvat taulukon 5.1 ja kuvan 5.4 perusteella eri ajanhetkille, jolloin verkostossa näkyvä sähkön käyttö tasoittuu. Asiakasryhmänä yleistuotteen asiakkaat aiheuttavat näin tehotuotteen asiakkaat poislueutena pienimmän jakeluverkon kapasiteetin tarpeen suhteessa kyseisten asiakkaiden energiankulutukseen.

#### 5.4 MSOy:n jakeluverkon nykytila

MSOy:llä on jakeluverkkoa yhteensä noin 2500 km, josta 110 kV verkkoa on noin 50 km, 20 kV verkkoa noin 900 km ja 0,4 kV verkkoa noin 1600 km. Jakelumuntajia MSOy:llä on noin 1000 kappaletta. Kaapelointiaste pienjänniteverkolla on noin 30 % ja keskijänniteverkolla noin 20 %. MSOy:n keskijänniteverkossa erottimia on noin 700 kappaletta, joista 150 on kauko-ohjattavia. (Mäntsälän Sähkö Oy, 2016)

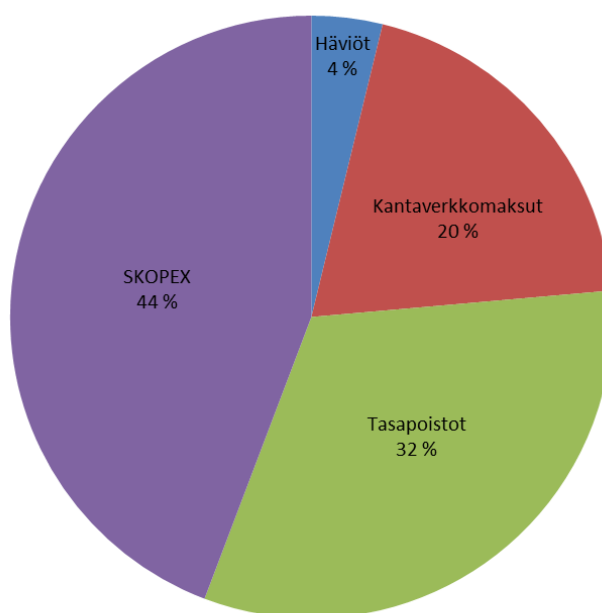
MSOy:n viidellä sähköasemalla kahdessa on käytössä kaksi päämuuntajaa ja kolmella yksi päämuuntaja. Sähköasemia kohden asiakkaita on noin 2800 kappaletta. Sähköasemat sijaitsevat Mäntsälän kirkonkylällä, Järvelässä, Ohkolassa, Mattilassa ja Kapulin teollisuusalueella. Sähköasemista Mäntsälän sekä Järvelän asemilla on kaksi päämuuntajaa ja Ohkolan sekä Mattilan sähköasemilla on yksi päämuuntaja. Kapulin sähköasema on rakennettu lähinnä palvelemaan alueelle kaavailtua yritysalueita, esimerkiksi alueella sijaitsevaa Yandexin datakeskusta. Tällä hetkellä sähköasemalla ei ole päämuunta-

jaa se palvelee ainoastaan Yandexin datakeskuksen 110 kV sähköjakelua. Kapulin asemalle on kuitenkin tämän työn tekohetkellä rakenteilla päämuuntaja.

### 5.5 MSOy:n jakeluverkkotoiminnan kustannukset

Tarkastellaan tässä kappaleessa MSOy:n jakeluverkkotoiminnasta aiheutuvia kustannuksia. Kuten aikaisemmin on todettu, siirtomaksuilla katetaan jakeluverkkotoiminnasta aiheutuvat kustannukset, joten niiden selvittäminen on tärkeää ennen siirtotariffien muodostamista. Kokonaiskustannusten lisäksi tulee selvittää kustannusten jakautuminen eri jänniteportaille, jotta jakeluverkkotoiminnan kustannukset voidaan kohdistaa oikeudenmukaisesti eri jänniteportaiden asiakkaille.

EV:n sähköverkkoliiketoiminnan valvontamalli sääntelee verkkoyhtiön liikevaihdon suuruutta kohtuullisen tuottoasteen ja kannustimien avulla, kuten aikaisemmin kappaleessa 2.4 todettiin. Sähköverkkoliiketoiminnan salliman liikevaihdon suuruuteen vaikuttavat kustannukset ovat verkko-omaisuuden tasapoistoista aiheutuvat kustannukset, kantaverkkomaksut, häviöt ja SKOPEX. Tarkastellaan kuvan 5.5 avulla MSOy:n sallitun liikevaihtoon vaikuttavien kustannusten suuruutta suhteessa kokonaiskustannuksiin.



Kuva 5.5 EV:n jakeluverkkoliiketoiminnan valvontamallin sallimaan liikevaihtoon sisältyvät kustannukset. SKOPEX:n suuruus on laskettu vuoden 2016 valvontaparametrien mukaisesti.

Kuvasta 5.5 voidaan havaita kiinteiden ja tehon siirrosta aiheutuvien kustannusten kattavan valtaosan MSOy:n liiketoiminnasta aiheutuvista kustannuksista. Jos kantaverkkomaksujen suuruuden ajatellaan koostuvan pääsääntöisesti kantaverkossa siirrettävien tehojen kapasiteetin tarpeesta, nähdään valvontamallin verkkokomponenttien yksikköhintojen mukaan lasketuista tasapoistoista ja kantaverkkomaksuista koostuvien tehonsiirrosta aiheutuvien kustannusten kattavan yli puolet MSOy:n kustannuksista. Energiansiirrosta aiheutuvan kustannuksen suuruudeksi jää näin ainoastaan 4 % kokonaiskustannuksista. SKOPEX:n voidaan ajatella koostuvan verkoston laajuudesta ja asiakasmääristä, jolloin sen voidaan ajatella olevan luonteeltaan kiinteä kustannus. Kuvassa 5.5 näkyvien kustannusten lisäksi asiakkailta voidaan siirtomaksuilla periä valvontamallin määrittelemä ja jakeluverkon NKA:sta muodostettu kohtuullinen tuotto.

Tarkastellaan seuraavaksi kuvassa 5.5 esitettyjä jakeluverkkotoiminnasta aiheutuvia kustannuksia jännitetasoittain. Kustannusperusteisen siirtohinnoittelun aikaansaamiseksi kustannukset tulee jakaa eri kustannuspaikoille jakeluverkon jännitetasojen mukaan, kuten kappaleessa 4.2.6 todettiin. Taulukossa 5.2 on esitetty eri jännitetasoille kohdistetut kustannukset suhteellisarvoina kokonaiskustannuksista. Jännitetasojen ulkopuoliset kustannusten aiheuttajat, kuten maasulunkompensointilaitteistot ja eri tietojärjestelmät, on käsitelty taulukossa 5.2 erikseen rivillä ”Muut”.

Taulukko 5.2 Jännitetasojen kustannuspaikoille kohdistetut MSOy:n jakeluverkkoliiketoiminnasta aiheutuvat kustannukset.

| Jännitetaso               | Tasapoistot | Kantaverkkomaksut | Häviöt | SKOPEX | Jännitetaso yhteensä |
|---------------------------|-------------|-------------------|--------|--------|----------------------|
| <b>PJ-verkko</b>          | 0,142       | 0,102             | 0,025  | 0,311  | 0,580                |
| <b>KJ-verkko</b>          | 0,112       | 0,051             | 0,011  | 0,124  | 0,298                |
| <b>SJ-verkko</b>          | 0,047       | 0,046             | 0,002  | 0,007  | 0,101                |
| <b>Muut</b>               | 0,021       | 0,000             | 0,000  | 0,000  | 0,021                |
| <b>Kustannus yhteensä</b> | 0,322       | 0,198             | 0,038  | 0,442  | 1,000                |

Taulukosta 5.2 nähdään, että yli puolet kaikista kustannuksista syntyy PJ-verkossa. Suurin yksittäiselle kustannuspaikalle kohdistettu kustannus MSOy:llä on pienjänniteverkolle kohdistettu SKOPEX, joka on suuruudeltaan noin 31 % kokonaiskustannuksista. SKOPEX on hankala kohdistaa kustannuspaikoille, koska kirjanpidollisesti kyseistä

kustannusta ei ole eriytetty eri jännitetasoille. SKOPEX on tässä työssä jaettu eri jännitetasojen verkkopituuksien ja asiakasmäärien mukaan käyttäen kustannusjakaumana toteutuneiden kontrolloitavien operatiivisten kustannusten asiakasmääristä sekä verkoston laajuudesta aiheutuvien kustannusten jakaumaa. Asiakaspalvelusta, hallinnosta ja mittauksesta sekä laskutuksesta aiheutuvat operatiiviset kustannukset on jaettu eri jännitetasoille asiakasmäärien mukaan, koska niiden voidaan ajatella aiheutuvan suoraan asiakkaiden määrästä. Loput operatiiviset kustannukset, kuten korjaus- ja ylläpitokustannukset, ajatellaan riippuvan verkoston laajuudesta. MSOy:n PJ-verkon pituus vastaa noin 57 %, KJ-verkon pituus noin 41 % ja SJ-verkon pituus noin 2 % yhtiön sähköverkon kokonaispituudesta.

Kantaverkkomaksut voidaan jakaa kustannuspaikoille suoraviivaisesti eri jännitetasojen asiakkaiden energiankulutuksen perusteella. Tasapoistojen kohdistaminen voidaan suorittaa jakeluverkon verkkotietojen perusteella. Häviöenergian muodostuminen jakautuu MSOy:llä niin, että 45 % jakeluverkon häviöistä muodostuu jakelumuuntajissa, 20 % PJ-verkossa, 17 % päämuuntajissa, 13 % KJ-verkossa ja 5 % SJ-verkossa. Sähköasemien päämuuntajien voidaan tulkita kuuluvan KJ-verkon komponenteiksi, koska niiden läpi siirretään sähköenergiaa KJ-verkkoon ja edelleen sähkönkäyttäjille. Vastaavasti jakelumuuntajien voidaan katsoa kuuluvan osaksi PJ-verkkoa, koska niiden läpi siirretään sähköenergiaa PJ-verkoon liittyneille asiakkaille. Tällöin KJ-verkon kokonaishäviöt ovat 30 % ja PJ-verkon kokonaishäviöt 65 % jakeluverkon kokonaishäviöistä. Jakeluverkossa syntyvät häviöiden kokonaiskustannukset ovat jaettu taulukossa 5.2 eri jännitetasoille näiden osuuksien mukaan. (Mäntsälän Sähkö Oy, 2016b)

Taulukosta 5.2 huomataan myös, että PJ- ja KJ-verkon kustannusten jakauma noudattaa lähes samanlaista kustannusjakaumaa. SJ-verkko eroaa kahdesta edellä mainitusta jännitetasosta niin, että verkko-omaisuuden poistoista ja kantaverkkomaksuista aiheutuvat kustannukset ovat samansuuruiset. Tämä johtuu siitä, että SJ-verkon kokonaispituus on pieni verrattuna muihin jännitetasoihin, mutta SJ-verkon asiakkaiden sähkön kulutus on suurta suhteessa kyseisen jännitetason asiakasmäärään. SJ-verkolle kohdistetut kantaverkkomaksut ovat taulukon 5.2 mukaan lähes samansuuruiset KJ-verkolle kohdistettujen kantaverkkomaksujen kanssa. Myöhemmin kustannuspaikoille kohdistetut kustannukset tulee vielä kohdistaa siirtotuotteille niin, että alemmilla jännitetasoilla olevat asi-

akkaat maksavat myös ylemmille jännitetasoille aiheuttamansa kustannukset. Tätä käsitellään kuitenkin myöhemmin tehopohjaista hinnoittelua tutkittaessa kappaleessa 6.1.

## 5.6 Nykyiset MSOy:n siirtotuotteet

MSOy:llä on tällä hetkellä käytössään verkkoyhtiölle hyvin tavanomainen siirtotariffitarjonta. Pääsulaketuotteina MSOy:llä on käytössä 3x25 A pääsulakekoosta 3x200 A pääsulakekokoon asti yleissähkö-, aika- ja kausituotteet. Sulaketuotteet koostuvat perusmaksu- ja kulutusmaksukomponentista, kuten yleisesti verkkoyhtiöillä käytössä olevat sulaketuotteet. MSOy:n aikatuotteiden jaotus on määritelty niin, että päivän kulutus mitataan jokaisena viikonpäivänä klo 7-22 ja yön kulutus muina vuorokauden kelloaikoina. Kausituotteiden aikajaotus on määritelty talviarkipäivän ja muun ajan mukaan. Talviarkipäivä on määritelty välille 1.11.-31.3. maanantaista lauantaihin klo 7-22 ja muu aika talviarkipäivän ulkopuolelle jääville ajankohdille. 1x25 A ja 1x35 A pääsulakkeille on tällä hetkellä käytössä myös yleissähkötuote, mutta kyseisille sulako'oilta ei oteta enää uusia asiakkaita. Myöskään 3x125 A tai sitä suuremmille sulakkeille ei enää oteta uusia asiakkaita, vaan kyseisen sulakekoon omaaville uusille asiakkaille on tarjolla PJ-tehotuote. Tämän työn kirjoitushetken aikaiset sulaketuotteiden siirtohinnastot on esitetty liitteessä I.

MSOy:n tehotuotteet sisältävät perusmaksu-, kulutusmaksu-, tehomaksu- ja loistehomaksukomponentit, kuten yleisesti verkkoyhtiöillä käytössä olevat tehotuotteet. KJ-asiakkaille on tarjolla tällä hetkellä sekä yksiaika- että kausitehotariffi, joissa kulutusmaksun suuruus vaihtelee määritetyn aikajaotuksen mukaan. Molempien tuotteiden aikajaotus on määritelty samalla tavalla kuin sulaketuotteiden aika- ja kausituotteiden aikajaotus. PJ-tehotuotteena on käytössä vastaavasti ainoastaan yksiaikatuote. Tehotuotteiden tehomaksun perusteena on liukuvan 12 kuukauden kahden suurimman tunnin keskitehon keskiarvo. PJ-tehotuotteiden asiakkaille sallitaan 33 % tehohuipun ylitys 1.4.-31.10. välillä. Loistehomaksu määräytyy kuukauden suurimman tunnin loistehohuipun mukaan vähennettynä ilmaisosuudella, joka on 16 % laskutusjakson suurimmas- ta mitatusta pätötehosta. Loistehon laskutus suoritetaan sekä induktiivisesta että kapasitiivisesta loistehosta. Tämän työn kirjoitushetken aikaiset tehotuotteiden siirtohinnastot on esitetty liitteessä I.

Nykyisten MSOy:n PJ-asiakkaiden siirtotuotteilla muodostettavasta liikevaihdosta kulutusmaksuilla katetaan noin 59 %, perusmaksuilla noin 36 % ja tehomaksuilla noin 5 %. Kustannusvastaavuuden näkökulmasta nykyisillä siirtomaksukomponenteilla on näin vääranlaiset painotukset, kuten kappaleessa 5.5 esitettyjä MSOy:n kustannuksia tarkastelemalla voidaan todeta. Kyseisessä kappaleessa energiansiirrosta aiheutuneiden kustannusten osuuden koko liikevaihdosta huomattiin olevan noin 15 %, joten nykyisten siirtotuotteiden kulutusmaksun painotus on liian suuri kustannusvastaavuuden näkökulmasta.

## **5.7 MSOy:n jakelualueen kehittyminen**

Tässä kappaleessa perehdytään lyhyesti MSOy:n jakelualueen asiakaskunnan, sähkön käytön ja jakeluverkon kehittymiseen. MSOy:n jakelualueen kehittymistä arvioidaan viidennen valvontajakson viimeiselle vuodelle 2023, koska kyseisen valvontajakson valvontaparametrit ovat tiedossa. Koska EV:n sähköverkkoliiketoiminnan valvontamalli vaikuttaa suuresti siirtohinnoitteluun, on valvontaparametrien tunteminen tärkeää arviotaessa siirtohinnoittelun kehittymistä tulevaisuudessa. Kuudennen valvontajakson valvontaparametrit voivat muuttua siirtohinnoittelun näkökulmasta merkittävästi, joten pidemmälle ajanjaksolle tehtyjä arviointeja siirtomaksuilla perittävässä olevista kustannuksista on vaikea muodostaa.

### **5.7.1 MSOy:n asiakaskunnan kehittyminen**

Mäntsälän väkiluvun voidaan olettaa kasvavan lähitulevaisuudessa perustuen viime vuosien kehitykseen. Tilastokeskuksen väestöennuste ennustaa Mäntsälän väkiluvun kasvuksi noin 5,8 % nykyisestä vuoteen 2023 mennessä, jolloin Mäntsälän asukasluku on hieman alle 21 900 asukasta (Tilastokeskus, 2015). Mäntsälän asukasluvun kasvaminen riippuu paljon työpaikkojen saatavuudesta ja tätä kautta uusien yritysten asettumisesta Mäntsälän lähialueelle. MSOy:n kotitalousasiakkaiden kehittymistä tarkasteltaessa tuleekin ottaa huomioon yritysasiakkaiden määrän kasvaminen MSOy:n jakelualueella.

Tällä hetkellä Kapulin teollisuusalueella toimii Yandexin datakeskuksen ja Tokmanni-konsernin pääkonttorin sekä logistiikkakeskuksen lisäksi ainoastaan useamman yrityksen jakama kiinteistö Kehä V Logistics. Alueelle kuitenkin odotetaan lähivuosina tulevan lisää yrityksiä ja Mäntsälän alueen kehittämistä vastaava Mäntsälän Yrityskehitys



Oy on markkinoinut aluetta kansainvälisesti esimerkiksi hyväksi sijoittumispaikaksi datakeskuksille viileän ilmaston ja hyvien kulkuyhteyksien avulla. Kapulin täytyessä suurista teollisuusyrityksistä uusia työpaikkoja voi syntyä satoja, jolloin myös Mäntsälän alue voi muuttua houkuttelevaksi vaihtoehdoksi monien kotitalouksien sijoittumispaikaksi. Yritysten siirtyessä yhä pohjoisemmaksi pääkaupunkiseudulta, voidaan Mäntsälän olettaa olevan yksi varteenotettavista yritysten sijoittumispaikoista. Tulevaisuudessa voidaankin olettaa uusien yritysasiakkaiden lisääntyvän MSOy:n jakelualueella.

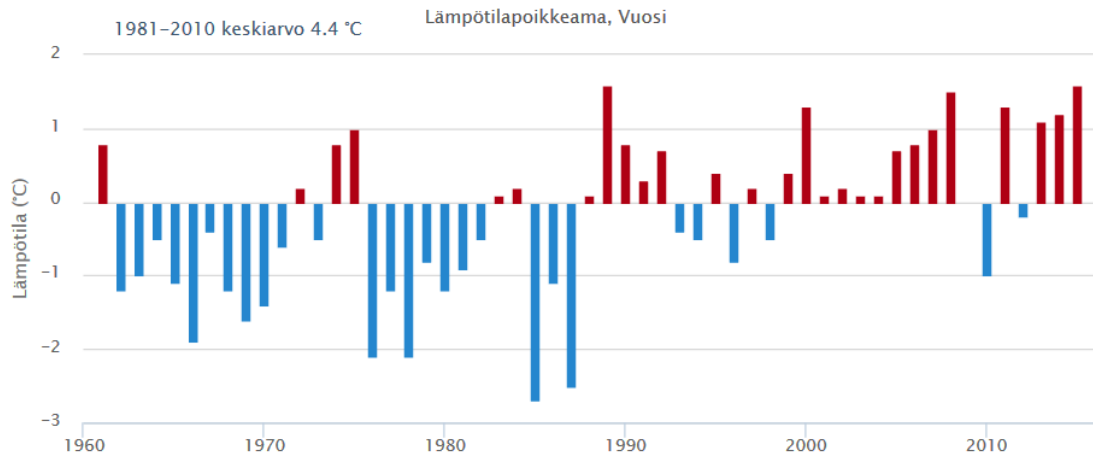
MSOy:n jakelualan asiakaskunnan kehittymisen kannalta merkittävimpiä alueita ovat Kärkölä ja Orimattilan kuntaan kuuluva Hennan alue. Muiden kuntien MSOy:n jakelualueeseen kuuluvat osat ovat asukasluvultaan niin pieniä, etteivät ne vaikuta oleellisesti MSOy:n asiakaskunnan muutoksiin. Tilastokeskuksen väestöennusteen mukaan Kärkölän väkiluku laskee vuoteen 2023 mennessä noin 300 henkilöllä nykyisestä hieman yli 4 300 asukkaaseen, joka vastaa noin 6,5 % laskua (Tilastokeskus, 2015).

Mäntsälän kunnan pohjoispuolella sijaitsevan Orimattilan Hennan alue on todella mielenkiintoinen alue tutkittaessa MSOy:n asiakaskunnan kehitystä. Hennan alueelle kaavailaan pikkukaupunkia noin 15 000 asukkaalle Helsinki-Lahti–junaradan varteen. Hennan osayleiskaava-alueen kokonaispinta-ala on noin 1000 hehtaaria. Hennaan pohjoispuolelle suunnitellaan lisäksi yritysalueita, jossa on tarjolla tontteja 80-90 hehtaarin kokoon saakka teollisuusalueen kokonaispinta-alan ollessa noin 430 hehtaaria. Teollisuusalueelle voi arvioiden mukaan sijoittua 2300-5500 työpaikkaa. (Henna, 2016)

### **5.7.2 Energiankulutuksen kehittyminen MSOy:n jakelualueella**

MSOy:n asiakkaiden kokonaisenergiankulutuksen kehityksen voidaan kuvan 5.1 mukaan tulkita olevan riippuvainen uusien KJ- sekä SJ-asiakkaiden sijoittumisesta MSOy:n jakelualueelle. PJ-asiakkaiden energiankulutuksen nähtiin olevan riippuvainen vallitsevasta ulkolämpötilasta ja pienet PJ-asiakasmäärien muutokset eivät vaikuta kyseisen asiakasryhmän energiankulutukseen. Jos vuoden keskilämpötilat pysyvät Ilmatieteenlaitoksen pitkän aikavälin keskiarvoa korkeampina, PJ-asiakkaiden energiankulutuksen kehitys saattaa tulevaisuudessa pysyä maltillisena tai jopa laskea nykyisestä tasosta. Kuvassa 5.6 on esitetty Ilmatieteenlaitoksen Lahden sääasemalta mitattujen vuotuisten keskilämpötilojen poikkeama vuosien 1981-2010 keskilämpötilasta. Lahden Il-

matieteenlaitoksen mittauspiste on valittu tarkasteluun, koska se sijaitsee lähimpänä MSOy:n jakelualueita saatavilla olevista mittauspisteistä.



Kuva 5.6 Lahden sääasemalta mitattujen vuotuisten keskilämpötilojen poikkeama vuosien 1981-2010 keskilämpötilasta (Ilmatieteenlaitos, 2016).

Kuvan 5.6 Ilmatieteenlaitoksen lämpötilatilaston mukaan Lahden seudun vuotuiset keskilämpötilat ovat olleet vuodesta 1990 lähtien pääosin pitkäaikaista keskiarvoa korkeammalla. Erityisesti viime vuosina keskilämpötilat ovat olleet selvästi vuodesta 1960 mitattuja vuotuisia keskiarvoja korkeampia. Jos kuvan 5.6 mukainen vuotuisten keskilämpötilojen kehitystrendi jatkuu, keskilämpötilat saattavat MSOy:n jakelualueella kasvaa edelleen. Tämä hillitsee omalta osaltaan PJ-asiakkaiden energiankulutuksen kasvua, vaikka kyseisen jännitetasoasiakkaiden määrä kasvaisikin MSOy:n jakelualueella. PJ-asiakkaiden osalta energiankulutuksen kehittymistä hillitsevät myös hajautetun tuotannon ja energiatehokkuutta lisäävien laitteiden yleistymisen.

### 5.7.3 MSOy:n jakeluverkon ja kustannusten kehittyminen

MSOy:n investointistrategien mukaan sekä PJ- että KJ-verkon maakaapelointiastetta kasvatetaan tulevien vuosien aikana toimitusvarmuuskriteeristön toteuttamiseksi, joka vaikuttaa suuresti MSOy:n verkko-omaisuuden arvoon. MSOy:n investointistrategian mukaan sekä PJ- että KJ-verkon maakaapelointiaste tulee olemaan vuonna 2023 40 %. Maakaapelointi suoritetaan ilmajohtojen saneerauksen yhteydessä, eli käyttöikänsä päähän tulleet vanhat ilmajohtot korvataan maakaapeloinnin avulla. Taulukossa 5.3 on esitetty MSOy:n jakeluverkon PJ- ja KJ-verkkopituudet jännitetasoittain ja verkkotyypeittäin vuoden 2015 lopulla ja vuonna 2023.

Taulukko 5.3 MSOy:n jakeluverkon verkkopituudet jännitetasoittain ja verkkotyypeittäin vuoden 2015 lopulla ja investointistrategian mukaan vuonna 2023.

| Vuosi            | 2015           |                 | 2023           |                 |
|------------------|----------------|-----------------|----------------|-----------------|
|                  | Ilmajohto [km] | Maakaapeli [km] | Ilmajohto [km] | Maakaapeli [km] |
| <b>PJ-verkko</b> | 910            | 330             | 726            | 490             |
| <b>KJ-verkko</b> | 740            | 160             | 556            | 368             |
| <b>Yhteensä</b>  | 1650           | 490             | 1282           | 858             |

Taulukosta 5.3 voidaan huomata, että PJ- ja KJ-verkon kokonaiskaapelointiaste kasvaa vuoden 2015 arvosta noin 23 % vuoden 2023 arvoon noin 40 %. MSOy:n PJ- ja KJ-verkon kokonaispituus ei muutu tarkasteltavan ajanjakson aikana. MSOy:n investointistrategian mukaan SJ-verkon kokonaispituus tulee kuitenkin kasvamaan nykyisestä 50 kilometristä 75 kilometriin vuoteen 2023 mennessä.

Maakaapeloinnin ja muiden investointien seurauksena MSOy:n jakeluverkon valvontamallin verkkokomponenttien yksikköhintojen mukaan lasketuista tasapoistoista aiheutuvien kustannusten suuruus vuonna 2023 on noin 33 % nykyistä suurempaa. Jakeluverkkoliiketoiminnan valvontamallin määrittelemä SKOPEX:n suuruus vastaavasti laskee tehostamistavoitteen mukaisesti vuoteen 2023 mennessä noin 33 %. Sallitun tuoton osuus liikevaihdosta on vuonna 2023 likimain samansuuruinen kuin nykyisin, vaikka MSOy:n jakeluverkon NKA kasvaa. Tämä johtuu valvontamallin WACC-prosentin laskusta nykyisestä arvosta 7,45 % arvoon 6,70 %. PJ-asiakkaille kohdistettujen kanta-verkkomaksujen suuruutta on mahdoton ennustaa kohdevuodelle, sillä ne riippuvat Fingridin hinnoittelusta.

Arviosta voidaan todeta, että jakeluverkossa siirrettävästä tehosta riippuvien kustannusten osuus MSOy:n liikevaihdosta tulee kasvamaan. Siirtohinnoittelua tulee siis kehittää tehopohjaiseksi, jotta verkoston kustannusvastaavuutta voidaan parantaa. Samalla kannustetaan asiakkaita jakeluverkon tehokkaampaan käyttöön, jota kautta kokonaiskustannukset voisivat laskea pitkällä aikavälillä.

## 6. UUSIEN HINNOITTELURAKENTEIDEN TUTKIMINEN

Tässä kappaleessa tutkitaan verkkoliiketoiminnan kustannusten ja sallitun tuoton kohdistamista PJ-asiakkaille, jotta siirtohinnoittelun kustannusvastaavuus toteutuisi mahdollisimman hyvin eri jännitetason asiakkaiden kohdalla. Tämän jälkeen tutkitaan asiakkaiden tehoon perustuvan siirtotariffin veloitusperusteen muodostamista kolmen esimerkkitariffin kohdalla vuosien 2013-2015 AMR-mittauksesta saatujen PJ-asiakkaiden tuntitehojen avulla. Tutkittavana on 1 kW ja 5 kW kaistavälin mukaan määritetyt teho-kaistat sekä liukuvaan tehohinnoitteluun perustuva siirtotariffi.

Veloitusperusteen muodostamisen jälkeen tariffeille muodostetaan tehomaksun yksikköhinnat nykyisen PJ-asiakkailta kerättävän liikevaihdon avulla. Nykyisen liikevaihdon mukaisten yksikköhintojen avulla muodostettujen siirtotariffien avulla tutkitaan asiakkaan kokeman vuotuisen siirtomaksun muutosta verrattuna nykyisiin siirtotariffeihin. Tehopohjaisen siirtohinnoittelun tuomia riskejä tarkastellaan tämän jälkeen asiakkaiden AMR-datan mukaisten veloitusperusteena olevien tehojen summan avulla ja mahdollisen asiakkaiden kulutuksen tasoittamisen jälkeen.

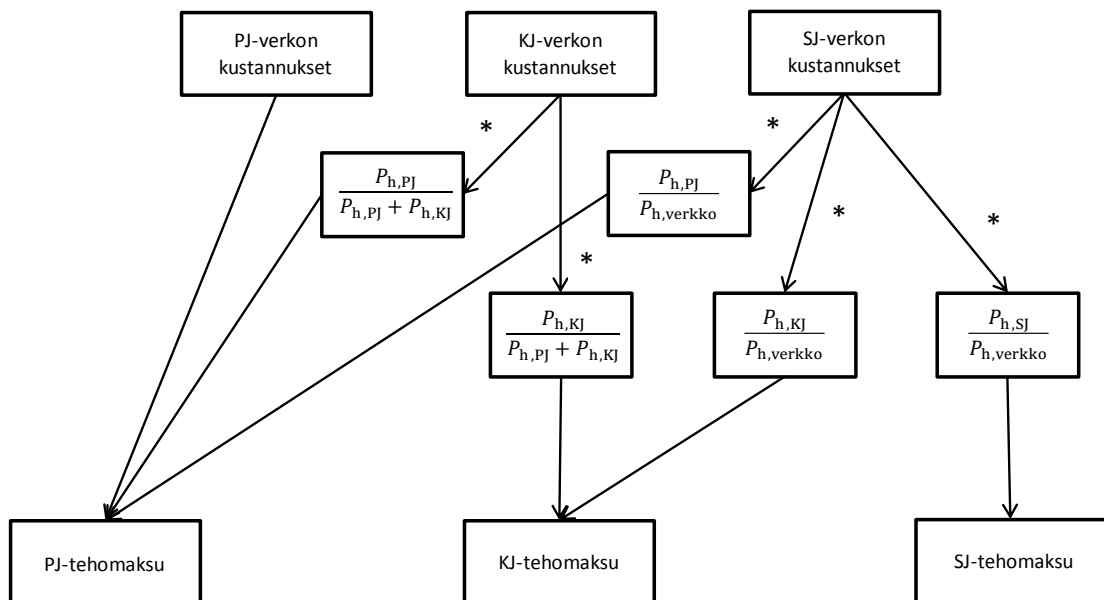
Edellä kuvatun tarkastelun pohjalta muodostetaan esimerkki käyttöönottovaiheen teho-tariffista, jonka kohdalla tarkastellaan asiakkaiden kokemaa vuotuisen siirtomaksun muutosta. Käyttöönottovaiheen siirtotariffin kohdalla pohditaan mahdollisia vaihtoehtoja hinnoittelun kehittämiseksi tulevaisuudessa ja asiakkaiden informoimista uudenlaisen veloitusperusteen omaavan siirtotariffin tapauksessa. Myös erilaiset hinnoittelun tuomat haasteet ja hinnoitteluun tarvittavat järjestelmät otetaan huomioon käyttöönottovaiheen siirtotariffin kohdalla.

### 6.1 Tehomaksun muodostaminen

Tehomaksun muodostaminen aloitetaan määrittämällä, mitkä oman jännitetason kustannukset tehomaksuun kohdistetaan. Toisin sanoen tehomaksun määrittämisen ensimmäinen vaihe on tehomaksulla kerättävän liikevaihdon määrittäminen. Kustannusperusteisen hinnoittelun näkökulmasta tehomaksuun voidaan kohdistaa esimerkiksi verkoston tasapoistoista eli investoinneista aiheutuvat kustannukset ja verkoston NKA:sta laskettu tuottovaatimus. Oman jännitetason tehomaksuun kohdistettujen kustannusten lisäksi tehomaksuun tulee kohdistaa myös osa ylemmillä jännitetasoilla tehon siirrosta aiheutu-

vista kustannuksista. Alempien jännitetasojen tehontarve vaikuttaa omaan jännitetasoon tehtävien investointien lisäksi myös ylempiin jännitetasoihin, joten ylempien jännitetasojen tehoon perustuvat kustannukset tulee kohdistaa osittain alemmille tasoille.

Samoja kustannuksia ei ole syytä periä asiakkailta useaan kertaan, joten kustannusten jakamiseksi jännitetasojen kesken tarvitaan kustannusajurit. Kustannusajureiden summan tulee jaon kohteena olevien jännitetasojen kesken olla yksi, jotta tehomaksuun kohdistetut kustannukset peritään vain kertaalleen. Tässä työssä kustannusajureina käytetään jännitetasojen asiakkaiden yhteenlaskettujen vuoden suurimpien tunnin keskitehojen summaa kuvan 6.1 mukaisella tavalla, jossa kustannusten jakoon osallistuvien jännitetasojen asiakkaiden vuoden suurimmat tunnin keskitehot lasketaan yhteen. Tehomaksuilla kunkin jännitetason asiakkailta kerättävä liikevaihto muodostetaan oman jännitetason asiakkaiden suurimpien vuotuisten tuntitehojen summan ja kustannusten jakoon osallistuvien jännitetasojen yhteenlaskettujen asiakkaiden suurimpien tuntitehojen summan osamäärän avulla.



Kuva 6.1 Siirretystä tehosta riippuvien kustannusten tehomaksuun kohdistamisen kaaviokuva.

Kuvassa 6.1  $P_{h,PJ}$  tarkoittaa PJ-asiakkaiden,  $P_{h,KJ}$  KJ-asiakkaiden,  $P_{h,SJ}$  SJ-asiakkaiden ja  $P_{h,verkko}$  koko verkon asiakkaiden yhteenlaskettujen vuoden suurimpien tunnin keskitehojen summaa. Kuvan mukaisen tehohinnoitteluperiaatteen mukaan tietyn jännitetason asiakasryhmälle muodostuu sitä suurempi tehomaksuilla perittävä siirtomaksun suu-

ruus mitä suurempi on asiakasryhmän yhteenlaskettujen huipputehojen summa. Tällöin yksittäisten asiakkaiden kuormituksen tasoittaminen näkyy myös oman asiakasryhmän tehomaksuilla perittävän osuuden pienenemisenä.

Tarkastellaan seuraavaksi PJ-asiakkaille kohdistettujen kustannusten suuruutta kappaaleessa 5.5 esitettyjen MSOy:n kustannuspaikoille kohdistettujen kustannusten avulla. Ylemmiltä jännitetasoilta PJ-asiakkaille kuvan 6.1 mukaisesti kohdistettavia kustannuksia ovat kantaverkkomaksuista ja operatiivisten kustannusten asiakaspalvelusta, energianmittauksesta sekä laskutuksesta aiheutuvat kustannukset poisluettuina kaikki muut kustannuspaikoille kohdistetut kustannukset. Kantaverkkomaksut peritään kustannuspaikan oman jännitetason asiakkailta jakamatta niitä muiden jännitetasojen asiakkaiden kesken. Asiakaspalvelusta, energianmittauksesta ja laskutuksesta aiheutuvat kustannukset jaetaan tasan asiakkaiden kesken, koska yksittäisen asiakkaan vaikutusta niiden suuruuteen on vaikea todentaa. Taulukossa 6.1 on esitetty tekstissä mainitun mukaisen kustannusten kohdistamistavan mukaiset ja nykyisin siirtomaksuilla kerättävät liikevaihdon prosentuaaliset erot kokonaisliikevaihdosta eri MSOy:n jännitetasojen asiakkaiden kohdalla vuoden 2015 toteuman mukaan. Kustannusajurit on muodostettu vuoden 2015 asiakkaiden yhteenlaskettujen huipputehojen avulla.

Taulukko 6.1 Tekstissä mainitun mukaisen kustannusten kohdistamistavan ja nykyisin siirtomaksuilla kerättävän liikevaihdon osuukien prosentuaaliset erot kokonaisliikevaihdosta vuoden 2015 toteuman mukaan eri MSOy:n jännitetasojen asiakkaiden kesken.

| Jännitetaso | Liikevaihdon osuuden erotus [%] |
|-------------|---------------------------------|
| <b>PJ</b>   | 4,5                             |
| <b>KJ</b>   | -4,1                            |
| <b>SJ</b>   | -0,4                            |

Taulukosta 6.1 nähdään, että nykyisin eri jännitetasojen osuudet siirtomaksuilla kerättävästä liikevaihdosta eroavat vain vähän edellä tekstissä mainitusta kohdistamistavasta. Tekstin mukaisen kohdistamistavan mukaan PJ-asiakkaiden osuus siirtomaksuilla kerättävästä liikevaihdosta olisi 4,5 prosenttiyksikköä nykyistä suurempi. Täytyy kuitenkin muistaa, että nykyisen liikevaihdon osuukien tarkasteluun on käytetty ainoastaan saatavilla olleita yhden vuoden tietoja ja liikevaihdon osuudet voivat jännitetasoittain vaihdella vuotuisten lämpötilojen sekä teollisuusasiakkaiden tuotannon mukaan. Voidaan

kuitenkin sanoa, että nykyisen liikevaihdon osuudet jännitetasojen kesken noudattelevat hyvin paljon kappaleessa edellä mainittua kohdistamistapaa.

## **6.2 Täysin tehomaksusta koostuvan siirtotariffin tutkiminen**

Tutkitaan ainoastaan tehoon perustuvan siirtotariffin vaikutuksia MSOy:n liikevaihtoon ja yhtiön PJ-asiakkaiden vuotuisen siirtomaksuun. Tutkittaviksi tariffivaihtoehtoiksi valitaan 1 kW ja 5 kW kaistavälin mukaan määritellyt tahokaistat sekä 12 kuukauden liukuvaan tehohinnoitteluun perustuva siirtotariffi. Tutkittaviksi tehokaistoiksi valittiin selvästi toisistaan poikkeavat kaistakoot, koska näin voidaan tarkastella pienen ja suuren kaistakoon vaikutuksia MSOy:n asiakkaiden maksamaan siirtomaksuun sekä yhtiön liikevaihtoon. Tehopohjaisille siirtotariffeille tulee määritellä minimikaista, koska muutoin jotkin jakeluverkkoon liittyneet asiakkaat eivät maksaisi lainkaan siirtomaksua tehonkulutuksen puuttumisen johdosta. Asiakkaiden on kuitenkin maksettava verkon ylläpidosta ja tehon siirtoon perustumattomista kustannuksista, jotka katetaan minimikaistan avulla. Tutkittavien tehokaistojen minimikaistana käytetään kaistavälin suuruista tehokaistaa, eli esimerkiksi 5kW kaistavälin mukaan määritellyn tehokaistan pienin kaistakoko on 5 kW. Vastaavasti liukuvan tehohinnoittelun laskutusperusteen minimitehoksi valittiin 2 kW, koska suuremman minimitehon tapauksessa ohjausvaikutusta ei todennäköisesti muodostuisi suurelle joukolle pienten sulakekokojen asiakkaista.

Siirtotariffien tutkimiseen käytetään saatavilla olevia vuosien 2013-2015 MSOy:n PJ-asiakkaiden AMR-mittauksesta saatuja tuntitehoja. AMR-mittausdatan on toimittanut MSOy:n luentapalvelusta vastaava Rejlers Oy. Koska siirtotariffien tutkimiseen käytettiin kolmen vuoden AMR-mittauksen tuntidataa, jouduttiin asiakkaiden käyttöpaikkojen määrää karsimaan. Näin jäljelle jäivät vain käyttöpaikat, joiden tiedot olivat saatavilla kaikilta kolmelta vuodelta. Tarkastelusta karsittiin pois myös käyttöpaikat, joiden energiankulutus oli osan tarkastelujaksosta nolla. Näin vältettiin myöhemmin asiakkaiden vuotuisten siirtomaksujen muutosta lasiessa todella suurilta yksittäisiltä siirtomaksun muutoksilta, jotka olisivat vääristäneet tulosta. Taulukossa 6.2 on esitetty tutkinnassa käytettyjen asiakkaiden käyttöpaikkojen määrät tuotteittain ja yleis-, aika- sekä kausituotteen asiakkaiden määrät sulakkeen koon mukaan. Tehotuotteen asiakkaiden sulakekokoja ei ole liitetty taulukkoon, koska niiden suuruus ei vaikuta asiakkaan maksamaan siirtomaksuun.

Taulukko 6.2 Tehopohjaisten siirtotariffien tutkimuksessa käytettyjen asiakkaiden käyttöpaikkojen määrät tuotteittain ja yleis-, aika- sekä kausituotteen käyttöpaikkojen määrät sulakkeittain. YL tarkoittaa yleistuotteen, AI aikatuotteen, KA kausituotteen ja TE tehotuotteen käyttöpaikkoja.

| Tuote | Sulakekoko [A] |      |       |      |      |      |      |       |       |       |       | Yht.  |
|-------|----------------|------|-------|------|------|------|------|-------|-------|-------|-------|-------|
|       | 1x25           | 1x35 | 3x25  | 3x35 | 3x50 | 3x63 | 3x80 | 3x100 | 3x125 | 3x160 | 3x200 |       |
| YL    | 508            | 383  | 5306  | 442  | 34   | 143  | 23   | 26    | 1     | 1     | -     | 6873  |
| AI    | -              | -    | 3697  | 635  | 6    | 95   | 6    | 21    | 1     | 1     | 2     | 4464  |
| KA    | -              | -    | 1378  | 368  | 16   | 83   | 16   | 27    | -     | 1     | -     | 1889  |
| TE    | -              | -    | -     | -    | -    | -    | -    | -     | -     | -     | -     | 154   |
| Yht.  | 508            | 383  | 10381 | 1445 | 56   | 321  | 45   | 74    | 2     | 3     | 2     | 13380 |

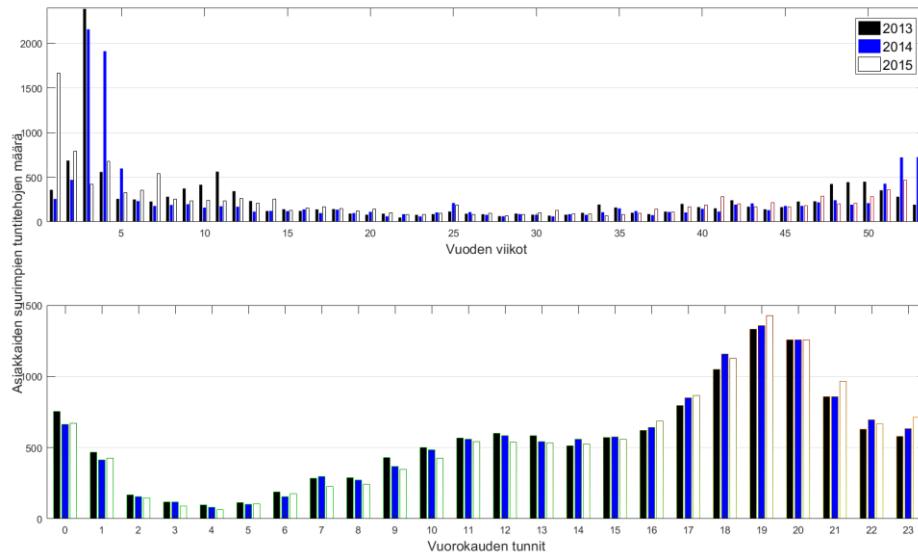
MSOy:llä on tällä hetkellä 14 335 PJ-asiakkaiden käyttöpaikkaa, joten vertailuun valittujen käyttöpaikkojen määrä vastaa 93,3 % kokonaismäärästä. Tutkimuksessa käytettyä asiakasjoukosta suurin osa ja noin 51,4 % kuuluu yleistuotteen asiakkaisiin. Tehotuotteen asiakkaita on selvästi vähiten kaikista tutkimuksessa mukana olevista asiakkaista kyseisten asiakkaiden osuuden ollessa kaikista asiakkaista noin 1,2 %. Selvästi yleisin sulakekoko tutkittavien asiakkaiden keskuudessa on 3x25 A sulake, jonka osuus asiakkaiden käyttöpaikkojen kokonaismäärästä on noin 77,6 %. Huomattavaa on yksivaiheisten käyttöpaikkojen suhteellisen suuri määrä, joiden osuus käyttöpaikkojen kokonaismäärästä on noin 6,7 % ja 3x25 A sulakekoon ulkopuolisista sulakkeista noin 31,4 %. Tehopohjaisen siirtotariffin vaikutukset pienten sulakekokojen asiakkaiden vuotuisiin siirtomaksuihin on mielenkiintoista dynaamisen tariffirakenteen kannalta, koska kyseisten asiakkaiden vaikutusmahdollisuudet siirtomaksunsa suuruuteen ovat todella pienet.

### 6.2.1 Asiakkaiden tehotariffien määräytymisperusteen muodostaminen

Tässä kappaleessa tutkitaan yksikköhintojen määrittämiseen tarvittavien tehotariffien siirtomaksun määräytymisperusteen suuruutta tutkittavien tehokaistojen ja liukuvan tehohinnoittelun kohdalla. Kunkin asiakkaan tehokaistamaksun määräytymisperusteena oleva tehokaistan suuruus muodostetaan siten, että vuosien 2013-2015 AMR-mittauksesta saatujen suurimpien tuntitehojen avulla asiakkaat järjestetään MATLAB-laskentaohjelmiston avulla kaistavälin määrittämille kaistako'ille. Asiakkaiden kaistakoko, joiden vuotuinen energiankulutus on nolla, määräytyy tässä tapauksessa tutkittavan tehokaistan pienimmän kaistakoon mukaan. Tarkastellaan aluksi, mihin ajankohdtaan asiakkaan käyttöpaikan suurin vuotuinen tunnin keskiteho ajoittuu. Kuvassa 6.2 on esitetty tarkastelujakson vuosien AMR-mittauksesta saadun tehodatan mukaan, mille vii-



kolle ja vuorokauden tunnille tarkastelujoukon asiakkaiden käyttöpaikkojen vuoden suurin tunnin keskiteho ajoittuu.

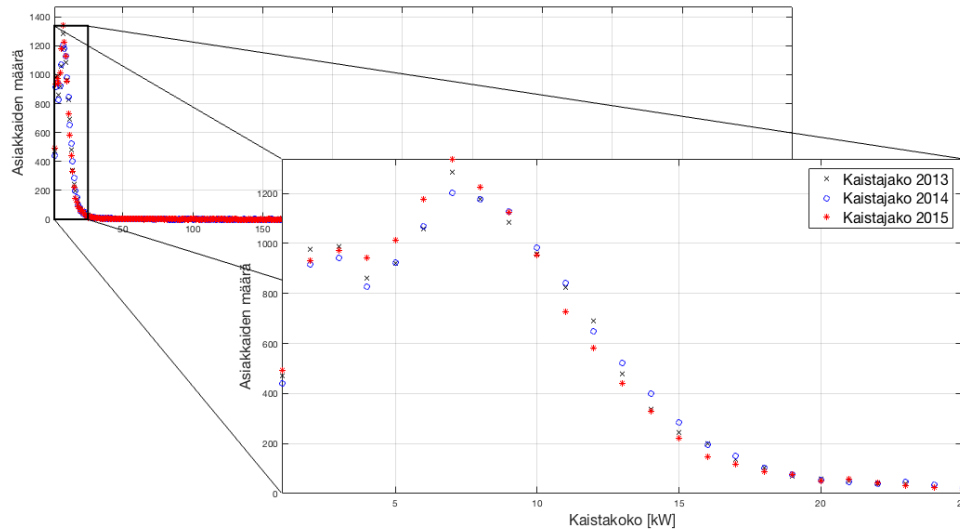


Kuva 6.2 MSOy:n tarkastelujoukon PJ-asiakkaiden vuoden suurimman tunnin keskitehon esiintymisajankohta viikoittain ja tunneittain tarkastelujakson vuosien välillä AMR-mittauksesta saadun tehodatan mukaan.

Kuvasta 6.2 nähdään selvästi, että tarkastelujoukon asiakkaiden suurimmat tuntitehot ajoittuvat pääsääntöisesti talvikuukausille. Eniten asiakkaiden suurimpia tuntitehoja esiintyy tarkastelujakson vuosien kohdalla alkuvuoden aikana. Kuvasta nähdään, että viikoittainen suurimpien tuntitehojen esiintymisajankohta vaihtelee huomattavasti eri vuosien välillä talvikuukausien aikana ja kesällä suurimpien tuntitehojen esiintyminen on tasaisempaa. Juhannuksen aikaiset huipputehot erottuvat vuosien 2014 ja 2015 kohdalla viikon 25 asiakkaiden käyttöpaikkojen vuoden suurimpina tunnin keskitehoina. Vuoden suurimpien tunnin keskitehojen esiintymisajankohdan trendin nähdään puolestaan noudattavan eri vuosien välillä lähes samanlaista jakaumaa. Eniten asiakkaiden huipputehoja ajoittuu selvästi illan tunneille.

Tarkastellaan seuraavaksi asiakkaiden käyttöpaikkojen vuoden suurimman tunnin keskitehon avulla muodostettujen kaistakokojen suuruutta ja asiakkaiden asettumista eri kaistako'ille tarkastelujakson vuosien tuntitehojen avulla. Kuvassa 6.3 on esitetty asiakkaiden jakautuminen eri kaistako'ille 1 kW kaistavälin tapauksessa tarkastelujakson eri vuosien suurimpien tuntitehojen avulla jaettuna. Asiakkaiden jakautuminen eri kaistoille

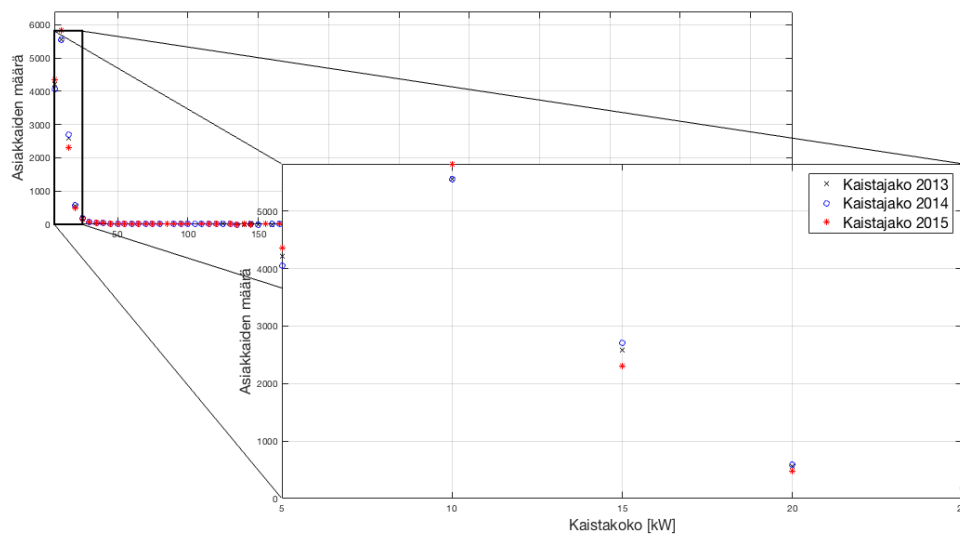
on tarkennettu kaistako'oilte, joiden sisälle jää keskimäärin tarkastelujakson vuosien tuntitehojen perusteella noin 98 % kaikista tutkittavista asiakkaista.



Kuva 6.3 Asiakkaiden jakautuminen tehokaistoille 1 kW kaistavälillä tutkinnassa käytettyjen eri tarkastelujakson vuosien tuntitehojen mukaan.

Kuvasta 6.3 huomataan, että suurimmat asiakasmäärät ovat kaistoilla 5-10 kW. Tutkittavista asiakkaista eri vuosien tuntitehojen perusteella keskimäärin noin 73 % tutkittavista asiakkaista sijoittuu laskennan perusteella 10 kW tai sitä pienemmälle kaistalle. Voidaan myös nähdä, että pienimmillä kaistakooilla eri vuosien tuntitehojen perusteella muodostetut asiakasmäärät eri kaistoilla vaihtelevat melko paljon. Kuvasta huomataan etenkin, että vuoden 2015 10 kW kaistakokoja pienempien kaistojen asiakasmäärät ovat huomattavasti muiden tarkastelujakson vuosien vastaavia määriä suuremmat. Vastavasti suuremmilla kaistako'oilte asiakasmäärät ovat vuoden 2015 tuntitehojen mukaan muodostettuna vuosiin 2013 ja 2014 verrattuna pääsääntöisesti pienempiä. Kyseisenä vuonna asiakkailla ei ole ollut korkeaa tehontarvetta, mikä voi johtua esimerkiksi todella kylmän sääjakson ja tätä kautta korkean lämmitystarpeen puuttumisesta. Pienimmällä kaistakooilla nähdään olevan myös huomattavan paljon asiakkaita, mikä johtuu tutkittavassa asiakasjoukossa olleista todella vähän energiaa kuluttavista asiakkaista. Pienimmälle kaistakoolle sijoittuvat asiakkaat kattavat keskimäärin noin 3,5 % kaikista tarkastelujoukon asiakkaista. Kaistakokoja 25 kW suuremmilla kaistoilla asiakkaita on harvakseltaan ja suurin 1 kW kaistavälin mukaan muodostettu kaistakoko on vuoden 2013 tuntitehojen perusteella muodostettu 528 kW suuruinen kaista.

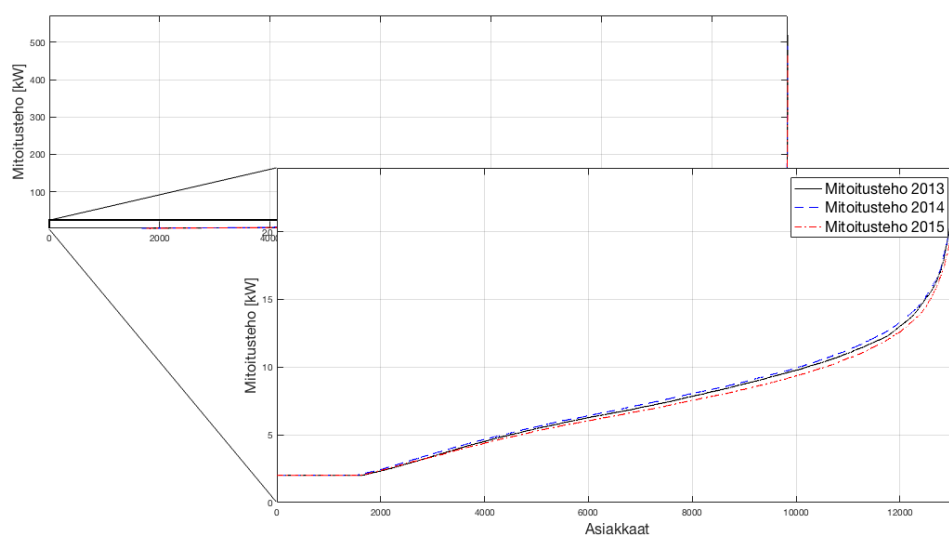
Tarkastellaan seuraavaksi 5 kW kaistavälin mukaan asiakkaiden jakautumista eri kaistako'oilte kuvan 6.4 avulla. Kuvassa 6.4 on esitetty tutkinnassa käytettävän asiakasjoukon jakautuminen kaistoille 5 kW kaistavälin mukaan määritellyn tehokaistan tapauksessa. Asiakkaiden jakautuminen eri kaistoille on tarkennettu kaistako'oilte, joiden sisälle jää keskimäärin tarkastelujakson vuosien tuntitehojen perusteella noin 98 % kaista tutkittavista asiakkaista.



Kuva 6.4 Asiakkaiden jakautuminen tehokaistoille 5 kW kaistavälillä tutkinnassa käytettyjen eri tarkastelujakson vuosien tuntitehojen mukaan.

Kuvasta 6.4 nähdään, että asiakasmäärien vaihtelu eri kaistojen välillä on suhteellisesti paljon pienempää tarkastelujakson vuosien tuntitehojen mukaan muodostettuna. Kuten jo aikaisemmin todettiin, noin kolme neljännestä tutkittavista MSOy:n asiakkaista sijoittuu 10 kW kaistavälin sisälle. Tämä nähdään kuvan 6.4 perusteella todella selkeästi 15 kW kaistakoon asiakasmäärän ollessa ainoastaan noin puolet kaistakoon 10 kW asiakasmäärästä. Kuvasta 6.4 nähdään myös selvästi vuoden 2015 asiakkaiden huipputehojen mataluus verrattuna muihin tarkastelujakson vuosiin, sillä 5 kW ja 10 kW kaistakojen asiakasmäärät ovat vuosien 2013 sekä 2014 vastaavia arvoja suuremmat. Suurin 5 kW kaistavälin mukaan tarkastelujakson vuosien tuntitehojen mukaan muodostettu kaistakoko on vuodelle 2013 muodostettu 530 kW suuruinen kaista.

Tutkitaan lopuksi liukuvan tehoinnoittelun siirtomaksun määräytymisperusteena olevia tarkastelujoukon asiakkaiden tehoja. Liukuvan tehoinnoittelun kohdalla asiakkaan tehotariffin mitoitusteho määräytyy asiakkaan kahden suurimman liukuvan 12 kuukauden tuntitehon mukaan. Kuten aikaisemmin todettiin, liukuvalla tehoinnoittelulla tulee muodostaa minimiteho, joka on tehotariffin vähimmäiskuukausimaksun peruste. Asiakkaat, joiden kahden suurimman vuotuisen tuntitehon keskiarvo on alle minimitehon, kuukausittainen siirtomaksu määräytyy tutkittavan liukuvan tehoinnoittelun tapauksessa minimitehon mukaan. Tutkittavan liukuvan tehoinnoittelun minimikaistaksi valittiin aikaisemmin 2 kW. Kuvassa 6.5 on esitetty tutkittavan asiakasjoukon liukuvan tehomaksun määräytymisperusteena olevien tehojen pysyvyyskäyrä tarkastelujakson vuosien tapauksessa. Kuva on kohdistettu siirtomaksun määräytymisperusteen suuruuksiin, jotka esiintyvät 98 % tutkittavista asiakkaista.



Kuva 6.5 Tutkittavan asiakasjoukon liukuvan tehomaksun määräytymisperusteena olevien tehojen pysyvyyskäyrä eri tarkastelujakson vuosien tapauksessa.

Kuvasta 6.5 nähdään suurella osalla tutkittavista asiakkaista liukuvan tehomaksun määräytyvän minimitehon mukaan. Minimikaistan mukaan siirtomaksua maksavien asiakkaiden määrä vastaa keskimäärin noin 11,8 % tutkittavista asiakkaista. Suurin eroavaisuus minimikaistan mukaan laskutettavista asiakasmäärissä on vuosien 2013 ja 2014 välillä, jolloin vuoden 2013 tehodatan mukaan 1633 asiakasta ja vastaavasti vuoden 2014 tehodatan mukaan 1523 asiakasta maksaisi tutkittavan liukuvan tehoinnoittelun tapauksessa minimikaistan mukaista siirtomaksua. Minimikaistaa maksavien asiakkai-

den määrä vaihtelee siis kyseisten vuosien tehodatan mukaan 110 asiakkaalla. Kuvasta 6.4 huomataan mitoitusasteiden tarkastelujakson vuosien pysyvyyskäyrien myötäilevän melko tasaisesti toisiaan. Suurin pysyvyyskäyrien erovaisuuden nähdään tapahtuvan 10 kW molemmin puolin. Esimerkiksi vuoden 2014 tuntitehojen mukaan tarkastelujoukon 499 asiakasta enemmän maksaisi yli 10 kW mitoitusasteen mukaista siirtomaksua verrattuna vuoden 2015 tuntitehojen mukaan muodostettuihin mitoitusasteisiin.

Tutkitaan nyt vuoden 2015 tuntitehojen avulla, minkälaisen siirtotuotteen omaavien asiakkaiden mitoitusaste muodostuisi 2 kW suuruisen minimitehon mukaan. Taulukossa 6.3 on esitetty vuoden 2015 tuntitehojen perusteella muodostettuna minimitehon määrää siirtomaksua maksavien asiakkaiden siirtotuotteet ja sulakekoot.

Taulukko 6.3 Liukuvan tehoinnoittelun 2 kW minimitehon mukaan siirtomaksua maksavien asiakkaiden siirtotuotteet ja sulakekoot. Tarkastelussa on käytetty vuoden 2015 tuntitehoja.

| Tuote | Sulake [A] |      |      |      |      |      |      |       | Yht. |
|-------|------------|------|------|------|------|------|------|-------|------|
|       | 1x25       | 1x35 | 3x25 | 3x35 | 3x50 | 3x63 | 3x80 | 3x100 |      |
| YL    | 270        | 212  | 923  | 34   | 3    | 6    | -    | -     | 1448 |
| AI    | -          | -    | 43   | 5    | -    | -    | -    | -     | 48   |
| KA    | -          | -    | 10   | 2    | -    | -    | 4    | 2     | 18   |
| TE    | -          | -    | -    | -    | -    | -    | -    | -     | 6    |
| Yht.  | 270        | 212  | 976  | 41   | 3    | 6    | 4    | 2     | 1520 |

Verrattaessa taulukon 6.3 arvoja taulukossa 6.2 esitettyihin tarkastelujoukon asiakkaiden siirtotuotteisiin ja sulakekokoisiin nähdään, että noin 54,1 % kaikista yksivaiheisista asiakkaista vuoden kahden suurimman tunnin keskitehon keskiarvo on alle 2 kW. Huomioitavaa on myös, että 3x25 A pääsulakkeen omaavista yleistuotteen asiakkaista noin 17,4 % vuotuinen huipputehojen keskiarvo on alle liukuvalla tehoinnoittelulla määritellyn minimitehon. Alle 2 kW vuotuisen tunnin keskitehon omaavia yleistuotteen asiakkaita nähdään olevan noin 21,1 % kaikista tarkastelujoukon yleistuotteen asiakkaista.

Taulukosta 6.3 nähdään myös, että muutamien yli 3x50 A pääsulakkeen omaavien asiakkaiden mitoitusaste määräytyy minimitehon mukaan. Myös kuuden tehotuotteen asiakkaan mitoitusasteen nähdään myös muodostuvan minimitehon mukaan. Näiden asiakkaiden vuotuinen kulutus on ollut vuonna 2015 hyvin pientä. Kyseiset suurten pääsulakkeiden asiakkaat ja tehotuotteen asiakkaat ovat pääsääntöisesti toimintansa lopetta-

neita teollisuusasiakkaita. Myös aika- ja kausituotteen asiakkaita huomattiin taulukon 6.3 perusteella olevan vähän, joiden vuoden mitoituserusteena käytettävä kahden suurimman tunnin keskitehon keskiarvo on alle 2 kW. Voidaankin siis todeta, että alle 2 kW vuoden suurimman tuntitehon omaavat asiakkaat ovat käytännössä yleistuotteen ja pienen pääsulakkeen asiakkaita.

### **6.2.2 Tehotariffien yksikköhinnan muodostaminen**

PJ-asiakkaille määritetyn liikevaihdon suuruuden ja mitoitustehojen avulla voidaan määrittää seuraavaksi tehotariffien yksikköhinnat. Yksikköhinnat määritetään MATLAB-laskentaohjelmiston avulla asiakkaille muodostettujen mitoitustehojen ja liikevaihdon suuruuden avulla. Laskennan idea on, että jokaisen asiakkaan tehopohjaisen siirtomaksun määräytymisperusteen muodostamisen jälkeen lasketaan kuinka suuri yksikköhinta tarvitaan, jotta määräytymisperusteiden summa kerrottuna yksikköhinnalla antaa halutun liikevaihdon suuruuden. Tässä kappaleessa tutkitaan nykyisen PJ-asiakkailta kerättävän liikevaihdon suuruuden avulla muodostettuja tehotariffien yksikköhintoja, koska tällöin on mahdollista myöhemmin tässä työssä tutkia tehotariffien vaikutusta asiakkaiden nykyisiin siirtomaksuihin.

Tarkastellaan ensin MSOy:n PJ-asiakkaille muodostettuja yksikköhintoja pelkän tehokaistamaksun sisältämän siirtotariffirakenteen tapauksessa. Laskutuserusteena on asiakkaan suurin vuotuinen tunnin keskiteho ja minimikaistana pienin kaistavälin mahdollistama kaistakoko. Yksikköhintoja tutkitaan myös muiden kuin tarkemmin tutkinnan kohteena olevien 1 ja 5 kW kaistavälien avulla. Tarkoituksena on näin tarkastella tarkemmin yksikköhintojen muutosta eri kaistavälien ja vuosien tuntitehojen muutoksen vaikutuksesta. Taulukossa 6.4 on esitetty laskennan perusteella muodostetut tehokaistan yksikköhinnat vuosille 2013-2015 kaistaväleillä 1-6 kW sekä muodostettujen yksikköhintojen keskiarvot kaistaväliä kohden.

Taulukko 6.4 Tutkittavan MSOy:n PJ-asiakasjoukolle nykyisen liikevaihdon mukaan määritellyt tehokaistan yksikköhinnat kaistaväleillä 1-6 kW eri tarkastelujakson vuosille muodostettuna.

| Kaistaväli [kW] | 2013 [€/kW,kk] | 2014 [€/kW,kk] | 2015 [€/kW,kk] | Keskiarvo [€/kW,kk] |
|-----------------|----------------|----------------|----------------|---------------------|
| 1               | 5,61           | 5,49           | 5,80           | 5,63                |
| 2               | 5,31           | 5,21           | 5,49           | 5,34                |
| 3               | 5,04           | 4,95           | 5,20           | 5,06                |
| 4               | 4,80           | 4,70           | 4,93           | 4,81                |
| 5               | 4,54           | 4,48           | 4,68           | 4,57                |
| 6               | 4,32           | 4,26           | 4,44           | 4,34                |

Taulukosta 6.4 huomataan, että tehokaistamaksun yksikköhinnat laskevat huomattavasti suuremmille kaistaväleille siirryttäessä. Suurien kaistavälien nähdään myös taulukon 6.4 mukaan tasoittavan hiukan eri vuosien välisiä yksikköhintoja. Tarkastelujakson vuosien suurin yksikköhintojen ero nähdään tapahtuvan vuosien 2014 ja 2015 välillä. Kaistavälillä 5 kW vuoden 2015 tehodataan mukaan muodostettu yksikköhinta on noin 4,6 % vuodelle 2013 muodostettua yksikköhintaa suurempi, kun vastaavasti kaistavälillä 1 kW kyseisten vuosien yksikköhinnat eroavat noin 5,7 %. Tasaisemmat yksikköhinnat suuremmilla kaistoilla johtuvat asiakkaiden liikkuvuuden vähenemisestä kaistavälien välillä, koska suuret kaistavälit ehkäisevät huipputehojen vaihtelemisesta johtuvia asiakkaiden kaistakokojen vaihdoksia. Suurilla tehokaistoilla asiakkaiden huipputeho voi vaihdella paljon muuttamatta asiakkaan kaistakokoa.

Muodostetaan seuraavaksi tutkittavalle liukuvalla tehokaistahinnoittelulle yksikköhinnat samalla tavalla tehokaistahinnoittelun kanssa. Yksikköhinnat muodostetaan 1-6 suurimman vuotuisen tunnin keskitehon avulla, jotta mitoitusperusteen muutosta yksikköhintoihin voidaan tarkastella. Kaikissa tapauksissa minimitehoksi on määritetty 2 kW. Taulukossa 6.5 on esitetty muodostetut yksikköhinnat 1-6 suurimman vuotuisen tunnin keskitehon keskiarvon mukaan määriteltynä.

Taulukko 6.5 Tutkittavalle liukuvale tehoinnoittelulle muodostetut yksikköhinnat MSOy:n PJ-asiakkaiden 1-6 suurimman vuotuisen tunnin keskitehon ja nykyisen MSOy:n PJ-asiakkailta kerättävän liikevaihdon mukaan määriteltynä.

| Huomioitavat tehot | 2013 [€/kW,kk] | 2014 [€/kW,kk] | 2015 [€/kW,kk] | Keskiarvo [€/kW,kk] |
|--------------------|----------------|----------------|----------------|---------------------|
| 1                  | 5,88           | 5,75           | 6,10           | 5,91                |
| 2                  | 6,04           | 5,92           | 6,27           | 6,08                |
| 3                  | 6,16           | 6,04           | 6,39           | 6,20                |
| 4                  | 6,26           | 6,13           | 6,49           | 6,29                |
| 5                  | 6,34           | 6,21           | 6,57           | 6,37                |
| 6                  | 6,41           | 6,28           | 6,65           | 6,45                |

Verrattaessa taulukon 6.5 arvoja tehokaistalle määritettyihin yksikköhintoihin huomataan liukuvan tehoinnoittelun yksikköhintojen olevan selvästi tehokaistan yksikköhintoja suuremmat. Yksikköhinnat ovat suuremmat, koska liukuvassa tehoinnoittelussa hinta muodostetaan asiakkaiden todellisten huipputehojen mukaan. Mitä enemmän asiakkaiden suurimpia tunnin keskitehoja otetaan huomioon hinnoitteluperustetta muodostettaessa, sitä asiakkaan todellista huipputehoa pienemmän tuntitehon mukaan hinnoitteluperuste muodostetaan. Liukuvassa tehoinnoittelussa yksikköhinta ja asiakkaan kuukausittainen siirtomaksu muodostetaan näin asiakkaan todellista huipputehoa pienemmän tehon mukaan.

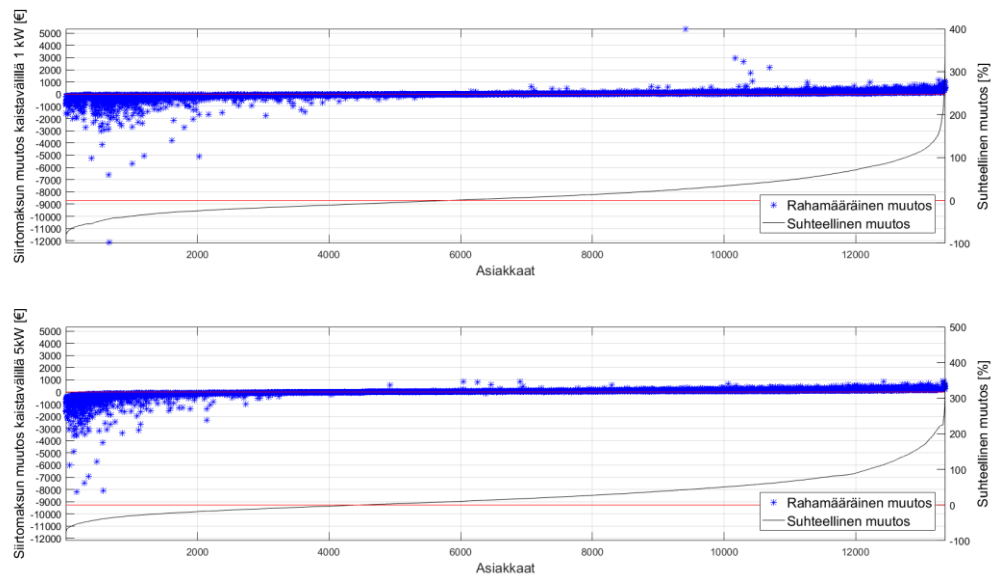
Verrattaessa taulukon 6.5 arvoja taulukossa 6.4 esitettyihin arvoihin voidaan huomata, että liukuvan tehoinnoittelun yksikköhinnat vaihtelevat hieman enemmän eri vuosien tuntitehojen mukaan muodostettuna kuin tehokaistahinnoittelun tapauksessa. Liukuvan tehoinnoittelun tapauksessa kaikkien mitoitusperusteiden suurin tarkastelujakson vuotuinen yksikköhintojen eroavaisuus vuosien 2014 ja 2015 välillä on noin 5,8 %.

### 6.2.3 Tehokaistamaksusta koostuvan tariffin vaikutus siirtomaksuihin

Edellisessä kappaleessa nykyisen PJ-asiakkailta kerättävän liikevaihdon suuruuden avulla muodostettujen yksikköhintojen avulla voidaan nyt tarkastella tutkittavaksi valittujen täysin tehoon perustuvien siirtotariffien vaikutusta asiakkaiden maksamaan vuotuisen siirtomaksuun. Vuotuisen siirtomaksun muutoksen tarkastelu suoritetaan laskeamalla kaikille tarkastelujoukon asiakkaille täysin tehoon perustuvan siirtotariffin mukainen ja nykyinen MSOy:n asiakastietojen avulla muodostettu vuotuinen siirtomaksu



MATLAB-laskentaohjelmistoa käyttäen. Siirtomaksun muutos lasketaan jokaisen tarkastelujakson vuoden tuntitehojen avulla erikseen. Tarkastelujakson eri vuosille lasketut asiakaskohtaiset siirtomaksun rahamääräiset vuotuiset muutokset suhteellisen siirtomaksun muutoksen pysyvyyskäyrän mukaan järjestettynä on esitetty kuvassa 6.6.

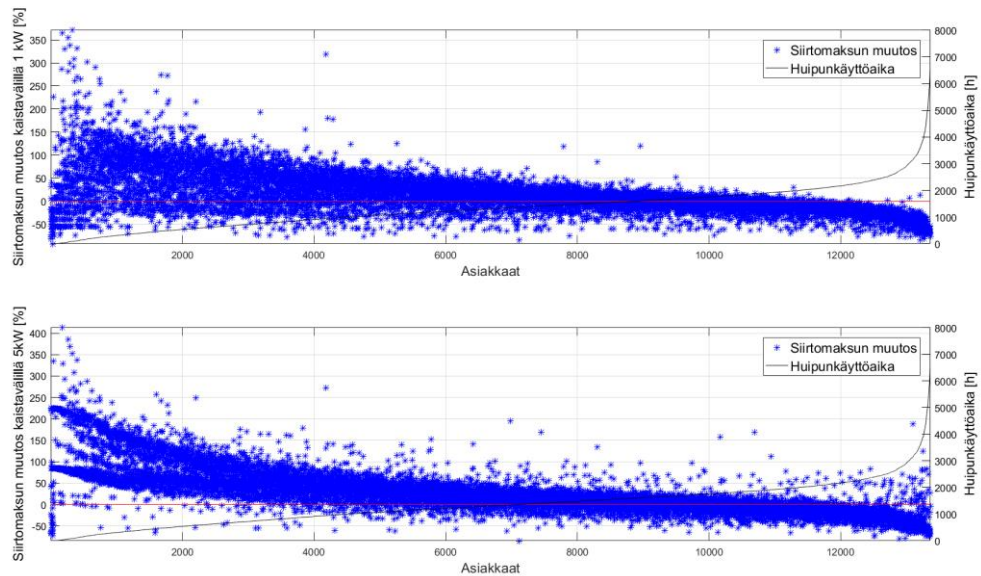


Kuva 6.6 MSOy:n tarkastelujoukon PJ-asiakkaiden keskimääräisten vuotuisen siirtomaksujen rahamääräinen muutos järjestettynä suhteellisen keskimääräisen muutoksen mukaan 1 ja 5 kW kaistavälin teho-kaistan tapauksessa. Siirtomaksujen muutos on laskettu vuosien 2013-2015 AMR-tehodatan avulla. Positiiviset luvut tarkoittavat asiakkaan vuotuisen siirtomaksun kasvua nykyisestä.

Kuvasta 6.6 huomataan, että 1 kW:n kaistavälin mukaan määritellyn tehokaistan vaikutuksesta noin 6000 asiakkaan vuotuinen siirtomaksu laskisi tai pysyisi samansuuruisena. Vastaavasti 5 kW kaistavälin mukaan määritellyn tehokaistan tapauksessa vastaava asiakasmäärä on noin 4500. Siirtomaksun nähtäisiin halpenevan usealla asiakkaalla rahamäärällisesti huomattavasti enemmän verrattuna asiakkaisiin, joilla vuotuinen siirtomaksu kallistuisi tehokaistamaksun vaikutuksesta. Suhteellisten muutosten nähdään puolestaan olevan suurempia asiakkailla, joilla vuotuinen siirtomaksu kallistuisi tehokaistamaksujen vaikutuksesta.

Vuotuinen siirtomaksu halpenisi todennäköisesti asiakkailla, joilla vuotuinen energiankulutus on suurta ja huipunkäyttöaika korkea. Tarkastellaankin seuraavaksi siirtomaksun suhteellisia vuotuisia muutoksia huipunkäyttöajan mukaan, jotta nähdään asiakkaiden sähkönkulutuksen tasaisuuden vaikutus siirtomaksun suuruuteen. Kuvassa 6.7 on

esitetty tarkastelujoukon asiakkaiden vuotuiset suhteelliset siirtomaksun muutokset huipunkäyttöajan mukaan järjestettynä kummankin tutkittavan tehokaistamaksun sisältämän siirtotariffin kohdalla.



Kuva 6.7 MSOy:n tarkastelujoukon PJ-asiakkaiden kokemat vuotuisen siirtomaksun suhteelliset muutokset 1 kW ja 5 kW kaistavälillä määriteltyjen tehokaistojen tapauksissa järjestettynä asiakkaiden huipunkäyttöajan mukaan. Siirtomaksun suhteellinen muutos ja asiakkaiden huipunkäyttöaika on laskettu vuosien 2013-2015 AMR-mittauksesta saatujen tuntitehojen vuotuisen keskiarvojen avulla. Positiiviset luvut kuvaavat siirtomaksun kasvamista asiakkaalla.

Kuvasta 6.7 nähdään, että pääsääntöisesti pienen huipunkäyttöajan omaavien asiakkaiden vuotuinen siirtomaksu nousee huomattavasti tehokaistan seurauksena molempien kaistavälillä tapauksessa. Voidaan siis todeta, että tehokaistamaksun sisältämä siirtotariffi aiheuttaa epätasaisesti tehoa kuluttaville asiakkaille suuremman vuotuisen siirtomaksun nykyiseen verrattuna. Suurimmalla osalla vähintään noin 1500 h tai suuremman huipunkäyttöajan omaavilla asiakkailla vuotuinen siirtomaksu pysyy nykyisellä tasolla tai laskee.

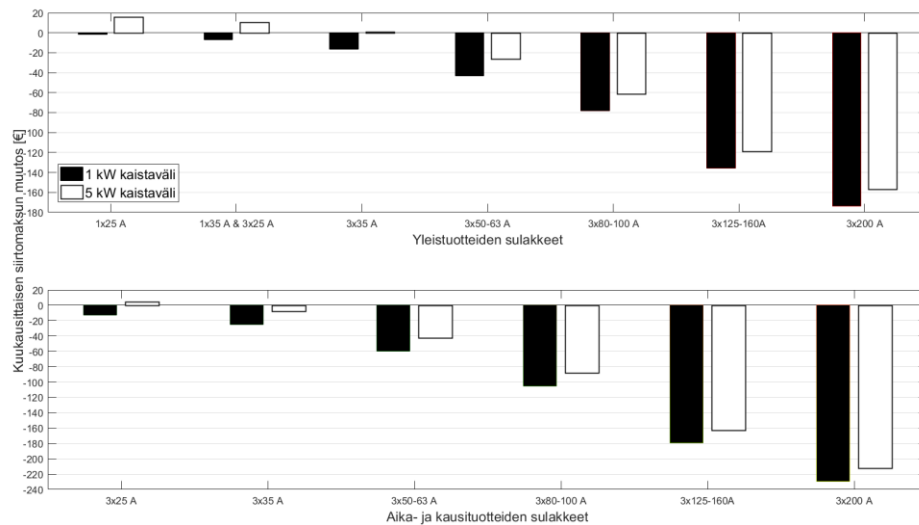
Suurin eroavaisuus kummankin tutkittavan tehokaistamaksun välillä on, että 5 kW kaistavälillä huomattavan suurella osuudella esimerkiksi yli 1500 h huipunkäyttöajan omaavilla asiakkailla vuotuinen siirtomaksu kasvaisi merkittävästi. Näiden asiakkaiden huomattiin olevan pääsääntöisesti yleistuotteen ja pienen sulakekoon omaavia asiakkaita, joiden vuotuinen energiankulutus on pientä ja tasaista. Kyseisten asiakkaiden vuoden

suurin tuntiteho on matala, jolloin näille asiakkaille muodostettu 5 kW suuruinen tehokaista on huomattavan suuri verrattuna asiakkaan todelliseen huipputehoon.

Kummankin kaistavälin tarkastelun perusteella voidaan todeta pienen kaistavälin olevan asiakkaan kannalta todennäköisesti ymmärrettävämpi vaihtoehto, sillä tällä tavoin asiakkaalle muodostettu tehokaista on lähempänä asiakkaan todellista vuotuista huipputehoa. Tällöin asiakkaalle muodostettu kaistamaksu muodostuu tarkemmin tämän vuotuisen huipputehon mukaan. Siirtomaksun muutoksen nähdään tällöin kohdistuvan kuvan 6.7 mukaan kustannusvastaavuuden näkökulmasta oikeammalla tavalla eri asiakkaille.

Siirtomaksun muutokset yksittäisillä asiakkailla olisivat kuitenkin asiakkaiden muutosturvan kannalta liian suuret siirryttäessä nykyisestä siirtotariffitarjonnasta ainoastaan tehoon perustuvaan tariffirakenteeseen. Tehokaista olisi kuitenkin todennäköisesti selkeä ja asiakkaiden kannalta ymmärrettävä tariffirakenne. Pienillä kaistaväleillä tehokaista olisi myös varsin joustava ratkaisu ja asiakkailla olisi hyvät mahdollisuudet vaikuttaa maksamansa siirtomaksun suuruuteen.

Tarkastellaan seuraavaksi minimikaistalle muodostuvan kuukausittaisen siirtomaksun ja nykyisten sulaketuotteiden perusmaksujen eroja nykyisen suuruisen liikevaihdon mukaan määriteltyjen tehomaksujen yksikköhintojen avulla. Kuvassa 6.8 on esitetty sulaketuotteiden perusmaksujen ja minimikaistalle muodostuvan siirtomaksun rahamääräinen erotus 1 kW ja 5 kW kaistavälien tapauksissa. Minimikaistalle muodostuva kuukausittaisen siirtomaksun suuruus on laskettu käyttämällä taulukossa 6.5 esitettyjen nykyisen suuruisen liikevaihdon mahdollistamien yksikköhintojen keskiarvoa.

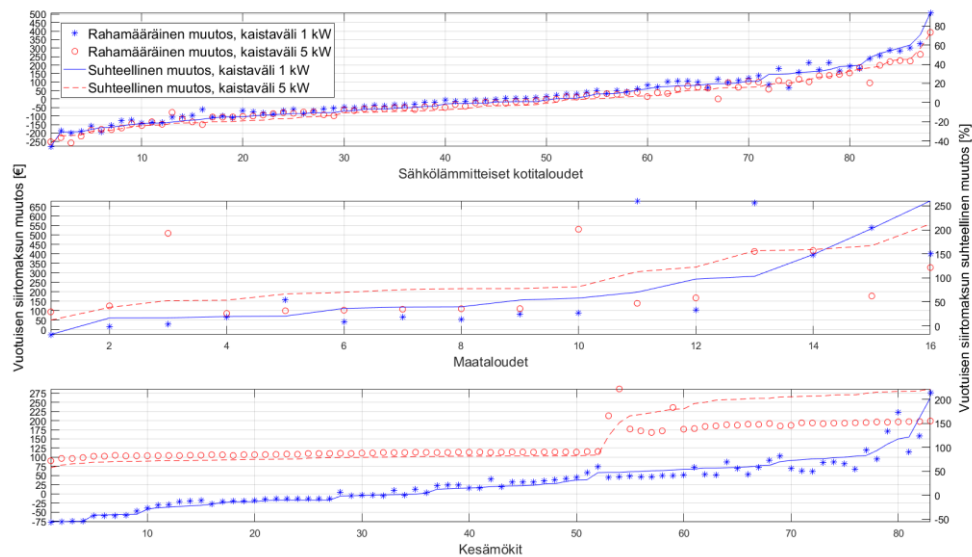


Kuva 6.8 Nykyisten MSOy:n sulaketuotteiden ja minimikaistalla muodostuvien siirtomaksujen rahamääräinen erotus 1 kW ja 5 kW kaistavälien tapauksissa. Negatiiviset arvot kuvaavat nollakulutuksen omaavan asiakkaan siirtomaksun halpenemista tehokaistan vaikutuksesta verrattuna nykyiseen siirtomaksuun. Minimikaistalle laskettujen kuukausittaisen siirtomaksujen suuruus on laskettu käyttämällä taulukossa 6.5 näkyviä nykyisen liikevaihdon mahdollistamien yksikköhintojen keskiarvoa.

Kuvasta 6.8 huomataan nykyisten perusmaksujen olevan lähes kaikilla sulaketuotteilla kummankin tutkitavan tehokaistan minimikaistan suuruudesta aiheutuvaa kuukausittaista siirtomaksua korkeampia. Yleistuotteen kahden pienimmän sulakekokoon perustuvan perusmaksun nähdään olevan 5 kW kaistavälin tapauksessa tehokaistamaksun minimikaistasta aiheutuvaa siirtomaksua korkeampia. Aika- ja kausituotteen perusmaksuihin verrattuna ainoastaan pienimmälle sulaketuotteelle muodostettu kuukausittainen siirtomaksu on kaistavälin 5 kW tapauksessa nykyistä kyseisen tuotteen perusmaksua korkeampi. Yleistuotteen 1x25 A suuruisen pääsulakkeen ja nollakulutuksen omaavan asiakkaan siirtotariffin voidaan nähdä kasvavan vuodessa noin 180 €, mikä vastaa prosentuaalisesti noin 114 % kasvua nykyiseen siirtomaksuun verrattuna. Todella vähän energiaa kuluttaville pienen sulakekoon asiakkaille 5 kW suuruisen minimikaista ei näin välttämättä ole ymmärrettävin vaihtoehto.

Tarkastellaan seuraavaksi tehokaistamaksusta koostuvan siirtotariffin vaikutusta eri asiakasryhmien vuotuisen siirtomaksuun. Tarkasteltaviksi asiakasryhmiksi valittiin sähkölämmitteiset kotitaloudet, viljakuivurin omaavat maataloudet ja kesämökkit. Tarkasteltavien asiakasryhmien asiakkaan suodatettiin koko MSOy:n asiakasjoukosta määriteltyjen ehtojen avulla.

Tarkasteluun valitut sähkölämmitteiset kotitaloudet ovat asiakkaita, joiden vuotuinen loka- ja maaliskuun välinen energiankulutus on kaksinkertainen huhti- ja syyskuun väliin energiankulutukseen verrattuna. Lisäksi asiakkaan käyttöpaikan pääsulakkeen koon täytyy olla pienempi tai yhtä suuri kuin 3x35 A ja vuotuinen energiankulutus 18 000 kWh tai enemmän. Tarkasteltaviksi maatalouksiksi valikoitiin asiakkaat, joiden syyskuun energiankulutus on kolminkertainen muiden kuukausien keskimääräiseen energiankulutukseen verrattuna. Pääsulakkeen koko rajoitettiin tällä asiakasryhmällä 3x100 A tai sitä pienempiin sulakkeisiin. Tarkasteltavat kesämökit valittiin ehdoilla, että kesä- ja elokuun välinen keskimääräinen energiankulutus on kolminkertainen muiden kuukausien keskiarvoon verrattuna, pääsulakkeen koko on enimmillään 3x25 A ja vuotuinen energiankulutus on alle 1000 kWh. Kaikkien asiakasryhmille määriteltyjen ehtojen tuli toteutua kaikkina tarkastelujakson vuosina. Kuvassa 6.9 on esitetty tarkasteltavien asiakasryhmien rahamääräiset ja suhteelliset vuotuisen siirtomaksun muutokset tehokaistamaksusta koostuvan siirtotariffin vaikutuksesta kaistaväleillä 1 ja 5 kW. Kuvassa 6.9 näkyvät siirtomaksun muutokset ovat tarkastelujakson eri vuosille laskettujen siirtomaksun muutosten keskiarvoja.



Kuva 6.9 Tarkasteluun valittujen sähkölämmitteisten kotitalouksien, maatalouksien ja kesämökkien vuotuisen siirtomaksujen rahamääräiset muutokset suhteellisten muutosten pysyvyyskäyrien mukaan järjestettynä tehokaistamaksusta koostuvan siirtotariffin vaikutuksesta kaistaväleillä 1 ja 5 kW. Siirtomaksun muutokset ovat muodostettu tarkastelujakson vuosille 2013-2015 laskettujen siirtomaksun muutosten keskiarvojen avulla.

Kuvasta 6.9 huomataan suhteellisten siirtomaksun muutosten pysyvyyskäyrän olevan matalampi 1 kW kaistavälin tapauksessa verrattuna 5 kW kaistaväliin maatalouksien ja kesämökkien kohdalla. Kuvaajia tarkastellessa on syytä muistaa, että siirtomaksun muutokset on järjestetty suhteellisten muutosten pysyvyyskäyrän mukaan, joten saman asiakkaan siirtomaksun muutos ei välttämättä sijaitse samassa kohtaa x-akselia sekä 1 kW että 5 kW kaistavälin tapauksessa. Suurin suhteellisten muutosten ero tarkasteltavien kaistavälien välillä ilmenee kesämökkien kohdalla.

Kaistavälillä 5 kW kuvasta 6.9 nähdään, että 74 tarkasteltavana olevana kesämökin siirtomaksun muutos on lähes yhtä suuri. Kyseisen kaistavälin tapauksessa kaikkien kesämökkien tehokaistaksi muodostui minimikaistakoon mukainen 5 kW, jolloin pienen energiankulutuksen omaavien kesämökkien kohdalla saman sulakekoon ja siirtotuotteen asiakkaiden vuotuisen siirtomaksun muutos on lähes samansuuruinen. 5 kW kaistavälin kohdalla 74 pienimmän vuotuisen siirtomaksun muutoksen kokevan kesämökin pääsulakkeen koko on 3x25 A ja siirtotuotteena on yleistuote. Muilla saman käyrän asiakkaila neljä asiakasta poisluettuna pääsulakkeen kokona on 1x25 A ja tuotteena yleistuote. Kaikilla tarkasteltavilla kesämökeillä vuotuinen siirtohinta nousee 5 kW kaistavälin seurauksena noin 60-230 % ja siirtomaksun nähdään vähintään kaksinkertaistuvan 41 asiakkaalla, eli noin 35,3 % kaikista tutkittavista asiakasryhmän asiakkaista.

1 kW kaistavälin tapauksessa kesämökkien siirtomaksun suhteellisen muutoksen pysyvyyskäyrästä ei ole enää nähtävissä erikokoisten pääsulakkeiden ja eri siirtotuotteiden omaavia asiakkaita. Pienemmällä kaistavälillä kesämökkien tehokaistan koko määräytyy tarkemmin todellisen vuotuisen huipputehon mukaan. Kuvasta huomataan, että 40 kesämökille, eli noin 34,5 % kaikista asiakasryhmän asiakkaista muodostuva vuotuinen siirtomaksu laskee 1 kW kaistavälin mukaan määritellyn tehokaistan vaikutuksesta. Kaistavälin 1 kW tapauksessa vuotuisen siirtomaksun nähdään vähintään kaksinkertaistuvan 8 asiakkaalla, eli noin 6,9 % kaikista asiakasryhmän asiakkaista.

Sähkölämmitteisten kotitalouksien kohdalla huomataan, että tarkasteltavista asiakasryhmän asiakkaista 44 asiakkaalla eli 50 % koko asiakasmäärästä vuotuinen siirtomaksu laskee 1 kW kaistavälin vaikutuksesta. 5 kW kaistavälin mukaan määritellyn tehokaistan tapauksessa vastaava asiakasmäärä on 50 asiakasta, joka vastaa noin 56,8 % kaikista tarkasteltavista asiakastyhmän asiakkaista. Tutkittavilla sähkölämmitteisiksi oletetuilla

kotitalouksista yhdelläkään vuotuinen siirtomaksu ei kaksinkertaistuisi tehokaistan vaikutuksesta.

Maatalouksien kohdalla huomataan, että lähes kaikilla tutkittavan asiakasryhmän asiakkailla siirtohintaa kallempaa tehokaistan vaikutuksesta. Ainoastaan yhdellä asiakasryhmän asiakkaalla vuotuinen siirtohintaa laskee 1 kW kaistavälin mukaan määritellyn tehokaistan tapauksessa. Vuotuisen siirtomaksun nähdään kaksinkertaistuvan kumman kaistavälin tapauksessa lähes samalla määrällä asiakkaita, 5 kW kaistavälin tapauksessa siirtomaksun kaksinkertaistuu kuudella ja 1 kW kaistavälin tapauksessa viidellä asiakkaalla.

Muodostettujen asiakasryhmien lisäksi tutkitaan vielä asiakkaiden kokemia vuotuisen siirtomaksun muutoksia sulakekokojen ja siirtotuotteiden mukaan. Asiakkaat jaetaan ryhmiin, joista toisessa on asiakkaat, joiden vuotuinen siirtomaksu kasvaa vähintään 20 % ja toisessa asiakkaat, joiden vuotuinen siirtomaksu laskee vähintään 20 % nykyiseen vuotuisen siirtomaksuun verrattuna. Tutkitaan ensin siirtomaksun kallistumisen kokevia asiakkaita taulukon 6.6 avulla 1 kW ja 5 kW kaistavälin mukaan määriteltävien tehokaistojen tapauksissa.

Taulukko 6.6 MSOy:n tarkastelujoukon PJ-asiakkaiden sulake- ja tuotetiedot, joiden vuotuinen siirtomaksu kallistuu vähintään 20 % nykyisestä tehokaistan vaikutuksesta 1 kW ja 5 kW kaistavälien tapauksissa. Siirtotuotteen lyhenteen perässä oleva numero tarkoittaa vertailun kohteena olevan tehokaistan kaistakokoa yksikössä kW.

| Tuote<br>&<br>Kaista | Sulakekoko [A] |      |      |      |      |      |      |       |       |       |       | Yht. |
|----------------------|----------------|------|------|------|------|------|------|-------|-------|-------|-------|------|
|                      | 1x25           | 1x35 | 3x25 | 3x35 | 3x50 | 3x63 | 3x80 | 3x100 | 3x125 | 3x160 | 3x200 |      |
| YL 1                 | 300            | 36   | 2716 | 149  | 1    | 15   | 2    | 2     | -     | -     | -     | 3221 |
| YL 5                 | 463            | 354  | 3865 | 135  | 1    | 11   | -    | 1     | -     | -     | -     | 4830 |
| AI 1                 | -              | -    | 1239 | 99   | -    | 4    | -    | 1     | -     | -     | -     | 1343 |
| AI 5                 | -              | -    | 1313 | 71   | -    | 2    | -    | -     | -     | -     | -     | 1386 |
| KA 1                 | -              | -    | 303  | 61   | -    | 13   | -    | -     | -     | -     | -     | 377  |
| KA 5                 | -              | -    | 267  | 41   | -    | 6    | -    | -     | -     | -     | -     | 314  |
| TE 1                 | -              | -    | -    | -    | -    | -    | -    | -     | -     | -     | -     | 9    |
| TE 5                 | -              | -    | -    | -    | -    | -    | -    | -     | -     | -     | -     | 4    |
| Yht. 1               | 300            | 36   | 4258 | 309  | 1    | 32   | 2    | 3     | -     | -     | -     | 4950 |
| Yht. 5               | 463            | 354  | 5445 | 247  | 1    | 19   | -    | 1     | -     | -     | -     | 6530 |

Taulukosta 6.6 huomataan selvästi, että useammalla 3x25 A tai sitä pienemmän pääsulakkeen omaavalla asiakkaalla vuotuinen siirtomaksu kasvaa 5 kW kaistavälin kohdalla verrattuna 1 kW kaistavälin mukaan määriteltyyn tehokaistaan. Verrattaessa taulukon 6.6 arvoja taulukon 6.2 arvoihin huomataan yksivaiheisten asiakkaiden vuotuisen siirtomaksun nousevan vähintään 20 % nykyisestä 91,7 % kaikista kyseisen asiakasryhmän asiakkaista 5 kW kaistavälin tapauksessa. Myös huomattavan suurella osalla yleistuotteen ja 3x25 A pääsulakkeen omaavista asiakkaista siirtomaksun nähdään nousevan yli 20 %. Nykyisin kyseisen siirtotariffin omaavista asiakkaista 72,8 % vuotuisen siirtomaksun nähdään nousevan yli 20 % kaistavälillä 5 kW. Vain hyvin harvalla nykyisen tehotuotteen asiakkaalla siirtomaksun nähdään nousevan yli tarkastelupisteenä olevan rajan. Tarkastellaan seuraavaksi vähintään 20 % vuotuisen siirtomaksun laskemisen kokevien asiakkaiden tuote- ja sulaketietoja taulukon 6.7 avulla.

Taulukko 6.7 MSOy:n tarkastelujoukon PJ-asiakkaiden sulake- ja tuotetiedot, joiden vuotuinen siirtomaksu laskee vähintään 20 % nykyisestä tehokaistan vaikutuksesta 1 kW ja 5 kW kaistavälien tapauksissa. Siirtotuotteen lyhenteen perässä oleva numero tarkoittaa vertailun kohteena olevan tehokaistan kaistakokoa yksikössä kW.

| Tuote<br>&<br>Kaista | Sulakekoko [A] |      |      |      |      |      |      |       |       |       |       | Yht. |
|----------------------|----------------|------|------|------|------|------|------|-------|-------|-------|-------|------|
|                      | 1x25           | 1x35 | 3x25 | 3x35 | 3x50 | 3x63 | 3x80 | 3x100 | 3x125 | 3x160 | 3x200 |      |
| YL 1                 | 38             | 137  | 810  | 116  | 28   | 92   | 19   | 19    | 1     | 1     | -     | 1261 |
| YL 5                 | 5              | 2    | 203  | 110  | 29   | 104  | 20   | 21    | 1     | 1     | -     | 496  |
| AI 1                 | -              | -    | 241  | 137  | 4    | 49   | 4    | 15    | 1     | -     | 2     | 453  |
| AI 5                 | -              | -    | 237  | 189  | 5    | 67   | 6    | 20    | 1     | 1     | 2     | 528  |
| KA 1                 | -              | -    | 214  | 159  | 12   | 51   | 16   | 24    | -     | 1     | -     | 477  |
| KA 5                 | -              | -    | 220  | 187  | 13   | 61   | 16   | 25    | -     | 1     | -     | 523  |
| TE 1                 | -              | -    | -    | -    | -    | -    | -    | -     | -     | -     | -     | 88   |
| TE 5                 | -              | -    | -    | -    | -    | -    | -    | -     | -     | -     | -     | 121  |
| Yht. 1               | 38             | 137  | 1265 | 412  | 44   | 192  | 39   | 58    | 2     | 2     | 2     | 2279 |
| Yht. 5               | 5              | 2    | 660  | 486  | 47   | 232  | 42   | 66    | 2     | 3     | 2     | 1668 |

Taulukosta 6.7 huomataan harvemman yleistuotteen asiakkaan vuotuisen siirtomaksun laskevan vähintään 20 % kaistavälillä 5 kW verrattuna kaistaväliin 1 kW. Päinvastainen vaikutus nähdään tapahtuvan muiden siirtotuotteiden asiakkailla. Suurimmat kaistakokojen väliset erot ilmenevät yleistuotteen yksivaiheisten ja 3x25 A kokoisten pääsulakkeiden omaavien asiakkaiden kohdalla. Tähän selityksenä voidaan pitää nykyisen yleistuotteen pienten sulakkeiden nykyistä aika- sekä kausituotteen perusmaksuihin verrattu-



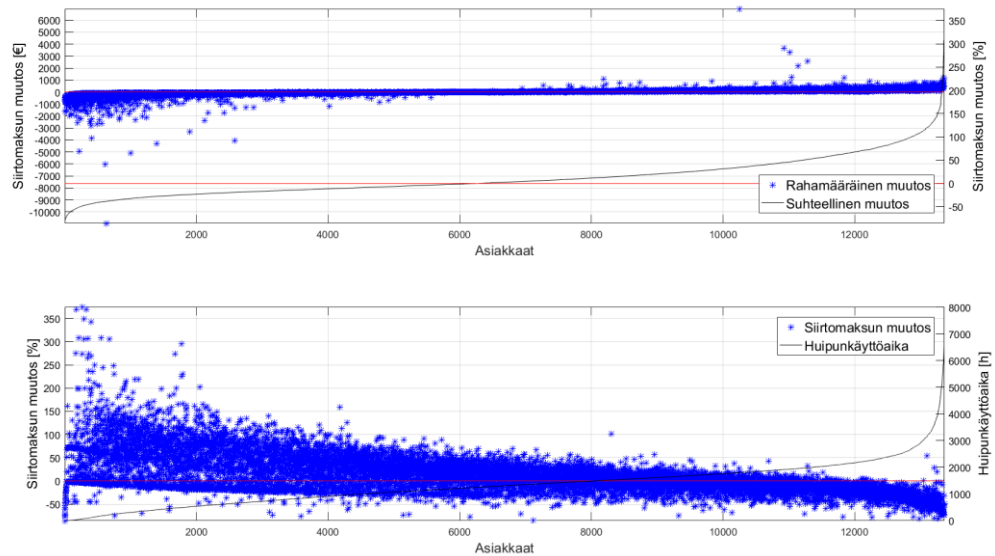
na matalaa perusmaksua ja yleistuotteen asiakkaiden pieniin vuotuisiin huipputehoihin verrattuna suurta kaistakokoa 5 kW kaistavälin tapauksessa.

Huomioitavaa tuloksissa on, että 5 kW kaistavälin mukaan määritellyn tehokaistan vaikutuksesta vuotuinen siirtomaksu laskee vähintään 20 % tehotuotteen kaikista tarkastelujoukon asiakkaista 78,6 %. Vastaava luku 1 kW kaistavälin tapauksessa on 57,1 %. Myös suhteellisen suurella määrällä kausituotteen asiakkaista vuotuinen siirtomaksu näyttää halpenevan yli 20 %. Kaistavälillä 1 kW 25,3 % ja kaistavälillä 5 kW 27,7 % kaikista kausituotteen asiakkaista vuotuisen siirtomaksun nähdään laskevan vähintään 20 % nykyisestä.

Yhteenvedona asiakastyhmien tarkastelusta voidaan sanoa, että pienille sulakeko'oilte pieni kaistakoko on selvästi edullisempi vaihtoehto. Vastaavasti suuremmilla sulakeko'oilte ei kaistakoolle näytä olevan yhtä suurta merkitystä. Täysin tehokaistamaksusta koostuva siirtotariffi näyttää olevan nykyisten tehotuotteen asiakkaiden kannalta edullinen vaihtoehto johtuen kyseisten asiakkaiden tasaisesta energiankulutuksesta ja korkeasta huipunkäyttöajasta. Vastaavasti yleistuotteen ja pienten sulakekokojen asiakkaiden vuotuinen siirtomaksu kasvaa tulosten perusteella huomattavasti, varsinkin suuremmilla kaistaväleillä.

#### **6.2.4 Liukuvasta tehomaksusta koostuvan tariffin vaikutus siirtomaksuihin**

Tarkastellaan seuraavaksi MSOy:n nykyisen PJ-tehotuotteen sisältämän tehomaksun tapaista liukuvaa tehohinnoittelua vertaamalla taulukon 6.5 mukaisten kahden suurimman tunnin keskitehon mukaan määritettyjen yksikköhintojen avulla liukuvan tehohinnoittelun aiheuttama muutosta yksittäisen asiakkaan vuotuisen siirtomaksuun. Siirtomaksujen vertailu suoritetaan samalla tavoin kuin tehokaistan tapauksessa. Kuvassa 6.10 on esitetty asiakkaiden vuotuisen siirtomaksujen rahamääräiset muutokset suhteellisen muutoksen pysyvyyskäyrän mukaan järjestettynä sekä asiakkaiden suhteelliset siirtomaksun muutokset huipunkäyttöajan pysyvyyskäyrän mukaan järjestettynä.



Kuva 6.10 Ylemmässä kuvassa on esitetty MSOy:n tarkastelujoukon PJ-asiakkaiden kokema rahamääräinen vuotuisen siirtomaksun muutos suhteellisen muutoksen pysyvyysskäyrän mukaan järjestettynä. Alemmassa kuvassa on esitetty asiakasjoukon suhteelliset vuotuiset siirtomaksun muutokset asiakkaiden huipunkäyttöajan pysyvyysskäyrän mukaan järjestettynä.

Kuvan 6.10 ylemmästä kuvaajasta nähdään, että hieman yli 6000 asiakkaan vuotuinen siirtomaksu pysyisi tarkasteltavan liukuvan tehoinnoittelun käyttöönottamisen myötä samana tai laskisi. Alemmasta kuvaajasta voidaan huomata siirtomaksun muutoksen käyttäytyvän huipunkäyttöajan mukaan järjestettynä lähes samalla tavoin kuin 1 kW kaistavälin tapauksessa. Poikkeuksena tehokaistaan liukuvan tehoinnoittelun kohdalla pienemmän asiakasjoukon vuotuisen siirtomaksun nähdään halpenevan pienen huipunkäyttöajan kohdalla. Tämä johtuu tutkittavalle liukuvalla tehoinnoittelulle määritetystä 2 kW suuruisesta minimitehosta.

Asiakkaiden vuotuisen siirtomaksun huomataan laskevan huomattavan suurella joukolla korkean huipunkäyttöajan omaavien asiakkaiden kohdalla. Siirtomaksun muutoksen hajonnan huipunkäyttöajan suhteen huomataan myös olevan pieni suurilla huipunkäyttöajoilla ja vain harvalla yli 1500 h huipunkäyttöajan omaavalla asiakkaalla siirtomaksu kallistuu yli 50 %. Kyseisten asiakkaiden huomattiin olevan yleistuotteen ja pienen sulakekoon omaavia asiakkaita, joiden tuntitehot ovat vuositasolla tasaisia ja matalia, kuten huomattiin myös tehokaistan tapauksessa. Näille asiakkaille kaistamaksu muodostetaan minimitehon mukaan, joka on asiakkaiden vuotuista huipputehoa selvästi suurempi.

Asiakkaiden siirtomaksun muutosten nähtiin kohdistuvan liukuvan tehomaksun tapauksessa samanlaisille asiakkaille kuin 1 kW kaistavälin mukaan määritellyn tehokaistan tapauksessa. Liukuvan tehohinnoittelun kohdalla huomattiin kuitenkin, että noin 200 asiakkaalla enemmän vuotuinen siirtomaksu laskisi vähintään 20 % verrattuna tutkitun pienen kaistavälin mukaan määritellyn tehokaistamaksun tapauksessa. Yli 20 % vuotuisen siirtomaksun kasvun nykyisen kulutuksen mukaan kokevia asiakkaita huomattiin liukuvan tehomaksun vaikutuksesta olevan noin 500 vähemmän verrattuna 1 kW kaistavälin tehokaistaan.

### **6.2.5 Tehopohjaisten siirtotariffien vaikutus vuotuisen liikevaihtoon**

Tutkitaan seuraavaksi tehopohjaisten siirtotariffien riskejä verkkoyhtiön liikevaihdolle siirtomaksun muodostumisperusteena olevien mitoitustehojen vaihteluiden avulla saatavilla olevien vuosien 2013-2015 AMR-mittauksesta saatujen tuntitehojen mukaan. Suurimpien tuntitehojen tasaisuutta tutkitaan PJ-asiakkaiden suurimpien tuntitehojen perusteella muodostettujen siirtomaksun määräytymisperusteen summan avulla, koska vuotuinen asiakkailta tehomaksuilla kerättävä liikevaihto määräytyy muodostetun yksikköhinnan ja suurimpien vuotuisten tuntitehojen summan tulon mukaan.

Tehotariffin tutkimisen näkökulmasta on kiinnostavaa nähdä, kuinka paljon siirtomaksun määräytymisperusteena olevien tehojen summa vaihtelee eri vuosien ja tutkittavien tehotariffien välillä. Taulukossa 6.8 on esitetty MSOy:n PJ-asiakkaiden mitoitustehojen summa eri tarkastelujakson vuosien tapauksessa ja vuosien 2014 sekä 2015 mitoitustehojen summat suhteutettuna vuoden 2013 mitoitustehojen summaan tutkittavien tehopohjaisten siirtotariffien tapauksessa. Taulukossa 6.8 on esitetty myös asiakkaiden todellisten huipputehojen summa laskettuna eri tarkastelujakson vuosille.

Taulukko 6.8 MSOy:n PJ-asiakkaiden tekstissä mainittujen tehotariffien siirtomaksun määräytymisperusteena olevien tehojen summa tarkastelujakson vuosien 2013-2015 tapauksissa ja vuosien 2014 sekä 2015 mitoitustehojen summan suuruus suhteutettuna vuoden 2013 mitoitustehojen summaan. Taulukossa on myös esitetty asiakkaiden todellisten huipputehojen summa laskettuna eri tarkastelujakson vuosille.

|                                    | 2013  | 2014  | 2015  |
|------------------------------------|-------|-------|-------|
| <b>Tehokaista 1 kW [MW]</b>        | 120,2 | 122,7 | 116,2 |
| <b>Tehokaista 1 kW [%]</b>         | 100,0 | 102,1 | 96,7  |
| <b>Tehokaista 5 kW [MW]</b>        | 148,5 | 150,7 | 144,2 |
| <b>Tehokaista 5 kW [%]</b>         | 100,0 | 101,5 | 97,1  |
| <b>Liukuva tehoinnoittelu [MW]</b> | 111,6 | 113,9 | 107,6 |
| <b>Liukuva tehoinnoittelu [%]</b>  | 100,0 | 102,1 | 96,4  |
| <b>Huipputehojen summa [MW]</b>    | 113,6 | 116,1 | 109,5 |
| <b>Huipputehojen summa [%]</b>     | 100,0 | 102,2 | 96,4  |

Taulukosta 6.8 huomataan suurimpien vuotuisten siirtomaksun muodostumisperusteen summan vaihteluiden tapahtuvan 1 kW kaistavälin mukaan muodostetun tehokaistan ja liukuvan tehoinnoittelun tapauksessa. Vastaavasti 5 kW kaistavälin mukaan määritellyn tehokaistan tapauksessa siirtomaksun muodostumisperusteen vuotuisten summien vaihtelu pienintä, jolloin liikevaihto on samalla yksikköhinnalla myös tasaisinta. Taulukosta 6.8 nähdään todellisen asiakkaiden huipputehojen summan vaihtelun olevan lähes samansuuruista liukuvan tehoinnoittelun kanssa. Taulukosta 6.8 huomataan myös 5 kW kaistavälin mukaan määritellyn tehokaistan asiakkaiden siirtomaksun muodostumisperusteen summan olevan huomattavasti todellista huipputehojen summaa suurempi johtuen mitoittavan kaistavälin leveydestä. Asiakkaiden kaista mitoitetaan tehokaistan tapauksessa aina todellista huipputehoa suuremman tehon mukaan, joka nähtiin myös kappaleessa 6.2.2 käsitellyn tehokaistamaksun sisältämän siirtotariffin yksikköhinnan laskuna suuremmilla kaistaväleillä.

Mitoitustehojen summien ja tämän avulla liikevaihdon muutoksia tarkasteltaessa on kuitenkin huomioitava, että äskeisen kaltainen tarkastelu ei ota huomioon asiakkaiden tehon kulutuksen tasoittamisesta johtuvaa summatehojen muutosta. Tehopohjaisen hinnoittelun käyttöönoton jälkeen asiakkaat todennäköisesti tasoittavat tehonkulutustaan pyrkien näin laskemaan omaa vuotuista siirtomaksuaan. Tehojen tasoittumisesta johtuvaa summatehojen laskua tutkittiin valitsemalla mitoitusteho suurimman tuntitehon sijasta järjestyksessään pienempien tuntitehojen avulla. Voidaan esimerkiksi ajatella, että asiakkaat tasoittaisivat vuotuisen suurimman tuntitehonsa nykyisen 30. suurimman tun-

titehonsa tasolle. Taulukossa 6.9 on toistettu taulukon 6.8 asiakkaiden mitoitustehojen summien tarkastelu tutkittavien tehotariffien kohdalla niin, että asiakkaiden suurimmaksi vuotuiseksi tuntitehoksi on valittu nykyisen tehonkulutuksen 10., 50. ja 100. suurin tuntiteho.

Taulukko 6.9 MSOy:n PJ-asiakkaiden taulukon 6.8 mukainen mitoitustehojen summan tarkastelu, jossa asiakkaiden tehotariffin mitoittavaksi tehoksi on valittu nykyisen tehonkulutuksen 10., 50. ja 100. suurin teho. Vuosien 2014 ja 2015 mitoitustehojen summia verrataan vuoden 2013 saman järjestysluvun suurimman huipputehon kanssa.

|                                    | 2013  |       |       | 2014  |       |       | 2015  |       |       |
|------------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
|                                    | 10.   | 50.   | 100.  | 10.   | 50.   | 100.  | 10.   | 50.   | 100.  |
| <b>Tehokaista 1 kW [MW]</b>        | 100,0 | 84,4  | 76,2  | 102,0 | 85,7  | 77,4  | 96,6  | 81,2  | 73,4  |
| <b>Tehokaista 1 kW [%]</b>         | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 102,0 | 101,6 | 101,6 | 96,6  | 96,2  | 96,3  |
| <b>Tehokaista 5 kW [MW]</b>        | 129,4 | 114,9 | 107,3 | 131,4 | 115,9 | 108,2 | 126,1 | 111,4 | 104,3 |
| <b>Tehokaista 5 kW [%]</b>         | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 101,5 | 100,9 | 100,8 | 97,4  | 97,0  | 97,2  |
| <b>Liukuva tehoinnoittelu [MW]</b> | 95,0  | 80,6  | 73,2  | 96,7  | 81,8  | 74,3  | 91,5  | 77,5  | 70,4  |
| <b>Liukuva tehoinnoittelu [%]</b>  | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 101,7 | 101,5 | 101,5 | 96,3  | 96,2  | 96,2  |
| <b>Huipputehujen summa [MW]</b>    | 93,3  | 77,6  | 69,4  | 95,3  | 78,9  | 70,6  | 89,9  | 74,5  | 66,6  |
| <b>Huipputehujen summa [%]</b>     | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 102,1 | 101,7 | 101,7 | 96,4  | 96,0  | 96,0  |

Verrattaessa taulukon 6.9 arvoja taulukon 6.8 arvoihin huomataan, että asiakkaiden tehojen tasoittamisesta johtuva mitoitustehojen summan vaihtelu tasoittuu hieman selkeämmin 5 kW kaistavälin mukaan määritellyn tehokaistan tapauksessa verrattuna muihin tehotariffeihin. Yllättävää tuloksissa oli, että vuoden 2015 tehodatan mukaan vuoden 2015 mitoitustehot kaikkien tutkittavien siirtotariffien tapauksessa eroavat enemmän tehon tasoittamisen myötä vuosien 2013 sekä 2014 mitoitustehoista taulukon 6.9 mukaisesti. Vasta 100. tuntitehon kohdalla nähdään tarkasteltavissa tehoissa kummankin tehokaistan tapauksessa pientä tasoittumista. Tämä selittyy sillä, että vuonna 2015 tutkitavan asiakasjoukon tuntitehot ovat olleet yleisesti ottaen todella paljon vuosien 2013 ja 2014 tuntitehoja matalammat.

Tarkastellaan vielä tarkemmin asiakkaiden yhteenlaskettujen tehotariffien veloitusperusteena olevien tehojen summan pienenemistä asiakkaiden kuvitteellisen tehojen tasoittamisen seurauksena. Kuten taulukosta 6.9 huomattiin asiakkaiden veloitusperusteena olevat tehot laskevat asiakkaiden tehojen tasoittamisen seurauksena. Taulukossa 6.10 on esitetty yhteenlaskettujen laskutusperusteena olevien tehojen prosentuaaliset osuudet

AMR-mittaustietojen mukaan muodostetuista veloitusperusteena olevista tehoista asiakkaiden tehojen tasoittamisen jälkeen.

Taulukko 6.10 Asiakkaiden veloitusperusteena olevien tehojen summien prosentuaaliset osuudet taulukon 6.9 mukaisen asiakkaiden tehojen tasoittamisen jälkeen verrattuna AMR-mittausdatan mukaan muodostettuihin taulukon 6.8 mukaisiin summiin.

|                                   | 2013 |      |      | 2014 |      |      | 2015 |      |      |
|-----------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
|                                   | 10.  | 50.  | 100. | 10.  | 50.  | 100. | 10.  | 50.  | 100. |
| <b>Tehokaista 1 kW [%]</b>        | 83,2 | 70,2 | 63,4 | 83,1 | 69,8 | 63,1 | 83,1 | 69,9 | 63,2 |
| <b>Tehokaista 5 kW [%]</b>        | 87,1 | 77,4 | 72,3 | 87,2 | 76,9 | 71,8 | 87,4 | 77,3 | 72,3 |
| <b>Liukuva tehoinnoittelu [%]</b> | 85,1 | 72,2 | 65,6 | 84,9 | 71,8 | 65,2 | 85,0 | 72,0 | 65,4 |
| <b>Huipputehojen summa [%]</b>    | 82,1 | 68,3 | 61,1 | 82,1 | 68,0 | 60,8 | 82,1 | 68,0 | 60,8 |

Taulukosta 6.10 huomataan 5 kW kaistavälin mukaan määritetyn tehokaistan tapauksessa veloitusperusteena olevien asiakkaiden tehojen summan laskevan vähiten kaikista tutkittavista siirtotariffeista asiakkaiden tehojen tasoittamisen seurauksena. Vastaavasti kaistavälin 1 kW mukaan muodostetun tehokaistan tapauksessa asiakkaiden veloitusperusteena olevien tehojen summan nähdään laskevan eniten vertailtavista siirtotariffeista. Liukuvan tehoinnoittelun kohdalla veloitusperusteena oleva asiakkaan kahden suurimman tunnin keskitehon keskiarvo sekä 2 kW suuruinen minimiteho hillitsevät taulukossa näkyvien summatehojen laskemista ja kyseisen siirtotariffin veloitusperusteen tehojen summan nähdään laskevan asiakkaiden kulutuksen tasoittamisen myötä pienemmän kaistavälin omaavaa tehokaistaa vähemmän.

Asiakkaiden huipputehojen tasoittamisen aikaansaama mitoitustehojen summan laskeminen laskee verkkoyhtiön liikevaihtoa, jonka johdosta tehomaksun yksikköhintaa tulee myöhemmin päivittää. Yksikköhinnan päivittämisellä verkkoyhtiö saa pidettyä liikevaihdon tarvittavan suuruisena, jotta jakeluverkkoon tehtävät investoinnit voidaan toteuttaa. Tutkittavista tehokaistoista 5 kW kaistavälin omaavan kohdalla yksikköhinnan nostaminen on taulukossa 6.10 tarkasteltujen veloitusperusteena olevien asiakkaiden summatehojen tarkastelun perusteella maltillisempaa.

### 6.3 Esimerkki käyttöönottovaiheen tehopohjaiseksi tariffirakenteeksi

Kappaleen 6.2 mukaisessa tarkastelussa huomattiin, että ainoastaan tehomaksusta koostuvat tariffirakenteet aiheuttavat osalle MSOy:n PJ-asiakkaista kohtuuttoman suuren siirtomaksun kasvamisen. Näiden asiakkaiden katsottiin olevan pääsääntöisesti yleistuotteen asiakkaita, koska suurimmat siirtomaksun kasvut kohdistuvat matalan huipunkäyttöajan omaaville asiakkaille. Tehomaksun sisältämää siirtotariffia on siis hinnoittelun käyttöönottovaiheessa syytä muokata, jotta yleistuotteen asiakkaat eivät joudu maksamaan kohtuuttoman suurta osuutta siirtotariffin rakennemuutoksesta.

Yksinkertaisin ja selkein tapa pienen huipunkäyttöajan omaavien asiakkaiden siirtomaksun kasvamisen hillitsemiseksi on ottaa kulutusmaksu osaksi siirtotariffia. Tehomaksu korvaisi tällöin nykyisen sulakekoosta riippuvan perusmaksun, jolloin asiakkaalla olisi mahdollisuus vaikuttaa kummankin siirtotariffin maksukomponentin suuruuteen. Myöhemmissä siirtotariffin kehitysvaiheissa kulutusmaksun osuutta voidaan pienentää parantamalla samalla siirtotariffin kustannusvastaavuutta. Muuttamalla nykyinen perusmaksu tehopohjaisen siirtotariffin käyttöönottovaiheessa tehomaksuksi, tehoon perustuva hinnoittelumuoto tulisi tutuksi asiakkaille, jolloin myöhemmissä vaiheissa asiakkaat ymmärtäisivät kulutuskäyttäytymisensä vaikutukset siirtomaksunsa suuruuteen. Asiakkailta olisi tällöin aikaa muuttaa kulutustottumuksiaan eikä tehopohjainen siirtotariffi aiheuttaisi tällä tavoin suuria ja äkkinäisiä siirtomaksun muutoksia.

Tehopohjaisista siirtotariffeista käyttöönottovaiheeseen soveltuvimpana ratkaisuna nähdään tässä työssä olevan tehokaistamaksun sisältämä tariffi. Tehokaista on kiinteämpi maksu kuin liukuva tehomaksu, jolloin asiakkaiden tehonvaihteluista johtuvat siirtomaksun muutokset eivät ole suuria verkkoyhtiön liikevaihdon kannalta. Varsinkin tehopohjaisen siirtotariffin käyttöönoton alkuvaiheessa asiakkaiden huipputehojen vaihtelut voivat olla huomattavan suuria johtuen asiakkaiden toimista tasoittaa kulutustaan.

Tehokaistan kaistaväliksi ehdotetaan 4 kW suuruutta, koska suuri kaistakoko ehkäisee tiheämpään kaistajaotteluun verrattuna uuden siirtotariffirakenteen käyttöönoton alkuvaiheessa asiakkaiden tehovaihteluista johtuvia kaistanylityksiä. 4 kW kaistaväliä ehdotetaan myös tulevaisuuden kaistavälien tihentymisen vuoksi, koska kyseisellä kaistavälillä toteutettavaan hinnoitteluun voi luontevasti jakaa 2 kW ja edelleen 1 kW suuruisiin

kaistaväleihin. Jos kaistaväliksi valittaisiin uuden tehotariffin käyttöönottovaiheessa esimerkiksi 5 kW, on tasaisia kaistavälejä hankala muodostaa. Käyttöönottovaiheessa muodostetut kaistat on myöhemmissä siirtotariffien kehitysvaiheessa hyvä pitää ennallaan, jotta kyseisille kaistaväleille kulutuksensa tasoittaneiden asiakkaiden kaistakoko pysyy ennallaan. Kohtuullisen suuri 4 kW kaistaväli ehkäisee myös verkkoyhtiön liikevaihdon laskemista asiakkaiden tehonkulutuksen tasoittamisen seurauksena, jolloin vältytään suurilta yksikköhinnan nostamisilta myöhemmissä vaiheissa.

Minimikaistan suuruutta muodostettaessa on hyvä miettiä yksittäiselle asiakkaalle kohdistettavan minimikustannuksen suuruutta. Minimikustannus ajatellaan tässä työssä olevan PJ-asiakkaille kohdistettu osuus operatiivisista kustannuksista. Kyseiset kustannukset tulee kattaa kaikkien jakeluverkkoon liittyneiden asiakkaiden osalta, vaikka näiden sähkökäyttö olisikin hyvin pientä. Näin minimikustannuksen veloittaminen on perusteltua. Operatiivisista kustannuksista asiakaspalvelusta, hallinnosta, mittauksesta sekä laskutuksesta muodostuvat kustannukset voidaan jakaa kaikkien MSOy:n asiakkaiden kesken tasan, koska yksittäisen asiakkaan vaikutusta kyseisiin kustannuksiin on hankala todentaa. Muut operatiiviset kustannukset, kuten viankorjaus- ja ylläpitokustannukset, voidaan kohdistaa eri jännitetasoilta kuvan 6.1 mukaisesti ja jakaa ne kaikkien PJ-asiakkaiden kesken tasan. Tällöin MSOy:n kustannusjakauman ja asiakasmäärien perusteella minimikustannukseksi saadaan kuukaudessa noin 21 € per asiakas.

Kappaleessa 6.2.2 tutkittujen tehokaistan yksikköhintojen avulla ajateltua minimikustannusta lähimmäksi vastaa 4 kW suuruinen kaistakoko, jolloin kaistan määrittelemäksi kuukausimaksuksi muodostuu 19,24 €. Kyseinen kaistan suuruus asettuu myös hyvin 4 kW kaistakokojen määrittelemään tariffirakenteeseen. Minimikaistan suuruus voisi olla myös 2 kW, mutta tällöin minimikaistan kuukausimaksuksi muodostuu vain puolet asiakkailla muodostetun minimikustannuksen suuruudesta. Kyseinen kuukausimaksu muodostuu täysin tehoerusteisen siirtotariffin yhteydessä, joten käyttöönottovaiheessa kyseisen kaistakoon määrittelemä kuukausimaksu ei vastaa ajatellun minimikustannuksen suuruutta. Täytyy kuitenkin muistaa, että käyttöönottovaiheen tehotariffissa on kyse juuri yksittäisten asiakkaiden kohtuuttomien suurten ja äkkinäisten siirtomaksun muutosten ehkäisemisestä. Myöhemmissä vaiheissa minimikaistan määrittelemä kuukausimaksun suuruus lähestyy minimikustannusta kulutusmaksun pienentämisen vaikutuksesta.



### 6.3.1 Käyttöönottovaiheen vaikutus siirtomaksuihin

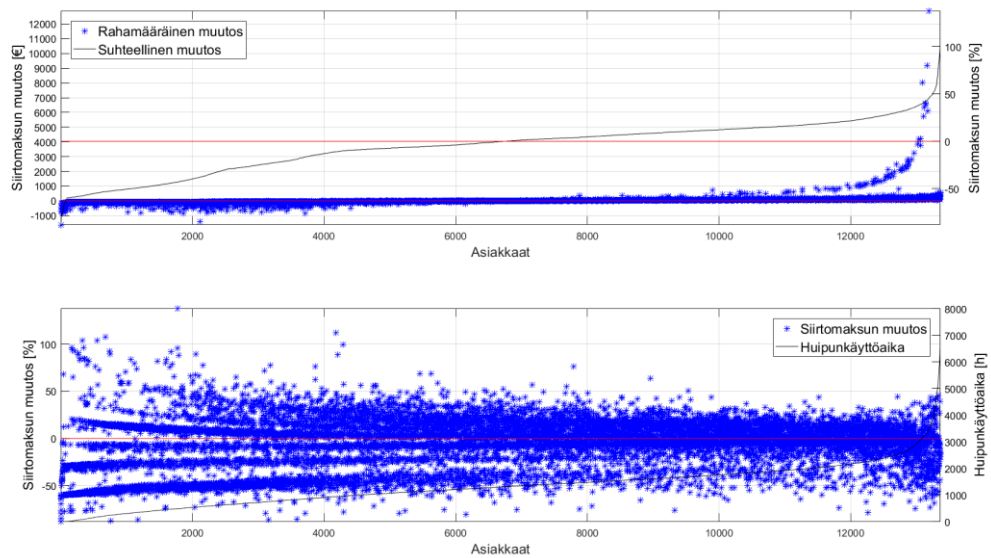
Tutkitaan ehdotetun mukaisen tehokaistamaksun sisältämän siirtotariffin vaikutusta asiakkaiden vuotuisiin siirtomaksuihin muodostamalla tehokaistamaksun rinnalle kulutusmaksu. Kulutusmaksu muodostetaan PJ-asiakkaille siten, että energiapohjaisella maksukomponentilla kerättävän liikevaihdon osuus on siirtomaksuilla kerättävästä liikevaihdosta samansuuruinen nykyisillä kulutusmaksuilla kerättävän liikevaihdon kanssa. Tällöin tutkittavan tehokaistamaksun sisältämän siirtotariffin tehokaistamaksuilla kerättävän liikevaihdon suuruus muodostuu nykyisillä perusmaksuilla ja tehotuotteiden tehokomponentilla kerättävän liikevaihdon suuruiseksi. Näin tehokaistamaksuilla kerättävän liikevaihdon osuus vastaa noin 41 % ja kulutusmaksulla kerättävä osuus noin 59 % MSOy:n PJ-asiakkailta siirtomaksuilla kerättävästä liikevaihdosta.

Edellä mainitulla tavalla kohdistettujen kustannusten perusteella voidaan muodostaa nyt tehokaistamaksun ja kulutusmaksun sisältämä siirtotariffi. Tehokaistamaksu määritetään samalla tavalla kuin kappaleessa 6.2 käsitellyn ainoastaan tehokaistamaksun sisältämän siirtotariffin tapauksessa vuosien 2013-2015 tehodatojen avulla. Kulutusmaksu saadaan jakamalla kulutusmaksulle kohdistettujen kustannusten suuruus PJ-asiakkaiden vuotuisella energiankulutuksella. Taulukossa 6.11 on esitetty tehokaistamaksun ja kulutusmaksun sisältävän siirtotariffin maksukomponentit eri tarkastelujakson vuosien mukaan ja maksukomponenttien keskiarvot.

Taulukko 6.11 Tekstin mukaisen 4 kW kaistavälin ja 4 kW suuruisen minimikaistan mukaan määritellyn tehokaistamaksun ja kulutusmaksun sisältämän siirtotariffin maksukomponentit vuosien 2013-2015 PJ-asiakkaiden AMR-datan mukaan muodostettuna sekä maksukomponenttien keskiarvot.

| Maksukomponentti          | 2013 | 2014 | 2015 | Keskiarvo |
|---------------------------|------|------|------|-----------|
| Tehokaistamaksu [€/kW,kk] | 2,49 | 2,43 | 2,58 | 2,50      |
| Kulutusmaksu [snt/kWh]    | 2,70 | 2,67 | 2,77 | 2,71      |

Tarkastellaan nyt taulukossa 6.11 esitettyjen yksikköhintojen avulla yksittäisen asiakkaan vuotuisen siirtomaksun muutosta verrattuna asiakkaan nykyiseen siirtomaksuun. Kuvan 6.11 ylemmässä kuvaajassa on esitetty MSOy:n PJ-asiakkaiden vuotuisten siirtomaksujen rahamääräiset muutokset asiakkaiden prosentuaalisen muutoksen pysyvyyskäyrän mukaan järjestettynä. Kuvan 6.11 alemmassa kuvaajassa on esitetty tarkastelujoukon asiakkaiden prosentuaaliset vuotuisten siirtomaksujen muutokset asiakkaiden huipunkäyttöajan pysyvyyskäyrän mukaan jaoteltuna.



Kuva 6.11 Ylemmässä kuvaajassa on esitetty MSOy:n tarkastelujoukon asiakkaiden ehdotetun käyttöön-ottovaiheen tehopohjaisesta siirtotariffista johtuva vuotuisen siirtomaksun rahamääräinen muutos asiakkaiden prosentuaalisen muutoksen pysyvyyskäyrän mukaan jaoteltuna. Alemmassa kuvaajassa on esitetty asiakkaiden vuotuiset suhteelliset siirtomaksun muutokset asiakkaiden huipunkäyttöajan pysyvyyskäyrän mukaan jaoteltuna. Kuvassa näkyvät siirtomaksun muutokset ovat keskiarvoja vuosille 2013-2015 laske- tuista siirtomaksun muutoksista.

Kuvan 6.11 ylemmästä kuvaajasta huomataan vuotuisen siirtomaksun kallistuvan huomattavasti muutamilla asiakkailla. Suurin suhteellinen siirtomaksun kallistuminen tarkastelujoukon asiakkaiden keskuudessa on noin 138 % kyseisen asiakkaan vuotuisen siirtomaksun rahamääräisen muutoksen ollessa noin 547 €. Rahamääräisesti suurin vuotuisen siirtomaksun kallistuminen on noin 12 903 € kyseisen asiakkaan suhteellisen siirtomaksun muutoksen ollessa noin 46 %.

Tarkastellaan seuraavaksi tarkemmin asiakkaiden vuotuisen siirtomaksun muutosta asiakkaiden sulake- ja tuotetietojen sekä huipunkäyttöaikojen perusteella. Tarkoituksena on selvittää, kohdistuvatko ehdotetun tariffirakenteen muutokset asiakkaiden maksamiin siirtomaksuihin oikealla tavalla. Taulukossa 6.12 on esitetty tarkastelujoukon asiakkaiden tuote- ja sulaketiedot, joiden vuotuinen siirtomaksu kasvaa yli 20 % ehdotetun tehopohjaisen siirtotariffin vaikutuksesta.

Taulukko 6.12 Tarkastelujoukon asiakkaiden tuote- ja sulaketiedot, joiden vuotuinen siirtomaksu kallis-  
tuu 20 % tai sitä enemmän ehdotetun tehopohjaisen siirtotariffin vaikutuksesta.

| Tuote | Sulakekoko [A] |      |      |      |      |      |      |       |       |       |       | Yht. |
|-------|----------------|------|------|------|------|------|------|-------|-------|-------|-------|------|
|       | 1x25           | 1x35 | 3x25 | 3x35 | 3x50 | 3x63 | 3x80 | 3x100 | 3x125 | 3x160 | 3x200 |      |
| YL    | 20             | -    | 686  | 54   | -    | -    | -    | 1     | -     | -     | -     | 761  |
| AI    | -              | -    | 647  | 52   | -    | 2    | -    | -     | -     | -     | -     | 701  |
| KA    | -              | -    | 84   | 22   | -    | 1    | -    | -     | -     | -     | -     | 107  |
| TE    | -              | -    | -    | -    | -    | -    | -    | -     | -     | -     | -     | 63   |
| Yht.  | 20             | -    | 1417 | 128  | -    | 3    | -    | 1     | -     | -     | -     | 1632 |

Verrattaessa taulukon 6.12 arvoja koko tutkittavan asiakasjoukon sulake- ja tuotetietoihin (taulukko 6.2), huomataan yleistuotteen asiakkaista noin 11,1 % siirtomaksun nousevan yli 20 %. Vastaava osuus nykyisillä aikatuohteen asiakkailla on noin 15,7 % ja kausituotteen asiakkailla noin 5,7 %. Sulakekoon asiakkailla suurin muutos tapahtuu 3x25 A pääsulakkeen kohdalla, jonka omaavista asiakkaista noin 13,6 % siirtomaksu kasvaa yli tarkkailtavan rajan.

Huomioitavaa tuloksissa kuitenkin on, että nykyisistä tehotuotteen asiakkaista 40,9 % siirtomaksu nousee yli tarkasteltavana olevan suhteellisen siirtomaksun suuruuden. Näillä asiakkailla vuotuisen huipunkäyttöajan huomattiin olevan korkeat, joten tehotuotteen asiakkailla muodostuva kannustinvaikutus kohdistuu väärin. Tehotuotteen asiakkaiden vuotuisen siirtomaksun kasvamisen huomattiin johtuvan ehdotetun käyttöönottovaiheen tariffirakenteen kulutusmaksun suuruudesta. Nykyisen tehotariffin liitteessä I näkyvän siirtohinnaston mukainen kulutusmaksu on 0,95 snt/kWh ehdotetulle tehotariffille eri vuosien tehodatan mukaan muodostettujen kulutusmaksujen keskiarvoa pienempi. Prosentuaalisesti ehdotetulle tehotariffille muodostettu kulutusmaksu on noin 54 % nykyistä tehotuotteen kulutusmaksua suurempi, joten kulutusmaksun muutos voidaan nähdä olevan suuri.

Tehotuotteen asiakkaiden siirtotuote voitaisiin pitää ennallaan muodostaessa muille PJ-asiakkaille ehdotetun mukainen siirtotariffi käyttöön. MSOy ei enää ota uusia asiakkaita suurille 3x100 A ja sitä suuremmille sulaketuotteille, vaan kyseisen pääsulakekoon omaaville uusille asiakkailla muodostetaan nykyisen PJ-tehotuotteen mukainen siirtotariffi. Ehdotetun tehotariffin käyttöönottovaiheessa kyseisille suurille sulaketuotteille voidaan myös ottaa käyttöön nykyisen PJ-tehotuotteen mukainen siirtotariffi. Nykyisen

mukainen PJ-asiakkaiden tehotuote on hyvä vaihtoehto suurille asiakkaille, koska tuotessa on mukana loistehon käytöstä muodostuva maksu. Suurilla asiakkailta voi olla hyvinkin paljon loistehon kulutusta, jolloin sen veloittaminen on perusteltua. Suurten pääsulakkeiden asiakkaiden energianmittauksessa on käytössä virtamuuntajamittaus, joka myös mahdollistaa loistehon mittauksen ilman lisäinvestointeja.

Ehdotetun mukaisen siirtotariffin kulutus- ja tehomaksun yksikköhinnat tulee siis muodostaa uudelleen käyttämällä ainoastaan alle 3x100 A pääsulakkeen omaavien asiakkaiden tehotuotetta. Siirtomaksuilla perittävien kustannusten osuudet tulee myös jaotella erikseen pienten sekä suurten pääsulakkeiden asiakkaiden kesken. Pienten sulakekokojen asiakkailta kerättävä liikevaihto pidetään uusien hintojen muodostamisen aikana nykyiseen verrattuna samansuuruisena. Alle 3x100 A pääsulakkeen omaavilta asiakkailta kerättävän liikevaihdon osuus koko PJ-asiakasryhmästä on tällä hetkellä 88 %.

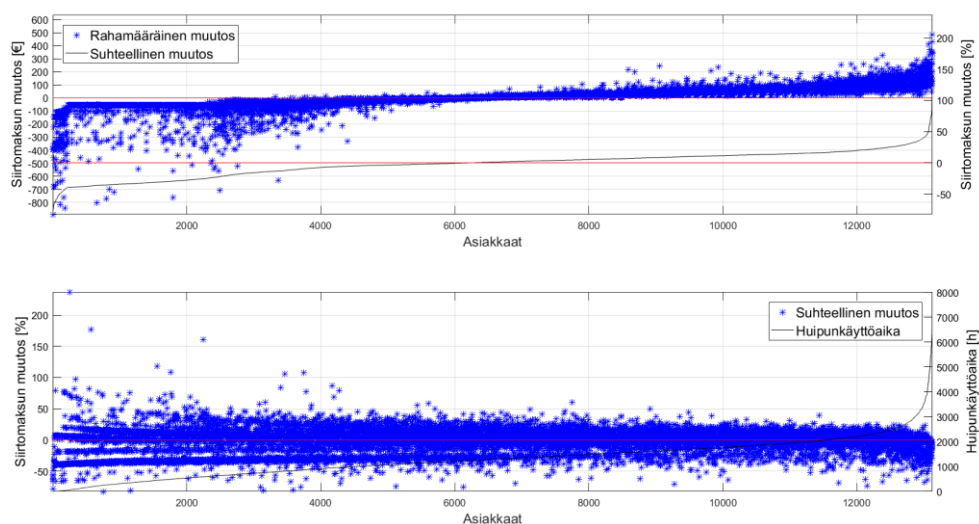
Myös pienten sulakkeiden asiakkailta perusmaksuilla ja kulutusmaksuilla kerättävän liikevaihdon suhde pidetään käyttöönottoaiheessa samansuuruisena, jotta keskimääräinen asiakkaiden maksama siirtomaksu pysyy nykyiseen verrattuna samansuuruisena. Perusmaksuilla pienen pääsulakkeen asiakkailta kerätään liikevaihdosta noin 41,1 % ja loput kulutusmaksulla. Taulukossa 6.13 on esitetty uudet alle 3x100 A pääsulakkeen omaaville tarkastelujoukon PJ-asiakkaille lasketut nykyisen suuruisen kyseisiltä asiakkailta kerättävän liikevaihdon mahdollistamat kulutusmaksun ja tehomaksun yksikköhinnat eri tarkastelujakson vuosille sekä niiden keskiarvot.

Taulukko 6.13 Alle 3x100 A pääsulakkeen omaaville asiakkaille muodostetun ehdotetun käyttöönottoaiheen tehotariffin maksukomponenttien yksikköhinnat jokaiselle tarkastelujakson vuodelle. Yksikköhinnat ovat muodostettu eri tarkastelujakson vuosille siten, että ne mahdollistavat nykyisellä asiakkaiden sähkön käytöllä eri tarkastelujakson vuosille laskettujen nykyisten liikevaihtojen suuruuden keskiarvon.

| Maksukomponentti          | 2013 | 2014 | 2015 | Keskiarvo |
|---------------------------|------|------|------|-----------|
| Tehokaistamaksu [€/kW,kk] | 1,88 | 1,84 | 1,92 | 1,88      |
| Kulutusmaksu [snt/kWh]    | 2,79 | 2,76 | 2,87 | 2,81      |

Taulukon 6.13 arvoja verratessa taulukon 6.11 arvoihin huomataan kulutusmaksun kasvavan ja tehomaksun laskevan pienten sulakeko'oilta muodostetun tehotariffin tapauksessa verrattuna kaikille tarkastelujoukon PJ-asiakkaille muodostettuun käyttöönottoaiheen tehotariffiin. Tämä johtuu siitä, että pienten sulakekokojen asiakkaiden energi-

ankulutus on 3x100 A tai sitä suurempien sekä tehotuotteen asiakkaisiin verrattuna suhteessa pienempää. Tällöin saman kulutusmaksun ja perusmaksun suhteen säilyttäminen vaatii suuremman kulutusmaksun yksikköhinnan suuruuden. Tarkastellaan nyt vuotuisen siirtomaksujen suhteellista ja rahamääräistä muutosta kuvan 6.12 avulla.



Kuva 6.12 Ylemmässä kuvaajassa on esitetty MSOy:n tarkastelujoukon alle 3x100 A pääsulakkeen omaavien asiakkaiden ehdotetun käyttöönottovaiheen tehopohjaisesta siirtotariffista johtuva vuotuisen siirtomaksun rahamääräinen muutos asiakkaiden prosentuaalisen muutoksen pöytäkäyrän mukaan jaoteltuna. Alemmassa kuvaajassa on esitetty kyseisten asiakkaiden vuotuiset suhteelliset siirtomaksun muutokset asiakkaiden huipunkäyttöajan pöytäkäyrän mukaan jaoteltuna. Kuvassa näkyvät siirtomaksun muutokset ovat keskiarvoja vuosille 2013–2015 lasketuista siirtomaksun muutoksista.

Kuvasta 6.12 huomataan, että todella suuria vuotuisen siirtomaksun kallistumisia ei pienten sulaketuotteiden asiakkaiden kohdalla juurikaan tapahdu. Esimerkiksi yli 200 € siirtomaksun muutos aiheutuu ainoastaan 92 asiakkaalle, mikä vastaa noin 0,7 % osuutta tarkastelujoukon asiakkaista. Yli 20 % vuotuisen siirtomaksun kallistumisia aiheutuu noin 1100 asiakkaalle, eli noin 8,4 % tarkastelujoukon asiakkaista. Siirtohinnoittelua muutettaessa onkin väistämätöntä, että osalla asiakaista siirtomaksu kallistuu. Täytyy kuitenkin muistaa, että tässä työssä tutkitut vuotuisen siirtomaksun muutokset on laskettu käyttämällä MSOy:n asiakkaiden nykyistä kulutusta eikä mahdollisia huipputehojen leikkaamisia ole huomioitu siirtomaksuja laskettaessa. Tehopohjaisella siirtotariffilla pyritään tasoittamaan verkon kuormitusta ja parantaa hinnoittelun kustannusvastaavuutta, joten siirtomaksun tuoma ohjausvaikutus on välttämätön.

Kuvan 6.12 alemmaa kuvaajaa tarkasteltaessa huomataan siirtomaksun muutoksen tuoman ohjausvaikutuksen olevan melko vähäinen huipunkäyttöajan suhteen. Suurimpien suhteellisten vuotuisten asiakkaiden siirtomaksujen muutosten nähdään kuitenkin aiheutuvan asiakkaille joiden huipunkäyttöaika on pieni. Kuvasta 6.12 huomataan myös, että esimerkiksi yli 2000 h huipunkäyttöajan omaavista asiakkaista vuotuinen siirtomaksu kasvaa vain todella harvalla yli 25 %. Vastaavasti alle 1000 h huipunkäyttöajan omaavista asiakkaista vuotuinen siirtomaksu kasvaa jopa 50 %.

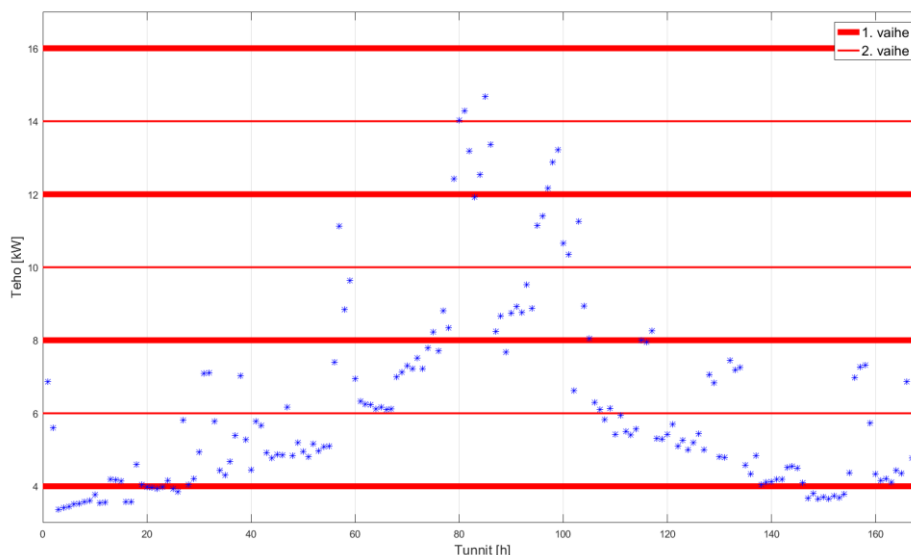
### **6.3.2 Tehopohjaisen siirtotariffin kaistavälien ja tehomaksun kehittäminen**

Edellisessä kappaleessa esitettyä käyttöönottovaiheen tehotariffia tulee tulevaisuudessa kehittää, jotta siirtotariffin kustannusvastaavuus parantuu. Alkuvaiheessa on tärkeää, että tehomaksun muodostumisperuste ja siihen vaikuttaminen tulevat tutuksi asiakkaille. Tämän jälkeen tehotariffin teho- ja kulutusmaksun suhdetta tulee muuttaa niin, että tehomaksu saa suuremman painoarvon. Jotta asiakkaiden siirtomaksu ei nousisi kohtuuttomasti tehomaksun kasvattamisen myötä, täytyy kaistojen määrää lisätä.

Kaistojen määrän lisäämiseen liittyy kuitenkin sekä asiakkaan, että verkkoyhtiön kannalta riskejä. Asiakkaan kannalta tihtyneet kaistavälit lisäävät riskiä useammista kaistatylityksistä. Verkkoyhtiön kannalta puolestaan liikevaihdon ennustettavuus heikentyy useimpien asiakkaiden muuttaessa kaistakokoaan. Ehdotuksena onkin, että ensimmäinen tehopohjaisen siirtotariffin kehitystoimenpide on tehomaksun osuuden kasvattaminen. Tämä lisää käyttöönottovaiheen tehopohjaisen siirtotariffin aiheuttamasta siirtohinnan muutoksesta johtuvaa tehojen tasoittamisen ohjausvaikutusta. Useimmat asiakkaat todennäköisesti tekisivät viimeistään tällöin mahdollisuuksien mukaan mahdolliset tehojen tasoittamistoimenpiteet. Asiakkailla olisi mahdollisesti tämän jälkeen keinoja pitää vuotuinen tehonkulutus tasaisempana kuin alkuvaiheessa. Tehomaksun osuuden kasvattamisen yhteydessä voidaan myös päivittää yksikköhintoja niin, että asiakkaiden tehojen tasoittamisesta seuraava liikevaihdon laskeminen saadaan hallintaan.

Kun tehomaksun osuutta on kasvatettu esimerkiksi 60 %, voidaan kaistavälejä lisätä 2 kW välein. Myöhemmin kaistaväliä voidaan tihtyä entisestään 1 kW välein samalla, kun tehomaksun osuutta kasvatetaan kohti 100 %. Havainnollistetaan kaistavälien suuruuksia suhteessa asiakkaan tuntitehoihin kuvan 6.13 avulla. Kuvassa on esitetty erään MSOy:n 3x25 A pääsulakkeen ja sähkölämmityksen omaavan asiakkaan seitsemän vuo-

rokauden tunnin keskitehot ajankohdalta, jolloin kyseisen vuoden huipputeho ilmeni. Kuvassa 6.13 on esitetty myös paksummalla viivalla käyttöönottovaiheen tehotariffin ja ohuemmalla viivalla myöhemmän kehitysvaiheen kaistavälit.



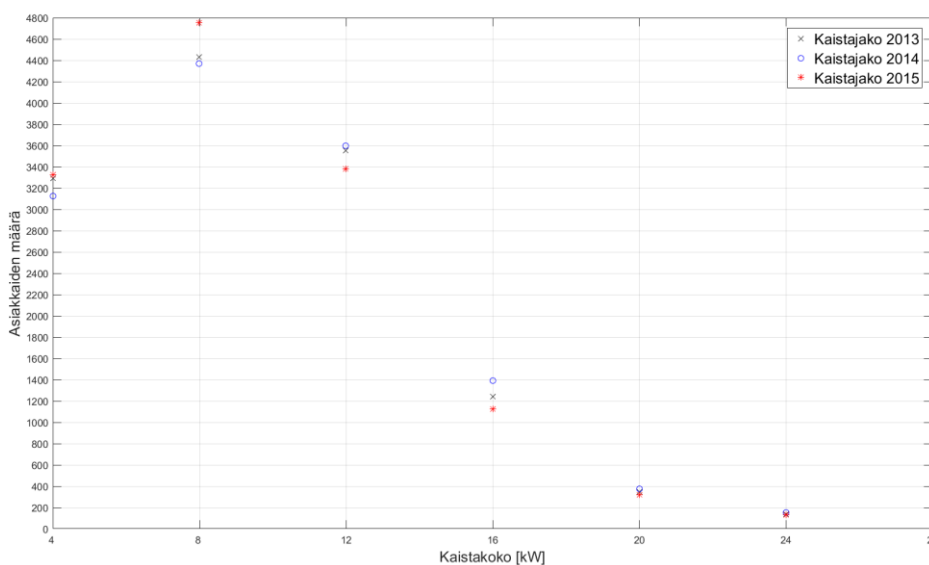
Kuva 6.13 Erään MSOy:n 3x25 A pääsulakkeen ja sähkölämmityksen omaavan asiakkaan seitsemän vuotokauden tunnin keskitehot, jolloin kyseisen asiakkaan huipputeho esiintyi. Kuvassa on esitetty paksummalla viivalla tehotariffin käyttöönottovaiheen ja ohuemmalla viivalla myöhemmän kehitysvaiheen kaistakokojen suuruudet.

Kuvasta 6.13 nähdään, että käyttöönottovaiheessa asiakkaalla olisi teoriassa mahdollista pienentää omaa huipputehoaan siten, että tämän kaistakooksi valikoituisi tehotariffin käyttöönottovaiheessa 12 kW tehokaista. Yli 12 kW tunnin keskitehojen ympärillä nähdään olevan paljon matalamman huipputehon hetkiä, joihin asiakkaalla olisi mahdollisuus ohjata huipputehojaan. Voi kuitenkin olla, että esimerkiksi asiakkaan sähkölaitteiden teknisistä rajoituksista johtuen asiakas ei pysty pienentämään kaistakokoaan. Tällöin ensimmäisen tehomaksun osuuden kasvattamisen jälkeen on tärkeää tihentää tariffin kaistavälejä, jotta asiakkaiden siirtomaksu ei nousisi kohtuuttomasti. Kaistavälien tihentämisen jälkeen kuvassa näkyvän asiakkaan kaistakooksi valikoituisi todennäköisesti ainakin 14 kW. Kaistavälejä voidaan edelleen tihentää myöhemmissä vaiheissa 1 kW välein, jolloin se kannustaisi kyseistä asiakas edelleen pienentämään kaistakokoaan esimerkiksi 13 kW suuruiseksi. Tällöin tehokaistan tehomaksun osuus voidaan nostaa lähes tai kokonaan tehomaksusta koostuvaksi.

Myöhemmissä kehitysvaiheissa minimikaistan kokoa voidaan myös pienentää esimerkiksi 3 kW tai 2 kW suuruisiksi. Tällöin pienimmillekin asiakkaille muodostuisi kannustin tehojen tasoittamiseen yhdessä tehomaksun painoarvon kasvattamisen myötä. Tosin minimikaistan rajaa laskiessa on hyvä miettiä asiakasta kohden muodostuvan jakeluverkkoliiketoiminnasta syntyvän minimikustannuksen suuruutta.

### 6.3.3 Kaistakoon valinta ja kaistojen ylitykset

Alkuvaiheessa tulee muodostaa jokaiselle asiakkaalle sopivat kaistakoot. Alkuvaiheessa verkkoyhtiö voisi muodostaa jokaiselle asiakkaalle kulutushistoriaan pohjautuvat ehdotukset kaistako'oista. Viime kädessä asiakkaan tulee kuitenkin itse valita kaistakokonsa suuruus, joten asiakas voi valita itselleen ehdotettua kaistakokoa pienemmän kaistan, jos tämä uskoo pystyvänsä pienentämään huipputehojensa suuruutta esimerkiksi ehdotettua kaistaa seuraavaksi pienemmän kaista sisälle. Kuvassa 6.14 on esitetty 99,4 % esimerkin mukaisen käyttöönottovaiheen asiakkaiden kaistako'oista, jotka on muodostettu vuosien 2013-2015 AMR-datan pohjalta.



Kuva 6.14 Esimerkin mukaisen käyttöönottovaiheen tehotariffin asiakkaista 99,4 % kaistakoot vuosien 2013-2015 AMR-datan mukaan muodostettuna.

Kuvasta 6.14 nähdään asiakkaiden kaistakokojen muodostuvan hiukan eri tavoin kunkin tarkastelujakson vuoden AMR-mittausdatan mukaan. Esimerkiksi vuoden 2014 mittausdatan mukaan 380 asiakasta suuremmalle määrälle muodostuisi 8 kW suuruinen kais-



ta verrattuna vuoden 2015 datan mukaiseen kaistojen muodostukseen. Verkkoyhtiö voisi muodostaa asiakkaille ehdotetut kaistat historiatietojen mukaan aina suurimman teho-  
datojen mukaan määritetyn kaistan mukaan, jotta liian pienen kaistakoon valinnalta vältyttäisiin.

Uusien asiakkaiden kohdalla kulutushistoriatietoja ei ole saatavilla, joten aiempaan kulutukseen pohjautuvaa ehdotusta kaistakoosta ei voida muodostaa. Kyseisten asiakkaiden tulee valita kaistakokonsa suuruus esimerkiksi asunnon tai rakennuksen sähkösuunnittelijan ehdotuksesta. Nykyisin asiakas valitsee itse pääsulakkeensa koon ja kaistakoon valintaa voidaankin pitää samanlaisena prosessina. Uusien asiakkaiden kohdalla verkkoyhtiö voi sopia erikseen siirtymäajasta, jonka aikana asiakkaan todellinen kaistakoontarve voidaan määrittää. Siirtymäajaksi voidaan esimerkiksi asettaa liittymän avaamisen ja kolmannen talvikuukauden lopun välinen aika. Talvikuukausiksi voidaan määrittää sama aikaväli kuin nykyisen siirtohinnoituksen talviarkipäivän ajanjakso, eli 1.11.-31.3.. Asiakkaiden suurimmat huipputehot ajoittuvat todennäköisimmin juuri näille kuukausille, joka voitiin havaita kuvasta 6.2.

Siirtymäjakson aikana asiakasta voidaan informoida valitun kaistakoon ylityksistä verkkoyhtiön toimesta ja asiakas voi tällöin vaihtaa kaistakokonsa suurempaan. Vastaavasti asiakkaan huipputehojen pysyessä valittua kaistakokoa seuraavaksi pienemmän kaistakoon alapuolella, voidaan asiakkaalle ehdottaa pienempää kaistakokoa. Tämänkaltainen siirtymäjakso voidaan ottaa käyttöön myös tehohinnoittelun käyttöönottoaiheessa ja asunnon omistajan vaihdoksen yhteydessä.

Jos asiakas ei vaihda kaistakokoaan suuremmaksi, täytyy toistuvista ylityksistä muodostaa ylitysmaksu. Siirtymävaiheen aikana ylitysmaksu voidaan muodostaa esimerkiksi asiakkaan kymmenennestä kaistan ylityksestä. Siirtymävaiheen jälkeen asiakkaille voitaisiin sallia esimerkiksi kaksi ylitystä kuukaudessa ja kolmannelta ylityksestä asiakkaan kuukausittainen ylitysmaksu muodostuu ylitysmaksun mukaan. Näin asiakkaille muodostettu siirtotariffi olisi hieman joustavampi, jolloin äkillisestä ja yllättävästä tehontarpeesta ei välittömästi muodostuisi sanktiota. Ylitysmaksun suuruuden tulee olla riittävän suuri, jotta kaistamaksuilla taktikoimiseen ei olisi houkutetta.

Ylitysmaksun tulee siis olla suurempi kuin omaa kaistakokoa seuraavaksi suuremman kaistan kuukausittainen siirtomaksu. Ylitysmaksuksi voidaan esimerkiksi asettaa 2,5-kertaiseksi asiakkaan kaistakokoon nähden, jolloin 8 kW kaistakoon ja taulukossa 6.13 esitetyn tehokaistan yksikköhinnan 1,88 €/kW mukaan asiakkaan kuukausimaksuksi muodostuu  $2,5 * 1,88 \text{ €/kW} * 8 \text{ kW} = 37,6 \text{ €}$  normaalitilanteen tehomaksun ollessa 15,04 €. Kaistanylitysmaksu voidaan muodostaa myös kesäkuukausien ajaksi matalammaksi tai sallia vaihtoehtoisesti enemmän ylityksiä, koska jakeluverkossa on tällöin tehonsiirtokapasiteetin kannalta tilaa.

Asiakkaalle voi myös muodostua tarve vaihtaa kaistakokonsa suuruutta kesken vuoden sopimusjakson. Kaistakoon kasvattaminen sallittaisiin asiakkaalle aina maksutta, jos kaistakoon muutos on ensimmäinen vuoden pituisen sopimusjakson aikana tai asiakkaan ensimmäinen kaistakoonmuutos on ollut kaistakokoa kasvattava. Kaistakoon pienentämisestä ja pienentämisen jälkeisistä kaistakoon kasvattamisista perittäisiin kuitenkin maksu. Näillä maksuilla pyritään ehkäisemään kaistakoon muutoksilla taktikoimista aivan, kuten ylitysmaksujen kohdalla. Jos kaistan muutoksista aiheutuvaa maksua ei peritä, asiakas voi muuttaa vapaasti kaistakokoaan esimerkiksi talvi- ja kesäkuukausille erikseen. Kaistakoon muuttamisesta aiheutuvan maksun suuruuden tulee siis olla riittävän suuri, jotta asiakkaalla ei ole kannustinta muuttaa kaistakokonsa suuruutta useampia kertoja vuodessa. Kaistakoon muutosmaksun suuruus voi olla esimerkiksi nelinkertainen muutoksen kohteena olevista kaistako'oista suurempaan verrattuna.

Alla on esitetty erään 12 kW kaistakoon omaavalla asiakkaalle vuotuisen siirtomaksun laskentaesimerkkejä kaistanmuutosmaksujen ja ylitysmaksujen avulla esitettyinä. Esimerkissä 1 on esitetty asiakas, joka haluaa vaihtaa kaistakokonsa pienempään huhti- ja lokakuun ajaksi. Toisessa esimerkissä on esitetty asiakas, joka haluaa vaihtaa kaistakokonsa suurempaan kahdeksi kuukaudeksi ja kolmannessa esimerkissä asiakas, joka maksaa kaistanylitysmaksua kahden kuukauden ajalta. Tehomaksun yksikköhintoina käytetään taulukossa 6.15 esitettyä tehomaksujen yksikköhintojen keskiarvoa. Kaistavälillä 12 kW vuotuinen tehomaksu on käyttöönottovaiheen esimerkkitariffin tapauksessa ilman ylitys- tai kaistanmuutosmaksuja 270,72 €.

- esimerkki 1  $1,88 \text{ €/kW} * (12 \text{ kW} * 7 + 8 \text{ kW} * 5 + 12 \text{ kW} * 8) = 413,60 \text{ €}$   
 esimerkki 2  $1,88 \text{ €/kW} * (12 \text{ kW} * 10 + 16 \text{ kW} * 2 + 12 \text{ kW} * 4) = 376,00 \text{ €}$   
 esimerkki 3  $1,88 \text{ €/kW} * 12 \text{ kW} * (10 + 2 * 2,5) = 338,40 \text{ €}$

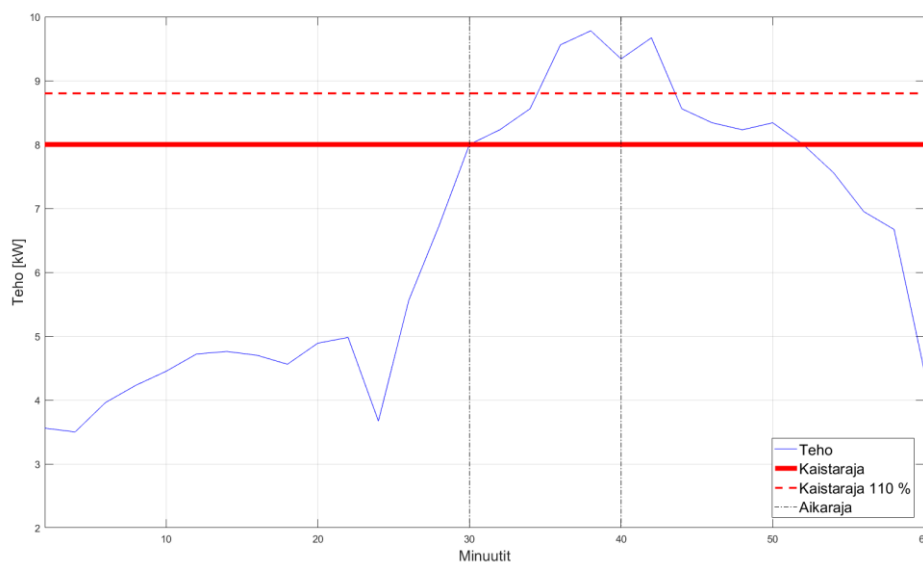
Esimerkeistä nähdään, että edellä kuvatun suuruinen kaistanmuutosmaksu ei aiheuta kannustinta kaistako'illa taktikoimiseen. Asiakkaan kannalta on edullisempaa maksaa kahden kuukauden ajalta kaistanylitysmaksua kuin muuttaa kaistakokonsa hetkellisesti suuremmaksi. Tämä on tilaustehotyypin siirtotariffin kannalta tavoiteltu tilanne, koska siirtotariffilla pyritään tasoittamaan vuotuista sähkönkulutusta. Siirtymäjaksen aikana asiakkaan tulee pyrkiä yhdessä verkkoyhtiön kanssa muodostaa sopivan kokoinen kaistakoko, jolloin asiakas pysyisi mahdollisimman hyvin kaistakokonsa sisäpuolella.

Ylitysmaksuja voitaisiin kuitenkin käyttää hyväksi esimerkiksi viljakuivurin omaavien maatalouksien tapauksissa, jolloin kaistakoko voitaisiin muodostaa pienemmäksi kuin vuotuisen huipputeho edellyttää. Kyseisten asiakkaiden vuoden korkeimmat tuntitehot ajoittuvat yleensä todella lyhyelle ajanjaksolle elo- ja syyskuun välille vuoden muun kulutuksen ollessa huomattavasti matalampaa. Viljakuivurin omaavien maatalouksien tapauksissa kaistakoko voitaisiin näin muodostaa viljankuivauskauden ulkopuolella olevien huipputehojen mukaan, jolloin kyseisten asiakkaiden vuotuinen siirtomaksu muodostuisi pienemmäksi. Tällä tavoin maatalouksien liiketoiminnalle aiheutuvaa haittaa voitaisiin ehkäistä. Kyseisten asiakkaiden huipputehot ajoittuvat lisäksi kesäkuukausille, jolloin ylityksiä voitaisiin sallia enemmän tai ylitysmaksua madaltaa.

### 6.3.4 Asiakkaan kulutuksen seuraaminen ja siitä tiedottaminen

MSOy:llä on käytössään Trimblen, Telia Soneran sekä Aidonin yhteistyössä kehitetty pienjänniteverkon hallintajärjestelmä, jonka avulla voidaan saada tietoon reaaliaikaisesti asiakkaiden mahdolliset kaistakoon ylitykset. Järjestelmään voidaan ohjelmoida kaistakokoja vastaavat virtarajat, joiden ylittämisestä verkkoyhtiö saa tiedon ja voi edelleen tiedottaa tästä asiakasta operatiivisen sähköisen viestinnän avulla. Järjestelmään on virtarajojen lisäksi mahdollisuus ohjelmoida eripituisia aikarajoja, jolloin asiakas voisi saada tiedon, jos tämän kulutus on ylittänyt oman kaistakokonsa virtarajan esimerkiksi viiden minuutin ajan. Järjestelmä voidaan asettaa ilmoittamaan myös asiakkaan tehonkulutuksen palatessa alle kaistakoon määrittämän virtarajan. Kuvassa 6.15 on esitetty

kuvitteellinen 8 kW kaistakoon omaavan asiakkaan tunnin sisällä kuluttama teho ja virta- sekä aikarajojen avulla muodostettu esimerkkikuvaaja pienjänniteverkon hallintajärjestelmällä toteutettavista hälytyksistä.



Kuva 6.15 Kuvitteellinen 8 kW kaistakoon omaavan asiakkaan tunnin sisällä kuluttama teho ja virta- sekä aikarajojen avulla muodostettu esimerkkikuvaaja pienjänniteverkon hallintajärjestelmällä toteutettavista hälytyksistä.

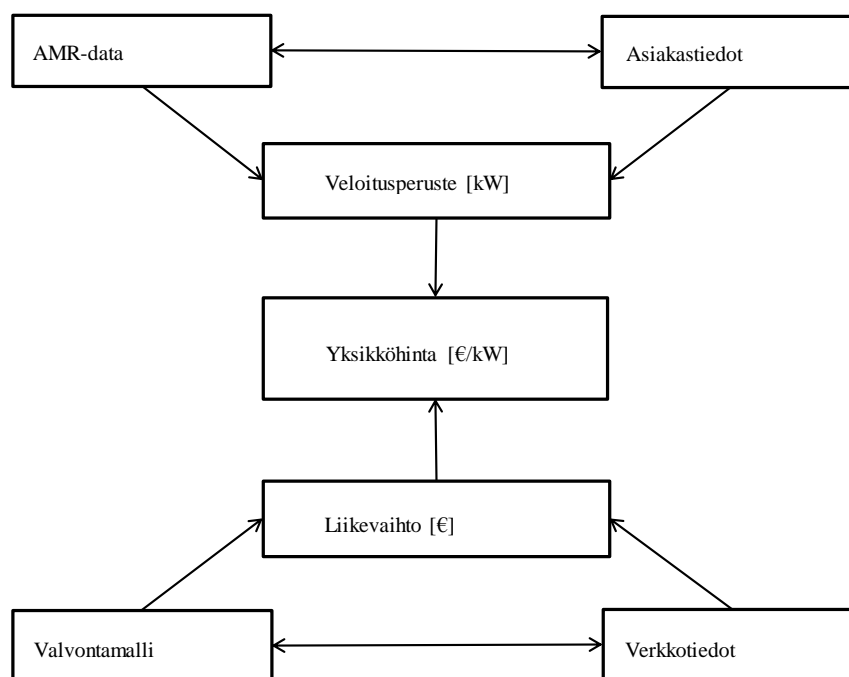
Asiakasta voidaan tiedottaa kaistarajan mukaisen virtarajan mukaan kuvassa 6.15 näkyvä periaatteen mukaan, jolloin asiakas saa välittömästi tiedon tämän hetkellisen tehonkulutuksen ylittäessä kaistakokonsa suuruuden. Asiakkaalle on myös mahdollisuus muodostaa esimerkiksi kuvan mukainen kaistakokoa 10 % suurempi virtaraja, jolloin asiakasta voitaisiin informoida suuremmista hetkellisistä kaistakoon ylityksistä. Asiakkaan kaistakoon ylitykselle voitaisiin lisäksi kuvan mukaisesti asettaa aikaraja, jolloin asiakas saa tiedon, jos tämän kulutus on ylittänyt kaistakoon esimerkiksi 10 minuutin ajan. Asiakasta voidaan lisäksi informoida tämän kulutuksen palautuessa alle kaistakoon määrittämän rajan.

Kaikkia hälytyksiä ei kuitenkaan ole syytä ohjelmoida asiakkaalle turhan viestiliikenteen välttämiseksi. Tärkeintä on tiedottaa asiakasta kaistanylityksistä heti tapahtumahetkellä, jolloin asiakkaalla on mahdollisuus vaikuttaa tehonkulutukseensa välittömästi. Nopea asiakkaan kulutukseen vaikuttaminen ehkäisee kaistahinnoittelun tunnin keskite-

hoon pohjautuvia kaistanylityksiä ja muodostetusta tehotariffista saadaan aikaan tavoitellun dynaaminen.

#### 6.4 Hinnanmuutosprosessi

Kuten kappaleessa 6.2.5 todettiin, asiakkaiden suurimpien tehojen tasoittaminen laskee tehopohjaisen siirtotariffin asiakkaiden veloitusperusteena olevien tehojen summaa. Vastaavasti uusien asiakkaiden vaikutuksesta veloitusperusteena olevien tehojen summa kasvaa. Tarvittavan liikevaihdon suuruuteen vaikuttavat puolestaan EV:n valvontamallin valvontaparametrien ja jakeluverkkoyhtiön verkko-omaisuuden muutokset. Jotta muodostettavan liikevaihdon suuruus saadaan pidettyä tavoitellulla tasolla, tulee tehotariffin tehomaksun yksikköhintaa päivittää. Kuvassa 6.16 on esitetty hinnanmuutosprosessin periaatekaavio.



Kuva 6.16 Tehotariffin hinnanmuutosprosessin periaatekaavio.

Yksikköhinnan ja tätä kautta muodostettavan liikevaihdon suuruutta tulee tarkastella vuosittain, koska valvontamallin valvontajakson parametrit on määritelty vuosikohtaisesti. Asiakastietojärjestelmästä saatavan asiakasmäärän ja AMR-mittauksesta saadun tehodatan avulla voidaan määrittää veloitusperusteena olevien asiakkaiden tehojen summan suuruus. Uusien asiakkaiden kohdalla voidaan käyttää veloitusperusteen muodostamiseen prosessia, joka esitettiin kappaleessa 6.3.3. Verkko-omaisuuden arvon ja

valvontamallin parametrien avulla voidaan puolestaan muodostaa tavoitellun liikevaihdon suuruus. Tehotariffin tehomaksun yksikköhinta saadaan näin tavoitellun liikevaihdon ja asiakkaiden veloitusperusteena olevien tehojen summan osamäärästä. Kuvassa 6.16 esitettyä prosessia voidaan myös käyttää siirtotariffin sisältämän kulutusmaksun hinnan päivitykseen määrittämällä ensin kummallakin eri hintakomponentilla tavoiteltavan liikevaihdon suuruus ja veloitusperuste, jolloin prosessi jakautuu kahteen osaan.

## **6.5 Huomioita tehopohjaisen siirtotariffin kehittämisessä**

Tehokaistatyypisen siirtotariffin käyttöönottamisesta koituu todennäköisesti haasteita sekä verkkoyhtiölle että asiakkaille. Siirtotariffin tilaustehotyypinen tehomaksu voi aiheuttaa hämmennystä asiakkaisissa, josta mahdollisesti koituvia kaistakoon ylityksiä ja muutoksia on hyvä välttää mahdollisimman tehokkaasti. Vaikka kaistatyypinen tariffi on todennäköisesti tuttu asiakkaille laajakaistaliittymistä, voi sähkötehon rajoittamisesta koitua asiakkaille ongelmia. Asiakkaiden tulee olla selvillä mahdollisuuksista ja keinoista huipputehojensa pienentämiseen ennen tehokaistamaksun sisältämän siirtotariffin käyttöönottamista. Verkkoyhtiön tuleekin ottaa käyttöönottovaiheessa suuri rooli asiakkaiden tiedottamisessa ja kaistakoon valinnan opastamisessa. Asiakaita tulee lisäksi informoida hyvissä ajoin ennen tehotariffin käyttöönottamista omaan huipputehoonsa vaikuttamisen keinoista ja esimerkiksi erilaisten sähkölaitteiden tehoista. Tehokas tehojen tasoittaminen kaistavälien sisälle vaatii myös ohjausautomaatiikkaa, jonka avulla asiakkaiden ohjattavissa olevia kuormia voidaan rajoittaa.

Asiakkaiden kannalta todennäköisesti ymmärrettävämpi tehotariffi olisi liukuvan tehohinnoittelun kaltainen siirtohinnoittelu. Asiakkaiden siirtomaksu muodostuisi tällöin todellisen huipputehon mukaan ja siirtomaksun suuruuteen pystyisi vaikuttamaan tehokkaammin. Tehokaistalla voidaan kuitenkin nähdä olevan tehojen pienentämiseen suurempi kannuste, koska kyseinen siirtotariffityyppi asettaa selvät ja konkreettiset rajat, joiden alle huipputehoja laskemalla asiakkaat voivat pienentää siirtomaksunsa suuruutta. Esimerkin mukaisen käyttöönottovaiheen siirtotariffia voidaan kritisoida myös asiakkaiden näkökulmasta jäykäksi hinnoittelumuodoksi kaistaväliensä takia, mutta verrattuna nykyiseen siirtohinnoitteluun se tarjoaa asiakkaille selvästi paremmat mahdollisuudet siirtomaksuihin vaikuttamiseen. Kappaleen 6.3 esimerkkinä olevan käyttöönottovaiheen tehokaistamaksun sisältämää siirtotariffia voidaan kehittää jatkossa kohti pie-

nempiä kaistavälejä ja liukuvaa tehoinnoittelua. Muutosvaiheessa voidaan katsoa hyväksi asiaksi, että asiakkaiden ja verkkoyhtiön kokema muutos tasoitetaan kaistavälien tuomien tasaisten siirtomaksujen ja tasaisen liikevaihdon avulla.

Liukuvan tehoinnoittelun tapauksessa ei tarvitsisi ottaa huomioon kaistan ylityksiä, koska asiakkaiden siirtomaksu muodostuisi toteutuneiden huipputehojen mukaan. Liukuvan tehoinnoittelun kohdalla siirtomaksujen muodostuminen olisi näin tehokaistaan verrattuna yksinkertaisempaa. Toisaalta ylitysmaksun sisältämä tehokaista voidaan nähdä olevan joustava siirtotariffirakenne tietyissä tilanteissa. Esimerkiksi edellä mainittujen viljakuivurin omaavien maatalouksien kohdalla ja liukuvan tehoinnoittelun kohdalla vuotuinen siirtomaksu muodostuisi aina viljankuivauskauden huipputehojen mukaan. Ylitysmaksujen avulla kyseisten asiakkaiden liiketoiminnalle aiheutuvaa haittaa voitaisiin ehkäistä muodostamalla kaistakoko viljankuivauskauden ulkopuolisten tehojen mukaan. Tämä riippuu kuitenkin verkkoyhtiön määrittämien kaistanylitysmaksujen suuruudesta. Tehokaistan tapauksessa tarkempaa tarkastelua vaaditaan myös kaistanmuutosmaksujen suuruuden selvittämisessä kuin edellisessä kappaleessa tarkastellussa esimerkissä.

Kappaleen 6 alussa huomattiin kuvasta 6.2, että asiakkaiden suurimmat tuntitehot esiintyvät pääsääntöisesti illan tuntien ja talvikuukausien aikaan. Tehotariffi voitaisiinkin toteuttaa niin, että asiakkaiden tehotariffin veloitus perustuisi ainoastaan tiettyjen tuntien ja kuukausien sisällä esiintyneiden tehojen mukaan. Esimerkiksi Ruotsissa toimivalla jakeluverkkoyhtiö Sollentuna Energi Ab on käytössään perusmaksuun ja kuukausittaiseen tehomaksuun perustuva siirtohinnoittelumalli, jossa huomioidaan ainoastaan klo 7-19 välillä esiintyneet kolme suurinta kuukausittaista tuntitehoa (Sollentuna Energi Ab, 2016). Samanpituisen huomioitavien tehojen ajanjakso voi kuitenkin aiheuttaa kulutuspiikin klo 20 jälkeen, mikä ei ole toivottavaa siirtokapasiteetin ja tätä kautta kustannusten pienentämisen kannalta.

Pyrittä ohjausvaikutus asiakkaiden tehojen tasoittamiseen voitaisiin myös saavuttaa muuttuvan yksikköhinnan avulla. Tällöin tehopohjainen siirtotariffi voitaisiin toteuttaa kuukausittain toteutuneiden huipputehojen avulla, jolloin asiakkailla olisi todella hyvät mahdollisuudet vaikuttaa siirtomaksunsa suuruuteen. Tällaisessa siirtotariffissa tehomaksun yksikköhinta voisi vaihdella kuukausittain tai vuodenaikojen mukaan niin, että

kesäkuukausina yksikköhinta olisi matalampi kuin talvella. Kesällä jakeluverkossa olisi kapasiteettia suurempien nykyistä tehojen siirtoon, jolloin halvemmallalla yksikköhinnalla muodostettaisiin kannuste asiakkaille siirtämään kulutustaan kesäkuukausille. Esimerkiksi Sollentuna Energi Ab:lla kuukausittaisen tehomaksun yksikköhinta on kaksinkertainen talvikuukausien aikana, jotka on määritelty loka- ja maaliskuun väliseksi ajaksi (Sollentuna Energi Ab). Tällaista tehotariffia ei kuitenkaan tarkemmin tutkittu tässä työssä, koska pääpaino tutkimuksessa oli yksinkertaisilla siirtymävaiheen tehotariffeilla. Muuttuva yksikköhinta yhdessä asiakkaille täysin uuden veloitusperusteen kanssa voisi olla vaikeasti ymmärrettävä. Lisäksi kuorman siirtäminen eri vuodenaikojen välillä on lähes mahdotonta ilman esimerkiksi tarpeenmukaista akkuteknologiaa.

Käyttöönottovaiheen siirtotariffia muodostettaessa huomattiin, että minimikustannuksen kattamiseksi ja kustannusvastaavan hinnoittelun luomiseksi olisi asiakkaille muodostettavalle perusmaksulle tarvetta. Perusmaksun käyttöönottoaminen olisi kuitenkin tehokaistamaksun yhteydessä ongelmallista, koska tehokaistamaksu on jo itsessään melko kiinteä. Käyttöönottovaiheessa perusmaksusta ja tehomaksusta koostuva siirtotariffi olisi myös ongelmallinen asiakkaiden kokeminen siirtomaksun muutosten hillitsemisen kannalta. Siirtomaksuilla muodostettavan liikevaihdon avulla katettavat kustannukset ovat kuitenkin lähes kaikki luonteeltaan tehosta riippuvia tai kiinteitä, joten kustannusvastaavuuden näkökulmasta perusmaksun muodostaminen olisi perusteltua. Myöhemmissä tehopohjaisen siirtotariffin kehitysvaiheissa kulutusmaksun poistuttua tariffirakenteesta jäljelle jäävä osuus voitaisiin jakaa perusmaksuksi sekä tehomaksuksi.

Tehotariffin voidaan nähdä haasteista huolimatta olevan hyvä vaihtoehto tehojen rajoittamiseksi jakeluverkossa ja tätä kautta tehokkaan jakeluverkon käytön edistämiseksi. Tehotariffin nähdään myös täyttävän Sähkömarkkinalain 588/2013 kappaleessa 2.1 esitetyt määräykset, muun muassa tehokkaan sähkönkäytön edistämisestä. Myös Euroopan Unionin direktiivissä 2012/27/EU kappaleessa 2.2 esitetyt maininnat energiatehokkuuden edistämisestä ja siirtotariffien kustannusvastaavuudesta tehotariffi täyttää nykyisiä siirtotariffeja paremmin.



## 7. YHTEENVETO JA JOHTOPÄÄTÖKSET

Työssä tutkittiin kolmea erilaista tehopohjaista siirtohinnoittelumallia käyttämällä AMR-mittauksesta saatavilla olevien PJ-asiakkaiden vuosien 2013-2015 tuntitehoja. Tutkittavina tehopohjaisina siirtotariffeina oli 1 kW ja 5 kW kaistavälin mukaan määritellyt tehokaistat ja 12 kuukauden liukuvasta tehohinnoittelusta koostuva siirtotariffi. Minimikaistaksi tehokaistoille valittiin kaistavälin suuruiset tehokaistat, jotta suuren ja pienen kaistakoon mukaan määritellyjä tehokaistojen vaikutuksia asiakkaiden siirtomaksuihin sekä MSOy:n liikevaihtoon voidaan tarkastella. Minimitehoksi liukuvalla tehohinnoittelulle valittiin 2 kW, koska suuremmalla minimikaistalla monelle pienen pääsulakekoon asiakkaalle ei muodostuisi haluttua ohjausvaikutusta.

Tehopohjaisten siirtotariffien asiakkaiden veloitusperustetta muodostettaessa huomattiin tehokaistojen kohdalla, että pienemmällä kaistakoolla asiakasmäärien vaihtelevuus erikokoisilla kaistoilla on suurempaa. Tätä kautta myös MSOy:n liikevaihdon vaihtelevuuden riski kasvaa ja asiakkaiden kaistakokojen muodostaminen vaikeutuu 1 kW kaistavälillä verrattuna 5 kW kaistaväliin. Tutkimuksessa huomattiin myös, että tutkittavan liukuvan tehohinnoittelun minimitehon mukaista siirtomaksua maksavista asiakkaista lähes kaikki olisivat nykyisten siirtotuotteiden 3x25 A tai sitä pienempien pääsulakkeiden ja yleistuotteen asiakkaita.

Veloitusperusteen muodostamisen jälkeen tutkittavien siirtotariffityyppien tehomaksuille muodostettiin yksikköhinnat nykyisin PJ-asiakkailta siirtomaksuilla muodostettavan liikevaihdon avulla. Yksikköhinnat muodostettiin tehomaksun tapauksessa kaistavälien 1-6 kW mukaan muodostetuille tehokaistoille, jotta yksikköhinnan muutos kaistakoon kasvaessa ja eri vuosien välillä saadaan selville. Liukuvan tehohinnoittelun kohdalla yksikköhinnat muodostettiin 1-6 asiakkaan suurimman vuotuisen tunnin keskitehon keskiarvon mukaan, jotta myös kyseisen hinnoittelumuodon yksikköhintojen muutosta eri veloituseriaatteen ja eri vuosien välillä voidaan tarkastella. Tehokaistan kohdalla huomattiin eri vuosien asiakkaiden tehodatojen mukaan muodostettujen yksikköhintojen vaihtelevan hieman enemmän pienillä kaistako'oilla, mikä johtuu asiakkaiden liikkuvuuden lisääntymisestä erisuuruisten tehokaistojen välillä. Yksikköhinnan muodostaminen on siis helpommin toteutettavissa suuremmilla kaistako'oilla. Vastaavasti liukuvan

tehohinnoittelun kohdalla yksikköhinnan vaihtelun huomattiin olevan samansuuruista eri vuosien ja eri veloituserusteiden kohdalla.

PJ-asiakkaiden kokemia siirtomaksujen muutoksia eri vuosien tehodatojen avulla tutkittaessa huomattiin 1 kW kaistavälin mukaan määritellyn tehokaistan ja liukuvan tehohinnoittelun vaikuttavan parhaiten asiakkaiden vuotuisten siirtomaksujen suuruuteen halutun ohjausvaikutuksen tavoin. Asiakkailla, joilla vuotuinen huipunkäyttöaika on matala ja sähkönkulutus tätä kautta epätasaista, vuotuinen siirtomaksu kasvaa täysin tehohinnoittelun vaikutuksesta suurimmin. Vastaavasti, mitä korkeampi huipunkäyttöaika asiakkaalla on, sitä suuremmalla osalla asiakkaista vuotuinen siirtomaksu laskee verrattuna nykyisiin siirtotariffeihin. 5 kW kaistavälin mukaan määritellyn tehokaistan kohdalla huomattiin suuremmalla osalla korkean huipunkäyttöajan omaavilla asiakkailla vuotuisen siirtomaksun kasvavan verrattuna kumpaankin muuhun tutkittuun siirtotariffiin verrattuna. Näiden asiakkaiden huomattiin olevan pienen sulakekoon ja todella pienen sekä tasaisen energiankulutuksen omaavia asiakkaita, joiden siirtomaksu muodostuu minimikaistana olleen 5 kW suuruisen kaistavälin mukaan.

Siirtomaksujen muutosta tutkittiin vielä tarkemmin nykyisten asiakkaiden sulake- ja tuotetietojen avulla, joiden perusteella siirtohintojen huomattiin nousevan yli 20 % pääasiassa 3x25 A ja tätä pienempien pääsulakkeiden omaavien asiakkaiden keskuudessa. 5 kW kaistavälin mukaan määritellyn tehokaistan kohdalla hieman alle 1600 asiakkaalla enemmän vuotuinen siirtomaksu nousi yli 20 % verrattuna 1 kW kaistavälin mukaan määriteltyyn tehokaistaan. Vastaavasti vuotuinen siirtomaksu laski yli 20 % suurella osalla 3x50 A ja tätä suurempien sulaketuotteiden asiakkailla sekä tehotuotteen asiakkailla.

Tehohinnoittelun aikaansaamaa asiakkaiden vuotuisten siirtomaksujen muutosten suuruutta tutkittiin myös kolmen eri asiakasryhmän kohdalla, jotka olivat yli 18 000 kWh energiaa vuodessa kuluttavat sähkölämmitteiset omakotitaloudet, viljakuivurin omaavat maataloudet ja kesämökit. Koska asiakastyypeistä ei ollut tarjolla tarvittavia tietoja, poimittiin vuosien 2013-2015 AMR-mittaustietojen perusteella tutkittavasta asiakasjoukosta asiakkaita, jotka täyttävät työssä määritellyt kriteerit sulakekoosta ja energiankulutuksesta. Liukuvan tehohinnoittelun kohdalla tehotariffin vaikutusten asiakkaiden siirtomaksuihin nähtiin olevan samanlaisia kuin 1 kW kaistavälin mukaan määritellyn te-

hokaistan tapauksessa. Tarkastelussa huomattiin, että sähkölämmitteisillä omakotitalouksilla noin puolella siirtomaksu kasvaa ja puolella laskee verrattuna nykyiseen siirtihinnoitteluun. Prosentuaalisesti siirtohinnan muutokset vaihtelisivat noin 40 % halpenemisesta noin 80 % siirtomaksun kallistumiseen täysin tehoperusteisen tehokaistan tapauksessa. Rahamääräisesti siirtomaksun muutosten nähtiin vaihtelevan 250 € halpenemisesta 500 € kallistumiseen. Sähkölämmitteisille omakotitalouksille ei asiakasjoukkona näyttäisi olevan siirtomaksun muutoksen kannalta merkitystä, kumpaa kaistaväliä sovellettaisiin siirtihinnoittelussa.

Viljakuivurin omaavien maatalouksien kohdalla huipputehoon perustuvan siirtihinnoittelun aiheuttamat muutokset siirtomaksuissa olisivat vastaavasti suurempia ja käytännössä kaikkien asiakkaiden kohdalla vuotuinen siirtomaksu kasvaisi tehoon perustuvan siirtotariffin vaikutuksesta. Siirtomaksujen muutoksen nähtiin vaihtelevan prosentuaalisesti noin 0-250 % ja suurimman kallistumisen rahamääräisesti mitattuna nähtiin olevan noin 650 €. Asiakasjoukkona tarkasteltuna 1 kW kaistavälin mukaan määritetyn tehokaistan nähtiin aikaansaavan hieman pienemmän siirtomaksun kasvamisen kyseisen asiakasryhmän kohdalla.

Kesämökkien tapauksessa 1 kW ja 5 kW kaistakokojen nähtiin aikaansaavan huomattavasti toisistaan eroavat vaikutukset asiakkaiden vuotuisen siirtomaksuun. Kaistavälillä 5 kW tehokaista vähintään kaksinkertaistaisi ja enintään kolminkertaistaisi kyseisen asiakasryhmän vuotuisen siirtomaksun. Rahamäärällisesti tämä vastaa noin 100-270 € siirtomaksujen nousua. 1 kW kaistavälin mukaan määritettynä tehokaista laskisi noin 34 % tarkastelujoukon kesämökeistä vuotuista siirtomaksua. Prosentuaalisesti siirtomaksun muutokset vaihtelisivat tällöin 50 % siirtomaksun laskemisesta 200 % nousuun ja rahamäärällisesti tämän nähtiin vaihtelevan noin 75 € siirtomaksun halpenemisesta noin 275 € siirtomaksun nousuun.

Tehohinnoittelun aiheuttamaa riskiä MSOy:n liikevaihdolle tutkittiin asiakkaille muodostettujen tehotariffien veloitusperusteena olevien asiakkaiden summatehojen avulla eri vuosien AMR-mittaustietoja hyväksikäyttäen. Tutkimuksessa huomattiin, että pienimmän veloitusperusteena oleva summan vaihtelu eri tarkastelujakson vuosien välillä tapahtui 5 kW kaistavälin mukaan määritellyn tehokaistan tapauksessa. Vastaavasti suurin veloitusperusteena olevien tehojen vaihtelu esiintyi liukuvan tehohinnoittelun tapa-

uksessa. Veloitusperusteen muutosta tutkittiin myös asiakkaiden oletetun kulutuksen tasoittamisen vaikutuksesta, josta yllättäen huomattiin, että vuoden 2015 tehodatan mukaan asiakkaiden veloitusperusteena olevien tehojen summa erkanee vuosien 2013 ja 2014 summasta. Vasta kaikkien asiakkaiden tasoittaessa vuotuisen huipputehonsa nykyiseen 100. suurimman tunnin keskitehoon vuoden 2015 veloitusperusteena olevien tehojen summa lähestyy kummankin edeltävän vuoden summaa.

Asiakkaiden huipputehojen tasoittamisen myötä veloitusperusteena olevien tehojen summan muutoksen tarkastelun kohdalla huomattiin 5 kW kaistavälin mukaan määritellyn tehokaistan tehosumman laskevan maltillisimmin tutkittavista siirtotariffeista. Vastaavasti 1 kW kaistavälin kohdalla summatehojen nähtiin laskevan jyrkimmin. Suurempi kaistaväli mahdollistaa verkkoyhtiön maltillisemmän yksikköhintojen muokkaamisen, jotta liikevaihto saadaan pidettyä tarvittavien investointien ja halutun tuoton määrittämällä tasolla.

Edellä käsiteltyjen tehopohjaisten siirtotariffien tutkimisen pohjalta muodostettiin esimerkki käyttöönottovaiheen tehopohjaiselle siirtotariffille. Pelkästään tehokaistamaksusta koostuvien siirtotariffien kohdalla huomattiin, että yksittäisten asiakkaiden siirtomaksut kasvoivat kohtuuttoman paljon. Suurin prosentuaalinen yksittäisen asiakkaan siirtomaksun kasvaminen ilmeni 5 kW kaistavälin mukaan muodostetun tehokaistan kohdalla sen ollessa yli 400 %. Vastaavasti suurin rahamääräinen siirtomaksun kasvaminen tapahtui liukuva tehoinnoittelun tapauksessa ollen yli 6000 €. Tämän ja muiden edellä mainittujen havaintojen pohjalta käyttöönottovaiheen tehopohjainen siirtotariffi muodostettiin 4 kW kaistavälin mukaan muodostetusta tehokaistamaksusta ja kulutusmaksusta, jonka avulla saadaan hillittyä asiakkaiden äkillisiä sekä kohtuuttoman suuria siirtomaksun muutoksia. Tehokaistamaksun suuruus muodostettiin siten, että sen avulla muodostetaan nykyisin PJ-asiakkailta perusmaksuilla muodostettava liikevaihto. Kaistavälit muodostettiin lisäksi siten, että pienimmäksi kaistakooksi valittiin 4 kW suuruisen kaista, jota suuremmat kaistat muodostuvat 4 kW välein. Tällä tavalla kaistavälejä voidaan myöhemmissä vaiheissa lisätä tasaisesti esimerkiksi 2 kW välein eikä käyttöönottovaiheen tehokaistoille tehonsa tasoittaneiden asiakkaiden tarvitse tällöin muodostaa itselleen uutta kaistaa.

Lopullinen käyttöönottovaiheen siirtotariffi muodostettiin ainoastaan alle 3x100 A pääsulakkeen omaaville ja nykyisten sulaketuotteiden asiakkaille. Syynä tähän oli tehotuotteen asiakkaiden vuotuisten siirtomaksujen kasvaminen ensimmäisen käyttöönottovaiheen tehopohjaisen siirtotariffin kulutusmaksun ollessa nykyisten tehotuotteiden kulutusmaksua suurempi. Tehotuotteen asiakkailta on tarkastelun perusteella MSOy:n asiakkaista tasaisin energiankulutus, joten saavutettu kannustinvaikutus kohdistuu väärään asiakasryhmään. Alle 3x100 A asiakkaille voitaisiin muodostaa nykyisen tehotuotteen mukainen siirtotariffi, koska nykyisinkin kyseiselle ja tätä suuremmille sulakeko'oilta ei oteta uusia asiakkaita. Lisäksi kyseisillä asiakkailta on valmiiksi asennettuna loistehon luennan mahdollistama virtamuuntajamittaus, jolloin suurten asiakkaiden loistehon kulutus saadaan mukaan veloitukseen.

Myöhemmissä vaiheissa käyttöönottovaiheen tehotariffin tehomaksun osuutta tulee kasvattaa, jonka jälkeen kaistavälejä voidaan tihentää. Tehomaksun osuuden kasvattaminen olisi hyvä tehdä ensin, jotta asiakkaat keskittyisivät huipputehojensa laskemiseen eikä kaistakokojen ylityksiä tapahtuisi hallitsemattomasti. Lisäksi tehomaksun osuuden kasvattamisen avulla voidaan päivittää tehomaksujen yksikköhintaa niin, että asiakkaiden huipputehojen tasoittamisen johdosta laskenut liikevaihto voidaan nostaa tarvittavalle tasolle.

Käyttöönottovaiheessa asiakkaille voidaan muodostaa ehdotetut kaistakoot asiakkaiden kulutushistoriaan perustuen. Viimekädessä kaistakoon valinta on kuitenkin asiakkaan itsensä käsissä. Kaistakoon muodostamisvaihetta voidaan verkkoyhtiön toimesta helpottaa erillisen siirtymävaiheen avulla, jossa asiakkaalle sallitaan erikseen määritetty määrä kaistanylityksiä. Asiakasta voidaan tiedottaa toteutuneista huipputehoista ja tarjota asiakkaalle kaistakoon vaihtamista tarvitun kokoiseksi. Siirtymävaihe voi kestää kaistan avaamisesta esimerkiksi kolmen erikseen määritetyn talvikuukauden yli, jotta asiakkaan tehokaista pystytään muodostamaan tarvittavan suuruiseksi. Siirtymävaiheen jälkeen asiakasta voidaan informoida kaistanylityksistä tuntitehojen sisällä MSOy:n pienjänniteverkon hallintajärjestelmän avulla, jolloin asiakas voi tasoittaa tehojaan niin, ettei tunnin keskitehon ylitysten mukaan laskutettavaa kaistanylitysmaksua muodostu.

## LÄHTEET

Adato. 2013. Kotitalouksien sähkökäyttö 2011. Tutkimusraportti. [VERKKODOKUMENTTI]. Saatavilla:

[http://www.motiva.fi/files/8300/Kotitalouksien\\_sahkonkaytto\\_2011\\_Tutkimusraportti.pdf](http://www.motiva.fi/files/8300/Kotitalouksien_sahkonkaytto_2011_Tutkimusraportti.pdf) [Viitattu 27.6.2016]

Energiamarkkinavirasto. 2013. Sähkön siirtotariffien kehitys 2000-2013. [VERKKODOKUMENTTI]. Saatavilla:

[https://www.energiavirasto.fi/documents/10179/0/Sahkon\\_siirtohintatariffienkehitys2013.pdf/49f73b2d-f227-473f-b510-fb77a76f18e4](https://www.energiavirasto.fi/documents/10179/0/Sahkon_siirtohintatariffienkehitys2013.pdf/49f73b2d-f227-473f-b510-fb77a76f18e4) [Viitattu 22.3.2016]

Energiavirasto. 2016a. Sähköenergian ja siirron hinnan kehitys. [VERKKODOKUMENTTI]. Saatavilla: C:\Users\psu\AppData\Local\Temp\Hintojenkehitys.mhtml [Viitattu 21.3.2016]

Energiavirasto. 2016b. Sähkön siirron verollinen keskihinta tyyppikäyttäjittäin eri jakeluverkonhaltijoiden vastuualueilla. [VERKKODOKUMENTTI]. Saatavilla: <https://www.energiavirasto.fi/sahkon-hintatilastot> [Viitattu 21.3.2016]

Energiavirasto. 2016c. Sähköverkkotoiminnan tekniset tunnusluvut 2014. [VERKKOLÄHDE] Saatavilla: <https://www.energiavirasto.fi/web/guest/tunnusluvut2014> [Viitattu 14.6.2016]

Energiavirasto. 2015. Valvontamenetelmät neljännellä 1.1.2016 – 31.12.2019 ja viidennellä 1.1.2020 – 31.12.2023 valvontajaksolla. [VERKKODOKUMENTTI]. Saatavilla: [http://www.energiavirasto.fi/documents/10191/0/Liite\\_2\\_Valvontamenetelm%C3%A4t\\_S%C3%A4hk%C3%B6jakelu.pdf/c48d64d7-4364-4aa1-a91b-9e1cf1167936](http://www.energiavirasto.fi/documents/10191/0/Liite_2_Valvontamenetelm%C3%A4t_S%C3%A4hk%C3%B6jakelu.pdf/c48d64d7-4364-4aa1-a91b-9e1cf1167936) [Viitattu 9.3.2016]

Fingrid Oyj. 2016a. Kantaverkkopalvelu – Kantaverkon hintarakenne. [VERKKOLÄHDE]. Saatavilla:

[http://www.fingrid.fi/fi/asiakkaat/asiakasliitteet/Kantaverkkopalvelut/Maksut%202016/Kantaverkon%20liittymismaksut%202016\\_FL.pdf](http://www.fingrid.fi/fi/asiakkaat/asiakasliitteet/Kantaverkkopalvelut/Maksut%202016/Kantaverkon%20liittymismaksut%202016_FL.pdf) [Viitattu 21.4.2016]

Fingrid Oyj. 2016b. Kantaverkkopalvelut – Hinnoittelurakenne. [VERKKOLÄHDE]. Saatavilla:

<http://www.fingrid.fi/fi/asiakkaat/Kantaverkkopalvelut/hinnat/Hinnoittelurakenne/Sivut/default.aspx> [Viitattu 21.4.2016]

EPN. 2012/27/EU. Euroopan parlamentin ja neuvoston direktiivi 2012/27/EU. Saatavilla:

[http://energia.fi/sites/default/files/jakeluverkkoyhtioiden\\_tariffirakenteet\\_raportti\\_lut\\_040512.pdf](http://energia.fi/sites/default/files/jakeluverkkoyhtioiden_tariffirakenteet_raportti_lut_040512.pdf)

Haapaniemi J. 2014. Siirtohinnoittelun kehittäminen etäluettavilta mittareilta saatavan datan avulla sähkönjakeluyhtiö Mäntsälän Sähkö Oy:lle. Diplomityö. Lappeenrannan teknillinen yliopisto.

Henna. 2016. Hennan kaupunginosan kotisivut. [VERKKOLÄHDE]. Saatavilla: <http://www.henna.fi/> [Viitattu 14.6.2016]

Ilmatieteenlaitos. 2016. Lämpötila- ja sadetilastoja vuodesta 1961. [VERKKOLÄHDE]. Saatavilla: <http://ilmatieteenlaitos.fi/tilastoja-vuodesta-1961> [Viitattu 14.6.2016]

Koreneff G. 2010. Kuormituskäyrien hyödyntäminen tulevaisuudessa. Tutkimusraportti. VTT.

Kärkölä. 2016. Kärkölän kunnan verkkosivut. Tietoa Kärkölästä – Asukasmäärän kehitys. [VERKKOLÄHDE] Saatavilla: [http://www.karkola.fi/fi/info/tietoa\\_karkolasta/asukasmaaran\\_kehitys](http://www.karkola.fi/fi/info/tietoa_karkolasta/asukasmaaran_kehitys) [Viitattu 13.6.2016]

Lummi K. 2013. Sähkön siirtohinnoittelu ja kuormitusmallien käyttö tariffisuunnittelussa. Diplomityö. Tampereen teknillinen korkeakoulu.

Mäntsälän Sähkö Oy. 2016a. Yrityksestä – Sähköverkkomme. [VERKKOLÄHDE]. Saatavilla: <https://www.nivos.fi/sahkoverkko> [Viitattu 22.4.2016]

Mäntsälän Sähkö Oy. 2016b. Haastattelu. Käyttöpäällikkö Jarno Virtanen 10.6.2016.

Mäntsälän Yrityskehitys Oy. 2016. Mäntsälän Yrityskehitys Oy:n verkkosivut. [VERKKOLÄHDE]. Saatavilla: <http://www.yrityskehitys.net/> [Viitattu 13.6.2016]

Panti J-P. 2010. Sähkön siirtotuotteiden hinnoittelusovelluksen kehittäminen. Diplomityö. Tampereen teknillinen yliopisto.

Partanen J. 2016. Sähkömarkkinat - Luentomateriaali - Sähkön siirron hinnoitteluperiaatteet. Lappeenrannan teknillinen yliopisto.

Partanen J, et al. 2015. Sähkömarkkinat - Opetusmoniste. Lappeenrannan teknillinen yliopisto.

Partanen J, et al. 2012. Jakeluverkkoyhtiöiden tariffirakenteiden kehitysmahdollisuudet. Tutkimusraportti. Lappeenrannan teknillinen yliopisto.

Partanen J, et al. 2002. Investoinnit sähkön siirron hinnoittelussa. Tutkimusraportti. Lappeenrannan teknillinen korkeakoulu.

Sollentuna Energi Ab. 2016. Priser – Nätavgift. [VERKKOLÄHDE]. Saatavilla: <https://www.seom.se/elnat/pris/natavgift/> [Viitattu 3.11.2016]

Sähkömarkkinalaki. 588/2013.

Tilastokeskus. 2016a. Tilastokeskuksen PX-Web-tietokannat – Sähkön kulutus sektoreittain. [VERKKOLÄHDE]. Saatavilla: [http://pxnet2.stat.fi/PXWeb/pxweb/fi/StatFin/StatFin\\_ene\\_ehk/100\\_ehk\\_tau\\_110\\_fi.px/?rxid=51db3116-ab38-497b-89c5-eb5ce7d68bbf](http://pxnet2.stat.fi/PXWeb/pxweb/fi/StatFin/StatFin_ene_ehk/100_ehk_tau_110_fi.px/?rxid=51db3116-ab38-497b-89c5-eb5ce7d68bbf) [Viitattu 1.11.2016]

Tilastokeskus. 2016b. Tietoa kunnittain - Kuntien avainluvut - Mäntsälä. [VERKKOLÄHDE]. Saatavilla: <http://www.stat.fi/tup/alue/kuntienavainluvut.html#?active1=505> [Viitattu 13.6.2016]



Tilastokeskus. 2015. Väestöennuste 2015 – Ennustetut väestönmuutokset sukupuolen mukaan alueittain 2015 – 2040. [VERKKOLÄHDE]. Saatavilla: [http://pxnet2.stat.fi/PXWeb/pxweb/fi/StatFin/StatFin\\_vrm\\_vaenn/030\\_vaenn\\_tau\\_103.px/?rxid=d436ec70-7b0f-4991-ac11-283bb95774fa](http://pxnet2.stat.fi/PXWeb/pxweb/fi/StatFin/StatFin_vrm_vaenn/030_vaenn_tau_103.px/?rxid=d436ec70-7b0f-4991-ac11-283bb95774fa) [Viitattu 14.6.2016]

Tuunanen J. 2009. Lämpöpumppujen vaikutukset sähköverkkoliiketoiminnan kannalta. Diplomityö. Lappeenrannan teknillinen yliopisto.

Valtioneuvosto. 66/2009. Valtioneuvoston asetus sähköntoimitusten selvityksestä ja mittauksesta.

Valtioneuvosto. 65/2009. Valtioneuvoston asetus sähkömarkkinoista.

## Mäntsälän Sähkö Oy:n siirtohinnoisto 3.11.2016

Mäntsälän Sähkö Oy:n

## Sähkön siirron tuotehinnoisto

## YLEISTUOTTEET

Voimassa 1.8.2016 alkaen toistaiseksi.  
Hinnat sisältävät alv 24 %.

## Perusmaksut

|                      |             |
|----------------------|-------------|
| Yleissähkö           |             |
| 1 x 25 A*            | 8,72 €/kk   |
| 3 x 25 A (1 x 35 A*) | 15,33 €/kk  |
| 3 x 35 A             | 27,25 €/kk  |
| 3 x 50-63 A          | 60,42 €/kk  |
| 3 x 80-100 A         | 104,27 €/kk |
| Aika- ja kausisähkö  |             |
| 3 x 25 A             | 22,39 €/kk  |
| 3 x 35 A             | 37,95 €/kk  |
| 3 x 50-63 A          | 80,86 €/kk  |
| 3 x 80-100 A         | 137,73 €/kk |

\*) Tuotteelle ei oteta uusia käyttäjiä

## Kulutusmaksut

|               |              |
|---------------|--------------|
| Yleissähkö    | 3,78 snt/kWh |
| Aikasähkö     |              |
| päivä         | 3,78 snt/kWh |
| yö            | 2,47 snt/kWh |
| Kausisähkö    |              |
| talvialkuperä | 4,75 snt/kWh |
| muu aika      | 2,37 snt/kWh |

Kulutusmaksut eivät sisällä energiaveroa.

## Energiavero

|  |                 |
|--|-----------------|
| I-luokan energiavero on                                  | 2,79372 snt/kWh |
| II-luokan energiavero on<br>(teollisuus ja kasvihuoneet) | 0,87172 snt/kWh |

## Aikajaoittelu

|                |             |                                 |
|----------------|-------------|---------------------------------|
| Yleissähkö     | 1.1.-31.12. | ma-su klo 00-24                 |
| Aikasähkö      |             |                                 |
| päivä:         | 1.1.-31.12. | ma-su klo 07-22                 |
| yö:            | 1.1.-31.12. | ma-su klo 22-07                 |
| Kausisähkö     |             |                                 |
| talvialkuperä: | 1.11.-31.3. | ma-la klo 07-22                 |
| muu aika       | 1.11.-31.3. | ma-la klo 22-07<br>su klo 00-24 |
|                | 1.4.-31.10. | ma-su klo 00-24                 |

Mäntsälän Sähkö Oy:n

# Sähkön siirron tuotehinnasto

## ISOT SULAKKEET

Voimassa 1.8.2016 alkaen toistaiseksi.  
Hinnat alv 0 %

## Perusmaksut

Tuotteille ei oteta uusia käyttäjiä.

|                   |             |
|-------------------|-------------|
| <b>Yleissähkö</b> |             |
| 3 x 125-160 A     | 141,42 €/kk |
| 3 x 200 A         | 179,55 €/kk |

|                            |             |
|----------------------------|-------------|
| <b>Aika- ja kausisähkö</b> |             |
| 3 x 125-160 A              | 185,36 €/kk |
| 3 x 200 A                  | 235,06 €/kk |

## Kulutusmaksut

Yleissähkö 3,05 snt/kWh

**Aikasähkö**  
päivä 3,05 snt/kWh  
yö 1,99 snt/kWh

**Kausisähkö**  
talviankipäivä 3,85 snt/kWh  
muu aika 1,91 snt/kWh

Kulutusmaksut eivät sisällä energiveroa.

## Energiaverot

I-luokan energivero on 2,79372 snt/kWh  
II-luokan energivero on 0,87172 snt/kWh  
(teollisuus ja kasvihuoneet)

## Aikajaottelu

Yleissähkö 1.1.-31.12. ma-su klo 00-24

**Aikasähkö**  
päivä: 1.1.-31.12. ma-su klo 07-22  
yö: 1.1.-31.12. ma-su klo 22-07

**Kausisähkö**  
talviankipäivä: 1.11.-31.3. ma-la klo 07-22  
muu aika 1.11.-31.3. ma-la klo 22-07  
su klo 00-24  
1.4.-31.10. ma-su klo 00-24

# Mäntsälän Sähkö Oy:n

## Sähkönsiirron tuotehinnasto

### TEHOTUOTTEET

Voimassa 1.8.2016 alkaen toistaiseksi.  
Hinnat alv. 0 %.

#### PJ-Teho

toimitus 0,4 kV jännitteellä

|               |                 |
|---------------|-----------------|
| Perusmaksu    | 84,05 €/kk      |
| Tehomaksu     | 1,89 €/kW, kk   |
| Loistehomaksu | 3,37 €/kVar, kk |
| Kulutusmaksu  | 1,76 snt/kWh    |

#### KJ-Teho I

toimitus 20 kV jännitteellä

|               |                 |
|---------------|-----------------|
| Perusmaksu    | 295,62 €/kk     |
| Tehomaksu     | 1,63 €/kW, kk   |
| Loistehomaksu | 3,37 €/kVar, kk |
| Kulutusmaksu  | 1,36 snt/kWh    |

#### KJ-Teho II

toimitus 20 kV jännitteellä

|                               |                 |
|-------------------------------|-----------------|
| Perusmaksu                    | 6190,13 €/kk    |
| Tehomaksu                     | 1,69 €/kW, kk   |
| Loistehomaksu                 | 3,37 €/kVar, kk |
| Kulutusmaksu, talvieraikpäivä | 1,14 snt/kWh    |
| Kulutusmaksu, muu aika        | 0,67 snt/kWh    |

Kulutusmaksut eivät sisällä energiveroa.

### Energivero

Hinnat alv. 0 %.

|                         |               |
|-------------------------|---------------|
| I-luokan energivero on  | 2,253 snt/kWh |
| II-luokan energivero on | 0,703 snt/kWh |

(teollisuus ja kasvihuoneet)

### Tehomaksut

Tehomaksun perusteena on liukuvan 12 kuukauden kahden suurimman 60 minuutin tehohuipun keskiarvo.

PJ-Tehotuotteella tehohuipulle sallitaan 33 % ylitys 1.4.-31.10. sen vaikuttamatta laskutushuippuun.

### Loistehomaksut

Mitatusta loistehosta laskutetaan kuukauden suurimman 60 minuutin loistehohuipun mukainen maksu, vähennettynä ilmaisuudella, joka on 16 % laskutusjakson suurimmasta mitatusta pätötehosta. Loistehon laskutus suoritetaan sekä induktiivisesta että kapasitiivisesta loistehosta.

### Aikajaottelu

|                  |             |                                 |
|------------------|-------------|---------------------------------|
| talvieraikpäivä: | 1.11.-31.3. | ma-la klo 07-22                 |
| muu aika:        | 1.11.-31.3. | ma-la klo 22-07<br>su klo 00-24 |
|                  | 1.4.-31.10. | ma-su klo 00-24                 |