



TAMPEREEN TEKNILLINEN YLIOPISTO  
TAMPERE UNIVERSITY OF TECHNOLOGY

VEERA VUOHELAINEN

KAUPUNKIVERKKOYHTIÖN SÄHKÖNSIIRTOTUOTTEIDEN  
UUDISTAMINEN

Diplomityö

Tarkastaja: professori Pertti  
Järventausta  
Tarkastaja ja aihe hyväksytty  
Tieto- ja sähkötekniikan  
tiedekuntaneuvoston kokouksessa  
1. helmikuu 2017

## **ABSTRACT**

### **TAMPERE UNIVERSITY OF TECHNOLOGY**

Master`s Degree Programme in Electrical Engineering

Distribution tariff design in the urban distribution network company, 82 pages, 29

Appendix pages

September 2016

Major: Power systems and Market

Examiner: Professor Pertti Järventausta

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

Distribution network business is strictly controlled and regulated industry in Finland. Laws and regulations contribute equal treatment and customer-oriented operations when there is lack of competition in the monopoly market. The Finnish Energy Authority supervises reasonable pricing of distribution tariffs and execution of electricity market act.

In the future electricity demand is changing when electricity users become more and more environmentally friendly as well as technology is developed even further. Improving energy efficiency doesn't necessary mean lower peak powers in the grid. Therefore, capacity based distribution tariff offers potential option to guide electricity use and adjust the peak power. This thesis focuses to survey possible changes that customers and distribution network company undergo by the power based distribution tariffs.

New distribution tariffs are determined to execute matching principle. Moreover, distribution network company`s economical target needs to be taken into account when setting the new prices. After new prices has been set it is time to model the effects of the new tariff structure. The modeling has been executed for different types of electricity users with developed load models. In addition, there is comparison between different customer group`s economic effects for distribution network company.

## TIIVISTELMÄ

### TAMPEREEN TEKNILLINEN YLIOPISTO

Sähkötekniikan koulutusohjelma

Kaupunkiverkkoyhtiön sähkönsiirtotuotteiden uudistaminen, 82 sivua, 29 liitesivua

Syyskuu 2016

Pääaine: Sähköverkot ja -markkinat

Tarkastaja: professori Pertti Järventausta

Avainsanat: Sähkön siirtohinnoittelu, siirtotariffi, jakeluverkkoliiketoiminta

Jakeluverkkoliiketoiminta on tarkoin valvottu ja säännelty toimiala Suomessa. Lait ja säädökset kannustavat tasapuoliseen ja asiakaslähtöiseen toimintaan, kun monopoliasemassa olevien jakeluverkkoyhtiöiden välistä normaalia kilpailua ei sähkönsiirtoliiketoiminnassa synny. Energiavirasto valvoo sähkönsiirtohintojen kohtuullisuutta ja sähkömarkkinalain toteutumista, millä varmistetaan siirtotariffien kohtuullinen hinnoittelu jakeluverkkoyhtiön kattaessa kustannuksensa pääasiassa sähkönsiirrosta perittävillä maksuilla.

Sähkökäyttäjien ympäristötietoisuuden lisääntyessä ja uuden tekniikan kehittyessä on kulutuskäyttäytyminen muuttumassa. Energiatehokkuuden parantuminen ei madalla jakeluverkon kuormitushuippuja, jolloin tehopohjainen sähkönsiirtotariffi tarjoaa vaihtoehdon sähkökäyttäjien kulutuksen ohjaamiseen verkon kuormitushuippujen tasaamiseksi. Diplomityössä kehitetyillä tuoterakenteilla tutkitaan tehopohjaisten siirtotariffien tuomia muutoksia kaupunkiverkkoyhtiössä niin jakeluverkkoyhtiön kuin asiakkaan näkökulmasta.

Uusien siirtotariffien hinnoittelu toteutetaan aiheuttamisperiaatetta noudattaen ja muokataan jakeluverkonhaltijan taloudellisia tavoitteita toteuttavaksi kokonaisuudeksi. Kuormitusmallien avulla mallinnetaan sähkökäyttäjille sähkönsiirrosta uudella tuotevalikoimalla aiheutuvia vuotuisia kustannuksia. Lisäksi vertaillaan tuotekohtaisesti tyyppikäyttäjryhmittäin liikevaihdon muutosta jakeluverkkoyhtiölle. Työn tuloksissa otetaan myös kantaa siirtotariffirakenteen uudistumisen tuomiin haasteisiin.

## ALKUSANAT

Tämä diplomityö on tehty Tampereen Sähkölaitos Oy:lle, jossa työni ohjaajana toimi kehitysjohtaja Mika Pekkinen. Haluan kiittää häntä mielenkiintoisesta aiheesta ja suuntaviivoista diplomityölle. Erityiskiitokset myös Marko Lundströmmille ja Petri Sihvolle monipuolisista näkökulmista työn eri vaiheissa sekä Timo Mäkelälle hyvästä IT-puolen tuesta. Kiitokset myös koko Sähköverkko-tiimille iloisesta ja kannustavasta työilmapiiristä.

Diplomityön tarkastajana toimi professori Järventausta, jota haluan kiittää työn kommentoinnista ja tarkastamisesta. Lisäksi kiitokset Kimmo Lummille osallistumisesta projektiin.

Olen kiitollinen perheeni tarjoamasta tuesta opiskelujeni aikana ja erityisesti veljeni antamista neuvoista matkan varrella. Kiitokset vielä ystäväilleni ja opiskelukavereilleni, joiden ansiosta opiskeluaikani on ollut täynnä naurua ja hyviä hetkiä.

Tampere 29.9.2016

Veera Vuohelainen

## SISÄLLYSLUETTELO

1	JOHDANTO .....	1
	1.1 Tampereen Sähköverkko Oy .....	1
	1.2 Työn tavoitteet ja rajaukset .....	3
2	SÄHKÖNJAKELUVERKKOLIIKETOIMINTA .....	4
	2.1 Valvontamenetelmät.....	5
	2.2 Strategiat ja tavoitteet.....	8
	2.3 Kustannukset ja niiden kohdistaminen.....	9
	2.4 Sallittu tuotto .....	10
	2.5 Liiketoiminnan riskit .....	13
3	SIIRTOTUOTTEIDEN MUODOSTUMINEN .....	15
	3.1 Sähköhinnan muodostuminen .....	15
	3.2 Siirtotariffien rakenne .....	16
	3.3 Siirtohinnoittelun periaatteet .....	17
4	SÄHKÖNKÄYTÖN MUUTOKSET .....	19
	4.1 Kysynnänjousto .....	20
	4.2 Sähköautot.....	22
	4.3 Lämpöpumput .....	22
	4.4 Mikrotuotanto.....	23
5	TAMPEREEN SÄHKÖVERKON SIIRTOTUOTTEET .....	25
	5.1 Tampereen Sähköverkko Oy:n nykyiset tuotteet .....	25
	5.2 Nykyinen siirtohinnoittelu.....	26
	5.3 Nykyisen siirtotariffin hintavertailu .....	27
	5.4 Etäluettavat mittarit .....	28
6	KULUTUSANALYYSI.....	29
	6.1 Kuormituksen satunnaisvaihtelu .....	29
	6.2 Tehojen risteily.....	31
	6.3 Kuormituskäyrien muodostaminen .....	31
7	KUSTANNUSANALYYSI .....	35
	7.1 Kustannuslaskentamenetelmät .....	35
	7.2 Kustannustenjako .....	36
	7.3 Jako maksukomponenteille .....	38
	7.4 Osallistumis- ja tasoituskerroin .....	40
8	UUDET SIIRTOTUOTEVAIHTOEHDOT .....	42
	8.1 Tuote 1.....	42
	8.2 Tuote 2.....	43
	8.3 Tuote 3.....	43
	8.4 Tuote 4.....	44
	8.5 Aiheuttamisperiaatteen mukainen hinnoittelu.....	44
	8.5.1 Tuote1 hinnoittelu .....	45

8.5.2	Tuote 2 hinnoittelu .....	52
8.5.3	Tuote 3 hinnoittelu .....	52
8.5.4	Tuote 4 hinnoittelu .....	52
8.5.5	Eri tuotteilla saavutettava liikevaihto.....	55
8.6	Hinnoittelu liikevaihtotavoitteiden mukaan .....	56
9	YKSITTÄISTEN ASIAKKAIDEN MAKSAMA VUODEN SÄHKÖNSIIRTOMAKSU .....	58
9.1	Kerrostalokäyttäjät, sulakekoko 1 X 25 A ja 3 X 35 A.....	58
9.2	Omakotitalokäyttäjä, sulakekoko 3 X 25 A ja 3 X 35 A.....	64
9.3	Liikevaihto tyyppikäyttäjärhmittäin.....	72
9.4	Jatkotutkimustarpeet.....	73
9.5	Lopputulokset.....	73
10	YHTEENVETO .....	77
	LÄHTEET .....	78

LIITE 1: TAMPEREEN SÄHKÖVERKKO OY:N SIIRTOHINNAT

LIITE 2: MARKKINAHINTA VERTAILU

LIITE 3: KESKIMÄÄRÄISTEN SÄHKÖNKÄYTTÄJIEN KULUTUSDATA

LIITE 4: TYYPPIKÄYTTÄJÄRYHMIEN LIIKEVAIHDOLLINEN MUUTOS

## LYHENTEET JA MERKINNÄT

AMR	Automaattinen mittarinluenta (Automatic meter reading)
CAP	Tuottoasteen laskentamenetelmä (Capital asset pricing model)
DP	vieraan pääoman riskipreemio
JHA	Jälleenhankinta-arvo
KAH	Keskeytyksiä aiheuttanut haitta
LP	likvidittömyyspreemio
NKA	Nykykäyttöarvo
PJ	Pienjännite
WACC	Painotetun pääoman kustannuslaskenta (Weighted Average Cost Of Capital)
$\beta_{\text{velallinen}}$	velallinen beeta
$C_D$	vieraan pääoman kohtuullinen kustannus
$C_E$	oman pääoman kohtuullinen kustannus
D	verkkotoimintaan sitoutunut oikaistu korollinenvieraspääoma
E	verkkotoimintaan sitoutunut oikaistu oma pääoma
$E_r$	käyttäjryhmän r vuosienenergia
$K_{KP}$	kustannuspaikan KP yksikkökustannus
n	samantyyppisten sähkökäyttäjien määrä
$n_1$ ja $n_2$	samantyyppisten sähkökäyttäjien määrä
$\sigma$	hajonta
$\sigma_1$ ja $\sigma_2$	tyyppikäyttäjryhmien hajonnat
$OK_{T,KP}$	sulakeportaan T kustannuspaikan KP osallistumiskeroin
$\bar{P}$	keskiteho
$\bar{P}_1$ ja $\bar{P}_2$	keskiteho
$P_{\text{max}}$	huipputeho
$P_{ri}$	käyttäjryhmän r ajankohdan i tuntikeskiteho
$P_{T,KP;osallistuva}$	sulakeportaan T kustannuspaikan KP huippukuormitusajan tehoon osallistuva teho
$P_{T,summa}$	sulakkeen T yksittäisten asiakkaiden huipputehojen summa
$Q_{ri}$	käyttäjryhmän r ajankohtaa i vastaava 2-viikkoindeksi
$q_{ri}$	käyttäjryhmän r ajankohtaa i vastaava tunti-indeksi
$R_k$	kohtuullinen tuotto.
$R_m$	markkinoiden keskimääräinen tuotto
$R_r$	riskitön korkokanta
t	voimassaoleva yhteisverokanta
$TK_T$	sulakkeen T tasoituskerroin
$TM_T$	sulakeportaan T tehomaksu
z	todennäköisyyden mukainen kerroin normaalijakaumasta

# 1 Johdanto

Sähkön siirtohinnoittelu on viime aikoina ollut niin median kuin tutkimuksen kiinnostuksen kohteena. Sähkön siirtohinnoittelun merkittävät muutokset nousevat monesti päivän uutisotsikoihin. Vuosien saatossa akateemiset tutkimukset ovat koskettaneet niin sähkötariffien hinnoittelumekanismia kuin tuoterakenteen muutoksia. Mielenkiinto tehopohjaiseen siirtohinnoitteluun on kasvanut jakeluverkkoyhtiöissä sitä mukaa, kun sähkökäyttäjien kulutuskäyttäytyminen on muuttunut, tekniikka kehittynyt ja sähkönmyyntiyhtiöiden tuotteet uudistuneet.

Suomessa tehopohjaisia siirtotariffeja ei vielä ole tarjolla pienasiakkaille vaan lähinnä suuremmat sähkökuluttajat kuten teollisuusasiakkaat maksavat kiinteän perusmaksun ja energiamaksun lisäksi kuormituksestansa tehomaksua. Ruotsissa Sollentuna Energi & Miljö AB on siirtynyt jo tehopohjaisiin siirtotuotteisiin myös pienasiakkaiden laskutuksessa. Tässä diplomityössä tavoitteena on selvittää minkälaisia muutoksia Tampereen paikalliselle kaupunkiverkkoyhtiölle sekä verkkoalueen asiakkaille tehopohjaiseen siirtohinnoitteluun siirtyminen aiheuttaisi. [28]

## 1.1 Tampereen Sähköverkko Oy

Vuodenvaihteen 2015-2016 rakennemuutoksen myötä Tampereen kaupungin omistuksessa oleva Tampereen Sähkölaitos energiakonserni koostuu emoyhtiönä toimivasta Tampereen Sähkölaitos Oy:stä sekä Tampereen Vera Oy:stä, Tammervoima Oy:stä että Tampereen Sähköverkko Oy:stä. Tampereen Sähköverkko Oy harjoittaa sähkönjakeluliiketoimintaa pääosin Tampereen alueella. Tampereen jakeluverkon haltijan verkkoalue näkyy kuvassa 1 rajattuna. [32]





**Taulukko 1.** Tampereen Sähköverkko Oy:n tunnusluvut [32]

Tunnusluvut 2015	
Sähkön kokonaiskulutus	1,8 TWh
Huipputeho	318 MW
Sähköasemia	13 kpl
Muuntamoita	1 357 kpl
Sähköverkkoa	3 726 km
Maakaapelointiaste	67 %
Asiakkaita	144 025
Henkilöstö	50

Tampereen Sähkölaitos konsernin tavoitteena on taata toiminnallaan ympäristöystävällisten tuotantomuotojen edistäminen ja energiatehokkuus. Konsernille tärkeinä arvoina toimivat myös paikallisuus ja asiakaslähtöisyys. Vastaavasti Tampereen Sähköverkko Oy noudattaa toiminnassaan sekä yhdenmukaisia että syrjimättömiä käytäntöjä varmistaen niin asiakkaiden kuin muiden sähkökaupan osapuolien tasapuolisen kohtelun. [32]

## 1.2 Työn tavoitteet ja rajaukset

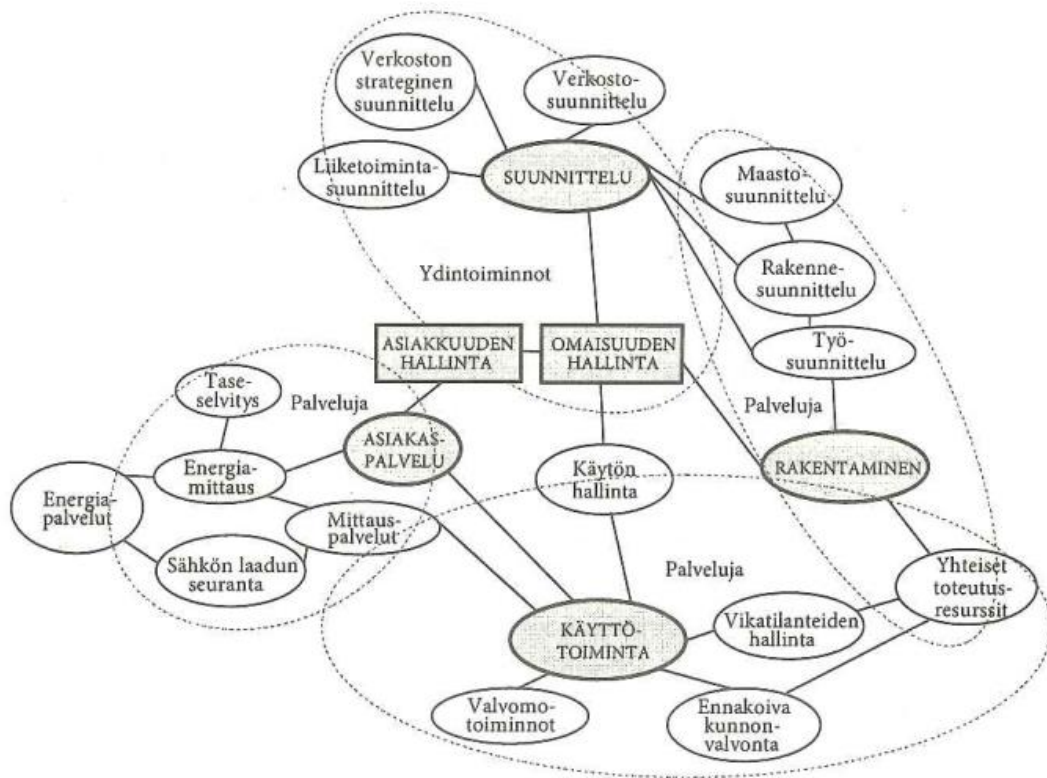
Työssä tutkitaan uusien, tehopohjaisten siirtotariffien vaikutusta Tampereen Sähköverkko Oy:n liiketoimintaan sekä kaupunkiverkkoalueen sähkökäyttäjiin. Työssä kehitetyillä siirtotariffeilla mallinnetaan pienjänniteverkkoon liittyneiden asiakkaiden hinnoittelumuutoksen tuomia taloudellisia muutoksia. Keskijänniteverkon ja 110 kV:n sähköverkon asiakkaat jätetään tutkimuksen ulkopuolelle, sillä näiden verkkotasojen siirtotuotteissa huomioidaan jo ennestään sähkökäyttäjien vuosittaiset kuormitushuiput. Lisäksi asiakasmäärän osalta keskijännitteen ja 110 kV:n sähköverkon käyttäjiä on hyvin vähän verrattuna pienjänniteverkon asiakasmäärään. Pienjänniteverkon sähkökäyttäjistä keskitytään erityisesti kerrostalo- ja omakotitaloasiakkaisiin eri sulakeportilla. Tavoitteena on myös selvittää tehopohjaisen hinnoittelun tuomat haasteet ja mahdollisuudet jakeluverkkoyhtiölle.

## 2 Sähkönjakeluverkkoliiketoiminta

Sähköverkko toimii sähkön siirtokanavana tuotantolaitoksen ja asiakkaan välillä luoden puolueettoman markkinapaikan kaikille sähkökaupan osapuolille. Sähköverkko on jaettavissa koko Suomen kattavaan kantaverkkoon sekä erillisiin jakeluverkkoihin. Kantaverkkoyhtiönä toimii Fingrid Oy, ja jakeluverkkoyhtiöitä on noin 80 kappaletta. [10,5,26]

Sähköverkkoliiketoiminta on luonnollista monopolitoimintaa, sillä vierekkäisten sähköverkkojen rakentaminen samalle alueelle ei ole kustannussyistä kannattavaa. Terveen kilpailun puuttuessa markkinoilta on oleellista tarkoin säännellä ja valvoa monopolitoimintaa erilaisilla lailla ja säädöksillä. Tällöin verkkoliiketoiminta säilyy tasapuolisena ja asiakaslähtöisenä toimintana, jossa ratkaisut toteutetaan kustannustehokkaasti. Taloudellisen valvonnan lisäksi pyritään säädöksillä kannustamaan verkoston tekniseen käyttövarmuuteen. Suomessa verkkoliiketoimintaa valvovat työ- ja elinkeinoministeriö ja sen alisuudessa Energiavirasto, joka muun muassa myöntää verkkoluvat ja maantieteelliset toiminta-alueet yhtiöille. Lainsäädäntöä ja valvontaa käsitellään lisää myöhemmin kappaleessa 2.1. [10,5]

Verkkoyhtiön liiketoiminta koostuu yhtiön taloudellisesta toimintasuunnitelmasta ja toteutuksesta, hallinnon tukipalveluista, energianmittauksesta, taseselvityksestä ja asiakaspalvelusta. Verkkojen suunnittelu, rakennuttaminen, käyttö ja kunnonvalvonta ovat osa yhtiöiden toimintaa. Kuvasta 2 nähdään verkkoyhtiön toiminnot kiteytettynä. Sähköverkon haltijan on mahdollista toteuttaa toiminnot omilla resursseilla tai ulkoisiin palveluihin nojautuen. Ulkoistaminen onkin nykyään lisääntymässä, mikä monesti lisää resurssien tehokasta kohdistamista mahdollistaen muuten monopoliasemassa toimivan jakeluverkkoyhtiön liiketoimintojen kilpailuttamisen. [20]



**Kuva 2.** Jakeluverkonliiketoiminnan eri toiminnot [20]

Seuraavaksi syvennyttään yksityiskohtaisemmin verkkoyhtiöiden liiketoimintaan toimintaympäristön haasteet sekä mahdollisuudet huomioiden.

## 2.1 Valvontamenetelmät

Lait ja säädökset ovat merkittäviä tekijöitä verkkoliiketoiminnalle ja sen sidosryhmille. Asiakkaiden oikeudet, kuten kohtuullinen hinnoittelu, sähkön laatuvaatimusten täyttyminen ja siirron toimitusvarmuus toteutuvat valvonnan avulla. Kansantalouden näkökulmasta tavoitteena ovat luotettava verkkojärjestelmä sekä kohtuulliset kustannukset sen toteuttamiseen. Tämän lisäksi sääntely takaa verkkoyhtiölle ennustettavan ja vakaan liiketoimintaympäristön, jolloin yhtiöllä on tarvittavat taloudelliset resurssit verkoston ylläpitoon ja kehittämiseen. [11]

Energia-alan valvonnan sääntelyn kokonaisvastuu on työ- ja elinkeinoministeriöllä (TEM), jonka valvonnan piiriin kuuluvat niin sähkönkäyttäjien eduista huolehtiminen kuin yritysten toimintaedellytykset. Energiavirasto, Kilpailu- ja kuluttajavirasto sekä Turvallisuus- ja kemikaalivirasto puolestaan valvovat sähkönsiirron toimintoja. Kyseisistä virastoista Energiaviraston valvonta keskittyy sähkömarkkinalain toteutumisen seurantaan ja markkinoiden toimivuuden takaamiseen. Kilpailu ja

kuluttajaviraston vastuualue puolestaan koostuu kuluttajan oikeuksien takaamisesta sekä kansantalouden tehostamisesta. Jakeluverkon teknisten ratkaisujen turvallisuutta kontrolloidaan Turvallisuus- ja kemikaalivirastossa, jonka tarkoituksena on tarkkailla sähköturvallisuuslain toteutumista. Poikkeustilanteiden varalta, kuten verkon toimintahäiriöiden sattuessa, Huoltovarmuuskeskus turvaa yhteiskunnan taloudellisten toimintojen toteutumisen. Nykyisin myös EU:n päätösvalta, joista tällä hetkellä erityisesti ympäristötavoitteet, vaikuttaa Suomen energia-alan sääntelyyn. [11]

Sähkömarkkinalain tavoitteena on varmistaa edellytykset sähkömarkkinoiden kestäväälle ja jatkuvalla toiminnalla siten, että sähkönkäyttäjälle pystytään toimittamaan laadukasta sähköä luotettavasti markkinaehtoiseen hintaan samalla myös edistään energian säästeliästä käyttöä ja tarjoten tarvittavat palvelut asiakkaille. Lain toteuttamiseksi Energiavirasto määrittelee verkonhaltijalle sallitun tuottoasteen tietylle ajanjaksolle, samalla kuitenkin kannustaen sähköverkon teknisen ylläpitoon ja kehittämiseen kustannustehokkaasti. Taloudellisten ja teknisten vaatimuksien toteutumista tarkkaillaan neljän vuoden valvontajaksoissa. Seuraava jakso on vuodesta 2016 vuoteen 2019 asti. [31]

Kuvassa 3 on yhteenveto kuluvan valvontajakson (2016-2019) valvontamenetelmistä. Kuvasta nähdään jakeluverkon rahallisten varojen sekä erilaisten kannustimien vaikutus valvontajakson ali-/ylijäämän määrittämiseen. Ali-/ylijäämää on mahdollista tasoittaa myös tulevana valvontajakson vuosina. Valvonta tapahtuu jälkikäteisesti, suuntaviivat on kuitenkin määritelty jokaiselle valvontajaksoille etukäteen.



*Kuva 3. Valvontajakson 2016 – 2019 valvontamenetelmät [7]*

Valvontajaksoilla käytetyt kannustimet toimivat ohjaavina tekijöinä verkonhaltijoille. Investointikannustin ohjaa kehittämään ja investoimaan tarpeeksi jakeluverkkoon. Energiavirasto valvoo tätä niin poistomenetelmän kuin investointitason seuranta. Laatumennyt seuranta tapahtuu KAH-laskennalla, jolla kannustetaan sähkön toimitusvarmuuteen. Tehostamiskannustin lasketaan StoNEd-menetelmällä ja se motivoi verkkoyhtiötä mahdollisimman kustannustehokkaaseen toimintaan. Innovaatiokannustimella pyritään nimensäkin mukaisesti innovatiivisten ratkaisujen käyttöönottoon niin teknisessä kuin toiminnallisessa mielessä. Toimintavarmuuden parantamiseksi on vasta uudistettu tavoite lyhentää keskeytyksen enimmäiskestoajoja kaikilla asiakkailta 2028 mennessä. Kaikki nämä vaikuttavat verkkoyhtiön oikaistun tuloksen laskentaan. [11]

Teknisen ja taloudellisen sääntelyn lisäksi Suomen lainsäädäntö vaikuttaa sähkökuluttajan siirronloppulaskuun verojen muodossa. Sähköveroluokkaan 1 kuuluu suurin osa sähkökäyttäjistä, kuten kotitaloudet, julkinen sektori, maataloussektori sekä palvelutoiminnot. Sähköveroluokan 2 mukaan verotetaan puolestaan valmistavaa teollisuutta harjoittavat teollisuusyritykset ja kasvihuoneviljelytilat. Sähkön arvonlisävero on 24%.

## 2.2 Strategiat ja tavoitteet

Talousteorian mukaan yhtiöiden toimintasuunnitelman eli strategian kautta tavoitellaan kilpailuetua muihin toimialan yhtiöihin verrattuna. Verkkoliiketoimintaan tämä ei kuitenkaan suoranaisesti päde sen toiminnan monopoliluonteesta johtuen. Toisaalta talousteoriasta tutut määritelmät kannattavan liiketoiminnan tavoittelusta, maksukykyisyyden ja vakavaraisuuden tärkeydestä pitävät paikkaansa myös jakeluverkkoyhtiöiden liiketoiminnan osalta. Kannattavan liiketoiminnan tavoittelu tarkoittaa yhtiön kyvykkyyttä kattaa niin lyhyen kuin pitkän aikavälin kustannukset. Maksuvalmius on selviytymistä juoksevista maksuista ja vakavaraisuus on yhtiön pääomarakenteesta riippuvainen suure, joka kertoo rahoituskustannuksista selviytymisestä. Edellä mainittujen tavoitteiden lisäksi on tärkeää vastata sidosryhmien odotuksiin. Liiketoiminnan toteutumiseksi tavoitteet pyritään saavuttamaan yhtiön strategian avulla. [38]

Sähkömarkkinoiden vapautumisen myötä verkkoyhtiöiden omistusrakenne on muuttunut. Ennen verkkoyhtiöt olivat usein kunnallisia liikelaitoksia, kun nykyisin on siirrytty pääsääntöisesti osakeyhtiöihin. Yhtiö- ja omistusrakenteen muutos on vaikuttanut osaltaan merkittävästi verkkoyhtiöiden tavoitteisiin ja tätä kautta liiketoiminnan strategioihin. Kuntasomisteiset yhtiöt tavoittelivat pääasiassa usein asiakkaiden etuja ja hyvää asiakastyytyväisyyttä, jolloin voitontavoittelulla ei ollut niin suurta osaa verkkoyhtiöiden toiminnassa vaan pikemminkin pyrittiin nolla tulokseen verotuksellisista syistä. Nykyään vaihtelevan omistusrakenteen ja erilaisten strategioiden vaikutuksen voi havaita verkonhaltijoiden pyrkimyksillä mahdollisimman suureen voiton tavoitteluun, kun taas toiset haluavat tarjota asiakkailleen mahdollisimman markkinaperusteista sähkönsiirtoa. Toisaalta hyvin organisoitu verkkotoiminta antaa verkonhaltijoille valmiudet tavoitella kumpaakin päämäärää samanaikaisesti. [38, 20]

Eri sidosryhmien tavoitteet sähkönsiirron suhteen voivat olla hyvinkin erilaisia ja monesti lyhyellä aikavälillä jopa ristiriidassa keskenään. Asiakkaiden tavoittelussa edullista sähkönsiirtoa, jakeluverkkoyhtiön osakkaat toivovat mahdollisimman suuria osinkoja ja yhtiön arvon kasvamista. Jakeluverkkoyhtiö puolestaan haluaisi mahdollisimman vakaan ja ennustettavan toimintaympäristön. Yhteiskunnallisesta näkökulmasta taas verotus ja asiakkaiden oikeuksien puolustaminen ovat tärkeitä. Lyhyen aikavälin tavoitteiden erilaisuudesta huolimatta, pitkällä aikavälillä sähköverkon uudistaminen ja ylläpitäminen on kaikkien sidosryhmien kannalta hyödyllistä ja kannattavaa. [38]

## 2.3 Kustannukset ja niiden kohdistaminen

Suuri osa jakeluverkonhaltijan pääomasta on kiinnitettyä verkko-omaisuuteen. Verkkoliiketoiminnasta aiheutuvat kustannukset voidaan pääpiirteittäin ajatella koostuvan jakeluverkon kustannuksista, kulutetun energian aiheuttamista kustannuksista sekä niin sanotuista muista kustannuksista. Kannattavan ja jatkuvan verkkoliiketoiminnan säilyttämiseksi tulisi kyseiset kustannukset kattaa sähkön siirtotoiminnan tuotoilla. [18]

Verkostokustannukset voidaan jaotella erikseen operatiivisiin kustannuksiin ja pääomakustannuksiin. Operatiiviset kustannukset aiheutuvat jakeluverkkohaltijan toiminnasta, kuten hallinnoinnista syntyvistä kuluista ja henkilöstökustannuksista. Sähköverkon käytön, kunnossapidon sekä suunnittelun kulut lukeutuvat operatiivisiin kustannuksiin. Lisäksi tonttien sekä rakennuksien vuokrat että ei-kontrolloitaviin operatiivisiin kustannuksiin jaotellut tyhjäkäyntihäviöt ovat osa tätä kustannuserää. Pääomakustannukset ovat puolestaan yhtiön rahallisia kuluja, joihin vaikuttavat verkkoon ja liiketoimintaan sitoutuneen pääoman suuruus sekä pääomarakenne, määritelty tuottoaste ja poistonopeus. Käytännössä verkon uusiminen vaatii siis investointeja, jotka on mahdollista rahoittaa joko vieraalla tai omalla pääomalla tai molemmilla. Oman pääoman riittävyys varmistetaan tuottoasteen avulla. Vieraan pääoman käytön yhteydessä kuluja kertyy myös maksettavista koroista. Tehdyt investoinnit kohdistetaan poistojen kautta jokaiselle tilikaudelle. Näin ollen investoinnit (poistot), lainojen korot sekä tuottovaatimus näkyvät pääomakustannuksina. [18, 19]

Kantaverkkoyhtiö Fingrid Oy perii kantaverkkomaksuja kantaverkon kautta siirretyn energian mukaan. Fingridin perimät hinnat on esitetty taulukossa 2. Kantaverkkomaksujen lisäksi sähkönsiirrosta aiheutuvat kuormitushäviöt luokitellaan energian määrästä riippuvaisiksi kustannuksiksi. Kuormitushäviöihin ei lasketa tyhjäkäyntihäviöitä vaikka verkonhaltija pyrkii hankkimaan molemmat mahdollisimman edullisesti kohdistuen kulut lopulta loppukäyttäjiltä perittäviin siirtohintoihin. [19, 15]



**Taulukko 2. Kantaverkkopalveluhinnasto [14]**

Kantaverkkopalveluhinnoittelu 1.1.2016 alkaen  (hinta ilman arvonlisävero)	
Kulutusmaksu, talviarvipäivä *)	7,90 €/MWh
Kulutusmaksu, muu aika	2,60 €/MWh
Kantaverkosta ottomaksu	1,03 €/MWh
Kantaverkkoon antomaksu	0,68 €/MWh
Voimalaitosten tehomaksu	141,67 €/MW, kk (1700 €/MW vuodessa)
Lyhyen käyttöajan energiamaksu	3,00 €/MWh

\*) Talvijakson pituus 900 h vuodessa, jouluhelmikuu ma-pe klo 7.00-21.00

Muita verkkojaketuliiketoiminnan kuluja ovat loistehon hankinnasta aiheutuvat kustannukset sekä asiakaskustannukset. Loistehon siirrosta aiheutuvat kustannukset ohjataan loistehon siirtotuotteelle. Sähkön loppukäyttäjistä aiheutuvia kustannuksia ovat asiakaspalvelun ylläpito sekä laskutus- että mittauskulut. Toimialan muuttuessa yhtiöille muodostuu monesti uusia kulueriä, mikä jakeluverkkoliiketoiminnassa on ollut havaittavissa muun muassa sähkömarkkinoiden vapautumisen myötä. Tuolloin esimerkiksi taseselvityksestä muodostui uusi kuluerä sähköverkkoyhtiöille. [19]

Sähköverkkoliiketoiminnan luonteesta johtuen kustannuksien kohdistaminen suoraan siirtotuotteille on monimutkaista. Sen takia kustannukset kohdistetaan ensin kustannuspaikoille ja siitä edelleen siirtotariffien maksukomponenteille. Kustannuspaikat voidaan esimerkiksi määritellä verkkorakenteen mukaisesti eri jännitetasoittain. Kustannuspaikoilta kulut on yksinkertaisempi ohjata kustannusajureiden kuten tehon, energian tai asiakasmäärän avulla eri asiakasryhmien perus-, teho- ja energiamaksuihin.

## 2.4 Sallittu tuotto

Seuraavassa käsitellään tarkemmin Energiaviraston asettamia rajoitteita verkkoyhtiön sallitulle tuotolle. Energiavirasto soveltaa rahoitustaloudesta tuttuja menetelmiä kuten WACC-mallia (Weighted average cost of capital) sekä CAP-mallia (Capital asset pricing

model). WACC-mallilla määritetään yhtiölle painotetun pääoman keskikustannus, huomioiden oman ja vieraan pääoman tuottoasteet erikseen sekä painottaen arvoja pääomarakenteen mukaisesti. Oman ja vieraan pääoman aiheuttamat kustannukset saadaan puolestaan laskettua CAP-mallin avulla. Kyseisiä arvoja käytetään WACC-mallissa. [8]

Yleisesti muissakin toimintaympäristöissä käytetty CAP-malli on markkinaoikeuden mukaisesti todettu päteväksi menetelmäksi myös sähköverkkoliiketoimintaan sitoutuneen oman pääoman kohtuullisen tuoton määrittämiseksi. Malli on johdonmukainen tapa mitata liiketoiminnan riskien ja tuoton suhdetta. Kaavalla 1 voidaan laskea oman pääoman kohtuullinen kustannus.

$$C_E = R_r + \beta_{velallinen} * (R_m - R_r) + LP \quad (1)$$

missä  $C_E$  on oman pääoman kohtuullinen kustannus,  $R_r$  on riskitön korkokanta,  $\beta_{velallinen}$  on velallinen beeta,  $R_m$  markkinoiden keskimääräinen tuotto ja  $LP$  likvidittömyyspremio.

Riskitön korkokanta kuvaa mahdollisimman riskittömän sijoituskohteen tuottovaatimusta ja sen arvona käytetään Suomen valtion kymmenen vuoden obligaation korkoa joko edellisen vuoden huhti-syyskuun obligaation päivärvojen keskiarvoa tai 10 edellisen vuoden keskiarvoa. Beeta kerroin on toimialakohtainen suure, joka kuvastaa yhtiön riskipitoisuuden suhdetta. Markkinariskipreemio puolestaan on riskittömän korkokannan ( $R_m$ ) ja markkinoiden keskimääräisen tuoton ( $R_r$ ) erotus. Arvo kertoo miten paljon yhtiön osakkeet ovat tuottaneet yli riskittömän koron. Sijoituksen epälikvisyydestä kertoo likvidittömyyspremio. [8]

Vieraan pääoman kohtuullinen kustannus voidaan laskea kaavasta 2. Riskittömänä korkokantana voidaan käyttää samaa arvoa kuin oman pääoman kustannuksia laskettaessa. Vieraan pääoman riskipreemio kertoo kustannuksen mikä tulee riskittömän koron päälle rahoittaessa liiketoimintaa vieraalla pääomalla.

$$C_D = R_r + DP \quad (2)$$

missä  $C_D$  on vieraan pääoman kohtuullinen kustannus,  $R_r$  riskitön korkokanta ja  $DP$  vieraan pääoman riskipreemio. [7]

Oman ja vieraan pääoman kohtuullisten kustannusten arvot voidaan sijoittaa kaavaan 3, jolloin saadaan laskettua kohtuullinen tuottoaste (WACC). Tästä edelleen on mahdollista ratkaista kohtuullinen tuotto kaavan 4 mukaisesti.

$$WACC = C_e * \frac{E}{D+E} + C_d * (1 - t) * \frac{D}{D+E} \quad (3)$$

missä E on verkkotoimintaan sitoutunut oikaistu oma pääoma ja D verkkotoimintaan sitoutunut oikaistu korollinen vieraspääoma, t on voimassaoleva yhteisverokanta

$$R_k = WACC * (E + D) \quad (4)$$

missä  $R_k$  on kohtuullinen tuotto.

Taulukkoon 3 on koottuna viidennelle valvontajaksolle 2016 – 2019 määriteltyjen parametrien arvot. Riskitön korkokanta sekä yhteisverokannan arvot päivitetään tarvittaessa vuosittain. Viidennelle valvontajaksolle on myös päivitetty kohtuullisen tuottoasteen vieraan pääoman riskipreemion arvo. Aiempiin valvontajaksoilta muuttumattomina parametrinarvoja ovat markkinariskipremio, likvidittömyyspremio, velaton ja velallinen beeta sekä pääomarakennetta kuvaavat luvut. [7]

*Taulukko 3. Kohtuullisen tuottoasteen parametrit [7]*

PARAMETRI	SOVELLETTAVA ARVO
<b>RISKITÖN KORKOKANTA</b>	Korkeampi arvo vuosittain laskettavista seuraavista kahdesta arvosta  R <sub>-1</sub> = Suomen valtion 10 vuoden obligaatioiden koron edellisen vuoden huhti-syyskuun päiväarvojen keskiarvo  R <sub>-2</sub> = Suomen valtion 10 vuoden obligaatioiden koron kymmenen edellisen vuoden päiväarvojen keskiarvo
<b>VELATON BEETA</b>	0,54
<b>VELALLINEN BEETA</b>	0,828
<b>MARKKINARISKIPREEMIO</b>	5,0 %
<b>LIKVIDITTÖMYYSPREEMIO</b>	0,6 %
<b>PÄÄOMARAKENNE (velat / oma pääoma)</b>	40 % / 60 %
<b>VIERAAN PÄÄOMAN RISKIPREEMIO</b>	1,4 %
<b>YHTEISÖVEROKANTA</b>	20,0 %

Sallittu kohtuullinen tuotto tarkastellaan vuosittain jälkikäteistarkasteluna, valvontajaksojen lopuksi huomioidaan vuosittaiset arvot koko ajanjaksolta. Verkkoyhtiön tuoton ylittäessä sallitun rajan, on yhtiön mahdollista tasata tuottoensa tulevana vuosina esimerkiksi hinnoittelunsa avulla. Kohtuullista tuottoastetta tarkastellaankin kohtuullisen hinnoittelun varmistamiseksi kilpailun puuttuessa jakeluverkkoliiketoiminnasta.

## 2.5 Liiketoiminnan riskit

Yhtiön sisäiset ja ulkoiset tekijät tuovat epävarmuutta yhtiön pyrkiessä saavuttamaan tavoitteensa mahdollisimman hyvin ja luotettavasti. Näitä epävarmuuksia kutsutaan riskeiksi, jotka monesti jaotellaan strategisiin, taloudellisiin, operatiivisiin sekä vahinkoriskeihin. Strategiset riskit ovat epävarmuuksia, jotka vaikuttavat yhtiön strategisten tavoitteiden saavuttamiseen pitkällä aikavälillä. Taloudelliset riskit muodostuvat kannattavuuden, maksuvalmiuden ja kustannuksien riskeistä. Yhtiön sisäiset ja ulkoiset prosessit sekä järjestelmät lukeutuvat operatiivisiin riskeihin. Lisäksi on vahinkorisken ryhmä, jossa ovat niin henkilöstöturvallisuuteen, omaisuuteen kuin ympäristöön kohdistuvat riskit. Kuvassa 4 on tarkemmin eri riskiryhmien epävarmuuksista. Tietty riski ei välttämättä täysin yksiselitteisesti vaikuta vain yhteen ryhmään, jaottelu suoritetaan monesti riskienhallinnan selkeyttämiseksi ja tehostamiseksi. [23]



*Kuva 4. Liiketoiminnan riskit [22]*

Verkkoyhtiön epävarmuustekijät ovat pääpiirteittäin edellä mainittujen riskien mukaisia, kilpailu- ja markkinoiden riskejä lukuun ottamatta. Sähköverkkoliiketoiminnan yhdeksi merkittävimmäksi epävarmuudeksi on osoittautunut sää. Lämpötilan vaihtelusta riippuvainen verkon kuormitus vaikeuttaa siirrettävään energiamäärään ennustamista ja vaikuttaa edelleen liikevaihdon ennakkointiin. Verkkoyhtiön tulot vaihtelevat

energiamaksukomponentin kautta, kun taas loppukäyttäjiltä perittävä perusmaksu on verkonhaltijalle aina vakaata ja varmaa tuottoa. Sääolosuhteet aiheuttavat myös vahinkoriskejä jakeluverkon vaurioituessa tykkylumen tai myrskyjen takia. Keskeytysten lisääntyessä ja keskeytysajan pidentyessä verkkoyhtiölle syntyy lisäkustannuksia, jotka tällöin myös vaikuttavat suoraan verkkoyhtiön talouden ennakkointiin. Toinen mainittava riskitekijä verkkoliiketoiminnassa ovat lait ja säädökset, joiden mahdolliset muutokset lisäävät liiketoiminnan epävarmuutta ja mahdollisesti aiheuttavat lisäkustannuksia. Hyvä esimerkki tästä on uudet sähkömarkkinalaissa keskeytysajojille asetetut toimintavarmuus kriteerit, jotka monessa paikoissa vaativat lisäinvestointeja maakaapelointiin.

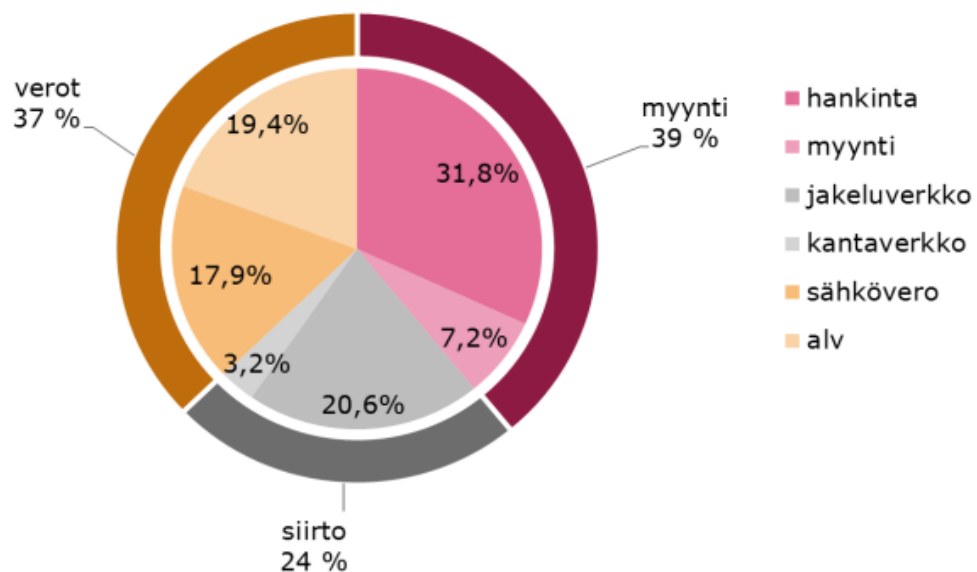
Sään ja lainmuutoksien tuomista riskeistä huolimatta jakeluverkkoyhtiön liiketoiminta on kokonaisuudessaan suhteellisen matalariskinen toimiala, sillä sähkö on välttämättömyyshyödyke asiakkaille ja kysynnän vaihtelu on suhteellisen maltillista sekä ennustettavaa. Viranomaisvalvonnan mahdollisia muutoksia lukuun ottamatta säädökset luovat vakaan toimintaympäristön verkkoliiketoiminnalle. [11]

### 3 Siirtotuotteiden muodostuminen

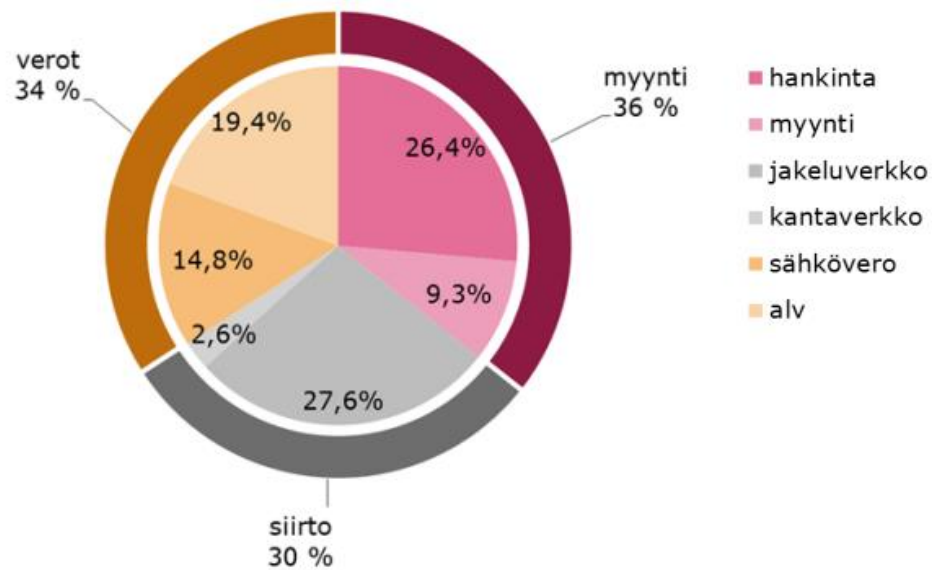
Sähkön kokonaishinnan muodostuminen ja siirtohinnoittelun osuus tästä on mielenkiintoista erityisesti asiakkaan näkökulmasta. Lisäksi on tärkeää tietää sähkön siirtotariffin muodostavat komponentit, jotta oman kulutuskäyttäytymisensä kautta voisi vaikuttaa maksettavan osuuden määrään. Lain ja säädösten kautta pyritään myös takamaan asiakkaan oikeudet luonnollisen kilpailun puuttuessa sähkönsiirron liiketoiminnasta. Sähkökäyttäjien siirtohinnan kohtuullisuus ja hinnoittelun tasapuolisuus katsotaankin olevan keskeisiä kriteerejä siirtotariffeja muodostettaessa.

#### 3.1 Sähköhinnan muodostuminen

Loppukäyttäjän sähkön hinta kokonaisuudessaan muodostuu kolmesta eri tekijästä; sähkön myynnistä, sähkön siirrosta ja veroista. Sähkökäyttäjä voi ainoastaan kilpailuttaa sähkön myynnin osuuden, mutta kokonaislaskun suuruuteen on mahdollista vaikuttaa myös omalla kulutuskäyttäytymisellään. Kuvissa 5 ja 6 on nähtävissä tyypillisen kerrostaloasiakkaan hinnan muodostus sekä tyypillisen sähkölämmitteisen omakotitaloasujan sähkön kokonaishinta. [9]



**Kuva 5.** Sähkölämmitteisen omakotitalouskuluttajan sähköhinnan muodostuminen (kulutus 18 000 kWh/vuosi) [9]



**Kuva 6.** Kerrostalokäyttäjän sähkönhinnan muodostuminen (kulutus 5 000 kWh/vuosi) [9]

Sähkölämmitteisen omakotitalon sähkön hinnassa sähkönmyynnin ja verotuksen prosentuaalinen osuus on suurempi verrattuna kerrostalokäyttäjään. Vuosikulutukseltaan 18 000 kWh:n omakotitalossa siirron osuus kokonaishinnasta on 24 %, kun taas 5 000 kWh:n vuosikulutuksella kerrostaloasujan siirron osuus on 30 %. Sähkönsiirron osuus voidaan vielä jaotella erikseen kantaverkon kautta siirretyn energian osuuteen ja jakeluverkon siirron osuuteen. Prosenttiluvut ovat valtakunnallisia keskiarvoja ja siten voivat hieman vaihdella sähkönmyyntiyhtiöstä ja jakeluverkkoalueesta riippuen.

Tässä diplomityössä pääpaino on siirtohinnoittelun kehittämisessä. Sähkönsiirron nykyisiä hintakomponentteja käydään läpi seuraavaksi.

### 3.2 Siirtotariffien rakenne

Nykyinen sähkönsiirtotariffi sisältää aina sekä kiinteän perusmaksun (€/kk) että energiamaksun (snt/kWh). Yleisimmin pienasiakkaiden, kuten kotitalouksien, siirtotuote koostuu pelkästään edellä mainituista komponenteista, kun taas suuremmilta asiakkailta laskutetaan monesti näiden lisäksi vielä sekä pätö- että loistehosta.

Sähkönsiirron perusmaksu on sähkönkäyttöpaikan sulakekokoon perustuva maksu. Pääsulakkeet suojaavat laitteistoja sekä rajoittavat asiakkaan ottamaa huipputehoa verkosta. Koska perusmaksun suuruus on asiakkaan energian käytöstä riippumaton, pyritään sen kautta kattamaan siirron määrästä riippumattomat verkkoliiketoiminnan kustannukset. Eri verkkoyhtiöt ovat monesti määritelleet perusmaksun suuruudet sulakeportaittain. Tampereen Sähköverkko Oy laskuttaa saman perusmaksun yleissiirtotuotteen kaikilta alle 63 A sulakekoon suuruisilta asiakkailta. [34]

Energiamaksu veloitetaan käytetyn energian määrän mukaan. Ennen kuin etäluettavat tuntimittarit yleistyivät, jouduttiin arvioitu kulutus laskuttamaan aiempien vuosien kulutuksen perusteella ja tasaamaan arvioitu kulutus todellisen kulutuksen kanssa kerran vuodessa mittarin luennan jälkeen. Etäluettavilla mittareilla on ollut mahdollista jatkuvan luennan avulla parantaa myös energianlaskutuksen ajanmukaisuutta. Energiamaksun tarkoituksena on ohjata asiakasta kuluttamaan vähemmän eli olemaan energiatehokkaampi.

Tehomaksu määräytyy kuormituksen huipputehosen mukaan. Tehopohjaisen laskutuksen tarkoituksena on saada sähkönkäyttäjät huomioimaan ja madaltamaan tehohippuansa, jotta välttyttäisiin verkon vahvistusinvestoinneilta. Tehomaksu voidaan laskuttaa vuoden yksittäisen tai useamman huipputehon keskiarvon mukaan.

Suurkäyttäjillä laskutukseen on lisätty loistehon huomioiminen. Laskutuksessa huomioidaan induktiivisen loistehon suuruus, joka monesti suhteutetaan laskutettavaan päätötehoon. Loistehosta veloittamisen päämääränä on kannustaa suurasiakkaita vähentämään loistehon ottoa verkosta joko asiakkaan kulutuskäyttäytymisellä tai paikallisella loistehon kompensoinnilla, jotta loistehon viemä siirtokapasiteetti olisi mahdollisimman vähäinen. Pienasiakkaiden kohdalla loistehon laskuttaminen ei ainakaan vielä ole kustannustehokasta, eikä tästä johtuen vielä käytössä.

Verkkoyhtiöt painottavat erilaisilla siirtohintojensa perusmaksu sekä energiamaksuosuutta. Painotus riippuu verkkoyhtiön toimintaympäristöstä. Monesti kaupunkiverkkoyhtiöiden hinnat ovat energiapainotteisia, kun taas maaseutuverkon hinnoittelun painotus on perusmaksuun osittain pitkien siirtomatkojen takia. Viime vuosina yleisenä trendinä on ollut perusmaksujen painotuksen lisääntyminen jakeluverkkoyhtiöissä.

### 3.3 Siirtohinnoittelun periaatteet

Viranomaisten säädöksiin mukaan siirtohinnoittelun tulisi olla syrjimätöntä, kohtuullista ja perusteltua. Hinnoittelun pitäisi toteuttaa pistehinnoitteluperiaatetta, jonka mukaan sähkönkäyttäjä saa oikeuden käyttää koko Suomen sähköverkkoa kulutuspiisteestään käsin tiettyä korvausta vastaan. Samalla jakeluverkkoalueella olevien loppukäyttäjien maantieteellinen sijainti ei saa vaikuttaa korvauksen suuruuteen. Lainsäädännön lisäksi hinnoitteluun vaikuttaa niin aiheutamisperiaate, hinnoittelun selkeys sekä yksinkertaisuus tuoterakenteessa kuin kulutuskäyttäytymisen ohjaus ja markkinahintaisuus. [3]

Siirtohinnoittelun aiheutumisperiaatetta noudattaessa pyritään hinnoittelu toteuttamaan kustannusvastaavasti. Tavoitteena on kohdistaa jokaisen asiakkaan aiheuttamat kustannukset mahdollisimman tarkasti asiakkaan siirron hintaan pistehinnoittelun rajoissa. Käytännössä samanlaiset sähkönkäyttäjät ryhmitellään yhteen, jolloin ryhmän aiheuttamat kustannukset voidaan kohdistaa heiltä perittävän siirtotuotteen hintoihin. Tällöin esimerkiksi keskijänniteverkon asiakkaiden hinnoissa ei ole otettu huomioon



pienjänniteverkon kuluja, koska keskijänniteverkkoon liittyneiden loppukäyttäjien sähköä ei siirretä lainkaan pienjänniteverkon kautta. [4, 38]

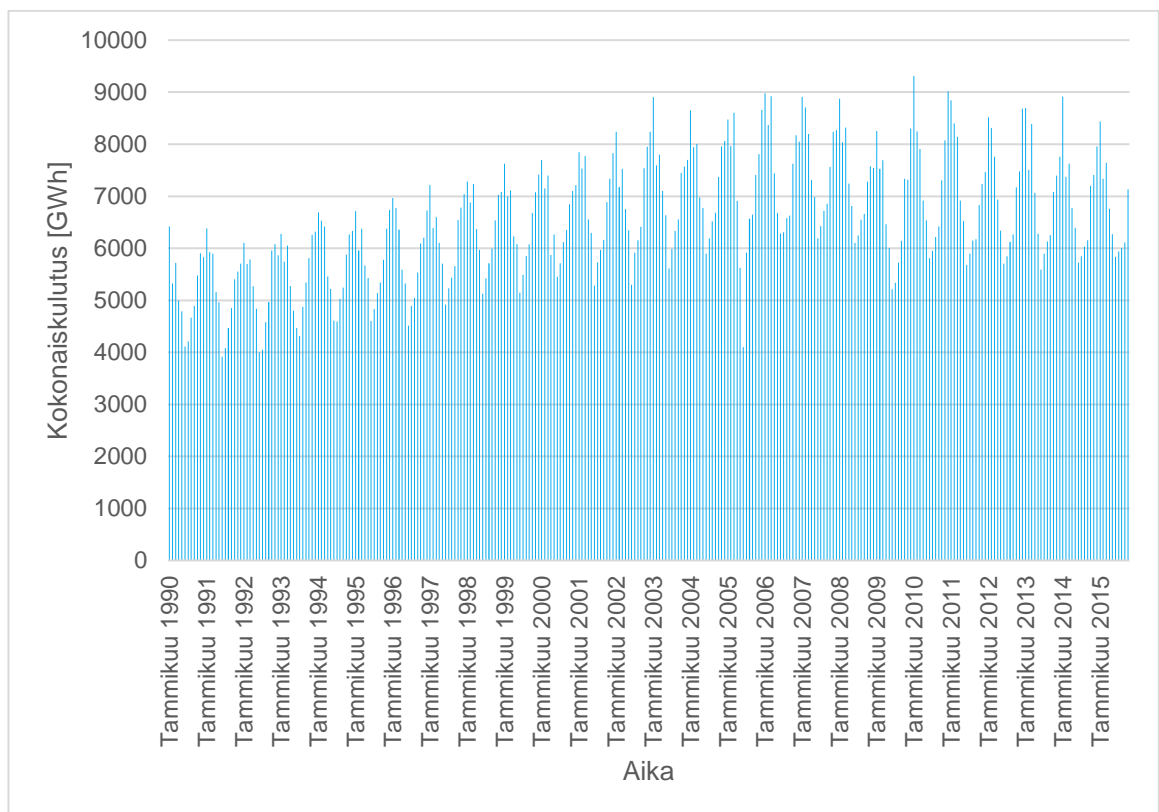
Yksinkertaisuusperiaatteen tarkoituksena on taata se, että loppukäyttäjä ymmärtää mistä sähkön siirtohintaa koostuu. Tuoterakenteen ollessa tarpeeksi yksinkertainen on tärkeää myös sen läpinäkyvyys ja ohjausvaikutus. Siirtohinnoittelu on onnistunut, jos se ohjaa sähkönkäyttäjän kulutusta haluttuun suuntaan. Nykyinen siirtohinnoittelu motivoi vain energiansäästöön eikä niinkään huomioi loppukäyttäjän tehoja, joka olisi myös suotavaa. [4, 38]

Siirtotuotteiden hintavertailua tehdään niin verkkoyhtiössä kuin mediassa. Eri siirtoyhtiöiden hintojen tarkastelu on pohjana markkinaperusteiselle hinnoittelulle. Vaikka varsinaista kilpailuetua ei verkkoliiketoiminnassa hinnoittelulla saavuteta, on se yhtiön julkisivun kannalta merkittävä tekijä. [4, 38]

Teoreettisesti ideaalisinta olisi, jos kaikki hinnoitteluperiaatteet toteutuisivat samanaikaisesti. Käytännössä kyseinen ideaalitalanne on kuitenkin mahdotonta toteuttaa, sillä täysin toteutettuna eri periaatteet ovat ristiriidassa keskenään. Täydellisesti toteutunut aiheutumisperiaate antaa jokaiselle asiakkaalle oman siirtohinnan liittymispisteen perusteella, mikä on vastoin pistehinnoittelun periaatetta. Näin muodostetut hinnat olisivat myös turhan monimutkaisia. Siirtohinnoittelussa lähdetään liikkeelle sähkömarkkinalain mukaisen pistehinnoittelun toteutumisesta, jonka jälkeen painotetaan siirtohintojen kustannusvastaavuutta kuitenkin yksinkertaisuusperiaatetta noudattaen. Ei ole yleistä, että verkkoyhtiö tarkastelisi kustannusvastaavuuden toteutumista edes vuosittain, jolloin markkinahintavertailu muodostuu merkittäväksi vaikuttajaksi siirron hintakomponenttien suuruuteen. Eri siirtohinnoittelun periaatteiden käyttö ja painotus on hyvin jakeluverkkoyhtiökohtaista. [4, 38]

## 4 Sähkönkäytön muutokset

Sähkönkulutukseen on viime vuosien aikana vaikuttanut niin ympäristötietoisuuden lisääntyminen kuin uuden teknologian käyttöönotto. Kuvassa 7 näkyy vuosien 1990 - 2015 sähkön kokonaiskulutus Suomessa. Energiankulutus on selvästi tasaantunut ja jopa lähtenyt hieman laskuun vuoden 2005 jälkeen. Sähkönkulutus Suomessa on tietysti hyvin lämpötilariippuvaista, joten erityisesti talvien kylmyys vaikuttaa paljon sähkön käytön volyymiin. Lisäksi voidaan olettaa taloudellisen taantumankin vaikuttaneen maan kokonaiskulutuksen vähentymiseen. Kuitenkin kaiken kaikkiaan sähköenergian kulutustrendi on viime vuosina ollut laskemaan päin. [36]



**Kuva 7.** Kokonaiskulutus Suomessa 1990 – 2015 [35]

Uuden teknologian kehittäminen sähköverkon älykkäämmän käytön edistämiseksi on jo pitkään ollut energia-alan tavoitteena. Jakeluverkkoa on vuosien mittaan täydennetty tietoliikenneverkolla sekä etäluettavilla mittareilla, jotka antavat lähtökohdat sähköverkon kaksisuuntaiseen käyttöön. Tulevaisuudessa älykkään sähköverkon eli smart gridin odotetaan lisäävän yhteiskunnan hyvinvointia ja edistävän energiankäytön tehokkuutta entisestään. Älykkyyden lisääminen sähköverkkoon on kuitenkin pitkän tähtäimen prosessi eikä tapahdu hetkessä. [6]

Sähköautojen, lämpöpumppujen sekä mikrotuotannon yleistymisen aiheuttavat muutoksia nykyiseen energiankulutuskäyttäytymiseen sekä lisäävät puolestaan tarvetta älykkäälle verkonhallinnalle. Myös kysynnänjouston onnistunut hyödyntäminen vaatii nykyistä älykkäämpää sähköverkkoa. Uuden tekniikan lisääntyminen, sen vaikutukset sähkönkulutukseen ja sähköverkon rakenteeseen ovatkin olleet viimevuosina suosittuja tutkimuksen aiheita. [6]

## 4.1 Kysynnänjousto

Marraskuun alussa Suomen kantaverkkoyhtiö Fingrid tiedotti sähköpulan mahdollisuudesta pakkasien aikaan. Olkiluoto 3 ollessa vasta rakenteilla Suomi on ulkomaantuonnin varassa oman tuotantokapasiteetin ollessa alle pakkasajanjakson ennustetun kulutushuipun 15 000 MW. Olkiluodon valmistuminen lisää Suomen sähköntuotanto kapasiteettia, muttei valmistuttuaankaan poista ulkomaan tuonnin tärkeyttä. Rajallinen tuotantokapasiteetti ja lisääntynyt sähkönkäyttö lisäävät kysynnänjouston tarvetta. Kysynnänjouston hyödyllisyys on havaittavissa niin verkon häiriötilanteiden sattuessa kuin jatkuvana prosessina vähentäen lisätuotannon tarvetta sähköjärjestelmän tehotasapainon ylläpitämiseksi. [13]

Etäluettavat mittarit ovat luoneet osaltaan lisää mahdollisuuksia kysynnänjouston hyödyntämiseen. Kysyntäjoustoksi voidaan määritellä sähkönkäytön ajallinen siirto tai kokonaan sen poisjääminen korkean sähkökysynnän huippuhetkillä ja sähkön huippuhintojen aikana. Kysynnän jousto vaikuttaa myös energiatehokkuuteen ja -säästöön. Kysynnänjousto voi tapahtua välillisesti sähkön hinnan antamaan signaaliin perustuvan ohjauksen perusteella tai välittömän kuormanohjauksen avulla. Kysynnänjousto voidaan toteuttaa joko verkkoyhtiön, myyjäyhtiön, ulkopuolisen tahon tai itse sähkönloppukäyttäjän toimesta ohjauksen luonteesta riippuen. Tällöin riskinä on kuitenkin eri osapuolien ristiriitaiset tavoitteet, esimerkiksi myyjäyhtiön optimaalisen ohjauksen perustuessa spot-hinnan suuruuteen ja verkkoyhtiön tavoitellessa puolestaan mahdollisimman tasaista aikariippumatonta verkon kuormitusta. [1,35]

Sähkön hintasignaaliin perustuva kysynnänjousto antaa asiakkaalle niin vapauden kuin vastuun tarkkailla omaa kulutustaan ja mahdollisuuksien mukaan muuttaa kulutuskäyttäytymistensä siten, että sähkölaskut pienenisivät. Sähkön myyntiyhtiön hinnoittelu tarjoaa jo sähkönmarkkinahintaan perustuvia spot-tuotteita, jotka kannustavat vähentämään kulutusta sähkömarkkinahinnan ollessa korkea tai mahdollisuuksien mukaan siirtämään sähkönkulutusta halvemmille tunneille. Verkkoyhtiöillä puolestaan 2-aikasiirtotuote ohjaa sähkön loppukäyttäjää kuluttamaan mieluummin yöaikaan, jolloin siirtokapasiteettia verkossa on yleisesti enemmän vapaana. 2-aikatariffi ei anna kuitenkaan kovinkaan hienojakoista porrastusta hintasignaaliin. [1]

Kuormanohjaus edistää osaltaan sähköjakeluverkon toimintavarmuutta, kun ohjataan kuormitusta siten, että jakeluverkon tehohuiput tasoittuvat. Suora kuorman ohjaus

voitaisiin toteuttaa palkitsemisperiaatteella, jolloin sähkökäyttäjät, jotka luovuttavat kuormaansa ohjattavaksi, saisivat siitä taloudellisen korvauksen. Tämä onkin käytäntö jo häiriötilanteissa, jolloin suurien teollisuuslaitosten kuormaa on mahdollista kytkeä pois sähköverkon tehotasapainon ylläpitämiseksi. Vastaavasti tulevaisuudessa voitaisiin hyödyntää kuormanohjausta myös pienkäyttäjien kuormilla. Esimerkiksi sähkölämmitteiset pientalot tarjoavat hyvän mahdollisuuden kuormanohjaukseen. [1, 39]

Suomen kysyntäjouaston potentiaalia voidaan arvioida suurteollisuuden, pien- ja keskisuuren teollisuuden, palveluiden ja pienkäyttäjien näkökulmasta. Suurteollisuudessa kuormanohjaus on jo pääosin käytössä, siellä missä tuotantoprosessin joustavuus sen mahdollistaa. Pien- ja keskisuuren teollisuuden sekä palveluiden kysynnäjouaston mahdollisuus on vaikeampi kartoittaa, koska ryhmän sisäiset kulutuskäyttäytymiset eroavat hyvin paljon toisistaan. Oletettavasti kysynnäjouaston mahdollisuutta ei tällä puolella kuitenkaan ole niin paljon kuin pienkäyttäjillä sähkölämmitteiset omakotitalot tarjoavat. [39]

Suomessa erityisesti talvella varaavat sähkölämmitteiset pientalot ovat potentiaalisia kysynnäjouaston kohteita. Kesällä kysynnäjouaston mahdollisuudet sähkölämmityskohteissa heikkenevät. Sähkölämmittäjän kuormia voidaan helposti ja nopeasti ohjata ilman, että siitä syntyy haittaa asiakkaalle. Lämminvesivaraajien aikaansaamaa alkuyön kulutuspiikkiä voitaisiin madaltaa kysynnäjouostolla. Muut pienkäyttäjät kuin sähkölämmitteiset pientalot antavat jonkin verran potentiaalia kysynnäjouostoon pesukoneiden, sähkösaunojen ja sähköhellejen käytön ajanhetken limittämisellä. Lisääntynyt loma-asuntojen sähkölämmityksen asennus lisää osaltaan kysynnänohjauksen potentiaalia. [35, 39]

Kysynnäjouaston onnistumiseksi vaaditaan jatkuva aikaista kulutuksen tarkkailua niin sähköyhtiöiden seurannan tai sähköloppukäyttäjän taholta. Verkko- ja sähkönyyntiyhtiöissä seurannan sekä kysynnäjouaston toteuttamiseksi tarvitaan lisäinvestointeja yhtiöiden järjestelmiin. Vastaavasti sähköloppukäyttäjä tarvitsisi kotiinsa käyttäjäystävällisemmän kulutuskäyttäytymistä seuraavan laitteen kuin etäluettavan mittarin. Älykkäiden kodin energian hallintalaitteiden käyttöönotosta on muun muassa Fortum Oyj:lla ollut pilottiohjelma käytössä. [27]

Kysyntäjousto voidaan toteuttaa niin suoralla kuormaohjauksella kuin hintasignaalin avulla tai näiden yhdistelmällä. Onnistuessaan kuormaohjauksesta hyödytään säästöinä, kun verkon korvausinvestointeja voidaan lykätä myöhemmäksi. Pysyviä säästöjä on mahdollista saada vuosittaisen huipputehon alenemisen kautta, mikä kuitenkin on käytännössä hyvin haasteellista. Kaiken kaikkiaan kuormituksen tasaantuminen vapauttaa siirtokapasiteettia ja rasittaa jakeluverkkoa vähemmän.[1]

## 4.2 Sähköautot

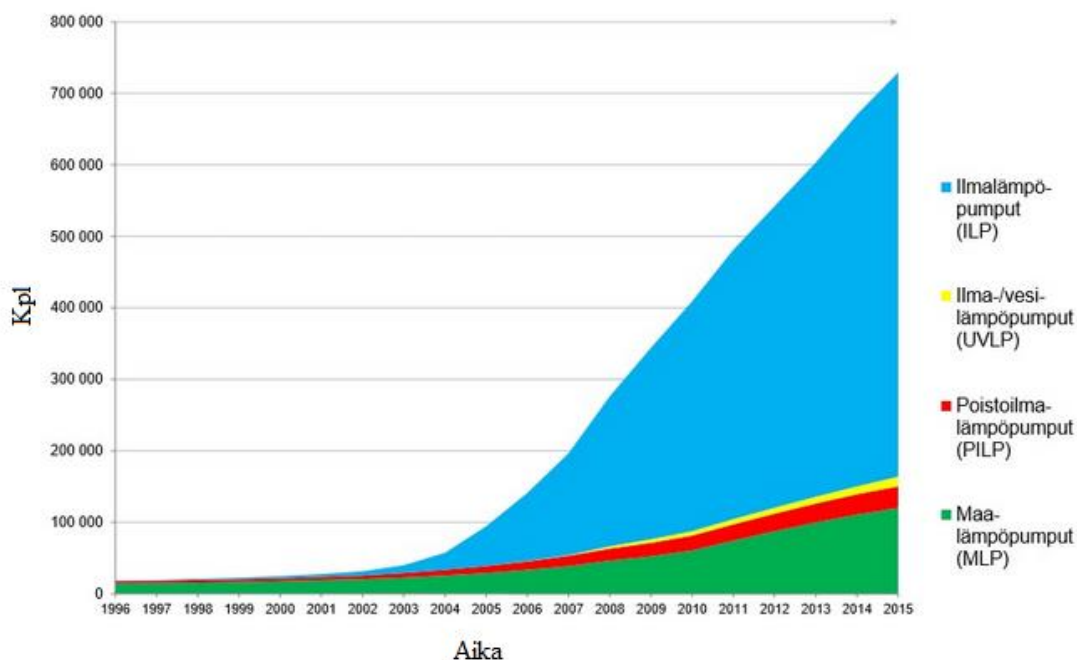
Suomessa julkisella sektorilla lisätään sähköautojen määrää. Kasvu on vielä suhteellisen hidasta, mutta ajan myötä sähköautoja arvioidaan olevan niin paljon, että ne vaikuttavat merkittävästi sähkökäyttötapoihin ja tätä kautta mahdollisesti jopa sähköverkon mitoittamiseen. Tampereen Sähköverkko Oy:n mahdollisia verkostomuutoksia on tarkemmin tutkittu Ari Unkurin diplomityössä Sähköautojen vaikutukset kaupungin sähköjakeluverkkoon. [21, 36]

Sähköautojen lataus voidaan toteuttaa eri nopeuksilla sekä älykkäästi. Akun latausnopeus vaikuttaa tehopiikin suuruuteen, sillä mitä nopeammin lataus suoritetaan, sitä suurempi huippukuorma verkossa esiintyy. Latauksen älykkyys puolestaan vaikuttaa ajankohtaan, milloin akku latautuu. Jos lataus ei toimi älykkäästi, erityisesti pienjänniteverkossa voi ilmentyä ongelmia muuntopiiritasolla, kun kaikki naapuruston autot laitetaan samanaikaisesti työpäivän jälkeen latautumaan. Tällöin kuorman aiheuttama huipputeho saattaa ylittää verkon mitoittustehon. Vastaavasti älykkäästä latauksesta voidaan jopa hyötyä. Latauksen ajoittuessa kysynnänjouston mukaisesti voidaan verkon huipputehoja tasoittaa. Tällöin häiriötilanteessa, verkon tehotasapainon ylläpitämiseksi, olisi myös mahdollista syöttää akuista sähköä verkkoon päin. [21]

Tulevaisuudessa sähköautojen määrän kasvu siis lisää kuormituksen huipputehoja, mutta ei merkittävästi suurena energiankulutusta. Koska sähköverkon mitoitus suunnitellaan huipputehojen mukaan ja huomioitava osa verkkoyhtiön kustannuksista on riippuvaisia verkoston tehojen suuruudesta, voidaan olettaa sähköautojen määrän kasvun lisäävän verkkoyhtiöiden kustannuksia. Toisaalta tällöin nykyisellä siirrettyyn energiaan perustuvalla siirtotariffirakenteella ei välttämättä tuoteta tarpeeksi kyseisten kustannusten kattamiseksi.

## 4.3 Lämpöpumput

2000-luvulla lämpöpumppuja on enemmässä määrin asennettu omakotitaloihin, tavoitteena laskea lämmityskustannuksia. Kuvassa 8 on lämpöpumppujen asennusmäärät lämpöpumpputyypeittäin vuosina 1996- 2015. [16]



**Kuva 8.** Lämpöpumppujen asennus 1996-2015 aikana [15]

Sähkölämmitteisessä omakotitalossa lämpöpumppu vähentää vuosittaista energiankulutusta, jolloin asunnon lämmityskustannuksissa säästetään. Muissa lämmitysmuotoisissa pientaloissa kuten öljylämmitteisissä taloissa vuosienergiankulutus puolestaan voi kasvaa, jolloin taloudellinen säästö asukkaalle riippuu sähkönhinnan ja öljynhinnan suuruudesta.

Jakeluverkon näkökulmasta lisääntynyt lämpöpumppujen asennus rasittaa sähköverkkoa ja sen komponentteja kuormitushuippujen kasvaessa pienentäen verkon siirtokapasiteettia. Siirretyn energian volyymin laskiessa verkkoyhtiön tulot eivät välttämättä ole riittävät huipputehojen aiheuttamien kustannusten suhteen. Nykyisellä tariffirakenteella tämä tarkoittaisi hintojen nostoa kaikilla loppukäyttäjillä, jolloin verkkoyhtiön tuotot pysyisivät vakaana ja ennustettavina kustannusten kattamiseksi.

#### 4.4 Mikrotuotanto

Ympäristövaikutusten huomiointi ja taloudelliset kannusteet ovat lisänneet pienkuluttajien kiinnostusta omaan mikrotuotantoon. Mikrotuotantolaitoksen hankintakustannusten kuten aurinkopaneelien halpeneminen on edesauttanut oman sähköntuotannon lisäämistä tavoitteena säästää sähkökuluissa.

Mikrotuotanto on pienjänniteverkkoon kytkettyä tuotantoa, joka pääsääntöisesti tuottaa sähköä kulutuskohteensa tarpeisiin. Sähköverkkoon syötetty sähkön määrä on hetkittäistä sekä hyvin pientä tai sähkön syöttöä verkkoon päin ei tapahdu lainkaan. Yleisempiä pienkäyttäjien asentamia tuotantolaitoksia ovat tuuli- tai aurinkovoima. Laitosten teknilliset vaatimukset määritellään SFS-EN–standardeissa. Mikrotuotantolaitoksen sallituksi maksimitehoksi on asetettu 11 kW.

Jakeluverkonhaltijan on tarjottava luotettava verkko, jakelutoiminnan jatkuvuus ja turvallisuus mikrotuotantolaitoksen kytkemisen yhteydessä ja sen jälkeenkin. Verkon varsinaiseen mitoitusoteeseen mikrotuotannon lisääntyminen ei vaikuta. Lisäkustannuksia voi kuitenkin syntyä verkon vahvistustarpeista sähköteknisen turvallisuuden takaamiseksi.

Nykyinen siirtotuote ei anna tarvittavaa kannustinta mikrotuotantolaitoksen tuotannon ohjaamiseen. Asumiskohteisiin liitetty mikrotuotanto, kuten aurinkopaneelit tuottavat sähköä eniten keskipäivällä, jolloin sähkönkulutus on monesti kohteessa pienimillään. Tällöin oma kulutus ei ole tarpeeksi suurta ja mikrotuotannosta siirtyy sähköä verkkoon päin. Mikrotuotantoa olisi tarkoituksenmukaisempaa ohjata ja varastoida siten, että kulutuskohteen sähkönkulutuksen ollessa huipussaan voidaan tuotettua energiaa hyödyntää sähkönkäyttäjien omaan tarpeeseen tai verkon huippukuormituksen aikana syöttää sähköverkkoon päin. Erilaiset siirtotariffiratkaisut kuten tehopohjainen hinnoittelu kannustaisi mikrotuotannon tehokkaampaan ohjaamiseen, jolloin sähkönkäyttäjillä olisi mahdollisuus hyötyä taloudellisesti edistäen jakeluverkon tehohuippujen pienentämistä.

## 5 Tampereen sähköverkon siirtotuotteet

Tampereen Sähköverkko Oy tarjoaa asiakkailleen siirtotariffeja pienjännitepuolen yleissiirrosta keskijänniteverkon tuotteisiin. Tuotteet tarjoavat erilaisille kuluttajille mahdollisuuden vaikuttaa sähkölaskunsa suuruuteen. Asiakkaalle pyritään tarjoamaan edullisinta tuotetta, jolloin asiakkaan sähkönsiirto olisi mahdollisimman edullista olemassa olevien tuotteiden puitteissa. Sähkön loppukäyttäjän on aina mahdollista halutessaan vaihtaa siirtotuotettaan olemalla yhteydessä verkonhaltijaan. Liitteessä 1 on näkyvissä Tampereen Sähköverkko Oy:n tarjoama tuotevalikoima ja tuotekohtainen hinnasto. Nykyisten tuotteiden hinnat ovat olleet voimassa 1.1.2015 lähtien.

### 5.1 Tampereen Sähköverkko Oy:n nykyiset tuotteet

Tampereen Sähköverkko Oy:n nykyinen tuotevalikoima koostuu erillisistä tuotteista niin pienjänniteverkkoon liittyneille asiakkaille kuin keskijännite ja 110 kV:n asiakkaille. Kaikissa tuotteissa laskutetaan sekä energiaperusteinen maksu että perusmaksukomponentti. Osa tariffeista on rakennettu sähkönloppukäyttäjän ottamaa tehoa silmällä pitäen, jolloin tehokomponentti laskutetaan energia- ja perusmaksun lisäksi.

Pienjänniteverkon sähkönkäyttäjille vaihtoehtoisia tuotteita ovat yleissiirto, aikasiirto, kausisiirto ja pienjännitetelesiirto. Yleissiirto koostuu pääsulakekokoon perustuvasta perusmaksusta ja ajasta riippumattomasta energiamaksusta. Pääsulakkeen mukainen hintaporrastus on jaettu kahteen osaan, jossa 25-63 A pääsulakkeen asiakkaille on halvempi hinta ja yli 80A sulakkeilla hieman kalliimpi kuukausimaksu. Yleissiirtotuote on edullisin vaihtoehto asiakkaille, joilla on pieni sähkönkäyttö.

Aikasiirrosta veloitetaan perusmaksu ja ajasta riippuva energiamaksu. Perusmaksu on jaettu omiin pääsulakekohtaisiin hintaportaisiin siten, että jokaisella 25-630 A sulakkeella on oma hintansa. Energiamaksun hintakomponentin suuruus on käyttöajasta riippuvainen. Päiväenergiamaksu ajoittuu aamuseitsemästä iltakymmeneen, jolloin veloitettava maksu on korkeampi kuin yöajalta veloitettava hinta. Tämä ohjaa sähkönkäyttäjän kulutusta yölle, jolloin sähköverkossa on enemmän vapaata siirtokapasiteettia kuin päivällä. Aikasiirtotuote on monesti käytössä sähkölämmitteisissä omakotitaloissa, jolloin sähkönkäyttö on sen verran suurta, että käytön ajoittamisella on asiakkaan mahdollista saada säästöä aikaan verrattuna muihin tuotteisiin.

Kausisiirron hinnoittelu on ajatuksena kutakuinkin samanlainen kuin aikasiirto. Erona on energiamaksun eri hintojen ajallinen sijoittuminen. Kausisiirron energiakomponentti on jaoteltu hintavampaan talviarkipäivään (1.11-31.1 klo 7-22) ja muuhun aikaan.



Kausisähkön tapauksessakin hinnoitellulla pyritään ohjaamaan asiakkaan sähkökäyttöä sähköverkolle suotuisampaan aikaan.

Pienjännitesiirtotuote on suunnattu pienjänniteverkkoon liittyneille suuremmille sähkökäyttäjille. Se sisältää perusmaksun lisäksi päivä- ja yöenergiamaksun sekä tehosta riippuvaiset maksukomponentit. Perusmaksua ei ole hintaporrastettu pääsulakkeen mukaan, mutta toisaalta tehomaksun kautta pystytään huomioimaan asiakkaan huipputehoja aiheuttamat kustannukset verkolle. Pätötehoikomponentin hinnoittelu perustuu liukuvaan keskiarvoon. Sähkökäyttäjän kaksi suurinta tuntitehoa määritetään viimeisimmältä 12 kuukaudelta, joista lasketun keskiarvon mukaan laskutetaan pätöteho. Loistehon laskutuksessa huomioidaan vain loistehon induktiivisen osuuden kuukauden suurin arvo. Tästä arvosta vähennetään 20% laskutettavan pätötehon määrästä tai vähintään 50 kVar verran. Kapasitiivista loistehoa ei vielä laskuteta sähkökäyttäjiltä.

Keskijännitteeseen liittyneille asiakkaille on tuotteina tarjolla joko keskijännitetehosiiro 1 tai keskijännitetehosiiro 2. Molemmat tuotteet koostuvat perus-, teho- ja energiamaksukomponenteista. Pätö- ja loistehomaksut määritetään samoilla periaatteilla kuin pienjännitesiirossa. Energimaksu on jaoteltu päivä- ja yöjaksoille. Tuotteet 1 ja 2 eroavat toisistaan hintakomponenttien suuruuden vaihdellessa. Keskijännitesiirossa 1 perusmaksu ja pätötehomaksu ovat halvempia kuin tuotteella 2, mutta energiamaksu taas kalliimpi. Loistehomaksut ovat yhtä suuret. Tällöin siirtotuote yksi tarjoaa edullisemmän vaihtoehdon sähkökäyttäjälle, jolla on suhteellisen pieni energian käyttö ja vaihteleva tehonotto, kun taas tuote 2 on päinvastaisesti edullisempi suurella ja tasaisella käytöllä.

Sähkökäyttäjän liittymäpisteen sijaitessa 110 kV:n sähköverkossa on asiakkaalle tarjolla vain yksi tuotevaihtoehto. 110 kV:n siirtotuote rakentuu perusmaksusta, loistehomaksusta ja kausittaisesta energiamaksusta (talviarkipäivä ja muu aika). Verrattuna pj-tuotteiden energiamaksuihin 110 kV:n maksut ovat huomattavasti pienemmät, mutta niin ovat 110 kV:n asiakkaiden aiheuttamat kustannuksetkin verkkoyhtiölle.

Sähkönloppukäyttäjältä laskutettava siirtotuote sisältää myös mittalaitemaksun ja verot. Sähköveroluokka I tai II määräytyy sähkökäyttäjän käytön luonteesta. Lisäksi veloitetaan arvolisävero 24 %. Asiakkaat voivat halutessaan vaihtaa sähkönsiirtotuotettaan alueensa jakeluverkon tuotevalikoiman puitteissa. Tampereen Sähköverkon alueella yleissiirtotuotteelle painottuu eniten asiakkaita.

## 5.2 Nykyinen siirtohinnoittelu

Monet verkkoyhtiöt Tampereen Sähköverkko Oy:n tapaan eivät päivitä aiheutumisperusteista kustannusten jakoa vuosittain vaan siirtohinnoittelu päivitetään tarvittaessa markkinaperusteisesti. Viimeisin aiheutumisperiaatteen mukainen tarkastelu on yhtiössä tehty jo joitakin vuosia sitten. Luonnollisesti Tampereen Sähköverkko Oy:n

kustannustenjako ja siirtohinnoittelun periaatteet ovat Energiaviraston säädöksen mukainen, noudattaen pistehinnoittelua ja Suomen lakia.

Aiheutumisperiaatteen mallintamiseen on poimittu tiedot verkkoyhtiön siirtotoiminnan kustannuksista yhtiön tilinpäätöksestä ja budjetista. Tarkastelussa on käytetty edellisen vuoden toteutuneita menoja. Verkko-omaisuuden jälleenhankinta-arvo on puolestaan määritetty verkon rakenteen mukaan komponenttien yksikköhintatietojen avulla. Verkon jälleenhankintahinnan avulla on kustannukset jaettu eri kustannuspaikoille jännitetason mukaisesti, josta yksikköhinnat lasketaan sekä verkon huipputehojen että vuosienergioiden avulla. Yksikköhinnoista lasketaan tuotteiden maksukomponenteille arvot sulakeporrastus huomioiden. Saatuja hintoja on vielä vertailtu aiempiin siirtohintoihin, ennen kuin lopullinen hinnasto on muodostettu.

### 5.3 Nykyisen siirtotariffin hintavertailu

Tampereen Sähköverkon nykyistä siirtohinnoittelua on seuraavaksi vertailtu valtakunnallisesti muihin jakeluverkkoyhtiöihin. Liitteessä 2 on kuvaajat vastaavanlaisten siirtotuotteiden hinnoittelusta tuotekohtaisesti, jonka lisäksi vertailu on suoritettu sulakeportaittain ja energiamaksun mukaan. Vertailussa ei ole eritelty yhtiöitä toimintaympäristön perusteella kaupunki- ja maaseutuyhtiöihin. Markkinavertailussa huomioidut verkkoyhtiöt näkyvät liitteen 2 taulukossa 1.

Tampereen Sähköverkon yleistuotteen perusmaksukomponentti sijoittuu vertailussa yhdeksi halvimista koko maassa, riippumatta siitä, minkä kokoinen pääsulake sähkönloppukäyttäjällä on. Liitteen 2 kuvissa 1-6 on punaisella merkitty Tampereen verkkoalueen hinta. Energiamaksukomponentin vertailu yhtiöittäin puolestaan on kuvassa 7. Yleistuotteen energianhintaa kalliimpia on keskimäärin 71 % hinnoista ja halvempia loput.

Yöajalle käyttöä ohjaavat Tampereen Sähköverkko Oy:n aikasähkön maksukomponentit sijoittuvat perusmaksuosuudeltaan halvimpiin ja energiamaksultaan alle keskitason hintaan. Liitteen 2 kuvissa 8 - 13 on koottuna perusmaksun pylväsdiagrammit sulakeportaalle 3 X 80A asti. Kuvassa 14 2-aikatuotteen päiväajan energiahinta sijoittuu vertailussa noin puoleenväliin siten, että halvemman hinnan tarjoaa noin 45 % jakeluverkkoyhtiöistä. Illalla kymmeneltä vaihtuva halvempi, yöajan energiahinta puolestaan on 80 % yhtiöistä kalliimpi kuin Tampereen Sähköverkko Oy:lla. Liitteen 2 kuvassa 15 on esitetty yöajan energiahinta.

Kausisähköä on vertailtu energian sekä perusmaksun suhteen, mutta otettu huomioon vain Tampereen tarjoamat sulakeportaat 1 X 25A – 3 X 63A. Kuvien 16-20 perusmaksu sijoittuu suhteessa selvästi kalliimmaksi kuin yleis- tai aikatuotteessa, kuitenkin ollen edelleen selvästi keskitasoa halvempi. Kausituotteen energiaosuus on puolestaan keskivertoa kalliimpi niin talviarkipäivän kuin muu aika –osuuden osalta. Kuvissa 21 ja

22 on nähtävissä Tampereen siirtohinnoittelun energiakomponentin suhde muiden vastaavien tuotteiden hintoihin.

#### 5.4 Etäluettavat mittarit

Tampereen sähköverkon alueelle etäluettavat mittarit asennettiin vuoteen 2010 mennessä ja nykyisen mittaroituja kohteita on yli 99% verkon kaikista käyttöpaikoista. Pienjännitepuolelle asennetut mittarit lukevat pätötehon tunneittain, mutta eivät vielä huomioi mittauksessa loistehon suuruutta. Sähkönloppukäyttäjän sähkönkulutuksen tuntiluenta on mahdollistanut niin uudet spot-hintaan perustuvat sähkönmyyntituotteet kuin antanut tilaisuuden uusien tehopohjaisten sähkönsiirtotuotteiden kehittämiseen.

## 6 Kulutusanalyysi

Kulutusanalyysi on tärkeä osa niin kustannusten jaottelua kuin siirtotariffin hinnoittelua. Jakeluverkon verkkotasojen kuormitushuiput, siirretty energiamäärä ja niiden osallistuminen koko jakeluverkon huipputehoihin ja energiaan vaikuttaa aiheutumisperiaatteen noudattamiseen ja kustannusten kohdistamiseen. Näin ollen tuleekin niin jänniteportaittain kuin yksittäisien sähkökäyttäjien vuosittainen sähkönkulutus ja sen ajoittuminen mallintaa mahdollisimman tarkasti. Nykyään etäluettavista mittareista saadut asiakkaiden tunnitaiset kulutustiedot antavat runsaasti tietoa jakeluverkon kuormituksista ja auttavat keskimääräisten sähkökäyttäjien kulutuskäyrien muodostamisessa.

### 6.1 Kuormituksen satunnaisvaihtelu

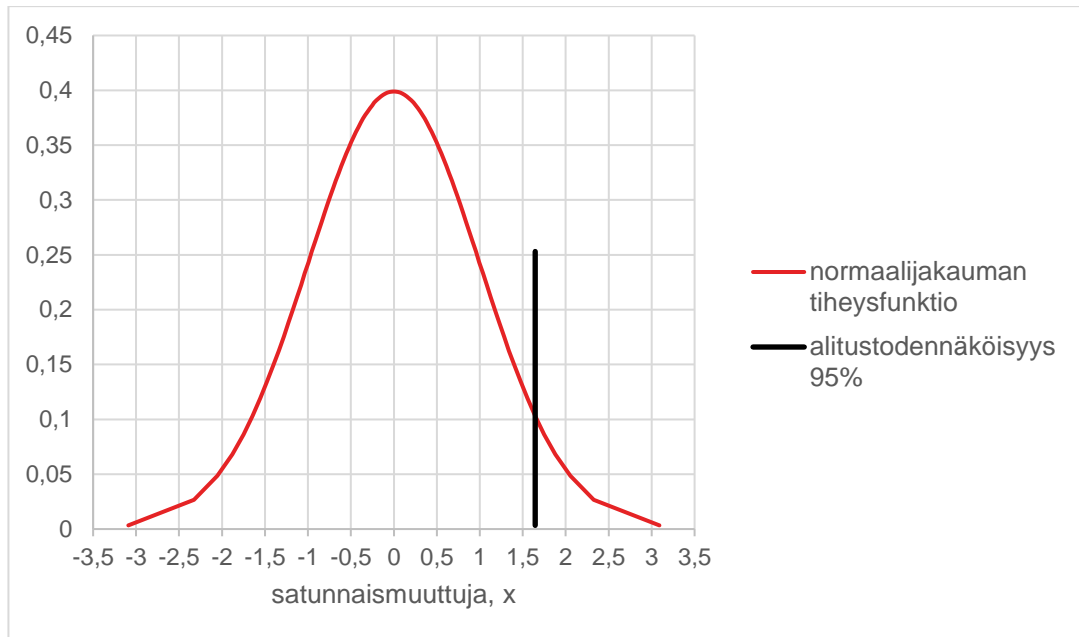
Asiakkaan kulutuskäyttäytymisestä on tutkittu 1980 luvulta lähtien. Tuolloin mitattujen arvojen perusteella on silloisen Sähkölaitosyhdistyksen, nykyisen Sähköenergialiitto ry (Sener) toimesta muodostettu nykyisinkin vielä käytössä olevia kuormitusmalleja, jotka kuvaavat erilaisten tyyppikäyttäjien kuormituskäyttäytymistä. Kuormitusmalleilla on määritetty 40 eri tyyppikäyttäjäryhmää.

Kuormitusmallien avulla voidaan laskea keskitehot sähkökäyttäjille kaavan 5 mukaisesti. [19, 36]

$$P_{ri} = \frac{E_r}{8760} * \frac{Q_{ri}}{100} * \frac{q_{ri}}{100} \quad (5)$$

missä  $P_{ri}$  on käyttäjäryhmän  $r$  ajankohdan  $i$  tuntikeskiteho,  $E_r$  on käyttäjäryhmän  $r$  vuosienergia,  $Q_{ri}$  on käyttäjäryhmän  $r$  ajankohtaa  $i$  vastaava 2-viikkoindeksi ja  $q_{ri}$  on käyttäjäryhmän  $r$  ajankohtaa  $i$  vastaava tunti-indeksi.

Edellä mallinnettu sähkön loppukäyttäjän keskiteho ei kuitenkaan vastaa yksittäisen sähkönkäyttäjän kuormitushuippua. Tällöin asiakkaan todellinen kulutus saattaa vaihdella huomattavastikin keskitehoon verrattuna, jolloin asiakkaan kuormitus saattaa muodostua keskitehoa pienemmäksi tai suuremmaksi. Vaihtelusta johtuen asiakkaiden keskitehoa ei voida käyttää sähkönkäyttäjän huipputehona vaan kuormituksen satunnaisvaihtelun eliminoimiseksi joudutaan tehoaipun määrittämiseen käyttämään tilastomatematiikan keinoja. Samantapaisten sähkönkuluttajien tehojen voidaan olettaa kuvan 9 mukaista normaalijakaumaa tarkastellulla aikavälillä. [28]



**Kuva 9.** Normaalijakauma alittumistodennäköisyydellä 95 %, odotusarvolla 0 ja hajonnalla 1

Normaalijakauman huipputehoa määriteltäessä on valittava todennäköisyys, jolla kuormitus ei ylitä huipputehoa. Sähköverkon suunnittelussa tyypillisimmin käytetyt ylittymistodennäköisyydet ovat 1 % tai 5 % luokkaa, riippuen jakeluverkkoyhtiön linjaamasta strategiasta. 99 % alittumistodennäköisyydellä mitoitettuna sähköverkosta tulee ”järeämpi”. Sähköverkon mitoitus 5 % ylittymistodennäköisyydellä saattaa johtaa sähköverkon vahvistamiseen suunniteltua aiemmin. Jatkossa lasketut huipputehot on määriteltä 5 % ylitystodennäköisyydellä, mikä vastaa normaalijakauman kerrointa  $z = 1,6$ . Kuormitushuippu määritetään kaavan 6 mukaan. [20, 25, 27]

$$P_{max} = n * \bar{P} + z * \sqrt{n} * \sigma \quad (6)$$

missä  $P_{max}$  on samantyyppisten sähkökäyttäjien huipputeho,  $n$  on samantyyppisten sähkökäyttäjien määrä,  $\bar{P}$  on keskiteho,  $z$  on todennäköisyyden mukainen kerroin normaalijakaumasta ja  $\sigma$  on hajonta

Kaavasta 6 voidaan huomata, että ylitystodennäköisyyden valinnan lisäksi tehon oletusarvo ja keskihajonta tulee olla tiedossa. Kaavalla 6 voidaan laskea usean samantapaisen sähkökäyttäjän huipputeho, jolloin voidaan havaita käyttäjäryhmän asiakkaiden määrän vaikuttavan hajonnan satunnaisvaihteluun, jonka merkitys vähenee asiakasmäärän kasvaessa. Tällöin myös huipputehon poikkeama keskitehosta pienenee. [20, 27]

## 6.2 Tehojen risteily

Erityyppisten sähkökäyttäjryhmien kuormitushuippujen ajallista vaihtelua nimitetään tehojen risteilyksi. Risteilyn vaikutuksesta sähköverkon kokonaiskuormitus on monesti vähäisempi kuin yksittäisten sähkön loppukäyttäjien huipputehojen summa. Risteilyn vaikutus voidaan huomioida huippukuormituksen laskennassa kaavalla 7. Kaava 7 ei ota huomioon eri tyyppikäyttäjien kuormituksen mahdollista korrelaatiota. [20, 27]

$$P_{max} = n_1 * \bar{P}_1 + n_2 * \bar{P}_2 + z\sqrt{n_1\sigma_1^2 + n_2\sigma_2^2} \quad (7)$$

missä  $P_{max}$  on huipputeho,  $n_1$  ja  $n_2$  on samantyyppisten sähkökäyttäjien määrä,  $\bar{P}_1$  ja  $\bar{P}_2$  on keskiteho,  $z$  on todennäköisyyden mukainen kerroin normaalijakaumasta,  $\sigma_1$  ja  $\sigma_2$  ovat tyyppikäyttäjryhmien hajonnat

Sähköverkon tarkka mitoitus on oleellista, jotta jakeluverkon investointikustannukset eivät muodostu kohtuuttoman suuriksi verkon mahdolliseen ylimitoituksen seurauksena. Suuret investointikustannukset näkyisivät luonnollisesti myös sähkönloppukäyttäjän siirtohintoja korottavana tekijänä.

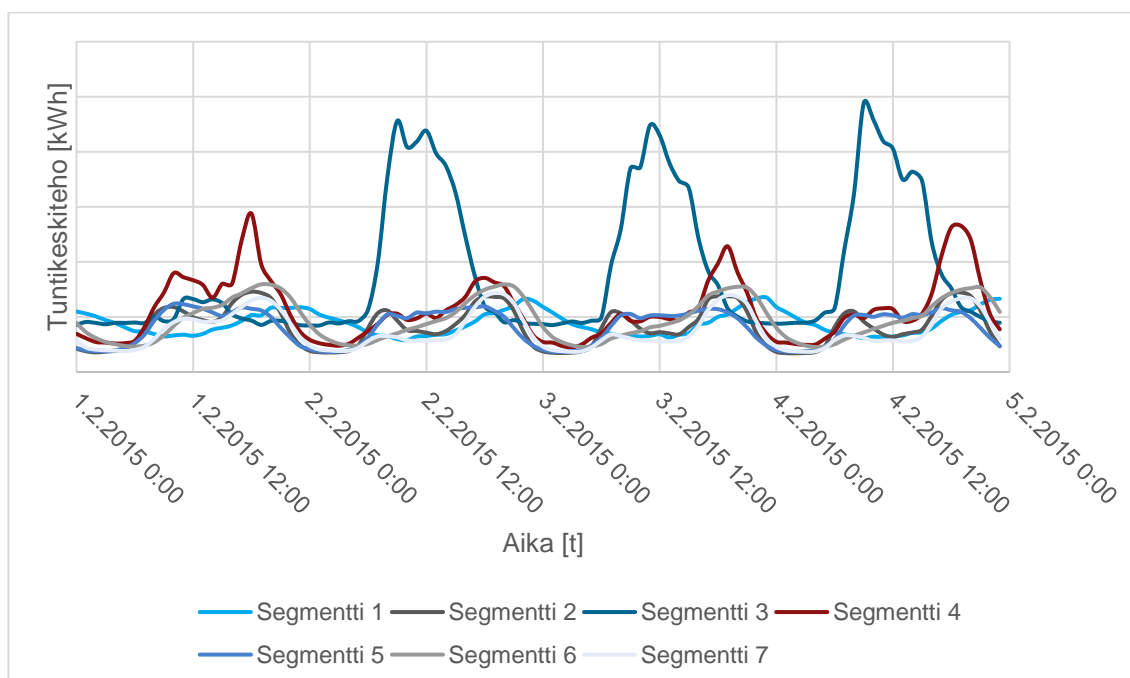
1980- ja 1990-luvuilla muodostetut kuormituskäyrät eivät välttämättä kuvasta nykytilannetta enää kovinkaan tarkasti vaikka joidenkin sähkökäyttäjien kulutus saattaa hyvinkin vielä seurata tuolloin muodostettuja kuormituskäyriä. Lisäksi Suomen sisälläkin on varmasti paikallista vaihtelua kulutuksessa, joten yksi kuormituskäyrä ei todennäköisesti riitä esimerkiksi kuvaamaan kaikkien alueiden keskimääräistä kerrostalokäyttäjää. Monesti onkin aiheellista täydentää Sähköenergiailiiton muodostamia kuormituskäyriä uusien etäluettavien mittareiden tuntienenergiamittauksilla. Tässä työssä muodostetut kuormituskäyrät pohjautuvat Tampereen Sähköverkko Oy:n asiakkaiden tuntimittauksiin, eikä laskennoissa ole suoraan käytetty aikoinaan muodostettuja tyyppikäyttäjien kuormituskäyriä. Seuraavaksi käydään läpi työssä muodostettujen kuormituskäyrien toteutus. [22, 25]

## 6.3 Kuormituskäyrien muodostaminen

Siirtotariffien hinnoittelun toteuttamiseksi tarvitaan tietoa jakeluverkon eri verkonosien sekä sähkön käyttäjien vuosienergioista, kuormitushuipuista ja kulutuskäyristä. Aiheutumisperiaatteen mukaisesti hinnoitellut, työssä kehitetyt uudet pienasiakkaiden siirtotuotteet perustuvat pienjänniteverkon sähkökäyttäjien osallistumisesta vuosittain siirrettyyn energiaan ja vuosittaiseen huipputehoon. Tämän toteuttamiseksi on muodostettu keskimääräistä sähkökäyttäjää kuvaavat kuormituskäyrät, joiden muodostamiseksi on sähkökäyttäjät jaettu tyyppikäyttäjryhmän, sulakeportaan ja asiakkaan kuormituksen ajoittumisen mukaan. Uusien kuormituskäyrien muodostamalla otannalla pystytään muokkaamaan aiheutumisperiaatteen mukaisia hintoja yhtiön liikevaihdon suhteen sekä vertailemaan niin yksittäisten keskimääräisten

sähkönkäyttäjien sähkösiirron laskutuksen suuruuden muutosta kuin eri tyyppikäyttäjryhmien vaikutusta liikevaihtoon. Kerätty mittausdata on vuodelta 2015. Seuraavaksi tutkitaan keskimääräisten asiakkaiden kulutuskäyrien muodostumista. Kuormituksen arvoja aiheuttamisperiaatetta noudatettaessa käsitellään tarkemmin hinnoittelua tehdessä.

Kuormituskäyrien muodostamisessa on käytetty apuna Tampereen Sähkölaitoksen 2014 teettämää määritystä verkko-alueen sähkökäyttäjien segmentoinnista. Segmentoinnissa on huomioitu kuormituskäyrän muoto ja huippujen ajoittuminen pois lukien kuitenkin kuormituksen suuruus. Näin on ryhmitelty sähkökuluttajien kuormitukset noin 20 erilaiseen kuormituskäyrään. Kyseisten kuormituskäyrien määrästä johtuen on vielä yhdistetty samantyyppisten kuormituskäyrien asiakkaat ryhmiin, jolloin eri kuormituskäyriä saadaan seitsemän erilaista. Segmenttien kuormituskäyrien muodot on nähtävissä kuvassa 10.



**Kuva 10.** Segmenttien 1-7 mukaiset kuormituskäyrien muodot neljän päivän ajalta

Segmentointia on hyödynnetty Tampereen Sähköverkon sähkökäyttäjien kartoituksessa siten, että Generis -energiatiedonhallintajärjestelmään kirjatut tyyppikäyttäjryhmät on yhdistettynä eri segmentteihin. Tyyppikäyttäjää on kaikkiaan 47 erilaista, josta on poimittu Tampereen sähköverkon kolme suurinta sähkökäyttäjryhmää. Karkeasti jaoteltuna kolmeen ryhmään kuuluvat kerrostalo-, rivitalo- ja omakotitaloasiakkaat. Segmenttien ja tyyppikäyttäjryhmien lisäksi huomioidaan asiakkaan pääsulakekoko. Taulukossa 4 on näkyvissä huomioidut sulakeportaot, tyyppikäyttäjryhmät, segmentit ja ryhmien sähkökäyttäjien määrät eri ryhmissä. Tarkastelun ulkopuolelle on jätetty sähkökäyttäjät, joille ei ole määritetty segmenttiä, tai jos kyseisen ryhmän asiakasmäärä

on pieni eli tässä tapauksessa alle 50 sähkökäyttäjää. Rajauksen kautta saadaan muodostettua kaikkiaan 100 erilaista kuormituskäyrää.

**Taulukko 4.** Sähkökäyttäjien määrä eri segmenteissä ja sulakeportaissa

Tyypikäyttäjä	Sulake	Segmentti							Yhteensä
		1	2	3	4	5	6	7	
Kerrostalo <1500 kWh	1 X 25A	546	903	0	0	1313	4759	3841	11362
	1 X 35A	179	227	0	0	344	1119	814	2683
	3 X 25A	502	907	53	181	1272	4564	4447	11926
Kerrostalo >4000 kWh	1 X 25A	0	59	0	0	99	233	155	546
	1 X 35A	0	0	0	0	0	57	0	57
	3 X 25A	50	416	0	348	449	1190	2258	4711
Kerrostalo 1500-4000 kWh	1 X 25A	263	1301	0	0	1951	4573	3371	11459
	1 X 35A	103	291	0	0	508	1414	877	3193
	3 X 25A	753	2893	97	1633	4144	10611	14762	34893
Kerrostalo, sl	3 X 25A	337	0	0	0	0	0	75	412
OK-talo <10000 kWh	3 X 25A	106	474	0	187	438	712	1617	3534
	3 X 35A	0	0	0	0	0	0	100	100
OK-talo >10000 kWh	3 X 25A	96	170	0	56	125	311	860	1618
	3 X 35A	0	0	0	0	0	54	142	196
	3 X 63A	0	0	0	0	0	0	57	57
OK-talo, ovsl <25000 kWh	3 X 25A	452	0	0	0	0	0	65	517
	3 X 35A	239	0	0	0	0	0	0	239
OK-talo, ovsl >25000 kWh	3 X 25A	110	0	0	0	0	0	0	110
	3 X 35A	219	0	0	0	0	0	0	219
OK-talo, ssl <25000 kWh	3 X 25A	1633	79	0	0	63	175	297	2247
	3 X 35 A	493	0	0	0	0	0	65	558
OK-talo, ssl >25000 kWh	3 X 25A	295	0	0	0	0	0	56	351
	3 X 35 A	330	0	0	0	0	0	53	383
OK-talo, vsl <25000 kWh	3 X 25A	99	0	0	0	0	0	0	99
	3 X 35A	89	0	0	0	0	0	0	89
Rivitalo <10000 kWh	1 X 25A	0	50	0	0	0	192	160	402
	1 X 35A	0	0	0	0	59	89	74	222
	3 X 25A	116	723	0	564	597	1833	4197	8030
Rivitalo >10000 kWh	3 X 25A	0	0	0	0	0	76	210	286
Rivitalo, ovsl	3 X 25A	283	0	0	0	0	0	0	283
Rivitalo, ssl	3 X 25A	1144	0	0	0	0	77	103	1324
	3 X 35A	112	0	0	0	0	0	0	112
	Yhteensä	8549	8493	150	2969	11362	32039	38656	102218



Pääsulakkeen, tyyppikäyttäjän ja segmentoinnin muodostetut asiakasryhmät on luotu, jotta saataisiin muodostettua hienojakoisemmat kuormituskäyrät kuin pelkillä tyyppikäyttäjäryhmäjaottelulla saataisiin aikaan. Ryhmittelyä tehdessä voidaankin huomata kuinka erilaista kulutuskäyttäytyminen on jopa tyyppikäyttäjäryhmän sisällä. Tällä hienojakoisemmalla jaottelulla haetaan sähkökäyttäjien tuntikohtaiset kuormitustiedot vuodelta 2015. Kuormitustietojen avulla määritetään sähköloppukäyttäjien tehojen hajonta tunneittain ryhmäkohtaisesti. Tämän lisäksi poimitaan järjestelmästä jaottelun mukaiset summakuormitukset, joista asiakasmäärien avulla lasketaan ryhmän keskimääräinen kuormituskäyrä ja kaavan 6 mukainen vuoden huipputeho. Keskimääräisten sähkökuluttajien tehohuippu on laskettu 95 prosentin alittumistodennäköisyydellä. Liitteen 3 taulukossa 1 on jokaisen ryhmän keskimääräisen kuormituksen asiakasmäärä, vuosienenergia, tehohuippu sekä huipunkäyttöaika.

Jatkossa tarkastellaan lähemmin uusien tuotteiden vaikutusta sulakeportaiden 1 X 25 A ja 3 X 25 A kerrostalokäyttäjillä sekä pääsulakkeiden 3 X 25 A ja 3 X 35 A omakotitaloasiakkailta. Näistä otetaan kaikki ryhmien sisältämät segmentit huomioon.

## 7 Kustannusanalyysi

Kustannuslaskennassa selvitetään sähkönsiirtotoiminnasta syntyvät kustannukset. Tämän jälkeen kustannukset pyritään jakamaan mahdollisimman tarkasti kustannuspaikoille valituin perustein. Kustannuslaskennan seuraava vaihe koostuu kustannuspaikkojen kustannusten kohdistamisesta eri maksukomponenteille, joiden avulla lopulta siirtohinnoittelu on toteutettavissa. Täysin aiheuttamisperiaatetta noudattavaa hinnoittelua ei kuitenkaan ole mahdollista ottaa suoraan käyttöön vaan monesti jakeluverkkoyhtiö huomio aiheuttamisperiaatteen lisäksi hinnan markkinakelpoisuuden.

### 7.1 Kustannuslaskentamenetelmät

Kustannuslaskennan tarkoituksena on jakaa kustannukset oikeudenmukaisesti. Tyypillisimmin verkkoyhtiöt käyttävä laskentamenetelmään joko raja- tai keskikustannuslaskentaa. Laskentamenetelmän valintaan vaikuttavat muun muassa liiketoimintaympäristö, tarvittavien tietojen saatavuus ja haluttu tarkkuus. [18,30]

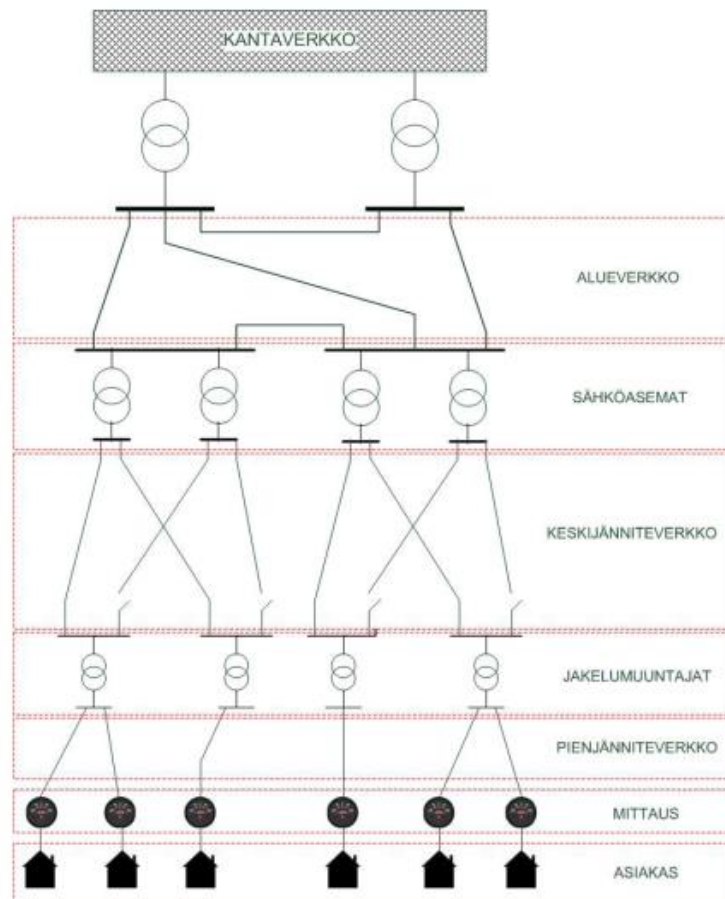
Keskikustannuslaskenta on selkeä, perusteltu ja suoraviivainen. Yksinkertaisuudessaan keskikustannuslaskennassa jaetaan kustannuspaikan kustannukset valitulla mitoitussuureella, kuten teholla, siirretyllä energialla tai sähkönkäyttäjien määrällä. Kustannukset voidaan poimia edellisen vuoden toteutuneista kustannuksista tai tulevan vuoden budjetista. Mitä tasaisemmin kustannukset muodostuvat vuositasolla sitä todennukaisemmin arvon keskikustannuslaskenta antaa. [18, 25]

Rajakustannusmenetelmässä tutkitaan paljonko toiminta-asteen nostaminen yhdellä yksiköllä, esimerkiksi tehoyksikön verran, vaikuttaa kustannuksiin. Eri vuosien kustannukset sijoitetaan koordinaatistoon selvittävän valitun ominaisuurreen funktiona. Tästä rajakustannus voidaan laskea regressiosuoraa käyttäen. Rajakustannuslaskennan toteuttamiseksi on osattava ennustaa tulevien vuosien kustannukset mahdollisimman tarkasti. [18,30]

Molemmissa laskentamenetelmissä on etunsa ja haittansa. Rajakustannuslaskennan mielletään noudattavan aiheuttamisperiaatetta paremmin. Rajakustannusmenetelmän ongelmaksi osoittautuu monesti tarvittavan tiedon keräämisen ja käsittelyn haasteellisuus sekä tulevaisuuden ennustamisen tuoma epävarmuus. Keskikustannusmenetelmä puolestaan jakaa tasaisemmin kustannukset eri asiakasryhmille, eikä omaa niin suurta epävarmuutta tulevasta. Keskikustannuslaskenta ei kuitenkaan ole kovin yksityiskohtainen verrattuna rajakustannusmenetelmään. Tampereen Sähköverkko Oy:n kustannustenjaossa käytetään keskikustannusmenetelmä, jolloin vältetään rajakustannuslaskennan vaatimasta tulevaisuuden ennustamisen epävarmuudesta.

## 7.2 Kustannustenjako

Jakeluverkkoliiketoiminnan luonteesta johtuen ei kustannusten jako ole mahdollista täysin suoraviivaisesti teho-, energia- ja perusmaksukomponenteille. Tämän takia sähkönsiirron kustannukset on yksinkertaisempi jakaa kustannuspaikoille, joista edelleen voidaan menot kohdistaa eri maksukomponenteille. Tavoitteena siis kohdistaa kullekin siirtotuotteelle sen aiheuttamat kustannukset. Taloustieteen termein välittömät kustannukset voidaan kohdistaa suoraan tuotteilla, kun taas välilliset kustannukset tulee ensin kohdistaa kustannuspaikoille, joilla kustannukset ovat syntyneet. Välittömiä kustannuksia ovat monesti muuttuvat kustannukset ja välilliset taas kiinteitä kustannuksia kuten hallinnolliset kustannukset ja vuokrat. Jakeluverkon periaatteellinen jako kustannuspaikoiksi on esitetty kuvassa 11. [25]



*Kuva 11. Jakeluverkon periaatteellinen jako kustannuspaikoiksi [23]*

Kustannuspaikkoina toimivat jakeluverkon jännitetasot eli pienjännite-, keskijännite- ja 110 kV:n verkko. Tämän lisäksi kohdistetaan asiakaspalvelusta, laskutuksesta sekä mittauksesta syntyvät kustannukset omalle kustannuspaikalleen ja energiasta riippuvat kustannukset omalle kustannuspaikalleen. Jakeluverkkotoiminnan kustannustenjako

kustannuspaikoille on suoritettu menoerien yksityiskohtaisella tarkastelulla ja tarvittaessa kohdennettu kustannuspaikalle eri kertoimien avulla siten, että sähkökäyttäjät maksaa vain käyttämänsä verkonosan mukaisista kustannuksista. Seuraavaksi käsitellään yksityiskohtaisemmin kustannusten kohdistaminen eri kustannuspaikoille.

Jakeluverkon korvausinvestoinnit lasketaan verkko-omaisuuden arvolla eli verkon jälleenhankinta-arvolla. Vuosittaiset tasapoiston mukaiset arvot saadaan, kun JHA jaetaan Energiaviraston julkistamalla verkon komponenttien pitoaikojen keskiarvolla. Sähköasemien vähemmän kuluviin komponenttien pitoajat vaihtelevat 40 ja 65 vuoden välillä, kun taas ilmajohtojen pitoajat pien- ja keskijännitteellä ovat keskimäärin 40 ja 45 vuotta. Tietojärjestelmillä pitoaikaväli on lyhyin kymmenestä vuodesta kahteenkymmeneen. Tarkemmat tiedot pitoajoille voi löytää Energiaviraston internet-sivuilta. [5]

Korvausinvestointien aiheuttamat menot käsitellään yksityiskohtaisesti siten, että pienjänniteverkolle kohdistetaan suoraan 0,4 kV ilmajohtojen ja maakaapelien kustannukset sekä muuntajien että muuntamoiden kustannukset. 110 kV sekä 20 kV johdot ja kaapelit on jaoteltu johtojen jälleenhankinta-arvojen suhteen siten, että 110 kV kustannukset kohdistuvat kaikille jännitetasoille ja keskijännitteen kustannukset 0,4 ja 20 kV kustannuspaikoille. Muut jännitetasoittain jaotellut kustannukset aiheutuvat sähköasemien komponenteista ja tonteista. Nämäkin menot on jaoteltu kertoimilla, jotka perustuvat sähköasemien, muuntajien, muuntamoiden sekä/tai jakeluverkon johtojen jälleenhankinta-arvojen suhteeseen jännitetasoittain. Verkkotietojärjestelmä on kohdistettu johtopituuksien perusteella jännitetasoille. Asiakas, laskutus ja mittaus - kustannuspaikalle luetaan suoraan asiakastietojärjestelmän kulut, energiamittauksen kustannukset sekä taseselvityksen menot.

Käyttötalous eli operatiiviset menot aiheutuvat jakeluverkon toiminnan asteesta. Kuten korvausinvestoinnit myös käyttötalousmenot on tarkasteltu yksityiskohtaisesti kustannuksittain. Osa kustannuksista on yksinkertaista kohdistaa suoraan pienjänniteverkon kustannuspaikalle, kuten 0,4 kV verkon komponenttien kunnossapito ja huolto. Lisäksi muun muassa mittareiden aiheuttamat kustannukset voidaan suoraviihaisesti kohdistaa asiakaskustannuksien kustannuspaikkaan. Jakeluverkon 20 kV ja 110 kV komponenttien aiheuttamat operatiiviset menot jaotellaan johtopituuksien tai komponenttien jälleenhankinta-arvojen suhteeseen perustuvilla kertoimilla kustannuspaikoille. Muut operatiiviset kustannukset, jotka eivät ole suoraan sidonnaisia mihinkään verkkotasoon jaetaan koko verkko-omaisuuden JHA:lla.

Tilinpäätöksestä voidaan poimia henkilöstökulut, ei kontrolloitavat kustannukset sekä verkon vuokrat että poistot. Ei kontrolloitaviin kustannuksiin on listattu kantaverkkopalvelujen kustannukset sekä muut energian siirrosta riippuvat kulut, joten ne voidaan kohdistaa suoraan energian määrästä riippuviin kustannuksiin. Henkilöstö ja vuokratkustannukset kohdistetaan JHA:n avulla eri jännitetasoille. Poistot jaotellaan

sähköverkon eri osien huipputehon osallistumisen mukaan pienjännite-, keskijännite sekä 110 kV kustannuspaikoille.

Tuloutus omistajalle voidaan katsoa olevan sähkön siirtotoiminnasta aiheutuva kustannus, sillä liikevaihdon tulisi vuosittain kattaa menojen lisäksi voitonjako omistajille. Siirtotariffien hinnoittelussa on huomioitava paljonko jakeluverkkoyhtiön vuosittainen tulostavoite on. Tuottotavoite on määritelty kappaleen 2.4 mukaan esitellyillä WACC:n arvoilla ja kaavoilla. Näin saadaan sallituksi tuotto prosentiksi 4,9%, jolla kerrotaan jakeluverkon nykykäyttöarvo. Laskettu arvo on vielä edelleen jaoteltu kustannuspaikoille verkonosien tehojen suhteen.

### 7.3 Jako maksukomponenteille

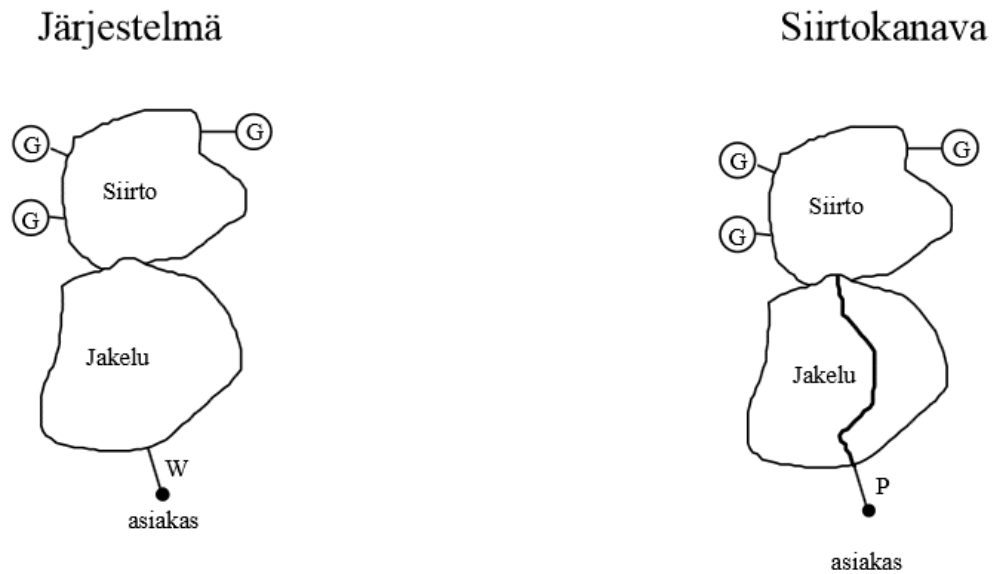
Jakeluverkon sähkönsiirron hinnoittelu voi olla energia-, teho- tai perusmaksupainotteista. Energiapainotteinen hinnoittelu sisältää enemmän vaihtelua yhtiön liikevaihdossa, kun taas kiinteisiin maksuihin painotetut hinnat helpottavat tuloksen ennustamista.

Kustannukset, kuten asiakas-, laskutus- ja mittauskustannukset, ovat selkeästi kohdennettavissa perusmaksuun. Samoin kantaverkkomaksut ja muut energiaperusteiset kustannukset voidaan selkeästi mieltää kuuluvan energiamaksukomponentille. Jakeluverkon kustannukset eivät ole luonteeltaan niin suoraviivaisesti kohdistettavia kuin edelliset kustannuserät. Verkkokustannusten kohdistaminen eri maksukomponenteille voi pohjautua joko järjestelmäpohjaiseen menetelmään tai siirtokanava-ajattelumalliin. [24, 23]

Jakeluverkko voidaan mieltää kokonaisuutena toimivaksi järjestelmäksi. Järjestelmässä asiakkaan siirtoreitin kustannukset ei ole merkittävä, vaan verkon ajatellaan palvelevan kaikkia sähkökäyttäjiä samalla tavalla, samaan hintaan riippumatta siitä mihin kohtaan jakeluverkkoa sähkökäyttäjä on liittynyt. Tällöin sähkökäyttäjän tehojen katsotaan vaikuttavan lähinnä pienjänniteverkon mitoitukseen ja tätä kautta sen kustannuksiin, jolloin pienjänniteverkon kustannukset voidaan kohdistaa kiinteälle maksulle. Suurempien jännitetasojen kustannukset puolestaan kohdistettaisiin tämän menetelmän perusteella puolestaan energiamaksuihin. Jakeluverkon mieltäminen järjestelmänä painottaa näin ollen energiamaksukomponenttia. [24, 23]

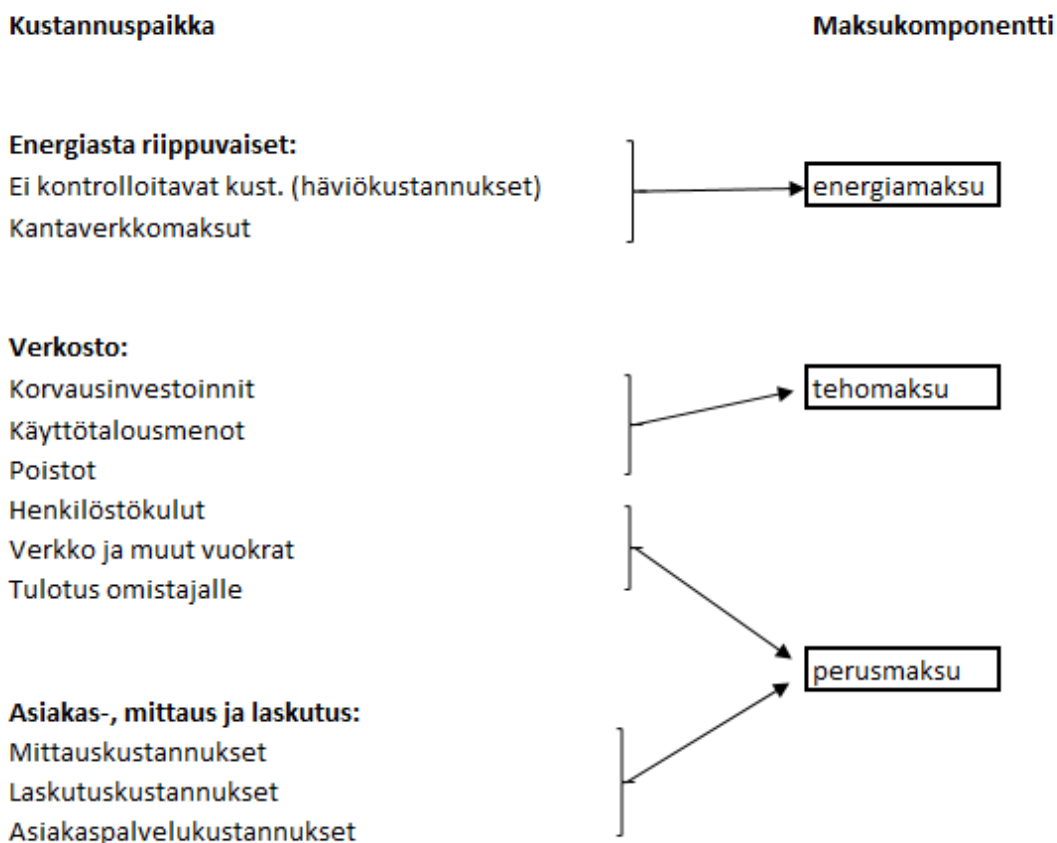
Siirtokanavamenetelmässä ajatellaan jakeluverkon olevan systeemi, jossa sähkökäyttäjän energia siirretään siirtokanavia pitkin. Energian siirtoa varten tulisi asiakkaalla siis olla käyttötarpeen mukainen reitti varattuna sähköverkosta, jonka mukaan sähkökäyttäjä aiheuttaisi kustannuksia jakeluverkkoyhtiölle. Tällöin hinnoittelu painottuisi kiinteisiin maksukomponentteihin, kun eri jännitetasojen kustannukset kohdistettaisiin teho- tai perusmaksuun kustannuksen luonteen perusteella. Jakeluverkon liikevaihdon suuruus olisi vuosittain varmistettu kiinteiden komponenttien hinnoittelua

painottamalla. Perusmaksun ollessa kiinteä sähkökäyttäjien mahdollisuus vaikuttaa sähkönsiirron maksuihin oman kulutuksen sääntelyn myötä vähenisi ja energiatehokkuus heikkenisi tätä kautta. Toisaalta tehomaksun avulla voitaisiin edelleen vaikuttaa sähkökäyttäjän kulutukseen. Kuvassa 12 on eri menetelmien periaatteelliset erot. [25, 26]



**Kuva 12.** Ajattelumallit kustannusten kohdistamiseen maksukomponenteille [25]

Tampereen Sähköverkon liiketoiminnan luonteen mukaisesti kustannustenjako hintakomponenteille tapahtuu siirtokanavamenetelmän pohjalta, kiinteitä maksuja painottaen. Myös sähköteknisesti ajateltuna maksukomponenttien painotus tulisi olla kiinteässä maksussa. Energiaperusteiset kustannukset kohdistetaan energiamaksuun, korvausinvestoinnit ja operatiivisten kustannukset, sekä mittauksesta, laskutuksesta ja asiakasjärjestelmistä aiheutuvat kustannukset kohdistetaan perusmaksuun. Lisäksi perusmaksuun kohdistetaan henkilöstökustannukset, verkko ja muut vuokrat sekä tuloutus omistajalle. Tehomaksukomponenttiin lasketaan korvausinvestoinnit sekä operatiiviset kustannukset ja poistot kuvan 13 mukaisesti.



*Kuva 13. Kustannusten kohdistaminen maksukomponenteille*

Jakeluverkkoyhtiön muuttaessa hinnoittelunsa painotusta esimerkiksi energiapainotteisesta kiinteämpään painotukseen siirtymien on hyvä tehdä asteittain. Asteittainen muutos auttaa sähkön loppukäyttäjiä sopeutumaan tilanteeseen paremmin, sillä painotuksen muutos saattaa muuttaa yksittäisen sähkönkuluttajan siirtomaksua merkittävästi. Näin ollen äkilliset muutokset voivat asiakkaan näkökulmasta vaikuttaa epäoikeudenmukaisilta ja kohtuuttomilta.

## 7.4 Osallistumis- ja tasoituskerroin

Aiheuttamisperiaatteen noudattamiseksi tehoperusteisessa tarkastelussa sähkönkäyttäjän kuormituksen ajallisen vaihtelun vaikutus verkon huipputehoon ja tätä kautta verkon kustannuksiin on huomioitava. Tämä on mahdollista toteuttaa muun muassa osallistumis- ja tasoituskertoimien avulla. Kyseisillä kertoimilla voidaan määrittää kustannuspaikan kustannusten aiheutuminen niin eri siirtotariffiryhmittäin kuin pääsulakekohtaisesti. [27]

Osallistumiskerroin mahdollistaa aiheuttamisperiaatteen mukaisen kohdistamisen kertoimen kuvastaessa tariffiryhmän tai sulakeportaan asiakkaiden osallistumista

kustannuspaikan kuormitushuippuun. Näin ollen jakeluverkon kuormitushuipun perusteella voidaan jakaa mitoitettavan sähköverkon kustannukset sähköloppukäyttäjille, huomioiden tariffin asiakasryhmän tai sulakeryhmän tehotarve kulutushuipun aikana. Osallistumiskerroin lasketaan kaavaan 8 mukaan kustannuspaikan maksimitiehen osallistuvan sulakeportaan kuormituksen suhteena sulakeportaan yksittäisten asiakkaiden tarkasteluajankohdan kuormitushuipun summaan. [22]

$$OK_{T,KP} = \frac{P_{T,KP;osallistuva}}{P_T} \quad (8)$$

missä  $OK_{T,KP}$  on sulakeportaan T kustannuspaikan KP osallistumiskerroin,  $P_{T,KP;osallistuva}$  on sulakeportaan T kustannuspaikan KP huippukuormitusajankohdan tehoon osallistuva teho,  $P_T$  on sulakeportaan T suurin teho

Tasoituserroin saadaan kaavalla 9. Tasoituserroin puolestaan huomio sulakeportaan sisäisen tehojen risteilyn, laskien hintaa niillä sulaketasoilla, joilla tehojen vaihtelu on suurta. Näin ollen tasoituserroin muodostuu sulakeryhmän sähkökäyttäjien tehojen summakäyrän huipun suhteesta yksittäisten sähkökäyttäjien huipputehojen summaan. [22]

$$TK_T = \frac{P_T}{P_{T,summa}} \quad (9)$$

missä  $TK_T$  on sulakeportaan T tasoituserroin,  $P_{T,summa}$  on sulakeportaan T yksittäisten asiakkaiden huipputehojen summa [22]

Kustannusten tasapuolinen kohdistaminen toteutuu, kun kustannuspaikan yksikkökustannukset huomioidaan osallistumis- ja tasoituskertoimilla. Sähköverkon tehopohjaiset kustannukset jakautuvat kertoimien mukaan eri sulakeportaille kaavan 10 mukaisesti. [22]

$$TM_T = K_{KP} * OK_T * TK_T \quad (10)$$

missä  $TM_T$  on sulakeportaan T tehomaksu,  $K_{KP}$  on kustannuspaikan KP yksikkökustannus,  $OK_T$  on sulakeportaan T osallistumiskerroin,  $TK_T$  on sulakeportaan T tasoituserroin [22]

Osallistumis- ja tasoituskertoimien perusteella suoritettujen kustannusten jaottelun lisäksi on myös monia muita tapoja kohdistaa verkonkuormituksesta aiheutuvat kustannukset. Esimerkiksi hienojakoisempaan kustannusten kohdistamiseen päästään, kun tarkastellaan jakeluverkkoa muuntopiiritasoittain. Tässä työssä käytetään laskennassa suoraviihaisempaa lähestymistapaa, joten laskenta on suoritettu jänniteportaittain.[22]



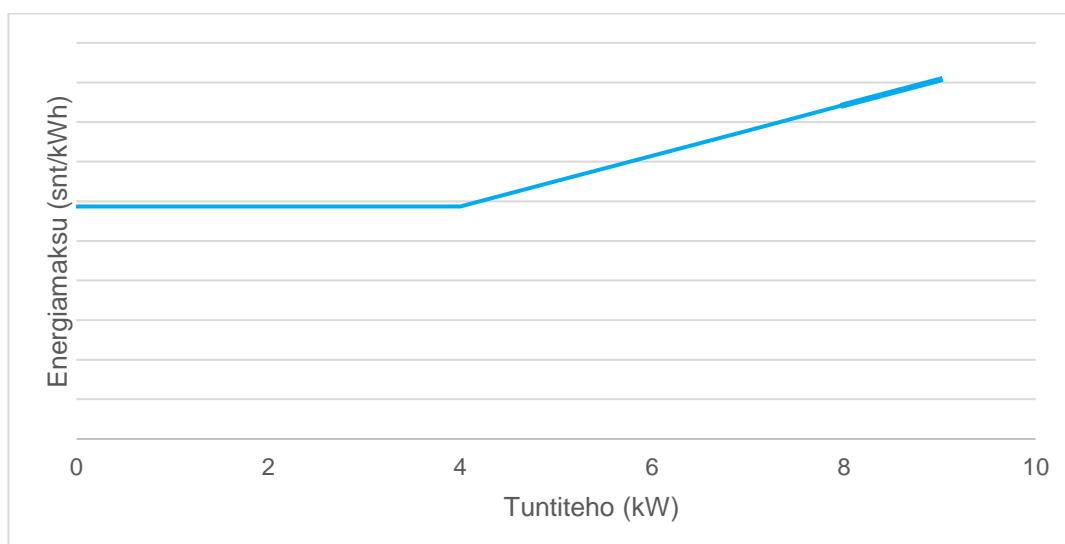
## 8 Uudet siirtotuotevaihtoehdot

Uudet tuoterakenteet on suunniteltu erityisesti pienjänniteasiakkaille. tehopohjaisia tuoterakenteita esitellään seuraavassa osiossa neljä erilaista, joista tuote 1 ja tuote 4 ovat pääpiirteittäin nykyisien perusmaksu-energiamaksu –rakenteen mukaisia. Tuote 2 pohjautuu nykyiseen pienjännitetehotuotteeseen ja tuoterakenne 3 on muodostettu tehoaistan mukaiseksi. Uusien tuotteiden avulla on tarkoituksena ohjata sähkökäyttäjiä tasaisempaan sähkökäyttöön, jolloin tehon suuruus vaihtelisi mahdollisimman vähän.

Tehopohjaisten tuotteiden hinnat muodostetaan ensin aiheuttamisperiaatteella. Lopulliset hinnat eivät kuitenkaan pelkästään pohjaudu aiheuttamisperiaatteelle vaan lopullisissa hinnoissa on huomioitu myös jakeluverkkoyhtiön tavoitteet säilyttää liikevaihto vuosittain tuoterakenteesta riippumatta samana. Näin aiheuttamisperiaatteen mukaan muodostettuja siirtohintoja muokataan iteroimalla, jolloin saadaan yhdenmukaisemmat ja keskenään vertailtavissa olevat hinnat siirtotariffeille.

### 8.1 Tuote 1

Tuote 1 muodostuu nykyisen hinnoittelun mukaisesti perusmaksu ja energiamaksu komponenteista. Perusmaksu on aiemman mukaisesti kiinteä vuosittainen maksu, jonka suuruus riippuu sähkökäyttäjän liityntäpisteen sulakekoosta. Energiamaksun suuruus on puolestaan riippuvainen asiakkaan huipputehosta. Energiamaksun muodostumisen on nähtävissä kuvasta 14 ja kaavasta 11.



**Kuva 14.** Energiamaksun muodostuminen tuotteessa 1

$$c_e = k * P_{yli} + c_k \quad (11)$$

Jossa  $c_e$  on energiamaksu tarkastellulle kuukaudelle,  $k$  on sulakeportaan kerroin,  $P_{yli}$  on rajatehon  $P_r$  ylittävä osuus,  $c_k$  on energian kynnysmaksu

Energiamaksun tehoriippuvuus toteutuu kuvan 14 mukaan. Tällöin jokaiselle sulakeportaalle on määritelty oma energiamaksun muodostumiskäyrä, joka määrittää tarkasteluajanjakson energiamaksun suuruuden. Sulakeportaittain määritetään tehoraja  $P_r$ , jonka jälkeen energiamaksu kallistuu kulmakertoimen määrittämällä tavalla. Tehoraja määräytyy prosentuaalisesti pääsulakkeen mukaisen maksimitehon mukaan. Sähkökäyttäjän tehohuippuja tarkastellaan kuukausittain, sillä vuoden tarkasteluväli ei olisi tarpeeksi ohjaava ja toisaalta yhden kuormitushuipun tarkastelu vuodessa saattaisi rangaista asiakasta tarpeettoman paljon.

## 8.2 Tuote 2

Kuten aiemmin mainittiin tuoterakenne 2 vastaa nykyistä pienjännitetehotariffia. Tuote 2 koostu näin ollen perus-, energia- ja tehomaksukomponentista. Perusmaksu on perinteisesti kiinteä vuosittainen maksu ja energiamaksu määräytyy luonnollisesti siirretyn energiamäärän mukaisesti. Tehomaksu on määritetty sähkökäyttäjän vuoden huipputehon avulla.

## 8.3 Tuote 3

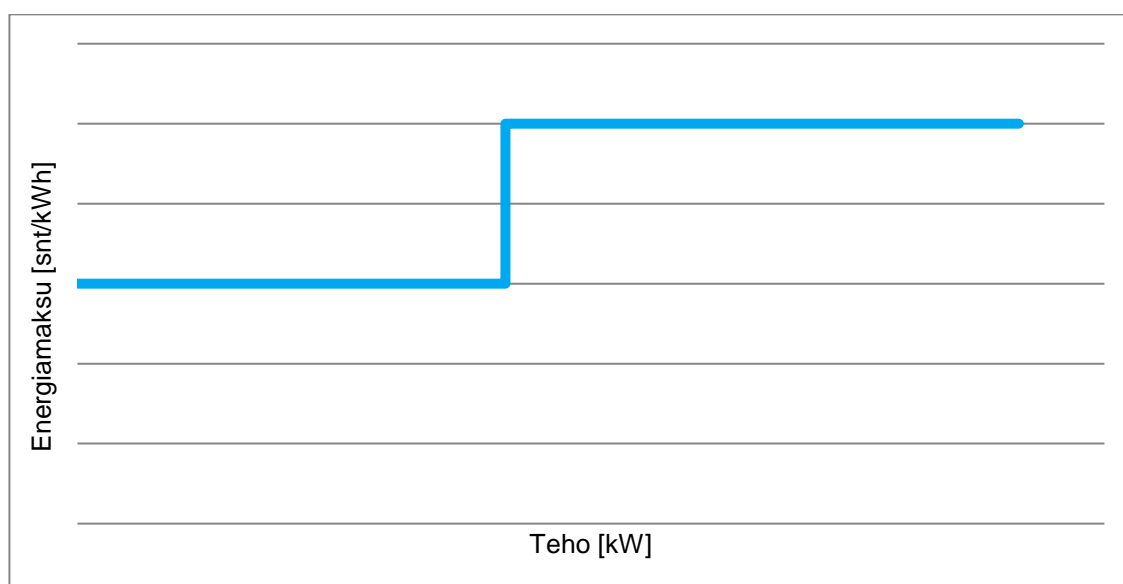
Tehokaista on viime aikoina paljon tutkittu hinnoittelumenetelmä, jonka takia sitä on myös mielenkiintoista simuloida Tampereen jakeluverkon alueella. Alun perin tietoliikennekaistan mukaiseen ajattelumalliin pohjautuvassa tuotteessa ajatuksena on, että jokainen asiakas varaa itselleen jakeluverkosta vuoden tehohuippunsa mukaisen kaistan, jonka mukaan sähkökäyttäjä maksaa tehokaistansa suuruudesta riippuen kiinteän hinnan vuosittain. Tehokaistan kaistanväliksi on valittu 3 kW, sillä 5 kW on monesti liian suuri kaistan väliksi eikä ohjaa tarpeeksi sähkökäyttäjän kulutusta ja 1 kW puolestaan liian pieni kaistanväliksi pienimmillekin kuluttajille.

Asiakkaan tehokaistan suuruus määräytyy edellisvuoden kuormituskäyrästä. Sähkön loppukäyttäjälle kuitenkin sallitaan kymmenen kaistan ylitystä vuodessa, jolloin esimerkiksi tehokaistan ollessa 3 kW saa asiakkaan teho ylittää 3 kW:ta maksimissaan kymmenen kertaa vuodessa. Tehokaistan ylittyessä vuodessa enemmän kuin sallittu kymmenen ylitystä peritään sähkönsiirrosta kalliimpaa maksua, seuraavaksi suurimman kaistan mukaisesti. Lisähintaa kertyy aina tunnin alkavan tehon mukaan. Sallittujen ylitysten ylittyminen ei kuitenkaan siirrä asiakasta automaattisesti suuremmalle kaistalle seuraavana laskutuskautena. Näin ei synny epäselvyyttä sähkökäyttäjän ja jakeluverkkoyhtiön välillä siitä, mille kaistalle asiakas sopimusehtojen puitteissa kuuluu.

Tarvittaessa sähkökäyttäjä voisi itse vaihtaa kaistansa suuruutta olemalla yhteydessä paikalliseen jakeluverkonhaltijaan.

## 8.4 Tuote 4

Tuoterakenne neljä on muunnos tuotteesta 1. Tuote koostuu perus- ja energiamaksu komponenteista. Perusmaksun porrastus seuraa täysin tuotteen 1 porrastusta. Energiamaksun muodistumisessa puolestaan on pieniä muutoksia. Ajatuksena tässäkin energiakomponentissa on, että se on riippuvainen asiakkaan kuukausittaisesta kuormitushuipusta kuvan 15 mukaan.



*Kuva 15. Energiamaksun muodostuminen*

Niin kuin tuotteessa 1, myös tuotteen 4 rajateho  $P_R$  määräytyy pääsulakkeen salliman maksimihuipun perusteella. Ainoa erona tuotteessa 4 on, että energian hinta muodostuu rajatehon suhteen halpa-kallis-periaatteella, kuten nykyinen 2-aikasiirtotariffi muodostuu suhteessa vuorokauden aikaan. Sähkön loppukäyttäjän energialasku muodostuu siis laskutuskuukauden aikana halvemman energiahinnan mukaan, jos asiakkaan kuukauden huipputeho on alle rajatehon. Vastaavasti asiakasta laskutetaan kalliimmalla energiamaksulla, jos toteutunut kuormitushuippu on yli rajatehon.

## 8.5 Aiheuttamisperiaatteen mukainen hinnoittelu

Tuotteiden hinnat muodostetaan ensin aiheuttamisperiaatetta käyttämällä. Hinnat lasketaan Tampereen sähköverkkoalueen pienjännitteeseen liittyneiden sähkökäyttäjien tiedoilla. Taulukkoon 5 on listattuna verkkoalueen asiakasmäärä, pienjänniteverkon viime vuoden tehohuippu sekä siirretty vuosenergia. Kaikki tiedot on poimittu järjestelmästä aikaväliltä 2015-2016.

*Taulukko 5. Pienjänniteverkon tiedot*

<b>Pienjänniteverkko 0,4 kV</b>		
Asiakasmäärä	142815	kpl
Huipputeho	225,15	MW
Energia	1,24	TWh

Käydään seuraavaksi läpi tuotekohtaisesti eri maksukomponenttien hinnoittelu aiheuttamisperiaatteen mukaan. Laskuissa käytetyissä tuntimittaustiedoista on suodatettu virheelliset arvot, kuten kohtuuttoman suuret tehopiikit, pois. Aiheuttamisperiaatteen mukaisilla hinnoilla tarkastellaan simuloitua liikevaihtoa.

### 8.5.1 Tuote1 hinnoittelu

Tuoterakenteessa 1 perusmaksuun kohdistettavat pienjänniteverkon asiakas-, laskutus -ja mittauskustannukset jaetaan taulukon 5 0,4 kV verkkoon liittyneiden sähkökäyttäjien määrällä, sillä oletetaan jokaisen asiakkaan kustantavan yhtä paljon yhtiölle. Tästä saadaan asiakkaan vuoden kustannukseksi 25,5 €/asiakas. Lisäksi perusmaksussa huomioidaan verkostokustannukset, henkilöstökulut, vuokrat, poistot ja tuloutus omistajalle, jotka kohdistetaan jokaiselle sulakeportaalle osallistumis- ja tasoituskertoimien avulla kaavan 10 mukaisesti. Kertoimet lasketaan sulakeportaittain taulukon 6 arvoilla. Yksittäisten asiakkaiden huipputehojen summa todennäköisyydellä 95% on määritetty AMR-datan avulla kaavaa 7 käyttäen. Sulakeportaitaiset tehot pienjänniteverkon huipputehon aikana on määritetty kyseisien pääsulakkeiden sähkökäyttäjien AMR-datan summana, jolloin tietojärjestelmän mukaisesti huomioon on otettu ainoastaan taulukoitujen sulakeportaiden sähkökäyttäjät.

**Taulukko 6.** *Sulakeportaitaiset tasoitus- ja osallistumiskertoimet*

Sulake	Sulakeportaan huipputeho [kW]	Sulakkeen yksittäisten asiakkaiden huipputehojen summa (95%) [kW]	Sulakeportaan huipputeho pienjänniteverkon huipputehon aikana [kW]	tasoituskerroin	osallistumiskerroin
1 X 25A	10514	62650	9564	0,17	0,91
1 X 35A	2588	16314	2274	0,16	0,88
3 X 25A	100016	447643	81681	0,22	0,82
3 X 35A	25234	53368	16437	0,47	0,65
3 X 50A	2211	6995	2211	0,32	1
3 X 63A	17307	44518	17307	0,39	1
3 X 80A	7279	15463	7272	0,47	1
3 X 100A	8222	21929	8222	0,37	1
3 X 125A	5768	14068	5379	0,41	0,93
3 X 160A	9582	22587	9150	0,42	0,95
3 X 200A	7113	29365	6270	0,24	0,88
3 X 250A	9452	21326	7098	0,44	0,75
3 X 315A	3698	8272	3055	0,45	0,83
3 X 400A	13155	29066	10853	0,45	0,83
3 X 500A	4635	9087	2936	0,51	0,63
3 X 630A	16464	30045	12356	0,55	0,75

Osallistumis- ja tasoituskertoimilla voidaan painottaa perusmaksut sulakeportaille taulukon 7 mukaan. Taulukon sarakkeeseen 2 laskettu yksikkökustannus on perusmaksussa huomioitujen pienjänniteverkon kustannusten ja viimevuoden huipputehon suhde. Yksikkökustannukset painotetaan sulakeportaille kertoimien avulla. Näin saadut yksikkökustannukset kerrotaan sulakeportaan yksittäisten asiakkaiden huipputehojen summalla. Näin saadaan laskettua pääsulakekohtainen liikevaihto, josta

edelleen voidaan sulakeportaan asiakasmäärällä jaettuna määrittää sähkönkäyttäjille vuosittaiset perusmaksut. Tähän summataan vielä asiakas-, laskutus- ja mittauskustannukset jokaiselle asiakkaalle. Taulukossa 8 on koottuna sulakeportaiden vuosittaiset ja kuukausittaiset perusmaksut aiheutumisperiaatteella.

**Taulukko 7. Tasoitus- ja osallistumiskertoimien avulla lasketut hinnat**

sulake	Yksikkökustannukset (€/kW)	Osallistumiskerroin*tasoi tuskerroin	€/kW	Sulakkeen yksittäisten asiakkaiden huipputehujen summa (95%) [kW]	Liikevaihto	Asiakasmäärä	Liikevaihto/Asiakasmäärä
1 X 25A	44,06	0,15	6,73	62650	421349	29280	14
1 X 35A	44,06	0,14	6,14	16314	100176	7239	14
3 X 25A	44,06	0,18	8,04	447643	3598561	93059	39
3 X 35A	44,06	0,31	13,57	53368	724142	4971	146
3 X 50A	44,06	0,32	13,92	6995	97386	580	168
3 X 63A	44,06	0,39	17,13	44518	762490	3524	216
3 X 80A	44,06	0,47	20,72	15463	320355	850	377
3 X 100A	44,06	0,37	16,52	21929	362221	948	382
3 X 125A	44,06	0,38	16,84	14068	236963	493	481
3 X 160A	44,06	0,41	17,85	22587	403093	678	595
3 X 200A	44,06	0,21	9,41	29365	276249	318	869
3 X 250A	44,06	0,33	14,66	21326	312692	341	917
3 X 315A	44,06	0,37	16,27	8272	134600	84	1602
3 X 400A	44,06	0,37	16,45	29066	478151	241	1984
3 X 500A	44,06	0,32	14,24	9087	129364	50	2587
3 X 630A	44,06	0,41	18,12	30045	544359	159	3424

**Taulukko 8.** Sulakeportainen perusmaksut vuosittain ja kuukausittain

Sulake	Perusmaksu €/asiakas, a	Perusmaksu €/asiakas, kk
1 X 25A	39,92	3,33
1 X 35A	39,37	3,28
3 X 25A	64,20	5,35
3 X 35A	171,21	14,27
3 X 50A	193,44	16,12
3 X 63A	241,90	20,16
3 X 80A	402,42	33,54
3 X 100A	407,62	33,97
3 X 125A	506,19	42,18
3 X 160A	620,07	51,67
3 X 200A	894,24	74,52
3 X 250A	942,52	78,54
3 X 315A	1627,91	135,66
3 X 400A	2009,56	167,46
3 X 500A	2612,81	217,73
3 X 630A	3449,17	287,43

Tuotteen 1 energiamaksussa on huomioitu niin energiasta riippuvat kustannukset kuin kustannukset, jotka on jaoteltu tehomaksukomponentille. Energiasta riippuvat kustannukset jaetaan vuoden sisällä siirretyllä energiamäärällä, jolloin saadaan yksikkökustannukseksi 0,55 snt/kWh. Tehoperusteiset kustannukset jaotellaan perusmaksun tavoin eri sulakeportaille taulukon 9 mukaisesti.

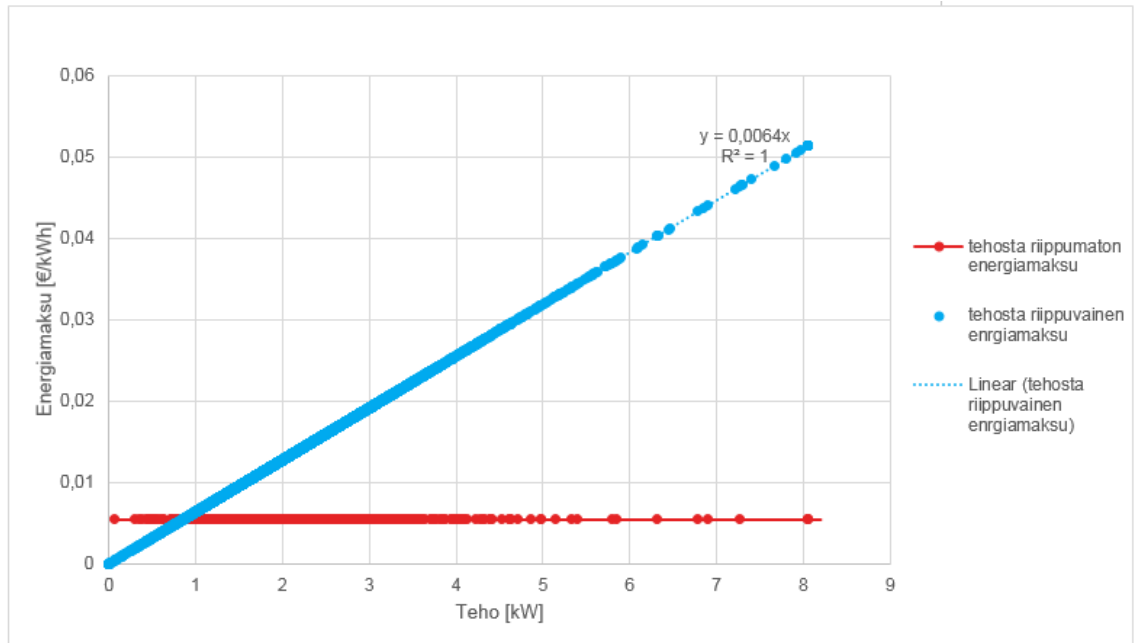
**Taulukko 9.** Tehoperusteisten kustannusten jaottelu sulakeportaille

Sulake	Yksikkökustannus (€/kW)	Osallistumiskerroin * tasoituskerroin	Yksikkökustannus kertoimet huomioituna (€/kW)
1 X 25A	77,11	0,15	11,77
1 X 35A	77,11	0,14	10,75
3 X 25A	77,11	0,18	14,07
3 X 35A	77,11	0,31	23,75
3 X 50A	77,11	0,32	24,37
3 X 63A	77,11	0,39	29,98
3 X 80A	77,11	0,47	36,26
3 X 100A	77,11	0,37	28,91
3 X 125A	77,11	0,38	29,48
3 X 160A	77,11	0,41	31,24
3 X 200A	77,11	0,21	16,47
3 X 250A	77,11	0,33	25,66
3 X 315A	77,11	0,37	28,48
3 X 400A	77,11	0,37	28,79
3 X 500A	77,11	0,32	24,92
3 X 630A	77,11	0,41	31,71

Taulukon 9 sulakeportaittaisten yksikkökustannusten avulla määritetään energiamaksun kulmakerroin rajatehon ylittävältä osalta. Tämä vaikuttaa myös kynnysmaksun suuruuteen, jonka mukaan energiamaksun laskutus muodostuu ennen rajatehon ylittämistä. Taulukoon 7 listatuilla sulakekohtaisilla osallistumis- ja tasoituskertoimilla huomioituilla yksikkökustannuksilla lasketaan jokaisen sulakeportaan sähkökäyttäjän kustannus kertomalla yksikkökustannus asiakkaan toteutuneella kuormitushuipulla. Tämä suhteutetaan energiaan laskemalla sulakeportaittain keskimääräisen asiakkaan energiankulutus, jolla asiakkaan tehoerusteiset kustannukset jaetaan. Esimerkkinä tästä käydään läpi sulakeportaan 1 X 35A energiamaksun muodostumisen periaatteet.

Sulakeportaan 1 X 35 A sähkökäyttäjien vuosittaiset huipputehot kerätään mittaustiedoista. Yksittäisten sähkökäyttäjien kuormitushuipuista jätetään kaikki pääsulakkeen ylittävät tehot pois. Tehohuiput kerrotaan sulakeportaan yksikkökustannuksella 10,75 €/kW. Näin saadut asiakaskohtaiset rahasummat jaetaan sulakeportaan yksittäisten asiakkaiden keskimääräisellä energialla, joka on 1684 kWh. Kuvassa 16 sinen käyrä kuvaa tehon mukaisen energiamaksun muodostumista ja punainen on vakiona pysyvä 0,0055 €/kWh yksikkökustannus.





**Kuva 16.** Energiamaksun muodostuminen sulakeportaalle 1 X 35 A

Kuvan 16 mukaiset suorat on määritetty, jokaiselle pääsulakkeelle. Energiamaksun kulmakerroin määräytyy tehon mukaan eli kuvassa 16 sinisen käyrän perusteella. Energian hinta ennen tehorajaa eli niin sanottu kynnyismaksu on laskettu tehon mukaan muuttuvasta –käyrästä siten, että energian arvo on tehorajan antamasta energian hinnasta puolet. Kyseiseen arvoon summataan vielä 0,0055 €/kWh kustannusten kattamiseksi. Tehorajana käytetään 70 % pääsulakkeen mahdollistamasta huipputehosta. Taulukossa 10 on jokaisen sulakportaan kertoimien ja kynnyismaksujen arvot rajateholla 70 %. Sulakeportaiden kynnyismaksuja on yhdistetty asiakasmäärillä painotettuna sarakkeen painotettu keskiarvo mukaisesti.

*Taulukko 10. Pääsulakkeiden energianhinnan muodostuminen*

sulake	Huipputeho [kW]	Tehoraja [kW] 70%	kerroin	Kynnysmaksu [snt/kWh]	painotettu keskiarvo
1 X 25A	5,75	4,03	0,00726	2,0	2,1
1 X 35A	8,05	5,64	0,00638	2,3	2,1
3 X 25A	17,32	12,12	0,00330	2,5	2,5
3 X 35A	24,25	16,97	0,00145	1,8	2,5
3 X 50A	34,64	24,25	0,00131	2,1	2,5
3 X 63A	43,65	30,55	0,00134	2,6	2,5
3 X 80A	55,43	38,80	0,00098	2,4	2,2
3 X 100A	69,28	48,50	0,00066	2,1	2,2
3 X 125A	86,60	60,62	0,00048	2,0	2,2
3 X 160A	110,85	77,60	0,00042	2,2	2,2
3 X 200A	138,56	96,99	0,00014	1,2	1,5
3 X 250A	173,21	121,24	0,00019	1,7	1,5
3 X 315A	218,24	152,77	0,00012	1,5	1,5
3 X 400A	277,13	193,99	0,00010	1,6	1,5
3 X 500A	346,41	242,49	0,00005	1,2	1,5
3 X 630A	436,48	305,53	0,00006	1,5	1,5

Perusmaksuja ja energiamaksuja voitaisiin vielä edelleen yhdenmukaistaa. Tämän lisäksi on mahdollista myös muuttaa kynnysmaksun ja rajatehon suhdetta sekä kulmakertoimia muokaten tuotteesta 1 verkkoyhtiön alueen sähkökäyttäjien kulutuskäyttäytymistä parhaiten ohjaavat hinnat.

## 8.5.2 Tuote 2 hinnoittelu

Tuotteen 2 hinnoittelu on rakenteensa puolesta jo suoraviivaisempaa kuin tuotteen 1 muodostaminen. Aiemmin jo jaettiin kustannukset eri maksukomponenteille. Perusmaksuun lasketut kustannukset jaetaan asiakasmäärällä. Tehomaksuun kohdistettavat kustannukset lasketaan suhteessa koko pienjänniteverkon yksittäisten asiakkaiden huipputehojen summaan, joka on laskettu kaavalla 7. Energiasta aiheutuvat kustannukset jaetaan siirretyllä energialla. Taulukossa 11 on näin hinnoiteltujen tuotteiden arvot.

**Taulukko 11. Tuotteen 2 hinnat**

Perusmaksu		Tehomaksu		Energiamaksu
€/asiakas, a	€/asiakas, kk	€/kW, a	€/kW, kk	€/kWh
94,99	7,92	20,85	1,74	0,0055

Tuotteen 2 tehomaksu lasketaan vuosittain ja siitä edelleen jaetaan 12 kuukaudelle. Tämä laskumenetelmä ei täysin vastaa aiheutumisperiaatteen toteutumista, sillä sähkökäyttäjän kuukauden huipputehot eivät aina muodostu täysin samoiksi. Sähkökäyttäjää laskutetaan kuukausittaisten tehohuippujen mukaan hinnalla 1,74 €/kW,kk, jonka lisäksi huomioidaan tuoterakenne 2 mukaiset perus- ja energiamaksut.

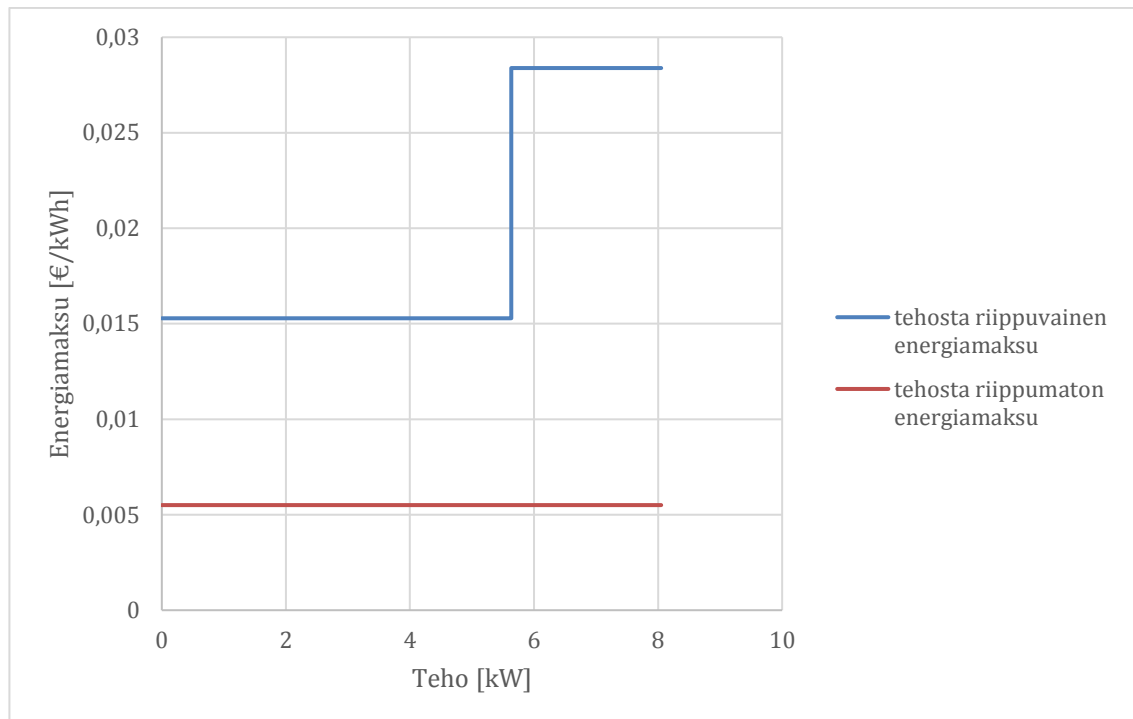
## 8.5.3 Tuote 3 hinnoittelu

Kaistahinnoittelussa asiakas maksaa kiinteän kaistan suuruuden mukaisen maksun vuosittain. Tehokaistaa hinnoiteltaessa lasketaan kiinteä hinta per kW. Tällöin jakeluverkon kaikki huomioon otavat kustannukset jaetaan pienjänniteverkon yksittäisten sähkökäyttäjien huipputehojen summalla. Näin tehon yksikköhinnaksi saadaan vuodessa 45,1 €/kW. Pienimmän kaistan [0..3 kW] hinnaksi näin ollen muodostuu vuodessa 135,35 € ja kuukaudessa 11,28 €. Seuraavan kaistan välin [3...6 kW] hinta on luonnollisesti tällöin kaksi kertaa suurempi. Asiakkaan ylittäessä sallitun 10 kertaa, laskutetaan asiakasta tällöin seuraavan kaistan mukaan, jolloin 3 kW kaistan tilannut asiakas maksaisikin 6 kW kaistan hinnan.

## 8.5.4 Tuote 4 hinnoittelu

Tuote 4 pohjautuu idealtaan tuotteeseen 1, joten myös hinnoittelussa on käytetty tuoterakenteen 1 maksukomponentteja apuna. Perusmaksu muodostuu samoin tasoitus- ja osallistumiskertoimia käyttäen kuin taulukossa 5 on mallinnettu ja edelleen saadaan samat yksikköhinnat taulukon 6 mukaisesti. Energiamaksun hinnoittelussa on puolestaan eroja.

Energiasta riippuvien kustannusten kautta määritetty yksikköhinta ja tehon mukaan muuttuva energianhinta –kuvaajiin perustuen lasketaan tehorajan mukaan muuttuva halvempi ja kalliimpi energiamaksu. Kuvassa 17 sininen kuvaaja kuvastaa halpa-kallis –periaatetta. Kuvaaja muodostetaan laskemalla kuvan 16 kuvaajasta. Halvempi hinta on rajatehon antama energian hinta puolitetuna ja kalliimpi hinta on rajatehon ja maksimitehon erotuksen energianhinta puolitetuna ja summattuna halvempaan hintaan. Kuvassa 17 on halvan ja kalliin hinnan energiamaksut sekä 0,55 snt/kWh yksikköhinnan kuvaajat sulakeportaalla 1 X 35 A. Taulukossa 12 on koottuna sulakeportaittain lopulliset energianhinnat eli halpaan ja kalliiseen hintaan on vielä summattu 0,55 snt/kWh. Tehorajana käytetään 70% pääsulakkeen sallimasta maksimitehosta.



**Kuva 17.** Energiamaksun muodostuminen sulakeportaalle 1 X 35 A

**Taulukko 12.. Tuotteen 4 energiahinnan muodostuminen**

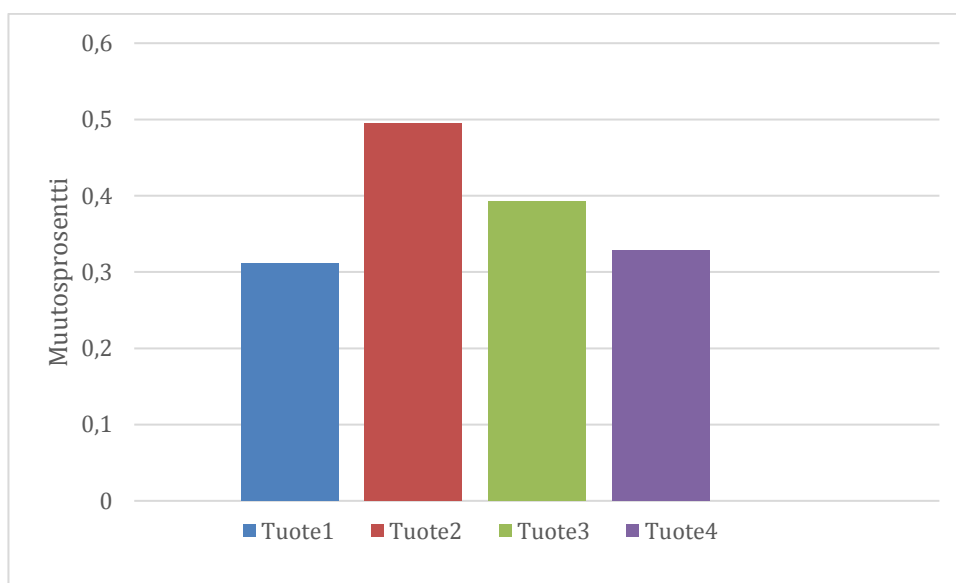
sulake	Maksimiteho [kW]	Tehoraja [kW] 70%	halpa hinta [snt/kWh]	kallis hinta [snt/kWh]	Yhdistetty hinta	
					halpa hinta [snt/kWh]	kallis hinta [snt/kWh]
1 X 25A	5,75	4,03	1,6	2,6	2,1	3,4
1 X 35A	8,05	5,64	0,5	0,8	2,1	3,4
3 X 25A	17,32	12,12	2,3	3,9	2,5	4,2
3 X 35A	24,25	16,97	0,1	0,1	2,5	4,2
3 X 50A	34,64	24,25	0,00	0	2,5	4,2
3 X 63A	43,65	30,55	0,1	0,1	2,5	4,2
3 X 80A	55,43	38,8	0,7	1,2	2,2	3,6
3 X 100A	69,28	48,5	0,7	1,1	2,2	3,6
3 X 125A	86,6	60,62	0,3	0,5	2,2	3,6
3 X 160A	110,85	77,6	0,5	0,8	2,2	3,6
3 X 200A	138,56	96,99	0,3	0,5	1,5	2,3
3 X 250A	173,21	121,24	0,5	0,8	1,5	2,3
3 X 315A	218,24	152,77	0,1	0,2	1,5	2,3
3 X 400A	277,13	193,99	0,3	0,5	1,5	2,3
3 X 500A	346,41	242,49	0,1	0,1	1,5	2,3
3 X 630A	436,48	305,53	0,2	0,3	1,5	2,3

Taulukossa 12 on vielä asiakasmäärien jakautumisen avulla yhdistetty siirtohinnat sulakeportaittain. Tuotteessa 4 on myös mahdollista vaihdella tehorajan suuruutta sähkökäyttäjien kulutuskäyttötymisen mukaan.

### 8.5.5 Eri tuotteilla saavutettava liikevaihto

Seuraavaksi mallinnetaan aiheuttamisperiaatteen mukaan hinnoiteltujen tuotteiden liikevaihtoa verrattuna nykyisten, käytössä olevien tuotteiden liikevaihtoon. Liikevaihdot lasketaan keskimääräisten kuormituskäyrien perusteella, joiden muodostaminen on käyty läpi kappaleessa 6.3. Liitteessä 3 taulukossa 1 on sähkönkäyttäjien määrä sekä energia-että tehotiedot. Tuote 1, tuote 2 ja tuote 4 lasketaan asiakkaan kuukausittaisen kuormituskäyrän avulla ja tuotteen 3 asiakkaan tehokaistajaottelu on toteutettu vuoden kymmeneksi suurimman tehon perusteella, jolloin sallitut ylitykset tulevat huomioon otetuksi tulosta laskiessa.

Kuvassa 18 on tuotekohtainen liikevaihdon prosentuaalinen muutos verrattuna nykyisen tuotteen liikevaihtoon.



**Kuva 18.** Tuotekohtainen liikevaihto

Pelkästään aiheuttamisperusteinen hinnoittelu nostaa jakeluverkkoyhtiön tulosta jokaisella uudella tuoterakenteella. Tuotteella 2 liikevaihdon muutos on suurin. Tuotteen 2 tehomaksun hinnoittelu on toteutettu vuosittaisen tehohuipun mukaan ja jaettu kuukausien määrällä, mistä johtuen tehomaksusta muodostuu suurempi kuin kuukausittain toteutuneilla tehohuipuilla laskettuna. Tällöin kuukausittaisen tehohuipun mukaan hinnoittelu pienetäisi myös vuoden liikevaihtoa.

Jakeluverkkoyhtiön tavoitteena on, että liikevaihto pysyisi vuosittain lähes samana. Tämän perusteella voidaankin todeta tuotteiden hintojen muodostuneen liian kalliiksi, joten seuraavaksi muokataan hintoja asettamalla tuotteiden liikevaihdon muutos nolnaan.

## 8.6 Hinnoittelu liikevaihtotavoitteiden mukaan

Hinnoitellaan tuotteet uudestaan iteroimalla niitä siten, että liikevaihtotavoite toteutuu. Maksukomponenttien suhteet on mahdollisuuksien mukaan pyritty säilyttämään kustannusten jaon mukaisina, jolloin saadaan taulukon 13 mukaiset osuudet eri maksukomponenteille. Prosenttien avulla on iteroitu uudet hinnat tuotteille.

**Taulukko 13.** Kustannusjaottelun mukaiset osuudet kokonaiskustannuksista

	Perusmaksu	Tehomaksu	Energiamaksu
Osuus	36 %	18 %	46 %

Tuoterakenteen 1 uudet hinnat on esitetty taulukossa 14. Tehorajana on säilytetty 70% pääsulakkeen maksimitehosta. Aiheuttamisperiaatteen hinnoitteluun verrattuna perusmaksu nousi hieman 1. vaiheisilla sulakeportaila, kun taas sulakkeiden 3 x 35 A ja 3 X 63 A laski. Sulakeportaiden kertoimet säilytettiin samoina kuin aiheuttamisperiaatteen mukaisessa hinnoittelussa, mikä puolestaan laski kynnysmaksun suuruutta melkein puolella.

**Taulukko 14.** Tuotteen 1 maksukomponenttien hinnat

sulake	perusmaksu		energiamaksu	
	€/asiakas, a	€/asiakas, kk	kulmakerroin	Kynnysmaksu [snt/kWh]
1 X 25 A	49,03178	4,0859821	0,0073	1,37
1 X 35 A	49,61369	4,134474	0,0064	1,37
3 X 25 A	64,60852	5,3840429	0,0033	1,42
3 X 35 A	114,3316	9,5276316	0,0015	1,42
3 X 63 A	185,9515	15,495957	0,0013	1,2

Taulukossa 15 on kerättyä pienjännitetehotuotetta vastaavan tuotteen 2 muokatut hinnat. Energiamaksu ja tehomaksu on määritetty suoraan liikevaihdosta kustannusten jaon antamin prosenttein, joista yksikköhinnat on laskettu siirretyn energian ja yksittäisten asiakkaiden huipputehojen perusteella. Tehomaksu on laskettu vuoden huipputeholla ja jaettu tasaeriksi kuukusittain. Perusmaksu on iteroitu siten, että haluttu liikevaihto saavutetaan. Energiamaksu pysyy aiheutumisperiaatteen mukaisena, kun taas teho- ja perusmaksu laskevat.

**Taulukko 15.** Tuotteen 2 maksukomponenttien hinnat

perusmaksu		energiamaksu	tehomaksu	
€/asiakas, a	€/asiakas, kk	snt/kWh	€/kW, a	€/kW, kk
67,85	5,65	0,57	9,46	0,79

Tuotteen 3 uusi hinta on suoraviivaisesti iteroitu siten, että liikevaihto saavutetaan, kun sähkökäyttäjillä sallitaan kymmenen kaistan ylitystä. Taulukossa 16 on näkyvissä niin yhden kilowatin hinta 0.3 kW kaistan hinta.

**Taulukko 16.** Tuotteen 3 maksukomponenttien hinnat

Tuote 3	
€/kW, a	kaista 0..3kW
32,40	97,21 €/a

Tuotteen 4 perusmaksu on vastaava kuin tuotteella 1. Uudelleen muotoillut energian hinnat 70 % tehorajalle on näkyvissä taulukossa 12. Energianhinnat on yhdistetty 1 – vaiheisille sulakkeille, 3 X 25 A ja 3 X 35 A sekä 3 X 63 A erikseen.

**Taulukko 17.** Tuotteen 4 maksukomponenttien hinnat

	perusmaksu		Energiamaksu [snt/kWh]	
	€/asiakas, a	€/asiakas, kk	halpa	kallis
1 X 25 A	49,03	4,09	1,37	2,19
1 X 35 A	49,61	4,13	1,37	2,19
3 X 25 A	64,61	5,38	1,4	2,24
3 X 35 A	114,33	9,53	1,4	2,24
3 X 63 A	185,95	15,50	1,2	1,92

Liikevaihdon kautta määritetyt hinnat ovat vertailtavissa toisiinsa, joten uusilla hinnoilla voidaan mallintaa erilaisten sähkökäyttäjien maksamaa vuosittaista hintaa sekä sen eroja tuotteittain.

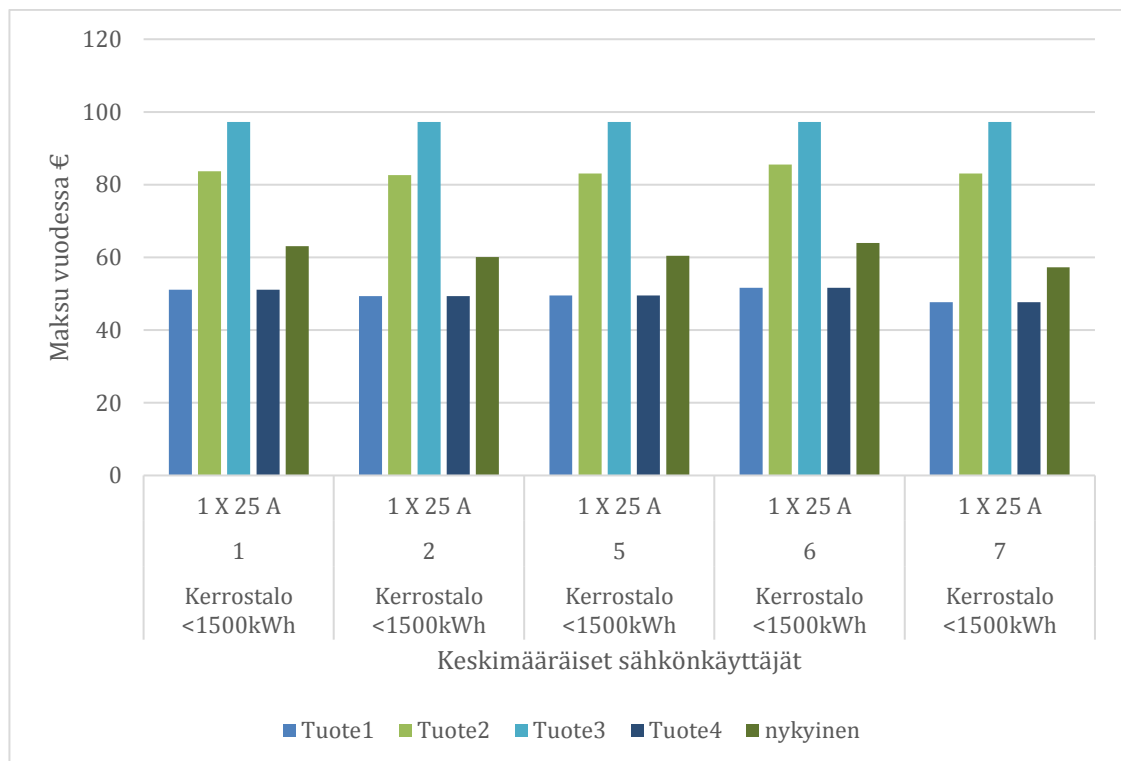


## 9 Yksittäisten asiakkaiden maksama vuoden sähkösiirtomaksu

Seuraavassa eri tuotevaihtoehdoilla mallinnetaan luvussa 6.3 muodostetuilla keksimääräisillä kuormituskäyrillä asiakkaiden sähkösiirtomaksun muodostumista eri tuotteilla. Lähempään tarkasteluun otetaan kerrostalokäyttäjistä 1 X 25 A ja 3 X 25 A pääsulakkeen omaavat asiakkaat ja omakotitalo käyttäjistä 3 X 25 A ja 3 X 35 A pääsulakkeen omaavat sähkönkäyttäjät.

### 9.1 Kerrostalokäyttäjät, sulakekoko 1 X 25 A ja 3 X 35 A

Kerrostaloasunnoissa voidaan pienempään 1 X 25 A sulakeportaaseen liittyneellä käyttäjällä olettaa, ettei asunnossa ole saunaa käytössä, jolloin viikonloppuiltoihin ei sijoitu niin suurta kulutuspiikkiä. Tämä havaitaan myös asiakkaiden sijoittumisesta kuormitussegmentteihin, sillä suurempia tehovaihteluita kuvaavia segmentin 3 ja 4 sähkönkäyttäjää ei ole. Kuvissa 19, 20 sekä 21 on tyyppikäyttäjittäin ja segmentteittäin sulakeportaan 1 X 25 A yksittäisten sähkönkäyttäjien vuoden sähkösiirtomaksu niin uusilla tuotteilla kuin Tampereen Sähköverkko Oy:n nykyisillä tuotteilla laskettuna. Taulukoissa 18-20 on esitetty prosentuaaliset muutokset.

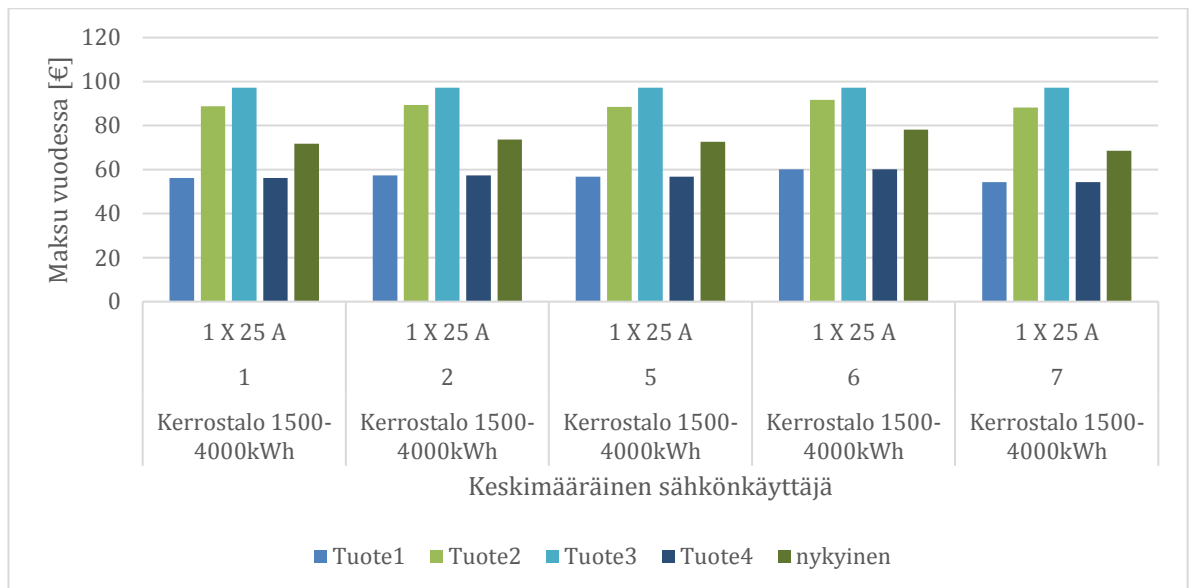


**Kuva 19.** Sähkönkäyttäjien vuoden sähkösiirtomaksu segmenteille 1,2 ja 5-7

**Taulukko 18.** Vuosittaisten maksujen prosentuaalinen ero nykyisiin siirtotuotteisiin

Kerrostalo <1500kWh [1 X 25 A]				
Segmentti	Tuote 1	Tuote 2	Tuote 3	Tuote 4
1	-19,0 %	32,6 %	54,0 %	-19,0 %
2	-17,9 %	37,6 %	61,8 %	-17,9 %
5	-18,1 %	37,4 %	60,9 %	-18,1 %
6	-19,3 %	33,7 %	51,9 %	-19,3 %
7	-16,8 %	45,0 %	69,7 %	-16,8 %

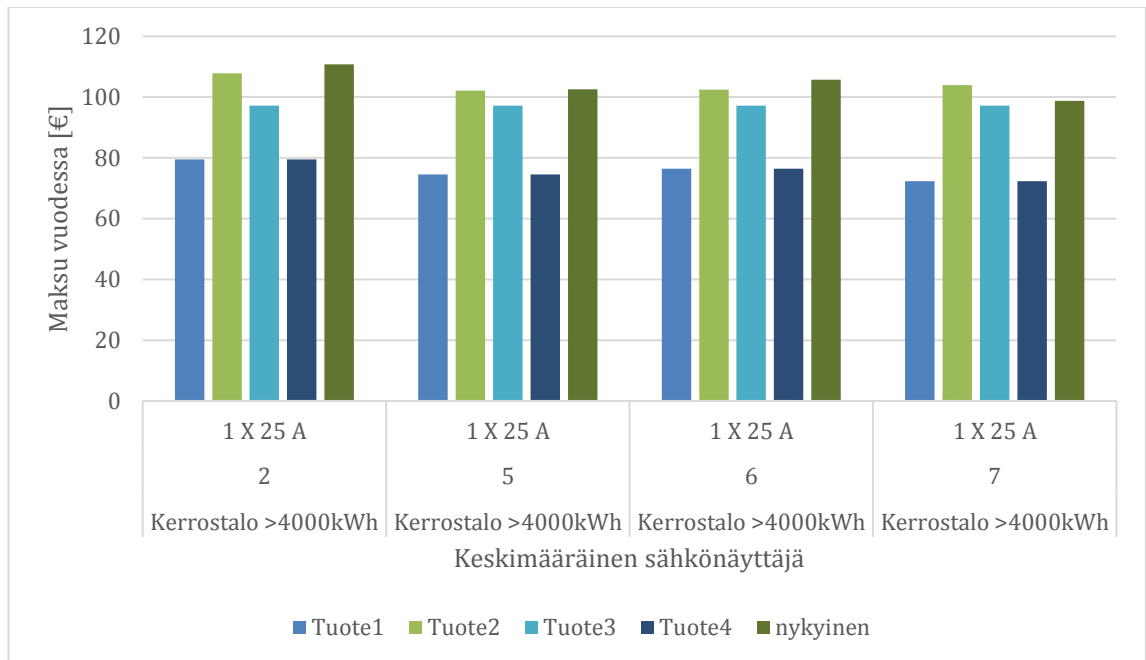
Kerrostalokäyttäjillä, joilla vuosikulutus on alle 1500 kWh:ta tuote 3 eli tehokaista nostaa eniten hintoja, jopa kaksinkertaistaa jokaisella tämän ryhmän asiakkaalla. Tämän lisäksi tuoterakenne 2 nostaa vuoden siirtomaksua verrattuna nykyisin käytössä oleviin siirtotuotteisiin. Tuotteet 1 ja 4 antavat puolestaan hieman matalamman maksun. Tuotteet 1 ja 4 synnyttävät asiakkaalle saman suuruisen maksun silloin, kun kuormitus ei ylitä asetettua rajatehoa. Eri segmenttien sähkökäyttäjien keskimääräisen asiakkaan vuosienenergia tai kuormitushuippujen suuruus ei merkittävästi muutu toisistaan, sillä maksettavassa osuudessa ei tapahdu merkittävästi muutoksia.

**Kuva 20.** Sähkökäyttäjien vuoden sähkönsiirtomaksu segmenteille 1,2 ja 5-7

**Taulukko 19.** Vuosittaisten maksujen prosentuaalinen ero nykyisiin siirtotuotteisiin

Kerrostalo 1500-4000kWh [1 X 25 A]				
Segmentti	Tuote 1	Tuote 2	Tuote 3	Tuote 4
1	-21,60 %	23,70 %	35,50 %	-21,60 %
2	-22,10 %	21,30 %	32,00 %	-22,10 %
5	-21,90 %	21,70 %	33,70 %	-21,90 %
6	-23,20 %	17,30 %	24,30 %	-23,20 %
7	-20,70 %	28,60 %	41,80 %	-20,70 %

Kerrostaloasiakkaat, joiden vuosikulutus on 1500 – 4000 kWh, vuoden siirtomaksun erot ovat nähtävissä kuvassa 20 ja prosentuaaliset erot taulukossa 19. Kuten edellisen tyyppikäyttäjryhmän sisällä eri segmenteille sijoittuneiden asiakkaiden sähkölasku ei merkittävästi eroa toisistaan. Suurempi vuosittainen energian kulutus kuitenkin kaventaa tuotteen 2 ja tuotteen 3 eroa nykyiseen tuotteeseen, kun taas tuote 1 ja tuote 4 antavat edelleen halvemman hinnan.

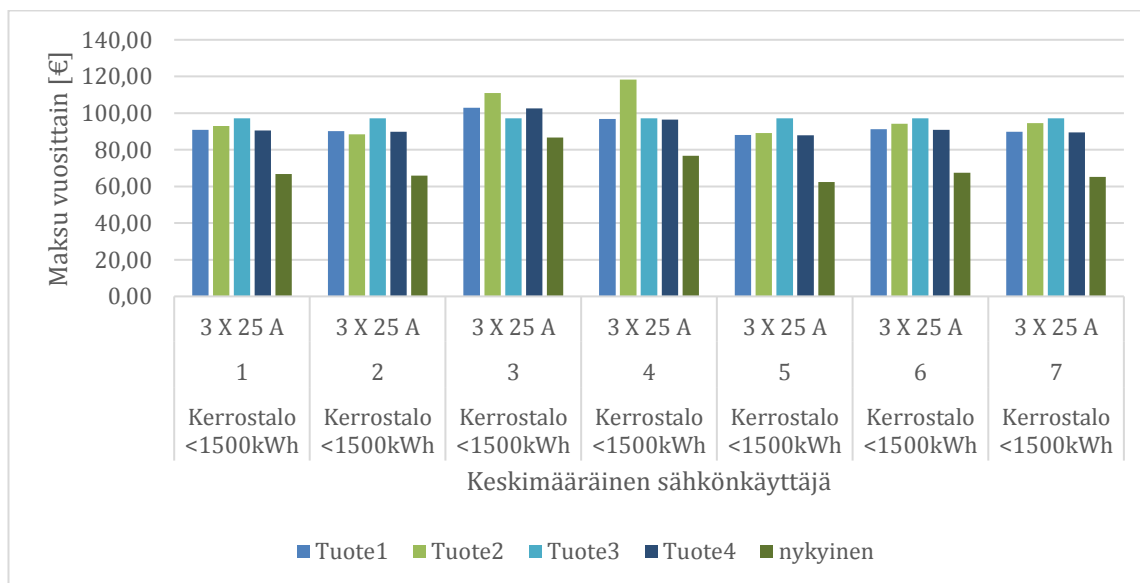
**Kuva 21.** Sähkönkäyttäjien vuoden sähkösiirtomaksu segmenteille 2 ja 5-7

**Taulukko 20.** Vuosittaisten maksujen prosentuaalinen ero nykyisiin siirtotuotteisiin

Kerrostalo >4000kWh [1 X 25 A]				
Segmentti	Tuote 1	Tuote 2	Tuote 3	Tuote 4
2	-28,3 %	-2,7 %	-12,2 %	-28,3 %
5	-27,3 %	-0,4 %	-5,2 %	-27,3 %
6	-27,7 %	-3,1 %	-8,1 %	-27,7 %
7	-26,8 %	5,2 %	-1,6 %	-26,8 %

Tyypikäyttäjät joilla vuosikulutus on yli 4000 kWh:ta nykyisen ja tuotteiden 2 sekä 3 ero kaventuu edelleen antaen nykyisellä hinnoilla välillä jopa kalliimman laskun. Myös tuotteen 2 ja 3 asema toisiinsa nähden on muuttunut. Nyt tehokaistapohjainen, tuote 3 maksaa vähemmän kuin tuote 2. Tuotteet 1 ja 4 antavat edelleen halvimmän hinnan ja sähkökäyttäjien huipputehot pysyvä edelleen rajatehon alapuolella.

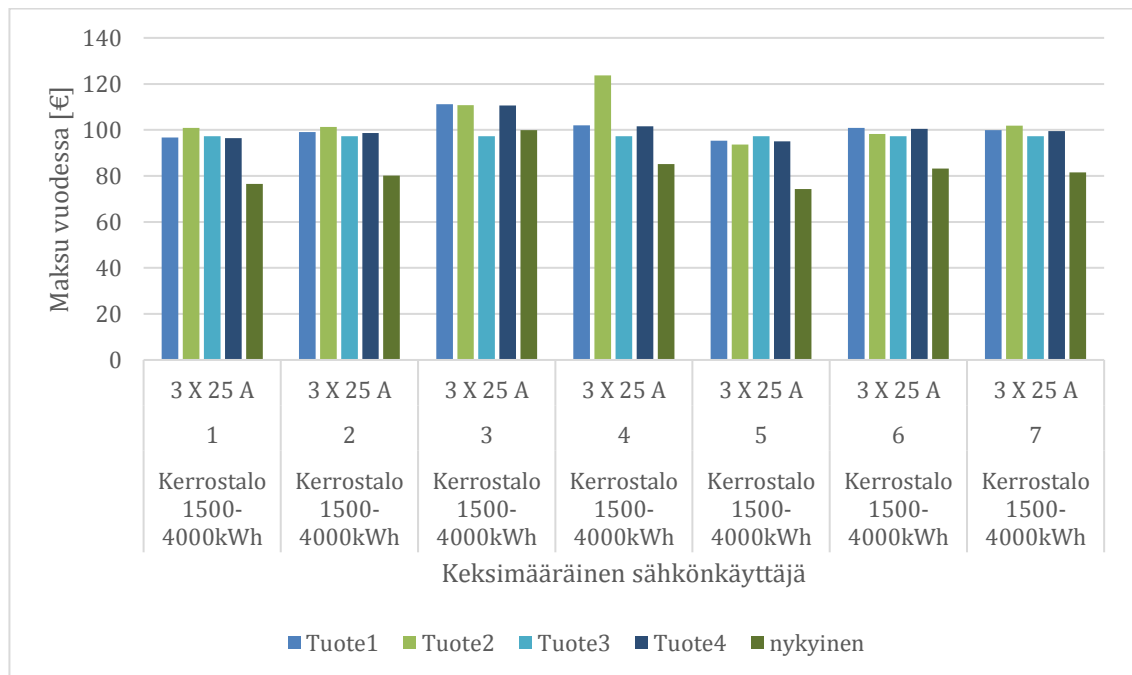
Kuvissa 22, 23 ja 24 on pääsulakkeen 3 X 25 A omaavien kerrostaloasukkaiden vuosimaksu. Verrattuna pienemmän sulakkeen asiakkaisiin, osalla sähkökäyttäjillä kuormitus on vaihtelevampaa. Segmenttien 3 ja 4 kuormituskäyristä päätellen voidaan olettaa sähkösaunallisten asuntojen sijoittuvan näihin ryhmiin.

**Kuva 22.** Sähkökäyttäjien vuoden sähkösiirtomaksu segmenteille 1-7

**Taulukko 21.** Vuosittaisten maksujen prosentuaalinen ero nykyisiin siirtotuotteisiin

Kerrostalo <1500kWh [3 X 25 A]				
Segmentti	Tuote 1	Tuote 2	Tuote 3	Tuote 4
1	35,8 %	39,1 %	45,4 %	35,4 %
2	37,0 %	34,3 %	47,6 %	36,5 %
3	18,8 %	28,1 %	12,2 %	18,3 %
4	26,3 %	54,3 %	26,8 %	25,8 %
5	41,1 %	42,7 %	55,7 %	40,7 %
6	35,2 %	39,7 %	44,1 %	34,7 %
7	37,8 %	45,1 %	49,2 %	37,3 %

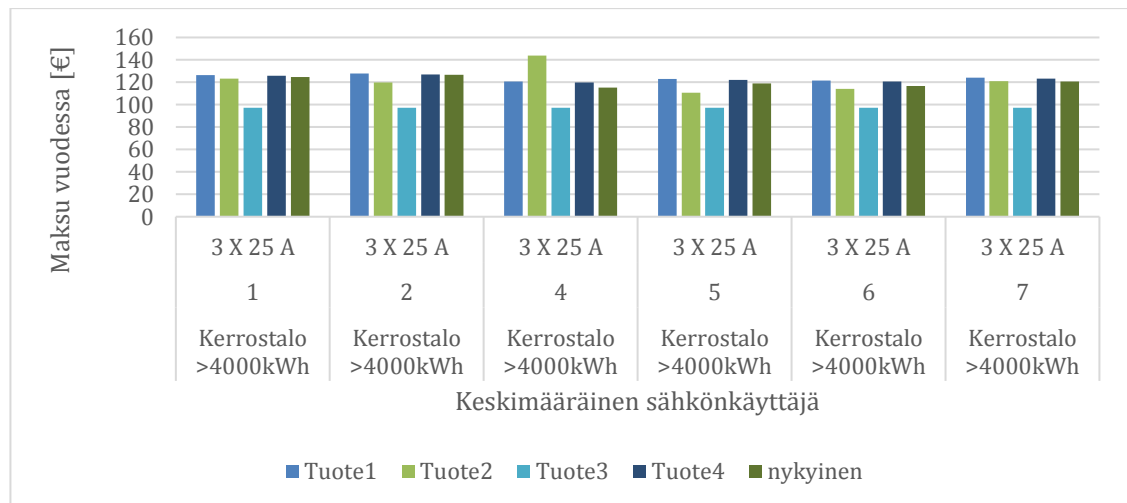
Alle 1500 kWh:n energiankäyttäjillä maksaa sähkönsiirto uusilla tuotteilla laskettuna vuodessa lähes yhtä paljon segmentistä riippumatta. Poikkeuksena on segmentti 4 asiakkaat, joilla tuotteella 2 on muihin verrattuna kalliimpi vuosimaksu. Nykyiseen hinnoitteluun verrattuna uusilla tuotteilla asiakkaiden maksut nousevat taulukon 21 prosenttien mukaisesti. Kuten sulakeportaassa 1 X 25 A on kaistahinnoitellussa asiakkaat sijoittuneet pienimmälle 0..3 kW kaistalle. Tuotteilla 1 ja 4 saadaan toisistaan hieman eroavat vuosimaksut. Tämä ei kuitenkaan vielä ole tehorajan ylityksestä johtuvaa vaan aiheutuu sulakeportaan kynnymaksujen hienoisesta erosta.

**Kuva 23.** Sähkönsiirtäjien vuoden sähkönsiirtomaksu segmenteille 1-7

**Taulukko 22.. Vuosittaisten maksujen prosentuaalinen ero nykyisiin siirtotuotteisiin**

Kerrostalo 1500-4000kWh [3 X 25 A]				
Segmentti	Tuote 1	Tuote 2	Tuote 3	Tuote 4
1	26,50 %	31,90 %	27,10 %	26,00 %
2	23,50 %	26,30 %	21,20 %	23,00 %
3	11,20 %	10,80 %	-2,70 %	10,60 %
4	19,90 %	45,30 %	14,20 %	19,40 %
5	28,40 %	26,20 %	30,90 %	27,90 %
6	21,30 %	18,10 %	16,90 %	20,70 %
7	22,40 %	24,80 %	19,20 %	21,90 %

Siirryttäessä korkeampaan vuosikulutukseen samalla sulakeportaalla, uusilla tuotteilla vuosimaksut tasoittuvat entisestään toisiinsa nähden. Nykyiset tuotteet antavat sähkökäyttäjille edelleen muita halvemmän vuosimaksun.

**Kuva 24. Sähkökäyttäjien vuoden sähkösiirtomaksu segmenteille 1,2 ja 4-7**

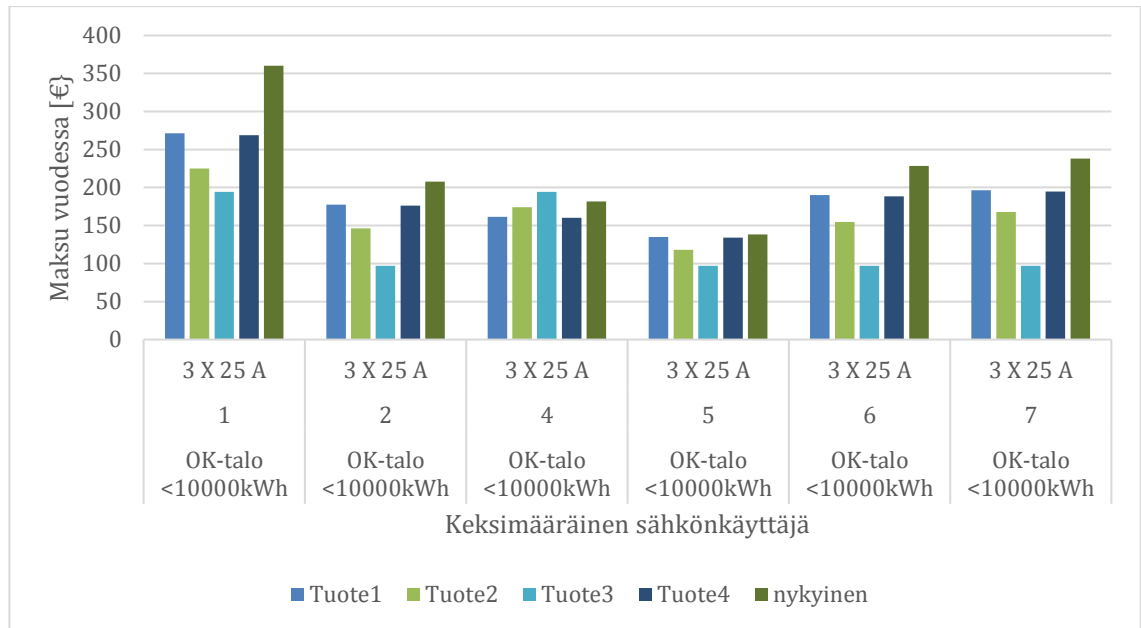
*Taulukko 23.. Vuosittaisten maksujen prosentuaalinen ero nykyisiin siirtotuotteisiin*

Kerrostalo >4000kWh [3 X 25 A]				
Segmentti	Tuote 1	Tuote 2	Tuote 3	Tuote 4
1	1,4 %	-1,2 %	-22,1 %	0,7 %
2	0,8 %	-5,6 %	-23,3 %	0,1 %
4	4,6 %	24,8 %	-15,7 %	4,0 %
5	3,3 %	-7,0 %	-18,3 %	2,7 %
6	4,1 %	-2,2 %	-16,7 %	3,5 %
7	2,7 %	0,1 %	-19,5 %	2,0 %

Vuosikulutuksen kasvaessa vuodessa yli 4000 kWh:n tuotteesta 3 muodostuu halvin vuosimaksu sähkökuluttajalle. Muut tuotteet, jotka huomioivat sähkökäyttäjän energiakulutuksen suuruuden antavat puolestaan asiakkaalle vain pieniä eroja vuosimaksuun. Nykyisen siirtotuotteen tai uusien tuotteiden vuosimaksu, tuotetta 3 lukuun ottamatta, ei merkittävästi vaihtelee tuotteen perusteella. Tuotteen 2 vaikutuksesta tulee poikkeama segmentissä neljä, jolloin nykyisten tuotteiden hinta jää huomattavasti matalammaksi.

## 9.2 Omakotitalokäyttäjä, sulakekoko 3 X 25 A ja 3 X 35 A

Omakotitaloasujien sähkösiirron vuosimaksun vaihtelua kuvaavat seuraavat seitsemän kuvaa. Ensimmäiset kuvat ovat pääsulakkeen 3 X 25 A omaavia sähkökäyttäjiä eri energian vuosikulutuksilla. Lisäksi on laskettu erikseen sähkölämmitteiset talot, osittain varaavat sähkölämmitteiset talot ja ei-sähköllä lämmittävät sähkökäyttäjät. Samaisten sähkökäyttäjien maksuja simuloidaan vertailun vuoksi vielä pääsulakkeen 3 X 35 A omaavilla asiakkailla.



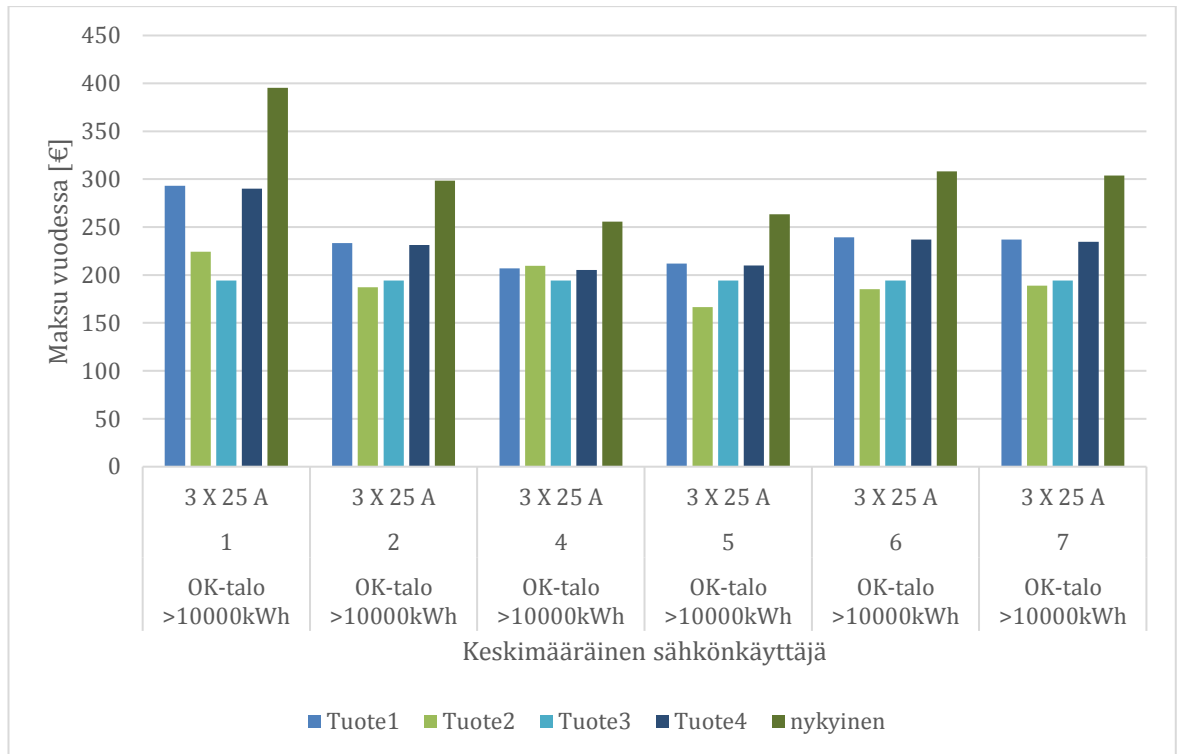
**Kuva 25.** Sähkönkäyttäjien vuoden sähkösiirtomaksu segmenteille 1,2 ja 4-7

**Taulukko 24.** Vuosittaisten maksujen prosentuaalinen ero nykyisiin siirtotuotteisiin

OK-talo <10000kWh [3 X 25 A]				
Segmentti	Tuote 1	Tuote 2	Tuote 3	Tuote 4
1	-24,6 %	-37,5 %	-46,0 %	-25,4 %
2	-14,5 %	-29,5 %	-53,2 %	-15,2 %
4	-11,1 %	-4,4 %	6,9 %	-11,8 %
5	-2,5 %	-14,5 %	-29,7 %	-3,2 %
6	-16,7 %	-32,2 %	-57,4 %	-17,4 %
7	-17,6 %	-29,6 %	-59,2 %	-18,3 %

Omakotitalo, jossa ei ole sähkölämmitystä ja vuosittainen käyttö jää alle 10 000 kWh:n, kustannukset asiakkaalle vuodessa muodostuvat 25 kuvan mukaisesti. Segmenttien 1, 2, 5, 6 ja 7 mukaan muodostuvat kuormituskäyrät antavat merkittävästi halvemman vuosimaksun tuoterakenteella 3. Lisäksi muutkin uudet tuoterakenteet antavat halvemman vuosimaksun verrattuna nykyiseen tuotteeseen. Segmentin neljä käytöllä taas päinvastaisesti tuote 3 antaa kalliimman vuosimaksun. Toisaalta segmentin 4 vuosimaksuissa ei ole tuotekohtaisesti niin suurta vaihtelua kuin muissa kuormituskäyrissä erityisesti tuotteen 3 ja nykytuotteen välillä.



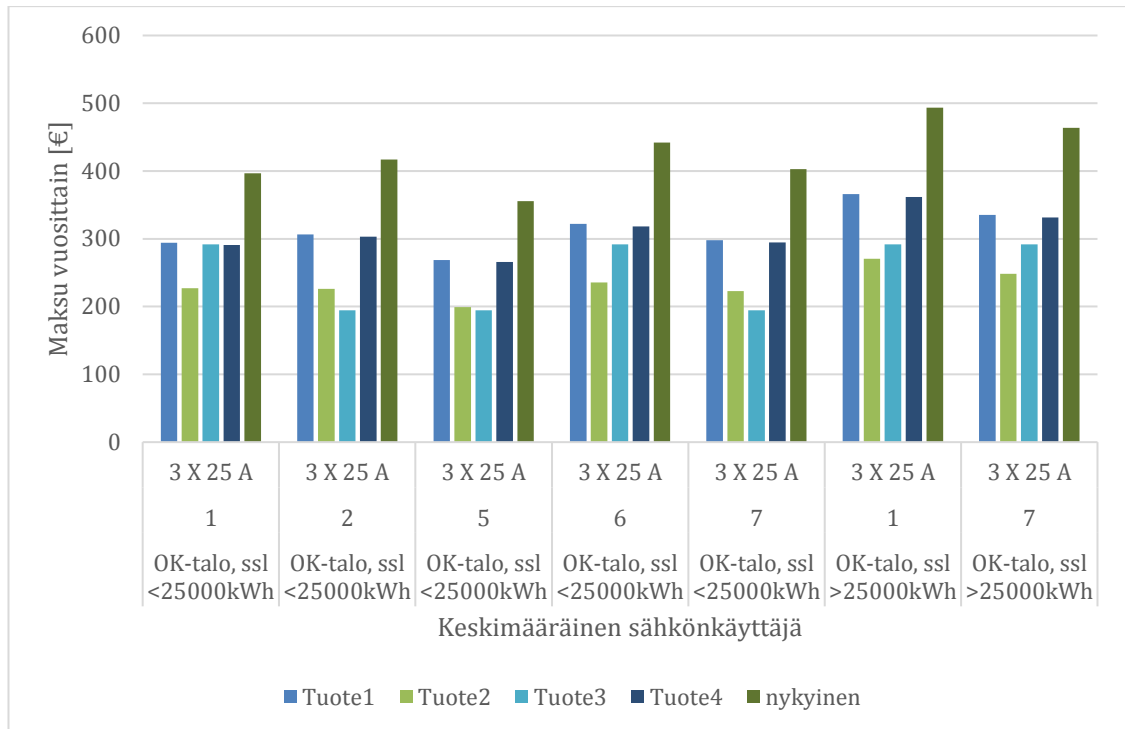


**Kuva 26.** Sähkökäyttäjien vuoden sähkönsiirtomaksu segmenteille 1,2 ja 4-7

**Taulukko 25.** Vuosittaisten maksujen prosentuaalinen ero nykyisiin siirtotuotteisiin

OK-talo >10000kWh [3 X 25 A]				
Segmentti	Tuote 1	Tuote 2	Tuote 3	Tuote 4
1	-25,8 %	-43,2 %	-50,8 %	-26,6 %
2	-21,8 %	-37,3 %	-34,9 %	-22,5 %
4	-19,0 %	-18,0 %	-23,9 %	-19,7 %
5	-19,6 %	-36,8 %	-26,2 %	-20,3 %
6	-22,3 %	-39,8 %	-36,9 %	-23,1 %
7	-22,1 %	-37,9 %	-36,0 %	-22,8 %

Omakotitalokäyttäjien vuosienergian kulutuksen noustessa yli 10 000 kWh nykyiset siirtohinnot ovat kalliimpia asiakkaalle. Eniten eroavat tuotteen 3 puhdas tehopohjainen hinnoittelu ja nykyisen perus- ja energiamaksukomponenttien muodostama siirtotuote.



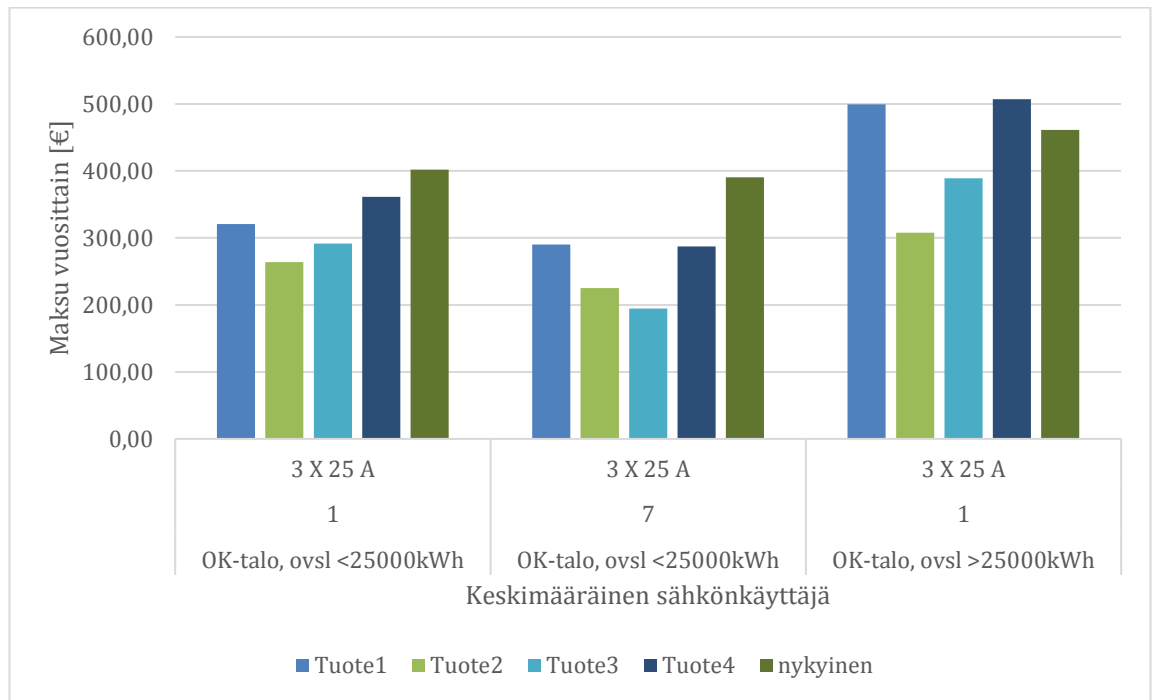
**Kuva 27.** . Sähkökäyttäjien vuoden sähkösiirtomaksu segmenteille 1,2 ja 5-7

**Taulukko 26.** Vuosittaisten maksujen prosentuaalinen ero nykyisiin siirtotuotteisiin

OK-talo, ssl <25000kWh [3 X 25 A]				
Segmentti	Tuote 1	Tuote 2	Tuote 3	Tuote 4
1	-25,90 %	-42,80 %	-26,50 %	-26,70 %
2	-26,50 %	-45,70 %	-53,40 %	-27,30 %
5	-24,40 %	-43,90 %	-45,30 %	-25,20 %
6	-27,20 %	-46,70 %	-34,00 %	-27,90 %
7	-26,10 %	-44,70 %	-51,70 %	-26,90 %
OK-talo, ssl >25000kWh [3 X 25 A]				
Segmentti	Tuote 1	Tuote 2	Tuote 3	Tuote 4
1	-25,90 %	-45,20 %	-40,90 %	-26,70 %
7	-27,70 %	-46,50 %	-37,10 %	-28,50 %

Sähkölämmitteisessä omakotitalossa sama trendi jatkuu ja nykyisillä siirtotuotteilla muodostuu kalleimmat vuosikustannukset asiakkaalle. Kuvassa 27 ensimmäiset viisi

käyttäjää ovat alle 25 000 kWh:n ja loput yli kyseisen arvon. Yllättäen kummankaan vuosienergian asiakkailla ei nähdä vielä tehorajan ylityksiä vaan tuote 1 ja 4 sijoittuvat maltillisesti tuotteiden 2 ja 3 sekä nykyisten tuotteiden kerryttämien maksujen väliin.



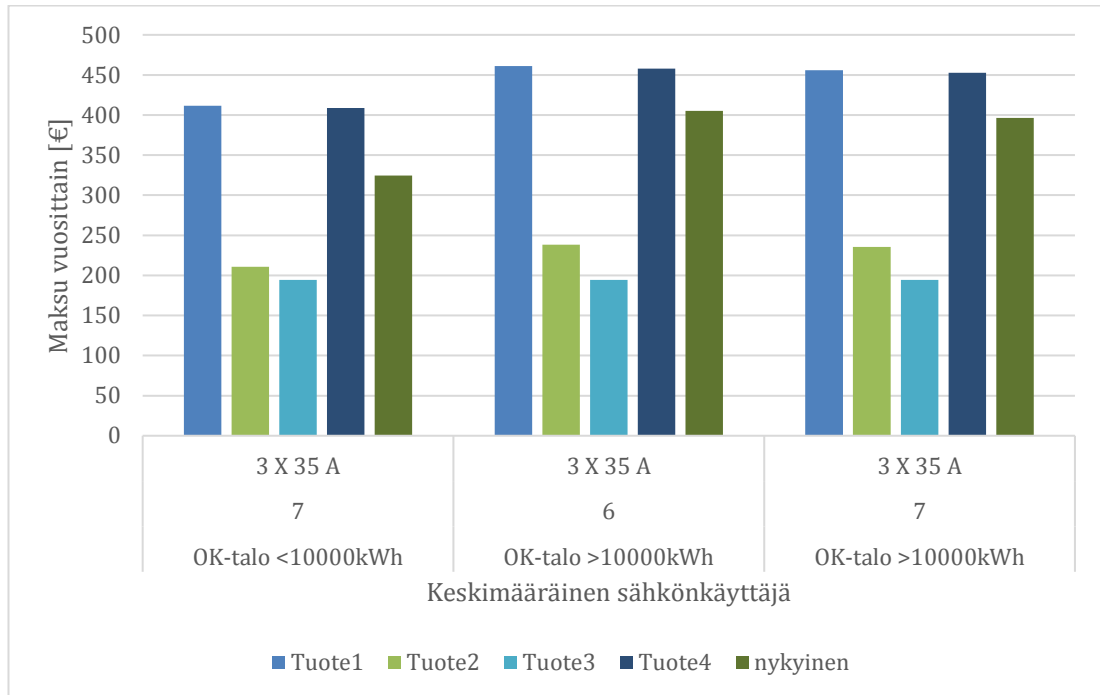
**Kuva 28.** Sähkökäyttäjien vuoden sähkösiirtomaksu segmenteille 1 ja 7

**Taulukko 27.** Vuosittaisten maksujen prosentuaalinen ero nykyisiin siirtotuotteisiin

OK-talo, ovsl <25000kWh [3 X 25 A]				
Segmentti	Tuote 1	Tuote 2	Tuote 3	Tuote 4
1	-20,20 %	-34,30 %	-27,50 %	-10,10 %
7	-25,70 %	-42,40 %	-50,20 %	-26,50 %
OK-talo, ovsl >25000kWh [3 X 25 A]				
Segmentti	Tuote 1	Tuote 2	Tuote 3	Tuote 4
1	8,30 %	-33,30 %	-15,70 %	9,90 %

Osittain varaavien sähkölämmitteisten omakotitalokäyttäjien siirron vuosimaksuista voisi päätellä samaa kuin edellä sähkölämmitteisten omakotitalojen kohdalla nykytuotteen antaessa taas kalleimmat vuotuiset maksuerät. Poikkeuksena kuvan 28 viimein sähkökäyttäjä, jolla kuukausittaisen rajatehon ylitys on kallistanut energianhintaa ja muihin käyttäjiin verrattuna runsas energiankäyttö nostaa tuotteilla 1 ja 4 vuosimaksun muita kalliimmiksi. Molempien segmentin 1 sähkökäyttäjien tehoraja

ylittyy, sillä tuotteilla 1 ja tuote 4 sähkökäyttäjien vuosikustannus eroaa toisistaan. Tuote 2 tai 3 antaa jälleen halvimman vaihtoehdon.

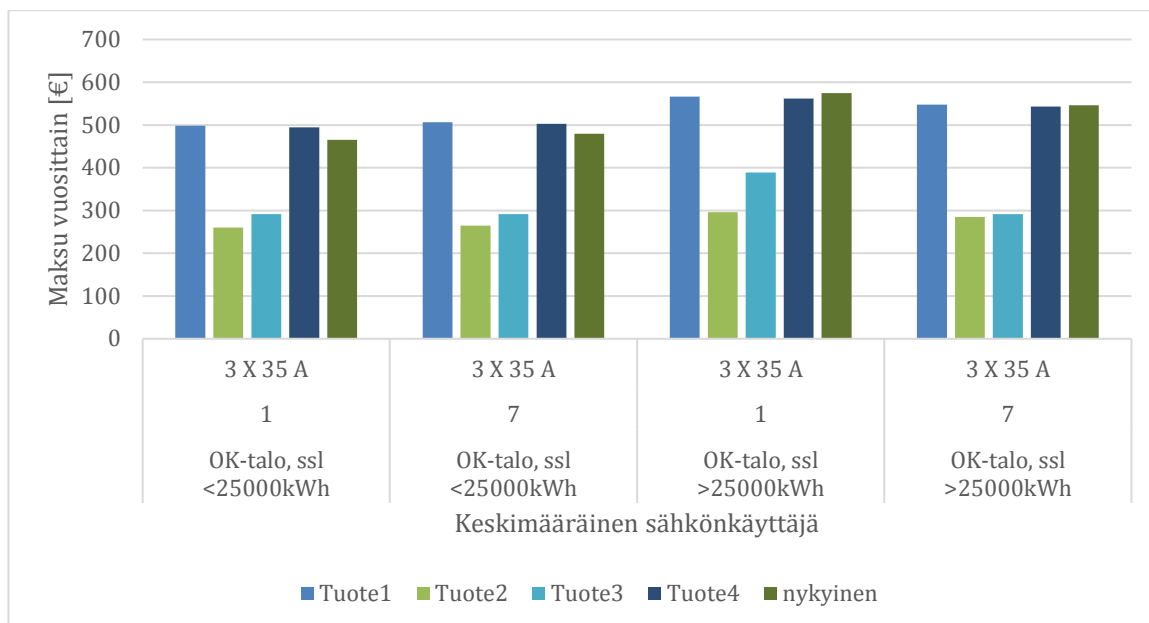


**Kuva 29.** Sähkökäyttäjien vuoden sähkösiirtomaksu segmenteille 6 ja 7

**Taulukko 28.** Vuosittaisten maksujen prosentuaalinen ero nykyisiin siirtotuotteisiin

OK-talo <10000kWh [3 X 35 A]				
Segmentti	Tuote 1	Tuote 2	Tuote 3	Tuote 4
7	26,80 %	-35,00 %	-40,10 %	26,00 %
OK-talo >10000kWh [3 X 35 A]				
Segmentti	Tuote 1	Tuote 2	Tuote 3	Tuote 4
6	13,80 %	-41,20 %	-52,00 %	13,00 %
7	14,90 %	-40,60 %	-51,00 %	14,20 %

Suuremman pääsulakkeen 3 X 35 A sähkökäyttäjillä tuotteilla 1 ja 4 sähkökäyttäjän vuosittainen maksu kallistuu verrattuna nykyiseen, vaikka tehorajan ylityksiä ei tapahdu. Nousu maksuerässä verrattuna niin sulakeportaan 2 X 25 A kuin nykyiseen tuotteeseen selittyy tuotteiden 1 ja 4 kalliimmista perusmaksuista verrattuna sulakeportaan 3 X 25 A perusmaksuun tai nykyisten tuotteiden perusmaksun suuruuteen. Puolestaan tuote 2 ja 3, joiden yksikköhinnat pysyvät vakiona kaikilla asiakkailla pääsulakekoosta riippumatta, aiheuttavat noin puolet halvemmän vuosimaksun nykyiseen verrattuna.

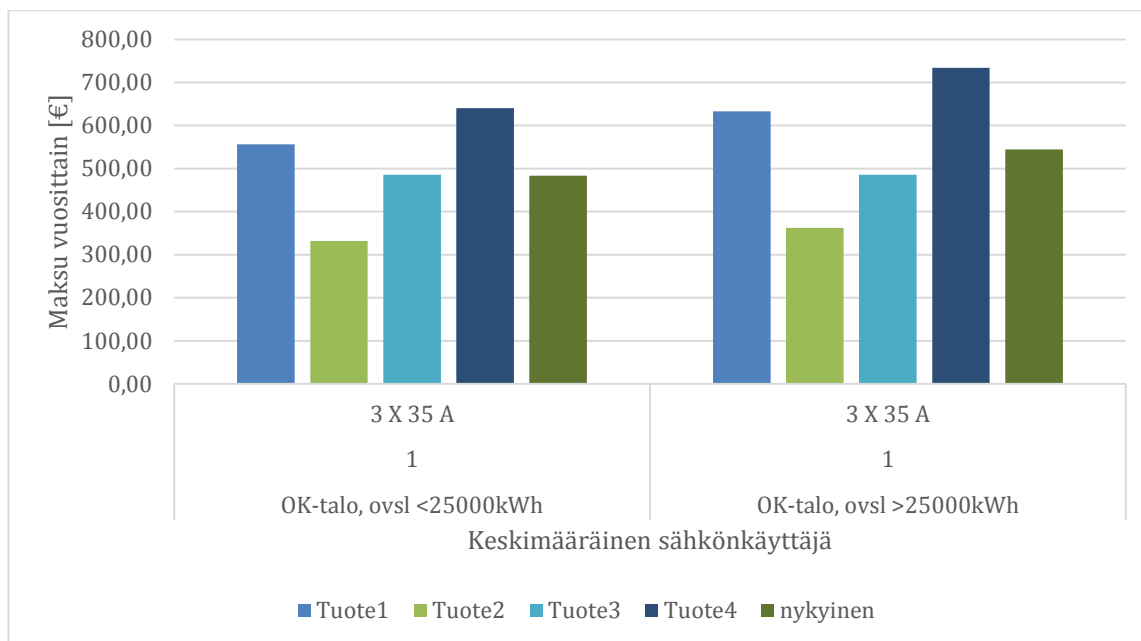


**Kuva 30.** Sähkökäyttäjien vuoden sähkösiirtomaksu segmenteille 1 ja 7

**Taulukko 29.** Vuosittaisten maksujen prosentuaalinen ero nykyisiin siirtotuotteisiin

OK-talo, ssl <25000kWh [3 X 35 A]				
Segmentti	Tuote 1	Tuote 2	Tuote 3	Tuote 4
1	7,00 %	-44,10 %	-37,40 %	6,20 %
7	5,70 %	-44,90 %	-39,10 %	4,90 %
OK-talo, ssl >25000kWh [3 X 35 A]				
Segmentti	Tuote 1	Tuote 2	Tuote 3	Tuote 4
1	-1,40 %	-48,50 %	-32,30 %	-2,20 %
7	0,40 %	-47,80 %	-46,60 %	-0,40 %

Suuremman sulakeportaan 1 ja 4 tuotteiden suurempi perusmaksu on myös huomioitavissa verrattaessa sulakeportaan 3 X 25 A ja 3 X 35 A sähkölämmitteisiä taloja, sillä tehorajan ylityksiä ei tapahdu. Sulakeportaassa 3 X 25 A vuosimaksut muodostuvat halvemmiksi verrattuna nykyhintaan, kun taas 3 X 35 A sulakeportaan maksut muodostuvat lähes saman suuruisiksi, tehokaistan (tuote 3) ja pienjännitetelesiirron (tuote 2) jäädessä huomattavasti halvemmiksi.



**Kuva 31.** . Sähkökäyttäjien vuoden sähkösiirtomaksu segmenteille 1

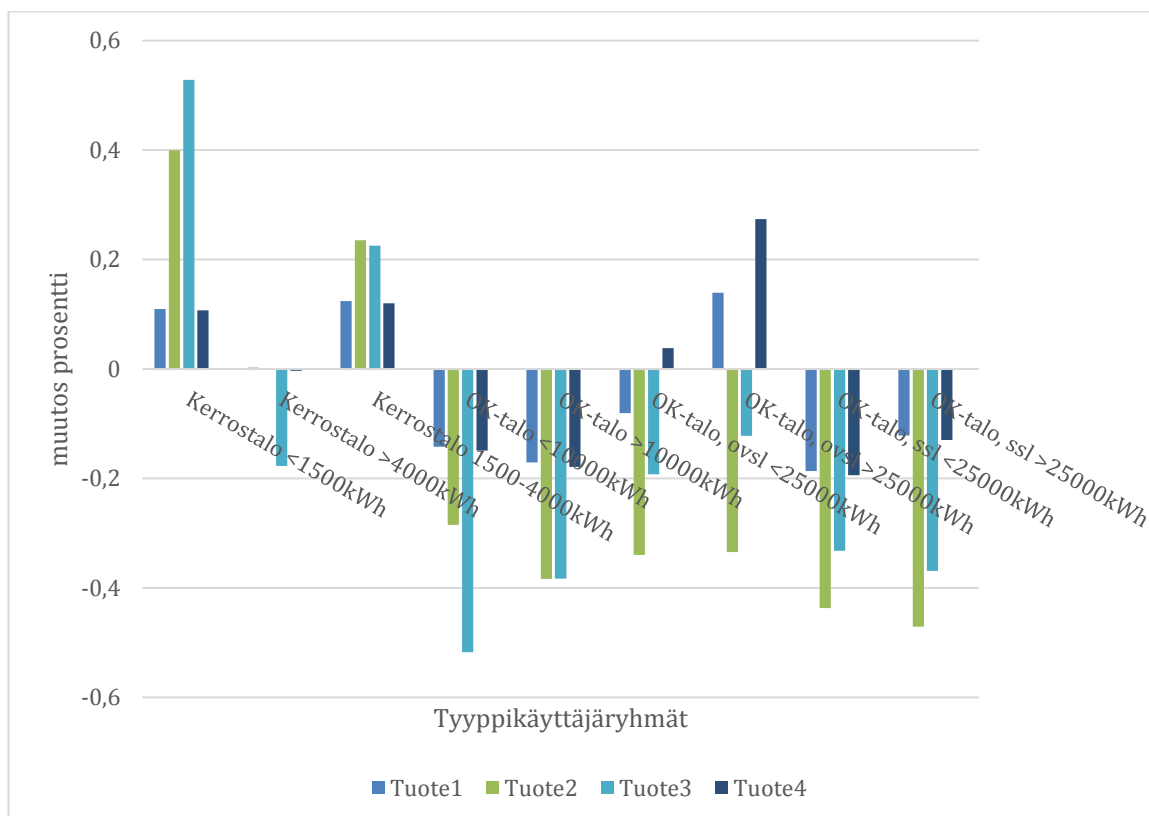
**Taulukko 30.** Vuosittaisten maksujen prosentuaalinen ero nykyisiin siirtotuotteisiin

OK-talo, ovsl <25000kWh [3 X 35 A]				
Segmentti	Tuote 1	Tuote 2	Tuote 3	Tuote 4
1	14,90 %	-31,50 %	0,40 %	32,30 %
OK-talo, ovsl >25000kWh [3 X 35 A]				
Segmentti	Tuote 1	Tuote 2	Tuote 3	Tuote 4
1	16,30 %	-33,50 %	-10,70 %	34,80 %

Kuvan 33 avulla nähdään, kuinka tuotteiden 1 ja 4 perusmaksun suuruus sulakeportaalla 3 X 35 A vaikuttaa yhdessä rajatehon ylitysten kanssa. Alle 25 000 kWh vuosienergian sähkökäyttäjän ylittää rajatehon viitenä kuukautena ja yli 25 000 kWh:n käyttäjä seitsemänä kuukautena. Tuotteen 4 suora korotus halvemmasta kalliimpaan hintaan rajatehon kohdalla saa aikaan sen, että asiakkaan sähkölasku muodostuu kalliimmaksi kuin tuotteella 1. Verrattaessa kuitenkin nykyisen siirtotuotteiden mukaiseen vuosimaksuun ovat tuote 1 ja tuote 4 kalliimpia. Tuote 2 antaa halvimman vaihtoehdon ja eroaa nykyisestä hinnasta melkein saman verran molemmilla vuosienergioilla. Tuote 3 pysyy molemmilla vuosienergioilla muuttumattomana samassa kaistassa vuosienergiasta riippumattomasti.

### 9.3 Liikevaihto tyyppikäyttäjryhmittäin

Aiemmin vertailtiin yksittäisten sähkökäyttäjien vuosittaisen maksun suuruuden vaihtelua tuoterakenteesta riippuen. Kuvaan 32 on kerättyinä sähkökäyttäjät tyyppiryhmittäin, jolloin voidaan vertailla tuoterakenteen tuomaa muutosta jakeluverkkoyhtiön rahavirtoihin tyyppikäyttäjien osalta. Tuotteiden hinnoittelu perustuu siihen, että kokonaisliikevaihto on saman suuruinen tuotteesta riippumatta. Liitteen 4 kuvassa 1 on havainnollistettu kaikkien mallinnettujen tyyppikäyttäjryhmien aiheuttamat liikevaihdon muutokset.



**Kuva 32.** Liikevaihdonmuutos tyyppikäyttäjryhmittäin ja tuotteittain verrattuna nykyiseen siirtihinnoitteluun

Kuvassa 32 on prosentuaaliset muutokset tuotteittain verrattuna nykyisen siirtotuotteen tuomaan rahavirtaan. Tuotteella 1 laskutettaessa kerrostalokäyttäjiltä saadaan nykyisen siirtotuotteen käyttöön nähden hieman enemmän rahaa. Ei-sähkölämmitteisten ja sähkölämmitteisten omakotitalojen tapauksessa tulot pienenisivät. Tuote 2 nostaa kerrostalojen maksuja ja vastaavasti laskee kaikkien omakotitalokäyttäjien maksuja. Tuotteen 2 hinnoittelun toteuttaminen vuoden tehohipun mukaan vaikuttaa simuloitujen tuloksien suuruuteen verrattuna siihen, jos hinnoittelu toteutettaisiin kuukausihuippujen mukaan. Tuoterakenne 3 taas tuo melkein jokaiseen tyyppiryhmään suurimmat muutokset, poikkeuksena osittain varaavat omakotitalot ja 1 500 kWh – 4 000 kWh kerrostalokäyttäjät. Liikevaihdon muutokset ovat tuotteessa 4 ja tuotteessa 1 saman suuntaiset. Eroa on kuitenkin nähtävissä osittain varaavissa omakotitaloissa, joissa

tuotteella 4 saadaan suurempi liikevaihdon muutos. Kyseinen ero johtunee tuotteen 4 energianhinnan hyppäyksessä suoraan korkeammalle tasolle, kun taas tuotteessa 1 hinta nousee pikkuhiljaa rajatehon ylityksen jälkeen.

## 9.4 Jatkotutkimustarpeet

Jatkossa aiheellista on tutkia erilaisin asiakaskyselyin, mikä uusista tuoterakenteista olisi sähkökäyttäjien mielestä ymmärrettävin. Lisäksi on hyvä selvittää, ovatko asiakkaat ylipäänsä valmiit olemaan aktiivisia ja tarvittaessa tarkkailemaan ja muuttamaan omaa kulutuskäyttäytymistään, jotta siirtotuotteiden uudistamisella päästäisiin haluttuun tavoitteeseen pienentää jakeluverkon kuormitushuippuja ja kannustaa lisäksi energiatehokkuuteen. Mielenkiintoista olisi myös käytännön tasolla tehdä pilottiohjelma, jossa seurattaisiin uusien tuotteiden ohjaavuutta kulutuskäyttäytymiseen ja muutoksia kuormitushuippuihin sekä jakeluverkon liikevaihtoon.

Lisäksi työssä kehitettyjä tuotteita on mahdollista kehittää eteenpäin esimerkiksi muuntaen tuotetta 3 niin, että vuosineljänneksille muodostuisi omat hinnat. Tarkemmin voitaisiin myös simuloida tuotteen 1 ja 4 kynnysmaksujen sekä tehorojojen muutoksia, ja hinnoitella tuote 2 yöajalle ja päivälle erikseen. Myös tuotteen 4 toimivuutta eri tarkasteluajanjaksoilla voisi olla mielenkiintoista tutkia. Tällöin halpa-kallisperiaatetta voitaisiin soveltaa esimerkiksi jokaiselle tunnille erikseen. Tuoterakenteista voisi myös ideoida erilaisia yhdistelmiä esimerkiksi muodostamalla sähkönsiirtomaksu ensin tehokaista tuotteella 3, ja kaistan ylityksestä seuraisi tuotteen 1 nousevan suoran mukaisesti nouseva lisämaksu. Uusien tuoterakenteiden sopivuutta suuremmille sähkökäyttäjille, kuten teollisuusasiakkaille voisi jatkossa myös tutkia.

Simuloinnin perustuessa 2015 – 2016 tuntimittauksien avulla muodostettuihin keskimääräisiin käyttäjiin, jatkotutkimuksessa olisi aiheellista mallintaa kuluttajia myös muiden vuosien datalla. Näin saataisiin huomioitua paremmin eri lämpötilojen vaikutus kuormitukseen ja sähkökäyttäjän vuosittaiseen sähkönsiirtomaksuun. Vuoden 2015 talvi oli suhteellisen leuto, joten tuotteiden hinnat, yksittäisten asiakkaiden vuosimaksut ja jakeluverkon liikevaihto eroaisivat enemmän erityisen pitkiä pakkasjaksoja sisältävinä talvina. Tällöin tuotteen 1 ja 4 tehorojan ylityksen vaikutukset näkyisivät useammalla sähkökäyttäjällä, kun nyt vaikutus oli huomiotavissa lähinnä osittain varaavilla sähkölämmitteisillä omakotitaloilla.

## 9.5 Lopputulokset

Jakeluverkon siirtohinnoittelun perusteiden ja rakenteen muutos on pitkän tähtäimen projekti eikä sitä ole mahdollista toteuttaa kertaheitolla. On huomioitava niin yhtiön kuin asiakkaidenkin tarpeet muutokselle sekä valitun tuoterakenteen vaikutukset niin taloudellisesti kuin kulutuskäyttäytymisen kannalta. Tässä työssä kehitellyt uudet tuoterakenteet tarjoavat yhden vaihtoehdon monista mahdollisista uusista sähkönsiirron



tuotteista. Kehitellyt uudet tuoterakenteet sisältävät, jokainen niin hyviä kuin huonoja puolia.

Yksittäisten sähkökäyttäjien vuotuisen sähkönsiirron maksuja mallintaessa, tarkasteltiin kuinka paljon saattaisi sähkölaskun suuruus muuttua kullakin asiakkaalla ja kuinka suuret muutokset tyyppikäyttäjittäin syntyisi. Tuloksien perusteella pelkästään yksi tuote ei ole järkevää koko asiakaskunnalle, sillä tällöin joku asiakas kokisi liian rajun noston vuosittaisessa siirtomaksussaan nykyiseen verrattuna. Toki ohjausvaikutus olisi tällöin todennäköisesti valtava, mutta tavoitteellista ei kuitenkaan ole asiakkaiden näkökulmasta kohtuuttoman suuri, yhtäkkinen sähkölaskun kallistuminen. Nykyisiin siirtotuotteisiin verrattuna uusissa tuotteissa on painotettu enemmän perusmaksun osuutta, mikä myös osaltaan vaikuttaa sähkönsiirtomaksu eroihin.

Eri tuoterakenteilla on omat puolensa. Tuote 1 koostuu sähkökäyttäjille jo ennestään tutuista maksukomponenteista, energiamaksusta ja kiinteästä perusmaksusta. Ymmärrettävyytensä puolesta tuote 1 on joka tapauksessa haastava, sillä energiamaksun uusi muodostuminen herättää varmasti kysyttävää ja epäselvyyksiä sähkökäyttäjissä. Tuotteella 1 sulakeportaan 1 X 25 A alle 1 500 kWh:n kerrostalokäyttäjien vuosittainen siirtomaksu nousisi 35% - 41% kulutuskäyttäytymisestä riippuen. Vähiten muuttuisivat sulakeportaan 3 X 25 A yli 4 000 kWh:n kerrostalokäyttäjien sekä 3 X 25 A sähkölämmitteisten omakotitalojen maksut, jolloin vuosittainen siirtomaksu halpenisi keskimäärin 28 prosentilla. Tuloksia tarkastellessa on kuitenkin syytä huomioida, että asiakkaiden kuormituskäyrät perustuvat vuoden 2015 mittauksiin, jolloin talvi oli suurimman osan ajasta leuto. Näin ollen tehorajan ylityksiä ei muodostunut kuin parille otannan sähkökäyttäjälle, jolloin asiakkaita ei laskutettu kynnysmaksua korkeammalla energianhinnalla. Tehorajan ylitys nostaisi sähkönsiirron vuosimaksua etenkin suuren energiankulutuksen kohteilla, antaen voimakkaan ohjausvaikutuksen niin energiatehokkuuteen kuin huipputehojen rajoittumiseen. Vaikka tehorajaa ei ylitettäisi tuotteessa 1, säilyy kuitenkin koko ajan energiatehokkuuden kannustin. Jakeluverkkoyhtiön kannalta tuotteen 1 rahavirta on ennustettavampaa nykyiseen tuotteeseen verrattuna, koska hinnoittelu painottuu perusmaksulle.

Tuote 2, jossa maksukomponentteina on teho-, energia- ja perusmaksu, on sähkökäyttäjille varmasti helpommin ymmärrettävä kuin tuote 1. Tuotteessa 2 lisätäänhän nykyiseen yleistuotteeseen vain yksi komponentti lisää. Tietenkin edellyttäen, että asiakas ymmärtää tehon muodostumisen. Nykyiseen pienjännitetelesiirtotuotteeseen perustuvalla tuotteella simuloitaessa 3 X 35 A sähkölämmitteisten omakotitalojen sähkönsiirron vuosikustannukset halpenivat eniten, maksimissaan 48%. Lähelle nykyistä hinnoittelua pääsivät yli 4 000 kWh kuluttavat kerrostaloasiakkaat ja suurimman nousun, noin 40 % - 50 %, kokivat alle 1 500 kWh kuluttavat kerrostalokäyttäjät. Simuloituihin tuloksiin vaikutta tuotteen 2 hinnoittelun pohjautuminen vuosittaisiin tehohuippuihin, jos tehomaksun hinnan määrittämiseen käytettäisiin kuukausittaisia huipputehoja saataisiin sähkökäyttäjien vuotuismaksusta

hieman pienempi. Samoin kuin tuotteella 1 vähän kuluttavien sähkökäyttäjien maksut kallistuivat muita eniten. Tosin tuotteen 1 muutokset jäävät hieman pienimmiksi kaikilla keskimääräisillä asiakkailta. Ohjausvaikutukset tuotteella 2 kannustavat myös pienentämään kuukausittaisia kuormitushuippuja ja energian säästöön. Erona tuotteeseen 1 ei tehon ja energian välillä ole samanlaista linkkiä tai rajoja, vaan sähkökäyttäjä maksaa erikseen toteutuneiden tehohuippujen ja kulutetun energian mukaista maksua. Muutoksia otannan tyyppikäyttäjäkohtaisissa liikevaihdoissa on havaittavissa huomattavasti enemmän kuin tuotteella 1, pääsääntöisesti nostaten kerrostalokäyttäjiltä saatuja maksuja ja laskien omakotitalokäyttäjien maksuja.

Tehokaista eli tuote 3 osoittautui kaikista radikaalimmaksi niin yksittäisten asiakkaiden maksuissa kuin tätä kautta tyyppikäyttäjien liikevaihdossa. Suurin ero nykyiseen ja muihin uusiin tuotteisiin on, ettei tehokaista huomio lainkaan sähkökäyttäjän energiankulutusta. Pelkästään huipputehoihin perustava laskutus muuttaa eniten kerrostalokäyttäjien (alle 1 500 kWh) vuosimaksuja, jotka kallistuvat maksimissaan 70% sekä halventamalla omakotitalokäyttäjien vuotuista maksua maksimissaan 60%. Tehokaista ei kannusta olleenkaan energiansäästöön ja on loppujen lopuksi suhteellisen jäykkä tuote sähkökäyttäjälle, vaikka kymmenen vuotuista tehon ylitystä sallitaankin. Tutkittu tehokaista on muodostettu kiinteäksi vuosimaksuksi, jota tietysti esimerkiksi vuosineljänneksiin hinnoitteleamalla tai edelleen pienempiin kaistoihin, kuten esimerkiksi 1 kW, jakamalla saataisiin muokattua joustavammaksi. Mallinnettu tuote 3 kuitenkin vastavuoroisesti vähentää jakeluverkkoyhtiön taloudellisia riskejä luoden helposti ennustettavan liikevaihdon. Tämän lisäksi kaistahinnoittelu ei ole yleisesti mitenkään uusi hinnoittelumenetelmä, vaikka sähkönsiirtohinnoitteluun sitä ei vielä olekaan sovellettu.

Viimeisin uusista tuotteista, tuote 4, on idealtaan tuotteen 1 kaltainen. Tuote 4 on muodostettu helpommin ymmärrettäväksi verrattuna tuotteeseen 1, kun energianhinta muodostuu halpa-kallis-periaatteella tehorajan suhteen. Yksittäisten asiakkaiden vuosikustannukset muodostuvat kutakuinkin samanlaisiksi, sillä tehorajan alle jäävät kuormitukset eivät hinnallisesti eroa lähes lainkaan tuotteilla 1 ja 4. Sähkökäyttäjät, joilla kuukausittaiset kuormitushuiput ylittävät tehorajan, on havaittavissa eroa vuosimaksuissa. Tuotteella 4 muodostuu hieman kalliimmat maksut energiahinnan noustessa heti tehorajan jälkeen halvemmalla portaalla kalliimmalle. Energian säästöön ja huipputehujen rajoittamiseen kannustetaan maksukomponenttien kautta.

Sähkönsiirtohinnoittelun uudistamisen myötä tulee sähkökäyttäjälle tarjota mahdollisuus paremmin seurata oman kuormituksen muodostumista. Etäluettava mittari on monesti hankalassa paikassa, eikä tarpeeksi käyttäjäystävällinen, jotta asiakas seuraisi sitä päivittäin. Testausvaiheessa olevilla uudenaikaisilla asuntoihin asennettavilla seurantalaitteilla sähkökäyttäjällä näkisi helposti sen hetkisen kulutuksensa ja pystyisi tätä kautta paremmin hallitsemaan tehopiikkejään sekä edelleen sähkönsiirtolaskuaan. Tulevaisuudessa myös taloihin asennettava kuormanohjausautomaatio luo

mahdollisuuksia siirtyä tehopohjaisempaan siirtohinnoitteluun. Vaadittavan laitteiston asennus tosin toisi mukanaan myös lisää kustannuksia joko asiakkaalle tai jakeluverkkoyhtiölle, riippuen kenen vastuulle laitteisto jäisi.

Oikean uudenlaisen tuoterakenteen muodostamisen haasteellisuuden ja se tuomien ongelmien lisäksi ei uuteen tuoterakenteeseen voida siirtyä yhtäkkisesti. Uudenlaiseen hinnoitteluun siirtyminen vaatii aikaa ja olisi hyvä mahdollisesti tehdä vaiheittain, tarjoten asiakkaille alkuun niin vanhoja kuin uusia tuotteita. Kun oman kulutuksen sääntelyn vaikutus sähkölaskuun lisääntyy, sillä sähkökäyttäjille syntyy kannuste siirtyä uudelle tuotteelle. Lisäksi asiakkaita tulisi tiedottaa uusien tuotteiden muodostumisesta sekä tarvittaessa selventää teknisiä käsitteitä kuten teho, jotta sähkökäyttäjä mahdollisimman hyvin olisi perillä kulutuksensa taloudellisista vaikutuksista ja voisi tämän perusteella esimerkiksi valita kustannustehokkaimman lämmitysmuodon. Jonkin ajan kuluttua nykyiset siirtotuotteet voitaisiin ottaa pois käytöstä ja siirtää uusille tuotteille nekin asiakkaat, jotka eivät jo ennestään ole uusilla tuotteilla. Tuoterakenteen uudistus olisi aiheellista toteuttaa koko valtakunnallisesti samanaikaisesti.

Uudet tehopohjaiset sähkönsiirtotuotteet tuovat mukanaan niin taloudellisia mahdollisuuksia ja riskejä sähkökäyttäjille kuin jakeluverkkoyhtiöllekin. Siirtyminen vie aikaa, vaatii sähkökäyttäjiltä uuden ymmärtämistä sekä uudenlaista sähkönkulutuskäyttäytymistä. Lisäksi tuoterakenteen muutos vaatii jakeluverkkoyhtiöltä lisää resursseja ja aiheuttaa mahdollisesti uusia kustannuksia, kuitenkin onnistuessaan luoden mahdollisuuden pitkän aikavälin säästöihin sekä kohdistaa epätasaisesti muodostuvasta kuormituksesta aiheutuvat kustannukset oikeudenmukaisemmin sähkökäyttäjille. Tulevaisuudessa jää nähtäväksi onko jo pitkään samoissa urissa kulkeneiden sähkönsiirtohintojen rakenteen uudistuminen todellisuudessa aiheellista tekniikan kehittymisen myötä.

## 10 Yhteenveto

Työn tavoitteena oli tutkia tehopohjaiseen sähkönsiirtotariffirakenteeseen siirtymisen aiheuttamia muutoksia Tampereen Sähköverkko Oy:n verkkoalueen asiakkaille ja jakeluverkonhaltijalle. Tampereen Sähköverkko Oy:lle määriteltiin neljä erilaista tehopohjaista tuoterakennetta tariffirakenteen uudistamisen mallintamiseksi.

Työn alussa perehdytään jakeluverkkoliiketoiminnan luonteeseen sekä liiketoimintaa säänteleviin lakeihin ja säädöksiin. Tämän ohella keskitytään siirtohinnoittelun peruseriaatteisiin kuten tasapuolisuuden ja läpinäkyvyyden sekä asiakaslähtöisyyden kriteereihin.

Suomen lainsäädännön sekä siirtohinnoittelun periaatteiden toteutumisen lisäksi siirtotariffirakenteen muodostamiseen vaikuttaa sähkökäyttäjien ajansaatossa muuttuva kulutuskäyttäytyminen. Sähköautojen ja lämpöpumppujen lisääntymisen vaikutuksia käydään läpi luvussa 4.

Ennen varsinaista siirtotuotteiden kehitystä, työssä on perehdytty vielä kulutus- ja kustannusanalyysiin. Kulutusanalyysissä keskitytään sähkökäyttäjien kuormituskäyrien muodostamiseen. Sähkön keskimääräisten käyttäjien mallintamisessa käytetään apuna vuonna 2014 muodostettuja segmenttejä. Laskenta perustuu vuoden 2015 etäluettavien mittareiden tuntimittauksiin. Kustannusanalyysissä puolestaan käydään läpi kustannusten jako kustannuspaikoille sekä edelleen teho-, perus- ja energiamaksukomponenteille.

Kun jakeluverkon liiketoiminnasta aiheutuvat kustannukset on kohdistettu, esitellään uudet tehopohjaiset tuotteet. Tuoterakenteiden koostuessa erilaisista yhdistelmistä perus, teho- ja energiamaksuja, hinnoitellaan tuotteet aiheuttamisperiaatetta noudattaviksi. Eri tuoterakenteiden taloudellisten vaikutusten vertailemiseksi, siirtohinnot vielä iteroidaan vuotuisen liikevaihdon mukaisiksi. Tämän jälkeen tarkastellaan tarkemmin sulakeportaiden 1 X 25 A ja 3 X 25 A kerrostalokäyttäjien sekä 3 X 25 A ja 3 X 35 A omakotitalokäyttäjien vuotuisia maksueriä. Lisäksi mallinnetaan koko tyyppikäyttäjryhmän tuomaa liikevaihtoa jakeluverkkoyhtiölle.

Tulosten perusteella voi todeta, että yksi tuoterakenne ei ole koko asiakakunnalle sovellettavissa tyyppikäyttäjittäin vuosittaisten maksujen muutosten suuren vaihtelun takia. Lisäksi siirtotuotteiden rakenteen uusiminen vaatii aikaa ja lisää resursseja jakeluverkonhaltijalta. Tuoterakenteen uudistaminen vaatii myös asiakaskyselyn toteuttamista, jotta voitaisiin kartoittaa muun muassa asiakkaiden valmiutta kulutuskäyttäytymisensä ohjaamiseen.

## Lähteet

- [1] Belonogova Nadesda, Lassila Jukka, Partanen Jarmo, Effects of demand response on the distribution company business, Cired workshop, Lyon 2010
- [2] Energiamarkkinavirasto, Sähkön siirtotariffien kehitys 2000 – 2013, Energiamarkkinaviraston raportti, 2013
- [3] Energiamarkkinavirasto, Sähköverkkoliiketoiminnan kehitys ja valvonnan vaikuttavuus, valvontatiedot 2005 – 2010, Energiamarkkinaviraston raportti, 2012
- [4] Energiateollisuuden internetsivut, Lainsäädäntö ja Viranomaisvalvonta, [viitattu 15.2.2016] Saatavissa: <http://energia.fi/sahkomarkkinat/sahkoverkko/lainsaadanto-ja-viranomaisvalvonta>
- [5] Energiateollisuuden internetsivut, Sähkömarkkinat: Sähköverkko [viitattu 13.2.2016] Saatavissa: <http://energia.fi/sahkomarkkinat/sahkoverkko/sahkoverkkoyhtiot>
- [6] Energiateollisuuden internetsivut, Älykäs verkko eli smart grid, [viitattu 3.3.2016] saatavissa: <http://energia.fi/sahkomarkkinat/sahkoverkko/alykas-verkko>
- [7] Energiavirasto, 2. suuntaviivat valvontamenetelmiksi neljännellä 1.1.2016-31.12.2019 ja viidennellä 1.1.2020 – 31.12.2023 valvontajaksolle, 2015
- [8] Energiavirasto, Kohtuullisen tuottoasteen määrittäminen sähkö- ja maakaasuverkkotoimintaan sitoutuneelle pääomalle loppuraportti, 2014
- [9] Energiavirasto, Sähkön siirtohinnat ja hinnoittelun kohtuullisuuden valvonta, eduskunnan talousvaliokunnan kuuleminen, 2016
- [10] Energiaviraston internetsivut, Alan toimijat: Sähköverkot [viitattu 13.2.2016] Saatavissa: <https://www.energiavirasto.fi/sahkoverkot>
- [11] Energiaviraston internetsivut, Valvontamenetelmät 2016 – 2023, [viitattu 7.3.2016] Saatavissa: <https://www.energiavirasto.fi/valvontamenetelmat-2016-20231>

- [12] Energiaviraston internetsivut, Verkkokomponentit ja yksikköhinnat 2016 – 2023, Saatavissa <https://www.energiavirasto.fi/verkkokomponentit-ja-yksikkohinnat-2016-2023>
- [13] Fingrid Oy, Sähköpula mahdollinen kylmänä talvena, 2015 saatavissa <http://www.fingrid.fi/fi/ajankohtaista/tiedotteet/Sivut/S%C3%A4hk%C3%B6pula-mahdollinen-kylm%C3%A4n%C3%A4-talvena.aspx>
- [14] Fingrid Oy:n internetsivut, Asiakkaat: käyttövarma sähkönsiirto: Kantaverkkomaksut [viitattu 20.3.2016] Saatavissa: <http://www.fingrid.fi/fi/asiakkaat/Kantaverkkopalvelut/hinnat/Sivut/default.aspx>
- [15] GreenHeat urakointi, Suomessa asennettu vuonna 2015 kuusikymmentätuhatta lämpöpumppua, Viitattu 21.6.2016 Saatavissa: <http://greenheat.fi/lampopumppu/>
- [16] Honkapuro Samuli, Jakelutariffien kehitysmahdollisuudet, Sähkötutkimuspoolin tutkimusseminaarin kalvot, Lappeenrannan teknillinen yliopisto, Sähkötutkimuspoolin tutkimusseminari 18.10.2012
- [17] Kasari Tiina, Jakeluverkon kustannusten jako siirtotuotteille, diplomityö, Tampereen teknillinen yliopisto, 2003
- [18] Korhonen Pekka, Syrjänen Mikko, Tötterström Mikael, Sähkönjakeluverkkoliiketoiminnan kustannustehokkuuden mittaaminen DEA-menetelmällä, Energiaviraston julkaisu 1/2000, Helsingin kauppakorkeakoulu
- [19] Lakervi Erkki, Partanen Jarmo, Sähkönjakelutekniikka, Helsinki 2009
- [20] Liikenne- ja viestintäministeriö, Sähköautojen tulevaisuus Suomessa, Sähköautot liikenne- ja ilmastopolitiikan näkökulmasta, 2011
- [21] Lummi Kimmo, Sähkönsiirron siirtohinnoittelu ja kuormitusmallien käyttö tariffisuunnittelussa, Diplomityö, Tampereen teknillinen yliopisto, 2013
- [22] Lähitapiola internetsivut, yrityksen riskienhallinta [viitattu 7.3.2016] saatavissa: <http://www.lahitapiola.fi/yritys/palvelut/yrityksen-riskienhallinta/yritystoiminnan-riskit>
- [23] Pantti Jani-Pekka, Sähkön siirtotuotteiden hinnoittelusovelluksen kehittäminen, Diplomityö, Tampereen teknillinen yliopisto, 2010

- [24] Partanen Jarmo, Sähkön siirron hinnoitteluperusteet, Luentokalvot , Lappeenrannan teknillinen yliopisto [viitattu 13.2.2016] Saatavissa: <http://docplayer.fi/2309690-B120a0400-sahkomarkkinat-sahkon-siirron-hinnoitteluperusteet-jarmo-partanen.html>
- [25] Perälä Saila, New network tariffs: Economical effects and possibilities for demand response, Master´s thesis, Tampere University Of Technology, 2011
- [26] Ruhonen Keijo, Tilastomatematiikka, 2011
- [27] Roivainen P, Imatran Seudun Sähkö Oy:n sähkönsiirto- ja myyntituotteiden kehittämissuunnitelma, Diplomityö, Lappeenrannan teknillinen yliopisto, 2009
- [28] Sollentuna energi & miljö internetsivut, Elnät priser, [viitattu 13.2.2016] Saatavissa: <https://www.seom.se/elnat/pris/natavgift/>
- [29] Sähkömarkkinalaki [viitattu 15.2.2016] Saatavissa: <http://www.finlex.fi/fi/laki/alkup/2013/20130588>
- [30] Tampereen Sähköverkko Oy:n internetsivut [viitattu 16.3.2016] Saatavissa: <https://www.tampereensahkolaitos.fi/sahkoverkkopalvelut/Sivut/default.aspx#.Vuk7OOYY1aM>
- [31] Tampereen Sähköverkko Oy:n jakeluverkon keskeytystilanne [viitattu 16.3.2016] Saatavissa: <http://193.210.131.111/dmsoutagemap/outagemap.html>
- [32] Tampereen Sähköverkko Oy:n sähkön verkkopalvelu hinnasto 1.1.2015
- [33] Työ- ja elinkeinoministeriön, Energia ja ilmasto, 2008
- [34] Tilastokeskus internetsivut [viitattu 2.3.2016] saatavissa [http://pxnet2.stat.fi/PXWeb/pxweb/fi/StatFin/StatFin\\_ene\\_ehk/?tablelist=true&rxid=c0fa53de-72ef-485b-ab04-5bce6de4449d](http://pxnet2.stat.fi/PXWeb/pxweb/fi/StatFin/StatFin_ene_ehk/?tablelist=true&rxid=c0fa53de-72ef-485b-ab04-5bce6de4449d)
- [35] Unkuri Ari, Sähköautojen vaikutukset kaupungin sähkönjakeluverkkoon, Diplomityö, Tampereen teknillinen yliopisto, 2010
- [36] Viljanen Satu, Partanen Jarmo, Lassila Jukka, Honkapuro Samuli, Salovaara Kaisa, Annala Salla, Makkonen Mari, Sähkömarkkinat – opetusmoniste, Lappeenrannan teknillinen yliopisto, 2015
- [37] VTT, Load and response modelling workshop in project SGEM, Tutkimusraportti, Kuopio ,2011

- [38] Wangensteen Ivar, Power System Economics – the Nordic Electricity Market, Trondheim, 2007
- [39] Yle uutiset internetsivut, Sähkön siirt hinnat nousevat myös Keski-Suomessa – Carunan korotuksiin ei yllätä, [viitattu 13.2.2016] Saatavissa: [http://yle.fi/uutiset/sahkon\\_siirtohinnat\\_nousevat\\_myos\\_keski-suomessa\\_carunan\\_korotuksiin\\_ei\\_yllata/8641161](http://yle.fi/uutiset/sahkon_siirtohinnat_nousevat_myos_keski-suomessa_carunan_korotuksiin_ei_yllata/8641161)



# LIITE 1: TAMPEREEN SÄHKÖVERKKO OY:N SIIRTOHINNAT



## SIIRTOHINNAT 1.1.2015 ALKAEN, VEROLUOKKA I (kotitaloudet, maatalous sekä palvelutoiminnot)

	veroton hinta	hintaa sisältäen sähköverot 2,253 snt/kWh	hintaa sisältäen sähköverot ja alv 24%
<b>Yleissiirto</b>			
Perusmaksu (25-63A)	2,55 €/kk	2,55 €/kk	3,16 €/kk
Perusmaksu (80A->)	16,42 €/kk	16,42 €/kk	20,36 €/kk
Energiamaksu	2,30 snt/kWh	4,55 snt/kWh	5,65 snt/kWh
<b>Aikasiirto</b>			
Perusmaksu mittarin etusulake			
25 A	8,49 €/kk	8,49 €/kk	10,53 €/kk
35 A	10,88 €/kk	10,88 €/kk	13,49 €/kk
63 A	17,52 €/kk	17,52 €/kk	21,72 €/kk
80 A	33,52 €/kk	33,52 €/kk	41,56 €/kk
100 A	39,03 €/kk	39,03 €/kk	48,40 €/kk
125 A	45,96 €/kk	45,96 €/kk	56,99 €/kk
160 A	55,60 €/kk	55,60 €/kk	68,94 €/kk
200 A	74,30 €/kk	74,30 €/kk	92,13 €/kk
250 A	90,00 €/kk	90,00 €/kk	111,60 €/kk
315 A	110,40 €/kk	110,40 €/kk	136,90 €/kk
400 A	137,13 €/kk	137,13 €/kk	170,04 €/kk
500 A	168,58 €/kk	168,58 €/kk	209,04 €/kk
630 A	209,44 €/kk	209,44 €/kk	259,71 €/kk
Päiväenergiamaksu	2,47 snt/kWh	4,72 snt/kWh	5,86 snt/kWh
Yöenergiamaksu (yöaika klo 22 - 7)	1,02 snt/kWh	3,27 snt/kWh	4,06 snt/kWh
<b>Kausisiirto</b>			
Perusmaksu mittarin etusulake			
25 A	13,79 €/kk	13,79 €/kk	17,10 €/kk
35 A	18,52 €/kk	18,52 €/kk	22,96 €/kk
63 A	33,34 €/kk	33,34 €/kk	41,34 €/kk
Energiamaksut:			
Talviarkipäivä	3,50 snt/kWh	5,75 snt/kWh	7,13 snt/kWh
Muu aika (talviarkipäivä 1.11. - 31.3. ma - la (klo 7 - 22))	1,50 snt/kWh	3,75 snt/kWh	4,65 snt/kWh
<b>Pienjännitetelesiirto</b>			
Perusmaksu	143,50 €/kk	143,50 €/kk	177,94 €/kk
Päätöhomaksu	1,73 €/kW,kk	1,73 €/kW,kk	2,15 €/kW,kk
Loistehomaksu	1,25 €/kvar,kk	1,25 €/kvar,kk	1,55 €/kvar,kk
Päiväenergiamaksu	1,26 snt/kWh	3,51 snt/kWh	4,36 snt/kWh
Yöenergiamaksu (yöaika klo 22 - 7)	0,83 snt/kWh	3,08 snt/kWh	3,82 snt/kWh
<b>Keskijännitetelesiirto 1</b>			
Perusmaksu	143,50 €/kk	143,50 €/kk	177,94 €/kk
Päätöhomaksu	1,22 €/kW,kk	1,22 €/kW,kk	1,51 €/kW,kk
Loistehomaksu	1,25 €/kvar,kk	1,25 €/kvar,kk	1,55 €/kvar,kk
Päiväenergiamaksu	1,11 snt/kWh	3,36 snt/kWh	4,17 snt/kWh
Yöenergiamaksu (yöaika klo 22 - 7)	0,67 snt/kWh	2,92 snt/kWh	3,62 snt/kWh
<b>Keskijännitetelesiirto 2</b>			
Perusmaksu	1 525,00 €/kk	1 525,00 €/kk	1 891,00 €/kk
Päätöhomaksu	2,30 €/kW,kk	2,30 €/kW,kk	2,85 €/kW,kk
Loistehomaksu	1,25 €/kvar,kk	1,25 €/kvar,kk	1,55 €/kvar,kk
Päiväenergiamaksu	0,53 snt/kWh	2,78 snt/kWh	3,45 snt/kWh
Yöenergiamaksu (yöaika klo 22 - 7)	0,34 snt/kWh	2,59 snt/kWh	3,22 snt/kWh
<b>110 kV siirto</b>			
Perusmaksu	1 755,00 €/kk	1 755,00 €/kk	2 176,20 €/kk
Päätöhomaksu	-	-	-
Loistehomaksu	1,25 €/kvar,kk	1,25 €/kvar,kk	1,55 €/kvar,kk
Energiamaksut:			
Talviaika	0,55 snt/kWh	2,80 snt/kWh	3,48 snt/kWh
Muu aika (talviaika 1.11. - 31.3.)	0,40 snt/kWh	2,65 snt/kWh	3,29 snt/kWh
<b>Tilapäissiirto</b>			
Perusmaksu (25-63A)	6,39 €/kk	6,39 €/kk	7,92 €/kk
Perusmaksu (80A->)	37,83 €/kk	37,83 €/kk	46,91 €/kk
Energiamaksu	2,30 snt/kWh	4,55 snt/kWh	5,65 snt/kWh

Siirtotariffit sisältävät mittalaitemaksun.

**SIIRTOHINNAT 1.1.2015 ALKAEN, VEROLUOKKA II**  
(teollisuus ja ammattimainen kasviuoneviljely)

	veroton hinta	hinta sisältäen sähköverot 0,703 snt/kWh	hinta sisältäen sähköverot ja alv 24%
<b>Yleissiirto</b>			
Perusmaksu (25-63A)	2,55 €/kk	2,55 €/kk	3,16 €/kk
Perusmaksu (80A->)	16,42 €/kk	16,42 €/kk	20,36 €/kk
Energiamaksu	2,30 snt/kWh	3,00 snt/kWh	3,72 snt/kWh
<b>Aikasiirto</b>			
Perusmaksu mittarin etusulake			
25 A	8,49 €/kk	8,49 €/kk	10,53 €/kk
35 A	10,88 €/kk	10,88 €/kk	13,49 €/kk
63 A	17,52 €/kk	17,52 €/kk	21,72 €/kk
80 A	33,52 €/kk	33,52 €/kk	41,56 €/kk
100 A	39,03 €/kk	39,03 €/kk	48,40 €/kk
125 A	45,96 €/kk	45,96 €/kk	56,99 €/kk
160 A	55,60 €/kk	55,60 €/kk	68,94 €/kk
200 A	74,30 €/kk	74,30 €/kk	92,13 €/kk
250 A	90,00 €/kk	90,00 €/kk	111,60 €/kk
315 A	110,40 €/kk	110,40 €/kk	136,90 €/kk
400 A	137,13 €/kk	137,13 €/kk	170,04 €/kk
500 A	168,58 €/kk	168,58 €/kk	209,04 €/kk
630 A	209,44 €/kk	209,44 €/kk	259,71 €/kk
Päiväenergiamaksu	2,47 snt/kWh	3,17 snt/kWh	3,93 snt/kWh
Yöenergiamaksu (yöaika klo 22 - 7)	1,02 snt/kWh	1,72 snt/kWh	2,14 snt/kWh
<b>Kausisiirto</b>			
Perusmaksu mittarin etusulake			
25 A	13,79 €/kk	13,79 €/kk	17,10 €/kk
35 A	18,52 €/kk	18,52 €/kk	22,96 €/kk
63 A	33,34 €/kk	33,34 €/kk	41,34 €/kk
Energiamaksut:			
Talviarkipäivä	3,50 snt/kWh	4,20 snt/kWh	5,21 snt/kWh
Muu aika (talviarkipäivä 1.11. - 31.3. ma - la (klo 7 - 22))	1,50 snt/kWh	2,20 snt/kWh	2,73 snt/kWh
<b>Pienjännitetelesiirto</b>			
Perusmaksu	143,50 €/kk	143,50 €/kk	177,94 €/kk
Päätöhomaksu	1,73 €/kW,kk	1,73 €/kW,kk	2,15 €/kW,kk
Loistehomaksu	1,25 €/kvar,kk	1,25 €/kvar,kk	1,55 €/kvar,kk
Päiväenergiamaksu	1,26 snt/kWh	1,96 snt/kWh	2,43 snt/kWh
Yöenergiamaksu (yöaika klo 22 - 7)	0,83 snt/kWh	1,53 snt/kWh	1,90 snt/kWh
<b>Keskijännitetelesiirto 1</b>			
Perusmaksu	143,50 €/kk	143,50 €/kk	177,94 €/kk
Päätöhomaksu	1,22 €/kW,kk	1,22 €/kW,kk	1,51 €/kW,kk
Loistehomaksu	1,25 €/kvar,kk	1,25 €/kvar,kk	1,55 €/kvar,kk
Päiväenergiamaksu	1,11 snt/kWh	1,81 snt/kWh	2,25 snt/kWh
Yöenergiamaksu (yöaika klo 22 - 7)	0,67 snt/kWh	1,37 snt/kWh	1,70 snt/kWh
<b>Keskijännitetelesiirto 2</b>			
Perusmaksu	1 525,00 €/kk	1 525,00 €/kk	1 891,00 €/kk
Päätöhomaksu	2,30 €/kW,kk	2,30 €/kW,kk	2,85 €/kW,kk
Loistehomaksu	1,25 €/kvar,kk	1,25 €/kvar,kk	1,55 €/kvar,kk
Päiväenergiamaksu	0,53 snt/kWh	1,23 snt/kWh	1,53 snt/kWh
Yöenergiamaksu (yöaika klo 22 - 7)	0,34 snt/kWh	1,04 snt/kWh	1,29 snt/kWh
<b>110 kV siirto</b>			
Perusmaksu	1 755,00 €/kk	1 755,00 €/kk	2 176,20 €/kk
Päätöhomaksu	-	-	-
Loistehomaksu	1,25 €/kvar,kk	1,25 €/kvar,kk	1,55 €/kvar,kk
Energiamaksut:			
Talviaika	0,55 snt/kWh	1,25 snt/kWh	1,55 snt/kWh
Muu aika (talviaika 1.11. - 31.3.)	0,40 snt/kWh	1,10 snt/kWh	1,37 snt/kWh
<b>Tilapäissiirto</b>			
Perusmaksu (25-63A)	6,39 €/kk	6,39 €/kk	7,92 €/kk
Perusmaksu (80A->)	37,83 €/kk	37,83 €/kk	46,91 €/kk
Energiamaksu	2,30 snt/kWh	3,00 snt/kWh	3,72 snt/kWh

Siirtotariffit sisältävät mittalaitemaksun.

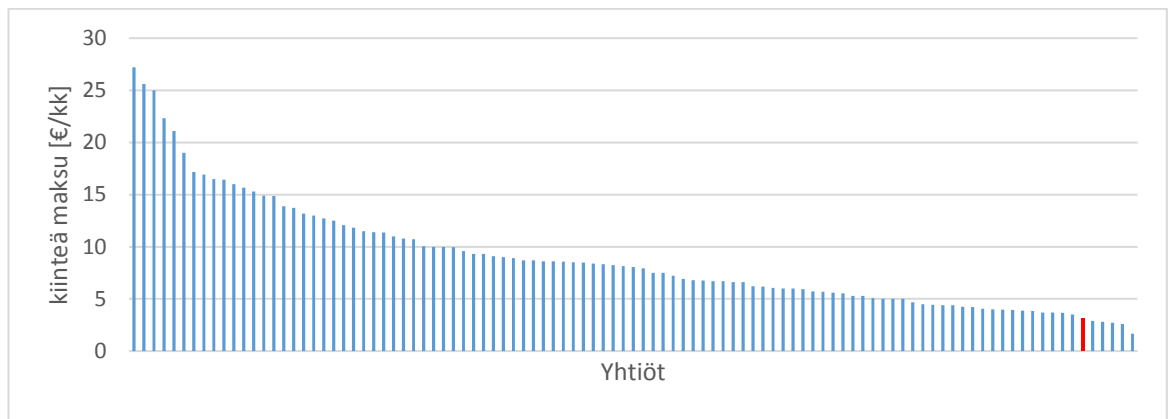
## **LIITE 2: MARKKINAHINTA VERTAILU**

Tampereen Sähköverkko Oy:n sähkönsiirtotuotteiden hintaa on vertailtu kuvissa 1-22. Yleis-, aika- ja kausituotteet vertaillaan erikseen energiahinnoittain sekä sulakeportaittain. Punainen pylväs kuvaa Tampereen hinnan sijoittumista vertailussa. Taulukossa 1 on vertailussa huomioidut jakeluverkkoyhtiöt.

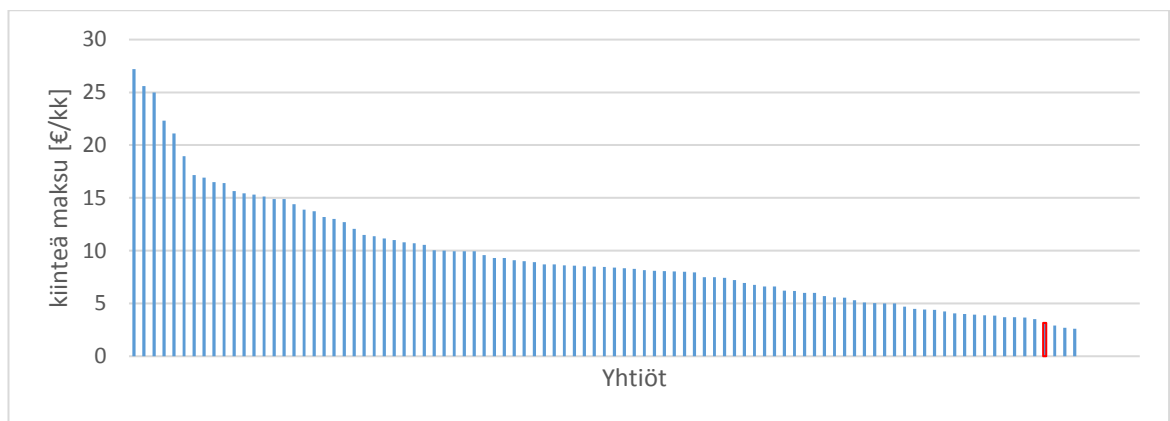
**Taulukko 1.** Jakeluverkkoyhtiöt, jotka on huomioitu hintavertailussa

Ekenäs Energi Ab - Tammisaaren Energia Oy	Leppäkosken Sähkö Oy
Elenia Oy	LE-Sähköverkko Oy
Enontekiön Sähkö Oy	Loiste Sähköverkko Oy
ESE-Verkko Oy	Muonion Sähköosuuskunta
Esse Elektro-Kraft Ab	Mäntsälän Sähkö Oy
Etelä-Suomen Energia Oy	Naantalin Energia Oy
Forssan Verkkopalvelut Oy	Nurmijärven Sähköverkko Oy
Fortum Espoo Oy	Nykarleby Kraftverk Ab
Fortum Sähkönsiirto Pohjoinen	Oulun Energia Siirto ja Jakelu Oy
Haminan Energia Oy	Oulun Seudun Sähkö Verkkopalvelut
Haukiputaan Sähköosuuskunta	Outokummun Energia Oy
Helen Sähköverkko Oy	Paneliankosken Voima Oy
Herrfors Nät-Verkko Oy Ab	Parikkalan Valo Oy
Iin Energia Oy	PKS Sähkösiirto Oy
Imatran Seudun Sähkönsiirto Oy	Pori Energia Sähköverkot Oy
Jakobstads Energiverk	Porvoon Sähköverkko Oy
JE-Siirto Oy	Raahen Energia Oy
Jylhän Sähköosuuskunta	Rantakairan Sähkö Oy
Järvi-Suomen Energia Oy	Rauman Energia Oy
Karhu Voima Oy	Rovakaira Oy
Kemin Energia Oy	Rovaniemen Verkko Oy
Keminmaan Energia Oy	Savon Voima Verkko Oy
KENET OY	Seiverkot Oy
Keravan Energia Oy	Tampereen Sähköverkko Oy
Keuruun Sähkö Oy	Tenergia Oy
Koillis-Lapin Sähkö Oy	Tornion Energia Oy
Koillis-Satakunnan Sähkö Oy	Tornionlaakson Sähkö Oy
Kokemäen Sähkö Oy	Tunturiverkko Oy
Kronoby Elverk Ab	Turku Energia Sähköverkot Oy
KSS Verkko Oy	Vaasan Sähköverkko Oy
Kuopion Sähköverkko Oy	Vakka-Suomen Voima Oy
Kuoreveden Sähkö Oy	Valkeakosken Energia Oy
Kymenlaakson Sähköverkko Oy	Vantaan Energia Sähköverkot Oy
Köyliön-Säkylän Sähkö Oy	Vatajankosken Sähkö Oy
Lallin Perusvoima	Verkko Korpela Oy
Lammaisten Energia Oy	Vetelin Energia Oy
Lankosken Sähkö Oy	Vimpelin Voima Oy
Lappeenrannan Energiaverkot Oy	Äänekosken Energia Oy
Lehtimäen Sähkö Oy	

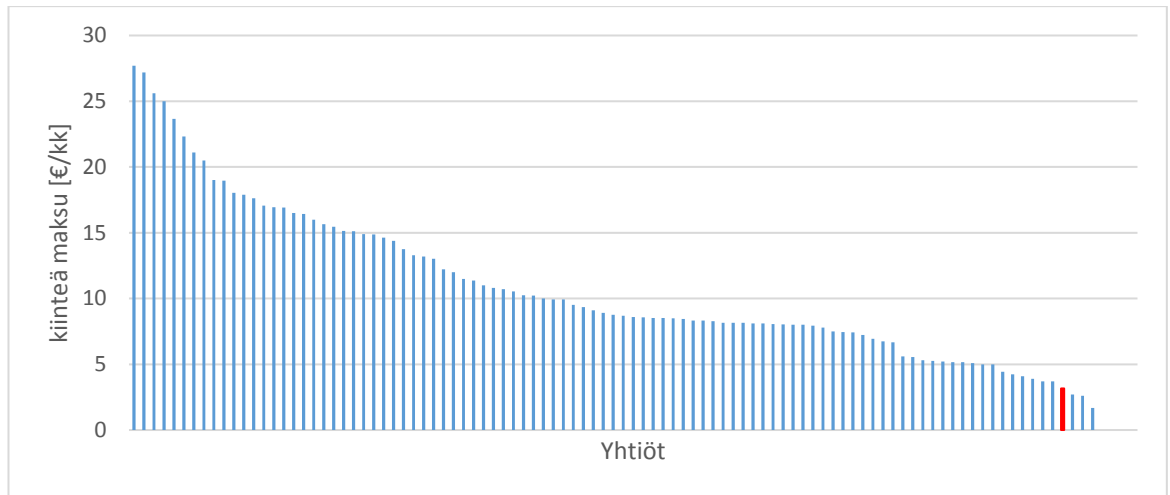
## Yleistuote



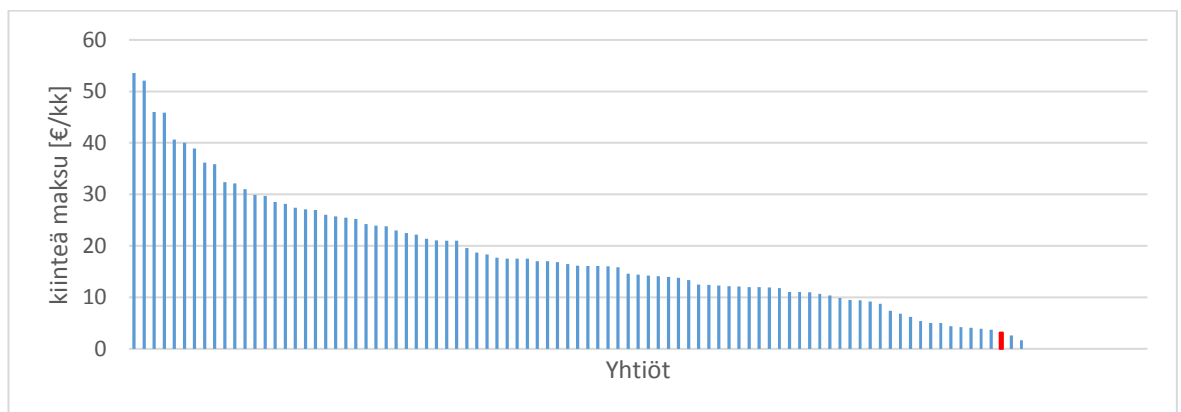
**Kuva 1.** Sulakeportaan 1 X 25 A perusmaksu yhtiöittäin



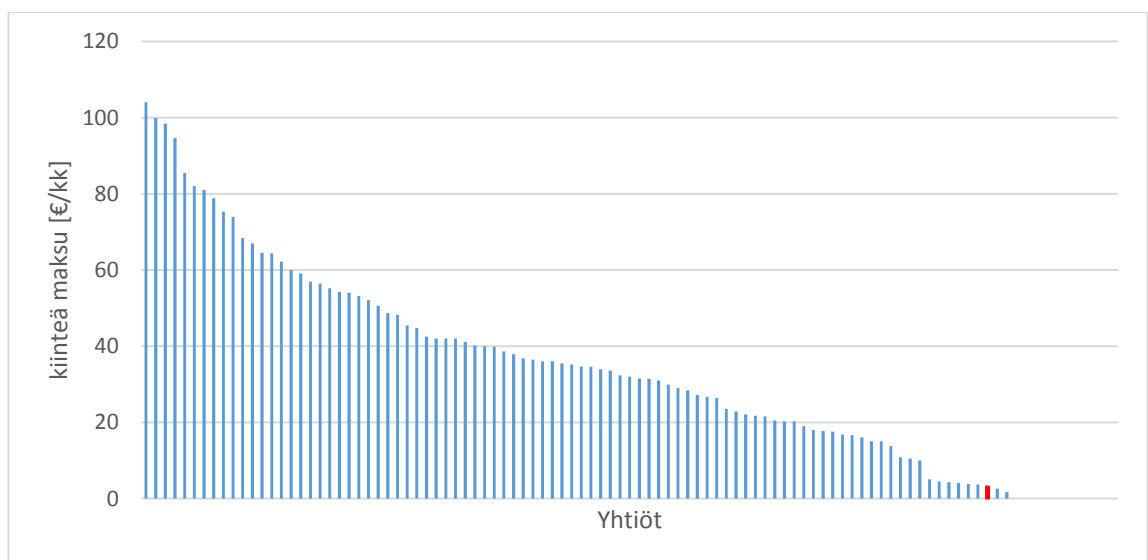
**Kuva 2.** Sulakeportaan 1 X 35 A perusmaksu yhtiöittäin



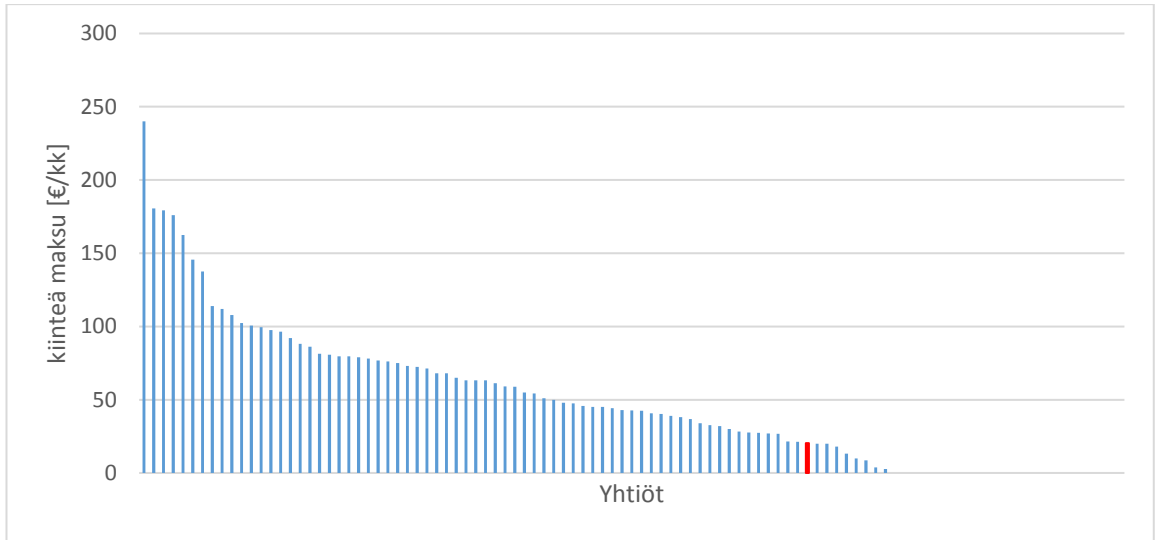
**Kuva 3.** Sulakeportaan 3 X 25 A perusmaksu yhtiöittäin



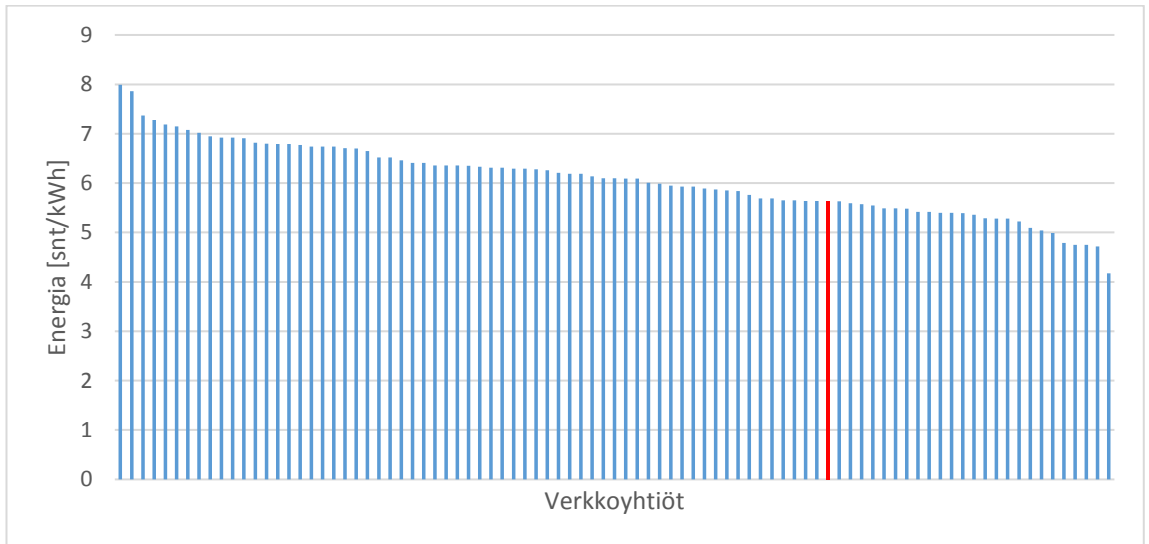
**Kuva 4.** Sulakeportaan 3 X 35 A perusmaksu yhtiöittäin



**Kuva 5.** Sulakeportaan 3 X 63 A perusmaksu yhtiöittäin

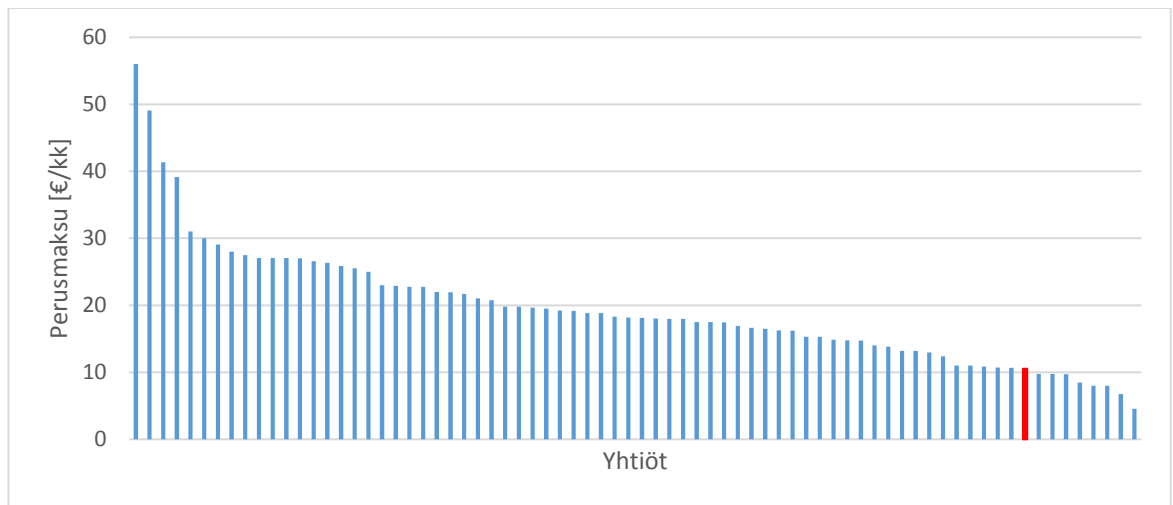


**Kuva 6.** . Sulakeportaan 3 X 80 A perusmaksu yhtiöittäin

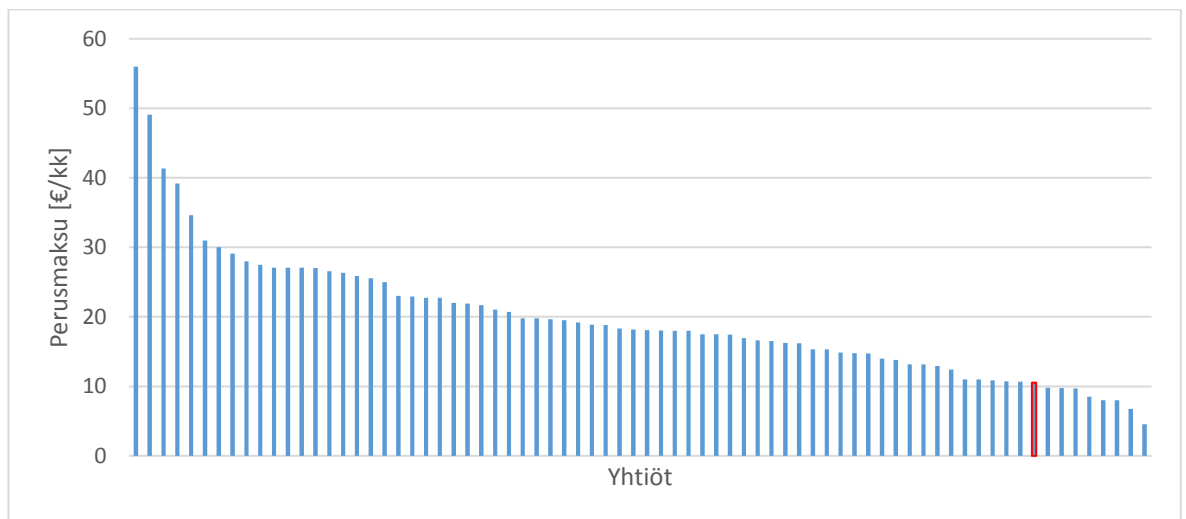


**Kuva 7.** Yleistuotteen energianhinta yhtiöittäin

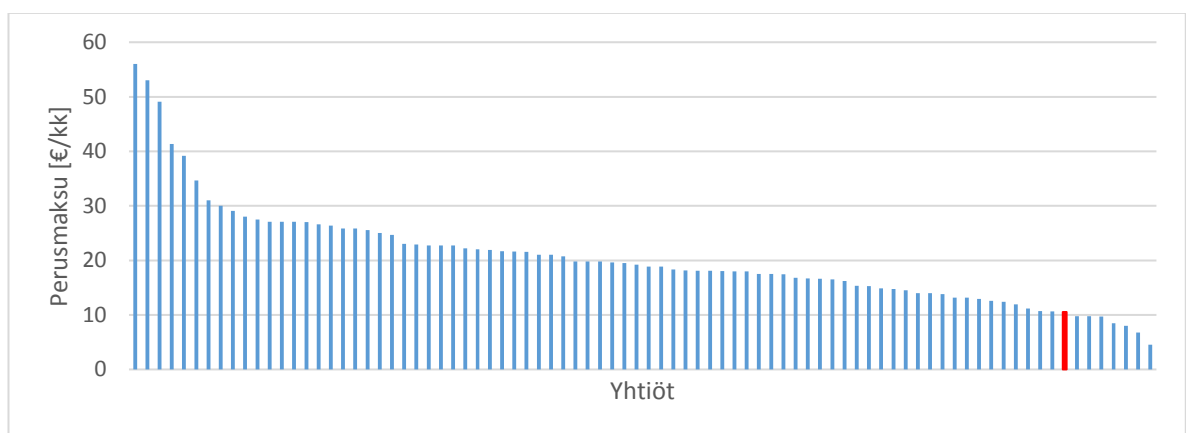
## Aikatuote



**Kuva 8.** Sulakeportaan 1 X 25 A perusmaksu yhtiöittäin

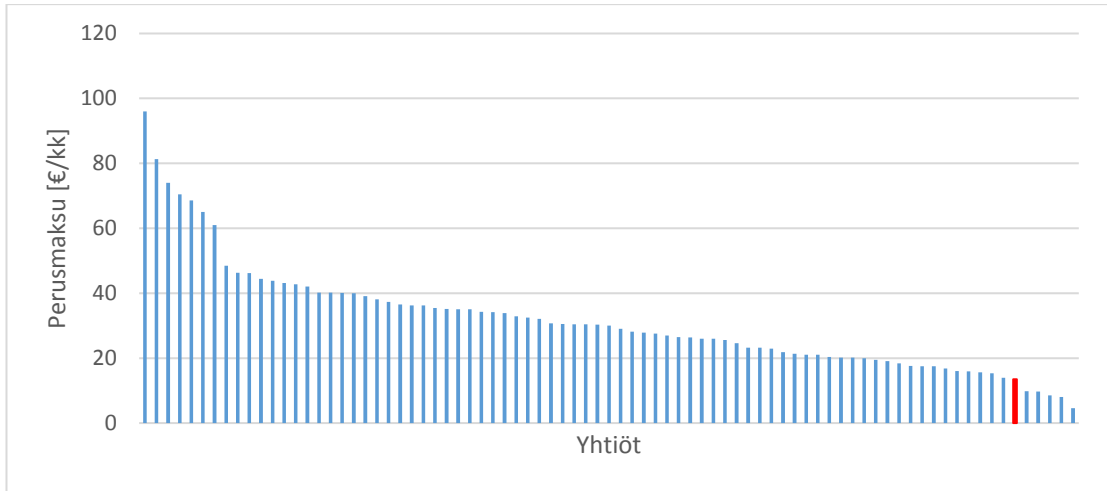


**Kuva 9.** Sulakeportaan 1 X 35 A perusmaksu yhtiöittäin

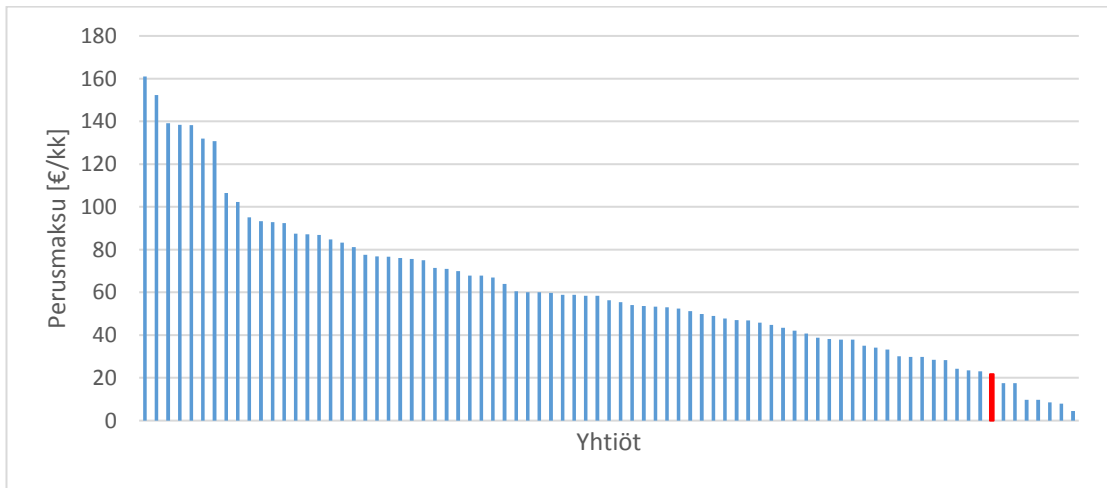


**Kuva 10.** Sulakeportaan 3 X 25 A perusmaksu yhtiöittäin

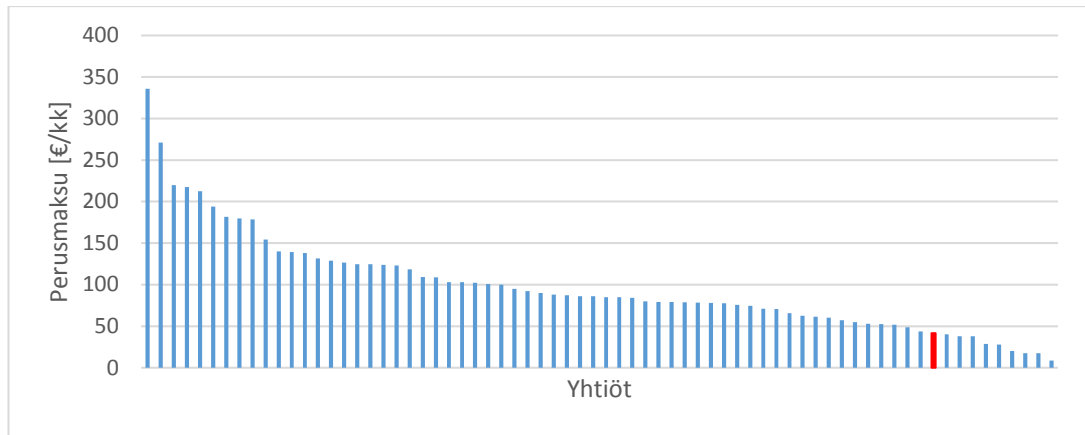




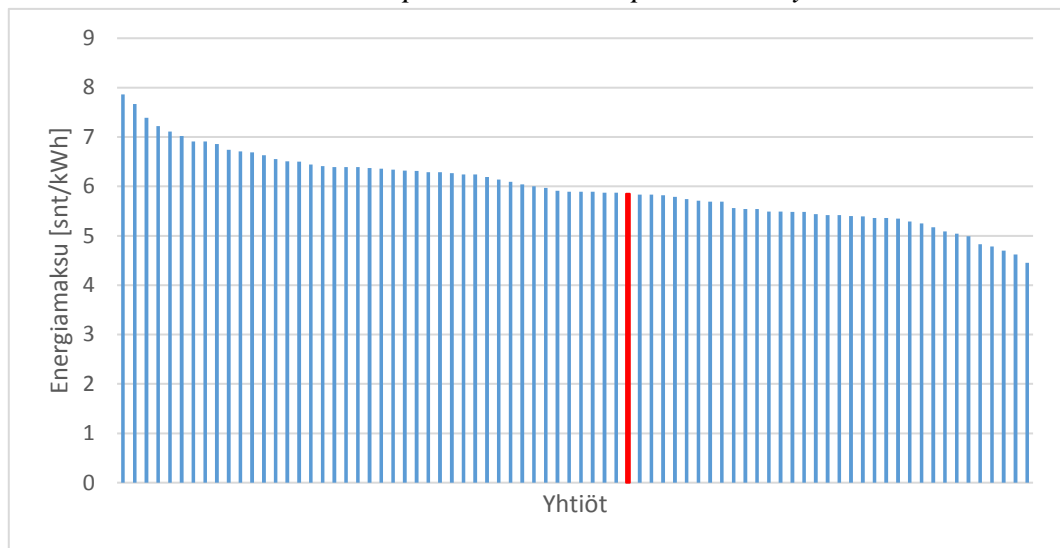
**Kuva 11.** Sulakeportaan 3 X 35 A perusmaksu yhtiöittäin



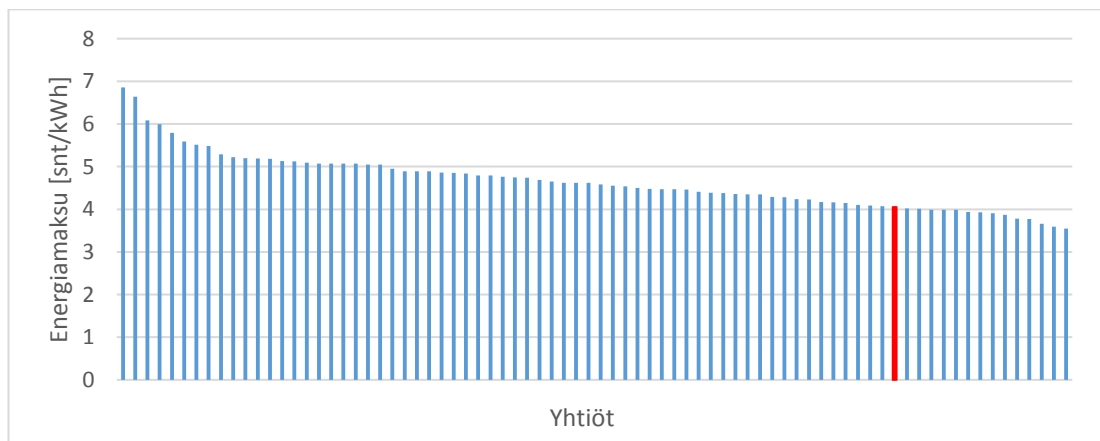
**Kuva 12.** Sulakeportaan 3 X 63 A perusmaksu yhtiöittäin



**Kuva 13.** Sulakeportaan 3 X 80 A perusmaksu yhtiöittäin

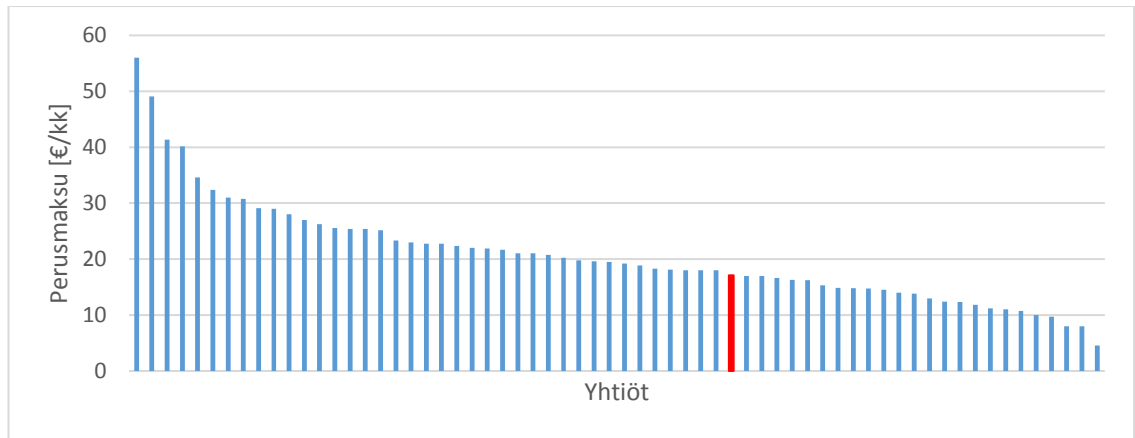


**Kuva 14.** Aikasiirron päivän energianhinta tuotteittain

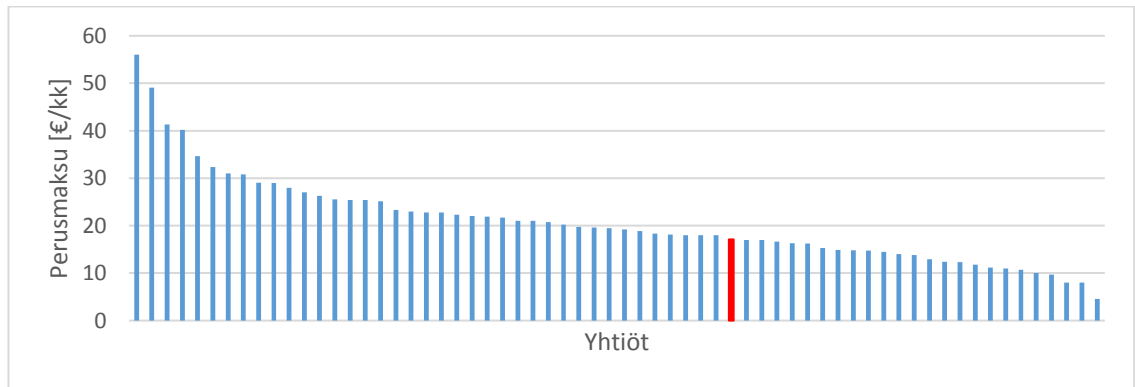


**Kuva 15.** Aikasiirron yön energianhinta tuotteittain

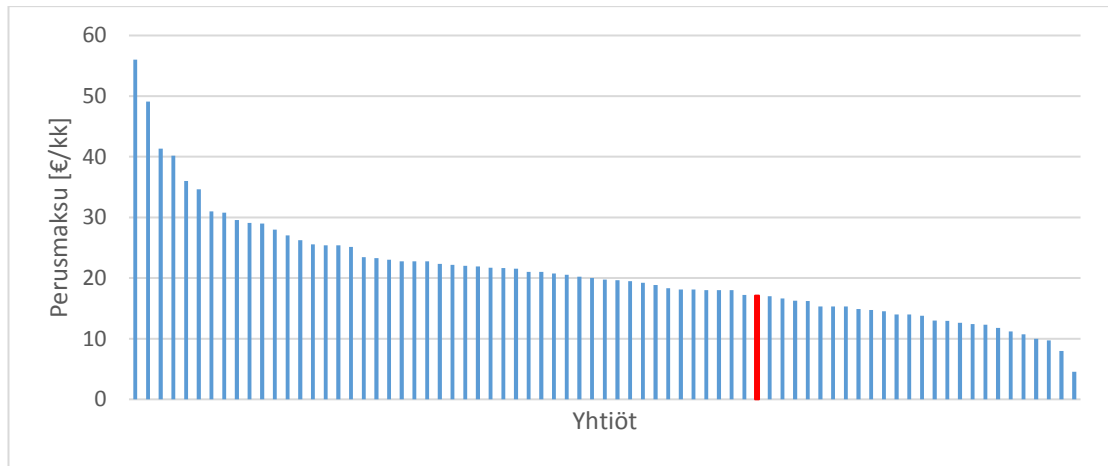
## Kausituote



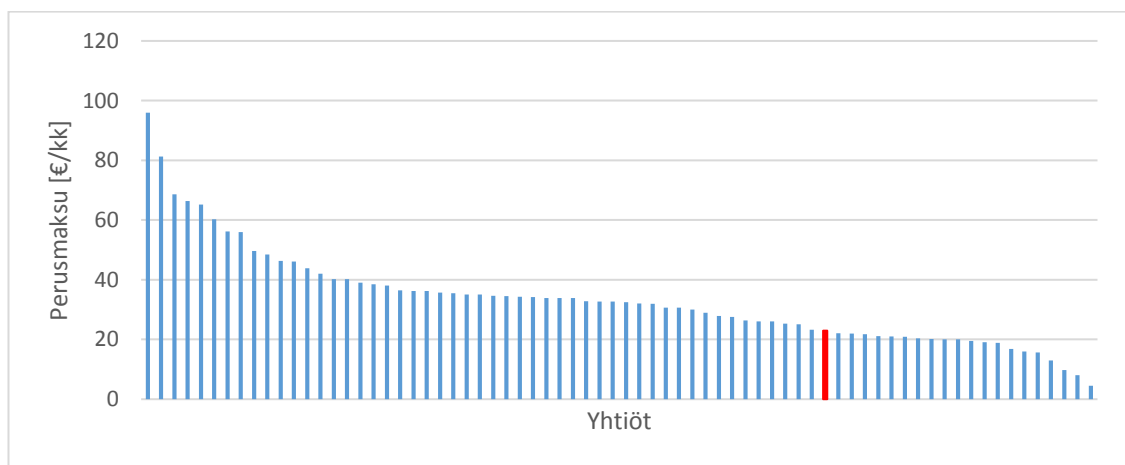
**Kuva 16.** Sulakeportaan 1 X 25 A perusmaksu yhtiöittäin



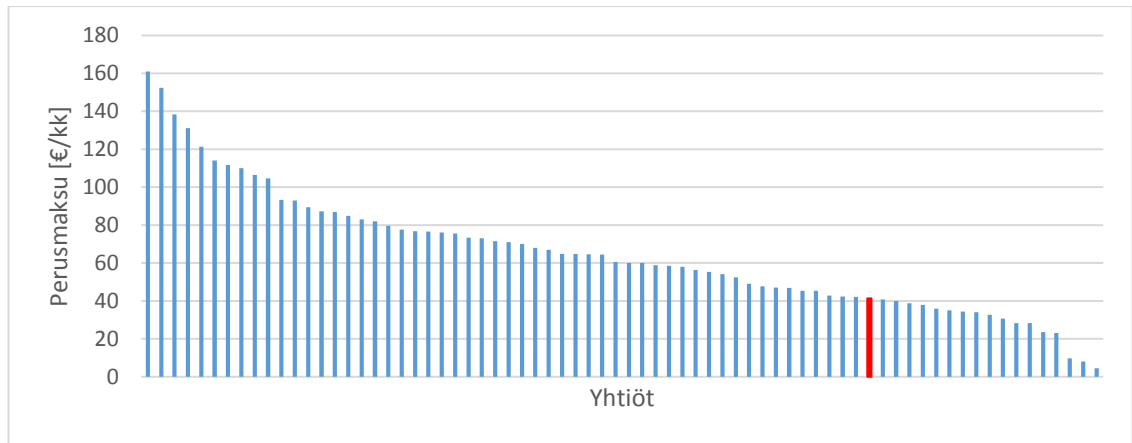
**Kuva 17.** Sulakeportaan 1 X 35 A perusmaksu yhtiöittäin



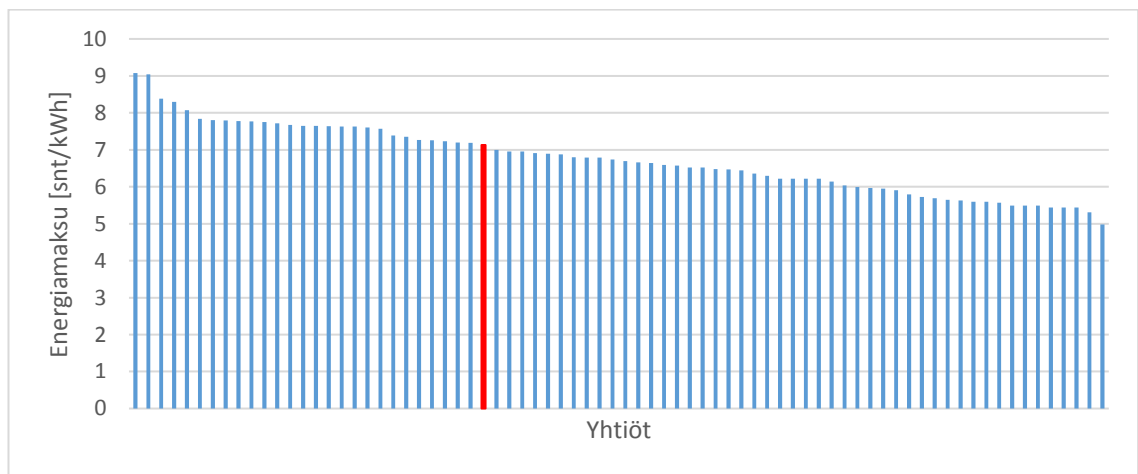
**Kuva 18.** Sulakeportaan 3 X 25 A perusmaksu yhtiöittäin



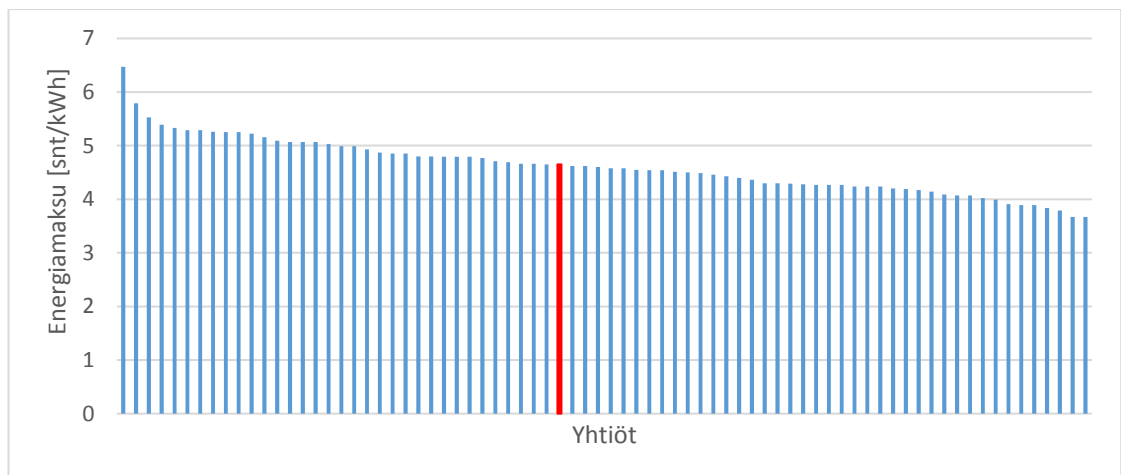
**Kuva 19.** Sulakeportaan 3 X 35 A perusmaksu yhtiöittäin



**Kuva 20.** Sulakeportaan 3 X 63 A perusmaksu yhtiöittäin



**Kuva 21.** Kausisiirron talviarkipäivän energianhinta tuotteittain



**Kuva 22.** . Kausisiirron muu aika energianhinta tuotteittain

### LIITE 3: KESKIMÄÄRÄISTEN SÄHKÖNKÄYTTÄJIEN KULUTUSTIEDOT

*Taulukko 1. Keskimääräisten sähkökäyttäjien kulutustiedot*

Kerrostalo <1500kWh	Sulake	Tehohippu [kW]	Vuosienergia [kWh]	Huipunkäytt öaika (h)	Asiakasmäär ä
1	1 X 25A	1,3	1409,4	1107,5	546
	1 X 35A	1,5	1582,5	1071,2	179
	3 X 25A	3,6	1572,0	442,3	502
2	1 X 25A	1,1	1278,0	1144,9	903
	1 X 35A	1,5	1330,5	916,2	227
	3 X 25A	1,6	1528,6	935,6	907
3	3 X 25A	4,2	2430,4	576,6	53
4	3 X 25A	4,6	1998,5	431,0	181
5	1 X 25A	0,9	1293,0	1448,2	1313
	1 X 35A	1,0	1385,8	1402,3	344
	3 X 25A	3,4	1380,3	401,1	1272
6	1 X 25A	1,3	1447,6	1144,8	4759
	1 X 35A	1,5	1552,0	1069,6	1119
	3 X 25A	3,3	1598,8	481,7	4564
7	1 X 25A	1,3	1157,1	907,4	3841
	1 X 35A	1,7	1259,2	750,2	814
	3 X 25A	2,7	1497,6	555,0	4447
<b>Kerrostalo &gt;4000kWh</b>					
1	3 X 25A	4,1	4085,2	999,2	50
2	1 X 25A	2,8	3477,4	1253,7	59
	3 X 25A	3,4	4170,8	1233,8	416
4	3 X 25A	6,8	3673,3	537,2	348
5	1 X 25A	2,1	3121,3	1503,1	99
	3 X 25A	2,8	3831,5	1368,9	449
6	1 X 25A	2,1	3258,7	1561,7	233
	1 X 35A	2,9	3385,1	1171,9	57
	3 X 25A	4,0	3737,1	931,6	1190
7	1 X 25A	2,6	2956,6	1157,9	155
	3 X 25A	3,7	3912,9	1069,0	2258
<b>Kerrostalo 1500- 4000kWh</b>					
1	1 X 25A	1,8	1785,4	988,6	263
	1 X 35A	1,2	2004,0	1643,3	103
	3 X 25A	4,4	1990,5	452,3	753
2	1 X 25A	1,3	1867,6	1411,5	1301
	1 X 35A	1,6	1866,8	1131,8	291
	3 X 25A	3,5	2150,1	622,1	2893
3	3 X 25A	3,0	3005,2	997,9	97

4	3 X 25A	5,2	2363,1	454,4	1633
5	1 X 25A	1,3	1825,2	1385,4	1951
	1 X 35A	1,6	1879,4	1197,7	508
	3 X 25A	2,2	1892,7	872,3	4144
6	1 X 25A	1,5	2063,7	1399,4	4573
	1 X 35A	1,7	2072,1	1218,6	1414
	3 X 25A	2,2	2279,7	1046,6	10611
7	1 X 25A	1,4	1645,4	1164,7	3371
	1 X 35A	1,9	1646,9	856,2	877
	3 X 25A	2,5	2210,4	881,4	14762
<b>Kerrostalo, sl</b>					
1	3 X 25A	7,2	10862,1	1498,8	337
7	3 X 25A	7,0	10495,7	1507,7	75
<b>OK-talo &lt;10000kWh</b>					
1	3 X 25A	10,7	14293,5	1335,1	106
2	3 X 25A	4,8	7681,6	1591,0	474
4	3 X 25A	8,2	6559,0	799,7	187
5	3 X 25A	3,3	4671,3	1397,7	438
6	3 X 25A	5,3	8572,4	1625,4	712
7	3 X 25A	6,8	9001,6	1328,4	1617
	3 X 35A	9,8	12750,1	1307,3	100
<b>OK-talo &gt;10000kWh</b>					
1	3 X 25A	10,1	15822,1	1564,5	96
2	3 X 25A	7,1	11621,9	1636,8	170
4	3 X 25A	10,4	9761,2	939,3	56
5	3 X 25A	6,5	10105,3	1564,0	125
6	3 X 25A	7,2	12037,1	1666,3	311
	3 X 35A	10,8	16260,7	1502,0	54
7	3 X 25A	7,5	11861,4	1589,7	860
	3 X 35A	10,3	15876,8	1537,6	142
	3 X 63A	13,0	19318,9	1490,2	57
<b>OK-talo, ovsl &lt;25000kWh</b>					
1	3 X 25A	12,8	17121,8	1334,6	452
	3 X 35A	19,6	20943,1	1070,5	239
7	3 X 25A	9,5	15621,6	1650,1	65
<b>OK-talo, ovsl &gt;25000kWh</b>					
1	3 X 25A	16,9	20983,9	1242,7	110
	3 X 35A	19,9	24700,6	1242,5	219
<b>OK-talo,</b>					

<b>ssl &lt;25000kWh</b>					
1	3 X 25A	9,5	15892,1	1668,9	1633
	3 X 35A	11,6	18870,4	1620,5	493
2	3 X 25A	9,5	16757,7	1764,8	79
5	3 X 25A	7,7	14091,2	1838,4	63
6	3 X 25A	9,6	17842,8	1849,4	175
7	3 X 25A	9,2	16155,1	1763,6	297
	3 X 35A	12,0	19463,3	1620,9	65
<b>OK-talo, ssl &gt;25000kWh</b>					
1	3 X 25A	11,5	20952,9	1815,9	295
	3 X 35A	13,5	23649,0	1754,2	330
7	3 X 25A	10,5	18795,5	1792,6	56
	3 X 35A	13,0	22355,5	1719,3	53
<b>OK-talo, vsl &lt;25000kWh</b>					
1	3 X 25A	17,2	17434,7	1013,4	99
	3 X 35A	21,8	20016,0	918,5	89
<b>Rivitalo &lt;10000kWh</b>					
1	3 X 25A	4,4	4466,5	1013,0	116
2	1 X 25A	1,7	1961,0	1176,7	50
	3 X 25A	3,5	4087,2	1172,0	723
4	3 X 25A	6,3	3580,3	572,0	564
5	1 X 35A	2,8	1394,9	492,9	55
	3 X 25A	2,3	3114,4	1357,0	595
6	1 X 25A	1,6	2043,7	1303,0	192
	1 X 35A	1,2	1795,4	1459,6	89
	3 X 25A	3,0	3654,0	1200,7	1833
7	1 X 25A	1,8	2040,4	1163,6	160
	1 X 35A	1,1	1365,3	1212,2	74
	3 X 25A	3,9	3846,0	997,3	4197
<b>Rivitalo &gt;10000kWh</b>					
6	3 X 25A	6,2	8074,2	1311,1	76
7	3 X 25A	6,2	8316,9	1343,6	210
<b>Rivitalo, ovsl</b>					
1	3 X 25A	9,3	12855,0	1378,2	283
<b>Rivitalo, ssl</b>					
1	3 X 25A	7,5	11782,1	1579,6	1144
	3 X 35 A	10,1	14734,4	1465,8	112
6	3 X 25A	8,2	11607,4	1423,1	77
7	3 X 25A	7,4	12348,9	1664,1	103



## LIITE 4: TYYPPIKÄYTTÄJÄRYHMIEN MUKAINEN LIIKEVAIHDON MUUTOS

