



## **TIIVISTELMÄ**

Lappeenrannan teknillinen yliopisto  
Teknillinen tiedekunta  
Sähkötekniikan koulutusohjelma

Esa Niemelä

### **Kaupunkialueella toimivan sähkönjakeluverkkoyhtiön siirtohinnoittelun kehittäminen**

Diplomityö  
2010  
100 sivua, 19 kuvaa, 9 taulukkoa ja 6 liitettä

Tarkastajat: Professori Jarmo Partanen  
Diplomi-insinööri Arto Ahonen

Hakusanat: siirtohinnoittelu, tariffisuunnittelu, AMR

Sähkönjakeluverkkoyhtiöllä on sähkön siirtopalveluun alueellinen monopoli. Siirtohinnoittelun reunaehdot tulevat sähkömarkkina- ja hintojen kohtuullisuutta valvoo ja sääntelee Energiainfo. Tässä työssä selvitetään Turku Energia Sähköverkot Oy:lle kustannusvastaavat aiheuttamisperiaatteen mukaiset siirtohinnot. Samalla muodostetaan yleis-, yö- ja kausituotteiden perusmaksuihin asiakkaan liittymispisteen pääsulakkeen kokoon perustuva porrastus. Sulakeporrastuksen käyttöönotolla pystytään kehittämään siirtohinnoittelun kustannusvastaavuutta ja noudattamaan aiheuttamisperiaatteen mukaista hinnoittelupolitiikkaa entistä paremmin.

Työssä tutkitaan siirtohinnoittelun kehitysnäkymiä myös pidemmällä tähtäimellä. Älykkäiden sähköverkkojen kehittyminen ja erityisesti etäluettavien mittareiden käyttöönotto tulevat luomaan kehitysmahdollisuuksia siirtohinnoitteluun tulevaisuudessa. Laitteista saatavia tarkkoja sähkönkulutus- ja tehotietoja voidaan käyttää kustannusvastaavuuslaskennan taustalla. Jotta verkon käyttö olisi sen mitoitukseen nähden mahdollisimman tehokasta, tulisi kuorman jakautua mahdollisimman tasaisesti ajan suhteen. Verkossa esiintyviä kulutushuippuja pystytään tulevaisuudessa mahdollisesti tasoittamaan esimerkiksi kuorman ohjauksen avulla, jonka tehokeinona voidaan käyttää siirtohinnoittelua. Siirtohinnoilla voidaan mahdollisesti vaikuttaa myös esimerkiksi kulutuksen ja tuotannon ajoittamiseen sekä kannusta asiakkaita loistehon kompensointiin. Siirtotuotteiden täytyy myös kehittyä asiakkaiden tarpeiden kehittymisen rinnalla ja esimerkiksi sähkön laadun tuotteistaminen voi olla eräs keino vastaamaan tiukentuneisiin vaatimuksiin.

**ABSTRACT**

Lappeenranta University of Technology  
Faculty of Technology  
Degree Programme in Electrical Engineering

Esa Niemelä

**Development of the Transmission Pricing in Urban Electricity Distribution Company**

Master's thesis  
2010  
100 pages, 19 figures, 9 tables and 6 appendices

Examiners: Professor Jarmo Partanen  
Master of Science in Technology Arto Ahonen

Keywords: transmission pricing, tariff planning, AMR

Electricity distribution companies have regional monopoly for electricity transmission services. The boundaries for transmission pricing become from the Electricity Market Act and the reasonableness of prices is being supervised by Energy Market Authority. In this thesis there are calculated the cost corresponding transmission prices for the electricity distribution company called Turku Energia Sähköverkot Oy. For the general, night and season products there are also formed new structures, in which the base payments are scaled according to the size of customers' main fuse. By scaling the base payments, transmission pricing will follow even more specifically cost corresponding pricing policy.

In this thesis there are also obtained developing possibilities of transmission pricing in the long term. Development of smart grids and especially the automatic meter reading will offer more possibilities for transmission pricing in the future. It will be possible to use specific measured energy consumption and power data as a background while calculating new cost corresponding prices. While the usage of the network is as efficient as possible, the load should scatter over time as evenly as possible. In the future it may be possible to equalize load peaks in the network through load management, which could be intensified by transmission pricing. In the future it might be also possible to affect even more for example timing of consumption and production in the network and encourage customers to compensate their reactive power needs. Transmission products must also develop in parallel with the needs of the customers and for example power quality products might be one way to meet the stricter requirements.

## **Alkusanat**

Tämä työ on tehty Turku Energia Sähköverkot Oy:n antamasta aiheesta ja työtä on tehty sekä Turussa että Lappeenrannassa. Turku Energia Sähköverkot Oy:n puolesta työn tarkastajana ja ohjaajana toimi verkkopäällikkö Arto Ahonen. Työtä ohjasivat myös verkkopalvelupäällikkö Jari Mustaparta sekä toimitusjohtaja Matti Östman. Haluan kiittää heitä kaikkia asiantuntevasta ohjauksesta sekä saamastani rakentavasta palautteesta. Kiitokset myös kaikille muille Turku Energian henkilökunnan jäsenille, joilta saamani tiedot mahdollistivat työn toteuttamisen.

Lappeenrannan teknillisen yliopiston puolesta työn tarkastajana toimi professori Jarmo Partanen, jota kiitän työn tarkastamisen lisäksi laadukkaasta sähkötekniikan opetuksesta opiskeluvuosieni ajalla. Kiitokset myös opiskelutovereilleni hyvästä seurasta opintovuosieni varrella.

Tässä yhteydessä haluan kiittää myös vanhempiani yli 16 vuotta kestäneen koulutieni aikana saamastani tuesta ja kannustuksesta. Erityiset kiitokset kuuluvat kihlatulleni Mariannelle, joka on ollut tukenani opintojeni aikana.

Lappeenrannassa 20.10.2010

Esa Niemelä

## Sisällysluettelo

<b>1</b>	<b>Johdanto .....</b>	<b>8</b>
1.1	Turku Energia -konserni .....	8
1.2	Työn taustaa.....	9
<b>2</b>	<b>Sähköverkkoliiketoiminta .....</b>	<b>11</b>
2.1	Sähköverkkoliiketoiminnan sääntely Suomessa .....	12
2.2	Valvontajaksot.....	12
2.3	Sallitun tuoton määräytyminen .....	14
<b>3</b>	<b>Sähkönjakeluverkkoyhtiön hinnoittelujärjestelmä.....</b>	<b>17</b>
3.1	Sähkömarkkinalaki.....	17
3.2	TESV:n hinnoittelupolitiikka .....	20
3.3	Tariffityypit .....	20
3.3.1	Yleistariffi .....	20
3.3.2	Aika- ja kausitariffi.....	21
3.3.3	Tehotariffi .....	21
3.3.4	Tilapäistariffi.....	22
3.4	Tariffien rakenne .....	22
3.4.1	Perusmaksu .....	22
3.4.2	Energiamaksu.....	23
3.4.3	Tehomaksu .....	23
3.5	Kustannusten kohdistaminen hintakomponenteille.....	24
3.6	Verkkoon liitetyn tuotannon hinnoittelu .....	26
3.6.1	Lainsäädäntö .....	27
3.6.2	Kustannukset .....	27
3.6.3	Hinnoittelun rakenne .....	28
3.7	TESV:n siirtohinnoittelujärjestelmän nykytila .....	28
<b>4</b>	<b>Sähkön käytön analysointi .....</b>	<b>33</b>
4.1	Sähkönkulutus- ja tehoennuste .....	33

4.2	Tehojen risteily .....	36
4.2.1	Osallistumiskerroin.....	37
4.2.2	Tasoituskero .....	38
4.3	Tehotietojen ja kertoimien määrittäminen .....	38
<b>5</b>	<b>Kustannusanalyysi.....</b>	<b>42</b>
5.1	Kustannuslaskentamenetelmät .....	42
5.1.1	Keskikustannusmenetelmä .....	43
5.1.2	Rajakustannusmenetelmä .....	43
5.1.3	Laskentamenetelmän valinta.....	44
5.2	Kustannuspaikat .....	45
5.3	Kustannuksien määrittäminen .....	46
5.3.1	Siirrettyyn sähkönenergian määrään sidonnaiset kustannukset .....	46
5.3.2	Verkostokustannukset .....	50
5.3.3	Asiakaskustannukset .....	51
5.4	Kustannusten jako hintakomponenteille .....	52
5.5	Kustannusten jako siirtotuotteille .....	52
<b>6</b>	<b>Siirtotuotteiden muodostaminen .....</b>	<b>57</b>
6.1	Tariffien muotoilu .....	57
6.2	Siirtotuotteiden edullisuusrajojen tarkastelu .....	65
6.3	Sulakeporrastuksen käyttöönottoon liittyviä huomioita .....	70
<b>7</b>	<b>Siirtohinnoittelun kehittäminen pitkällä aikavälillä .....</b>	<b>72</b>
7.1	AMR-laitteista saatavien tietojen hyödyntäminen .....	72
7.2	Aikaporrasteiset siirtotuotteet ja reaaliaikainen hinnoittelu .....	75
7.3	Sähkön laadun huomioiminen siirtotuotteissa.....	77
7.4	Suora kuorman ohjaus.....	78
7.5	Pilottikokeilut maailmalla.....	79
7.6	Siirtohinnoittelun kehittäminen TESV:llä pitkällä aikavälillä .....	80
7.6.1	Vuosi 2012 .....	81
7.6.2	Vuodet 2013 - 2016.....	83

7.6.3	Vuodet 2016 - 2025 .....	87
7.6.4	Siirtohinnoittelun jatkuva kehittäminen .....	90
<b>8</b>	<b>Yhteenveto ja johtopäätökset .....</b>	<b>93</b>
	<b>Lähdeluettelo .....</b>	<b>98</b>

## **LIITTEET**

## Käytetyt lyhenteet ja merkinnät

### Lyhenteet

AMR	Automatic Meter Reading (automaattinen mittarinluenta)
EMV	Energiamarkkinavirasto
JHA	Jälleenhankinta-arvo
KAH	Keskeytyksestä aiheutuva haitta
SML	Sähkömarkkinalaki
TESV	Turku Energia Sähköverkot Oy
WACC	Weighted Average Cost of Capital (pääoman painotettu keskikustannus)

### Kreikkalaiset merkinnät

$\beta$	Beeta-kerroin
---------	---------------

### Merkinnät

$C$	pääoman kustannus
$D$	korollisen vieraan pääoman määrä
$LP$	likvidittömyyspremio
$R$	tuotto, korkokanta
$t$	tarkastelujaksolla voimassa oleva yhteisöverokanta

### Alaindeksit

D	oma pääoma
E	korollinen vieras pääoma
k	kohtuullinen
opo	oma pääoma
r	riskitön



## **1 Johdanto**

Sähköverkkoliiketoiminta on monopolitoimintaa, jota Energiamarkkinavirasto (EMV) sääntelee ja valvoo. Jokaisella verkkoyhtiöllä on alueellinen monopoli omalla toiminta-alueellaan ja kyseisen alueen sähkökäyttäjille verkkoyhtiö on velvollinen toimittamaan sähköä kohtuullista ja asiakasryhmien kesken tasapuolista hinnoittelupolitiikkaa noudattaen. Verkkoyhtiön hinnoittelujärjestelmässä määritetään tuotteet, joista asiakas valitsee itselleen sopivimman. Sähkön käyttäjien maksama sähkön kokonaishinta muodostuu sähkön siirtopalvelumaksuista, sähköenergian maksuista sekä niihin liittyvistä veroista. Sähkön siirtopalveluun paikallisella verkkoyhtiöllä on yksinoikeus, mutta sähköenergian osuuden sähkökäyttäjä voi kilpailuttaa. Hinnoittelujärjestelmän eri tuotteiden tarkoitus on ohjata erityyppiset asiakkaat valitsemaan sellaiset tuotteet, että verkkoyhtiön siirtokapasiteetti saadaan hyödynnettyä mahdollisimman tehokkaasti ja näin sähkön siirto on mahdollisimman energia- ja kustannustehokasta. Tässä työssä keskitytään nimenomaan sähkön siirtohinnoitteluun ja sen kehittämiseen.

### **1.1 Turku Energia -konserni**

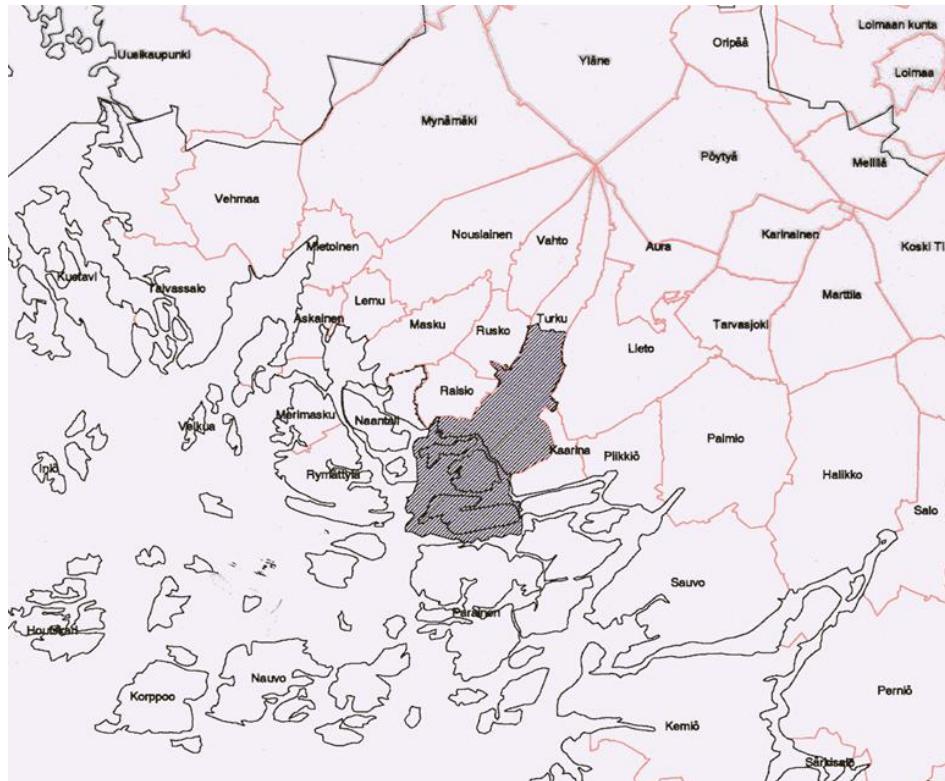
Oy Turku Energia-Åbo Energi Ab on vuonna 1995 perustettu Turun kaupungin omistama energiayhtiö, jonka tytäri- ja osakkuusyhtiöitä ovat Turun Seudun Kaukolämpö Oy, Svartisen Holding AS, Turku Energia Sähköverkot Oy (TESV), Turun Seudun Maakaasu ja Energiatuotanto Oy sekä Suomen Hyötytuuli Oy. Konsernin juuret yltävät aina vuoteen 1898 asti, jolloin Aktiebolaget Electron perustettiin harjoittamaan sähkölaitostoimintaa Turussa. (TE 2009)

Turku Energia Sähköverkot Oy on kokonaan Turku Energia -konsernin omistama yritys, joka vastaa sähkönsiirrosta, konsernin sähköverkko-omaisuuden hallinnasta, verkon toimitusvarmuudesta sekä verkkopalveluista. Turku Energia -konsernin liikevaihto oli vuonna 2009 197,4 miljoonaa euroa ja henkilöstön määrä 293. TESV

siirsi kyseisenä vuonna 1513 GWh sähköä. Taulukossa 1.1 on esitetty verkon rakenteellinen koostumus ja kuvassa 1.1 on esitetty yhtiön jakelualuekartta. (TE 2009)

Taulukko 1.1. TESV:n sähköverkon tekninen rakenne. (TE 2009)

Turun sähköverkosto 2009 (sulkeissa maakaapelin osuus)	
Alueverkko 110 kV	59 (12) km
Keskijänniteverkko 10-30 kV	714 (452) km
Pienjänniteverkko 0,4 kV	1607 (1038) km
Sähkö- ja kytkinasemia	18 kpl
Jakelumuuntamoita	1040 kpl
Jakokaappeja	2716 kpl



Kuva 1.1. TESV:n jakelualuekartta.

## 1.2 Työn taustaa

Tämän työn tarkoitus on kehittää TESV:n siirtohinnoittelua. Tarkastelussa keskitytään ensin tämän hetkisen hinnaston kehitystarpeisiin ja hintojen

kustannusvastaavuuksien laskentaan. Lopuksi analysoidaan siirtohinnoittelun kehitysnäkymiä pidemmällä aikavälillä.

Siirtohinnoittelun kehitystyölle on tarvetta, koska siirtohintojen muodostuminen ja kustannusvastaavuus on pystyttävä viranomaisohjeiden mukaan tarvittaessa perustelemaan. Lisäksi TESV:llä on aikomus ottaa lähivuosien aikana käyttöön siirtohinnoittelujärjestelmä, jossa pienjänniteverkkoon liittyneille asiakkaille suunnatuissa yleis-, yö- ja kausitariffeissa olisi perusmaksu porrastettu sen mukaan, kuinka suuri käyttöpaikan pääsulake on. Myös tätä hinnaston rakennemuutosta ja sen vaikutuksia siirtohintoihin tarkastellaan tässä työssä. Työ toimii myös vuoden 2010 lopulla tehtävän siirtohintojen keskimääräisen 8 % korotuksen taustalla, joka johtuu yleisten materiaalihintojen ja työvoimakustannusten nousun lisäksi verkon uusimistöiden ja uusien etäluettavien sähkömittareiden hankinnasta ja asentamisesta aiheutuvista kustannuksista.

Lähivuosina siirtohinnoittelun kehitystyölle tulee tarvetta sähköverkkoon asennettavien etäluettavien sähkömittareiden (AMR) myötä. Kyseisillä laitteilla voidaan tarkkailla asiakkaiden sähkönkulutusta tuntikohtaisesti ja mittareiden avulla saadaan tietoa myös esimerkiksi sähkön laadusta, sähkökatkoista sekä loistehon kulutuksesta. Näitä tietoja voidaan käyttää apuna siirtotuotteiden hintakomponentteja muodostettaessa. Hajautettu sähköntuotanto, tekniikan ja älykkäiden sähköverkkojen kehittyminen sekä uudet viranomaismääräykset voivat lisätä siirtohinnoittelun kehitystarvetta myöhemmin tulevaisuudessa.

Siirtohintoja suunniteltaessa on otettava huomioon sähkömarkkinalaissa asetetut reunaehdot sekä noudatettava EU:n ja EMV:n asettamia ohjeita ja määräyksiä. Valmiin siirtohinnaston on oltava reunaehtojen puitteissa suunniteltu toimiva kokonaisuus, josta löytyy jokaiselle sähkönkuluttajalle ja -tuottajalle sopiva tuote.

## 2 Sähköverkkoliiketoiminta

Sähkömarkkinalain mukaan sähköverkkotoimintaa tulee harjoittaa muusta sähköliiketoiminnasta riippumattoman itsenäisen yhtiön toimesta, kun pienjänniteverkon kautta kulkeva sähköenergian määrä on yli 200 GWh/a. Sähkönjakeluverkkotoiminta on luvanvaraista toimintaa, jota EMV valvoo. EMV:n myöntämässä sähköverkkoluvassa on jokaiselle jakeluverkonhaltijalle määritelty maantieteellinen vastuualue, jossa sen on myytävä sähkönsiirtopalveluja kohtuullista korvausta vastaan. Verkonhaltijan on liitettävä tekniset vaatimukset täyttävät sähkönkäyttöpaikat sekä tuotantolaitokset verkkoonsa ja järjestettävä toimittamansa sähkön mittaus asianmukaisella tavalla. Lisäksi verkonhaltijalla on velvollisuus kehittää sähköverkkoaan sen käyttötarpeitaan vastaavaksi. (Lakervi 2008)

Sähköverkkotoiminta on hyvin pääomavaltaista toimintaa, jossa investointitarve on jatkuvaa ja vuosittaiset investoinnit ovat suuria. Investointien poistoajat ovat pitkiä, koska suunnitelman mukaisia poistoja laskettaessa pitoajat vaihtelevat verkon osasta riippuen kymmenestä jopa useisiin kymmeneen vuosiin. (Lakervi 2008)

Verkkoliiketoimintaan kohdistuu monenlaisia odotuksia eri tahoilta. Verkkoyhtiön toiveena on vakaa ja ennustettava toimintaympäristö. Omistajien toiveita ovat verkkoyhtiön kilpailukyvyn parantuminen, tuotto-odotusten toteutuminen sekä yhtiön arvon kasvaminen. Asiakkaat haluavat edullista ja hyvälaatuista sähköä, laadukasta asiakaspalvelua sekä verkkotoiminnan ympäristöystävällisyyttä ja häiritsemättömyyttä. Yhteiskunnallisesti verkkotoiminnan edellytetään kehittyvän muun kehityksen rinnalla ja taloudellisesti verkkotoiminnasta odotetaan yhteiskunnalle tuottoja verojen ja esimerkiksi kuntaomistuksen kautta. Lyhyen aikavälin tarkastelussa tavoitteet ovat osin ristiriitaisia keskenään, mutta pitkällä

aikavälillä toimivan sähköjakeluinfrastruktuurin kehittäminen ja ylläpitäminen on kaikkien osapuolien etujen mukaista. (LTY 2009a)

## **2.1 Sähköverkkoliiketoiminnan sääntely Suomessa**

Sähköverkkoliiketoimintaa säännellään tarkasti sen alueellisen monopoliluonteensa vuoksi. EMV valvoo neljän vuoden pituisilla valvontajaksoilla verkkoyhtiön siirtohinnoittelun kohtuullisuutta ja toiminnan tehokkuutta. EMV määrittelee jokaiselle vuodelle sallitun kohtuullisen tuoton sijoitetulle pääomalle. Jakeluverkkotoiminnan tuoton ylittäessä sille asetetut rajat valvontajakson aikana, voi EMV määrätä siirtohinnoittelua ylityksen verran alemmaksi seuraavan valvontajakson aikana. Mikäli verkkoyhtiön toiminta on ollut vastaavasti alituottoista, voi alituoton kattaa nostamalla siirtohintoja seuraavalla valvontajaksolla. Hinnoitteluun liittyvän säännöstelyn lisäksi EMV määrittelee jokaiselle valvontajaksolle yleisen ja yhtiökohtaisen tehostamistavoitteen. (Lakervi 2008)

Myös EU on asettanut säädöksiä jäsenvaltioiden sähkömarkkinoihin liittyen. Säädöksillä kannustetaan energiätehokkuuteen, energian säästämiseen, hajautetun sähköntuotannon lisäämiseen, uusiutuvan energian käyttöön energianlähteenä, sähkönsiirron toimitusvarmuuden kehittämiseen sekä entistä kilpailukykyisempien hintojen ylläpitämiseen. Lisäksi jäsenvaltioiden on varmistettava älykkäiden sähköverkkojen käyttöönotto, jotta kuluttajien aktiivinen osallistuminen sähkömarkkinoihin edistyisi. (EU 2006, Pantti 2010)

## **2.2 Valvontajaksot**

EMV:n valvonta perustuu neljän vuoden jaksoihin. Ensimmäinen valvontajakso oli pituudeltaan kuitenkin vain kolme vuotta käsittäen ajanjakson 1.1.2005 – 31.12.2007. Toinen valvontakausi kattaa ajanjakson 1.1.2008 – 31.12.2011. (EMV 2007)

Ensimmäisellä valvontajaksolla kohtuullinen tuotto määritettiin verkkoon sitoutuneen pääoman avulla. Verkkotoimintaan sitoutunut pääoma jaettiin omaan pääomaan sekä vieraaseen korottomaan ja vieraaseen korolliseen pääomaan. EMV käytti ensimmäisellä valvontajaksolla kiinteää pääomarakennetta 30/70 (korolliset velat/oma pääoma). Yleinen tehostamistavoite otettiin käyttöön jo ensimmäisellä valvontajaksolla ja se kohdistettiin verkonhaltijan kontrolloitavissa oleville operatiivisille kustannuksille. Tehostamistavoitteeksi asetettiin 1,3 % ja vertailutaso laskettiin verkkoyhtiöiden vuosien 2000 - 2003 keskiarvosta. (EMV 2004)

Toiselle valvontajaksolle siirryttäessä EMV asetti yleiseksi tehostamistavoitteeksi kaikille jakeluverkkoyhtiöille 2,06 %. Tehostamistavoitteiden lähtötasona käytetään vuosina 2003 - 2006 kontrolloitavissa olevien operatiivisten kustannusten keskiarvoa. Toiselle valvontakaudelle tulivat uusina valvontakriteereinä mukaan yhtiökohtainen tehostamistavoite sekä laatukannustin. Yhtiökohtainen tehostamistavoite on saatu mittaamalla verkkoyhtiöiden toiminnan tehokkuutta Data Envelopment Analysis-menetelmällä ja Stochastic Frontier-Analysis-menetelmillä. Laatukannustamisen perustana käytetään sähköntoimituksessa aiheutuneita suunniteltuja ja odottamattomia keskeytyksiä sekä pika- ja aikajälleenkytkentöjä. Keskeytyksistä asiakkaille aiheutuva haitta (KAH) arvostetaan rahamääräiseksi ja näin ollen se voidaan ottaa huomioon tuoton kohtuullisuuden valvonnassa. (EMV 2007)

Joulukuussa 2009 verkkoyhtiöille suunnatun kyselyn tulosten perusteella valvontaa tulisi kehittää siirryttäessä vuonna 2012 alkavalle kolmannelle valvontakaudelle. Valvonnan haluttiin olevan paremmin ennakoitavissa ja viranomaisen toivottiin esittävän pitkälle tulevaisuuteen sijoittuvia selkeitä tavoitetiloja. Verkkotoiminnan riskien huomioimiselle, toimitusvarmuuden kannustimille ja toimitusvarmuuden referenssitason määrittämiselle kaivattiin niin ikään kehitystä. Uutta valvontamallia

suunniteltaessa tulisi vastausten perusteella myös harkita KAH-parametrien muuttamista asiakasryhmäkohtaiseksi, koska näin investoinnit suuntautuisivat nykyistä paremmin kohteisiin, joissa investoinneista saatava hyöty olisi mahdollisimman suuri. Toisaalta osa vastaajista piti keskimääräisiä KAH-arvoja tasapuolisina. Myös asiakaspalvelun valvonnan aloittamista ehdotettiin ja tehokkuusmittaukseen haluttiin kehitystä. Erityisesti 110 kV verkon kustannukset koettiin ongelmallisina tehokkuusmittauksessa. Tuloksista nousi esille myös kohtuullisen kustannustason määrittäminen ja hajautetun tuotannon sekä AMR:n huomioiminen tulevaisuuden valvonnassa. Verkon kunnossapitoon liittyvän valvonnan kannustimia tulisi kyselyiden tulosten perusteella kehittää ja ottaa valvonnassa tarkemmin huomioon verkkoyhtiön toimintaympäristön erityispiirteet. (LTY 2010)

### 2.3 Sallitun tuoton määräytyminen

EMV:n toisella valvontakaudella verkonhaltijan verkkotoimintaan sitoutuneen pääoman kohtuullisen tuoton laskenta perustuu pääoman painotettuun keskikustannukseen (WACC, Weighted Average Cost of Capital). EMV laskee verkkotoimintaan sitoutuneen pääoman kohtuullisen tuoton ( $R_{k,post-tax}$ ) vuonna  $i$  laskennallisten yhteisöverojen jälkeen yhtälön 2.1 mukaisesti. (EMV 2007)

$$R_{k,post-tax,i} = \left( C_{E,i} \cdot \frac{70}{100} + C_{D,i} \cdot (1-t_i) \cdot \frac{30}{100} \right) \cdot (D_i + E_i) \quad (2.1)$$

Yhtälössä 2.1 oleva kohtuullinen verkkotoimintaan sitoutuneen pääoman kustannus  $C_{E,i}$  vuonna  $i$  lasketaan yhtälön 2.2 mukaisesti.

$$C_{E,i} = R_{r,i} + \beta_{velaton} \cdot \left( 1 + (1-t_i) \cdot \frac{30}{70} \right) \cdot (R_m - R_r) + LP \quad (2.2)$$

Yhtälössä 2.1 esiintyvä kohtuullinen verkkotoimintaan sitoutuneen vieraan pääoman kustannus  $C_{D,i}$  vuonna  $i$  lasketaan yhtälöllä 2.3.

$$C_{D,i} = R_{r,i} + 0,6\% \quad (2.3)$$

Yhtälöissä 2.1, 2.2 ja 2.3 esiintyvät muuttujat määritellään seuraavasti:

$R_{k,post-tax,i}$	= Sähköverkkoliiketoiminnan kohtuullinen tuotto yhteisöverojen jälkeen vuonna $i$
$C_{E,i}$	= Oman pääoman kohtuullinen kustannus vuonna $i$
$C_{D,i}$	= Korollisen vieraan pääoman kustannus vuonna $i$
$t_i$	= Yhteisöverokanta vuonna $i$
$D_i$	= Verkkotoimintaan sitoutuneen korollisen vieraan pääoman määrä vuoden $i$ lopussa
$E_i$	= Verkkotoimintaan sitoutuneen oman pääoman määrä vuoden $i$ lopussa
$R_{r,i}$	= Vuodelle $i$ sovellettava riskitön korkokanta
$\beta_{velaton}$	= Velaton beeta-kerroin
$R_m - R_r$	= Markkinoiden riskipremio
$LP$	= Likvidittömyyspremio



Taulukossa 2.1 on esitetty EMV:n soveltamat sähkönjakeluverkkotoimintaan sitoutuneen pääoman kohtuullisen tuoton laskennassa käytettävät parametrit toisella valvontajaksolla.

Taulukko 2.1. Toisella valvontajaksolla sovellettavat sähkön jakeluverkkotoimintaan sitoutuneen pääoman kohtuullisen tuoton laskemisessa käytettävät parametrit. (EMV 2007)

Parametri	Sovellettava arvo yhteisöverovelvolliset (muut)
Riskitön korkokanta	10 v valtion obligaatiokorko, edellisen vuoden toukokuun keskiarvo
Riskipreemio	5 %
Likvidittömyyspreemio	0,20 %
Velaton beeta	0,3
Velallinen beeta	0,395 (0,429)
Veroaste	26 % (0 %)
Pääomarakenne (velat / oma pääoma)	30/70
Korollisen vieraan pääoman kustannus	riskitön korko + 0,6 %

### **3 Sähkönjakeluverkkoyhtiön hinnoittelujärjestelmä**

Sähkön hinta koostuu nykyään sähkön siirtopalvelusta, sähköenergiasta sekä veroista. Siirtopalveluun kuuluvat sähkön siirto, mittarinluku ja taseselvitys. Sähköenergian hinnan muodostumiseen vaikuttavat muun muassa sähköntuotantokustannukset. Kulutushuippujen aikaan joudutaan sähköä tuottamaan kalliimmilla tuotantomuodoilla, jolloin sähköenergian hinta nousee. Sähköntuotannossa käytettävien polttoaineiden hinnoilla ja esimerkiksi vesivoiman saatavuudella on merkitystä pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla myytävän sähköenergian hintaan. Sähköstä maksettavat verot ovat sähkön valmistevero ja huoltovarmuusmaksu, jotka määräytyvät sähkönkulutuksen perusteella. (EMV 2010b)

Sähkön siirtopalveluun paikallisilla jakeluverkkoyhtiöillä on yksinoikeus, eli asiakas ei voi ostaa siirtopalvelua muilta yhtiöiltä. Sitä vastoin sähköenergian osuuden sähkön kokonaishinnasta kuluttaja voi kilpailuttaa. Sekä sähköenergian että sähkön siirron hinnat jakautuvat tavallisesti perusmaksuun (yksikköhintana esimerkiksi €/kk) ja kulutetun energian perusteella määräytyvään maksuun (yksikköhintana esimerkiksi snt/kWh). (EMV 2010b)

Sekä siirtopalvelulle että sähköenergialle on olemassa yleis-, aika- ja tehotariffeja. Asiakas voi vapaasti valita haluamansa tariffin ja halutessaan myös ottaa siirtopalvelulle ja sähköenergialle toisistaan riippumattomat rakenteeltaan erilaiset tariffit. (EMV 2010b)

#### **3.1 Sähkömarkkinalaki**

Sähköverkkoyhtiön hinnoittelun taustalla on sähkömarkkinalaki, joka antaa reunaehdot tariffisuunnittelulle. Lain mukaan verkonhaltijan tulee kohtuullista korvausta vastaan myydä siirtopalveluja niitä tarvitseville asiakkaille verkkonsa

siirtokyvyn edellyttämissä rajoissa. Verkonhaltijan tulee julkaista verkkopalveluiden yleiset myyntiehdot ja -hinnat sekä perustella niiden määräytyminen. Lisäksi verkonhaltijan on pystyttävä osoittamaan hintojensa kustannusvastaavuus. Myyntihintojen ja -ehtojen määräytymisperusteineen tulee olla tasapuolisia kaikille verkon käyttäjille. Verkkopalvelujen hinnoittelun tulee olla kohtuullista eikä hinnoittelussa saa olla perusteettomia tai sähkökaupan kilpailua ilmeisesti rajoittavia ehtoja tai rajauksia. Sähköjärjestelmän toimintavarmuuden ja tehokkuuden vaatimat ehdot on kuitenkin huomioitava. Asiakkaan on pystyttävä sopimaan kaikista verkkopalveluista sen verkonhaltijan kanssa, jonka verkkoon hän on liittynyt ja suorittamalla asianmukaiset maksut, on asiakkaalla oikeus käyttää koko maan sähköverkkoa. Jakeluverkossa hinta ei saa riippua asiakkaan maantieteellisestä sijainnista verkonhaltijan alueella. (SML 1995)

Lisäksi sähkömarkkinalain mukaan verkkotariffien tulee toteuttaa mm. seuraavat ehdot: Hinnoittelun tulee olla kustannusvastaavaa eli asiakasryhmät maksavat sähköstä mahdollisimman oikeudenmukaisesti aiheuttamiensa verkostokustannusten perusteella. Hinnoittelun tulee olla tasapuolista ja syrjimätöntä, mikä tarkoittaa sitä, että kaikilla jakeluverkkoon liitetyillä sähkökäyttäjillä sähköntoimittajasta riippumatta tulee olla pääsääntöisesti mahdollisuus valita samat tariffit. Tariffien tulee olla yksinkertaisia ja ymmärrettäviä sekä pitkäjänteisiä, eli asiakkaiden tulisi voida luottaa tariffien pysyvyyteen. Tariffien on tarkoitus olla ohjaavia eli ohjata tehokkuuteen verkoston mitoituksessa ja verkostokapasiteetin käytössä. Toisaalta ohjaavuudella tarkoitetaan myös sitä, että tariffit voivat olla keino edistettäessä energian tehokasta käyttöä ja energian säästöä sekä verkkoyhtiön omassa toiminnassa että asiakkailta. (SML 1995)

Ehdot ovat kuitenkin osittain ristiriitaisia, joten lopullisia tariffeja määritettäessä joudutaan etsimään tasapaino eri tavoitteiden välillä. Jos esimerkiksi

kustannusvastaavuus haluttaisiin toteuttaa täydellisesti, jouduttaisiin jokaiselle asiakkaalle luomaan oma tariffi. Näin ei kuitenkaan ole tarkoituksenmukaista menetellä, vaan siirtotuotteiden määrä ja rakenne optimoidaan riittävän kustannustarkoiksi, jotta kustannusvastaavuus toteutettaisiin keskimääräisesti. Lainsäädännön sekä yleisten periaatteiden lisäksi hinnoitteluun vaikuttaa yrityksen noudattama tariffipolitiikka, jolla yritys voi painottaa hinnoittelulle asetettuja tavoitteita haluamallaan tavalla. (EMV 2010a)

Sähkömarkkinalaki asettaa siis siirtohinnoittelulle periaatteet, jotka ohjaavat tariffien muodostamista. Periaatteet voidaan yksinkertaistaa seuraavasti:

- Omakustannusperiaate
- Aiheuttamisperiaate
- Markkina-arvoperiaate
- Yksinkertaisuusperiaate
- Samahintaperiaate (pistehinnoittelu)

Omakustannusperiaatteella tarkoitetaan sitä, että verkkoyhtiö peittää toimintansa kaikki kulut pitkällä aikavälillä. Aiheuttamisperiaatteen mukaan jokaisen sähkönkäyttäjryhmän maksut asetetaan vastaamaan mahdollisimman tarkasti käyttäjien aiheuttamia kustannuksia. Markkina-arvoperiaatteen mukaan hintojen on oltava kilpailukykyisiä ja yksinkertaisuusperiaatteella ohjataan verkkoyhtiöitä helposti ymmärrettävissä olevien hinnoitteluratkaisujen toteuttamiseen. Pistehinnoittelun lähtökohtana on se, että yhden verkkoyhtiön kaikille samantyyppisille asiakkaille on samat hinnat. (LTY 2009b)

Käytännössä hinnoittelujärjestelmä suunnitellaan siten, että sähkömarkkinalain mukainen pistehinnoittelu toteutuu, aiheuttamisperiaate toteutuu mahdollisimman hyvin ja järjestelmä on riittävän yksinkertainen. (LTY 2009a)

### **3.2 TESS:n hinnoittelupolitiikka**

TESS:llä pyritään löytämään siirtohinnoitteluun tasapaino edellä mainittujen periaatteiden väliltä. Tässä työssä tehtävässä tariffisuunnittelussa keskitytään erityisesti hintojen kustannusvastaavuuteen ja aiheuttamisperiaatteen noudattamiseen. Kun lopullista hinnastoa viimeistellään käyttöönotettavaksi, tarkistetaan hinnaston eri tuotteiden keskinäiset suhteet ja määritetään kokonaishintataso. Samassa yhteydessä tarkastellaan yksittäisten tuotteiden hintamuutokset ja kriittisissä kohdissa jopa yksittäisten asiakkaiden siirtomaksujen muutokset mahdollisten kohtuuttomuuksien havaitsemiseksi. Pyrkimyksenä on myös säilyttää hinnaston riittävä yksinkertaisuus.

### **3.3 Tariffityypit**

Tariffit jaotellaan tyypillisesti yleis-, aika-, kausi ja tehotariffeihin. Lisäksi eri jännitetasoihin liittyneille asiakkaille sekä tilapäistä sähköntoimitusta tarvitseville asiakkaille on määritelty omat tariffinsa.

#### *3.3.1 Yleistariffi*

Yleistariffi muodostuu joko kiinteästä tai liittymän sulakekokoon verrannollisesta perusmaksusta ja energiankulutukseen perustuvasta kulutusmaksusta. Yleistariffit soveltuvat yleensä parhaiten asiakkaille, joiden sähkönkulutus on alle 10 000 kWh vuodessa ja kulutus painottuu päiväaikaan. Mikäli yleistariffissa on painotettu energiankulutukseen perustuvaa maksua, kannustaa se asiakkaita energian säästöön ja vähän sähköä kuluttavien asiakkaiden kustannukset pysyvät alhaisina. Perusmaksupainotteisten yleistariffien etuna on verkonhaltijoille verkkoliiketoimintaan liittyvän riskin pieneneminen, mutta perusmaksun painottaminen ei yleensä kannusta asiakkaita energian säästöön. (EMV 2010a)

### 3.3.2 Aika- ja kausitariffi

Aika- ja kausitariffit koostuvat kiinteästä tai portaittain liittymän sulakekokoon verrannollisesta perusmaksusta ja energiankulutukseen perustuvasta maksusta. Nämä maksut vaihtelevat vuorokauden- ja/tai vuodenajan mukaan. Aika- ja kausisähkötariffit ovat suunnattu tavallisesti pienjänniteverkkoon liittyneille keskiuurille asiakkaille, jotka kuluttavat vuodessa yli 10 000 kWh sähköä. Tyypillisesti aika- ja kausitariffeja valitsevia asiakkaita ovat esimerkiksi sähkölämmityksellä varustetut kotitaloudet ja maatilat. Aika- ja kausitariffien tarkoitus on pyrkiä ohjaamaan sähkönkulutusta kulutushuipuista alhaisemman kulutuksen ajankohtiin, jotta tuotantokapasiteettia ja verkostoa käytettäisiin mahdollisimman tehokkaasti. (EMV 2010a)

Esimerkiksi aikatariffin yösähkö on tarkoitettu niille asiakkaille, jotka pystyvät käyttämään merkittävän osan sähköenergiastaan yöllä. Tällaisia asiakkaita ovat esimerkiksi omakotitaloasiakkaat, joissa lämminvesivaraajaa käytetään yöllä. Kausitariffin kulutusmaksut luokitellaan talvipäivä ja muu aika luokkiin. Talvipäivän sähköenergian hinta on kausitariffissa korkeampi kuin muuhun aikaan ja näin ollen kuluttajaa ohjataan vähentämään kulutusta talvipäivinä, jolloin verkosto on tavallisesti suurimman kuormituksen alla ja sähköä tuotetaan kalliimmilla sähköntuotantoyksiköillä. Aika- ja kausitariffien käyttäjille aiheutuu lisäkustannuksia kaksiaikaisesta mittauksesta, koska mittarit ovat yksiaikaiseen mittaukseen käytettäviä perusmittareita kalliimpia. Mittalaitteista aiheutuva kustannusero yleistariffia sekä aika- ja kausitariffeja käyttävien asiakkaiden välillä tulee kuitenkin poistumaan, kun verkkoyhtiöt siirtyvät perinteisestä mittaustavasta AMR-laitteilla toteutettavaan tuntimittaukseen ja etäluentaan. (EMV 2010a)

### 3.3.3 Tehotariffi

Tehotariffi on yleensä suunnattu paljon sähköä kuluttaville yhteisöille. Tehotariffin maksut koostuvat kiinteästä perusmaksusta, kulutusmaksusta sekä tehomaksusta

(yksikköhintana esimerkiksi €/kW, kk). Tariffissa voi olla pätötehomaksun lisäksi myös loistehomaksu (yksikköhintana esimerkiksi €/kvar, kk). (EMV 2010b) Pienjänniteverkkoon liittyneille asiakkaille ja keskijänniteverkkoon liittyneille asiakkaille on tavallisesti muodostettu erilliset tehotuotteet.

#### *3.3.4 Tilapäistariffi*

Tilapäistariffi on tarkoitettu väliaikaiseen sähköntarpeeseen kuten rakennustyömaille. TESV voi toimittaa sähköä tilapäiseen tarpeeseen ilman liittymissopimusta kahden vuoden ajan. Pienjänniteverkkoon ja keskijänniteverkkoon liittyville asiakkaille on tarjolla erilliset tilapäistariffit. (TESV 2008)

### **3.4 Tariffien rakenne**

Tariffit koostuvat tavallisesti perusmaksusta ja sähköenergian kulutukseen perustuvasta maksusta. Perusmaksu voi olla kiinteä tai vaihdella eri tuotteissa sen mukaan, mitä pääsulaketta asiakas käyttää. Kulutusmaksu sen sijaan voi riippua kulutuksen jakautumisesta ajan suhteen. Tehotuotteilla on lisäksi käytössä pätötehomaksu ja loistehomaksu.

#### *3.4.1 Perusmaksu*

Perusmaksu on kiinteä kuukausimaksu, joka voi kasvaa esimerkiksi käyttöpaikan sulakekoon mukaan. Pienjänniteverkkoon liittyvien sulaketariffiasiakkaiden perusmaksuun sisältyy tavallisesti myös tehomaksu, jonka kautta sulaketuotteiden asiakkaat maksavat esimerkiksi verkon ylläpidosta ja käytöstä aiheutuvia kustannuksia. Perusmaksupainotteisen siirtohinnoittelun avulla verkkoyhtiö voi pyrkiä pienentämään liittyjien liittymistehoja. Kun perusmaksut esimerkiksi kasvavat voimakkaasti sulakekoon kasvaessa, kannustaa se asiakkaita valitsemaan itselleen mahdollisimman tarkasti omaan sähköntarvettaan vastaavan liittymäkoon.

Näin ollen verkko voidaan mitoittaa pienemmille tehoille ja investointi- ja ylläpitokustannukset voivat olla pienemmät.

Verkkoyhtiö voi myös pienentää hinnoitteluun liittyvää riskiä tuottotasojen vuosittaisesta vaihtelusta eri vuosien välillä perusmaksupainotteisella hinnoittelustrategialla. Riski pienenee, koska verkkoinvestointien aiheuttamat kustannukset kerätään energiankäytöstä riippumattoman perusmaksun muodossa. Perusmaksupainotteisen hinnoittelun haittapuolena on, että se kannustaa vähemmässä määrin asiakkaita taloudelliseen energiankäyttöön. (LTY 2009a) Perusmaksun painottamisen seurauksena voi etenkin sähkön pienkuluttajien sähkölasku kasvaa.

#### *3.4.2 Energiamaksu*

Energiamaksua maksetaan kulutetun energiamäärän mukaan. Energiamaksujen painottamisella voidaan ohjata asiakkaita taloudelliseen energiankäyttöön, mutta näin menettelemällä aiheutetaan verkkoyhtiön liiketoiminnan kannalta pieni riski. Energiapainotteisen hinnoittelun voidaan ajatella olevan tulonsiirtoa suurilta sähkönkäyttäjiltä pienasiakkaille. Pienasiakkaille energiapainotteinen malli onkin periaatteessa helpommin hyväksyttävissä kuin perusmaksupainotteinen malli. (LTY 2009a)

#### *3.4.3 Tehomaksu*

Jakeluverkko mitoitetaan verkon huipputehon mukaan, joten siirtohinnan on perusteltua olla riippuvainen sähkönkäyttäjän tarvitsemasta tehosta. Kustannussyiden vuoksi ei tehon mittaukseen kykeneviä mittareita ole tavallisesti asennettu kaikille asiakkaille, vaan pelkästään tehotariffin ottaneille asiakkaille. Muiden asiakkaiden tehomaksu on sisällytetty tariffien perusmaksuihin. (Roivainen 2003) AMR-laitteiden asentamisen myötä on mahdollista huomioida jokaisen asiakkaan tehon tarve entistä tarkemmin ja periä tehomaksu aiempaa

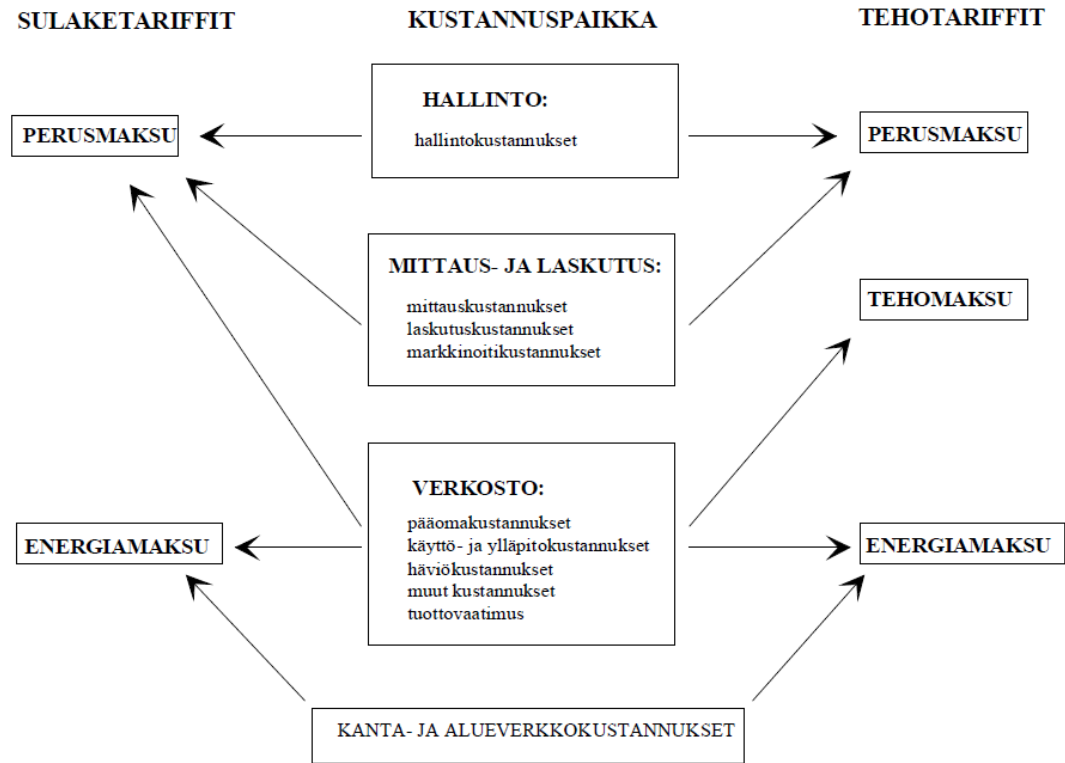


oikeudenmukaisemmin myös sellaisten asiakkaiden kohdalta, joilla ei aikaisemmin ole ollut tehomittausta.

Pätötehomaksun lisäksi asiakkailta voidaan periä maksua myös loistehon kulutuksesta. Loistehon kulutuksessa on yleensä ilmaisosuus, jonka ylittämisestä asiakas joutuu maksamaan. Tavallisesti loisteholle ei ole määritetty erillistä hintaa yleis-, aika- tai kausituotteissa. Sen sijaan tehotuotteissa loistehomaksu on usein mukana.

### **3.5 Kustannusten kohdistaminen hintakomponenteille**

Kuvan 3.1 mukaisesti sähkön siirron kustannuspaikat ovat hallinto, mittaus ja laskutus, jakeluverkosto sekä kanta- ja alueverkko. Siirtohintoja määritettäessä on merkittävää se, kuinka eri kustannuspaikoissa syntyvät kustannukset kohdennetaan eri tuotteiden perus-, energia- ja tehomaksuihin. Viranomaisohjeiden mukaan verkkoyhtiön on laskennallisesti kyettävä osoittamaan, miten ja mistä kustannuskomponenteista kukin maksu muodostuu. (LTY 2009a)



Kuva 3.1. Esimerkki sähkön siirron kustannuspaikoista ja kustannusten kohdistamisesta maksukomponenteille. (LTY 2009a)

Hallintokustannukset sekä mittaus- ja laskutuskustannukset sisällytetään yleensä perusmaksuun. Tavallisesti verkostokustannukset kohdistetaan siten, että pienjänniteverkon ja jakelumuuntamoiden kustannukset kohdennetaan perusmaksuun. Vastaavasti keskijänniteverkon, sähköasemien sekä kanta- ja alueverkon kustannukset kohdennetaan energiamaksuun. Tällöin pienjänniteverkossa yksittäisen sähkökäyttäjän vaikutus verkon investointikustannuksiin on selkeästi toteennäytettävissä. Keskijänniteverkko, sähköasemat ja alueverkko toimivat enemmänkin järjestelmänä kuin yksittäisen sähkökäyttäjän siirtokanavana, joten näiden osalta yksittäisen sähkökäyttäjän suoraan aiheuttamia investointitarpeita on vaikea todentaa. Osa verkostokustannuksista voidaan kohdistaa tehotuotteiden kohdalla myös tehomaksuun. (LTY 2009a)

### 3.6 Verkkoon liitetyn tuotannon hinnoittelu

Sähkön tuotannon aiheuttamat kustannukset ovat hyvin tapauskohtaisia riippuen esimerkiksi siitä, mihin jänniteportaaseen tuotanto on liittynyt, kuinka suuri on tuotannon nimellisteho ja kuinka paljon tuotannon lähellä on kulutusta. Tuotannon hinnoittelu voidaan jakaa esimerkiksi alueverkkoon liittyneeseen tuotantoon ja muuhun verkkoon liittyneeseen tuotantoon. (Pantti 2010)

Hajautetussa sähköntuotannossa voimalaitokset ovat liitetty suoraan sähkönjakeluverkkoon. Hajautettuun sähköntuotantoon kuuluvat esimerkiksi pienet aurinko-, tuuli- ja vesivoimalat, biomassaa käyttävät voimalaitokset sekä mikroturbiinilaitokset. Hajautetun sähköntuotannon etuina pidetään tavallisesti energiantehokkuuden parantumista, CO<sub>2</sub>-päästöjen alentumista, energianlähteiden monipuolista hyödyntämistä sekä sähkön toimituksen luotettavuuden parantumista. Hajautetun tuotannon suosion uskotaankin kasvavan tulevaisuudessa merkittävästi. (IEEE 2009a, IEEE 2009b)

Sähköntuotannosta jakeluverkon alueella on tavallisesti hyötyä verkkoyhtiölle. Verkkoyhtiö maksaa Fingridille kantaverkkotariffin kuormitusmaksua sen mukaan, kuinka paljon liittymispisteen kautta kulkee sähköenergiaa. Vuoden 2011 alusta lähtien Fingridille maksettava kuormitusmaksu on 0,72 €/MWh, joten verkkoyhtiön alueella tuotetusta sähköstä saatava hyöty on samansuuruinen, jos tuotettu sähkö myös kulutetaan jakeluverkossa. Tämän lisäksi siirtohäviöt pienenevät, kun ajatellaan tuotetun sähkön kuluva tuotantolaitoksen läheisyydessä.

Etenkin suurempien sähköntuotantoyksiköiden liittäminen jakeluverkkoon vaatii verkkoyhtiöltä usein verkon vahvistustoimenpiteitä. Jotta verkkoyhtiö varmasti saisi katettua vahvistuksesta aiheutuvat kustannukset, tulisi tuotannon siirtohinnoissa olla perusmaksukomponentti. Pienimuotoisen tuotannon lisäämisestä verkkoon ei todennäköisesti aiheudu verkkoyhtiölle merkittäviä

kustannuksia, joten perusmaksun osuus voi olla pienempi tai sitä ei tarvitse olla lainkaan. Siirtohinnoittelun avulla voidaan vaikuttaa siis siihen, kuinka tuotto jakautuu verkkoyhtiön ja tuottajan kesken.

### *3.6.1 Lainsäädäntö*

Sähkömarkkinalain mukaan pienimuotoisen sähköntuotannon (nimellisteho enintään 2 MVA) verkkoon liittämistä ei saa periä sähköverkon vahvistamisesta aiheutuvia kustannuksia. Jakeluverkoissa sähkön tuotannolta veloittavilla siirtomaksuilla tulee kattaa suhteellisesti pienempi osuus sähköverkon kustannuksista kuin sähkön kulutukselta laskutettavilla siirtomaksuilla. Lisäksi valtioneuvoston asetuksen mukaan sähköntuotannon siirtomaksun tulee jakeluverkoissa perustua energiamäärään ja jakeluverkonhaltijan yksittäiseen liittymään sijoittuvalta sähköntuotannolta veloittama siirtomaksu ei saa ylittää keskimäärin 0,07 snt/kWh vuodessa. (SML 1995, Pantti 2010)

### *3.6.2 Kustannukset*

Verkon kustannukset tulee jakaa aiheuttamisperiaatetta noudattaen myös verkkoon liittyneille sähkön tuottajille. Suuri osa kustannuksista on sähkön tuottajille ja kuluttajille yhteisiä, mutta osa kustannuksista muuttuu kulutuksen tai tuotannon muuttuessa. Mikäli vain yksittäisiä sähköntuottajia on liittynyt verkkoon, voidaan kustannukset laskea jokaisen tuottajan kohdalla erikseen. Tulevaisuudessa etenkin pientuotannon uskotaan kasvavan, joten kustannusten laskeminen jokaisen tuottajan kohdalla erikseen tulee työlääksi. (Pantti 2010)

Tuotantolaitosten tuottaman sähkön voidaan ajatella kulutettavan siinä verkkoportaassa, johon tuotantolaitos on liittynyt. Esimerkiksi alueverkkoon liittyneille tuottajille tulee kohdistaa alueverkon kustannukset, mutta jakeluverkkoon liittyneille tuottajille ei yleensä ole perusteltua kohdistaa alueverkon kustannuksia. Mikäli verkossa on ylituotantoa, joudutaan sähköä

siirtämään kantaverkkoon ja sähkön annosta on maksettava Fingridille. (Pantti 2010)

### *3.6.3 Hinnoittelun rakenne*

Tuotannolta perittävä siirtomaksu tulee perustua energiamäärään, eikä se saa olla keskimäärin yli 0,07 snt/kWh vuoden aikana. Siirtomaksu voi kuitenkin olla esimerkiksi talvi- ja kesäaikana erisuuruinen. Tämä jako on perusteltua tehdä, koska myös kantaverkkomaksut ja siirtohäviöt vaihtelevat ajan suhteen. Yksihintainen energiamaksu aiheuttaa verkkoyhtiölle riskin, koska se ei kannusta tuottamaan energiaa talvipäivinä, jolloin siitä olisi verkkoyhtiölle eniten hyötyä. (SML 1995, Pantti 2010)

## **3.7 TESV:n siirtohinnoittelujärjestelmän nykytila**

TESV:n 1.1.2008 alkaen voimassa ollut siirtohinnoisto on esitetty kuvassa 3.2. Hinnastossa tuotteet on jaettu erikseen alue-, keskijännite- ja pienjänniteverkkoon liittyneille sähkön käyttäjille sekä tilapäistä sähkötoimitusta tarvitseville käyttäjille. Tarkasteltava verkko sijoittuu pitkälti kaupunkialueelle, joten siirtohinnot ovat pysyneet yleiseen hintatasoon verrattuna alhaisina.

<b>Sähkön siirtotuotteet pienjänniteasiakkaille</b>			
	Siirtopalvelu		
	alv. 0	alv. 22 %	
<b>YLEISSIIRTO</b> (pääsulake korkeintaan 200 A)			
perusmaksu (1-aikamittaus)	1,64	2,00	euro/kk
siirretty energia	2,05	2,50	snt/kWh
<b>YÖSIIRTO</b> (pääsulake korkeintaan 200 A)			
perusmaksu (2-aikamittaus)	5,86	7,15	euro/kk
siirretty päiväenergia	2,05	2,50	snt/kWh
siirretty yöenergia	0,98	1,20	snt/kWh
<b>VIIKONLOPPUSIIRTO</b> (pääsulake korkeintaan 63 A)			
perusmaksu (2-aikamittaus)	5,86	7,15	euro/kk
siirretty energia, päivä ma-pe	3,15	3,84	snt/kWh
siirretty energia, la-su ja yöaika	1,31	1,60	snt/kWh
<b>KAUSISIIRTO</b> (pääsulake korkeintaan 200 A)			
perusmaksu (2-aikamittaus)	5,86	7,15	euro/kk
siirretty energia, talviarkipäivä	3,89	4,75	snt/kWh
siirretty energia, muu aika	1,56	1,90	snt/kWh
<b>TEHOSIIRTO PJ</b>			
perusmaksu (tehomittaus)	50,00	61,00	euro/kk
pätöteho	1,60	1,95	euro/kW,kk
loisteho	0,98	1,20	euro/kvar,kk
siirretty energia	0,98	1,20	snt/kWh

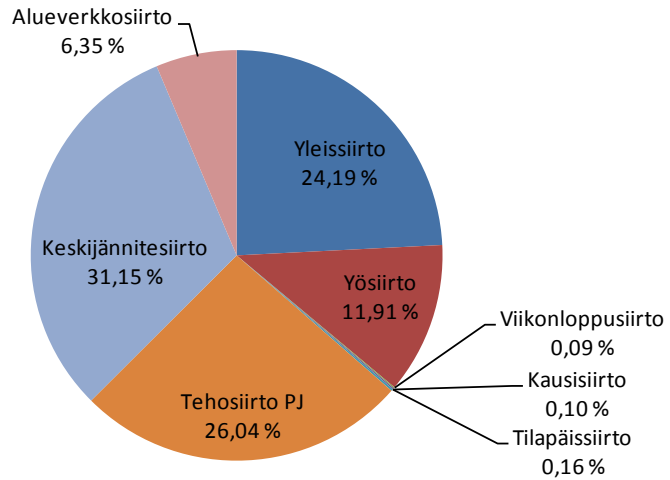
<b>Sähkön siirtotuotteet keskijänniteverkkoon (10/20 kV) ja alueverkkoon (110 kV) liittyneille asiakkaille (asiakkaalla oma muuntamo)</b>			
	Siirtopalvelu		
	alv. 0	alv. 22 %	
<b>KESKIJÄNNITESIIRTO (10/20 kV)</b>			
perusmaksu kultakin liittämiskohdalta (tehomittaus)	282,79	345,00	euro/kk
pätöteho	0,98	1,20	euro/kW,kk
loisteho	0,98	1,20	euro/kvar,kk
siirretty energia	0,78	0,95	snt/kWh
<b>ALUEVERKKOSIIRTO (110 kV)</b>			
perusmaksu (tehomittaus)	434,43	530,00	euro/kk
loisteho	1,03	1,26	euro/kvar,kk
siirretty energia	4,75	5,80	euro/MWh

<b>Siirtotuotteet tilapäiseen sähköntoimitukseen</b>			
	Siirtopalvelu		
	alv. 0	alv. 22 %	
<b>TILAPÄISSIIRTO PJ</b>			
perusmaksu (1-aikamittaus)	3,40	4,15	euro/kk
siirretty energia	4,10	5,00	snt/kWh
<b>TILAPÄISSIIRTO KJ</b>			
perusmaksu (tehomittaus)	409,84	500,00	euro/kk
siirretty energia	1,89	2,31	snt/kWh

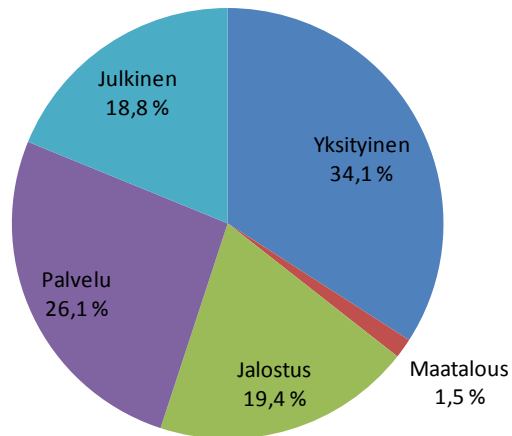
Kuva 3.2. TESV:n siirtohinnoista 1.1.2008 alkaen. (TESV 2008)

Tarkasteltaessa asiakkaiden jakautumista eri tuotteiden kesken, on yleissiirtotuote selvästi yleisin. Kyseisen tuotteen on valinnut vuoden 2009 tietojen mukaan noin 87,5 % sähkökäyttöpaikoista. Toiseksi suosituin tuote on yösiirto, jonka on valinnut noin 10,7 % sähkökäyttäjistä. Yleissiirron asiakkaista suuri osa on kuitenkin sähkön pienkuluttajia, joten verratessa tuotteita sähkökulutuksen perusteella, muuttuu suuruusjärjestys merkittävästi. Kuvassa 3.3 on esitetty sähkökulutuksen jakautuminen tuotteiden kesken. Kuvan perusteella voidaan havaita kulutuksen painottuvan keski- ja pienjänniteverkon tehotuotteisiin sekä yleissiirron tuotteeseen.



Kuva 3.3. TESV:n asiakkaiden sähk6nkulutuksen jakautuminen tuotekohtaisesti.

TESV:n asiakkaista suurin osa on yksityisi6 sähk6nk6ytt6ji6. Lis6ksi kaupunkialueella toimivalla verkkoyhti6ll6 on paljon palvelualalla toimivia sähk6nk6ytt6ji6. S6hk6n k6yt6n jakautumista k6ytt6j6ryhmien kesken on havainnollistettu kuvassa 3.4.



Kuva 3.4. TESV:n asiakkaiden sähk6nkulutuksen jakautuminen k6ytt6j6ryhmitt6in.

Kuvan 3.2 hinnastosta käy ilmi, että samoja yleis-, yö- ja kausisiirron tuotteita on myyty kaikille pienjänniteasiakkaille, joiden pääsulakkeen koko on korkeintaan 200 A. Kustannuksia kohdistettaessa on pyrittävä kustannusvastaavuuteen, eli verkkotoiminnasta aiheuttamat kustannukset tulee jakaa mahdollisimman oikeudenmukaisesti kustannusten aiheuttajien kesken. Täten suuremman sulakkeen ja edelleen suurempaa tehoa tarvitsevalle asiakkaalle tulisi kohdistaa suurempi osa verkostokustannuksista. Periaate ei kuitenkaan toteudu, koska esimerkiksi 25 A ja 200 A pääsulaketta käyttävät asiakkaat voivat käyttää samaa tariffia, jossa perusmaksuun sisältyvä tehomaksu on yhtä suuri.

Aiheuttamisperiaatteen toteutumista voi kehittää esimerkiksi porrastamalla pienjänniteasiakkaille suunnattujen tariffien perusmaksut sulakekoon perusteella. Tällöin suurempaa tehoa tarvitsevat asiakkaat maksavat suurempaa perusmaksua. Lisäksi monien sulakeasiakkaiden huipunkäyttöaikojen havaittiin olevan melko pieniä, joten monen käyttöpaikan pääsulake on ylimitoitettu. Perusmaksun porrastaminen sulakekoon mukaan voisi kannustaa asiakkaita valitsemaan entistä tarkemmin omaa tarvettaan vastaavan sulakekoon. Tosin kuormituksen epätasaisuudesta johtuen voi joillain sulakeasiakkailta olla tarvetta hyvin suurille tehoille, vaikka vuosikulutus ja huipunkäyttöaika jäisivätkin pieniksi. AMR-laitteista saatavien tuntimittaustietojen avulla voidaan tulevaisuudessa arvioida entistä tarkemmin kunkin liittymän todellinen tehon tarve ja sulakekoko.

TESV:n siirtohinnoittelujärjestelmän yksi keskeisimmistä suunnitelluista uudistuksista tulee lähivuosina olemaan pienjänniteasiakkaille myytävien sulakepohjaiseen hinnoitteluun perustuvien tuotteiden perusmaksujen porrastaminen liittymän pääsulakekoon perusteella. Samalla on tarkasteltava, voitaisiinko osa suurista, yli 160 A sulakeasiakkaista ohjata tehotariffeihin. Tällöin ne saataisiin sekä pätö- että loistehomittauksen ja -laskutuksen piiriin ja aiheuttamisperiaate toteutuisi entistä tarkemmin. Kuvassa 3.2 esitetystä



siirtohinnastossa on esillä myös viikonloppusiirron tuote, jonka on tarkoitus poistua hinnastosta. Kyseisellä tuotteella on hyvin vähän asiakkaita ja nämä ohjautuvat todennäköisesti joko yö- tai kausitariffiin, kun tuote poistuu hinnastosta.

Verkkoon liitetyn tuotannon kohdalla siirtohinnoittelu täyttää tämän hetkisten määräykset ja sen kehittäminen painottuukin kauemmas tulevaisuuteen, kun esimerkiksi hajautettu sähköntuotanto verkossa lisääntyy ja mittauksista saatuja tietoja on saatavilla. Tällä hetkellä TESV:n verkkoon on liitetty vain yksi sähköntuotantoyksikkö.

## **4 Sähkön käytön analysointi**

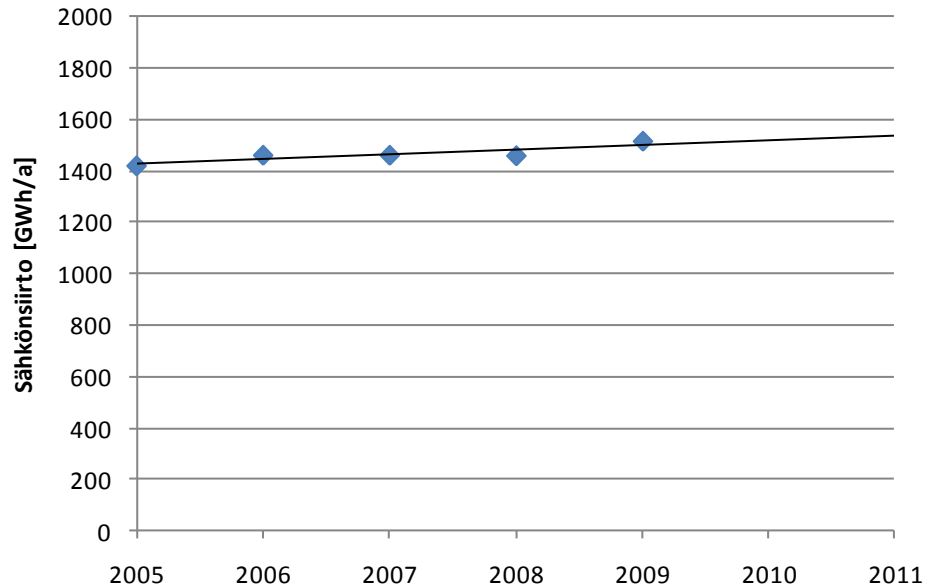
Sähkön käytön analyysissä tarkastellaan TESV:n verkossa siirretyn sähköenergian määrän kehittymistä viime vuosina sekä arvioidaan kuormituksen mahdollisia muutoksia tulevien vuosien aikana. Lisäksi analysoidaan eri käyttäjäryhmien ja siirtotuotteiden osallistumista kuormitushuippuihin ja tarkastellaan myös sitä, kuinka tehon tarve jakautuu määrällisesti ja ajallisesti tuotteiden ja yksittäisten asiakkaiden kesken.

### **4.1 Sähkönkulutus- ja tehoennuste**

Sähköverkkotoiminta on yleisesti ollut melko vakaata vuodesta toiseen, mikäli tarkasteltavan verkon rakenteeseen tai sen omistussuhteisiin ei ole tullut merkittäviä muutoksia. TESV:n toiminnassa on viime vuosina ollut havaittavissa lievää kasvua. Turun seutu on jakelualueena hyvin vakaata, sillä suhdanneherkkää teollisuutta on melko vähän. Suurin teollisuusyksikkö TESV:n jakelualueella on telakka, jonka toimintaan ja sähkönkulutukseen suhdanteet voivat vaikuttaa. Telakka on liittynyt suoraan TESV:n verkon 110 kV jännitetasoon ja se kuluttaa energiaa vuosittain hyvin paljon. Koko verkossa siirretystä sähköenergiasta telakkateollisuuden osuus oli vuonna 2009 noin 4,6 %.

Suurin osa koko verkossa siirretystä sähköenergiasta kuluu yksityisten sähkökäyttäjien ja palvelualan tarpeisiin, joten TESV:n jakelualueella siirrettävän sähköenergian määrän voidaan olettaa pysyvän myös tulevina vuosina melko vakaana. Kuvassa 4.1 on esitetty vuosina 2005 - 2009 siirretty sähköenergia TESV:n verkossa sekä ennuste vuosille 2010 ja 2011. Kuvasta poiketen vuosien 2010 ja 2011 välillä kuvattu kuormituksen loiva kasvu ei välttämättä kuitenkaan toteudu, mikäli Turun telakka hiljenee vuodelle 2011. Tämä seurauksena TESV:n verkossa siirrettävän sähkön määrä voi ainakin hetkellisesti pienentyä. Telakan sähkön käytön vähenemisen lisäksi saattaa telakan tuotannon supistuminen

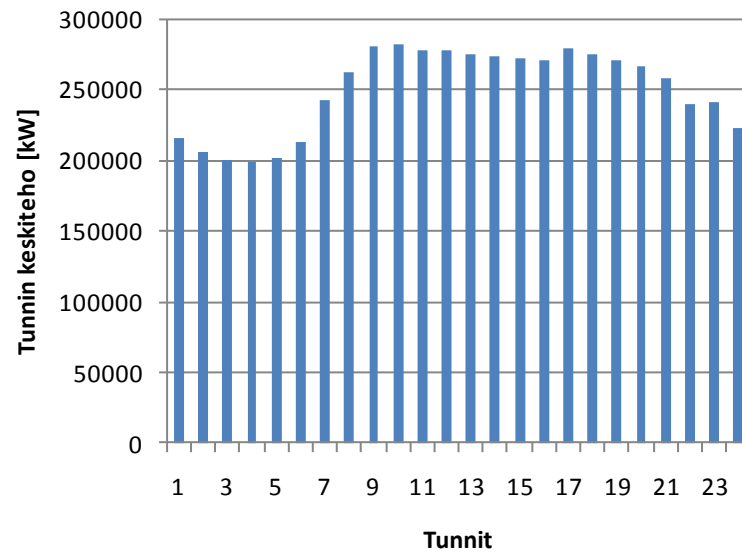
vaikuttaa välillisesti myös Turun seudulla toimivien alihankkijoiden sähkönkulutukseen.



Kuva 4.1. TESV:n verkossa siirretty sähköenergia vuosina 2005 - 2009 sekä ennuste vuosille 2010 - 2011.

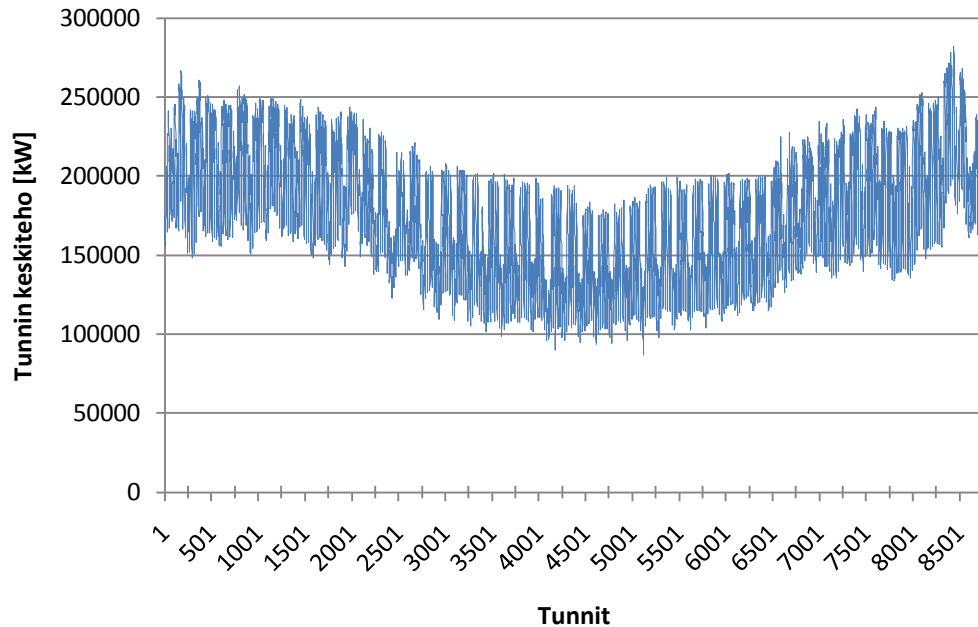
Vuonna 2009 sähkönsiirto kasvoi TESV:n jakelualueella talouden taantumasta huolimatta noin 3,8 %. Tämä selittyy keväällä 2009 käyttöönotetun Kakolan lämpöpumpun sähkönkulutuksella sekä varhaisella kylmällä talvella, joka alkoi jo joulukuussa 2009 ja lisäsi siten sähkölämmitteisten kohteiden sähkönkulutusta. (TE 2009)

Vuonna 2009 TESV:n verkon huippukuorma ajoittui perjantaille 18.12. klo 9 - 10 välille. Kulutus kyseisen tunnin ajalla oli yhteensä 281 940 kWh, eli koko verkon keskimääräinen teho oli tunnin aikana 281 940 kW. Kuvassa 4.2 on esitetty koko verkon kuormituksen tuntikohtainen käyttäytyminen joulukuun 18. päivänä.



Kuva 4.2. TESV:n verkon kuormituksen tuntikohtainen käyttäytyminen 18.12.2009.

Kuvassa 4.3 on esitetty TESV:n verkon vuoden 2009 tuntikohtaiset kuormituslukemat. Tutkimalla tarkemmin vuoden kuormituskäyrää voidaan havaita, että kuormitushuiput esiintyvät tavallisesti talviajan arkaamuina klo 8 - 10 välillä.



Kuva 4.3. TESV:n verkon kuormituksen tuntikohtainen käyttäytyminen vuonna 2009.

## 4.2 Tehojen risteily

Sähköverkon mitoitus suunniteltaessa on otettava huomioon sähkökäyttäjien huipputehojen lisäksi myös huipputehojen vuoden- ja vuorokaudenaikojen mukainen ajoittuminen. Sähköverkko voidaan yleensä mitoittaa huomattavasti kaikkien sähkökäyttäjien yhteenlaskettua huipputehoa pienemmälle teholle huipputehojen ajallisen vaihtelun vuoksi. (Roivainen 2003)

Verkostokustannuksia kohdistettaessa tulee tehojen risteily huomioida jokaisen tuotteen kohdalla. Tuotteille, joissa koko verkon huipputehon kannalta on paljon tehojen risteilyä, tulee kohdistaa pienempi osa verkostokustannuksista. Vastaavasti

tuotteille, jotka osallistuvat verkon huipputehoon aktiivisemmin, tulee kohdistaa suhteellisesti suurempi osuus verkostokustannuksista. Tehojen risteily voidaan huomioida verkostokustannuksia tuotteille kohdistettaessa osallistumis- ja tasoituskertoimien avulla.

#### *4.2.1 Osallistumiskerroin*

Osallistumiskerroin kuvaa tariffin osallistumista koko verkon huipputehoon ja kohdistaa verkostokustannuksia niille tuotteille ja edelleen niille sähkökäyttäjille, jotka tarvitsevat suuria tehoja kulutushuippujen aikaan. Verkko on mitoitettava huipputehon mukaan ja häviöt kasvavat samalla, kun siirrettävän tehon määrä kasvaa. Osallistumiskertoimen avulla tämä voidaan huomioida ja aiheuttamisperiaate toteutuu paremmin. (Roivainen 2003)

Osallistumiskerroin voidaan määrittää, kun tiedetään kaikkien tariffin asiakkaiden yhteenlaskettu teho verkon kuormitushuipun aikaan ja tariffin oma huipputeho. Mikäli kerroin haluttaisiin laskea todella tarkasti, tulisi tietää asiakkaiden tuntikohtaiset tehotiedot. Osallistumiskerroin voidaan määrittää myös kuormituskäyrien avulla, kun tiedetään asiakkaiden vuotuiset energiankulutusmäärät sekä mitä tyyppikäyttäjiä kunkin tuotteen käyttäjät edustavat. (Roivainen 2003)

Osallistumiskertoimen laskemisen apuna voidaan tulevaisuudessa käyttää myös AMR-laitteista saatavia tietoja. Tuntitehomittauksen ja jatkuvan kulutusseurannan perusteella saadaan yhä tarkemmin määritettyä kunkin tariffin ja edelleen asiakkaan osuus huipputehosta ja näin ollen kohdistettua verkostokustannukset aiempaa tarkemmin niiden aiheuttajille.

#### 4.2.2 *Tasoituserroin*

Tasoituskertoimella kuvataan tariffin sisäistä tehojen tasoittumista eli tariffin huipputehon suhdetta yksittäisten asiakkaiden huipputehojen summaan. Tämä laskee sellaisten tuotteiden hintaa, joilla tariffin sisäinen tehojen risteily on suuri. Tasoituskertoimen käyttäminen siirtää kustannuksia massatuotteilta sellaisille tuotteille, joilla on vain vähän asiakkaita. Jos tuotteella on esimerkiksi vain yksi asiakas, tasoituskertoimen arvoksi tulee 1 ja täten vain kyseisen asiakkaan oma osallistuva teho vaikuttaa perusmaksun teho-osaan. (Roivainen 2003)

AMR-laitteiden tiedoista on hyötyä tulevaisuudessa myös tasoituskertoimen määrittämisessä. Tuntimittaustietojen voidaan asiakkaan huipputeho määrittää tarkasti eikä sen tarvitse perustua vain käyttäjäryhmä- ja vuosienergiatietoihin.

### 4.3 **Tehotietojen ja kertoimien määrittäminen**

Osallistumis- ja tasoituskertoimien laskennassa käytetään apuna Suomen Sähkölaitosyhdistys ry:n vuonna 1992 tekemää sähkön käytön kuormitustutkimusta, jossa on määritetty erityyppisille sähkönkäyttäjille ominaisia 2-viikko- ja tunti-indeksejä. Kun tiedetään tariffien asiakkaiden vuosienergiat ja asiakkaiden jakautuminen eri käyttäjäryhmiin, voidaan indeksien perusteella laskea tariffikohtaisesti koko verkon huipputehoon osallistuvat tehot, tariffien omat huipputehot sekä tariffien yksittäisten asiakkaiden huipputehojen summat.

Ilman indeksitietoja voidaan laskea lisäksi jokaisen tariffin teoreettinen huipputeho. Laskenta onnistuu, kun tiedetään tariffin asiakkaiden jännitetaso sekä käyttöpaikkojen sulakekoot. Alue- ja keskijänniteverkon kohdalla teoreettisina huipputehoina voidaan käyttää asiakkaiden sopimustehoja.

Alue- ja keskijänniteverkolle voidaan laskea yhteinen osallistumiskerroin, koska alueverkkoon liittyneitä asiakkaita on hyvin vähän ja kyseisten jännitetasojen

asiakkaiden sähkönkulutus on ajan suhteen melko samankaltaista. Alue- ja keskijänniteverkon osallistumiskerroin lasketaan siten, että tarkasteltavan tariffin teho koko verkon huippukuormituksen aikaan jaetaan tariffin omalla huipputeholla. Osallistuvan tehon laskentaa varten tulee ensin määrittää verkon huipputehon ajoittuminen. Koko verkon tuntikohtaisia kuormitustietoja tarkastelemalla havaittiin huippukuormien ajoittuvan talviarkipäiville klo 8 - 10 välille. Vuoden 2009 mittaustietojen perusteella koko vuoden suurin huipputeho ajoittui joulukuun 18 päivälle klo 9 - 10. Täten osallistuvien tehojen laskennassa käytettiin taustalla tuota kyseistä ajankohtaa. Tariffien omien huipputehojen selvittämiseksi tarkasteltiin tariffien asiakasjakauman ja energiankulutuksen painottumista eri tyyppikäyttäjäryhmiin. Näin luotujen tariffikohtaisten profiilien perusteella pystyttiin arvioimaan tariffien huipputehojen ajoittumista ja laskemaan jokaiselle tariffille huipputeho.

Pienjänniteverkon osallistumiskerroin lasketaan jakamalla tariffin pienjänniteverkon huipputehoon osallistuva teho tariffin omalla huipputeholla. Pienjänniteverkon huipputehon tarkan ajankohdan selvittämiseksi tarvittaisiin tuntikohtaiset mittaustiedot kaikilta pienjänniteverkon siirtotuotteiden asiakkailta. Koska kyseisiä tietoja ei ole vielä saatavilla, voidaan huipputeholle laskea arvio 2-viikko- ja tunti-indeksien avulla. TESV:n verkon vuoden 2009 kuormitustietoja tarkastelemalla voidaan havaita, että kuormitushuiput esiintyvät talvisina arkipäivinä klo 8 - 10, klo 17 jälkeen ja klo 22 jälkeen. Pienjänniteverkon teho laskettiin indeksien avulla näille jokaiselle ajankohdalle ja tulosten perusteella havaittiin, että suurin teho ajoittui talviarkipäivälle klo 22 jälkeen. Näin ollen tariffien pienjänniteverkon huipputehoon osallistuvat tehot laskettiin tuolle ajankohdalle.

Tasoituskertoimet saadaan määritettyä jakamalla tariffin huipputeho tariffin yksittäisten asiakkaiden huipputehojen summalla. Myös yksittäisten asiakkaiden



huipputehoja määritettäessä käytettiin laskennan tukena tariffien asiakkaiden ja vuosienergioiden jakautumista tyyppikäyttäjryhmiin, joiden huipputehot pystyttiin määrittämään 2-viikko- ja tunti-indeksien avulla.

Taulukossa 4.1 on esitetty tehojen laskennan tulokset jaoteltuna tuoteryhmittäin ja taulukossa 4.2 lasketut osallistumis- ja tasoituskertoimet. Tariffien osallistuvien tehojen laskennan yhteydessä tehtiin vertailu, kuinka hyvin laskennalliset tulokset pitävät paikkansa mittaustietoihin nähden. Vertailtavana suureena oli koko verkon huipputeho, joka saatiin sekä mittaustiedoista että tariffien osallistuvien tehojen summasta. Kun hajonnat jätettiin huomioimatta, aiheutui virhettä alle 1 %. Hajontojen huomioinnin seurauksena virhettä aiheutui vajaa 11 %. Hajontojen laskennassa käytettiin 1 % ylitystodennäköisyyttä sellaisten tariffien kohdalla, joissa oli paljon asiakkaita. Sellaisten tariffien kohdalla, joissa oli vain vähän asiakkaita, käytettiin 10 % ylitystodennäköisyyttä, jotta hajonnan vaikutus ei korostuisi liikaa ja vaikuttaisi täten tulosten realistisuuteen. Yö- ja kausitariffeille on laskettu yhteiset osallistumis- ja tasoituskertoimet, koska kausitariffissa on asiakkaita hyvin vähän ja siten kulutuksen satunnaisvaihtelun merkitys olisi korostunut. Lisäksi kyseiset tuotteet ovat hyvin samankaltaisia, joten niiden keskihinnoissakaan ei voi olla merkittäviä eroja. Pitämällä tuotteiden keskihinnat lähellä toisiaan, valitsee asiakas tuotteensa sen perusteella, miten hänen sähkönkulutuksensa jakautuu ajan suhteen.

Taulukko 4.1. Teholaskennan tulokset jaoteltuna tuoteryhmittäin.

Tuoteryhmä	Teoreettinen huipputeho [kW]	Tariffin huipputeho [kW]	Koko verkon huipputehoon osallistuva teho [kW]	Pienjänniteverkon huipputehoon osallistuva teho [kW]	Tariffin asiakkaiden huipputehojen summa [kW]
Yleis	995 231	80 689	58 236	56 044	137 114
Yö	179 720	66 658	27 993	62 279	77 258
Kausi	775	344	155	323	406
Tilapäis	2 883	744	697	239	767
Teho PJ	333 217	85 878	85 722	56 568	124 868
Teho KJ	307 229	124 437	117 276		134 287
Alueverkko-siirto	71 250	27 656	26 867		29 622

Taulukko 4.2. Tuoteryhmille määritetyt osallistumis- ja tasoituskertoimet.

Tuoteryhmä	Alue- ja keskijänniteverkon osallistumiskerroin	Pienjänniteverkon osallistumiskerroin	Tasoi- tuskero- in
Yleis	0,72	0,69	0,59
Yö	0,42	0,93	0,86
Kausi	0,42	0,93	0,86
Tilapäis	0,94	0,32	0,97
Teho PJ	1,00	0,66	0,69
Teho KJ	0,94		0,93
Alueverkkosiirto	0,97		0,93

## 5 Kustannusanalyysi

Kustannusanalyysissä määritetään verkkotoiminnasta aiheutuvat kustannukset ja jaetaan ne valituille kustannuspaikoille. Kustannuspaikoilta kustannukset jaetaan siirtotuotteille ja niiden hintakomponenteille. Kustannusanalyysiä tehtäessä painopiste asetetaan siirtohintojen kustannusvastaavuuteen ja aiheuttamisperiaatteen mukaiseen siirtohinnoitteluun, jossa kustannukset kohdistetaan mahdollisimman oikeudenmukaisesti niiden aiheuttamille tahoille. Taulukossa 5.1 on esitetty TESV:n toiminnassa aiheutuvien kustannusten jakautuminen eri toimintoihin vuonna 2009. Työssä esitetyissä kustannuksissa sekä niihin perustuvissa hinnastoissa ei arvonlisäveroa ole mukana.

Taulukko 5.1. TESV:n toiminnasta aiheutuvien kustannusten jakautuminen eri toimintoihin.

	Osuus kokonaiskustannuksista [%]
Asiakas-, mittaus- ja hallintokustannukset	10
Kantaverkkomaksut	18
Siirron häviöt	10
Verkon käyttö, ylläpito ja kunnossapito	33
Investoinnit	30

### 5.1 Kustannuslaskentamenetelmät

Siirtohintojen määrittämisessä käytetään yleensä apuna joko keskikustannus- tai rajakustannusmenetelmää. Menetelmien avulla kustannukset jaetaan kustannuspaikkaa käyttävien asiakkaiden, kustannuspaikkaa kuormittavan energian tai tehon määrällä. Lopullisia siirtohintoja laskettaessa hinnat voidaan muodostaa asiakkaiden käyttämien yksiköiden perusteella. Kustannuslaskentamenetelmän valintaan vaikuttaa yrityksen toimintaympäristö, tarvittavien tietojen saatavuus, kustannusten kohdistamisperiaate sekä vaadittu tarkkuus. (Pantti 2010)

### *5.1.1 Keskikustannusmenetelmä*

Keskikustannusmenetelmää käytettäessä yksikkökustannukset jaetaan mitoitussuureella, joka voi olla esimerkiksi teho, energia tai asiakasmäärä. Kustannuksina käytetään tavallisesti toteutuneita tai seuraavalle vuodelle budjetoituja kustannuksia. Keskikustannuslaskennassa yksikkökustannukset laskevat käyttöasteen kasvaessa aina optimipisteeseen asti, jonka jälkeen kustannukset alkavat nousta jyrkästi. Kustannusoptimissa yksikkökustannukset ja rajakustannukset ovat yhtä suuret. Kustannusoptimia pienemmällä toiminta-asteella rajakustannukset ovat pienemmät ja vastaavasti suuremmalla toiminta-asteella rajakustannukset ovat suuremmat. Keskikustannuslaskennan tulos on sitä luotettavampi mitä tasaisempaa on kustannuksien muodostuminen vuositasolla. (Pantti 2010, Toivonen 2010)

### *5.1.2 Rajakustannusmenetelmä*

Rajakustannuksilla tarkoitetaan kustannuksia, jotka aiheutuvat toiminta-asteen nostamisesta yhdellä yksiköllä. Kun verkkoyhtiö toimii lähellä siirtokapasiteetin ylärajaa, aiheutuu yhtiölle suuria kustannuksia verkon vahvistamisesta. Tämän seurauksena rajakustannukset nousevat jyrkästi. Verkkoyhtiöt käyttävät usein rajakustannuslaskennassa pitkän aikavälin rajakustannuksia, koska rajakustannuksien heilahtelut voivat olla suuria lyhyen aikavälin vuosikustannuksia käytettäessä. (Pantti 2010)

Rajakustannukset voivat matemaattisesti ajatellen olla kokonaiskustannusten kulmakerroin. Rajakustannus saadaan regressiosuoran kulmakertoimesta, joka on sovitettu pienimmän neliösumman menetelmällä vuosittaisten kustannusten rahamääriin. Eri vuosien kustannukset saadaan vertailukelpoisiksi muuttamalla ne laskentavuoden rahanarvoon esimerkiksi rakentamisindeksin avulla. Rajakustannusmenetelmässä on aina mukana tulevaisuuteen liittyvä epävarmuustekijä, koska kustannusten laskennassa on otettava huomioon tulevien

vuosien tulokset ja kulutusennusteet tietämättä hinnoittelulla katettavien kustannusten tarkkaa kehitystä. (Pantti 2010)

### *5.1.3 Laskentamenetelmän valinta*

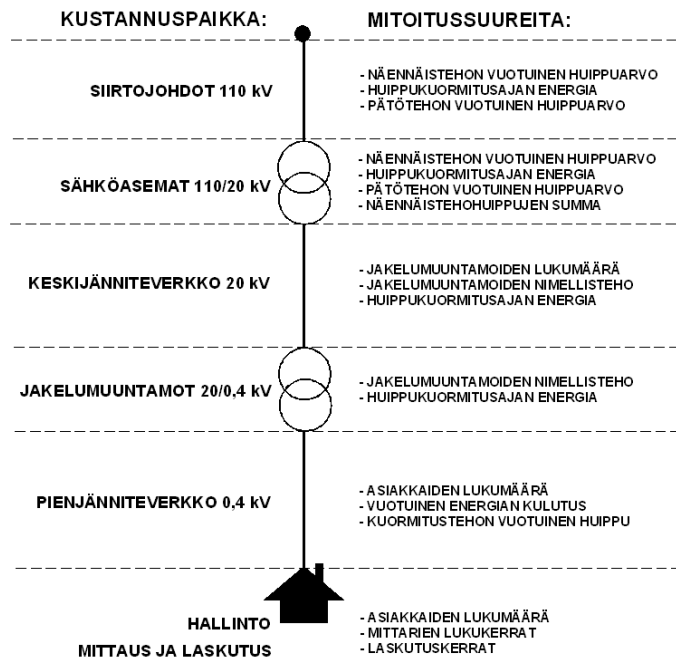
Keskikustannusmenetelmä sopii hyvin käytettäväksi suurimman osan TESV:n toiminnasta aiheutuvien kustannusten kanssa. Kustannukset ovat pysyneet lähivuosina melko tasaisina, eikä niihin ole näkyvissä seuraavina vuosinakaan kovin suuria muutoksia, mikä tukee keskikustannuslaskennan käyttöä. Käyttämällä keskikustannusmenetelmää vältetään rajakustannuslaskentaa varten tarvittavien yksityiskohtaisten toisiinsa verrannollisina pysyvien historiatietojen keräämiseltä sekä pitkäaikaisten tulevaisuuden arvioiden muodostamiselta ja näin ollen virhemarginaalin kasvattamiselta. Tässä työssä käytetään pitkälti vuosien 2009 ja 2010 kustannustietoja sekä arvioidaan kustannusten kehittymistä seuraaville vuosille.

## 5.2 Kustannuspaikat

Verkkoyhtiön toiminnassa aiheutuvat kustannukset voidaan jakaa seuraaville kustannuspaikoille (LTY 2009b):

- Hallinto
- Alueverkko ja sähköasemat
- Keskijänniteverkko
- Jakelumuuntamot
- Pienjänniteverkko
- Mittaus ja laskutus (asiakaskustannukset)
- Kantaverkkomaksut
- Häviöiden hankinta
- Taseiden hoito
- Voitto (kohtuullinen tuotto)

Kustannuspaikkojen sijoittumista verkkoon on esitetty kuvassa 5.1.



Kuva 5.1. Verkkoyhtiön kustannuspaikat ja kustannuspaikkojen mitoitussuureet. (LTY 2009b)

Nyt tehtävässä tarkastelussa kustannuspaikoiksi valitaan alueverkko, keskijänniteverkko, pienjänniteverkko sekä asiakasrajapinta. Sähköasemat ajatellaan kuuluvan keskijänniteverkkoon, koska ne rakennetaan alempien jänniteportaiden sähköntarvetta varten ja tästä johtuen niistä aiheutuvat kustannuksetkin kohdistuvat alempien jänniteportaiden sähkökäyttäjien maksettavaksi. Vastaavasti jakelumuuntamot ajatellaan kuuluvan pienjänniteverkkoon, koska ne rakennetaan pienjänniteverkkoon liittyneitä asiakkaita varten.

### **5.3 Kustannuksien määrittäminen**

Verkkotoiminnasta aiheutuvat kustannukset saadaan kirjanpitoliedoista. Kustannushistorian lisäksi on myös arvioitava, mihin suuntaan kunkin kustannuksen suuruus kehitty lähivuosina. Kustannusten lisäksi huomioidaan kohtuullinen tuotto, joka on laskettu EMV:n ohjeiden mukaisesti. Kustannusten perusjaossa kustannukset jaetaan energiamaksuihin, perusmaksuihin ja tehomaksuihin kohdistettaviin kustannuksiin.

#### *5.3.1 Siirrettyyn sähköenergian määrään sidonnaiset kustannukset*

Suoraan siirrettävän sähköenergian määrästä riippuvia kustannuksia voidaan ajatella olevan kanta- ja alueverkkomaksut, joita maksetaan Fingridille sekä Fortumille siirretyn sähköenergiamäärän mukaan. Lisäksi sähkön siirrosta aiheutuvien häviökustannusten voidaan ajatella riippuvan siirrettävän sähköenergian määrästä, koska mitä enemmän sähköä siirretään, sitä suurempi on kuormitusvirta ja sitä enemmän häviöitä aiheutuu. Energiamaksuihin kohdistetaan myös kohtuullinen tuotto, jonka halutaan olevan kaikille asiakkaille samansuuruinen siirrettyä energiayksikköä kohden.

Kanta- ja alueverkkomaksut

Kantaverkkoyhtiö Fingridille maksetaan kantaverkkopalvelusta maksua, joka koostuu kulutus-, kuormitus- ja liityntäpistemaksusta. Kulutusmaksu määräytyy kantaverkon ja kantaverkkoon liittyjän välisen liittymispisteen takaisen sähköenergian kulutuksen perusteella. Kulutusmaksu on erisuuruinen talviaikaan ja muuna aikana. Talviajaksi luetaan 1.1. - 31.3. ja 1.11. - 31.12. välinen aika. Kuormitusmaksu kohdistetaan liittymispisteen kautta siirtyvän sähköenergian määrään ja se määritellään erikseen kantaverkosta otolle ja kantaverkkoon annolle. Liittymispistemaksua maksetaan jokaisesta liittymispisteestä erikseen ja maksun suuruus on 1000 €/kk vuosien 2008 - 2011 aikana. (Fingrid 2010) Taulukossa 6.1 on esitetty Fingridille maksettavat sähköenergian siirtoon perustuvat maksut vuosina 2008 - 2011.

Taulukko 5.1. Kantaverkkosiirron yksikköhinnat. (Fingrid 2010)

€/MWh	2008	2009	2010	2011
Kulutus, talvi	2,16	2,28	2,4	2,52
Kulutus, muu aika	1,08	1,14	1,2	1,26
Kuormitus, otto	0,66	0,68	0,7	0,72
Kuormitus, anto	0,30	0,30	0,30	0,30

Kantaverkkohinnoittelua ollaan Fingridillä uudistamassa ja uusi hinnasto astuu voimaan vuoden 2012 alusta. Mikäli hinnoittelun rakenteeseen tulee merkittäviä muutoksia, tulee maksujen aiheuttamisperiaatteen mukainen kohdistaminen jakeluverkkoyhtiön siirtotuotteisiin tehdä tällöin osittain uudelleen.

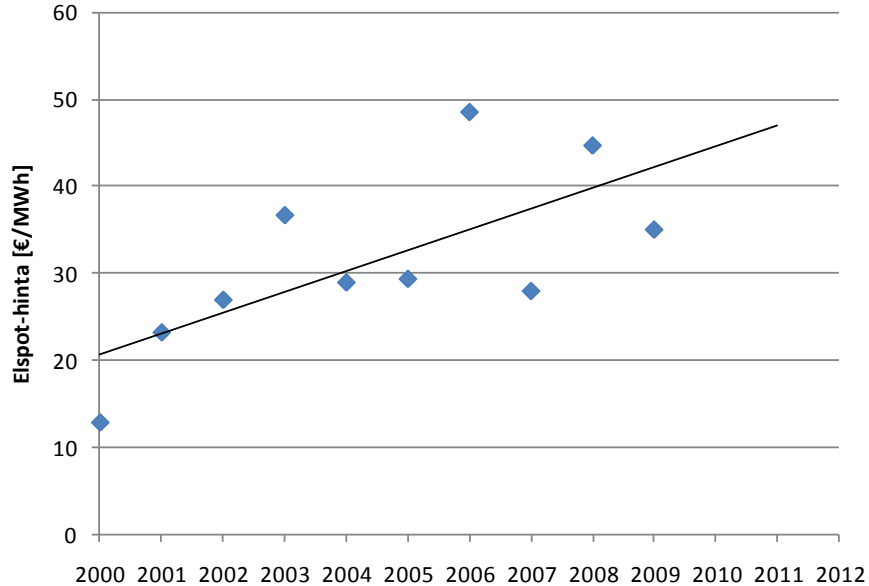
Siirtotuotteita muodostettaessa kantaverkkomaksut kohdistetaan liittymispistemaksuja lukuun ottamatta tavallisesti suoraan tuotteiden energiamaksuihin. Nyt tehtävässä tarkastelussa kantaverkkomaksut kohdistetaan kokonaisuudessaan energiamaksuihin, koska liittymäpistemaksujen osuus kantaverkkomaksujen kokonaissummasta on suhteellisen pieni. TESV:lle aiheutuu sähkönsiirtokustannuksia myös Fortumin alueverkon kautta siirrettävästä sähköstä.



Alueverkon käytöstä maksettavat maksut ovat luonteeltaan samankaltaisia kuin kantaverkkomaksut, joten ne voidaan käsitellä tässä tapauksessa samoin kuin kantaverkkomaksut. Vuonna 2009 TESV:lle aiheutuneiden kanta- ja alueverkkokustannusten sekä samana vuonna verkossa siirretyn kokonaisenergiamäärän perusteella saadaan laskettua tuotteisiin kohdistettavaksi maksuksi noin 0,26 snt/kWh. Kun huomioidaan, että kantaverkkomaksut kasvavat vuoden 2009 hinnoista vuoteen 2011 mennessä noin 10 %, saadaan tuotteiden energiamaksuihin kohdistettavaksi kantaverkkomaksuksi noin 0,28 snt/kWh.

### Häviöt

Vuonna 2009 TESV:lle kertyi kustannuksia häviöiden ostamisesta yhteensä 2 286 910 €. Kun tiedetään, että sähköä siirrettiin vuonna 2009 yhteensä 1513 GWh, saadaan laskettua kokonaishäviökustannukseksi noin 0,15 snt/kWh. Kustannusten jakautumisesta alue-, keskijännite- ja pienjänniteverkkoon ei ole saatavilla tarkkaa tietoa, mutta Turku Energialla aiemmin tehdyn tarkastelun mukaan häviöistä noin 52 % aiheutuu pienjänniteverkosta, 42 % keskijänniteverkosta ja 6 % alueverkosta. Tämän perusteella saadaan määritettyä pienjänniteverkon häviökustannuksiksi 0,08 snt/kWh, keskijänniteverkon häviökustannuksiksi 0,06 snt/kWh ja alueverkon häviökustannuksiksi 0,01 snt/kWh. Kun tarkastellaan sähköenergian hinnan kehittymistä pidemmällä aikavälillä, voidaan havaita, että vuonna 2009 sähkön hinta oli pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla suhteellisesti alhainen. Voidaan olettaa, että siirtohäviöistä aiheutuvien kustannusten suuruus riippuu pitkälti sähköenergian markkinahinnasta. Kuvassa 5.2 on esitetty keskimääräiset elspot-hinnat vuosina 2000 - 2009 sekä arvio vuosille 2010 ja 2011.



Kuva 5.2. Keskimääräiset elspot-hinnat vuosina 2000 - 2009 (NordPool 2010) ja arvio vuosille 2010 ja 2011.

Kuvaajassa esitettyjen tietojen perusteella voidaan laskea sähköenergian keskimääräisen markkinahinnan nousevan vuoden 2009 todellisesta arvosta noin 30,5 % vuoden 2011 arvioon verrattuna. Kun oletetaan häviöistä aiheutuvien kustannusten riippuvan sähköenergian hinnasta, voidaan arvioida myös häviökustannusten nousevan 30,5 % vuosien 2009 ja 2011 välillä. Näin ollen saadaan pienjänniteverkon häviökustannuksiksi 0,10 snt/kWh, keskijänniteverkon häviökustannuksiksi 0,08 snt/kWh ja alueverkon häviökustannuksiksi 0,01 snt/kWh. Verkkoyhtiölle koituvien häviökustannusten yksikkökustannuksiin vaikuttaa käytännössä myös se, millaiset sopimukset verkkoyhtiö on häviöiden hankinnasta tehnyt ja kuinka hyvin se on suojautunut sähkön hinnan vaihteluilta.

### Tuotto

Luvussa 2.3 on esitetty EMV:n käyttämä kohtuullisen tuoton laskentamenetelmä. Tuotto saadaan laskettua myös TESV:llä käytettävän EMV:ltä saadun laskentasovelluksen avulla. Kohtuullisen tuoton suuruus on viime vuosina pysynyt

TESV:llä melko tasaisena. Nyt tehtävässä analyysissä käytetään taustalla vuoden 2009 kohtuullista tuottoa. Kun tuotto jaetaan verkossa siirretyllä sähköenergian määrällä ja lisäksi huomioidaan siirtotuotteista saataviin kokonaistuloihin haluttu 8 % korotus, saadaan katteen suuruudeksi määritettyä yhteensä 0,56 snt/kWh.

### 5.3.2 Verkostokustannukset

Verkostokustannuksilla käsitetään tässä yhteydessä TESV:n oman alueverkon, keskijänniteverkon ja pienjänniteverkon käyttöön, kunnossapitoon ja ylläpitoon liittyviä kustannuksia sekä investointikustannuksia. Osa verkostokustannuksista oli kirjanpidossa jaoteltu selkeästi tässä työssä käytettävien kustannuspaikkojen mukaisesti alue-, keskijännite- ja pienjänniteverkkoon. Näin ollen osa eri verkon tasoihin kohdistettavista verkostokustannuksista saatiin määritettyä helposti. Jäljelle jääneiden verkostokustannusten kohdalla jouduttiin tekemään lisälaskelmia ja kohdistamaan kustannukset verkon tasoille erilaisten apukertoimien avulla. Kyseisiä kustannuksia olivat esimerkiksi raivaus-, tarvike- ja kunnossapitokustannukset, töhryjen ja mainosten poistosta aiheutuvat kustannukset, kaapelinnäyttökustannukset, sijainti- ja verkkokartaston kustannukset, osa verkon käyttökustannuksista sekä muut verkostokustannukset. Raivauskustannusten kohdalla käytettiin kustannusten jakamisen perusteena verkon eri tasojen ilmajohtopituuksia. Tarvikekustannusten jakoperusteena käytettiin verkonosien jälleenhankinta-arvoja. Turku Energialla tehdyn kunnossapitotutkimuksen tulosten perusteella saatiin määritettyä suhde, jonka mukaan kunnossapitokustannukset voitiin jakaa verkon tasoille. Samaa suhdetta käyttäen jaettiin myös se osa käyttökustannuksista, jota ei ollut kirjanpidossa valmiiksi jaoteltu verkon eri tasoille. Töhryjen ja mainosten poistosta aiheutuvien kustannusten jakoperusteena käytettiin sähköasemien ja muuntamoiden määriä keski- ja pienjänniteverkossa. Kaapelinnäyttökustannukset jaettiin verkontasojen kaapelointiasteen perusteella ja sijainti- sekä verkkokartaston kustannukset kokonaisjohtopituuksien mukaan. Muut verkostokustannukset, joita ei selkeästi pystytty jakamaan verkon eri tasoille,

jaettiin käyttämällä kunnossapitotutkimuksesta, verkon osien jälleenhankinta-arvoista ja johtopituuksista laskettua keskimääräistä suhdetta.

Investointikustannusten kohdalla on määritettävä keskimääräinen vuosittainen investointitarve pienjännite-, keskijännite- ja alueverkon osalta. Investointikustannusten määrittämistä varten selvitettiin TESV:n omaisuuden jälleenhankinta-arvo (JHA). Omaisuus koostuu pääosin verkostokomponenteista, joista aiheutuvat investointikustannukset ovat helposti jaoteltavissa verkon eri tasoille. Lisäksi pieni osa omaisuudesta koostuu muista kohteista kuten konttorikoneista, atk-laitteista ja työkoneista. Nämä investointikustannukset jaettiin verkon eri tasojen jälleenhankinta-arvoja laskettaessa pelkästään verkostoinvestointien mukaan laskettujen jälleenhankinta-arvojen suhteiden mukaisesti verkon eri tasoille. JHA-tietojen ja EMV:lle ilmoitettujen komponenttien pitoaikojen perusteella saatiin laskettua vuosittaiset investointitarpeet eri tasoille, kun oletettiin omaisuuden nykykäyttöarvon pysyvän vakiona tarkasteltavalla ajanjaksolla.

### *5.3.3 Asiakaskustannukset*

Asiakaskustannuksia ovat esimerkiksi mittarinluvusta ja -huollosta, laskutuksesta sekä asiakaspalvelusta ja -neuvonnasta aiheutuvat kustannukset. Mittarinlukukustannukset ovat tavallisesti riippuneet siitä, kuinka usein mittarit luetaan ja ovatko mittarit yksi- vai kaksiaikaluentaan kykeneviä mittareita. Etäluettavien mittareiden käyttöönoton myötä ei mittarinlukukerroilla ole enää niin merkittävää vaikutusta mittarinluvusta aiheutuviin kokonaiskustannuksiin. Koska TESV:llä asiakkaat saadaan etäluennan piiriin jo vuoden 2011 loppuun mennessä, jaetaan mittauksesta aiheutuvat kustannukset tasan kaikkien käyttöpaikkojen kesken. Laskutuskustannukset jaetaan tasan jokaista laskua kohden ja näin ollen asiakkaat, joita laskutetaan useammin, maksavat suuremman osan laskutuksesta aiheutuvista kustannuksista. Liittymiskustannukset jaetaan keskimääräisten

vuosittaisten uusien liittymämäärien perusteella pienjännite-, keskijännite- ja alueverkon kesken ja siten liittymismaksun suuruus riippuu siitä, mihin verkon tasoon asiakas on liittynyt. Asiakaspalvelusta ja -neuvonnasta aiheutuvat kustannukset jaetaan tasan kaikkien käyttöpaikkojen kesken.

#### **5.4 Kustannusten jako hintakomponenteille**

Häviökustannukset sekä kanta- ja alueverkkosiirrosta aiheutuvat kustannukset kohdistetaan energiamaksuihin, koska kyseiset kustannukset ovat riippuvaisia siirretyn sähköenergian määrästä. Asiakaskustannukset kohdistetaan perusmaksuihin, koska ne eivät suoranaisesti riipu siirretyn energian määrästä eivätkä verkossa esiintyvistä tehoista. Investointikustannukset ja verkostokustannukset, joihin lukeutuvat käyttö- ja kunnossapitokustannukset sekä muut operatiiviset kustannukset, kohdistetaan pääosin tehomaksuihin. Sulakepohjaisilla tuotteilla ei erillistä tehomaksua ole, joten tehomaksu sisällytetään myöhemmin perusmaksuun ja energiamaksuun.

#### **5.5 Kustannusten jako siirtotuotteille**

Kantaverkko- ja alueverkkomaksun osuus energiamaksusta on jokaiselle tuotteelle sama 0,28 snt/kWh. Tuotteelle kohdistettava häviökustannus riippuu siitä, minkä jännitetason asiakkaille tuote on suunnattu. Häviökustannukset ovat pienimmät alueverkkoon liittyneille asiakkaille ja suurimmat pienjänniteverkkoon liittyneille asiakkaille. Alueverkon häviökustannus on 0,01 snt/kWh, keskijänniteverkon 0,08 snt/kWh ja pienjänniteverkon 0,10 snt/kWh. Keskijänniteverkon asiakkaat maksavat kuitenkin myös alueverkon osuutta häviöistä, koska sähkö kulkee alueverkon kautta keskijänniteverkon asiakkaille ja näin ollen keskijänniteverkon asiakkaat osallistuvat myös alueverkon häviöihin. Vastaavasti pienjänniteverkon asiakkaat maksavat pienjänniteverkon häviömaksun lisäksi myös keskijännite- ja alueverkon häviöistä osuutensa. Näin ollen saadaan energiamaksun häviökustannuskomponentiksi alueverkkoon liittyneille asiakkaille 0,01 snt/kWh,

keskijänniteverkkoon liittyneille asiakkaille 0,10 snt/kWh ja pienjänniteverkkoon liittyneille asiakkaille 0,20 snt/kWh.

Perusmaksuihin kohdistettavista kustannuksista mittauskustannukset sekä asiakaspalvelusta ja -neuvonnasta aiheutuvat kustannukset jaetaan tasan kaikkien tuotteiden kesken. Sen sijaan laskutuskustannukset kohdistetaan eri tuotteille sen mukaan, kuinka monta laskua tuotteeseen kuuluva käyttöpaikka keskimäärin vuosittain saa. Tehotuotteiden asiakkaita laskutetaan tavallisesti kuukausittain, joten suuri osa laskutuskustannuksista kohdistetaan näiden tuotteiden asiakkaille. Sen sijaan esimerkiksi yleistuotteen asiakkaille lähetetään vuosittain tavallisesti vain yksittäisiä laskuja, joten yleistuotteen asiakkaille kohdistetaan pienempi osa laskutuskustannuksista. Laskun lähettämisen yksikköhinta saatiin laskettua vuosittaisten laskutuskustannusten ja lähetettyjen laskujen määrän perusteella. Toisaalta useasti laskutettavilta asiakkailta saadaan korvaus siirtopalvelusta nopeammin kuin harvemmin laskutettavilta asiakkailta, joten verkkoyhtiöltä sähkönsiirtoon sitoutuva rahamäärä palautuu nopeammin verkkoyhtiölle takaisin. Tämän voidaan ajatella hieman alentavan useasti laskutettavien asiakkaiden osuutta laskutuskustannuksista ja vastaavasti nostavan harvemmin laskutettavien asiakkaiden osuutta.

Tuotteiden tehomaksuihin kohdistetaan verkostokustannukset, jotka koostuvat investointikustannuksista sekä verkon käyttöön ja ylläpitoon liittyvistä kustannuksista. Verkostokustannukset kohdistetaan eri tuotteille sen mukaan, mihin verkon tasoon tuotteen asiakkaat ovat liittyneet. Alueverkosta aiheutuvat verkostokustannukset jaetaan kaikille verkon asiakkaille, koska jokainen asiakas kuormittaa sähkön käytöllään alueverkkoa. Sen sijaan keskijänniteverkosta aiheutuvat verkostokustannukset kohdistetaan keskijänniteverkkoon ja pienjänniteverkkoon liittyneille asiakkaille. Alueverkon asiakkaille ei keskijänniteverkon kustannuksia kohdisteta, koska näiden sähkönkulutuksella ei ole

merkitystä keskijänniteverkon mitoituksen kannalta. Vastaavasti pienjänniteverkon verkostokustannukset kohdistetaan vain pienjänniteverkkoon liittyneille sähkökäyttäjille, koska alue- ja keskijänniteverkon asiakkaiden kulutus ei vaikuta pienjänniteverkon mitoitukseen. Kohdistettaessa verkostokustannuksia eri tuotteille käytetään aiemmin laskettuja osallistumis- ja tasoituskertoimia. Niiden avulla saadaan verkostokustannukset jaettua aiheuttamisperiaatetta noudattaen niille tuotteille ja edelleen niille asiakkaille, joiden kulutuksella on eniten merkitystä verkon mitoituksen ja käyttötoiminnan kannalta.

Tehopohjaiseen hinnoitteluun perustuvilla tuotteilla on määritettävä lisäksi loistehomaksut. Sulaketuotteiden kohdalla loistehosta aiheutuvat kustannukset sisältyvät perus- ja energiamaksuihin. Loistehosta aiheutuvia kustannuksia ovat kompensoinnissa tarvittavien kondensaattoreiden investointikustannukset sekä niiden käytöstä ja kunnossapidosta aiheutuvat kustannukset. Loistehon siirto rajoittaa myös pätötehon siirtoa, kasvattaa kuormitusvirtaa ja aiheuttaa teho- ja energiahäviöitä. Lisäksi Fingrid laskuttaa ilmaisikkunan ylittävältä osuudelta loistehon oston ja annosta. TESV:llä loistehotase on kuitenkin pysynyt yleensä sellaisena, ettei ilmaisikkunan rajoja ole loistehon oston tai annossa ylitetty.

Sähköasemakohtaisten mittaustietojen perusteella keskimääräiseksi induktiiviseksi kompensoinnin jälkeiseksi loistehoksi saadaan noin 14,6 Mvar. Lisäksi tiedetään verkon keskimääräisen pätötehon olevan noin 176,6 MW, joten keskimääräiseksi näennäistehoksi saadaan laskettua noin 177,2 MVA. Ilman loiskomponenttia pätöteho voisi olla 0,6 MW suurempi. Loistehon siirrosta johtuen kuormitusvirta kasvaa ja aiheuttaa lisää häviöitä. Laskennassa on käytetty keskimääräisiä vuosittaisia arvoja, joten 0,6 MW siirtoon kuluu vuoden aikana energiaa noin 5,26 GWh. Kun käytetään sähkön markkinahintana kuvassa 5.2 esitettyä vuoden 2011 arviota, saadaan määritettyä loistehon siirrosta aiheutuviksi häviökustannuksiksi noin 240 000 €/a.

Loistehon kompensoinnissa käytettävien kondensaattoreiden keskimääräiset vuosittaiset investointikustannukset saadaan laskettua, kun tiedetään laitteiden määrät, niiden kompensointikapasiteetti sekä hankintahinnat. EMV:n julkaisemien hintojen perusteella yhden 2,4 Mvar kondensaattorin hankintahinta on 37 840 € (EMV 2010d), jonka perusteella saadaan laskettua loistehon kompensoinnin yksikköhinnaksi noin 15 767 €/Mvar. Kun käytetään kompensointikondensaattorin pitoaikana 30 vuotta (EMV 2007) ja tiedetään TESV:n verkon kondensaattoreiden kokonaiskompensointikapasiteetti, saadaan laskettua kompensointiin tarvittavaksi keskimääräiseksi vuosittaiseksi investointikustannukseksi noin 29 000 €. Laskentaan sisältyy lisäksi oletus siitä, että kompensoinnin määrä ja kondensaattoreiden keski-ikä pysyvät vakiona tarkastelujaksolla.

Erillinen loistehomaksu sisältyy pelkästään tehopohjaiseen hinnoitteluun perustuviin siirtotuotteisiin. Sulakepohjaisten tuotteiden kohdalla loistehosta aiheutuvat kustannukset sisällytetään perus- ja energiamaksuihin. Tehotuotteiden osuutta loistehosta aiheutuvista kokonaiskustannuksista voidaan arvioida, kun loistehon kokonaiskulutusta arvioitaessa käytetään tehokertoimen arvoa 0,94, jota on käytetty myös aiemmassa TESV:llä tehdyssä loistehotarkastelussa. Laskemalla arvio sekä koko verkon että tehotuotteiden loistehon kulutukselle, voidaan näiden suhdetta apuna käyttäen määrittää tehotuotteille kohdistettavat loistehokustannukset. Loistehon hintakomponentti saadaan määritettyä, kun tiedetään vuoden 2009 loistehojen laskutuksessa käytetyt tehot ja jaetaan loistehon siirrosta ja kompensoinnista aiheutuvat kustannukset laskutusloistehojen summalla. Tehotuotteille saadaan täten määritettyä loistehomaksuksi noin 0,91 €/kvar,kk. Sulaketuotteiden asiakkaiden kohdalla loistehon kulutukselle on vaikeampi määrittää maksukomponenttia, koska riittäviä mittaustietoja ei vielä ole saatavilla asiakkailta. Jotta TESV:n siirtohinnoitukseen yhteensopiva loistehon maksukomponentti voitaisiin sulaketuotteille määrittää, pitäisi olla tiedot



asiakkaiden keskimääräisistä kuukausittaisista loistehohuipuista, joista olisi vähennetty 20 % keskimääräisistä kuukausittaisista pätötehoihuipuista. Asian tarkastelu helpottuu huomattavasti AMR-laitteista saatavien mittaustietojen myötä, joten nyt tehtävässä tarkastelussa ei asiaan tämän tarkemmin oteta kantaa. Loisteholaskutuksen perusteella kerättävät tulot verrattuna tuotekohtaisiin kokonaistuloihin ovat jääneet hyvin marginaalisiksi, joten hinnaston kokonaisuuden kannalta loistehomaksut ovat vähemmän merkittäviä.

## **6 Siirtotuotteiden muodostaminen**

Kulutus- ja kustannusanalyysin perusteella voidaan kustannusvastaavat aiheuttamisperiaatteen mukaiset tuotteet muodostaa ja sen jälkeen muotoilla ne vaatimusten mukaisiksi. Seuraavassa esitetään kustannusvastaavien siirtotuotteiden muodostuminen sekä sulakeporrastuksen toteuttaminen. Lisäksi tarkastellaan sitä, kuinka muut siirtohinnoittelun periaatteet on huomioitava lopullista hinnastoa muotoiltaessa. Tuotteiden muodostamisen jälkeen tarkastellaan sitä, kuinka edullisin tuote määräytyy erityyppisille asiakkaille ja miten asiakkaiden voidaan olettaa jakautuvan uusiin tuotteisiin.

### **6.1 Tariffien muotoilu**

Liitteissä I, II ja III on esitetty siirtotuotteiden perusmaksujen, kulutusmaksujen ja tehomaksujen muodostuminen eri kustannuskomponenteista. Taulukossa 6.1 on esitetty hinnasto, kun kustannukset on jaettu tuotteiden ja hintakomponenttien kesken. Taulukosta havaitaan, että tehomaksu on erillisenä hintakomponenttina jokaisessa tariffissa ja se on suhteutettu pelkästään tariffien teoreettisiin huipputehoihin, joten se ei sellaisenaan kelpaisi nykyisen hinnastorakenteen mukaiseksi tehomaksuksi. Taulukossa 6.1 esitetyt perusmaksut koostuvat pitkälti laskutus-, mittaus- ja asiakaskustannuksista. Energiamaksut muodostuvat siirto- ja häviökustannuksista sekä tuottovaatimuksesta. Tehomaksut koostuvat verkon käyttö-, kunnossapito-, ylläpito- ja investointikustannuksista. Hintakomponentit on saatu jakamalla kustannukset eri mitoitussuureilla, mikä on esitetty tarkemmin edellisessä osiossa.

Taulukko 6.1 Muodostetut kustannusvastaavat hinnat ennen tariffien muotoilua ja sulakeporrastusta.

Tuote	Perusmaksut [€/kk]	Energiamaksut [snt/kWh]	Tehomaksut [€/kW,a]
Yleis	2,50	1,04	3,45
Yö	3,30	1,04	5,01
Kausi	3,30	1,04	5,01
Tehosiirto PJ	3,60	1,04	4,65
Keskijännitesiiro	6,40	0,94	3,31
Alueverkkosiirto	5,15	0,86	1,03
Tilapäissiirto PJ	2,56	1,04	4,85
Tilapäissiirto KJ	6,40	0,94	3,31

Tuotteiden muotoilua ja sulakeporrastusta tehtäessä taulukossa 6.1 esitetyt tehomaksut jaetaan tuotteiden perus-, energia- ja tehomaksujen kesken. Ensin määritetään se osa tehomaksusta, joka kohdistetaan perusmaksuihin. Kyseinen maksu kerrotaan tuotteeseen kuuluvan yksittäisen asiakkaan teoreettisella huipputeholla sekä jaetaan 12 kk/a:lla, jotta saadaan hinnastoon sopiva kuukausikohtainen hintakomponentti. Tämän jälkeen määritetään tehomaksusta energiamaksuun kohdistettava kustannuskomponentti, joka on sulakepohjaisissa tuotteissa tehomaksun ja tehomaksusta perusmaksuun kohdistettavan maksun erotus. Tehomaksusta energiamaksuun kohdistettava komponentti jaetaan tarkasteltavan tuotteen keskimääräisellä huipunkäyttöajalla ja kerrotaan 100 snt/€:lla, jotta maksukomponentin yksikkö saadaan yhteensopivaksi energiamaksun yksikön kanssa. Sulakepohjaisissa tuotteissa tehomaksu on nyt jaettu perus- ja energiamaksuun. Tehopohjaiseen hinnoitteluun perustuvissa siirtotuotteissa tehomaksusta osa jää varsinaiseksi tehomaksuksi. Tehomaksu muokataan yhteensopivaksi hinnastossa esiintyvän tehomaksun kanssa jakamalla maksu 12 kk/a:lla ja kertomalla saatu hintakomponentti tuotteen teoreettisen huipputehon ja todellisen huipputehon suhteella.

Tehomaksuista perus- ja energiamaksuihin kohdistettavien maksukomponenttien suuruus määräytyy lopulta monien eri periaatteiden yhdistämisen myötä. Mikäli

maksut jaoteltaisiin pelkästään teoreettisen kustannusvastaavuusajattelun perusteella, voitaisiin jakamisen perusteena käyttää aiemmin esitettyä periaatetta, jonka mukaan pienjänniteverkon kustannukset kohdistetaan perusmaksuun ja keskijännite- sekä alueverkon kustannukset kohdistetaan energiamaksuun. Tällöin ajattelun lähtökohtana on se, että yksittäisen pienjänniteverkon asiakkaan vaikutus investointikustannuksiin on hyvin perusteltavissa. Alue- ja keskijänniteverkko toimivat enemmänkin järjestelmänä, joten niiden osalta yksittäisen sähkönkäyttäjän osuutta on vaikeampi todentaa.

Teoreettisessa tarkastelussa tehotuotteiden kohdalla ylempien verkon tasojen kustannukset kohdistetaan edelleen energiamaksuun, mutta esimerkiksi pienjänniteverkon tehotuotteen kohdalla pienjänniteverkon osuus tehomaksusta kohdistetaan varsinaiseen tehomaksuun ja keskijänniteverkon tehotuotteen kohdalla keskijänniteverkon osuus tehomaksusta kohdistetaan varsinaiseen tehomaksuun. Kun tehomaksut jaetaan näiden periaatteiden mukaisesti hintakomponenttien kesken, saadaan muodostettua taulukossa 6.2 esitetty hinnasto. Kyseisessä hinnastossa suoraan perusmaksuihin on kohdistettu liitteessä I esitetyt kustannukset ja energiamaksuihin liitteessä II esitetyt kustannukset. Tehomaksujen taustalla ovat liitteessä III esitetyt kustannukset.

Taulukossa 6.2 on myös toteutettu sulakeporrastus, joka perustuu tehomaksusta perusmaksuun kohdistettaviin kustannuksiin. Liitteessä IV esitetyssä tehomaksun jaottelussa ja sulakeporrastuksen toteuttamisessa tehomaksusta perusmaksuun kohdistettavan maksukomponentin suuruus on saman tuoteryhmän jokaisella sulakeportaalla sama, mutta lopulliseen perusmaksuun lisättävän maksun suuruus riippuu siitä, kuinka suuri käyttöpaikan pääsulakkeen varaama teoreettinen teho on. Mitä suurempi sulake on, sitä suurempi on perusmaksuun lisättävä maksu, koska kuten edellä mainittiin, tehomaksusta perusmaksuun kohdistettava

maksukomponentti kerrotaan käyttöpaikan pääsulakkeen varaamalla teoreettisella huipputeholla, jotta se olisi yhteensopiva hinnaston perusmaksun kanssa.

Taulukko 6.2. Hinnaston muodostuminen pelkästään kustannusvastaavuuslaskennassa käytettävien teoreettisten periaatteiden mukaan.

Tuote	Perusmaksu [€/kk]	Energiamaksu [snt/kWh]	Päätötehomaksu [€/kW,kk]	Loistehomaksu [€/kvar,kk]
Yleis 3x25 ja 1-vaih.	5,16	1,54		
Yleis 3x35	6,22	1,54		
Yleis 3x50	8,34	1,54		
Yleis 3x63	9,19	1,54		
Yleis 3x80	11,00	1,54		
Yleis 3x100	13,12	1,54		
Yleis 3x125	15,78	1,54		
Yleis 3x160	19,50	1,54		
Yö 3x25 ja 1-vaih.	8,56	1,19		
Yö 3x35	10,66	1,19		
Yö 3x50	14,86	1,19		
Yö 3x63	16,54	1,19		
Yö 3x80	20,12	1,19		
Yö 3x100	24,32	1,19		
Yö 3x125	29,57	1,19		
Yö 3x160	36,93	1,19		
Kausi 3x25 ja 1-vaih.	8,56	1,19		
Kausi 3x35	10,66	1,19		
Kausi 3x50	14,86	1,19		
Kausi 3x63	16,54	1,19		
Kausi 3x80	20,12	1,19		
Kausi 3x100	24,32	1,19		
Kausi 3x125	29,57	1,19		
Kausi 3x160	36,93	1,19		
Tehosiirto PJ	3,60	1,24	0,66	0,91
Keskijännitesiiro	6,40	1,01	0,48	0,91
Alueverkkosiirto	5,15	0,93	0,00	0,91
Tilapäissiirto PJ	5,89	1,44		
Tilapäissiirto KJ	6,40	1,01	0,48	0,91

Mikäli tehomaksut haluttaisiin jakaa hyvin tarkasti teoreettisin perustein perus- ja energiamaksuihin, tulisi jokainen kustannus ja jopa lasku käydä yksityiskohtaisesti läpi ja analysoida, riippuuko tämä asiakkaan sähkönenergian käytön määrästä, vai onko kustannus enemmän kiinteä. Osa kustannuksista on lisäksi luonteeltaan sellaisia, että niiden voidaan ajatella riippuvan toisaalta sähkön käytön määrästä, mutta toisaalta niiden voidaan ajatella olevan kiinteitä kustannuksia. Esimerkiksi verkkokomponenttien huoltotoimenpiteet voidaan ajatella tehtävän siksi, että komponentteja täytyy niiden vanhetessa joka tapauksessa huoltaa, joten toiminnasta aiheutuvat kustannukset eivät riippuisi siirrettävän sähkön määrästä. Toisaalta jossain tapauksessa voidaan ajatella, että mitä enemmän tiettyä verkon komponenttia kuormitetaan, sitä enemmän se kuluu ja vaatii huoltoa, joten kustannukset riippuisivat siirrettävän sähkön määrästä. Vastaavasti investointikustannukset eivät riipu siirretyn sähkön määrästä sen jälkeen, kun esimerkiksi muuntaja on kerran rakennettu. Toisaalta sähkön käytön määrällä voidaan kuitenkin ajatella olevan merkitystä sen suhteen, että ylipäättään tarvitaan uusi muuntaja ja kuinka suuri muuntaja valitaan. Kuten aiemmin mainittiinkin, on kustannusten lopullisessa jaottelussa suuria verkkoyhtiökohtaisia eroavaisuuksia.

TESV:n lähitulevaisuuden siirtohinnoittelustrategian perusteella uusia tuotteita muodostettaessa on tarkoitus nostaa perusmaksujen osuutta, koska ne ovat yleiseen hintatasoon nähden olleet alhaisia. Myös taulukossa 6.1 esitetty aiheuttamisperiaatteen mukainen hinnasto tukee perusmaksujen korotusta pienjänniteverkon asiakkaiden kohdalla. Sulakeporrastuksen käyttöönotto on kuitenkin melko suuri hinnaston rakennemuutos ja esimerkiksi 160 A liittymissulakkeen ottaneella yleistuotteen asiakkaalla nousisi perusmaksu yli 10-kertaiseksi. Lisäksi energiamaksut olisivat yleiseen hintatasoon nähden erittäin alhaisia, minkä seurauksena tuotteet kannustaisivat vähemmässä määrin asiakkaita energian säästöön. Tämän vuoksi lopullista hinnastoa muotoiltaessa on huomioitava myös muita siirtohinnoittelun periaatteita.

Tariffisuunnittelussa noudatettavien periaatteiden mukaan hinnoittelussa on pyrittävä yksinkertaisuuteen ja asiakkaiden tulee voida luottaa hintojen pysyvyyteen. Tämän vuoksi hintoja muotoiltaessa pyritään tekemään mahdollisimman vähän sellaisia muutoksia, joilla on asiakkaiden sähkölaskun suuruuteen huomattava muutos. Sulakeporrastuksen käyttöönotto on suhteellisen iso rakenteellinen muutos, joten hintojen pysyvyys ja stabiilisuus onkin hyvä pitää mielessä lopullista hinnastoa muodostettaessa. Näin ollen sulakeporrastus on järkevä toteuttaa hillitysti esimerkiksi jakamalla tehomaksut sulaketuotteiden kohdalla perus- ja energiamaksuihin siten, että keskimääräiset perusmaksut kasvavat aiempaan hintatasoon nähden kohtuullisesti ja loput tehomaksusta kohdistetaan energiamaksuun. Tehotuotteiden kohdalla perus- ja energiamaksut ovat huomattavasti käytössä olevan hinnaston maksuja pienemmät, joten osa tehomaksusta jaetaan tehotuotteiden perus- ja energiamaksuihin.

Stabiilin hinnoittelun lisäksi muotoilulla saavutettava hyöty on hintojen ohjaavuus. Sähkön käyttöä ohjaavien tuotteiden avulla voidaan tasoittaa verkossa esiintyviä tehohuippuja ja näin ollen voidaan verkkoa mitoittaa pienemmille huipputehoille. Esimerkiksi yö- ja kausitariffien tarkoitus on ohjata asiakkaita siirtämään sähkön käyttöönsä enemmän vapaan kapasiteetin aikaan. Jotta tuote kannustaisi asiakkaita toimimaan näin, tulee energiamaksun olla pieni vapaan kapasiteetin aikaan. Toisaalta ei ole järkevää, jos kaikki verkon asiakkaat olisivat ohjauksen piirissä, koska tällöin verkon huipputeho vain vaihtaisi paikkaa. Tämä voidaan huomioida siten, että perusmaksut ovat korkeammat yö- ja kausitariffeissa ja näin ollen asiakkaat, joiden kulutus on verrattain pientä, eivät edullisuussyistä valitse yö- tai kausituotetta. Tehotuotteiden perusmaksuja painottamalla ja energiamaksuja alentamalla voidaan ohjata asiakkaita valitsemaan kyseinen tuote silloin, kun asiakkaan vuosikulutus on hyvin suuri. Tällöin saadaan kyseiset asiakkaat pätö- ja

loisteholaskutuksen piiriin, minkä seurauksena aiheuttamisperiaate toteutuu paremmin.

Tilapäistuotteen on tarkoitus olla nimensä mukaisesti vain tilapäinen sähköntoimitusratkaisu, joten tuotteelle lasketusta tehomaksusta suurin osa kohdistetaan perusmaksuun. Näin menettelemällä tilapäisliittymää ei yleensä ole edullista pitää käytössä kuin välttämättömän tarpeen ajan.

Liitteessä IV ja taulukossa 6.2 on siis esitetty hinnaston muodostaminen, kun kustannusvastaavuusajattelu viedään läpi koko siirtohinnaston muodostamisprosessin. Kyseisessä hinnastossa ei kuitenkaan tuotteiden ohjaavuusvaikutus toteudu riittävän hyvin. Tuotteiden ohjaavuuden ansiosta tehojen risteily verkossa lisääntyy ja verkko voidaan mitoittaa pienemmille tehoille. Näin saadaan edistettyä energia- ja kustannustehokasta verkon käyttöä. Siirtotuotteiden ohjaavuuden varmistamiseksi on kustannusvastaavuuslaskennan tuloksena saatuja hintoja muokattava muuttamalla tuotteille kohdistettavista tehokustannuksista energia- ja perusmaksuihin kohdistettavien maksukomponenttien suhteita. Tällöin kustannusvastaavuus kärsii, mutta hinnaston tarkoituksenmukaisuus ja hyödyllisyys edistyy.

Eräs kustannusvastaavuuspainotteinen, mutta myös muut siirtohinnoittelun periaatteet huomioon ottava ratkaisumalli sulakeporrastuksen toteuttamisesta ja hinnaston muodostamisesta on esitetty liitteissä V ja VI. Kyseisessä ratkaisussa keskimääräiset perusmaksut ovat tuotteissa kasvaneet ja tuotteiden ohjausvaikutus sekä hintojen suhteelliset erot on pyritty pitämään lähes ennallaan. Liitteessä V toteutetussa sulakeporrastuksessa tehomaksuista perusmaksuihin ja energiamaksuihin kohdistettavien kustannusten suhteita muuttamalla voidaan vaikuttaa tuotteiden ohjaavuuksiin ja stabiilisuuteen. Suhteita muutettaessa on kuitenkin hyvä pitää taustalla kustannusvastaavuuslaskennan tulokset, jotta



hintakomponentit eivät merkittävästi poikkeaisi näistä. Liitteen V mukaisesti tehomaksusta energiamaksuun kohdistettava komponentti voi olla myös negatiivinen siinä tapauksessa, että energiamaksuja on tarkoituksenmukaista pienentää ja vastaavasti perus- ja tehomaksuja kasvattaa.

Pelkästään kustannusvastaavuuslaskentaan perustuvan taulukossa 6.2 esitetyn hinnaston mukaan sulaketuotteiden kohdalla perusmaksuihin kohdistuisi korotuspaineita ja energiamaksuihin laskupaineita. Hinnaston pysyvyyden ja suurten muutosten välttämisen vuoksi ei ole kuitenkaan välttämättä järkevää tehdä näin suuria muutoksia kerralla, vaan esimerkiksi useammassa vaiheessa. Tämän vuoksi voisi esimerkiksi liitteessä VI esitetty malli seuraavasta siirtohinnoittelujärjestelmästä olla käyttökelpoinen etenkin sulaketuotteiden kohdalla.

Kun oletetaan viikonloppusiirron asiakkaiden siirtyvän yötariffiin, 200 A pääsulakkeen omaavien sulaketuotteiden piirissä olevien asiakkaiden pienjänniteverkon tehotariffiin ja muiden asiakkaiden pysyvän sen tuotteen piirissä, missä aiemminkin, voidaan laskea arvio uusilla hinnoilla kerättävistä tuloista. Energiankulutus ja asiakasmäärät arvioidaan pysyvän samoina kuin vuoden 2009 tilastoissa. Tehotuotteissa pätö- ja loistehomaksuissa käytettävien keskimääräisten laskutustehojen arvioidaan myös pysyvän samoina. Kun näiden tietojen perusteella lasketaan arvio hinnastolla kerättävistä kokonaistuotoista, voidaan havaita tuottojen määrän kasvaneen hieman vuoden 2009 arvosta. Mikäli hinnaston rakenne ja maksukomponenttien suhteet halutaan pitää samoina, on hinnastolla kerättävien tulojen määrää tarvittaessa helpoin muokata muuttamalla energiamaksuihin kohdistettavan katteen määrää. Tällöin korotuksen tasapuolisuus on helpoiten perusteltavissa.

Esitetyissä hinnastoissa yö- ja kausituotteen energiamaksut ovat kyseisten tuotteiden keskimääräiset energiamaksut. Yötuotteessa vuoden 2009 tietojen perusteella kulutusjakauma oli päivä- ja yökulutuksen välillä noin 50/50. Täten yöajan energiamaksun ja päiväajan energiamaksun energiankulutuksen jakauman mukaan painotetun keskiarvon tulisi olla hinnastossa esitetyn energiamaksun suuruinen. Vastaavasti kausituotteessa vuoden 2009 kulutusjakauma talvipäivän ja muun ajan välillä oli noin 24/76. Näin ollen talvipäivälle ja muulle ajalle määritettyjen energiamaksujen energiankulutuksen jakauman mukaan painotetun keskiarvon tulisi olla hinnastossa esitetyn maksun suuruinen. Maksujen suuruuksia muuttamalla voidaan vaikuttaa siihen, kuinka vahva tuotteen ohjausvaikutus on. Jos esimerkiksi yötuotteessa yöajan maksua lasketaan ja päiväajan maksua nostetaan, kannustaa tuote entistä vahvemmin asiakkaita painottamaan sähkön käyttöönsä yöaikaan.

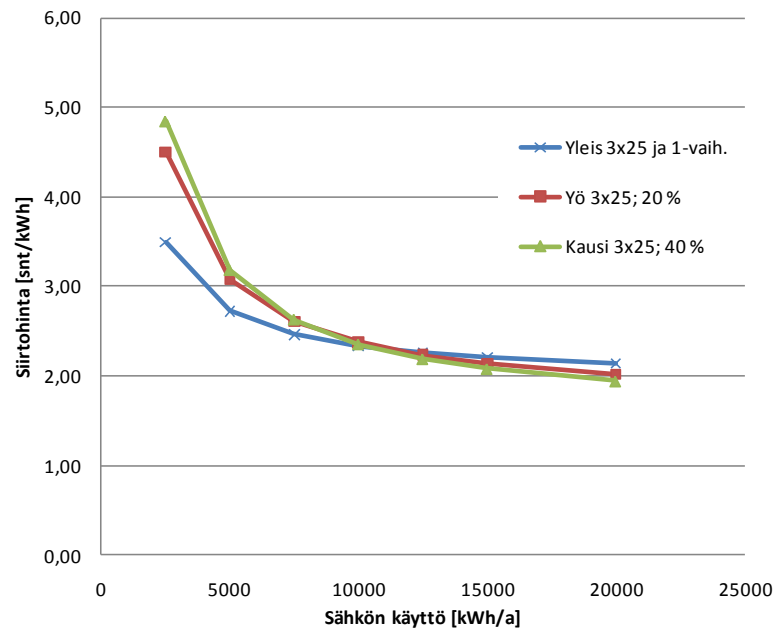
## **6.2 Siirtotuotteiden edullisuusrajojen tarkastelu**

Kun tuotteiden hintakomponentit on muodostettu, voidaan tarkastella tuotteiden edullisuutta tuotetta valitsevan sähkönkuluttajan näkökulmasta. Samalla voidaan kartoittaa, kuinka asiakkaat tulevat jakautumaan uusien tuotteiden kesken. Tuotteen edullisuuteen vaikuttavat sähkönkäyttäjän liittymän jännitetaso, vuosittainen sähkönkulutus, pätö- ja loistehon tarve sekä sähkönkulutuksen ajoittuminen vuoden- ja vuorokaudenajan suhteen. Sähkön pienkäyttäjien kohdalla korostuu erityisesti asiakkaiden vuotuinen sähkönkulutus sekä liittyjän tarvitseman pääsulakkeen koko. Sähkön suurkuluttajien valitessa sopivaa tuotetta, tulee huomioida erityisesti asiakkaan tehon tarve. Edullisuusrajoja tarkasteltaessa voidaan tehon tarpeen ja vuosienergian riippuvuutta arvioitaessa käyttää apuna huipunkäyttöaikoja.

Yö- ja kausitariffien asiakkaiden sähkön siirron vuosittaisia kokonaiskustannuksia laskettaessa korostuu erityisesti se, miten asiakkaan kulutus jakautuu ajan suhteen.

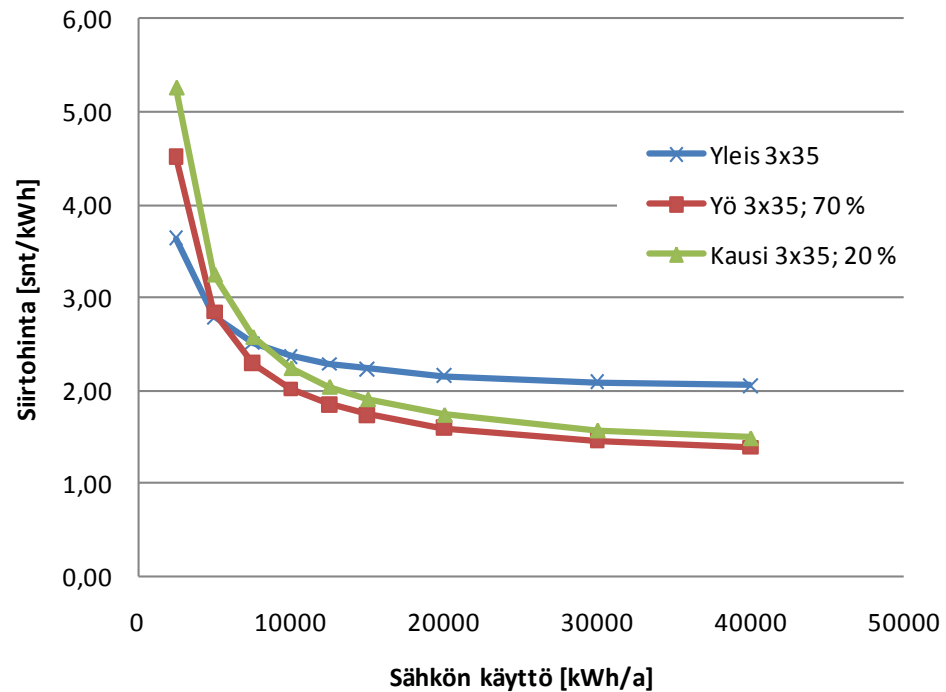
Esimerkiksi 3-vuoroteollisuuden yöajan kulutuksen suhteellinen osuus kokonaiskulutuksesta on yleensä huomattavasti suurempi kuin 1-vuoroteollisuudella. Edullisuusvertailuja tehtäessä käytetäänkin eri käyttäjäryhmille erilaista kulutuksen jakaumaa ajan suhteen.

Kuvassa 6.1 on esitetty eri tuotteiden edullisuuksien vertailu sellaisen asumiseen sähköä käyttävän asiakkaan näkökulmasta, jolla ei ole sähkölämmitystä. Kuvasta voidaan havaita, että yleistuote on edullisin vaihtoehto silloin, kun asiakkaan vuosittainen sähkön käyttö on alle 11 000 kWh. Mikäli kulutus on yli 11 000 kWh/a, on edullisin tuote joko yö- tai kausituote. Tarkka edullisuusraja määräytyy jokaisen asiakkaan kohdalla erikseen ja lopulliseen tuotteen valintaan vaikuttaakin merkittävästi sähkön käytön ajallinen jakautuminen. Esitetyssä tarkastelussa on arvioitu yöaikaan sijoittuvan sähkön käytön osuudeksi 20 % kokonaiskulutuksesta ja talvipäiville sijoittuvaksi kulutukseksi 40 % kokonaiskulutuksesta.



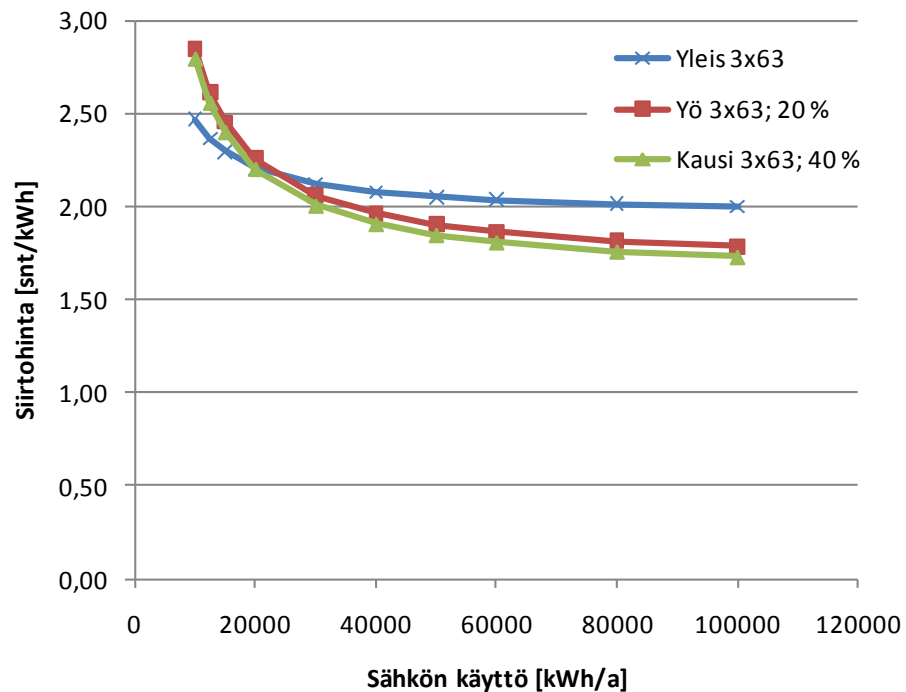
Kuva 6.1. Eri tuotteiden edullisuuksien tarkastelu, kun käyttökohde on asuminen ilman sähkölämmitystä.

Kuvassa 6.2 on esitetty tuotteiden edullisuusrajojen vertailu sellaisten asumiseen sähköä käyttävien asiakkaiden kohdalla, joilla on käytössä osittain varaava sähkölämmitys. Näillä asiakkailla yöajan sähkön käyttö korostuu, koska varaavat lämmitykset ovat silloin käytössä. Tämän seurauksena energiamaksun keskihinta yö- ja kausituotteissa laskee ja kyseiset tuotteet tulevat jo pienemmällä vuosikulutuksella yleistuotetta edullisemmaksi. Edullisuusraja yleistuotteen ja yö- sekä kausituotteen välillä asettuu noin 6 000 kWh/a kohdalle. Esitetystä tarkastelusta on arvioitu yöaikaan sijoittuvaksi sähkön käytön osuudeksi 70 % kokonaiskulutuksesta ja talvipäivään sijoittuvaksi kulutukseksi 20 % kokonaiskulutuksesta.



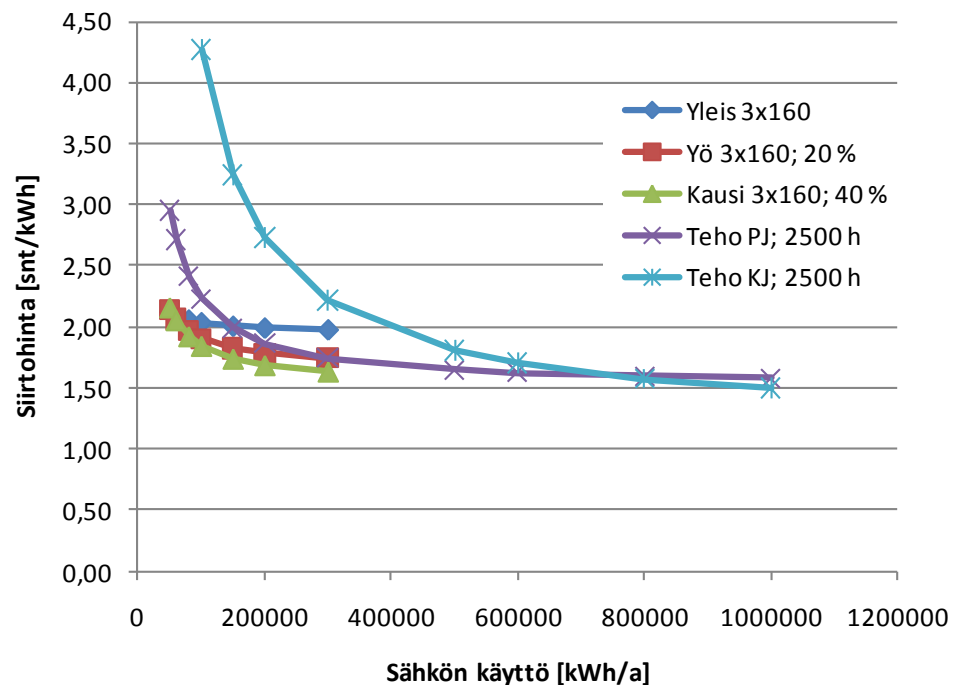
Kuva 6.2. Eri tuotteiden edullisuuksien tarkastelu, kun käyttökohteena on asuminen osittain varaavalla sähkölämmityksellä.

Kuvassa 6.3 on esitetty sähkön siirtotuotteiden edullisuuksien muodostuminen tavanomaisen palveluasiakkaan näkökulmasta. Asiakkaan oletetaan käyttävän sähköä pääosin päiväaikaan ja vuosikulutuksen oletetaan olevan noin 60 000 kWh/a. Kuvasta havaitaan, että yö- ja kausituotteet tulevat yleistuotetta edullisimmaksi silloin, kun asiakkaan vuosikulutus on yli 20 000 kWh/a. Yöajan kulutuksen oletetaan olevan 20 % ja talviajan kulutuksen 40 % kokonaiskulutuksesta.



Kuva 6.3. Eri tuotteiden edullisuuksien tarkastelu, kun sähkön käyttäjänä on palvelualalla toimiva asiakas.

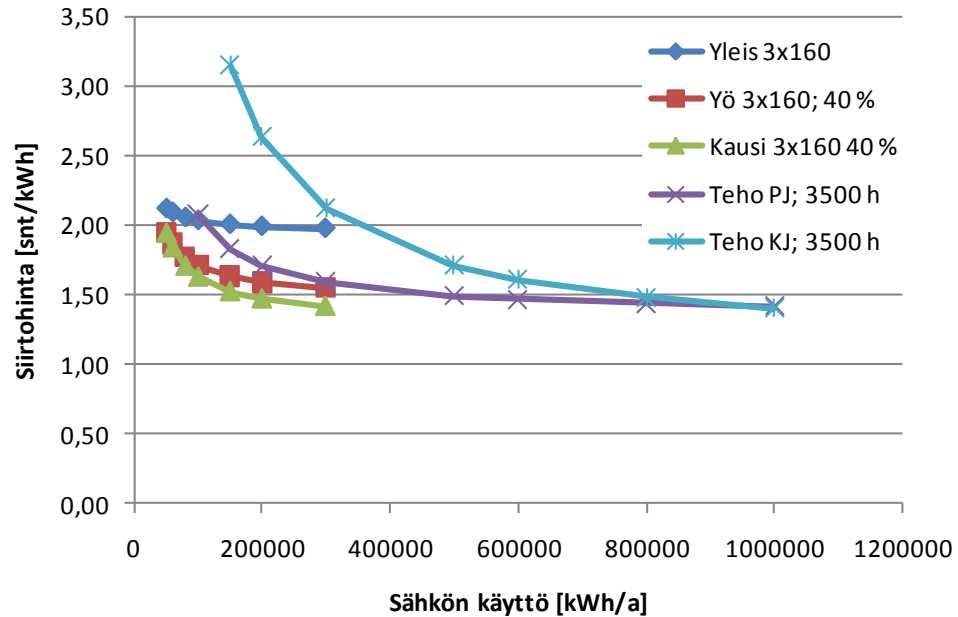
Kuvassa 6.4 on esitetty edullisuusrajojen muodostuminen, kun sähkön käyttäjänä on teollisuus, jonka toiminta sijoittuu vain päiväaikaan. Kuvasta voidaan havaita, että halvimmat tuotteet ovat pienemmällä vuosikulutuksella sulakepohjaiseen hinnoitteluun perustuvat yleis-, yö- ja kausituote. Kyseisillä asiakkaila suurin sulakekoko on tässä tarkastelussa 160 A, joka asettaa rajat suurempaa tehoa tarvitseville asiakkaille. Suuria tehoja tarvitseville suunnattujen pienjänniteverkon tehotuotteen ja keskijänniteverkon tehotuotteen edullisuuskäyrät leikkaavat noin 800 MWh vuosikulutuksen kohdalla. Tehotuotteiden kokonaishintoihin vaikuttavat asiakkaiden tarvitsemat huipputehot. TESV:llä tehomaksuissa käytettävän laskutustehon suuruus määräytyy liukuvan 12 kuukauden jakson kahden suurimman kuukausitehon keskiarvona.



Kuva 6.4. Eri tuotteiden edullisuuksien tarkastelu, kun sähkön käyttäjänä on yksi vuoroteollisuus.

Kuvassa 6.5 on esitetty 2-vuoroteollisuusasiakkaan edullisuusrajojen muodostuminen. Kuvasta voidaan havaita, että sulakepohjaiset tuotteet ovat edullisimmat pienillä vuosikulutuksilla, mutta suurilla kulutusmäärillä kyseisiä tuotteita ei voi siirtokapasiteetin loppumisen vuoksi valita. Tällöin asiakas tekee

valinnan pienjännite- ja keskijänniteverkon tehotuotteiden väliltä. Keskijännitetuote näyttää olevan edullisempi ratkaisu, kun vuosikulutus on yli 1 000 MWh.



Kuva 6.5. Eri tuotteiden edullisuuksien tarkastelu, kun sähkön käyttäjänä on kaksivuoroteollisuus.

Edellä esitetyt tilanteet ovat kuitenkin vain yksittäisiä esimerkitapauksia ja jokaisen asiakkaan kohdalla tuotteiden edullisuusrajat muodostuvat hieman eri tavalla. Tulevaisuudessa AMR-laitteista saatavien tuntimittaustietojen avulla voidaan haluttaessa valita edullisin tariffi jokaiselle asiakkaalle entistä tarkemmin. Kun tiedetään asiakkaan vuosittainen sähkönkulutus ja sen jakautuminen ajan suhteen sekä asiakkaan tarvitsemat pätö- ja loistehohuiput, voidaan edullisin tariffi valita.

### 6.3 Sulakeporrastuksen käyttöönottoon liittyviä huomioita

Sulakeporrastuksen käyttöönotto on siirtohinnaston rakenteen kannalta melko suuri muutos. Käyttöönoton seurauksena voi joillakin asiakkailla sähkön siirtopalvelun vuosihinta kasvaa prosentuaalisesti hyvinkin paljon. Esimerkiksi sellaisilla yleistariffin asiakkailla, jotka tarvitsevat esimerkiksi 160 A pääsulakkeen ja joiden vuosikulutus jää kuitenkin melko pieneksi, voi perusmaksun korotuksella olla suuri

merkitys kyseisten asiakkaiden sähkön kokonaisvuosimaksuun. Lisäksi 200 A pääsulaketta käyttävät sulaketuotteiden asiakkaat joutuvat siirtymään tehotariffiin, joten niillä asiakkailla, joiden vuosittainen sähkön käyttö on pientä, voivat siirtopalvelun vuosikustannukset nousta prosentuaalisesti hyvin paljon verrattuna vanhoihin kustannuksiin. Sulakeporrastuksen käyttöönoton yhteydessä onkin tärkeä huolehtia riittävästä tiedottamisesta sekä siitä, että sulakeporrastuksen käyttöönoton tarkoitusperä ja sen hyödyt perustellaan riittävän selkeästi. Lisäksi asiakkaille on annettava riittävän pitkä siirtymäaika uusiin tuotteisiin, jotta mahdollisimman moni siirtyisi uuteen tuotteeseen omaehtoisesti. Suurimmalle osalle asiakkaista sulakeporrastuksen käyttöönoton myötä ei kuitenkaan aiheudu merkittäviä muutoksia siirtopalvelun vuosikustannuksiin.

Mikäli sulakeporrastus haluttaisiin ottaa käyttöön vaiheittain muutoksen tuomien vaikutusten hajauttamiseksi, voitaisiin sulakeporrastus toteuttaa ensin esimerkiksi vain kahta tai kolmea perusmaksun hintaporrasta käyttämällä. Täten annettaisiin asiakkaille lisää aikaa suhtautua uuteen hinnastorakenteeseen ja monet ohjautuisivat todennäköisesti omaan sähkönkulutuskäyttäytymiseensä nähden edullisimpiin tuotteisiin. Seuraavassa vaiheessa otettaisiin sitten käyttöön laajempi porrastus ja loputkin asiakkaat ohjattaisiin uusiin tuotteisiin. Toisaalta edellä mainittu menettely voi aiheuttaa turhaa sekavuutta asiakkaille ja verkkoyhtiölle tiedottamisen ja suunnittelun kautta myös lisäkustannuksia.



## **7 Siirtohinnoittelun kehittäminen pitkällä aikavälillä**

Siirtohinnoittelun kehittäminen on jatkuvaa työtä, jossa hinnat pyritään pitämään vuodesta toiseen verkkoyhtiön tarpeita vastaavina viranomaisten asettaminen reunaehtojen puitteissa. Etäluettavista mittareista tulee olemaan jatkossa huomattava etu hintojen kustannusvastaavuuksien tarkastelun taustalla. Siirtohinnoittelun kehittämisen kannalta huomion arvoisia asioita voivat tulevaisuudessa olla myös älykkäiden sähköverkkojen kehittyminen, sähkön laatu, aktiivinen kuorman ohjaus sekä hajautetun sähköntuotannon ja sähköautojen lisääntyminen.

Sähköverkkoalan ja edelleen sähkön siirtohinnoittelun kehityksen myötä pystytään tulevaisuudessa todennäköisesti vaikuttamaan yhä enemmän asiakkaiden kuluttaman sähkön määrään sekä kuormituksen ajoittumiseen. Tämän seurauksena voidaan optimoida tehokasta verkon käyttöä ja minimoida sähkön siirrosta aiheutuvia kustannuksia.

### **7.1 AMR-laitteista saatavien tietojen hyödyntäminen**

Etäluettavat mittarit luovat tällä hetkellä suurimman kehityspotentialin siirtohinnoitteluun. Perinteisistä mittareista on tähän mennessä saatu tehoasiakkaita lukuun ottamatta vain tieto kulutetusta energiasta yksi- tai kaksiaikaisena ennalta määritetyn aikajaon mukaisesti. Vanhat mittalaitteet ovat osaltaan estäneet monimuotoisempien siirtotuotteiden kehittämisen, joilla voitaisiin esimerkiksi tasata kulutushuippuja aiempaa paremmin. (Pantti 2010)

Etäluettavien mittareiden pääsovelluksena on tavallisesti mahdollisuus lukea asiakkaan energiankulutustiedot suoraan verkkoyhtiöistä käsin. Energiatietojen lisäksi mittareihin voidaan asentaa sovelluksia, joiden avulla saadaan tietoja jännitteen laadusta sekä käyttövarmuudesta. AMR-laitteilla voidaan myös kerätä

tietoja sähkön toimituksen keskeytyksistä, tehdä hälytyksiä, suorittaa kytkentöjä sekä ohjata joissain määrin asiakkaiden kuormia. (Lakervi 2008)

Tuntienergiamittauksen tuloksia voidaan hyödyntää asiakaskohtaisten kuormitusmallien määrittämisessä. Tällöin verkon tehonjakolaskenta saadaan vastaamaan mahdollisimman hyvin todellisuutta. Tämän lisäksi tarkkoja ja jatkuvasti päivittyviä kuormitusmalleja voidaan käyttää suunnittelulaskelmien apuna. (Lakervi 2008)

Jännitetasoon liittyvät mittaukset kertovat verkon sähköteknisestä tilasta ja myös niitä voidaan käyttää verkostolaskennan ja -suunnittelun tukena. Lisäksi jännitteen laadun parantamiseen tähtäävät investoinnit voidaan mittaustietojen perusteella kohdistaa entistä tarkemmin sellaisiin verkon kohtiin, joissa niistä on mahdollisimman paljon hyötyä. (Lakervi 2008)

AMR-laitteella voidaan kytkeä tai katkaista sähkön syöttö. Laite pystyy myös rekisteröimään jännitekuopat sekä pitkät ja lyhyet katkokset sähkötoimituksessa. Saatujen tietojen avulla pystytään luomaan tarkkoja asiakaskohtaisia keskeytystilastoja, joita voidaan hyödyntää esimerkiksi asiakaspalvelussa ja korvauskäsittelyissä. (Lakervi 2008)

AMR-laite voi antaa monenlaisia hälytyksiä. Se voi ilmaista hälytyksellä esimerkiksi sähkön syötön katkeamisen, mutta ominaisuutta on käytettävä suodatetusti. Esimerkiksi keskijänniteverkon vikojen yhteydessä ei ole järkevää, jos kaikki siihen liitetyt AMR-laitteet hälyttävät ja samalla ruuhkauttavat tietoliikenneyhteyksiä. Hälytysominaisuudet ovatkin käyttökelpoisia erityisesti pienjänniteverkon vikojen ilmaisemisessa. Laitteella on esimerkiksi mahdollista tunnistaa keskijänniteverkon johdinkatkeama, pienjänniteverkon 1- ja 2-vaiheiset sulakepalot sekä pienjänniteverkon nollajohtimen katkeaminen. (Lakervi 2008)

Kehittyneillä AMR-laitteilla voidaan ohjata sähkökäyttäjien kuormia. Kuormien ohjaus tulee todennäköisesti tulevaisuudessa lisääntymään ja ohjaussignaalina voi toimia esimerkiksi sähkön markkinahinta, sähkön myyjän pyyntö tai verkon taajuus. (Lakervi 2008)

Tuntimittaustietojen ansioista niin sanottujen sulakeasiakkaiden tehomaksu voidaan haluttaessa eriyttää perusmaksusta, jolloin tehomaksu perustuu todelliseen asiakkaalta mitattuun tehoon. Mittareista saatavien tietojen perusteella voidaan hinnoitella myös pienjänniteasiakkaiden loistehon kulutusta entistä tarkemmin. Asiakkaat kuluttavat loistehoa hyvin eri tavalla ja yksityisten sähkökäyttäjien omistuksessa olevat loistehoa kuluttavat laitteet ovat lisääntyneet. Lisäksi pienjänniteasiakkaiden loistehon kulutus kasvaa entisestään, kun hehkulamppuja korvataan energiasäästölamppuilla, joiden tehokerroin on noin 0,6. Loistehokustannukset jaetaan perinteisissä hinnoittelujärjestelmissä tasan niiden asiakkaiden kesken, joilla loistehon mittausta ei ole. Loistehon kulutus eri asiakkaiden välillä vaihtelee paljon, joten loistehosta aiheutuvien kustannusten jako tasaisesti kaikille siirtotuotteen asiakkaille ei toteuta kovin tarkasti aiheuttamisperiaatetta. Tuntimittaukseen perustuvan loistehomaksun avulla voitaisiin ohjata sulaketariffin ottaneita asiakkaitakin tarkkailemaan loistehon kulutusta ja jopa kompensoimaan sitä kulutuskohteissa. (Pantti 2010)

AMR-laitteista saatujen vuosittaisten mittaustietojen avulla voidaan myös tarkastella sitä, kuinka huippukuormat painottuvat ja ajoittuvat verkon eri osiin kuten pienjänniteverkkoon ja edelleen tiettyihin muuntopiireihin. Näiden tietojen perusteella voidaan kohdistaa investointeja entistä tarkemmin sellaisiin kohteisiin, joissa niistä on eniten hyötyä. Toisaalta hinnoittelun ja kuorman ohjauksen avulla voidaan tulevaisuudessa pyrkiä ohjaamaan kriittisten verkkoalueiden kulutusta jakautumaan tasaisemmin ajan suhteen.

## 7.2 Aikaporrasteiset siirtotuotteet ja reaaliaikainen hinnoittelu

Kaksiaikaisella siirtotuotteella käsitetään tavallisesti päivä- ja yöajan hintaan jaettua tuotetta, jonka tarkoitus on vähentää päivälle ajoittuvaa verkon kuormitusta. Perinteisesti toteutetusta aikaporrastuksesta löytyy kuitenkin myös haittapuolia. Ohjattavien sähkökuormien kellot käyvät yleensä samassa ajassa, joten edullisemman ajan alkuhetkille aiheutuu voimakas kuorman kasvu. Kuorma tasoittuu yön aikana varaajien saavuttaessa asetetun lämpötilansa, mutta kylminä talvipäivinä klo 22 jälkeen esiintyvä kulutushuippu voi muodostua verkon mitoituksen kannalta merkittäväksi.

Tulevaisuuden siirtihinnoittelujärjestelmää suunniteltaessa tulisi ottaa huomioon myös uudet sähkökuormat ja uusi tuotantokapasiteetti sekä näiden yhdenaikaistaminen. Esimerkiksi sähköautojen hidas lataus toteutetaan todennäköisesti yöllä, joten yöajan alkuun sijoittuva kulutushuippu voi kasvaa etenkin sähkölämmitteisillä pientaloalueilla entisestään. (Pantti 2010)

Etäluettavilla mittareilla suoritettava tuntimittaus mahdollistaa siirtotuotteiden hinnoittelun jopa tuntikohtaiseksi. Tunneittain vaihtuva hinta tekisi hinnoittelusta kuitenkin sekavaa ja käytännöllisempi vaihtoehto voisi olla esimerkiksi vuorokauden jakaminen kolmeen hintavyöhykkeeseen. Ensimmäiseen vyöhykkeeseen kuuluisivat ne jaksot, jolloin verkon kuormitus on huipussaan ja hinta olisi näinä ajankohtina keskimääräistä korkeampi. Toiseen vyöhykkeeseen kuuluisivat vapaan kapasiteetin ajat, jolloin hinta olisi matala. Ensimmäisen ja toisen vyöhykkeen väliselle ajalle asetettaisiin lähelle keskiarvoa oleva hinta. Lisäksi kesä- ja talviajalle voitaisiin asettaa erilaiset hinta- ja aikaporrastukset. Eräs vaihtoehto olisi myös asettaa kuormitushuippujen ajankohdille normaaliin huipun ajan kuormitukseen perustuva raja, jonka alittamalla asiakas saisi rahallista palautusta. (Pantti 2010)

Toisaalta kolmea hintaporrasta ei välttämättä tarvittaisi, jos tehtäisiin vain selkeä kahtiajako kulutushuippujen ja vapaan kapasiteetin välille. Tällöin korkeampaa hintaa käytettäisiin vain kulutushuippujen aikoina ja muuna aikana olisi käytössä halvempi hinta. Sekä halvemman että kalliimman ajan hinta tulisi olla kalliimpi verrattuna nykyiseen yö- ja päivähintaan perustuvaan jaotteluun, koska halvemman hinnan aika olisi pidempi kuin yöaika ja kalliin hinnan aika lyhyempi kuin päiväaika. Entistä korkeampi kulutushuippujen ajankohdille asetettu hinta todennäköisesti korostaisi ohjausvaikutusta. Halvempi hinta tulisi olla kuitenkin esimerkiksi yleistariffin energiamaksua huomattavasti halvempi, jotta tuote houkuttelisi riittävästi asiakkaita. Kolmannen hintaportaan käytön etuna kaksihintaiseen menetelmään verrattuna olisi erityisesti se, että kuormituksen ja sähkönhinnan suhde pysyisi kunakin vuorokauden aikana entistä tasaisempaan. Tällöin verkon mitoituksen kannalta kriittisinä aikoina sähköä käyttävät asiakkaat maksaisivat suhteellisesti enemmän verkon kuormituksesta, kuin ne, joiden sähkön käyttö painottuu vapaamman kapasiteetin ajankohdille.

Aikaporrastuksen ongelmana on siis halvemman ajankohdan alkuun sijoittuva kuormitushuippu. Kyseinen huippu ei välttämättä ole jakeluverkkoyhtiön koko verkon kannalta merkittävä, mutta yksittäisissä muuntopiireissä se voi muodostua mitoituksen kannalta ratkaisevaksi. Kuorman ohjaus voisi olla eräs ratkaisu kuormitushuipun tasaamiseen, mutta koska asiakas maksaa siirtopalvelutuotteen lisäksi myös sähköenergian tuotteesta, ei asiakkaiden kuormitusta voida yksinkertaisesti siirtää yöajan ulkopuolelle, koska tällöin asiakas maksaisi energiatariffissa korkeampaa maksua. Verkkoyhtiön sisällä voitaisiin asia mahdollisesti huomioida niin, että sekä siirto- että energiatariffissa kuorman ohjauksen vuoksi päiväaikaan siirtynyt kulutus olisi halvempaa. Nykyään asiakas voi kuitenkin ottaa energiatuotteen paikallisen verkkoyhtiön ulkopuolelta, mikä vaikeuttaisi edellä esitettyä menettelyä.

Reaaliaikaisessa hinnoittelussa sähköenergian hinta muuttuu verkon kuormituksen mukaan. Sähkön siirtohintaa voisi olla sidoksissa myös sähkön pörssihintaan, mutta tämä ei vastaa välttämättä verkon todellista kuormitusastetta, koska tilanne on aina verkkoyhtiökohtainen. Reaaliaikaisessa hinnoittelujärjestelmässä sähkökäyttäjä voisi saada tiedon sähkön hinnasta esimerkiksi verkkoyhtiön Internet-sivujen, sähkömittarin näytön tai kännykän kautta. (Pantti 2010)

Reaaliaikaisen hinnoittelujärjestelmä koettaisiin todennäköisesti asiakkaiden keskuudessa hankalaksi, koska nämä joutuisivat aktiivisesti tarkkailemaan sähkön hinnan muutoksia. Reaaliaikaisella hinnoittelulla pystyttäisiin kuitenkin todennäköisesti tasoittamaan tehokkaasti verkon kuormitushuippuja sekä pienentämään verkon mitoitustarvetta ja vähentämään kustannuksia. Toisaalta myös asiakas voisi saavuttaa aktiivisella sähkön hinnan seuraamisella huomattaviakin säästöjä.

### **7.3 Sähkön laadun huomioiminen siirtotuotteissa**

Sähkön laadun merkitys vaihtelee huomattavasti eri asiakkaiden välillä. Osalle asiakkaista, esimerkiksi maatalouksille, voi sähkökatko aiheuttaa suuria taloudellisia menetyksiä ja esimerkiksi tarvetta investoida varavoimaan sähkökatkojen varalta. Sähköverkkoihin liitetään myös yhä enemmän herkkiä elektroniikkalaitteita, jotka eivät kestä huonolaatuista sähköä. Toisaalta osalle asiakkaista ei sähkökatkosta aiheudu juurikaan haittaa. Sähkön laatu onkin noussut voimakkaasti esille EMV:n toisella valvontakaudella.

Sähkön laadulle asettaa vaatimukset sähkömarkkinalaki, joka vaatii sähkön laadun ja toimitusvarmuuden olevan Suomessa noudatettavien standardien mukainen. Verkkoyhtiö voisi ottaa hinnoittelussaan huomioon sähkön laadun esimerkiksi asettamalla korkealaatuiselle sähkölle standardeja korkeammat vaatimukset. (Pantti 2010) Laadultaan paremmalle sähkölle asetettaisiin tietysti myös korkeampi hinta, koska se vaatii verkkoyhtiöltä lisäinvestointeja. Potentiaalisia asiakkailta

laadukkaammalle sähkölle voisivat olla esimerkiksi teollisuuden yksiköt ja maataloudet, koska niille sähköntoimituksen häiriöistä voi aiheutua huomattavia kustannuksia.

Toisaalta on myös mahdollista asettaa verkkoon liittyjille sanktioita siitä, mikäli he aiheuttavat verkkoon häiriötä. Maksu kannustaisi verkon käyttäjiä välttämään häiriöiden aiheuttamista esimerkiksi tuottamalla itse tarvitsemansa loistehon ja suodattamaan aiheuttamiaan yliaaltoja. Kerättävillä maksulla voitaisiin kattaa esimerkiksi loistehon kompensoinnissa käytettävien laitteiden hankinnasta aiheutuvat kustannukset, jolloin kustannukset kohdistuisivat oikeudenmukaisesti häiriöiden aiheuttajille.

#### **7.4 Suora kuorman ohjaus**

AMR-mittareiden relelähtöjen avulla voidaan asiakkaiden kuormia ohjata joko verkkoyhtiöltä tulevien sanomien tai ohjelmoitavan viikkoaikataulun perusteella. Kuormien kytkentä on mahdollista toteuttaa eriaikaisesti tai satunnaisesti, jolloin vältytään kytkentäpiikeiltä. Sähkökuluttajia tulisi myös opastaa kuormien aikaohjauksesta. Verkkoyhtiön Internet-sivuilla voisi olla esimerkiksi laskuri, jonka avulla asiakas pystyisi laskemaan sähkön siirrosta aiheutuvat vuosittaiset säästöt, kun asiakas ajoittaa esimerkiksi pyykinpesukoneen käytön eri ajankohtiin. Täten asiakkaat saataisiin helpommin houkutelua kuorman ohjauksen piiriin. (Pantti 2010)

Suoralla kuorman ohjauksella voitaisiin toteuttaa esimerkiksi lämminvesivaraajien ja varaavien sähkölämmitysjärjestelmien käynnistyminen porrastetusti. Kaikki kuorman ohjauksen piirissä olevat asiakkaat saisivat sen osan kuluttamastaan sähköstä halvemmalla, joka on kulutettu kuorman ohjauksen seurauksena. Ristiriitatilanteita voisi kuitenkin syntyä siinä tapauksessa, että kuormia ohjattaisiin sellaisiin ajankohtiin, joissa asiakas joutuu energiatariffinsa takia maksamaan

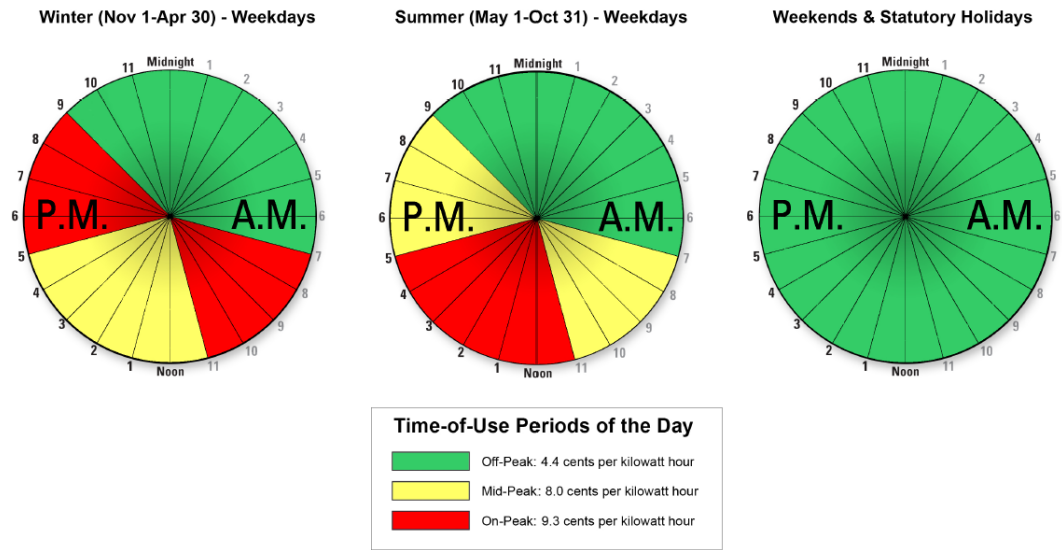
korkeampaa sähkön hintaa. Toisaalta verkkoyhtiö voisi luoda siirtotariffin rinnalle energiatariffin, jossa hinnoitteluperusteet olisivat synkronoitu siirtotariffin kanssa kuorman ohjauksen suhteen edullisiksi.

### **7.5 Pilottikokeilut maailmalla**

Tuntipohjaiseen etäluentaan perustuvia siirtohinnoittelun pilottikokeiluja on tehty useita eri puolilla maailmaa. Kokeilujen tarkoituksena verkkoyhtiöillä on saada tehohiiput pienemmiksi siirtämällä kulutusta huippukulutuksen ajalta vapaan tuotantokapasiteetin aikaan. Valtiot ovat tukeneet kyseisiä projekteja, koska tuntimittauksen ja edelleen kuormituksen tasaamisen avulla saadaan parannettua energiatehokkuutta, jolla on vaikutusta myös ilmastotavoitteiden saavuttamisessa. (Pantti 2010)

Monessa kokeilussa kysyntää on pyritty ohjaamaan hinnoittelun avulla. Kuvan 7.1 mukaisesti hinta on yleensä porrastettu huipun (on-peak), vapaan kapasiteetin (off-peak) sekä näiden välisille (mid-peak) ajoille. Osassa kokeiluista on myös otettu käyttöön erittäin suuren tehohiipun aikaista (critical peak point) hintaa, joka on noin kymmenenä päivänä vuodessa. (OEB 2007, Pantti 2010)





Kuva 7.1. Ontario Energy Boardin hinnoittelumalli. (OEB 2009)

Pilottihankkeissa huipunajan sähkökäyttöä saatiin vähennettyä, mutta suuri osa vähentyneestä käytöstä ei siirtynyt muuhun ajankohtaan. Tällaisia kuormia ovat esimerkiksi valaistus ja ilmastointi. Hintasignaalin avulla tapahtuva kuormien ajallinen ohjaus on osoittautunut tehokkaimmaksi keinoksi energiatehokkuuden parantamisessa. Verkkoyhtiön kannalta haittapuolia ovat halvemman ajan alkuun sijoittuva kuormituspiikki sekä siirtovolyymien mahdollinen pienentyminen. (OEB 2007, Pantti 2010)

USA:n Nevadassa on myös kokeiltu suoraa kuorman ohjausta. Kuumina kesäpäivinä 200 kohteen ilmastoinnin termostaatin asetusarvoa pienennettiin 4 °F. Tämän seurauksena sähkönkulutus pienentyi merkittävästi, mutta verkkoyhtiön kannalta haittapuoleksi osoittautui jälleen edullisemman ajan alkaessa esiintynyt kulutuspiikki. (Pantti 2010)

## 7.6 Siirtohinnoittelun kehittäminen TESV:llä pitkällä aikavälillä

Siirtohinnoittelujärjestelmän kustannusvastaavuuden laskennan ja sulakeporrastuksen käyttöönoton jälkeen siirtohinnoittelua kannattaa kehittää jatkuvasti myös pidemmällä aikavälillä. Siirtohinnoisto olisi hyvä tarkistaa aina, kun

jotain siirtohintojen kannalta merkittävää tapahtuu. Seuraavassa on esitetty erilaisia siirtohinnoittelun kehittämiseen olennaisesti liittyviä asioita tulevina vuosina.

#### *7.6.1 Vuosi 2012*

Edellä esitetyn siirtohintojen kustannusvastaavuustarkastelun jälkeen seuraava siirtohintojen tarkastus tulisi tehdä vuoden 2012 lopussa. TESV:llä suurin osa käyttöpaikoista saadaan etäluennan piiriin vuoden 2011 aikana. Tuntikohtaiset mittauksien tiedot vuoden ajalta on siis tarkoitus saada kaikilta asiakkailta viimeistään vuoden 2012 lopussa, jonka jälkeen tietoja voidaan alkaa hyödyntämään tehokkaasti siirtohinnoittelun taustalla. Verkon huipputehoon osallistuvat tehot saadaan määritettyä suoraan mittauksien perusteella asiakaskohtaisesti. Myös tariffikohtaiset huipputehot sekä tariffien yksittäisten asiakkaiden huipputehojen summat saadaan määritettyä täsmällisesti. Näiden tietojen perusteella voidaan laskea jokaiselle asiakkaalle omat osallistumis- sekä tasoituskertoimet ja kertoimien keskiarvojen perusteella määrittää koko tariffille kohdistettavat verkostokustannukset. Kertoimien laskenta sijoittuu täsmällisesti siihen ajankohtaan, jossa huipputehot esiintyvät.

Mikäli sulakeporrastus on ehditty ottaa käyttöön ennen vuotta 2012, tulisi myös tarkistaa kuinka uudet asiakkaat ovat jakautuneet uusiin sulakeporrastuksen myötä syntyneisiin tuotteisiin. Mikäli jakauma ei ole tarkoituksenmukainen, voidaan tilannetta korjata hintoja muokkaamalla.

AMR-laitteiden käyttöönoton seurauksena muuttuvat myös mittauksesta ja laskutuksesta aiheutuvat kustannukset, joiden vaikutus siirtohintoihin tulisi tarkastella uudelleen. Mittauksesta aiheutuvat kustannukset eivät välttämättä pienene, koska myös etäluennan ja tiedon keräämisen toteutus maksaa. Kun mittareiden lukeminen toteutetaan verkkoyhtiöstä käsin, ei mittarinlukukerroilla ole kuitenkaan kustannusten kannalta enää juurikaan merkitystä. Mittarinlukukertojen

kustannusporrastuksen poistuminen on huomioitu jo edellä esitetystä kustannusvastaavuustarkastelussa, mutta ainakin laskutuskustannusten pieneneminen tulisi huomioida vuoden 2012 tarkastelussa.

AMR:n avulla voidaan tarkastella myös loistehon kulutusta asiakaskohtaisesti ja kohdistaa loistehokustannukset entistä oikeudenmukaisemmin niiden aiheuttajille. Loistehon kulutus voidaan mitata jopa sulaketuotteiden asiakkailta, joten loistehon kulutuksen jakautuminen verkon eri osiin ja eri tuotteisiin saadaan selville tarkemmin. Mittaustulosten perusteella voidaan arvioida loistehomaksujen kustannusvastaavuutta uudelleen ja määrittää tarkemmin loistehomaksujen suuruus. Eräs mahdollisuus loistehokustannusten jakamisessa tuotteisiin voisi olla loistehomaksun suhteuttaminen asiakkaan tehokertoimen ja edelleen koko tuotteen keskimääräisen tehokertoimen mukaan. Mitä suurempi tehokerroin olisi, sitä pienempi olisi loistehomaksu. Tehokertoimeen perustuva laskutus voitaisiin kuitenkin kokea asiakkaiden keskuudessa hankalaksi, joten käytännöllisempää on pysyä loistehon määrään perustuvassa laskutuksessa tai sisällyttää loistehokustannukset perusmaksuihin.

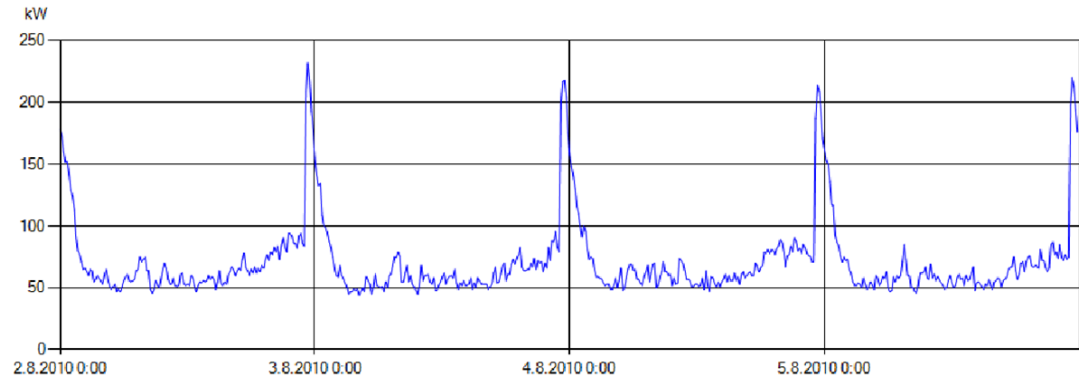
Vuonna 2012 tulisi siis tehdä siirtohintojen uudelleenarviointi AMR-laitteista saatujen todellisten mittaustietojen avulla. Lisäksi samana vuonna alkava EMV:n kolmas valvontakausi voi tuoda määräyksiä, jotka on otettava huomioon siirtohinnoittelussa. Vuonna 2012 uudistuu myös Fingridin kantaverkkohinnoittelu, joka vaikuttaa suoraan jakeluverkkoyhtiöiden siirtohintoihin. Mikäli uudistuksen myötä kantaverkkohinnoittelun rakenne muuttuu merkittävästi, tulisi myös TESV:llä huomioida tämä määrittelemällä uudelleen, miten kantaverkkomaksut kohdistetaan perus-, teho- ja energiamaksuihin. Mahdolliset maksujen muutokset talviajan ja muun ajan suhteen voitaisiin ottaa huomioon kausitariffin energiamaksuissa ja keskimääräiset hintamuutokset kaikkien tariffien energiamaksuissa.

### 7.6.2 Vuodet 2013 - 2016

Vuoden 2012 jälkeen AMR-laitteiden ominaisuuksia voidaan hyödyntää mittauksista saatujen tietomäärien lisääntyessä yhä tehokkaammin ja siirtohinnoista voidaan tarvittaessa muodostaa aiempaa kustannusvastaavammin. Tulevien vuosien aikana voidaan lisäksi arvioida esimerkiksi kuormien aktiivisen ohjauksen kehittymismahdollisuuksia. Tehokas keino kuormien ohjaukseen on hinnoitella kulutushuippujen ajankohdille korkeammat hinnat. Tämä on jo nykyään käytössä yö- ja kausitariffeissa. Lähivuosien aikana voitaisiin harkita yötariffissa tapahtuvaa kuorman ohjausta muutettavaksi siten, että kuorman ohjauksen piirissä olevat varaavat sähkölämmitykset ja lämminvesivaraajat eivät käynnistyisi kaikki tasan klo 22, vaan ne käynnistyisivät porrastetusti esimerkiksi 22 - 24 välillä. Klo 22 esiintyvä kuormitushuippu ei ole koko TESV:n verkon kannalta merkittävin mitoitustekijä, mutta tietyillä johtolähdöillä ja tietyissä muuntopiireissä sillä on suurempi merkitys. Esimerkiksi omakotitalopainotteisilla alueilla suuri osa asiakkaista käyttää yötariffia ja kaikilla asiakkailla varaajat käynnistyvät samanaikaisesti muodostaen huomattavan kuormituspiikin. Samoilla asiakkailla ei päiväaikaan ole välttämättä juurikaan kuormitusta. Tällaisilla alueilla tulisi tarkastella varaajien käynnistämisen hajauttamista vuorokauden eri tunneille. Siirtohinnoissa tämä voitaisiin huomioida esimerkiksi siten, että ohjattavan kuorman kuluttama sähkö olisi siirtopalvelun osalta joka tapauksessa halvempaa, vaikka käyttö tapahtuisikin päivällä. Toisaalta tämä voisi olla kuluttajien kannalta ristiriitaista sähköenergiatuotteen hintojen kanssa, jos ne olisivat päivällä kuitenkin kalliimpia.

Kuvassa 7.2 on esitetty esimerkkitapaus muuntopiiristä, jossa klo 22 jälkeen esiintyvä kulutushuippu asettuu muuntajan ja johdinpaksuuksien mitoituksen kannalta merkittäväksi tekijäksi. Kyseisellä muuntopiirillä suuri osa asiakkaista on omakotitaloja, joissa varaavat sähkölämmitykset ja lämminvesivaraajat käynnistyvät samanaikaisesti klo 22. Syynä tähän on se, että edullisin tariffi

kyseisille asiakkaille on yötariffi, jossa halvempi ajankohta alkaa klo 22. Tulevaisuudessa olisikin hyvä arvioida, kuinka kuormitusta pystyttäisiin tasaamaan tämänlaisissa ongelmallisissa muuntopiireissä.



Kuva 7.2. Esimerkkitapaus muuntopiiristä, jossa klo 22 esiintyvä kuormitushuippu on mitoituksen kannalta merkittävä.

Eräs mahdollisuus klo 22 kuormituspiikin tasaamiseksi voisi olla energiamaksun muuttaminen kalliimmasta hinnasta kohti halvempaa hintaa porrastetusti esimerkiksi usean tunnin aikana. Halpa aika olisi kuitenkin kaikilla asiakkailta yhtä pitkä, eikä se saisi siirtyä muiden kuormitushuippujen ajalle kuten klo 8-9 välille. Kyseisen menettelyn seurauksena voisi osa asiakkaiden kuormista ohjautua päälle eri aikaan ja siirtyä pois klo 10 huipun kohdalta. Kyseisen tariffin rinnalle voisi olla hyvä muodostaa myös myyntitariffi, joka olisi yhteensopiva siirtotariffin kanssa. Ilman myyntitariffia saattaisi asiakkaalle aiheutua ristiriitoja myynti- ja siirtotariffien risteävien energiamaksujen vuoksi siitä, milloin sähkön käyttö on todellisuudessa edullisinta.

Pelkästään siirtohinnoittelun avulla edellä esitettyä muuntopiirikohtaista huippukuormaa on vaikea tasata, koska samojen tariffien on oltava saatavilla kaikille samankaltaisille asiakkaille. Eräs teoreettinen vaihtoehto voisi olla yö- ja kausitariffien rajaaminen vain tietyn sulakekoon asiakkaille. Jos yö- ja kausitariffia myytäisiin esimerkiksi vain 35 A ja sitä suuremman pääsulakkeen ottaneille

asiakkaille, siirtyisivät 25 A sulakekoon ottaneet asiakkaat todennäköisesti yleistariffiin, jossa sähköenergian hinta ei vaihtele ajan suhteen. Tämä menettely voisi kuitenkin johtaa siihen, että koko verkon mitoituksen kannalta merkittävä arkiamuun sijoittuva kuormitushuippu kasvaisi. Rajauksen yhteyteen olisikin tärkeä lisätä kuorman ohjaus, jonka avulla yleistariffiin siirtyneiden 25 A pääsulakkeen asiakkaiden varaavia sähkönkulutuskomponentteja käytettäisiin hajautetusti vapaan kapasiteetin aikana.

Kuorman ohjaukseen liittyvä edistysaskel olisi myös aiemmin esitetyn kolmiportaisen hinnoittelumallin käyttöönoton arviointi. TESV:n koko verkon kannalta tulisi tällöin korkeimmat hinnat asettaa esimerkiksi klo 6 – 10 ja klo 16 - 18 välille. Vaihtoehtoisesti voitaisiin tarkastella myös kahden hintaportaan mallia, jossa kysynnän ja energiamaksun suhde pysyisi tasaisempana ajan suhteen kuin tämän hetken kaksiaikaisissa siirtotuotteissa. Nämä tuotteet sopisivat erityisesti sellaisille asiakkaille, jotka pystyisivät ilman suurempia ongelmia vähentämään kuormitustaan kyseisinä ajankohtina. Halvemman ajan hinnan tulisi olla selvästi keskimääräistä siirtohintaa halvempi, jotta tuote olisi riittävän houkutteleva.

Eräs huomion arvoinen asia voisi olla myös aikatariffeista tutun energiahinnan porrastuksen hyödyntäminen tehotariffeissa. Samoin kuin aikatariffissa, siirtopalvelu olisi halvempaa yöaikaan ja kalliimpaa päiväaikaan. Kyseinen tuote voisi olla edullisin vaihtoehto esimerkiksi sellaisille teollisuusasiakkaille, joilla on tuotantoa myös yöaikaan ja lämmitysmuotona varaava sähkölämmitys. Tuote voisi kannustaa sen ottaneita asiakkaita siirtämään myös muuta sähkökäyttöään painottumaan yöaikaan. Näin voitaisiin saada vähennettyä hieman aamun kulutushuippuun osallistuvaa sähkön käytön määrää. Perinteinen tehotuote olisi kuitenkin hyvä pitää kaksiaikaiseen hinnoitteluun perustuvan tuotteen rinnalla, jotta klo 22 sijoittuva kulutushuippu ei kasvaisi liian suureksi.

Kuormien ohjausta voisi kehittää myöhemmin yhä aktiivisemmaksi ja se voisi tulevaisuudessa toimia joko asiakaslähtöisesti tai verkkoyhtiöstä käsin, manuaalisesti tai automaattisesti. Mikäli ohjaus olisi asiakaslähtöistä, voisivat ohjauksen piirissä olla kaikki asiakkaan määrittämät sähköä kuluttavat kohteet. Mikäli ohjaus tapahtuisi verkkoyhtiöstä käsin, olisi ohjauksen piirissä lähinnä lämminvesivaraajat ja sähkölämmitysjärjestelmät. Nykyään kuormia ohjataan tavallisesti siten, että ne joko kytetään päälle tai pois päältä. Tulevaisuudessa voisi olla mahdollista liu'uttaa ohjattavien kohteiden kuormaa pienemmäksi tai suuremmaksi eikä pelkästään kytkeä niitä päälle tai pois päältä. Tällöin voitaisiin minimoida ohjauksesta asiakkaille aiheutuvia haittavaikutuksia ja verkkoyhtiön kannalta pienentää kytkennän aiheuttamaa kuormituspiikkiä. Siirtohinnoissa kuorman ohjaus voitaisiin huomioida siten, että siihen osallistuvien asiakkaiden perus- tai tehomaksut olisivat pienemmät, koska kuorman ohjauksen ansioista verkon mitoitustaso pienenee ja pääosin perus- ja tehomaksuihin kohdistettavat verkostokustannukset pienenevät.

Eräs siirtohinnoittelun kehitysmahdollisuus voisi olla myös kahden pienjänniteverkon tehotuotteen käyttökelpoisuuden tarkastelu. Tämä ratkaisu voisi olla käytännöllinen etenkin siinä tilanteessa, jos yleis-, aika- ja kausitariffien suurinta sulakekokoa pudotettaisiin esimerkiksi 100 A asti. Tällöin pienjänniteverkon tehotuotteen asiakasmäärä kasvaisi huomattavasti ja samassa tariffissa olisi eri asiakkaiden sähkönkulutuksessa ja tehon tarpeessa huomattavia eroja. Jos pienjänniteverkon tehotuote jaettaisiin kahteen osaan, tulisi toinen tuote suunnata pienemmän tehon tarpeen asiakkaille ja toinen suuremman tehon tarpeen asiakkaille. Asiakkaat saataisiin ohjattua tariffeihin hintakomponenttien erojen avulla. Pienemmän tehon tarpeen asiakkaille suunnatussa tariffissa perusmaksu olisi pienempi kuin suuremman tehon tariffissa. Vastaavasti teho- ja energiamaksut olisivat pienemmille tehoille suunnatussa tariffissa suuremmat, jotta ne asiakkaat,

jotka kuluttavat paljon energiaa ja tarvitsevat suuren tehon, siirtyisivät suuremman tehon tarpeen asiakkaille suunnattuun tuotteeseen. Suuremman tehon tuotteella voi myös olla se vaikutus, että yhä useampi asiakas, joka muuten olisi liittynyt keskijänniteverkkoon, liittyykin pienjänniteverkkoon ja ottaa kyseisen tariffin. Useamman tehotariffin ansioista saataisiin kustannusvastaavuutta toteutettua yhä tarkemmin, mutta hinnastosta saattaisi tulla asiakkaiden näkökulmasta katsottuna monimutkaisempi.

Nykyään yhä useampi asiakas vastaanottaa ja maksaa laskut sähköisesti. Mikäli sähköinen asiointi lisääntyy, siirtohintoihin kohdistettavat laskutuskustannukset pienenevät ja pienentävät samalla siirtotariffien perusmaksuja. Siirtohinnoissa voitaisiin kannustaa asiakkaita sähköiseen asiointiin pienentämällä tähän osallistuvien asiakkaiden maksaman perusmaksun suuruutta. Sähköinen asiointi tulisi edullisemmaksi erityisesti niille asiakkaille, joita laskutetaan usein. Sähköisen laskutusten yleistyessä voitaisiin keskimääräistä laskutustiheyttä mahdollisesti kasvattaa ja näin sähkönsiirtoon sitoutuneen rahan kiertoaika takaisin verkkoyhtiölle lyhenisi. Laskutuksen lisäksi myös sähköisen tiedottamisen lisääminen voi olla yksi keino siirtohintojen perusmaksujen pienentämisessä.

### *7.6.3 Vuodet 2016 - 2025*

Siirryttäessä kohti 2010-luvun loppua ja 2020-luvun alkua, on huomioitava älykkäiden sähköverkkojen kehittyminen ja niiden luomat uudet mahdollisuudet. Siirtohinnoittelun kannalta uusi asia voi olla esimerkiksi laadun huomioiminen siirtohinnoissa. Asiakkaille, joiden sähkönkulutuksen häiriöttömyys olisi erityisen tärkeää, voitaisiin luoda siirtotuote, jossa toimitettaisiin korkeammalla hinnalla erittäin laadukasta ja katkotonta sähköä. Laadultaan standardeja laadukkaampi tuote voitaisiin toteuttaa esimerkiksi maakaapeloinnin, hajautetun sähköntuotannon, varayhteyksien, loistehon kompensoinnin sekä yliaaltojen suodatuksen avulla. Ennen tuotteen käyttöönottoa tulisi kartoittaa, kuinka moni asiakas kyseisestä



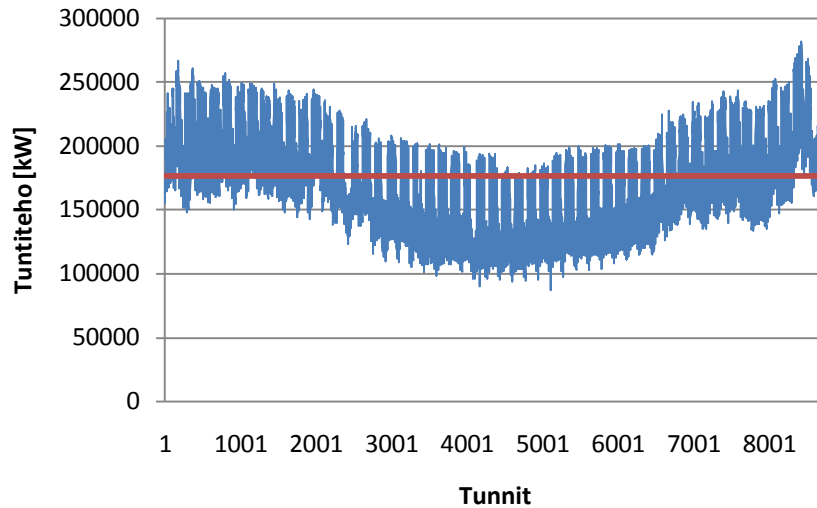
tuotteesta olisi kiinnostunut. Laatutuotteen ylläpidossa tarvittavien kustannusten kohdistamisessa pelkästään laatutuotteen käyttäjälle aiheutuisi kuitenkin ristiriitoja, koska esimerkiksi samaan muuntopiiriin laatutuotetta käyttävän asiakkaan kanssa liittyneet sähkökäyttäjät hyötyisivät myös osasta edellä mainituista erikoisjärjestelyistä. Mikäli laatutuote tuotteistettaisiin niin, että se palvelee vain tuotteen valinnutta yksittäistä asiakasta, voitaisiin tuotteistamisessa käyttää apuna vain suoraan yksittäisen asiakkaan sähkön laatuun vaikuttavia tekijöitä kuten hajautettua sähköntuotantoa, yliaaltojen suodatusta ja loistehon kompensointia. Kuten aiemmin mainittiin, voitaisiin asiakkaita kannustaa myös erilaisten sanktioiden avulla kompensoimaan loistehon tarvettaan ja suodattamaan aiheuttamia yliaaltoja.

Vuonna 2016 alkaa myös EMV:n neljäs valvontakausi, jonka mukanaan tuomat uudistukset voivat vaikuttaa siirtohinnoitteluun. 2020-luvulla voitaisiin kehittyneiden tietoliikenneyhteyksien myötä arvioida reaaliaikaisen hinnoittelun käytännön toteutusmahdollisuuksia. Myös suoran kuorman ohjauksen käyttökelpoisuutta ja sen kehittämistä tulisi arvioida. Muutokset tavanomaisessa kuormitusrakenteessa ja esimerkiksi sähköautojen runsas lisääntyminen voivat johtaa suuriin lisäkuormiin ja siirtohinnoittelu voi olla eräs keino esimerkiksi sähköautojen latausten ohjaamisessa. Lisäksi hajautetun sähköntuotannon suosion kasvaessa voi siitä tulla eräs keino kuormitushuippujen tasaamiseen, joten tätä olisi hyvä tukea siirtotuotteissa.

Eräs siirtohinnoituksen rakenteen kannalta merkittävä asia voisi olla tehopohjaisen hinnoittelun sulaketuotteisiin laajentamisen arviointi. Tällöin perusmaksuun kohdistettaisiin vain kaikille asiakkaille samansuuruisia kustannuksia kuten asiakaspalvelusta, mittauksesta ja laskutuksesta aiheutuvia kustannuksia. Tehomaksusta ei välttämättä kohdistettaisi perus- ja energiamaksuihin mitään. Perusmaksu ei siis saman tuoteryhmän sisällä riippuisi asiakkaan sulakekoosta,

vaan kuukausimaksun porrastus toteutuisi tehomaksun kautta ja aiheuttamisperiaatteen mukainen hinnoittelu toteutuisi tarkemmin.

Sähköautojen ja hajautetun tuotannon lisääntyminen voivat mahdollistaa entistä tehokkaamman kysynnän jouston. Lisäksi mikäli energian varastointi kehittyy tulevaisuudessa merkittävästi, voitaisiin kuormituksen ajallista jakautumista tasata akkujen avulla ja ideaalitapauksessa verkon kuormituskäyrästä muodostuisi vaakasuora viiva. Tasaus toteutettaisiin lataamalla akkuja pienemmän kuormituksen aikaan ja kuormituksen kasvaessa yli keskimääräisen kulutuksen alettaisiin akkuja purkaa. Sähköautot voisivat olla yksi vaihtoehto akkukapasiteetiksi. Sähköautojen omistajille voitaisiin antaa siirtohinnoissa hyvitystä siitä, jos autojen akkuja käytettäisiin verkon energiavarastoina. Ideaalitapauksessa siirtohintojen energiamaksujen porrastamiselle ajan suhteen ei enää välttämättä olisi tarvetta, jos akkujen käyttö olisi riittävän energia- ja kustannustehokasta. Kuvassa 7.3 on esitetty TESV:n vuoden 2009 koko verkon kuormituskäyrä, johon on lisätty keskimääräistä kuormitusta kuvaava viiva. Jos kuormituskäyrä pystyttäisiin energian varastoinnin avulla muokkaamaan kuvassa esitetyn keskimääräisen kuormituksen kaltaiseksi, voitaisiin verkko mitoittaa teoriassa jopa 37 % pienemmän tehon mukaan.



Kuva 7.3 TESV:n vuoden 2009 koko verkon kuormituskäyrä ja keskimääräistä kuormaa kuvaava viiva.

Hajautetun sähköntuotannon lisääntymisen etuina olisivat verkkoyhtiön kannalta ajateltuna siirtohäviöiden pieneneminen ja verkon omavaraisuuden lisääntyminen. Lisäksi Fingridille maksettavat kuormitusmaksut pienenisivät. Mikäli hajautettu sähköntuotanto yleistyy, voitaisiin tämä huomioida esimerkiksi negatiivisina siirtohintoina, kun sähköä syötetään verkkoon päin. Sähkön syötöstä verkkoon päin voitaisiin maksaa kulutushuippujen aikana korkeampaa hintaa, jotta kulutus ja tuotanto ajoittuisivat yhä paremmin keskenään.

#### 7.6.4 Siirtohinnoittelun jatkuva kehittäminen

Siirtohintoja tulee tietysti tarpeen mukaan muokata myös monien muiden tekijöiden vuoksi. Vuosittain hintoihin voivat vaikuttaa kohtuullisen tuoton määrä sekä viranomaisten ja EU:n taholta tulevat määräykset ja suositukset. Etenkin kohtuullisen tuoton takia voi aiheutua siirtohintoihin muutospainetta jopa vuosittain, jos tuottoa on kerätty liikaa tai liian vähän. Myös siirtohintojen kustannusvastaavuuksia tulisi tarkastella riittävän usein. Sähkön markkinahinnan muutoksilla on vaikutus häviökustannusten suuruuteen, joten keskimääräisten

vuosittaisten spot-hintojen suuret muutokset on huomioitava myös siirtohinnoissa. Hintavaihteluiden merkitystä häviökustannusten suuruuteen voivat kuitenkin lieventää hinnan muutoksilta suojautumista varten ostetut johdannaistuotteet sekä jakeluverkkoon liitetty tuotanto. Mikäli häviökustannusten oletetaan riippuvan suoraan sähkön spot-hinnan vuosikeskiarvosta, saadaan 1 €/MWh markkinahinnan muutosta vastaavaksi häviökustannuksen muutokseksi laskettua noin 0,0043 snt/kWh.

Siirtohinnoitteluun voi tulla seuraavan vuosikymmenen aikana myös huomattavia muutoksia, mikäli esimerkiksi Ergegin (European Energy Regulators) suositus siitä, että sääntelyviranomaisten on harkittava ja analysoitava verkko-operaattorin tuottojen ja myytävän sähkömäärän eriyttämistä toisistaan, toteutetaan käytännössä. (EMV 2010c)

Taulukossa 7.2 on esitetty tiivistetysti edellä esiteltyjä siirtohinnoittelun kehittämisen kannalta merkittäviä asioita tulevina vuosina.

Taulukko 7.2. Siirtohinnoittelun kehittämisen kannalta merkittäviä asioita tulevina vuosina.

Ajankohta	Kehitystoimenpide (Mitä tehdään?)	Kehitystoimenpiteen tarve (Miksi tehdään?)
2010	1. Kustannusvastaavuuksien laskenta 2. Sulakeporrastuksen suunnittelu 3. Siirtohinnoittelun kehityssuunnitelman laatiminen	1-2. Omakustannus- ja aiheuttamisperiaatteen noudattaminen 3. Etenkin AMR-laitteet luovat kehitysmahdollisuuksia
2012	1. Osallistumis- ja tasoituskertoimien laskennassa tariffien osallistuvat tehot ja huipputehot sekä yksittäisten asiakkaiden huipputehot voidaan laskea tarkasti AMR-tietojen perusteella 2. Mittaus- ja laskutuskustannusten tarkastus 3. Kantaverkkomaksujen tarkastaminen 4. Siirtohinnoitteluun liittyvien viranomaismääräysten tarkistaminen	1. AMR-laitteet käytössä, joten kustannusvastaavuuksien laskennassa voidaan käyttää todellisia mitattuja arvoja 2. Etäluennan ansiosta mittaus- ja laskutuskustannukset voivat pienentyä, koska luenta tapahtuu etänä eikä arvio tai tasauslaskuja tarvita 3. Fingridin kantaverkkohinnoittelu uudistuu vuoden 2012 alussa 4. Kolmas valvontakausi alkaa
2013 - 2016	1. Sähköisen laskutuksen ja tiedottamisen lisäämisen vaikutusten kartoitus 2. Kuorman ohjauksen kehitysmahdollisuuksien kartoittaminen	1. Asiakaskustannuksia saataisiin pienennettyä 2. Verkon käytön tehostaminen
2016 - 2020	1. Siirtohinnoitteluun liittyvien viranomaismääräysten tarkistaminen 2. Laadun huomioiminen siirtohinnoissa; esim. sanktioita asiakkaan tuottamista verkkoon heijastuvista häiriöistä tai siirtotuote, jossa asiakas saa korkeampaa hintaa vastaan korkeampilaatuista sähköä	1. Neljäs valvontakausi alkaa 2. Aiheuttamisperiaatteen mukaisen hinnoittelun kehittäminen ja asiakkaiden tarpeisiin vastaaminen
2020 -	1. Tuotannon ja kuormien yhdenaikaistaminen sekä tuotannon siirtohintojen tarkistaminen kustannusvastaaviksi 2. Aktiivisemmän kuorman ohjauksen kehitys 3. Reaaliaikaisen hinnoittelun hyötyjen ja käyttömahdollisuuksien arviointi 4. Akkuteknologian mahdollisen kehittymisen luomien mahdollisuuksien hyödyntäminen (esim. sähköautojen akkujen käyttö verkon tehotasapainon apuna)	1. Hajautetun sähköntuotannon ja sähköautojen määrät tulevat todennäköisesti kasvamaan 2-3. Verkon tehokkaan käytön kehittäminen 4. Verkkoa voidaan käyttää tehokkaammin, jos akut esimerkiksi ladataan alhaisen kuormituksen aikaan ja puretaan huippukuorman aikaan
Jatkuva kehitystyö	1. Siirtohintojen kustannusvastaavuuksien tarkastelu 2. Kohtuullisen tuoton määräytyminen ja valvontakausien aikana syntyneiden poikkeamien tasaus	1. Viranomaisohjeiden mukaisen siirtohinnoittelun ylläpito 2. Kohtuullisen tuoton pitäminen sallitulla tasolla

## 8 Yhteenveto ja johtopäätökset

Työssä kartoitettiin Turku Energia Sähköverkot Oy:n siirtohinnoittelun kehittymismahdollisuuksia. Aluksiin määriteltiin siirtohinnoittelun nykytila sekä arvioitiin erilaisia mahdollisia kehitysvaihtoehtoja. TESV:n vanhasta siirtohinnoittelusta kävi ilmi, etteivät hinnat ole olleet täysin aiheuttamisperiaatteen mukaisia. Esimerkiksi yleistariffissa 25 A ja 200 A pääsulakkeen liittymillä on ollut samansuuruinen perusmaksu. Tämä tarkoittaa sitä, että perusmaksuun kohdistettavat tehomaksut ovat kyseisillä liittymillä olleet samansuuruiset, vaikka todellisuudessa 200 A liittymän merkitys verkon mitoituksen kannalta on huomattavasti 25 A liittymää suurempi. Siirtohinnoittelun suurin kehityskohde tuleekin TESV:llä lähivuosina olemaan yleis-, aika- ja kausitariffien perusmaksujen porrastaminen liittymän pääsulakkeen koon mukaan.

Nykytilan selvityksen jälkeen alettiin määrittää kustannusvastaavia aiheuttamisperiaatteen mukaisia siirtohintoja. Määrittäminen aloitettiin sähkön käytön analysoinnilla, jossa selvitettiin tuotteiden asiakasmäärät, vuosienergiat sekä tehotiedot, joiden perusteella voitiin laskea tuotteille osallistumis- ja tasoituskertoimet. Kyseisten kertoimien avulla voitiin myöhemmin ottaa tehojen risteily huomioon kohdistettaessa jakeluverkoston kustannuksia tuotteille. Analyysissä tarkasteltiin myös sähkön käytön kehittymistä TESV:n verkossa viime vuosina ja havaittiin, että kulutuksessa on ollut lievää kasvua. Tulevina vuosina siirrettävän sähkön määrän arvioidaan pysyvän melko vakaana.

Sähkön käytön analysoinnin jälkeen selvitettiin verkkotoiminnan kustannukset. Kustannusanalyysissä käytettiin kustannushistoriatietoja viime vuosilta sekä arvioita kustannusten kehittymisestä seuraavina vuosina. Kustannuksista kantaverkkomaksut, häviökustannukset ja tuottovaatimus kohdistettiin tariffien energiamaksuihin. Asiakaspalvelusta ja -neuvonnasta, mittauksesta, hallinnosta

sekä laskutuksesta aiheutuvat kustannukset kohdistettiin tariffien perusmaksuihin. Jakeluverkoston kustannukset, joihin kuuluvat esimerkiksi verkon käytöstä ja kunnossapidosta aiheutuvat kustannukset sekä investointikustannukset, kohdistettiin tuotteiden tehomaksuihin. Koska sulakepohjaiseen hinnoitteluun perustuvilla tuotteilla ei hinnastossa ole erillistä tehomaksua, sisällytettiin kyseisille tuotteille kohdistetut tehomaksut tuotteiden perusmaksuihin ja energiamaksuihin. Kun kustannukset olivat jaettu tuotteiden hintakomponenteille, voitiin tuotteet muodostaa. Muodostetuista kustannusvastaavista hinnoista voitiin havaita, että ne ovat keskimäärin melko lähellä aiemmin käytettyjä hintoja. Tulosten perusteella muodostuu kuitenkin erityisesti sulaketuotteiden perusmaksuihin hieman korotuspaineita ja vastaavasti samojen tuotteiden energiamaksuihin laskupaineita.

Lopullisten hintojen muodostumiseen vaikuttavaa merkittävästi se, kuinka tehomaksujen jakamisen yhteydessä painotetaan energia- ja perusmaksuja. Sulakepohjaiseen hinnoitteluun perustuvien tuotteiden kohdalla perusmaksujen porrastus toteutettiin siten, että perusmaksu on verrannollinen tuotteen sulakekoon kautta varaaman tehon kanssa.

Kustannusvastaavuus ei ole ainoa periaate, joka on huomioitava tuotteita muodostettaessa. Tämän takia suoritettiin tuotteiden muotoilu. Muotoilun tarkoitus on saattaa tuotteet sellaiseen muotoon, että ne ovat riittävän yksinkertaisia eikä asiakkaille aiheutuisi huomattavan suuria muutoksia kokonaissiirtomaksuihin. Lisäksi muotoilulla vaikutetaan tuotteiden ohjaavuuteen, jonka tavoitteena on saada asiakkaat valitsemaan siirtotuotteensa niin, että verkon käyttö olisi mahdollisimman tehokasta. Niinpä myös nämä asiat huomioitiin lopullisia maksukomponentteja muotoiltaessa. Kustannusvastaavuuslaskennan tuloksena saatiin lisäksi taulukkolaskentasovellus, jonka avulla siirtohintojen kustannusvastaavuutta voidaan arvioida myös tulevaisuudessa muuttamalla laskennassa esiintyviä lähtöarvoja sen hetkiseksi arvoiksi. Tulevaisuudessa yhä suurempi osa laskennassa

käytettävistä lähtöarvoista saadaan AMR-laitteiden avulla, jolloin laskennan virhemarginaali pienenee.

Kustannusvastaavuuslaskennan jälkeen tarkasteltiin tulevaisuuden mahdollisuuksia ja haasteita siirtohinnoittelun näkökulmasta. Suurin kehityspotentiaali tulee lähivuosina painottumaan etäluettavien mittareiden ympärille. TESV:n suunnitelmien mukaan kaikkien verkon käyttöpaikkojen on tarkoitus olla etäluennan piirissä vuoden 2011 loppuun mennessä. Laitteiden käyttöönoton jälkeen saadaan tarkat tuntikohtaiset mittaustiedot jokaisen asiakkaan pätö- ja loistehon tarpeesta. Tietojen perusteella voidaan laskea aiheuttamisperiaatteen mukaiset siirtohinnot entistä tarkemmin, koska tiedetään täsmällisesti eri verkon tasojen huipputehojen arvot ja niiden ajoittuminen. Lisäksi tiedetään jokaisen asiakkaan ja tuotteen huipputeho sekä verkon huipputehoon osallistuva teho. Näin ollen voidaan määrittää osallistumis- ja tasoituskertoimet hyvin tarkasti ja jakaa verkostokustannukset entistä oikeudenmukaisemmin niiden aiheuttajille. AMR-laitteiden ansiosta mittausten lukumäärillä ei ole kustannusten suhteen juurikaan merkitystä, joten yksi- ja kaksiaikamittausten välinen kustannusero tulee katoamaan. Lisäksi laskutuskustannukset pienenevät, kun asiakkaille ei tarvitse lähettää enää arvio- ja tasauslaskuja erikseen, vaan laskutus tapahtuu asiakkaan todellisen kulutuksen mukaan.

Vuonna 2012 alkaa EMV:n kolmas valvontakausi, jonka mukanaan tuomat uudistukset on hyvä huomioida myös siirtohinnoittelussa. Lisäksi kantaverkkoyhtiö Fingrid uudistaa kyseisenä vuonna kantaverkkohinnoitteluaan. Kantaverkkomaksut siirtyvät sellaisinaan jakeluverkkoyhtiön siirtohintoihin, joten uudistus on hyvä ottaa huomioon.

Myöhemmin tulevaisuudessa siirtohinnoitteluun vaikuttavia tekijöitä voivat olla esimerkiksi sähkön laatu, kuormien ohjauksen käyttäminen tehohuippujen



tasaamisessa, sähköautojen ja hajautetun tuotannon lisääntyminen sekä energiavarastoinnin kehittyminen. Sähkön laatu on tullut esille vahvasti jo EMV:n toisella valvontakaudella ja häiriöttömän sähkön saanti on korostunut nykyaikana. Tulevaisuudessa teknisten laitteiden määrien lisääntyessä voi sähkön laadun merkitys korostua yhä enemmän. Sähkön laatu voitaisiin siirtohinnoissa huomioida esimerkiksi luomalla sähkön toimituksen häiriöttömyyden kannalta kriittisille asiakkaille suunnattu tuote, jossa laadukkaan sähkön toimitus olisi varmistettu. Kyseinen tuote olisi kalliimpi, mutta se voisi silti olla järkevin vaihtoehto sellaisille asiakkaille, joille sähkön toimituksen häiriöttömyys olisi esimerkiksi liiketoiminnan kannalta erityisen tärkeää. Toisaalta laatu voitaisiin huomioida hinnoissa sanktioilla, joita asiakkaille koituisi esimerkiksi loistehon kulutuksesta tai häiriöiden tuottamisesta verkkoon päin.

Siirtohinnoittelun keinoin toteutettu kuormien ohjaus on perinteisesti perustunut yöajalle asetettuun halvempaan siirtohintaan, jonka seurauksena esimerkiksi lämminvesivaraajat ja varaavat sähkölämmitykset ovat yöaikaan käytössä. Tulevaisuudessa kuorman ohjaus voisi kuitenkin olla aktiivisempaa. Eräs mahdollisuus olisi esimerkiksi siirtotuote, jossa kaikille kulutushuippujen ajankohdille olisi asetettu korkeampi hinta. Lisäksi varaavat kulutuskomponentit eivät käynnistyisi samanaikaisesti, vaan esimerkiksi porrastetusti tai satunnaisesti tietyn ajanjakson aikana. Näin verkon huipputehoja saataisiin laskettua ja verkon käyttö olisi energia- ja kustannustehokkaampaa. Aktiivisen kuorman ohjauksen ja siirtohinnoittelun yhteiskeinoin voidaan verkon kuormituksen tasoittumiseen todennäköisesti vaikuttaa tehokkaimmin.

Myöhemmin tulevaisuudessa sähköautojen ja hajautetun tuotannon lisääntyminen voivat mahdollistaa kysynnän jouston. Lisäksi energian varastoinnin mahdollinen kehittyminen tulevaisuudessa voi luoda mahdollisuuksia, joiden perusteella voitaisiin kuormituksen ajallista jakautumista tasata akkujen avulla ja

ideaalitapauksessa verkon kuormituskäyrästä muodostuisi vaakasuora viiva. Tasaus toteutettaisiin lataamalla akkuja pienemmän kuormituksen aikaan ja kuormituksen kasvaessa yli keskimääräisen kulutuksen alettaisiin akkuja purkaa. Sähköautot voisivat olla yksi vaihtoehto akkukapasiteetiksi. Ideaalitapauksessa siirtohintojen energiamaksujen porrastamiselle ajan suhteen ei enää välttämättä olisi tarvetta.

Siirtohinnoittelun kehitystyö on jatkuvaa ja pitkäjänteistä työtä. Työn tarkoituksena on vastata niin tekniikan kehittymisen kuin yhteiskunnan muuttuvien tarpeidenkin luomiin haasteisiin. Siirtohinnoittelun avulla voidaan edistää energiatehokasta verkkokäyttöä. Samalla kun energiatehokkuus paranee, verkon mitoitusarve pienenee ja myös investointikustannukset pienenevät. Tämä voidaan heijastaa myös siirtohintoihin hintojen laskuna. Verkon tehokas käyttö on siis niin verkkoyhtiön, verkkoon liittyneiden asiakkaiden kuin yhteiskunnallisesti tärkeiden tavoitteiden toteuttamisenkin näkökulmasta tarkasteltuna tavoittelemisen arvoinen asia.

## Lähdeluettelo

- (EMV 2004) Energiamarkkinavirasto. Sähkön jakeluverkkotoiminnan hinnoittelun kohtuullisuuden arvioinnin suuntaviivat vuosille 2005-2007. Saatavissa www-muodossa:  
<http://www.emvi.fi/select.asp?gid=28&languageid=246>.  
 [Viitattu 12.5.2010]
- (EMV 2007) Energiamarkkinavirasto. Sähkön jakeluverkkotoiminnan hinnoittelun kohtuullisuuden arvioinnin suuntaviivat vuosille 2008-2011. Saatavissa www-muodossa:  
<http://www.emvi.fi/select.asp?gid=28&languageid=246>.  
 [Viitattu 12.5.2010]
- (EMV 2010a) Energiamarkkinavirasto. Selvitys sähkötariffien hintakomponenttien kehityksestä vuosina 2000-2010. Saatavissa www-muodossa:  
<http://www.emvi.fi/data.asp?articleid=1866&pgid=59>  
 [Viitattu 7.5.2010]
- (EMV 2010b) Energiamarkkinaviraston Internet-sivut. Saatavissa www-muodossa:  
<http://www.energiamarkkinavirasto.fi/data.asp?articleid=201&pgid=39> [Viitattu 11.5.2010]
- (EMV 2010c) Energiamarkkinavirasto. Älykkäämmät sähköverkot Suomessa. Saatavissa www-muodossa:  
<http://www.energiamarkkinavirasto.fi/data.asp?articleid=1998&pgid=205> [Viitattu 20.7.2010]
- (EMV 2010d) Energiamarkkinavirasto. Sähköverkkokomponenttien yksikköhinnat 2010. Saatavissa www-muodossa:  
<http://www.energiamarkkinavirasto.fi/data.asp?articleid=1774&pgid=195> [Viitattu 5.8.2010]

- (EU 2006) Euroopan parlamentin ja neuvoston direktiivi 2006/32/EY.  
Saataavissa www-muodossa:  
<http://eurlex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=CELEX:32006L0032:FI:HTML> [Viitattu 24.5.2010]
- (Fingrid 2010) Fingrid Oy. Kantaverkkopalvelut. Saataavissa www-muodossa:  
<http://www.fingrid.fi/portal/suomeksi/palvelut/kantaverkkopalvelut/> [Viitattu 12.6.2010]
- (IEEE 2009a) Bruno, S. Lamonaca, S. La Scala, M. Rotondo, G. Stecchi, U. Bukarest, 2009. IEEE Bucharest Power Tech Conference: Load control through smart-metering on distribution networks
- (IEEE 2009b) Voropai, N. Hammons, T. Calgary, 2009. IEEE PES General Meeting: Distributed Generation: Operation and Control Problems – Asian and Australian Experience
- (Lakervi 2008) Lakervi, E. Partanen, J. Sähkönjakelutekniikka. 2008. ISBN 978-951-672-357-3.
- (LTY 2009a) Partanen, J. Sähkömarkkinat, Opetusmoniste, 2009. Lappeenrannan teknillinen yliopisto [Viitattu 18.5.2010]
- (LTY 2009b) Partanen, J. Sähkömarkkinat, luentokalvot, 2009. Siirtohinnoittelun perusteet. [Viitattu 25.5.2010]
- (LTY 2010) Lappeenrannan teknillinen yliopisto. Tutkimusraportti: Nykyisen valvontamallin toimivuuden ja ohjausvaikutusten arviointi, 2010. Saataavissa www-muodossa:  
<http://www.energiamarkkinavirasto.fi/select.asp?gid=329&languageid=246> [Viitattu 11.5.2010]
- (NordPool 2010) Nord Pool. Elspot prices at Nord Pool Spot. Saataavissa www-muodossa: <http://www.nordpoolspot.com/reports/systemprice/> Viitattu [12.7.2010]
- (OEB 2009) Ontario Energy Board. Regulated Price Plan – Time of Use Prices. Saataavissa www-muodossa:

- [http://www.oeb.gov.on.ca/OEB/\\_Documents/For%20Consumers/time\\_use\\_chart.pdf](http://www.oeb.gov.on.ca/OEB/_Documents/For%20Consumers/time_use_chart.pdf) Viitattu [18.5.2010]
- (OEB 2007) Ontario Energy Board. Smart Price Pilot. Saatavissa www-muodossa: <http://www.oeb.gov.on.ca/documents/cases/EB-2004-0205/smartpricepilot/OSPP%20Final%20Report%20-%20Final070726.pdf> [Viitattu 18.5.2010]
- (Pantti 2010) Pantti, J. Sähkön siirtotuotteiden hinnoittelusovelluksen kehittäminen. Diplomityö, 2010. Tampereen teknillinen yliopisto.
- (Roivainen 2003) Roivainen, P. Imatran seudun sähkö Oy:n siirto- ja myyntituotteiden kehityssuunnitelma. Diplomityö, 2003. Lappeenrannan teknillinen yliopisto.
- (SML 1995) Sähkömarkkinalaki 386/1995. Saatavissa www-muodossa: <http://www.emvi.fi/select.asp?gid=42&pgid=42> [Viitattu 7.5.2010]
- (TE 2009) Turku Energia Oy. Vuosikertomus 2009. Viitattu [14.5.2010]
- (TESV 2008) Turku Energia Sähköverkot Oy. Siirtohinnoisto 1.1.2008 alkaen [Viitattu 18.5.2010]
- (Toivonen 2010) Toivonen, K. Siirtohinnoittelu sähkönjakeluverkkoyhtiössä. Diplomityö, 2010. Lappeenrannan teknillinen yliopisto.

Liite I: Siirtotuotteiden perusmaksujen muodostuminen

Tuote	Mittaus- kustannukset [€/a]	Laskutus- kustannukset [€/a]	Muut asiakas- ja hallintokustannukset [€/a]	Yhteensä [€/a]	Yhteensä [€/kk]
Yleis	12,97	12,62	4,43	30,22	2,50
Yö	12,97	22,23	4,43	39,83	3,30
Kausi	12,97	22,23	4,43	39,83	3,30
Tehosiirto PJ	12,97	25,78	4,43	43,38	3,60
Keskijännitesirto	12,97	25,78	38,04	76,62	6,40
Alueverkkosiirto	12,97	25,78	23,06	61,64	5,15
Tilapäissiirto PJ	12,97	13,35	4,43	30,95	2,56
Tilapäissiirto KJ	12,97	25,78	38,04	76,62	6,40

Liite II: Siirtotuotteiden kulutusmaksujen muodostuminen

Tuote	Häviöt AV [snt/kWh]	Häviöt KJ [snt/kWh]	Häviöt PJ [snt/kWh]	Kanta- ja alueverkko- maksut [snt/kWh]	Kate [snt/kWh]	Yhteensä [snt/kWh]
Yleis	0,01	0,08	0,10	0,28	0,56	1,04
Yö	0,01	0,08	0,10	0,28	0,56	1,04
Kausi	0,01	0,08	0,10	0,28	0,56	1,04
Tehosiirto PJ	0,01	0,08	0,10	0,28	0,56	1,04
Keskijännitesirto	0,01	0,08		0,28	0,56	0,94
Alueverkkosirto	0,01			0,28	0,56	0,86
Tilapäissirto PJ	0,01	0,08	0,10	0,28	0,56	1,04
Tilapäissirto KJ	0,01	0,08		0,28	0,56	0,94

Liite III: Siirtotuotteiden tehomaksujen muodostuminen

Tuote	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
				[€/kW,a]	[€/kW,a]	[€/kW,a]	[€/kW,a]	[€/kW,a]	[€/kW,a]	[€/kW,a]
Yleis	0,72	0,59	0,69	0,54	0,60	1,50	1,15	2,28	2,23	3,45
Yö.	0,42	0,86	0,93	0,54	0,60	1,50	1,15	2,28	2,23	5,01
Kausi	0,42	0,86	0,93	0,54	0,60	1,50	1,15	2,28	2,23	5,01
Tehosiirto PJ	1,00	0,69	0,66	0,54	0,60	1,50	1,15	2,28	2,23	4,65
Keskijännitesiiro	0,94	0,93		0,54	0,60	1,50	1,15			3,31
Alueverkkosiirto	0,97	0,93		0,54	0,60					1,03
Tilapäissiirto PJ	0,94	0,97	0,32	0,54	0,60	1,50	1,15	2,28	2,23	4,85
Tilapäissiirto KJ	0,94	0,93		0,54	0,60	1,50	1,15			3,31

- A Alue- ja keskijänniteverkon osallistumiskerroin  
 B Tasoituskierroin  
 C Pienjänniteverkon osallistumiskerroin  
 D Alueverkon käyttökustannukset  
 E Alueverkon pääomakustannukset  
 F Keskijänniteverkon käyttökustannukset  
 G Keskijänniteverkon pääomakustannukset  
 H Pienjänniteverkon käyttökustannukset  
 I Pienjänniteverkon pääomakustannukset  
 J Tehomaksu  $[AxBx(D+E+F+G)+CxBx(H+I)]$



Liite IV: Siirtotuotteiden sulakeporrastus ja muotoilu teoreettisessa tarkastelussa

Tuote	A [€/kW,a]	B [€/kW,a]	C [€/kW,a]	D [kpl]	E [kWh]	F [kW]	G [h]	H [kW]	I [€/kk]	J [snt/kWh]	K [€/kW,kk]
Yleis 3x25 ja 1-vaih.	3,45	1,84	1,61	54 871	180 579 289	17,32	326		2,66	0,50	
Yleis 3x35	3,45	1,84	1,61	2 200	22 498 288	24,25	326		3,72	0,50	
Yleis 3x50	3,45	1,84	1,61	515	7 570 805	38,11	326		5,84	0,50	
Yleis 3x63	3,45	1,84	1,61	1 482	33 436 547	43,65	326		6,69	0,50	
Yleis 3x80	3,45	1,84	1,61	288	11 499 212	55,43	326		8,50	0,50	
Yleis 3x100	3,45	1,84	1,61	412	20 633 702	69,28	326		10,62	0,50	
Yleis 3x125	3,45	1,84	1,61	394	20 238 878	86,60	326		13,28	0,50	
Yleis 3x160	3,45	1,84	1,61	315	28 462 587	110,85	326		17,00	0,50	
Yö 3x25 ja 1-vaih.	5,01	3,64	1,37	3 671	66 394 480	17,32	967		5,25	0,14	
Yö 3x35	5,01	3,64	1,37	2 769	58 846 131	24,25	967		7,36	0,14	
Yö 3x50	5,01	3,64	1,37	354	11 266 920	38,11	967		11,56	0,14	
Yö 3x63	5,01	3,64	1,37	411	14 034 418	43,65	967		13,24	0,14	
Yö 3x80	5,01	3,64	1,37	47	2 610 256	55,43	967		16,81	0,14	
Yö 3x100	5,01	3,64	1,37	72	5 486 441	69,28	967		21,02	0,14	
Yö 3x125	5,01	3,64	1,37	55	5 741 344	86,60	967		26,27	0,14	
Yö 3x160	5,01	3,64	1,37	55	9 129 341	110,85	967		33,62	0,14	
Kausi 3x25 ja 1-vaih.	5,01	3,64	1,37	1	15 000	17,32	967		5,25	0,14	
Kausi 3x35	5,01	3,64	1,37	2	37 844	24,25	967		7,36	0,14	
Kausi 3x50	5,01	3,64	1,37	4	330 744	38,11	967		11,56	0,14	
Kausi 3x63	5,01	3,64	1,37	6	692 447	43,65	967		13,24	0,14	
Kausi 3x80	5,01	3,64	1,37	0	0	55,43	967		16,81	0,14	
Kausi 3x100	5,01	3,64	1,37	0	0	69,28	967		21,02	0,14	
Kausi 3x125	5,01	3,64	1,37	1	247 590	86,60	967		26,27	0,14	
Kausi 3x160	5,01	3,64	1,37	2	142 291	110,85	967		33,62	0,14	
Tehosiirto PJ	4,65	0	2,61	1 442	445 029 733	231,08	1 336	85 878	0,00	0,20	0,66
Keskijännitesirto	3,31	0	1,14	142	472 156 000	2163,60	1 537	124 437	0,00	0,07	0,45
Aalueverkkosirto	1,03	0	0	3	96 245 000	23750,00	1 351	27 656	0,00	0,00	0,22
Tilapäissiirto PJ	4,85	1,4	3,45	101		28,50	863		3,33	0,40	
Tilapäissiirto KJ	3,31	0	1,14	0		2163,60	1 537		0,00	0,07	

- A Tehomaksu  
 B Tehomaksusta perusmaksuun  
 C Tehomaksusta energiamaksuun  
 D Asiakasmäärä  
 E Tariffin vuosienergia  
 F Asiakkaan teoreettinen huipputeho  
 G Käyttöaika teoreettisella huipputeholla  
 H Tariffin huipputeho  
 I Lisäys perusmaksuun [FxB/12]  
 J Lisäys energiamaksuun [C/Gx100]  
 K Tehomaksu [(A-B-C)/12xDxH]

Liite V: Siirtotuotteiden sulakeporrastus ja muotoilu, kun hinnastolla pyritään kustannusvastaavuuden lisäksi ohjaavuuteen ja stabiilisuuteen

Tuote	A [€/kW,a]	B [€/kW,a]	C [€/kW,a]	D [kpl]	E [kWh]	F [kW]	G [h]	H [kW]	I [€/kk]	J [snt/kWh]	K [€/kW,kk]
Yleis 3x25 ja 1-vaih.	3,45	0,5	2,95	54 871	180 579 289	17,32	326		0,72	0,90	
Yleis 3x35	3,45	0,5	2,95	2 200	22 498 288	24,25	326		1,01	0,90	
Yleis 3x50	3,45	0,5	2,95	515	7 570 805	38,11	326		1,59	0,90	
Yleis 3x63	3,45	0,5	2,95	1 482	33 436 547	43,65	326		1,82	0,90	
Yleis 3x80	3,45	0,5	2,95	288	11 499 212	55,43	326		2,31	0,90	
Yleis 3x100	3,45	0,5	2,95	412	20 633 702	69,28	326		2,89	0,90	
Yleis 3x125	3,45	0,5	2,95	394	20 238 878	86,60	326		3,61	0,90	
Yleis 3x160	3,45	0,5	2,95	315	28 462 587	110,85	326		4,62	0,90	
Yö 3x25 ja 1-vaih.	5,01	1,8	3,21	3 671	66 394 480	17,32	967		2,60	0,33	
Yö 3x35	5,01	1,8	3,21	2 769	58 846 131	24,25	967		3,64	0,33	
Yö 3x50	5,01	1,8	3,21	354	11 266 920	38,11	967		5,72	0,33	
Yö 3x63	5,01	1,8	3,21	411	14 034 418	43,65	967		6,55	0,33	
Yö 3x80	5,01	1,8	3,21	47	2 610 256	55,43	967		8,31	0,33	
Yö 3x100	5,01	1,8	3,21	72	5 486 441	69,28	967		10,39	0,33	
Yö 3x125	5,01	1,8	3,21	55	5 741 344	86,60	967		12,99	0,33	
Yö 3x160	5,01	1,8	3,21	55	9 129 341	110,85	967		16,63	0,33	
Kausi 3x25 ja 1-vaih.	5,01	1,8	3,21	1	15 000	17,32	967		2,60	0,33	
Kausi 3x35	5,01	1,8	3,21	2	37 844	24,25	967		3,64	0,33	
Kausi 3x50	5,01	1,8	3,21	4	330 744	38,11	967		5,72	0,33	
Kausi 3x63	5,01	1,8	3,21	6	692 447	43,65	967		6,55	0,33	
Kausi 3x80	5,01	1,8	3,21	0	0	55,43	967		8,31	0,33	
Kausi 3x100	5,01	1,8	3,21	0	0	69,28	967		10,39	0,33	
Kausi 3x125	5,01	1,8	3,21	1	247 590	86,60	967		12,99	0,33	
Kausi 3x160	5,01	1,8	3,21	2	142 291	110,85	967		16,63	0,33	
Tehosiirto PJ	4,65	2,3	-1,2	1 442	445 029 733	231,08	1 336	85 878	44,29	-0,09	1,15
Keskijännitesiiro	3,31	1,2	-1,2	142	472 156 000	2163,60	1 537	124 437	216,36	-0,08	0,68
Alueverkko-siiro	1,03	1,03	0,00	3	96 245 000	23750,00	1 351	27 656	2036,38	0,00	0,00
Tilapäissiiro PJ	4,85	4	0,85	101	2 488 000	28,50	863		9,50	0,10	
Tilapäissiiro KJ	3,31	2,27	1,18	0	0	2163,60	1 537		409,28	0,08	

- A Tehomaksu  
B Tehomaksusta perusmaksuun  
C Tehomaksusta energiamaksuun  
D Asiakasmäärä  
E Tariffin vuosienergia  
F Asiakkaan teoreettinen huipputeho  
G Käyttöaika teoreettisella huipputeholla  
H Tariffin huipputeho  
I Lisäys perusmaksuun [FxB/12]  
J Lisäys energiamaksuun [C/Gx100]  
K Tehomaksu [(A-B-C)/12xDxH/F]

Liite VI: Esimerkkiratkaisu lopullisesta hinnastosta

Tuote	Perusmaksu [€/kk]	Energiamaksu [snt/kWh]	Päätötehomaksu [€/kW,kk]	Loistehomaksu [€/kvar,kk]
Yleis 3x25 ja 1-vaih.	3,22	1,95		
Yleis 3x35	3,51	1,95		
Yleis 3x50	4,09	1,95		
Yleis 3x63	4,32	1,95		
Yleis 3x80	4,81	1,95		
Yleis 3x100	5,39	1,95		
Yleis 3x125	6,11	1,95		
Yleis 3x160	7,12	1,95		
Yö 3x25 ja 1-vaih.	5,90	1,38		
Yö 3x35	6,94	1,38		
Yö 3x50	9,02	1,38		
Yö 3x63	9,85	1,38		
Yö 3x80	11,62	1,38		
Yö 3x100	13,69	1,38		
Yö 3x125	16,29	1,38		
Yö 3x160	19,93	1,38		
Kausi3x25 ja 1-vaih.	5,90	1,38		
Kausi3x35	6,94	1,38		
Kausi3x50	9,02	1,38		
Kausi3x63	9,85	1,38		
Kausi3x80	11,62	1,38		
Kausi3x100	13,69	1,38		
Kausi3x125	16,29	1,38		
Kausi3x160	19,93	1,38		
Tehosiirto PJ	47,89	0,95	1,15	0,91
Keskijännitesierto	222,76	0,86	0,68	0,91
Alueverkkosiirto	2041,53	0,86	0,00	0,91
Tilapäissiirto PJ	12,06	1,14		
Tilapäissiirto KJ	415,68	1,02		