



Open your mind. LUT.  
Lappeenranta University of Technology

RAPORTTI

4.5.2012

# Jakeluverkkoyhtiöiden tariffirakenteiden kehitysmahdollisuudet

Lappeenrannan teknillinen yliopisto  
Lappeenranta University of Technology

PL 20/P.O. Box 20  
FI-53851 Lappeenranta

LUT Energia  
LUT Energy

tel +358 5 62 111  
fax +358 5 621 6799

[www.lut.fi/lutenergia](http://www.lut.fi/lutenergia)

Y-tunnus 0245904-2  
ALV/VAT FI 02459042

## **Alkusanat**

Tässä tutkimusraportissa esitetään tutkimusprojektin ”Jakeluverkkoyhtiöiden tariffirakenteiden kehitysmahdollisuudet” tulokset. Tutkimusprojektin on toteuttanut Lappeenrannan teknillisen yliopiston LUT Energian tutkimusryhmä, johon kuuluvat prof. Jarmo Partanen, TkT Samuli Honkapuro sekä dipl.ins. Jussi Tuunanen. Tutkimustyön ovat rahoittaneet Energiateollisuus ry. sekä ST-pooli.

Tutkimusprojektin ohjausryhmän ovat muodostaneet tutkijat sekä Kenneth Hänninen (Energiateollisuus ry.), Simo Nurmi (Energiamarkkinavirasto), Markku Kinnunen (Työ- ja elinkeinoministeriö), Antti Martikainen (Savon Voima Verkko Oy), Jouni Lehtinen (Helen Sähköverkko Oy), Bengt Söderlund (Fortum Sähkönsiirto Oy), Arto Gylén (PKS Sähkönsiirto Oy), Ville Sihvola (Vattenfall Verkko Oy) sekä Pertti Kuronen (Fingrid Oyj). Ohjausryhmä on kokoontunut tutkimusprojektin aikana neljä kertaa, minkä lisäksi ajatuksia on vaihdettu aktiivisesti sähköpostin välityksellä. Lisäksi osana tutkimusprojektia järjestettiin verkkoyhtiöille ja sidosryhmille suunnattu työpaja Tuusulassa 23.1.2012, johon osallistui 28 henkilöä.

Tutkijat haluavat kiittää ohjausryhmää sekä työpajan osallistujia aktiivisesta tutkimustyön ohjauksesta ja hyvistä ideoista ja kommentteista.

Lappeenrannassa 4.5.2012

Tekijät

# SISÄLLYSLUETTELO

Alkusanat .....	2
SISÄLLYSLUETTELO .....	3
1 Johdanto .....	5
1.1 Aiemmat tariffirakennetutkimukset .....	6
2 Jakeluverkon tariffirakenteen vaikutukset ja kehittämisen reunaehdot .....	8
2.1 Verkko-yhtiön näkökulma .....	9
2.2 Asiakasnäkökulma .....	10
2.3 Kysyntäjoustopuolteen vaikutukset ja mahdollisuudet .....	13
2.4 Tariffirakennetta ohjaavat säädökset .....	15
3 Nykyiset tariffirakenteet ja niiden muutostarpeet .....	20
3.1 Tariffirakenteen kannustimet .....	22
3.2 Nykyisten tariffien kustannusvastaavuus .....	22
3.3 Sähkön käytön muutostrendit .....	24
4 Vaihtoehtoiset tariffirakenteet .....	26
4.1 Kiinteä kk-maksu .....	26
4.2 Energiamaksu .....	27
4.3 Dynaaminen energiatariffi .....	27
4.4 Tehoperusteinen hinnoittelu .....	28
5 Tehokaista .....	31
5.1 Tehokaistan esittely .....	31
5.2 Tehokaistan yksikkö ja hinnoittelumallit .....	33
5.3 Kaistan ylitykset .....	39
5.3.1 Tehokaistan ylitykset; kaistahinnoittelu vain perusmaksussa .....	41
5.3.2 Tehokaistan ylitykset; siirtohinnoittelu täysin kaistaperusteinen .....	43
5.4 Tehokaista energiatehokkuuden näkökulmasta .....	47
5.5 Tehokaistan vaikutukset eri sidosryhmien näkökulmista .....	50
5.6 Tehokaistan marginaalikustannukset .....	52
5.7 Tehokaistahinnoitteluun siirtyminen .....	53
5.8 Tehokaistahinnoittelun toteuttaminen .....	55
5.9 Tehokaista siirtohinnoitteluna tiivistetysti .....	57

6	Johtopäätökset.....	61
7	Jatkoselvitystarpeet .....	63
	Lähteet .....	64
<b>LIITE I</b>	<b>Laskenta-aineisto – ja metodiikka</b>	
<b>LIITE II</b>	<b>Tehokaistahinnoittelu esimerkkiyhtiöissä</b>	
<b>LIITE III</b>	<b>Kulutuslaitteiden tehoja ja energioita</b>	

# 1 Johdanto

Sähköenergian loppukäytössä ja tuotannossa on tapahtumassa merkittäviä muutoksia, joiden ensisijainen tavoite on primäärienergian säästö ja energiantuotannon päästöjen pienentäminen. Tuotantojärjestelmän muutoksissa keskeisessä asemassa on uusiutuvien energiamuotojen, kuten tuulen ja auringon, hyödyntäminen sekä hajautettu tuotanto. Tyypillistä näille tuotantomuodoille on tuotannon heikko ennustettavuus sekä yksiköiden pieni koko. Loppukäytössä energiatehokkuuden ja ohjattavuuden parantuminen vaikuttavat sekä sähkön käytön määrään että sen luonteeseen. Lisäksi kehittyvä akkuteknologia luo uusia mahdollisuuksia sähköenergian varastointiin ja siten muuttaa koko energiajärjestelmän luonnetta. Älykkäät sähköverkot puolestaan mahdollistavat hajautetun tuotannon, energiavarastojen sekä ohjattavien kuormien joustavan verkkoon liittäminen ja älykkään ohjauksen.

Jotta edellä kuvattu energiajärjestelmän muutos toteutuu sekä asiakkaiden että toimialan yritysten kannalta kustannustehokkaasti, tarvitaan erityisesti kysyntäjoustoja sekä siihen kannustavaa hinnoittelurakennetta niin sähkön jakeluun kuin myyntiin. Kysyntäjousto mahdollistaa hajautetun tuotannon sekä tuotanto- ja verkkokapasiteetin optimaalisen hyödyntämisen. Kapasiteetin käyttöasteen suurentuminen puolestaan vähentää investointitarpeita ja siten pienentää pitkällä tähtäimellä asiakkaille koituvia kustannuksia. Verkkoyhtiöiden kannalta energiatehokkuuden parantuminen ja hajautetut energiavarastot tulevat vaikuttamaan jakeluverkoissa siirrettävän sähköenergian määrään sekä huipputehoon ja tehontarpeen ajalliseen vaihteluun tulevaisuudessa. Koska huipputeho määrittää verkon mitoitusarpeen, ja toisaalta nykyiset tariffit perustuvat siirretyn energian määrään, vaikuttavat edellä mainitut muutokset sekä sähkönjakelun kustannuksiin että tuloihin. Ongelmia muodostuukin toimialan kannalta, mikäli energian ja tehon muutokset ovat sellaisia, että nykyinen tariffirakenne ei pysty vastaamaan verkkoyhtiön tulonmuodostustarpeeseen muuttuneessa toimintaympäristössä.

Asiakasrajapinnan ohjaus- ja mittausominaisuuksien kehittyminen puolestaan luo tekniset mahdollisuudet nykyistä dynaamisemmille tariffirakenteille, joilla voidaan ohjata asiakkaita sähköjärjestelmän kannalta optimaaliseen kulutuskäyttäytymiseen. Tällöin loppukäyttö on tehokasta ja ajoittuu siten, että resurssien käyttö sekä tuotannossa että siirrossa ja jakelussa on optimaalista. Lähtökohdina on, että verkon on mahdollistettava markkinapohjainen kysyntäjousto, mutta tämä ei kuitenkaan

saa johtaa kansantaloudellisesti epäoptimaalisiin verkostoinvestointeihin. Käytännössä puhtaasti tuotannon kannalta optimoituva kysyntä voi kuitenkin olla epäoptimaalista jakeluverkon kannalta, jolloin sähkön myynnin kysyntäjoustotuotteet voivat luoda kuorman ohjaukseen eturistiriitoja myyjän ja verkkoyhtiön välille. Sopivalla siirtotariffirakenteella voidaan kuitenkin luoda kuluttajalle kannusteet optimoida sähkönkäyttöään siten, että asiakkaan ja sähkön myyjän ohella myös verkkoyhtiö hyötyy kysyntäjousta.

Tässä raportissa esitetyn tutkimustyön tavoitteena on selvittää minkälaisia muutosmahdollisuuksia ja -vaatimuksia tulevaisuuden toimintaympäristö asettaa jakeluverkkoyhtiöiden siirtotariffien rakenteelle. Tutkimustyössä tarkastellaan miten erilaiset tariffirakenteet kannustavat asiakkaita energiatehokkuuteen, mahdollistavat aktiivisten resurssien, kuten kysyntäjousta, markkinoille osallistumisen, sekä takaavat jakeluverkon kapasiteetin optimaalisen käytön ja verkkoyhtiön tarpeenmukaisen tulonmuodostuksen. Keskeisin tavoite on analysoida, minkälaisella siirtotariffirakenteella varmistetaan asiakkaiden laskutuksen kustannusvastaavuus ja jakeluverkon kapasiteetin optimaalinen hyödyntäminen sekä mahdollistetaan samalla pienkuluttajien markkinapohjainen kysyntäjousto. Tutkimuksessa päähuomio on pienasiakkaissa, eli käytännössä pienjänniteasiakkaissa, joilla ei nykyisin ole käytössä tehotariffia.

Tutkimusraportin rakenne on seuraavanlainen. Luvun 1 lopussa on esitetty tiivis katsaus aihepiiriin viimeaikaisiin tutkimuksiin. Luvussa 2 esitetään jakeluverkon tariffirakenteiden vaikutukset ja tavoitetila eri sidosryhmien näkökulmasta sekä tarkastellaan tariffirakenteen kehittämisen reunaehtoja. Luvussa 3 tarkastellaan nykyisin käytössä olevia tariffirakenteita ja niiden keskeisiä kehittämistarpeita. Luvussa 4 esitellään mahdollisia tariffirakenteita, ja luvussa 5 puolestaan keskitytään tehokaistahinnoitteluun ja sen vaikutuksiin. Luvussa 6 esitetään johtopäätökset ja luvussa 7 pohditaan aihepiiriin jatkotutkimustarpeita. Tehokaistaan liittyvät laskelmat on esitetty liitteissä.

### ***1.1 Aiemmat tariffirakennetutkimukset***

Kärkkäinen & Farin (2000) ovat tarkastelleet jakeluverkon siirtotariffien rakenteita pian sähkömarkkinoiden avaamisen jälkeen. Tutkimuksessa on lueteltu yleisimmät vaatimukset tariffirakenteille, kuten kustannusvastaavuus, tasapuolisuus, syrjimättömyys, vapaavalintaisuus, ymmärrettävyys, pitkäjänteisyys sekä ohjauvuus. Näiden osalta on todettu, että vaatimukset ovat osittain ristiriitaisia, koska mm. tariffien täysi kustannusvastaavuus edellyttäisi monimutkaisia ja maantieteellisesti vaihtelevia tariffeja, mikä puolestaan olisi sekä pistehinnoittelun että tariffien ymmärrettävyy-

den vaatimusten vastaista. Tariffien ohjaavuuden osalta puolestaan on esitetty, että tariffien tulisi ohjata tehokkuuteen verkoston mitoituksessa ja verkostokapasiteetin käytössä sekä edistää energian tehokasta käyttöä. Tutkimuksessa on tarkasteltu kiinteiden maksujen ja energiamaksujen osuuksia verkkoyhtiöiden tariffeissa. Kiinteiden maksujen on todettu vaihtelevan välillä 0-80 %, riippuen verkkoyhtiöstä ja asiakasryhmästä. Tältä osin on johtopäätöksenä todettu, että kiinteiden maksujen ja energiamaksujen suhteet tulee jättää verkkoyhtiöiden päätettäväksi

Evens & Kärkkäinen (2010) ovat tarkastelleet hinnoittelumekanismia ja kannustinjärjestelmiä, joilla voidaan edistää kysyntäjoustoa. Tutkimuksessa on esitelty hinnoittelumekanismiin liittyvä teoria ja käyty läpi 15 pilottitutkimusta. Tarkastelut kohteena ovat olleet sekä verkko- että myyntitariffit, ja kannustinjärjestelmät on jaettu hinta- ja insentiiviperusteisiin. Hintaperusteisissa järjestelmissä kuluttajahinnat vaihtelevat, ja kuluttajan reagointi hinnanvaihteluihin on vapaaehtoista. Insentiiviperusteisissa järjestelmissä kuluttajat saavat korvauksen, mikäli suostuvat kuormanohjaukseen. Jakelutariffitutkimuksen kannalta erityisen relevantti huomio on, että Norjassa regulaattori on kielittänyt aikaperusteiset tariffit (ToU, Time of Use tariffs) verkkoyhtiöiltä, koska näiden pelätään häiritsevän markkinoiden toimintaa.

Similä ym. (2011) ovat tutkineet jakeluverkon tariffirakennetta smart grids –toimintaympäristössä kirjallisuuskatsauksen, talousteorian sekä simulaatiolaskelmien avulla. Simulaation tulokset osoittavat, että loppuasiakas hyötyy kuormanohjauksesta parhaiten, kun sekä myynti- että jakelutariffit ovat dynaamisia (käytännössä markkinahinta tai aikaperusteinen tariffi). Lisäksi todetaan, että dynaamiset tariffit parantavat verkkoyhtiön kustannustehokkuutta, mutta dynaamisen tariffin kannustinvaikutukset voivat olla ongelmallisia verkkoyhtiölle, koska asiakkaiden reagointi hintaohjaukseen johtaa verkkoyhtiön liikevaihdon pienentymiseen, lyhyen aikavälin kustannusten pysyessä ennallaan. Tällöin hintoja täytyy puolestaan korottaa, jotta kulut tulevat katetuksi, mikä puolestaan on asiakkaan kannalta negatiivista palautetta kannustinjärjestelmään reagoinnista. Lisäksi on tunnistettu verkkoyhtiön kuormanohjauksen myyntiyhtiölle aiheuttamat ongelmat. Tältä osin on johtopäätöksenä todettu, että verkkotariffien tulisi olla staattisia ja ainoastaan myyntitariffit voivat vaihdella dynaamisesti päivän sisällä. Mikäli verkkoyhtiö haluaa käyttää kuormanohjausta verkon kuorman tasoittamiseen, tulisi sen tällöin ostaa kuorman ohjaus myyjiltä.

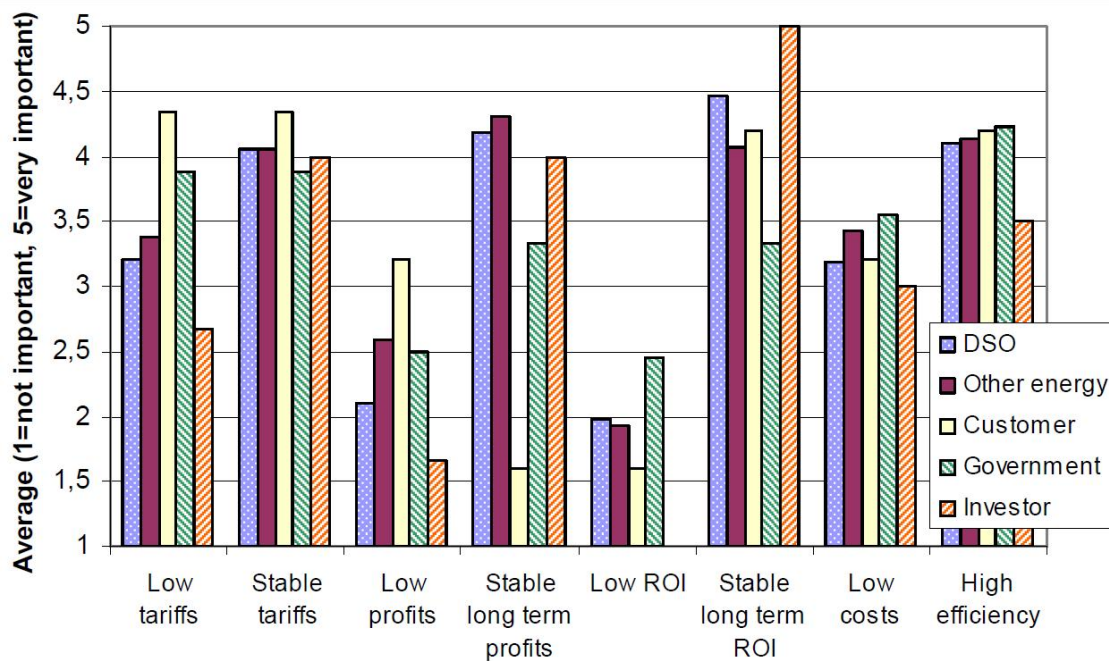
## **2 Jakeluverkon tariffirakenteen vaikutukset ja kehittämisen reunaehdot**

Lähtökohtana energiapalveluiden, kuten sähkönjakelun, hinnoittelurakenteessa tulee olla kannustaminen energiatehokkuuteen koko järjestelmän näkökulmasta sekä energiantuotannon ympäristövaikutusten ja kansantaloudellisten kustannusten minimointi. Käytännössä tämä tarkoittaa hajautetun tuotannon sekä kysyntäjoustopuhtausmahdollistamista sekä tuotanto-, siirto- ja jakelukapasiteetin käytön optimointia ja polttoaine- ja muiden muuttuvien kustannusten minimointia. Huomioitavaa on, että sekä energia että teho vaikuttavat sähköenergiajärjestelmän kokonaisenergiatehokkuuteen, joten pelkällä energiankäytön minimointiin kannustavalla hinnoittelulla ei välttämättä saavuteta optimaalista lopputulosta, vaan tarvitaan kannusteita myös huipputehon pienentämiseen ja tehon ajallisen vaihtelun optimointiin.

Kun tarkastellaan sähkönjakelun hinnoittelua, voidaan todeta että edellisten tavoitteiden ohella sen tulee taata verkkoyhtiölle kohtuullinen ja ennustettava tulonmuodostus, ja kannustaa asiakasta ohjaamaan sähkönkäyttöä jakeluverkon kannalta optimaalisella tavalla. Koska sähkömarkkinoilla on asiakkaiden ja verkkoyhtiöiden lisäksi myös muita toimijoita, kuten tuottajat, vähittäismyyjät ja siirtoverkkoyhtiö, tulee optimaalisesti suunnitellun jakelutariffin ottaa myös näiden toimijoiden intressit huomioon, siten, etteivät esimerkiksi jakelu- ja myyntitariffi muodosta ristiriitaisia ohjaussignaaleita. Lisäksi asiakkaan toimintamahdollisuudet tulee huomioida varmistamalla hinnoittelun ja siihen liittyvien kannustinelementtien kohtuullisuus, ymmärrettävyys ja toteutettavuus tavallisen sähkönkäyttäjän näkökulmasta. Edellä esitetyt vaatimukset voidaan ilmaista siten, että jakelutariffin tulee tasapainottaa kansantaloudellisen hyödyn maksimointi ja yksilön mahdollisesti kokeman haitan minimointi.

Nemesyksen (2005) tekemän tutkimuksen mukaan kaikki sidosryhmät painottavat erityisesti vakautta, kun tarkastellaan hyvin toimivan regulaatiomallin kriteereitä. Kuten kuvasta 2.1 nähdään, vakaat tariffit ovat kaikkien sidosryhmien mielestä yhtä tärkeitä tai tärkeämpiä kuin matalat tariffit. Vaikkakin em. tutkimuksessa tarkasteltiin regulaatiomallia, voidaan tuloksia yleistää ainakin tältä osin käsittelemään myös tariffirakenteen tavoitteita.





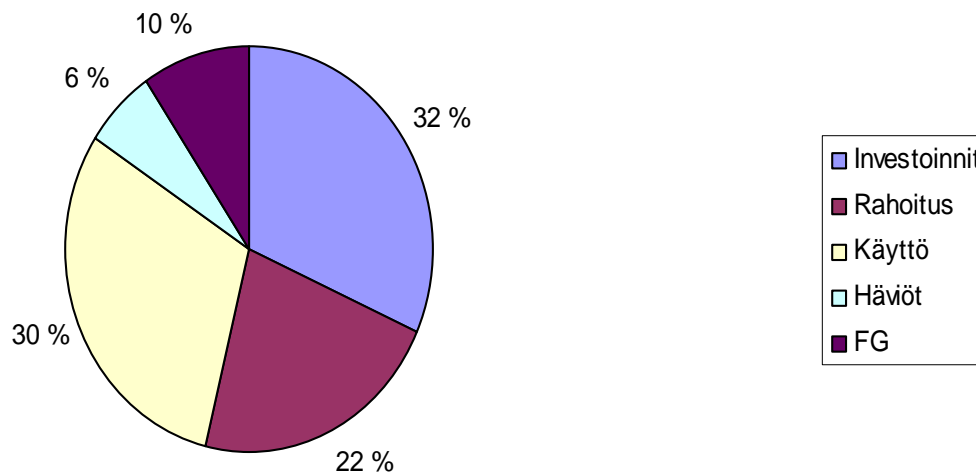
Kuva 2.1 Taloudellisten seikkojen suhteellinen tärkeys hyvin toimivassa regulaatiomallissa (Nemesys 2005).

Seuraavissa luvuissa tarkastellaan yksityiskohtaisemmin jakeluverkkoyhtiön tariffirakenteen tavoitteita ja vaikutuksia eri sidosryhmien näkökulmasta.

## 2.1 Verkkoyhtiön näkökulma

Verkkoyhtiön näkökulmasta tariffien tulee varmistaa riittävä ja ennustettava tulonmuodostus, joka mahdollistaa asiakastarpeen ja toimintaympäristön vaatimusten mukaisen jakeluverkon rakentamisen, käytön ja ylläpidon. Lisäksi tariffirakenteen tulee olla kustannusvastaava siten, että sähkön käytön muutokset vaikuttavat mahdollisuuksien mukaan samalla tavoin sekä tuloihin että kustannuksiin. Jakeluverkon komponentit, kuten johtimet ja muuntajat, mitoitetaan verkon tehotarpeiden mukaan. Siten näihin vaikuttavat sekä yksittäisten asiakkaiden tehontarpeet, että suuremman asiakasmassan (muuntopiiri, johtolähtö, sähköasema) huipputeho, johon puolestaan vaikuttaa tehojen risteily asiakkaiden välillä. Energiaperusteisia kustannustekijöitä jakeluverkkotoiminnassa ovat lähinnä verkoston kuormitushäviöt sekä kantaverkkoyhtiön siirtoverkkomaksut. Asiakasmäärästä riippuvia kustannuksia puolestaan ovat mittaus ja laskutus, sekä jossain määrin hallinnolliset kustannukset. Verkon käyttökustannukset, kuten operointi, huollot ja vian korjaus, riippuvat puolestaan lähinnä verkoston laajuudesta sekä toimintaympäristöstä. Kuvassa 2.2 on esitetty jakeluverkkoyhtiön tyypillinen kustannusjakauma. Kuvasta nähdään, että yli puolet kuluista on pääomakustannuksia (investoinnit ja rahoitus), jotka ovat riippuvaisia tehosta. Kantaverkon kustannukset, samoin kuin jakeluverkonkin, ovat pääosin riippuvaisia tehosta, mutta kantaverkon laskutus perustuu energia-

määriin. Pääosin energiasta riippuva kustannuskomponentti on siten ainoastaan verkostohäviöt. Häviöt jakautuvat verkon häviöihin sekä muuntajien häviöihin, joista jälkimmäiset voidaan jakaa kuormitus- ja tyhjäkäyntihäviöihin. Näistä ainoastaan muuntajan tyhjäkäyntihäviöt ovat riippumattomia verkossa siirrettävästä tehosta. Siten energiaperusteisia kustannuksia on alle 6 % kaikista kustannuksista.



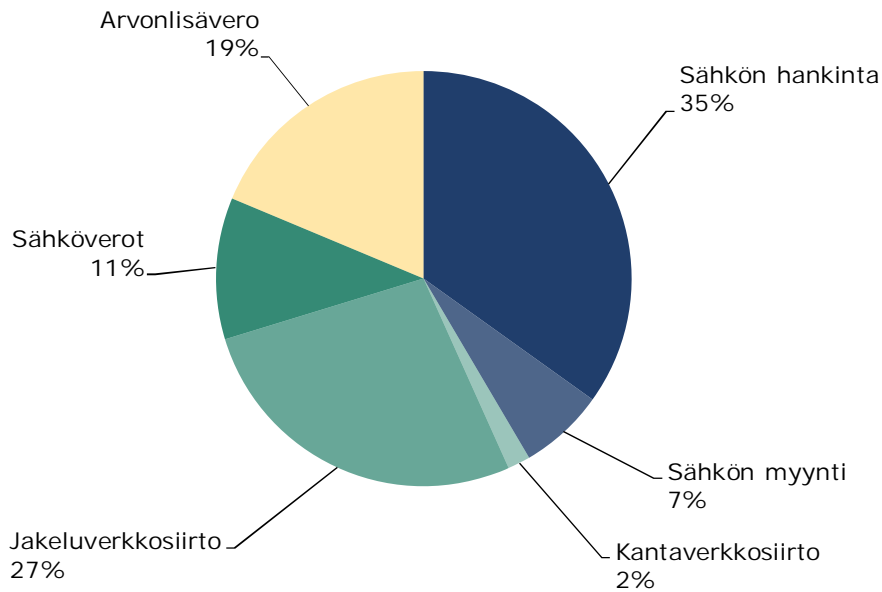
Kuva 2.2 Tyypillinen jakeluverkkoyhtiön kustannusrakenne.

Tulonmuodostuksen ohella on huomioitava hinnoittelun ohjausvaikutukset. Mikäli hinnoittelu perustuu tehon tai energian käyttöön, ohjaa se asiakasta optimoimaan sähkönkäyttöään kustannuksia pienentävään suuntaan. Siten verkkoyhtiön kannalta tavoitteena on muodostaa tariffirakenne, joka kannustaa asiakkaita ohjaamaan sähkönkäyttöään jakeluverkon kannalta optimaaliseen suuntaan. Teoriassa ihanteellisin tilanne olisi, mikäli asiakkaiden tehontarve olisi mahdollisimman tasaista, jolloin verkon siirtokapasiteetti pystyttäisiin hyödyntämään mahdollisimman hyvin. Edellä esitettyjen lisäksi teknisenä vaatimuksena on, että jakelutariffi ei edellytä sellaisia mittauksia, jotka aiheuttaisivat merkittävästi lisäkustannuksia. Tavoitteena on, että valtioneuvoston asetuksessa sähköntoimitusten selvityksestä ja mittauksesta (66/2009) esitetyt minimivaatimukset mittaroinnille riittävät tariffirakenteen käytännön toteuttamiseen.

## 2.2 Asiakasnäkökulma

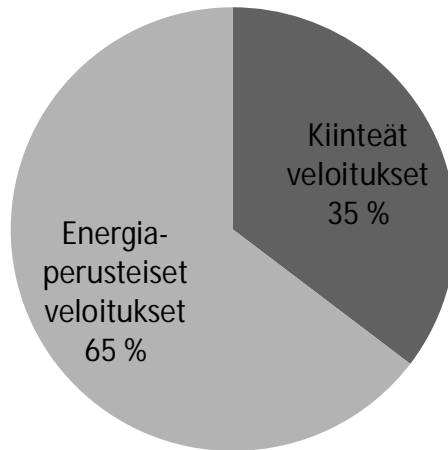
Sähkön jakelun osuus asiakkaan kokonaissähkölaskusta on noin neljännes, kuten kuvasta 2.3 nähdään. Kuvassa oleva suhteessa pieni kustannustekijä kantaverkkosiirto laskutetaan myös jakeluverkkosiirron yhteydessä. Jakeluverkkosiirrolle, kuten muillekin palveluiden myynnille, kohdistuu arvonlisävero, jonka lisäksi myös sähköverot laskutetaan asiakkailta sähkön siirron yhteydessä.

Tässä tutkimuksessa tehtävissä tarkasteluissa keskitytään kuitenkin ainoastaan jakeluverkkosiirron verottomaan hintaan.



Kuva 2.3 Kotitalousasiakkaan sähkön hinnan muodostuminen 1.2.2012 (EMV 2012a).

Yllä oleva kuva voidaan jakaa edelleen energiaperusteisiin ja kiinteisiin laskun osiin. Energiaperusteisia ovat sähkön hankinta ja myynti ja näille kohdistuva arvonlisävero sekä sähkövero kun taas jakelu- ja kantaverkkosiirto ja näille kohdistuva arvonlisävero ovat kustannusrakenteeltaan lähinnä tehooperusteisia. Kuvassa 2.4 on esitetty yllä olevan kuvan informaatio jaoteltuna energiaperusteisiin ja kiinteisiin veloituksiin, olettaen että sähkön jakelussa olisi käytössä kiinteä veloitus. Kuten kuvasta nähdään, on tässäkin tapauksessa 65 % kuluttajan sähkölaskusta energiaperusteista veloitusta, joka takaa laskutuksen kannustavuuden energiankäytön vähentämiseen, vaikka jakeluverkon tariffirakenne perustuisikin ainoastaan kiinteään perusmaksuun.



Kuva 2.4 Kotitalousasiakkaan sähkölaskun jakautuminen kiinteisiin ja energiaperusteisiin veloituksiin, mikäli jakelutariffi perustuu pelkästään kiinteään perusmaksuun.

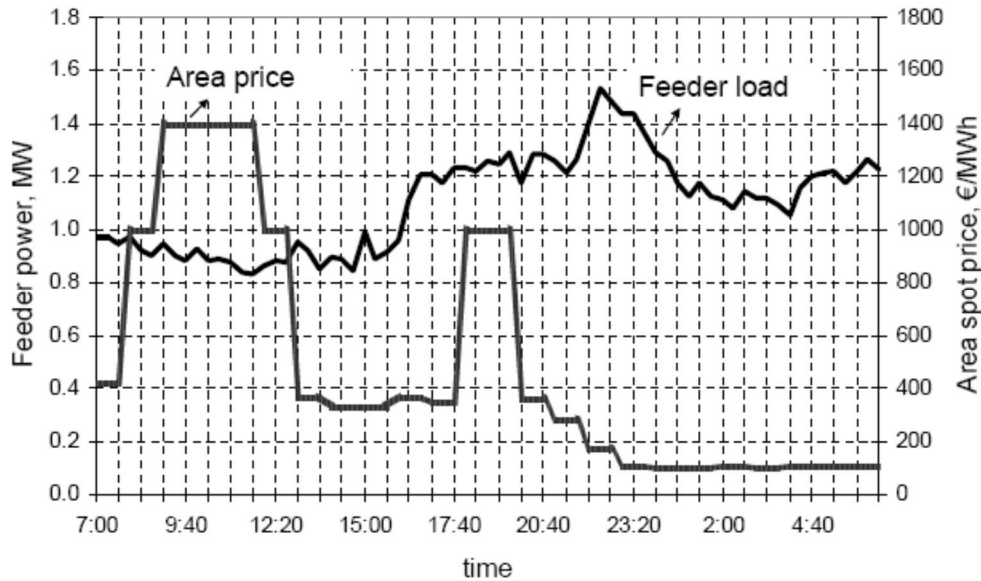
Asiakkaan keskeinen toivomus on luonnollisesti hinnoittelun edullisuus. Verkkoyhtiön hinnoittelua valvotaan kokonaisuutena regulaatiomallilla, joka asettaa käytännössä katon liikevaihdolle. Tässä tutkimuksessa keskitytään kuitenkin ainoastaan tariffirakenteeseen, ja oletetaan että tariffien taso on sellainen, jolla verkkoyhtiö kerää toiminnan edellyttämän tulovirran. Edullisuuden ohella asiakkaan näkökulmasta keskeisin kriteeri hinnoittelulle on ennakoitavuus, minkä lisäksi tariffien odotetaan olevan ymmärrettäviä, siten että asiakas käsittää mistä sähkölasku kokonaisuudessaan muodostuu ja miten hän itse pystyy siihen vaikuttamaan. Kuten aiemmin todettiin, on ennakoitavuus myös asiakkaan kannalta vähintään yhtä tärkeä kuin hinnoittelun edullisuus. Oikeudenmukaisuus puolestaan edellyttää asiakkaiden kannalta sitä, että tariffit ovat kustannusvastaavia ja läpinäkyviä. Lisäksi tariffin tulee olla yhteensopiva myyntitariffin kanssa, siten että molemmat tariffit kannustavat asiakasta energiatehokkuuden parantamiseen sähkön käytössä ilman ristiriitaisia kannustinelementtejä.

Asiakkaan kannalta muutostilanteet koetaan usein negatiivisina. Tariffirakennetta muutettaessa käy väistämättä niin, että osalla asiakkaista hinnat nousevat ja osalla laskevat, vaikka verkkoyhtiön liikevaihto pysyisikin ennallaan ja tariffirakenne muuttuisi nykyistä paremmin kustannusvastaavaksi. Kun tavoitteena on tariffirakenne, joka ohjaa sähkönkäyttöä koko energiajärjestelmän kannalta optimaalisempaan suuntaan, joudutaan pohtimaan, onko tärkeämpää kansantalouden etu vai yksilön muutosturva. Lähtökohtana on, että tariffirakenteen uudistus ohjaa sähkönkäyttäjiä siirtokapasiteetin nykyistä tehokkaampaan hyödyntämiseen, jolloin pitkällä aikavälillä myös sähkönsiirron kustannukset pienentyvät. Siten pitkällä aikavälillä tariffirakenteen uudistukset tulevat olemaan asiakkaiden kannalta positiivisia, vaikka muutostilanteesta voikin yksittäisen asiakkaan kannalta koitua negatiivisia vaikutuksia lyhyellä aikavälillä.

### ***2.3 Kysyntäjouaston vaikutukset ja mahdollisuudet***

Koko energiajärjestelmän kannalta oleellista on, että jakelu- ja myyntitariffit yhdessä muodostavat sähkön käyttäjille kannusteet toimia siten, että kansantaloudellinen hyöty maksimoituu. Kun pyritään optimoimaan tuotanto- ja verkkokapasiteetin käyttö ja samalla lisäämään uusiutuvien energialähteiden, kuten tuuli- ja aurinkovoiman hyödyntämistä, on avainasemassa kysyntäjouaston toteuttaminen. Käytännössä kysyntäjousto toteutetaan joko asiakkaan toimesta manuaalisena tai automaattisena kuormanohjauksena, tai etäohjaamalla asiakkaan kuormia tarpeenmukaisesti. Etäohjauksen toteuttajana voi periaatteessa olla sähkön myyjä, aggregaattori tai verkkoyhtiö. Käytännössä kuormien ohjaus vaikuttaa merkittävästi sähkön myyjän sähkökaupan taseeseen, jonka vuoksi on luontevaa, että myyjä hoitaa ohjauksen. Mikäli ohjauksen hoitaisi joku toinen osapuoli, heikentäisi se myyjän kuormitusennusteen tarkkuutta, ja lisäisi siten tasevirhettä ja sähkön hankinnan kustannuksia. Myyjän tekemällä kuormanohjauksella voi kuitenkin joissakin tilanteissa olla negatiivisia vaikutuksia verkkoyhtiön kannalta. Esimerkiksi myyntiyhtiön tavoitteiden mukaisesti optimoitu kysyntäjousto voi kasvattaa jakeluverkon tehohuippuja, jolloin verkkoyhtiön kustannukset kasvavat, kun puolestaan myyntiyhtiö saa taloudellista hyötyä kuormanohjauksesta.

Esimerkkinä tällaisesta intressiristiriidasta on kuvassa 2.4 esitetty yhden keskijännitejohtolähdön kokonaisteho sekä Suomen aluehinta Spot-markkinoilla yhden päivän (22.2.2010) aikana. Kuvasta nähdään, että korkeimmat hinnat ovat olleet johtolähdön pienimpien tehojen aikaan, ja jälkimmäinen hintapiikki poistuu hieman ennen johtolähdön huipputehon ajankohtaa. Mikäli asiakkaiden kuormaa ohjattaisiin spot-hinnan perusteella, siirtyisi jälkimmäisen hintapiikin ajalta kysyntä myöhemmäksi, mikä todennäköisesti kasvattaisi johtolähdön tehoa.



Kuva 2.4. KJ-johtolähdön huipputeho ja Suomen aluehinta 22.2.2010 (Belonogova et al. 2010).

Sähkön vähittäismyyjän kannalta kuormanohjaus hintapiikkien aikana olisi hyvinkin kannattavaa. Myyjä voisi joko myydä ylijäämänsä sähköä markkinoilla tai välttyä kalliilta lisäostoilta. Yllä olevassa tilanteessa aluehinta vaihtelee välillä 100 – 1 400 €/MWh, kun kotitalouskuluttajalta laskutettava keskimääräinen hinta oli samaan aikaan 60 – 70 €/MWh (6-7 snt/kWh).

Kuorman optimoinnin teoreettista potentiaalia verkkoyhtiöiden kannalta voidaan arvioida puolestaan seuraavanlaisen yksinkertaistetun esimerkin avulla. Kaikkien jakeluverkkoyhtiöiden asiakkaille toimittama energia (vuonna 2010) oli yhteensä 52 TWh. Samana vuonna em. yhtiöiden verkkojen vuotuisen suurimman keskituntitehon summa oli 11 900 MW. Siten verkkojen huipunkäyttöajaksi muodostuu 4 380 tuntia, ja verkkojen kapasiteetin käyttöasteeksi (huipunkäyttöaika/8760) 50 %. Tämä laskelma on yksinkertaistettu, ja em. tulokset vaihtelevat voimakkaasti verkkoyhtiöstä riippuen. Tämän perusteella voidaan kuitenkin arvioida, että nykyisissä jakeluverkoissa voitaisiin siirtää noin kaksinkertainen energiamäärä, mikäli tehontarve jakautuisi täysin tasaisesti vuoden jokaiselle tunnille. Suomen jakeluverkkojen yhteenlaskettu jälleenhankinta-arvo on n. 14 Mrd.€ josta vuotuisesti kustannukseksi 40 vuoden pitoajalla ja 5 % korolla saadaan 815 M€a. Käytännössä kuormanohjauksella voidaan tasoittaa kuormitusta siten, että energiankäytön kasvaminen ei välttämättä johda verkoston vahvistustarpeisiin. Parhaassa mahdollisessa tapauksessa nykyisessä jakeluverkoissa voitaisiin siirtää kaksinkertainen määrä energiaa ilman lisäinvestointeja. Mikäli vaihtoehto tälle olisi jatkaa nykyisellä kuormitusasteella, voidaan ajatella, että kuormanohjauksen ansiosta välttyttäisiin 815 M€a lisäkustannukselta, vaikka vuotuinen energiamäärä olisi kaksinkertainen nykyiseen verrattuna, eli 104 TWh. Kuormanohjauksen teoreettisesti suurimmaksi mahdolliseksi kansantalou-

delliseksi kustannushyödyksi tulisi tällöin n. 8 €/MWh eli 0,8 snt/kWh. Tässä yhteydessä on kuitenkin hyvä huomioida, että mikäli kuormituksia ohjattaisiin siten, että jakeluverkon kapasiteetin käyttö optimoituisi edellä kuvatulla tavalla, häviäisi markkinapohjaisen kysyntäjouston potentiaali. Tämän vuoksi on oleellista, että pyritään kokonaisuoptimiin, jossa saavutetaan kompromissi tuotannon ja verkon hyödyistä.

## **2.4 Tariffirakennetta ohjaavat säädökset**

Tariffirakenteen valintaan vaikuttavat viranomaissäännökset ovat lähinnä EU-direktiivit, Suomen Sähkömarkkinalaki (386/1995), Laki energiamarkkinoilla toimivien yritysten energiatehokkuuspalveluista (1211/2009) sekä Valtioneuvoston asetus sähköntoimitusten selvityksestä ja mittauksesta (66/2009).

Direktiivin 2006/32/EY 10 artiklassa todetaan:

*”Jäsenvaltioiden on varmistettava, että poistetaan sellaiset siirto- ja jakelutariffeihin sisältyvät kannustimet, jotka tarpeettomasti lisäävät siirrettävän tai jaeltavan energian määrää. Direktiivin 2003/54/EY 3 artiklan 2 kohdan ja direktiivin 2003/55/EY 3 artiklan 2 kohdan mukaisesti jäsenvaltiot voivat asettaa sähkö- ja kaasualoilla toimiville yrityksille julkisen palvelun velvoitteita, jotka koskevat energiatehokkuutta.”*

Tällä hetkellä valmisteilla on ”Ehdotus Euroopan parlamentin ja neuvoston direktiiviksi energiatehokkuudesta ja direktiivien 2004/8/EY ja 2006/32/EY kumoamisesta”. Tämän direktiiviehdotuksen osalta on huomattava, että ehdotus on vielä käsittelyssä, joten siihen voi tulla muutoksia. Tässä yhteydessä on käytetty 22.6.2011 päivättyä ehdotusta.

Em. direktiiviehdotuksen 12. artiklan 4. kohta on säilynyt samanlaisena kuin edellä esitetty voimassa olevan direktiivin 10 artikla, ja siten direktiiviehdotuksen vaatimuksiin ei tältä osin ole tullut muutoksia.

Lisäksi direktiiviehdotuksen liitteessä XI ”Energiaverkon sääntelyyn ja energia-alan sääntelyviranomaisten vahvistamiin tai hyväksymiin verkkotariffeihin liittyvät energiatehokkuusperusteet” annetaan edellistä tarkempia määräyksiä verkkotariffeista:

1. Verkkotariffien on vastattava tarkasti sähkön ja kustannusten säästöjä, joita verkoissa on saavutettu kysynnänhallinta- ja kysynnänohjaustoimenpiteillä ja hajautetulla tuotannolla, mukaan lukien säästöt, joita on saatu alentamalla toimituskustannuksia ja verkkoinvestointien kustannuksia ja optimoimalla verkon toiminta.
2. Verkkosääntöjen ja -tariffien on annettava verkonhaltijoille mahdollisuus tarjota järjestelmäpalveluja ja järjestelmätariffeja kysynnänohjaustoimenpiteitä, kysynnänhallintaa ja hajautettua tuotantoa varten järjestäytyneillä sähkömarkkinoilla, erityisesti seuraavissa tarkoituksissa:

- a) loppukäyttäjät siirtävät kuormitusta kulutushuipuista muihin aikoihin ottaen huomioon uusiutuvista lähteistä, yhteistuotannosta ja hajautetusta tuotannosta peräisin olevan energian saatavuuden;
- b) energiänsäästöt, joita saavutetaan energian yhteisostoryhmien toteuttamalla hajautettujen kuluttajien kysynnän ohjauksella;
- c) energiapalvelujen tarjoajien, myös energiapalveluyritysten, toteuttamista energiatehokkuustoimenpiteistä johtuva kysynnän aleneminen;
- d) tuotantolähteiden liittäminen ja ajaminen verkkoon alhaisemmilla jännitteillä;
- e) lähempänä kulutusta sijaitsevien tuotantolähteiden liittäminen; ja
- f) energian varastointi.

Tässä säännöksessä käsitteeseen ”järjestäytyneet sähkömarkkinat” sisältyvät OTCmarkkinat ja sähköpörssit, joissa käydään kauppaa energialla, kapasiteetilla, tasapainottamispalveluilla ja lisäpalveluilla kaikilla aikajaksoilla, mukaan lukien terminimarkkinat, spot-markkinat ja päivänsisäiset markkinat.

3. Saatavilla on oltava verkkotariffeja, jotka tukevat loppukäyttäjien kysynnänohjaustoimenpiteiden dynaamista hinnoittelua, mukaan lukien:
- a) käyttöajankohdasta riippuvat tariffit;
  - b) kriittisten kulutushuippujen hinnoittelu;
  - c) reaaliaikainen hinnoittelu; ja
  - d) kulutushuippujen alennukset.

Edellä esitettyjen perusteella voidaan todeta, että nykyisessä direktiivissä tai direktiiviehdotuksessa ei ole havaittu selkeitä ristiriitoja, jotka estäisivät tässä tutkimuksessa tarkasteltujen tariffirakenteiden käytännön toteutuksen.

Suomen lainsäädännössä keskeisin tariffeihin vaikuttava säännös on Sähkömarkkinalaki (386/1995). Em. lain 14 § todetaan:

*Verkkopalvelujen myyntihintojen ja -ehtojen sekä niiden määräytymisperusteiden on oltava tasapuolisia ja syrjimättömiä kaikille verkon käyttäjille. Niistä saa poiketa vain erityisistä syistä.*

*Verkkopalvelujen hinnoittelun on oltava kohtuullista.*

*Verkkopalvelujen hinnoittelussa ei saa olla perusteettomia tai sähkökaupan kilpailua ilmeisesti rajoittavia ehtoja tai rajauksia. Siinä on kuitenkin otettava huomioon sähköjärjestelmän toimintavarmuuden ja tehokkuuden vaatimat ehdot sekä kustannukset ja hyödyt, jotka aiheutuvat sähköntuotantolaitoksen liittämisestä verkkoon.*

Lisäksi 15 § määrää pistehinnoittelusta:

*Verkonhaltijan on osaltaan järjestettävä edellytykset sille, että asiakas voi sopia kaikista verkkopalveluista sen verkonhaltijan kanssa, jonka verkkoon on liittynyt.*

*Verkonhaltijan on osaltaan järjestettävä edellytykset sille, että asiakas saa asianomaiset maksut suorittamalla oikeuden käyttää liittymispisteestään käsin koko maan sähköverkkoa, ulkomaanyhteyksiä lukuun ottamatta (pistehinnoittelu).*

*Jakeluverkossa verkkopalvelujen hinta ei saa riippua siitä, missä asiakas maantieteellisesti sijaitsee verkonhaltijan vastuualueella.*

*Ministeriö voi antaa tarvittaessa tarkempia määräyksiä pistehinnoittelun periaatteiden soveltamisesta.*



Lisäksi lain 38 a § todetaan verkonhaltijan valvonnasta:

*Sähkömarkkinaviranomaisen tulee päätöksellään vahvistaa verkonhaltijan ja järjestelmävastuuseen määrätyn kantaverkonhaltijan noudatettavaksi seuraavat palvelujen ehdot ja palvelujen hinnoittelua koskevat menetelmät ennen niiden käyttöönottamista:*

- 1) menetelmät verkonhaltijan verkkotoiminnan tuoton ja siirtopalvelusta perittävien maksujen määrittämiseksi valvontajakson aikana;*
- 2) verkonhaltijan siirtopalvelun ehdot;*
- 3) verkonhaltijan liittämispalvelun ehdot ja menetelmät liittämisestä perittävien maksujen määrittämiseksi;*
- 4) järjestelmävastuuseen määrätyn kantaverkonhaltijan järjestelmävastuun piiriin kuuluvien palvelujen ehdot sekä menetelmät palveluista perittävien maksujen määrittämiseksi.*

*Vahvistuspäätöksen tulee perustua 3, 4 ja 6 a luvussa sekä verkkoon pääsyä koskevista edellytyksistä rajat ylittävässä sähkön kaupassa annetussa Euroopan parlamentin ja neuvoston asetuksessa säädettyihin perusteisiin. Hinnoittelussa noudatettavien menetelmien vahvistamista koskevassa päätöksessä voidaan määrätä:*

- 1) verkkotoimintaan sitoutuneen pääoman arvostusperiaatteista;*
- 2) verkkotoimintaan sitoutuneelle pääomalle hyväksyttävän tuoton määrittämistavasta;*
- 3) verkkotoiminnan tuloksen määrittämistavasta sekä sen edellyttämästä tuloslaskelman ja taseen oikaisusta;*
- 4) verkkotoiminnan tehostamiseen kannustavasta tavoitteesta ja sen määrittämistavasta sekä menetelmästä, jolla tehostamistavoitetta sovelletaan hinnoittelussa;*
- 5) hinnoittelurakenteen määrittämistavasta, jos määrittämistapa on tarpeen verkkoon pääsyn toteuttamiseksi tai Suomea sitovan kansainvälisen velvoitteen täytäntöön panemiseksi taikka jos määrittämistapa liittyy järjestelmävastuun piiriin kuuluvien palvelujen hinnoitteluun.*

*Vahvistuspäätös, jota sovelletaan 1 momentin 1 kohdassa tarkoitettuihin menetelmiin, on voimassa neljän vuoden pituisten valvontajakson ajan. Jos verkonhaltija on aloittanut toimintansa muihin verkonhaltijoihin sovellettavan valvontajakson ollessa kesken, on 1 momentin 1 kohdassa tarkoitettu vahvistuspäätös kuitenkin voimassa tämän valvontajakson loppuun. Muut 1 momentissa tarkoitetut päätökset ovat voimassa toistaiseksi tai, jos erityistä syytä on, päätöksessä määrätyn määräajan.*

Laissa todetaan, että hinnoittelurakenteen määrittämistavasta voidaan määrätä, mutta siihen ei suoranaisesti valvontaviranomaista kehoteta. Energiatehokkuuden osalta lain 1 § esitetään:

*Sähkömarkkinoilla toimivien yritysten tehtäviin kuuluu huolehtia asiakkaittensa sähkönhankintaan liittyvistä palveluista sekä edistää omassa ja asiakkaittensa toiminnassa sähkön tehokasta ja säästäväistä käyttöä.*

Direktiivissä (2006/32/EY) esitettyä vaatimusta, jossa todetaan että jakelutariffeihin ei saa sisältyä kannustimia, jotka tarpeettomasti lisäävät jaeltavan energian määrää, ei kuitenkaan nykyisessä sähkömarkkinalainsäädännössä suoranaisesti ole. Nykyisin verkkoliiketoiminnan valvontamallissa valvotaan verkonhaltijan pääoman tuoton kohtuullisuutta, jonka lisäksi verkko-omaisuudesta tehtävien poistojen suuruudelle sekä operatiivisille kustannuksille asetetaan rajat. Siten valvontamalli asettaa käytännössä rajat verkkoyhtiöiden liikevaihdolle, mutta ei ota kantaa hinnoittelurakenteeseen.

Laissa energiamarkkinoilla toimivien yritysten energiatehokkuuspalveluista (1211/2009) säädetään energiamarkkinoilla toimivien yritysten velvollisuudesta pyrkiä edistämään energian tehokasta ja säästäväistä käyttöä asiakkaittensa toiminnassa. Lakia sovelletaan yrityksiin, jotka myyvät tai jakelevat sähköä tai myyvät kaukolämpöä, kaukojäähdytystä tai polttoainetta. Käytännössä laissa asetetaan sähkön laskutuksen osalta vaatimuksia lähinnä sähkön myyjälle; lain mukaan myyjän on laskutettava sähkö todettuun energiankulutukseen perustuen vähintään kolme kertaa vuodessa. Lisäksi myyjän on toimitettava loppukäyttäjälle raportti tämän energian käytöstä.

Valtioneuvoston asetuksessa sähköntoimitusten selvityksestä ja mittauksesta (66/2009) on tämän tutkimushankkeen osalta relevanttia lähinnä luku 6, jossa määritetään minimivaatimukset sähköntoimituksen mittaukselle:

4 §:

*Sähkönkulutuksen ja pienimuotoisen sähköntuotannon mittauksen tulee perustua tuntimittaukseen ja mittauslaitteiston etäluentaan (tuntimittausvelvoite).*

5 §:

*Sähkönkäyttöpaikkaan asennettavan tuntimittauslaitteiston ja verkonhaltijan mittaustietoa käsittelevän tietojärjestelmän tulee sisältää vähintään seuraavat ominaisuudet:*

*1) mittauslaitteiston rekisteröimä tieto tulee voida lukea laitteiston muistista viestintäverkon kautta (etäluentaominaisuus);*

*2) mittauslaitteiston tulee rekisteröidä yli kolmen minuutin pituisen jännitteettömän ajan alkamis- ja päättymisajankoh- ta;*

*3) mittauslaitteiston tulee kyetä vastaanottamaan ja panemaan täytäntöön tai välittämään eteenpäin viestintäverkon kautta lähetettäviä kuormanohjauskomentoja;*

*4) mittaustieto sekä jännitteetöntä aikaa koskeva tieto tulee tallentaa verkonhaltijan mittaustietoa käsittelevään tietojär- jestelmään, jossa tuntikohtainen mittaustieto tulee säilyttää vähintään kuusi vuotta ja jännitteetöntä aikaa koskeva tieto vähintään kaksi vuotta;*

*5) mittauslaitteiston ja verkonhaltijan mittaustietoa käsittelevän tietojärjestelmän tietosuojan tulee olla asianmukaisesti varmistettu.*

*Verkonhaltijan tulee asiakkaansa erillisestä tilauksesta tarjota tämän käyttöön tuntimittauslaitteisto, jossa on standar- doitu liitäntä reaaliaikaista sähkönkulutuksen seuranta varten.*

Lisäksi asetuksessa säädetään siirtymäaika siten, että vähintään 80 % kulutuspaikoista tulee täyttää edellä esitetyt vaatimukset vuoden 2013 loppuun mennessä. Edellä esitetyn lakitekstin perusteella voidaan olettaa, että jatkossa on käytössä tuntikeskitehot mittaavat mittarit, jotka etäluetaan kerran vuorokaudessa. Tämä on pääosin teknisenä reunaehtona myös tässä tutkimuksissa tarkasteltavissa tariffivaihtoehtoisissa.

Lisäksi em. asetuksen 7. luvun 1 § todetaan mittauspalveluista seuraavaa:

*Jakeluverkonhaltijan tulee tarjota vastualueensa asiakkaille yleisen aikajaotuksen mukaisia mittauspalveluita.*

*Yleisen aikajaotuksen mukaisia mittauspalveluita ovat:*

*1) tuntimittaukseen perustuva mittauspalvelu;*

*2) yksiaikasiirron mittauspalvelu;*

*3) yö- ja päiväenergiaan perustuva kaksiaikasiirron mittauspalvelu;*

*4) talviarkipäiväenergiaan ja muuhun energiaan perustuva kausiaikasiirron mittauspalvelu.*

Siten asetus velvoittaa tarjoamaan yllämainittuja mittauspalveluita. Käytännössä nykyiset siirtotuotteet noudattelevat useimmiten em. mittauspalveluiden jaottelua, mutta asetuksen mukaisesti tätä jaottelua ei vaadita siirtomaksuilta, vaan ainoastaan mittauspalveluilta.

Energiapalveludirektiivin (2006/32/EY) ja sen myötä käyttöön otettujen energiatehokkuussopimusten tavoitteena on pienentää energiankäyttöä vuosien 2001 – 2005 tasosta 9 % vuoteen 2016 mennessä. Sähkön siirron ja jakelun sekä kaukolämpöalan yrityksille on energiapalveluiden toimenpideohjelma, johon on 26.1.2012 mennessä liittynyt 91 yritystä. Toimialan ohjeellisena tavoitteena on toteuttaa toimia, jotka johtavat 150 GWh:n sähkön säästöön sähkön siirto- ja jakeluhäviöissä ja kaukolämmön tuotannon ja siirron sähkön kulutuksessa, sekä 150 GWh:n säästöön kaukolämmön jakeluhäviöissä ja erillistuotannon polttoaine-energian kulutuksessa vuoteen 2016 mennessä verrattuna tilanteeseen ilman em. toimia. Sopimukseen liittyneiden yritysten tavoitteena puolestaan on pienentää omaa energian käyttöään vähintään 5 %. Lisäksi sopimukseen liittyneiden yritysten tavoitteena on toteuttaa yhdessä asiakkaidensa kanssa energiatehokkuustoimia, jotka edesauttavat energian loppukäytön tehokkuutta ja energiansäästötavoitteiden saavuttamista. (Energiatehokkuussopimukset) Siten häviöiden pienentäminen, johon yhtenä keinona on huipputehojen pienentäminen, on oleellista myös energiatehokkuustavoitteiden saavuttamisen kannalta.

### 3 Nykyiset tariffirakenteet ja niiden muutostarpeet

Tyypillisesti pienkuluttajien siirtotariffit koostuvat nykyisin kiinteästä maksusta, joka riippuu pääsulakkeen koosta, sekä energiamaksusta, joka voi vaihdella vuorokauden- ja vuodeaikojen välillä. Tehosiirtotuotteet ovat puolestaan tarkoitettu suuremmille asiakkaille. Siten pienkuluttajien tariffien aikadynamiikka rajoittuu useimmiten kaksiaikaiseen tarffiin, ja liittymästä otettavaa tehoa puolestaan rajoittaa ainoastaan pääsulake, jolloin taloudelliset kannusteet sähkönkäytön ajalliseen optiointiin ovat melko vähäiset.

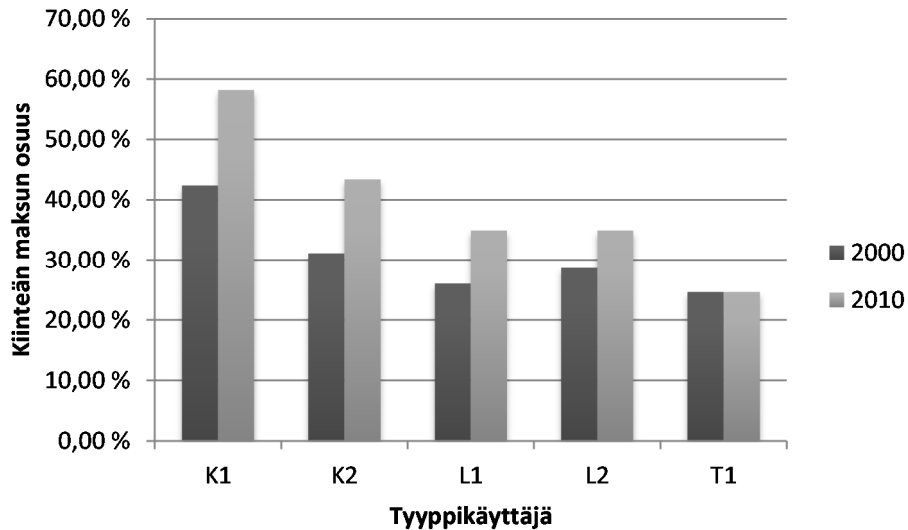
Energiamarkkinaviraston selvityksen (EMV 2010a) mukaan tariffien kiinteän maksun osuus on kasvanut selvästi viimeisen kymmenen vuoden aikana, mikä osaltaan kertoo tariffirakenteen muutostarpeista. Taulukossa 3.1 ja kuvassa 3.1 on esitetty em. tutkimuksen tulokset kiinteän ja muuttuvan kustannuksen osuudesta sähkön siirtomaksuista tyyppikäyttäjillä:

- K1, Kerrostalohuoneisto, ei sähkökiuasta, pääsulake 1 x25 A, sähkön käyttö 2 000 kWh/v
- K2, Pientalo, ei sähkölämmitystä, sähkökiuas, pääsulake 3x25 A, sähkön käyttö 5 000 kWh/v
- L1, Pientalo, suora sähkölämmitys, pääsulake 3x25 A, sähkön käyttö 18 000 kWh/v
- L2, Pientalo, osittain varaava sähkölämmitys, pääsulake 3x25 A, sähkön käyttö 20 000 kWh/v
- T1, Pienteollisuus, tehontarve 75 kW, sähkön käyttö 150 000 kWh/v

Tutkimuksen lähdeaineistona on käytetty tariffeja, jotka sisältävät arvonlisäveron, mutta eivät sähköveroa eikä huoltovarmuusmaksua.

Taulukko 3.1. Kiinteiden ja muuttuvien tariffikomponenttien suhteellinen osuus tyyppikäyttäjien siirtomaksuista vuosina 2000 ja 2010 (EMV 2010a).

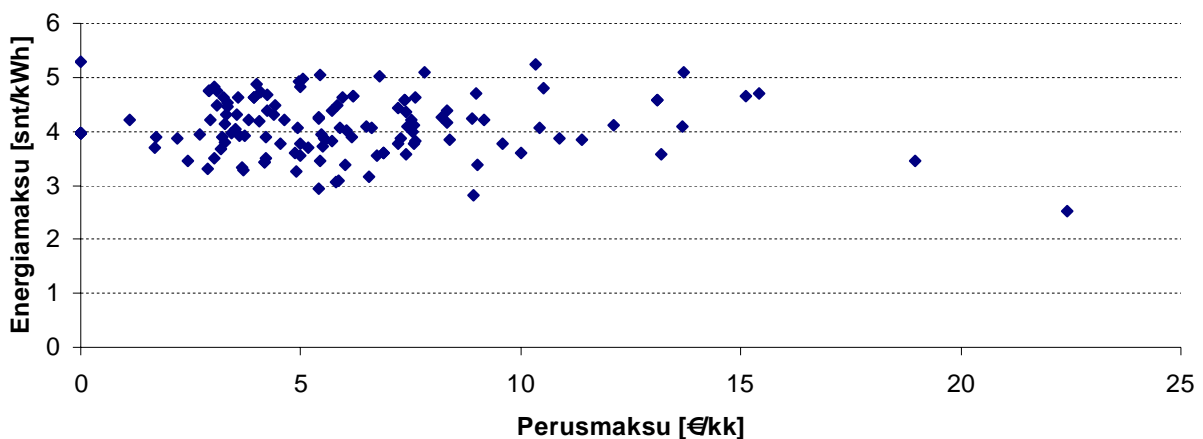
Tyyppikäyttäjä	Kiinteä		Muuttuva	
	1/2000	1/2010	1/2000	1/2010
<b>K1</b>	42,4 %	58,2 %	57,6 %	41,8 %
<b>K2</b>	31,1 %	43,4 %	68,9 %	56,6 %
<b>L1</b>	26,0 %	34,9 %	74,0 %	65,1 %
<b>L2</b>	28,6 %	34,9 %	71,4 %	65,1 %
<b>T1</b>	24,6 %	24,6 %	75,4 %	75,4 %



Kuva 3.1 Kiinteän maksun osuus tyypikäyttäjien siirtomaksusta (perustuen lähteeseen EMV 2010a).

Yllä olevasta kuvasta nähdään, että kiinteän tariffikomponentin osuus on kasvanut kaikilla muilla paitsi teollisuusasiakkailla. Kiinteän osuuden kasvattaminen parantaa siirtotulojen ennakoitavuutta, koska siirretyn energian määrään vaikuttaa sähkön käytön muutostrendien ohella merkittävästi lämpötila. Edellä esitetyt tulokset perustuivat vuoden 2010 tietoihin, jonka jälkeenkin suunta on jatkunut samanlaisena, eli kiinteän tariffikomponentin osuus on kasvanut edelleen.

Muuttuvan ja kiinteän tariffikomponentin osuudet vaihtelevat kuitenkin yhtiöittäin, kuten ilmenee kuvasta 3.2, jossa on esitetty perus- ja energiamaksujen suuruudet tyypillisissä yleissiirtotariffeissa (3\*25 A pääsulakkeelle) yhtiöittäin perustuen Energiamarkkinaviraston tilastoihin.



Kuva 3.2. Yleissiirtotariffit suomalaisissa jakeluverkkoyhtiöissä 3\*25 A pääsulakkeelle (perustuen Energiamarkkinaviraston tilastoihin).

### ***3.1 Tariffirakenteen kannustimet***

Nykyisin käytössä olevista tariffeista yksiaikatariffissa on kiinteä perusmaksu (€kk) ja energiamaksu (snt/kWh), joka on saman suuruinen käyttöajankohdasta riippumatta. Kiinteän kuukausimaksun perusteena on yleensä pääsulakkeen koko, joka sinänsä kannustaa optimaaliseen liittymän mitoittamiseen. Käytännössä tehoa rajoittaa kuitenkin ainoastaan pääsulakkeen koko, joka on tyypillisimmin 3\*25 A. Energiakomponentti puolestaan kannustaa pienentämään energian kokonaiskulutusta, mutta sen osuus on pienentynyt 2000-luvun aikana, kuten edellä on todettu, mikä on heikentänyt em. kannustinvaikutusta.

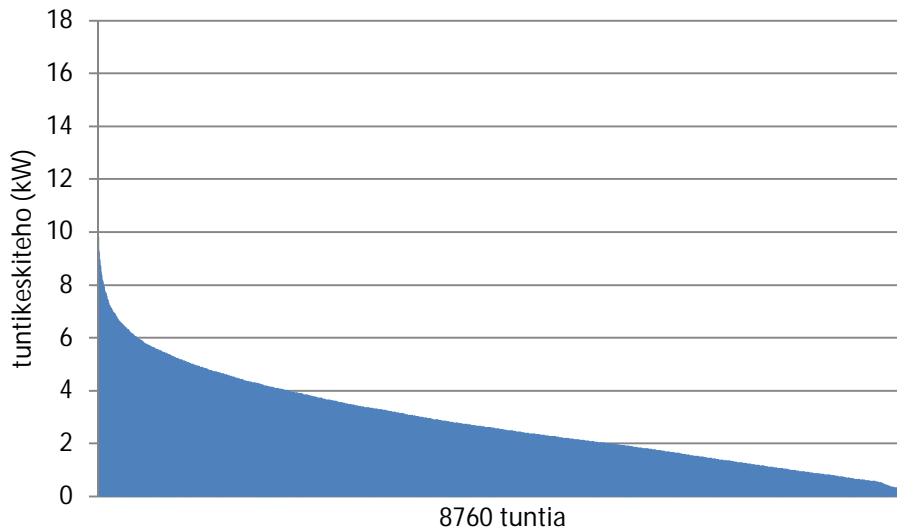
2-aikatariffissa puolestaan on samalla tavoin yleensä pääsulakkeen koosta riippuva perusmaksu sekä energiamaksu, joka on pienempi yöllä (yleensä klo 22–7) kuin päivällä. Kannustinvaikutukset ovat muutoin samanlaiset kuin yksiaikatariffissa, mutta tässä on lisäksi kannuste ajoittaa sähkönkäyttöä mahdollisuuksien mukaan yölle. Käytännössä tämä tariffimuoto on käytössä varaavan sähkölämmityksen yhteydessä. Tariffin tavoitteena on ollut tasoittaa kuormituksia ohjaamalla sähkönkäyttöä yölliseen aikaan, jolloin sitä on yleisesti ottaen vähiten. Ohjaus ei kuitenkaan seuraa sähköjärjestelmän tilaa ja tarpeita, vaan kaikkialla samaan aikaan päälle menevät vesivaraajat voivat aiheuttaa ongelmia niin jakeluverkossa kuin valtakunnallisessa tehotasapainossakin.

Nykyisistä tariffirakenteista voidaan todeta, että ne kannustavat energiankäytön pienentämiseen, vaikkakin kiinteän komponentin osuus on kasvanut vuosien varrella. Jakeluverkon kannalta oleelliseen, eli huipputehon pienentämiseen edellä esitetyissä tariffirakenteissa puolestaan ei ole juurikaan kannusteita.

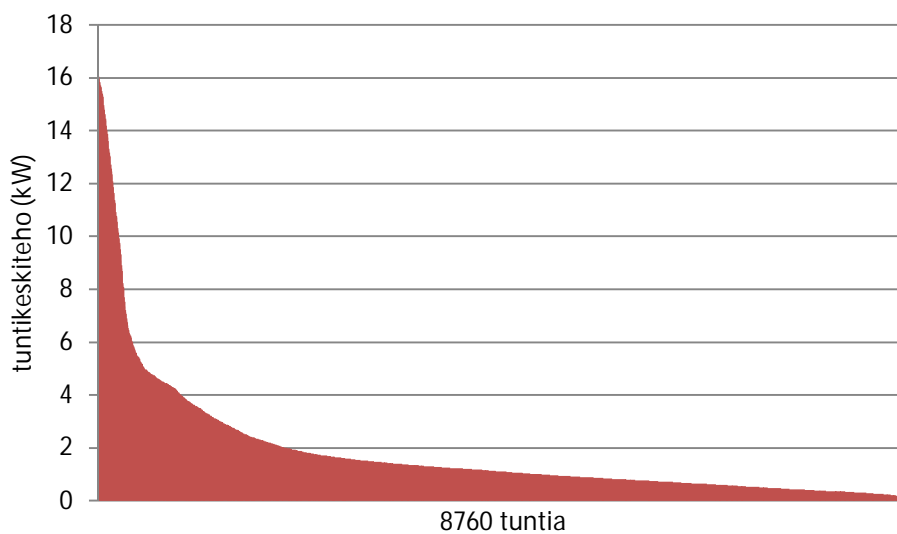
### ***3.2 Nykyisten tariffien kustannusvastaavuus***

Kuten luvussa 2 on esitetty, on valtaosa verkkoyhtiön kustannuksia joko kiinteitä tai tehoriippuvaisia, ja vain pieni osa kustannuksista riippuu siirretyn energian määrästä. Vaikka tariffien kiinteän komponentin osuus on kasvanut, on energiapohjainen tariffikomponentti kuitenkin edelleen merkittävässä roolissa tulonmuodostuksessa. Siten nykyiset tariffit eivät vastaa kovin hyvin verkkoyhtiöiden kustannusrakennetta. Nykyisessä tariffirakenteessa maksut eivät myöskään välttämättä kohdistu asiakkaille aiheuttamisperiaatteella, kuten seuraavasta esimerkistä käy ilmi.

Kuvissa 3.3 ja 3.4 on esitetty kahden todellisen asiakkaan sähkönkäytön vuotuinen pysyvyyskäyrä. Molempien asiakkaiden pääsulake on 3\*25 A ja tariffina käytössä 2-aikatariffi.



Kuva 3.3 Asiakkaan A sähkönkäytön pysyvyyskäyrä; asiakkaan vuosienergia 24,9 MWh ja huipputeho 12,4 KW.

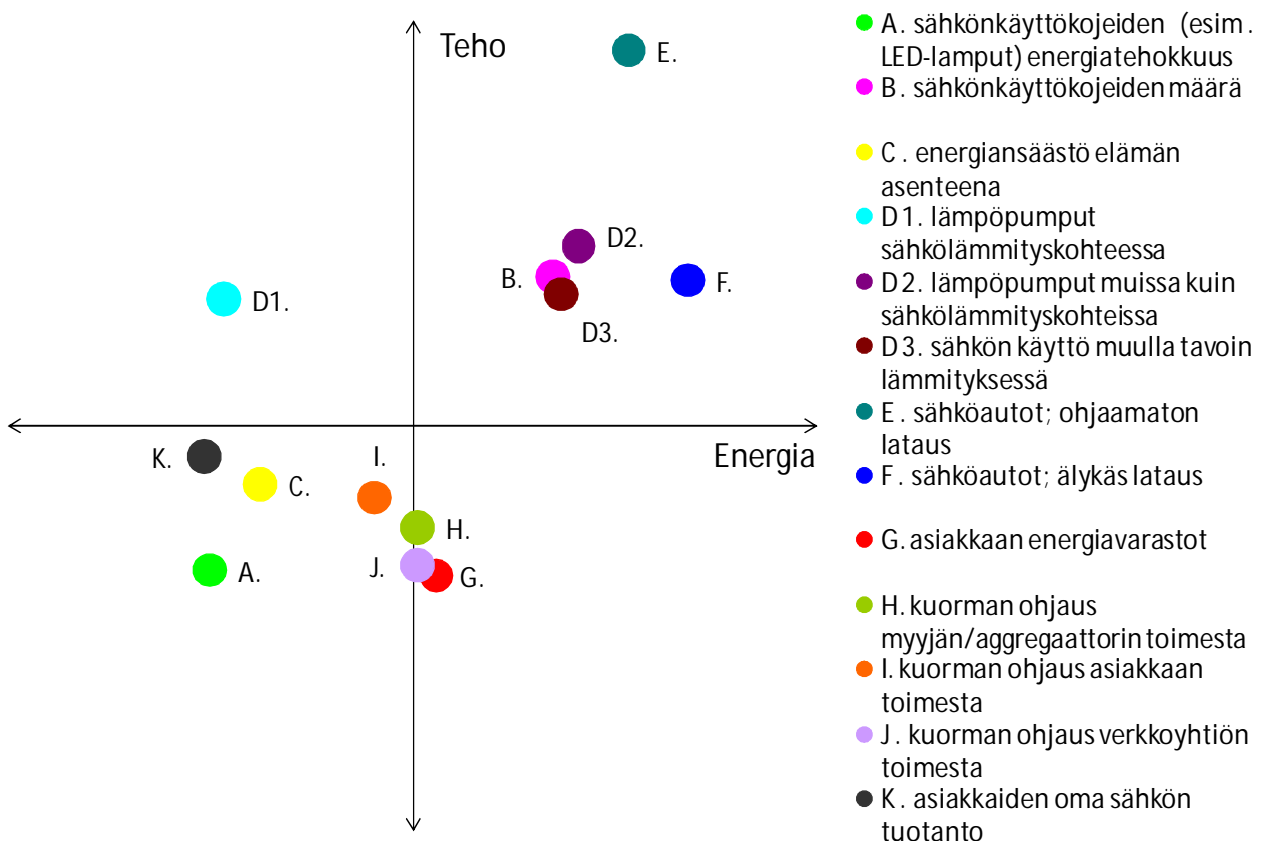


Kuva 3.4 Asiakkaan B sähkönkäytön pysyvyyskäyrä; asiakkaan vuosienergia 16,1 MWh ja huipputeho 16,7 KW.

Koska verkon mitoitus perustuu huipputehoon, aiheuttaa asiakas B verkkoyhtiölle suuremman kustannuksen kuin asiakas A. Mikäli siirtohinnoittelu perustuu siirrettyyn energiaan, maksaa asiakas A kuitenkin suuremman siirtomaksun kuin asiakas B. Eli kustannusvastaavuus ei toteudu, vaan tässä tapauksessa pienemmän kustannuksen aiheuttava asiakas maksaa suuremman siirtomaksun. Mikäli kiinteän ja muuttuvan tariffikomponentin osuus on yhtä suuri tarkasteltavan verkkoyhtiön tariffeissa, maksaa asiakas A noin neljänneksen suuremman siirtomaksun kuin asiakas B.

### 3.3 Sähkön käytön muutostrendit

Sekä siirrettävän energian määrässä että tehon tarpeessa on tapahtunut ja tulee tapahtumaan merkittävästi muutoksia, jotka vaikuttavat jakeluverkkoyhtiöiden tuloihin ja kustannuksiin. Alla olevassa kuvassa on hahmoteltu huhtikuussa 2011 pidetyn työpajan perusteella erilaisten toimenpiteiden vaikutuksia tehoon ja energiaan. Työpajaan osallistui jakeluverkkoyhtiöiden ja Energiateollisuus ry:n edustajia sekä tutkijoita, yhteensä 22 henkilöä. Vaikutukset ovat luonnollisesti tapauskohtaisia, tässä kuvassa on asiantuntijoiden keskimääräiset arviot vaikutusten suunnasta ja suuruudesta.



Kuva 3.5. Erilaisten toimenpiteiden vaikutukset jakeluverkossa siirrettyyn tehoon ja energiaan.

Toimenpiteet, jotka pienentävät siirretyn energian määrää ja kasvattavat tai pienentävät vain vähän tehon tarvetta ovat ongelmallisempia nykyisen pääosin siirrettyyn energiaan pohjautuvan tariffirakenteen kannalta. Tällaisia ovat erityisesti lämpöpumput sähkölämmityskohteissa sekä asiakkaiden oma sähkön tuotanto. Esimerkiksi lämpöpumppujen on arvioitu pienentävän vuotuisen siirretyn energian määrää n. 11 % vuoteen 2020 mennessä yhden verkkoyhtiön alueella, huipputehojen pysyessä ennallaan. Mikäli tariffirakenne säilyisi nykyisenkaltaisena, pienentäisi tämä vuotuista liikevaihtoa n. 5 %, kun taas verkkoyhtiön kustannuksiin tällä kehityksellä ei olisi vaikutuksia. Suurim-



man mahdollisen vaikutuksen skenaariossa siirretyn energian määrä pienentyisi 25 %, mikä puolestaan pienentäisi nykyisellä tariffirakenteella vuotuista liikevaihtoa 12 % (Tuunanen 2009). Siten tulot eivät vastaisi enää kustannuksia, jonka vuoksi tällainen kehitys edellyttäisi yksikköhintojen nostoa, mikäli nykyinen tariffirakenne pidettäisiin voimassa. Tässä yhteydessä on hyvä huomata, että lämpöpumput, kuten myös muut kuvassa esitetyt toimenpiteet, parantavat energiatehokkuutta, jonka vuoksi niiden käyttöön tulisi kannustaa.

Yleisesti ottaen voidaankin todeta, että energiansäästö ja energiatehokkuuden lisääntyminen ovat tavoitteita, joihin sähkönkäyttäjää tulee motivoida. Samalla nämä toimenpiteet kuitenkin vaikuttavat negatiivisesti verkkoyhtiön talouteen nykyisellä tariffirakenteella, ja heikentävät tariffirakenteen kustannusvastaavuutta. Siten sekä verkkoyhtiön tulonmuodostuksen että tariffien kannustavuuden kannalta nykyisiä tariffirakenteita tulee kehittää vastaamaan muuttuvaa toimintaympäristöä. Seuraavassa luvussa on esitetty vaihtoehtoisia tariffirakenteita.

## 4 Vaihtoehtoiset tariffirakenteet

Kuten edellä on todettu, on nykyisessä tariffirakenteessa selviä muutostarpeita. Periaatteessa sähkön jakelu on mahdollista hinnoitella monenlaisilla eri tavoilla. Kun pidetään mielessä tariffirakenteen perusvaatimukset, erityisesti pistehinnoittelu, kustannusvastaavuus sekä ymmärrettävyys, rajoittuvat mahdolliset tariffirakenteet käytännössä muutamiin, joita voidaan käyttää yksittäin tai yhdistellen. Seuraavassa on esitelty muutamia vaihtoehtoisia tariffirakenteita ja vertailtu niiden ominaisuuksia aiemmin esitettyihin vaatimuksiin ja reunaehtoihin.

### 4.1 Kiinteä kk-maksu

Tässä tariffivaihtoehdossa ajatuksena on, että nykyisenkaltaisesta tariffirakenteesta poistetaan energiakomponentti, jolloin jäljelle jää ainoastaan pääsulakkeen koon perusteella määräytyvä kiinteä kuukausimaksu, joka luonnollisesti on selvästi nykyistä suurempi, koska oletuksena on että verkkoyhtiön liikevaihto pysyy ennallaan. Siirtotariffi on asiakkaiden kannalta yksinkertainen ja verkkoyhtiön kannalta tulonmuodostus on ennustettava ja jossain määrin kustannusvastaava. Tariffi ei synnyttäisi ristiriitaisia kannustinvaikutuksia myyntitariffin kanssa, ja mahdollistaisi markkinapohjaisen kysyntäjouston. Verkko vaikutusten näkökulmasta siirtotariffissa on kannuste ainoastaan pääsulakkeen mitoittamisen optimointiin, jossa kuitenkin on hyvin rajallinen määrä vaihtoehtoja (pienkuuttajilla vaihtoehdot ovat useimmiten 3\*25 A ja 3\*35 A). Siten verkosta otettavaa huipputehoa rajoittaa ainoastaan pääsulake, eikä tariffissa ole muuta kannustetta tehon käytön optimointiin. Energiankäytön tehostamiseen kannustaa ainoastaan myyntitariffi.

Viimeaikaisena trendinä on ollut kiinteän tariffikomponentin osuuden kasvattaminen, kuten aiemmin on todettu. Tämän kehityksen äärimmäinen vaihtoehto olisi pelkkä kiinteä perusmaksu, jolloin tariffin energiakomponentti poistuisi kokonaan. Pelkkä kiinteä maksu takaisikin verkkoyhtiölle ennustettavan ja vakaan siirtotulon myös muuttuvassa toimintaympäristössä. Tällaisessa tariffirakenteessa asiakkaan vaikutusmahdollisuudet omaan sähkölaskuun sähkön jakelun osalta olisivat lähes olemattomat, eikä tariffirakenne kannustaisi energiatehokkaaseen sähkön käyttöön. Siten voidaan todeta, että tariffirakenne, joka koostuisi ainoastaan kiinteästä komponentista, ei täytä aiemmin esitettyjä kriteereitä.

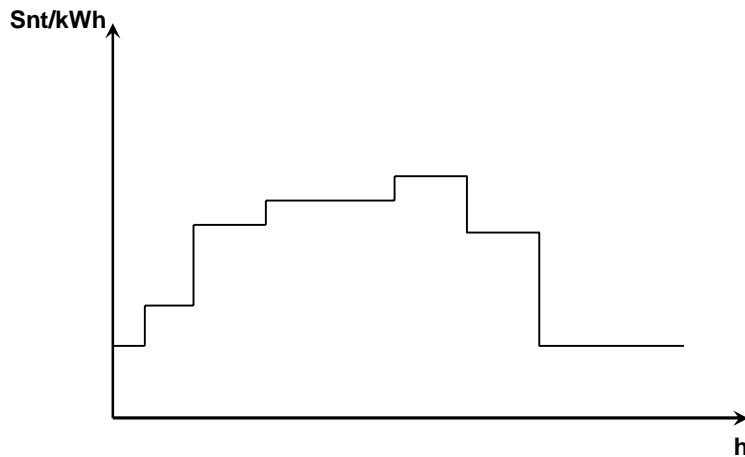
## ***4.2 Energiamaksu***

Edelliseen verrattuna vastakkainen kehityssuunta nykyisestä tariffirakenteesta olisi siirtyminen pelkästään energiapohjaiseen tariffikomponenttiin. Käytännössä kehityssuunta on kuitenkin ollut täysin päinvastainen, joka kertoo osaltaan energiapohjaisen hinnoittelun ongelmista verkkoyhtiön näkökulmasta. Kuten aiemmin on todettu, ainoastaan pieni osa verkkoyhtiön kustannuksista riippuu siirrettävän energian määrästä, jonka vuoksi energiapohjaisen tariffin kustannusvastaavuus olisi nykytilannetta (kiinteä maksu ja energiakomponentti) heikompi. Verkkoyhtiön tulojen ennakoitavuus heikkenisi myös huomattavasti, kun siirtotulot olisivat suoraan riippuvaisia siirretyn energian määrästä. Tällöin mm. ulkolämpötilan vaihteluilla olisi nykyistä suurempi vaikutus tuloihin.

Asiakkaiden kannalta energiapohjainen jakelutariffi kannustaisi voimakkaasti energiankäytön pienentämiseen, ja tätä vaikutusta voimistaa luonnollisesti sähkön myynnin tariffi. Energiapohjainen tariffirakenne ei kuitenkaan sisällä kannusteita huipputehon pienentämiseen, jonka vuoksi energiankäytön vähentäminen ei välttämättä pienennä verkkoyhtiön kustannuksia. Siten voidaankin todeta, että pelkkään energiaan pohjautuva jakelutariffi ei olisi kannustinvaikutuksiltaan eikä kustannusvastaavuudeltaan toivotunlainen.

## ***4.3 Dynaaminen energiatariffi***

Yksi kehitysvaihtoehto, jolla kannustettaisiin optimoimaan sähkön käyttöä jakeluverkon kannalta optimaaliseksi, olisi dynaaminen energiatariffi, jossa siirretyn energian hinta (snt/kWh) vaihtelisi käyttöajankohdan mukaan. Nykyisin samankaltainen malli on käytössä 2-aikatariffissa, jossa energiamaksu on pienempi yöllä. Tällöin aika- ja hintaportaita on kuitenkin vain kaksi, vaikka niitä voisi periaatteessa olla huomattavasti suurempi määrä. Kun lähitulevaisuudessa käytännössä kaikki asiakkaat ovat etäluettavan tuntimittauksen piirissä, voisi energiansiirron maksu vaihdella nykyistä dynaamisemmin käyttöajankohdan mukaan, kuten kuvan 4.1 yksinkertaistetussa esimerkkikuvassa on havainnollistettu.



Kuva 4.1 Yksinkertaistettu esimerkki dynaamisesta energiatariffista.

Tällaisessa mallissa hinta voitaisiin porrastaa siten, että ajankohtina, jolloin verkon kuormitus on suurin, olisi hinta myös korkein ja päinvastoin. Aikaportaat voisivat olla vakiot jokaiselle päivälle, jaoteltuna arkipäiviin, lauantaihin ja sunnuntaihin tai ne voisivat vaihdella siten, että hinnat ilmoitettaisiin etukäteen esimerkiksi edellisenä päivänä.

Tämänkaltaisessa tariffirakenteessa on kuitenkin ongelmakohtia sekä asiakkaiden että verkkoyhtiön kannalta. Ensinnäkin kuormituskäyttäytyminen on hyvin erityyppistä erilaisilla asiakkailla; kotitalouksilla kulutushuiput ajoittuvat iltaan, kun taas työpaikoilla käytetään eniten sähköä virka-aikana. Tämän vuoksi hinnoittelun aikarakenteen, joka tasaisi tehokkaasti verkon kuormitusta, tulisi olla johtolähtö- tai jopa muuntopiirikohtainen. Tämä puolestaan johtaisi erilaisiin hintoihin verkkoyhtiön erialueilla, jonka Sähkömarkkinalaki yksiselitteisesti kieltää. Usean hintaportaan käyttäminen, ja mahdollisesti edullisten ja kalliiden tuntien ajankohdan vaihtelu, tekisi järjestelmän monimutkaiseksi asiakkaiden kannalta. Lisäksi tällainen sähkönjakelun tariffirakenne saattaisi luoda ristiriitaisia kannustinvaikutuksia sähkön myynnin ja jakelun välille, mikäli siirtohinnan ja markkinahinnan kalliit ja edulliset tunnit osuvat eriaikoihin. Tällöin markkinapohjainen kysyntäjousto ja sähkön jakelun hinnoittelu ohjaisivat kulutusta ristikkäisiin suuntiin. Kokonaisuudessaan tässä esitetty tariffirakenne muodostuisi liian monimutkaiseksi ja kannustinvaikutuksiltaan epäselväksi asiakkaan kannalta. Myös verkkoyhtiön kannalta tariffirakenteelle asetettujen tavoitteiden toteutuminen on epävarmaa.

#### ***4.4 Tehoperusteinen hinnoittelu***

Tehoperusteisessa hinnoittelussa siirtomaksu perustuu verkosta otettuun huipputehoon (käytännössä suurin tuntikeskiteho) tietyn ajanjakson aikana tai verkkoyhtiön kanssa sovittuun tilaustehoon. Tehohinnoittelu on nykyisin yleinen suuremmilla asiakkailla, mutta pieniasiakkailla sitä ei ole käytössä

Suomessa. Ruotsissa esimerkiksi Sollentuna Energi on ottanut tehoerusteisen hinnoittelun käyttöön kaikille asiakkaille. Sollentunan verkkomaksuissa on pääsulakkeen koosta riippuva perusmaksu (esim. 25 A sulakkeella 1 200 kr/a ilman veroja) sekä tehomaksu (marraskuusta – maaliskuuhun 69,60 kr/kW,kk ja huhtikuusta lokakuuhun 34,80 kr/kW,kk ilman veroja). Laskutettava teho perustuu tuntitehoihin arkipäivisin klo 07-19, joista lasketaan kuukausittain kolmen huipputuntitehon keskiarvo ([www.sollentunaenergi.se](http://www.sollentunaenergi.se)).

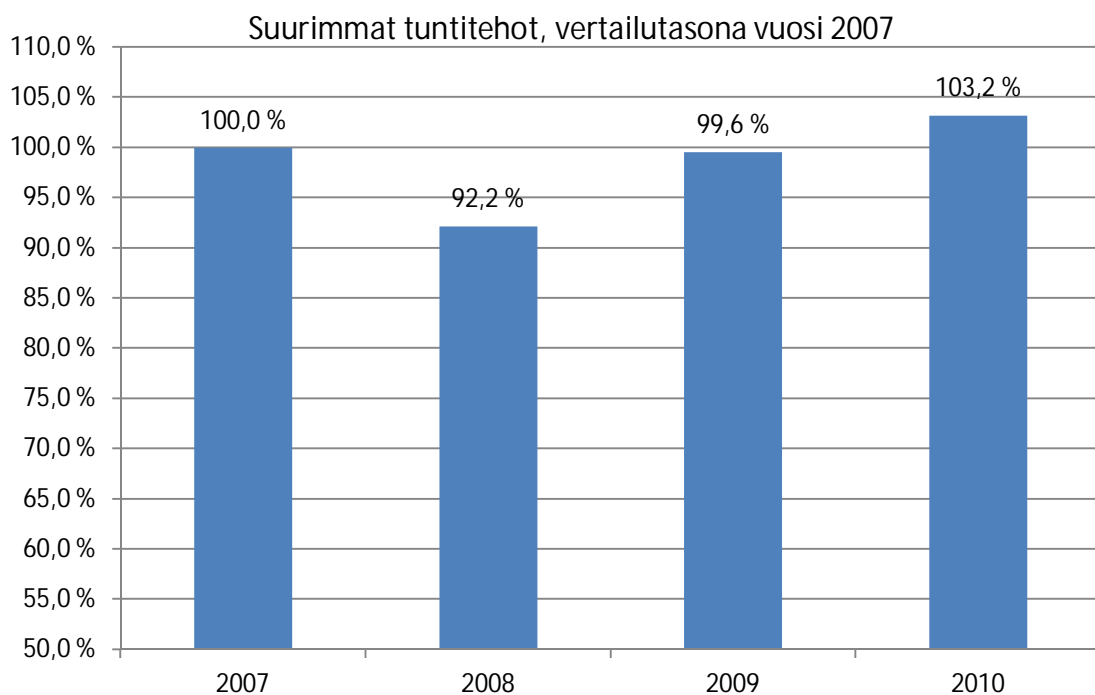
Käytännössä tehotariffi on verkkoyhtiön kannalta kustannusvastaavaa, koska hinnoitteluperuste on sama kuin sähkönjakelun keskeisin kustannusperuste. Myös siirtotulojen ennustettavuus on parempi kuin energiapohjaisessa hinnoittelussa, koska esimerkiksi vuosien keskilämpötilan vaihtelut vaikuttavat selvästi vähemmän vuotuisiin huipputehoihin kuin siirretyn energian määrään. Myös loppukäytön rakenteellisilla muutoksilla, kuten ilmalämpöpumpun asentamisella, on pienempi vaikutus tehoon kuin energiaan.

Asiakkaan kannalta hinnoittelu ohjaisi pienentämään huipputehoa, mikä tarkoittaisi sähkönjakelun energiatehokkuuden parantumista. Kokonaisenergiankäyttöä ohjaa pienentämään myyntitariffin energiamaksu sekä sähkövero, myös siirtomaksussa voi olla mukana tehon ohella energiakomponentti, mutta se monimutkaistaa tariffirakennetta. Periaatteessa tehon hinta voi vaihdella käyttöajankohdittain, joko siten että pienen kuorman aikaisia tehoja ei oteta huomioon määritettäessä hinnoittelun perusteena olevaa huipputehoa, tai siten että huippukuorman ajalle osuva huipputeho on kalliimpi. Tämä voi kuitenkin johtaa samanlaisiin ongelmiin kuin edellä kuvattu dynaaminen energiatariffi. Hinnoitteluperusteena voi olla joko pätöteho (kW) tai virta (A). Jälkimmäisen vaihtoehdon positiivisena puolena on, että se sisältää myös loistehon, mutta toisaalta tehontarve on useimmiten ilmoitettu sähkölaitteissa watteina, jolloin se on yksikkönä kuluttajalle helpommin ymmärrettävissä. Käytännössä tehohinnoittelun yhteydessä asiakkaan tulee pystyä seuraamaan ja rajoittamaan tehontarvettaan, joko manuaalisesti tai automaattisesti, esimerkiksi vuorottelulla. Tehopohjainen hinnoittelu voi käsittää erilaisia hinnoittelumalleja. Näitä ovat liukuva tehohinnoittelu ja kaistahinnoittelu, joita on esitelty seuraavassa.

Liukuvassa tehohinnoittelussa veloituseriaatteena voitaisiin käyttää esimerkiksi asiakkaan yhden vuoden suurinta mitattua tuntikeskitehoa AMR-datasta. Asiakkaan laskutuksessa käytettävät tuntitehot mitattaisiin yhden vuoden ajalta. Lasku olisi vuoden ajan joka kuukausi sama. Esimerkiksi kotitalous, jonka suurin tuntiteho olisi 10,0 kW, maksaisi kuukaudessa siirtomaksua 50 € jos kW-hinta olisi 5 €. Vuosittaiseksi siirtomaksuksi tulisi siten 600 €. Vaihtelua liukuvan tehohinnoittelun

siirtomaksuissa voisi syntyä eri vuosien välillä, vaikka vaihtelua tehossa ei olekaan yhtä paljon kuin energiassa. Vuotuinen tehon vaihtelu kuitenkin heikentäisi liikevaihdon ennustettavuutta. Erityisesti sähkölämmittäjien kohdalla tehovaihtelut voivat olla kohtalaisen suuria. Sähkölämmittäjän eri vuosien välinen suurin tuntiteho voi vaihdella yli 3 kW. Viime vuosien asiakkaiden tuntimittausdatojen perusteella vielä 30. suurimman tuntitehon arvot voivat vaihdella asiakkaalla eri vuosien välillä 2 kW. Ajatellaan, että verkkoyhtiö on päättänyt määrittää tällä hinnoittelumallilla kW-hinnaksi 5 € kk ja veloituseriaatteena käytettään 30. suurimman tuntitehon keskiarvoa. Jos laskennassa käytettävien tuntien veloituksessa on eroa kahden eri vuoden välillä 2 kW, tarkoittaa se verkkoyhtiön liikevaihdon ja asiakkaan maksaman siirtolaskun suuruudessa  $2\text{kW} * 5 \text{€kW, kk} * 12 \text{kk} = 120 \text{€ a}$ .

Vaihtelua voi siten syntyä paljon vuosien välille, mikä ei olisi verkkoyhtiön eikä asiakkaan näkökulmasta suotavaa. Seuraava kuva osoittaa, miten suuria voivat olla verkkoyhtiöiden yhteenlasketut tehon vaihtelut.



Kuva 4.2 Kuvassa on kaikkien verkkoyhtiöiden yhteenlasketut suurimmat tuntitehot eri vuosilta. Vertailutasona on käytetty vuotta 2007. (EMV 2010b)

Toinen tehopohjainen vaihtoehto voisi olla virtaan tai tehoon perustuva kaistahinnoittelu. Kaistahinnoittelun hyvänä puolena on sama tehokaista ja kaistamaksu koko vuodelle sekä lähes vakiintunut liikevaihto eri vuosina verkkoyhtiön näkökulmasta. Kaistahinnoittelua esitellään tarkemmin seuraavassa luvussa.

## 5 Tehokaista

Tehokaista on tehopohjaisesta hinnoittelusta kehitetty siirtohinnoittelumalli. Se vaikuttaa toimivalta ratkaisulta uudeksi siirtohinnoitteluksi, minkä vuoksi sitä on tutkittu laajemmin. Tehokaistahinnoittelusta on löydettävissä hyviä ominaisuuksia asiakkaiden, verkkoyhtiöiden ja koko sähkömarkkinakentän kannalta. Esimerkiksi tehokaista edistäisi liukuvaa tehohinnoittelua paremmin tavoitetta vuosittain tasaisesta verkkoliikevaihdosta sekä asiakkaiden samansuuruisista kuukausittaisista siirtomaksuista. Tehokaistahinnoitteluun voisi olla mahdollista siirtyä ilman uutta tekniikkaa tai suuria investointeja. Meneillään oleva tuntiluettavien sähkömittarien asentaminen tulee tosin olla valmiina ennen hinnoitteluun siirtymistä. Hyvänä puolena tehokaistassa on myös siirtomaksujen pieni riippuvuus ulkolämpötilasta. Tämä puolestaan vaikuttaa verkkoyhtiön liikevaihtoon ja sähkölämmitysasiakkaiden siirtomaksuihin. Älyverkkojen AMR-mittarit ja erilaiset ohjausjärjestelmät voivat mahdollistaa sähköverkoissa uusia asioita ja ne voivat luoda myös siirtohinnoitteluun kehitystarpeita. Tehokaista olisi tässä suhteessa varteenotettava vaihtoehto joustavuutensa ja kustannusvastavuutensa vuoksi.

### 5.1 Tehokaistan esittely

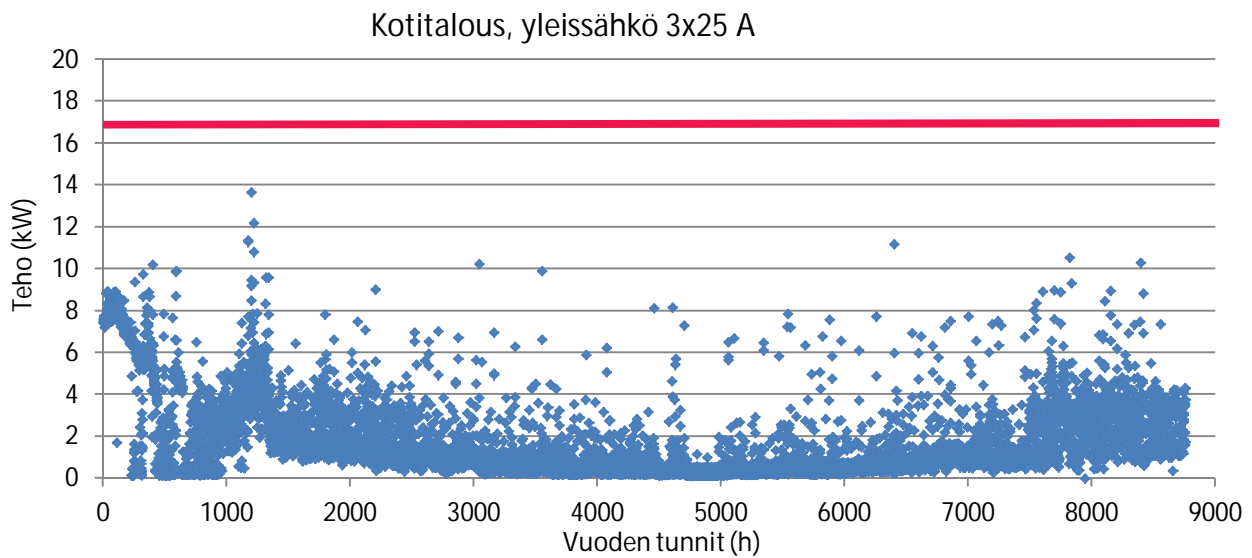
Kaistan käsite on tullut tutuksi ihmisille nettikaistoista. Sähkönsiirtopuolella kaistan käsite tarkoittaisi sitä, että asiakas tilaisi verkkoyhtiöltä haluamansa tilaustehon eli toisin sanoen sähkön siirtokapasiteetin. Käytäntö olisi siten jokseenkin samantapainen kuin nettikaistan tilaaminen teleoperaattorilta. Siirtohinnoittelussa siirtyminen kaistahinnoitteluun voisi muuttaa siten laskun ymmärrettävyyttä selkeämmäksi. Tehokaistan ymmärrettävyyttä ei ole tässä tutkimuksessa selvitetty tarkemmin, ja sitä onkin tarpeellista tutkia jatkossa lisää.

Asiakkaiden tilausteho voisi olla pääasiassa asiakkaan tarvitsema siirtokapasiteetti eli suurimman tunnin keskiteho. Sähkön siirtokapasiteetin osalta on tutkittu suurimman tuntikeskitehon lisäksi myös muita vaihtoehtoja, mutta tämä on todettu selvästi parhaimmaksi vaihtoehdoksi. Tilaustehon hinta määräytyisi verkkotoiminnan kustannusten eli reguloidun liikevaihdon ja tilaustehojen mukaisesti. Tehopohjainen hinnoittelu kannustaisi asiakkaita pienentämään tilaustehoa, jolloin kuormitus mahdollisesti tasoittuisi. Mikäli hinnoittelun perusteena olisi teho, asiakas maksaisi käyttämästään kokonaisverkkokapasiteetista. Asiakkaiden keskimääräiset verkkomaksut eivät muuttuisi eli verk-

koyhtiön liikevaihto pysyisi muutostilanteessa vakiona. Samoin keskimäärin jakeluverkkosiirron osuus sähkön kokonaishinnasta pysyisi ennallaan.

Asiakkaan tehokaista määräytyisi vuoden suurimman mitatun tuntikeskitehon eli käytännössä asiakkaan huipputuntitehon mukaan. Esimerkiksi kuvan 5.1 asiakkaalla suurin tuntiteho olisi n. 14 kW. Jos asiakkaan veloitus olisi suurimman tuntitehon mukaan, olisi asiakkaan tehokaista 14 kW. Hän maksaisi tehokaistasta kiinteän kuukausisumman vuoden ajalta joka kuukausi.

Periaatteessa voidaan ajatella, että asiakkaalla on tällä hetkellä jo käytössään kaistahinnoittelu. Siirtomaksun kiinteämaksu on useimmiten verkkoyhtiöillä pääsulakepohjainen. Kuvan 5.1 kotitalousasiakkaalla pääsulakekoko on 3x25 A, jolloin hänen suurin kaistansa tuntitehona mitattuna olisi n. 17 kW. Tämä on merkitty kuvaan punaisella viivalla. Asiakas voisi kuluttaa sähköä huomattavasti enemmänkin tunnissa eli koko kaistan leveydeltä samalla perusmaksulla, mutta energiamaksun osuus siirto- ja myyntitariffeissa sekä sähkövero jarruttavat liiallista energiankäyttöä. Nyt kuitenkin pääsulakekoko on ainoa, mikä jarruttaa huipputuntitehon kulutusta. Tämä on kulutettavan tehon pienentämisen kannustimena pienjänniteasiakkailla kuitenkin lähes merkityksetön.



Kuva 5.1. Erään kotitalousasiakkaan vuoden 2011 AMR-mitattu tuntidata. Hänen pääsulakkeensa on 3x25 A ja hänellä on yleissähkötariffi. Asiakas on kotitalouskuluttaja ja hänen suurin tuntiteho on ollut n. 14 kW. Asiakas pystyisi vapaasti käyttämään pääsulakkeiden rajoittaman 17 kW:n kaistan (merkitty punaisella) nykyisellä perusmaksulla.

Tämänhetkinen siirtohinnoittelu ei siten kannusta tehon pienentämiseen. Asiakkaalla ei ole myöskään mahdollisuutta vaikuttaa perusmaksun suuruuteen, ainakaan jos asiakkaan pääsulakekoko on jo pienimmästä päästä. Tästä huolimatta asiakkailla tulisi olla kannuste pienentää huipputehoaan ja siten vaikuttaa perusmaksun suuruuteen.



Kiinteä kuukausimaksu voi joskus olla tosin hieman haasteellinen hinnoittelun kannalta. Poikkeuksellinen siirronhinnoittelu, esimerkiksi tilapäissähkö, voi aiheuttaa pientä epäselvyyttä hinnoittelutilanteessa. Tehokaistahinnoittelussa asia voitaisiin selvittää vaikkapa kertomalla tietyn suuruisen tehokaistan vuosittainen siirtomaksu tilapäissähköä tarvittavilla päivien ja vuoden päivien (365) suhteella.

## ***5.2 Tehokaistan yksikkö ja hinnoittelumallit***

Tehokaistalle olisi löydettävä sopiva hinnoittelurakenne, mikä täyttää hinnoittelulle asetut lait ja direktiivit. Lisäksi sen tulisi soveltua eri verkkoyhtiöille ja eri asiakastyypeille. Suomessa verkkoyhtiöitä on paljon, ja niiden hinnoittelussa ja hinnoissa on huomattavan suuria eroja. Toisaalta verkkoyhtiöiden verkot ovat hyvin erilaisia ja siten siirtohintoja ei tulisi vertailla verkkoyhtiöiden välillä.

Verkkoyhtiöiden erilaisten toimintaympäristöjen lisäksi myös asiakasjakauma ja asiakkaiden kuluttama sähköenergia ja teho poikkeavat hyvin paljon toisistaan. Tästä esimerkkinä olkoon verkkoyhtiöiden lähes aina asiakkaille tarjoama yleissähkötariffi. Jo pelkästään yleissähkötariffissa asiakkaalla on yleensä mahdollisuuksia luokitua pääsulakekokonsa mukaan useaan eri luokkaan, kuten 3x25A tai 3x63 A. Tämän lisäksi tässä samaisessa yleissähkö-ryhmässä voi olla asiakkaita, jotka ovat pienenkulutuksen kerrostaloasumista tai suuremman kulutuksen pienteollisuutta. Vaihtelua on paljon ja se täytyy ottaa huomioon laskentatuloksia analysoitaessa. Jos tutkitaan asiaa tietyn tyyppisten kuluttajien osalta, ymmärretään mistä asia johtuu. Taulukosta 5.1 on nähtävissä samantapaisen asiakasjoukon yksittäisen asiakkaan erilaisuus.

Taulukko 5.1. Erilaisten sähkölämmitteisten omakotitaloasujien vuosienergiat, huipputehot ja nykyisen siirtohinnoittelumallin vuosittaiset siirtomaksut sekä huipunkäyttöaika.

Asiakastyyppi	Vuosienergia [kWh]	Huipputeho [kW]	Nykyinen siirto- maksu [€ a]	Huipunkäyttö- aika [h]
OKT sähkölämmitys	6 834	3,56	472	1920
OKT sähkölämmitys	10 339	4,63	515	2233
OKT sähkölämmitys	11 586	8,71	502	1330
OKT sähkölämmitys	11 789	4,12	533	2861
OKT sähkölämmitys	12 130	8,43	475	1439
OKT sähkölämmitys	12 197	6,06	509	2013
OKT sähkölämmitys	14 810	9,07	653	1633
OKT sähkölämmitys	15 061	7,83	551	1923
OKT sähkölämmitys	16 534	7,51	678	2202
OKT sähkölämmitys	16 923	7,30	702	2253
OKT sähkölämmitys	17 094	7,82	821	2186
OKT sähkölämmitys	20 712	10,77	693	1923
OKT sähkölämmitys	24 467	9,43	907	2595

Esimerkkiryhmässä asiakkaat ovat omakotitaloasukkaita (OKT) ja sähkölämmittäjiä (voi olla varaavaa, osittain varaavaa tai suoraa sähkölämmitystä). Taulukossa on näiden asiakkaiden yhden vuoden sähköenergian kulutus, huipputeho ja nykyisen siirtohinnoittelumallin vuotuinen siirtomaksu sekä huipunkäyttöaika. Asiakkaita on mukana taulukossa 13 kpl ja niiden vuosienergian vaihtelu on 6,8 – 24,4 MWh. Tämä kuvaa jo hyvin sitä, kuinka erilaista voi olla samantyyppinenkin kulutus. Vuosienergioita selvittävät asiakkaiden erilaiset lisälämmitystavat. Toisilla voi olla puhtaasti sähkölämmitys, toisilla voi olla lisälämmityksenä puulämmitystä tai lämpöpumppu. Lisäksi lämmitystarve vaihtelee rakennuksen koon mukaan. Kaikilla näillä asiakkailta on käytössä 2-aikatariffi. Erot siirtomaksuissa paljastuvat ajallisen energiankäytön myötä. Esimerkiksi ensimmäinen asiakas maksaa lähes samaa siirtomaksua kuin taulukossa toisena oleva asiakas vaikka kuluttaa vuosittain energiaa 3,5 MWh vähemmän. Ero johtuu siitä, että ensimmäisen asiakkaan kulutus on suurelta osin päiväsaikaan kalliimman energianhinnan aikaan ja päinvastoin. Lisäksi on nähtävissä asiakkaiden mitattujen suurimpien keskituntitehojen eroavaisuudet. Esimerkiksi viimeisen asiakkaan huipputeho on alle 10 kW, vaikka hän kuluttaa enemmän energiaa ja maksaa suurempaa siirtomaksua kuin toiseksi viimeinen taulukon asiakas, jolla huipputeho on yli 10 kW:n.

Erilaisia vaihtoehtoja siirtohinnoitteluun on useita, samoin tehokaistan hinnoittelumenetelmiä. Yksikköhinta voi käyttäytyä monella eri tapaa joko kW:n tai ampeerien suhteen. Vaihtoehtoja kaistahinnoille ovat esimerkiksi kaistan kasvaessa yksikköhinnan laskeva hinta, vakio hinta ja kasvava hinta. Lisäksi voidaan kehittää erilaisia kaistaporrastuksia, jolloin kaista voi olla esimerkiksi ampeerin tai 5 kW:n välein. Tehokaistamallissa tulee löytää sopiva hintaporrastus jokaiselle kaistalle niin, että samalla säilyy kuukausimaksun kasvu kaistan kasvaessa. Ehto tulee täyttyä, jotta asiakkailta on motivaatiota pienentää kaistaansa. Toisaalta malli ei saa kannustaa asiakkaita tilamaan suurempia kaistoja, jolloin asiakkaat eivät pyrkisi pienentämään tehoaan. Näin ollen laskeva yksikköhinta ei tule kysymykseen. Vaihtoehtoisesti jos yksikköhinta olisi kasvava samalla kun kaista kasvaa, olisi taas ongelmana suuret kaistahinnat suurilla kaistoilla. Tullaan siis päätelmään, että on perusteltua käyttää kaistahintana vakiohintaa. Tällöin hinnoittelu olisi kaikille asiakkaille tasapuolinen ja kannustava. Lisäksi kaistojen hinnoittelussa ja asiakkaan tehonoptimoinnissa olisi selkeät perusteet.

Valtaosassa suomalaisista verkkoyhtiöistä perusmaksu on sulakepohjainen nykyisessä siirtohinnoittelussa. Perusmaksun jaotus menee pääsulakekoon mukaan, jolloin pienimmät perusmaksut ovat joko 1x25, 3x25 A tai 3x35 A. Nykyiseen siirtohinnoitteluun verrattuna tehokaistan porrastuksen tulisi olla selvästi tiheämpi. Täysin toisenlainen näkökulma on vaihtoehto, jossa kaistat ovat yhden ampeerin välein. Muutos siirryttäessä nykyisestä perusmaksun porrastuksesta noin tiheään porrastukseen olisi vaikeahko ja jäykkä toteuttaa verkkoyhtiön kannalta. Toisaalta asiakkaalla tulisi olla myös tiheäportaiselle kaistajaotukselle kulutuksen seuraamiseen sopivat laitteet. Tällöin apuna tulisi olla vähintäänkin kulutusnäyttö, kotiautomaatiojärjestelmä tai verkkoyhtiöiden online-palvelu. Kovin monella asiakkaalla näitä ei ole vielä käytössä. Näillä perusteilla kaistanjaotus olisi järkevää tehdä alkuun useamman yksikön, kuten viiden yksikön porrastuksella.

Toinen kysymys tehopohjaisessa hinnoittelussa on se, tulisiko hintayksikkönä käyttää ampeereita vai kilowatteja. Ampeeri on virran yksikkö ja asiakkaille ampeerit ovat tuttuja nykyisestä siirtohinnoittelusta pääsulakekoon takia. Ampeerit olisivat yksinkertaisia käyttää, koska silloin ei tarvitsisi huolehtia loistehon veloittamisesta. Käytettäessä ampeereja täytyisi verkkoyhtiöiden muokata AMR-dataa, joka on kilowatteina. Toisaalta ampeerit ovat asiakkaalle luultavasti hankalia ymmärtää. Asiakkaalle on vaikea selittää, miten yksi ampeeri muodostuu tai kuinka paljon ampeerikaistaa asiakas tarvitsee. Kilowattien suhteen tämä on yksinkertaisempaa, koska eri laitteissa on merkinnät laitteiden tehoista. Tällöin asiakkailta on kykyä miettiä omia tehojaan ja kaistaansa. Esimerkiksi kerrostaloasiakkaalla voi olla sähkösauna, jonka teho on 6 kW. Asiakas voinee ymmärtää, että ainakin sen verran hän tarvitsisi siirtokaistaa. Samalla asiakkaalle konkretisoituu energiatehokkuustoi-

menpiteiden tehokkuus paljon selkeämmin. Jos asiakkaalla on tällä hetkellä laite, jonka teho on 2 kW ja hän päättää investoida uuteen samantapaiseen laitteeseen, jonka teho on 1 kW, voinee hän ymmärtää vaikutuksen myös sähkönsiirtohintaan. Hienoisena ongelmana kW:n käytössä on pätö- ja loistehon erottelu. Tehohinnoittelussa verkkoyhtiöt haluaisivat käyttää mieluusti pätö- ja loistehoon erillistä veloitusta. Erityisesti, kun nykyisen loistehon määrä on kasvussa johtuen esimerkiksi energiansäästölamppujen käyttöasteen kasvusta. Erillinen pätö- ja loistehomaksu olisi kuitenkin todennäköisesti asiakkaiden kannalta vaikeasti ymmärrettävissä. Kilowattipohjaisessa mallissa pätö- ja loisteho voisivat olla tietyksi yhdessä (näennäisteho) ja veloitus tapahtuisi verkkoyhtiön näkökulmasta yhtenäisenä sisältäen molemmat hinnoittelun komponentit. Toisaalta on huomattava, että kaikki nykyiset asennettavat etäluettavat mittarit eivät kykene mittaamaan erikseen loistehoa tai ampeereja. Näin ollen on perusteltua, että yksikkönä käytetään kilowatteja, ja loistehohinnoittelu tällä erää jätetään tarkastelusta pois. Loistehokysymystä on kuitenkin jatkotutkimuksissa syytä tarkastella syvällisemmin.

Kaistajaon sopivuutta voisi miettiä nykyisen siirtomaksujen pääsulakejaotuksen perusteella. Jos tätä ajatellaan kaistahinnoittelun näkökulmasta, tilaavat kotitalousasiakkaat periaatteessa lähes aina 17 kW:n kaistan. Asiakkailla ei ole mahdollisuutta vaikuttaa tähän. Otetaan asiaan toisenlainen näkökanta, ja asiakkaille halutaan tarjota mahdollisuus pienentää omaa kaistaansa. Näillä edellä mainituin perustein on valittu laskentaa varten tehopohjaiseksi hinnoitteluksi kilowatit 5 kW:n kaistajaoituksella. Laskenta on esitetty tarkemmin liitteessä 1. Alla olevaan taulukkoon on koottu kaksi erilaista jakoa, miten pääsulakkeet ja niiden tehot suhtautuisivat kaistajaotukseen. Taulukon kaistahinnoittelumallissa vasemmalla kaistaporrastus on 5 kW välein ja oikealla 3 kW välein. Periaatteessa molemmat porrastukset suhtautuvat hyvin nykyisiin pääsulakekokoihin ja siten myös perusmaksuihin. Oikeanpuoleisen taulukon porrastus lähtee liikkeelle 2 kW:sta, joka tosin voi olla liian pieni pienimmillekin kuluttajille. Jos hinnoittelussa halutaan käyttää vakiohintaa yksikköhintana, tulisi hinnoittelussa olla kynnysmaksu, joka on vähimmäissiirtomaksu, jolla katetaan kiinteät kustannukset (kts. Liite I).

Taulukko 5.3. Vaihtoehtoja kaistajaotukselle. Vasemman puoleista taulukkoa on käytetty laskennassa (Liite I). Oikean puoleisessa taulukossa on ajatus tiheämmästä kaistanporrastuksesta.

Pääsulake (A)	Teho (kW)	Kaista (kW)	Pääsulake (A)	Teho (kW)	Kaista (kW)
		5			2
		10			5
25	17	15			8
		20			11
35	25	25			14
		30	25	17	17
50	35	35			20
		40			23
63	44	45	35	25	25
					29
					32
			50	35	35
					38
					41
			63	44	43

Tehokaistan hinnoitteluun on vaikea löytää vakiohintaa, jos asiakkaan pienin kaista on todella pieni. Kynnysmaksu on tarpeellinen, jos halutaan kerätä jokin tietty vähimmäissumma kattamaan asiakkaasta tulevia kiinteitä kustannuksia. Taulukkoon 5.4 on koottu tiheämmällä tehokaistaporrastuksella kuukausi sekä vuosimaksut, yksikköhintana on käytetty vakiohintaa 2,5 €/kW, kk.

Taulukko 5.4. Esimerkki, kuinka kaistojen hinnat kuukautta ja vuotta kohden voisivat muodostua. Yksikköhinta €/kW on suuntaa-antava arvo.

KAISTA (kW)	HINTA (€/kW)	HINTA (€, kk)	HINTA (€, a)
2	2,5	5	60
5	2,5	12,5	150
8	2,5	20	240
11	2,5	27,5	330
14	2,5	35	420
17	2,5	42,5	510
20	2,5	50	600
23	2,5	57,5	690
26	2,5	65	780
29	2,5	72,5	870
32	2,5	80	960
35	2,5	87,5	1050
38	2,5	95	1140
41	2,5	102,5	1230
44	2,5	110	1320
47	2,5	117,5	1410
50	2,5	125	1500

Kaistat jatkuisivat samalla logiikalla niin pitkälle kuin asiakkailta olisi siihen tarvetta. Siirtohinnoittelussa hinnoittelurakenteesta aiheutuvat muutokset on laskettu 5 kW:n porrastuksella (kts. Liite II). Tehokaistahinnoittelussa on kyseessä siirtohinnoitteluun liittyvien ominaisuuksien parantaminen, joten tehokaistan tarkoituksena ei ole vaikuttaa asiakkaiden liittymien rakentamiseen. Pienjännitteiden poikkipinnat ja sulakkeet pysyvät samoina kuin tähänkin asti. Eli asiakkaan 3x25 A pääsulakekoko ei lähdetä pienentämään, vaikka hän tilaisi 10 kW tehokaistan. Mikäli verkossa siirrettävät tehot pienentyvät, pienenevät kuitenkin samalla myös verkkoyhtiön pitkän aikavälin investointikustannukset, mikä puolestaan pitkällä aikavälillä näkyy siirtohinnoissa.

Liitteenä I olevissa laskelmissa tuli esiin, että tehokaista kannattaisi ottaa käyttöön ensin nykyisten perusmaksujen tilalla. Tällöin tariffirakenne olisi nykyisenkaltainen (€/kk + snt/kWh), mutta perusmaksu määräytyisi tehokaistan perusteella, jolloin asiakkaalla olisi kannuste pienentää tehoaan, ja asiakas myös pystyisi aidosti vaikuttamaan perusmaksun suuruuteen. Tällaisella siirtymällä yksittäiselle asiakkaalle hinnoittelurakenteen muutoksesta aiheutuvat kertaluontoiset siirtohinnoitusmuutokset jäisivät mahdollisimman pieniksi. Tähän malliin olisi mahdollista siirtyä vuodessa. Myöhemmin jos haluttaisiin kasvattaa kaistan osuutta siirrossa, voitaisiin energiamaksun osuutta pienentää ja kaistan osuutta kasvattaa. Tähän vaaditaan aikaa, jotteivät muutokset yksittäisen asiakkaan

näkökulmasta olisi liian suuria. Aikataulu tälle vaiheelle voisi olla noin viisi vuotta. Tähän liittyvät laskentatulokset esimerkkiasiakasjoukoille löytyvät liitteestä II.

### **5.3 Kaistan ylitykset**

Yksittäisen asiakkaan tehokaistan suuruuden määräytymisperusteesta voidaan olla useaa eri mieltä. Keskustelua voidaan käydä siitä, onko suurimman tuntitehon käyttäminen tehokaistan määräytymisen perusteena oikeudenmukaista ja voidaanko asiakkaan sallia ylittää kaistansa joitakin kertoja ilman veloitusta. Verkkoyhtiön näkökulmasta asiakkaan suurimman tuntitehon käyttäminen kaistanmääräytymisperusteena olisi perusteltua, sillä sähköverkon mitoitus pohjautuu verkon suurimpiin tehoihin. Asiakkaan näkökulmasta suurin käytetty tuntiteho voisi olla myös sopiva peruste veloitukselle, koska olisihan veloitus käytetyn kulutuksen mukaan. Huonona puolena tässä olisi vain se, että hinnoittelumalli olisi hieman jäykähkö. Hinnoittelun kannalta olisi joustavampaa, jos sallitaisiin asiakkaan ylittää kaista esimerkiksi 10 kertaa. Vuodessa on 8760 h, jolloin kymmenenneksi suurin tuntitehokin on vasta 0,1 % kaikista vuoden tunneista. Verkolle kaistan ylityksistä ei ole suurta haittaa, koska nykyisissä verkossa on useimmiten joustovaraa. Asiakkaiden näkökulmasta ja kaistahinnoittelun joustavuudella olisi perusteltua, että kaistan voisi ylittää esimerkiksi 10, 30 tai jopa 50 kertaa vuodessa.

Tällä hetkellä asiakkaiden suurin tuntiteho pysyy yleensä sulakkeiden määräämien tehojen alapuolella. Joskus tuntitehot voivat olla jopa hieman sulakkeiden rajoittamia tehoja suuremmat, koska sulakkeet eivät reagoi pienistä tehonylityksistä. Tehokaistahinnoittelussa suuria tehokaistojen ylityksiä ei pitäisi päästä tapahtumaan, koska pääsulakkeiden tulisi joka tapauksessa rajoittaa asiakkaan kaistaa. Esimerkiksi kotitalousasiakkailla normaali pääsulakekoko on 3x25 A, joka vastaa n. 17 kW. Periaatteessa suurin kaista minkä tällainen asiakas voisi valita, olisi siis 17 kW. Tätä suurempia tehoja sulakkeetkin alkavat jo rajoittaa. Lisäksi on asiakkaita, joilla ei ole periaatteessa mahdollisuutta valita itselleen liian suuria tehokaistoja. Tästä ovat esimerkkinä kerrostaloasujat ilman sähkösaunaa. Näillä asiakkailla suurin kulutuslaite on yleensä liesi, jonka käyttöteho on tyyppillisesti 3 kW luokkaa. Jos tähän ajatellaan kaikki muut laitteet päälle samaan aikaan, jää teho suurimmillaankin reilusti alle 10 kW.

Toisaalta asiakkaalla voi olla sellaisia laitteita, jotka kuluttavat huomattavan määrän sähkötehoa verrattuna muihin laitteisiin. Tällöin kaistan voi ylittää huomaamatta käytettäessä kaikkia sähkölaitteita energiatehottomasti samaan aikaan. Kotitalousasiakkailla tällainen voi olla vaikkapa saunan-

kiuas kerrostaloasunnoissa. Tällaisia ylityksiä ei välttämättä tapahdu usein ja toisaalta ylitykset ovat melko pieniä. Tehokaistahinnoitteluun siirryttäessä ei siten pääse tapahtumaan suuria kaistanylityksiä ja ylitykset on käytännössä katsoen jollakin tapaa kontrolloitavissa. Selvää on, että kaistanylitykset on kuitenkin huomioitava. Lisää tietoa kulutuslaitteiden tehoista ja energioista voi nähdä Työtehoseuran laatimasta taulukosta liitteestä III.

Kaistan ylitysten lisäksi on tässä yhteydessä kenties hyvä käydä nopeasti läpi kaistojen ylimitoitus. Kaistan ylimitoitus tarkoittaisi sitä, että asiakkaan todellinen kulutus olisi selvästi alle tilatun kaistan, jolloin asiakas pärjäisi pienemmällä kaistalla. Tästä olisi esimerkkinä asiakas, jonka kaistanmääräytymisperuste (suurin keskituntiteho) olisi 6,9 kW. Hän pärjäisi 10 kW kaistalla, mutta hän maksaakin kaistamaksua 15 kW. Tällaisia tilanteita tulisi yrittää välttää. Jos asiakkaalla ei olisi kiinnostusta oman tehokaistansa suuruuden seuraamiseen, voisi verkkoyhtiö hoitaa ylimitoitukseen liittyvät ongelmat. Mikäli asiakkaalla olisi edellä kuvatun mukainen tilanne, hoitaisi verkkoyhtiön tietojärjestelmät asian. Tietojärjestelmä voisi havaita laskutusperusteena käytettävästä tuntitehosta, että asiakas pärjää selvästikin 10 kW kaistalla. Tällöin verkkoyhtiö muuttaisi asiakkaan kaistan automaattisesti pienemmäksi. Näin vahinkoa ei tapahtuisi ylimitoitettujen kaistojen suhteen. Sama käytäntö voisi toimia muutenkin kaistan valinnassa: verkkoyhtiö määrittää kaistan, mutta asiakas voi halutessaan vaihtaa ja tilata toisen kaistan. Mikäli hän haluaa pienemmän kaistan, joutuisi asiakas maksamaan tästä korvauksen. Suuremman kaistan tilaamisesta ei olisi maksua. Asiakkaan kaistan vaihdosta pienempään tulisi veloittaa maksu, jotteivät asiakkaat alkaisi keplotella kaistan suuruudella ja kaistamaksuilla.

Palataan takaisin kaistan suuruuden määräytymisperiaatteisiin. Tehokaistan joustavuuden mukaan voitaisiin ajatella, että asiakkaan tehokaista voisi määräytyä esimerkiksi 10. suurimman tuntitehon mukaan. Hyvänä puolena tässä olisi se, että osattaisiin periaatteessa arvioida asiakkaan kaistan ylityskerrat jo tavallaan etukäteen. Jos kaistan suuruuden määräytymiseen suurimman tuntitehon suhteen annetaan joustoa, voisi asiakkaan hinnoittelun perusteena olla myös suurimpien tuntien keskiarvo. Laskelmissa on tullut esiin, että asiakasjoukon kannalta tällä ei ole yleensä väliä, ja yksittäiselle asiakkaallekin erot näiden kahden menetelmän välillä ovat melko marginaalisia. Näin ollen harvoille asiakkaille on merkitystä, onko laskutusperuste esimerkiksi 30. suurin tuntiteho tai niiden keskiarvo. Lisäksi suurimpien tuntitehojen keskiarvo olisi todennäköisesti verkkoyhtiöille vaikeampi toteuttaa. Keskiarvolla ei saavuteta merkittäviä etuja, joten jätetään keskiarvo kaistanmääräytymisperusteena tarkasteluista pois.



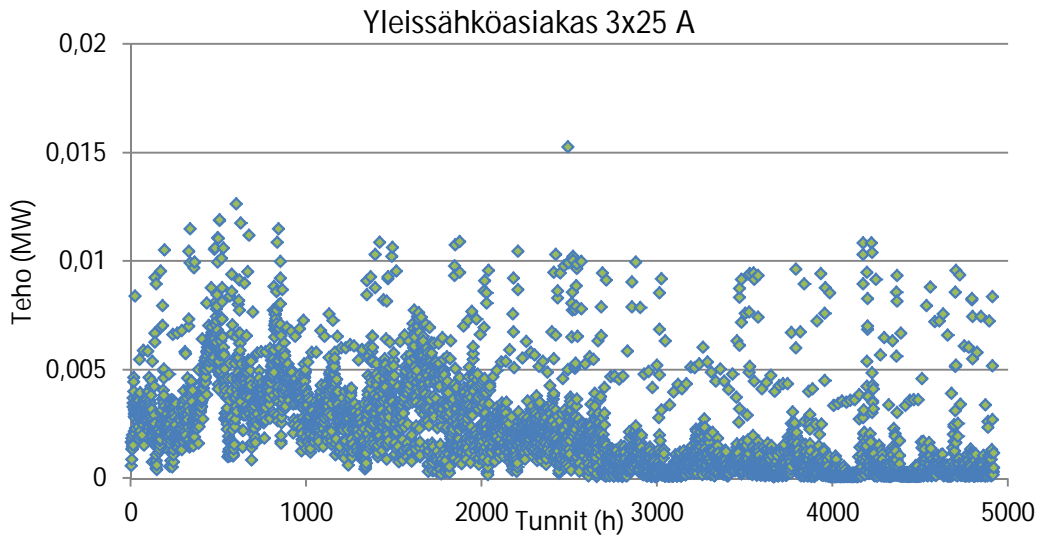
Suurempia eroja yksittäisten asiakkaiden välille sen sijaan syntyy siinä, onko asiakkaan kaistan suuruuden peruste suurin tuntiteho vai 30. suurin tuntiteho. Asiakkaalla voi olla suurimmat tuntitehot joitakin kilowatteja suurempia kuin asiakkaan muu normaali kulutus (kts. Kuva 5.3). Osa syynä tähän voi olla se, että asiakkailla ei ole ollut tehoa ohjailevia kannusteita siirtohinnoittelutuotteissa. Käytännössä asiakkaat ovat voineet käyttää tehokapasiteettiaan miten tahansa pääsulakkeiden rajoittamina. On todennäköistä, että jos siirtohinnoittelu perustuisi vaikka osittain asiakkaiden käyttämään tehoon, alkaisivat asiakkaat kiinnittää huomiota sähkönkulutukseensa ja asiakkaiden pyrkimyksenä olisi todennäköisesti pienentää tehonkäyttöään. Laskelmien osalta näyttäisi siltä, että tutkimusaineiston asiakasjoukoille ei ole kovin suurta merkitystä käytetäänkö laskutusperusteena tuntitehoja 30. suurimmasta alaspäin, siis toisin sanoen onko kaistanmääräytymisperusteena 30. suurin vai 50. suurin tuntiteho. Muutoksia toki tapahtuu, mutta ne ovat pääasiassa sellaisia joissa toinen asiakas hyötyy hieman hinnoittelurakenteen muutoksesta ja toinen asiakas taas häviää saman verran. Rajataan kaistanmääräytymisperustetta niin, että kaistan muodostumisessa käytetään suurinta tuntitehoa ja asiakkaalle sallitaan kaistanylityksiä.

### **5.3.1 Tehokaistan ylitykset; kaistahinnoittelu vain perusmaksussa**

Tehokaista kohdistettuna nykyiseen perusmaksuun voi aiheuttaa muutoksia siirtomaksun suuruuteen yksittäisillä asiakkailla ja joillain asiakkailla siirtomaksu tulee kasvamaan tässä muutostilanteessa. Täytyy kuitenkin muistaa, että lähes kaikilla asiakkailla on mahdollisuus pienentää kaistaansa ja näin vaikuttaa siirtomaksuun. Tästä syystä malli kaistanylitysten suhteen tulisi rakentaa järkevästi. Jos tehokaista kohdistuisi ensin ainoastaan perusmaksuun, ei kaistanylitysten tarvitsisi olla niin suuressa painoarvossa kuin kaistan ollessa koko siirtohinnoittelun perusteena. Laskelmissa on tullut esiin, että useimmiten vertailtaessa sopivaa ylityskäytäntöä asiakkaiden kesken käy niin, että yhdellä asiakkaalla hinta laskee ja toisella päinvastoin nousee. Esimerkiksi toiselle asiakkaalle suurin tuntiteho laskutusperusteena voi aiheuttaa vuotuisen lisämaksun siirtohintaan nykyiseen verrattuna, kun taas toisella asiakkaalla muutosta ei juuri tapahdu tai siirtomaksu voi pienentyä.

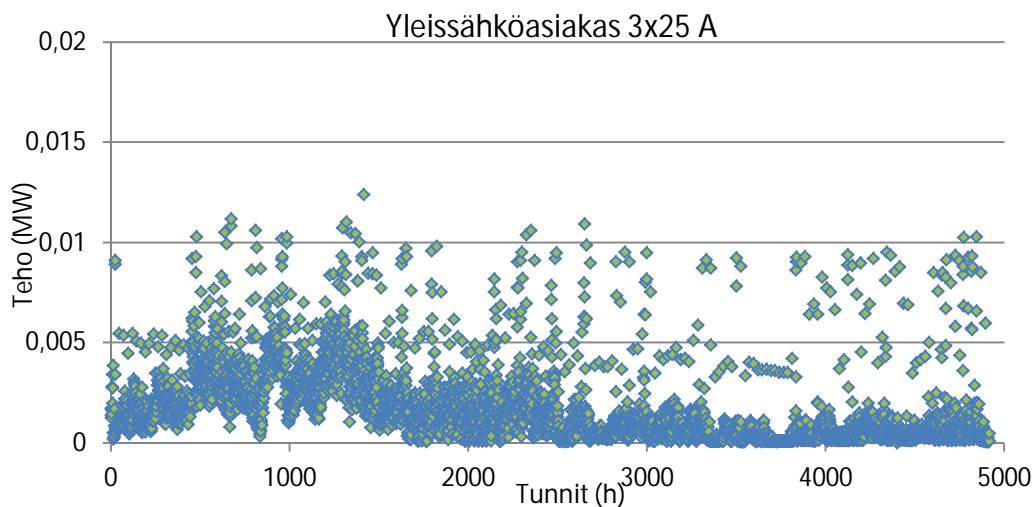
Lähtötilanteessa, siirryttäessä nykyisestä siirtohinnoittelusta perusmaksun osalta tehokaistaan, voitaisiin käyttää kaistanmääräytymisperusteena asiakkaan yhden vuoden suurinta mitattua tuntitehoa. Yksi peruste tälle on se, että kaikki asiakkaat olisivat alusta lähtien samassa tilanteessa. Toinen syy olisi se, että kaistanylityskäytäntö olisi alkutilanteessa mahdollisimman selkeä, mikä olisi muutostilanteessa varmasti tärkeää. Jos veloitusperusteena käytetään edellisen vuoden suurinta tuntitehoa,

on todennäköistä että kaistanylitysten määrää on kohtalaisen pieni. Tästä on esimerkit kuvissa 5.2 ja 5.3, joissa on saman asiakkaan kulutuskäyrä eri vuosilta.



Kuva 5.2. Erään kotitalousasiakkaan vajaan vuoden 2006 AMR-mitattu tuntidata. Hänen pääsulakkeensa on 3x25 A ja hänellä on yleissähkötariffi. Asiakas on kotitalouskuluttaja ja hänen suurin tuntiteho on ollut hieman yli 15 kW.

Kuvan 5.2 asiakkaalla huipputuntiteho on n. 15,5 kW, jolloin hänellä olisi tilattavana 20 kW tehokaista. Kuvasta nähdään, että asiakkaalla ei olisi vaaraa ylittää 20 kW kaistaa, ja vaikka kaista olisi 15 kW, olisi kaistanylitys epätodennäköistä. Asiakkaalla olisi kuitenkin selvästi potentiaalia pienentää suurinta tuntitehoa. Tällaisissa tapauksissa voisi asiakkaalle antaa vielä mahdollisuuden vaikuttaa tehokaistan suuruuteen. Asiakas voisi tarkistaa itselleen sopivan tehokaistan suuruuden esimerkiksi online-palvelusta.



Kuva 5.3. Saman kotitalousasiakkaan AMR-mitattu tuntidata kuin kuvassa 5.3, mutta vuodelta 2007. Asiakkaan suurin tuntiteho on ollut hieman yli 12 kW. Hänen kymmeneksi suurin tuntitehon on myös yli 10 kW, jolloin hänellä olisi edelleen 15 kW:n tehokaista.

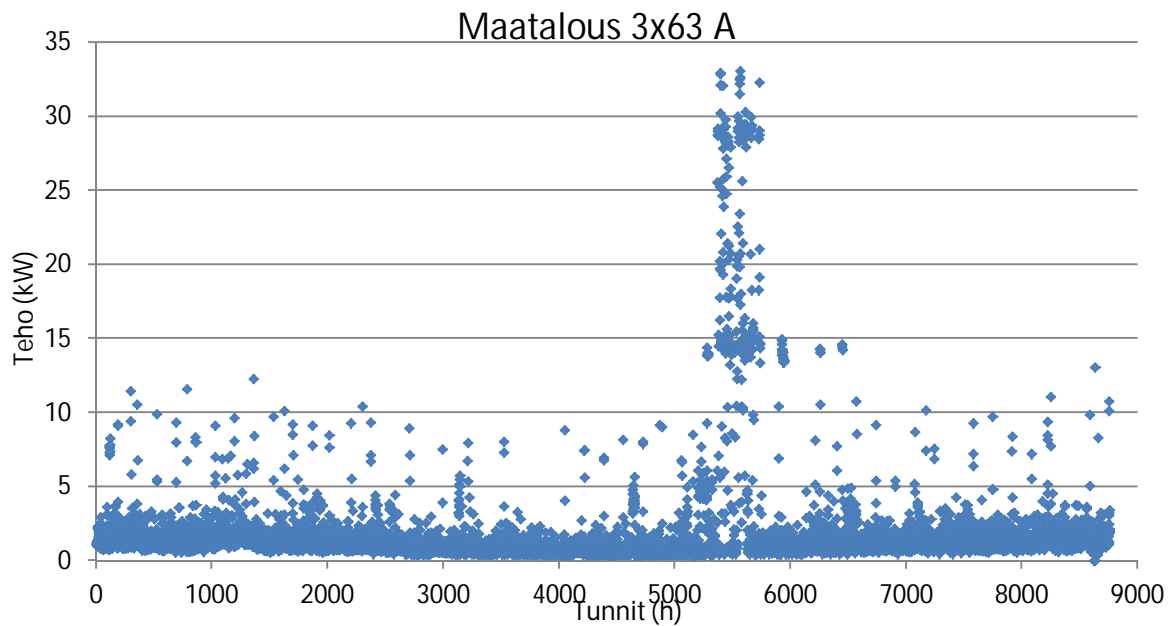
Mikäli asiakkaan kaista määriteltäisiin vuoden 2007 mukaan, (kuva 5.3) olisi hänen tehokaistansa suurimman tuntitehon mukaan 15 kW. Hänelle ei tulisi tässäkään tapauksessa todennäköisesti kais-tanylityksiä. Sen sijaan jos hänen kaistansa olisi ollut 10 kW, olisi ylityksiä tullut vähintään 15 kpl. Pienentämällä hieman tehonkäyttöään, hän pärjäisi hyvin 10 kW kaistalla.

Perusmaksun osuus on yleisesti ottaen n. 10–60 % siirtomaksusta. Jos kaistahinnoittelu olisi käytös-sä ainoastaan siirron perusmaksussa ja sen osuus siirtomaksusta olisi vähintään 50 %, voitaisiin kaistanmääräytymistehona käyttää suurinta tuntitehoa. Jokaiselle kaistaportaan asiakkaalle tulisi antaa oikeus ylittää kaista. Ylityskertamäärä voisi tässä tapauksessa olla kaikilla kaistaportailta sa-ma. Sopiva kertamäärä voisi olla esimerkiksi kymmenen ylityskertaa.

Verkkoyhtiön näkökulmasta hyvänä puolena siirryttäessä perusmaksusta tehokaistaan on riskittö-myys liikevaihdon suhteen. Verkkoyhtiö pystyy kontrolloimaan kerättävää liikevaihtoaan määrittä-mällä kaistahinnat tavoitteidensa mukaisesti. Toisaalta, jos kaistahinnoittelu olisi koko siirtohinnoit-telun perusteena, tulee laskutuksessa käytettävän tehon suuruus tarkastella uudestaan.

### **5.3.2 Tehokaistan ylitykset; siirtohinnoittelu täysin kaistaperusteinen**

Jos siirtohinnoittelu olisi täysin kaistapohjainen ja perustuisi suurimpaan käytettyyn tuntitehoon, voisi se aiheuttaa erityisesti maatalouksille, yrityksille ja pienteollisuudelle merkittäviä sähköhin-nan muutoksia. Esimerkkinä on maatalouskuluttaja 3x63 A pääsulakkeilla, mikä vastaa tehona noin 43 kW. Tällaisen asiakkaan kulutuskäyrä on kuvassa 5.4. Asiakkaan huipputeho on ollut 33 kW ja asiakas on käyttänyt 16,3 MWh sähköä vuoden aikana. Jos asiakasta nyt velotettaisiin huipputunti-tehon mukaan koko vuodelta niin kuin on aikaisemmin ajateltu, kasvaisi hänen sähkölaskunsa sel-västi nykyiseen verrattuna. Tällä hetkellä tämän asiakkaan siirtomaksu on n. 1 250 € ilman sähköve-roa, mistä perusmaksun osuus on n. 700 € ja energiamaksun osuus n. 550 €. Mikäli tehokaista tulisi siirtohinnoittelussa ainoastaan perusmaksun tilalle, pysyisi asiakkaan siirtomaksu tuolla 35 kW:n kaistalla lähes samana kuin nykyisellä hinnoittelumallilla.



Kuva 5.4. Erään maatalousasiakkaan vuoden sähkönkulutus, mistä on havaittavissa viljankuivauksen aiheuttama huomattava piikki heinä-elokuun väliselle ajalle normaaliin kulutukseen verrattuna. Kuvassa yksi kuukausi on n. 730 h.

Ongelma syntyisikin siinä vaiheessa, jos energiamaksun osuutta lähdetäisiin pienentämään ja kais-tan osuutta kasvattamaan. Tällöin kaistahintojen kasvattaminen tulisi tehdä tasaisesti kaikille kais-toille. Lopputuloksena tämän asiakkaan tehokaistan hinta 2,5-kertaistuisi eli maatalousasiakkaan uusi siirtomaksu olisi noin 3 150 €/vuodessa. Näin ollen ylityksiin tulisi suhtautua eri tavalla täysi-painoisessa tehokaistassa kuin kohdistettuna tehokaista siirron perusmaksuun. Ylityskerrat tulisi huomioda, koska kaistan hinnalla olisi nyt huomattavasti suurempi painoarvo kokonaisuudessaan sähkönsiirronhinnassa.

Kyseiselle asiakkaalle sopiva siirtokaista olisi tällä hetkellä 15 kW, kun jätetään elokuun viljan-kuivaus ajanjakso pois tarkasteluista. Tällöin hänen siirtomaksunsa olisi täysin kaistahinnoittelumallilla n. 1 000 € eli siirtomaksu olisi hieman pienempi kuin nykyisellä siirtohinnoittelumenetelmällä. Kaistanylityksiä ei voida kuitenkaan jättää huomioimatta. Mikäli asiakkaalla olisi 20 kW kaista, olisi hän ylittänyt kaistan vajaan 100 kertaa. Niin kuin on todettu, ei asiakkaan kaistan suurentaminen tule kysymykseen, joten on oltava muita keinoja ratkaista asia. Tähän voisi olla ainakin kaksi tapaa, joko asiakkaalle annettaisiin lupa ylittää tehokaistat erisuuruusilla ylityskerta porrastuksilla, tai asiakkaalta perittäisiin ylitysmaksu.

Sallittujen kaistanylitysten porrastamisesta on esimerkki taulukossa 5.5. Taulukon ylitykset tarkoittaisivat sitä, että asiakas jolla on 5 kW kaista, saisi vuoden aikana ylittää tilaamansa kaistan 10 kertaa. Ylitykset huomioitaisiin verkkoyhtiön toimesta automaattisesti, jolloin asiakkaan ei tarvitsisi

huolehtia ylityksistä. Toisaalta tämä auttaisi myös siihen ongelmaan, miten poikkeukselliset asiakkaat voitaisiin löytää asiakasjoukosta.

Taulukko 5.5. Esimerkki kaistan ylityskertojen porrastuksesta. Ylityskertamäärät ovat suuntaa-antavia.

<b>KAISTA (kW)</b>	<b>YLITYSKERRAT (KPL)</b>
<b>5</b>	<b>10</b>
<b>10</b>	<b>20</b>
<b>15</b>	<b>30</b>
<b>20</b>	<b>50</b>
<b>25</b>	<b>75</b>
<b>30</b>	<b>100</b>

Toisena vaihtoehtona erikoisempien asiakkaiden löytämiseksi voisi olla yritysasiakkaiden, eli käytännössä maatalouden, pienteollisuuden ja palveluiden, huipputunteiden kuukausittainen seulonta yhden vuoden ajalta. Eli asiakkaan suurimmat tuntitehot katsottaisiin kuukausittain. Näille asiakkaille on tyypillistä, että tuntitehot pysyvät vuosittain samalla tasolla. Esimerkiksi asiakkaan tehot voisivat olla vaikka 11 kuukaudelta alle 15 kW ja yhdeltä kuukaudelta puolestaan 25 kW. Eli asiakkaan normaali tehokaista olisi siten 15 kW. Yhtenä vaihtoehtonahan voisi vielä olla myös se, että asiakas itse ilmoittaisi esimerkiksi verkkopalvelun kautta erikoisesta kulutuksestaan ja tilaisi itselleen pienemmän kaistan.

Toinen tapa huomioida kaistanylitykset olisi kaistanylitysmaksu. Asiakas maksaisi ylitysmaksun kaistan ylityviltä kuukausilta, periaatteessa yhdeltä tai kahdelta kuukaudelta. Näilläkin asiakkailta täytyisi olla mahdollisuus vaikuttaa tehokaistansa suuruuteen, huolimatta kaistanylityksistä. Kuvan 5.5 tapaisia asiakkaita löytyy myös muista asiakasryhmistä, kuten pienteollisuudesta. Näiden asiakkaiden mahdollisuudet muuttaa kulutustaan ovat hyvin rajalliset. Jos ylityksiä tulisi yli kolmelle kuukaudelle, voitaisiin asiakkaat ohjata suoraan suuremmalle kaistalle. Kaistan ylityksistä voitaisiin veloittaa ylityksille sattuneista kuukausilta, mutta kuitenkin niin, että ylityksiä sallittaisiin korkeintaan kahden kuukauden osalta, jonka jälkeen verkkoyhtiö voisi siirtää asiakkaan suuremmalle kaistalle automaattisesti. Samaa ajatusmallia voitaisiin käyttää myös tavallisille pienjänniteasiakkaille. Mikäli heille tulisi luvallisten ylityskertojen jälkeen kaistanylityksiä, olisi vaihtoehtoina joko siirtää asiakas suurempaan tehokaistaan verkkoyhtiön toimesta tai veloittaa asiakkaalta ylitysmaksu. Tätä useamman kuukauden ylityksiä ei ole järkevä sallia, sillä tämän jälkeen mallin toteutettavuus muuttuu vaikeaksi.

Kaistanylitysmaksun perusteena voitaisiin käyttää useita eri vaihtoehtoisia malleja. Tässä katsotaan muutamaa mallia. Peruseriaatteena kaistan ylityksissä tulisi olla se, että asiakas maksaa ylitysmaksuna normaalin kuukausikaistamaksunsa lisäksi maksun, jonka kokonaismäärä on suurempi kuin seuraavaksi suuremman kaistan kuukausimaksu. Asiaa on havainnollistettu taulukossa 5.6. Kaistojen yksikköhinnat ovat vakiohintoja, jolloin kaistojen väliset porrastukset ovat samansuuruisia. Eli mikäli kaistan 5 kW kuukausimaksun suuruus on 20 € kk ja 10 kW kaistan maksu 40 € kk on näiden kaistojen välinen porrastus 20 €kuukaudessa jne. Tällöin ylitysmaksut tulisi olla yli tuon 20 € jolloin kaistanylityksistä muodostuisi selvä lisämaksu ja asiakkaan kannattaa siten välttää ylityksiä.

Taulukko 5.6. Esimerkki kaistan ylitysmaksujen muodostumisesta. Kaistan yksikköhinta on suuntaa-antava.

TEHOKAISTA	HINTA	KUUKAUSIMAKSU	YLITYSMAKSU	KUUKAUSIMAKSU
(kW)	(€/kW, kk)	(€, kk)	(€, kk)	(€, kk)
5	4	20	24	44
10	4	40	24	64
15	4	60	24	84

Tämä voisi olla oikeasuuntainen laskentamethodiikka ylitysten suhteen. Ylitysmaksujen sähkötekninen määräytyminen voidaan ratkaista seuraavilla tavoin. Teleoperaattori puolella puhepakettien ylitysmaksut ovat yleensä noin kolminkertaiset verrattuna puhepaketin hintoihin. Ajatuksena voisi olla siirron tehokaistassa, että ylimenevästä tehosta otettaisiin 3-kertainen maksu. Toisin sanoen kolminkertainen maksu kerrottaisiin kaistan yksikköhinnalla ja kaistan suurimmalla ylitystekholla. Jos kaistan ylitys olisi nyt 2 kW, taulukon tapauksessa tämä voisi tarkoittaa seuraavaa:  $3 * 4 \text{ €/kW, kk} * 2 \text{ kW} = 24 \text{ € kk}$ .

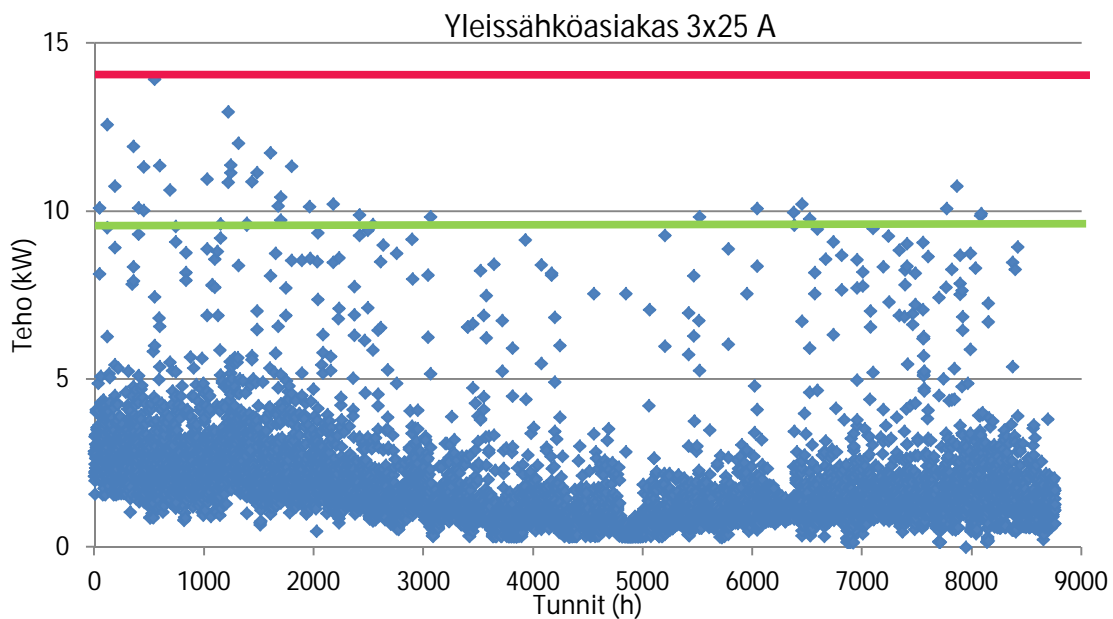
Toisena vaihtoehtona voisi olla ylitysten summaaminen, jolloin ylityksistä muodostuisi energiamaksu. Tällöin alle 100 kWh ylitykset voisivat maksaa 24 € kk ja yli 100 kWh ylitykset taas esimerkiksi 36 € kk. Tässäkin toimintamallissa olisi käytäntönä, että alle kymmenestä ylityskerrasta ei koidu ylitysmaksua.

Huolimatta siitä, että tässä on pohdittu kaistan ylityksiä ja niistä tulevia maksuja sekä asiakkaiden kulutuskäyttäytymistä, ei voida sanoa tarkalleen miten asiakkaiden kulutuskäyttäytyminen suhtautuu tehokaistahinnoitteluun. Tämän suhteen tulisikin tehdä pilotointia. Tässä tutkimusosassa on vain pyritty tuomaan esille, mitkä asiat ovat huomionarvoisia tehokaistan toteutuksessa ja mitä asioita ei välttämättä kannattaisi tehdä. Esitetyt periaatteet ovat siten ehdotuksia ja ideoita, jotka voisivat toi-

mia. Käytännössä toimiala voisi etsiä toimivimman perusteen ylityskäytäntöjen suhteen esimerkiksi pilotoimalla. Olisi myös tärkeää, että alkuvaiheessa käytännöt eri verkkoyhtiöissä olisivat yhtenevät, ettei turhia väärinymmärryksiä pääsisi tapahtumaan.

#### 5.4 Tehokaista energiatehokkuuden näkökulmasta

Tehokaistan hyvänä puolena ovat myös sen energiatehokkuuskannustimet. Energiatehokkuus on melko laaja käsite, ja siten sähkömarkkinakentän osalta tehokaistan vaikutuksia energiatehokkuuteen tulisi katsoa niin asiakkaan omasta kuin sähköverkonkin näkökulmasta. Seuraavissa kuvissa on tarkastelussa muutamien asiakkaiden AMR-datat. Kuvaajien pisteistä eli tuntitehoista on nähtävissä, että asiakkaalla olisi mahdollisuuksia pienentää kaistaansa eli parantaa energiatehokkuuttaan, ja samalla vaikuttaa siirtohinnoitteluunsa.

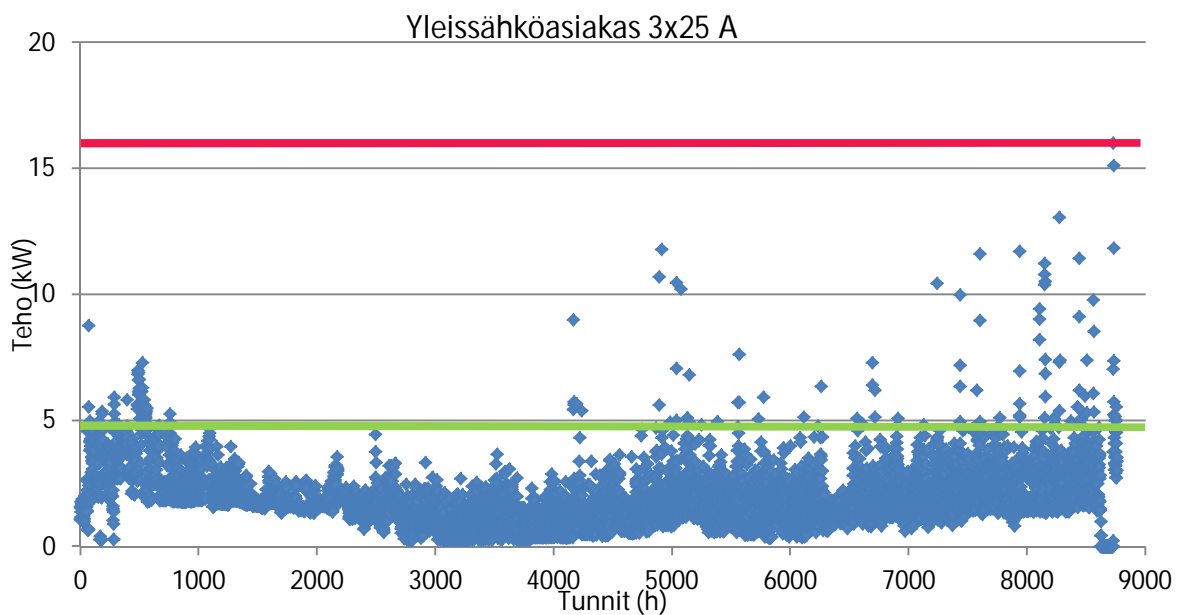


Kuva 5.5. Yhden kotitalousasiakkaan keskituntitehot vuoden ajalta. Kuvasta on nähtävissä, että asiakkaalla on selvästi potentiaalia pienentää kaistaansa.

Kuvan punainen väri kuvaa tämän hetkistä asiakkaan suurinta tuntitehoa. Nyt asiakas tilaisi suurimman tuntitehon mukaan 15 kW kaistan. Jos asiakas pienentäisi kaistaansa vihreällä merkitylle tasolle, muuttuisi hänen kaistansa 10 kW kaistaksi, jolloin samalla hänen siirtomaksunsa pienenesi. Tätä ajatusmallia voidaan pitää kysynnänjoustona, joka on esimerkki energiatehokkuudesta jakeluverkon näkökulmasta. Kysynnänjousto tarkoittaisi sitä, että asiakas ei käyttäisi kaikkia sähkölaitteita samaan aikaan vaan siirtäisi kulutustaan tai jättäisi sitä kokonaan pois niin, että kulutus jakaantuisi tasaisemmin eri tunneille. Kuvan 5.5 asiakkaalla tuntitehot ovat useasti yli 10 kW alkuvuodesta.

Mikäli asiakkaalla olisi mahdollisuuksia siirtää kulutustaan tai jättää sitä kokonaan pois näiltä suurimmilta tehotunneilta, toteutuisi kysynnänjouston idea ja energiatehokkuus siten samanaikaisesti asiakkaan näkökulmasta. Kysynnänjousto on oleellinen asia myös verkon näkökulmasta, koska sen avulla voidaan tehostaa verkkokapasiteetin käyttöä. Käytännössä näkökulmana on usein markkina-pohjainen kysyntäjousto, mutta optimitilanteessa sekä verkon että markkinoiden näkökulmat huomioidaan samanaikaisesti kysyntäjoustoja toteutettaessa.

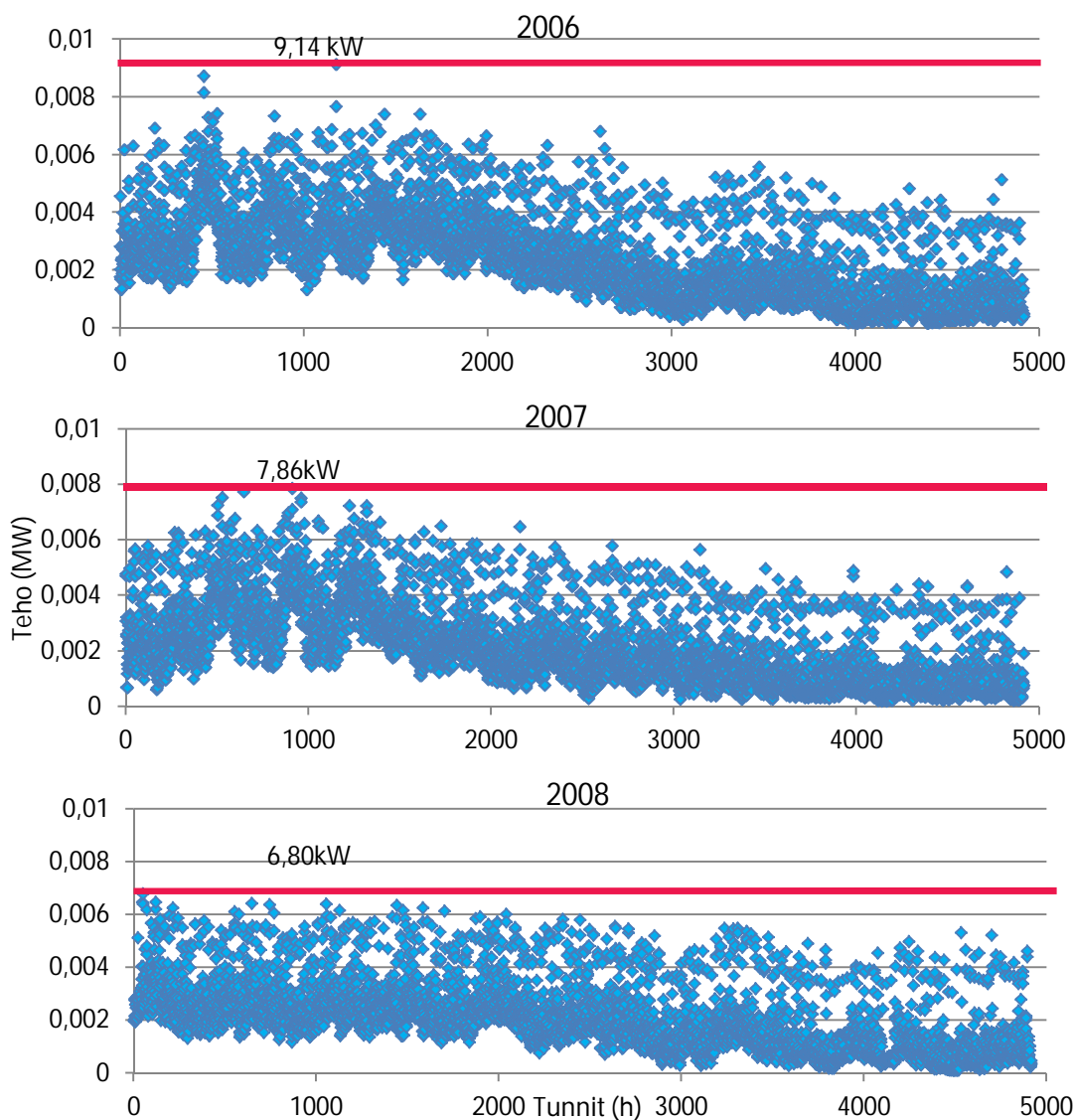
Toisella asiakkaalla kuvassa 5.6 on vielä enemmän potentiaalia kysynnänjouston suhteen. Jos tätä asiakasta veloitettaisiin suurimmasta tuntitehosta, olisi hänellä alkutilanteessa siirryttäessä tehokais-tahinnoitteluun kaista 20 kW. Todellisuudessa hän pärjäisi 10 kW kaistalla ja hänellä olisi mahdollisuuksia tilata 5 kW kaista muuttamalla kulutuskäyttäytymistään tai panostamalla energiatehokkuu-teen. Täytyy kuitenkin huomioida, että kaistan optimointi ei olisi pakollista, eikä johtaisi säännöste-lyyn tai vastaavanlaisiin tilanteisiin. Lähes kaikilla asiakkailla on potentiaalia pienentää omaa teho-kaistaansa.



Kuva 5.6. Erään toisen kotitalousasiakkaan keskituntitehot vuoden ajalta.

Energiatehokkuustoimenpiteiden vaikutukset näkyvät selvästi kuvassa 5.7, jossa on esitetty yksittäisen asiakkaan tuntitehot kolmena peräkkäisenä vuonna. Vaikka asiakkaan kulutuskäyttäytymisestä ei ole tarkempaa taustatietoa, nähdään kuvista hyvin, kuinka asiakkaan kuormituskäyrä on tasoittunut ja huipputeho pienentynyt. Asiakkaalla ei ole ollut tehokaista käytössään, mutta käyttäytyminen on ollut samansuuntaista, mihin tehokaista ohjaisi.

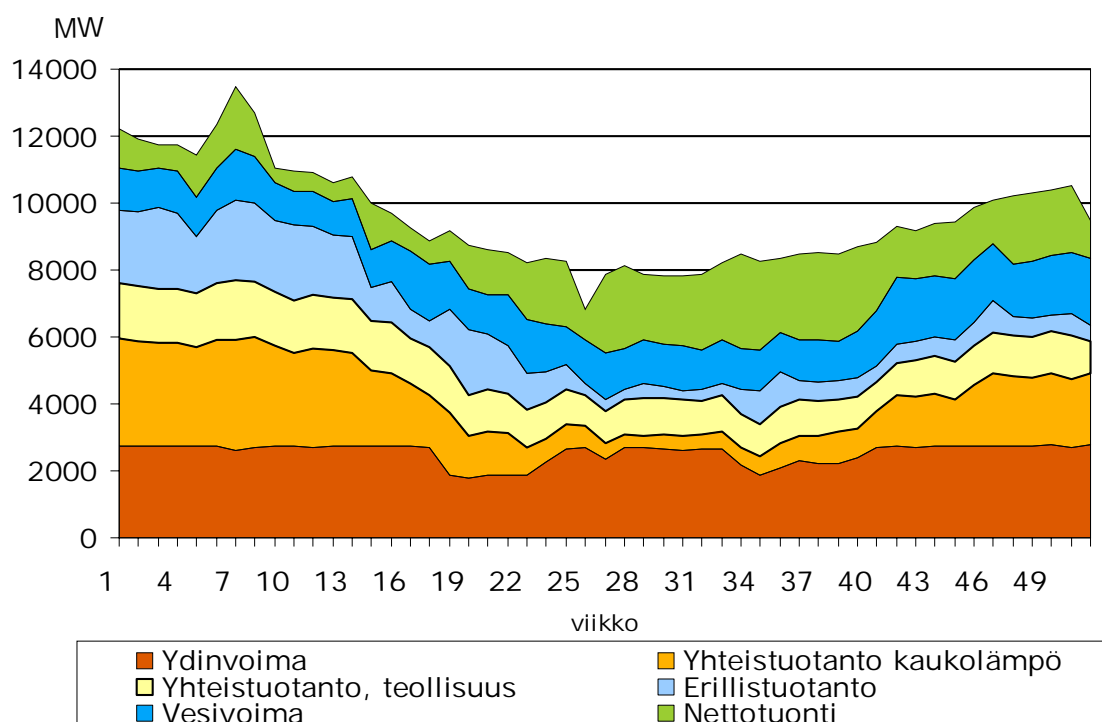




Kuva 5.7. Yhden asiakkaan tuntitehot kolmelta eri vuodelta. Asiakkaan datat on mitattu aina vuoden alusta heinäkuulle saakka (4 940 h). Energiat ja keskitehot tältä ajalta ovat seuraavat; vuosi 2006: 11,9 MWh ja 2,41 kW, vuosi 2007: 10,5 MWh ja 2,13 kW, vuosi 2008: 10,4 MWh ja 2,11 kW. Alimmat lämpötilat ovat olleet  $-29,7\text{ }^{\circ}\text{C}$  (2006),  $-35,5\text{ }^{\circ}\text{C}$  (2007) ja  $-18,9\text{ }^{\circ}\text{C}$  (2008).

Asiakas voi siis omalla kulutuskäyttäytymisellään parantaa energiatehokkuuttaan selvästi. Asiakkaalla ei ole välttämättä tarvetta pitää kaikkia laitteita yhtä aikaa ja energiatehottomasti päällä. Asiakas voi karsia turhaa kulutusta pois, esimerkiksi sammuttaa ylimääräistä valaistusta. Energiatehokkuutta on välttää kaikkien sähkölaitteiden käyttämistä samaan aikaan tarpeettomasti. Asiakkaalla on lisäksi suurempia kannusteita vaihtaa suuria määriä sähköenergiaa - ja tehoa kuluttavia laitteita. Esimerkkinä olkoon varaavan sähkölämmityksen tilalle vaihdettu täystehomitoitettu maalämpöpumppu. Tällöin tehokaista voi tippua selvästi pienemmäksi, samoin sähköenergiankulutus.

Tehokaistahinnoittelua voidaan ajatella energiatehokkuuden kehittämisen välineenä muillakin tavoin. Suurin osa sähköntuotannon huippukuormasta tuotetaan Suomessa kaikkein eniten päästöjä tuottavilla menetelmillä. Jos kulutushuippuja voidaan pienentää valtakunnallisesti, voidaan ajatella myös mahdollisuutta pienentää huipputehoja ja vaikuttaa tätä kautta energiatehokkuuteen ja päästöjen pienentämiseen. Tämä käy ilmi kuvasta 5.8.



Kuva 5.8. Suomen vuoden 2011 sähkönhankinnan aikavaihtelu viikkokeskitehojen mukaan. (ET 2011)

Jos kulutettavan tehon ja energian määrää saadaan pienennettyä valtakunnallisesti, voidaan samalla käyttää tehokkaammin uusiutuvia tuotantomuotoja. Tämä tukee puolestaan EU:n energiatehokkuus näkökulmaa. Sähkönsiirron- ja jakelun osalta energiatehokkuus puolestaan konkretisoituisi siirrettävän energiamäärän ja tehojen pienemisenä ja samalla häviöiden pienemisenä.

### 5.5 Tehokaistan vaikutukset eri sidosryhmien näkökulmista

Tehokaistan ominaisuuksia eri sidosryhmien näkökulmasta on esitetty kuvassa 5.9.

## Tehokaista, kiinteä maksu/kk

- |  |  |
|--|--|
| <ul style="list-style-type: none"> <li>• Kustannusvastaava, selkeä, ymmärrettävä ja läpinäkyvä</li> <li>• Asiakas voi omalla toiminnallaan aidosti vaikuttaa siirtomaksuun</li> <li>• Ei sisällä ristiriitaisia ohjaussignaaleita</li> <li>• Kannustaa hajautettuun tuotantoon</li> <li>• Kannustaa tehokkaaseen energiankäyttöön</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Tukee EU-tason ilmasto- ja energiapolitiikkaa</li> <li>• Edistää energiatehokkuustavoitteita</li> <li>• Ei ole ristiriidassa regulaation/asetusten kanssa</li> <li>• Mahdollistaa kysyntäjouaston</li> <li>• Mahdollistaa osaltaan sähkömarkkinoiden toimivuuden</li> </ul> |
|--|--|



- |   |  |
|---|--|
| <ul style="list-style-type: none"> <li>• Mahdollistaa riittävän ja ennustettavan tulonmuodostuksen myös tulevaisuudessa</li> <li>• Kustannusvastaava</li> <li>• Kannustaa asiakkaita sähkön käytön optimointiin verkon näkökulmasta</li> <li>• Teknisesti toteutettavissa (mittaukset + ohjaukset)</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Mahdollistaa markkinaperusteisen kysyntäjouaston</li> <li>• Yhteensopiva myyntitariffin kanssa</li> </ul> |
|---|--|

Kuva 5.9 Tehokaistan ominaisuuksia eri sähkömarkkinaosapuolten näkökulmasta.

Asiakkaan näkökulmasta tämä hinnoittelumalli olisi kustannusvastaava, sillä asiakas maksaisi käyttämästään tai varaamastaan verkkokapasiteetista. Siirtotariffi olisi samalla selkeä, koska tariffi olisi yksiosainen. Kaksi - ja kolmeosaiset tariffit sekoittavat asiakkaita, kuten nykyinen siirtohinnoittelumalli. Tehokaistan ymmärrettävyyttä tukisi se, että käsite kaista on tuttu ainakin nettikaistoista. Tehokaistassa asiakkaalla olisi aidosti mahdollisuus vaikuttaa siirtomaksuun, eikä se sisältäisi ristiriitaisia ohjaussignaaleja. Tehokaista kannustaisi asiakkaita osittain hajautetun tuotannon kehittämiseen, mikäli asiakas voi tällä keinoin pienentää tilaustehoaan. Tehokaistan paras puoli lienee kuitenkin se, että asiakasta kannustetaan tehokkaaseen energiankäyttöön verkon näkökulmasta eli pienentämään hänen tarvitsemaansa siirtokapasiteettia.

Yhteiskunnan kannalta tehokaista edistäisi energiatehokkuustavoitteita ja tukisi ilmasto- ja energiapolitiikka, jossa energiatehokkuutta tarkastellaan koko järjestelmän kannalta. Tehokaista mahdollistaisi markkinapohjaisen kysynnänjouaston ja takaisi osaltaan sähkömarkkinoiden toimivuuden. Näyttäisi siltä, että kaistahinnoittelu ei olisi myöskään ristiriidassa regulaation tai asetusten kannalta.

Verkkoyhtiön näkökulmasta tämä hinnoittelumalli mahdollistaisi ennustettavan tulonmuodostuksen, koska kiinteä kuukausimaksu kaikilta asiakkailta vuoden ympäri voisi pitää liikevaihdon helpommin halutulla tavoitetasolla. Näin ei myöskään syntyisi suuria muutoksia liikevaihtoon eri vuosien välille, kun tämä on huomioitu hinnoittelua suunniteltaessa. Aikaisemmissa luvuissa on kuvattu

verkkoyhtiöiden kustannusten muodostumista, ja niissä on tullut esiin tehon sekä kiinteiden maksujen merkittävä osuus kustannuksissa. Tehokaista olisi erityisesti kustannusvastaava ja se tukisi laajalti tätä näkökulmaa. Energiatehokkuusdirektiivin mukaan jakeluyhtiöiden tulisi tarjota palveluita ja kannustaa asiakkaita tehokkaaseen sähkön optimointiin. Verkkoyhtiö myös kannustaisi asiakkaita tehostamaan sähkönkäyttöään. Kun kaikille asiakkaille on asennettu etäluettavat mittarit, on tehokaistaan vaadittava infrastruktuuri rakennettu. Tosin verkkoyhtiöiden tietojärjestelmien päivitys tai muokkaus vaatii verkkoyhtiöittäin oman panostuksensa.

Tehokaista siirtohinnoittelumallina olisi myös yhteensopiva myyntitariffin kanssa, jolloin siirtohinnoittelu olisi myyjän kannalta toimiva vaihtoehto. Näin myyjälle jää enemmän mahdollisuuksia kehittää omia hinnoittelutuotteitaan, eivätkä myyntitariffit olisi sekoitettavissa siirtotariffeihin. Tämä siirtohinnoittelumalli mahdollistaisi myös markkinapohjaisen kysynnänjouston, mutta tehokaista aiheuttaisi kysynnänjouston potentiaalin pienentymisen. Kysynnänjoustopotentiaali pienenesi, koska asiakkaan tehoikkuna olisi tilatun siirtokapasiteetin rajoittamana pienempi. Toisaalta tehokaista rajoittaisi suurten tehopiikkien syntymistä ja kannustaisi asiakasta kokonaiskulutuksen optimointiin.

## 5.6 Tehokaistan marginaalikustannukset

Tehokaistan käytössä on etuna se, että tehon käytön muutokset vaikuttavat samalla mekanismilla sekä asiakkaiden siirtomaksuun että verkkoyhtiön pitkän aikavälin marginaalikustannuksiin. Tällöin tulee luonnollisesti huolehtia siitä, että kaistoille määritetyt hinnat mahdollistavat verkostoinvestoinnit kuormituksen kasvaessa. Tästä esimerkkinä on alla esitetty erään verkkoyhtiön sähköverkon jälleenhankinta-arvo suhteessa huipputehoihin eri jännitetasoilla. JHA on muutettu vuotuisiksi kustannuksiksi 40 vuoden pitoajalla ja 5 % korolla.

pienjänniteverkot	320 €/kW = 18,6 €/kW, a = 1,55 €/kW, kk
keskjänniteverkot	300 €/kW = 17,5 €/kW, a = 1,46 €/kW, kk
sähköasemataso	100 €/kW = 5,8 €/kW, a = 0,48 €/kW, kk
koko verkkoyhtiö	720 €/kW = 42 €/kW, a = 3,5 €/kW, kk

Yhtiön liikevaihto puolestaan on 4,4 M€ ja vuotuinen huipputeho 50 MW. Tällöin liikevaihdoksi tehoa kohden saadaan 88 €/kW vuodessa ja 7,33 €/kW kuukaudessa. Kaistahinnan määrittäminen tulee käytännössä tehdä tarkemmalla prosessilla, kuten aiemmin on kuvattu. Tämä hinta kuitenkin

antaa suuruusluokan, jota voidaan verrata yllä esitettyihin verkon marginaalikustannuksiin. Tästä nähdään, että näin määritetty kaistan hinta takaisi verkon vahvistusinvestointien rahoituksen.

### ***5.7 Tehokaistahinnoitteluun siirtyminen***

Nykyinen siirtohinnoittelumalli kaipaa muutosta, ja parhaiten muutostarpeisiin vastaisi tämän raportin mukaan tehokaistahinnoittelu. Tehokaistaan siirtyminen siirtohinnoittelun osalta voisi tapahtua osittain tai täysin, riippuen sähkömarkkinaosapuolien halusta ja päämääristä. Yksilön muutosturvan vuoksi kaistahinnoitteluun tulisi siirtyä vaiheittain. Ensimmäisessä vaiheessa tehokaista tulisi siirron perusmaksuun. Verkkoyhtiöt voisivat tarjota sähkönsiirron kiinteiden maksujen ja pääsulakepohjaisten perusmaksujen tilalle tehopohjaisia kaistoja. Tehokaistassa olisi yksi hinnoittelurakenne, mutta siinä olisi selvästi enemmän porrastuksia kuin nykyisissä pääsulakepohjaisissa kiinteissä maksuissa. Koska tällä hetkellä siirtohinnoittelu eri yhtiöissä voi olla hyvinkin erilaista, tarvitsisi toimiala harmonisointia. Verkkoyhtiöissä voisi olla tavoitteena ottaa tehokaista käyttöön perusmaksun tilalla samana vuonna. Tämä ajankohta voisi olla aikaisintaan 2015, jolloin kaikilla asiakkailta olisi jo AMR-mittari ja verkkoyhtiöillä olisi aikaa saada mittarinluenta toimimaan. Ajankohta tulisi olla kaikille verkkoyhtiöille sama ja kaikkien verkkoyhtiöiden tulisi olla mukana uudistuksessa, jotta kaikkia asiakkaat ja sähkönmyyjät olisivat kaikkialla samanvertaisessa asemassa.

Verkkoyhtiöiden tarjoamat tehokaistat kaistahinnoittelussa olisivat kaikilla verkkoyhtiöillä kilowatteina. Alussa olisi järkevää käyttää sekaannusten välttämiseksi kaikilla verkkoyhtiöillä myös samaa kaistaporrastusta. Tällöin kaistat voisivat lähteä 5 kW ja ne voisivat olla 5 kW:n välein, toisin sanoen 5 kW, 10 kW, 15 kW jne. Perusteena tällaiseen jaotukseen olisi sopiva jaotus nykyiseen sulakeporrastukseen nähden sekä tasapuolisuus kaikkia asiakkaita kohtaan. Alkutilanteessa siirryttäessä perusmaksuista tehokaistaan, tulisi kaistojen porrastus olla melko harva. Tämä siksi, että välttyttäisiin liiallisilta kaistanylityksiltä ensimmäisinä vuosina. Toisaalta toistaiseksi ei osata sanoa, miten asiakkaiden sähkönkulutusikäytyminen muuttuisi, jolloin kaistojen porrastus olisi hyvä olla alkutilanteessa harva.

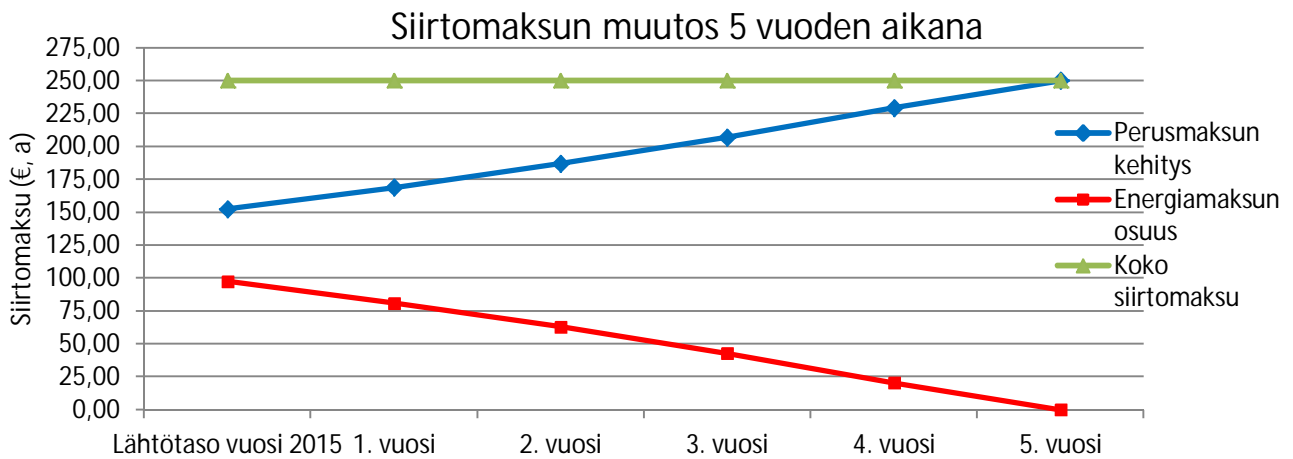
Siirtymisestä kaistahinnoitteluun perusmaksujen osalta informoitaisiin jo reilusti aikaisemmin ennen uuteen malliin siirtymistä. Eli jos siirtyminen uuteen hinnoittelurakenteeseen tapahtuisi järjestelmällisesti vuoden 2015 alusta, tulisi asiakkaille ilmoittaa asiasta viimeistään vuoden 2014 alkupuolella. Siirtymisestä uuteen siirtohinnoitteluun voitaisiin ilmoittaa sähkölaskujen yhteydessä, verkkoyhtiöiden nettisivuilla ja mediassa. Asiakkaalle ilmoitettaisiin aina laskun yhteydessä suurin tuntiteho kuluvan vuoden aikana ja siitä muodostuva kaista ja kuukausimaksu. Nykyisen siirtohin-

nan ja kulutuksen ohessa kerrottaisiin miten uudessa hinnoittelumallissa saataisiin tehokaistaa ja sähkölaskua pienennettyä.

Sopiva kaista asiakkaalle muodostuisi suoraan verkkoyhtiön asiakkaiden tuntidatojen pohjalta. Esimerkiksi alkuvaiheessa muutosprosessia, jossa kaista tulisi perusmaksun tilalle, laskutusperusteena käytettäisiin suurinta tuntitehoa. Asiakkaille sallittaisiin kaistanylityksiä vuosittain jokaisessa kaistaporttaassa esimerkiksi 10 kappaletta. Tätä vaihetta voisi kestää muutama vuosi. Kun asiakkaat on saatu perehdytettyä uuteen hinnoittelumalliin, voitaisiin asiakkaille tarjota kaistoja 5 kW tiheämmillä portailla ja samalla kasvattaa tehokaistan painoarvoa siirtohinnoittelussa.

Kun asiakkaan siirtomaksusta yhä suurempi osa perustuisi tehokaistaan, voisi tehokaistan suuruus määräytyä lähes samalla periaatteella kuin aikaisemminkin. Tällöin pitäisi samalla vain antaa asiakkaalle lisää luvallisia kaistanylityskertoja, jotka voisivat kasvaa kaistan kasvaessa. Samalla tässä vaiheessa asiakkaille tulisi ylitysmaksuja liiallisista kaistan ylityksistä. Ennen kuin siirrytään tehokaistan ja energiamaksun sisältävästä hinnoittelusta puhtaaseen tehokaistaan, tulisi kaistahinnoittelun osuus siirtohinnoittelusta kasvattaa vähintään 50 %:iin. Tämä vaihe tulisi eteen nopeammin muutamilla verkkoyhtiöillä kuin toisilla. Joillakin verkkoyhtiöillä perusmaksut ovat jo nyt suhteellisesti korkeammalla tasolla.

Siirtohinnoittelumuutoksen jälkeen seuraavien vuosien aikana olisi tarkoitus kasvattaa siirtomaksun tehokaistan osuutta vähintään puoleen. Täysin kaistahinnoitteluun asiakkaat voitaisiin ohjata usean vuoden aikana. Esimerkiksi perusmaksusta kaistaksi muutoksen jälkeen asiakkaiden kaistamaksun osuutta siirtohinnoittelussa voitaisiin kasvattaa ja energianosuutta pienentää, kuten kuvassa 5.10 on esitetty. Tämä prosessi tulisi kestää useita vuosia, etteivät muutokset asiakkaille olisi liian suuria yhtenä vuonna. Yrityselämällä muutokset eivät saisi olla useankaan vuoden aikana liian voimakkaita, ettei heidän liiketoiminnalleen aiheutettaisi kohtuutonta vahinkoa.



Kuva 5.10. Erään verkkoyhtiön K1 tyyppikäyttäjän siirtomaksun komponenttien muutokset siirryttäessä kaistahinnoitteluun.

Lähtötaso olisi aikaisintaan vuonna 2015 ja tällöin kaistahinnoittelu tulisi perusmaksun tilalle. Seuraavina vuosina perusmaksun eli tehokaistan osuus kasvaisi ja energiansuus pienentyisi. Koko siirtomaksun suuruus pysyisi kuitenkin vakiona tai verkkoyhtiön tavoitetasolla.

### **5.8 Tehokaistahinnoittelun toteuttaminen**

Tässä yhteydessä kaistahinnoittelun toteutuksesta on esitetty ainoastaan pääpiirteet. Käytännön implementointia varten tarvitaan kuitenkin hinnoittelujärjestelmän pilotointia todellisessa toimintaympäristössä.

Asiakkaiden nykyiset perusmaksut muutettaisiin aluksi tehokaistaksi. Verkkoyhtiöiden tulisi siten kerätä AMR-mittareilla jokaiselta asiakkaalta vuoden suurin tuntiteho, jonka perusteella asiakkaan alkutilanteen tehokaista muodostuisi. Lisäksi verkkoyhtiöiden tulisi määrittää asiakkaiden siirron perusmaksuista nykyisin kerättävät maksut. Tämän jälkeen yksikköhinnan muodostukselle on monia vaihtoehtoisia tapoja, joista verkkoyhtiö voi valita itselleen sopivimman. Yksikköhinnaksi (€/kW, kk) olisi kuitenkin tärkeää saada vakiohintaa jo muutettaessa perusmaksua kaistaan, jolloin myöhemmissä vaiheissa olisi helpompaa muokata hintoja eikä syntyisi paljousalennuksia.

Yksi vaihtoehto olisi, että verkkoyhtiö määrittää AMR-mittausten ja perusmaksujen perusteella yhden yksikköhinnan €/kW vuodessa, jota sovelletaan kaikille verkkoyhtiön asiakkaille. Tällöin asiakkaiden yksikköhinta €/kW olisi vakio, ja se säädettäisiin tasolle, jossa perusmaksuista kerättävä liikevaihto pysyy vakiona, jolloin myös asiakkaiden hinnanmuutokset pysyvät kohtuullisina.

Toinen vaihtoehto toimisi siten, että asiakkaat ryhmiteltäisiin kaistoittain omiin asiakasryhmiin, jolloin esimerkiksi 5 kW kaistan asiakkaat muodostaisivat yhden ryhmän ja 10 kW asiakkaat toisen ryhmän ja niin edelleen. Asiakasryhmän asiakkaiden perusmaksujen liikevaihto summataan yhteen ja jaetaan kyseisen asiakasryhmän asiakkaiden lukumäärällä. Tästä saatu vuosittainen kaistamaksu tulee vielä muokata eri asiakasryhmien välillä siten, että kaistan yksikköhinta on vakio. Eli yksikköhinnan ollessa vakio ja kun kaistan yksikköhinta olisi vaikka 2 €/kW kuukaudessa, maksaisi 5 kW:n kaista silloin kuussa 10 € ja 10 kW:n kaista puolestaan 20 €

Alkutilanteessa verkkoyhtiö määrittäisi mitatun tuntidatan perusteella asiakkaalle sopivan kaistan automaattisesti yhden vuoden suurimmasta tuntitehosta. Jos kaista tulisi siirron perusmaksuun esimerkiksi vuonna 2015, voitaisiin asiakkaiden laskutusperusteena käyttää alkutilanteessa vuoden 2014 suurinta mitattua tuntidataa. Asiakkaalla olisi oikeus vaihtaa kaistaansa kerran vuodessa. Kaistaa voisi vaihtaa vain kerran vuodessa siksi, että esimerkiksi sähkölämmittäjät yrittäisivät todennäköisesti tilata kesäajalle pienemmän kaistan kuin talvelle jolloin sähköenergian kulutus on huomattavasti suurempaa. Toinen puoli asiassa on se, että tehokaistan tarkoituksena on olla kiinteä maksu kuukaudessa vuoden ympäri. Tarkoituksena ei ole, että tehokaistaa ja siitä maksettavaa kuukausimaksua vaihdeltaisiin satunnaisesti. Vuosi voi tuntua pitkältä ajalta, mutta toisaalta esimerkiksi te-leoperaattoreiden ja sähkönmyyjien sopimukset ovat usein jopa kaksi vuotta. Jos asiakas haluaisi muutostilanteessa siirryttäessä perusmaksusta tehokaistaan pienemmän kaistan kuin verkkoyhtiö osoittaa, tulisi hänen tehdä asiasta ilmoitus verkkoyhtiölle esimerkiksi verkkoyhtiön Internet palvelulla tai soittamalla asiakaspalveluun. Tämän muutoksen edellytyksenä olisi tietysti se, että asiakkaan tulisi pärjätä kyseisellä kaistalla. Jos tämä ehto ei toteutuisi, informoisi verkkoyhtiö asiakasta kaistan ylityksestä esim. online-palvelulla ja vaihtaisi tarvittaessa kaistan automaattisesti suurempaan tai perisi ylitysmaksun. Mikäli asiakas haluaa tilata pienemmän kaistan, mitä verkkoyhtiö ehdottaa, tulisi tästä muutoksesta veloittaa asiakkaalta jonkinlainen maksu. Tämä tulisi olla siitä syystä, että näin vältettäisiin tarpeettomat edestakaiset kaistanvaihdot.

Alkutilanteessa, eli siirryttäessä nykyisestä perusmaksusta tehokaistaan, asiakkaiden kaistan ylityksiä sallittaisiin 10 jokaisessa kaistaportaassa. Käytännössä katsoen verkkoyhtiö ehdottaisi sopivaa kaistaa, jonka lisäksi asiakkaalla olisi mahdollisuus valita itselleen sopiva kaista. Tällöin ei olisi myöskään vaaraa kaistan ylityksen suhteen.

Kaistahinnoittelumallissa asiakkaalla on mahdollisuuksia vaikuttaa tilaamaansa kaistaan ja siten siirtomaksun suuruuteen. Asiakasta voisi myös informoida tehon pienentämismahdollisuuksista,



samaan tapaan kuin keinoista energiankulutuksen vähentämiseen. Tämä voisi tapahtua sähkölaskujen yhteydessä ja verkkoyhtiöiden tiedotteissa. Asiakas voisi saada vinkkejä kaistan pienentämiseen ja energiatehokkuuteen liittyen joko sähkönmyyjältä tai siirtoyhtiöltä.

Tehokaistan siirtäminen täysin siirtohinnoitteluun tapahtuisi usean vuoden prosessina. Tehokaista voisi olla nykyisen siirtohinnoittelun perusmaksun tilalla, kunnes verkkoyhtiöt ovat saaneet nostettua kaistahinnan osuuden 50 % tasolle kokonaissiirtohinnoista. Tästä eteenpäin tarvitaan vielä joitakin vuosia lisää, että siirtohinnoittelussa voidaan siirtyä täysipainoiseen tehokaistaan. Samaan aikaan olisi tarpeellista muuttaa hieman tehokaistaan liittyviä periaatteita, jottei hinnoittelu saisi aikaan asiakkaiden näkökulmasta kestävämpiä muutoksia.

Kaistan määrätymisperiaate voisi olla samanlainen kuin aikaisemmin eli yhden vuoden suurin tuntiteho, sillä asiakkaat ovat tottuneet tähän menetelmään. Asiakkaille sallittaisiin nyt vain lisää ylityskertoja kaistoihin nähden. Tämä voisi toimia esimerkiksi niin, että 5 kW kaistan saisi ylittää 10 kertaa vuoden aikana ja 15 kW kaistan 30 kertaa. Kaistanylityksistä tulisi kerätä ylitysmaksut tätä suuremmilta ylityksiltä tai vaihtoehtoisesti siirtää suurempaan kaistaluokkaan. Tähän samaan yhteyteen verkkoyhtiöt voisivat alkaa tarjoamaan tiheämpi porrasteisia kaistoja. Tällöin kaistat voisivat mennä esimerkiksi: 5 kW, 8 kW, 10 kW, 13 kW jne. Tulevaisuudessa kaistoja olisi mahdollista porrastaa todennäköisesti vieläkin tiheämmin.

Siirryttäessä täysipainoiseen tehokaistaan siirtohinnoittelussa tulisi siis huomioida poikkeukselliset yritysasiakkaat, joiden tehonkulutus voi olla yhden kuukauden ajalta moninkertainen muuhun kuluutukseen nähden. Tällaisia asiakkaita varten olisi käytettävä porrastettuja kaistan ylityksiä, etsittävä asiakkaat verkkoyhtiöiden AMR-tuntidatoista kuukausittaisten huipputuntitehojen mukaan tai asiakkaiden olisi itse ilmoitettava halustaan valita pienempi kaista online-palvelulla tai soittamalla verkkoyhtiöön.

## ***5.9 Tehokaista siirtohinnoitteluna tiivistetysti***

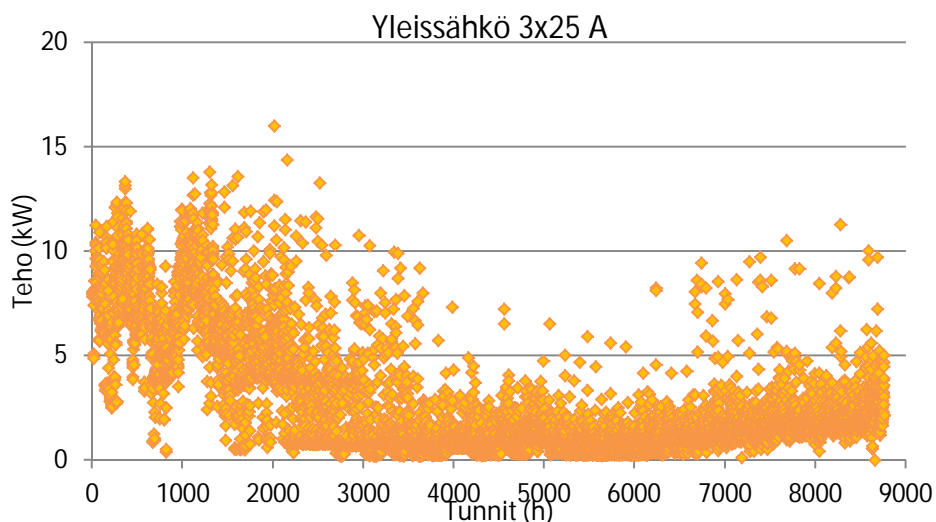
Kokonaisuudessaan prosessi siirtyä nykyisestä siirtohinnoittelumallista täysin tehokaistaan kestäisi useita vuosia. Havainnollistamisen helpottamiseksi tehokaistaan siirtyminen on esitetty alla olevilla kuvilla ja taulukoilla.

Alkuvaiheessa tehokaista tulisi nykyisen perusmaksun tilalle. Se tapahtuisi niin, että jokaiselta asiakkaalta kerättäisiin yhden vuoden tuntidatasta suurin tuntiteho, millä perusteella verkkoyhtiö määrittäisi asiakkaan kaistan. Verkkoyhtiö määrittäisi tehokaistojen hinnat omien tavoitetasojen mukaisesti. Pienin kaista olisi 5 kW ja kaistojen porrastus olisi 5 kW. Kaikille verkkoyhtiön asiakkaille olisi siis samat tehokaistat, mutta siirron energiatariffit asiakkaat voivat valita edelleen useista eri vaihtoehdoista. Verkkoyhtiön asiakkaille muodostuvat tehokaistat ja niistä tulevat kuukausimaksut olisivat siis taulukon 5.7 tapaisia.

Taulukko 5.7. Tehokaistat ja kuukausimaksut siirryttäessä perusmaksusta tehokaistaan.

VUOSI 2011	Asiakas 1	Asiakas 2	Asiakas 3	Asiakas 4	Asiakas 5	Asiakas 6	Asiakas 7	Asiakas 8
Max (kW)	16,8	10,07	13,39	9,75	10,11	10,55	8,23	15,68
Tehokaista (kW)	20	15	15	10	15	15	10	20
Hinta (€, kk)	40	30	30	20	30	30	20	40

Asiakkaalla olisi tässä lähtötilanteessa mahdollisuus valita ottaako hän verkkoyhtiön esittämän kaistan vai jonkin muun. Kaistan valinta olisi alussa ilmaista. Asiakas voisi katsoa itselleen sopivan kaistan verkkoyhtiön online-palvelulla tai soittamalla ja kysymällä verkkoyhtiöstä mahdollisia muita ratkaisuja sopivaksi tehokaistan kooksi. Alla olevan kuvan asiakkaan tehokaista olisi 20 kW.



Kuva 5.11. Erään omakotitaloasiakkaan vuoden tuntidata.

Asiakas päätti ottaa 15 kW tehokaistan verkkoyhtiön suositteleman 20 kW sijaan. Asiakas tietää nyt, että hänellä on 15 kW tehokaista, joka maksaa 30 € kk ja hän saa ylittää kaistan 10 kertaa vuoden aikana, muutoin hänen tehokaistansa siirtyy automaattisesti suuremmaksi. Koska tehokaista tuli vain perusmaksun tilalle, joutuu asiakas maksamaan vielä siirrossa kulutetun energian mukaan energiamaksun. Siten laskutusperuste voisi olla taulukon 5.8 tapainen.

Taulukko 5.8. Hinnoitteluesimerkki siirryttäessä perusmaksusta tehokaistaan.

Yksikköhinta 2 €/kW,kk	5 kW	10 kW	15 kW	20 kW
Tehokaista (€, kk)	10	20	30	40
Sallitut ylityskerrat (kpl, a)	10	10	10	10
Yleissähkö	Kulutusmaksut	snt/kWh	2,76	
			päivä	yö
Vuorokausisähkö	Kulutusmaksut	snt/kWh	3,41	1,69

Tällä mallilla mentäisiin eteenpäin niin, että verkkoyhtiöt nostaisivat tehokaistan osuuden n. 50 % tasolle siirtohinnoittelussa muutaman vuoden aikana eli samaan aikaan siirron energiamaksun suuruus pienenesi. Verkkoyhtiö ehdottaisi asiakkaalle sopivan kaistan, jolloin välttyttäisiin ylimitoituksilta. Mikäli asiakas haluaisi jostain syystä isomman kaistan, voisi hän tilata sen ilmaiseksi. Jos asiakas haluaisi tilata pienemmän kaistan kuin verkkoyhtiö ehdottaa, joutuisi hän maksamaan tästä pienen palvelumaksun.

Tämän kriittisimmän siirtymisvaiheen jälkeen verkkoyhtiöt voisivat alkaa tarjoamaan tiheämpiä kaistaportaita, esim. 5 kW, 8 kW, 10 kW, 13 kW. Käytäntö kaistanmääräytymisen perusteena olisi edelleen sama kuin aikaisemmin. Asiakkaalla on kaista, jonka hän saa ylittää jonkin tietyn kertamäärän verran. Tässä vaiheessa kaistanmääräytymisperustetta ei kannata ehkä lähteä enää muuttamaan. Siirryttäessä tehokaistaan perusmaksun osalta oli kuviteltu yksikköhinta 2 €/kW kuukaudessa. Kun energiamaksun osuus on poistunut, on tämän seurauksena tehokaistan yksikköhinta noussut esimerkiksi 4 €/kW. Nyt asiakkaiden hinnat muodostuisivat taulukon 5.9 mukaan.

Taulukko 5.9. Hinnanmuodostuminen siirryttäessä täysin tehokaistaan.

VUOSI 2011	Asiakas 9	Asiakas 10	Asiakas 11	Asiakas 12	Asiakas 13	Asiakas 14	Asiakas 15
Tehokaista (kW)	8	15	10	8	10	8	13
Hinta (€, kk)	32	60	40	32	40	32	52

Tehokaistan painoarvon kasvun vuoksi siirtohinnoittelussa, asiakkaiden sallimia ylityskertoja tulisi kasvattaa porrastaen. Tämän tarkoituksena on tuoda joustavuutta hinnoitteluun. Mikäli asiakas ei pysy tilaamansa kaistan rajoissa, eli hänen ylityskerrat täyttyvät, siirtyy hän verkkoyhtiön toimesta seuraavalle kaistalle. Käytäntö tehokaistan määräytymisessä olisi edelleen se, että verkkoyhtiö ehdottaa kaistaa, ja asiakas voi vaihtaa tai pitää ehdotetun kaistan. Kaikille yritysasiakastyypeille tehokaistahinnoittelu ei hintarakenteen puolesta sovi. Tästä syystä yritysasiakkaille olisi mahdollista

käyttää ylitysmaksua, joka olisi mahdollinen yhdelle tai kahdelle kuukaudelle. Täysin tehokaistaan siirryttäessä siirtohinnoittelu voisi olla taulukon 5.10 mukainen.

Taulukko 5.10. Esimerkki mahdollisesta hinnoittelusta siirryttäessä täysin tehokaistaan.

Tiedot: 4 €/kW,kk	5 kW	8 kW	10 kW	13 kW	15 kW	18 kW	20 kW
Tehokaista (€, kk)	20	32	40	52	60	72	80
Sallitut ylityskerrat (kpl, a)	10	15	20	25	30	35	40
Ylitysmaksu (€, kk)	24						

Myöhemmässä vaiheessa verkkoyhtiöt voivat tarjota asiakkailleen vieläkin tiheämpiä kaistaporrastuksia, kuten 1 kW välein. Asiakkailta tulisi tässä vaiheessa olla kuitenkin jonkinlainen kotiautomaatiojärjestelmä, kulutusnäyttö tai vastaava kertomassa kulutuksesta tunneittain.

## 6 Johtopäätökset

Energiatehokkuuden parantaminen sekä energian tuotannon ympäristövaikutusten pienentäminen edellyttävät muutoksia koko energijärjestelmässä. Tällöin avainasemassa on erityisesti uudistuvia energialähteitä hyödyntävä hajautettu tuotanto, kuten tuuli- ja aurinkoenergia. Koska näiden tuotantomuotojen tuotanto on vaikeasti ennustettavissa, tarvitaan kysyntäjoustoja tasaamaan kulutuksen ja tuotannon vaihteluita, sekä uudenlaisia hinnoittelurakenteita, jotka kannustavat energiatehokkuuden parantamiseen ja kysyntäjoustop käyttöön. Tavoitteena on jakeluverkkoyhtiön hinnoittelujärjestelmä, joka kannustaa loppukäyttäjiä toimimaan siten, että koko energijärjestelmän, mukaan lukien tuotanto, siirto ja jakelu, energiatehokkuus maksimoituu ja kansantalouden kokonaiskustannukset minimoituvat. Tämän lisäksi hinnoittelurakenteen tulee olla kustannusvastaava, oikeudenmukainen, ymmärrettävä ja tasapuolinen kaikkien toimijoiden näkökulmasta.

Tässä tutkimuksessa on tarkasteltu jakeluverkon tariffirakenteiden kehittämismahdollisuuksia verkkoyhtiöiden, asiakkaiden ja muiden energia-alan toimijoiden näkökulmasta. Nykyinen tariffirakenne vaatii kehittämistä etenkin sen huonon kustannusvastaavuuden ja heikkojen kannustinvaikutusten vuoksi. Nämä tekijät muodostuvat ongelmiksi erityisesti energijärjestelmän tulevaisuuden muutoksissa, koska energiatehokkuustoimenpiteet vaikuttavat siirretyn energian sekä asiakkaiden tehontarpeen määrään ja siten sekä verkkoyhtiön tuloihin että kuluihin. Käytännössä verkkoyhtiön kulut ovat suurimmaksi osaksi riippuvaisia verkon huipputehosta, kun taas nykyisissä tariffirakenteissa, joissa on yleensä kiinteä perusmaksu ja energiatariffi, valtaosa tuloista perustuu siirretyn energian määrään. Siten sähkönkäytön muutokset eivät vaikuta nykyisessä tariffirakenteessa samalla tavoin tuloihin ja menoihin. Esimerkiksi asiakkaan oma pienen mittakaavan sähköntuotanto tai sähkölämmitteisen rakennuksen ilmalämpöpumppu parantavat kokonaisenergiatehokkuutta ja vähentävät verkossa siirrettävän energian määrää, mutta eivät yleensä vaikuta asiakkaan verkosta otamaan huipputehoon. Siten nämä toimenpiteet pienentävät nykytilanteessa verkkoyhtiön tuloja, mutta eivät vaikuta kustannuksiin. Nykyinen tariffirakenne ei myöskään kannusta asiakkaita optimoimaan sähkönkäyttöään jakeluverkon näkökulmasta, jolloin sähkönsiirron energiatehokkuuden lisäämiseen ei ole insentiiviä. Voidaan todeta, että tariffirakennetta tulee kehittää siten, että se on verkkoyhtiön kannalta paremmin kustannusvastaava ja kannustaa asiakasta optimoimaan sähkönkäyttöään myös jakeluverkon näkökulmasta. Lisäksi tulee huomioida, että tariffirakenne ei aiheuta ristiriitoja muiden energia-alan toimijoiden näkökulmasta. Tällä hetkellä on myös sopiva aika kehittää tariffirakennetta, koska tariffirakenneuudistus voidaan toteuttaa AMR-mittareiden käyttöönoton sekä vähittäismarkkinamallin muutosten kanssa samassa yhteydessä.

Tässä tutkimuksessa tarkastelluista tariffirakennevaihtoehdoista parhaiten tavoitteita vastaa tehokaistahinnoittelu, jossa asiakkaan siirtomaksu riippuu tilatusta tehokaistasta (esim. 5 kW, 8 kW, 11 kW...). Tällainen hinnoittelumalli kannustaa asiakasta optimoimaan sähkönkäyttönsä siten, että huipputehontarve pienentyy. Verkkokapasiteetin käyttöasteen kasvaessa pitkän aikavälin kustannukset pienentyvät, mikä puolestaan hyödyttää taloudellisesti myös asiakasta. Energiaperusteinen sähköenergian hinnoittelu puolestaan kannustaa kokonaisenergiankäytön pienentämiseen. Keskeisin sähkönjakelun kustannuksiin vaikuttava tekijä on verkon huipputeho. Tehopohjainen hinnoittelu on tällöin verkkoyhtiön kannalta kustannusvastaava. Se on myös asiakkaiden kannalta oikeudenmukainen, koska kustannukset jakautuvat asiakkaiden kesken siten, että suuremman kustannuksen aiheuttava asiakas maksaa suuremman hinnan ja päinvastoin.

Mikäli vähittäismarkkinoiden markkinamalli kehittyy siten, että jatkossa myyjä vastaa asiakasrajapinnasta ja laskuttaa asiakkaalta myös verkkoyhtiön osuuden, on myyjällä kannuste ohjata asiakkaan sähkönkäyttöä sekä markkinoiden että verkon kannalta kokonaisoptimiin. Tällöin sähkön myyjä optimoi asiakkaan kuormien, energiavarastojen ja tuotannon ohjauksen spot-hintojen mukaisesti, ottaen samalla huomioon myös asiakkaan optimaalisen tehokaistan mitoituksen. Asiakkaan kaistaa voidaan kasvattaa, mikäli kaistan kasvattamisen kustannukset ovat pienemmät kuin markkinapohjaisella kuormanohjauksella saavutettavat hyödyt. Vastaavasti kaistaa pienennetään, mikäli kaistan pienentämisen tuomat säästöt ovat suuremmat kuin kuormanohjauspotentiaalinen pienentymisen aiheuttamat menetykset. Edellä kuvatun kaltaisessa tilanteessa kokonaisenergiatehokkuus, mukaan lukien sähkön tuotanto ja jakelu, maksimoituu, koska samanaikaisesti optimoidaan sekä verkko- että tuotantokapasiteetin käyttö. Kun kaistan hinta vastaa jakeluverkon marginaalikustannuksia, ja spot-hinta puolestaan tuotannon marginaalikustannuksia, edellä kuvattu toimintamalli ohjaa myös kansantaloudellisten kustannusten kannalta kokonaisoptimiin.

Tariffirakenteen muuttaminen johtaa väistämättä hinnan muutoksiin yksittäisten asiakkaiden kohdalla. Lopputuloksena on kuitenkin oikeudenmukaisempi ja kannustavampi tariffirakenne, jossa kustannukset jakautuvat nykyistä paremmin aiheuttamisperiaatteen mukaisesti. Uuteen hinnoittelurakenteeseen voidaan siirtyä asteittain, jolloin vältetään suurilta kertamuutoksilta yksittäisten asiakkaiden kannalta ja voidaan samalla varmistaa verkkoyhtiön tulonmuodostuksen riittävyys sekä siirtymäaikana että uudessa tariffirakenteessa.

## 7 Jatkoselvitystarpeet

Tariffirakenteita ja niiden vaikutuksia on tarkasteltu tässä tutkimuksessa laajalti. Tulosten pohjalta on noussut esille myös jatkoselvitystarpeita, joihin on tulevaisuudessa syytä paneutua.

Tässä tutkimuksessa on esitetty tehokaistan vaikutuksia kysyntäjoustoön pääpiirteittäin. Jakelutariffin vaikutuksia markkinapohjaiseen kysyntäjoustoön tulee kuitenkin analysoida jatkossa syväällisemmin, siten että huomioidaan sekä tehokaistan että markkinapohjaisen kysyntäjoustoön yhdessä muodostamat kannusteet ja kokonaisvaikutukset sekä asiakkaan että koko energiajärjestelmän kannalta.

Uudistetun tariffirakenteen vaikutuksia tulee pilotoida todellisessa käyttöympäristössä ennen niiden laajaa käyttöönottoa. Tällöin erityistä huomiota tulee kiinnittää tariffirakenteen ymmärrettävyyteen asiakkaiden näkökulmasta sekä siihen, miten ne todellisuudessa vaikuttavat asiakkaiden käyttäytymiseen. Samassa yhteydessä voidaan myös selvittää edellä esitetyn kysyntäjoustoön toteutusmahdollisuuksia ja todellista potentiaalia erilaisilla asiakkailla, sekä sitä, miten asiakkaiden aktiivisuutta kysyntäjoustoön suhteen on mahdollista lisätä.

Yksi pienkuluttajien tariffien kannalta ongelmallinen seikka on loistehon laskutus. Laitekannan muutokset kasvattavat loistehon kulutusta myös pienasiakkailta, mutta loistehon pienentämiseen ei ole kannusteita, koska se ei vaikuta laskutukseen nykyisessä tariffirakennemallissa. Tähän ei ole luvassa muutoksia myöskään siinä tapauksessa, että hinnoittelu perustuu tässä raportissa esitettyyn tilaustehoon. Mikäli hinnoittelu perustuisi tehon sijaan virtaan, olisi siinä mukana myös loisteho. Tällöin ongelmana on kuitenkin se, että nykyiset AMR-mittarit eivät rekisteröi virtaa tai loistehoa, jolloin tämä vaihtoehto vaatisi uudistuksia mittareihin. Pienkuluttajien kohdalla ongelmana on myös monelle tuntemattoman teknisen käsitteen ja sen laskutuksen informointi asiakkaalle. Osaltaan pienasiakkaiden loistehoihin voidaan vaikuttaa laitestandardeilla, mutta myös verkkotariffissa tulisi olla selkeä kannuste loistehon pienentämiseen. Tämän käytännön toteuttaminen vaatii kuitenkin lisätutkimuksia.

Tässä tutkimuksessa esitettyjen analyysien ja tulosten lisäksi tulee vielä jatkossa selvittää tehokais- taan liittyvät juridiset näkökulmat yhteistyössä toimialan ministeriön (Työ- ja elinkeinoministeriö) kanssa.

## Lähteet

Belonogova, N., Lassila, J., Partanen, J. Effects of demand response on the distribution company business. NORDAC 2010, September 2010, Aalborg, Denmark

Energiapalveludirektiivin (2006/32/EY)

Energiatehokkuussopimukset. <http://www.energiatehokkuussopimukset.fi>. Viitattu 8.3.2012

EMV 2010a. Selvitys sähkötariffien hintakomponenttien kehityksestä vuosina 2000–2010. Energiamarkkinavirasto 31.3.2010.

EMV 2010b. Sähköverkkotoiminnan tunnusluvut vuosilta 2007 – 2010.

EMV 2012b. Sähköhinnan kehitys. 1.3.2012

EMV 2012a. Kalvokuvia sähköhinnasta 1.2.2012

ET 2011. Energiavuosi 2011. Energiateollisuus ry:n kalvosarja.

Evens, C., Kärkkäinen, S. 2010. Pricing models and mechanisms for the promotion of demand side integration. Research Report. VTT

EY 2011/0172. Euroopan parlamentin ja neuvoston direktiivi energiatehokkuudesta ja direktiivien 2004/8/EY ja 2006/32/EY kumoamisesta (Ehdotus direktiiviksi). Bryssel 22.6.2011

Kärkkäinen, S., Farin, J. Jakeluverkon siirtotariffien rakenteet. Sähkömarkkinakeskuksen julkaisuja 1/2000

Laki energiamarkkinoilla toimivien yritysten energiatehokkuuspalveluista (1211/2009)

Nemesys. 2005. Towards a Pan-Nordic Regulation for Distribution System Operations. Final Report. Sumicsid AB.



Similä, L., Koreneff, G., Kekkonen, V. 2011. Network tariff structures in Smart Grid environment. Research report. VTT

Sähkömarkkinalaki (386/1995)

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

TTS 2012. Työtehoseura. Kodin energiaopas. <http://www.tts.fi/kodinenergiaopas/>, viitattu 11.4.2012

Valtioneuvoston asetus sähköntoimitusten selvityksestä ja mittauksesta (66/2009)

[www.sollentunaenergi.se](http://www.sollentunaenergi.se), viitattu 15.3.2012

## LIITE I: Laskenta-aineisto – ja metodiikka

Tehokaistahinnoittelua on tutkittu laajalla asiakasjoukolla. Asiakasjoukko muodostuu kahden eri verkkoyhtiön alueelta koostuvista noin 400 ja 1100 asiakkaan esimerkkiryhmistä. Kaistahinnoitteluanalyysit perustuvat näiden verkkoyhtiöiden asiakkaiden AMR-dataan. Datasta kerätyt ja lasketut tiedot on koottu seuraavaan taulukkoon.

Taulukko 1. Laskenta-aineistojen tiedot.

Tiedot	Asiakasjoukko A	Asiakasjoukko B
Asiakkaita (kpl)	389	1 111
Liikevaihto (€ a)	177 598	1 289 646
Sähköenergia (MWh)	3 869	28 602
Suurin tuntiteho (kW)	1 022	7 614
Asiakkaiden huipputehojen summa (kW)	2 814	15 692
Liikevaihto/asiakas (€ a)	457	1 161

Taulukossa 1 olevat liikevaihdot on laskettu alla olevien taulukkojen perusteella. Taulukossa 2 on asiakasjoukon A hinnoittelu ja taulukossa 3 asiakasjoukon B hinnoittelu. Hinnat on laskettu jokaiselle asiakkaalle erikseen, mistä on laskettu koko asiakasjoukon liikevaihto. Hinnat eivät sisällä sähköveroja.

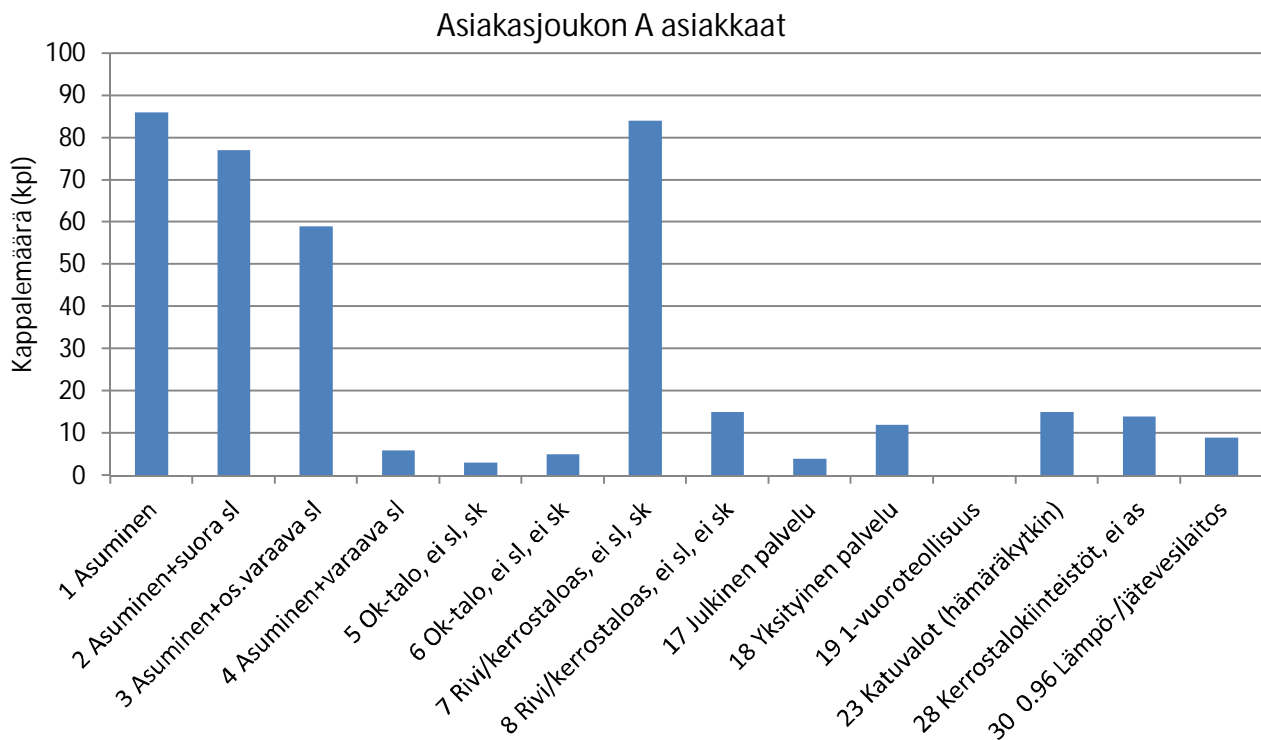
Taulukko 2. Asiakasjoukko A:n liikevaihdon selvittämisessä käytetty hinnoittelu.

Yleissähkö		Vuorokausisähkö	
Pääsulake	Perusmaksut [€, a]	Pääsulake	Perusmaksut [€, a]
3x25 A	124,12	3x25 A	238,57
3x35 A	224,85	3x35 A	378,59
3x63 A	510,24	3x63 A	765,46
3x100 A	1128,92		
		Kulutusmaksut päivä [snt/kWh]	3,41
Kulutusmaksut [snt/kWh]	2,76	Kulutusmaksut yö [snt/kWh]	1,69

Taulukko 3. Asiakasjoukko B:n liikevaihdon selvittämisessä käytetty hinnoittelu.

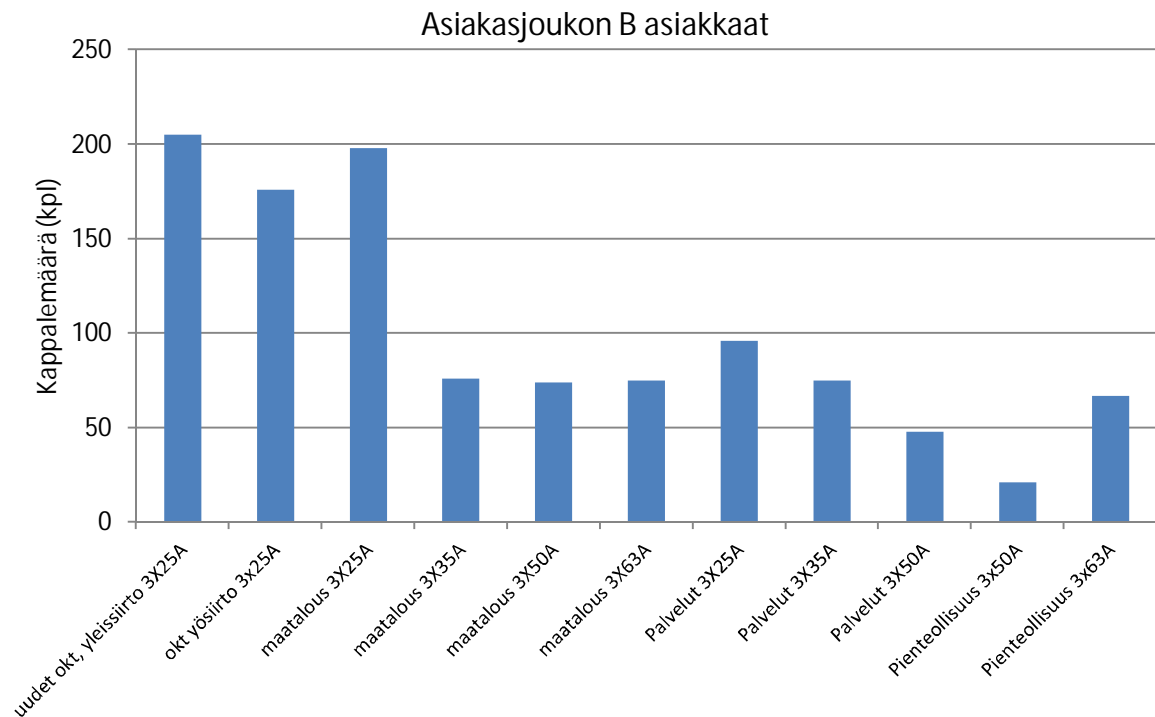
Yleissiirto		2-aikasiirto	
Pääsulake	Perusmaksut [€, kk]	Pääsulake	Perusmaksut [€, kk]
3x25 A	13,11	3x25 A	22,79
3x35 A	22,63		
3x50 A	42,45		
3x63 A	56,71		
		Kulutusmaksu päivä [snt/kWh]	2,68
Kulutusmaksu [snt/kWh]	3,48	Kulutusmaksu yö [snt/kWh]	1,64

Asiakasjoukon A asiakasjakauma selviää puolestaan kuvasta 1 ja asiakasjoukon B kuvasta 2. Asiakasjoukolla A on runsaasti asumista, joista lähes puolet on sähkölämmitystä. Kotitalouksia suurempia sähkökuluttajia aineistossa on vain muutamia.



Kuva 1. Asiakasjoukon A käyräjako.

Asiakasjoukon B asiakkaat ovat enemmän sähköä kuluttavia asiakkaita. Aineistosta löytyy omakotitaloasumista, maataloutta, palveluja ja pienteollisuutta. Tämä aineisto kattaa pienjänniteasiakasryhmät jo melko kattavasti.



Kuva 2. Asiakasjoukko B:n käyräjako.

Kustannusvastaavuuden kannalta verkkoliikevaihdon ja verkon tehon tulisi olla huomioituna uutta tehopohjaista tariffia määritettäessä. Tämä voisi tarkoittaa sitä, että verkkoliikevaihto jaettaisiin suurimmalla teholla, jolloin verkkoyhtiön tehokaistan yksikköhinnaksi muodostuisi €/kW. Tästä määräytyisi asiakkaan sähkönsiirtolasku käytetyn tehon mukaan. Tarkasteltavan yhtiön liikevaihto pysyisi lähes samana, mutta muutoksia johtolähtö-, muuntopiiri- ja asiakastasolla saattaisi tapahtua liikevaihdon suhteen paljon. On joitakin peruseriaatteita, joita tehokaistan määrittämisessä tulee ainakin ottaa huomioon:

- Takaa verkkoyhtiön tarpeenmukaisen tulonmuodostuksen sekä verkkoyhtiöiden nykyisen tason liikevaihdon
- Ei aiheuta asiakkaalle kohtuutonta vuotuista siirtomaksun muutosta
- Ei aiheuta muutosta edellisten suhteen uusissa ja muuttuvissa tilanteissa.

Katsotaan tätä vyyhtiä tarkemmin. Asiakasjoukko A:ta voidaan ajatella johtolähtönä. Selvitetään tällä asiakasjoukolla yksittäisen ampeerin hinta. Johtolähdön huipputeho on 1 022 kW ja tehokerroin 0,96, tällöin saadaan johtolähdön virraksi pienjännitteeseen redusoituna:

$$I_{\max} = \frac{P_{\max}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos\varphi} = \frac{1022000}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0,96} = 1475A,$$

kun liikevaihto jaetaan suurimmalla ampeerimäärällä, saadaan vuosittaiseksi hinnaksi ampeeria kohti:

$$177\,598 \text{ €} / 1\,475 \text{ A} = 120,38 \text{ €/A, a,}$$

joka tekee tällöin kuukautta kohti 10,03 €/A, kk. Tämä tarkoittaisi käytännössä koko asiakasjoukolle muodostuvaa keskimääräistä ampeerihintaa. Yksittäiselle asiakkaalle tällä menetelmällä muodostuva hinta ei ole todennäköisesti oikea. Jos lasketaan asiakkaiden suurimman summatun tuntitehon 2 814 kW mukaan suurin ampeerimäärä, saadaan:

$$I_{\max} = \frac{P_{\max}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos\varphi} = \frac{2814000}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0,96} = 4062A,$$

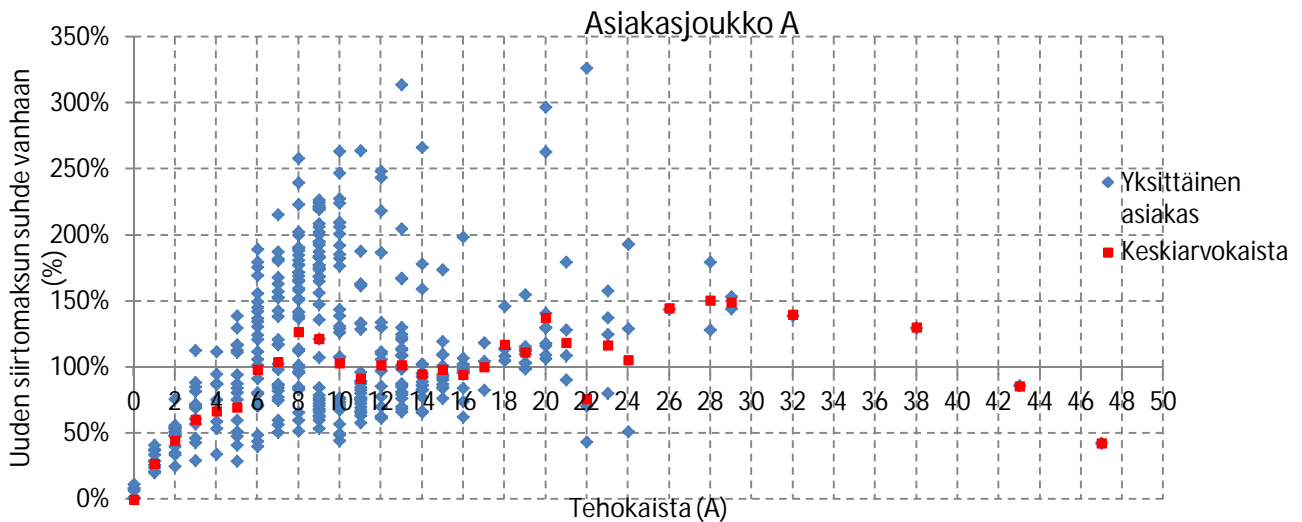
kun liikevaihto jaetaan tällä ampeerimäärällä, saadaan:

$$177\,598 \text{ €} / 4\,062 \text{ A} = 43,72 \text{ €/A, a ja kuukaudessa } 3,64 \text{ €/A, kk.}$$

Ensimmäinen ampeerihinta asiakkaille 10 €/A, kk tuntuisi todella suurelta keskimääräiseksi ampeerihinnaksi. Jos asiakkaan tehokaista olisi kolmivaihejärjestelmässä 3x25 A, hän maksaisi kuussa 250 € ja vuodessa 3000 € sähkönsiirrosta. Tämän hinnan mukaan lasketusta verkkoyhtiön kokonaisliikevaihdosta tulisi huomattavasti nykyistä suurempi, jonka vuoksi tämä laskentamenetelmä ei sovellu käytettäväksi. Käytetään asiakkaiden kaistahinnoittelussa keskimääräistä ampeerihintaa 3,64 €/A, kk. Valitaan kaistahinnoitteluun aluksi keskimääräinen ampeerihinta, jossa ampeerin hinta on kaikille asiakkaille sama. Tästä seuraa myös se hyvä puoli, että kaistan kasvaessa kaistanhinta kasvaa tasaisesti. Tällöin tehokaista olisi ampeerin välein ja hinta kasvaa, kun ampeerit kasvavat.

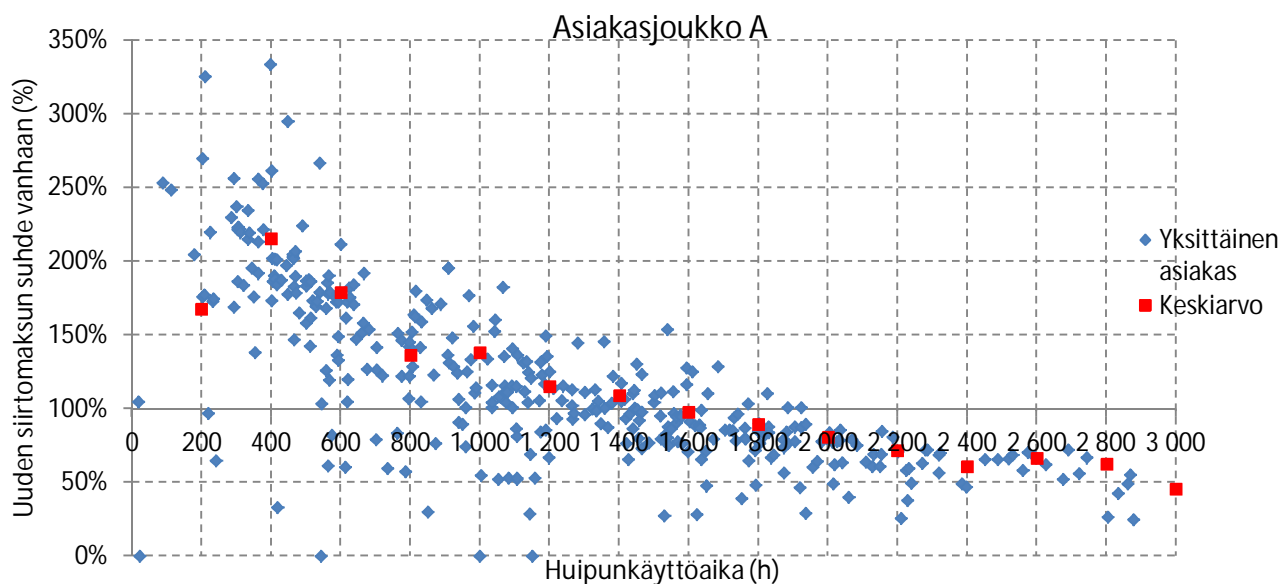
Verkkoyhtiön sulakeasiakkailta tulee selvittää muodostuva tehokaista vuoden huipputuntitehosta, josta lasketaan kaistan suuruus ampeereissa. Tämän jälkeen jokaiselle asiakkaalle lasketaan kaistamaksu kuukaudessa vakiohinnalla 3,64 €/A, kk. Tällä hinnalla liikevaihto johtaa asiakasjoukon A osalta arvoon 177 413 € Eli liikevaihto pysyy lähes samana kuin nykyisellä siirtohinnoittelulla (tau-

lukko 1). Tutkitaan hintamuutosta yksittäisen asiakkaan näkökulmasta. Seuraavaan kuvaan on koottu kaikki tarkastelussa olevat asiakkaat, ja heidän siirtohintojen muutos edellä esitetyllä mallilla laskettuna.



Kuva 3. Vuotuinen siirtomaksun muutos asiakkaiden nykyisellä sähkökäytöllä, kun verrataan kaistahinnoittelua nykyiseen siirtohinnoittelumalliin. Yksi piste on aina yksi asiakas. 100 % taso kuvaa nykyhinnoittelun siirtomaksua, jossa asiakkaiden ampeerit vastaavat tämän hetken kulutusta.

Tähän kuvaan asiakkailta on otettu vuoden suurin tuntiteho AMR-datasta, ja muutettu teho tämä virraksi. Tämän jälkeen asiakkaalle on valittu kaista, joka olisi hänelle sopiva. Esimerkiksi asiakkaan, jonka suurin tuntiteho on vuoden ajalta 13,5 kW, maksimikaista on 19,5 A. Tällöin asiakkaan olisi otettava 20 A kaista. Kuvasta voidaan havaita, että hintamuutos on suuri useilla asiakkailla. Käytännössä asiakkailla on kuitenkin mahdollisuus vaikuttaa hintoihin pienentämällä tehonkäyttöään. Suurimmat siirtohinnat olisivat yli 300 % nykyiseen verrattuna. Toisaalta nähdään, että lähes kaikkien alle 5 A asiakkaiden hinnat laskevat nykyisestä. Tutkitaan asiaa myös huipunkäyttöajan mukaan, sillä voisi ajatella että siirtohinnan muutos on sitä suurempi, mitä terävämpi on asiakkaan huipunkäyttöaika.



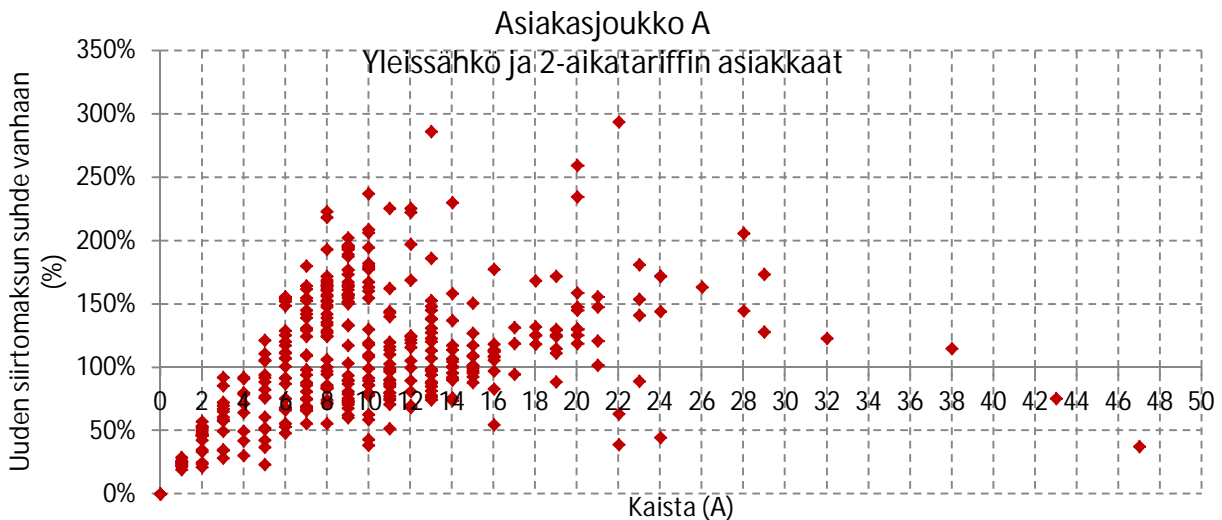
Kuva 4. Vuotuinen siirtomaksun muutos, kun verrataan kaistahinnoittelua nykyiseen siirtohinnoittelumalliin huipunkäyttöajan funktiona. Yksi piste on aina yksi johtolähdön asiakas. 100 % taso kuvaa nykyhinnoittelun siirtomaksua, jossa asiakkaiden ampeerit vastaavat tämän hetken kulutusta.

On selvästi nähtävissä, että asiakkaat joiden huipunkäyttöaika on alle 1500 h vuodessa, joutuisivat maksamaan siirtolaskussaan enemmän kuin tällä hetkellä. Tämä vastaisi hyvin aiheuttamiskustannuseriaatetta, sillä lyhyimmät ja terävimmät tehohiiput aiheuttavat myös verkkoihin suurimmat kustannukset. Kaikki asiakkaat, joiden huipunkäyttöaika on alle 2000 h, maksaisivat tällä asiakasjoukolla nykyistä enemmän siirtomaksussa. Mille asiakasryhmille syntyisi lisämaksua ja mitkä asiakasryhmät selviytyisivät pienemmillä maksuilla? Asiakasryhmistä siirtomaksuista nykyiseen verrattuna joutuisivat maksamaan lisää asiakkaat, jotka kuuluvat yleisesti omakotitaloasumiseen tai sähkösaunan omistaviin rivi- ja kerrostaloasukkaihin. Tässä suhteessa vähemmän siirtomaksusta maksavia taas olisivat suorat ja osittain varaavat sähkölämmitysasiakkaat sekä rivi- ja kerrostaloasukkaat, joissa ei ole sähkökiuasta.

Voidaan todeta karkeasti, että perinteiset yleissähköasiakkaat ovat toistaiseksi maksamassa tässä hinnoittelumallissa enemmän kuin tähän asti. Tällä mallilla hajonta eli yksittäisten asiakkaiden siirtomaksun muutokset muodostuvat todella suureksi. Pyritään nyt selvittämään teoreettisesti, olisiko ylipäätään mahdollista tehdä kaistahinnoittelumallia, jossa siirtohinnan muutokset olisivat kohtuullisemmat.

Huomattiin siis, että yleissähköasiakkaat joutuisivat maksamaan siirtohinnoittelussa kovemman hinnan kuin tällä hetkellä ja sähkölämmittäjillä tämä olisi yleisesti ottaen taas päinvastoin. Muodostetaan vakiohintamallille kaksi käyttäjäryhmää: yleissähkö ja 2-aikatariffi. Katsotaan saadaanko

siirtomaksun muutoksesta syntyvää hajontaa yhtään pienennettyä. Lasketaan molemmille asiakasryhmille vakiohintainen ampeerihinta. Tehdään tämä niin, että kootaan asiakasryhmän liikevaihto ja jaetaan se asiakasryhmän asiakkaiden suurimmalla summatulla tuntiteholla. Tällöin 2-aikatariffille ampeeri maksaisi 4,1 €/A, kk ja yleissähköasiakkaalle 3,2 €/A, kk. Nyt voitaisiin sanoa, että yleissähkö asiakkaat eivät maksa kaistahinnoittelua eli muutokset kaistahinnoitteluun siirtymisestä olisivat tasapuoliset. Katsotaan, mitä tapahtuu yksittäisten asiakkaiden vuosittaisille siirtohinnoille.



Kuva 5. Vuotuinen siirtomaksun muutos, kun asiakkaat on luokiteltu 2-aikatariffiin ja yleissähköasiakkaisiin.

Niin kuin kuvasta nähdään, ei pelkkä asiakastyypin jako saa suuria muutoksia aikaan. Jos hinnoittelua haluttaisiin viedä kuitenkin tähän suuntaan, olisi yleissähköasiakkaille ja 2-aikatariffin asiakkaille löydettävä sellaiset kaistahinnat, että kyseisen tariffin voisi valita kuka asiakas tahansa. Kaistassa olisi myös mahdollisuus, että kaistahinnat olisivat yöaikaan halvempia. Toisaalta verkkoyhtiöiden yötariffeissa päivän ja yön energiahinnat ovat lähentyneet merkittävästi. Onkin aivan toinen kysymys, tarvitseeko siirtoyhtiön tarjota erikseen päivä ja yöhintoja, jos sähkönmyyjä tekee sen.

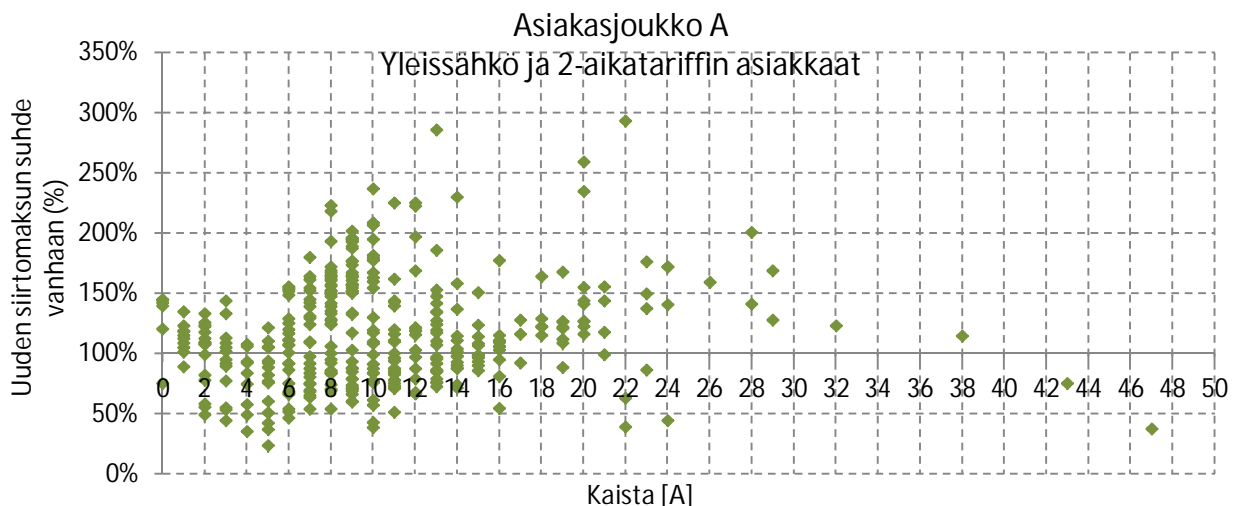
Asiakasjoukossa on sellaisia asiakkaita, joiden tilaama kaista on 0 – 4 A, kuten kesämökit. Tällöin asiakkaat eivät tuota kaistahinnoittelussa katetta tai tuottavat sitä selvästi vähemmän mitä aikaisemmin ovat tuottaneet. Jos esimerkiksi asiakkaan käyttämä kaista olisi 0 A, maksaisi hän silloin  $0 \text{ A} * 3,2 \text{ €/A, kk} * 12 \text{ kk} = 0 \text{ €/vuodessa}$ .

Tämän tapaisille asiakkaille olisi tehtävä jokin kynnyismaksu. Nykyisessä siirtohinnoittelumallissa tätä maksua ajaa perusmaksu. Edellisestä kuvasta voidaan nähdä, että alle 5 A asiakkaiden siirtomaksut ovat selvästi alle 100 % tason, eli laskevat nykyisestä. Määritetään kynnyismaksu asiakkail-



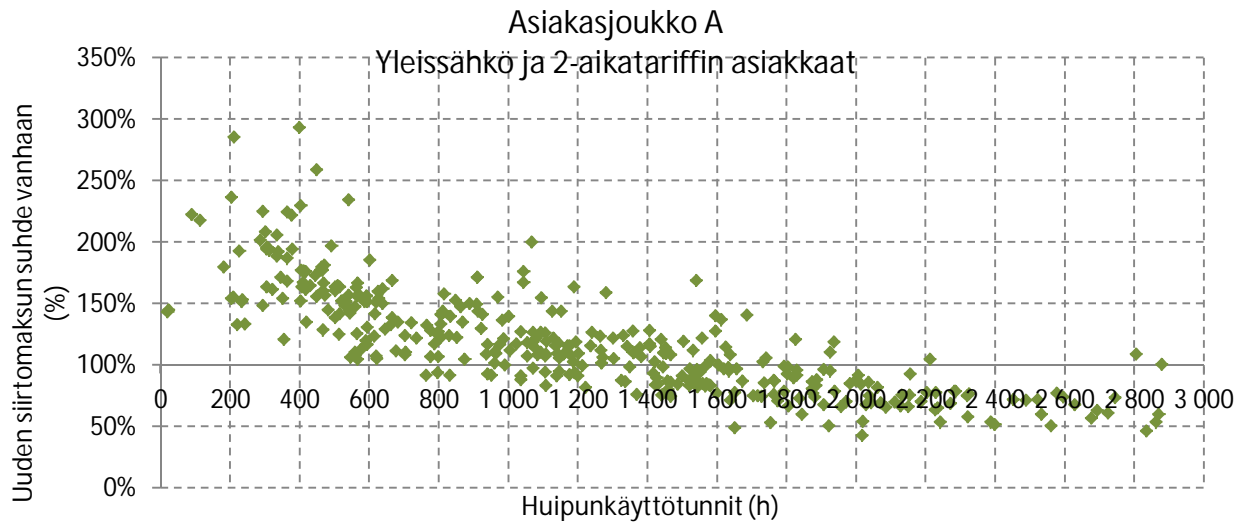
le, joiden kaista on 0-4 A. Suuremmille asiakkaille, kuten 5 A kaistan tilaajille, on perusteltua käyttää aikaisemmin esiteltyä mallia, koska yleisesti asiakas lähes aina käyttää vähintäänkin tuon verran tehoa arkipäivän elämässä.

Laskentaperiaatteena kynnysmaksulle voitaisiin käyttää esimerkiksi seuraavaa laskentatapaa. Nykyisessä 3x25 A yleissähköasiakkaan perusmaksu on 124 €/a (Taulukko 2). Normaali kulutus asuttavassa kohteessa on 2000 kWh. Jos siirron hinta olisi 2,76 snt/kWh, voitaisiin näillä perusteilla ajatella kaistahinnaksi 180 €/a, mikä tekee hinnaksi kuukaudessa 15 €. Kynnysmaksua tarvitaan, koska sillä katetaan kiinteät kulut, kuten laskutus ja mittaus. Seuraava kuva kertoo, mitä kynnysmaksu aiheuttaa siirtomaksuille. Kuvissa kynnysmaksut on huomioitu, mutta kaistat on pidetty alkuperäisinä.



Kuva 6. Siirtomaksun muutos, kun hinnoitteluun lisätään kynnysmaksu.

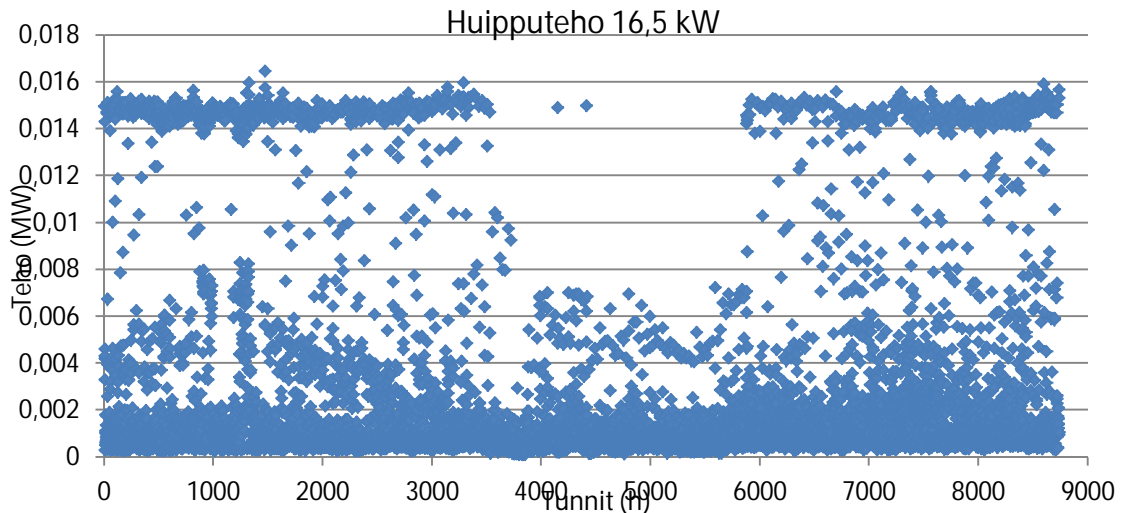
Nyt voidaan havaita, että asiakkaat sijoittuvat huomattavasti tasaisemmin 100 % tasoon nähden. Toisin sanoen hinnoittelussa nykyiseen verrattuna yksittäisen asiakkaan muutokset tasoittuvat. Esitetään sama asia huipunkäyttöajan funktiona.



Kuva 7. Siirtomaksun muutos huipunkäyttöajan funktiona, kun hinnoitteluun lisätään kynnyismaksu.

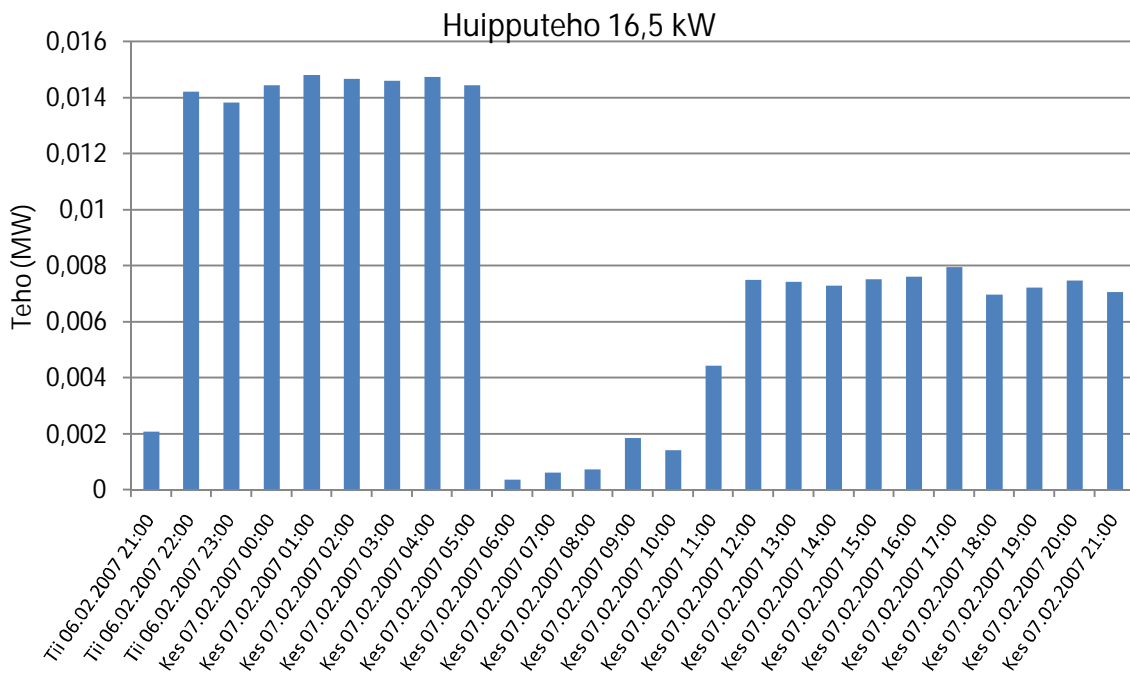
Kuvasta 7 voidaan nähdä, että siirtomaksu jäisi kaistahinnoittelulla pienemmäksi nyt suurimmalla osalla yli 1000 tunnin asiakkaista. Sähköverkon näkökulmasta tämä olisi täysin oikean suuntainen tulos, jolloin hinnoittelu vastaisi aiheuttamiskustannuksia. Edellisistä kuvista päätellen asiakashajonnat ovat melko suuria. Niin kuin aikaisemmista pohdinnoista tiedetään, johtuvat muutokset asiakasjoukon todella merkittävästä erilaisuudesta. Tällä hetkellä muutokset näyttävät olevan suuria, mutta ne ovat verkon näkökulmasta täysin oikeansuuntaiset. Muutoksesta aiheutuva voimakas siirtomaksun kallistuminen kertoo siitä, että tällaisilla asiakkailla kustannusvastaavuus ei ole ollut sellainen kuin sen kuuluisi olla. Tilanne on nyt kehittymässä täysin oikeaan suuntaan. Voidaan periaatteessa ajatella niin, että asiakkaat joilla siirtomaksu kasvaisi, ovat tähän saakka maksaneet kustannusvastaavuuden näkökulmasta liian pientä siirtohintaa.

Sähkölämmittäjät ovat riippuvaisia sähköstään ulkolämpötilan mukaan, joten heillä ei ole nykyisellä mallilla kovin suurta mahdollisuutta pienentää kaistaansa. Tutkitaan asiaa tarkemmin. Kuvissa 8 ja 9 näyttäisi siltä, että varaavaa sähkölämmitystä ei voi siirtää muille yön tunneille.



Kuva 8. Varaavan sähkölämmitysasiakkaan kuormituskäyrä vuoden ajalta.

Ainoa vaihtoehto olisi siirtää yön tunnit osittain pois nykyisiltä tunneilta päivän tunneille. Varaavat sähkölämmitysasiakkaat ovat vaarassa joutua maksamaan huomattavan paljon kaistahinnoitteluun siirtymisestä verrattuna muihin asiakkaisiin. Tämä tulisi joko hyväksyä tai olisi käytettävä kompensoivaa mallia. Kompensoiva malli voisi tarkoittaa käytännössä nykyisille 2-aikatariffiasiakkaiden hinnoitteluun yökaistatariffin lisäämistä tai yksikköhinnan muuttamista suuremmilta kaistoilta pienemmäksi.



Kuva 9. Varaavan sähkölämmitysasiakkaan kuormituskäyrä yhden vuorokauden ajalta. Ulkolämpötila on n.  $-30^{\circ}\text{C}$  kuvaajan ajankohtana. Varaajan lämmitysteho on todennäköisesti n. 15 kW. Suurin tuntiteho on muodostunut silloin, kun kovilla pakkasilla on ollut hieman muitakin laitteita päällä.

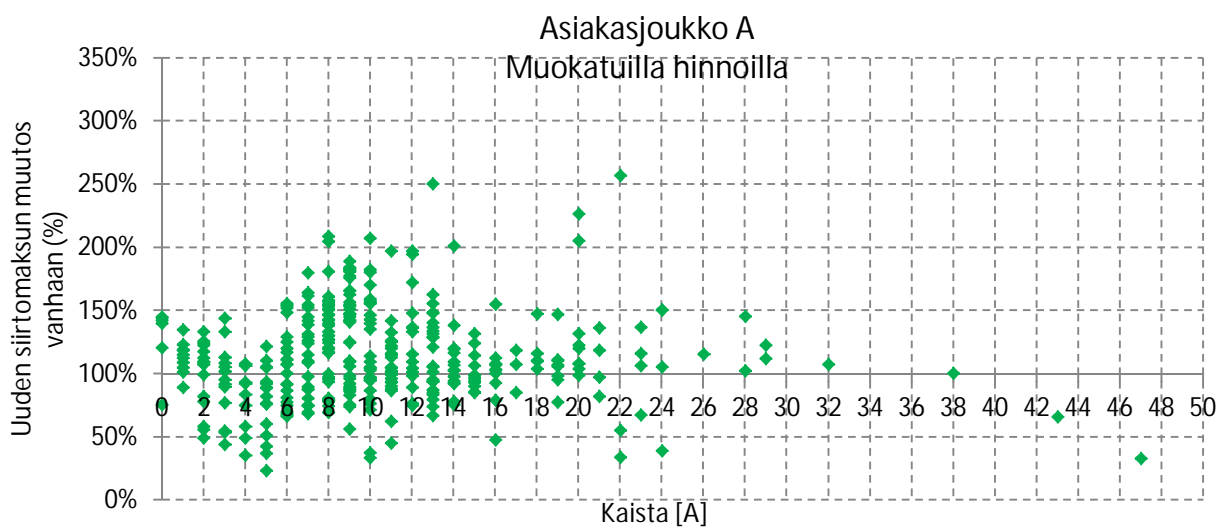
Nykymenetelmillä varaavilla sähkölämmittäjillä on lähes aina yötariffi, jolloin asiakkaan varaava sähkölämmitys menee tyypillisesti päälle klo 22 ja menee pois päältä klo 7. Tämän ajan varaava sähkölämmitys tuottaa lämpöä öiseen aikaan, jolloin sähkönhinta on halpaa. Tätä kaista osuutta varaavilla sähkölämmitysasiakkailla olisi mahdollisuus pienentää siirtämällä tehoja toiseen ajankohtaan, jolloin asiakkaan tehojen ohjauksella eri tunneille voitaisiin tasoittaa verkkoyhtiön tai jopa kansallisen tason tehon vaihteluita.

Varaavan sähkölämmityksen asiakkailla ei ole juurikaan mahdollisuutta pienentää kaistaansa, jos yö-/päiväjaottelu pidetään ennallaan. Suoran sähkölämmityksen asiakkailla kaistan pienentämispotentiaali on hieman parempi. Suorassa sähkölämmityksessä asiakkaan lämmitystarve riippuu ulkolämpötilasta, joka muodostaa lämmityskuorman melko tasaiseksi vuorokauden ympäri. Asiakas voi omalla toiminnallaan vaikuttaa siten hieman paremmin kuin varaava sähkölämmittäjä tarvitsemaansa kaistaansa. Esimerkiksi jos asiakkaan lämmitystarve on n. 5 kW vuorokauden ympäri, voi hän vaikuttaa siihen miten paljon hän haluaa käyttää muita laitteita samanaikaisesti ja paljonko hän haluaa tehoa näistä laitteista. Näillä perusteilla olisi siis tarpeellista huomioida sähkölämmittäjien kaistahintojen muokkaaminen. Tutkitaan suurien kaistojen ampeerihintojen pienentämisen vaikutuksia. Tarkastelu on täysin teoreettinen ja sillä pyritään selvittämään mahdollisuutta kaistahinnoittelun toteuttamiseen yksittäisen asiakkaan näkökulmasta. Asiakasjako on tehty yleissähköasiakkaisiin ja 2-aikatariffiasiakkaisiin.

Taulukko 4. Yleissähkö ja 2-aiatariffiasiakkaiden muokatut kaistahinnat.

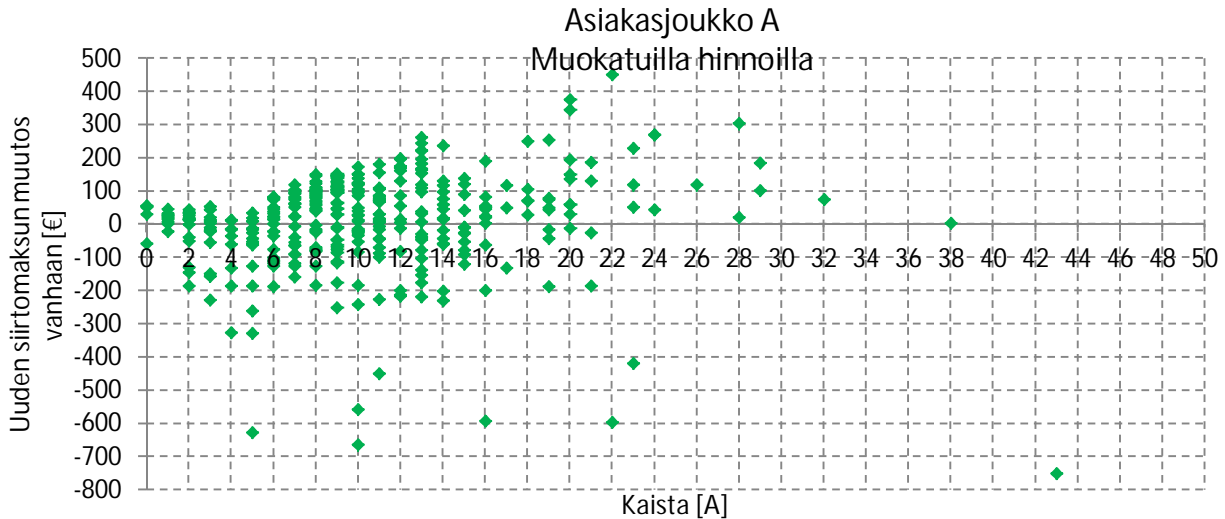
<u>Yleissähkö</u>				<u>2-aiatariffi</u>			
Kaista	Hinta/A	Hinta	Hinta	Kaista	Hinta/A	Hinta	Hinta
[A]	[€/A]	[€, kk]	[€, a]	[A]	[€/A]	[€, kk]	[€, a]
< 5		15	180	< 5		30	360
5	3,2	16	192	5	7,0	35	420
6	3,2	19	230	6	6,0	36	432
7	3,2	22	269	7	5,5	39	462
8	3,0	24	288	8	5,0	40	480
9	3,0	27	324	9	4,7	42	508
10	2,8	28	336	10	4,5	45	540
11	2,8	31	370	11	4,2	46	554
12	2,8	34	403	12	3,9	47	562
13	2,8	36	437	13	3,7	48	577
14	2,8	39	470	14	3,5	49	588
15	2,8	42	504	15	3,3	50	594
16	2,8	45	538	16	3,2	51	614
17	2,8	48	571	17	3,1	53	632
18	2,8	50	605	18	3,0	54	648
19	2,8	53	638	19	2,9	55	661
20	2,8	56	672	20	2,8	56	672

Jos asiakkaiden siirtomaksun muutosta halutaan pienentää, ja siirtomaksut pitää suunnilleen samalla tasolla kuin tällä hetkellä, tulisi vakiohintamallia muuttaa taulukonmukaiseksi. Tämä tarkoittaisi ampeerihintojen pienentämistä kaistan kasvaessa ja päinvastoin. Katsotaan, minkälaisiksi siirtomaksujen muutokset kaikkien asiakkaiden osalta muodostuisivat.



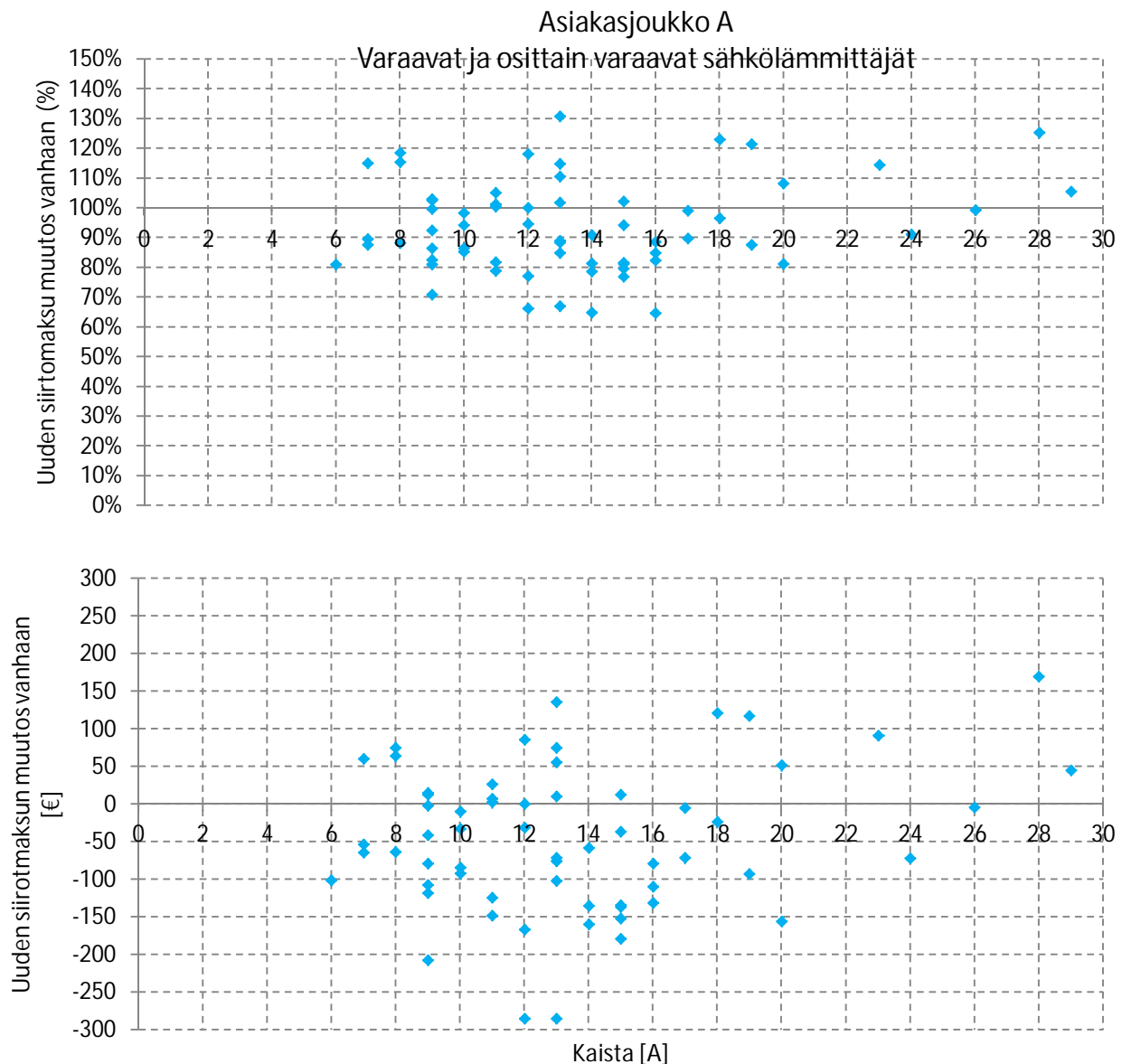
Kuva 9. Asiakkaiden siirtohinnan muutokset muokatuilla kaistahinnoilla.

Kuvasta on havaittavissa vuotuiset siirtomaksun muutokset, kun verrataan kaistahinnoittelua nykyiseen siirtohinnoittelumalliin. Kuvassa on mukana kaikki asiakasjoukko A:n vajaat 400 asiakasta. Suurimman osan asiakkaiden hintojen kasvu jää alle 100 %. Seuraava kuva kertoo, mitä nämä muutokset tarkoittaisivat euromääräisinä.



Kuva 10. Asiakkaiden siirtohinnan muutokset muokatuilla kaistahinnoilla euromääräisinä.

Tällä verkkoyhtiöllä ja näillä laskenta-arvoilla pysytään kohtuullisissa muutoksissa. Aikaisemmin oli esitetty, että yksittäisten varaavien ja osittain varaavien sähkölämmitysasiakkaiden on vaikea pienentää huipputehojaan. Tällä hinnoittelumetodiikalla kuvan 11 mukaan siirtohintojen muutokset pysyvät kohtuullisina.



Kuva 11. Sähkölämmittäjien siirtomaksujenmuutokset (% ja €).

Tästä vajaan 400 asiakkaan joukosta kaikilla tarkasteltavilla asiakkailla siirtomaksujen muutoksen kasvu jää suurimmillaan n. 50 %. Suurin euromääräinen muutos on 250 € tasolla vuodessa. Nämä muutokset siirtohinnan suuruudessa voisivat olla hyväksyttävällä tasolla. Jos muutokset tehdään useamman vuoden aikana, esimerkiksi viiden vuoden kuluessa, ovat vuosittaiset muutokset tasaisesti jaettuna tällä asiakasjoukolla alle 10 % luokkaa.

Nyt on laskettu ja osoitettu, että kaistahinnoittelu on myös asiakkaan näkökulmasta mahdollinen toteuttaa.

## ***LIITE II: Tehokaistahinnoittelu esimerkkiyhtiöissä***

Kaistahinnoittelussa päädyttiin käyttämään vakiohintaa. Vakiohintaa voidaan määrittää usealla eri tavalla. Yksi tapa voisi olla sellainen, että verkkoyhtiö määrittää itse tavoitetason €/kW, ja tätä hintamallia sovelletaan kaikille asiakkaille.

Toisessa tavassa taas asiakkailta poimittaisiin vuoden ajalta suurin tuntiteho AMR-datasta, jonka jälkeen asiakkaat laitetaan tämän perusteella suuruusjärjestykseen. Asiakkaat jaetaan ryhmiin kaistan suuruuden mukaan. Tältä asiakasjoukolta lasketaan nykyisen siirtohinnoittelun tuoma liikevaihto ja jaetaan se asiakasmäärällä. Näin on saatu yhdeltä asiakkaalta vuodessa kerättävä maksu kussakin kaistaluokassa. Näitä yksikköhintoja tulee vielä muokata, jotta saadaan kaikille asiakkaille vakioyksikköhinta.

Aikaisemmin huomattiin jo, että kertarysäyksellä kaistahinnoitteluun ei voida siirtyä sillä yksittäiselle asiakkaalle syntyvät siirtomaksun muutokset voivat muodostua suuriksi. Tästä syystä olisikin perusteltua kertoa asiakkaille kaistahinnoittelusta mahdollisuutena vaikuttaa siirtomaksuun ja pienentää sitä sekä samalla vaikuttaa energiatehokkuuteen.

Kaistahinnoittelun käyttöön siirtymisessä tulisi kaistahinnoittelu kohdistaa ensin nykyisen perusmaksun, eli suurimmassa osassa yhtiöistä olevan pääsulakepohjaisen hinnoittelun, tilalle. Tämä olisi samalla tärkeä keino edistää energiatehokkuutta. Nyt asiakkaalla olisi täysipainoinen keino vaikuttaa sähkölaskunsa suuruuteen energiatehokkuuden keinoin. Samalla asiakkailla olisi kannuste sähköhinnan kautta vaikuttaa tehon pienentämiseen sähköenergian pienentämisen ohella. Tätä menetelmää ja mahdollisuutta tutkitaan jälkimmäisellä esitetyllä laskentatavalla, jossa verkkoyhtiön asiakkaat järjestellään ensin tehoittain ja kaistamaksujen suuruudet määritellään näiden mukaan.

Hinnoittelussa on nyt periaatteena, että kaikille asiakkaille tulee yksi yhteinen kaistahinnoittelutaukko. Tällöin kiinteät (pääsulakepohjaiset) maksut yhdistyvät vaikkapa yleissähkö ja yösähköasiakkailta. Erilaiset siirron energiatariffit, kuten yleis- ja yötariffi, voisivat olla hyvä säilyttää energiamaksujen suhteen. Asiakas voisi halutessaan edelleen valita siirtoenergian suhteen yleissähkön tai yötariffin. Tämä painotus tulisi kuitenkin olla niin, että verkkoyhtiöiden keräämästä siirtomaksusta vähintään puolet tulisi kiinteästä maksusta ja puolet energiaperusteisesta maksusta.



Tutkitaan asiaa ensiksi asiakasjoukon A osalta, ja ryhmitellään asiakkaat suurimman tehon mukaiseen järjestykseen. Tämän jälkeen selvitetään tällä hetkellä kerättävä liikevaihto perusmaksujen osalta kaistoittain. Lasketaan myös asiakkaiden lukumäärä kaistoittain ja jaetaan kaistan liikevaihto asiakasmäärällä. Asiakasjoukon A osalta saadaan kaistoittain alla oleva taulukko.

Taulukko 5. Asiakasjoukon A kaistahinnoittelu perusmaksujen osalta. Asiakasjoukosta on jätetty muutama yli 20 kW asiakas pois, etteivät ne vääristäisi hinnoittelua.

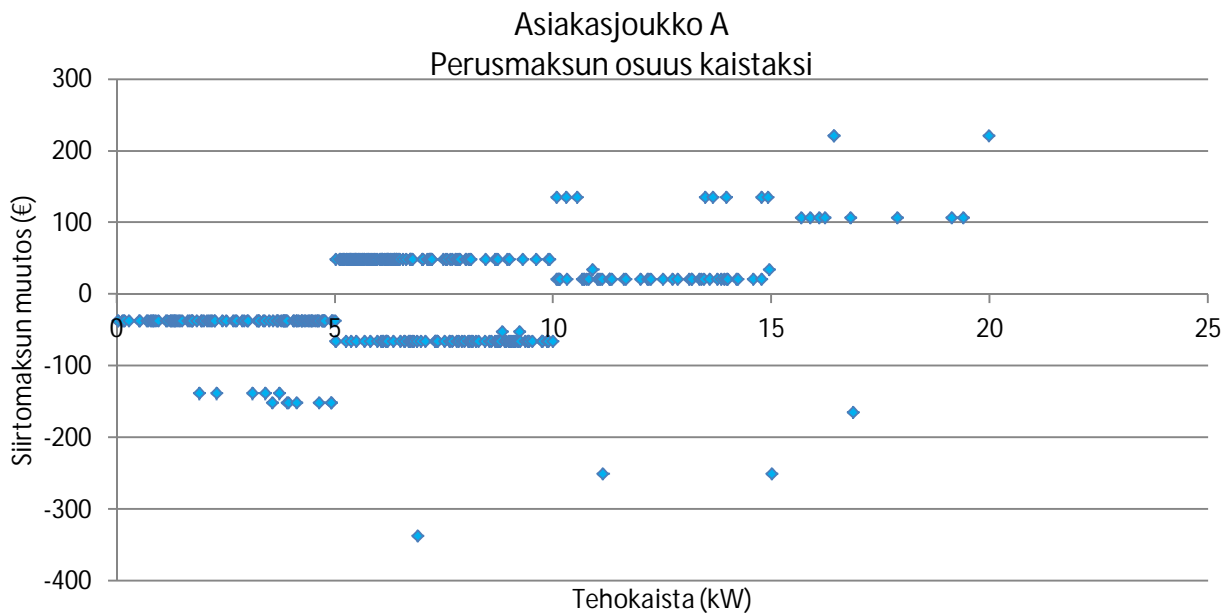
Tiedot	5 kW	10 kW	15 kW	20 kW
Liikevaihdon perusmaksu (€, a)	15 206	34 806	12 960	2 791
Asiakaslukumäärä (kpl)	112	201	56	12
Liikevaihto/asiakas (€, a)	136	173	231	233
Yksikköhinta (€/kW, kk)	2,27	1,44	1,28	0,97

Taulukosta nähdään, että uudet kiinteät maksut eli kaistahinnat kasvavat kaistan kasvaessa. Tällöin asiakkailta on motivaatiota pienentää kaistaansa ja perusmaksua. Merkittävä huomio kiinnittyy myös kaistojen yksikköhintoihin. Taulukossa on havaittavissa, että €/kW hinta on pienillä kaistoilla kalliimpi kuin suuremmilla kaistoilla. Yksikköhinta tulisi muuttaa vielä vakiohinnaksi. Tällä laskentamenetelmällä yksikköhintaa ei saada vakioksi, vaan sitä joudutaan muokkaamaan. Toinen vaihtoehto etsiä melko lähelle oikea yksikköhinta on jakamalla perusmaksun liikevaihto asiakasjoukon huipputeholla. Vakiohinnat on listattu nyt taulukkoon 6.

Taulukko 6. Asiakasjoukon A kaistahinnoittelu perusmaksujen osalta vakiohinnalla.

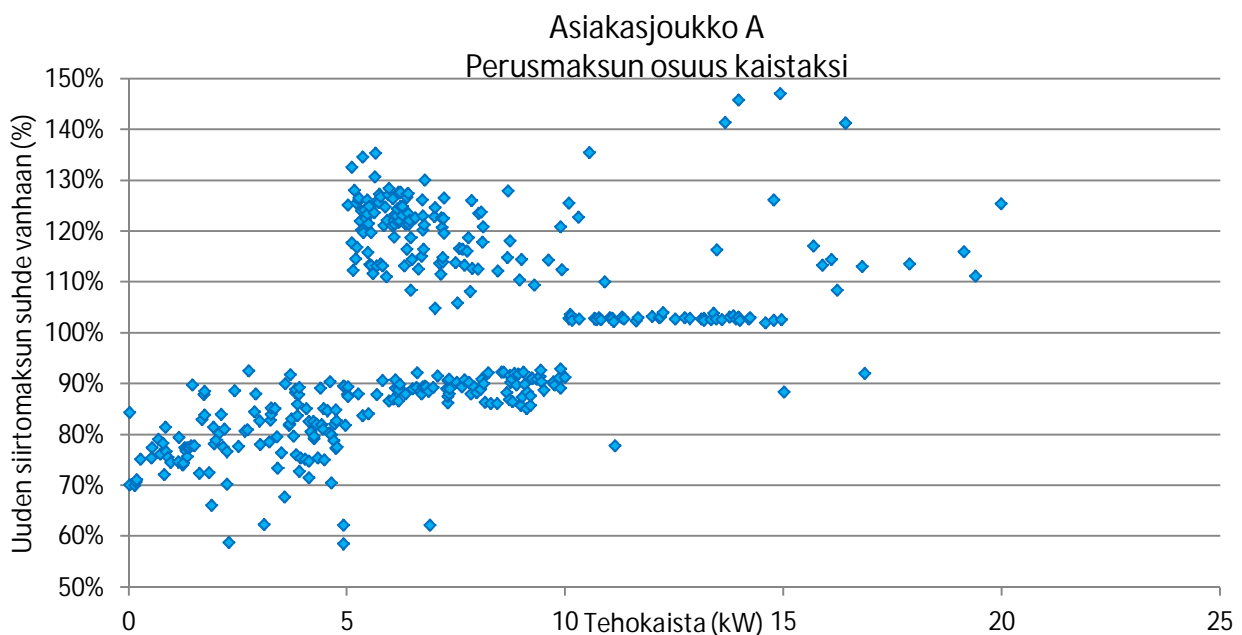
Tiedot	5 kW	10 kW	15 kW	20 kW
Tehokaista (€, a)	86	173	259	345
Tehokaista (€, kk)	7	14	22	29
Yksikköhinta (€/kW, kk)	1,44	1,44	1,44	1,44

Käytetään taulukon tehokaistan maksuja ja katsotaan mitä tapahtuu yksittäisten asiakkaiden siirtomaksuille euromääräisenä. Tämä on esitetty seuraavassa kuvassa.



Kuva 12. Verkkoyhtiön asiakkaiden perusmaksujen muutokset siirryttäessä kaistahinnoitteluun.

Suurin siirtohinnan kasvu on n. 200 €vuodessa, mikä tekee hieman yli 15 €kuukaudessa. Suurin siirtohinnan pienentyminen on puolestaan hieman vajaa 350 € Tämän selittää se, että kyseisellä asiakkaalla on 3x63A pääsulakkeet ja perusmaksu on siten 510 €vuodessa. Mikäli kaistojen yksikköhintoina ei käytettäisi vakiohintaa vaan taulukon 5 arvoja, olisivat muutokset selvästi pienempiä. Katsotaan tuloksia puolestaan koko siirtomaksun osalta ja kaikkien asiakkaiden osalta. Muutokset on kerätty kuvaan 13.



Kuva 13. Asiakasjoukko A:n asiakkaiden siirtomaksujen muutokset siirryttäessä kaistahinnoitteluun.

Kuvasta voidaan nähdä karkeasti, että vajaan 400 asiakkaanjoukosta kaikilla asiakkailla siirtomaksun muutos olisi kohtuullisissa rajoissa. Laskenta perustuu tällä hetkellä suurimpaan tuntitehoon. Lisäksi asiakkaan kaista voi olla kahden kaistan rajamailla, esimerkiksi huipputeho on 10,3 kW, jolloin asiakkaalla olisi 15 kW:n kaista, mutta hänellä olisi hyvä mahdollisuus pienentää käyttämänsä tehoa ja siirtyä 10 kW:n kaistaan ja samalla halvempaan siirtomaksuun. Hinnoittelu asiakasjoukossa A muodostuisi siten taulukon 7 mukaiseksi siirtymävaiheessa.

Taulukko 7. Asiakasjoukko A:n siirtohinnoittelu siirtymävaiheessa.

Tiedot	5 kW	10 kW	15 kW	20 kW
KAISTA (€, a)	86	173	259	345
Yleissähkö	Kulutusmaksut	snt/kWh	2,76	
			päivä	yö
Vuorokausisähkö	Kulutusmaksut	snt/kWh	3,41	1,69

Tutkitaan asiaa myös asiakasjoukon B osalta. Pidetään laskenta samanlaisena kuin asiakasjoukolla A ja muodostetaan kaistoille hintataulukko. Eli ryhmitellään asiakkaat suurimman tehon mukaiseen järjestykseen. Tämän jälkeen selvitetään kerättävä liikevaihto perusmaksujen osalta kaistoittain. Lasketaan asiakkaiden lukumäärä kaistoittain ja jaetaan kaistan liikevaihto asiakasmäärällä.

Taulukko 8. Asiakasjoukon B hinnoittelun muuttaminen perusmaksujen osalta kaistahinnoitteluksi.

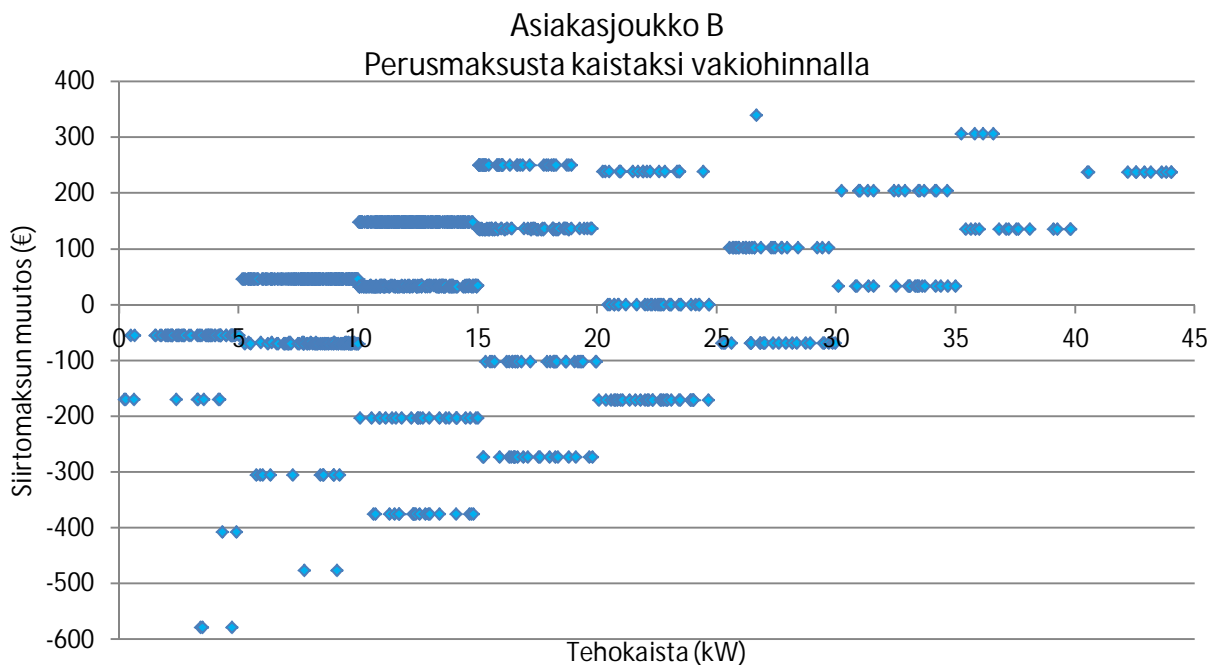
Tiedot	5 kW	10 kW	15 kW	20 kW	25 kW	30 kW	35 kW	40 kW	45 kW
LV perusmaksu (€, a)	15 258	53 328	105 209	52 997	40 857	29 848	20 571	11 565	7 486
Asiakkaita (kpl)	76	254	433	155	79	51	34	18	11
KAISTA (€, a)	201	210	243	342	517	585	605	642	681
Yksikköhinta (€/kW)	3,33	1,75	1,35	1,425	1,72	1,63	1,44	1,34	1,26

Kaistojen hinnat kasvavat myös nyt kaistojen kasvaessa, jolloin asiakkailla on motivaatiota pienentää kaistaansa. Taulukossa on havaittavissa, että €/kW hinta on pienillä kaistoilla kalliimpi kuin suuremmilla kaistoilla. Yksikköhinta tulisi muuttua vielä vakiohinnaksi. Asiakasjoukon B asiakkaille on tehty taulukkoon 9 vakiohintainen kaistahinnoittelu, joka on kohdistettu siirron perusmaksuun. Vakiohinnalla muodostuneen kaistahinnoittelun taulukko olisi siis taulukon 9 tapainen.

Taulukko 9. Asiakasjoukon B perusmaksun kaistahinnat kohdistettuna perusmaksuun vakiohinnalla.

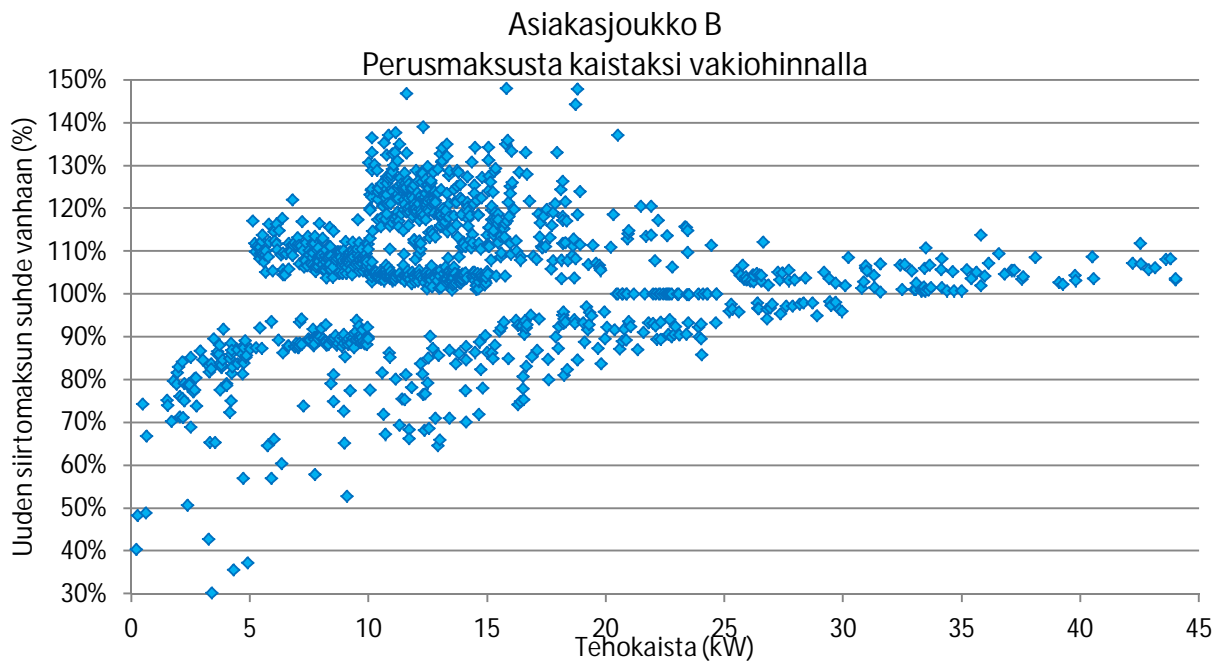
Kaista (kW)	Hinta (€/kW)	Hinta (€, a)	Hinta (€, kk)
5	1,7 €	102	8,5
10	1,7 €	204	17,0
15	1,7 €	306	25,5
20	1,7 €	408	34,0
25	1,7 €	510	42,5
30	1,7 €	612	51,0
35	1,7 €	714	59,5
40	1,7 €	816	68,0
45	1,7 €	918	76,5

Selvitetään mitä tapahtuu yksittäisten asiakkaiden euromääräisille siirtomaksujen suuruuksille.



Kuva 14. Asiakasjoukon B asiakkaiden perusmaksujen muutokset siirryttäessä kaistahinnoitteluun.

Nähdään, että suurimmat kasvut perusmaksun suuruudessa ovat yli 300 € ja joillakin asiakkailla perusmaksu pienenesi yli 500 €. Näissä oletuksena on nykyinen sähkönkäyttö. Käytännössä asiakkailla on mahdollisuus vaikuttaa maksuun pienentämällä huipputehoaan. Muutoksen suuruutta selittää se, että esimerkiksi yleistariffiasiakkaat, joilla on ollut perusmaksu pääsulakkeen mukaan, ovat maksaneet suuremmasta perusmaksusta kuin he kaistahinnoittelun ja käyttämänsä tehonpuitteissa tarvitsisivat. Yli 500 € pienentyvät hinnat johtuvat siis asiakkaiden ylisuurista perusmaksuista. Näissä tapauksissa asiakkailla on 63 A pääsulakkeet ja heidän suurimmat tuntitehot ovat alle 5 kW. Verrataan hintamuutoksia myös prosentuaalisesti koko siirtomaksun muutokseen.



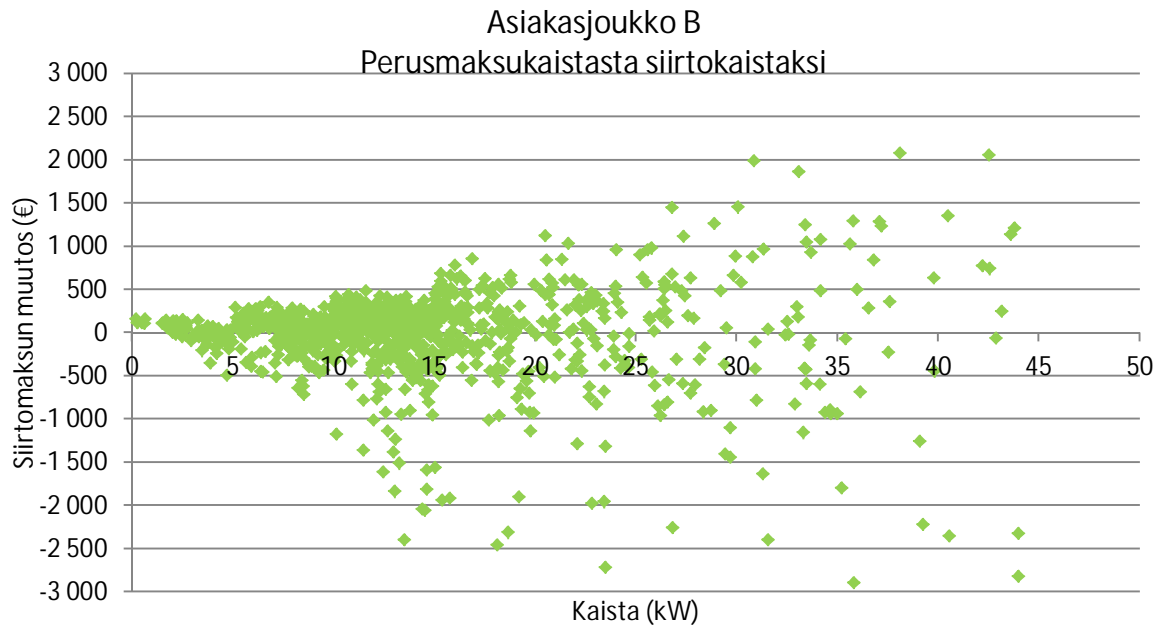
Kuva 15. Asiakasjoukon B asiakkaiden siirtomaksujen muutokset siirryttäessä perusmaksujen osalta kaistahinnoitteluun.

Tämä asiakasjoukko sisältää paljon pienjänniteasiakkaita, jotka kuluttavat sähköä tavanomaista enemmän. Tämä selittää osittain miksi muutokset ovat näinkin suuria. Lisäksi monilla asiakkailla on käynyt niin, että he ovat aivan kahden kaistan rajalla. Suuremmalla kaistalla asiakkaan hinnannuutos voi olla suurempi, mikä aiheuttaa hänelle normaalia suurempia muutoksia siirtohinnoissa.

Taulukko 10. Asiakasjoukko B:n siirtohinnoittelu.

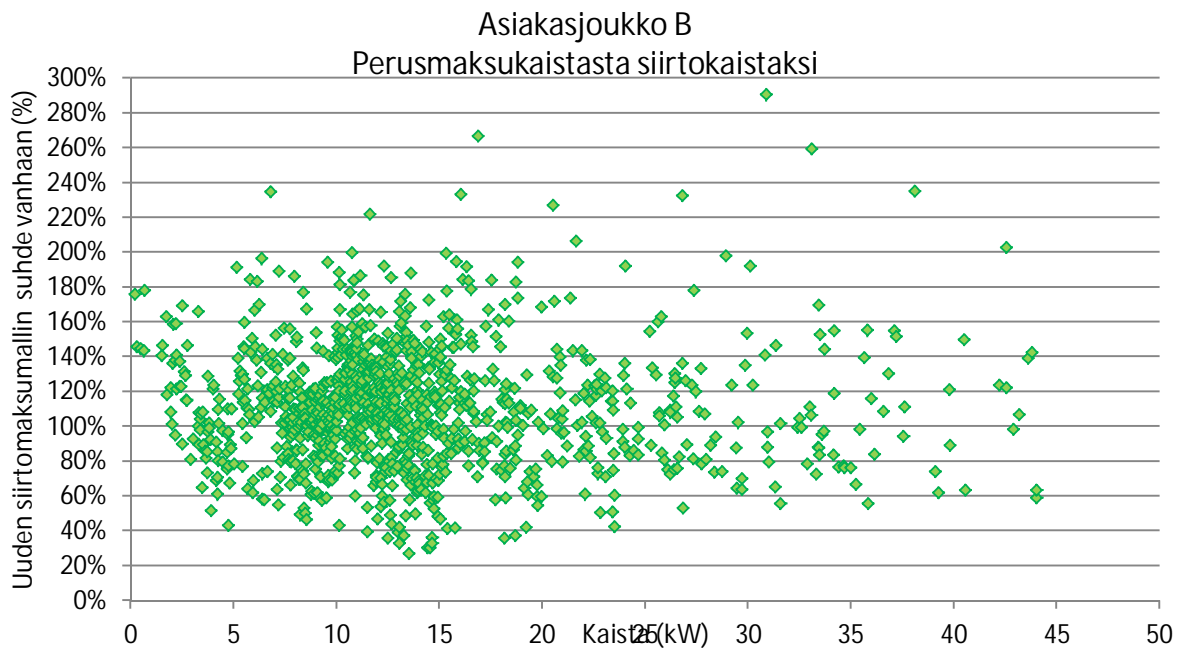
Tiedot	5 kW	10 kW	15 kW	20 kW	25 kW	30 kW
KAISTA (€, a)	102	204	306	408	510	612
Yleissiirto	Sähköveroton	snt/kWh	3,48			
Yösiirto	Sähköveroton	snt/kWh	päivä 2,68	yö 1,64		

Jos perusmaksumallisesta kaistahinnoittelusta siirryttäisiin siirtohinnoittelussa täysin kaistaan, syntyy yksittäisten asiakkaiden siirtomaksujen muutokselle suuria eroja vielä tässäkin mallissa.



Kuva 16. Asiakasjoukko B:n siirtomaksun muutos, kun siirrytään kaistamaksun ja energiamaksun sisältävästä hinnoittelusta pelkän kaistamaksun sisältävään hinnoitteluun.

Jos haluttaisiin siirtyä kaistan perusmaksuosuudesta vielä täysin siirtokaistan tyyppiseen hinnoitteluun, täytyisi muutos tapahtua useiden vuosien aikana. Siirtymä vaatisi aikaa, koska vielä tässäkin vaiheessa erot yksittäisten asiakkaiden siirtomaksuissa ovat suuria. Tarkastetaan sama asia vielä prosentteina.



Kuva 17. Asiakasjoukko B:n siirtomaksun muutos, kun siirrytään kaistamaksun ja energiamaksun sisältävästä hinnoittelusta pelkän kaistamaksun sisältävään hinnoitteluun.

Tämä selittää, miksi kaistahinnoitteluun tai muihinkaan siirtohinnoittelumalleihin ei voida siirtyä kertaheitolla. Yksittäisen asiakkaan siirtomaksun suuruus muuttuisi paljon, johtuen osittain asiakkaiden energiakulutuksien suuresta vaihtelevuudesta. Katsotaan vielä paljonko tyyppiasiakkaiden vuotuinen kokonaishinta kasvaa, mikäli veroton siirtohintaa nousee x % ja vuosikulutus pysyy nykyisellä tasolla.

Taulukko 11. Tyyppikuluttajien vuotuinen kokonaishinnan kasvu, kun veroton siirtohintaa nousee x %. Vuosikulutus on pidetty nykyisellä tasolla (EMV 2012b).

Asiakasryhmät	K1	K2	L1	L2	M1	M2
<b>Vuosikulutus [kWh]</b>	<b>2000</b>	<b>5000</b>	<b>18000</b>	<b>20000</b>	<b>10000</b>	<b>35000</b>
<b>Sähkön ka. kokonaishinta [€, a]</b>	356	773	2 295	2 392	1 471	4 442
Veroton siirtohintaa +20%	27	55	127	122	103	242
Veroton siirtohintaa +40%	53	109	254	244	205	484
Veroton siirtohintaa +60%	80	164	381	365	308	726
Veroton siirtohintaa +80%	106	219	508	487	411	967

Siirryttäessä perusmaksusta kaistamaksuun, syntyi suurimmillaan 40 % siirtohinnan kasvua. Taulukosta voidaan katsoa, että keskimääräisillä sähkölämmittäjillä L1 ja L2 tämä tarkoittaisi reilua 200 € vuodessa.

### ***LIITE III: Kulutuslaitteiden tehoja ja energioita***

Lähde (TTS 2012)

<b>Kylmälaitteet (uudet vuonna 2006)</b>	
Jääkaappi 150–200 l	0,3-0,8 kWh/vrk
Jää-viileäkaappi 350–400 l	0,4-0,7 kWh/vrk
Jenkkikaappi 250–350 l	1,2-1,3 kWh/vrk
Kylmiö n. 770 l	0,8 kWh/vrk
Jääkaappi-pakastin	0,8-1,2 kWh/vrk
Pakastin alle 100 l	0,5-0,8 kWh/vrk
Pakastin 100-200 l	0,5-1,0 kWh/vrk
Pakastin 200-300 l	0,7-1,1 kWh/vrk
Pakastin yli 300 l	1,2-1,5 kWh/vrk
<b>Ruuanvalmistuslaitteet</b>	
Sähköliesi	1-2 kWh/vrk
Mikroaaltouuni	0,2 kWh/10 min
Kahvinkeitin	0,1 kWh/10 min
Vedenkeitin	0,1 kWh/ 5 min
Leivänpaahdin	0,1 kWh/ 10 min
<b>Astianpesukone</b>	
- kylmävesiliitäntä	1,1 kWh/kerta
- lämminvesiliitäntä	0,8 kWh/kerta
<b>Pesu- ja kuivauslaitteet (uudet 2006)</b>	
Pyykinpesukone	
- valkopesu (90°C)	1,8 kWh/kerta
- kirjopesu (60°C), koosta riippuen esim. 3-4 kilon koneet 0,6-0,8 kWh, 5-6 kilon koneet 0,9-1,1 kWh	0,6-1,9 kWh/kerta
- hienopesu (40°C)	0,8 kWh/kerta
Kuivauskaappi	2,2 kWh/ 3 kiloa puuvilla- pyykkiä
Kuivausrumpu	2,1 kWh/ 3 kiloa puuvilla- pyykkiä
<b>Viihdelaitteet</b>	
Televisiot	
Kuvaputkitelevisio, 32 tuumaa	0,12-0,19 kWh/h
LCD-televisio, 32 tuumaa	0,08-0,19 kWh/h
Plasma-televisio, 42 tuumaa	0,31-0,41 kWh/h
Projektio-TV, 42 tuumaa	0,11-0,155 kWh/h
Digi-sovitin	
Digi-sovitin	0,03 kWh/h
Video/DVD	0,02-0,03 kWh/h
Pelikoneet	0,05-0,16 kWh
Radio/cd-soitin	0,01 kWh/h



<b>Kotitoimistolaitteet</b>	
Kotitietokone	
- pöytäkoneet	0,13-0,17 kWh/h
- kannettavat	0,03 kWh/h
<b>Valaistus</b>	
Hehkulamput (40-100 W)	0,04-0,1 kWh/h
Loistelamput (20-60 W)	0,02-0,06 kWh/h
Pienloistelamput (10-30 W)	0,01-0,03 kWh/h
Halogeenilamput (10-50 W)	0,01-0,05 kWh/h
<b>Muita</b>	
Kiuas	
- kertalämmitteinen	5,5-10 kWh/kerta
- jatkuvasti lämmin	2 000-3 200 kWh/vuosi
Lämpöjohtopumppu	300-700 kWh/vuosi
Öljypoltin	200-500 kWh/vuosi
Lämminvesivaraaja	800-1200 kWh/hlö/vuosi
Lattialämmitys, 5 m <sup>2</sup>	
- käyttöaika 1800 h/vuosi	900 kWh/vuosi
- käyttöaika 6600 h/vuosi	3300 kWh/vuosi
Lisälämmitin (1000 W)	1,0 kWh/h
Lehtipuhallin/-imuri	0,7-1,6 kWh/h
Moottorisaha (sähkökäytt.)	1,5-2,0 kWh/h
Oksasilppuri	0,2-2,5 kWh/h
Porakone	0,5 kWh/h
Ruohonleikkuri	2 kWh/h
Ruohotrimmeri	0,3-1,3 kWh/h
Sähköhammasharja	0,04 kWh/vrk
Pölynimuri	1 kWh /h
Moottorinlämmitin	0,6 kWh/h
Auton sisätilanlämmitin	1,0 kWh/h