



TAMPEREEN TEKNILLINEN YLIOPISTO
TAMPERE UNIVERSITY OF TECHNOLOGY

KIMMO LUMMI

SÄHKÖN SIIRTOHINNOITTELU JA KUORMITUSMALLIEN KÄY-
TÖ TARIFFISUUNNITTELUSSA

Diplomityö

Tarkastaja: professori Pertti Järven-
tausta
Tarkastaja ja aihe hyväksytty
Tieto- ja sähkötekniikan tiedekunta-
neuvoston kokouksessa 6. maalisi-
kuuta 2013

TIIVISTELMÄ

TAMPEREEN TEKNILLINEN YLIOPISTO

Sähkötekniikan koulutusohjelma

LUMMI, KIMMO: Sähkön siirtohinnoittelu ja kuormitusmallien käyttö tariffisuunnittelussa

Diplomityö, 75 sivua, 4 liitesivua

Marraskuu 2013

Pääaine: Sähköverkot ja -markkinat

Tarkastaja: professori Pertti Järventausta

Avainsanat: Sähkön siirtohinnoittelu, siirtotariffi, sähköverkkoliiketoiminta

Suomessa sähköverkkoliiketoiminta on luonteeltaan luvanvaraista maantieteellisiin alueisiin jakautunutta monopolitoimintaa. Sähkön siirrosta vastaavat alueilla toimivat yksittäiset verkonhaltijat, jotka rahoittavat toimintansa pääosin sähkön siirrosta perittävillä siirtotariffeilla. Siirtomaksuilla katetaan sähkön siirrosta aiheutuneet kustannukset sekä saadaan sähköverkkoon sijoitetulle pääomalle tuottoa. Monopoliluonteensa vuoksi sähkön siirtohinnoittelulle on asetettu reunaehdot lainsäädännössä. Verkkoyhtiöllä ei ole luonnollisen kilpailun puutteen vuoksi tarpeita siirtohinnoittelun kehittämiseksi ja edulliselle hinnoittelulle. Suomessa lainsäädännön noudattamista valvoo Energiamarkkina- virasto.

Siirtohinnoittelulle ei ole olemassa yleisesti pätevää laskentamenetelmää, mutta hinnoittelun on luonteeltaan oltava perusteltua ja läpinäkyvää. Diplomityön tavoitteena oli havainnollistaa siirtotariffien muodostamista prosessina sitä koskevan lainsäädännön ja yleisten hinnoitteluperiaatteiden puitteissa laskentaesimerkin avulla. Laskentaesimerkissä tarkastelussa oli erään suomalaisen verkkoyhtiön verkon osasta muodostettu kuvitteellinen verkkoyhtiö, jolle muodostettiin aiheuttamisperiaatteen mukaiset siirtotariffit. Lähtökohdaksi tarkastelussa oletettiin, että sähköverkko toimii siirtokanavana tuotannolta asiakkaalle. Tästä johtuen lähes 80 % sähkön siirron kokonaiskustannuksista kohdistettiin siirtotariffien kiinteisiin maksukomponentteihin. Esimerkissä tarkasteltiin erilaisten kuormitusmallien ja verkostokustannusten kohdistamismenetelmien vaikutuksia muodostettaviin siirtotariffeihin hyödyntäen diplomityön ohessa kehitettyä laskentatyökalua. Lisätarkasteluna laskentaesimerkissä muodostettiin tehoerusteinen siirtotariffi pieniasiakkaille vaihtoehdoksi nykyisille siirtotariffirakenteille.

Laskentaesimerkin tulosten perusteella havaittiin, että käytettävien kuormitusmallien vaikutus laskettujen tehojen suuruuksiin on merkittävä. Koska suurin osa siirron kustannuksista kohdistettiin asiakkaille tehoerusteella, oli käytettävien kuormitusmallien tarkkuudella merkittävä rooli siirtotariffien muodostamisessa. Erot käytettyjen kustannusten kohdistamismenetelmien suhteen osoittivat, että valittavalla menetelmällä on vaikutus laskennan lopputuloksiin etenkin siirryttäessä kustannuspaikkakohtaisesta tarkastelusta verkonosakohtaiseen tarkasteluun. Aiheuttamisperiaatteen mukaisten siirtotariffien käytännöllisempään hinnastoon johtaviin muokausperiaatteisiin ei työssä otettu kantaa niiden tulkinnanvaraisuuden vuoksi.

Tulevaisuuden osalta kiinnostus vaihtoehtoisia siirtotariffirakenteita kohtaan on ollut viime vuosina kasvussa ja laskentaesimerkissä lyhyesti esiteltäviä pienasiakkaan tehotariffi toimi esimerkkinä laskentatyökalun avulla muodostetusta tehoerusteisesta siirtotariffirakenteesta. Siirtotariffitutkimuksen osalta laskentatyökalu tarjoaa pohjan tarkemmalle tarkastelulle ja erilaisten siirtotariffirakenteiden muodostamiselle.

ABSTRACT

TAMPERE UNIVERSITY OF TECHNOLOGY

Master's Degree Programme in Electricity Technology

LUMMI, KIMMO: Electricity distribution pricing and use of load models in tariff design

Master of Science Thesis, 75 pages, 4 Appendix pages

November 2013

Major: Electrical networks and markets

Examiner: Professor Pertti Järventausta

Keywords: Electricity distribution pricing, distribution tariff, electricity distribution network business

In Finland electricity distribution business is subject to license and it is divided to regional monopolies. Distribution network companies in Finland are responsible of distributing energy to their region's customers and the companies fund their activities mainly by distribution tariffs. Distribution charges cover the company's expenses and they also include the profit for the capital invested into the electricity network. Because of the monopoly characteristics the electricity network business is regulated by legislation. Because of the lack of natural competition the network companies have no need to develop their distribution pricing and keep the prices low. In Finland Energy Market Authority supervises that the legislation is followed.

There is no general calculation method for forming distribution tariffs but their formation principles have to be justifiable and transparent. Aim of this thesis is to demonstrate the electricity distribution pricing as a process and in the boundaries of the legislation formulate tariffs in a form of a calculation example. The calculation example was based on a fictive network company which is based on a part of a certain Finnish network company's distribution network. Tariffs were made for the company according to the matching principle. The initial assumption was that the electricity network is a technical system that is used to deliver energy from production to customer via specific channel. Because of this nearly 80 % of the total costs for distributing electricity were allocated to the customers' fixed charges. In the calculation example different load models and cost allocation methods were used with a calculation model that was developed alongside this thesis. In addition a power tariff for smaller customer was shortly introduced in the calculation example.

The results of the calculation example indicated that the calculated powers differ greatly when different load models are used. When majority of the costs are allocated according to power the effect of using different load models is significant. Difference between different cost allocation methods indicated that the results also differ. The formulation from matching principle tariffs to more practical tariffs was not studied in this thesis because some of the formulation methods are open to interpretations.

The interest towards different tariff structures has grown during recent years and in the calculation example the shortly introduced power tariff for smaller customer is an example of a different tariff structure made with the calculation model. Considering distribution tariff research the calculation model provides a tool for more detailed examination and forming of different distribution tariff structures.

ALKUSANAT

Tämä diplomityö on tehty Tampereen teknillisen yliopiston Sähkötekniikan laitoksella. Työn tarkastajana toimi professori Pertti Järventausta ja työn ohjaajana projektipäällikkö Antti Mäkinen TTY:n Sähkötekniikan laitokselta, joita haluan kiittää mielenkiintoisesta aiheesta, diplomityön aikana saaduista neuvoista sekä työn ohjaamisesta ja tarkastamisesta.

Erityiset kiitokset kuuluvat perheelleni ja läheisille, jotka ovat tukeneet minua läpi elämäni.

Tampereella 17.10.2013

Kimmo Lummi

SISÄLLYS

1	Johdanto	1
1.1	Diplomityön tavoite	2
2	Siirtohinnoittelua koskevat säädökset ja hinnoitteluperiaatteet	4
2.1	Sähkömarkkinalaki	4
2.1.1	Verkonhaltijan velvollisuudet	4
2.1.2	Liittymispistehinnoittelu	5
2.2	Muut siirtohinnoittelua koskevat säädökset	5
2.3	Energiamarkkinaviraston rooli valvojana	6
2.3.1	Energiamarkkinaviraston käyttämä valvontamalli	7
2.4	Keskeiset hinnoitteluperiaatteet	10
2.4.1	Aiheuttamisperiaate	10
2.4.2	Yksinkertaisuusperiaate	10
2.4.3	Markkinahintaperiaate	11
2.4.4	Muut hinnoitteluperiaatteet	11
3	Sähkön siirtohinnoitteluprosessi	13
3.1	Kulutusanalyysi	15
3.1.1	Kuormitusmallit	15
3.1.2	Kuormituksen satunnaisvaihtelu	16
3.1.3	Tehojen risteily	18
3.1.4	AMR ja uudet kuormitusmallit	20
3.2	Kustannusanalyysi	21
3.2.1	Verkostokustannukset	22
3.2.2	Tuottovaatimus	23
3.2.3	Sähköenergian siirtovolyymistä riippuvat kustannukset	23
3.2.4	Muut sähkön siirtotoiminnan kustannukset	24
3.3	Siirron kustannusten kohdistaminen	25
3.3.1	Kustannuslaskentamenetelmät	25
3.3.2	Käytettävät hinnoittelumallit	26
3.3.3	Kustannusten kohdistaminen siirtotariffeille	28
3.4	Siirtohinnoitustason muodostaminen	30
4	Siirtotariffirakenteet	33
4.1	Nykyinen siirtotariffitarjonta	33
4.1.1	Yksiaikatariffi	33
4.1.2	Aikaportaita sisältävät siirtotariffit	34
4.1.3	Tehotariffi	35
4.2	Siirtotariffien kehittämisessä huomioitavia seikkoja	36
4.2.1	Älykäs sähköverkko	36
4.2.2	Kysyntäjousto	37
4.3	Vaihtoehtoiset siirtotariffirakenteet	38
4.3.1	Pieniasiakkaan tehotariffi	39

4.3.2	Tehokaista.....	40
5	Siirtotariffitutkimusta tukeva laskentatyökalu	42
5.1	Asiakastiedot.....	43
5.2	Kuormitusmallien käyttö laskentatyökalussa.....	44
5.3	Kuormitusanalyysin suorittaminen	44
5.4	Kustannusten kohdistaminen siirtotariffeille	45
5.5	Siirtotariffien muodostaminen	46
6	Case-esimerkki.....	47
6.1	Laskennassa käsiteltävä asiakasjoukko.....	47
6.2	Kulutusanalyysi.....	48
6.3	Kustannusanalyysi	53
6.4	Kustannusten kohdistaminen siirtotariffeille	55
6.4.1	Asiakas-, laskutus- ja mittauskustannusten kohdistaminen.....	56
6.4.2	Siirtovolyymistä riippuvien kustannusten kohdistaminen.....	57
6.4.3	Verkostokustannusten kohdistaminen	57
6.5	Siirtotariffien muodostaminen	61
6.5.1	Energiamaksujen porrastus	62
6.5.2	Perusmaksujen sulakeporrastus	62
6.5.3	Aiheuttamisperiaatteen mukaisen siirtohinnaston muodostaminen...	65
6.6	Vaihtoehtoisen siirtotariffirakenteen muodostaminen	66
6.6.1	Pienasiakkaan tehotariffi.....	66
7	Tulosten analysointi	68
7.1	Kuormitusmallien merkitys siirtohinnoittelussa	68
7.2	Kustannusten kohdistamismenetelmän merkitys siirtohinnoittelussa.....	69
7.3	Vaihtoehtoisten siirtotuotteiden vaikutukset.....	70
7.4	Jatkoselvitystarpeet	71
8	Yhteenveto	72
	Lähteet.....	73
	Liite 1: Sähkömarkkinlain neljännessä luvussa määrätyt jakeluverkonhaltijoita koskevat velvollisuudet	
	Liite 2: EU:n energiatehokkuusdirektiivin liitteen 11 kohdat 1-3	
	Liite 3: EU:n energiatehokkuusdirektiivin liite 12	
	Liite 4: Sulakeperusteisten siirtotariffien asiakasmäärät ja sulakkeiden yksittäisten asiakkaiden yhteenlasketut 99 %:n alitustodennäköisyyden mukaiset huipputehot eri kuormitusten mallintamismenetelmillä	

TERMIT JA NIIDEN MÄÄRITELMÄT

$q_{tod,t}$	Laskennallisesti määritetty kuormitus tuntina t
$q_{0,t}$	Kuormitus normaalissa ulkolämpötilassa tuntina t
β	Kuormituksen lämpötilariippuvuutta kuvaava kerroin
ΔT_t	Mitatun ja normaalin ulkolämpötilan välinen erotus tuntina t
\bar{P}_{it}	Tyypikäyttäjärühmän i tunnin t tuntikeskiteho
E_i	Käyttäjärühmän i sähkökäyttäjien yhteenlaskettu vuosienenergia
Q_{it}	Tyypikäyttäjärühmän i 2-viikkoindeksi tuntina t
q_{it}	Tyypikäyttäjärühmän i tunti-indeksi tuntina t
E_{ref}	Referenssivuosienergia, johonk tyypikäyttäjärühmän i asiakkaiden yhteenlaskettua vuosienenergiaa verrataan
m_{it}	Topografian tehon odotusarvo tyypikäyttäjärühmälle i tuntina t
$P_{max,it}$	Asiakasryhmän i tunnin t huipputeho
n_i	Asiakasryhmän i sähkökäyttäjien lukumäärä
z_a	Valittua alitustodennäköisyyttä vastaava normaalijakauman varmuuskerroin
σ_{it}	Asiakasryhmän i tunnin t tehon hajonta
$P_{max,t}$	Sähköverkon tai sen osan tunnin t huipputeho
l	Tarkasteltavien tyypikäyttäjärühmien lukumäärä
E_k	Asiakkaan k vuosienenergia
N	Sähköverkon tai sen osan sisältämien asiakkaiden lukumäärä
h_{it}	Tyypikäyttäjärühmän i tunnin t hajonnan arvo
OK_T	Siirtotariffin T kustannuspaikan KP osallistumiskerroin
$P_{T,KP,osallistuva}$	Siirtotariffin T kustannuspaikan KP huippukuormitusajan tehoon osallistuva teho
P_T	Siirtotariffin T suurin laskennallinen teho
TK_T	Siirtotariffin T tasoituskerroin
$P_{T,summa}$	Siirtotariffin T yksittäisten asiakkaiden huipputehojen summa
TM_T	Siirtotariffin T tehomaksu
K_{KP}	Kustannuspaikan KP yksikkökustannus
AMR	Automatic meter reading, automaattinen mittarinluenta
ATJ	Asiakastietojärjestelmä

Cleen	Cluster for Energy and Environment
DEA	Data Envelopment Analysis
DEE	The Department of Electrical Engineering, Sähkötekniikan laitos
EMV	Energiamarkkinavirasto
EU	Euroopan Unioni
JHA	Sähköverkon jälleenhankinta-arvo
KAH	Keskeytyksestä aiheutuva haitta
LTY	Lappeenrannan teknillinen yliopisto
NKA	Sähköverkon nykykäyttöarvo
SFA	Stochastic Frontier Analysis
SGEM	Smart Grids and Energy Markets
SHOK	Strategisen huippuosaamisen keskittymät
TEM	Työ- ja elinkeinoministeriö
TTY	Tampereen teknillinen yliopisto
VBA	Visual Basic for Applications
VTJ	Verkkotietojärjestelmä
WACC	Weighted Average Cost of Capital, pääoman painotettu keskikustannus

1 JOHDANTO

Suomessa sähkömarkkinoiden osalta tapahtui merkittävä muutos vuonna 1995, kun sähkömarkkinoita koskien säädettiin sähkömarkkinalaki ja sen myötä sähkön siirto- ja myyntitoiminta eriytettiin kirjanpidollisesti toisistaan. Sähkömarkkinat sähköenergian myynnin osalta vapautettiin avoimelle kilpailulle, jonka seurauksena avoin kilpailu sähköenergian myynnin suhteen on luonut luonnollisia muospaineita hinnoittelun kehittämisen suhteen. Kilpailu sähkömarkkinoilla on edesauttanut uusien ja edullisempien sähkön myyntituotteiden kehittymistä.

Sähkömarkkinoiden osalta sähkön siirtotoimintaa ei sähkömarkkinoiden aukeamisen yhteydessä vapautettu kilpailulle, vaan verkkoliiketoiminta jatkui verkonhaltijoiden hallinnoimiin maantieteellisiin alueisiin jakautuneina monopoleina. Verkkoliiketoiminnan monopoliluonne perustuu siihen, että kansantaloudellisesti ei ole järkevää rakentaa rinnakkaisia sähkönjakeluverkkoja samoille alueille. Sähkön siirtohinnoittelun suhteen tilanne on sähkön myyntiin nähden erilainen, sillä paikallisella monopoliasemassa olevalla verkonhaltijalla ei ole alueellaan kilpailevia yhtiöitä. Luonnollisen kilpailun puutteen vuoksi verkkoyhtiöillä ei ole ollut tarpeen kehittää myymiensä verkkopalveluiden hinnoittelua.

Tällä hetkellä Suomessa toimii yli 80 verkonhaltijaa, joilla on Energiamarkkinaviraston (EMV) myöntämä sähköverkkotoimintaan oikeuttava verkkolupa. Jokaisella verkonhaltijalla on oma maantieteellinen vastuualueensa, jonka sisällä verkonhaltijalla on lainsäädännöllinen velvollisuus siirtää sähköä sitä tarvitseville asiakkaille kohtuullisin kustannuksin. Sähkön siirtotoiminnasta aiheutuu luonnollisesti verkkoyhtiölle erilaisia kustannuksia, jotka katetaan asiakkailta perittävien siirtomaksujen avulla. Kustannusten kattamisen lisäksi verkkoyhtiöllä on oikeus saada kohtuullinen tuotto sähkönjakeluverkkoon sijoitetulle pääomalle. Verkkoyhtiöt perivät siirtomaksuja asiakkailtaan siirtotariffeilla, jotka muodostuvat erilaisista maksukomponenteista. Tyypillisimmät pienille sähkökäyttäjille nykyisin tarjottavat siirtotariffivaihtoehdot muodostuvat kiinteistä perusmaksukomponenteista ja siirretyn sähköenergian määrästä riippuvista energiamaksukomponenteista. Suuremmille sähkökäyttäjille siirtotariffeihin sisältyy edellä mainittujen maksukomponenttien lisäksi myös erilaiset tehoon sidotut maksut.

Viime vuosina sähkölaitteet ovat kehittyneet merkittävästi ja lähitulevaisuudessa sähkönjakeluverkot tulevat sisältämään merkittävästi uusia erilaisia älykkäitä ominaisuuksia. Tulevaisuudessa niin kutsuttu älykäs sähköverkko, Smart Grid, tuo monenlaisia muutoksia nykyiseen tilanteeseen nähden ja verkkoliiketoiminnan toimintaympäristön muutoksiin on kyettävä reagoimaan oikealla tavalla. Hajautetun sähköntuotannon ja sähköautojen määrä tulee tulevaisuudessa kasvamaan ja lisäksi myös erilaisten teknisten

sovellusten määrän kasvu saattaa muuttaa sähkökäyttäjien kuormituskäyttäytymistä. Esimerkiksi sähkön pientuotannon lisääntyminen saattaa pienentää sähkön loppukäyttäjille siirrettävän sähköenergian määrää nykyiseen tilanteeseen nähden ja siirrettävän sähkön määrän muuttuminen saattaa tuoda muutoksia myös verkkoyhtiön rahavirtoihin. Erilaisten kotiautomaatioratkaisujen vaikutuksesta asiakkaiden tietoisuus omasta sähkökäytöstään, ja etenkin mahdollisuuksista vaikuttaa aktiivisesti oman sähkölaskunsa suuruuteen, lisääntyy.

Verkkoyhtiöiden käyttämät sähkön siirtohinnoittamiset koostuvat nykyisin rakenteellisesti jäykistä siirtotariffeista etenkin pienasiakkaiden osalta. Nykyinen jo pitkään käytössä ollut siirtotariffitarjonta ei välttämättä sellaisenaan sovellu tulevaisuuden älykkään sähköverkon toimintaympäristöön, joten muutospainetta alkaa kohdistua myös sähkön siirtohinnoittelulle. Viime vuosina eri lähteissä on esitelty erilaisia siirtotariffirakennevaihtoehtoja ja mielenkiinnon kohteena Suomessa ovat olleet etenkin pienasiakkaiden osalta tehoon pohjautuvat ja nykyisiin siirtotariffirakenteisiin nähden monipuolisemmat siirtotariffirakenteet, joita ei kuitenkaan ole vielä otettu käyttöön suomalaisissa verkkoyhtiöissä.

Yleisesti sopivan siirtotariffirakenteen määrittäminen on hyvin haastava tehtävä, sillä eri verkkoyhtiöiden suhteen asiakas- ja kustannusrakenteet sekä siirtohinnoittamisten muodostamisessa käytettävät menetelmät voivat poiketa merkittävästi toisistaan. Siirtotariffien tulisi yhdessä sähkön myyntitariffien kanssa muodostaa järkevä kokonaisuus. Yleisesti pätevän siirtotariffirakenteen suhteen asioita monimutkaistaa esimerkiksi sähköenergiaa myyvän yhtiön ja verkkoyhtiön väliset näkemuserot kuormituksen ohjauksen suhteen.

1.1 Diplomityön tavoite

Tämä diplomityö kuuluu Energia ja ympäristö SHOKin Cleen Oy:n kansalliseen Smart Grids and Energy Markets (SGEM) –tutkimusohjelmaan, jonka tutkimusteemoihin kuuluvat [1]:

- Älykkäiden sähköverkkojen tulevaisuuden konseptit, markkinaintegraatio ja uudet liiketoimintamallit
- Tulevaisuuden sähköverkon infrastruktuuri
- Älykkään sähköverkon aktiiviset resurssit
- Asiakasrajapinta älykkäässä sähköverkossa
- Älykkäiden sähköverkkojen älykäs hallinta ja käyttö

Diplomityö kuuluu työpaketin 7 osatehtävään 7.1 ”Jakeluverkonhaltijoiden ja sähkönmyyjien liiketoiminnan muutokset ja liiketoimintamallit”. Tehtävän keskeisiin kysymyksiin kuuluu erilaisten älykkääseen sähköverkkoon sopivien siirtotariffirakenteiden muodostaminen ja niiden vaikutusten tarkasteleminen eri markkinaosapuolten näkökulmista.

Diplomityön tavoitteena on tutkia sähkön siirron hinnoitteluprosessia sekä hinnoittelun taustalla olevia hinnoitteluperiaatteita ja muita prosessissa huomioitavia seik-

koja. Hinnoitteluperiaatteisiin pohjautuen tavoitteena on muodostaa erilaisia siirtotariffirakenteita, joiden vaikutuksia tarkastellaan sekä asiakkaan että jakeluverkonhaltijan näkökulmista. Työn kannalta keskeinen kysymys siirtohinnoittelun osalta on se, miten sähkön siirtotoiminnasta aiheutuvia kustannuksia kohdistetaan verkkoyhtiön asiakkaille ja millä tavalla esimerkiksi verkostokustannusten suhteen käytettävä kustannusten kohdistamismenetelmä vaikuttaa muodostettaviin siirtotariffeihin. Kustannusten kohdistamisen lisäksi työssä tutkitaan myös vaihtoehtoisia siirtotariffirakenteita, jotka voisivat soveltua paremmin älykkään sähköverkon asettamiin haasteisiin. Siirtotariffitutkimuksessa käytetään apuvälineenä työn ohessa kehitettyä Microsoft Excel- taulukkolaskentaohjelmistoon pohjautuvaa laskentatyökalua.

Toinen diplomityön keskeinen tutkimuskysymys liittyy erilaisten kuormitusmallien käyttämiseen siirtotariffien suunnittelussa. Sähkönkäyttäjien kuormituksia on perinteisesti mallinnettu erilaisilla tyyppikäyttäjäryhmien kuormituskäyttäytymistä kuvaavilla kuormitusmalleilla, jotka ovat kuitenkin jo melko vanhoja ja eivät sellaisenaan välttämättä enää vastaa nykyisiä sähkönkäyttötottumuksia. Työn esimerkkilaskennassa käytettiin edellä mainittuja vanhempia kuormitusmalleja ja Tampereen teknillisen yliopiston (TTY) Sähkötekniikan laitoksella (DEE) muodostettuja, automaattiseen mittarinluentaan (AMR) pohjautuvia päivitettyjä kuormitusmalleja. Edellä mainittujen kuormitusmallien lisäksi laskennassa käytetään klusterointimenetelmään pohjautuvia kuormitusmalleja, asiakaskohtaisia yksilöllisiä kuormitusmalleja ja AMR:llä kerättyjä mittaus-tietoja sellaisenaan. [2]

Diplomityön rakenne etenee siten, että työn toisessa luvussa esitellään sähkön siirtohinnoittelua koskevia säädöksiä sekä siirtohinnoittelussa yleisesti sovellettuja hinnoitteluperiaatteita, jotka muodostavat reunaehdot sähkön siirtohinnoittelulle. Työn kolmannessa luvussa esitellään periaatteellisella tasolla sähkön siirtohinnoitteluprosessi sekä avataan sen eri vaiheiden sisältöä. Työn neljännessä luvussa keskitytään erilaisiin siirtotariffirakenteisiin sekä esitellään nykyisin laajalti tarjotut siirtotariffivaihtoehdot. Nykyisen siirtotariffitarjonnan lisäksi esitellään tulevaisuuden kannalta potentiaalisia siirtotariffivaihtoehtoja, joista pienasiakkaalle suunnattua tehotariffia tarkastellaan lyhyesti myös laskentaesimerkkiä käsittelevässä luvussa. Työn viidennessä luvussa esitellään edellä mainittu laskentatyökalu sekä sen sisältämää toiminnallisuutta. Työn kuudes luku sisältää esimerkkitarkastelun siirtohinnoitteluprosessista kuvitteellisessa verkkoyhtiössä. Työn seitsemännessä luvussa analysoidaan eri siirtotariffirakenteiden vaikutuksia verkonhaltijan ja asiakkaan näkökulmista. Sähkön myyjän näkökulmaa ei huomioida ja se jätetään jatkotutkimuksen aiheeksi.

2 SIIRTOHINNOITTELUA KOSKEVAT SÄÄDÖKSET JA HINNOITTELUPERIAATTEET

Suomessa vahvin lainsäädännöllinen vaikuttaja sähkön siirtohinnoittelun taustalla on vuonna 1995 voimaan astunut sähkömarkkinalaki. Siirtohinnoittelu ohjaavat sähkömarkkinalain lisäksi valtioneuvoston sekä työ- ja elinkeinoministeriön antamat säädökset ja asetukset. Suomen lainsäädännön lisäksi siirtohinnoitteluun vaikuttavat myös Euroopan Unionin (EU) direktiivit.

Verkkoyhtiön siirtohinnoittelun on ensisijaisesti toteutettava sähkömarkkinalaissa asetetut reunaehdot. Siirtohinnoittelussa sovelletaan myös yleisiä hinnoitteluperiaatteita ja sähkön siirtohinnoittelua ajatellen yleisimmät sovelletut hinnoitteluperiaatteet ovat aiheuttamisperiaate, yksinkertaisuusperiaate ja markkinahintaperiaate.

2.1 Sähkömarkkinalaki

Sähkömarkkinalain avulla pyritään edistämään tervettä kilpailua sähkön tuotannon ja myynnin osalta. Laki käsittää säädökset sähkön tuotannon, tuonnin, viennin, siirron sekä myynnin osalta. Sähkömarkkinalain tavoitteena on pyrkiä luomaan edellytykset tehokkaasti toimiville sähkömarkkinoille siten, että riittävän hyvälaatuisen ja kohtuuhintaisen sähkön saanti on turvattu. [3]

Sähkömarkkinalaissa määrätään erikseen liittymispistehinnoittelu, jonka avulla pyritään takaamaan siirtohinnoittelun syrjimättömyys ja tasapuolisuus. Liittymispistehinnoittelun lisäksi sähkömarkkinalaissa määrätään siirtotoiminnasta vastaaville verkonhaltijoille kuuluvia yleisiä velvollisuuksia.

2.1.1 Verkonhaltijan velvollisuudet

Sähköverkkotoiminnan harjoittamiselle edellytyksenä on EMV:n myöntämä sähköverkkolupa. Pääsääntöisesti verkkolupa myönnetään toistaiseksi voimassa olevana, mutta EMV voi myöntää myös määräaikaista verkkolupa. Sähkömarkkinalain mukaisesti verkonhaltijalle kuuluu sähköverkon kehittämisvelvollisuus, liittämismvelvollisuus ja siirtovelvollisuus, joita koskeva lainsäädäntö on esitetty diplomityön liitteessä 1. [3]

Sähköntoimitusta koskevien mittausten osalta sähkömarkkinalaissa määrätään seuraavaa [3]:

- ”Verkonhaltijan on järjestettävä sähköverkossaan taseselvityksen ja laskutuksen perustana oleva sähköntoimitusten mittausta sekä mittaustietojen rekisteröinti ja ilmoittaminen sähkömarkkinoiden osapuolille. Laskutuksessa tarvittavat mitta-

ustiedot on ilmoitettava sähkön toimittajalle sähkökäyttöpaikka- tai mittauskohtaisesti.

- *Verkonhaltijan on mittauspalvelua järjestäessään pyrittävä edistämään verkon käyttäjien tehokasta ja säästävää sähkökäyttöä sekä sähkökäytön ohjausmahdollisuuksien hyödyntämistä.”*

Verkonhaltijan on sähkömarkkinalaissa mainitun julkaisemisvelvollisuuden mukaan julkaistava verkkopalvelujensa yleiset myyntiehdot ja –hinnat sekä niiden määräytymisperusteet. Verkonhaltija velvoitetaan ilmoittamaan EMV:lle verkkopalvelujensa voimassa olevat myyntiehdot ja –hinnat sekä niiden määräytymisperusteet. Edellä esitettyjen säädösten lisäksi verkkonhaltijan on julkaistava verkkopalvelujensa hintatasoa, verkkotoiminnan tehokkuutta, laatua ja kannattavuutta, sähköverkkonsa kehittämistä sekä sähköverkkoonsa liittyviä, sähkömarkkinoiden toimintaa kuvaavia tunnuslukuja. [3]

Sähkömarkkinalaissa sähkön siirtohinnoittelua koskien todetaan lyhyesti, että verkkopalvelujen hinnoittelun on oltava kokonaisuutena arvioiden kohtuullista. Sähkömarkkinalaki ohjaa siirtohinnoittelua siihen, että verkkopalvelujen myyntihinnat ja myyntiehdot määräytymisperusteineen ovat tasapuolisia ja syrjimättömiä kaikille sähköverkon käyttäjille. Hinnoittelun tasapuolisuuteen pyritään liittymispistehinnoittelun avulla. [3]

2.1.2 Liittymispistehinnoittelu

Verkonhaltijoita koskevien velvollisuuksien ja sähkön siirtohinnoittelua koskevan kohtuullisuusvaatimuksen lisäksi sähkömarkkinalain neljännessä luvussa määrätään liittymispistehinnoittelu. Verkonhaltijan on järjestettävä osaltaan edellytykset sille, että asiakas voi sopia alueensa verkkonhaltijan kanssa kaikista verkkopalveluista. Asiakas voi asianomaiset maksut suorittamalla käyttää koko maan sähköverkkoa liittymispisteestään käsin ulkomaanyhteyksiä lukuun ottamatta. [3]

Liittymispistehinnoittelulla pyritään takaamaan se, että sähkönsiirrosta perittävien siirtomaksujen suuruudet samanlaisten asiakkaiden osalta eivät riipu asiakkaan maantieteellisestä sijainnista saman verkkonhaltijan vastuualueella. [3] Liittymispistehinnoittelu estää yksittäisen asiakkaan tarvitseman sähkönsiirron hinnoittelun asiakkaan tarvitseman sähkön siirtotien perusteella.

2.2 Muut siirtohinnoittelua koskevat säädökset

Sähkömarkkinalain lisäksi muita siirtohinnoittelua ohjaavia säädöksiä ovat muun muassa valtioneuvoston asetus sähköntoimitusten selvityksestä ja mittauksesta, valtioneuvoston asetus sähkömarkkinoista sekä Euroopan Unionin (EU) direktiivit, joista viimeisin on vuoden 2012 lopussa voimaan tullut EU:n energiatehokkuusdirektiivi.

Sähköntoimitusten selvittämistä ja mittauksesta koskevassa valtioneuvoston asetuksessa käsitellään verkkonhaltijan yleisiä tehtäviä sähköntoimitusten mittausten suhteen.

Asetuksessa määritetään etäluettavalle mittauslaitteistolle asetettavat vähimmäisvaatimukset, joita käsitellään tarkemmin diplomi työn kolmannessa luvussa. [4]

Sähkömarkkinoita koskevassa valtioneuvoston asetuksessa käsitellään vastavasti sähköntuotantoa koskevia siirtomaksuasioita. Asetuksessa määrätään, että jakeluverkonhaltijan perimän siirtomaksun suuruus yksittäiseen liittymään sijoittuvalta sähköntuotannolta ei saa ylittää keskimääräistä 0,07 snt/kWh:n arvoa vuodessa. [5]

EU:n energian loppukäytön tehokkuutta ja energiapalveluita koskeva direktiivi sisältää sähkön siirtohinnoittelua koskevan asetuksen, jossa siirrettävän sähköenergian määrän kasvuun johtavien kannustimien käyttö siirtotariffeissa määrätään poistettaviksi. Edellä mainittujen kannustimien poistamisen lisäksi direktiivissä määrätään, että jakeluverkkoyhtiön laskutuksen tulee perustua todelliseen energiankulutukseen. [6] Direktiivi kumotaan EU:n energiatehokkuusdirektiivissä 5.6.2014 lukuun ottamatta direktiivin artiklan 4 kohtia 1-4 ja sen liitteitä I, III ja IV, jotka kumotaan 1.1.2017. [7]

EU:n energiatehokkuusdirektiivi tuli voimaan 4.12.2012 ja sen edellyttämä kansallinen lainsäädäntö tulee direktiivin mukaisesti saattaa voimaan viimeistään 5.6.2014. Energiatehokkuusdirektiivin mukaan joko energian jakelijoiden tai kaikkien energian vähittäismyyntiyritysten tulisi saavuttaa vuotuinen 1,5 %:n suuruinen energiasäästö myymästään sähköstä. Sähkön siirtohinnoittelun osalta direktiivin liitteen 11 kohdat 1-3, jotka on esitetty diplomityön liitteessä 2, sisältävät olennaisimmat seikat energiatehokkuusperusteiden osalta [7]. Siirtotoimintaa koskevia energiatehokkuusvaatimuksia on esitetty myös energiatehokkuusdirektiivin liitteessä 12, joka on esitetty diplomityön liitteessä 3 [7].

2.3 Energiamarkkinaviraston rooli valvojana

Suomessa sähköverkkotoimintaa valvoo Energiamarkkinavirasto (EMV), joka on työ- ja elinkeinoministeriön (TEM) hallinnonalan asiantuntijavirasto. EMV:n tehtävä on valvoa sähkö- ja maakaasumarkkinoiden lainsäädännön toteutumista sekä osaltaan edistää kyseisten markkinoiden toimintaa. EMV:n tehtäviin valvovana viranomaisena sähkömarkkinoiden osalta kuuluvat [8]:

- Sähköverkkotoiminnan, siirtohinnoittelun ja sähkömarkkinalain noudattamisen valvominen.
- Sähköverkkotoimintaan oikeuttavien toimilupien myöntäminen ja vähintään 110 kV:n voimajohtojen rakentamislupien myöntäminen.
- Sähkömarkkinoihin liittyvien tietojen kerääminen ja julkaiseminen.
- Sähkömarkkinoiden kehittymisen edistäminen.
- Sähkömarkkinoilla toimivien yritysten ja sähkönkäyttäjien neuvominen sähkömarkkinalakiin liittyvissä kysymyksissä.
- Sähkön alkuperätakuujärjestelmän valvominen.
- Päästö lupien myöntäminen ja valvominen sekä päästökaupparekisterin ylläpitäminen.

- Päästökaupasta johtuvien velvoitteiden noudattamisen valvominen ja päästökauppatodentajien hyväksyminen.

Monopoliluonteensa vuoksi sähköverkkoliiketoiminta on tiukasti säänneltyä ja toimintaa koskevaa lainsäädännön toteutumista valvotaan tarkasti. Valvonnan avulla pyritään takaamaan, että sähkönkäyttäjää kohdellaan tasavertaisesti, sähkönkäyttäjien makamat siirtomaksut ovat kohtuullisella tasolla ja sähkön siirtotoiminta on yleisellä tasolla kustannustehokasta.

Verkkoliiketoimintaa koskeva sääntely oli jälkikäteistä aina vuoden 2004 loppuun saakka ja tutkinnat siirtohinnoittelun kohtuullisuudesta aloitettiin asiakkaiden tekemien tutkintopyyntöjen perusteella. Verkkoliiketoiminnan valvonta ei siis ollut alussa aktiivista ja siitä johtuen varsinaista kannustinta hinnoittelun kohtuullistamiseksi ei pelkän valvonnan uhan vuoksi ollut. Tilanteeseen tuli muutos vuoden 2005 alussa EMV:n ottaessa käyttöön valvontamallin, jossa määritetään kriteerit sähkön siirron hinnoittelun kohtuullisuuden etukäteiseen määrittämiseen. Nykyisin verkkoliiketoiminnan sääntely on osittain etukäteistä, sillä siirtohinnoittelun kohtuullisuuden suuntaviivat julkaistaan etukäteisesti, ja osittain jälkikäteistä, sillä kohtuullisuuden toteutumista seurataan valvontajaksoittain ja päätökset siirtohinnoittelun kohtuullisuuden suhteen tehdään jälkikäteisesti valvontajakson päätyttyä. [9]

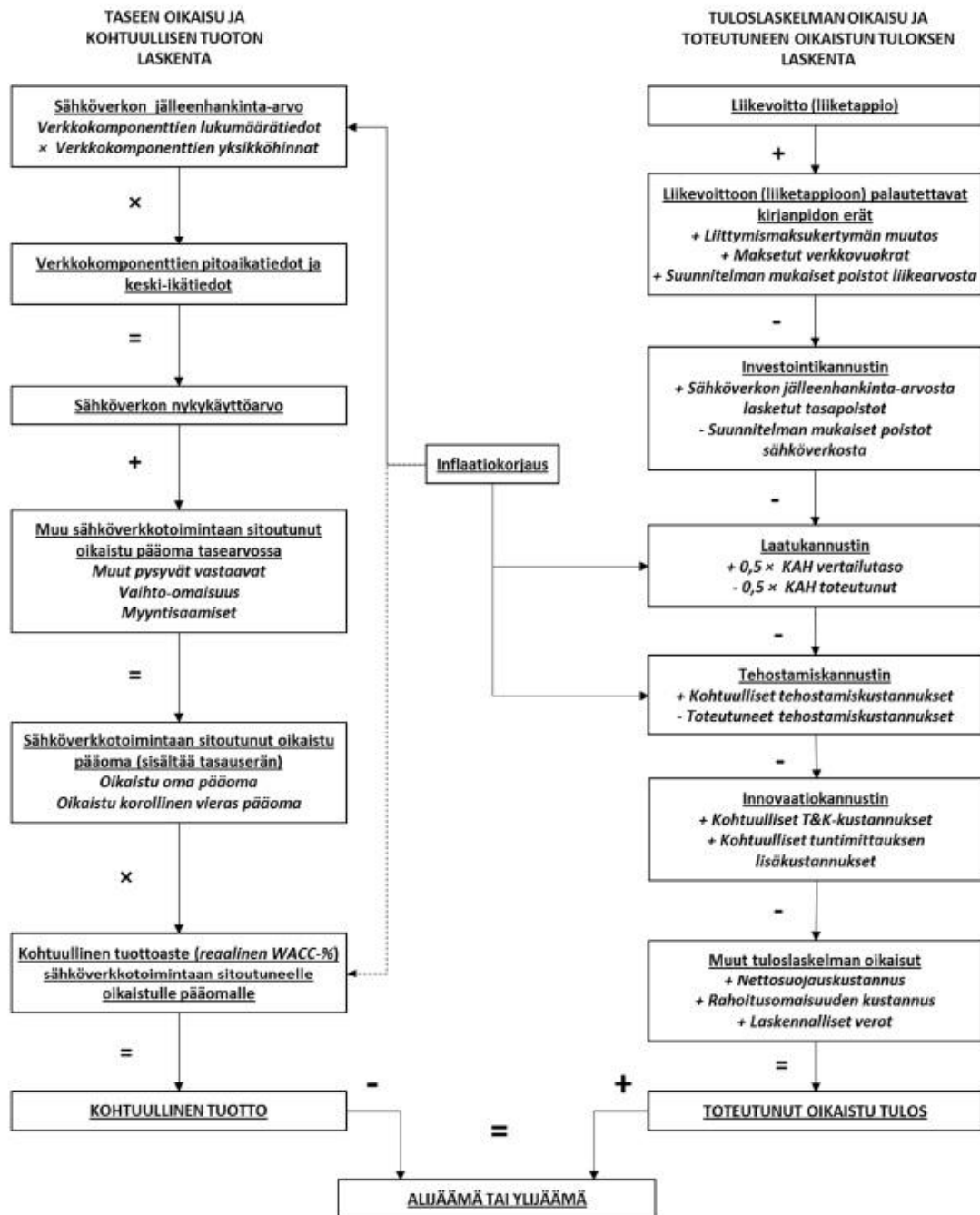
2.3.1 Energiamarkkinaviraston käyttämä valvontamalli

EMV:n sähkön siirtohinnoittelun kohtuullisuuden arvioinnissa käyttämä valvontametodiikka perustuu neljän vuoden mittaisiin valvontajaksoihin. Ensimmäisen valvontajakso kesti poikkeuksellisesti vain kolme vuotta kattaen vuodet 2005 - 2007. EMV:n ensimmäisellä valvontajaksolla käyttämä valvontamalli keskittyi erityisesti siihen, että sen avulla pyrittiin määrittämään verkkotoimintaan sijoitetulle pääomalle kohtuullinen tuotto, joka perustuu kiinteällä pääomarakenteella arvioituun pääoman painotettuun keski-kustannukseen (WACC). Ensimmäisen valvontajaksosta lähtien valvontametodiikkaan sisältyi myös yleinen tehostamistavoite, joka kohdistuu verkkoyhtiön kontrolloitavissa oleviin operatiivisiin kustannuksiin. [10]

Toinen valvontajakso alkoi vuonna 2008 kestäen vuoden 2011 loppuun saakka. Sisällöllisesti valvontamalli muuttui hieman ensimmäisessä valvontajaksossa käytettyyn malliin nähden. Yleisen tehostamisvaatimuksen lisäksi toiselle valvontajaksolle valvontamalliin lisättiin yhtiökohtainen tehostamistavoite. Verkkoyhtiökohtaista tehokkuutta mitattiin Data Envelopment Analysis –menetelmällä (DEA) ja sen rinnalla käytettiin Stochastic Frontier Analysis –menetelmää (SFA). Yhtiökohtaisen tehostamistavoitteen lisäksi toiselle valvontajaksolle valvontamalliin lisättiin laatukannustin, joka huomioi sähköntoimituksen suunnitellut tai odottamattomat keskeytykset. Valvontamallissa annetaan rahalliset arvot keskeytyksestä aiheutuneelle haitalle (KAH) erityyppisten keskeytysten osalta. Laatukannustin huomioidaan kohtuullisen tuoton laskennassa ja sillä kannustetaan verkkoyhtiöitä panostamaan sähköntoimituksen laatuun ja toimitusvarmuuteen. [11]

Kolmas valvontajakso alkoi vuoden 2012 alussa kestäen aina vuoden 2015 loppuun saakka. Kolmannella valvontajaksolla käytettävään valvontamalliin on tehty muutoksia edellisten valvontajaksojen kokemusten perusteella. Käytettävä valvontamalli eroaa jossain määrin aikaisempiin valvontamalleihin nähden, kuten esimerkiksi sähköverkkoon sitoutuneen pääomaan tehtävän inflaatiokorjauksen osalta. Uusia menetelmiä aikaisempien valvontajaksojen valvontamalleihin nähden ovat uuteen valvontamalliin sisällytetyt investointi- ja innovaatiokannustimet. Investointikannustimen tarkoitus on kannustaa verkonhaltijaa kehittämään sähköverkkoaan ja investoimaan siihen riittävästi. Innovaatiokannustimen tarkoituksena on kannustaa verkonhaltijaa edistämään teknisiä innovaatioita ja toiminnallisia ratkaisuja yhtiössään. Valvontamalli mahdollistaa kohtuullisten tutkimus- ja kehityskustannusten huomioimisen kohtuullisen tuoton laskennassa. [12]

Kokonaisuudessaan EMV:n kolmannella valvontajaksolla käyttämä valvontamalli on esitetty seuraavassa kuvassa 2.1. Kuvan vasen reuna käsittää taseen oikaisun sekä kohtuullisen tuoton laskentamenetelmän ja kuvan oikea reuna tuloslaskelman oikaisun ja toteutuneen oikaistun tuloksen laskentamenetelmän.



Kuva 2.1: EMV:n käyttämän valvontamallin keskeisimmät menetelmät ja toimintaperiaate kolmannella valvontajaksolla (2012 - 2015) [12].

Sähkön siirtohinnoittelun kohtuullisuuden valvonta kohdistuu kuvan 2.1 alaosassa esitettyyn toteutuneen oikaistun tuloksen ja kohtuullisen tuoton erotuksen tarkkailuun koko tarkasteltavan valvontajakson ajalta. Verkkoyhtiön koko valvontajakson aikaisen toteutuneen tuloksen ollessa kohtuullista tuottoa suurempi, on tulos ylijäämäinen, jolloin verkkoyhtiön on hyvitetävä kertynyt ylijäämä asiakkailleen seuraavan valvontajakson aikana alempien siirtomaksujen muodossa. Mikäli valvontajakson aikainen toteutunut tulos on alijäämäinen kohtuulliseen tuottoon nähden, on siirtohinnoittaja mahdollista korottaa aikaisempaan tasoon nähden seuraavalla valvontajaksolla. Edellisellä val-

vontajaksolla kertynyt tuoton yli- tai alijäämä joko pienentää tai suurentaa euromääräisesti seuraavan valvontajakson kohtuullisena pidettävää tuottotasoa [12].

2.4 Keskeiset hinnoitteluperiaatteet

Siirtohinnoittelussa sovellettuja keskeisiä hinnoitteluperiaatteita ovat aiheuttamisperiaate, yksinkertaisuusperiaate sekä markkinahintaperiaate. Eri periaatteiden painottaminen verkkopalvelujen hinnoittelun suhteen on yhtiökohtaista ja jokainen verkkoyhtiö muodostaa oman harkintansa mukaisesti myymiensä verkkopalvelujensa hintojen määrätymisperusteet.

Yleisen laskentamenetelmän puutteen vuoksi verkkopalvelujen hinnoittelumenetelmissä on luonnollisesti eroja eri verkkoyhtiöiden välillä. Verkkopalvelujen hinnoittelun tulee, liittymispistehinnoittelun puitteissa, vastata sähkön siirtotoiminnasta aiheutuneita kustannuksia. Aiheuttamisperiaatetta noudattamalla on mahdollista päästä lähelle keskimääräistä kustannusvastaavuutta vastaavaan siirtohinnoitteluun, mutta käytännön syistä on kuitenkin huomioitava muut hinnoitteluperiaatteet ja pyrittävä löytämään yhtiölle sopiva tasapaino niiden toteutumiseksi.

2.4.1 Aiheuttamisperiaate

Aiheuttamisperiaatteella tarkoitetaan sitä, että myytävälle tuotteelle tai suoritteelle kohdistetaan pelkästään sellaiset kustannukset, jotka ovat aiheutuneet kyseisistä tuotteista tai suoritteista. Siirtomaksuilla tulisi siis aiheuttamisperiaatteen mukaisesti kattaa siirtotoiminnasta aiheutuneet kustannukset siten, että sähkönkäyttäjä maksaisi aiheuttamansa todelliset kustannukset mahdollisimman tarkasti.

Aiheuttamisperiaatteen mukaisesti ajateltuna optimitilanne olisi sellainen, jossa jokaiselle sähkönkäyttäjälle muodostettaisiin oma asiakaskohtainen siirtotariffi, jolla katettaisiin kunkin asiakkaan tarvitseman siirtotien kustannukset tarkasti. Käytännössä asiakaskohtaiset siirtotariffit eivät tule sähkömarkkina-alueissa määrätyn pistehinnoittelun vuoksi kyseeseen, joten samankaltaisia sähkönkäyttäjiä on käsiteltävä ryhmittäin ja pyrittävä keskimäärin kustannusvastaavaan hinnoitteluun. [13]

2.4.2 Yksinkertaisuusperiaate

Yksinkertaisuusperiaatteella tarkoitetaan sitä, että verkkoyhtiön tulisi hinnoitella myymänsä verkkopalvelut siten, että siirtomaksujen rakenteet olisivat mahdollisimman yksinkertaiset ja selkeät. Yksinkertaisuusperiaatteella pyritään siihen, että sähkönkäyttäjät kykenevät ymmärtämään sähkölaskujensa sisällön perusteella siirtomaksujensa muodostumisperiaatteet. Käytännön hinnoittelua ajatellen yksinkertaisuusperiaate rajoittaa josain määrin varsinkin pienasiakkaille tarjottavissa siirtotariffeissa esiintyvien maksukomponenttien määrää.

Aiheuttamisperiaatteen ja yksinkertaisuusperiaatteen samanaikainen täydellinen toteutuminen ei ole käytännössä mahdollista, sillä mikäli haluttaisiin muodostaa mah-

dollisimman tarkka ja kustannusvastaava siirtohinna, tulisi siitä kokonaisuudessaan hyvin monimutkainen ja epäselkeä. Tämän lisäksi aiheuttamisperiaatteen täydellinen toteutuminen olisi liittymispistehinnoittelun kannalta ongelmallista, sillä samanlaisia sähkökäyttäjää ei saa asettaa eriarvoisiin asemiin asiakkaan maantieteellisen sijainnin perusteella. [14; 15; 16]

2.4.3 Markkinahintaperiaate

Markkinahintaperiaate perustuu siihen, että verkonhaltijan vastuualueella normaalin kilpailun puute ei aiheuta luonnollisia muutos- ja kehityspaineita sähkön siirtohinnoittelulle. Paikallisen monopoliaseman vuoksi verkonhaltijan on varmennettava siirtomaksujensa markkinakelpoisuus yleisellä tasolla. Siirtohinnaaston markkinakelpoisuutta voidaan tarkastella esimerkiksi vertailemalla verkkoyhtiön käyttämien siirtotariffien perusteella laskettuja siirtomaksuja muihin Suomessa toimiviin samankaltaisiin verkkoyhtiöihin. Eri verkkoyhtiöiden asiakas- ja kustannusrakenteet poikkeavat jossain määrin toisistaan, mutta vertailulla saadaan kuitenkin yleinen käsitys siirtotariffien markkinakelpoisuudesta.

Sähkömarkkina- ja laissa määrätyn julkaisemisvelvollisuuden mukaisesti verkonhaltijan on ilmoitettava siirtohinnoittelua koskevia tietoja EMV:lle, joka tarkkailee sekä julkaisee säännöllisin väliajoin tietoja Suomessa toimivien verkkoyhtiöiden käyttämistä siirtohinnoista. Tiedot julkaistaan vertailukelpoisesti siten, että EMV:n julkaisemisissa tiedoissa on käytetty kymmenen eri tyyppikäyttäjän siirtomaksujen keskihintoja [17].

Negatiivisen julkisuuden välttämiseksi on tärkeää, että verkkoyhtiö huolehtii siirtomaksujensa markkinakelpoisuudesta yleisellä tasolla. Mikäli epäilyksiä kohtuuttoman suurista siirtomaksuista sekä monopoliaseman väärinkäytöstä nousee esiin, on sähkökäyttäjällä mahdollisuus tehdä tutkintapyyntö EMV:lle, joka suorittaa arvioinnin siirtohinnoittelun kohtuullisuuden suhteen ja antaa asiasta myös julkisen päätöksen. Mikäli EMV:n päätös ei tyydytä kaikkia asianomaisia, voi päätöksestä, tapauksesta riippuen, olla mahdollisuus valittaa eteenpäin hallinto- tai markkinaoikeuteen. [18]

Verkkoyhtiöiden siirtohinnoittelun kohtuullisuutta arvioidaan valvontajaksoittain jälkikäteisesti. Monet verkkoyhtiöt eivät kuitenkaan ole perineet edellisellä valvontajaksoilla niin suuria siirtomaksuja kuin mitä EMV:n valvontamalli mahdollistaisi ja valvontajakson ajalta peritty tuotto on jäänyt alijäämäiseksi. Eräs syy tähän saattaa olla se, että joissain verkkoyhtiössä siirtomaksujen markkinahintaisuuteen saatetaan keskittyä enemmän kuin varsinaiseen aiheuttamisperiaatteen toteutumiseen. [14; 19]

2.4.4 Muut hinnoitteluperiaatteet

Siirtohinnoittelussa tulee pyrkiä siihen, että liiketoiminta on kokonaisuudessaan kestävä ja kannattava sekä lyhyellä että pitkällä aikavälillä. Siirtomaksuilla kerättävän rahavirran tulisi olla jossain määrin ennustettavissa, jotta esimerkiksi tulevaisuudessa tapahtuvien suurten investointien rahoitus voidaan suunnitella riittävällä tarkkuudella.

Verkkopalvelujen hinnoittelun tulisi osaltaan olla myös riittävän pitkäjänteisiä, jolla tässä yhteydessä tarkoitetaan tässä yhteydessä sitä, että siirtomaksujen suhteen tehtävien muutosten osalta on huomioitava se, että siirtomaksut eivät koe liian suurina ja äkkinäisiä muutoksia. Esimerkiksi yksittäisen asiakkaan osalta siirtomaksujen äkillinen ja kohtuuttoman raju korottaminen ei ole oikeudenmukaista, sillä näin saatettaisiin viedä pohja asiakkaan tekemiltä laiteinvestoinneilta. Asiakkaan on pystyttävä luottamaan siihen, että siirtomaksut eivät äkkiseltään kasva kohtuuttomasti. [20]

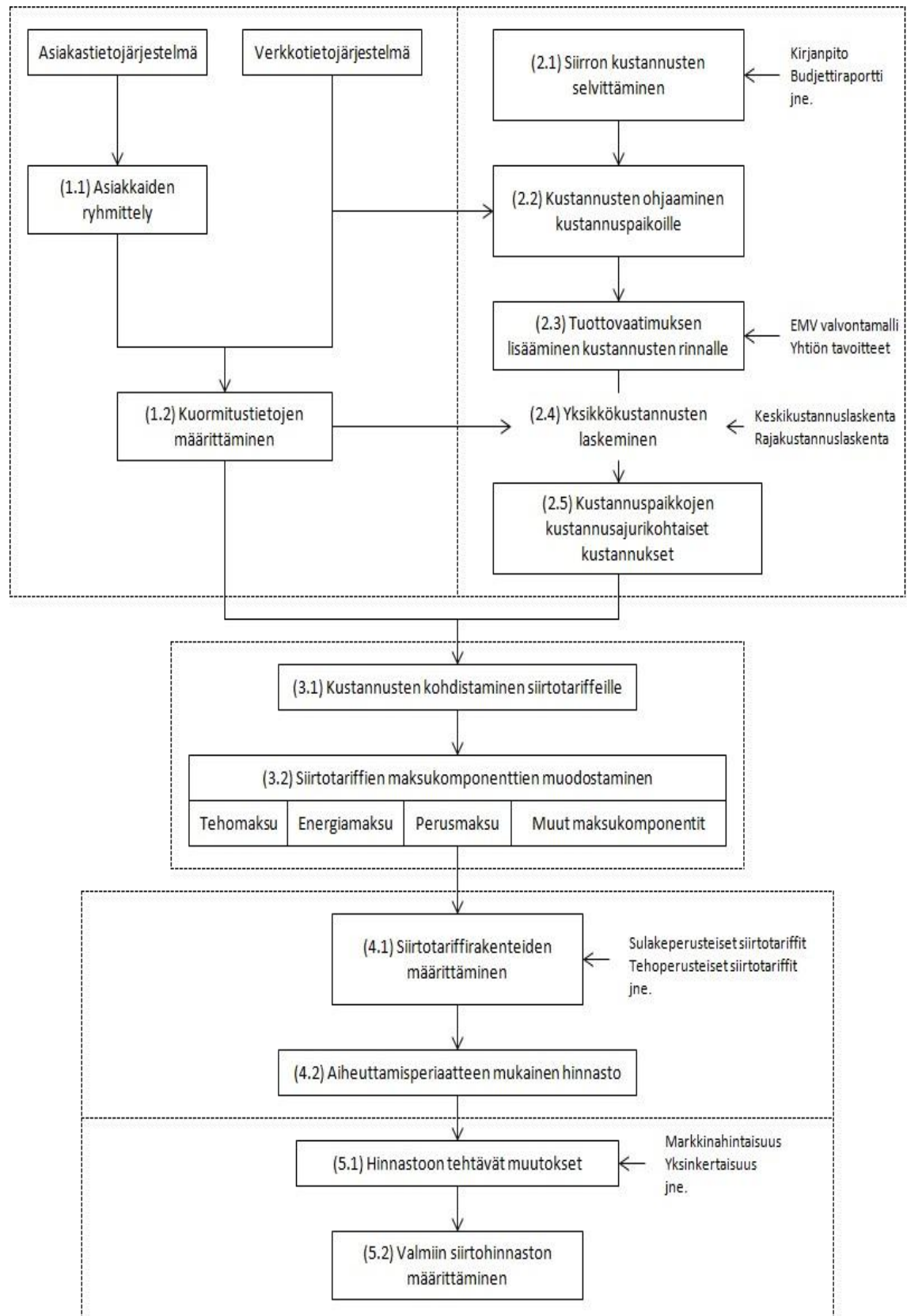
Verkkopalvelujen hinnoittelun tulisi myös osaltaan olla sähkökäyttäjän kuluista ohjaavaa sekä energiatehokkuuteen kannustavaa. Syy sähkökäytön ohjaustarpeelle syntyy sähköverkon mitoituksessa käytettävän huipputehon pienentämistavoitteista. Pienempi huipputeho johtaa sähköverkon vahvistamistarpeiden pienemiseen, paljon hiilidioksidipäästöjä tuottavien sähköntuotantomuotojen käytön tarpeen pienemiseen ja siten myös pienempiin sähkölaskuihin sekä koko sähkövoimajärjestelmän energiatehokkuuden paranemiseen. Kuluttajien sähkökäytön ajankohtaan voidaan jossain määrin vaikuttaa erilaisten siirtotariffirakenteiden avulla, joita onkin ollut Suomessa jo pitkään tarjolla. Hintaohjausta sisältäviä siirtotariffirakenteita ovat esimerkiksi erilaiset aikaportaita sisältävät siirtotariffivaihtoehdot, joiden kulutuksesta riippuvan energiamaksun osuus on halvempi tiettyinä ajanjaksoina. Etenkin suurten sähkökäyttäjien siirtäessä kuormitustaan halvemmille tunneille sähköverkon kuormitushuippu saattaa pienentyä merkittävästi. Siirtotariffien tulisi olla myös tietyllä jännitetasolla katsottuna vapaavalintaisia, jolloin asiakas voi itse valita itselleen sopivimman siirtotuotteen [13].

3 SÄHKÖN SIIRTOHINNOITTELUPROSESSI

Siirtohinnaston muodostamiseen ei ole olemassa yhtä ja oikeaa yleistä laskentamenetelmää. Suomessa verkkoyhtiöt voivat käytännössä hinnoitella myymänsä sähkön siirtomaksut oman harkintansa mukaisesti, mutta hintojen määräytymisperusteet on sähkömarkkinalain mukaisesti ilmoitettava EMV:lle. Ilmoitusvelvollisuus kannustaa verkkoyhtiötä siihen, että verkkopalvelujen hinnoittelu on luonteeltaan perusteltua ja läpinäkyvää.

Verkkopalvelujen hinnoittelun suhteen käytettävät hinnoitteluprosessit voivat erota toisistaan suurestikin eri verkkoyhtiöiden välillä. Eri verkkoyhtiöiden toimintaympäristöt sekä asiakas- ja kustannusrakenteet eivät ole keskenään identtisiä, joten yleispätevän ja tarkan hinnoittelumenetelmän muodostaminen on hyvin monimutkaista. [14]

Vaikka verkkopalvelujen hinnoittelulle ei ole olemassa yksittäistä yleistä laskentamenetelmää, siirtohinnoittelu prosessina kuitenkin sisältää samankaltaisia periaatteellisia vaiheita, joita on esitetty kuvassa 3.1. Siirtohinnoitteluprosessin rakenne on jaettu kuvassa viiteen eri vaiheeseen. Kulutusanalyysissä (1) määritetään sähköverkon ja sen eri osien kuormitukset vuoden tunteina. Kustannusanalyysissä (2) selvitetään sähkön siirtotoiminnasta aiheutuneet vuotuiset kustannukset. Siirtotoiminnan kustannukset kohdistetaan yhtiölle sopivin perustein aiheuttamisperiaatteen mukaisesti eri siirtotariffeille sekä edelleen niiden maksukomponenteille (3). Kustannusten kohdistamisen tuloksena saadaan muodostettua maksukomponentit, joista voidaan tämän jälkeen muodostaa siirtotariffirakenteet ja aiheuttamisperiaatteen toteuttava hinnasto (4). Ennen siirtohinnaston lopullista käyttöönottoa sitä tulee muokata, jotta se toteuttaisi myös muut siirtohinnoittelussa käytettävät hinnoitteluperiaatteet. Siirtohinnaston muokkaamisen jälkeen prosessin tuloksena on valmis siirtohinnasto (5).



Kuva 3.1: Esimerkki sähkön siirron hinnoitteluprosessista, jonka voidaan karkeasti ajatella muodostuvan viidestä eri vaiheesta, jotka ovat kulutusanalyysi (1), kustannusanalyysi (2), kustannusten kohdistaminen siirtotariffeille (3), aiheuttamisperiaatteen mukaisen hinnaston muodostaminen (4) ja muokkausten kautta valmiin siirtohinnaston muodostaminen (5).

3.1 Kulutusanalyysi

Sähkön siirtotoiminnasta syntyneet kustannukset tulee jakaa asiakas- tai siirtotariffiryhmille mahdollisimman tasapuolisesti aiheuttamisperiaatteen mukaisesti. Kustannusten tarkka kohdistaminen vaatii sen, että on tunnettava sähköverkon sekä sen eri osien mitoituksen perusteena olevat kuormitukset vuoden jokaisena tuntina ja etenkin vuoden huippukuormitustunteina mahdollisimman tarkasti. Kulutusanalyysin tavoitteena on selvittää jakeluverkon sekä sen eri osien kuormitukset sekä eri asiakas- tai siirtotariffiryhmien osallistumiset kuormituksiin. Kulutusanalyysiin kuuluu myös verkkoyhtiön alueella tulevaisuudessa tapahtuvien kuormitustilanteiden muutosten ennustaminen.

Siirtohinnoittelun kannalta kiinnostavia sähköisiä suureita ovat etenkin eri verkonosien läpi virtaavat energiamäärät ja verkonosien tuntikeskitehot ja huipputehot sekä niiden ajoittumiset. Sähköverkon kuormituksia voidaan arvioida laskennallisesti eri tavoin, mutta nykyisin kuormitustietojen laskennassa käytetään pääosin kuormitusmalleja, jotka kuvaavat erilaisten tyyppikäyttäjäryhmien kuormituskäyttäytymistä.

Mikäli sähkökäyttäjällä ei ole käytössä erillistä tehomittausta, on kuormituksia arvioitava laskennallisilla menetelmin. Verkostosuunnittelun kannalta erityisesti sähköverkon mitoittamisen yhteydessä on tiedettävä sähkökäyttäjien yhteenlasketun huipputehon suuruus vuoden huippukuormitustuntina. Huipputehoa on arvioitu aikaisemmin asiakkaiden vuosienenergioiden ja käyttäjätyyppien mukaisesti Velanderin yhtälön avulla, mutta se ei kuitenkaan tuota riittävän tarkkoja tuloksia pienen sähkökäyttäjäjoukon huipputehosta eikä myöskään sen ajoittumisesta. [9]

3.1.1 Kuormitusmallit

Sähkökäyttäjien kuormitusten määrittämisessä käytetään nykyisin kuormitusmalleja, jotka kuvaavat erilaisten tyyppikäyttäjäryhmien kuormituskäyttäytymistä. Vuonna 1992 Sähkölaitosyhdistys, nykyisin Sähköenergialiitto ry (Sener), julkaisi kuormitustutkimuksen, joka on toiminut perustana nykyisin käytetyille kuormitusmalleille. Mittaukset suoritettiin noin 1200 eri mittauskohteessa 42 eri sähkölaitoksen toimesta 1980- ja 1990-luvuilla. Mittauksien tuloksena saatiin eri tyyppikäyttäjien tuntikohtaiset tehovaihtelut, tuntikeskitehojen hajonnat sekä kuormitusten lämpötilariippuvuudet. [9]

Kuormituksen suuruus riippuu oleellisesti vallitsevista lämpötilaolosuhteista, jotka huomioidaan kuormitusmallien käytön yhteydessä lineaarisella laskentamallilla. Kuormituksen riippuvuus lämpötilasta on huomioitu kuormitusmalleissa yhtälön 1 mukaisesti. [9]

$$q_{tod,t} = q_{0,t} + \beta \cdot \Delta T_t \quad (1)$$

jossa

$q_{tod,t}$ on laskennallisesti määritetty kuormitus tuntina t

$q_{0,t}$ on kuormitus normaalissa ulkolämpötilassa (laskennallinen referenssilämpötila) tuntina t

β on kuormituksen lämpötilariippuvuutta kuvaava kerroin, joka on voimassa koko mallin ajan

ΔT_t on mitatun ja normaalin ulkolämpötilan välinen erotus tuntina t

Muodostettujen kuormitusmallien avulla on mahdollista määrittää sähkökäyttäjien tuntitehot vuoden eri tunneille perustuen 2-viikko- ja tunti-indekseihin yhtälön 2 mukaisesti. [9]

$$\bar{P}_{it} = \frac{E_i}{8760} \cdot \frac{Q_{it}}{100} \cdot \frac{q_{it}}{100} \quad (2)$$

jossa

\bar{P}_{it} on tyyppikäyttäjärühmän i tunnin t tuntiteho

E_i on käyttäjärühmän i sähkökäyttäjien yhteenlaskettu vuosienergia

Q_{it} on tyyppikäyttäjärühmän i 2-viikkoindeksi tuntina t

q_{it} on tyyppikäyttäjärühmän i tunti-indeksi tuntina t

Kuormitusten mallintamisessa voidaan käyttää myös valmiiksi mallinnettuja tyyppikäyttäjärühmäkohtaisia kuormituskäyriä eli niin kutsuttuja topografioita, jotka sisältävät tehojen odotusarvot sekä hajonnat vuoden jokaiselle tunnille. Eri käyttäjärühmien tuntitehojen laskennassa tarvitaan kuormitusmallien lisäksi tieto tyyppikäyttäjärühmän asiakkaiden vuosienergiaennusteesta. Diplomityössä käytettävien topografioiden osalta eri tyyppikäyttäjärühmien sähkökäyttäjien tuntitehot vuoden eri tunteina mallinnetaan yhtälön 3 mukaisesti.

$$\bar{P}_{it} = \frac{E_i}{E_{ref}} \cdot m_{it} \quad (3)$$

jossa

E_{ref} on referenssivuosienergia, johon tyyppikäyttäjärühmän i asiakkaiden yhteenlaskettua vuosienergiaa verrataan

m_{it} on topografian tehon odotusarvo tyyppikäyttäjärühmälle i tuntina t

3.1.2 Kuormituksen satunnaisvaihtelu

Sähköverkon mitoituksen kannalta on tiedettävä sähköverkossa ja sen eri osissa esiintyvät suurimmat huipputehot sekä niiden ajoittumiset. Yksittäisten sähkökäyttäjien tapauksessa huipputeho saattaa olla huomattavasti tuntitehoa suurempi, jolloin pelkkien tehon odotusarvojen käyttäminen verkonosien kuormitusten laskennassa ei välttämättä laskennan tarkkuuden puolesta ole riittävä.

Samankaltaisten sähkökäyttäjien huipputehoa voidaan arvioida tilastomatematiikan keinoin, mikäli kuormituksen oletetaan noudattavan normaalijakaumaa ja sähkökäyttäjien tyyppikäyttäjärühmän tehon odotusarvo ja hajonta tunnetaan. Huippute-

hoa voidaan arvioida tietyllä alitustodennäköisyydellä laskennallisesti yhtälön 4 avulla. [9; 21]

$$P_{max,it} = n_i \cdot \bar{P}_{it} + z_a \cdot \sqrt{n_i} \cdot \sigma_{it} \quad (4)$$

jossa

$P_{max,it}$ on asiakasryhmän i tunnin t huipputeho

n_i on asiakasryhmän i sähkökäyttäjien lukumäärä

z_a on valittua alitustodennäköisyyttä vastaava normaalijakauman varmuuskerroin

σ_{it} on asiakasryhmän i tunnin t tehon hajonta

Hajonnan vaikutus huipputehon suuruuteen pienenee sähkökäyttäjien lukumäärän kasvaessa. Tämä voidaan todentaa laskennallisesti edelliseen yhtälöön 4 perustuvan esimerkin avulla seuraavasti:

- Oletetaan käyttäjäryhmän i käyttäjät samanlaisiksi ja yksittäisten käyttäjien tunnin t tuntikeskitehoksi $\bar{P}_{it} = 1$ kW.
- Valitaan alitustodennäköisyyttä kuvaavalle varmuuskertoimelle arvoksi $z_a = 2,32$. Valittu varmuuskertoimen arvo vastaa 99 %:n alitustodennäköisyyttä. Kulutusanalyysin laskennassa voidaan käyttää esimerkiksi 95 %:n, 99 %:n tai myös mahdollisesti jotain muuta alitustodennäköisyyttä.
- Oletetaan käyttäjäryhmän i tunnin t hajonnan suuruuden olevan puolet tuntikeskitehosta $\sigma_{it} = 0,5$ kW.

Taulukossa 3.1 on esitetty edellä esitetyn esimerkin tulokset sähkökäyttäjien määrän kasvaessa. Taulukon kolmas sarake kuvaa tunnin huipputehon ja tuntikeskitehon välisen erotuksen suhdetta tuntikeskitehoon.

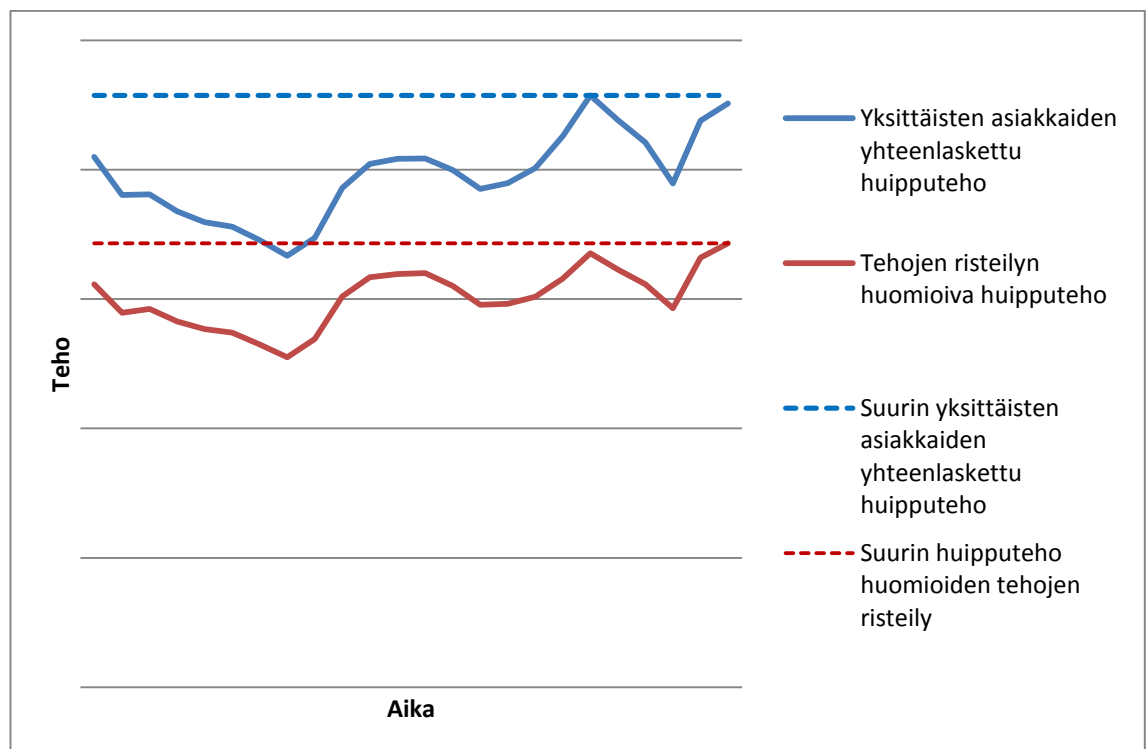
Taulukko 3.1: Laskennallisen esimerkin tulokset hajonnan tasoittumisesta sähkökäyttäjien lukumäärän kasvaessa.

Sähkökäyttäjien lukumäärä (kpl)	Tuntikeskiteho (kW)	Huipputeho (kW)	Huipputehon ero tuntikeskitehoon nähden (%)
1	1	2.16	116.00
2	2	3.64	82.02
3	3	5.01	66.97
10	10	13.67	36.68
100	100	111.60	11.60
1000	1000	1036.68	3.67

Pienjänniteverkon tapauksessa asiakasmäärät saattavat muuntopiiritasolla olla melko pieniä (alle 10 asiakasta), jolloin hajonnan vaikutus on taulukon 3.1 mukaisesti yksittäisten muuntopiirien osalta merkittävä. Hajonnan merkitys tulee erityisesti huomioida pienjänniteverkon kuormitustietojen laskennassa. Alueverkko-, sähköasema- ja keskijänniteverkkotasolla asiakasmäärät ovat pienjänniteverkon muuntopiireihin nähden monikertaisia, suuruusluokaltaan satoja tai tuhansia, ja tällöin hajonnan vaikutuksen merkitys pienenee. Koska hajonnan huomioiminen alueverkko-, sähköasema- ja keskijänniteverkkotason huippukuormitusten määrittämisessä ei paranna merkittävästi laskennan tulosten tarkkuutta, on niiden osalta kuormitustietojen laskennan suhteen perusteltua käyttää huipputehon sijasta tuntikeskitehoa.

3.1.3 Tehojen risteily

Sähköverkon asiakaskanta koostuu tyyppikäyttäjäryhmiltään erilaisista sähkökäyttäjistä, joiden huipputehot eivät välttämättä ajoitu samalle ajanhetkelle. Verkon huipputeho voi tällöin sähkökäyttäjien tehojen risteilyjen vuoksi olla huomattavasti pienempi kuin yksittäisten asiakkaiden yhteenlaskettujen huipputehojen summa. Sähköverkon mitoitusperusteena voidaan käyttää tietyllä varmuusmarginaalilla laskettuja huipputehoja, jonka määrittämisessä on huomioitava eri tyyppikäyttäjäryhmien väliset vaikutukset. Kuvassa 3.2 on havainnollistettu periaatteellisella tasolla esimerkkitalannetta, jossa kuvataan yhden vuorokauden ajalta pienen asiakasjoukon laskennallisesti määritettyjä yksittäisten asiakkaiden yhteenlaskettujen huipputehojen summaa ja huipputehoa, jonka laskennassa huomioidaan tehojen risteilyn vaikutus.



Kuva 3.2: Esimerkki tehojen risteilyn vaikutuksen huomioimisen merkityksestä kulutusanalyysin osalta.

Kuvan 3.2 perusteella voidaan todeta, että käytettäessä asiakkaiden yhteenlasketujen huipputehojen summaa verkonosan mitoitusperusteena verkonosa ylimitoitetaan. Liiallisesta ylimitoituksesta aiheutuu tarpeettoman suuria investointikustannuksia verkko-yhtiölle ja niiden myötä myös asiakkaiden maksamat siirtomaksut kasvavat tarpeettomasti. Kuormitusanalyysin osalta laskennassa on siis syytä huomioida tehojen risteylyn vaikutus. Usean eri tyyppikäyttäjryhmän kuormituksia voidaan mallintaa yhtälön 5 mukaisesti, mikäli eri tyyppikäyttäjryhmien kulutusten välillä ei oleteta olevan korrelaatiota. [21]

$$P_{max,t} = \sum_{i=1}^l (n_i \cdot \bar{P}_{it}) + z_a \cdot \sqrt{\sum_{i=1}^l (n_i \cdot \sigma_{it}^2)} \quad (5)$$

jossa

$P_{max,t}$ on sähköverkon tai sen osan tunnin t huipputeho

l on tarkasteltavien tyyppikäyttäjryhmien lukumäärä

Laskennassa on huomioitava saman tyyppikäyttäjryhmän sisältämien asiakkaiden erisuuret vuosienenergiat. Asiakkaiden vuosienenergioiden ollessa erisuuruisia voidaan jokaista asiakasta ajatella oman tyyppikäyttäjryhmänsä edustajana, jolloin $n_i = 1$ jokaiselle asiakasryhmälle, ja siten jokaiselle verkonosan asiakkaalle voidaan laskea omat kuormitustiedot käytössä olevien kuormitusmallien perusteella. Mikäli käytössä on yhtälön 3 yhteydessä mainitut topografiat, voidaan eri verkonosien huipputehot laskea yhtälön 6 mukaisesti huomioimalla yhtälön 4 periaatteen mukaisesti hajontatermi.

$$P_{max,t} = \sum_{k=1}^N \left(\frac{E_k}{E_{ref}} \cdot m_{it} \right) + z_a \cdot \sqrt{\sum_{k=1}^N \left(\frac{E_k}{E_{ref}} \cdot h_{it} \right)^2} \quad (6)$$

jossa

E_k on asiakkaan k vuosienenergia

N on sähköverkon tai sen osan sisältämien asiakkaiden lukumäärä

h_{it} on tyyppikäyttäjryhmän i tunnin t hajonnan arvo

Sähköverkon ja sen eri osien kuormitusten lisäksi tulee selvittää kunkin asiakas- tai siirtotariffiryhmän osuudet kuormituksista vuoden eri tunteina. Asiakastietojärjestelmän (ATJ) ja verkkotietojärjestelmän (VTJ) perusteella voidaan selvittää kunkin asiakkaan sijainti sähköverkossa ja kuormitusmallien sekä vuosienenergiatietojen avulla voidaan määrittää laskennalliset kuormitukset vuoden jokaisena tuntina kussakin sähköverkon osassa. Kulutusanalyysin laskennan perusteella tiedetään asiakas- tai siirtotariffiryhmien osalta esimerkiksi eri siirtotariffiryhmien osallistumiset kunkin verkonosan huippukuormitukseen. Yksityiskohtaiset kuormitustiedot helpottavat jatkossa kustannusten kohdistamista siirtotariffeille. Huipputehojen sekä eri ryhmien osallistumisten

lisäksi kulutusanalyysin laskennan perusteella tiedetään myös kussakin verkkoportaassa siirretyt laskennalliset sähköenergian siirtovolyymit.

Edellä mainittuja Senerin kuormitusmalleja koskien on syytä huomioida, että mainitut kuormitusmallit on muodostettu 1980- ja 1990-luvuilla tehtyjen mittausten perusteella. Tehdyt mittaukset alkavat olla jo melko vanhoja, joten on mahdollista, että ne eivät sellaisenaan vastaa nykyistä kulutuskäyttäytymistä tarkasti. Vanhojen kuormitusmallien suhteen laskennallista epätarkkuutta lisää myös se, että niitä sovelletaan koko maan alueella, jolloin paikallisia olosuhteiden vaihteluja ei välttämättä ole huomioitu. [2]

Asiakas liitetään tiettyyn tyyppikäyttäjäryhmään tämän liittyessä sähköverkkoon. Vuosien saatossa on mahdollista, että asiakas jossain vaiheessa vaihtaa kokonaan esimerkiksi lämmitystapaansa. Mikäli tietoa asiakkaan lämmitystavan muutoksesta ei saada asiakastietojärjestelmään, saatetaan asiakkaan kuormitusta mallintaa väärän tyyppikäyttäjäryhmän kuormituskäyttäytymistä kuvaavalla kuormitusmallilla, josta aiheutuu virhettä kuormitusanalyysin osalta. Edellä mainittuja epäkohtia on mahdollisuus parantaa AMR-mittalaitteiden tuomien mahdollisuuksien myötä. [2]

3.1.4 AMR ja uudet kuormitusmallit

Suomessa meneillään oleva uudistus, jossa Valtioneuvoston 5.5.2009 määräämän asetuksen mukaisesti sähkökäyttäjien vanhat energiamittarit vaihdetaan etäluettaviin mittalaitteisiin muuttaa olennaisesti myös kuormitusten mallintamisen mahdollisuuksia. Asetuksessa koskien sähkömarkkinoita ja sähkötoimitusten selvityksiä sekä mittausta määrättiin tuntimittausvelvoite, jonka mukaan sähkönkulutusta on mitattava tunneittain ja mittauksessa käytettävän laitteiston on oltava etäluettavissa. Asetuksen mukaan 80 % verkonhaltijan sähkönkäyttöpaikoista tulee olla tuntimittauksen piirissä viimeistään vuoden 2013 loppuun mennessä. Mittauslaitteistolle on määrätty asetuksessa seuraavia toiminnallisia vähimmäisvaatimuksia [4]:

- ”Mittauslaitteiston rekisteröimä tieto tulee voida lukea laitteiston muistista viestintäverkon kautta (etäluentaominaisuus);
- mittauslaitteiston tulee rekisteröidä yli kolmen minuutin pituisen jännitteettömän ajan alkamis- ja päättymisajankohta;
- mittauslaitteiston tulee kyetä vastaanottamaan ja panemaan täytäntöön tai välittämään eteenpäin viestintäverkon kautta lähetettäviä kuormanohjauskomentoja;
- mittaustieto sekä jännitteetöntä aikaa koskeva tieto tulee tallentaa verkonhaltijan mittaustietoa käsittelevään tietojärjestelmään, jossa tunti-kohtainen mittaustieto tulee säilyttää vähintään kuusi vuotta ja jännitteetöntä aikaa koskeva tieto vähintään kaksi vuotta;
- mittauslaitteiston ja mittauslaitteistoa käsittelevän tietojärjestelmän tietosuoja on oltava asianmukaisesti varmistettu.”

Etäluettavien mittalaitteiden myötä automaattinen mittarinluenta (AMR) on osaltaan tuonut uusia mahdollisuuksia monella saralla. Asiakkaan kuluttaman sähköenergian määrä tiedetään tunneittain tarkasti, mikä tarkoittaa esimerkiksi asiakkaan laskuttamista ja verkkoyhtiön tasehallintaa.

Sähköverkon kuormitusten ennustamisen suhteen AMR ei itsessään poista kuormitusmallien käyttötarvetta. Esimerkiksi edellisen vuoden mittaustietojen käyttäminen seuraavan vuoden kuormitusennusteena ei takaa tarkkoja tuloksia, sillä peräkkäisten vuosien suhteen lämpötilaolosuhteiden vaihtelu saattaa olla suurta ja kuormituksen vahvan lämpötilariippuvuuden vuoksi myös sähkönkäyttö voi vaihdella suuresti. Sähköverkon kehittyminen ja monet uudet tekniset sovellukset, kuten esimerkiksi sähköautojen lataus sekä hajautetun sähköntuotannon määrän kasvu sähköverkossa, tuovat osaltaan haasteita ja tarvetta uusille kuormitusmalleille. [2; 22]

3.2 Kustannusanalyysi

Sähkön siirrosta aiheutuu verkkoyhtiölle vuosittain erilaisia kustannuksia, jotka katetaan sähkön siirrosta perittävillä siirtomaksuilla. Aiheuttamisperiaatteen toteuttavan hinnoittelun muodostamiseksi on muodostettava selkeä käsitys verkkoyhtiön kustannusrakenteesta. Kustannusanalyysin tarkoitus on kartoittaa sähkön siirrosta aiheutuneet kustannukset mahdollisimman tarkasti esimerkiksi yhtiön kirjanpitoa ja budjettiraportteja hyödyntämällä.

Sähkön siirrosta aiheutuneiden kustannusten moninaisuuden vuoksi kustannukset pyritään tyypillisesti ohjaamaan niin sanotuille kustannuspaikoille, sillä yksittäisten laskujen sisältämien kustannusten jakaminen eri asiakas- tai siirtotariffiryhmien asiakkaille on tarpeettoman monimutkaista. Keskitetyiltä kustannuspaikoilta tehtynä kustannusten kohdistaminen eri asiakas- tai siirtotariffiryhmien asiakkaille on siirtohinnoitteluprosessin kannalta huomattavasti suoraviivaisempaa ja selkeämpää kuin yksittäisten kustannuserien läpikäyminen. Tyypillisiä verkkoyhtiön sähkön siirron kustannuspaikkoja sekä niitä koskevien kustannusten kohdistamisessa käytettäviä niin sanottuja kustannusajureina toimivia suureita on esitetty taulukossa 3.2.

Taulukko 3.2: Esimerkki verkkoyhtiön tyypillisistä sähkön siirron kustannuspaikoista ja mahdollisista kustannusten kohdistamisen yhteydessä käytettävistä kustannuspaikkakohtaisista kustannusajureista [9; 14; 15; 16; 23].

Kustannuspaikka	Kustannusajuri
Kantaverkko	Energia (kWh)
Aluverkko	Energia (kWh)
Sähköasemat	Energia (kWh), teho (kW)
Keskijänniteverkko	Energia (kWh), teho (kW)
Jakelumuuntamot	Energia (kWh), teho (kW)
Pienjänniteverkko	Energia (kWh), teho (kW)
Häviösähkö	Energia (kWh)
Asiakas- ja mittaus	Asiakasmäärä (kpl), laskutuskertojen lukumäärä (laskua/a), mittausten lukutiheys (kerta/a)

Osa sähkön siirron kustannuksista voidaan yhdistää niitä vastaaville kustannuspaikalle suoraviivaisesti. Toisaalta on olemassa myös kustannuseriä, jotka koskettavat useampaa kuin yhtä kustannuspaikkaa ja tällöin kustannukset on ensin ohjattava sopivin perustein ja suhtein oikeille kustannuspaikoille. Kustannusten tarkka selvittäminen on kustannusvastaavan siirtohinnoittelun vuoksi oleellista. Optimitilanteessa verkkoyhtiön jokainen kustannuserä tulisi olla korvamerkitty asiaankuuluvalla kustannuspaikalle, jolloin se kohdistuisi asiakkaille aiheuttamisperiaatteen mukaisesti.

Verkkoyhtiön kustannusten voidaan ajatella muodostuvan luokittain yksinkertaistettuna verkostokustannuksista, sähköenergian siirtovolyymistä riippuvista kustannuksista sekä asiakas- ja mittauskustannuksista. Kustannusrakenteet ja kustannuspaikkojen yhteydessä käytetyt periaatteet eri verkkoyhtiöiden välillä voivat poiketa paljonkin toisistaan, joten tässä luvussa esitetyt kustannukset ja kustannuspaikat ovat vain suuntaa antavia.

3.2.1 Verkostokustannukset

Merkittävin osa sähkön siirron vuotuisista kustannuksista muodostuu verkostokustannuksista, jotka sisältävät oman sekä korollisen vieraan pääoman kustannukset ja operatiiviset kustannukset. Pääomakustannukset aiheutuvat sähköverkkoon tehdyistä investoinneista, jotka ovat tyypillisesti suuruudeltaan merkittäviä ja kehittämisvelvollisuuden vuoksi myös välttämättömiä. Sähköverkkoon tehtävät investoinnit rahoitetaan kokonaisuudessaan niiden hankinnan ajankohtana ja mikäli rahoitus suoritetaan vieraalla pääomalla, on huomioitava myös korollisesta vieraasta pääomasta aiheutuneet korkokustannukset. [14; 16]

Investoinneista aiheutuneet kustannukset voidaan jakaa vuotuisiin tasapoi-toeriin, joiden suuruus määräytyy verkostokomponenttien jälleenhankinta-

arvojen (JHA) ja niiden pitoaikojen osamääränä. Pitoaika verkostokomponentin osalta tässä yhteydessä on aika, jona kyseinen komponentti on todellisuudessa toiminnallisessa käytössä. Pitoajat verkostokomponenttien osalta ovat tyypillisesti kymmeniä vuosia [12].

Operatiiviset kustannukset muodostuvat varsinaisesta sähkön siirtotoiminnasta aiheutuneista kustannuksista. Operatiivisia kustannuseriä ovat esimerkiksi henkilöstöstä aiheutuvat palkkakustannukset, hallinnosta aiheutuneet kustannukset, kantaverkon liittytäpistemaksut sekä sähkönjakeluverkon käyttö-, kunnossapito- ja suunnittelukustannukset. [14; 16]

3.2.2 Tuottovaatimus

Sähköverkkoon sijoitetulle pääomalle saatava tuotto on mahdollista käsitellä verkostokustannusten yhteydessä erillisenä komponenttina kuvan 3.1 kohdan 2.3 mukaisesti. Tällöin verkostokustannuksia sisältävien kustannuspaikkojen kustannuksia kohdistettaessa myös tuotto jakautuu eri siirtotariffien asiakkaille verkostokustannusten suhteessa. Aiheuttamisperiaatteen mukaisesti ajateltuna tuotto olisi perusteltua kohdistaa asiakkaille verkostokustannusten tapaan.

Käytännön tasolla tuotto voidaan periä myös muiden keinojen avulla verkkoyhtiön oman harkinnan mukaisesti. Kustannusten kohdistamisen kannalta tuotto voidaan ohjata esimerkiksi asiakkaiden perus- tai energiamaksuihin halutussa suhteessa. Tuotto voidaan periä tasaisesti verkkoyhtiön asiakkailta jakamalla se esimerkiksi asiakkaiden lukumäärällä tai asiakkaille siirretyllä energiamäärällä.

Kohtuullisen tuoton suuruuden määrittämisen laskentamenetelmä on esitetty laskentaparametreineen yksityiskohtaisesti EMV:n valvontamallissa. EMV tarjoaa kotisivuillaan taulukkolaskentasovellusta, jonka tarkoitus on toimia suuntaa antavana apuvälineenä kohtuullisen tuoton määrittämisessä kolmannella valvontajaksolla [12; 24].

3.2.3 Sähköenergian siirtovolyymistä riippuvat kustannukset

Suomessa kantaverkkoyhtiö Fingrid Oy myy asiakkailleen kantaverkkopalveluita, joiden avulla se rahoittaa toimintaansa. Fingrid perii asiakkailtaan kiinteitä liittymismaksuja, loistehon määrästä riippuvaa loistehomaksua sekä sähkön siirtovolyymistä riippuvia maksuja. Kantaverkkomaksujen sähkön siirtovolyymistä riippuvat maksut ovat verkkoyhtiön näkökulmasta siirretyn sähköenergian määrästä riippuvia kustannuksia, jotka määräytyvät suoraan Fingridin määrittämän kantaverkkopalveluhinnaston mukaisesti. Sähköenergian siirtovolyymistä riippuvat kantaverkkomaksut koostuvat kulutusmaksuista, kantaverkosta otettavan energian määrään sidotusta ottomaksusta sekä kantaverkkoon syötettävän energian määrästä riippuvastaantomaksusta. Fingrid varmistaa vuosittain seuraavan vuoden maksujen muutoksen perusteineen. Kantaverkkomaksujen sähköenergian siirtovolyymistä riippuvat verottomat yksikköhinnat on esitetty taulukossa 3.3. [25]

Taulukko 3.3: Kantaverkkoyhtiö Fingrid Oy:n käyttämät kantaverkkopalveluiden verottomat yksikköhinnat vuosien 2008 - 2013 osalta [25].

	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Kulutusmaksu (€/MWh)						
Talviaika	2.16	2.28	2.40	2.52	3.48	3,94
Muu aika	1.08	1.14	1.20	1.26	1.74	1,97
Kantaverkosta otto (€/MWh)	0.66	0.68	0.70	0.72	0.80	0,90
Kantaverkkoon anto (€/MWh)	0.30	0.30	0.30	0.30	0.50	0,70

Taulukon 3.3 arvojen perusteella nähdään, että kulutusmaksu on talviaikaan (1.1. - 31.3. ja 1.11. - 31.12.) kaksinkertainen muuhun aikaan nähden. Talviaikaan sähköverkon kuormitus on Suomessa muuhun aikaan nähden suurempi, jolloin myös sähköverkon kuormitushäviöt ovat suuremmat ja häviösähkön hankinta suuremman sähkön kysynnän vuoksi on myös kalliimpaa [14].

Kantaverkkomaksujen lisäksi myös eri verkkokomponenteissa tapahtuvat kuormitushäviöt riippuvat sähköenergian siirtovolyymistä. Häviökustannuksia aiheutuu myös muuntajien tyhjäkäyntihäviöistä, jotka riippuvat pelkästään muuntajien sähköisistä ominaisuuksista. Sähköverkon kuormitustaso ei vaikuta tyhjäkäyntihäviöiden suuruuteen, joten aiheutuneiden tyhjäkäyntihäviökustannusten voidaan katsoa olevan operatiivinen kustannuserä sähkön siirtovolyymistä riippuvien kustannusten sijaan. Kuormitushäviöistä aiheutuneet häviökustannukset saadaan määritettyä sähköverkon eri osissa kuluvan häviöenergian kustannusten ja määrän osamääränä. Kuormitushäviöistä aiheutuneet kustannukset kokonaisuudessaan ovat tyypillisesti suuruusluokaltaan noin 0,15 - 0,30 senttiä siirrettyä kilowattituntia kohden [9].

3.2.4 Muut sähkön siirtotoiminnan kustannukset

Muita verkkoyhtiön sähkön siirron kustannuksia ovat muun muassa sähköverkossa virtaavan loistehon vaikutuksista aiheutuvat kustannukset, asiakaskustannukset ja mittauskustannukset. Sähköverkossa virtaava loisteho kasvattaa kuormitusvirtoja, jotka puolestaan kasvattavat kuormitushäviöitä sekä tarvetta erillisille loistehon kompensointilaitteistoille. Kantaverkkoyhtiö Fingrid laskuttaa asiakkaitaan sähköverkossa virtaavasta loistehosta, mikäli siirretyn loistehon määrä ylittää niin sanotun loistehon ilmaisikkunan [25].

Asiakaskustannuksiin sisältyy erilaisia kustannuksia, kuten asiakaspalvelun, laskutuksen ja tasehallinnan kustannukset. Asiakaskustannuksien lisäksi myös sähkönkäyttäjien sähkönkulutuksen mittauksesta aiheutuu mittauskustannuksia, jotka sisältävät esimerkiksi mittalaitteiston käytöstä ja ylläpidosta aiheutuneita kustannuksia. [14; 15; 16]

3.3 Siirron kustannusten kohdistaminen

Sähkön siirtopalveluita koskevassa hinnoittelussa tulee pyrkiä keskimääräiseen kustannusvastaavuuteen. On siis tärkeää jakaa sähkön siirrosta aiheutuneet kustannukset sähkökäyttäjille liittymispistehinnoittelun puitteissa mahdollisimman tasapuolisesti aiheuttamisperiaatteen mukaisesti.

Kulutusanalyysin laskennan perusteella tiedetään sähköverkon sekä sen eri osien kuormitukset vuoden tunteina ja kustannusanalyysin perusteella tiedetään kustannuspaikkojen vuotuisten kustannusten suuruudet. Kustannusten kohdistamisen suhteen tehtävänä on kohdistaa sähkön siirtotoiminnasta aiheutuneet kustannukset eri siirtotariffeille ja edelleen siirtotariffien eri maksukomponenteille.

3.3.1 Kustannuslaskentamenetelmät

Ennen varsinaista kustannusten kohdistamista siirtotariffeille suoritetaan tyypillisesti kustannuslaskenta valitulla kustannuslaskentamenetelmällä. Kustannuspaikkojen kustannukset jaetaan kustannuslaskennassa kustannuspaikkakohtaisella kustannusajurilla ja laskennan tuloksena saadaan selville kustannusajurista riippuva yksikkökustannus. Eri kustannuspaikkojen tapauksessa käytettäviä kustannusajurivaihtoehtoja esitettiin taulukossa 3.2.

Käytettävä kustannuslaskentamenetelmä vaikuttaa jossain määrin siihen, kuinka hyvin aiheutumisperiaate sähkön siirtohinnoittelun osalta toteutuu. Sähkön siirtotariffien tapauksessa tyypilliset käytettävät kustannuslaskentamenetelmät ovat keski- ja rajakustannuslaskenta.

Keskikustannuslaskennassa sähkön siirtotoiminnan kustannukset jaetaan yksittäisen vuoden kustannustietojen perusteella. Keskikustannuslaskenta on menetelmänä selkeä ja yksinkertainen, ja se tuottaa luotettavia tuloksia silloin, kun kustannuspaikkojen kustannukset eri vuosien välillä eivät vaihtele suuresti. [14; 15; 23]

Rajakustannuslaskennassa selvitetään kustannuspaikkojen rajakustannukset, jotka aiheutuvat toiminta-asteen nostamisesta yhdellä yksiköllä. Peräkkäisten vuosien, laskentavuoden rahanarvoon muutettujen, kustannusten välille sovitetaan pienimmän neliösumman menetelmän avulla regressiosuora, jonka kulmakerroin kuvaa rajakustannusten suuruutta. Rajakustannuksia kuvaava suora ei välttämättä leikkaa kustannuksia nollassa, jolloin osa kustannuspaikan kustannuksista ei riipu kustannusajurista. Jäävien kustannusten osuutta kutsutaan jäännöskustannuksiksi, jotka voidaan kohdistaa siirtotariffeille harkinnan mukaisesti esimerkiksi skaalaamalla siirtotariffien maksukomponentteja sopivasti siten, että jäännöskustannukset saadaan katettua siirtomaksuilla. Rajakustannuslaskentamenetelmää käytettäessä on perusteltua käyttää pitkän aikavälin rajakustannuksia lyhyen aikavälin rajakustannusten sijaan, sillä verkkoyhtiöiden tekemien suurten investointien vuoksi lyhyen aikavälin rajakustannukset saattavat vaihdella suuresti. Menetelmänä rajakustannuslaskenta on keskikustannuslaskentaa monimutkaisempi, mutta rajakustannuslaskennalla on mahdollista päästä parempaan aiheuttamisperiaatteen toteutumiseen. Rajakustannuslaskennan suhteen epätarkkuutta aiheutuu tulevaisuu-

den ennusteista, sillä kustannusten ja kustannusajurien tarkan kehityksen arvioiminen on haasteellista. Laskennan tarkkuuden vuoksi rajakustannuslaskennassa tarvitaan tiedot ja ennusteet kustannusten ja kustannusajurien suhteen esimerkiksi viiden laskentavuotta edeltävän ja jälkeisen vuoden osalta. Mikäli tietoja rajakustannuslaskentaa varten ei ole riittävästi saatavilla, laskennalla ei välttämättä päästä keskikustannuslaskentaa parempaan tarkkuuteen. [14; 15; 23; 26]

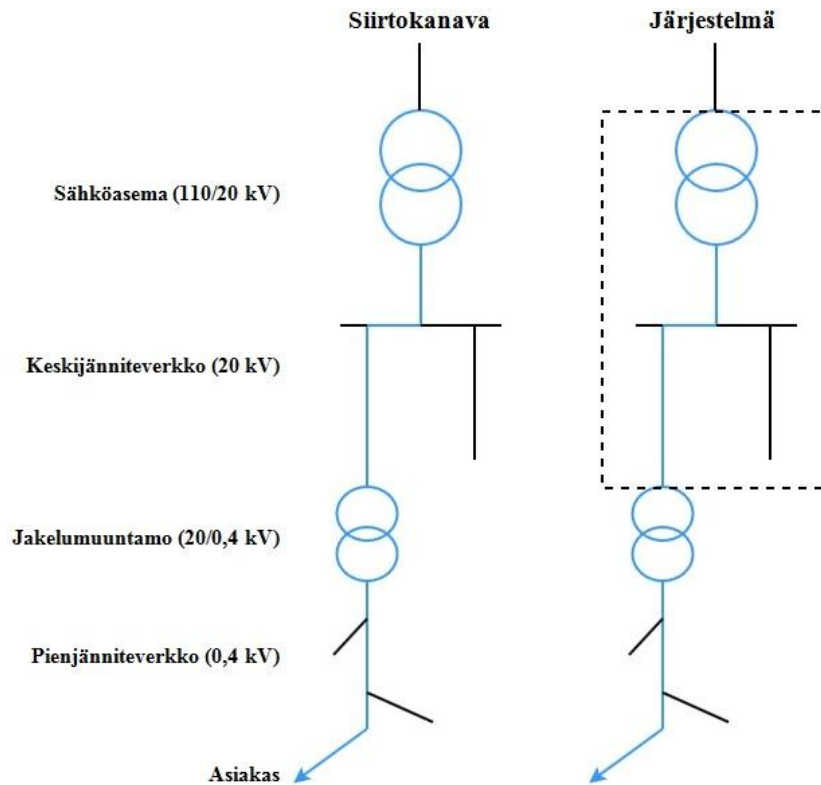
3.3.2 Käytettävät hinnoittelumallit

Verkkoyhtiön käyttämä hinnoittelumalli vaikuttaa siihen, mihin siirtomaksun maksukomponentteihin hinnoittelu yhtiössä painottuu. Eri hinnoittelumallien käyttö voi johtaa esimerkiksi tilanteeseen, jossa yhtiö perii suuren osan liikevaihdostaan kulutuksesta riippuvien energiamaksujen avulla. Vastaavasti siirtomaksut voivat eri hinnoittelumallia käytettäessä painottua siirtotariffien kiinteisiin maksukomponentteihin, kuten teho- tai perusmaksukomponentteihin. Yhtiön käyttämän hinnoittelumallin valinta perustuu pitkälti siihen, millaisen roolin sähköverkolla katsotaan olevan yhtiön näkökulmasta. [9; 14]

Ensimmäisessä ajatusmallissa sähköverkon voidaan ajatella toimivan siirtokanavana, jossa asiakkaan tarvitsema sähköenergia toimitetaan sähköntuottajalta asiakkaalle tiettyä siirtokanavaa pitkin. Asiakas varaisi ajatusmallissa itselleen tietyn suuruisen siirtokanavan, jonka käytöstä asiakkaan maksama siirtomaksu muodostuisi. Siirtokanavana ajatellun sähköverkon tapauksessa eri verkkoportaiden kustannuspaikkojen verkostokustannukset kohdistetaan siirtotariffien perus- tai tehomaksukomponentteihin. Siirtohinnoittelu painottuu tällöin pääosin kiinteisiin maksukomponentteihin. Siirtotariffeista tulee tällöin hyvin perus- tai tehomaksupainotteisia ja varsinaisen sähköenergian kulutuksen määrästä riippuvan energiamaksukomponentin painotus jää pienemmäksi. Siirtokanavana ajatellun sähköjakeluverkon mukainen hinnoittelumalli ei sisällä suoraan energiatehokkuuteen kannustavaa tekijää siirtohinnoittelun osalta, sillä yksittäinen asiakas ei omilla toimillaan voi vaikuttaa maksamansa siirtomaksun suuruuteen kiinteiden maksukomponenttien suuren painotuksen vuoksi. Verkkoyhtiön näkökulmasta kiinteisiin maksuihin painottuva siirtohinnoittelu ei sisällä suurta riskiä, sillä se tuottaa tasanaisen ja helpommin ennakoitavan liikevaihdon. [9; 14]

Siirtokanavan sijaan sähköverkon voidaan vaihtoehtoisesti ajatella toimivan järjestelmänä, jossa yksittäisen sähkönkäyttäjän vaikutus sähköverkon mitoittamiseen pienjänniteverkkoa suuremmilla jännitetasoilla (yli 0,4 kV) on pieni. Tällöin suurempien jännitetasojen verkostokustannuksia sisältävien kustannuspaikkojen kustannukset voidaan kohdistaa siirtotariffien energiamaksukomponentteihin. Pienjänniteverkon tasolla yksittäisen asiakkaan vaikutus sähköverkon mitoittamiseen on selkeämmin osoitettavissa ja kustannukset pienjänniteverkon osalta voidaan kohdistaa siirtotariffien perus- tai tehomaksuihin. Järjestelmäpohjainen hinnoittelumalli johtaa energiamaksupainotteisempiin siirtotariffeihin ja energiamaksupainotteisemmat siirtotariffit kannustavat asiakasta energiatehokkuuteen. Verkkoyhtiön näkökulmasta järjestelmäpohjainen hinnoittelumalli sisältää siirtokanavamalliin nähden suuremman riskin hinnoittelun suhteen, sillä yhtiön

liikevaihto on enemmän riippuvainen asiakkaiden sähkönkulutuksen määrästä siirtokanavana nähtyyn malliin nähden. [9; 14] Edellä kuvatut ajatusmallit siirtohinnoittelun suhteen on esitetty kuvassa 3.3.



Kuva 3.3: Sähköverkko ajateltuna siirtokanavana, jossa siirtohinnoittelu painottuu enemmän kiinteisiin maksukomponentteihin, ja järjestelmänä, jossa siirtohinnoittelussa suurempi paino on kulutuksesta riippuvassa energiamaksussa [9; 14; 15].

Kuvassa 3.3 on merkitty sinisellä värillä asiakkaalle toimitetun sähkön siirtotie sähköasemalta asiakkaalle saakka tapauksessa, jossa sähkö siirretään asiakkaalle keskitetyltä tuotannolta kantaverkkoa pitkin. Siirtokanavana ajatellussa sähköverkossa asiakkaan vaikutus sähköverkon mitoittamiseen huomioidaan koko asiakkaan tarvitseman siirtotien matkalta. Asiakkaan koko siirtotien verkostokustannuksia sisältävien kustannuspaikkojen kustannukset kohdistetaan siirtokanavamallin mukaisesti siirtotariffien teho- tai perusmaksuihin.

Järjestelmäpohjaisessa ajatusmallissa yksittäisen asiakkaan vaikutus sähköverkon osien mitoittamiseen on osoitettavissa selkeästi vain pienjänniteverkon ja jakelumuuntamoiden tasolla. Kuvan 3.3 oikeassa osassa katkoviivalla rajattu alue kuvaa niitä sähköverkon osia, joiden kustannukset kohdistetaan lopulta siirtotariffien energiamaksuihin teho- tai perusmaksujen sijaan. Kustannukset voidaan edellä mainitussa tapauksessa kohdistaa siirtotariffeille esimerkiksi teho- tai energiaperusteisesti, jonka jälkeen ne voidaan kohdistaa haluttuihin maksukomponentteihin.

Mikäli hinnoittelumallia halutaan jossain vaiheessa muuttaa, on syytä huomioda, että tehtävät muutokset suoritetaan riittävän pienin askelein järkevällä aikajänteellä. Esimerkiksi äkillinen muutos perusmaksupainotteisesta hinnoittelumallista energiamaksupainotteiseen hinnoittelumalliin ei yhtiön asiakkaiden näkökulmasta ole oikeudenmu-

kainen ratkaisu. Hinnoittelumallin suhteen tehtävien muutosten vaikutuksesta joidenkin asiakkaiden maksamien siirtomaksujen suuruus saattaa kasvaa hyvinkin paljon ja yksittäisen asiakkaan osalta siirtohinnoittelun muutosturva saattaisi tällöin vaarantua. Esimerkiksi suurten teollisuusasiakkaiden tapauksessa verkkoyhtiön käyttämä hinnoittelumalli on saattanut osaltaan vaikuttaa asiakkaan tekemiin laiteinvestointeihin ja sijaintipäätöksiin [14].

3.3.3 Kustannusten kohdistaminen siirtotariffeille

Kustannusten kohdistamisen kannalta osa kustannuspaikkojen kustannuksista voidaan jakaa melko suoraviivaisinkin perustein eri siirtotariffeille. Joissain tapauksissa esimerkiksi mittaus- ja asiakaskustannukset voivat olla hyvinkin helposti kohdistettavissa siirtotariffeille. Mittaus- ja asiakaskustannukset voidaan kohdistaa siirtotariffien perusmaksuihin jakamalla kustannukset verkkoyhtiön asiakkaiden lukumäärällä, jolloin tulokset saadaan mittaus- ja asiakaskustannuksien yksikkökustannus yksittäistä asiakasta kohti. Mikäli eri siirtotariffien tapauksessa laskutustiheyksien tai mittarointiratkaisujen välillä on eroja, tulee ne huomioida mittaus- ja asiakaskustannuksia kohdistettaessa. Sähköenergian siirtovolyymistä riippuvista kustannuksista voidaan muodostaa yksikkökustannukset jakamalla kustannuspaikan kustannukset asiakkaille siirretyllä energiamäärällä. [9]

Verkostokustannuksia sisältävien kustannuspaikkojen kustannusten kohdistamisen suhteen tilanne on monimutkaisempi, sillä kustannusten kohdistamisen tulokset eri laskentamenetelmien välillä voivat erota hyvinkin paljon toisistaan. Seuraava tarkastelu käsittelee verkostokustannusten kohdistamista siirtotariffeille tehoperusteisesti.

Yksinkertaisimmillaan verkostokustannuksia sisältävien kustannuspaikkojen kustannukset voidaan kohdistaa siirtotariffeille kustannuspaikan huippukuormituksen aikaisen tehon perusteella siten, että laskennassa huomioidaan kunkin siirtotariffin kustannuspaikan kuormitushuipun aikaiset tehot. Huippukuormitustunnin perusteella tehtävässä kustannusten kohdistamisessa huomioidaan eri siirtotariffien osallistumiset huippukuormitukseen niin kutsuttujen osallistumiskertoimien avulla, jotka kuvaavat siirtotariffin huippukuormitukseen osallistuvan tehon suhdetta siirtotariffin omaan suurimpaan laskennalliseen kuormitukseen. [23] Osallistumiskertoimet siirtotariffeille voidaan laskea yhtälön 7 mukaisesti.

$$OK_{T,KP} = \frac{P_{T,KP,osallistuva}}{P_T} \quad (7)$$

jossa

OK_T on siirtotariffin T kustannuspaikan KP osallistumiskerroin

$P_{T,KP,osallistuva}$ on siirtotariffin T kustannuspaikan KP huippukuormitusajan tehoon osallistuva teho

P_T on siirtotariffin T suurin laskennallinen teho

Osallistumiskertoimien lisäksi huippukuormituksen aikaisen tehon perusteella tehtävän kustannusten kohdistamisen suhteen laskennassa huomioidaan myös siirtotariffien väliset tehojen risteilyt niin kutsuttujen tasoituskertoimien avulla. Tasoituskerroin kuvaa siirtotariffin laskennallisen huipputehon suhdetta siirtotariffin yksittäisten asiakkaiden huipputehojen summaan. [23] Tasoituskertoimet eri siirtotariffeille voidaan laskea yhtälön 8 mukaisesti.

$$TK_T = \frac{P_T}{P_{T,summa}} \quad (8)$$

jossa

TK_T on siirtotariffin T tasoituskerroin

$P_{T,summa}$ on siirtotariffin T yksittäisten asiakkaiden huipputehojen summa

Kustannuspaikkakohtaisten yksikkökustannusten sekä siirtotariffien osallistumis- ja tasoituskertoimien avulla voidaan muodostaa eri siirtotariffeille tehomaksut yhtälön 9 mukaisesti. Yhtälössä esiintyvä yksikkökustannus on muodostettu kyseessä olevan kustannuspaikan kustannusten ja kustannuspaikkakohtaisesti valitun tehon osamääränä.

$$TM_T = K_{KP} \cdot OK_T \cdot TK_T \quad (9)$$

jossa

TM_T on siirtotariffin T tehomaksu

K_{KP} on kustannuspaikan KP yksikkökustannus

Osallistumis- ja tasoituskertoimet voidaan laskea vastaavasti siirtotariffien lisäksi myös eri siirtotariffien mahdollisille alatuotteille. Laskettuja alatuotekohtaisia osallistumis- ja tasoituskertoimia voidaan hyödyntää esimerkiksi niin kutsutun sulakeporras- tuksen määrittämisen yhteydessä.

Verkostokustannusten suuruuden vuoksi käytettävään kustannusten kohdistamismenetelmään on kiinnitettävä huomiota. Eri menetelmien välillä laskennan lopputulokset saattavat joissain tapauksissa erota paljonkin toisistaan. Esimerkiksi verkostokustannuksia sisältävien kustannuspaikkojen suhteen yksittäisen huippukuormitustunnin perusteella tehtävässä kustannusten kohdistamisessa saattaa tilanne olla joissain tapauksissa sellainen, jossa kustannuspaikan suurimmat kuormitushuiput eroavat suuruudeltaan toisistaan vain vähän, mutta ajoittumisen suhteen suuresti. Suurimmat kuormitushuiput voivat ajoittua esimerkiksi siten, että toinen tunneista ajoittuu päiväajalle ja toinen yöajalle. Mikäli edellä esitetyn tilanteen mukaisesti verkostokustannuksia sisältävien kustannuspaikkojen kustannusten kohdistaminen tehdään yksittäisen huippukuormitustunnin perusteella, saattaa tilanne johtaa siihen, että aiheuttamisperiaatteen mukainen hinnoittelu eri siirtotariffien osalta ei välttämättä toteudu täysin oikeudenmukaisesti ja joidenkin siirtotariffien asiakkaat joutuvat maksamaan muiden siirtotariffiryhmien asi-

akkaiden aiheuttamia kustannuksia. Edellä mainitun kustannusten kohdistamista koskevan epäkohdan suhteen kustannusten kohdistamisen tasapuolisuutta voisi mahdollisesti parantaa esimerkiksi huomioimalla laskennassa useampi kuin pelkästään yksi huippukuormitustunti.

Verkostokustannukset voidaan kohdistaa siirtotariffeille vaihtoehtoisesti myös yksityiskohtaisempien menetelmien avulla. Kustannuspaikkakohtaisen tarkastelun sijaan sähköverkkoa voidaan tarkastella esimerkiksi muuntopiirikohtaisesti. Yksityiskohtaisemmassa tarkastelussa kullekin verkonosalle muodostetaan asiakastietojen ja kuormitusmallien avulla kuormituskäyrä, josta on mahdollista selvittää kunkin verkonosan ja siirtotariffin tehot valittuina verkonosan huippukuormitustunteina. Verkonosakohtaisten kuormituskäyrien tunteminen mahdollistaa tehoperusteisesti kohdistettavien kustannusten kohdistamisen siirtotariffeille myös useamman kuin yhden tunnin perusteella. Yksittäisen huippukuormitustunnin sijaan voidaan huomioida myös huippukuormitustunnin sisältävän vuorokauden muut tunnit tai vastaavasti haluttu määrä verkonosan suurimpia huippukuormitustunteja.

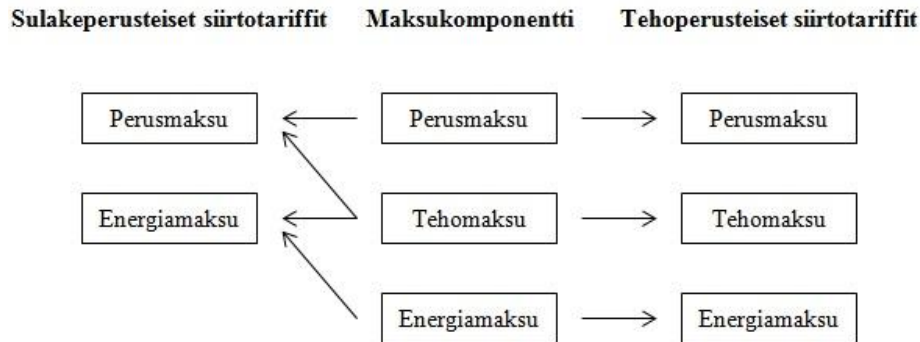
Verkonosien omien kuormituskäyrien perusteella voidaan selvittää esimerkiksi kunkin verkonosan huippukuormitusajan teho sekä eri siirtotariffien tehot kyseisinä huippukuormitusten ajankohtina. Verkonosakohtaisten huippukuormitusten perusteella tehtävä kustannusten kohdistaminen on kustannuspaikkakohtaiseen tarkasteluun nähden yksityiskohtaisempaa ja tarkastelussa voidaan päästä tarkempaan aiheuttamisperiaatteen toteutumiseen.

Vaihtoehtoinen kustannusten kohdistamismenetelmä edellä mainittujen menetelmien lisäksi perustuu myös yksityiskohtaisempaan tarkasteluun, jossa hyödynnetään verkonosien omia kuormituskäyriä. Menetelmässä jokaisen siirtotariffin tapauksessa määritetään verkonosan kuormituskäyrä yhtälön 6 mukaisesti siten, että laskennan kohteena olevan siirtotariffin asiakkaat suljetaan laskennan ulkopuolelle. Alkuperäisestä lasketusta kuormituskäyrästä poimitaan verkonosan laskennallinen huipputeho ja vastaavasti lasketusta kuormituskäyrästä, jossa laskennan kohteena olevan siirtotariffin asiakkaita ei huomioitu, ja vertaillaan niiden välistä erotusta alkuperäiseen verkonosan laskennalliseen huipputehoon. Laskennan tuloksena saadaan tieto siitä, kuinka paljon verkonosan laskennallinen huipputeho kasvaa tarkasteltavan siirtotariffin asiakkaiden vaikutuksesta. Laskenta toistetaan jokaiselle siirtotariffiryhmälle samalla menetelmällä ja tulosten perusteella saadaan tieto siitä, kuinka paljon kullekin siirtotariffiryhmälle kohdistuu verkonosan kustannuksia. Toistamalla laskenta jokaiselle verkonosalle voidaan selvittää eri siirtotariffien kustannusosuudet verkostokustannuksia sisältävien kustannuspaikkojen kustannuksista.

3.4 Siirtohinnaston muodostaminen

Kustannusten kohdistamisen perusteella tiedetään siirtotariffeittain eri maksukomponenttien laskennalliset suuruudet, joista voidaan yhtiön käytäntöjen mukaisesti muodostaa aiheuttamisperiaatteen mukainen siirtohinnasto. Siirtotariffirakenteita muodostetta-

essa päätetään esimerkiksi sulakeperusteisten ja tehoperusteisten siirtotariffien rakenteet, kuten perusmaksujen mahdolliset sulakeporrastukset ja energiamaksujen aikaporrastukset. Kuvassa 3.4 on esitetty esimerkki siitä, miten eri maksukomponentteja voidaan yhdistellä keskenään siirtotariffien muodostamisvaiheessa erityyppisten siirtotariffirakenteiden tapauksessa.



Kuva 3.4: Kustannusten kohdistamisen perusteella saatujen maksukomponenttien yhdistäminen siirtotariffien muodostamisvaiheessa sulake- ja tehoperusteisten siirtotariffien tapauksessa [14; 15; 16].

Aiheuttamisperiaatteen mukainen siirtohinnoitus muodostuu itsenäisistä siirtotariffeista ja se ei välttämättä sellaisenaan sovellu suoraan käyttöön otettavaksi siirtohinnoitukseksi [16]. Ennen siirtohinnoituksen käyttöönottoa siihen on tehtävä muutoksia, jotta siirtohinnoitus toteuttaisi myös muut siirtohinnoittelussa käytettävät periaatteet sekä yhtiön siirtohinnoittelulle asettamat tavoitteet. Aiheuttamisperiaatteen mukaiseen hinnoitukseen tehtävät muutokset vaihtelevat verkkoyhtiöittäin ja esimerkiksi menetelmät sulakeperusteisten siirtotariffien tehomaksujen yhdistämisen osalta joko kokonaisuudessaan perusmaksuihin tai osittain perusmaksuihin sekä energiamaksuihin saattavat vaihdella hyvinkin paljon. Sulakeperusteisten siirtotariffien osalta tehomaksun yhdistäminen muihin maksukomponentteihin yksinkertaistaa ja selkeyttää siirtotariffin rakennetta huomattavasti, mutta toisaalta yhdistämisen seurauksena aiheuttamisperiaatteen toteutuminen heikentyy. Tehomaksu voidaan toisaalta jakaa valitussa suhteessa myös perus- sekä energiamaksuihin, jolloin osittainen yhdistäminen energiamaksuun kasvattaa sähkökäytöstä riippuvan komponentin suuruutta, mikä lisää kannustinvaikutusta energiatehokkuuden osalta.

Energiamaksujen suhteen tehtävät muutokset koskevat etenkin niitä siirtotariffeja, joiden asiakkaat käyttävät vuodessa paljon sähköä. Näiden asiakkaiden osalta energiamaksuun on tehtävä eri vuorokauden sekä mahdollisesti eri vuodenaikojen välille hintaporrastus, jotta siirtotariffeilla saadaan aikaan suurempien asiakkaiden kuormituksen ohjausta sähköverkon kuormitushuipun pienentämiseksi.

Yhtiöittäin käytettävät menetelmät erilaisten siirtotariffirakenteiden suhteen vaihtelevat. Esimerkiksi suurissa kaupungeissa, joissa yksittäisen sähkökäyttäjän vaikutus verkoston mitoittamiseen on hyvin pieni, pienasiakkaiden suhteen siirtotariffin perusmaksu ei ole välttämättä porrastettu sulakekoon mukaan, vaan jokainen siirtotariffin asiakas maksaa samansuuruisen vuotuisen perusmaksun. Maaseudulla sähkökäyttäjiä on kaupunkeihin nähden vähemmän ja asiakkaiden tehontarve on suurempi, jolloin siir-

totariffien perusmaksukomponentit on porrastettu liittymien sulakekoon mukaisesti. [23]

Verkkoyhtiön käyttämä siirtohinnasto on kokonaisuus, jonka vuoksi eri siirtotariffien välisestä yhteensopivuudesta tulee varmistua. Käytännön kannalta eri siirtotariffivaihtoehtojen väliset siirtymäraajat sähköenergian käytön määrän ja ajoittumisen suhteen tulee määrittää riittävän selkeiksi siten, että päällekkäisiä siirtotariffivaihtoehtoja ei pääse syntymään ja asiakas valitsee tälle suunnitellun siirtotariffivaihtoehdon. Esimerkiksi jonkin siirtotariffin asiakkaiden siirtyminen huolimattoman tariffisuunnittelun vuoksi toisen siirtotariffin asiakkaiksi saattaisi osaltaan olla jossain määrin haitallista verkkoyhtiön liiketoiminnalle. [26]

Ennen lopullisen siirtohinnaston käyttöönottoa on varmistuttava myös siirtohintojen markkinakelpoisuudesta. Luvussa 2.4 esitetyn markkinaperiaatteen toteutuminen varmistetaan tyypillisesti vertailemalla muodostettuja siirtomaksuja muihin samankaltaisten sähköverkkoyhtiöiden käyttämiin siirtohinnastoihin ja EMV:n tilastoihin. Kun eri hinnoitteluperiaatteiden suhteen on löydetty yhtiölle sopiva tasapaino ja siirtohinnaston katsotaan toteuttavan sille asetetut tavoitteet, voidaan viimeisteltyyn siirtohinnastoon lisätä asiaankuuluvat sähkö- ja arvonnäisäverot sekä huoltovarmuusmaksut ja ottaa valmis siirtohinnasto käyttöön.

4 SIIRTOTARIFFIRAKENTEET

Sähköverkon kehittyminen kohti älykästä sähköverkkoa luo tarpeita uudentyyppisille siirtotariffirakenteille, joiden avulla pyritään vastaamaan tulevaisuuden haasteisiin siirtohinnoittelun osalta. Nykyisin laajalti käytössä olevat siirtotariffirakenteet eivät välttämättä sisällä tehokkaita kannustimia sähkön tehokkaaseen käyttöön ja kehittyvässä toimintaympäristössä myös paine sähkön siirtohinnoittelun kehittämiseksi on ikääntyvän sähköverkon kasvavien investointitarpeiden vuoksi kasvussa.

Siirtotariffien kehittämisessä on otettava huomioon usean eri markkinaosapuolen näkökulmat, mikä osaltaan monimutkaistaa potentiaalisten vaihtoehtoisten siirtotariffien kehittämistä. Tässä luvussa pyritään tuomaan esille siirtohinnoittelun kehittämisessä huomioitavia lähtökohtia, esitellään nykyinen laajalti tarjottu siirtotariffivalikoima ja myös tulevaisuuden kannalta mahdollisia tehoperusteisia vaihtoehtoisia siirtotariffirakenteita.

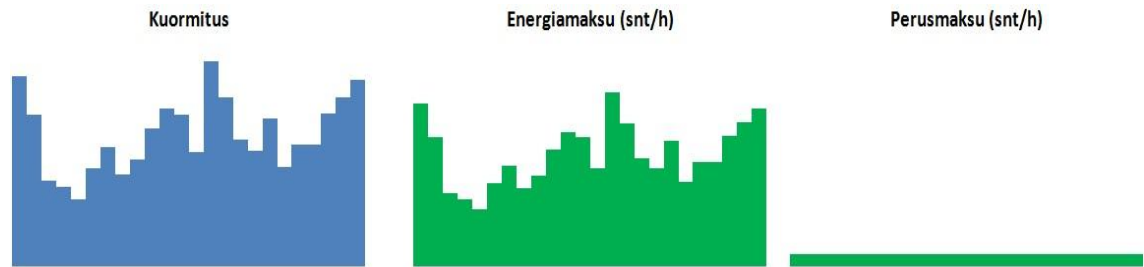
4.1 Nykyinen siirtotariffitarjonta

Nykyinen suomalaisissa verkkoyhtiöissä laajalti tarjottu siirtotariffivalikoima koostuu pääosin kolmesta tai neljästä erityyppisestä siirtotariffirakenteesta. Pienille asiakkaille tarjotaan tyypillisesti yksiaikatariffia, hieman suuremmille asiakkaille aikaportaita tai kuormituksen ohjausta sisältävää aikaporrastettua siirtotariffia ja suurille asiakkaille tarjotaan pääosin tehotariffia. Siirtotariffit ovat kuitenkin vapaavalintaisia ja asiakas voi valita itselleen sopivimman siirtotariffin, mikäli erillisiä rajoitteita ei verkkoyhtiön hinnastossa ole siirtotariffien osalta mainittu.

Siirtotariffit muodostuvat eri maksukomponenteista, joita voi siirtotariffista riippuen olla useita. Suuremmille asiakkaille tarkoitetuissa siirtotariffeissa on tyypillisesti enemmän maksukomponentteja kuin pienasiakkaille tarkoitetuissa siirtotariffeissa.

4.1.1 Yksiaikatariffi

Yksiaikatariffi, usein yleistuote tai yleistariffi, koostuu kiinteästä, joko yksiportaittaisesta tai sulakekoon mukaan porrastetusta perusmaksusta sekä sähköenergian kulutuksen määrästä riippuvasta energiamaksusta. Yleistuote on tyypillisesti suunnattu pienille asiakkaille, joiden energiankulutus alle 10 000 kWh vuodessa ja sähkönkäyttö ajoittuu pääosin päiväajalle. Kuvassa 4.1 on esitetty esimerkki tyypillisen pienen sähkönkäyttäjän kuormituksesta yhden vuorokauden tunteina sekä siirtotariffin eri maksukomponenttien muodostuminen tunneittain yksiaikatariffilla. [13]

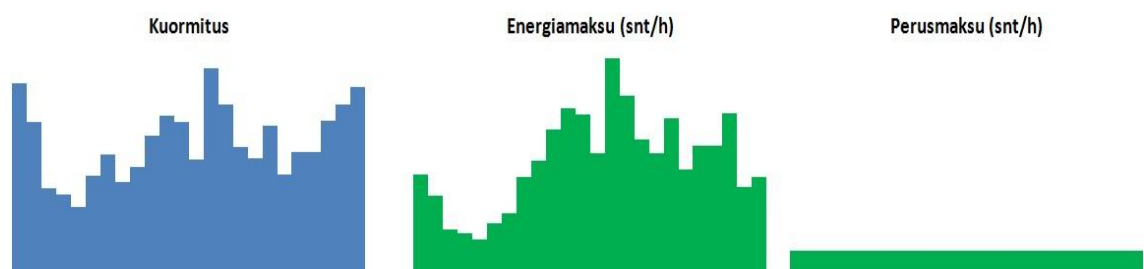


Kuva 4.1: Siirtotariffin eri maksukomponenttien muodostuminen yhden vuorokauden tunteina pienasiakkaan tapauksessa, jossa asiakkaan siirtotariffina on yksiaikatariffi. Maksukomponenttien suhteen kuvien pystyakselit ovat yhtenevät.

Yksiaikatariffissa siirtomaksun kulutuksesta riippuvan energiamaksukomponentin suuruus ei riipu sähkönkäytön ajankohdasta, joten siirtotariffina se ei sisällä kulutusta ohjaavaa tekijää sähkön ajallisen käytön suhteen. Yksiaikatariffin ainoa kannustintekijä sähkön siirron osalta on energiamaksun suuruuden vaikutus käytetyn sähköenergian määrän pienentämiseen.

4.1.2 Aikaportaita sisältävät siirtotariffit

Keskisuurilla asiakkailla, joiden energiankulutus on yli 10 000 kWh vuodessa ja sähkönkäyttö ajoittuu pääosin muulle kuin päiväajalle, on tyypillisesti käytössä lämmitysjärjestelmänä joko suora sähkölämmitys tai jokin muu paljon sähköenergiaa vaativa lämmitystapa. Sähkölämmittäjille sopivampi siirtotariffivaihtoehto on eri aikaportaita sisältävä siirtotariffi, joka muodostuu perusmaksun osuudesta sekä aikaporrastetusta energiamaksun osuudesta. Energiamaksussa aikaportaita on tyypillisesti kaksi tai useampi ja ne jakautuvat joko pelkästään vuorokauden sisäisiin aikaportaisiin tai niiden lisäksi myös eri vuodenaikojen mukaisiin aikaportaisiin, joissa myös yö- ja päiväajat on huomioitu. Kuvassa 4.2 on esitetty esimerkki tyypillisen pienen sähkönkäyttäjän kuormituksesta yhden vuorokauden tunteina sekä siirtotariffin eri maksukomponenttien muodostuminen aikaportaita sisältävällä siirtotariffilla. [13]

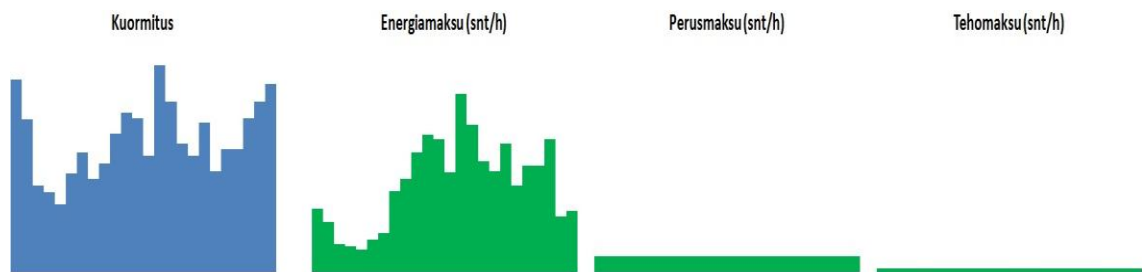


Kuva 4.2: Siirtotariffin eri maksukomponenttien muodostuminen yhden vuorokauden tunteina pienasiakkaan tapauksessa, jossa asiakkaan siirtotariffina on aikaportaita sisältävä tariffi. Maksukomponenttien suhteen kuvien pystyakselit ovat yhtenevät.

Eri aikaportaita sisältävät siirtotariffit on rakennettu siten, että esimerkiksi vuorokausitariffin asiakkaalla on mahdollisuus halvempaan kulutusmaksuun yöaikana. Vastaavasti myös vuodenaikatariffin asiakkaalla siirtotariffin energiamaksun osuus on öisin pienempi. Vuodenaikatariffin hinnoittelussa jaottelu on tehty siten, että talviarkipäivinä

energiamaksun osuus on huomattavasti suurempi kuin muina aikoina. Sähköverkon kannalta talviarkipäivinä sähköverkon kuormitus on alhaisen lämpötilan vuoksi hyvin suuri.

Joidenkin Suomessa toimivien verkkoyhtiöiden siirtotariffivalikoimasta löytyy myös vaihtoehto, joka hyödyntää kuormanohjausta. Sähkökäyttäjältä edellytetään tällöin erityistä kuormanohjauslaitteistoa, jonka avulla voidaan ohjata esimerkiksi lämmityskuormia. Siirtotariffirakenne ohjausta sisältävän siirtotariffin tapauksessa koostuu perusmaksusta, kaksi- tai useampiportaittaisesta energiamaksusta sekä erillisestä tehomaksusta, joka määräytyy sopimuksen mukaisesti. Asiakkaan osalta ohjausta sisältävän siirtotariffin perus- tai energiamaksu on pienempi pelkkään aikaporrastettuun siirtotariffiin nähden. [27] Kuvassa 4.3 on esitetty tyypillisen pienen sähkökäyttäjän kuormitus yhden vuorokauden tunteina sekä siirtotariffin eri maksukomponenttien muodostuminen sähkökäytön ohjausta sisältävällä siirtotariffilla.

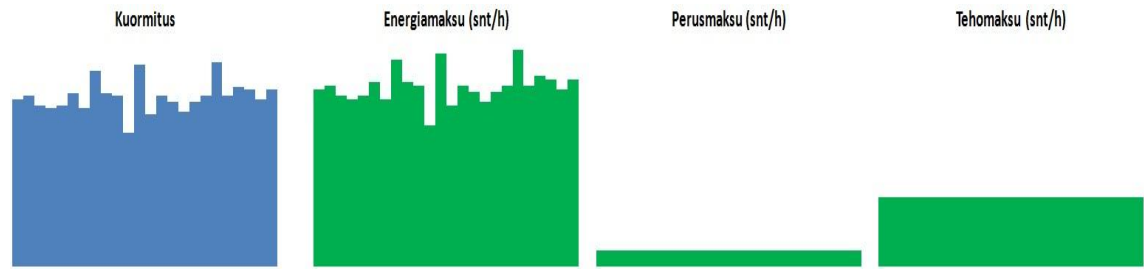


Kuva 4.3: Siirtotariffin eri maksukomponenttien muodostuminen yhden vuorokauden tunteina pienasiakkaan tapauksessa, jossa asiakkaan siirtotariffina on sähkökäytön ohjausta sisältävä tariffi. Maksukomponenttien suhteen kuvien pystyakselit ovat yhtenevät.

Aikaporrastetun siirtotariffin energiamaksun porrastus sisältää selkeän kannustimen siirtää suurten kuormitusten, pääosin lämmityslaitteistoja, käyttöajankohta halvemmalle ajalle. Suurempia kuormituksia ei kuitenkaan ole järkevää kytkeä samanaikaisesti päälle, koska haluttu huipputehon pienentämistavoite ei välttämättä toteutuisi ja pahimmassa tapauksessa samanaikaisista päälle kytkennöistä aiheutuva tehontarve olisi aikaisempaa huipputehoa suurempi. Edellä mainitusta syystä johtuen ohjattavien kuormitusten kytkentätoimenpiteet suoritetaan tyypillisesti porrastetusti. [15]

4.1.3 Tehotariffi

Suurille sähkökäyttäjille, kuten esimerkiksi teollisuusyrityksille ja tehtaille, tarjottavat siirtotariffit ovat rakenteeltaan monimutkaisempia. Suurilla asiakkaila on tyypillisesti käytössään pätötehon mittausta, joka mahdollistaa erillisen tehokomponentin käytön siirtotariffissa. Tehotariffi muodostuu tyypillisesti perusmaksusta, pätötehomaksusta, mahdollisesta loistehomaksusta sekä energiamaksusta. [13] Kuvassa 4.4 on esitetty sähkökäyttäjän kuormitus yhden vuorokauden aikana sekä siirtotariffin maksukomponenttien muodostuminen tehotariffilla ilman loistehomaksua.



Kuva 4.4: Siirtomaksun eri maksukomponenttien muodostuminen yhden vuorokauden tunteina suuremman asiakkaan tapauksessa, jossa asiakkaan siirtotariffina on tehotariffi. Maksukomponenttien suhteen kuvien pystyakselit ovat yhtenevät.

Tehotariffin erilliset energia- ja tehomaksukomponentit antavat sähkökäyttäjälle, aikaisemmin esitettyihin siirtotariffeihin nähden, paremman mahdollisuuden vaikuttaa aktiivisesti omilla toimillaan siirtomaksunsa suuruuteen. Tehotariffin erillinen tehomaksukomponentti kannustaa asiakasta pienentämään huipputehoaan. Useamman asiakkaan tapauksessa huipputehon pienentäminen johtaa verkon vahvistamisesta aiheutuvien kustannusten lykkääntymiseen, mikä näkyy asiakkaiden tasolla myös siirtomaksuissa pidemmällä aikavälillä.

4.2 Siirtotariffien kehittämisessä huomioitavia seikkoja

Siirtotariffien kehittämisessä huomioitavia yleisiä hinnoitteluperiaatteita esiteltiin diplomityön toisessa luvussa. Sähkönjakeluverkon, energiamittausten ja kotiautomaation kehittyminen mahdollistaa tulevaisuudessa myös rakenteiltaan erilaisten siirtotariffien käytön, joiden kehittämisessä tulee huomioida perinteisten hinnoitteluperiaatteiden lisäksi myös muita seikkoja.

Eri markkinaosapuolten väliset näkemykset vaikuttavat jossain määrin siihen, minkälaiset siirtotariffirakenteet voisivat olla kokonaisuudessaan eri markkinaosapuolten näkökulmista hyviä vaihtoehtoja tulevaisuuden kannalta. Asiakkaan näkökulmasta ajateltuna siirtotariffin edullisuus, rakenteellinen yksinkertaisuus ja ennakoitavuus ovat tärkeitä seikkoja. Siirtotariffien tulisi, yhdessä sähkön myyntitariffien kanssa, muodostaa järkevä ja edullinen kokonaisuus, joka kannustaisi asiakasta sähkön tehokkaaseen käyttöön. Verkkoyhtiön näkökulmasta tarkasteltuna hyvä siirtotariffi tuo riittävän sekä ennustettavan rahavirran eikä sisällä yhtiön näkökulmasta suuria riskejä. [28] Verkkoyhtiöiden välillä saattaa myös olla erilaisia tavoitteita ja näkemyksiä tulevaisuudessa käytettävien siirtotariffirakenteiden osalta. Uusia siirtotariffivaihtoehtoja kehitettäessä on varmistuttava siitä, että niiden rakenteet soveltuvat tulevaisuuden älykkään sähköverkon asettamiin haasteisiin.

4.2.1 Älykäs sähköverkko

Älykkäälle sähköverkolle ei toistaiseksi ole olemassa yhtä yleispätevää määritelmää ja eri lähteiden käyttämät määritelmät älykkäästä sähköverkosta voivat poiketa toisistaan tarkastelijan näkökulmasta riippuen. [29] Diplomityön kannalta älykkäällä sähköverkol-

la tarkoitetaan tässä yhteydessä tulevaisuuden sähköverkkoa, jossa perinteisen ajattelumallin mukainen passiivinen kulutuspuoli muuttuu aktiiviseksi toimijaksi. Muun muassa erilaiset tekniset sovellukset, älykäs asiakasrajapinta, hajautettu sähköntuotanto, energian varastointi, sähköautot ja erilaiset tiedonsiirtotekniikat mahdollistavat myös sähkön kulutuspuolen aktiivisen osallistumisen sähkömarkkinoihin ja sähkövoimajärjestelmän tehtasapainon hallintaan perinteisen yksisuuntaisen ajatusmallin sijaan, jossa keskitetyltä sähköntuotannolta siirretään sähkö sen loppukäyttäjille. [30] Kuvassa 4.5 on esitetty Helsingin Energian visio älykkäästä sähköverkosta ja eräistä siihen kuuluvista osatekijöistä.



Kuva 4.5: Eräs visio älykkäästä sähköverkosta ja eräistä siihen kuuluvista osatekijöistä [31].

Sähköverkon jatkuva kehittyminen luo siirtotariffeihin kohdistuvia muutospaineita, sillä nykyiset siirtotariffirakenteet eivät välttämättä sellaisenaan sovellu riittävän hyvin älykkään sähköverkon luomiin toimintaympäristön muutoksiin. Sähköverkkojen osalta esimerkiksi hajautetun sähköntuotannon, sähkön pientuotannon ja sähköautojen määrän lisääntyminen saattavat muuttaa sähkönkäyttäjien kuormituskäyttäytymistä ja johtaa tilanteeseen, jossa sähköä ei ole tarpeen siirtää keskitetyltä sähköntuotannolta pitkien etäisyyksien päähän yhtä paljon kuin nykyiseen tilanteeseen verrattuna. Verkko-yhtiöiden tulee verkkopalvelujensa hinnoittelua kehittämällä varmistaa edellytykset kannattavalle ja kestäväälle liiketoiminnalle myös tulevaisuudessa.

4.2.2 Kysyntäjousto

Sähkövoimajärjestelmän stabiilius perustuu siihen, että joka ajanhetki sähkön tuotannon on vastattava kulutusta. Perinteinen ajatusmalli sähkövoimajärjestelmän toiminnan kannalta pohjautuu ajatukseen, jossa sähkön tuotanto seuraa sähkön kulutusta ja sähköä

tuotetaan joka ajanhetki tarpeellinen määrä. Tuotannon seuratessa kulutusta voi sähkövoimajärjestelmän tila joutua tilanteeseen, jossa hetkittäinen sähkön kysyntä kasvaa huomattavan suureksi ja tällöin sähköenergiaa on tuotettava enemmän paljon hiilidioksidipäästöjä tuottavilla ja myös kustannuksiltaan kalliimmilla sähköntuotantomuodoilla. [20] Toisaalta sähkövoimajärjestelmän tilanne voi olla myös sellainen, jossa esimerkiksi tuuli- ja aurinkoenergiaa on saatavilla ylimäärin kuormitukseen nähden. Tällöin sähköverkon kuormitusta olisi pystyttävä kasvattamaan, jotta tuotannon ja kulutuksen tasapaino säilyisi.

Verkkoyhtiön näkökulmasta optimaalinen kuormitusprofiili olisi mahdollisimman tasainen ja poikkeavan suuria kuormituspiikkejä sekä niiden haittavaikutuksia, kuten sähköjakelun keskeytyksiä, ei sähköverkossa pääsisi syntymään. [20] Tasaiseen kuormitusprofiiliin mahdollistamista helpottaa kysyntäjousto, jolla tässä yhteydessä tarkoitetaan sitä, että sähkön kulutuspuolella on kuormanohjauksen myötä mahdollisuus mukautua sähköverkon kuormitustilanteeseen esimerkiksi siirtämällä kuormitusta ajallisesti tarpeen mukaan.

Kysyntäjoustopuolelta puhuttaessa on kiinnitettävä huomio siihen, mistä näkökulmasta kysyntäjoustopuolelta tarkastellaan, sillä esimerkiksi monet kysyntäjoustopuolelta käsittelevät tutkimukset keskittyvät pääosin sähköä myyvän yhtiön näkökulmaan. Myyntiyhtiön näkökulma saattaa poiketa suuresti verkkoyhtiön näkemyksistä. Kysyntäjoustopuolella ei tässä yhteydessä tarkoiteta suoraan sähkönkäyttäjän kuluttaman sähköenergian absoluuttisen määrän pienentämistä, vaan kuormituksen ajankohdan siirtämistä raskaamman kuormituksen ajankohdilta sopivammalle ajankohdalle, jolloin sähköverkossa on pienemmän kuormituksen vuoksi tarjolla enemmän vapaata siirtokapasiteettia. Onnistunut kysyntäjousto pienentää sähköverkon kuormitushuipun aikaista tehoa ja tasaisempi kuormitusprofiili helpottaa sähköverkon siirtokapasiteetin suunnittelemista. Edellä mainittujen seikkojen lisäksi asiakkaan kuluttaman vuotuisen sähköenergian määrä saattaa kysyntäjoustopuolelta vaikutuksesta jopa pienentyä. Kysyntäjoustopuolelta myötä sähköverkon vahvistamistarpeista aiheutuneet kustannukset saattavat pienentyä pitkällä aikavälillä ja verkkoyhtiön asiakkaat hyötyvät pienentyneistä kustannuksista siirtomaksuisuudessaan. [20]

Kysyntäjoustopuolelta onnistuminen edellyttää myös sitä, että sähkön kysyntäpuoli on saatava osallistumaan aktiivisesti kysyntäjoustopuolelta. Asiakas ei hyvin todennäköisesti muuta sähkönkäyttötottumuksiaan, mikäli tehdyistä toimenpiteistä ei ole tiedossa rahallista hyötyä. Verkkoyhtiö voi erilaisten vaihtoehtoisten siirtotariffirakenteiden avulla saada aikaan riittävän taloudellisen kannustevaikutuksen kysyntäjoustopuolelta toimenpiteiden aikaansaamiseen. [20]

4.3 Vaihtoehtoiset siirtotariffirakenteet

Asiakasrajapinnan kehittyminen erilaisten kotiautomaatioratkaisujen myötä mahdollistaa erilaisten vaihtoehtoisten siirtotariffirakenteiden käytön. Viime vuosina eri lähteissä on tutkittu erilaisia siirtotariffivaihtoja ja mielenkiinnon kohteena ovat olleet erilaiset tehopohjaiset siirtotariffirakenteet, joiden potentiaalia on arvioitu etenkin sähkölämmi-

tyksen omaavien asiakkaiden osalta. [28] Suuri osa sähkön siirron kustannuksista muodostuu sähköverkkoon tehtävistä investoinneista, joiden määrä riippuu osaltaan sähköverkon tehonsiirtotarpeesta ja siihen tarvittavasta kapasiteetista. Mikäli asiakkaiden tehontarvetta voitaisiin ohjata esimerkiksi uusien siirtotariffirakenteiden avulla, voitaisiin sähköverkon vahvistamisesta aiheutuneita investointikustannuksia lykätä myöhempään ajankohtaan. Asiakasnäkökulmasta ajateltuna yksittäisen asiakkaan mahdollisuus vaikuttaa omilla toimillaan siirtomaksunsa suuruuteen voi tehoerusteisissa siirtotariffeissa parantua nykyisiin aikaporrastettuihin siirtotariffeihin nähden.

Vaihtoehtoisten siirtotariffirakenteiden kehittämisen osalta tulee arvioida erilaisien siirtotariffivaihtoehtojen etuja ja puutteita mahdollisimman laajasti. Erilaisia siirtotariffiratkaisuja on useita ja eri yhtiöiden välillä siirtotariffeja koskevat näkemykset, tarpeet ja kriteerit saattavat vaihdella suuresti. Tällöin niin sanotun yleisesti pätevän optimaalisen siirtotariffirakenteen kehittäminen on haasteellista. Teknologian tutkimuskeskuksen (VTT) laatiman raportin mukaan sähköä koskevien tariffien rakenteet voisivat olla muodoiltaan sellaiset, että sähkön siirtotariffit olisivat rakenteiltaan staattisempia sähkön myyntitariffeihin nähden [32].

Vaihtoehtoisia siirtotariffivaihtoehtoja voisivat olla esimerkiksi jo nykyisin käytössä olevat, suuremmille asiakkaille tarkoitetut, tehotariffit tai niin kutsuttu tehoerusteinen kaistahinnoittelu. Tehoerusteisten siirtotariffirakenteiden suhteen hintojen määrätymisperusteet on syytä miettiä perusteellisesti ennen niiden käyttöönottoa. Määrätymisperusteiden lisäksi eri markkinaosapuolten näkökulmiin on syytä kiinnittää huomiota ja arvioida potentiaalisten siirtotariffivaihtoehtojen vaikutuksia kokonaisuutena.

4.3.1 Pienasiakkaan tehotariffi

Luvun 4.1.3 yhteydessä esitelty tehotariffi olisi mahdollista laajentaa myös pienasiakkaiden käyttöön. Käytännössä diplomityössä esitellyssä siirtohinnoitteluprosessissa siirtotariffien tehomaksukomponentit muodostetaan kustannusten kohdistamisen yhteydessä, mutta siirtohinnoitusta muodostettaessa perinteisten siirtotariffirakenteiden tapauksessa siirtotariffikohtaiset tehomaksut yhdistetään perusmaksukomponentteihin sulakeperusteisten siirtotariffien tapauksessa. Syynä maksukomponenttien yhdistämiseen saattaa osaltaan olla selkeän hintaportaikon rakentaminen. Kiinteiden perusmaksujen suuruus ei kuitenkaan yksittäisen asiakkaan osalta riipu asiakkaan vuoden tehohuipun suuruudesta, jolloin huipputehon pienentämisestä ei ole mahdollista saada taloudellista hyötyä nykyisin pienille asiakkaille suunnitelluilla siirtotariffeilla.

Etäluettavien energiamittareiden ja kotiautomaation laajan käyttöönoton myötä asiakas saa yhä enemmän tietoa omasta sähkökäytöstään reaaliaikaisesti. Tulevaisuudessa asiakkaiden sähkökuormia voidaan myös ohjata erilaisin menetelmin esimerkiksi siten, että asiakkaan huipputeho voidaan rajoittaa automaattisesti tietylle tasolle. Tehomaksun pitäminen erillään perusmaksusta pienasiakkaan tapauksessa toisi siirtotariffiin selvän kannustimen, joka ohjaisi asiakasta pienentämään tehontarvettaan. Pienasiakkaan tehotariffin rakenne sisältäisi vain yhden lisämaksukomponentin perinteisiin siirtotariffeihin nähden, joten siirtotariffin rakenteen monimutkaisuus ei kasvaisi suuresti.

Pienasiakkaalle suunnatun tehotariffin tapauksessa tehomaksu voisi määräytyä esimerkiksi asiakkaan vuoden suurimman tuntitehon perusteella. Nykyiset AMR-mittalaitteet mahdollistavat myös tiheimmän aikavälin mittaukset, joten tehomaksu voisi perustua jopa kuukausitasolla mitattuun suurimpaan tuntitehoon. Lyhyen aikavälin suurimmat tuntitehot, ja myös energiankäyttö, voivat kuitenkin kuukausitasolla vaihdella hyvinkin suuresti, jonka myötä verkkoyhtiön liikevaihdon ennakoiminen vaikeutuisi. Suomessa tehontarve on tyypillisesti suurimmillaan talviaikana kovien pakkasten aikaan, kun taas kesällä tehontarve on hyvin paljon pienempi. Asiakkaan näkökulmasta esimerkiksi eri vuodenaikojen huomioiminen hinnoittelussa kannustaisi asiakasta pienentämään tehontarvettaan myös kesällä. Mikäli tehomaksu määräytyisi vuoden suurimman tuntitehon mukaan, ei asiakas voisi enää kuluvan vuoden aikana vaikuttaa tehomaksun suuruuteen ja kannustinvaikutus olisi hyvin heikko tehontarpeen pienentämiselle. Pienasiakkaan tehotariffissa erillinen, yksiportaittainen tai aikaportaita sisältävä, energiamaksukomponentti kannustaisi asiakasta energiatehokkaaseen kulutukseen nykyisten siirtotariffirakenteiden mukaisesti.

4.3.2 Tehokaista

Lappeenrannan teknillisen yliopiston (LTY) LUT Energian siirtotariffeja koskevassa tutkimusraportissa esitellään potentiaalisena siirtohinnoittelumallina tehokaista, joka perustuisi asiakkaan tarvitsemaan siirtokapasiteettiin. [28] Periaatteellisella tasolla nykyiset pääsulakkeet rajoittavat asiakkaan tehon jo sulakekoon määrittämälle maksimitasolle. Tehokaistalla voitaisiin rajoittaa asiakkaan tehontarvetta myös sulakkeen mahdollistaman tehoalueen sisällä.

Tehokaistassa asiakkaalle asetettaisiin tietynsuuruinen tehoraja, joka perustuisi kyseisen asiakkaan siirtokapasiteettitarpeeseen, joka LTY:n tutkimusraportin mukaisesti voisi olla esimerkiksi asiakkaan edellisen vuoden suurin mitattu tuntiteho. Siirtomaksu tehokaistassa koostuu pelkästä tehoon sidotusta €/kW-perusteisesta maksusta, joten erillistä kulutusmaksukomponenttia siirtotariffissa ole. [28] Kuvassa 4.6 on esitetty asiakkaan siirtomaksun periaatteellinen muodostuminen yhden vuorokauden ajalta, kun asiakkaan siirtotariffivaihtoehtona on tehokaista.



Kuva 4.6: Siirtomaksun periaatteellinen muodostuminen yhden vuorokauden tunteina, kun asiakkaan siirtotariffina on tehokaista.

Tehokaista sisältää selkeän sisäänrakennetun kannustimen asiakkaan tehohiipun pienentämiselle. Asiakkaan maksama siirtomaksu pienentyy tämän tarvitseman tehon-

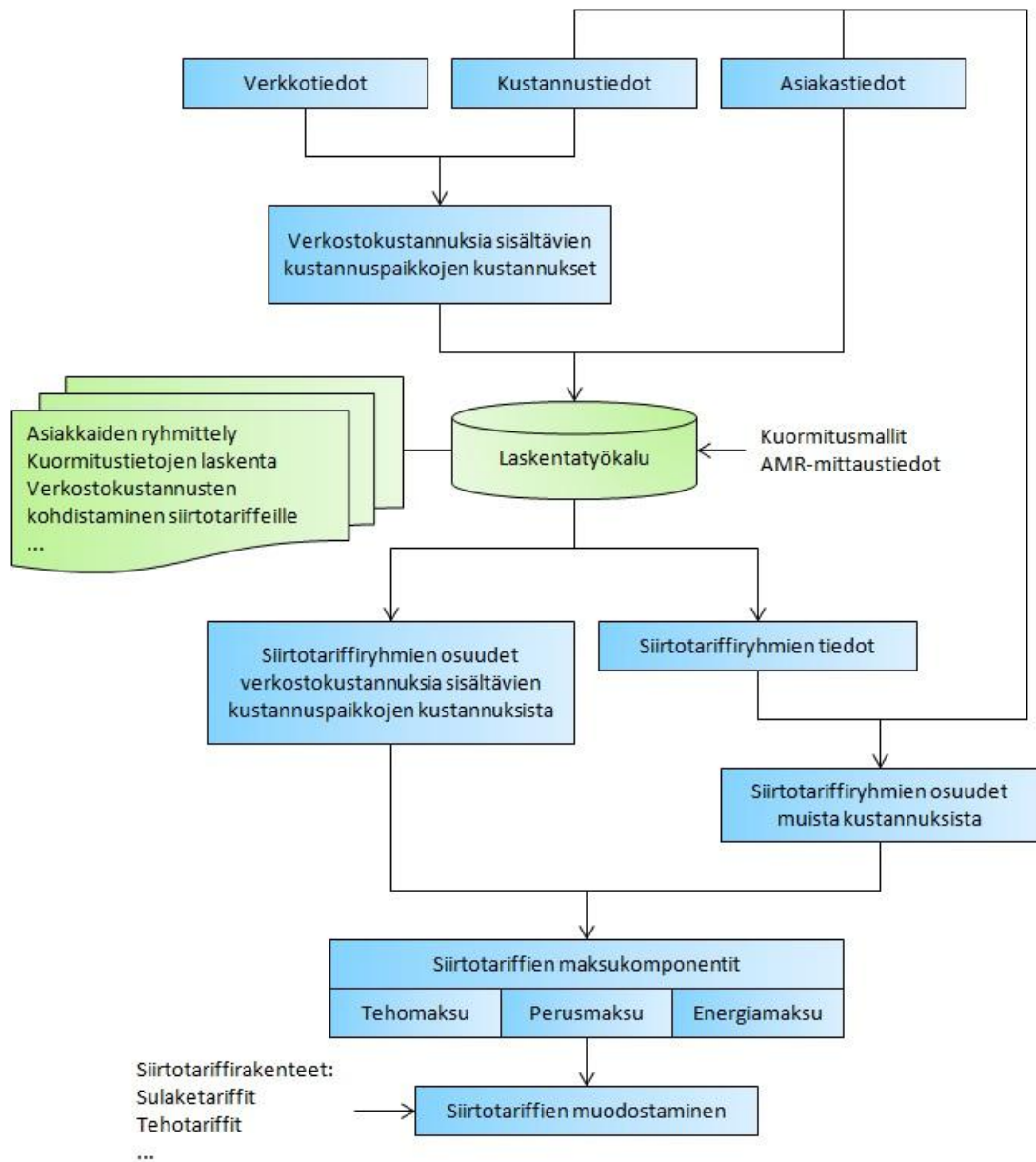
tarpeen pienenemisen johdosta. Verkkoyhtiön kannalta tehokaistahinnoittelu parantaisi liikevaihdon ennustettavuutta ja myös pienentäisi sähköverkon vahvistamistarpeita. Tehokaista ei kuitenkaan sisällä varsinaista kannustinta asiakkaan kuluttaman sähköenergian määrän pienentämisen, sillä tehomaksun suuruus riippuu pelkästään tehosta. Sähkön myyntitariffi, joka ei riipu jakeluverkonhaltijasta, olisi ainoa väline, joka kannustaisi asiakasta suoraan energiatehokkuuteen. Tehokaistan osalta ongelmaksi edellä mainitulla hinnoittelumallilla nousee eri vuodenaikojen välillä vaihteleva tehontarve. Asiakkaan osalta kesäaikana ei edellä kuvatulla hinnoittelumallilla ole kannustimia pienentää tehontarvetta.

5 SIIRTOTARIFFITUTKIMUSTA TUKEVA LASKENTATYÖKALU

Diplomityön ohessa on kehitetty Microsoft Excel –taulukkolaskentaohjelmistoon pohjautuvaa laskentatyökalua, jonka tarkoitus on toimia apuvälineenä siirtotariffitutkimuksessa. Verkkoyhtiön asiakaskanta koostuu tyypillisesti hyvin suuresta määrästä asiakkaita, joten myös käsiteltävät tietomäärät ovat suuria. Siirtohinnoitteluprosessin kaikkien osavaiheiden laskeminen käsin on täten hyvin työlästä ja laskentaprosessin helpottamiseksi osa siirtohinnoittelun vaiheista on laskettu Visual Basic for Applications (VBA) -ohjelmointityökalulla ohjelmoitujen funktioiden avulla.

Laskentatyökalu koostuu useasta erillisestä työkirjasta, jotka sisältävät erilaisia asiakas-, kuormitus- ja kustannustietoja. Eri toimintoja suoritettaessa funktiot sisältävän päätiedoston rinnalle avataan tarvittavat työkirjat, joita suoritettavat toiminnot koskevat. Laskentatyökalun toiminnallisuus rakentuu siirtohinnoitteluprosessin vaiheiden ympärille, joiden laskeminen käsin on luonteeltaan hyvin mekaanista ja aikaavievää. Käytännössä laskentaprosessin työläimpiä vaiheita ovat etenkin kuormitusanalyysin ja verkostokustannusten kohdistamisen vaiheet. Varsinaisten siirtotariffirakenteiden muodostaminen suoritetaan erillisessä tiedostossa, johon kootaan yhteen asiakas-, kuormitus- ja kustannustiedot.

Jotkin siirtohinnoitteluprosessin vaiheet ovat luonteeltaan sellaisia, että niiden suorittaminen käsin on prosessin selkeyden vuoksi tarpeellista. Siirtotariffien muodostaminen ja tariffirakenteiden muokkauksen vaiheet ovat hyvä esimerkki käsin tehtävistä osaprosesseista. Periaatteellisella tasolla laskentatyökalun roolia siirtotariffitutkimuksen apuvälineenä on havainnollistettu kuvassa 5.1.



Kuva 5.1: Laskentatyökalun rooli siirtotariffitutkimuksen apuvälineenä.

5.1 Asiakastiedot

Laskennan pohjatiedot koostuvat asiakastiedot sisältävästä tiedostosta. Jokaiselle asiakasjoukon asiakkaalle syötetään asiakastiedot sisältävän tiedoston tiedot asiakkaan vuosienergian määrästä, käytettävästä kuormitusmallista sekä mahdollisesta AMR-mittaustietotunnisteesta, siirtotariffiryhmästä, pääsulakkeesta ja asiakkaan sijainnista sähköjakeluverkon eri verkkoportilla.

Ennen laskennan suorittamista asiakastiedot on syytä käydä huolellisesti läpi ja korjata niissä esiintyvät puutteet. Esimerkkilaskennassa käytetyissä asiakastiedoissa esiintyi puutteita esimerkiksi asiakkaiden sulaketietojen ja sijaintitietojen osalta.

5.2 Kuormitusmallien käyttö laskentatyökalussa

Laskentatyökalun toiminnallisuudessa on hyödynnetty erilaisia tapoja mallintaa asiakkaiden kuormituksia. Mallinnustavat perustuvat pääosin erilaisiin kuormitusmalleihin, kuten esimerkiksi vanhoista kuormitusmalleista, päivitetystä kuormitusmalleista, klusterointimenetelmään perustuvista kuormitusmalleista sekä asiakaskohtaisista yksilöllisistä kuormitusmalleista. Klusterointimenetelmien tarkemmat kuvaukset on esitetty lähteessä 2. Kuormitusmallien lisäksi laskentatyökalun toiminnallisuuteen sisältyy myös mahdollisuus käyttää AMR-mittaustietoja eri kuormitusmallien avulla määritettyjen laskennallisten tehojen sijaan.

Haluttaessa uusien kuormitusmallien lisääminen laskentatyökalun toiminnallisuuden onnistuu kuormitusmallit sisältäviin tiedostoihin tehtävinä sarakepäivityksinä, mikäli lisättävät kuormitusmallit ovat samaa muotoa aikaisemmin käytettyjen kuormitusmallien kanssa. Nykyisessä toiminnallisuudessa käytettävät kuormitusmallit muodostuvat tyyppikäyttäjryhmäkohtaisista topografioista, jotka sisältävät vuoden jokaiselle tunnille yhden arvon. Yhtä tyyppikäyttäjryhmää kuvaava kuormitusmalli sisältää 8760 arvoa tuntikeskitehoille ja hajonnoille. Kuormitusmallien lisäämisen lisäksi on tehtävä tarpeelliset muutokset myös asiakastietoja sisältävään tiedostoon asiakkaan kohdalla käytettävän kuormitusmallin kohdalle.

Kuormitusten laskennassa käytettäviä erilaisia yhdistelmiä kuormitusten mallintamisvaihtoehtojen suhteen on useita. Tarkempi esimerkkikuvaus eri yhdistelmien käytöstä esitetään luvussa 6.

5.3 Kuormitusanalyysin suorittaminen

Laskentatyökalun avulla on mahdollista määrittää erilaisia kuormitustietoja asiakkaiden vuosienergiatietojen ja käytettävien kuormitusten mallinnusvaihtoehtojen avulla. Siirtohinnoitteluprosessin kannalta on tiedettävä esimerkiksi koko sähköverkon ja sen eri osien tehot. Verkon eri tasojen kuormitusten lisäksi on tunnettava eri siirtotariffiryhmien kuormitukset vuoden tunteina. Yksittäisen asiakkaan tasolla tarpeellisia kuormitustietoja ovat esimerkiksi asiakkaan kuormitusjakauma ja asiakkaan vuoden suurin tuntikeskiteho ja huipputeho. Asiakkaiden sulaketietojen avulla voidaan laskea myös asiakkaiden sulaketietojen perusteella laskettavat teoreettiset maksimitehot.

Yksittäisten asiakkaiden osalta siirtohinnoitteluprosessin kuormitusanalyysin osuuden aloittaminen laskentatyökalussa on suoritettu siten, että jokaiselle asiakkaalle määritetään laskennallisesti yhtälöön 3 perustuen tuntitehot vuoden jokaisena tuntina. Laskettujen tietojen perusteella tunnetaan asiakkaiden kulutusjakaumat eri vuodenaikojen osalta.

Asiakkaat voidaan laskentatyökalun nykyisellä toiminnallisuudella jakaa siirtotariffiryhmiin esimerkiksi jo olemassa olevaa siirtohinnoitusta käyttäen. Kunkin asiakkaan sulake-, teho- ja kuormitusjakaumatietojen perusteella voidaan laskea asiakkaalle siirtomaksun suuruus eri siirtotariffirakenteilla. Asiakkaat voidaan tämän jälkeen ryhmi-

tellä laskettujen siirtomaksujen perusteella eri siirtotariffiryhmiin siten, että asiakkaan katsotaan olevan sen siirtotariffiryhmän asiakas, joka on asiakkaan osalta halvin mahdollinen siirtotariffivaihtoehto. Asiakasjoukossa on tyypillisesti myös suurempia asiakkaita, jotka voidaan ryhmitellä suoraan tehotariffin asiakkaiksi.

Asiakkaiden ryhmittelyn jälkeen voidaan määrittää laskennallisesti kunkin siirtotariffiryhmän ja niiden alatuotteiden asiakkaiden yhteenlasketut tuntitehot vuoden jokaisena tuntina yhtälön 3 mukaisesti asiakkaiden vuosienergiatietojen ja käytettävien kuormitusmallien avulla.

Asiakastiedoista löytyvien sijaintitietojen avulla voidaan muodostaa eri kuormitusmallien tai AMR-mittausten perusteella kunkin verkonosan oma kuormitusprofiili. Kuormitusprofiilit on muodostettu siten, että joko AMR-mittaustietoihin tai asiakkaiden vuosienergiatietoihin ja kuormitusmalleihin perustuen yhtälön 3 mukaisesti määritetään tuntitehot vuoden jokaisena tuntina jokaiselle sähköasemalle, keskijännitelähdölle ja muuntopiirille. Aikaisemmin työssä todettiin, että kuormitusmalleja käyttäessä ei ole välttämätöntä huomioida hajonnan vaikutusta keskijännite- ja sähköasematasolla, joten laskennassa on huomioitu hajonnan vaikutus ainoastaan muuntopiiritasolla. Muuntopiirien huipputehot vuoden jokaisena tuntina on laskettu yhtälön 6 mukaisesti käyttämällä 99 %:n alitustodennäköisyyttä, jota vastaa yhtälössä käytetty varmuuskertoimen z_a arvo 2,32.

5.4 Kustannusten kohdistaminen siirtotariffeille

Aiheuttamisperiaatteen mukaista kustannusten kohdistamista varten on oleellista tuntea sähköverkon kuormitus vuoden jokaisena tuntina. Tämän lisäksi eri siirtotariffi- ja asiakasryhmien kuormitukset yhdessä yksittäisten asiakkaiden kuormitustietojen kanssa on tunnettava. Sähköverkon kuormitusten suhteen tarkempaa tarkastelua varten on määritettävä verkonosakohtaiset kuormituskäyrät, joiden perusteella voidaan tarkastella esimerkiksi eri siirtotariffi- ja asiakasryhmien kuormitus- ja kustannusosuuksia muuntopiiritasolla.

Kustannusten kohdistaminen verkostokustannuksia sisältävien kustannusten osalta on mahdollista suorittaa luvun 3.3 mukaisesti edellä mainittujen tietojen avulla. Laskentatyökalun avulla suoritettujen toimintojen perusteella tunnetaan kunkin siirtotariffiryhmän asiakkaiden yhteenlasketut huipputehot, siirtotariffien omista kuormituskäyristä poimitut huipputehot ja siirtotariffien osallistumiset sähköverkon huippukuormitukseen. Sähkön siirtovolyymistä riippuvat kustannukset voidaan kohdistaa siirtotariffiryhmille asiakastiedoista löytyvien vuosienergiatietojen perusteella. Vastaavasti asiakas-, mittaus- ja laskutuskustannukset on mahdollista kohdistaa siirtotariffeille asiakasmäärien perusteella.

Verkonosakohtaisten kuormituskäyrien perusteella laskentatyökalun sisältämien toimintojen avulla on mahdollista kohdistaa verkostokustannuksia sisältävien kustannuspaikkojen kustannukset siirtotariffeille myös yksityiskohtaisemmin. Laskentatyökalu sisältää luvussa 3.3. mainittuja menetelmiä, joissa hyödynnetään yksityiskohtaisempia

lähestymistapoja verkostokustannuksia sisältävien kustannuspaikkojen kustannusten kohdistamisessa.

5.5 Siirtotariffien muodostaminen

Siirtotariffien muodostaminen suoritetaan erillisessä tiedostossa, johon on koottu asiakastiedot, kustannustiedot sekä laskentatyökalun avulla määritetyt kuormitustiedot. Eri maksukomponentteihin voidaan kohdistaa kustannuksia eri menetelmin, joita havainnollistetaan tarkemmin luvussa 6.

Laskentatyökalun avulla voidaan muodostaa siirtotariffeja usean eri menetelmän avulla. Luvussa 6 tarkastellaan sähkön siirron kustannusten kohdistamista siirtotariffeille kuvan 3.3 siirtokanavamallin mukaisesti, mutta kustannusten kohdistaminen on mahdollista tehdä myös järjestelmäpohjaisen mallin mukaisesti.

6 CASE-ESIMERKKI

Diplomityössä esitettyjen laskentaperiaatteiden avulla muodostettiin siirtotariffit erään todellisen verkkoyhtiön jakeluverkon osasta muodostetulle kuvitteelliselle jakeluverkkoyhtiölle, jonka jakeluverkossa on yli 12 000 sähkökäyttäjää. Suurin osa tarkasteltavan verkkoyhtiön asiakkaista on pieniä sähkökäyttäjiä. Käytettävä siirtohinnoittelumenetelmä on esitetty kuvassa 3.1. On syytä korostaa, että tässä luvussa esitetyt sähkön siirtohinnoittelua koskevat menetelmät eivät edusta yleispätevää laskentamenetelmää. Case-esimerkin tarkoitus on havainnollistaa käytännön tasolla sähkön siirtohinnoittelua sekä sen eri vaiheita hyödyntäen luvussa 5 mainittua laskentatyökalua.

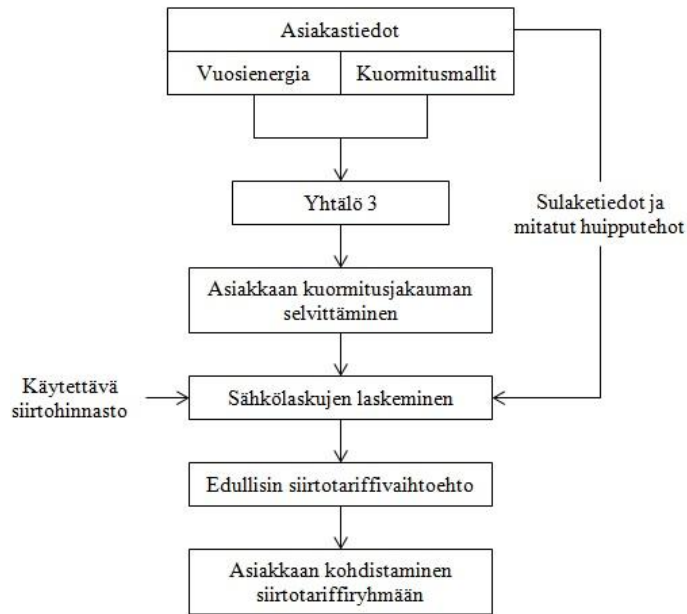
Laskentaesimerkin rakenne etenee kuvassa 3.1 esiteltyä siirtohinnoitteluprosessia myötäillen siten, että aluksi esitellään käsiteltävä asiakasjoukko sekä menetelmä, jonka perusteella asiakkaat jaetaan eri siirtotariffiryhmiin. Asiakastietojen käsittelyn jälkeen suoritetaan kulutusanalyysi, jossa selvitetään siirtohinnoitteluprosessin kannalta oleelliset suureet eri verkonosissa. Tämän jälkeen suoritetaan kustannusanalyysi yhtiön osalta. Kustannusanalyysissä esitellään yhtiön kustannusrakenne yleisellä tasolla sekä eri kustannuserien suuruudet ja käytettävät kustannuspaikat. Kustannusanalyysin jälkeen kustannuspaikkojen kustannukset kohdistetaan valituin menetelmin eri siirtotariffeille ja kohdistamisen tuloksena saadaan eri siirtotariffien maksukomponentit. Tämän jälkeen eri maksukomponenteista muodostetaan aiheuttamisperiaatteen mukaiset siirtotariffit. Aiheuttamisperiaatteiden mukaisten siirtotariffien rinnalle vaihtoehtoiseksi siirtotariffirakenteeksi muodostettiin luvussa 4 mainittu pieniasiakkaalle suunnattu tehotariffi.

6.1 Laskennassa käsiteltävä asiakasjoukko

Laskennassa käsiteltiin viiden sähköaseman alueella sijaitsevien sähkökäyttäjien joukkoa. Tarkasteltavan asiakasjoukon asiakkaat koostuivat pääosin pieniasiakkaista, mutta joukossa oli myös jonkin verran suurempiakin asiakkaita. Tarkastelussa huomio keskitettiin pääasiassa pienasiakkaiden siirtohinnoitteluun, sillä suurten asiakkaiden tapauksessa siirtotariffien voidaan ajatella olevan jo valmiiksi optimaalisella tasolla käytössä olevien tehotariffien vuoksi.

Asiakasjoukko jaettiin jo olemassa olevan oletetun siirtohinnoittelun avulla eri siirtotariffiryhmiin siten, että asiakas on sen siirtotariffiryhmän asiakas, jonka perusteella laskettu siirtomaksu on asiakkaalle edullisin siirtotariffivaihtoehto. Edellä kuvattu siirtohinnoitteluprosessin vaihe liittyy kuvan 3.1 kohtaan 1.1. Luvussa 5 esitetyn laskentatyökalun osalta asiakkaat jaettiin eri siirtotariffiryhmiin siirtohinnoittelun perusteella kuvan 6.1 mukaisesti. Tehotariffin asiakkaiksi asetettiin suoraan sellaiset asiakkaat, joilla

on käytössä erillinen tehomittaus tai jotka ovat selvästi suuria asiakkaita ja tehotariffi on ilmeinen vaihtoehto.



Kuva 6.1: Laskentatyökalussa käytetty menetelmä, jonka perusteella asiakkaat jaettiin eri siirtotariffiryhmiin.

Asiakkaiden jaottelussa kunkin asiakkaan sähkönkäyttöä mallinnettiin vanhojen tyyppikäyttäjärühmäkohtaisten topografioiden avulla. Eri siirtotariffien asiakasmäärät on esitetty taulukossa 6.1.

Taulukko 6.1: Siirtotariffiryhmien asiakasmäärät ja suhteelliset osuudet tarkasteltavasta asiakasjoukosta.

Siirtotariffi	Asiakasmäärä (kpl)	Suhteellinen osuus (%)
Yksiaikatariffi	11 652	92.6
Aikaportaita sisältävä siirtotariffi	775	6.2
Tehotariffi	160	1.3
Yhteensä	12 587	100

Käytetyn olemassa olevan siirtohinnoiston perusteella asiakkaat jakautuvat taulukon 6.1 mukaisesti kolmeen eri siirtotariffiryhmään. Asiakkaiden ryhmittelyn jälkeen suoritetaan kulutusanalyysi tarkasteltavan sähköverkon osalta.

6.2 Kulutusanalyysi

Eri siirtotariffiryhmien asiakkaiden osuudet sähkön siirtovolyymistä saatiin laskemalla yhteen kunkin siirtotariffin asiakkaiden vuosienergiat asiakastiedoista löytyvien vuosienergiatietojen perusteella. Kokonaisuudessaan asiakkaille siirretyn sähköenergian

suuruudeksi saatiin asiakastietojen perusteella 146 988 MWh. Siirtotariffiryhmien osuudet asiakkaille siirretyn sähköenergian määrästä on esitetty taulukossa 6.2.

Taulukko 6.2: Siirtotariffien siirtovolyymit ja suhteelliset osuudet siirtovolyymistä.

Siirtotariffi	Siirtovolyymi (MWh)	Osuus siirtovolyymistä (%)
Yksiaikatariffi	66 675	45.4
Aikaportaita sisältävä siirtotariffi	29 210	19.9
Tehotariffi	51 103	34.8
Yhteensä	146 988	100

Kulutusanalyysin osalta selvitettiin seuraavaksi tarkasteltavan verkon asiakkaiden yhteenlasketut tuntitehot vuoden jokaisena tuntina. Laskentatyökalussa esimerkkilaskenta on suoritettu käyttäen neljää eri kuormitusten mallintamismenetelmää, jotka on esitetty taulukossa 6.3. Eri kuormitusten mallintamismenetelmiin viitataan jatkossa nimikkeillä Tapa 1 – 4.

Tutkittavassa asiakasjoukossa kaikki asiakkaat ovat pienjänniteverkkoon liittyneitä asiakkaita. Kuormitustietoja laskettaessa asiakkaiden vuosienenergiatietojen ja kuormitusmallien perusteella sähköasemien, keskijännitelähtöjen sekä muuntopiirien yhtälön 3 mukaiset summakuormitukset vastaavat tällöin toisiaan.

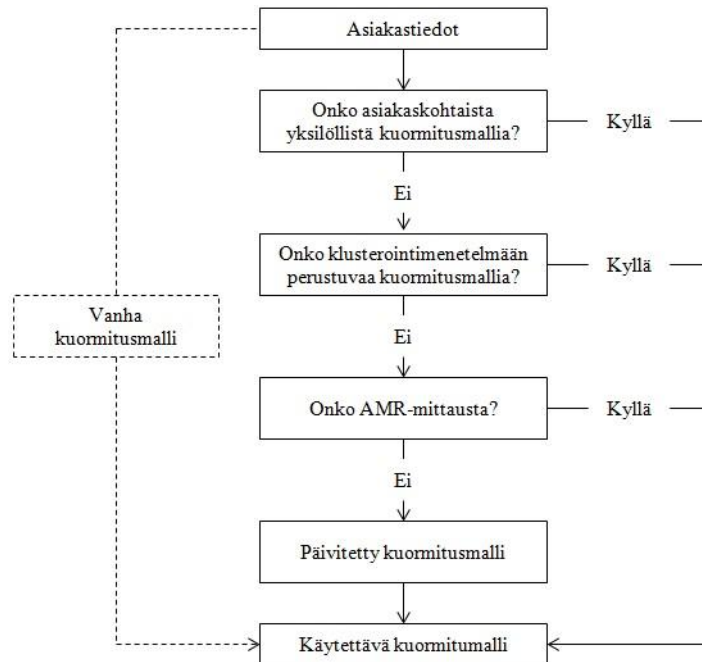
Taulukko 6.3: Case-esimerkin laskennassa käytetyt menetelmät asiakkaiden kuormitusten mallintamisessa.

Käytetty kuormitusmalli	Tapa 1	Tapa 2	Tapa 3	Tapa 4
Vanhat kuormitusmallit	x	-	-	-
Päivitetyt kuormitusmallit	-	x	x	x
AMR-mittaukset	-	-	x	x
Klusterointimenetelmään perustuvat kuormitusmallit	-	-	-	x
Asiakaskohtaiset yksilölliset kuormitusmallit	-	-	-	x

Tarkasteltavan asiakasjoukon osalta käytettävät vanhat sekä päivitetyt kuormitusmallit on tiedossa jokaisen asiakkaan osalta. AMR-mitattuja asiakkaita on 1 610 kappaletta. Klusterointimenetelmään perustuvien kuormitusmallien avulla voidaan mallintaa 1 559 asiakkaan kuormitukset ja asiakaskohtaisia yksilöllisiä kuormitusmalleja voidaan käyttää 43 asiakkaan tapauksessa.

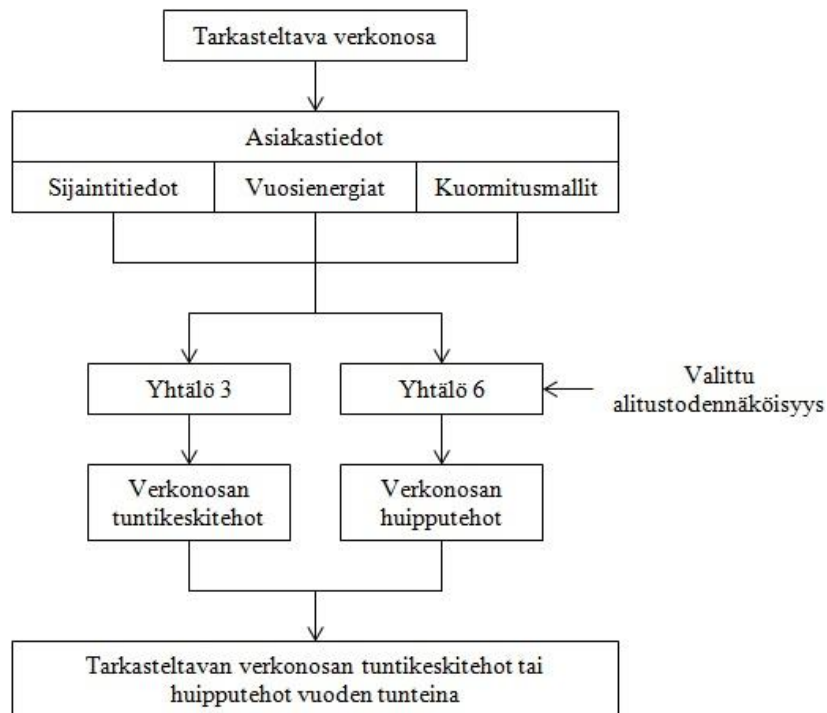
Taulukon 6.3 kuormitusten mallintamismenetelmissä 3 ja 4 järjestys valittavan kuormitusmallin suhteen laskentatyökalussa on asetettu siten, että ensisijaisesti asiakkaan kuormitus pyritään mallintamaan asiakaskohtaista yksilöllistä kuormitusmallia käyttämällä. Mikäli yksilöllistä kuormitusmallia ei ole saatavilla, pyritään käyttämään

klusterointimenetelmään perustuvaa kuormitusmallia. Mikäli klusterointimenetelmään perustuvaa kuormitusmallia ei ole saatavilla, pyritään tuntitehojen osalta käyttämään AMR-mittausta. Mikäli AMR-mittausta ei ole asiakkaan osalta saatavilla, käytetään kuormitusten mallintamisessa päivitettyjä kuormitusmalleja. Kuvassa 6.2 on esitetty edellä kuvattu menetelmä laskentatyökalun toiminnallisuuden näkökulmasta.



Kuva 6.2: Yksittäisen asiakkaan kohdalla käytettävän kuormitusmallin valintamenetelmä laskentatyökalun toiminnallisuuden näkökulmasta. Kuvassa katkoviivalla kuvatut osat kuvaavat kuormitusten mallinnustapaa 1 ja yhtenäisellä viivalla kuvatut vaiheet kuormitusten mallinnustapoja 2 - 4.

Laskentatyökalun avulla määritettiin kunkin muuntopiirin, keskijännitelähdön sekä sähköaseman omat kuormituskäyrät eri kuormitusten mallintamistavoilla. Periaate laskentatyökalun suorittaman laskennan osalta on esitetty kuvassa 6.3.



Kuva 6.3: Laskentatyökalussa käytetty menetelmä verkonosakohtaisten tuntikeskitehojen ja huipputehojen määrittämisessä.

Eri kuormitusten mallinnustapojen perusteella yhtälön 3 mukaisesti lasketut vuoden suurimmat tuntikeskitehot koko tarkasteltavan sähköverkon osalta on esitetty taulukossa 6.4. Vuoden suurin tuntikeskiteho verkon eri portaiden summakuormituskäyrien suhteen on sama, sillä erillisiä pelkästään keskijännitetasolle asti liittyneitä asiakkaita ei ole. Tästä johtuen tarkempaa erittelyä suurimman tuntitehon osalta verkkoportaittain ei ole tehty.

Taulukko 6.4: Tarkasteltavan sähköverkon suurimmat laskennalliset tuntikeskitehot sekä niiden ajoittumiset eri kuormitusten mallintamismenetelmillä.

Kuormitusten mallintamismenetelmä	Sähköverkon vuoden suurin tuntikeskiteho (kW)	Tunnin järjestysnumero	Selite
Tapa 1	29551	474	Aattohuippu (klo 17 - 18)
Tapa 2	27972	441	Arkihuippu (klo 8 - 9)
Tapa 3	28893	777	Arkihuippu (klo 8 - 9)
Tapa 4	27698	417	Arkihuippu (klo 8 - 9)

Taulukon 6.4 arvoista nähdään, että käytettävästä kuormitusten mallinnustavasta riippuen tarkasteltavan sähköverkon suurimman tuntitehon sekä sen ajoittuminen vaihtelee. Kuormitusmallien vaikutuksia siirtotariffeihin havainnollistetaan kustannusten kohdistamisen yhteydessä myöhemmin kappaleessa 6.4.

Eri siirtotariffiryhmien osalta selvitettiin siirtotariffien kuormituskäyrien perusteella siirtotariffien suurimmat tuntikeskitehot, kunkin siirtotariffin tuntikeskitehot tau-

lukon 6.4 mukaisten sähköverkon suurimman kuormituksen ajankohtana ja siirtotariffien yksittäisten asiakkaiden yhtälön 4 mukaiset (99 %) huipputehot. Siirtotariffien tehotiedot on esitetty taulukoissa 6.5 - 6.7.

Taulukko 6.5: Siirtotariffien laskennallisista kuormituskäyristä poimitut suurimmat tuntikeskitehot eri kuormitusten mallintamismenetelmillä.

Siirtotariffin vuoden suurin tuntikeskiteho (kW)				
Siirtotariffi	Tapa 1	Tapa 2	Tapa 3	Tapa 4
Yksiaikatariffi	19 243	14 454	15 367	14 749
Aikaportaita sisältävä siirtotariffi	6 229	5 553	6 007	5 756
Tehotariffi	11 047	10 621	11 187	10 753

Taulukon 6.5 arvoista huomataan, että yhtälön 3 mukaisesti laskettujen siirtotariffien kuormituskäyrien suurimmat tuntitehot vaihtelevat riippuen käytettävästä kuormitusten mallinnustavasta. Esimerkiksi yksiaikatariffin tapauksessa päivitettyjen kuormitusmallien (Tapa 2) avulla päädyttiin jopa noin 25 %:a pienempään tuntitehoon kuin mitä vanhoilla kuormitusmalleilla laskettaessa (Tapa 1).

Taulukko 6.6: Siirtotariffien sähköverkon suurimpaan laskennalliseen tuntitehoon osallistuvat tuntikeskitehot eri kuormitusten mallintamismenetelmillä.

Sähköverkon suurimman tuntitehon aikainen siirtotariffin tuntikeskiteho (kW)				
Siirtotariffi	Tapa 1	Tapa 2	Tapa 3	Tapa 4
Yksiaikatariffi	19 243	12 109	12 776	12 138
Aikaportaita sisältävä siirtotariffi	6 064	5 346	5 276	5 316
Tehotariffi	4 244	10 517	10 841	10 244
Yhteensä	29 551	27 972	28 893	27 698

Taulukko 6.7: Yksittäisten asiakkaiden laskennallisten huipputehojen summat eri kuormitusten mallintamismenetelmillä.

Yksittäisten asiakkaiden yhteenlaskettujen (99 %) huipputehojen summa (kW)				
Siirtotariffi	Tapa 1	Tapa 2	Tapa 3	Tapa 4
Yksiaikatariffi	58 932	42 661	42 659	43 266
Aikaportaita sisältävä siirtotariffi	19 534	17 356	17 356	17 331
Tehotariffi	24 574	21 828	21 737	21 170

Laskentatyökalun avulla selvitettiin myös verkonosien omien kuormituskäyrien avulla kunkin verkonosan omat huippukuormitukset sekä niiden ajoittumiset. Verkonosien huippukuormitusten selvittämisen jälkeen selvitettiin kunkin siirtotariffin asiakkaiden verkonosan huippukuormitukseen osallistuvat tehot. Laskennan tuloksena saatuja siirtotariffikohtaisia kustannusosuuksia käsitellään tarkemmin kustannusten kohdistamisen yhteydessä.

Keskijännitelähtö- ja sähköasematasoilla hajontaa ei huomioitu laskennassa. Kuormituskäyristä on poimittu verkonosien vuoden suurimmat tuntitehot sekä tiedot niiden ajoittumisesta. Muuntopiiritasolla huippukuormitustietojen laskennassa on käytetty 99 %:n alitustodennäköisyyttä. Siirtotariffien osuudet verkonosien kustannuksista laskettiin verkonosakohtaisen huippukuormitustunnin aikaisten siirtotariffien tuntikeskithehojen suhteessa ja laskennan tulokset esitetään kappaleessa 6.4.3.

6.3 Kustannusanalyysi

Esimerkkitarkastelussa sähkön siirrosta aiheutuneet kustannukset tarkasteluvuoden ajalta muodostuivat neljästä eri osakokonaisuudesta, joiden prosentuaalisia osuuksia sähkön siirron kokonaiskustannuksista on esitetty taulukossa 6.8. Tarkasteltavan verkkoyhtiön kustannusrakenne pohjautuu todellisen esimerkkiyhtiön tuloslaskelmien perusteella selvitettyihin kustannusosuuksiin, mutta se ei sellaisenaan vastaa täysin todellisen yhtiön kustannusrakennetta.

Taulukko 6.8: Sähkön siirron kustannusten muodostuminen kustannuserittäin tarkasteltavassa verkkoyhtiössä.

Kustannus	Osuus sähkön siirron kokonaiskustannuksista (%)
Sähköasemien, keskijänniteverkon ja muuntopiirien pääomakustannukset	36
Asiakas-, laskutus- ja mittauskustannukset	10
Häviöt sekä alue- ja kantaverkkopalvelumaksut	22
Muut operatiiviset kustannukset	32

Esimerkkiyhtiön sähköverkon eri verkkoportaiden jälleenhankinta-arvot (JHA) EMV:n julkaisemien verkkokomponenttien yksikköhintojen avulla laskettuna on esitetty taulukossa 6.9. Kaikkien verkostokomponenttien pitoajaksi oletettiin 40 vuotta ja keski-ikäksi 20 vuotta. Vuotuiset pääomakustannukset laskettiin sähköverkkokomponenttien tasapoistoista jakamalla kunkin verkkokomponentin JHA edellä mainitulla pitoajalla. Kunkin verkkoportaan JHA:sta laskettujen tasapoistojen euromääräiset arvot on esitetty taulukossa 6.10.

Taulukko 6.9: Tarkasteltavan sähköverkon eri verkonosien tiedot ja verkkoportaiden komponenttien jälleenhankinta-arvojen (JHA) summat.

Verkkoporras	Lukumäärä (kpl)	JHA (€)
Sähköasemat	5	5 000 000
Keskijännitelähdöt	32	38 678 724
Muuntopiirit	917	40 425 105
	Yhteensä	84 103 829

Taulukko 6.10: Sähköverkon jälleenhankinta-arvoista (JHA) lasketut vuotuiset tasa-poistot, kun jokaiselle sähköverkkokomponentille oletetaan 40 vuoden pitoaika.

Verkkoporras	Laskentavuoden tasapoisto (€)
Sähköasemat	125 000
Keskijännitelähdöt	966 968
Muuntopiirit	1 010 628
Yhteensä	2 102 596

Taulukon 6.8 suhteellisten kustannusosuuksien avulla määritettiin euromääräiset suuruudet muille sähkön siirron kustannuksille. Muiden kustannuserien suuruudet on esitetty taulukossa 6.11.

Taulukko 6.11: Muut sähkön siirron kustannukset tarkasteltavan laskentavuoden ajalta.

Kustannuserä	Kustannukset laskentavuoden ajalta (€)
Asiakas-, laskutus- ja mittauskustannukset	584 054
Häviöt sekä alue- ja kantaverkkopalvelumaksut	1 284 920
Muut operatiiviset kustannukset	1 868 974
Yhteensä	3 737 948

Sähkön siirtotoiminnasta aiheutuneiden kokonaiskustannusten vuotuinen suuruus on edellä esitettyjen kustannuserien summa, jotka ovat euromääräiseltä suuruudeltaan 5 840 544 €. Kustannukset ohjattiin tämän jälkeen taulukon 6.12 mukaisille kustannuspaikoille.

Taulukko 6.12: Sähkön siirron kustannuspaikat ja kustannuspaikkakohtaiset kustannusajurit.

Kustannuspaikka	Kustannusajuri
Sähköasemat	Teho (kW)
Keskijänniteverkko	Teho (kW)
Muuntopiirit	Teho (kW)
Kuormitushäviöt ja kantaverkkomaksut	Energia (kWh)
Asiakas, mittaus ja laskutus	Asiakasmäärä (kpl)

Verkostokustannuksia sisältävien kustannuspaikkojen (sähköasemat, keskijänniteverkko ja muuntopiirit) tasapoistojen rinnalle lisätään vielä sähköverkkoon sijoitetulle pääomalle asetettava tuottovaatimus, jonka suuruudeksi asetettiin 1 051 298 € (vastaa 2,5 prosenttia sähköverkon nykykäyttöarvosta (NKA)). Tuottovaatimus peritään verkostokustannuksia sisältävien kustannuspaikkojen kustannusten rinnalla tehomaksuissa, jolloin se kohdistuu asiakkaille siirtotariffien tehojen suhteessa. Tuottovaatimus on mahdollista huomioida vaihtoehtoisesti myös esimerkiksi energiamaksujen tai perusmaksujen yhteydessä.

Tuottovaatimuksen lisäksi verkostokustannuksia sisältäville kustannuspaikoille ohjattiin muut operatiiviset kustannukset siten, että sähköasematasolle ohjattiin 30 % kustannuksista, keskijänniteverkolle 30 % ja muuntopiireille 40 %. Tuottovaatimus ja operatiiviset kustannukset huomioiden verkostokustannuksia sisältävien kustannuspaikkojen kustannukset ovat taulukon 6.13 mukaiset.

Taulukko 6.13: Verkostokustannuksia sisältävien kustannuspaikkojen laskentavuoden kustannukset, joissa on huomioitu tuottovaatimus ja operatiiviset kustannukset tekstissä mainituin suhtein.

Kustannuspaikka	Laskentavuoden kustannukset (€)
Sähköasemat	748 192
Keskijänniteverkko	2 011 144
Muuntopiirit	2 263 531

Kokonaisuudessaan siirtomaksuilla perittäväksi liikevaihtotavoitteeksi saatiin 6,89 miljoonaa euroa. Summa sisältää siirrosta aiheutuneet kustannukset ja sähköverkkoon sijoitetulle pääomalle vaaditun tuoton.

6.4 Kustannusten kohdistaminen siirtotariffeille

Siirtotoiminnasta aiheutuneet kustannukset kohdistettiin niitä aiheuttaneille siirtotariffien asiakkaille aiheuttamisperiaatteen mukaisesti. Hinnoittelumenetelmässä tarkastelun

suhteen käytettiin kuvassa 3.3 esitettyä siirtokanava-mallia, jossa hinnoittelu painottuu pääosin kiinteisiin maksukomponentteihin.

Kustannuspaikkojen yksikkökustannukset laskettiin keskikustannuslaskennan perusteella jakamalla kunkin kustannuspaikan kustannukset taulukon 6.12 mukaisilla kustannuspaikkakohtaisilla kustannusajureilla. Sähköasemien, keskijänniteverkon ja muuntopiirien yksikkökustannukset muodostettiin niiden kustannusten ja taulukossa 6.4 esitetyillä sähköverkon suurimmilla tuntikeskitehoilla. Häviöiden sekä alue- ja kantaverkkopalvelumaksujen yksikkökustannus muodostettiin jakamalla niiden kustannusasiakastiedoista löytyvien vuosienergiatietojen summalla. Viimeisen kustannuspaikan yksikkökustannus saatiin asiakas-, mittaus- ja laskutus-kustannusten sekä asiakkaiden lukumäärän osamääränä. Kustannuspaikkojen yksikkökustannukset eri kuormitusten mallintamismenetelmillä on esitetty taulukossa 6.14.

Taulukko 6.14: Kustannuspaikkojen keskikustannuslaskennan mukaiset yksikkökustannukset eri kuormitusten mallintamismenetelmillä.

Kustannuspaikka	Yksikkökustannus			
	Tapa 1	Tapa 2	Tapa 3	Tapa 4
Sähköasemat (€/kW)	25,32	26,75	25,89	27,01
Keskijänniteverkko (€/kW)	68,06	71,90	69,61	72,61
Muuntopiirit (€/kW)	76,60	80,92	78,34	81,72
Häviöt sekä alue- ja kantaverkkopalvelumaksut (snt/kWh)	0,87	0,87	0,87	0,87
Asiakas, mittaus ja laskutus (€/asiakas)	46,40	46,40	46,40	46,40

Esimerkkilaskennan osalta asiakas- ja mittauskustannukset sekä sähkön siirtovoimista riippuvat kustannukset kohdistettiin hyvin suoraviivaisesti siirtotariffeille. Verkostokustannuksia sisältävien kustannuspaikkojen kustannusten kohdistamisessa käytetyt menetelmät ovat yksityiskohtaisempia ja niiden osalta suoritettavat tarkastelut ovat muihin kustannuspaikkoihin nähden laajempia. Kustannusten kohdistamisen tuloksena saatiin selville siirtotariffitasolla eri maksukomponenttien suuruudet.

6.4.1 Asiakas-, laskutus- ja mittauskustannusten kohdistaminen

Asiakas-, laskutus- ja mittauskustannukset kohdistettiin siirtotariffeille suoraviivaisesti tässä tarkastelussa siten, että kukin asiakas maksaisi kustannuksia saman verran. Käytännössä tilanne ei todellisuudessa noudata tällaista järjestelyä, koska esimerkiksi erisuurten asiakkaiden osalta laskutustiheys, vaaditun asiakaspalvelun määrä ja mittarin luentakerrat saattavat vaihdella ja tällöin joidenkin asiakkaiden aiheuttamat kustannukset ovat suuremmat kuin toisilla.

Tarkasteltavan asiakasjoukon osalta tarkempaa erittelyä eri asiakaskustannusten osalta ei ole kuitenkaan nyt tehty. Jokaisen siirtotariffiryhmän perusmaksuihin kohdiste-

taan sama 46,40 €:n suuruinen maksu laskentavuoden ajalta, joka yhtä kuukautta kohden on 3,87 €.

6.4.2 Siirtovolyymistä riippuvien kustannusten kohdistaminen

Sähkön siirtovolyymistä riippuvien kustannusten kohdistaminen siirtotuotteille voidaan tehdä siten, että selvitetään sähköverkon eri jännitetasoilla siirretyt sähköenergiat. Häviöihin kuluneen sähköenergian määrä saadaan kokonaiskulutuksen ja asiakkaille toimitetun sähköenergian määrän erotuksena. Alue- ja kantaverkkopalvelumaksujen suuruus saadaan siirrettyjen energimäärien ja niitä koskevien hinnastojen avulla.

Esimerkkitarkastelun osalta kaikkien asiakkaiden katsottiin olevan liittyneenä pienjänniteverkkoon, jolloin kuormitushäviöiden ja kantaverkkomaksujen kustannuksia ei ole tarpeen yksilöidä sähköverkon eri jännitetasoille. Mikäli tarkasteltava asiakasrakenne olisi sellainen, jossa osa asiakkaista on liittynyt pelkästään keskijänniteverkkoon, tulisi kunkin verkkoportaan osalta määrittää siirtovolyymistä riippuvien kustannusten määrä tarkemmin sähköverkon eri portaille. Siirtovolyymistä riippuvien kustannusten yksikkökustannukseksi esimerkkitarkastelun osalta saatiin taulukon 6.14 mukaisesti 0,87 snt/kWh.

6.4.3 Verkostokustannusten kohdistaminen

Verkostokustannuksia sisältävien kustannuspaikkojen kustannukset voidaan jakaa siirtotariffeille eri menetelmin. Siirtotariffien tehomaksujen suuruudet voidaan selvittää yksinkertaisimmillaan osallistumis- ja tasoituskertoimien avulla. Taulukoissa 6.15 ja 6.16 on esitetty siirtotariffikohtaiset, yhtälöiden 7 ja 8 mukaiset, osallistumis- ja tasoituskerroimet eri kuormitusten mallintamismenetelmillä.

Taulukko 6.15: Siirtotariffikohtaiset osallistumiskerroimet eri kuormitusten mallintamismenetelmillä.

Siirtotariffi	Osallistumiskerroin			
	Tapa 1	Tapa 2	Tapa 3	Tapa 4
Yksiaikatariffi	1.00	0.84	0.83	0.82
Aikaportaita sisältävä siirtotariffi	0.97	0.96	0.88	0.92
Tehotariffi	0.38	0.99	0.97	0.95

Taulukko 6.16: Siirtotariffikohtaiset tasoituskertoimet eri kuormitusten mallintamismenetelmillä.

Siirtotariffi	Tasoituskerroin			
	Tapa 1	Tapa 2	Tapa 3	Tapa 4
Yksiaikatariffi	0.33	0.34	0.36	0.34
Aikaportaita sisältävä siirtotariffi	0.32	0.32	0.35	0.33
Tehotariffi	0.45	0.49	0.51	0.51

Tehomaksut eri siirtotariffiryhmille muodostettiin siten, että osallistumis- ja tasoituskertoimiin perustuvassa kustannusten kohdistamismenetelmässä tehomaksu saatiin yhtälön 9 mukaisesti yhdistämällä taulukon 6.14 verkostokustannuksia sisältävien kustannuspaikkojen yksikkökustannukset laskettujen osallistumis- ja tasoituskertoimien kanssa. Siirtotariffiryhmien tehomaksut eri kuormitusten mallintamismenetelmillä on esitetty taulukossa 6.17.

Taulukko 6.17: Siirtotariffikohtaiset tehomaksut osallistumis- ja tasoituskertoimiin perustuvalla kustannusten kohdistamismenetelmällä eri kuormitusten mallintamismenetelmillä.

Siirtotariffi	Tehomaksu (€/kW, a)			
	Tapa 1	Tapa 2	Tapa 3	Tapa 4
Yksiaikatariffi	55,50	50,97	52,07	50,88
Aikaportaita sisältävä siirtotariffi	52,77	55,31	52,85	55,62
Tehotariffi	29,35	86,51	86,70	87,75

Taulukon 6.17 tehotariffin tehomaksu on hyvin pieni kuormitusten mallintamismenetelmällä Tapa 1. Syy tähän löytyy taulukossa 6.15 esitetyistä tehotariffin osallistumiskertoimesta, joka muilla kuormitusten mallintamismenetelmillä on lähempänä ykköstä. Taustalla tehotariffin pienessä osallistumiskertoimessa on sähköverkon kuormitushuipun ajoittuminen aattoillalle, jolloin esimerkiksi teollisuuden sähkökulutus on pienempää verrattuna arkiamuhiin.

Osallistumis- ja tasoituskertoimiin perustuvan kustannusten kohdistamismenetelmän lisäksi esimerkkilaskennassa käytettiin kolmea erilaista yksityiskohtaisempaa menetelmää. Yksityiskohtaisemmissa menetelmissä kunkin siirtotariffin osuudet verkostokustannuksia sisältävien kustannuspaikkojen kustannuksista selvitetiin verkonosakohtaisesti. Käytetyt yksityiskohtaisemmat kustannusten kohdistamismenetelmät pääpiirteittäin voidaan kuvata seuraavasti:

Menetelmä 1:

- Lasketaan verkonosakohtainen, esimerkiksi yksittäisen muuntopiirin, kuormituskäyrä. Muuntopiirien osalta kuormituskäyrä lasketaan yhtälön 6 mukaisesti käyttäen

99 %:n alitustodennäköisyyttä. Keskijännitelähtöjen ja sähköasemien osalta lasketaan tuntikeskitehot ja hajontaa ei niiden suhteen huomioida. Samaa käytäntöä noudatetaan myös muissa menetelmissä.

- Etsitään verkonosan kuormituskäyrästä verkonosan huippukuormituksen ajankohta.
- Määritetään siirtotariffien tuntikeskiteho verkonosan huippukuormitustuntina.
- Lasketaan siirtotariffikohtainen kustannusosuus verkonosan kustannuksista jakamalla siirtotariffin verkonosan huippukuormitukseen osallistuva tuntikeskiteho verkonosan huippukuormituksen aikaisella tuntikeskitecholla.
- Toistetaan sama jokaiselle verkonosalle ja lasketaan siirtotariffien osuudet kustannuspaikan verkonosien kustannuksista.

Menetelmä 2 [14, soveltaen]:

- Lasketaan verkonosakohtainen kuormituskäyrä.
- Etsitään verkonosan kuormituskäyrästä verkonosan huippukuormitus sekä huippukuormituksen sisältävän vuorokauden tuntien kuormitukset.
- Etsitään vuorokauden pienin kuormitus.
- Vähennetään vuorokauden jokaisen tunnin kuormituksesta vuorokauden pienimmän kuormituksen suuruinen teho.
- Verrataan jäljelle jäävien tehojen määrää niistä etsittyyn suurimpaan tehoon ja lasketaan suhteellisarvoista summa.
- Verrataan edellä mainittuja tuntikohtaisia suhteellisarvoja niiden summaan, joista tuloksena saadaan kunkin tunnin osuus verkonosan kustannuksista.
- Lasketaan siirtotariffikohtaiset osallistuvat tuntikeskitehot vuorokauden jokaiselta tunnilta ja verrataan niitä verkonosan tuntikeskitechoihin, jolloin saadaan siirtotariffien osuudet tuntien kustannuksista.
- Lasketaan siirtotariffikohtaiset osuudet vuorokauden tuntien kustannusosuuksista ja verrataan niitä verkonosan kustannuksiin, jolloin saadaan siirtotariffin osuus verkonosan kustannuksista.
- Toistetaan sama jokaiselle verkonosalle ja lasketaan siirtotariffien osuudet kustannuspaikan verkonosien kustannuksista.

Menetelmä 3:

- Lasketaan verkonosakohtainen kuormituskäyrä
- Etsitään verkonosan kuormituskäyrästä verkonosan huippukuormitus.
- Valitaan tutkittava siirtotariffiryhmä.
- Lasketaan verkonosakohtainen kuormituskäyrä ilman tutkittavan siirtotariffiryhmän asiakkaita.
- Etsitään lasketusta kuormituskäyrästä verkonosan huippukuormitus ilman tutkittavan siirtotariffiryhmän asiakkaita.
- Tutkitaan alkuperäisen kuormituskäyrän perusteella saadun huippukuormituksen ja ilman tutkittavan siirtotariffiryhmän asiakkaita saadun kuormituskäyrän perusteella saadun huippukuormituksen välinen erotus.
- Toistetaan edellä mainittu laskenta jokaiselle siirtotariffiryhmälle.

- Verrataan laskettuja erotuksia verkonosan alkuperäiseen huipputehoon.
- Lasketaan edellisen kohdan suhteellisarvojen summa.
- Verrataan kunkin siirtotariffiryhmän suhteellisarvoa suhteellisarvojen summaan, jolloin saadaan siirtotariffien osuudet verkonosan kustannuksista.
- Toistetaan laskenta jokaiselle verkonosalle ja lasketaan siirtotariffien osuudet kustannuspaikan verkonosien kustannuksista.

Käytettyihin yksityiskohtaisempiin verkostokustannusten kohdistamismenetelmiin viitataan jatkossa tunnisteilla Menetelmä 1 – 3. Eri siirtotariffiryhmien suhteelliset osuudet verkostokustannuksia sisältävien kustannuspaikkojen kustannuksista eri kuormitusten mallinnusmenetelmien perusteella on esitetty taulukossa 6.18.

Taulukko 6.18: Siirtotariffikohtaiset kustannusosuudet verkostokustannuksia sisältävien kustannuspaikkojen kustannuksista eri kustannusten kohdistamismenetelmillä ja kuormitusten mallintamismenetelmillä.

Kustannusten kohdistamismenetelmä	Siirtotariffi	Kuormitusten mallintamismenetelmä			
		Tapa 1	Tapa 2	Tapa 3	Tapa 4
Menetelmä 1	Yksiaikatariffi	0.71	0.65	0.66	0.66
	Aikaportaita sisältävä siirtotariffi	0.19	0.21	0.21	0.21
	Tehotariffi	0.10	0.13	0.13	0.13
Menetelmä 2	Yksiaikatariffi	0.68	0.66	0.66	0.66
	Aikaportaita sisältävä siirtotariffi	0.21	0.21	0.21	0.21
	Tehotariffi	0.11	0.13	0.13	0.12
Menetelmä 3	Yksiaikatariffi	0.71	0.65	0.64	0.66
	Aikaportaita sisältävä siirtotariffi	0.19	0.22	0.22	0.21
	Tehotariffi	0.10	0.13	0.13	0.12

Tehomaksujen muodostamista varten laskettiin kuormituskäyrät jokaiselle sulakeperusteisen siirtotariffin sulakkeelle, joista poimittiin kunkin sulaketuotteen vuoden suurin tuntiteho ja kaikkien sulaketuotteiden suurimpien tuntitehojen summa. Kustannusosuuksista laskettiin siirtotariffikohtaiset tehomaksut jakamalla siirtotariffin kustannusosuus sulakeperusteisten siirtotariffien tapauksessa siirtotariffin sulaketuotteiden kuormituskäyrästä laskettujen vuoden suurimpien tuntitehojen summalla.

Tehotariffin tapauksessa tehomaksu muodostettiin jakamalla tehotariffin kustannusosuus tehotariffin yksittäisten asiakkaiden yhteenlasketuilla vuoden suurimmilla huipputehoilla. Laskennan tulokset on esitetty taulukoissa 6.19 – 6.21.

Taulukko 6.19: Siirtotariffikohtaiset tehomaksut, jotka perustuvat yksityiskohtaisempaan kustannusten kohdistamismenetelmään (Menetelmä 1).

Menetelmä 1	Tehomaksu (€/kW, a)			
	Tapa 1	Tapa 2	Tapa 3	Tapa 4
Siirtotariffi				
Yksiaikatariffi	60.68	76.93	77.52	76.83
Aikaportaita sisältävä siirtotariffi	49.10	61.37	60.11	61.41
Tehotariffi	19.85	30.96	30.95	29.97

Taulukko 6.20: Siirtotariffikohtaiset tehomaksut, jotka perustuvat yksityiskohtaisempaan kustannusten kohdistamismenetelmään (Menetelmä 2).

Menetelmä 2	Tehomaksu (€/kW, a)			
	Tapa 1	Tapa 2	Tapa 3	Tapa 4
Siirtotariffi				
Yksiaikatariffi	58.16	77.87	78.07	77.13
Aikaportaita sisältävä siirtotariffi	53.82	61.42	60.86	61.42
Tehotariffi	22.13	29.09	29.26	29.34

Taulukko 6.21: Siirtotariffikohtaiset tehomaksut, jotka perustuvat yksityiskohtaisempaan kustannusten kohdistamismenetelmään (Menetelmä 3).

Menetelmä 3	Tehomaksu (€/kW, a)			
	Tapa 1	Tapa 2	Tapa 3	Tapa 4
Siirtotariffi				
Yksiaikatariffi	60.68	76.64	75.91	76.83
Aikaportaita sisältävä siirtotariffi	49.10	64.85	64.71	61.41
Tehotariffi	19.85	28.77	30.42	29.97

6.5 Siirtotariffien muodostaminen

Esimerkkitarkastelun seuraavassa vaiheessa kerättiin tiedot edellä lasketuista siirtotariffikohtaisista maksukomponenteista ja niistä ryhdyttiin muodostamaan aiheuttamisperiaatteen mukaista siirtohinnoitusta. Siirtotariffien muodostamista varten aikaportaita sisältävälle siirtotariffille ja tehotariffille määritettiin energiamaksujen aikaporrastus.

Energiamaksujen porrastuksen lisäksi sulakeperusteisille siirtotariffeille, joita tässä tarkastelussa ovat yksiaikatariffi ja aikaportaita sisältävä siirtotariffi, muodostettiin perusmaksut sulakekoon mukaan porrastetusti. Tehomaksut yhdistetään sulakeperusteisten siirtotariffien tapauksessa siirtotariffien perusmaksuihin kuvan 3.4 mukaisesti.

6.5.1 Energiamaksujen porrastus

Energiamaksujen porrastuksessa käytettiin pohjatietoina asiakastiedoista löytyviä vuosien energiatietoja sekä kuormitusmallien avulla määritettyjä kuormitusjakaumia. Energiamaksujen aikaporrastuksen periaatteena käytettiin oletusta, että aikaportaita sisältävän siirtotariffin energiamaksu on yöaikaan (22 – 07) puolet päiväajan energiamaksusta.

Energiamaksujen porrastuksen suhteiden määrittämisen jälkeen laskettiin siirtotariffien energiamaksujen suuruudet siten, että energiamaksuilla perittävä liikevaihtotavoite täyttyy. Laskennan tuloksena saadut siirtotariffien energiamaksukomponentit on esitetty taulukossa 6.22.

Taulukko 6.22: Siirtotariffikohtaiset energiamaksut eri kuormitusten mallintamismenetelmillä.

Siirtotariffi	Kuormitusten mallintamismenetelmä	Päiväaika (snt/kWh)	Yöaika (snt/kWh)
Yksiaikatariffi	Tapa 1	0.87	0.87
	Tapa 2	0.87	0.87
	Tapa 3	0.87	0.87
	Tapa 4	0.87	0.87
Aikaportaita sisältävä siirtotariffi	Tapa 1	1.07	0.54
	Tapa 2	1.07	0.54
	Tapa 3	1.07	0.54
	Tapa 4	1.07	0.54
Tehotariffi	Tapa 1	1.02	0.51
	Tapa 2	1.03	0.52
	Tapa 3	1.03	0.52
	Tapa 4	1.03	0.52

6.5.2 Perusmaksujen sulakeporrastus

Sulakeperusteisille siirtotariffeille muodostettiin sulakekoon mukaan porrastetut perusmaksut taulukoissa 6.17 ja 6.19 – 6.21 esitettyjen siirtotariffikohtaisten tehomaksujen ja sulakekohtaisten huippukuormitustietojen avulla. Sulakeperusteisten siirtotariffien sulakkeiden yksittäisten asiakkaiden yhteenlasketut huipputehot ja asiakasmäärät on esitetty liitteessä 4. Perusmaksujen sulakeporrastus tehtiin siten, että siirtotariffikohtainen tehomaksu kerrottiin siirtotariffin sulakkeiden yksittäisten asiakkaiden yhteenlasketulla huipputeholla ja jaettiin näin saatu liikevaihto sulakkeen asiakkaiden lukumäärällä. Tuloksena saadaan yhden asiakkaan osalta perittävä vuotuinen erä, jolla katetaan verkostokustannuksia sisältävien kustannuspaikkojen kustannukset kiinteänä maksuna. Saatu summa jaettiin vielä kuukausieriksi. Kaikkien siirtotariffien perusmaksuihin lisättiin

3,87 €:n suuruinen kuukausierä, jolla katettiin asiakas- ja mittauskustannukset. Eri menetelmien mukaiset perus- ja tehomaksut on esitetty taulukoissa 6.23 - 6.26.

Taulukko 6.23: Osallistumis- ja tasoituskertoimiin perustuvan menetelmän mukaiset perus- ja tehomaksut.

Siirtotariffi	Perusmaksu (€/kk)				Tehomaksu (€/kW, a)			
	Tapa 1	Tapa 2	Tapa 3	Tapa 4	Tapa 1	Tapa 2	Tapa 3	Tapa 4
Yksiaikatariffi 1x25 A	10.85	8.08	8.17	8.03	-	-	-	-
Yksiaikatariffi 1x35 A	11.67	8.39	8.49	8.35	-	-	-	-
Yksiaikatariffi 3x25 A	28.89	20.33	20.68	20.41	-	-	-	-
Yksiaikatariffi 3x35 A	56.84	43.96	44.82	45.90	-	-	-	-
Yksiaikatariffi 3x63 A	88.39	63.61	64.89	69.57	-	-	-	-
Aikaportaita sisältävä siirtotariffi 3x25 A	92.52	88.26	84.49	88.63	-	-	-	-
Aikaportaita sisältävä siirtotariffi 3x35 A	124.92	120.30	115.11	120.74	-	-	-	-
Aikaportaita sisältävä siirtotariffi 3x63 A	231.98	196.52	187.93	197.22	-	-	-	-
Tehotariffi	3.87	3.87	3.87	3.87	29.35	86.51	86.70	87.75

Taulukko 6.24: Menetelmän 1 perusteella laskettujen kustannusosuuksien avulla muodostetut perus- ja tehomaksut.

Menetelmä 1 Siirtotariffi	Perusmaksu (€/kk)				Tehomaksu (€/kW, a)			
	Tapa 1	Tapa 2	Tapa 3	Tapa 4	Tapa 1	Tapa 2	Tapa 3	Tapa 4
Yksiaikatariffi 1x25 A	11.50	10.22	10.27	10.15	-	-	-	-
Yksiaikatariffi 1x35 A	12.40	10.70	10.75	10.64	-	-	-	-
Yksiaikatariffi 3x25 A	31.23	28.72	28.90	28.85	-	-	-	-
Yksiaikatariffi 3x35 A	61.79	64.38	64.84	67.35	-	-	-	-
Yksiaikatariffi 3x63 A	96.28	94.04	94.73	103.08	-	-	-	-
Aikaportaita sisältävä siirtotariffi 3x25 A	86.35	97.50	95.57	97.45	-	-	-	-
Aikaportaita sisältävä siirtotariffi 3x35 A	116.49	133.05	130.39	132.90	-	-	-	-
Aikaportaita sisältävä siirtotariffi 3x63 A	216.11	217.62	213.22	217.33	-	-	-	-
Tehotariffi	3.87	3.87	3.87	3.87	19.85	30.96	30.95	29.97

Taulukko 6.25: Menetelmän 2 perusteella laskettujen kustannusosuuksien avulla muodostetut perus- ja tehomaksut.

Menetelmä 2 Siirtotariffi	Perusmaksu (€/kk)				Tehomaksu (€/kW, a)			
	Tapa 1	Tapa 2	Tapa 3	Tapa 4	Tapa 1	Tapa 2	Tapa 3	Tapa 4
Yksiaikatariffi 1x25 A	11.19	10.30	10.31	10.18	-	-	-	-
Yksiaikatariffi 1x35 A	12.05	10.78	10.80	10.67	-	-	-	-
Yksiaikatariffi 3x25 A	30.09	29.02	29.08	28.95	-	-	-	-
Yksiaikatariffi 3x35 A	59.38	65.12	65.28	67.60	-	-	-	-
Yksiaikatariffi 3x63 A	92.44	95.14	95.38	103.47	-	-	-	-
Aikaportaita sisältävä siirtotariffi 3x25 A	94.30	97.57	96.72	97.47	-	-	-	-
Aikaportaita sisältävä siirtotariffi 3x35 A	127.34	133.15	131.98	132.93	-	-	-	-
Aikaportaita sisältävä siirtotariffi 3x63 A	236.55	217.78	215.85	217.39	-	-	-	-
Tehotariffi	3.87	3.87	3.87	3.87	22.13	29.09	29.26	29.34

Taulukko 6.26: Menetelmän 3 perusteella laskettujen kustannusosuuksien avulla muodostetut perus- ja tehomaksut.

Menetelmä 3 Siirtotariffi	Perusmaksu (€/kk)				Tehomaksu (€/kW, a)			
	Tapa 1	Tapa 2	Tapa 3	Tapa 4	Tapa 1	Tapa 2	Tapa 3	Tapa 4
Yksiaikatariffi 1x25 A	11.50	10.20	10.14	10.15	-	-	-	-
Yksiaikatariffi 1x35 A	12.40	10.67	10.61	10.64	-	-	-	-
Yksiaikatariffi 3x25 A	31.23	28.62	28.39	28.85	-	-	-	-
Yksiaikatariffi 3x35 A	61.79	64.15	63.58	67.35	-	-	-	-
Yksiaikatariffi 3x63 A	96.28	93.70	92.85	103.08	-	-	-	-
Aikaportaita sisältävä siirtotariffi 3x25 A	86.35	102.80	102.59	97.45	-	-	-	-
Aikaportaita sisältävä siirtotariffi 3x35 A	116.49	140.37	140.08	132.90	-	-	-	-
Aikaportaita sisältävä siirtotariffi 3x63 A	216.11	229.72	229.24	217.33	-	-	-	-
Tehotariffi	3.87	3.87	3.87	3.87	19.85	28.77	30.42	29.97

6.5.3 Aiheuttamisperiaatteen mukaisen siirtohinnaston muodostaminen

Aiheuttamisperiaatteen mukainen siirtohinnasto muodostettiin edellä lasketuista maksu-komponenteista. Esimerkki aiheuttamisperiaatteen mukaisesta siirtohinnastosta saadaan keräämällä tiedot taulukoista 6.22 ja 6.26 siten, että poimitaan taulukoista vain tiedot, jotka ovat sarakkeen Tapa 4 mukaiset. Taulukossa 6.27 on esitetty esimerkki aiheuttamisperiaatteen mukaisesta siirtohinnastosta. Vastaavasti edellä esitetyistä taulukoista voitaisiin poimia muiden tapojen ja menetelmien mukaiset siirtohinnastot.

Taulukko 6.27: Esimerkki aiheuttamisperiaatteen mukaisesta siirtohinnastosta, joka on muodostettu Tapa 4 mukaisella kuormitusten mallintamismenetelmällä ja Menetelmä 3 mukaisella kustannusten kohdistamismenetelmällä.

Siirtotariffi	Perusmaksu (€/kk)	Tehomaksu (€/kW, a)	Energiamaksu (snt/kWh)	
			Päivä	Yö
Yksiaikatariffi 1x25 A	10.15	-	0.87	-
Yksiaikatariffi 1x35 A	10.64	-	0.87	-
Yksiaikatariffi 3x25 A	28.85	-	0.87	-
Yksiaikatariffi 3x35 A	67.35	-	0.87	-
Yksiaikatariffi 3x63 A	103.08	-	0.87	-
Aikaportaita sisältävä siirtotariffi 3x25 A	97.45	-	1.07	0.54
Aikaportaita sisältävä siirtotariffi 3x35 A	132.90	-	1.07	0.54
Aikaportaita sisältävä siirtotariffi 3x63 A	217.33	-	1.07	0.54
Tehotariffi	3.87	29.97	1.03	0.52

Muodostettu siirtohinnasto koostuu erillisistä toisistaan riippumattomista siirtotariffeista, jotka eivät sellaisenaan muodosta vielä täysin käyttöönottovalmista kokonaisuutta. Esimerkiksi perusmaksujen välinen ero yksiaikatariffin ja aikaportaita sisältävän siirtotariffin samojen sulakekokojen välillä on merkittävä ja siirtotariffien ohjausvaikutus ei välttämättä aiheuttamisperiaatteen mukaisessa siirtohinnastossa ole riittävä. Yksiaikatariffin tapauksessa pienten sulakekokojen (1x25 A ja 1x35 A) perusmaksujen välillä on vain hyvin pieni ero, jolloin myös niiden suhteen aiheuttamisperiaatteen mukaista siirtohinnastoa tulisi muokata.

Sulakeperusteisten siirtotariffien osalta saman sulakekoon perusmaksujen suuriin eroihin eri siirtotariffien välillä vaikuttaa sulakeporrastuksen muodostamisessa käytettävä menetelmä. Esimerkkilaskennassa käytettiin sulakkeittain laskettuja yksittäisten asiakkaiden yhteenlaskettuja 99 %:n huipputehoja, jotka esimerkiksi yksiaikatariffin

sulakekoon 3x25 A:n asiakasmäärään suhteutettuna tuottaa tulokseksi 3,9 kW/asiakas. Vastaavasti aikaporrastetun siirtotariffin osalta laskettuna saadaan tulokseksi 18,3 kW/asiakas. Sulakeporrastuksessa voidaan yksittäisten asiakkaiden yhteenlaskettujen huipputehojen sijaan käyttää esimerkiksi sulakekohtaisia osallistumis- ja tasoitusker-toimia tai esimerkiksi sulakkeiden laskennallisten tehohuippujen välille sovitettuja suo-ria, jotka johtavat perusmaksun kasvuun sulakekoon kasvaessa.

Sulakeporrastuksen osalta esiintyvä epäloogisuus saattaa osaltaan johtua myös käytettävästä hinnoittelumallista. Mikäli esimerkkilaskennassa käytetyn siirtokanava-mallin sähköverkon sijaan käytettäisiin järjestelmäpohjaista ajattelutapaa, kiinteiden maksujen osuus siirtotariffeista pienenesi ja vastaavasti energiamaksujen osuus kasvaisi. Taulukon 6.27 aiheuttamisperiaatteen mukainen siirtohinnoisto johtaisi käytännön tasolla siihen, että aikaportaita sisältävän siirtotariffin asiakkaat siirtyisivät suurissa määrin yksiaikatariffin asiakkaiksi ja aikaporrastetusta siirtotariffista tulisi turha siirtotariffi-vaihtoehto.

Yhtä oikeaa menetelmää sulakeporrastuksen muodostamiseen ei ole, mutta pe-rusmaksujen tulisi periaatteellisella tasolla kasvaa sulakekoon kasvaessa. Laskenta-esimerkin suhteen sulakeporrastuksen muodostamisen oikeellisuuteen ei tämän syvem-min puututa, sillä niiden suhteen käytettävät menetelmät riippuvat verkkoyhtiökohtaisista käytännöistä.

Käytännöllisten muutosten lisäksi siirtohinnoiston suhteen olisi vielä tarpeen varmistua siirtohinnoiston markkinahintaisuudesta ennen lopullisen hinnaston muodostamista. Esimerkkilaskennan osalta ei tässä yhteydessä oteta kantaa edellä mainittuihin, osittain tulkinnanvaraisiin, muokkaustoimenpiteisiin ja niiden varsinaiseen toteuttami-seen.

6.6 Vaihtoehtoisen siirtotariffirakenteen muodostaminen

Kustannusten kohdistamisen tuloksia ja laskentatyökalua hyödyntämällä voidaan muo-dostaa myös vaihtoehtoisia siirtotariffirakenteita. Esimerkkilaskennassa muodostettujen siirtotariffien rinnalle muodostettiin luvussa 4 mainittu pieniasiakkaan tehotariffi.

Seuraavan esimerkin tarkoitus on havainnollistaa pieniasiakkaalle suunnatun teho-perusteisen siirtotariffirakenteen muodostamista hyvin yleisellä tasolla. Tarkaste-lussa on käytetty kuormitusten mallintamismenetelmää Tapa 4 ja kustannusten kohdis-tamismenetelmää Menetelmä 3.

6.6.1 Pieniasiakkaan tehotariffi

Pieniasiakkaan tehotariffin muodostamisessa yksiaikatariffin ja aikaportaita sisältävän siirtotariffin asiakkaita käsiteltiin yhtenä joukkona. Asiakasmäärät, siirtovolyymit ja yksittäisten asiakkaiden yhteenlasketut huipputehot saadaan taulukoista 6.1, 6.2 ja 6.7 laskemalla yhteen yksiaikatariffin ja aikaporrastetun siirtotariffin tiedot kuormitusten mallintamismenetelmä Tapa 4 osalta. Lasketut tehotiedot on esitetty taulukossa 6.28.

Taulukko 6.28: Pienasiakkaan tehotariffin asiakastiedot, siirtovolymit sekä yksittäisten asiakkaiden laskennallisten huipputehojen summa.

Siirtotariffi	Asiakasmäärä (kpl)	Siirtovolyyymi (MWh)	Yksittäisten asiakkaiden yhteenlaskettujen (99 %) huipputehojen summa (kW)
Pienasiakkaan tehotariffi	12 427	95 885	60 597

Pienasiakkaan tehotariffin asiakkaille kustannusten kohdistamismenetelmän perusteella kohdistui 87 % verkostokustannuksia sisältävien kustannuspaikkojen kustannuksista, joka euromääräisesti vastaa 4 388 430 €:a. Tehomaksu pienasiakkaan tehotariffille saatiin jakamalla kustannusosuus taulukon 6.28 yksittäisten asiakkaiden yhteenlaskettujen 99 %:n huipputehojen summalla. Vuotuiseksi tehomaksuksi saatiin 72,42 €/kW. Perusmaksu on aikaisemmassa laskentaesimerkissä esitetyn 46,40 €/a suuruinen, joka kuukausierinä on 3,87 €/kk.

Energiamaksut pienasiakkaan tehotariffille muodostettiin siten, että asiakas voi valita esimerkiksi joko yksiportaittaisen energiamaksun tai aikaportaita sisältävän siirtotariffin mukaisen kaksiportaittaisen energiamaksun, jossa yöaikana energiamaksu on puolet päiväajan energiamaksusta. Yksiportaittainen energiamaksu on sama kuin aikaisemmassa laskentaesimerkissä 0,87 snt/kWh. Energiamaksun aikaporrastus muodostettiin asiakkaiden kuormitusjakauman perusteella siten, että energiamaksuilla vaadittu liikevaihto siirtotariffin asiakkaiden osalta täyttyi. Laskennan perusteella saatiin päiväajan energiamaksun suuruudeksi 1,05 snt/kWh ja yöajalle 0,53 snt/kWh. Pienasiakkaan tehotariffin rakenne on kokonaisuudessaan esitetty taulukossa 6.29.

Taulukko 6.29: Pienasiakkaan tehotariffin rakenne.

Perusmaksu (€/kk)	Tehomaksu (€/kW, a)	Energiamaksu(snt/kWh)		
		1-porras	2-porras, päivä	2-porras, yö
3.87	72.42	0.87	1.05	0.53

Taulukon 6.29 siirtotariffirakenteen mukaisesti asiakkaalla on useamman maksumuotojen myötä mahdollisuus vaikuttaa siirtomaksunsa suuruuteen sekä energia- että tehomaksun kautta. Asiakkaan laskutustehon valinnan suhteen eri vaihtoehtoja on useita. Nykyisin AMR-mittareiden avulla saadut mittaukset mahdollistaisivat asiakkaan laskuttamisen esimerkiksi asiakkaan vuoden suurimman mitatun tuntitehon perusteella. Erillinen tehomaksu toisaalta luo laskentaesimerkin toteutustavalla jonkin verran epävarmuutta verkkoyhtiön liikevaihdon ennakkointiin. Vaihtoehtoinen toteutustapa pienasiakkaan tehotariffille voisi olla esimerkiksi sellainen, jossa vain osa verkostokustannuksista kohdistetaan siirtotariffin tehomaksuun laskentaesimerkin toteutustavan sijaan.

7 TULOSTEN ANALYSOINTI

Perinteiset siirtotariffirakenteet muodostettiin käyttämällä useita eri kuormitusten mallintamisvaihtoehtoja. Sähkön siirtohinnoittelun suhteen käytetyn kustannusten kohdistamismenetelmän vaikutukset nousevat esiin verkostokustannuksia kohdistettaessa. Luvussa 6 laskettujen taulukkojen 6.23 – 6.26 tulosten perusteella havaitaan, että käytettävien kustannusten kohdistamismenetelmien välillä tulokset vaihtelevat suuresti.

Verkostokustannusten tehoerusteisen kohdistamisen suhteen valittava kustannusten kohdistamismenetelmä vaikutti laskennan lopputuloksiin etenkin osallistumis- ja tasoituskertoimiin perustuvan menetelmän ja yksityiskohtaisempien menetelmien välillä. Yksityiskohtaisempien kustannusten kohdistamismenetelmien välillä eri siirtotariffiryhmien kustannusosuuksien suuruudet, ja tällöin myös siirtotariffien perusmaksut, eivät vaihtele enää suuresti keskenään. Tässä yhteydessä on huomioitava, että laskennan tulokset riippuvat suuresti lähtötiedoista ja kuormitusmalleista. Muilla kustannus- ja asiakasrakenteilla sekä käytettävillä kuormitusmalleilla saatavat tulokset saattavat poiketa paljonkin luvussa 6 esitetyn esimerkkilaskennan tuloksista. Lisäksi verkostokustannusten kohdistaminen voidaan tehon sijaan tehdä myös osittain energiaperusteisesti, mikä johtaa myös erilaisiin tuloksiin.

7.1 Kuormitusmallien merkitys siirtohinnoittelussa

Luvun 6 esimerkkilaskennassa suurin osa sähkön siirron kustannuksista kohdistettiin siirtotariffeille tehon perusteella. Käytettävät kuormitusmallit ja AMR-tiedot vaikuttavat merkittävästi eri siirtotariffien välisiin hintaeroihin. Taulukon 6.4 tuloksista nähdään, että kuormitusten mallintamismenetelmä vaikuttaa oleellisesti sähköverkon suurimpaan laskennallisesti määritettyyn tuntikeskitehoon. Ero kuormitusten mallintamismenetelmien välillä (Tapa 1 – 4) oli suurimmillaan 6,7 %. Vanhoilla kuormitusmalleilla (Tapa 1) laskettaessa sähköverkon suurin tuntikeskiteho oli muihin kuormitusten mallintamismenetelmiin nähden poikkeuksetta suurempi.

Toinen selvä ero muihin kuormitusmallintamismenetelmiin nähden on taulukon 6.15 tuloksista löytyvästä tehotariffin osallistumiskertoimesta. Kuormitusten mallintamismenetelmällä Tapa 1 saatava osallistumiskerroin 0,38 on huomattavan pieni verrattuna muihin menetelmiin, jotka ovat lähempänä ykköstä. Muut kuormitusten mallintamismenetelmät perustuivat tarkemmin asiakkaiden kuormitusta mallintaviin kuormitusmalleihin ja todellisiin AMR-mittaustietoihin, joten aiheuttamisperiaatteen toteutumisen kannalta niiden käyttäminen siirtohinnoittelussa on parempi vaihtoehto vanhoihin kuormitusmalleihin (Tapa 1) nähden.

Kuormitusmalleja käytettäessä on huomioitava, että ne eivät ole koskaan täysin virheettömiä. Samoin käytettäessä AMR-mittaustietoja sellaisenaan kuormitusennusteina on huomioitava se, että peräkkäisten vuosien välillä olosuhteet vaikuttavat suuresti ja mittaustietojen käyttämisen sijaan olisi mahdollisesti sopivampaa mallintaa asiakkaiden kuormituksia AMR-mittaustietojen avulla tarkennetuilla ajantasaisilla kuormitusmalleilla. AMR:n laaja käyttöönotto Suomessa mahdollistaa kuormitusmallien jatkuvan kehityksen ja kustannusvastaavan siirtohinnoittelun suhteen on syytä kiinnittää huomiota siihen, että käytettävät kuormitusmallit ovat mahdollisimman tarkkoja.

7.2 Kustannusten kohdistamismenetelmän merkitys siirtohinnoittelussa

Kustannusten kohdistamisessa käytettäviä menetelmiä on useita ja eri menetelmien väliset lopputulokset vaihtelevat keskenään suuresti. Ajattelutavasta riippuen kustannusten kohdistamisperiaatteet saattavat joissain tapauksissa johtaa kiinteisiin komponentteihin painottuneeseen hinnoitteluun, kuten luvun 6 esimerkkilaskennan tehoerusteisen kustannusten kohdistamisen perusteella voidaan havaita. Osa verkostokustannuksia sisältävien kustannuspaikkojen kustannuksista on mahdollista kohdistaa siirtotariffeille myös siirrettyjen energiamäärien suhteessa järjestelmäpohjaisen ajattelunmallin perusteella, mutta esimerkkilaskennassa pitäydettiin siirtokanava-mallissa. Sähkön siirtohintojen osalta kehitys on viimeisenä kolmena vuotena suuntautunut kohti kiinteäpohjaisempaa hinnoittelua, joka on lähempänä siirtokanava-mallia kuin järjestelmäpohjaista ajattelumallia [13].

Käytettyjen kustannusten kohdistamismenetelmien osalta erot aiheuttamisperiaatteen mukaisissa siirtohinnoistoissa näkyivät etenkin tasoitus- ja osallistumiskertoimiin pohjautuvan ja yksityiskohtaisempien menetelmien (Menetelmä 1-3) välillä. Yksityiskohtaisempien kustannusten kohdistamismenetelmien välillä laskennan lopputulokset eivät vaihdelleet suuresti keskenään. Verkonosakohtainen kustannusosuuksien selvittämisen osalta tarkastelu saattaa kuitenkin osaltaan olla liian yksityiskohtainen menetelmä, sillä esimerkiksi muuntopiiritasolla selvitetään kunkin siirtotariffiryhmän osuus kunkin muuntopiirin kustannuksista. Toisaalta kustannusajurina laskennassa käytettiin tehoa pienjänniteverkon pituuden sijaan, jolloin hinnoittelu ei siis riipu suoraan asiakkaan tarvitsemasta siirtotien pituudesta.

Kustannuspaikkakohtaisessa kustannusten kohdistamisessa on usein jaettu verkostokustannukset käyttäen yksittäistä huippukuormitustuntia. Joissain tapauksissa kustannuspaikan kuormituskäyrässä saattaa olla useita tunteja, joiden kuormitukset ovat hyvin lähellä toisiaan, mutta siirtotariffien osallistumiset tuntien kuormituksiin vaihtelevat suuresti. Tällöin esimerkiksi siirtotariffikohtaiset osallistumiskertoimet saattavat johtaa hinnastoon, joka ei ole aivan täysin kustannusvastaava.

7.3 Vaihtoehtoisten siirtotuotteiden vaikutukset

Luvussa 6.6.1 esitelty pienasiakkaalle suunnattu tehotariffi tarjoaa asiakkaalle enemmän mahdollisuuksia vaikuttaa oman siirtomaksunsa suuruuteen. Siirtotariffin monimutkaisuus nykyisiin siirtotariffirakenteisiin nähden kasvaa hieman, mutta asiakkaan näkökulmasta tehomaksun avulla saatava taloudellinen hyöty kannustaa asiakasta huipputehonsa pienentämiseen. Näiden lisäksi tulevaisuudessa erilaisten automaatio- ja kuormanohjauslaitteistojen myötä asiakkaan tarvitsema teho voidaan rajoittaa automaattisesti, jolloin asiakkaan ei välttämättä tarvitse aktiivisesti seurata sähkönkulutustaan.

Muodostetun pienasiakkaan tehotariffin rakenne sisältää verkkoyhtiön näkökulmasta hieman enemmän riskiä perinteisiin siirtotariffirakenteisiin nähden, sillä siirtomaksuilla kerätty liikevaihto riippuu enemmän asiakkaiden sähkönkäytöstä. Toisaalta, jos siirtotariffit olisivat täysin energiapohjaisia, sisältäisivät ne huomattavan suuren riskin verkkoyhtiön näkökulmasta asiakkaan hankkiessa itselleen esimerkiksi omaa sähkön pientuotantoa. Esimerkkilaskennassa oletettiin, että kaikki verkostokustannukset kohdistettiin siirtotariffin tehomaksuun. Käytännön kannalta parempi toteutusvaihtoehto pienasiakkaan tehotariffin osalta voisi olla esimerkiksi vain osittainen verkostokustannusten, esimerkiksi muuntopiirien kustannusten, kohdistaminen siirtotariffin tehomaksuun.

Toinen esille nouseva seikka koskee tehomaksun määräytymisperusteita. Esimerkkilaskennassa tehomaksun muodostamisessa käytettiin yksittäisten asiakkaiden yhteenlaskettujen 99 % huipputehojen summaa. Asiakkaan laskutus perustuu kuitenkin todellisuudessa asiakkaan suurimpaan mitattuun tuntitehoon, joka saattaa olla huomattavasti pienempi kuin edellä mainittu 99 %:n huipputeho.

Kolmantena seikkana on huomioitava pienasiakkaalle suunnatun tehotariffin ja suuremmille asiakkaille suunnatun tehotariffin välinen yhteensopivuus. Laskentaesimerkeissä muodostetut siirtotariffirakenteet johtaisivat siihen, että pienasiakkaille tarkoitettu siirtotariffirakenne on varsinaista tehotariffia kalliimpi vaihtoehto. Tällöin pienasiakkaiden osalta tulisi järkevämmäksi valita aikaisemmassa laskentaesimerkissä esitelty tehotariffi. Vaihtoehtoisesti voitaisiin muodostaa yksi tehotariffi kaikille sähköverkon asiakkaille kahden erillisen tehotariffin sijaan. Luvun 6 laskentaesimerkissä muodostetut siirtotariffit sellaisenaan eivät ole täysin valmiita käyttöönottoon, vaan siirtohinnastoa tulisi muokata erinäisin perustein. Siirtotariffien keskinäiset vaikutukset asetetaan muokkausten avulla sellaiseen muotoon, että käyttöön otettava siirtohinnasto olisi kokonaisuutena katsottuna järkevä.

Uusien siirtotariffirakenteiden suhteen on ymmärrettävää, että yksittäisten asiakkaiden tapauksessa siirtomaksun suuruus saattaa eri siirtotariffien välillä vaihdella suuresti. Siirtotariffeja suunniteltaessa näkökulman on oltava laaja ja pelkästään teoreettisiin arvoihin perustuvat laskennat eivät välttämättä ole käytännön ratkaisuna täysin kattavia ja on syytä huomioida myös muita käytännön seikkoja. Sähköverkkoyhtiöt Suomessa ovat paikoitellen hyvinkin erilaisia ja niiden tavoitteissa voi olla merkittäviä eroja. Edellä mainitut seikat selittävät osaltaan sitä, miksi yleispätevän siirtotariffirakenteen suunnitteleminen on hyvin monimuotoinen ongelma.

7.4 Jatkoselvitystarpeet

Siirtohinnoittelu on kokonaisuutena katsoen melko monimutkainen ongelma. Prosessin suhteen valitut alkuoletukset esimerkiksi käytettävän menetelmän suhteen vaikuttavat merkittävästi laskennan lopputuloksiin. Jatkopohdintojen osalta olisi tarpeen muodostaa vertailulaskelmat siinä tapauksessa, kun siirrytään esimerkkilaskennassa valitun siirtokanava-ajattelumallin sijasta järjestelmäperusteiseen ajattelumalliin.

Siirtotariffien muodostamisen jälkeen tulisi selvittää millaisia vaikutuksia muodostetuilla siirtotariffeilla on esimerkiksi siihen, kuinka asiakkaat siirtyvät eri siirtotariffien välillä. Nykyisin asiakkaat eivät merkittävästi vaihda alun perin valitsemaansa siirtotariffia vaikka näin vuosien saatossa saattaisi olla asianmukaista tehdä asiakkaan maksaman siirtomaksun suuruuden kannalta. Muodostetun siirtohinnoituksen avulla jokaisen asiakkaan osalta tulisi mahdollisesti laskea asiakkaan maksaman siirtomaksun suuruus, jakaa asiakkaat siirtotariffeihin edullisimman vaihtoehdon mukaisesti ja suorittaa kustannusten kohdistaminen uudelleen. Menetelmä tulisi mahdollisesti suorittaa iteratiivisesti siten, että asiakkaat eivät enää suuresti vaihtelisi eri siirtotariffien välillä.

Luvussa 5 esitelty siirtotariffitutkimusta tukeva laskentatyökalu tarjoaa jatkossa pohjan tarkemmalle tutkimukselle, kuten esimerkiksi mainitulle iteratiiviselle menetelmälle. Lisäksi laskentatyökalun avulla on mahdollista tutkia erilaisia mahdollisia siirtotariffirakenteita, kuten esimerkiksi tehoperusteista kaistahinnoittelua, tehopohjaisen hinnoittelun kehittämiseksi [28].

8 YHTEENVETO

Diplomityön tavoitteena oli selvittää sähkön siirtohinnoittelua prosessina ja laskentaesimerkin avulla havainnollistaa menetelmäkuvauksen muodossa siirtohinnoitteluprosessin eri vaiheita diplomityön ohessa kehitettyä Microsoft Excel –ohjelmistoon pohjautuvaa laskentatyökalua hyödyntäen. Työn alussa esiteltiin sähkön siirtohinnoittelua koskevat säädökset ja yleiset periaatteet, joiden puitteissa siirtohinnoittelua Suomessa toimivien verkkoyhtiöiden osalta on tyypillisesti tehty.

Lainsäädännön ja siirtohinnoitteluperiaatteiden esittelemisen jälkeen työssä esiteltiin siirtohinnoitteluprosessi vaiheittain. Siirtohinnoitteluprosessi on varsin monimutkainen ja yleistä oikeaa menetelmää siirtohinnaston muodostamiselle ei ole toistaiseksi olemassa. Siirtohinnoitteluprosessin jälkeen työssä esiteltiin nykyisin Suomessa laajalti tarjottu siirtotariffivalikoima ja myös tulevaisuuden kannalta siirtohinnoittelulle kohdistuvia haasteita, kuten esimerkiksi älykkään sähköverkon vaikutukset ja tarpeet ja kysynnän jouston merkitys verkkoyhtiöiden osalta. Tämän jälkeen työssä esiteltiin diplomityön ohessa kehitettyä laskentatyökalua, joka toimii tukena siirtotariffitutkimuksessa.

Työn kuudennessa luvussa esiteltiin sähkön siirtohinnoitteluprosessia esimerkkitarkastelun kautta. Tarkastelun kohteena oli kuvitteellinen verkkoyhtiö, jonka tiedot perustuvat osittain erään suomalaisen verkkoyhtiön jakeluverkon osan tietoihin. Laskentaesimerkin tavoitteena oli tuoda esiin erilaisten kuormitusmallien ja kustannusten kohdistamismenetelmien käytön vaikutusta siirtotariffisuunnittelussa. Lähtökohdaksi tarkastelussa oletettiin, että sähköverkko on siirtokanava, jota pitkin asiakkaalle toimitetaan tämän tarvitsema sähköenergia.

Laskentaesimerkin tuloksien perusteella todettiin, että alkuoletuksena valittu siirtokanavapohjainen ajatusmalli johtaa hyvin kiinteämaksupainotteiseen siirtohinnoitukseen, mikä asiakkaan osalta ei sellaisenaan kannusta energiatehokkuuteen. Valitun hinnoittelumetodiikan lisäksi käytettävät kuormitusmallit ja verkostokustannusten kohdistamismenetelmät vaikuttavat merkittävästi laskennan lopputuloksiin. Esimerkkilaskennassa muodostettiin myös pienasiakkaille suunnattu tehotariffi, joka sisältää nykyisiin pienasiakkaille tarjottuihin siirtotariffivaihtoehtoihin nähden enemmän vaikutusmahdollisuuksia siirtomaksun pienentämiseen. Esimerkkitarkastelussa käytetyt menetelmät perustuvat puhtaasti laskennallisiin arvoihin eikä niiden osalta otettu kantaa käytännön muutoksiin, jotka siirtohinnoittelun osalta ovat usein verkkoyhtiökohtaisia ja myös osittain tulkinnanvaraisia.

Diplomityön ohessa kehitetty laskentatyökalu tarjoaa pohjan tarkemmalle siirtotariffitutkimukselle. Laskentatyökalun avulla on mahdollista tutkia esimerkiksi erilaisia tehopohjaisia siirtotariffirakenteita.

LÄHTEET

- [1] CLEEN. Tutkimusohjelmat: SGEM [WWW]. [Viitattu 15.10.2013]. Saatavilla: <http://www.cleen.fi/fi/sgem>
- [2] Mutanen A. Customer classification and load profiling Based on AMR Measurements. Research report, Tampere University of Technology. Tampere, 2010, 37 p.
- [3] Sähkömarkkinalaki 588/2013.
- [4] Valtioneuvoston asetus sähköntoimitusten selvityksestä ja mittauksesta 66/2009.
- [5] Valtioneuvoston asetus sähkömarkkinoista 65/2009.
- [6] Euroopan parlamentin ja neuvoston direktiivi energian loppukäytön tehokkuudesta ja energiapalveluista 2006/32/EY.
- [7] Euroopan parlamentin ja neuvoston direktiivi energiatehokkuudesta 2012/27/EU.
- [8] Energiamarkkinavirasto. Energiamarkkinaviraston tehtävät [WWW]. [Viitattu 15.10.2013]. Saatavilla: <http://www.energiamarkkinavirasto.fi/alasivu.asp?gid=32&languageid=246>
- [9] Partanen J. ym. Sähkömarkkinat – opetusmoniste. Lappeenrannan teknillinen yliopisto, 2012.
- [10] Energiamarkkinavirasto. Sähkön jakeluverkkotoiminnan hinnoittelun kohtuullisuuden arvioinnin suuntaviivat vuosille 2005 – 2007. Helsinki, 2004, 50 s.
- [11] Energiamarkkinavirasto. Sähkön jakeluverkkotoiminnan hinnoittelun kohtuullisuuden arvioinnin suuntaviivat vuosille 2008 – 2011. Helsinki, 2007, 82 s.
- [12] Energiamarkkinavirasto. Sähkön jakeluverkkotoiminnan ja suurjännitteisen jakeluverkkotoiminnan hinnoittelun kohtuullisuuden valvontamenetelmien suuntaviivat vuosille 2012-2015. Helsinki, 2011, 74 s.
- [13] Energiamarkkinavirasto. Sähkön siirtohintatariffien kehitys 2000 – 2013. Helsinki, 2013, 19 s.
- [14] Pantti J. Sähkön siirtotuotteiden hinnoittelusovelluksen kehittäminen. Diplomityö, Tampereen teknillinen yliopisto. Tampere, 2010, 92 s.

- [15] Niemelä E. Kaupunkialueella toimivan sähkönjakeluverkkoyhtiön siirtohinnoittelun kehittäminen. Diplomityö, Lappeenrannan teknillinen yliopisto. Lappeenranta, 2010, 100 s.
- [16] Aho L. Pori Energia Sähköverkot Oy:n tariffirakenteen määrittäminen ja hinnoittelumallin kehittäminen. Diplomityö, Tampereen teknillinen yliopisto. Pori, 2012, 77 s.
- [17] Energiamarkkinavirasto. Sähkön siirron verkonhaltijakohtaiset keskihinnat 1.5.2013 [WWW]. [Viitattu 15.10.2013]. Saatavilla: <http://www.energiamarkkinavirasto.fi/data.asp?articleid=3460&pgid=67&languageid=246>
- [18] Energiamarkkinavirasto. Päätöksiä ja lausuntoja [WWW]. [Viitattu 15.10.2013]. Saatavilla: <http://www.energiamarkkinavirasto.fi/alasivu.asp?gid=28&languageid=246>
- [19] Energiamarkkinavirasto. Vuoden 2011 aikana kertyneet sähköverkkotoiminnan tuoton yli- ja alijäämät. Helsinki, 2012, 4 s.
- [20] Perälä S. New Network Tariffs: Economical Effects and Possibilities for Demand Response. Master of Science Thesis, Tampere University of Technology. Espoo, 2011, 83 p.
- [21] Seppälä A. Load research and load estimation in electricity distribution. Espoo 1996, Technical Research Centre of Finland. VTT Publications 289. 118 p.
- [22] Koreneff G. Kuormituskäyrien hyödyntäminen tulevaisuudessa. Tutkimusraportti, VTT. Espoo, 2010, 38 s.
- [23] Roivainen P. Imatran Seudun Sähkö Oy:n sähkön siirto- ja myyntituotteiden kehittämissuunnitelma. Diplomityö, Lappeenrannan teknillinen korkeakoulu. Imatra, 2003, 82 s.
- [24] Energiamarkkinavirasto. Laskentatyökirja – sähkön jakeluverkkotoiminnan kohtuullisen tuoton ja oikaistun tuloksen arvioiminen 2012 – 2015 [WWW]. [Viitattu: 15.10.2013]. Saatavilla: <http://www.energiamarkkinavirasto.fi/data.asp?articleid=3373&pgid=419>
- [25] Fingrid. Kantaverkkopalvelut: Kantaverkkomaksut [WWW]. [Viitattu 15.10.2013]. Saatavilla: <http://www.fingrid.fi/fi/asiakkaat/Kantaverkkopalvelut/hinnat/Sivut/default.aspx>

- [26] Ojala V. Sähkönmyyntitariffien suunnitteluohjelmisto. Diplomityö, Tampereen teknillinen korkeakoulu. Joensuu, 1988, 75 s.
- [27] Helen Sähköverkko Oy. Sähköverkkopalvelut [WWW]. [Viitattu 14.10.2013]. Saatavilla: http://www.helen.fi/siirto/sv_hinnasto.html
- [28] Partanen J. ym. Jakeluverkkoyhtiöiden tariffirakenteiden kehittymismahdollisuudet. Raportti, Lappeenrannan teknillinen yliopisto. Lappeenranta, 2012, 65 s.
- [29] Ekanayake J., Jenkins N., Liyanage K., Wu J., Yokohama A. Smart Grid: Technology and Applications. John Wiley & Sons, Ltd 2012. 310 p.
- [30] Järventausta P., Verho P., Partanen J. & Kronman D. Finnish Smart Grids – a migration from version one to the next generation. 21st International Conference on Electricity Distribution (CIRED), Frankfurt, 6-9 June 2011. 4 p.
- [31] Helsingin Energia. Älykäs energiaverkko [WWW]. [Viitattu 15.10.2013]. Saatavilla: <http://www.helen.fi/ymparisto/alyverkko.html>
- [32] Similä L. Network tariff structures in Smart Grid environment. Research report, VTT. Espoo, 2011, 55 s.

Sähkömarkkinalain neljännessä luvussa määrätyt jakeluverkonhaltijoita koskevat velvollisuudet [3]

- **19§ Verkon kehittämisvelvollisuus**
 - Verkonhaltijan tulee riittävän hyvälatauisen sähk6n saannin turvaamiseksi verkkonsa k6ytt6jille yll6pit66, k6ytt66 ja kehitt66 s6hk6verkkoaan sek6 yhteyksi6 toisiin verkkoihin s6hk6verkkojen toiminnalle s66dettyjen vaatimusten ja verkon k6ytt6jien kohtuullisten tarpeiden mukaisesti.
 - S6hk6verkko on suunniteltava ja rakennettava ja sit6 on yll6pidett6v6 siten, ett6:
 - S6hk6verkko t6ytt66 s6hk6verkon toiminnan laatuvaatimukset ja s6hk6nsiirron sek6 –jakelun tekninen laatu on muutoinkin hyv6;
 - s6hk6verkko ja s6hk6verkkopalvelut toimivat luotettavasti ja varmast silloin, kun niihin kohdistuu normaaleja odotettavissa olevia ilmastollisia, mekaanisia ja muita ulkoisia h6iri6it6;
 - s6hk6verkko ja s6hk6verkkopalvelut toimivat mahdollisimman luotettavasti normaaliolojen h6iri6itilanteissa ja valmiuslaissa (1552/2011) tarkoitetuissa poikkeusoloissa;
 - s6hk6verkko toimii yhteensopivasti s6hk6j6rjestelm6n kanssa ja se voidaan tarvittaessa liitt66 yhteen toisen s6hk6verkon kanssa;
 - s6hk6verkkoon voidaan liitt66 vaatimukset t6ytt6v66 k6ytt6paikkoja ja voimalaitoksia;
 - verkonhaltija kykenee muutoinkin t6ytt6m66n sille kuuluvat tai t6m6n lain nojalla asetetut velvollisuudet.
 - S6hk6verkkojen s6hk6turvallisuudesta s66det66n erikseen.
- **20§ Liitt6misvelvollisuus**
 - Verkonhaltijan tulee pyynn6st6 ja kohtuullista korvausta vastaan liitt66 s6hk6verkkoonsa tekniset vaatimukset t6ytt6v6t s6hk6nk6ytt6paikat ja voimalaitokset toiminta-alueellaan. Liitt6mist6 koskevien ehtojen ja teknisten vaatimusten tulee olla tasapuolisia sek6 syrjim6tt6mi6 ja niiss6 on otettava huomioon s6hk6j6rjestelm6n toimintavarmuus ja tehokkuus.
 - Verkonhaltijan tulee julkaista liitt6mist6 koskevat tekniset vaatimukset sek6 kohtuullinen aika, jonka kuluessa verkonhaltija k6sittelee liittymist6 koskevat tarjouspyynn6t.
 - Verkonhaltijan tulee antaa liittyj6lle t6m6n pyynn6st6 kattava ja riitt6v6n yksityiskohtainen arvio liittymiskustannuksista sek6 arvio liittym6n toimitusajasta.
- **21§ Siirtovelvollisuus**
 - Verkonhaltijan on kohtuullista korvausta vastaan myyt6v6 s6hk6n siirto- ja jakelupalveluja niit6 tarvitseville s6hk6verkkonsa siirtokyvyn rajoissa.

EU:n energiatehokkuusdirektiivin liitteen 11 kohdat 1-3 [7]

1. *”Verkkotariffien on oltava kustannusvastaavia niiden kustannussäästöjen suhteen, joita verkoissa on saavutettu kysyntäpuolen ja kysynnän ohjaustoimenpiteillä ja hajautetulla tuotannolla, mukaan lukien säästöt, joita on saatu alentamalla toimituskustannuksia ja verkkoinvestointien kustannuksia ja optimoimalla verkon toiminta.*
2. *Verkkosäätely ja –tariffit eivät saa estää verkonhaltijoita tai energian vähittäismyyntiyrityksiä asettamasta saataville järjestelmäpalveluja kysynnän ohjaustoimenpiteitä, kysynnän hallintaa ja hajautettua tuotantoa varten järjestäytyneillä sähkömarkkinoilla, erityisesti seuraavissa tarkoituksissa:*
 - a) *loppukäyttäjät siirtävät kuormitusta kulutushuipuista muihin aikoihin ottaen huomioon uusiutuvista lähteistä, yhteistuotannosta ja hajautetusta tuotannosta peräisin olevan energian saatavuuden;*
 - b) *energiansäästöt, joita saavutetaan energian yhteisostoryhmien toteuttamalla hajautettujen kuluttajien kysynnän ohjauksella;*
 - c) *energiapalvelujen tarjoajien, myös energiapalveluyritysten, toteuttamista energiatehokkuustoimenpiteistä johtuva kysynnän aleneminen;*
 - d) *tuotantolähteiden liittäminen ja verkkoon syöttäminen alhaisemmilla jännitetasoilla;*
 - e) *lähempänä kulutusta sijaitsevien tuotantolähteiden liittäminen; sekä*
 - f) *energian varastointi.*

Tässä säädöksessä käsitteeseen ’järjestäytyneet sähkömarkkinat’ sisältyvät OTC-markkinat ja sähköpörssit, joissa käydään kauppaa energialla, kapasiteetilla, tasepalveluilla ja lisäpalveluilla kaikilla aikajaksoilla, mukaan lukien termiinimarkkinat, spot-markkinat ja päivänsisäiset markkinat.
3. *Verkkotariffit tai vähittäishinnat voivat tukea loppukäyttäjien kysynnän ohjaustoimenpiteiden dynaamista hinnoittelua, mukaan lukien:*
 - a) *käyttöajankohdasta riippuvat tariffit;*
 - b) *kriittisten kulutushuippujen hinnoittelu;*
 - c) *reaaliaikainen hinnoittelu; sekä*
 - d) *kulutushuippujen leikkaaminen.”*

EU:n energiatehokkuusdirektiivin liite 12 [7]

”Siirtoverkonhaltijoiden ja jakeluverkonhaltijoiden on

- a) Laadittava ja julkaistava omat valikoidut sääntönsä niiden kustannusten kantamiselle ja jakamiselle, jotka aiheutuvat teknisistä muutoksista, kuten verkkoon liittymisestä ja verkkojen vahvistamisesta sekä verkon toiminnan tehostamisesta ja kantaverkkosääntöjen syrjimättömästä täytäntöönpanosta, jotka ovat tarpeen tehokkaasta yhteistuotannosta saatavan sähkön uusien tuottajien liittämiseksi verkkoon;*
- b) annettava tehokkaasta yhteistuotannosta saatavan sähkön uudelle tuottajalle, joka haluaa tulla liitetyksi järjestelmään, kattavat ja tarpeelliset tiedot, muun muassa
 - i. kattava ja yksityiskohtainen arvio liittämisestä aiheutuvista kustannuksista;*
 - ii. kohtuullinen ja täsmällinen aikataulu verkkoon liittämistä koskevan pyynnön vastaanottoa ja käsittelyä varten;*
 - iii. kohtuullinen viitteellinen aikataulu ehdotetulle verkkoon liittämiseksi. Koko verkkoonliittämisprosessi ei saisi kestää kauempaa kuin 24 kuukautta, sen mukaan, mikä on kohtuullisesti toteutettavissa ja syrjimätöntä.**
- c) laadittava hajautetun tehokkaan yhteistuotannon tuottajien liittämistä koskevat vakioidut ja yksinkertaistetut menettelyt näiden tuottajien verkkoon liittämisen helpottamiseksi*

Edellä a kohdassa tarkoitettujen sääntöjen on perustuttava puolueettomiin, avoimiin ja syrjimättömiin perusteisiin, joissa otetaan erityisesti huomioon kaikki kustannukset ja hyödyt, jotka liittyvät kyseisten tuottajien verkkoon liittämiseen. Säännöissä voidaan määrätä erityyppisistä liittymistä.”

Sulakeperusteisten siirtotariffien asiakasmäärät ja sulakkeiden yksittäisten asiakkaiden yhteenlasketut 99 %:n alitustodennäköisyyden mukaiset huipputehot eri kuormitusten mallintamismenetelmillä

Siirtotariffi	Asiakasmäärä (kpl)	Yksittäisten asiakkaiden Huipputehojen (99 %) summa (kW)			
		Tapa 1	Tapa 2	Tapa 3	Tapa 4
Yksiaikatariffi 1x25 A	1794	2709	1778	1778	1761
Yksiaikatariffi 1x35 A	374	631	398	398	396
Yksiaikatariffi 3x25 A	8922	48275	34583	34581	34817
Yksiaikatariffi 3x35 A	433	4959	4087	4087	4293
Yksiaikatariffi 3x63 A	129	2357	1814	1814	1999
Aikaportaita sisältävä siirtotariffi 3x25 A	512	10322	9374	9374	9363
Aikaportaita sisältävä siirtotariffi 3x35 A	182	5010	4597	4597	4589
Aikaportaita sisältävä siirtotariffi 3x63 A	81	4202	3385	3385	3379