

Loppuraportti 18.8.2017

Jakeluverkon tariffirakenteen kehitysmahdollisuudet ja vaikutukset

Samuli Honkapuro, Jouni Haapaniemi, Juha
Haakana, Jukka Lassila, Jarmo Partanen
Lappeenrannan teknillinen yliopisto

Kimmo Lummi, Antti Rautiainen, Antti
Supponen, Juha Koskela, Pertti Järventausta
Tampereen teknillinen yliopisto

LUT Scientific and Expertise Publications, No. 65

ISBN: 978-952-335-105-9

ISSN-L 2243-3376

ISSN 2243-3376

Esipuhe

Tässä tutkimusraportissa esitetään tutkimusprojektin ”*Jakeluverkon tariffirakenteen kehitysmahdollisuudet ja vaikutukset*” tulokset. Tutkimusprojektin ovat toteuttaneet Lappeenrannan teknillisen yliopiston (LUT) ja Tampereen teknillisen yliopiston (TTY) tutkimusryhmät aikavälillä 8/2016 – 6/2017. Tutkimuksen toteutukseen ovat osallistuneet prof. Samuli Honkapuro, DI Jouni Haapaniemi, TkT Juha Haakana, TkT Jukka Lassila, prof. Jarmo Partanen, DI Kimmo Lummi, TkT Antti Rautiainen, DI Antti Supponen, DI Juha Koskela ja prof. Pertti Järventausta. Tutkimustyön on rahoittanut Sähkötutkimuspooli.

Tutkimusprojektin ohjausryhmän ovat muodostaneet tutkijat sekä Pirjo Heine (Helen Sähköverkko Oy, ohjausryhmän puheenjohtaja), Sirpa Leino (Sähkötutkimuspooli), Kenneth Hänninen (Energiateollisuus ry.), Johannes Salo (Elenia Oy), Antti Latsa (Järvi-Suomen Energia Oy), Juha Kaariaho (Kymenlaakson Sähköverkko Oy), Arto Ahonen (Turku Energia Sähköverkot Oy), Jarmo Saarinen (Caruna Oy), Jari Nykänen (Paikallisvoima ry.), Heidi Uimonen (Fingrid Oyj) sekä Veli-Pekka Saajo / Mikko Friipyöli (Energiavirasto). Ohjausryhmä on kokoontunut tutkimusprojektin aikana kuusi kertaa, lisäksi ohjausryhmän kesken on pidetty yksi Skype-työpaja. Lisäksi osana tutkimusprojektia järjestettiin sidosryhmille suunnattu työpaja 7.2.2017, jossa keskusteltiin tariffirakenteista ja niiden vaikutuksista eri osapuolten kannalta. Työpajaan osallistui 44 henkilöä.

Tutkijat haluavat kiittää ohjausryhmää sekä työpajan osallistujia tutkimustyön aktiivisesta ohjaamisesta sekä kommentoinnista ja hyvistä ideoista projektin aikana.

Lappeenrannassa ja Tampereella 18.8.2017

Tekijät

Tiivistelmä

Tässä tutkimusprojektissa on tarkasteltu jakeluverkkotariffien kehitysmahdollisuuksia pienasiakkaiden osalta, erityisesti tariffien ohjausvaikutusten näkökulmasta. Tarkasteluissa on keskitytty nimenomaan tariffirakenteisiin, jolloin tariffimuutoksella ei oleteta olevan merkittävää vaikutusta verkkoyhtiön liikevaihtoon. Suomessa jakeluverkkoyhtiöillä on vapaus valita omat tariffirakenteensa, mutta monopoliaseman väärinkäytön estämiseksi Energiavirasto valvoo yhtiöiden kokonaisliikevaihtoa ja tuottoa.

Nykyisin pienasiakkaiden jakeluverkkotariffi koostuu siirrettyyn energiamäärään perustuvasta energiaosuudesta sekä perusmaksusta, joka osalla yhtiöistä riippuu pääsulakkeen koosta. Tariffirakenteen kustannusvastaavuus ja ohjausvaikutukset ovat puutteellisia, minkä lisäksi viime vuosina noussut perusmaksujen osuus on heikentänyt ohjausvaikutuksia. Lisäksi yleistyvät uudet energiaratkaisut, kuten hajautettu pientuotanto, markkinaperusteinen kysyntäjousto, sähköautot, energiavarastot, rakennusten uudet energiatehokkuusmääräykset sekä yleinen energiatehokkuuden parantuminen muuttavat verkossa siirrettävän energian ja tehon suhdetta. Tämä aiheuttaa haasteita tilanteessa, jossa sähkönjakelun hinnoittelu perustuu verkossa siirrettävään energiaan, mutta kustannukset pysyvät lyhyellä aikavälillä ennallaan ja ovat pitkällä aikavälillä merkittävästi riippuvaisia verkon huipputehoista.

Tässä tutkimuksessa on tarkastelu erilaisia vaihtoehtoja tehon kytkemiseksi pienasiakkaan hinnoitteluun. Eri tariffivaihtoehtojen ominaisuuksia on tarkasteltu eri osapuolten (asiakas, verkkoyhtiö, sähkön myyjä, yhteiskunta) näkökulmasta sekä kvalitatiivisesti että teknis-taloudellisilla simulaatioilla. Tehtyjen tarkasteluiden perusteella voidaan todeta, että tehokomponentin sisällyttäminen jakeluverkkotariffiin on perusteltua erityisesti kustannusvastaavuuden ja ohjauksen näkökulmasta. Tehoon perustuva maksukomponentti lisää asiakkaan mahdollisuuksia vaikuttaa omaan verkkopalvelumaksuunsa, sisältää resurssi- ja energiatehokkuuteen kausittavia ominaisuuksia, turvaa verkkoyhtiölle vakaan liiketoiminnan, toteuttaa nykyistä tariffirakennetta paremmin sähkömarkkinalainkin edellyttämää aiheuttamisperiaatetta, vähentää eri asiakkaiden välillä tapahtuvaa ristisubventiota, sekä luo edellytyksiä muille toimijoille kehittää jo olemassa olevia palveluitansa tai luoda täysin uutta liiketoimintaa ja palveluita, joilla voi olla keskeinen vaikutus sähkömarkkinoiden kehityksessä.

Tehon sisällyttämiseen on erilaisia vaihtoehtoja, joista tässä tutkimuksessa on tarkasteltu erityisesti kahta vaihtoehtoa: tehorajatariffia (nk. kaistahinnoittelu) sekä pienasiakkaan tehotariffia. Tarkasteluiden perusteella jälkimmäinen vaihtoehto, pienasiakkaan tehotariffi, vaikuttaa käytännön toteutettavuuden, ymmärrettävyyden ja kustannusvastaavuuden kannalta toimivamalta vaihtoehdolta. Tällainen tariffirakenne on jo nykyisellään käytössä suuremmilla keski- ja pienjänniteverkkoon kytkeytyvillä asiakkailla. Viime vuosina asennetut tuntienenergiaa mittaavat etäluettavat mittarit mahdollistavat tämän tariffirakenteen käytännön toteutuksen myös pienillä asiakkailla. Pienasiakkaiden osalta siihen voidaan siirtyä lisäämällä nykyiseen tariffirakenteeseen tehoon pohjautuva maksukomponentti ja kasvattamalla vähitellen tehomaksun osuutta, ja vastaavasti pienentämällä perus- ja energiamaksuja. Kohtalaisen pituisella (esim. 5 vuotta) siirtymäajalla vältetään suuret vuotuiset muutokset asiakasryhmien verkkomaksuissa. Tehotariffin rakenteeseen voidaan lisätä kynnysteho, esim. 3-5 kW, jonka alapuolella olevasta tehonkäytöstä ei muodostu erillistä tehomaksua. Tällöin pienimmille asiakkaille ei tule käyttöön nykyistä monimutkaisempaa tariffirakennetta.

Sisällysluettelo

Esipuhe.....	2
Tiivistelmä	3
1 Johdanto.....	8
2 Asiakkaan sähköhinnan muodostuminen	11
3 Sähköverkkoyhtiön kustannusrakenne	13
3.1 Pääomakustannukset	13
3.2 Muut kustannukset	13
3.3 Kuormitushäviöt sekä kanta- ja alueverkkopalvelumaksut.....	13
3.4 Asiakaskustannukset	14
4 Siirtotariffien rajoitteet, tavoitteet ja ominaisuudet.....	15
4.1 Siirtotariffeja koskevat rajoitukset ja peruseriaatteet	15
4.1.1 Lainsäädäntö	15
4.2 Siirtotariffien keskeiset tavoitteelliset ominaisuudet	18
4.2.1 Syrjimättömyys ja tasapuolisuus	19
4.2.2 Kohtuullisuus	19
4.2.3 Kustannusvastaavuus	20
4.2.4 Ohjaavuus	20
4.2.5 Ymmärrettävyys.....	20
4.2.6 Muiden sähkömarkkinaosapuolten näkökulmien huomioiminen	20
4.2.7 Tariffien dynaamisuutta koskevat näkökulmat.....	20
4.3 Siirtotariffien yhteiskunnalliset tavoitteet	22
5 Tarkasteltavat tariffirakenteet.....	23
5.1 Siirtotariffin maksukomponentit	23
5.1.1 Perusmaksu	23
5.1.2 Kulutusmaksu	23

5.1.3	Tehomaksu.....	24
5.2	Tehon mahdollisia vaikutuksia eri maksukomponentteihin.....	24
5.2.1	Tehon vaikutus perusmaksuun.....	25
5.2.2	Tehon vaikutus kulutusmaksuun.....	25
5.2.3	Erillinen tehomaksu	25
5.3	Siirtotariffirakenteet	25
5.3.1	Kiinteä vuosimaksu.....	26
5.3.2	Kiinteä perusmaksu ja kulutusmaksu.....	27
5.3.3	Sulakeporrastettu perusmaksu ja kulutusmaksu	28
5.3.4	Tehorajatariffi	28
5.3.5	Tehorajatariffi kausijaolla.....	32
5.3.6	Kaksiporrastariffi	32
5.3.7	Kolmiporrastariffi	34
5.3.8	Pienasiakkaan tehotariffi.....	36
5.3.9	Pienasiakkaan tehotariffi kynnysteholla	37
5.4	Tariffeja koskevien laskentamenetelmien yleiskuvaus	40
5.4.1	Kustannusten kohdistaminen siirtotariffeille	40
6	Tariffirakenteiden vaikutukset eri osapuolille.....	43
6.1	Tehonhallinnan mahdollisuudet	43
6.2	Tariffien kvalitatiiviset vaikutukset eri osapuolille.....	45
6.2.1	Kiinteä perusmaksu.....	46
6.2.2	Kiinteä perusmaksu ja kulutusmaksu.....	46
6.2.3	Sulakeporrastettu perusmaksu ja kulutusmaksu	47
6.2.4	Tehorajatariffi	47
6.2.5	Tehorajatariffi kausijaolla.....	49

6.2.6	Kaksiporrastariffi	49
6.2.7	Kolmiporrastariffi	50
6.2.8	Pienasiakkaan tehotariffi.....	51
6.2.9	Pienasiakkaan tehotariffi kynnysteholla	52
6.3	Tarkasteltujen siirtotariffien taloudelliset vaikutukset.....	52
6.3.1	Kaupunkialue	53
6.3.2	Haja-asutusalueella sijaitseva taajama-alue.....	56
6.3.3	Taajama- ja maaseutuverkko	61
6.4	Tehohinnoittelun vaikutukset kuormitukseen	65
6.4.1	Asiakkaiden huipputehon leikkaaminen sähköenergiavarastojen avulla ja vaikutukset jakeluverkon kuormitukseen	65
6.4.2	Aurinkosähköjärjestelmien kannattavuuden muutokset	66
6.4.3	Sähköenergiavarastot haja-asutusalueella sijaitsevan taajamaverkon asiakkailla 67	
6.4.4	Asiakkaan kuormituskäyttötymisen muutos kysynnänjouston seurauksena....	68
7	Johtopäätökset	76
7.1	Jatkotoimenpiteet	79
	Lähteet.....	81

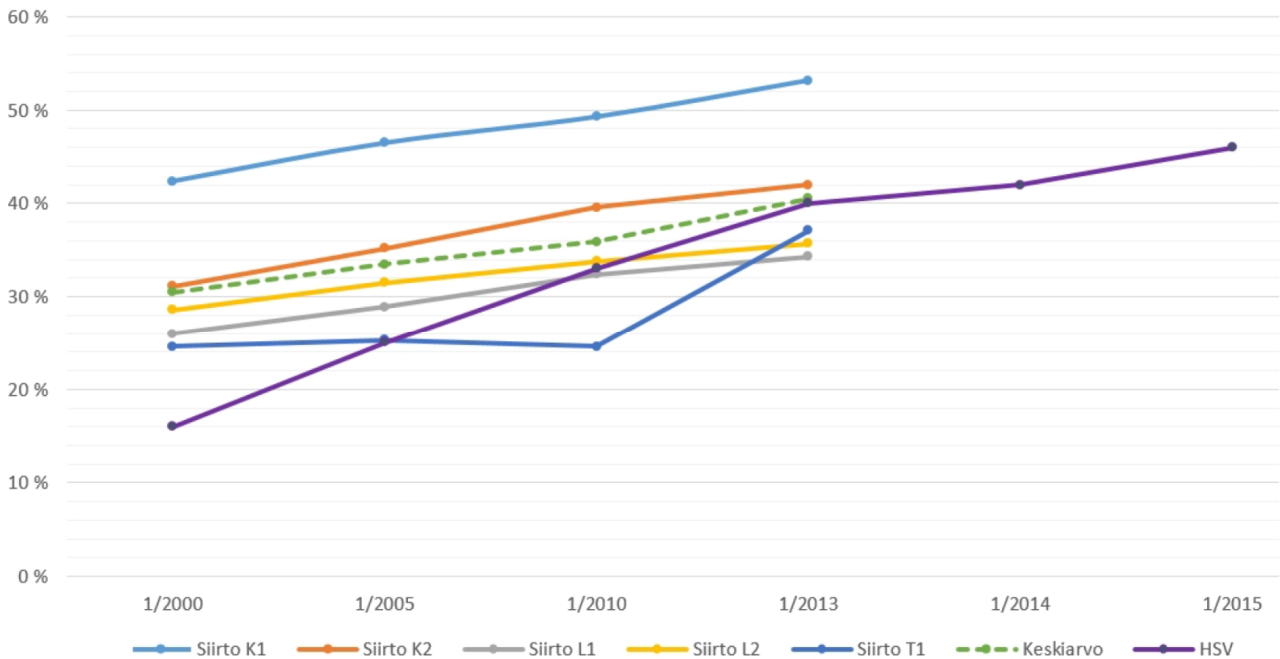
hyvä huomata, että mittavan tuuli- ja aurinkoenergian tuotannon aikana hyödynnettävissä olevan erittäin edullisen energian kilpailukyky erilaisten hyödykkeiden valmistuksessa heikkenee, mikäli verkotariffi ja verotus on sidottu siirretyn energian määrään.

Yleistyvät uudet energiaratkaisut, kuten hajautettu pientuotanto, markkinaperusteinen kysyntäjousto, sähköautot, energiavarastot, rakennusten uudet energiatehokkuusmääräykset sekä yleinen energiatehokkuuden parantuminen muuttavat verkossa siirrettävän energian ja tehon suhdetta. Tämä aiheuttaa haasteita tilanteessa, jossa sähkönjakelun hinnoittelu perustuu verkossa siirrettävään energiaan, mutta kustannukset pysyvät lyhyellä aikavälillä ennallaan ja ovat pitkällä aikavälillä merkittävästi riippuvaisia verkon huipputehoista. Jakeluverkkoyhtiöiden hinnoittelua tulee kehittää nykyistä kustannusvastaavammaksi, jotta varmistetaan, että asiakkailta on kannusteet myös verkkokapasiteetin tehokkaaseen käyttöön. Tämä pienentää verkon kustannuksia pitkällä aikavälillä sekä muutostilanteen tuomia riskejä eri toimijoille, ja mahdollistaa tulevaisuudessa myös loppuasiakkaille edullisemmän sähkön siirron hintatason.

Myös tekniset valmiudet hinnoittelun kehittämiseen ovat parantuneet. Aikaisemmin asiakkaiden sähkönkäyttöä mitattiin kumulatiivista kulutetun energian määrää mittaavilla energiamittareilla. Nykyisin, vuonna 2009 voimaantulleen sähkönkulutuksen mittausta koskevan asetuksen (66/2009) johdosta käytännössä kaikki käyttöpaikat Suomessa on varustettu uudentyyppisillä kulutusmittareilla, joilta voidaan lukea mitatut tuntienenergiat etänä. Aikaisempiin mittareihin nähden, nykyiset mittalaitteet mahdollistavat paremmin sähköverkkoyhtiöiden hinnoittelukäytäntöjen kehittämisen myös pienasiakkaiden tapauksessa. Siten suuremmilla asiakkailta jo käytössä olevia teho- ja tehoperusteisia tariffeja voidaan teknisesti soveltaa myös pienemmille asiakkaille. Tätä raporttia kirjoitettaessa kaksi suomalaista jakeluverkkoyhtiötä, Lahti Energia ja Helen Sähköverkko, ovat alkaneet soveltaa tehotariffia pienemmille asiakkaille. Tariffirakenteen kehittäminen ei kuitenkaan ole mielenkiinnon kohteena ainoastaan Suomessa, vaan sitä tutkitaan aktiivisesti maailmalaajuisesti (ks. esim. Schreiber et al. 2015, Saraiva et al. 2016, Eurelectric 2013, Eurelectric 2016, GEODE 2013, ENA 2014, The Brattle Group 2016). Suomessa sähkönjakelun hinnoittelun nykytilasta ja kehittämisestä on tehty viimeisten vuosien aikana lukuisia selvityksiä ja diplomitoita (ks. esim. Kasari 2003, Roivainen 2003, Pantti 2010, Niemelä 2010, Perälä 2011, Similä et al. 2011, Aho 2012, Partanen et al. 2012, Lummi 2013, Haapaniemi 2014, Apponen 2016, Suikkanen 2016, Vuohelainen 2017).

On myös tärkeää huomata, että kiinteän maksun, johon asiakkaat eivät voi vaikuttaa, osuus siirtomaksusta on kasvanut viime vuosina, kuten nähdään kuvasta (1.1). Kehityksen oletetaan jatkuvan

samankaltaisena, mikäli tariffirakennetta ei uudisteta nykyisestä. Ohjausvaikutusten kannalta nykyinen kehityssuunta ei kuitenkaan ole toivottava, joten tarvetta tariffirakenteiden uudistamiselle myös viimeaikaisen hinnoittelurakenteen kehittymisen valossa on nähtävissä.

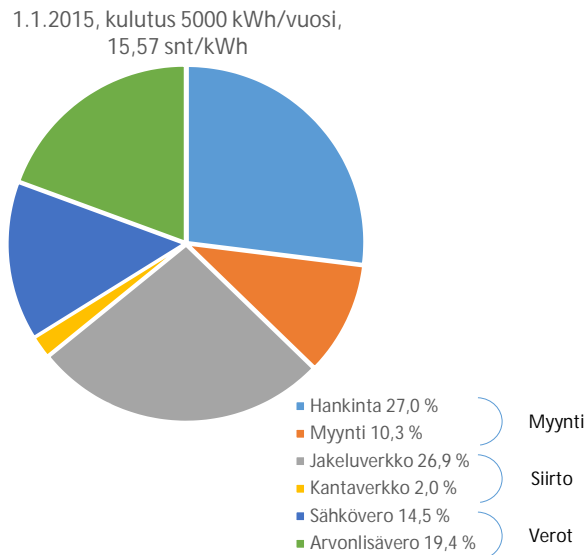


Kuva 1.1. Kiinteän maksun osuus jakelutariffissa erityyppisillä asiakkailla eri vuosina. K1: Kerrostalohuoneisto, ei sähköiuasta, 1 x25 A, 2 000 kWh/v, K2: Pientalo, ei sähkölämmitystä, sähköiuas, 3x25 A, 5 000 kWh/v, L1: Pientalo, suora sähkölämmitys, 3x25 A, 18 000 kWh/v, L2: Pientalo, osittain varaava sähkölämmitys, 3x25 A, 20 000 kWh/v, T1: Pienteollisuus, tehontarve 75 kW, sähkön käyttö 150 000 kWh/v, HSV: Helen Sähköverkon tariffi. (Aponen 2016, tiedot osin lähteestä EMV 2013)

Tässä raportissa esitetään tutkimusprojektin ”Jakeluverkon tariffirakenteen kehitysmahdollisuudet ja vaikutukset” keskeiset tulokset. Raportin toisessa luvussa esitellään asiakkaan sähkönhinnan muodostuminen. Kolmannessa luvussa tarkastellaan puolestaan sähköverkkoyhtiön kustannusrakennetta. Neljännessä luvussa paneudutaan siirtoverkkotariffien yleisiin rajoitteisiin, tavoitteisiin ja perusperiaatteisiin. Viidennessä luvussa esitellään tutkimuksessa tarkasteltavat tariffirakenteet. Kuudennessa luvussa esitetään keskeiset tulokset, eli tariffirakenteiden vaikutukset eri osapuolille. Johtopäätökset esitetään seitsemännessä luvussa.

2 Asiakkaan sähköhinnan muodostuminen

Asiakkaan sähkölasku muodostuu kolmesta komponentista; sähkön myynti, sähkön siirto ja verot. Jokainen elementti vastaa noin kolmannesta koko sähkölaskusta, kuten alla olevasta kuvasta (2.1) nähdään.



Kuva 2.1. Kotitalousasiakkaan sähköhinnan muodostuminen (Energiavirasto 2015a).

Sähkön myynnissä hinnoittelu perustuu pääosin kulutetun energian määrään (snt/kWh), minkä lisäksi hintaan voi sisältyä perusmaksu, joka kattaa toiminnan yleiskustannuksia. Verkkohinnoittelussa nykyisessä pienasiakkaiden tariffi koostuu tyypillisesti perusmaksusta (€/kk) ja kulutukseen perustuvasta energiamaksusta (snt/kWh). Verot puolestaan muodostuvat hintoihin lisättävästä arvonlisäverosta sekä sähköverosta, joka pienasiakkaalle on veroluokan I mukainen 2,79372 snt/kWh (sis. alv 24 %). Sähkövero kerätään asiakkailta siirtomaksun yhteydessä.

Sähkön myyntihinnassa asiakas maksaa käyttämästään sähköenergiasta, sisältäen energiantuotannon voimalaitoksella sekä sähkön myynnin kustannukset. Sähkön siirtohinta puolestaan sisältää valtakunnallisen kantaverkkosiirron sekä paikallisen jakeluverkkosiirron. Kantaverkko- ja jakeluverkko ovat alueellisia monopoleja (nk. luonnollisia monopoleja) ja niiden hinnoittelun kohtuullisuutta valvoo Energiavirasto.

Liittyessään sähköverkkoon asiakas maksaa *liittymismaksun*, jolla katetaan liittymän rakentamisen kustannukset. Lisäksi asiakas maksaa *verkkopalvelumaksua*, jolla katetaan koko jakeluverkon kehittämiseen ja kunnossapitoon liittyvät pääoma- ja operatiiviset kustannukset, sekä verkkoyhtiön muut kustannukset, kuten hallinto ja asiakaspalvelu sekä häviöenergian hankintakustannukset. Tämän lisäksi verkkopalvelumaksussa kerätään myös kantaverkkoyhtiön siirtomaksut loppuasiakkailta. Tässä tutkimuksessa keskitytään nimenomaan verkkopalvelumaksun määrittämiseen.

Edellä kuvatuista kustannuksista vain häviöt ja kantaverkkomaksut riippuvat suoraan siirretyn energian määrästä. Muut kustannukset ovat sellaisia, joita aiheutuu, vaikka verkossa ei siirrettäisi lainkaan energiaa. Asiakkaan verkkopalvelumaksu aiheutuukin pitkälti siitä, että asiakkaalla on mahdollisuus käyttää sähköä aina niin halutessaan, toisin sanoen maksulla kerätään kustannukset, joilla verkkoa pidetään joka hetki käyttövalmiudessa. Verkkoyhtiön kustannusrakennetta käsitellään tarkemmin seuraavassa luvussa.

3 Sähköverkkoyhtiön kustannusrakenne

Tässä luvussa tarkastellaan erilaisia sähköverkkoyhtiön kustannuksia yleisellä tasolla antamalla kuvaus erilaisten kustannuslajien sisältämisestä esimerkkikustannuseristä. Nämä kustannuserät eivät kuitenkaan ole täysin kattavia, vaan todellisuudessa verkkoyhtiöllä voi olla tässä luvussa esitettyjen kustannusten lisäksi myös muunlaisia kuluja.

Tämän luvun tarkoitus on selventää, että sähköverkkoyhtiölle aiheutuu eri laatuisia kustannuksia ja näiden kustannusten olemassaolo toimii siirtotariffien eri maksukomponenttien perustana. Lisäksi on tärkeää huomata, että vaikka siirretyn sähkön määrä olisi vähäinen, sähköverkkoyhtiölle koituu vuoden aikana erilaisia kuluja sähkön siirron mahdollistamisesta asiakkaalle. Tässä esitettyjen kustannusten lisäksi siirtotariffeilla on saatava tuottoa verkkoon sidotulle pääomalle. Siirtotariffeilla perittävän tuoton suuruus riippuu oleellisesti sähköverkon nykykäyttöarvosta.

3.1 Pääomakustannukset

Sähköverkkoyhtiön merkittävin kustannuserä muodostuu olemassa olevasta verkosto-omaisuudesta. Käytännössä tällaisia kustannuksia ovat esimerkiksi eri verkostokomponenteista aiheutuvat poistokustannukset sekä investointien rahoittamiseen liittyvät vieraan pääoman korkokustannukset.

3.2 Muut kustannukset

Sähköverkkoyhtiön operatiiviset kustannukset sisältävät verkkoyhtiön toiminnasta aiheutuvia muita kustannuksia, kuten jakeluverkon käyttö-, suunnittelu- ja kunnossapitokustannuksia sekä vuokratannuksia.

3.3 Kuormitushäviöt sekä kanta- ja alueverkkopalvelumaksut

Osa sähköverkkoyhtiön kustannuksista on verrannollisia asiakkaille siirretyn sähkön määrään. Esimerkiksi sähköverkkoyhtiö maksaa kantaverkkoyhtiölle (Fingrid) kantaverkkopalvelumaksuja kantaverkkoyhtiön voimassa olevan hinnaston mukaisesti. Tällä hetkellä Fingridin hinnasto koostuu pääosin energiaperusteisista (MWh) kantaverkkotariffeista taulukon 3.1 mukaisesti.

Taulukko 3.1. Kantaverkkopalvelun yksikköhinnat (Fingrid 2017)

Yksikköhinnat	€/MWh
Kulutusmaksu, talviarkipäivä *)	9,0
Kulutusmaksu, muu aika	2,70
Kantaverkosta ottomaksu	1,09
Kantaverkkoon antomaksu	0,72
Voimalaitosten tehomaksu	162,50 €/MW, kk (1950 €/vuodessa)
Lyhyen käyttöajan energiamaksu	3,20
Loistehomaksu	333,00 €/Mvar kuukaudessa
Loisenergiamaksu, otto	5,00 €/Mvar
Loisenergiamaksu, anto	5,00 €/Mvarh

Hinnat ilman arvonlisäveroa

*) Talvijakson pituus 900 h vuodessa, joulukuu - helmikuu ma - pe klo 7.00 - 21.00

Verkkopalvelumaksujen lisäksi sähköverkkoyhtiölle aiheutuu kustannuksia sähköverkon häviöistä, joiden voidaan katsoa muodostuvan pääosin asiakkaille siirretyn energian määrän mukaan.

3.4 Asiakaskustannukset

Sähköverkkoyhtiölle aiheutuu kustannuksia, vaikka asiakkaille ei siirrettäisi lainkaan sähköä koko vuoden aikana. Pelkästään sähkön siirron mahdollistamisesta aiheutuu sähköverkkoyhtiölle merkittäviä kustannuksia. Tämän lisäksi sähköverkkoyhtiöllä on erilaisia sähkön siirrosta riippumattomia kustannuksia, jotka aiheutuvat esimerkiksi asiakaspalvelusta ja laskuttamisesta sekä hallinnosta. Näiden lisäksi esimerkiksi olemassa olevasta mittausjärjestelmästä aiheutuu mittauskustannuksia, kun etäluettavilta mittareilta luetaan tuntikohtaiset kuormitustiedot.

4 Siirtotariffien rajoitteet, tavoitteet ja ominaisuudet

Tässä luvussa esitellään siirtotariffeja koskevia keskeisiä rajoitteita, joista keskeisin vaikuttaja on lainsäädäntö. Tämän lisäksi luvussa käsitellään siirtotariffien keskeisiä tavoitteita sekä ominaisuuksia.

4.1 Siirtotariffeja koskevat rajoitukset ja peruseriaatteet

Sähkön jakelu on monopoliasemassa olevaa liiketoimintaa ja keskeinen sähkön siirron hinnoittelua sääntelevä tekijä on lainsäädäntö (Suomessa Sähkömarkkinalaki). Lain toteutumista valvovat kansalliset valvontaviranomaiset (Suomessa Energiavirasto, aikaisemmin Energiamarkkinavirasto).

4.1.1 Lainsäädäntö

Sähkömarkkinalaki (588/2013) asettaa reunaehdot hinnoittelulle; lain mukaan:

”Verkonhaltijan on tarjottava sähköverkkonsa palveluita sähkömarkkinoiden osapuolille tasapuolisesti ja syrjimättömästi. Palveluiden tarjonnassa ei saa olla perusteettomia tai sähkökaupan kilpailua ilmeisesti rajoittavia ehtoja.” (18 §)

”Verkonhaltijan on kohtuullista korvausta vastaan myytävä sähkön siirto- ja jakelupalveluja niitä tarvitseville sähköverkkonsa siirtokyvyn rajoissa.” (21 §)

”Verkkopalvelujen myyntihintojen ja -ehtojen sekä niiden määräytymisperusteiden on oltava tasapuolisia ja syrjimättömiä kaikille verkon käyttäjille. Niistä saa poiketa vain erityisistä syistä. Kuluttajille suunnatut myyntiehdot on lisäksi esitettävä selkeällä ja ymmärrettävällä tavalla, eikä niihin saa sisältyä sopimusten ulkopuolisia esteitä kuluttajien oikeuksien toteutumiseksi.”

Verkkopalvelujen hinnoittelun on oltava kokonaisuutena arvioiden kohtuullista.

Verkkopalvelujen hinnoittelussa ei saa olla perusteettomia tai sähkökaupan kilpailua ilmeisesti rajoittavia ehtoja. Siinä on kuitenkin otettava huomioon sähköjärjestelmän toimintavarmuus ja tehokkuus sekä kustannukset ja hyödyt, jotka aiheutuvat voimalaitoksen liittämisestä verkkoon.” (24 §)

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

Verkonhaltijan on osaltaan järjestettävä edellytykset sille, että verkon käyttäjä saa asianomaiset maksut suorittamalla oikeuden käyttää liittymispisteestään käsin koko maan sähköverkkoa ulkomaanyhteyksiä lukuun ottamatta.” (25 §)

”Sähkönjakelun hinta ei jakeluverkossa saa riippua siitä, missä verkon käyttäjä maantieteellisesti sijaitsee verkkonhaltijan vastuualueella. Jakeluverkonhaltijan toisistaan maantieteellisesti erillään sijaitsevilla vastuualueen osissa tulee kuitenkin soveltaa omia jakeluhintoja. Energiamarkkinavirasto voi yksittäistapauksessa myöntää poikkeuksen sähkönjakelun erillisten hintojen soveltamisesta, jos jakeluverkonhaltijan vastuualueen osien kustannustasot ja hinnoitteluperusteet eivät poikkeaa merkittävästi toisistaan.” (55 §)

”Jakeluverkonhaltijan on esitettävä laskussaan jakeluverkkonsa käyttäjälle erittely siitä, miten sähkönjakelun hinta muodostuu. Jakeluverkonhaltijan on kuluttajille lähetettävissä laskuissa annettava tiedot asiakasvalitusten tekemistä varten sekä kuluttajille suunnatussa laskutuksessaan tietoja kulut-

tajien käytettävissä olevista riitojenratkaisumenettelyistä. Energiamarkkinavirasto voi antaa tarkempia määräyksiä siitä, mitä tietoja laskuun tulee sisällyttää, sekä siitä tavasta, jolla tiedot tulee laskussa esittää.

Jakeluverkonhaltijan on tarjottava kuluttajille erilaisia maksutapoja sähkönjakelun laskujen maksamiseen. Tarjotuissa vaihtoehtoissa ei saa olla perusteettomia eikä eri asiakasryhmiä syrjiviä ehtoja. Maksutapojen ehdossa voidaan huomioida eri maksutapojen tarjoamisesta jakeluverkonhaltijalle aiheutuvien kustannusten kohtuulliset erot. Jos jakeluverkonhaltija tarjoaa kuluttajille ennakkomaksujärjestelmää, on järjestelmän heijastettava riittävästi kuluttajan arvioitua todennäköistä vuotuista sähkönkulutusta.” (57 §)

Lisäksi lain 1 § todetaan ”Sähköalan yritysten tehtäviin kuuluu huolehtia asiakkaitensa ja verkkonsa käyttäjien sähkönhankintaan liittyvistä palveluista sekä edistää omassa ja näiden toiminnassa sähkön tehokasta ja säästäväistä käyttöä.”

Sähkömarkkinalaki siis määrittää, että hinnoittelun tulee olla syrjimätöntä ja kohtuullista, eikä hinta saa riippua siitä, missä kohden jakeluverkkoaluetta verkon käyttäjä maantieteellisesti sijaitsee.

Hinnoittelun kohtuullisuutta valvoo Energiavirasto, joka määrittelee valvontamenetelmät neljän vuoden jaksoille. Tällä hetkellä valvontamenetelmät on määritetty kahdelle neljän vuoden jaksolle (2016-2023). Valvonta kohdistuu tuoton kohtuullisuuteen, minkä lisäksi määritellään kohtuullinen taso operatiivisille kustannuksille ja poistoille. Siten valvonnassa määritetään käytännössä kohtuullinen liikevaihto. Viranomaisen ei kuitenkaan ota kantaa itse hinnoittelurakenteeseen, vaan se on jokaisen sähköverkkoyhtiön itse päätettävissä.

Tätä raporttia kirjoitettaessa (toukokuu 2017) on juuri valmistunut hallituksen esitys (HE 50/2017 vp), jossa esitetään muutoksia sähkömarkkinalakiin. Lakiesityksen 26 a § määrää sähkönsiirron ja sähkönjakelun maksujen korottamisesta:

“Verkonhaltija saa korottaa sähkönsiirron ja sähkönjakelun maksujaan enintään 15 prosenttia korotusta edeltäneiden 12 kuukauden aikana keräämiinsä sähkönsiirron ja sähkönjakelun maksuihin verrattuina. Jos verkonhaltija tekee korotuksesta alkavan 12 kuukauden ajanjakson aikana lisää sähkönsiirron ja sähkönjakelun maksujen korotuksia, eivät kyseisenä aikana kerätyt maksujen korotukset tällöinkään saa ylittää 15 prosenttia tarkastelujakson ensimmäistä korotusta edeltäneiden 12 kuukauden aikana kerättyjen maksujen määrästä.

Korotuksen hyväksyttävä enimmäismäärä lasketaan verkonhaltijan sähköverkon käyttäjiä edustavan kunkin asiakasryhmän 12 kuukauden pituisen tarkastelujakson keskimääräisen kokonaismaksun perusteella. Hyväksyttävä enimmäismäärä lasketaan tällöin kuhunkin asiakasryhmään kuuluviin verkon käyttäjiin sovellettavien korkeimpien verokantojen mukaan määritetystä sähkönsiirron ja sähkönjakelun verollisesta hinnasta, johon ei sisälly korotusajankohdasta alkavan tarkastelujakson aikana toteutuvien, verkon käyttäjien sähkön käyttöön perustuvien verojen ja veronluonteisten maksujen sekä arvonlisäveron korotusten määrä. Asiakasryhmät on määriteltävä siten, että ne kuvaavat tasapuolisella ja syrjimättömällä tavalla verkonhaltijan sähköverkon käyttöä ja verkon käyttäjien ominaispiirteitä.”

...

“Energiavirasto voi hakemuksesta antaa verkonhaltijalle luvan yksittäistapauksessa poiketa 1 momentissa säädetyistä, jos se on välttämätöntä sähköverkkoluvan myöntämisen edellytysten tai verkonhaltijan lakisääteisten velvoitteiden täyttämiseksi.

Energiavirasto voi antaa tarkempia määräyksiä 2 momentissa tarkoitetuista asiakasryhmistä ja niiden määrittämisestä.”

Lisäksi lakiesityksen perustelutekstissä todetaan:

“Verkonhaltijoiden hinnoittelussaan soveltamien tariffirakenteiden muutoksissa voi syntyä suuriakin muutoksia eri tariffikomponenttien osuuteen asiakasryhmien kokonaismaksuissa. Verkonhaltijoiden tariffirakenteiden muutokset tulisikin pyrkiä toteuttamaan niin, etteivät ne aiheuta kohtuuttoman suurta kertaluontoisia vaikutuksia asiakasryhmän maksamaan kokonaismaksuun.”

...

“Pykälän 2 momentin mukaan korotuksen hyväksyttävä enimmäismäärä laskettaisiin ensisijaisesti verkonhaltijan sähköverkon käyttäjiä edustavan kunkin asiakasryhmän 12 kuukauden pituisen tarkastelujakson keskimääräisen kokonaismaksun perusteella. Esimerkkejä tällaisista asiakasryhmistä olisivat Energiaviraston tai toimialajärjestöjen määrittelemät vakiintuneet tyyppikäyttäjät tai kanta-verkonhaltijan ja suurjännitteisen jakeluverkonhaltijan asiakkaina olevat erikokoiset sähköntuottajat ja sähkönkäyttäjät sekä jakeluverkonhaltijat. Asiakasryhmäkohtaisessa tarkastelussa asiakasryhmään kuuluvien yksittäisten asiakkaiden prosentuaaliset korotukset voisivat ylittää 15 prosenttia ilman, että korotus katsottaisiin tällaisten asiakkaiden osalta säännöksen vastaiseksi menettelyksi. Olosuhteita tai perusteita, jotka saattavat johtaa siihen, että korotus ylittää yksittäisten asiakkaiden osalta säännöksessä asetetun rajan, voisivat olla esimerkiksi asiakkaan poikkeuksellisen alhainen tai korkea sähkönkulutus asiakasryhmän määritelmään liittyvään keskimääräiseen sähkönkulutukseen verrattuna sekä asiakkaan kulutusprofiiliin huonosti soveltuva sähkönsiirto- tai sähkönjakelutuote tai sulakekoko.”

Lakiesityksen perusteella tariffirakennemuutoksia tehtäessä oleellista on huomioida nimenomaan muutokset asiakasryhmäkohtaisissa maksuissa, ei niinkään yksittäisen asiakkaan kohdalla, jossa voi olla suuriakin muutoksia johtuen mm. lakiesityksen perusteluteksteissä todetuista seikoista.

Energiatehokkuusdirektiivi (2012/27/EU) ottaa lähinnä kantaa tariffien dynaamisuuteen, tätä on käsitelty tarkemmin luvussa 4.2.7.

Sähköntoimitusten mittauksesta puolestaan säädetään Valtioneuvoston asetuksessa sähköntoimitusten selvityksestä ja mittauksesta (66/2009), jossa todetaan;

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

Jakeluverkonhaltija voi poiketa tuntimittausvelvoitteesta enintään 20 prosentissa jakeluverkon sähkönkäyttöpaikoista, jos poikkeuksen piiriin kuuluva sähkönkäyttöpaikka:

1) on varustettu enintään 3 x 25 ampeerin pääsulakkeilla;

2) on varustettu yli 3 x 25 ampeerin pääsulakkeilla, sähkönkulutus sähkönkäyttöpaikassa on enintään 5 000 kilowattituntia vuodessa ja sähkö ostetaan sähkönkäyttöpaikkaan sähkömarkkinalain 21 §:ssä tarkoitetuilla ehdoilla.” (4 §)

Tämän perusteella **voidaan olettaa, että sähkökäyttöpaikat on varustettu kattavasti etäluettavailla tuntimittareilla**, jotka mahdollistavat tässä raportissa tarkasteltavien tariffirakenteiden käyttöönoton.

4.2 Siirtotariffien keskeiset tavoitteelliset ominaisuudet

Sähkön voidaan nähdä olevan nykyisin luonteeltaan enemmänkin välttämätön perushyödyke kuin luksushyödyke. Nyky-yhteiskunta on käytännössä hyvinkin riippuvainen sähköstä sekä sen luotettavasta ja korkealaatuisesta toimituksesta. Tästä syystä myös siirtotariffeille voidaan katsoa kohdistuvan erilaisia vaatimuksia. Tässä luvussa esitellään siirtotariffien kriteereitä, jotka on esitetty taulukossa 4.1, ja tariffien keskeisimpiä tavoitteellisia ominaisuuksia.

Taulukko 4.1. Yhteenveto tarifeille asetetuista kriteereistä.

Kriteeri	Kuvaus
Kustannusvastaavuus	Kustannusvastaavuudella tässä yhteydessä tarkoitetaan sitä, että ensinnäkin tariffirakenne heijastaa hyvin sähköverkkoyhtiön kustannusrakennetta pistehinnoittelun sallimissa rajoissa. Tämä seikka tukee tariffien oikeudenmukaisuutta ja tasapuolisuutta eri asiakkaita kohtaan. Toiseksi siirtotariffeilla tulee voida generoida riittävä liikevaihto, joka mahdollistaa sähköverkkoyhtiön toimintaedellytykset.
Neutraalius muita markkinaosapuolia kohtaan	Tällä kriteerillä tarkoitetaan osaltaan sitä, että siirtotariffirakenteen ei tulisi muodostaa esteitä tai rajoitteita muiden markkinaosapuolten toiminnalle. Siirtotariffien ei myöskään tule varsinaisesti luoda uusia liiketoimintamahdollisuuksia esimerkiksi kysynnänjoustopalveluille, vaan enemmänkin varmistaa se, että siirtotariffilla ei estetä näiden markkinaosapuolten toimintaa tulevaisuudessa sähköverkon teknisten rajojen puitteissa.
Ohjaavuus	Tämän kriteerin perimmäinen ajatus on se, että siirtotariffi on yksi osatekijä asiakkaan kannustamisessa kohti kokonaistehokasta sähkökäyttöä, joka johtaa pitkällä aikavälillä sähkövoimajärjestelmän kokonaiskustannusten pienenemiseen. Siirtotariffi mahdollistaa sen, että asiakas kykenee omilla toimillaan ja päätöksillään vaikuttamaan siirtomaksunsa suuruuteen.
Toteutettavuus	Toteutettavuudella tarkoitetaan sitä, että tariffirakenteen tulisi olla toteutettavissa kohtuullisin kustannuksin. Tariffin perustoiminta tulisi olla käyttöönotettavissa kustannustehokkaasti ja mahdollisimman pitkälle nykyisiä ja näköpiirissä olevia tulevaisuuden järjestelmiä ja infrastruktuuria (esim. tulevan mittarisukupolven ominaisuudet) hyödyntämällä, jotta sen käyttöönotto ei aiheuttaisi kohtuuttomia kustannuksia sähköverkkoyhtiölle ja asiakkaille. Uudessa tariffirakenteessa tulisi huomioida myös asiakasviestintä ja asiakaspalveluun mahdollisesti tulevat yhteydenotot alussa tai jatkossa vuosittain, esim. tehon kynnysrajan muuttuessa.
Yhteensopivuus	Yhteensopivuudella tarkoitetaan sitä, että siirtotariffirakenne ei sisällä ylitsepäsemättömiä rakenteellisia ristiriitoja esimerkiksi sähkön myyjän tarjoamien nykyisten, sekä myös mahdollisten uusien tariffien kanssa. Tässä kriteerissä tulee huomioida myös muiden osapuolten tulevaisuuden hinnoittelun kehitysmahdollisuuksien suunta.

Ymmärrettävyys	Ymmärrettävyydellä tarkoitetaan sitä, että tariffirakenne, eli säännöstö, jonka mukaan asiakkaan siirtomaksu lopulta muodostuu, on kokonaisuudessaan johdonmukainen ja riittävän yksinkertainen. Asiakkaan tulee kyetä annetun hinnaston perusteella päättämään oman siirtomaksunsa muodostumisperusteet riittävän helposti.
----------------	--

4.2.1 Syrjimättömyys ja tasapuolisuus

Siirtotariffien tulisi olla Sähkömarkkinalain mukaisesti syrjimättömiä. Tämä tarkoittaa sitä, että saman sähköverkkoyhtiön alueella asiakkaan sijainti ei saa vaikuttaa tämän maksaman siirtomaksun suuruuteen. Käytännön tasolla asiakkaat maksavat sijainnistaan riippumatta samoilla perusteilla voimassaolevan siirtohinnaston mukaisesti. Asiakkaat eivät myöskään pysty valitsemaan sähkön siirtoa tarjoavaa yhtiötä, vaan palvelu on ostettava paikalliselta jakeluverkonhaltijalta. Asiakas ei siis pysty kilpailuttamaan sähkön siirtoaan sähköenergian tavoin eri sähkön myyjien tapauksessa.

Tasapuolisuus ja syrjimättömyys ohjaavat hinnoittelua myös siihen, että asiakasryhmien välinen riskisubventio olisi mahdollisimman vähäistä. Tämä tarkoittaa sitä, että eri asiakasryhmät maksavat vain ne kustannukset, jotka katsotaan aiheutuneen näistä asiakkaista. Tällöin esimerkiksi suoraan keski-jännitetasolle (20 kV) kytkeytyneet asiakkaat eivät joudu maksamaan pienjänniteverkon (0,4 kV) kustannuksia.

4.2.2 Kohtuullisuus

Suomessa Sähkömarkkinalakiin (Luku 4, §24) on kirjattu seuraavasti:

”Verkkopalvelujen hinnoittelun on oltava kokonaisuutena arvioiden kohtuullista.” (Sähkömarkkinalaki)

Sähkön siirrosta perittävien siirtomaksujen kohtuullisuutta koskeva vaatimus liittyy pitkälti sähköverkkoliiketoiminnan monopoliluonteeseen. Kansantaloudellisesti ei ole järkevää rakennuttaa rinnakkaisia sähköverkkoja, koska yksittäinen toimija kykenee suoriutumaan sähkönjakelusta riittävän tehokkaasti vastuualueellaan.

Luonnollisen kilpailun puute ei kannusta sähköverkkoyhtiöitä pitämään siirtotariffiensa hintatasoa alhaisena ja tästä syystä hintatasoa tulee jollakin tapaa valvoa ja hallinnoida. Käytännön tasolla valvova viranomais (Energiavirasto) ei seuraa yksittäisten yhtiöiden yksittäisiä tariffeja kovinkaan tarkasti, vaan valvonta kohdistuu pääosin siirtomaksuilla perittävän liikevaihdon suuruuteen, tarkemmin siirtomaksuilla saatujen tuottojen suuruuteen. Energiavirasto seuraa sähköverkkoyhtiöiden hinnoittelun kohtuullisuutta valvontajaksottain voimassa olevan valvontamethodiikan avulla (Energiavirasto 2015b).

4.2.3 Kustannusvastaavuus

Sähköverkkoliiketoiminnan monopoliluonteen vuoksi siirtotariffien tulisi olla toiminnan todellisia kustannuksia vastaavia. Sähköverkkoyhtiöiden tulee kyetä perustelevaan käyttämiensä tariffien määrätymisperusteet.

4.2.4 Ohjaavuus

Siirtotariffeilla voidaan vaikuttaa hintasignaalien kautta siihen, miten asiakas käyttää sähköä. Yksi keskeinen ominaisuus tariffeilla on ohjaavuus, jolla siis tarkoitetaan eri hintasignaalien kautta tapahtuvaa sähkönkäytön ohjausta. Esimerkiksi nykyisillä aikaporrastetuilla tariffilla (esim. yötariffi) kannustetaan asiakkaita käyttämään sähköä yöaikaan päiväajan sijasta. Sähköverkossa on tyypillisesti ollut yöaikana enemmän siirtokapasiteettia tarjolla päiväaikaan nähden, kun esimerkiksi teollisuuden sähkönkäyttö on vähäisempää.

4.2.5 Ymmärrettävyys

Hyvin keskeinen tavoitteellinen ominaisuus siirtotariffeilla on se, että asiakkaat ymmärtävät maksamiensa siirtomaksujen määrätymisperusteet. Erityisesti uusia siirtotariffeja suunniteltaessa on tärkeää kiinnittää huomiota siihen, miten asiakkaille esitetään siirtotariffin eri maksukomponenttien toimintaperiaatteet, jotta asiakkaiden kulutuskäytös ei ole täysin päinvastainen kuin mitä tariffeilla tavoitellaan.

4.2.6 Muiden sähkömarkkinaosapuolten näkökulmien huomioiminen

Vaikka siirtotariffit liittyvät suoraan sähköverkkoyhtiön tulonmuodostukseen, on siirtotariffien kehittämisessä huomioitava myös muut markkinaosapuolet (esim. sähkön myyjä, jne.). Siirtotariffeilla ei ole sallittua muodostaa esteitä muille markkinaosapuolille.

Siirtotariffien ei tulisi estää esimerkiksi kysynnän joustoa. Tässä lukijan on tärkeää ymmärtää myös se, että kysynnän jousto voi tarkoittaa sekä kysynnän vähentämistä tai kysynnän lisäämistä tarpeen mukaan.

4.2.7 Tariffien dynaamisuutta koskevat näkökulmat

Vuonna 2012 voimaantulleessa Energiategohokkuusdirektiivissä (2012/27/EU) on kirjattu seuraavat tekstit:

”(45) Kysynnänohjaus voi perustua siihen, miten loppukäyttäjät reagoivat hintasignaaleihin, tai rakennuksissa käytettävään automatiikkaan. Edellytyksiä kysynnänohjauksen käytölle ja saatavuudelle olisi parannettava, myös pienten loppukuluttajien hyväksi. Älykkäiden verkkojen jatkuva käyttöönnotto

huomioon ottaen jäsenvaltioiden olisi sen vuoksi varmistettava, että kansalliset energia-alan sääntelyviranomaiset voivat varmistaa, että verkon sääntely ja verkkotariffit kannustavat energiatehokkuuden parantamiseen ja tukevat loppukäyttäjien kysynnän ohjaustoimenpiteiden dynaamista hinnoittelua. Olisi pyrittävä markkinoiden yhdentymiseen ja kysyntäpuolen resurssien yhtäläisiin markkinoillepääsyn mahdollisuuksiin (toimitus- ja kulutuskuorma) tuotannon ohella. Jäsenvaltioiden olisi lisäksi varmistettava, että kansalliset energia-alan sääntelyviranomaiset soveltavat kokonaisvaltaista lähestymistapaa, joka kattaa mahdolliset säästöt energian toimituksessa ja loppukäytössä.” (Energiatehokkuusdirektiivi)

”3. Verkkotariffit tai vähittäishinnat voivat tukea loppukäyttäjien kysynnän ohjaustoimenpiteiden dynaamista hinnoittelua, mukaan lukien:

a) käyttöajankohdasta riippuvat tariffit;

b) kriittisten kulutushuippujen hinnoittelu;

c) reaaliaikainen hinnoittelu; sekä

d) kulutushuippujen leikkaaminen.” (Energiatehokkuusdirektiivi)

Tariffien dynamiikka voidaan ymmärtää eri tavoin riippuen siitä, mitä tariffia käsitellään. Esimerkiksi nykyisin useat sähkön myyjät tarjoavat asiakkailleen tariffivaihtoehtoa, jossa sähköenergian hinta on sidottu esimerkiksi NordPoolin Elspot-tuntihintaan. Asiakas saa tietoonsa seuraavan päivän tunti-kohtaiset sähkön hinnat niiden toteutumista edeltävänä vuorokautena. Sähkön hinta siis voi vaihdella ajallisesti hyvinkin paljon ja asiakkaan on huolehdittava itse siitä, että tämä hyötyy parhaiten sähkön hinnan vaihteluista. Dynamiikka sirtotariffien tapauksessa voidaan mieltää esimerkiksi seuraavin tavoin

1. Hyödykkeen tai palvelun yksikköhinta vaihtelee jollakin tapaa dynaamisesti (esim. sähkön pörssihinnan tapaisesti, jossa joka tunnille sähköenergialle on määritetty oma hinta).
2. Hyödykkeen tai palvelun yksikköhinta on kiinnitetty samaksi pidemmälle aikavälille ja kuluttaja voi itse omilla valinnoillaan päätyä tavoitteensa mukaiseen kustannustasoon.

Siirtotariffien tapauksessa dynamiikka ei välttämättä tarkoita täysin samaa asiaa kuin sähkön myyntitariffien tapauksessa. Sähköverkkoyhtiöiden on ilmoitettava asiakkaille tarjoamiensa siirtotariffien määräytymisperusteet ennakkoon. Dynaamista verkon tilaan perustuvaa hinnoittelua rajoittaa myös Sähkömarkkinalakiin kirjattu pistehinnoitteluperiaate. Lisäksi sähköverkkoyhtiöllä ei ole kustannusrakenteensa puolesta perusteita tarjota samankaltaisia dynaamisia tariffirakenteita asiakkailleen kuin mitä sähkön myyjät tarjoavat. Dynamiikan tavoittelu voisi siirtotariffien tapauksessa tarkoittaa sitä, että asiakas pystyy siirtotariffinsa rakenteen johdosta vaikuttamaan aktiivisesti oman siirtomaksunsa suuruuteen omilla toimenpiteillään, jolloin kyse on edellä esitettyjen dynamiikkaa koskevien vaihtoehtojen jälkimmäisestä esimerkistä. Tätä oletusta dynamiikasta on käytetty lähtökohtana tässä raportissa.

4.3 Siirtotariffien yhteiskunnalliset tavoitteet

Siirtotariffien keskeisiä tavoitteita on useita. Tämän tekstin puitteissa keskeisimmiksi korkean tason yhteiskunnallisiksi tavoitteiksi nähdään erityisesti seuraavat:

- Sähköenergiajärjestelmän kustannusten pienentäminen ja resurssitehokkuuden parantaminen pitkällä aikavälillä.
- Asiakkaiden kannustaminen ja aktivoiminen resurssitehokkuuteen omien valintojen ja toimenpiteiden johdosta.
- Erilaisten asiakkaiden välillä tapahtuvan ristisubvention vähentäminen (ns. vapaamatkustaja-ongelma).
- Siirtotariffi mahdollistaa sähköverkon toimimisen teknologianeutraalina alustana sähkömarkkinoille ja uusiutuvien energiamuotojen integroitumiselle .
- Kestävän ja ennustettavan sähköverkkoliiketoiminnan varmistaminen myös tulevaisuudessa muuttuvassa toimintaympäristössä.
- Uusien liiketoimintamahdollisuuksien syntymisen mahdollistaminen.

5 Tarkasteltavat tariffirakenteet

Tässä luvussa esitellään erilaisia vaihtoehtoisia tapoja kytkeä tehoriippuvuus asiakkaan siirtotariffiin. Tarkastelussa pyritään tarjoamaan yleisen tason analyysiä koskien erilaisten vaihtoehtoisten siirtotariffien toimintamekanismeja. Tarkasteluissa ei ole pyritty kiinnittämään sähköisiä suureita siirtotariffeihin siten, että ne edustaisivat lopullisia tuloksia, vaan perusajatuksena tässä luvussa on tarkastella tehon kytkeytymistä siirtotariffiin yleisellä tasolla.

5.1 Siirtotariffin maksukomponentit

Siirtotariffit ovat perinteisesti koostuneet kolmesta keskeisestä maksukomponentista:

1. Kuukausittain perittävästä perusmaksusta.
2. Siirretyn sähkön määrään kytketystä kulutusmaksusta.
3. Pätötehomaksusta.

Suurilla asiakkailla on em. kolmen keskeisen komponentin lisäksi ollut käytössä erillinen maksukomponentti myös loisteholle. Seuraavaksi käsitellään kutakin kolmea maksukomponenttia yleisellä tasolla.

5.1.1 Perusmaksu

Yksinkertaisin maksumekanismi, jota tyypillisesti sovelletaan perusmaksujen osalta, on kuukausittain perittävä kiinteä rahasumma (€kk). Viime vuosina sähköverkkoyhtiöt ovat kasvattaneet perusmaksujen osuutta pienasiakkaiden siirtomaksuissa. Tämä muutossuunta on kustannusperusteisen ajattelun näkökulmasta oikea, koska suurin osa luvussa 3 esitetyistä sähköverkkoyhtiön vuotuisista kustannuksista ei riipu asiakkaalle siirretyn sähkön määrästä (kWh).

Ideaalitilanteessa perusmaksuun kohdistettaisiin ainoastaan sellaisia kustannuksia, jotka riippuvat pelkästään asiakkaan olemassaolosta (esim. asiakaspalvelu, mittaus, laskutus, yms. toiminnot sekä myös osa verkostokustannuksista). Nykyisin perusmaksuihin on kohdistettu myös muita kustannuksia, jotta perusmaksun paino siirtomaksussa olisi suurempi ja sähköverkkoyhtiöt kykenevät pitämään pienasiakkaille tarjoamansa tariffirakenteet yksinkertaisina ja siirtomaksuista saatavan tulovirran helpommin ennakoitavana.

5.1.2 Kulutusmaksu

Kulutusmaksujen osalta erityisesti yksiaikatariffien (eli ns. yleistariffien) osalta sovelletaan yksinkertaista maksukäytäntöä, jossa asiakkaan kulutus kerrotaan kulutusmaksun yksikköhinnalla (snt/kWh). Yksiaikatariffeissa yksikköhinta on sama riippumatta siirretyn energiayksikön ajoittumisesta. Kaksi-

aikatariffeissa (esim. yö-, tai kausitariffeissa) kulutusmaksulle on kaksi eri yksikköhintaa. Tyypillisesti kulutusmaksun yksikköhinta on halvempi joko yöaikaan (yötariffissa) tai ei-talviarkipäivinä (kausitariffissa). Kunkin ajan kumulatiivinen energiamäärä kerrotaan kunkin ajan vallitsevalla yksikköhinnalla.

Ideaalitapauksessa kulutusmaksuun kohdistettaisiin vain suoraan siirretyn sähkön määrästä riippuvia kustannuksia (esim. kuormitushäviöt ja kantaverkkopalvelumaksut). Kuten perusmaksun tapauksessa, myös kulutusmaksuihin on kohdistettu myös muita kustannuksia tariffirakenteen johdosta eri sähköverkkoyhtiöissä sovellettavien käytäntöjen mukaisesti.

5.1.3 Tehomaksu

Tehomaksujen määräytymisperusteet perus- ja kulutusmaksuihin nähden ovat hieman erilaiset. Yksinkertaisimmillaan tehomaksun määräytymisperuste voi olla joko ennalta sovittu teho (ns. sopimusteho) tai jonkin aikajakson (esim. yhden vuoden tai kuukauden) aikana mitattu suurin teho. Nykyisessä hinnoittelumallissa käsite teho viittaa tunnin keskitehoon (tuntiteho).

Eri verkkoyhtiöissä käytännöt erityisesti tehomaksun määräytymisperusteiden suhteen poikkeavat toisistaan melko paljon. Nykyisin suuremmille pienjänniteverkkoon kytkeytyneille asiakkaille tarjottavien pienjännitetehotariffien tehomaksujen määräytymisperusteet vaihtelevat aina 12 kuukauden liukuvasta suurimmasta mitatusta tuntitehosta kuukauden suurimpaan mitattuun tuntitehoon. Joissain verkkoyhtiöissä huomioidaan tehomaksussa puolestaan vain talvikuukausien aikana tapahtuvat huipputuntitehot ja myös erilaisia vuositasolla tarkasteltuja, useamman huippukuormitustunnin tehojen keskiarvoon perustuvia, tehomaksuja esiintyy joissain yhtiöissä. Vaihtelu tehomaksujen määräytymisperusteissa on siis nykyisin suurta.

Tehomaksuihin kohdistettaisiin kustannuksia, jotka ovat kytköksissä tarvittuun siirtokapasiteettiin (esim. sähköverkon komponenttien poistot, yms.). Nykyisissä pienasiakkaiden siirtotariffirakenteissa ei kuitenkaan ole erillistä maksukomponenttia teholle, vaan edellä mainitut kustannukset on tyypillisesti kohdistettu joko perus- tai kulutusmaksuihin.

5.2 Tehon mahdollisia vaikutuksia eri maksukomponentteihin

Tehon huomioimiseksi pienasiakkaiden siirtotariffien maksukomponenteissa on erilaisia yhdistelmiä. Tässä luvussa pyritään havainnollistamaan näitä eri vaihtoehtoja. Erilaisten tariffirakenteiden ominaisuuksia erityisesti tehon osalta tarkastellaan tarkemmin luvussa 5.3 eri siirtotariffirakenteiden yhteydessä.

5.2.1 Tehon vaikutus perusmaksuun

Asiakkaan tehon vaikutus siirtotariffin perusmaksun suuruuteen on jo nykyisin käytössä joissain sähköverkkoyhtiöissä tariffeissa, joissa perusmaksun suuruus määräytyy asiakkaan pääsulakekoon mukaan. Näissä tapauksissa suurempi sulakekoko johtaa pääsääntöisesti suurempaan perusmaksuun ja suurempi perusmaksu kannustaa asiakkaita valitsemaan pienemmän sulakekoon.

5.2.2 Tehon vaikutus kulutusmaksuun

Asiakkaan siirtokapasiteettitarve voidaan perusmaksun sijaan kytkeä myös siirtotariffin kulutusmaksuun. Käytännössä tämä voisi tarkoittaa esimerkiksi sitä, että suurempi tehontarve johtaisi suurempaan kulutusmaksuun joko hetkellisesti yhden tunnin ajaksi tai pitkäkestoisemmin (esim. kuukauden ajaksi).

5.2.3 Erillinen tehomaksu

Edellisten vaikutusten sijaan on myös mahdollista ottaa käyttöön erillinen tehomaksu, jossa asiakkaan tehontarve liittyy suoraan asiakkaan maksaman siirtomaksun suuruuteen ilman, että teho vaikuttaisi muihin tariffin maksukomponentteihin.

Tehomaksun määräytymisperusteet voivat myös vaihdella, kuten nykyisissä pienjännitetehtotariffeissa. Tämä tarkoittaa käytännössä sitä, että asiakkaan siirtomaksun tehon perusteella määräytyvän osuuden suuruus voi määräytyä esimerkiksi asiakkaan vuoden suurimman mitatun tuntitehon, kuukausittaisten tehuhiippujen, eri tehuhiippujen yhdistelmien (esim. useamman tunnin tuntitehojen keskiarvo) tai ennalta sovitun tehon perusteella. Määräytymisperusteiden valinta voi vaikuttaa suures-tikin tariffin ohjausvaikutukseen, joten valinta tulee suorittaa huolella ja hyvin perustein.

5.3 Siirtotariffirakenteet

Siirtotariffirakenteet muodostuvat eri maksukomponenteista, joita on esitetty edeltävissä luvuissa. Tässä luvussa esitellään erilaisten vaihtoehtoisten siirtotariffien perusrakenteita. Luvussa esitetyt tariffirakenteet pyrkivät tarjoamaan näkemystä erilaisista siirtotariffirakenteista, mutta esitetyt tariffirakenteet eivät kuitenkaan kata kaikkia olemassa olevia vaihtoehtoja. Siirtotariffien selventämiseksi eri vaihtoehtojen osalta taulukossa 5.1 on esitetty kunkin siirtotariffirakenteen sisältämistä potentiaalisista määräytymisperusteista. Taulukossa esitetyt vaihtoehdot eivät edusta lopullisia valintoja, vaan eri tariffirakenteita ja niiden maksukomponentteja koskeviin valintoihin palataan myöhemmin raportissa.

Taulukko 5.1. Eri siirtotariffirakenteiden siirtomaksujen määräytymisperusteet.

Siirtotariffi	Siirtomaksun määräytymisperuste		
	€/kk (tai €/a)	snt/kWh	€/kW
Kiinteä vuosimaksu	x		
Kiinteä perusmaksu ja kulutusmaksu	x	x	
Sulakeporrastettu perusmaksu ja kulutusmaksu	x	x	
Tehorajatariffi			x
Tehorajatariffi kausijaolla			x
Kaksiporrastariffi	x	(x)	(x)
Kolmiporrastariffi	x	(x)	(x)
Pienasiakkaan tehotariffi kynnysteholla	x	x	x
Pienasiakkaan tehotariffi	x	x	x

x = Sisältyy siirtotariffirakenteeseen

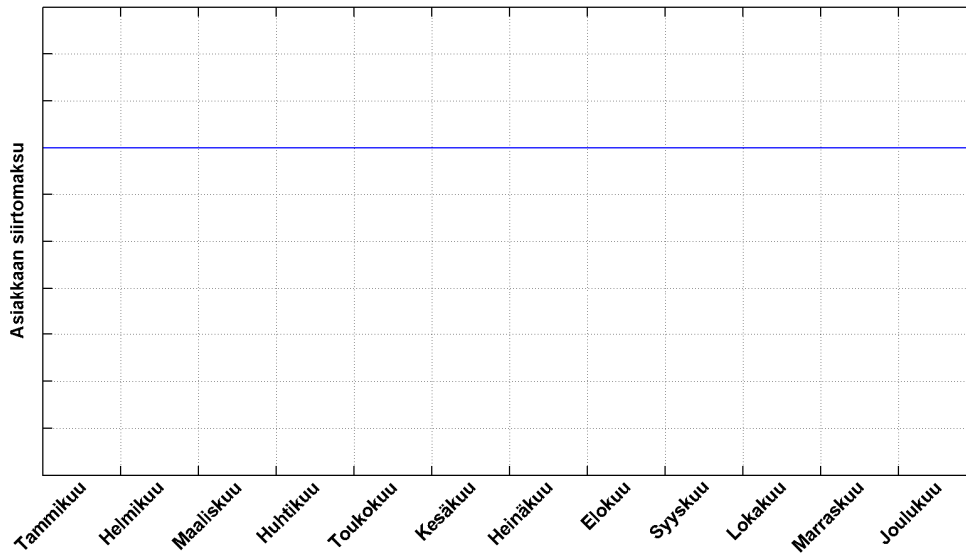
(x) = Saattaa sisältyä siirtotariffirakenteeseen

Siirtotariffien eri maksukomponenttien mekanismit määrittävät säännöt, joiden perusteella asiakkaat lopulta maksavat siirtomaksunsa. Siirtotariffi muodostaa tämän säännösten ja onkin ensiarvoisen tärkeää, että erilaisia tariffirakenteita sovellettaessa niiden asiakasvaikutukset ovat halutun laisia ja myös asiakkaan ymmärrettävissä.

Tässä luvussa esitettyjen kuvien tilanteet kuvaavat tariffien perustoimintamekanismeja erityisesti tehon näkökulmasta tarkasteltuna. Kuvissa ei ole esitetty tarkkoja lukuja esimerkiksi kuukausittaisista siirtomaksujen osuuksista, asiakkaiden tehoista tai siirtotariffien maksukomponenttien suuruuksista, koska asiakkaiden sähkönkäyttö ei ole täysin homogeenistä koko asiakasmassan tapauksessa. Tariffien hintaparametreihin ja kvantitatiivisiin asiakasvaikutuksiin palataan raportin myöhemmässä vaiheessa.

5.3.1 Kiinteä vuosimaksu

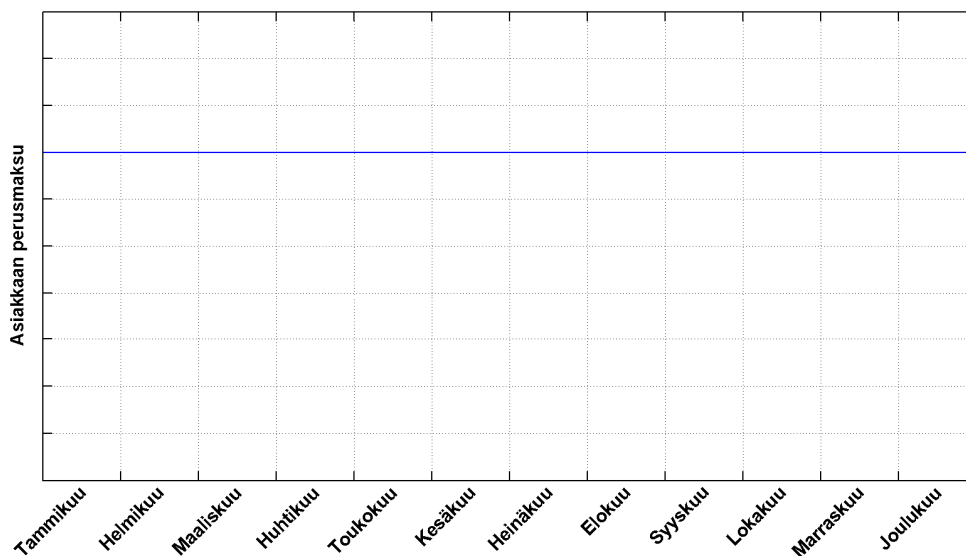
Siirtomaksut voidaan kerätä asiakkailta yksinkertaisimmillaan kiinteinä vuosimaksuina (€/a), jotka laskutetaan asiakkailta kuukausittain tasaerin (€/kk). Käytännössä *sähköverkkoyhtiö jakaisi tässä vaihtoehdossa kaikki pienasiakkaille kohdistettavat kustannukset tasan kaikkien pienasiakkaiden kesken*. Kuvassa 5.1 on esitetty asiakkaan siirtomaksun kehitys vuoden aikana, kun asiakkaalla oletetaan olevan kiinteä vuosimaksu tariffivaihtoehtona. Nykyinen trendi tariffikehityksessä ajaa tähän suuntaan, jos tariffirakenteita ei uudisteta; kiinteän maksun osuus on kasvanut merkittävästi viimeisten 15 vuoden aikana, kuten raportin johdantoluvussa todettiin.



Kuva 5.1. Asiakkaan siirtomaksun kehitys vuoden aikana kuvitteellisessa esimerkissä, jossa asiakkaan siirtotariffina on kiinteä vuosimaksu.

5.3.2 Kiinteä perusmaksu ja kulutusmaksu

Nykyisin osassa sähköverkkoyhtiöitä on käytössä pienasiakkaiden osalta siirtotariffirakenne, joka koostuu kahdesta maksukomponentista: kuukausittaisesta perusmaksusta (€/kk) ja siirretyn sähkön määrään sidotusta kulutusmaksusta (ns. energiamaksu, snt/kWh). Lisäksi nykyisin tarjotuilla aika- ja kausitariffeilla energiamaksulla on hintaportaita eri vuorokauden ajoille. Tällaisia siirtotariffeja käytetään tyypillisesti kaupunkiverkkoyhtiöissä, joissa asiakasmäärä on suuri ja asiakkaat ovat keskittyneet pienemmille alueille. Kuvassa 5.2 on esitetty asiakkaan *perusmaksun* käyttäytyminen vuoden aikana kuvitteellisessa esimerkissä, jossa asiakkaan tariffina oletetaan olevan kyseinen vaihtoehto.



Kuva 5.2. Asiakkaan siirtomaksun perusmaksun kehitys vuoden aikana kuvitteellisessa esimerkissä, jossa asiakkaan siirtotariffi koostuu perusmaksusta ja kulutusmaksusta.

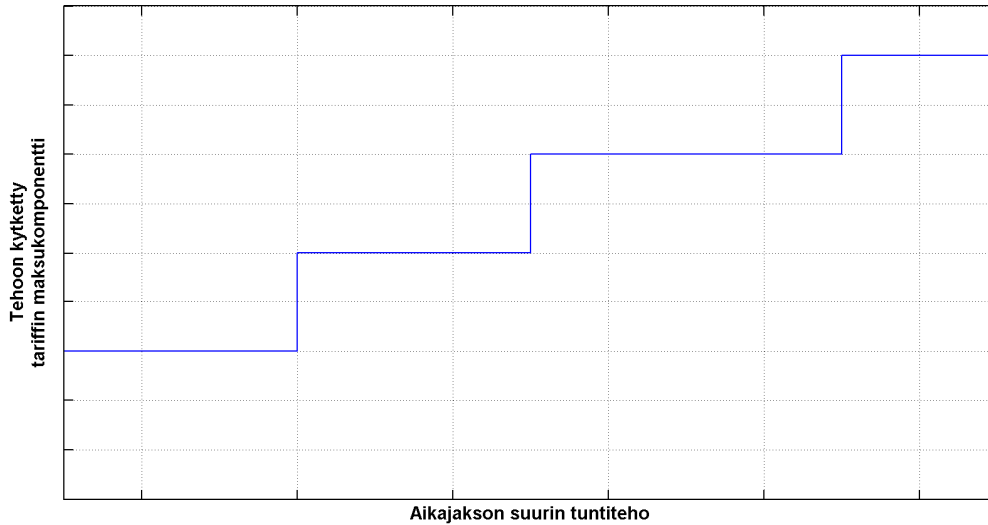
5.3.3 Sulakeporrastettu perusmaksu ja kulutusmaksu

Nykyisin siirtotariffeissa oleva perusmaksu (€kk) on yhtiöstä riippuen joko saman suuruinen kaikille tariffin asiakkaille tai sulakeporrastettu eri pääsulakekokojen mukaan, jolloin suurempi sulakekoko johtaa suurempaan perusmaksuun. Itse maksumekanismi on sama kuin edellisen tariffivaihdon yhteydessä esitetystä kuvassa 5.2. Sulakeporrastetun perusmaksun sisältävä tariffirakenne mahdollistaa asiakkaan täysimääräisen tehonsiirtokapasiteetin hyödyntämisen ilman sanktioita. Esimerkiksi 3 x 25 A pääsulakkeen asiakkaan tapauksessa suurin saatavilla oleva tuntiteho on noin 17 kW. Tällaisia siirtotariffirakenteita tarjotaan usein sähköverkkoyhtiöissä, jotka sijaitsevat esimerkiksi haja-asutusalueilla tai maaseutualueilla, jossa asiakkaita on edelliseen siirtotariffivaihtoehtoon nähden harvemmassa. Kuten edellä esitetystä vaihtoehdosta esitettiin, myös tässä tariffivaihtoehdossa kulutusmaksulle voidaan soveltaa erilaisia aikaporrastuksia tuotteesta riippuen.

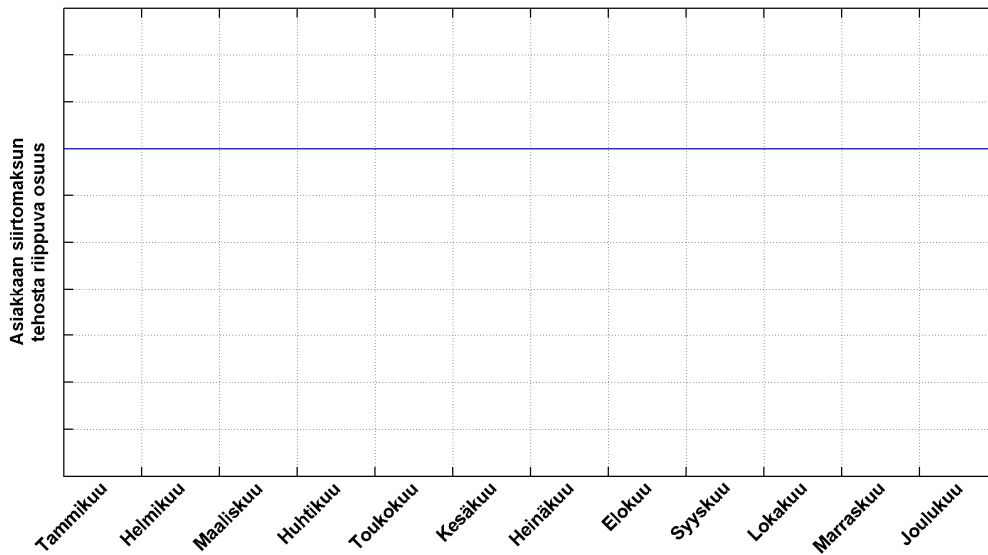
5.3.4 Tehorajatariffi

Tässä siirtotariffirakenteessa tariffin maksumekanismi on puhtaimmillaan sama kuin mitä edellä esitetyn kiinteän vuosimaksun tapauksessa. Keskeinen ero edelliseen tarffiin on se, että tässä tariffivaihtoehdossa asiakkaan tehontarve määrittää asiakkaan maksaman siirtomaksun suuruuden vuoden ajalle.

Kuvassa 5.3 on esitetty asiakkaan siirtomaksun tehoon kytketyn maksukomponentin suuruuden määräytyminen tehon perusteella. Kuvassa 5.4 on puolestaan esitetty asiakkaan siirtomaksu eri vuoden kuukausina. Kuvien esimerkkitalanteissa on oletettu, että asiakkaan siirtomaksu määräytyisi kokonaisuudessaan tehorajatariffissa asiakkaan viime vuoden suurimman mitatun tuntitehon perusteella (ns. ennalta sovittu tehoraja).



Kuva 5.3. Asiakkaan siirtomaksun tehosta riippuvan osuuden suuruuden määräytyminen asiakkaan vuoden suurimman tuntitehon perusteella.



Kuva 5.4. Asiakkaan siirtomaksun tehosta riippuvan osuuden kehitys kuvitteellisessa esimerkissä, jossa asiakkaan siirtotariffina on tehorajatariffi.

Tehorajatariffin käytännön implementointimahdollisuuksien tarkastelun kannalta on syytä kiinnittää huomio erityisesti tariffin varsinaiseen perusrakenteeseen liittyviin seikkoihin sekä erityisesti poikkeustilanteiden ratkaisumenetelmiin. Seuraavissa kappaleissa käsitellään edellä mainittuja seikkoja tiivistetysti.

Tässä osiossa tarkasteltava tehorajatariffin ääriesimerkki koostuu kokonaisuudessaan *tehomaksusta* (€/kW), jonka suuruus perustuu ennalta määritettyyn rajavalikoimaan. Laskennan suhteen on kuitenkin selvitettävä ensin se, millaista porrastusta tehorajoissa tulisi käyttää. Raportissa esitettyjen laskennallisten esimerkkien tapauksessa on käytetty kiinteää 5 kW:n suuruista tehorajavälitarjontaa. On

syitä huomioida, että esitetty kiinteä rajaväli ei ole yleispätevä ja käytännön implementointitilanteessa rajavälin ei välttämättä ole tarpeen olla kiinteä, vaan tarjonta voi rakentua myöskin muista, paremmin kohdeverkkojen ja -asiakaskantojen rakennetta vastaavista vaihtoehdoista. Valittu rajavälitarjonta on sama kussakin tässä raportissa tarkasteltavassa verkossa.

Tehorajatariffin toteuttamisen kannalta katsottuna, tunnistetut keskeiset käytännön implementointiin liittyvät haasteet ovat seuraavat:

- Tehorajavalikoiman määrittäminen
- Tehorajan ylittämisen käsittelyn ja siitä seuraavien toimenpiteiden määrittäminen

Rajavälien kiinnittämisen lisäksi tehorajatariffin osalta tulee määrittää se, mitä tehdään, jos asiakas ylittää tehorajan. Erilaisia mahdollisia käsittelytapoja rajan ylittämiseen ovat mm. seuraavat vaihtoehdot:

- Tehorajan ylittämisestä perittävä erillinen sakkomaksu (esim. €/kW tai €/ylityskerta)
- Seuraavalle tehorajalle siirtyminen

Ensimmäinen käsittelytapa on laskennallisten tarkastelujen suhteen jossain määrin ongelmallinen, sillä on hyvin haastavaa määritellä ylitysmaksun suuruus siten, että määrittelyssä ei käytettäisi hyvin keinotekoisia menetelmiä. Toinen esitetty käsittelytapa ei sisällä vastaavaa ongelmaa, mutta tehorajan ylittämisen seuraukset ovat pitkäkestoisemmat esimerkiksi tilanteessa, jossa asiakkaan tehorajan suuruutta arvioidaan liukuvan 12 kuukauden suurimman kulutuksen perusteella.

Seuraava esimerkki pyrkii havainnollistamaan tehorajatariffin toimintaa käytännön tasolla. Esimerkissä on oletettu, että tehorajan ylittämisessä pitäydytään edellä esitettyjen käsittelytapojen jälkimmäisessä vaihtoehdossa.

Esimerkki: Tehorajatariffi muodostuu puhtaasta tehomaksusta (€/kW), joka on jaoteltu seuraavan valikoiman mukaiseksi. Asiakkaan pienin mahdollinen siirtomaksu vuodessa on pienimmän tehorajan perusteella peritty maksu xx €/kk. Esimerkissä on oletettu, että tehoraja määräytyy asiakkaan liukuvan 12 kuukauden kulutushuipun mukaisesti.

Seuraavissa taulukoissa 5.2 ja 5.3 on esitelty kahden kuvitteellisen esimerkkiasiakkaan kahden vuoden kuukausittaiset tehot ja niiden perusteella asiakkaalle valitut tehorajat.

Taulukko 5.2. Kuvitteellisen esimerkkiasiakkaan A kuukausittaiset tehohiput sekä tehorajat kahden vuoden ajalta.

Asiakas A	Kuukausi	Edeltävän vuoden kuukausittaiset suurimmat kulutukset (kW)	Tehoraja (kW)	Tarkasteluvuoden kuukausittaiset suurimmat kulutukset (kW)	Tehoraja (kW)
	Tammikuu	4,8	5	4,8	5
	Helmikuu	4,9	5	5,3	10
	Maaliskuu	4,2	5	4,7	10
	Huhtikuu	3,6	5	3,5	10
	Toukokuu	3,5	5	3,3	10
	Kesäkuu	3,2	5	3,2	10
	Heinäkuu	3,2	5	3,3	10
	Elokuu	3,8	5	3,7	10
	Syyskuu	4,1	5	4	10
	Lokakuu	4,2	5	4	10
	Marraskuu	4,7	5	4,4	10
	Joulukuu	4,9	5	4,8	10

Taulukko 5.3. Kuvitteellisen esimerkkiasiakkaan B kuukausittaiset tehohiput sekä tehorajat kahden vuoden ajalta.

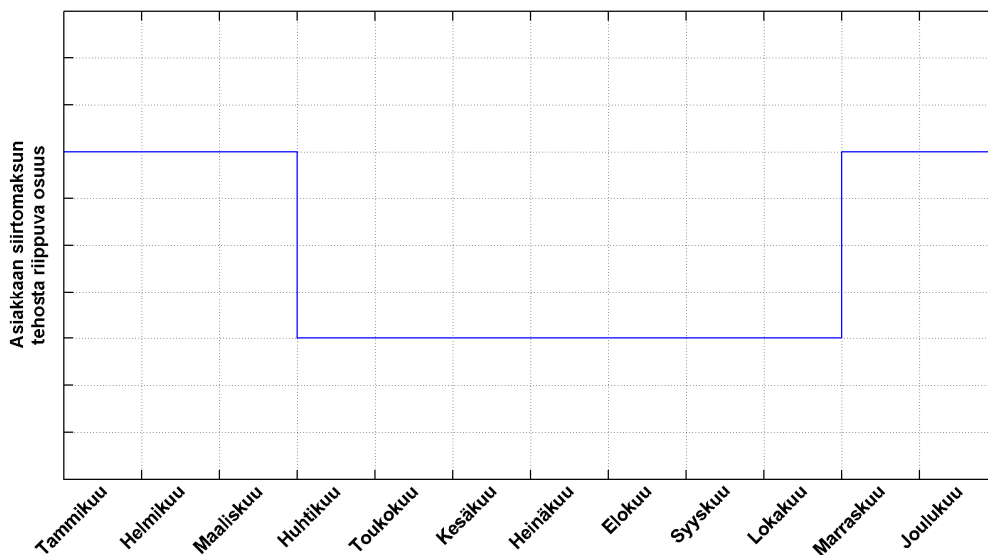
Asiakas B	Kuukausi	Edeltävän vuoden kuukausittaiset suurimmat kulutukset (kW)	Tehoraja (kW)	Tarkasteluvuoden kuukausittaiset suurimmat kulutukset (kW)	Tehoraja (kW)
	Tammikuu	11,2	15	8,8	10
	Helmikuu	9,7	15	8,1	10
	Maaliskuu	9,4	15	8	10
	Huhtikuu	6,6	15	6,4	10
	Toukokuu	5,1	15	5,8	10
	Kesäkuu	5	15	5,4	10
	Heinäkuu	5	15	5,2	10
	Elokuu	5,2	15	4,8	10
	Syyskuu	6,4	15	6,5	10
	Lokakuu	7,1	15	6,7	10
	Marraskuu	8,8	15	8,2	10
	Joulukuu	8,4	15	8,4	10

Asiakas A:n tapauksessa nähdään, että yhden kuukauden kulutushuipulla on merkittävä rooli asiakkaan siirtomaksun suuruuden kannalta. Helmikuussa tapahtunut rajan ylitys johtaa asiakkaan siirtomiseen seuraavalle tehorajalle ja loppuvuoden siirtomaksu määräytyy 10 kW:n maksun mukaisesti.

Vastaavasti asiakas B:n tapauksessa nähdään, että asiakkaalla on myös mahdollisuus vaikuttaa siirtomaksunsa suuruuteen myös laskevasti. Edellisen vuoden tammikuun kulutuspiikin vaikutus häviää tarkasteluvuoden tammikuussa ja asiakas maksaman siirtomaksun suuruus on oleellisesti pienempi.

5.3.5 Tehorajatariffi kausijaolla

Tehomaksun määräytyminen tässä tariffivaihtoehdossa tapahtuu samalla mekanismilla kuin edellä esitettyssä kuvassa 5.3. Tämä vaihtoehto eroaa kuitenkin edellisestä siten, että eri vuodenaikoina asiakkaan siirtomaksu on eri suuri (ks. kuva 5.5).



Kuva 5.5. Asiakkaan siirtotariffin tehosta riippuvan osuuden kehitys vuoden aikana kuvitteellisessa esimerkissä, jossa asiakkaan siirtotariffina on tehorajatariffi kausijaolla.

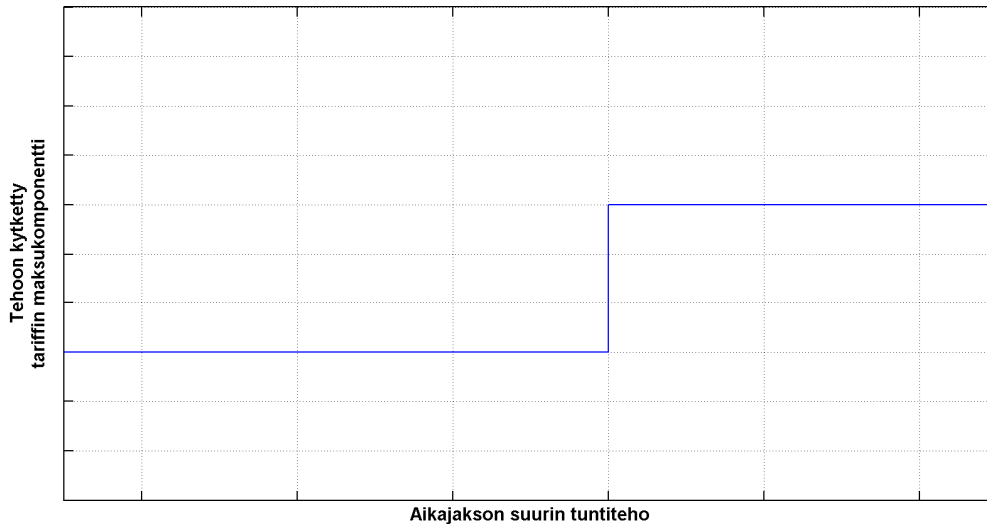
5.3.6 Kaksiporrastariffi

Tämän tariffirakenteen perusrakenne muistuttaa nykyisiä kaksiaikatariffeja, joissa siirtotariffin kulutusmaksussa (snt/kWh) on aikaan perustuva hintaporrastus. Nykyisissä sähköverkkoyhtiöiden ns. yötariffeissa kulutusmaksun osuus on yöaikaan (klo 22-07) pienempi päiväaikaan nähden. Kaksiporrastariffissa maksun (perus-, kulutus- tai tehomaksun) suuruus ei määräydy ajallisen vaihtelun perusteella, vaan maksukomponentin (€/kW, snt/kWh tai €/kk) suuruus määräytyy asiakkaan tunnin tehontarpeen perusteella. Seuraavassa esimerkissä on oletettu tehon määrävän asiakkaan kulutusmaksun suuruuden ajasta riippumatta.

Esimerkki: Tariffin kulutusmaksun suuruus tehon ollessa alle 5 kW on 5 snt/kWh. Tehon ollessa suurempi kuin 5 kW, kulutusmaksu on kaksinkertainen alempaan tehorajaan nähden eli 10 snt/kWh.

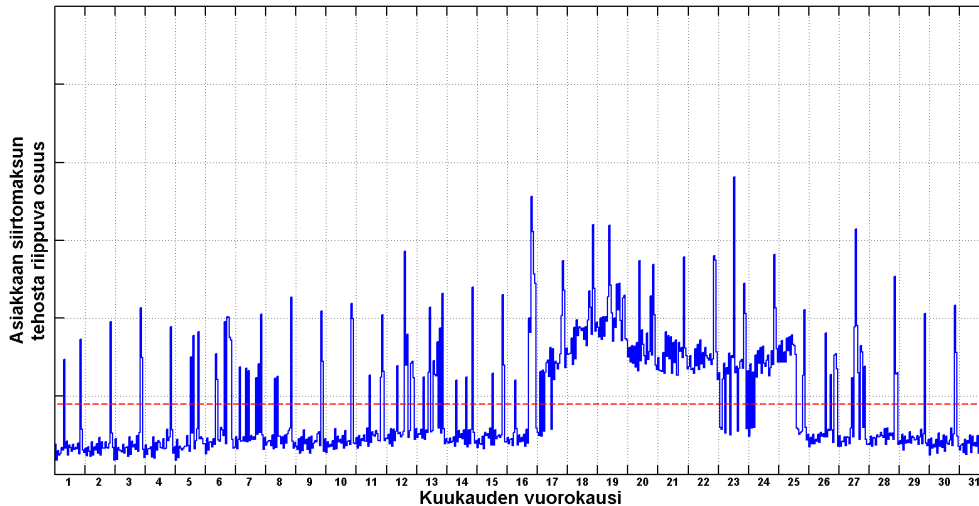
Asiakas käyttää tuntina 1 sähköä 4 kWh, jolloin pysytään alemmalla hintatasolla. Tällöin kustannus asiakkaalle tästä tunnista on $4 \text{ kWh} \cdot 5 \text{ snt/kWh} = 20 \text{ snt}$. Tuntina 2 asiakkaan sähkönkulutus on 8 kWh ylittäen edellä mainitun rajan. Tällöin asiakkaan kustannus kyseisen tunnin sähkön siirrosta on $8 \text{ kWh} \cdot 10 \text{ snt/kWh} = 80 \text{ snt}$.

Kuvassa 5.6 on esitetty yllä esitettyä esimerkkiä havainnollistava kuva tariffin tehosta riippuvan maksukomponentin suuruuden määräytymisestä.



Kuva 5.6. Asiakkaan siirtomaksun tehosta riippuvan osuuden suuruuden määräytyminen asiakkaan mitatun tuntitehon perusteella kaksiporrastariffissa.

Kuvassa 5.7 on esitetty esimerkki asiakkaan siirtomaksun tehosta riippuvan osuuden kehityksestä yhden kuukauden aikana. Kuvasta havaitaan, että käytännössä asiakkaan siirtomaksussa tapahtuu suurta vaihtelua yksittäisen kuukauden tasolla. Kuukauden keskihintaa havainnollistetaan kuvassa esitetyllä punaisella katkoviivalla.

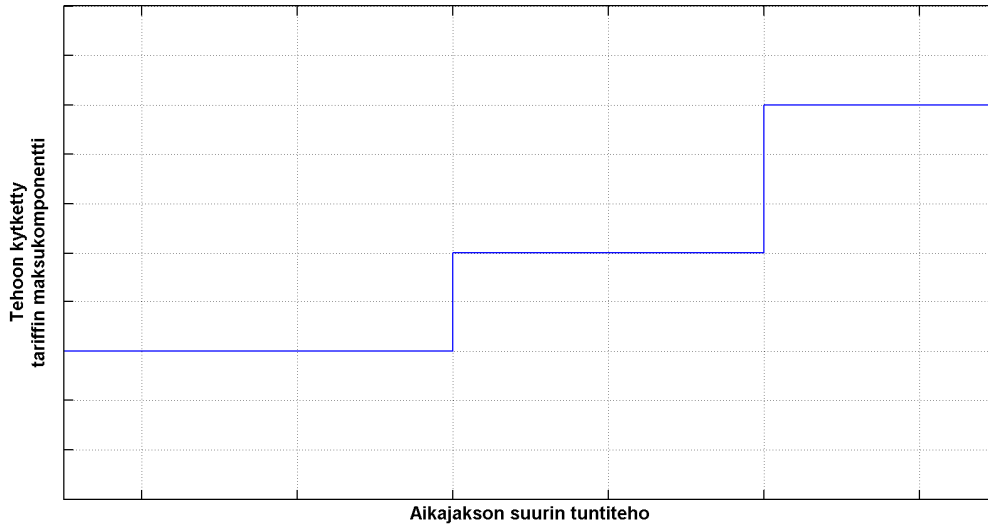


Kuva 5.7. Asiakkaan siirtomaksun tehosta riippuvan osuuden kehitys yhden kuukauden aikana kuvitteellisessa esimerkissä, jossa asiakkaan siirtotariffiksi oletettiin kaksiporrastariffi. Kuukauden keskihintaa kyseisen osuuden osalta havainnollistaa punainen katkoviiva.

5.3.7 Kolmiporrastariffi

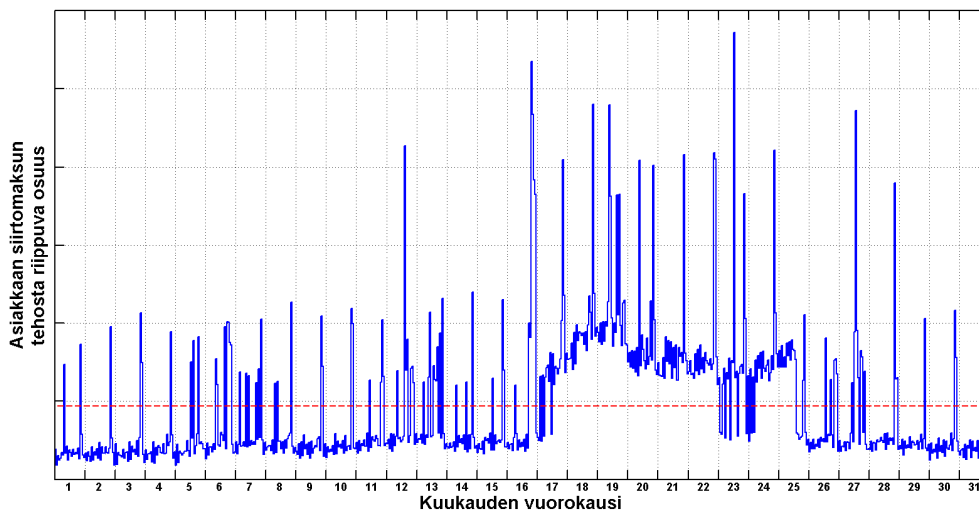
Kolmiporrastariffi noudattaa edellä esitetyn kaksiporrastariffin mukaista rakennetta. Edelliseen nähden tässä vaihtoehdossa hintatasoja kohdistettavalle maksukomponentille on kolme. Useamman tason lisääminen voi lisätä siirtotariffin ohjausvaikutusta, kun suurempi tehontarve nostaa yhä edelleen siirtotariffin maksukomponentin hintatasoa.

Kyseisessä siirtotariffissa on mahdollista hyödyntää esimerkiksi lähestymistapaa, jossa hinnoittelu muodostuu tavallisesti kahdesta hintaportaasta. Joinakin vuoden tunteina sähköverkkoyhtiö pystyy ennakoilmoituksen jälkeen ottamaan käyttöön kolmannen maksuportaan, kun esimerkiksi sähköverkon kuormitus ennakoidaan hyvinkin suureksi ja sähköverkossa saattaa esiintyä ruuhkatilanteita. Tätä hinnoittelumallia kutsutaan kansainvälisessä kirjallisuudessa tyypillisesti nimikkeellä Critical Peak Pricing. Kuvassa 5.8 on esitetty havainnollistava kuva tariffin tehosta riippuvan maksukomponentin suuruuden määräytymisestä kolmiporrastariffissa.



Kuva 5.8. Asiakkaan siirtomaksun tehosta riippuvan osuuden suuruuden määräytyminen asiakkaan mitatun tuntitehon perusteella kolmiporrastariffissa.

Kuvassa 5.9 on esitetty esimerkki asiakkaan siirtomaksun tehosta riippuvan osuuden kehityksestä yhden kuukauden aikana. Edellä esitettyyn kaksiporrastariffiin verrattuna asiakkaan siirtomaksun tehosta riippuvassa osuudessa havaitaan suurempia piikkejä. Nämä piikit johtuvat kolmannen tehopykälän ylittämisestä joinakin kuukauden tunteina. Kuvan on tarkoitus havainnollistaa tariffin perustointaperiaatetta, joten tässä esimerkissä ei oletettu verkon tilan vaikuttavan kolmannen hintaportaan aktivoitumiseen vaan aktivoitumiseen vaikutti asiakkaan kuormitus. Kuvassa esitetty punainen katkoviiva kuvaa kuukauden keskihintaa tehosta riippuvan osuuden osalta.

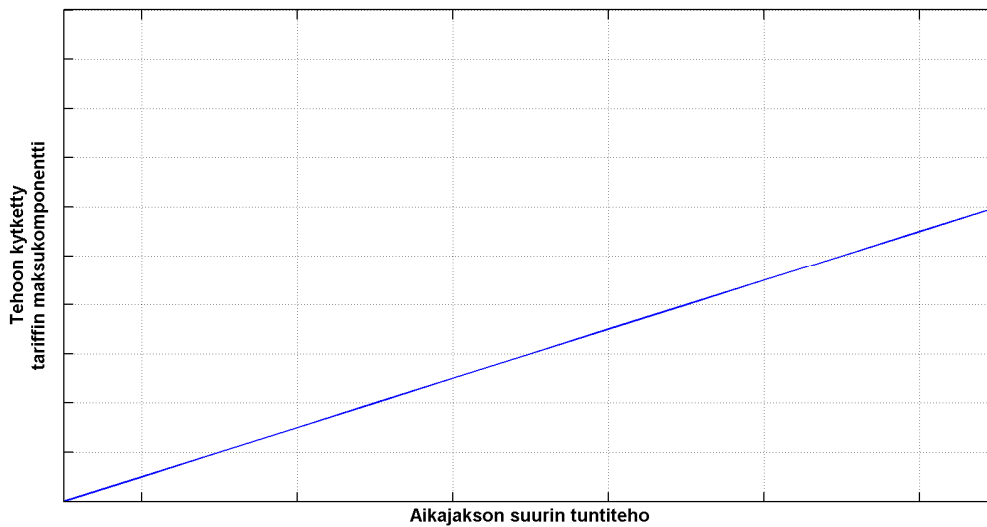


Kuva 5.9. Asiakkaan siirtomaksun tehosta riippuvan osuuden kehitys yhden kuukauden aikana kuvitteellisessa esimerkissä, jossa asiakkaan siirtotariffiksi oletettiin kolmiporrastariffi. Kuukauden keskihintaa kyseisen osuuden osalta havainnollistaa punainen katkoviiva.

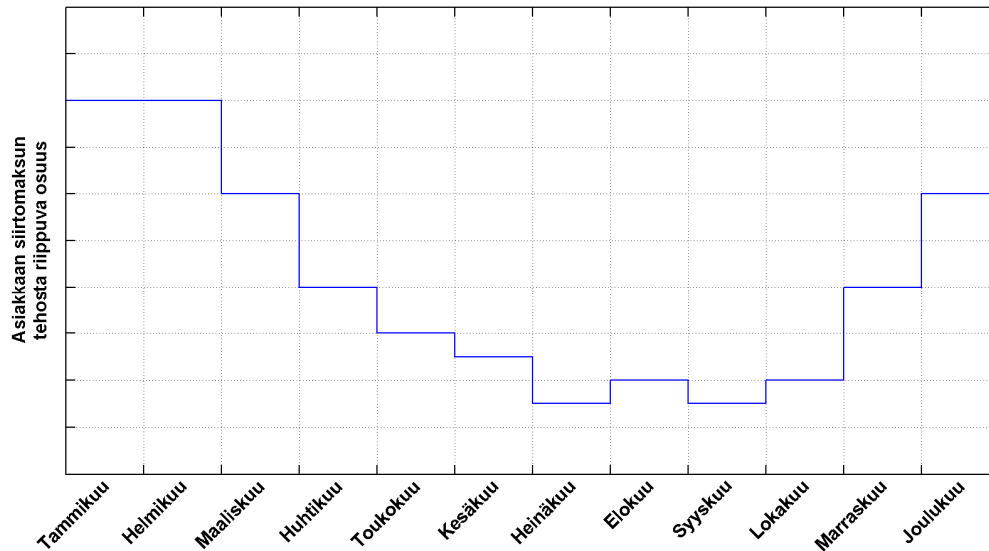
5.3.8 Pienasiakkaan tehotariffi

Pienasiakkaan tehotariffin rakenne on samanlainen kuin mitä nykyisin sähköverkkoyhtiöt tarjoavat suuremmille asiakkailleen. Tariffi muodostuu kolmesta pääkomponentista: kuukausittaisesta perusmaksusta (€/kk), kulutusmaksusta (snt/kWh) ja tehomaksusta (€/kW). Tehomaksun määräytymisperusteena voivat toimia erilaiset tehoyhdistelmät aina vuotuisesta tehoaipeusta kuukausittain, tai jopa tiheämmällä aikavälillä, mitatut tehot.

Kuvassa 5.10 on esitetty pienasiakkaan tehotariffin siirtomaksun tehosta riippuvan osuuden perustointimekanismi. Kuvassa 5.11 on esitetty asiakkaan maksama siirtomaksu vuoden eri kuukausina. Esimerkissä on oletettu, että asiakkaan kuukauden suurin tuntiteho toimii tehomaksun määräytymisperusteena.



Kuva 5.10. Asiakkaan siirtomaksun tehosta riippuvan osuuden suuruuden määräytyminen asiakkaan mitatun tuntitehon perusteella pienasiakkaan tehotariffissa.



Kuva 5.11. Asiakkaan siirtomaksun tehosta riippuvan osuuden kehitys vuoden aikana kuvitteellisessa esimerkissä, jossa asiakkaan siirtotariffina on pieniasiakkaan tehotariffi.

Tarkasteluissa käytetty pieniasiakkaan tehotariffi koostuu kolmesta tariffikomponentista:

1. Kuukausittainen *perusmaksu* (€kk).
2. Tietyn ajanjakson, esim. kuukauden, suurimpaan kulutukseen perustuva *tehomaksu* (€kW).
3. Energiankäyttöön sidottu *kulutuskulutusmaksu* (snt/kWh).

Myös tässä tariffivaihtoehdossa on tehtävä oletuksia, jotka vaikuttavat tariffin toimintaan. Pienasiakkaan tehotariffia koskevat keskeiset oletukset ovat mm.:

- Tehomaksun määräytymisperusteen määrittäminen (esim. tehomaksu määräytyy kuukausittain, kausittain tai vuositasolla).
- Kulutusmaksussa tehtävät mahdolliset ajalliset porrastukset.

5.3.9 Pieniasiakkaan tehotariffi kynnysteholla

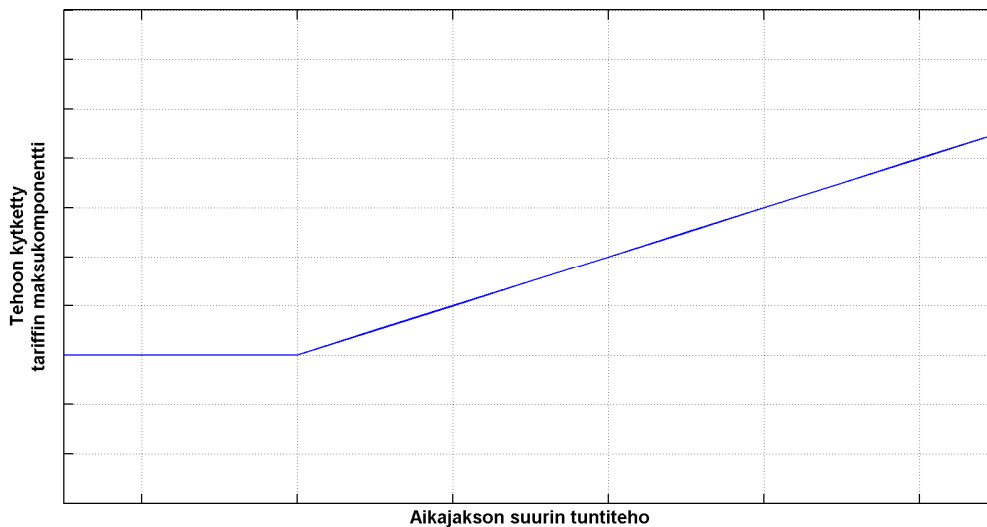
Tässä vaihtoehdossa teho kytkeytyy asiakkaan siirtomaksuun vasta tietyn tehorajan jälkeen. Asiakkaan siirtomaksun perusosuus sisältää ns. tehon ilmaisosuuden asetettuun tehorajaan asti ja vasta rajan ylittyessä asiakkaan siirtomaksu määräytyy suoraan asiakkaan kynnystehon ylittävästä tehosta. Maksukomponentteja ajatellen on luontevinta ajatella erillistä tehomaksua (€kW). Seuraava esimerkki pyrkii selvittämään kyseisen siirtotariffirakenteen maksukäytäntöjä olettaen, että asiakkaan siirtomaksun tehosta riippuvan osuuden suuruus määräytyy asiakkaan kuukauden suurimman mitatun tuntitehon perusteella.

Esimerkki: Siirtotariffin kynnysteho-osuus on 5 kW ja ylittävän teho-osuuden hinta 3 €kW. Kynnystehoon saakka siirtotariffin kuukausittainen maksu on 10 €kk.

Tammikuussa asiakkaan suurin mitattu tuntiteho on 3 kW, jolloin asetettua kynnystehoa ei ylitetty. Asiakas maksaa siirtomaksua tehon osalta 10 €

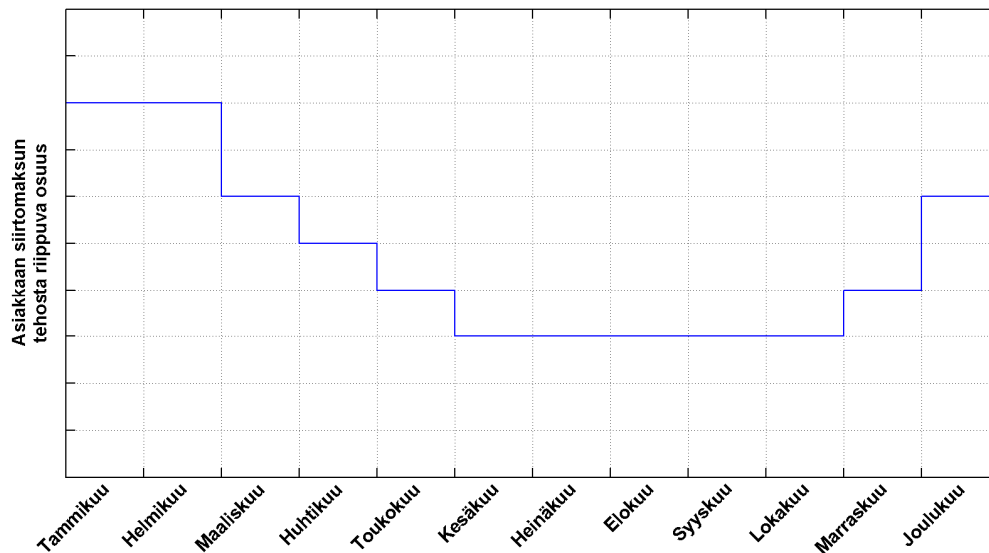
Helmikuussa asiakkaan suurin mitattu tuntiteho oli 6 kW, jolloin kynnysteho ylitettiin yhdellä kilowatilla. Asiakas maksaa helmikuussa sähkön siirrosta kynnysteho-osuuden 10 €sekä yhden kilowatin ylityksestä aiheutuvan lisäkustannuksen $1 \text{ kW} \cdot 3 \text{ €/kW} = 3 \text{ €}$ Helmikuussa asiakkaan siirtomaksu tehon osalta on siis $13 \text{ €}(10 \text{ €} + 3 \text{ €} = 13 \text{ €})$.

Kuvassa 5.12 on esitetty kynnystehon sisältävän pienasiakkaan tehotariffin siirtomaksun tehosta riippuvan osuuden perustoimintamekanismi.



Kuva 5.12. Asiakkaan siirtomaksun tehosta riippuvan osuuden suuruuden määräytyminen asiakkaan mitatun tuntitehon perusteella kynnystehon sisältävässä pienasiakkaan tehotariffissa.

Kuvassa 5.13 on havainnollistettu asiakkaan siirtomaksun tehosta riippuvan osuuden käyttäytymistä vuoden aikana. Esimerkissä on oletettu, että asiakkaan laskutusteho määräytyy kuukauden suurimman mitatun tuntitehon perusteella.



Kuva 5.13. Asiakkaan siirtomaksun tehosta riippuvan osuuden kehitys vuoden aikana kuvitteellisessa esimerkissä, jossa asiakkaan siirtotariffina on kynnysmaksun sisältävä pieniasiakkaan tehotariffi.

Tarkasteltava kynnystehon sisältävä pieniasiakkaan tehotariffi koostuu kolmesta tariffikomponentista:

1. Kuukausittain perittävä *perusmaksu* (€kk).
2. Kuukausittain perittävä *tehomaksu* (€kW, kk).
3. Energiankäyttöön sidottu *kulutusmaksu* (snt/kWh).

Kyseisessä tariffivaihtoehdossa on tehtävä tietynlaisia oletuksia, Tariffin vaikutukset riippuvat keskeisesti seuraavasta kolmesta seikasta:

- Kynnystehon suuruuden asettaminen.
- Kynnystehon alittavan ns. *perusmaksun* suuruuden määrittäminen.
- Kynnystehon ylittävän tehon yksikkömaksun (€kW) suuruuden määrittäminen.
- Kulutusmaksussa tehtävät mahdolliset ajalliset porrastukset.

Kynnystehon määrittäminen tarkasteltavalle asiakasjoukolle tulee tehdä mahdollisimman johdonmukaisin ja selkein perustein. On syytä korostaa, että näissä tarkasteluissa esitetyt valintaperusteet ja valittu kynnysteho ei suinkaan ole yksi ainoa yleispätevä vaihtoehto ja ratkaisumenetelmä.

Tarkasteluissa rajan suuruudeksi on kiinnitetty 5kW, jonka katsotaan kattavan ns. peruskuorman esim. normaalit kodin sähkölaitteet sisältäen ruuanvalmistukseen tarvittavat laitteet. Rajan käyttökelpoisuutta on myös arvioitu käytettävien verkkojen kulutustietojen suhteen tarkastelemalla asiakkaiden suurimpia tuntitehoja ja todettu rajan olevan melko realistinen. Tariffin toimintaperiaate perustuu siihen, että asiakkaan kuukauden suurin tuntiteho määrittää sen, laskutetaanko asiakasta erikseen tehosta. Mikäli asiakkaan kuukauden suurin tuntiteho ylittää asetetun 5 kW:n rajan, laskutetaan asiakasta rajan ylittävästä tehosta erillisellä tehomaksulla.

Edellä listattujen oletusten suhteen on luotava johdonmukaiset määräytymisperusteet sille, kuinka suuri kynnystehon alla olevan *perusmaksun* ja kynnystehon ylittäviltä tehoilta maksettavan *tehomaksun* yksikköhinnan tulee olla. Raportissa esitetyissä laskelmissa on oletettu tariffien muodostamisessa laskettujen kustannusosuuksien perusteella seuraavaa:

Asiakkailta perittävä liikevaihto-osuus, joka on kohdistettu asiakasryhmälle tehon perusteella, peritään kynnystehon sisältävässä tehotariffissa kynnystehon ylittävien kuukausittaisten tehojen summan ja kuukausittaisten suurimpien tehojen summan suhteessa. Tämä oletus ei johda kaikilla tarkastelluilla verkoilla samaan lopputulokseen, mutta menetelmä johtaa siihen, että laskentaperusteet tariffilla ovat yhtenevät ja täten voidaan arvioida ko. tariffin vaikutuksia eri tyyppisissä verkoissa paremmin kuin siinä tapauksessa, että jokaiselle verkolle olisi käytetty erilaisia muodostamisperusteita tariffin yksikköhintojen osalta.

5.4 Tariffeja koskevien laskentamenetelmien yleiskuvaus

Tarkasteltavien siirtotariffirakenteiden määrittämisessä ns. kustannuksiin perustuvassa lähestymistavassa noudatetaan aiheuttamisperiaatetta. Tällä tarkoitetaan sitä, että tariffien määrittämisessä ohjataan tarkasteltavien esimerkkitapausten (eri yhtiöt) kustannukset eri tariffien asiakkaille siten, että kustannukset on kohdistettu eri asiakasryhmille systemaattisella tavalla.

Itse siirtotariffien laskentaprosessille ei ole olemassa yksittäistä yleisesti pätevää ja yksikäsitteistä laskentamenetelmää ja tässä luvussa esitetyt menetelmät kuvaavat enemmänkin ns. tyypillisesti käytettyjä lähestymistapoja. Käytettäviä laskentamenetelmiä on siis myös muitakin ja lukijan ei tule lukkiutua täysin tässä tekstissä esitettyyn lähestymistapaan. Tämän lisäksi on syytä mainita, että näissä tarkasteluissa ei ole käytetty esimerkiksi täysin tarkkoja kustannustietoja, koska näiden tietojen selvittäminen vain osasta verkkoyhtiön hallinnoimasta verkosta on hyvin haastavaa. Esitetyllä lähestymistavalla päästään kuitenkin suuntaa-antavaan tarkkuuteen eri tariffien suhteen.

Tariffien määrittämisen perustana toimii yhtiön kustannusrakenne, joka muodostuu näissä tarkasteluissa pääsääntöisesti kustannuslajeittain vuotuisista tasapoistoista (verkkokomponenttitietojen ja Energiaviraston julkaisemien yksikköhintojen perusteella laskettu), pääoman kohtuullisesta tuotosta, muista operatiivisista kustannuksista, kanta- ja alueverkkopalvelumaksuista sekä kuormitushäviöistä ja asiakaskustannuksista.

5.4.1 Kustannusten kohdistaminen siirtotariffeille

Edellä mainittujen kustannusten kohdistaminen siirtotariffeille on suoritettu siten, että eri kustannuslajien kustannukset on jaettu eri kustannuspaikoille ja niiltä edelleen eri asiakasryhmille käyttämällä

valittuja kustannuspaikkakohtaisia kustannusajureita. Tässä tarkastelussa käytetyt kustannusajurit ovat teho, energia ja asiakasmäärä.

Kustannukset on kohdistettu asiakasryhmille eri kustannuspaikoilta seuraavin perustein:

- Asiakkaasta riippuvat kustannukset kohdistetaan asiakasryhmille asiakasmäärän perusteella.
- Energiasta riippuvat kustannukset kohdistetaan tarkasteltaville tariffiryhmille ko. ryhmien vuosienergian suhteessa.
- Tehosta riippuvat kustannukset kohdistetaan asiakasryhmille osallistumis- ja tasoituskertoimien perusteella verkkoportaittain (esim. KJ-taso ja PJ-taso, jos tarkasteltavassa verkossa on asiakkaita, jotka ovat kytkeytyneet suoraan KJ-verkkoon).

Kustannusten kohdistamisen perusteella saadaan tietoa siitä, kuinka suuri liikevaihto eri asiakasryhmiltä tulisi kerätä, jotta kokonaisliikevaihtotavoite pystytään täyttämään suunnitelluilla tariffeilla. Laskennassa käytetään kahden peräkkäisen vuoden kuormitustietoja siten, että ensimmäisen laskentavuoden tuntimittausten tai vuosienergiatietojen ja tilastollisten kuormitusmallien avulla muodostetaan siirtotariffit seuraavalle vuodelle. Tariffien liikevaihtototeumia tarkastellaan jälkimmäisen vuoden tuntimittausten avulla. Mikäli mittauksia ei ole saatavilla joillekin asiakkaille, mallinnetaan näiden asiakkaiden kuormitusta esimerkiksi SLY/Sener-profiililla tai jollakin muulla tilastollisella kuormitusmallilla sekä asiakkaan vuosienergiatiedolla.

Verkostokustannuksien kohdistaminen tehomaksuun tai perusmaksuun ei ole aivan yksiselitteistä. Osa sähköverkon komponenteista mitoitetaan tehoerusteisesti, esimerkiksi maakaapelit, jakelu- ja päämuuntajat. Verkostoon kuuluu myös paljon komponentteja, joiden kustannukset eivät ole suoraan tehoerusteisia, vaan ennemmin kiinteitä, esimerkiksi muuntamot, kaapeliojat ja sähköasemat. Yksittäisen pienasiakkaan huipputeho ei nykykulutuksilla yleensä vaikuta sähköaseman päämuuntajan kustannuksiin, mutta tulevaisuudessa esimerkiksi sähköautojen yhtäaikainen suuritehoinen lataaminen voisi vaikuttaa. Vaikka merkittävä osa verkostokustannuksista aiheutuu asiakkaiden olemassaolosta, eivätkä ole suoraan tehoerippuvaisia, niin kohdentamalla kustannuksia tehomaksuun voidaan ohjata asiakkaiden kulutusta niin, että voidaan mahdollisesti välttyä verkon vahvistusinvestoinneilta. Esimerkiksi maakaapeleissa kaapelioja aiheuttaa merkittävän kiinteän kustannuksen, joka ei ole suoraan tehoerippuvainen, mutta vahvistusinvestointitilanteessa joudutaan kaivamaan uusi kaapelioja. Tässä raportissa tarkastelluissa tariffirakenteissa verkostokustannuksia on kohdennettu merkittävästi ns. siirtokanavaperusteisen hinnoittelumallin (ks. esim. Lummi 2013, Apponen 2016) mukaisesti tehomaksuun, jotta eri tariffivaihtoehtojen erot ohjaavuudessa tulisivat esiin.

Sähköverkkoyhtiön muut operatiiviset kustannukset eivät pääosin suoraan ole kulutuksesta riippuvaisia. Esimerkiksi sähköverkkoyhtiössä työskentelevän henkilöstön palkka ei suoraan riipu asiak-

kaiden kulutuksesta. Kohdistamalla muita operatiivisia kustannuksia verkostokustannusten mukaisesti tehomaksuun, voidaan kuitenkin välttyä verkostoinvestoinneilta, ja täten myös operatiivisten kustannusten kasvulta.

6 Tariffirakenteiden vaikutukset eri osapuolille

Tässä luvussa tarkastellaan erilaisten jakeluverkon tariffirakenteiden vaikutuksia eri näkökulmista. Aluksi käsitellään tehonhallintaa sekä tariffirakenteiden vaikutuksia eri osapuolille. Luvun loppupuolella esitetään kvantitatiivisia tuloksia perustuen tariffirakenteiden simuloituihin vaikutuksiin.

6.1 Tehonhallinnan mahdollisuudet

Tehokomponentin omaava siirtotariffi tuo sähköverkon asiakkaalle taloudellisen kannusteen hallita sähköliittymänsä tai käyttöpaikansa huipputehoa. Tässä raportissa huipputeholla tarkoitetaan tunnin keskitehoa, mikä tarkoittaa sitä, että tunnin sisällä voi esiintyä hyvinkin suuria lyhytaikaisia tehopiikkejä, vaikka tunnin keskiteho olisikin maltillinen. Huipputehon leikkaamista voidaan teknisesti tehdä monella eri tavalla. Edullisin tapa asiakkaalle on yrittää vuorotella suuritehoisten laitteiden, kuten esimerkiksi sähkösaunan, kuivauskaapin, kuivausrummun, pyykkikoneen, tiskikoneen tai sähköauton laturin käyttöä eri tuntien ajalle. Mikäli asiakkaalla ei ole mahdollisuutta tai halua tehdä tämän kaltaisia toimenpiteitä, tehonhallinta voidaan toteuttaa siten, että asiakas hankkii laitteen, joka suorittaa tarvittavat (kytkentä-)toimenpiteet automaattisesti. Vaihtoehtoja tehonhallintaan ovat kuormanohjaus, sähkövarasto tai oman pienimuotoinen kiinteistön sisäinen sähkötuotanto. Joskus voi olla myös tarpeen modernisoida tiettyjä sähkölaitteita huipputehojen alentamiseksi. Esimerkitapauksena tästä käy mm. täysehomoitettujen maalämpöpumppujen käyttäminen osatehomoitettujen pumppujen sijaan, jolloin sähkövastusten käyttöä ei pitäisi normaaliolosuhteissa tapahtua ja siten aiheuttaa tehopiikkiä sähkönkäyttöön.

Tehonhallinnan toimenpiteiden kannattavuus riippuu tehokomponentin sisältävän siirtotariffin rakenteesta. Jos tariffi on portaaton, jokainen huipputehoa alentava toimenpide laskee siirrosta maksettavaa hintaa. Jos tariffissa on jokin porras, jossa hinta muuttuu, kuten tehorajatariffissa, porrastariffeissa tai kynnystehollisissa tariffeissa, huipputehon alentaminen ei ole kannattavaa, jos toimenpiteellä ei päästä edullisempaan hintaportaaseen tai toimitaan kynnystehon alapuolella. Huipputehon määräytymisjakso vaikuttaa myös merkittävästi tehonhallintaan. Jos määräytymisjaksona on kuukausi, tehonhallintaa on kannattavaa tehdä jokaisena kuukautena vuodessa. Jos taas määräytymisjaksona on vuosi ja asiakkaalla on paljon lämmityskuormaa, tehonhallintaa on kannattavaa toteuttaa vain talven kylmimmillä jaksoilla.

Kuormanohjaus on todennäköisesti useimmissa tapauksissa kustannustehokkain vaihtoehto. Käytännön toteuttamisen kannalta on kuitenkin selvää, että kuormanohjauksen tulee olla pääasiassa automatisoitua. Kuormanohjauksen keskiössä ovat sellaiset sähkölaitteet, joiden teho on suuri ja joita voi-

daan ohjata ilman merkittäviä haittavaikutuksia laitteiden käyttäjille. Nykyisin laajasti käytössä olevista sähkölaitteista erilaiset sähkölämmityslaitteet, lämminvesiraajat sekä lämpöpumput ovat ilmeinen kohde huippukulutuksen leikkaukseen. Tulevaisuudessa sähköautojen latauslaite voi olla yksi merkittävä ja potentiaalinen ohjattava kulutuslaite. Jo pitkään käytetyn sähkökiukaan ja sähkölämmitysryhmien vuorottelua voidaan edelleen kehittää laajemmin eri laitteiden vuorotteluksi, ja sähköauton lataustehoa voidaankin säädellä hyvin nopeasti sekä lähes portaattomasti. Kuormanleikkauksen perusstrategian voidaan ajatella olevan joka tapauksessa sellainen, että ei-ohjattavat kuormat määrittävät kuormituksen minimitason eri tunneilla, ja ohjattavilla kuormilla yritetään saada toteutuva huipputeho minimoitua. Todennäköisesti suurin osa huippukuormanleikkauspotentiaalista saadaan otettua käyttöön jo melko yksinkertaisilla kuormanohjauslaitteilla, jolloin sähkökäyttäjiltä vaadittujen investointien on mahdollista pysyä kohtuullisella tasolla. Jos sähkökäyttäjällä on tehokomponentin sisältävän siirtotariffin lisäksi käytössä esimerkiksi tuntihintainen sähkösopimus ja sähkökäyttäjä haluaa ohjata kulutustaan halvoille tunneille, täytyy ohjausjärjestelmässä soveltaa nämä kustannusfunktiot yhdistävää kuormanohjausalgoritmia.

Sähkövarasto, esimerkiksi akkuihin perustuva järjestelmä, tuo uusia mahdollisuuksia leikata sähköverkosta otettua huipputehoa. Varasto tuo vapauden leikata verkosta otettua tehoa milloin hyvänsä, eikä rajoitteeksi tule kulloinkin käytettävien kulutuslaitteiden ohjattavuus ja kulutuskojeen kriittisyys sähkökäyttäjän näkökulmasta. Asiakas ei huomaa laitteidensa toiminnassa mitään muutoksia, vaikka asiakkaan aiheuttama verkon kulutus muuttuu. Tällä hetkellä haasteena on sähkövarastojen korkeat investointikustannukset, mutta mikäli tehokomponentin paino siirtotariffissa on riittävän suuri, varaston eliniän aikana saatava hyöty voi kattaa investointikustannukset. Sähkövarastoa voidaan hyödyntää myös muihin tarkoituksiin kuin huipun leikkaamiseen, kuten kulutuksen ajallisen siirtämisen edullisille tunneille tuntihintaisen sähkösopimuksen yhteydessä ja varavoimalähteenä katkojen aikana. Sähkövaraston etuna on myös se, että varaston kapasiteetti ja teho voidaan mitoittaa asiakkaan tyyppilliseen kulutukseen ja käytössä olevaan siirtotariffin rakenteeseen sopivaksi. Tulevaisuudessa sähköenergiavarastojen hintojen on ennustettu laskevan, jolloin niiden merkitys asiakkaiden tehonhallinnassa tulee kasvamaan.

Kuormien ohjaus ja sähkövarasto mahdollistavat myös joustomarkkinoille osallistumisen, mikä voi tarkoittaa myös kuorman kasvattamista. Tässäkin tapauksessa ohjausjärjestelmän tulee huomioida joustomarkkinoilta tuleva hintasignaali yhdistettynä siirtotariffin maksukomponentteihin kokonaisuuden määrittämiseksi. Ristiriitaiset ohjaustavoitteet heikentävät eri toimenpiteiden kannattavuutta, jolloin voi tulla tilanne, että ohjauksesta tulee kokonaisuudessaan kannattamatonta. Toisaalta, jos eri

ohjaustavoitteet osuvat samanaikaisesti saman suuntaiseksi, yhteisvaikutus voi kasvattaa asiakkaan saamaa hyötyä merkittävästi.

Oma pienimuotoinen kiinteistön sisäinen sähköntuotantokapasiteetti tuo mahdollisuuden leikata huipputehoja, mutta esimerkiksi aurinkovoimalan tapauksessa huippukuormanleikkauspotentiaali on rajoittunut vain hyvin harvoihin kiinteistöihin. Huippukuorman leikkaus aurinkovoimalaa hyödyntäen edellyttää sitä, että kiinteistön huippukuorma osuu suurella todennäköisyydellä sellaisiin ajankohtiin, jolloin aurinkovoimalan tuotanto on merkittävää. Tähän vaikuttaa myös siirtotariffin rakenne. Jos huipputehon määräytymisjakso on kuukausi, aurinkovoimalan tuotannolla voi olla suurikin merkitys kesäkuukausien huipputehoon, kun oletettavasti aurinkosähkön tuotanto ja jäähdytystehon tarve ajoittuvat samoille tunneille niissä käyttöpaikoissa, joissa on käytössä ilmastointilaitteita. Jos taas määräytymisjaksona on koko vuosi, vain harvoin huipputehon määräytymistunnille ajoittuu suurempaa aurinkosähkön tuotantoa. Porrastariffien tapauksessa pientuotannolla voidaan päästä yksittäisinä tunteina edullisemmalle portaalle, jolloin tästä voidaan saada merkittäväkin hyötyä, mutta tällöin asiakkaan tyypillinen kulutus täytyy olla sopivasti portaan yläpuolella, joten tästä saatava hyöty rajoittuu hyvin pieneen osaan asiakkaita. Lisäksi nykyisin sovellettava mittaus- ja netotuskäytäntö sähköntuotannon osalta vaikuttaa huippukuorman leikkausmahdollisuuksiin. Nykyisin pientuottajan tuotantoa ja kulutusta ei useimmiten netoteta kaupankäyntiyksikön (tunnin) sisällä. Siten pientuottaja voi olla saman tunnin aikana sekä sähkön ostaja että myyjä, jolloin pientuotannon vaikutus verkosta otettuun tuntikeskitehoon on todennäköisesti pienempi kuin pientuotannon tuntikeskiteho.

6.2 Tariffien kvalitatiiviset vaikutukset eri osapuolille

Tariffien vaikutuksia on tarkastelu tässä tutkimuksessa sekä pohtimalla tariffien yleisen tason vaikutuksia eri näkökulmista että simuloimalla tariffien taloudellisia ja teknisiä vaikutuksia. Tässä luvussa esitellään kvalitatiivisia vaikutuksia, numeerisia tuloksia puolestaan esitetään luvussa 6.3.

Tariffien vaikutuksia on tarkastelu asiakkaiden, verkkoyhtiöiden, sähkön myyjien sekä yhteiskunnan näkökulmista. Lisäksi on huomioitu vaikutukset erilaisten energiaressurssien, kuten pientuotanto, energiavarastot ja kysyntäjousto, näkökulmasta. Näiden lisäksi on tarkastelu tariffien vaatimuksia mittaroinnille ja tietojärjestelmille sekä pohdittu kunkin tariffin vahvuuksia ja heikkouksia siirtymänäkökulmasta, eli miten helposti nykyisistä tariffeista voidaan siirtyä kuhunkin tarkasteltuun tariffivaihtoehtoon. Tarkemmat vaikutustaulukot eri tariffien vahvuuksista ja heikkouksista eri näkökulmista, joita on tarkasteltu kattavasti tutkijoiden toimesta, on esitetty erillisraportissa, ja tässä luvussa on esitetty ko. pohdintojen yhteenveto keskeisistä seikoista.

6.2.1 Kiinteä perusmaksu

Jos tariffi koostuu ainoastaan kiinteästä vuosimaksusta, on se asiakkaan näkökulmasta hyvin yksinkertainen, eikä sähkönkäytön vaikutuksia siirtomaksun kannalta tarvitse pohtia. Asiakkaan vaikutusmahdollisuudet siirtomaksuun ovat kuitenkin olemattomat, ja tariffirakenteessa on todennäköisesti voimakas ristisubventio erilaisten (suurten ja pienten) asiakkaiden välillä.

Verkkoyhtiön näkökulmasta hinnasto on yksinkertainen ja liikevaihto on hyvin ennakoitavissa ko. tariffirakenteessa. Tariffi ei myöskään aseta lisävaatimuksia mittareille tai tietojärjestelmille. Asiakkailta ei kuitenkaan ole kannusteita tehostaa sähkönkäyttöään, mikä saattaa kasvattaa tehoja ja siten luoda tarpeita verkon vahvistamiselle.

Sähkön myyjän näkökulmasta tariffirakenteella ei ole merkittäviä heikkouksia eikä se muodosta rajoitetta myyjien toiminnalle.

Tämä tariffirakenne mahdollistaa asiakkaiden joustavien kuormien ja energiavarastojen osallistumisen joustomarkkinoille. Tariffi ei kuitenkaan itsessään sisällä elementtejä, jotka kannustaisivat kysyntäjoustoon tai energian varastointiin. Kyseinen siirtotariffi myöskin heikentäisi pientuotannon kannattavuutta.

Viimeaikainen kehitys tariffeissa on ollut kiinteän perusmaksun osuuden kasvattaminen, joka ääritilanteessa johtaisi tässä esitettyyn kiinteän vuosimaksun kaltaiseen tarffiin. Tämä tariffirakenne ei kuitenkaan kannusta asiakkaita kokonaistehokkaaseen energiankäyttöön ja sähköjärjestelmän resurssitehokkuuteen sekä sisältää merkittäviä ristisubventioita asiakkaiden välillä. Vaikka tariffirakenne onkin sekä loppukäyttäjän että verkkoyhtiön kannalta yksinkertainen ja ennakoitava, on sillä merkittäviä heikkouksia yhteiskunnallisesta ja energia- ja resurssitehokkuuden näkökulmasta.

6.2.2 Kiinteä perusmaksu ja kulutusmaksu

Tässä tariffirakenteessa edellä kuvatun kiinteän perusmaksun lisäksi asiakas maksaa kulutusmaksua siirretystä energiasta. Tämän kaltainen tariffirakenne on nykyisin yleisesti käytössä.

Asiakkaan näkökulmasta tämä tariffirakenne on melko yksinkertainen, tuttu ja samankaltainen kuin sähkön myyjien hinnoittelumalli. Asiakkaat voivat vaikuttaa kulutusmaksuun, mutta negatiivinen seikka on että perusmaksuun ei voi vaikuttaa. Tariffissa on kuitenkin ristisubventiota erilaisten asiakkaiden välillä ja tariffi ei ole kaikilta osin aiheuttamisperiaatteen mukaisesti kustannusvastaava. Jos asiakkaan energiankäyttö pienentyy, mutta tehontarve verkosta pysyy ennallaan, esim. pientuotannon myötä, säilyy asiakkaan kustannusvaikutus verkon näkökulmasta ennallaan, mutta asiakkaan maksama siirtomaksu pienentyy, jolloin kustannukset kohdistuvat muille asiakkaille.

Verkkoyhtiön näkökulmasta vahvuus on, että tariffista on vuosikymmenten kokemukset ja nykyiset mittarit ja tietojärjestelmät riittävät hyvin tämän tariffin tarpeisiin. Heikkoutena kuitenkin on, että tariffi ei ohjaa asiakkaita ohjaamaan tehonkäyttöään, mikä voi aiheuttaa verkon vahvistamistarpeita. Lisäksi energiankäytön muutokset aiheuttavat epävarmuutta verkkoyhtiön liikevaihtoon.

Sähkön myyjän näkökulmasta tariffi on hyvin yhteensopiva samankaltaisen myyjän siirtotariffin kanssa. Tariffissa saattaa kuitenkin olla erilaisia aikaporrastuksia myyjien tariffeihin verrattuna.

Siirtotariffien energiakomponentti kannustaa asiakkaita säästämään energiaa ja hankkimaan omaa tuotantoa, mutta tämä kannuste pienentyy, mikäli perusmaksun osuus kasvaa. Tariffi mahdollistaa myös kysyntäjouston ja energiavarastojen hyödyntämisen joustomarkkinoilla, mutta tariffin kannusteet joustoihin rajoittuvat mahdollisten aikaportaiden hintaeroihin (yö-päivätariffi). Kaiken kaikkiaan tariffirakenteessa ei ole kannusteita kokonaistehokkaaseen sähkönkäyttöön, koska tehon ohjaamisen kannusteet ovat hyvin puutteelliset.

6.2.3 Sulakeporrastettu perusmaksu ja kulutusmaksu

Tämä tariffi on myös nykyisin yleisesti käytössä ja vastaa ominaisuuksiltaan pitkälti edellä kuvattua kiinteä perusmaksu ja kulutusmaksu –tariffia. Erona tässä on, että perusmaksu on sulakeporrastettu, mikä kannustaa optimoimaan pääsulakkeiden koon ja voi vaikuttaa siten joidenkin suurempien sähkönkäyttölaitteiden (kuten lämmitys) mitoittamiseen. Käytännössä tämä kannustevaikutus on kuitenkin pieni, koska perusmaksun suuruuteen voi vaikuttaa ainoastaan muuttamalla pääsulakkeiden kokoa, mikä tyypillisesti maksaa (vaatii sähköasennuksia). Tehoa voi käyttää vapaasti pääsulakkeiden rajoissa, joten ohjausvaikutus tehonkäyttöön on hyvin rajallinen. Aiheuttamisperiaatteen mukainen kustannusvastaavuus toteutuu tässä hieman edellistä tariffivaihtoehtoa paremmin, koska perusmaksun suuruus riippuu liittymän sulakekoosta.

6.2.4 Tehorajatariffi

Tehorajatariffissa, josta käytetään myös nimitystä kaistahinnoittelu, asiakas tilaa etukäteen tehon, joka toimii laskutuksen perusteena. Tehorajan mahdollisesta ylityksestä määrätty joko ylitysmaksu tai korotus seuraavaan tehorajaan. Tehorajojen porrastus voisi käytännössä olla esim. 3 tai 5 kW välein tai vastaavasti yhtiökohtaisen harkinnan mukainen. Tässä raportissa on käytetty esimerkkinä 5 kW:n suuruista porrastusta (tehorajat esim. 5 kW, 10 kW, 15 kW).

Asiakkaan näkökulmasta tehorajatariffi on periaatteessa yksinkertainen, koska tehorajan määrittämisen jälkeen maksetaan tämän tehorajatariffin mukaista kiinteää kuukausimaksua. Lisäksi tariffi kannustaa optimoimaan tehonkäyttöä siten, että saavutetaan mahdollisimman pieni ja edullinen tehoraja.

Samalla tehorajan puitteissa on mahdollisuus käyttää sähköä vapaasti ilman lisämaksuja verkkotariffista, mikä mahdollistaa halvan markkinasähkön hyödyntämisen asetettuun tehorajaan asti. Toisaalta tehojen ohjaamiselle rajan alapuolella ei ole kannusteita, ja mahdollisten yksittäisten piikkituntien mukaan mitoitettu tehoraja poistaa kannusteen tehon ohjaukseen muina aikoina. Vuosihinnoittelussa asiakas maksaa samaa siirtomaksua sekä kesällä että talvella, vaikka kesällä sähkönkäyttö olisi merkittävästi vähäisempää. Karkea (esim. 5 kW) tehorajajako kaventaa mahdollisuuksia hyötyä tehon pienentämisestä. Tehorajan valinta ja tehon ohjaaminen vaativat myös nykyistä enemmän osaamista ja aktiivisuutta asiakkaalta, koska asiakkaan tulee omaksua tehon käsite ja seurata sähkönkäyttöä tai hankkia automaatiolaitteisto. Erityisesti tehorajan valinta on asiakkaalle haastava. Asiakkaalla tulisi käytännössä olla hyvä käsitys siitä, minkälaista tehoa hän käyttää. Tehorajan valintaan liittyvät asiat lisäisivätkin merkittävästi asiakasneuvonnan tarvetta.

Verkkoyhtiön näkökulmasta tässä tariffirakenteessa on ennustettava ja tasainen liikevaihto, tariffirakenne heijastaa nykyistä paremmin verkkoyhtiön kustannusrakennetta ja kannustaa asiakkaita pienentämään huippukuormiaan, mikä voi pienentää myös verkon tehohuippuja ja siten vähentää vahvistustarpeita ja kustannuksia. Toisaalta kuormitusten välinen risteily voi myös pienentyä, mikä saattaa jopa kasvattaa paikoin sähköverkon huipputehoja. Nykyiset mittarit mittaavat ja rekisteröivät tuntitehot, joten ne mahdollistavat tehorajatariffin. Mittarit eivät kuitenkaan yleensä valvo tehorajaa tai ilmoita sen ylittymisestä. Tariffi voi aiheuttaa muutostarpeita laskutustietojärjestelmiin.

Sähkön myyjän näkökulmasta tehorajatariffi mahdollistaa vapaan sähkön käytön tehorajan puitteissa ilman verkkotariffin energiamaksua, mikä voi vaikuttaa esim. edullisen markkinasähkön käyttöön. Tehoraja voi kuitenkin kaventaa myyjän mahdollisuuksia ohjata joustavia kuormia etenkin tilanteissa, joissa kuormitusta tulisi lisätä. Asiakaskohtaisen tehorajan selvittäminen voi tuottaa lisätyötä, mutta toisaalta tehorajan asiakaskohtaisesta optimoinnista voisi tulla uusi palvelutuote myyjille.

Tehorajatariffi kannustaa optimoimaan tehonkäyttöä ja parantaa siten sekä kysyntäjouston että akkujen kannattavuutta, ja voi synnyttää uusia joustopalveluita. Joissakin tilanteissa tehoraja voi kuitenkin myös rajoittaa näiden resurssien täysimääräistä hyödyntämistä joustomarkkinoilla. Pientuotannon kannattavuus on pääsääntöisesti nykyistä tariffia heikompi, koska tehorajatariffissa ei ole erillistä energiamaksua. Pientuotanto pienentääkin verkkomaksua ainoastaan tilanteessa, jossa sillä pystytään pienentämään tehorajaa.

Tehorajatariffi kannustaa kysyntäjousto- ja energiavarastoiden hankintaan ja ohjaa pienentämään verkosta otettua tehoa. Hyvin toteutettuna tämä johtaa pitkällä aikavälillä sähköverkon kustannussäästöihin, jos esimerkiksi verkon vahvistusinvestointeja voidaan lykätä. Lisäksi lisääntyneet sähkönkäytön joustomahdollisuudet tehostavat koko energiajärjestelmän toimintaa.

Tämän tariffirakenteen haasteena on tehorajan ja ylityskäytäntöjen määrittäminen sekä siirtymään liittyvät seikat. Nykyisistä siirtotariffeista siirtyminen kohti tehorajatariffia saattaa olla ongelmallista, koska siirtymässä tarvitaan mahdollisesti tariffiin siirtymäajaksi jokin tehoerusteinen maksukomponentti. Lisäksi verkkoyhtiöillä on nykyisellään käytössä suuremmille sähkökäyttäjille pienjännitetehtariffi. Tällöin erilaisten tehtariffien käyttö voi olla vaikea ymmärtää ja lisää entisestään asiakasviestinnän haasteita.

6.2.5 Tehorajatariffi kausijaolla

Tämä tariffi on muutoin samanlainen kuin edellä esitetty tehorajatariffi, mutta tässä tapauksessa tehoroja on erilainen eri vuodenaikoina. Ominaisuudet ja vaikutukset ovat pitkälti samankaltaisia kuin edellä kuvatussa perustapauksessa. Kausijaon kohdalla asiakkailta on kuitenkin enemmän mahdollisuuksia vaikuttaa omaan siirtomaksuunsa, kun sama tehoroja ei ole kiinnitetty koko vuodelle. Tässä tapauksessa asiakkaiden maksut, ja samalla myös verkkoyhtiön liikevaihto painottuu enemmän talveen, jolloin tehonkäyttö on suurempaa. Oma pientuotanto voi pienentää asiakkaan kesäaikaista tehorojaa, mikä on positiivista pientuotannon kannattavuuden näkökulmasta.

6.2.6 Kaksiporrastariffi

Kaksiporrastariffissa asiakkaan kulutusmaksun suuruus määräytyy tehon perusteella siten, että ennalta määritetyn tehorajan ylittävistä energiasta peritään suurempi kulutusmaksu.

Tässä tariffissa asiakkaalla on mahdollisuus vaikuttaa siirtomaksuun sekä tehon että energian kautta. Vaikka tariffissa onkin tehoroja, jonka jälkeen kulutusmaksu nousee, on tehorajan yksittäisen ylityksen kustannus melko pieni. Asiakkaiden siirtomaksut voivat olla myös nykyistä paremmin kustannusvastaavia, mutta tariffin käytännön ohjausvaikutuksia on vaikea arvioida. Jos asiakkaan kulutus on pääosin tehorajan alapuolella, mutta yksittäiset tuntikulutukset ylittävät tehorajan, kannattaa asiakkaan pyrkiä pienentämään kulutustaan tehorajan alapuolelle. Yksittäinen tehoroja, jonka jälkeen koko tunnin kulutuksen energiamaksu nousee, voi kuitenkin ohjata asiakkaita siirtämään kulutustaan myös yksittäisille tunneille tehorajan läheisyydessä. (Esimerkki: Asiakkaan kulutus olisi 5 tunnin ajan 6 kW joka tunti, jolloin asiakas maksaisi siirretystä energiasta kalliimmalla hinnalla joka tunti, eli $5 h * 6 kW * 10 \text{ snt/kWh} = 300 \text{ snt}$. Siirtämällä tehorajan ylittävää kulutusta yhdelle tunnille hän maksaisi $4 h * 5 kW * 5 \text{ snt/kWh} + 1 h * 10 kW * 10 \text{ snt/kWh} = 200 \text{ snt}$.)

Kaikille asiakkaille, joiden kulutus ei ole tehorajan läheisyydessä tällainen tariffivaihtoehto näkyisi lähes pelkkänä energiamaksuna (Esim ei väliä käyttäkö tällä tunnilla 13 kW ja seuraavalla 7 kW vai molemmilla tunneilla 10 kW.)

Tehorajojen seuraaminen vaatii kuitenkin asiakkaalta nykyistä enemmän ymmärrystä sähkön käytöstä ja aktiivista tehon seurantaan tai automaatiolaitteita.

Verkkoyhtiön näkökulmasta tariffi voi kannustaa asiakkaita pienentämään huipputehojaan, mikä voi tuoda pitkällä aikavälillä kustannussäästöjä verkossa. Energiaan pohjautuvan laskutusyksikön (snt/kWh) säilyminen voi helpottaa asiakasviestintää verrattuna tehopohjaisiin tariffeihin, mutta tehon ja energian kytkeminen toisiinsa voi myös sekavoittaa tariffin ymmärrettävyyttä. Tariffirakenne ei aiheuta merkittäviä muutostarpeita nykyisiin mittareihin tai tietojärjestelmiin, mutta mittarit eivät ilmoita asiakkaalle reaaliaikaista tehoa tai tehorajan ylittymistä.

Tehorajojen määrittäminen ja niiden viestintä ja perustelu asiakkaille ei kuitenkaan ole yksinkertaista. Käytännössä tehoraja tulisi olla sama kaikille asiakkaille, koska asiakaskohtainen tehoraja voidaan tulkita asiakkaiden eriarvoiseksi kohteluksi ja se olisi myös vaikea perustella asiakkaille. Kaikille asiakkaille yhteinen tehoraja tarkoittaa sitä, että tariffissa on vain yksi tehoraja, jonka alla pysymiseen tariffi ohjaa. Siten ohjausvaikutukset tehon osalta ovat kohtalaisen rajalliset. Tämän kaltaisesta tariffirakenteesta ei myöskään ole aiempaa kokemusta, mikä voi lisätä käytännön haasteita. Lisäksi verkkoyhtiöillä on nykyisellään käytössä pienjännitetehotariffi suuremmille asiakkaille, jolloin kahden erilaisen tehotariffin käyttö voi tuoda haasteita asiakasviestintään.

Sähkön myyjän näkökulmasta tariffit eivät muodosta rajoitteita, mutta asiakas- tai verkkoyhtiökohtaisten tehorajojen selvittäminen voi aiheuttaa lisätyötä.

Koska tariffirakenteessa säilyy energiaperusteinen maksukomponentti, on siinä myös kannuste asiakkaiden pientuotannolle. Samalla tehon vaikutus hintaan kannustaa joustavien resurssien käyttämiseen (kysyntäjousto ja energiavarastot). Varastojen lataaminen suurella teholla on kuitenkin kallista, mikä voi heikentää niiden käyttömahdollisuuksia.

Yhteiskunnan kannalta kaksiporrastariffi voi mahdollisesti ohjata asiakasta kokonaistehokkaaseen sähkönkäyttöön; energiatehokkuuteen kannustaa energiaperusteinen hinnoittelu, kun taas tehonkäytön ohjaukseen kannustaa energiahinnan tehoporrastus. Tariffi myös kannustaa lisäämään kysyntäjoustoa ja energiavarastoja sekä pientuotantoa. Tariffiin siirtyminen olisi teknisesti kohtalaisen helppo toteuttaa muuttamalla nykyinen hinnoittelun aikaporrastus tehoperusteiseksi porrastukseksi.

6.2.7 Kolmiporrastariffi

Kolmiporrastariffin ero edellä kuvattuun kaksiporrastariffiin on kolmas hintaporras, joka voidaan ottaa käyttöön esimerkiksi muutaman kerran vuodessa kovimpien kuormitusten aikaan (ns. Critical Peak Pricing).

Tariffirakenteen vaikutukset eri toimijoiden kannalta ovat hyvin samankaltaisia kuin edellä kuvatussa kaksiporrastariffissa. Kolmas porras kuitenkin tehostaa tariffin ohjausvaikutuksia, mutta samalla tekee asiakasviestinnästä ja tariffin määrittämisestä entistä haastavampaa.

6.2.8 Pienasiakkaan tehotariffi

Pienasiakkaan tehotariffi koostuu kolmesta komponentista; kuukausittainen perusmaksusta (€/kk), energiaperusteisesta kulutusmaksusta (snt/kWh) sekä tehomaksusta, joka perustuu suurimpaan mitattuun tehoon vuoden tai kuukauden aikana, riippuen tarkemmasta määräytymisperusteesta. Nykyisiin siirtotariffeihin nähden pienasiakkaan tehotariffissa perus- ja kulutusmaksujen osuudet ovat pienemmät, painotuksen siirtyessä tehomaksuun.

Asiakkaan näkökulmasta vaikutusmahdollisuudet omaan siirtomaksuun ovat hyvät, koska sekä teho että energiakomponenttiin voi vaikuttaa omalla sähkönkäytöllä. Tariffi kannustaa käyttämään sähköä siten, että sähkönjakelun kustannukset pienentyvät pitkällä aikavälillä. Tariffirakenne kuitenkin sisältää kolme komponenttia, ja on siten monimutkaisempi, mutta toisaalta myös monipuolisempi, kuin nykyisin pienasiakkailta käytössä olevat tariffit. Tehon käytön hallinta myös vaati asiakkaalta ymmärrystä ja aktiivisuutta tai investointeja kotiautomaatioon.

Sähköverkkoyhtiön kannalta tariffissa on hyvät ohjausvaikutukset, ja liikevaihto on nykyisiä tariffeja paremmin ennustettavissa. Lisäksi tehotariffi on jo nykyisellään käytössä suuremmilla asiakkailta, joten sen vaikutuksista ja toteutuksesta on kokemusta. Nykyiset mittarit ja tietojärjestelmät eivät vaadi merkittäviä muutoksia siirryttäessä tehotariffiin. Nykyisellään mittarit eivät kuitenkaan välitä reaaliaikaista tehotietoa asiakkaalle. Tätä raporttia kirjoitettaessa kaksi suomalaista jakeluverkkoyhtiötä on alkanut soveltaa kyseistä tehotariffia pienemmille asiakkaille. Vuoden 2017 alusta Lahti Energian asiakkaat, joiden pääsulakkeen koko on suurempi kuin 3x50 A, on siirretty tehotariffiin, jossa on perus- ja energiamaksun lisäksi myös tehokomponentti. Samalla on ilmoitettu, että vuoden 2018 alusta tehoerusteisen hinnoittelun piiriin siirtyvät myös 3x50 A ja 3x35 A asiakkaat. Tavoitteena yhtiöllä on, että vuosikymmenen loppuun mennessä valtaosalla asiakkaista on käytössä tehokomponentin sisältävä tariffi. (Lahti Energia 2016) Lahti Energian lisäksi myös Helsingin alueella toimiva Helen Sähköverkko on uudistamassa siirtotuotteitaan erityisesti suuremmille pienasiakkailleen tarkoitetun aikatuotteen osalta. Alkaen heinäkuusta 2017, yhtiön ”Aikasiirto”-tuotteeseen otetaan käyttöön erillinen tehomaksu, jota sovelletaan kaikille kyseisen tuotteen asiakkaille. (Helen Sähköverkko 2017)

Sähkön myyjän näkökulmasta tariffi ei sisällä elementtejä, jotka vaikeuttaisivat myyjän toimintaa. Asiakkaan tehonhallinnasta voi muodostua uutta palvelutoimintaa esimerkiksi sähkön myyjälle.

Tehopohjainen hinnoittelu kannustaa verkosta otetun huipputehon pienentämiseen esimerkiksi kysyntäjoustolla ja energiavarastoilla. Tariffi mahdollistaa myös jouston ja varastojen käytön siten, että verkosta otettu teho kasvaa, jos tällaisen toiminnan hyöty joustomarkkinoilla on suurempi kuin tehon hinta jakelutariffissa. Tällöin joustomarkkinan ja jakeluverkkotariffin yhteisvaikutus ohjaa kokonais-tehokkaimpiin valintoihin, mikäli hinnoittelu on kustannusvastaavaa. Asiakkaiden pientuotannon kannattavuus heikkenee nykyisiin tariffeihin nähden, koska energiaan perustuva kulutusmaksu on nykyistä pienempi. Haasteellisia ovat etenkin tilanteet, joissa jo tehtyjen investointien kannattavuus on perustunut siirtomaksun energiaosuuteen. Pientuotannon kannattavuus on kuitenkin parempi, jos sillä voi pienentää myös tehomaksua. Tämä on mahdollista etenkin kausi- tai kuukausiperusteisessa tehotariffissa.

Yhteiskunnan näkökulmasta tariffirakenne kannustaa asiakkaita kohti kokonaistehokasta sähkönkäyttöä, mikä johtaa sähköjärjestelmän käytön tehostumiseen. Aiheuttamisperiaatteen hyvä toteutuminen myös pienentää asiakkaiden välistä ristisubventiota. Tariffirakenteeseen on kohtalaisen helppo siirtyä lisäämällä vähitellen tehomaksun osuutta hinnoittelussa ja tarkastelemalla samalla uudenlaisen hinnoittelun vaikutuksia, jolloin optimaalinen tariffirakenne voi löytyä jo siirtymävaiheen aikana.

6.2.9 Pienasiakkaan tehotariffi kynnysteholla

Pienasiakkaan tehotariffi kynnysteholla on muutoin samanlainen kuin edellä kuvattu pienasiakkaan tehotariffi, mutta tässä tapauksessa tehomaksukomponentti (€/kW) alkaa vaikuttaa vasta ennalta asetetun kynnystehon jälkeen, ja tätä pienemmillä tehoilla tehomaksu sisältyy perusmaksuun.

Tariffissa tehorajan ylittävillä asiakkailla on hyvät mahdollisuudet vaikuttaa omaan siirtomaksuunsa, mutta tehorajan alle jäävillä asiakkailla vaikutusmahdollisuudet rajoittuvat energiaperusteiseen kulutuskomponenttiin.

Verkkoyhtiön näkökulmasta vahvuuksia on kynnystehon sisältävän tariffin kustannusvastaavuus myös hyvin vähän tehoa käyttävien asiakkaiden kohdalla. Luonnollisesti tehorajan määrittämiseen liittyvät kysymykset tulee ratkaista tariffia käyttöönotettaessa.

Myyjän näkökulmasta eri verkkoyhtiöissä käytettävien tehorojojen selvittäminen voi tuottaa lisätyötä.

6.3 Tarkasteltujen siirtotariffien taloudelliset vaikutukset

Edellä esitettyjen tarkasteltavien siirtotariffien tarkemman analyysin tueksi on muodostettu kustannustietoihin perustuvat siirtotariffit kolmelle esimerkkiverkoille. Tarkasteluissa käytettävät verkot eivät kokonaisuudessaan kata täysin esimerkiksi hyvin laajalla maantieteellisellä alueella toimivien sähköverkkoyhtiöiden toimintaympäristöä, mutta tarkasteltavien verkkojen erilaisuus tuo tietoa siitä,

millaisia mahdollisia vaikutuksellisia eroja eri tariffeilla on esimerkiksi kaupungissa sijaitsevan sähköverkon ja maaseutuverkon välillä.

Seuraavissa luvuissa kuvataan tarkastellut verkot sekä kunkin verkon osalta lasketut kustannuksiin perustuvat tariffit. Laskennalliset tariffit on määritetty käyttäen luvussa 5 esitettyjä laskentaperiaatteita. Tämän lisäksi kustakin verkosta esitellään eri siirtotariffien asiakasvaikutuksia sekä myös tariffien vaikutuksia verkkoyhtiön liikevaihtoon, kun laskennassa ei oleteta tariffin vaikuttavan asiakkaiden kuormituskäyttäytymiseen.

Tuloksia tulkittaessa on hyvä huomata, että tuloksilla pyritään esittämään tariffien suhteen ääripäitä erityisesti tehomaksun suhteen. Todellisuudessa tariffikomponenttien suhteet tulevat todennäköisesti olemaan merkittävästi erilaiset.

6.3.1 Kaupunkialue

Tarkasteltava verkko sijaitsee kaupunkialueella ja käsittää kahden sähköaseman syöttämät alueet. Käyttöpaikkoja verkossa on yhteensä yli 32 000, joista suurin osa on pienasiakkaita, pääsääntöisesti asiakastietoihin kirjattujen tyyppikäyttäjryhmätunnisteiden perusteella rivi- tai kerrostaloasiakkaita. Verkossa on myös omakotitaloasiakkaita sekä myös suurempia asiakkaita (kauppa-, palvelu- ja teollisuusasiakkaita), joiden vaikutus on huomioitu siirtotariffeja muodostettaessa, mutta näissä tarkastelemissa keskitytään pääsääntöisesti pienasiakkaiden siirtotariffeihin. Sähköverkkoa asiakasta kohden kyseisessä verkossa on noin 12 metriä.

Kustannusanalyysin ja kustannusten kohdistamislaskennan perusteella verkon pienasiakkaiden siirtotariffien liikevaihtotavoite on noin 65 % kokonaisliikevaihtotavoitteesta. Nykyisin kyseessä olevan verkon kaltaiselle alueelle sovelletaan hinnoittelua, jossa pienasiakkaiden siirtotariffien perusmaksu on sama siirtotuotteen sisällä eri asiakkaille. Kuitenkin erilaisia pienasiakkaille tarjottavia siirtotuotteita on useampi ja perusmaksut eri tuotteiden välillä poikkeavat toisistaan. Vertailun vuoksi alueelle on muodostettu sekä nykyisin käytössä olevien pienasiakkaiden siirtotariffien mukaiset siirtotuotteet siten, että edellä mainittu liikevaihtotavoite pyritään täyttämään.

Taulukkoihin 6.1-6.5 on koottu tiedot kunkin tarkasteltavan verkkoalueen kustannuksiin ja tuottotavoitteeseen perustuvista siirtotariffeista. Taulukossa 6.1 on esitetty nykyisin käytössä olevat tariffirakenteet, joiden yksikköhinnat perustuvat kustannusperusteiseen laskentaan ja ne täyttävät tässä luvussa kuvatut tavoiteliikevaihdot kunkin verkon pienasiakkaiden osalta.

Taulukko 6.1. Nykyisen tariffirakenteen mukaiset laskennalliset siirtotariffit kaupunkiverkkoalueella

Tariffi	Sopimustehomaksu (€kW, a)	Perusmaksu (€kk)	Kulutusmaksu (snt/kWh)	
			Päiväaika / Muu aika	Yöaika / Talviarki-päivä
Yleissiirto	-	3,63	2,83	-
Aikasiirto	-	14,43	2,77	4,00
Ohjattu yösiirto	6,19	10,55	0,67	1,70

Taulukko 6.2. Tehorajatariffi kaupunkiverkkoalueella

Tehoraja (kW)	Hinta (€vuosi)	Hinta (€kk)
5	116,69	9,72
10	233,39	19,45
15	350,08	29,17
20	466,77	38,90
25	583,46	48,62
30	700,16	58,35
35	816,85	68,07
40	933,54	77,80
45	1 050,23	87,52

Porrastariffissa asiakkaan kunkin tunnin kulutus hinnoitellaan tunnin keskitehon perusteella siten, että asiakkaan tuntitehon ylittäessä 5 kilowattia, maksetaan koko tunnin kulutuksesta korkeampi hinta. Vastaavasti rajan alittavasta kulutuksesta asiakas maksaa pienemmän hinnan tunnin kulutuksesta.

Taulukko 6.3. Porrastariffin kaupunkiverkkoalueella

Tariffi	Perusmaksu (€kk)	Kulutusmaksu, mikäli alle rajan (snt/kWh)	Kulutusmaksu, mikäli yli rajan (snt/kWh)
Porrastariffi	4,03	2,13	6,35

Pieniasiakkaan tehotariffissa asiakkaan tehomaksu määräytyy kuukauden suurimman tuntitehon perusteella.

Taulukko 6.4. Pienasiakkaan tehotariffi kaupunkiverkkoalueella

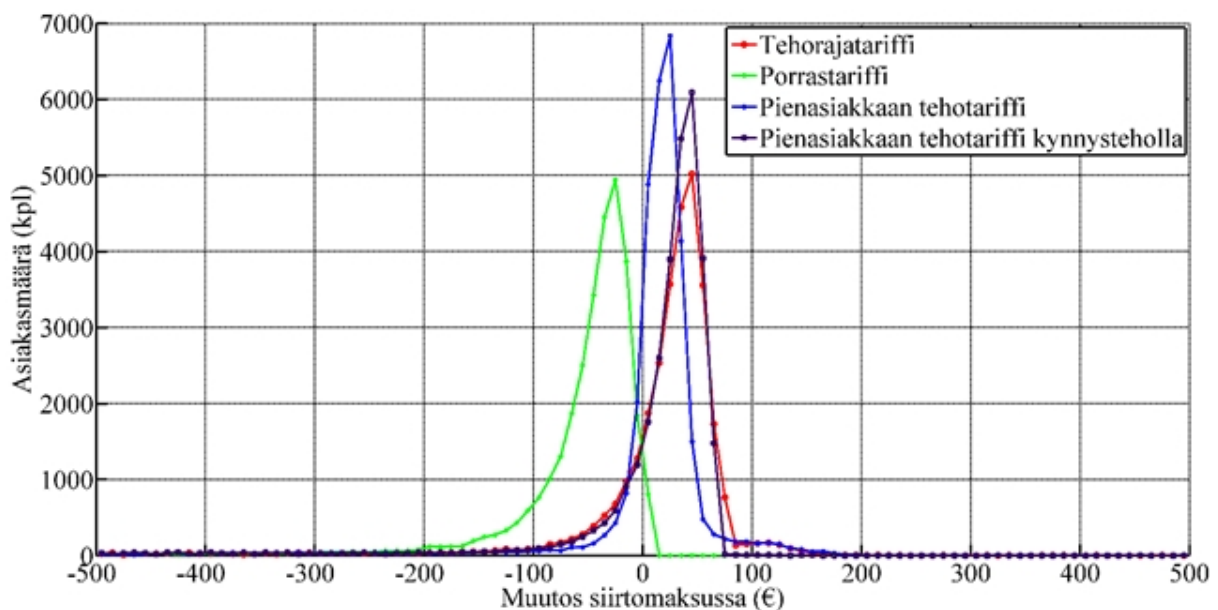
Tariffi	Perusmaksu (€/kk)	Tehomaksu (€/kW, kk)	Kulutusmaksu (snt/kWh)
Pienasiakkaan tehotariffi	4,03	3,00	0,53

Kynnystehon sisältävässä pienasiakkaan tehotariffissa asiakkaalta ei peritä erillistä tehomaksua, mikäli kuukauden suurin tuntiteho ei ylitä 5 kilowattia. Mikäli asiakkaan suurin kuormitus on suurempi kuin asetettu raja, peritään rajan ylittävstä tehosta hinnaston mukainen tehomaksu.

Taulukko 6.5. Kynnystehon (5 kW) sisältävän pienasiakkaan tehotariffi kaupunkiverkkoalueella

Tariffi	Perusmaksu (€/kk)	Ylittävän tehon yksikköhinta (€/kW, kk)	Kulutusmaksu (snt/kWh)
Pienasiakkaan tehotariffi 5kW kynnysteholla	9,30	2,95	0,53

Laskennallisesti määritettyjen siirtotariffien vaikutuksia yksittäisten asiakkaiden siirtomaksuihin on esitetty kuvassa 6.1. Kuvassa on verrattu keskenään nykyisten siirtotariffirakenteiden mukaisia laskennallisten siirtotariffien ja erilaisten tehoerusteisten siirtotariffirakenteiden mukaisia siirtomaksuja.



Kuva 6.1. Asiakaskohtaisten siirtomaksujen muutosten jakauma, kun verrataan kutakin tehoerusteista siirtotariffivaihtoehtoa nykyisten tariffikomponenttien painotusten mukaisiin laskennallisiin siirtotariffeihin. Tarkasteluväli kattaa yli 97 % pienasiakkaista kaikissa tapauksissa.

Kuvasta nähdään, että valtaosa asiakkaista kokisi muutoksia siirtomaksuissaan eri siirtotariffivaihtoehtojen avulla. Muutokset eivät kuitenkaan ole absoluuttisesti suuria, mutta tämä ei takaa sitä, etteikö asiakkaan kokema suhteellinen muutos siirtomaksussa olisi suuri. Tarkasteluvälin ulkopuolella on myös asiakkaita, jotka olisivat kokeneet suuremman muutoksen kuin 500 euroa. Osa suurista muutoksista

johtuu siitä, että nykyisissä tariffiryhmissä on asiakkaita, jotka kuuluisivat lähtökohtaisesti eri tariffiryhmään tai asiakkaiden sähkönkäyttö on jollakin tapaa poikkeuksellista (esim. asiakkaalla on ajoittain suuri tehontarve, mutta vuotuinen energiankäyttö on hyvin pienimuotoista). Erilaiset tehoerusteiset siirtotariffit näissä tapauksissa johtavat siihen, että poikkeusasiakkaiden siirtomaksuissa tapahtuisi merkittäviä muutoksia, mikäli uuteen tariffirakenteeseen siirryttäisiin äkillisesti.

Taulukossa 6.6 on esitetty kunkin siirtotariffivaihtoehdon vaikutus sähköverkkoyhtiön liikevaihtoon, kun kuormituskäyttäytymisessä ei oletettu tapahtuvan tariffivetoisia muutoksia. Taulukossa positiiviset arvot viittaavat tilanteeseen, jossa odotettu liikevaihtotavoite ylitetään ja negatiiviset vastaavasti viittaavat alijäämävaihtoon.

Taulukko 6.6. Eri siirtotariffivaihtoehtojen vaikutus sähköverkkoyhtiön liikevaihtoon, kun kuormituskäyttäytymisessä ei oletettu tapahtuvan tariffivetoisia muutoksia

Tariffi	Ero tavoiteliikevaihtoon (%)
Nykyiset siirtotariffirakenteet	0,21 %
Tehorajatariffi	-1,36 %
Porrastariffi	-0,34 %
Pienasiakkaan tehotariffi kynnysteholla	-0,09 %
Pienasiakkaan tehotariffi	1,19 %

Verkkoyhtiön näkökulmasta tarkasteltuna em. taulukon arvot osoittavat, että mikäli asiakkaat eivät olisi reagoineet muuttuneeseen tariffirakenteeseen, olisivat liikevaihdossa tapahtuneet muutokset olleet hyvinkin kohtuullisia. Onnistuneen tariffiuudistuksen näkökulmasta tämä on positiivinen seikka, koska sähköverkkoyhtiöiden on varmistettava sekä lyhyen että pitkän aikavälin toimintaedellytyksensä ja tästä syystä liikevaihdossa tapahtuvien muutosten on pysyttävä kohtuullisella tasolla.

6.3.2 Haja-asutusalueella sijaitseva taajama-alue

Tarkasteltava verkko sijaitsee hieman pienemmässä kaupungissa ja kattaa yhden sähköaseman syöttämän alueen. Käyttöpaikkoja verkossa on yhteensä noin 8 000, joista valtaosa on pienasiakkaita, pääsääntöisesti asiakastietoihin kirjattujen tyyppikäyttäjärühmätunnisteiden perusteella omakotitaloja ja rivi- tai kerrostaloasiakkaita. Verkossa on myös suurempia asiakkaita (esim. kauppa- ja palveluasiakkaita), joiden vaikutus on huomioitu siirtotariffeja muodostettaessa, mutta näissä tarkastelemissa keskitytään pääsääntöisesti pienasiakkaiden siirtotariffeihin. Sähköverkkoa kyseisessä verkossa asiakasta kohden on noin 170 metriä.

Kustannusanalyysin ja kustannusten kohdistamislaskennan perusteella verkon pienasiakkaiden siirtotariffien liikevaihtotavoite on noin 90 % kokonaisliikevaihtotavoitteesta. Nykyisin kyseessä olevan verkon kaltaiselle alueelle sovelletaan hinnoittelua, jossa on pienasiakkaiden siirtotariffien perusmaksun sulakeporrastus. Tämän lisäksi pienasiakkaille tarjottavia siirtotuotteita on useampi ja perusmaksut eri tuotteiden välillä poikkeavat toisistaan. Vertailun vuoksi alueelle on muodostettu nykyisin käytössä olevien pienasiakkaiden siirtotariffien mukaiset siirtotuotteet siten, että edellä mainittu liikevaihtotavoite pyritään täyttämään. Taulukkoihin 6.7-6.11 on koottu tiedot kunkin tarkasteltavan verkkoalueen kustannuksiin perustuvista siirtotariffeista. Taulukossa 6.7 on esitetty nykyisin käytössä olevat tariffirakenteet, joiden yksikköhinnat perustuvat kustannusperusteiseen laskentaan ja ne täyttävät tässä luvussa kuvatut tavoiteliikeyvaihdot kunkin verkon pienasiakkaiden osalta.

Taulukko 6.7. Nykyisen tariffirakenteen mukaiset laskennalliset siirtotariffit haja-asutusalueella sijaitsevan taajama-alueen verkossa

Tariffi	Perusmaksu (€/kk)	Kulutusmaksu (snt/kWh)	
		Päivä / muu aika	Yö / talviarkipäivä
Yleissiirto 1x25, 1x35 A	3,11	2,66	-
Yleissiirto 3x25 A	11,02	2,66	-
Yleissiirto 3x35 A	15,43	2,66	-
Yleissiirto 3x50 A	22,04	2,66	-
Yleissiirto 3x63 A	27,77	2,66	-
Yleissiirto 3x80 A	35,26	2,66	-
Yleissiirto 3x100 A	44,08	2,66	-
Yösiirto 3x25 A	20,91	3,42	2,09
Yösiirto 3x35 A	29,27	3,42	2,09
Yösiirto 3x50 A	41,82	3,42	2,09
Yösiirto 3x63 A	52,69	3,42	2,09
Yösiirto 3x80 A	66,91	3,42	2,09
Yösiirto 3x100 A	83,64	3,42	2,09
Vuodenaikasiirto 3x25 A	29,39	1,26	2,53
Vuodenaikasiirto 3x35 A	41,15	1,26	2,53
Vuodenaikasiirto 3x50 A	58,78	1,26	2,53
Vuodenaikasiirto 3x63 A	74,06	1,26	2,53
Vuodenaikasiirto 3x80 A	94,05	1,26	2,53
Vuodenaikasiirto 3x100 A	117,56	1,26	2,53

Taulukko 6.8. Tehorajatariffi haja-asutusalueella sijaitsevan taajama-alueen verkossa

Tehoraja (kW)	Hinta (€vuosi)	Hinta (€kk)
5	208,74	17,40
10	417,49	34,79
15	626,23	52,19
20	834,98	69,58
25	1 043,72	86,98
30	1 252,46	104,37
35	1 461,21	121,77
40	1 669,95	139,16
45	1 878,70	156,56

Porrastariffissa asiakkaan kunkin tunnin kulutus hinnoitellaan tunnin keskitehon perusteella siten, että mikäli asiakkaan tuntiteho ylittää 5 kilowattia, maksetaan koko tunnin kulutuksesta korkeampi hinta. Vastaavasti rajan alittavasta kulutuksesta asiakas maksaa pienemmän hinnan tunnin kulutuksesta.

Taulukko 6.9. Porrastariffi haja-asutusalueella sijaitsevan taajama-alueen verkossa

Tariffi	Perusmaksu (€kk)	Kulutusmaksu (snt/kWh)	
		Kulutusmaksu , mikäli alle rajan (snt/kWh)	Kulutusmaksu, mikäli yli rajan (snt/kWh)
Porrastariffi (5kW porras)	3,82	3,30	6,80

Pienasiakkaan tehotariffissa asiakkaan tehomaksu määräytyy kuukauden suurimman tuntitehon perusteella.

Taulukko 6.10. Pienasiakkaan tehotariffi haja-asutusalueella sijaitsevan taajama-alueen verkossa

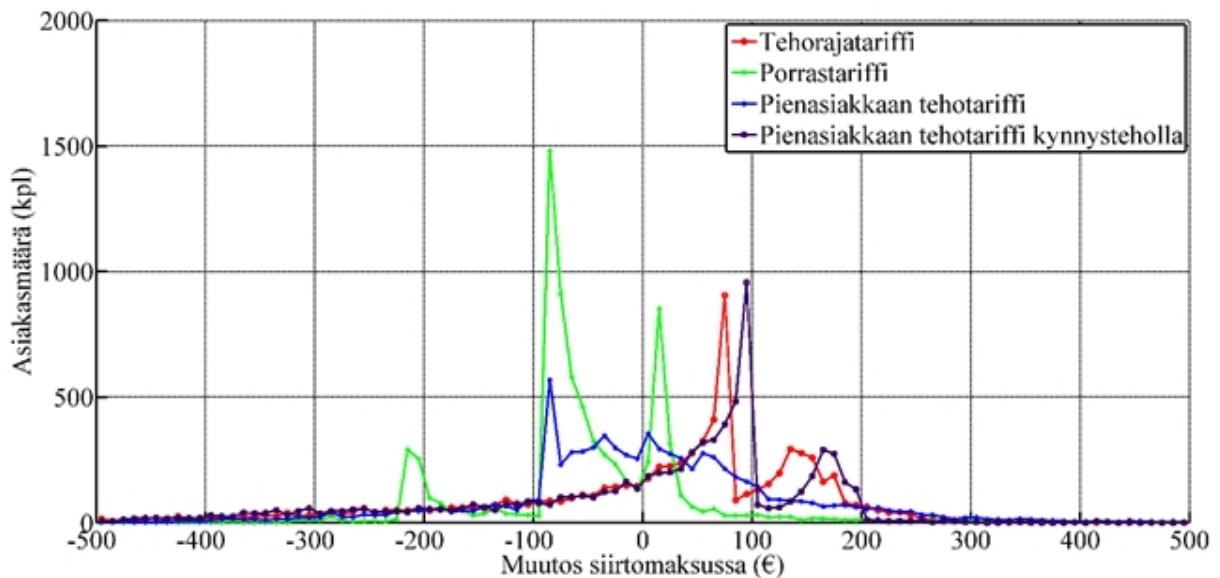
Tariffi	Perusmaksu (€kk)	Tehomaksu (€kW, kk)	Kulutusmaksu (snt/kWh)
Pienasiakkaan tehotariffi	3,82	5,83	0,58

Kynnystehon sisältävässä pienasiakkaan tehotariffissa asiakkaalta ei peritä erillistä tehomaksua, mikäli kuukauden suurin tuntiteho ei ylitä 5 kilowattia. Mikäli asiakkaan suurin kuormitus ylittää asetetun raja, peritään rajan ylittävästä tehosta hinnaston mukainen tehomaksu.

Taulukko 6.11. Kynnystehon (5 kW) sisältävä pienasiakkaan tehotariffi haja-asutusalueella sijaitsevan taajama-alueen verkossa

Tariffi	Perusmaksu (€/kk)	Ylittävän tehon yksikköhinta (€/kW, kk)	Kulutusmaksu (snt/kWh)
Pienasiakkaan tehotariffi 5kW kynnysteholla	19,04	5,83	0,58

Laskennallisesti määritettyjen siirtotariffien vaikutuksia yksittäisten asiakkaiden siirtomaksuihin on esitetty kuvassa 6.2. Kuvassa on verrattu keskenään nykyisten siirtotariffirakenteiden mukaisia laskennallisten siirtotariffien ja erilaisten tehoerusteisten siirtotariffirakenteiden mukaisia siirtomaksuja.



Kuva 6.2. Asiakaskohtaisten siirtomaksujen muutosten jakauma, kun verrataan kutakin tehoerusteista siirtotariffivaihtoehtoa nykyisten tariffikomponenttien painotusten mukaisiin laskennallisiin siirtotariffeihin. Tarkasteluväli kattaa yli 96 % pienasiakkaista kaikissa tapauksissa.

Edellä tarkasteltuun kaupunkialueella sijaitsevaan sähköverkkoon nähden, tässä verkossa asiakkaiden siirtomaksujen muutokset näyttävät lähtökohtaisesti hajaantuvan hieman laajemmalle alueelle. Kuvaajassa nähtävät piikit johtuvat osaltaan siitä, että kyseisen verkon nykyisissä pienasiakkaiden siirtotariffeissa on käytössä perusmaksujen sulakeporrastus, jolloin vähemmän sähköä käyttävät asiakkaat erottuvat piikkeinä kuvaajassa. Tarkasteltavassa verkossa sähkönkäyttö on myös erilaista verrattuna kaupungissa sijaitsevaan verkkoon, jossa valtaosa asiakkaista on kerrostaloasiakkaita. Tällöin asiakasmassan sähkönkulutuksessa ei esiinny niin selkeitä eroja haja-asutusalueella sijaitsevaan taajamaan nähden.

Taulukossa 6.12 on esitetty kunkin siirtotariffivaihtoehdon vaikutus sähköverkkoyhtiön liikevaihtoon, kun kuormituskäyttämässä ei oletettu tapahtuvan tariffivetoisia muutoksia. Taulukossa positiiviset arvot viittaavat tilanteeseen, jossa odotettu liikevaihtotavoite ylitetään ja negatiiviset vastaavasti viittaavat alijäämääseen liikevaihtoon.

Taulukko 6.12. Eri siirtotariffivaihtoehdojen vaikutus sähköverkkoyhtiön liikevaihtoon, kun kuormituskäyttämässä ei oletettu tapahtuvan tariffivetoisia muutoksia

Tariffi	Ero tavoiteliikevaihtoon (%)
Nykyiset siirtotariffirakenteet	3,49 %
Tehorajatariffi	-2,74 %
Porrastariffi	-1,73 %
Pienasiakkaan tehotariffi kynnysteholla	-0,66 %
Pienasiakkaan tehotariffi	0,68 %

Taulukon arvoista nähdään, että erot tavoiteliikevaihtoon ovat tarkasteltavassa verkossa myös melko kohtuullisella tasolla, erityisesti kahdessa viimeisessä vaihtoehdossa (kynnystehon sisältävä pienasiakkaan tehotariffi ja pienasiakkaan tehotariffi). Liikevaihtotavoitteesta poiketaan eniten nykyisillä siirtotariffeilla, jossa kulutusmaksuilla on merkittävä osuus. Tällöin erinäisillä tekijöillä, kuten esimerkiksi lämpötilalla on keskeinen vaikutus siihen, kuinka paljon eroa tavoiteliikevaihtoon syntyy.

6.3.3 Taajama- ja maaseutuverkko

Tarkasteltava verkkoalue sisältää taajamia ja maaseutua. Asiakkaita alueella on yli 14 000, joista sulaketuotteiden asiakkaita on nykyisin noin 13 800. Alueen suurimmassa taajamassa asuu noin 10 000 asukasta. Asiakaskuntaan kuuluu kotitalouksien lisäksi muun muassa teollisuus-, palvelu- ja maatalousasiakkaita. Alueen taajamissa on kaukolämpöverkkoa, mutta asiakkaiden lämmitystyyppit eivät ole tiedossa. Alueella on väestönkasvua. Sähköverkkoa on noin 154 metriä asiakasta kohti.

Nykyisessä hinnastossa perusmaksut on sulakeporrastettu. Nykyisin energiaperusteisilla siirtomaksuilla sulaketuoteasiakkailta kerätään keskimääräisesti noin 58 % liikevaihdosta. Alla laskettu nykyrakenteinen hinnasto enintään 3x35 A sulakkeisten asiakkaiden osalta. Taulukoissa 6.13-6.17 on esitetty kohdeverkon tiedoilla määritetyt laskennalliset siirtotariffit.

Taulukko 6.13. Nykyisen tariffirakenteen mukaiset tariffit 3x35 A suuruisille asiakkaille asti taajama- ja maaseutuverkossa.

Tariffi	Perusmaksu (€/kk)	Kulutusmaksu (snt/kWh)	
Yleissiirto 1x25A	6,06	4,09	
Yleissiirto 1x35A	6,27	4,09	
Yleissiirto 3x25A	15,86	4,09	
Yleissiirto 3x35A	30,81	4,09	
		Päivä	Yö
Yösiirto 3x25A	27,60	4,09	2,68
Yösiirto 3x35A	40,85	4,09	2,68
		Talviarkipäivä	Muu aika
Vuodenaikasiirto 3x25A	31,11	5,15	2,57
Vuodenaikasiirto 3x35A	43,73	5,15	2,57

Tehorajatariffissa asiakkaalla on valittavanaan tehoraja. Laskennassa on oletettu, että tehorajan ylittyessä asiakas automaattisesti siirtyy ylemmälle tehorajatuotteelle ja vastaavasti alemmalle mikäli kulutus ei ole liukuvana 12 kuukauden ylittänyt asiakkaan nykyistä alemmpaa tehorajaa.

Taulukko 6.14. Tehorajatariffi taajama- ja maaseutuverkossa.

Tehoraja (€/kk)	Hinta (€/vuosi)	Hinta (€/kk)
5	339,30	28,27
10	678,60	56,55
15	1 017,89	84,82
20	1 357,19	113,10
25	1 696,49	141,37
30	2 035,79	169,65
35	2 375,09	197,92
40	2 714,39	226,20
45	3 053,68	254,47

Porrastariffissa asiakkaan kunkin tunnin kulutus hinnoitellaan tunnin keskitehon perusteella siten, että mikäli asiakkaan tuntiteho ylittää 5 kilowattia, maksetaan koko tunnin kulutuksesta korkeampi hinta. Vastaavasti rajan alittavasta kulutuksesta asiakas maksaa pienemmän hinnan tunnin kulutuksesta.

Taulukko 6.15. Porrastariffi taajama- ja maaseutuverkossa.

Tariffi	Perusmaksu (€kk)	Kulutusmaksu, mikäli alle rajan (snt/kWh)	Kulutusmaksu, mikäli yli rajan (snt/kWh)
Porrastariffi (5 kW porras)	4,34	4,82	9,64

Pieniasiakkaan tehotariffissa asiakkaan tehomaksu määräytyy kuukauden suurimman tuntitehon perusteella.

Taulukko 6.16. Pieniasiakkaan tehotariffi taajama- ja maaseutuverkossa.

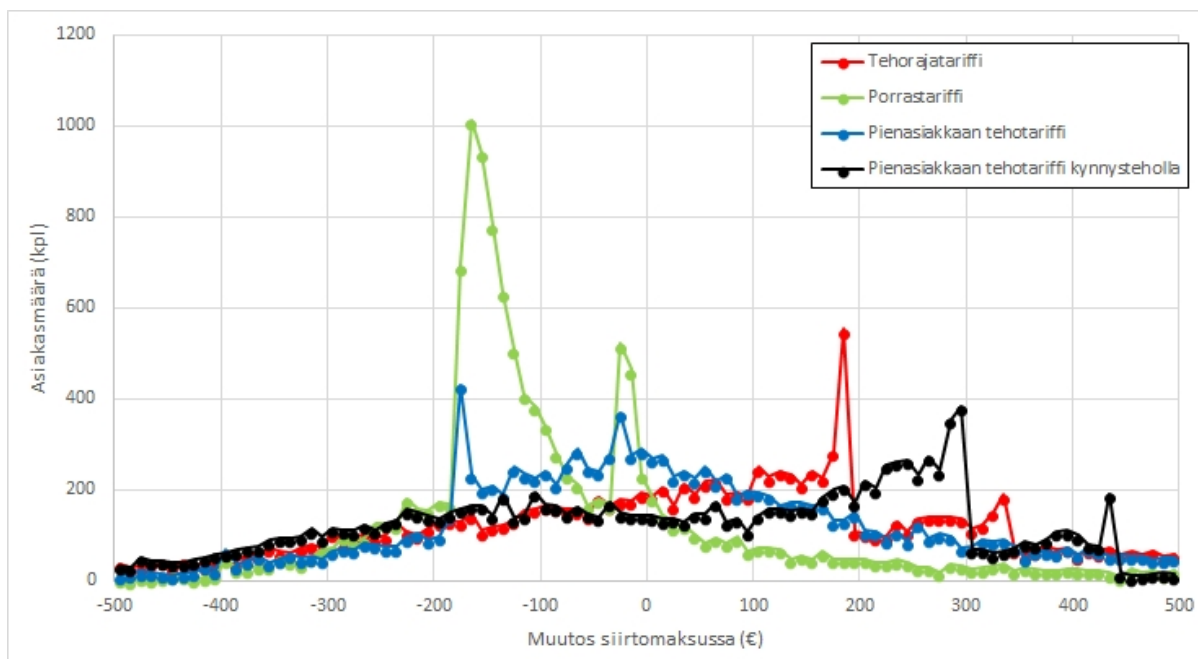
Tariffi	Perusmaksu (€kk)	Tehomaksu (€kW,kk)	Kulutusmaksu (snt/kWh)
Pieniasiakkaan tehotariffi	4,34	9,54	0,54

Kynnystehon sisältävässä pieniasiakkaan tehotariffissa asiakkaalta ei peritä erillistä tehomaksua, mikäli kuukauden suurin tuntiteho ei ylitä 5 kilowattia. Mikäli asiakkaan suurin kuormitus ylittää asetetun rajan, peritään rajan ylittävistä tehosta hinnaston mukainen tehomaksu.

Taulukko 6.17. Kynnystehon (5 kW) sisältävän pieniasiakkaan tehotariffi taajama- ja maaseutuverkossa.

Tariffi	Perusmaksu (€kk)	Ylittävän tehon yksikköhinta (€kW,kk)	Kulutusmaksu (snt/kWh)
Pieniasiakkaan tehotariffi kynnysteholla	35,37	10,39	0,54

Kuvassa 6.3 on esitetty asiakkaiden siirtomaksujen muutokset, kun eri tehoerusteisten siirtotariffivaihtoehtojen tuottamia siirtomaksuja verrataan nykyisiin siirtotariffeihin.



Kuva 6.3. Asiakaskohtaisten siirtomaksujen muutosten jakauma, kun verrataan kutakin tehoerusteista siirtotariffivaihtoehtoa nykyisten tariffikomponenttien painotusten mukaisiin laskennallisiin siirtotariffeihin. Tarkasteluväli kattaa yli 90 % pienasiakkaista kaikissa tapauksissa.

Kuvasta nähdään, että porrastariffissa merkittävässä osassa asiakkaista siirtomaksut pienenisivät. Porrastariffin tapauksessa tulee kuitenkin huomioida, että asiakkaille, joilla on suuri sähkönkäyttö, aiheutuu hyvin merkittäviä muutoksia siirtomaksuihin. Tämä johtuu porrastariffin määrittämisestä vain yhdellä tehorajalla. Edellä tarkasteltuihin verkkoihin nähden asiakkaiden kokemat siirtomaksujen muutokset tässä verkossa näyttäisivät hajautuvan laajemmalle. Myös tässä tarkasteluverkossa muutoksissa voidaan havaita nykyisen sulakeporrastuksen seurauksena muodostuvat piikit kuvaajassa. Taulukossa 6.18 on esitetty eri siirtotariffivaihtoehtojen tuottamien liikevaihtojen erotuksen tavoiteliikevaihtoon nähden.

Taulukko 6.18. Eri siirtotariffivaihtoehtojen vaikutus sähköverkkoyhtiön liikevaihtoon, kun kuormituskäyttötymisessä ei oletettu tapahtuvan tariffivetoisia muutoksia

Tariffi	Ero tavoiteliikevaihtoon (%)
Nykyiset tariffirakenteet	0,99
Tehorajatariffi	0,95
Porrastariffi	5,22
Pienasiakkaan tehotariffi kynnysholla	1,04
Pienasiakkaan tehotariffi	3,16

Tarkastelualueella liikevaihto olisi kaikilla tariffivaihtoehtojen muodostunut tavoiteliikevaihtoa 0,95-5,22 % suuremmaksi. Tehorajatariffilla olisi tässä tapauksessa päästy lähimmäksi määritettyä

tavoiteliikevaihtoa, mutta erot liikevaihtoon ovat nykyisen tariffirakenteen, tehorajatariffin ja kynnystehollisen pienasiakkaan tehotariffin välillä kuitenkin hyvin pieniä tämän tarkasteltavan verkon osalta.

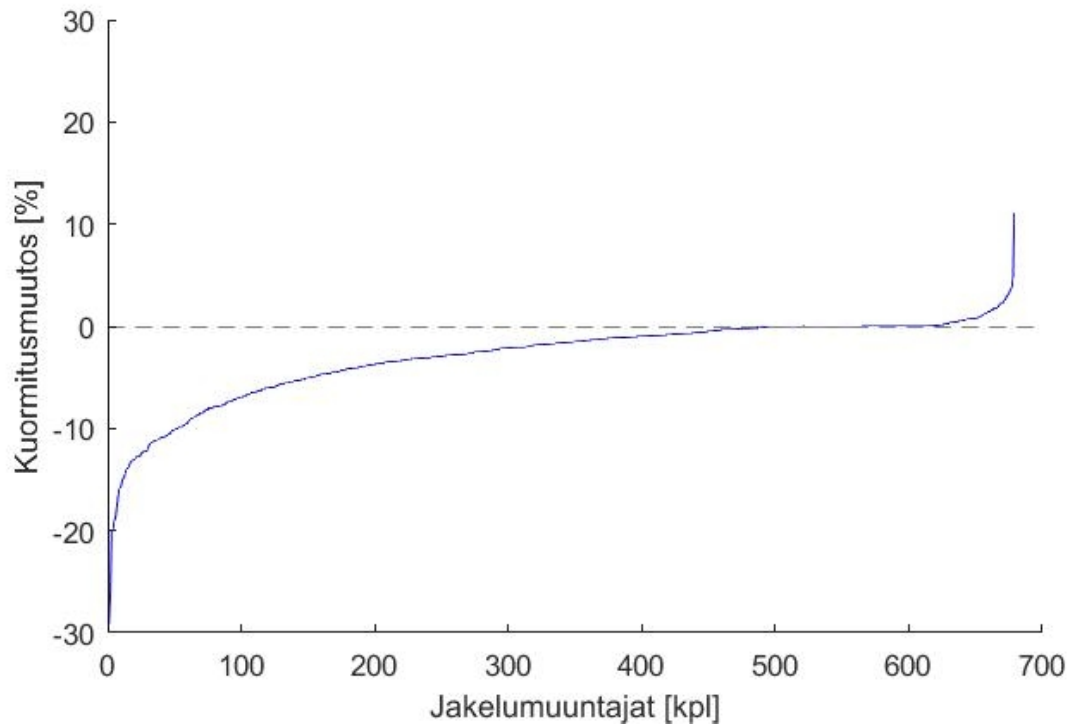
6.4 Tehohinnoittelun vaikutukset kuormituksiin

Tässä luvussa käsitellään erilaisia näkökulmia liittyen asiakkaan kuormituskäyttäytymisessä tapahtuviin muutoksiin. Ensiksi luvussa käsitellään asiakkaiden kuormituksen huipputehon leikkauspotentiaalia sekä sen verkostovaikutuksia. Tämän jälkeen luvussa tarkastellaan aurinkosähköjärjestelmien kannattavuusnäkökulmia tehoon perustuvan hinnoittelun piirissä. Kolmas alaluku käsittelee energia-varastojen käyttöä asiakkaan tehohuippujen leikkaamisessa.

6.4.1 Asiakkaiden huipputehon leikkaaminen sähköenergiavarastojen avulla ja vaikutukset jakeluverkon kuormitukseen

Sähköenergiavarastot, jotka ovat käytännössä useimmiten akkuja, tarjoavat asiakkaille mahdollisuuden hallita omaa verkosta ottotehoaan ja samalla vaikuttaa tehoperusteisen siirtomaksun suuruuteen. Ko. esimerkkiverkossa laskettiin esimerkkitarkastelu sähköenergiavaraston yksikköhinnalla 500 €/kWh, 10 vuoden pitoajalla sekä 10 €/kW, kk suuruisella tehomaksun yksikköhinnalla tariffivaihtoehdossa, jossa asiakkaan siirtomaksu määräytyy kuukausittaisen huipputehon perusteella. Asiakkaiden huipputehon leikkauksen kannattavuus on hyvin riippuvainen sähköenergiavaraston ominaisuuksista sekä yksikköhinnasta. Tarkasteltu 500 €/kWh yksikköhinta mahdollistaisi asiakkaalle kannattavan huipputehon leikkauksen vielä 4,5 €/kW, kk suuruisella tehomaksun yksikköhinnalla vastaavalla 10 vuoden pitoajalla. Asiakkaalle kannattavinta on korkeimpien huipputehojen leikkaus, mikä onnistuu yleensä maltillisen energiasisällön (tyypillisesti 1 tai 2 kWh) omaavilla sähköenergiavarastoilla, jotka pystyvät syöttämään muutaman kilowatin suuruisen tehon.

Tarkastelu osoittaa, että tehtäessä tarkastelu suoraan asiakkaiden nykyisten kuormituskäyrien perusteella, jolloin huipputehon leikkaus pohjautuu toteutuneisiin kulutuslukemiin, on sähkönjakeluverkkoon kumuloituva sähkön huipputehon lasku keskimäärin 1,6-10 % verkon eri komponenttien nykyisestä huipputehosta riippuen siitä, minkä verkon osan komponentista on kysymys. Lähellä asiakasta huipputeho laskee eniten (10 %), mutta myös huipputehojen hajonta on suuri. Muuntajien kohdalla huipputeho laskee keskimäärin 4 % ja keskijänniteverkon johtojen huipputehot laskevat tarkastelussa 1,6 %. Kuvassa 6.4 on esitetty jakeluverkon muuntajien huipputehon muutokset verrattaessa tilannetta, jossa huipputehoja on leikattu sekä verkon nykyistä kuormitusta esimerkkiverkon asiakkaiden kuormitusaineistolla. Tarkastelusta on tarkempi kuvaus artikkelissa (Haakana ym. 2017).



Kuva 6.4. Jakeluverkon muuntajien huipputehon muutokset esimerkkitarkastelussa.

6.4.2 Aurinkosähköjärjestelmien kannattavuuden muutokset

Aurinkosähköjärjestelmien kannattavuuslaskennassa on yleensä huomioitu myös verkkoyhtiön siirrettyyn energiaan perustuva kulutusmaksu. Aurinkosähköjärjestelmien tuottama energia ei kuitenkaan pienennä lähes ollenkaan verkkoyhtiön kustannuksia, minkä seurauksena kustannuksia joudutaan siirtämään joko perusmaksuille tai korottamaan energiaperusteisen maksun yksikköhintaa. Tämä johtaa verkkoyhtiön kustannuksien painottumiseen niille asiakkaille, joilla ei ole pientuotantoa. Tehohinnoittelun vaikutuksia aurinkosähköjärjestelmän omistaville asiakkaille tarkasteltiin vertailemalla asiakkaan säästämähdollisuuksia aurinkosähkötuotannolla verkkoyhtiön tehohinnoittelutilanteessa nykytilanteeseen. Tarkastelussa huomioitiin aurinkosähköjärjestelmän tuottama hyöty siihen verrattuna, että asiakas olisi hankkinut sähköenergian sähköverkosta. Aurinkosähkön tuotantokäyrä mallinnettiin käyttämällä Ilmatieteen laitoksen auringonsäteilydataa (Ilmatieteen laitos 2017), jonka perusteella laskettiin etelään suunnattujen aurinkopaneelien tuottamat tuntienergiat. Simuloitu tuotantokäyrä yhdistettiin asiakkaiden toteutuneisiin sähkökulutuksiin ja verrattiin eri hinnoittelumallien vaikutuksia. Tarkastelussa oletettiin, että tuotanto saadaan tunnin sisällä hyödynnettyä kulutuksen leikkaamiseen. Todellisuudessa osa tuotannosta voidaan joutua syöttämään sähköverkkoon, jolloin samalla tunnilla voi olla sekä kulutusta sähköverkosta että tuotantoa verkkoon. Tarkastelussa havaittiin, että noin 80-90 %:lla asiakkaista aurinkosähköjärjestelmän säästöt olisivat pienentyneet toteutuneen sähkökulutuksen perusteella, mikäli hinnoittelua olisi ollut energiaperusteisen sijaan tehoperusteista. Tarkastelusta on tarkempi kuvaus artikkelissa (Haapaniemi ym. 2017). Tulee kuitenkin

huomata, että vaikka hinnoittelun muutos voi pienentää pelkän aurinkosähköjärjestelmän hyötyjä, niin se voi myös luoda kannusteen sähköenergiavaraston hankkimiselle, mikä voi parantaa aurinkosähköjärjestelmästä saatavia hyötyjä.

6.4.3 Sähköenergiavarastot haja-asutusalueella sijaitsevan taajamaverkon asiakkailla

Tarkastelussa tutkittiin sähköenergian varastoinnin mahdollisuuksia asiakkaan tehon käytön hallinnassa. Tutkimuksessa mallinnettiin eri kokoisia akkujärjestelmiä, joita käytettiin asiakkaan sähkön kustannusten minimointiin. Tutkimusotantana käytettiin haja-asutusalueella sijaitsevan taajaman esimerkkiverkon 1 525 asiakasta, jotka asiakastietojen perusteella ovat sähkölämmittäjiä. Simulointi tehtiin todellista tilannetta vastaavaksi siten, että jokaisella tunnilla asiakkaan akun käyttö optimoitiin lähitulevaisuudelle asiakkaan aiemmasta kulutuksesta ja ilman lämpötilaennusteesta muodostetun kulutusennusteen perusteella. Simulointimallia on esitetty tarkemmin diplomityössä (Koskela 2016) ja artikkelissa (Koskela ym. 2016). Tämän kaltaisen simulointimallin käyttö on tärkeää, koska asiakkaan kulutuksen ennusteen virhe aiheuttaa sen, että akusta saatava hyöty jää huomattavasti pienemmäksi kuin ideaalitulanteessa tai hyötyä ei saada laisinkaan.

Tutkimuksessa todettiin, että sopiva akun koko vaihtelee asiakkaiden välillä voimakkaasti, mutta keskimäärin parhaaseen tulokseen päästään akulla, jonka kapasiteetti on 6 kWh ja C-arvo on 0,7C. Akun C-arvo tarkoittaa akun purkaustehon ja kapasiteetin suhdetta, eli 6 kWh ja 0,7C akun teho noin 4 kW. Tätä akkukokoa käytettiin vertailtavuuden vuoksi kannattavuustarkasteluissa kaikilla asiakkailla. Akun kapasiteetin suurentaminen antaa mahdollisuuden suurempaan huipputehon laskuun, mutta tästä on todellista hyötyä vain hyvin pienelle osalle asiakkaista. Vain noin 3 % asiakkaista saavuttaa yli 1 kW:n huipputehon laskun suurentamalla akun kapasiteettia 3 kWh. Näillä asiakkailla huippupiikit ovat hyvin lyhyitä ja suuria sekä niitä esiintyy hyvin harvoin.

Tarkastellulla akulla yksittäisen asiakkaan huipputehoa voitaisiin teoriassa laskea maksimissaan noin 4 kW ($6 \text{ kWh} \cdot 0,7 \text{ kW/kWh}$). Simuloinneissa vain noin 5 % asiakkaista saavuttaisi tämän arvon ja keskimäärin asiakas pystyi laskemaan huipputehoaan noin 1,5 kW. Kun koko tutkimusotannan asiakkaiden tehot summattiin yhteen, huipputehon muutos oli vain noin 8,5 kW. Tämä johtuu siitä, että huipputehot ajoittuvat asiakkailla eri tunneille päivän ja vuoden aikana. Vertailuksi tarkasteltiin tilannetta, jossa asiakkaat ohjaisivat akun avulla kulutustaan edullisille tunneille. Tällöin asiakkaan huipputeho nousisi keskimäärin 0,5 kW. Koska kaikki asiakkaan ajoittaisivat kulutustaan samoille tunneille, tämä näkyisi suoraan asiakasryhmän summatehon huipussa, joka kasvaisi noin 3 250 kW eli noin 2 kW asiakasta kohden.

Akkua tarvitaan huipputehon pienentämiseen hyvin harvoin: vähimmillään vain muutaman kerran vuodessa ja enimmilläänkin vain niin harvoin, että kaikissa simuloituissa tapauksissa akun ajallinen elinikä loppuu ennen kuin syklinen elinikä. Tästä syystä asiakas voisi käyttää samaa akkua myös esimerkiksi kulutuksen siirtämiseen edullisille tunneille tuntihintaisissa sähkösopimuksissa tai oma-käyttöasteen kasvattamiseen aurinkosähkötuotannon yhteydessä. Nämä toimenpiteet kuitenkin lisäävät riskiä, että tehonlaskusta saatava hyöty menetetään ja eri ohjaustavoitteiden yhdistämisestä onkin hyötyä vain hyvin harvoille asiakkaille.

Tämän tarkastelun mukaan pienasiakkaan tehotariffi kynnysteholla antaa keskimäärin parhaimman kannusteen tehon laskemiseen sähköenergiavaraston avulla. Varastointi on kannattavaa niillä asiakkailla, joilla kulutus on piikikästä ja suurimmatkin piikit ovat selvästi kynnystehon yläpuolella. Por-rastariffi antaisi parhaan kannattavuuden yhdelle asiakkaalle, mutta tämä asiakas valikoitui asiakasryhmästä hyvin poikkeuksellisen kulutuksensa ansiosta, joka vaihteli portaan molemmin puolin. Pienasiakkaan tehotariffi ilman kynnystehoa antaisi tasaisimman kannusteen varastointiin, mutta varastoinnin kannattavuus suurella joukolla asiakkaista edellyttäisi akkujen hinnoilta laskua tulevaisuudessa. Tehorajatariffi jakaisi asiakkaat puoliksi niihin, jotka eivät saisi varastoinnista hyötyä ja niihin, joille varastointi olisi kannattavaa akkujen suotuisalla hintakehityksellä. Lisäksi olisi olemassa riski, että akun eliniän aikana joinain vuosina kyseisellä akulla tehoa ei saataisikaan laskettua rajan alle ja hyöty investoinnista menetettäisiin.

6.4.4 Asiakkaan kuormituskäyttötymisen muutos kysynnänjouston seurauksena

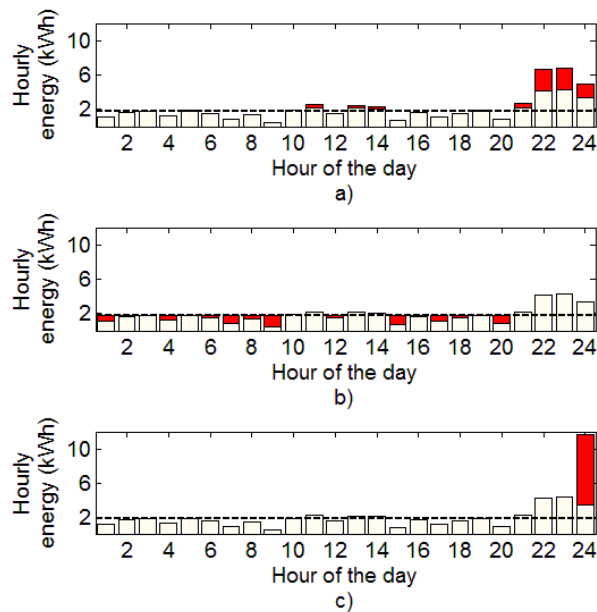
Tässä kappaleessa tarkastellaan, kuinka asiakkaiden reagoiminen tehotariffiin kysynnänjouston keinoin vaikuttaisi asiakkaan omiin huipputehoihin, asiakkaan vuotuiseseen energia- ja siirtokustannuksiin, sekä keskijänniteverkon kuormittuvuuteen ja jännitetasoihin. Tarkastelu tehtiin samalla asiakas-massalla sekä verkolla kuin luvussa 6.4.3 käsitelty sähkövarastotarkastelu.

Luvussa esitellään käytetty mallinnusmenetelmä sekä mallinnuksen oletukset. Tämän jälkeen tarkastellaan laskennallista esimerkkiä, jossa tutkitaan erään vuoden optimoinnin vaikutusta edellä mainit-tuihin suureisiin.

Kysynnänjouston mallintaminen ja kulutuksen optimoinnin päämäärät

Kysynnänjouston vaikutusta tarkastellaan heuristisella mallilla, jolla pyritään kuvaamaan suoran sähkölämmittäjän kykyä vaikuttaa kulutukseensa lämmityskuormaa optimaalisesti ajoittamalla. Asiakkaalla oletetaan olevan automaatiojärjestelmä, joka kykenee tekemään kuormanohjaustoimenpiteitä ympäri vuorokauden sekä riittävän hyvä ennuste omasta kulutuksestaan tulevalle vuorokaudelle. Ku-vassa 6.5 on esitetty joustomallin yleinen periaate: Osa asiakkaan mitatusta kuormituksesta valitaan

joustavaksi ja sitä voidaan siirrellä mielivaltaisesti optimointi-ikkunan sisällä kuitenkin siten, että kulutetun energian määrä pysyy vakiona, ja siten, että asetettua tehorajaa ei ylitetä. Mallia on käytetty mm. lähteissä (Rautiainen 2015) sekä (Supponen et al. 2016).



Kuva 6.5. Kuormamallinnuksen periaate, jossa kuvat b) ja c) esittävät optimoinnin ääritapauksia. b)-tapauksessa kuorma on jaettu mahdollisimman tasaisesti vuorokauden ajalle ja c)-tapauksessa taas kaikki joustava kuorma kohdistettu yhdelle halvalle tunnille. Käytännössä kunkin asiakkaan optimoitu kuorman jakautuminen on näiden kahden ääritapauksen välissä.

Asiakkaan optimointia tarkastellaan kolmesta eri näkökulmasta. Ensimmäisenä tarkastellaan tilannetta, jossa kaikki joustaviksi valitut asiakkaat pyrkivät optimoimaan sähkökäyttönsä energian tuntihinnan mukaan. Tämä tarkastelu kuvaa ns. pahinta tilannetta, jossa joustavien asiakkaiden välinen luonnollinen tehojen risteily on minimissään tehokkaan kuormanohjauksen ja vahvasti synkronoivan ohjaussignaalin (sähköenergian tuntihinnan) vaikutuksesta.

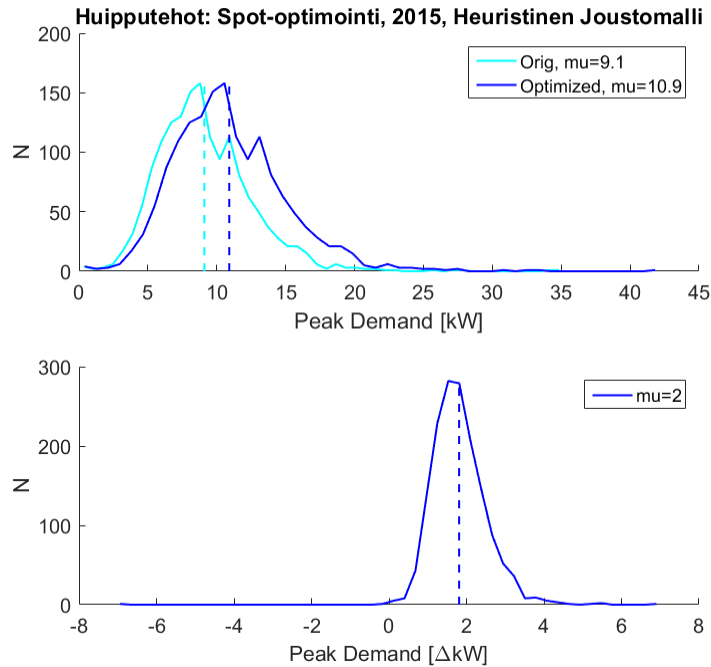
Toisessa tarkastelussa tutkitaan tilannetta, jossa kaikki asiakkaat pyrkivät minimoimaan laskutuskautensa huipputehon välittämättä energian hinnan vaihtelusta. Tämä tarkastelu kuvaa verkon kannalta tavoiteltavampaa tilaa, jossa kaikki asiakkaat pyrkivät mahdollisimman tasaiseen sähkökäyttöön.

Kolmannessa tarkastelussa tutkitaan tilannetta, jossa asiakas optimoi energiankäyttönsä sekä huipputehon siirtotariffin että sähkön myyntitariffin hinnan mukaan.

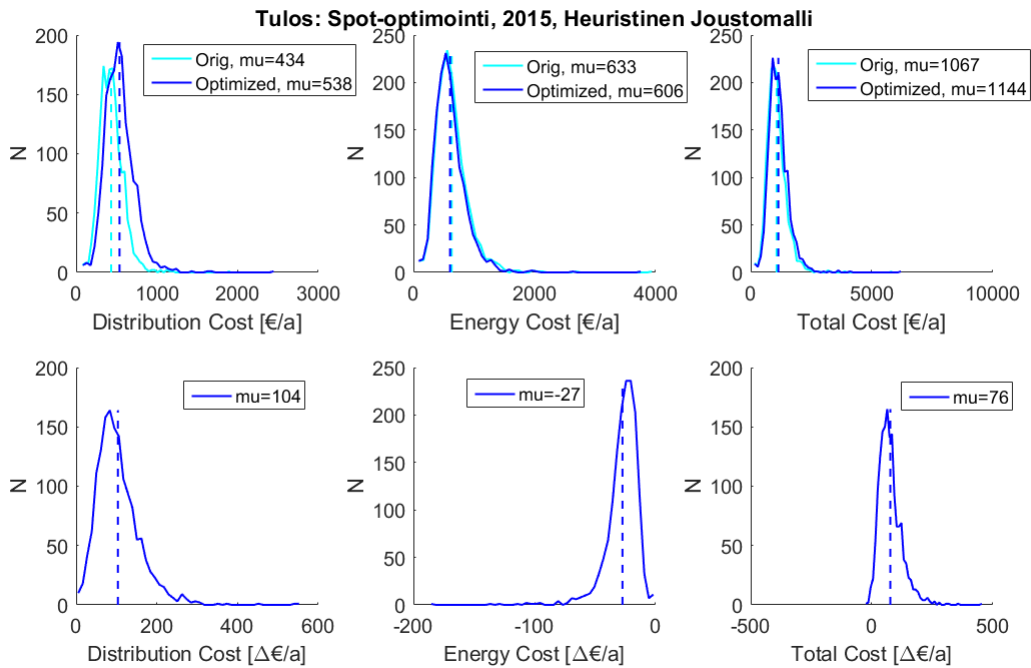
Laskelmissa tehotariffin kustannuksena käytetään luvun 6.3.2 laskennallisia siirtotariffeja pienasiakkaan tehotariffille (Taulukko 6.10), sekä energian hintana vuoden 2015 verollista Elspot-tuntihintaa.

Kysynnänjouston vaikutukset asiakkaan siirto- ja energiakustannuksiin sekä vuoden huipputehoon

Kuvissa 6.6 ja 6.7 on esitetty asiakkaiden huipputehon muutos ja vuotuisten siirto- ja energiakustannusten muutos tilanteessa, jossa asiakas pyrkii ensisijaisesti optimoimaan sähkökäyttöään spot-hinnan mukaan välittämättä tehon hinnasta. Keskimääräinen energiakustannuksen muutos on -27 €/a ja vastaava siirtokustannuksen muutos $+104 \text{ €/a}$. Vuoden huipputehon keskimääräinen muutos oli 2 kW .



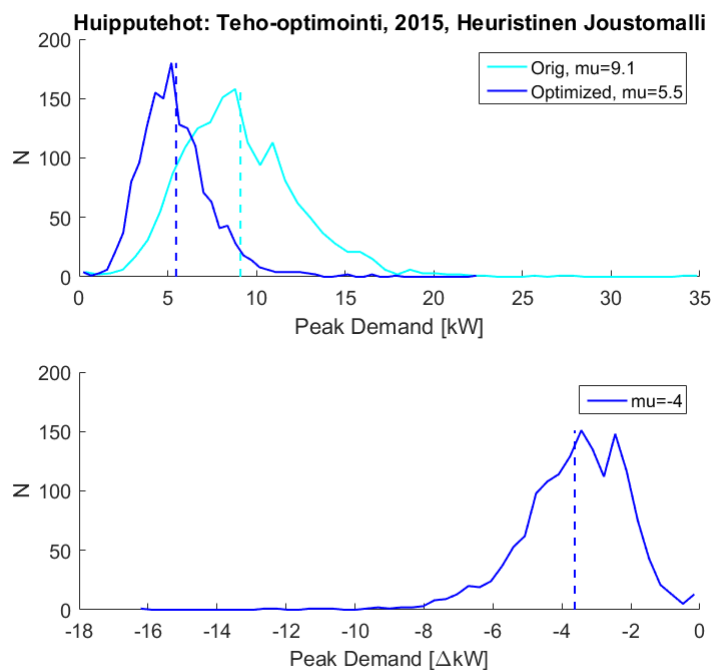
Kuva 6.6. Huipputehon muutos, spot-hintaan perustuva optimointi. N = asiakasmäärä, μ = keskiarvo.



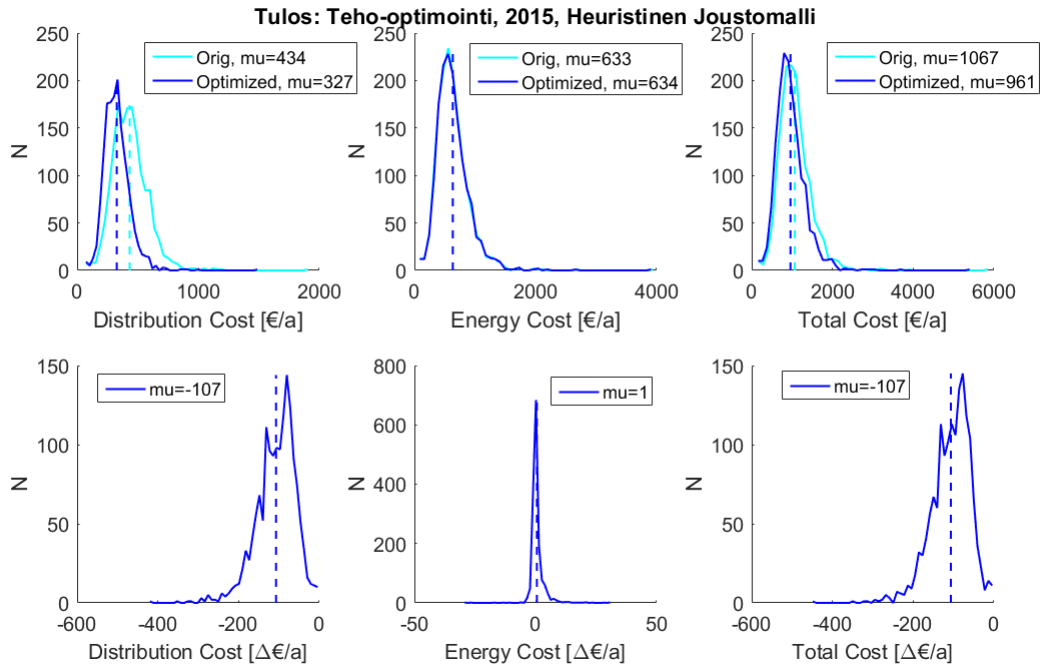
Kuva 6.7. Asiakkaan kustannuskomponenttien muutos, spot-hinta optimointi. ”Distribution Cost” kuvaa verkkopalvelumaksua ja ”Energy Cost” sähkön vähittäismyyjälle maksettavaa osuutta. N = asiakasmäärä, μ = keskiarvo.

Tulosten perusteella voidaan todeta, että spot-markkinoilta saatava keskimääräinen säästö on ainakin nykyisellä hintatasolla hyvin pieni, jolloin tämän kaltainen optimointi tuskin on asiakkaan todennäköisin valinta. On kuitenkin hyvä huomioida, että vaikkakin juuri energian tuntihinnasta saatava hyöty ei ole merkittävä, kuvaa tämä optimointitehtävän asettelu hyvin muuta vastaavanlaista asiakasreagointia (esim. säätöreserviohjaus).

Kuvissa 6.8 ja 6.9 on puolestaan esitetty tehotariffioptimoinnin huipputehojen muutokset sekä asiakkaan kustannusten muutokset. Tehotariffioptimoinnin seurauksena asiakkaiden keskimääräinen huipputeho laski 4 kW ja siirtokustannus 107 €a energiakustannuksen pysyessä lähes muuttumattomana.

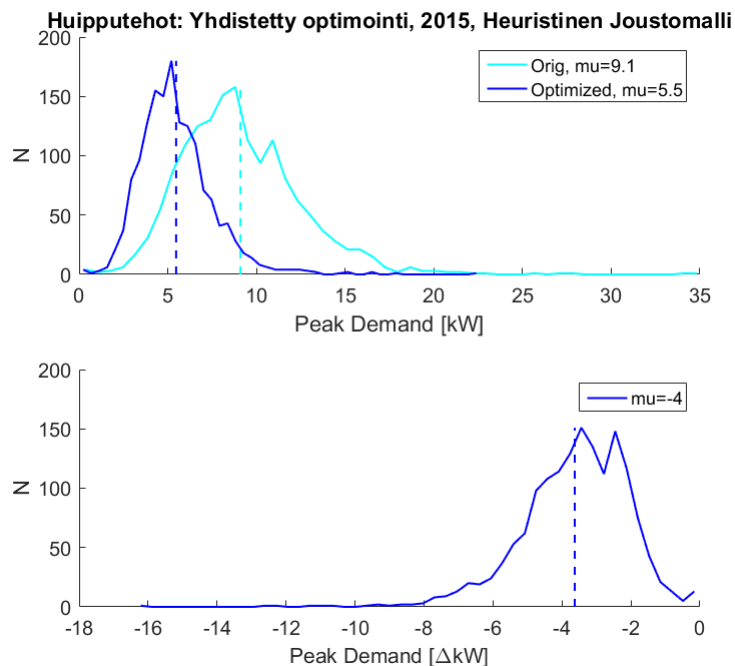


Kuva 6.8. Huipputehon muutos, Tehotariffioptimointi. N = asiakasmäärä, μ = keskiarvo.

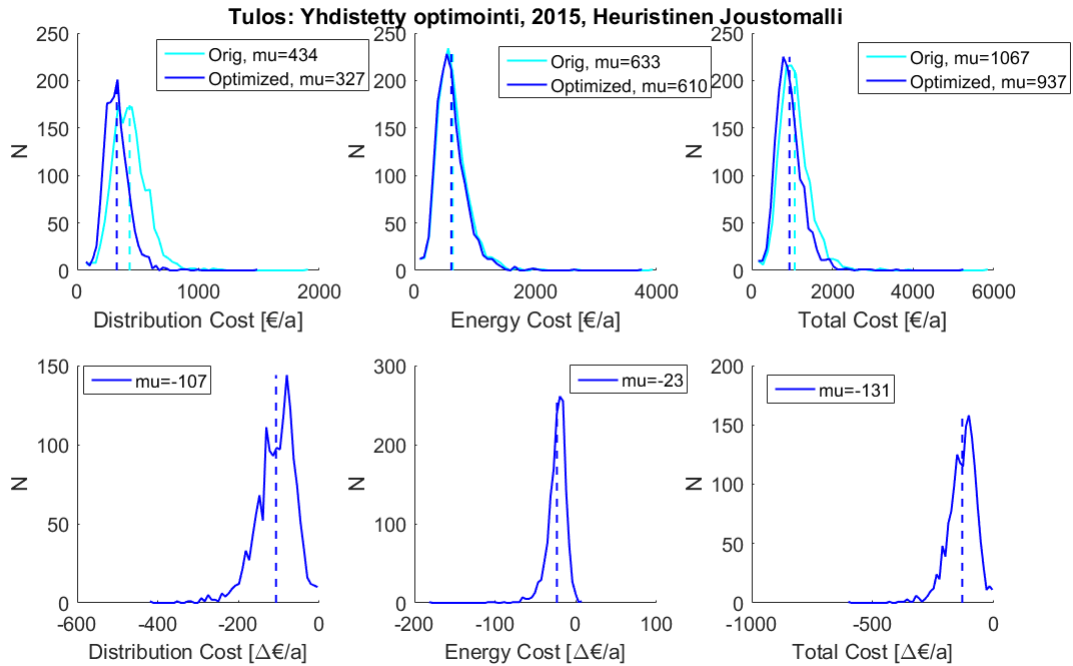


Kuva 6.9. Asiakkaan kustannuskomponenttien muutos, Tehotariffioptimointi. N = asiakasmäärä, μ = keskiarvo.

Huipputehon optimointi on tarkastelun hinnoittelulla asiakkaalle selkeästi tuottoisampaa kuin energian hinnan mukaan optimoiminen. Toisaalta on myös huomioitava, että tämän suuruiset vuotuiset säästöt suurelle asiakasmassalle heikentävät verkkoyhtiön liikevaihtotavoitteen saavuttamista eivätkä siksi ole pitkällä aikavälillä realistisia. Kuvissa 6.10 ja 6.11 on esitetty yhdistetyn optimoinnin huipputehojen muutokset sekä asiakkaan kustannusten muutokset.



Kuva 6.10. Huipputehon muutos, yhdistetty optimointi. N = asiakasmäärä, μ = keskiarvo.



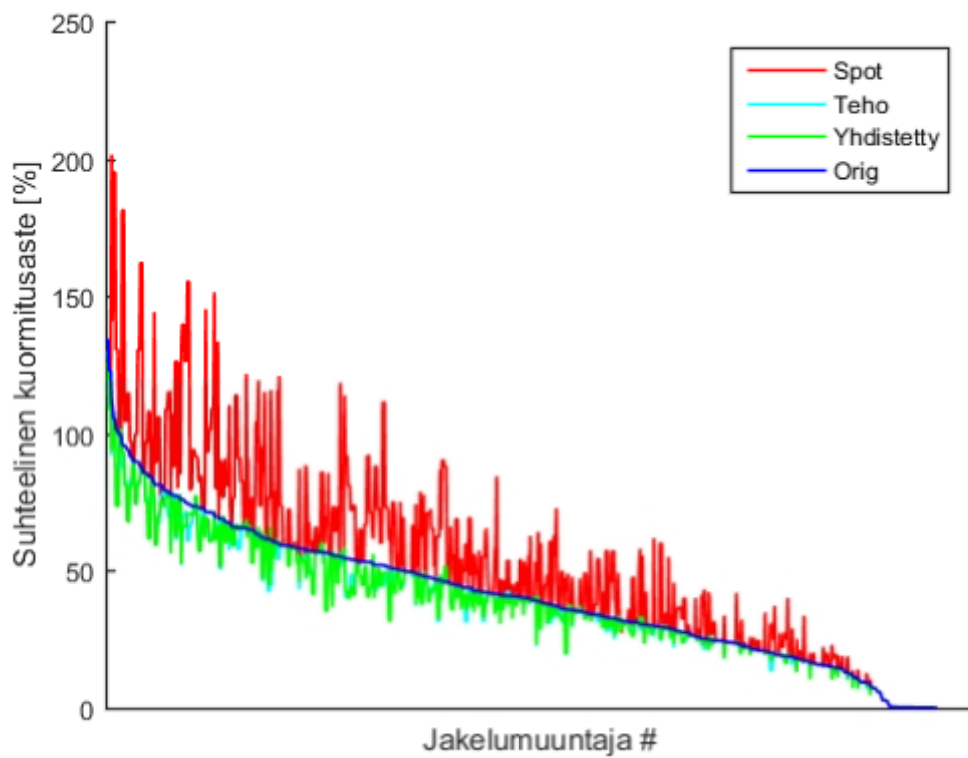
Kuva 6.11. Asiakkaan kustannuskomponenttien muutos, yhdistetty optimointi. N = asiakasmäärä, μ = keskiarvo.

Tuloksista käy ilmi, että spot-hinta pohjainen optimointi ei kokonaisuutena ole kannattavaa kuin marginaalisen pienelle osalle asiakasmassasta edes siinä tilanteessa, että tehopohjaista hinnoittelua ei ole käytössä.

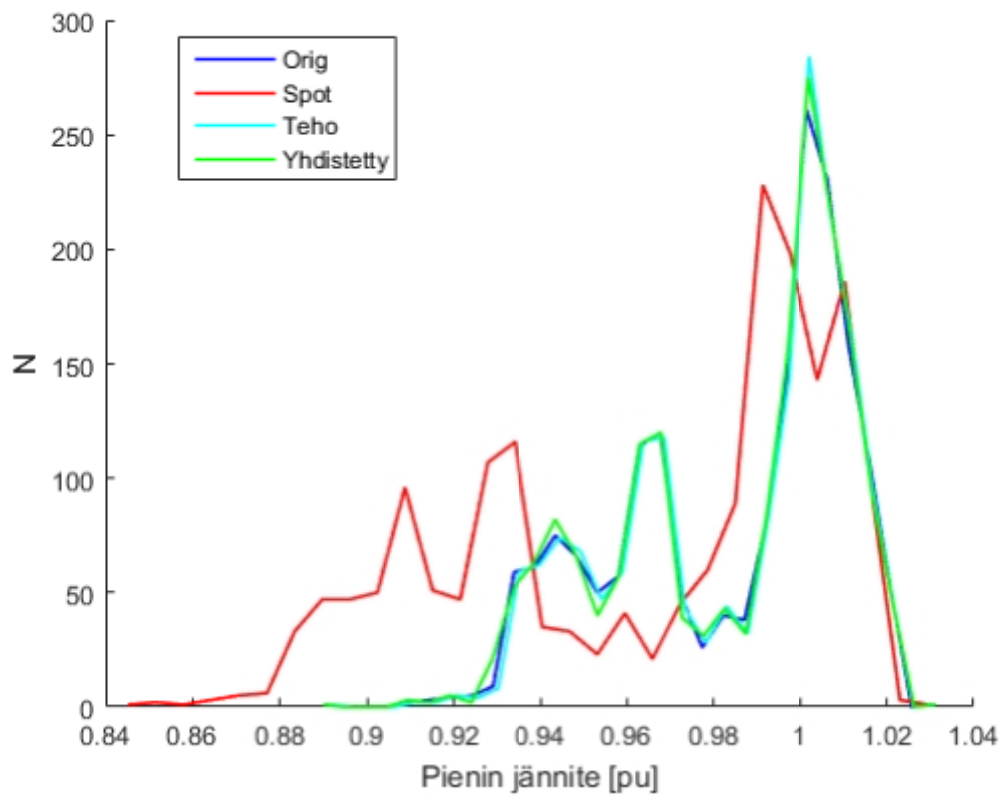
Kysynnänjouston vaikutus keskijänniteverkon kuormitukseen ja jänniteprofiiliin

Kappaleen lopuksi tarkastellaan vielä edellä esitellyn optimoinnin vaikutusta jakeluverkon kuormitukseen sekä jännitetasoon. Kuormituksen mittariksi on valittu jakelumuuntajien suhteellisen kuormitusasteen muutos sekä jännitteen muutoksen mittariksi verkon solmupisteiden pienimmät vuotuiset jännitteen tuntikeskiarvot. Jakelumuuntajien kuormitusasteen muutos on esitetty kuvassa 6.12 ja jännitteen muutos kuvassa 6.13.

Kuvista nähdään, että tarkastellussa tapauksessa verkon tehonristeilyn vähenemisestä johtuvaa huipukuormuksen kasvua voidaan ainakin jakelumuuntajatasolla vähentää tehotariffin avulla. Lisäksi verkon jännitetasoa pystytään parantamaan alkuperäiseen tasoon. Tehotariffin vaikutus kuitenkin nyt vallitsevaan kuormitustilaan olisi tämän tarkastelun puitteissa vähäinen.



Kuva 6.12. Jakelumuuntajien suurimmat kuormitusasteet, vaaka-akselilla muuntajien määrä.



Kuva 6.13. Verkon pienimmät vuotuiset jännitteet

Edellä esitettyjen analyysien perusteella voidaan todeta, että asiakkaan näkökulmasta tehotariffi kannustaa kysyntäjoustoan huomattavasti enemmän kuin spot-hinnoittelu. Asiakas voi kuitenkin tehotariffin ohjauksen ohella saada lisähyötyä myös spot-pohjaisesta ohjauksesta.

Verkon näkökulmasta tässä esiteltyjen analyysien perusteella voidaan päätellä, että tehopohjainen hinnoittelu ei pienennä juurikaan verkon kuormituksia nykytilanteessa, mutta voi tehokkaasti rajoittaa kuormitusten kasvua muutostilanteessa, jossa esimerkiksi markkinaperusteista kysyntäjoustoaa tulee huomattavasti lisää. Tämä puolestaan vähentää tarvetta vahvistusinvestoinneille, mikä tuo pitkällä aikavälillä kustannussäästöjä.

7 Johtopäätökset

Tässä tutkimusprojektissa on tarkasteltu jakeluverkkotariffien kehitysmahdollisuuksia pienasiakkaiden osalta, erityisesti tariffien ohjausvaikutusten näkökulmasta. Tarkastelun lähtökohtana on ollut keskittyä nimenomaan tariffirakenteisiin, jolloin verkkoyhtiön liikevaihdon muutosten oletetaan olevan kohtuullisia ja tason pysyvän ennallaan, ja muutoksen vaikuttavan ainoastaan siihen, miten kustannukset kohdistuvat erityyppisille asiakkaille, ja millaisiin toimenpiteisiin ne kannustavat. Tuloksia tarkasteltaessa on hyvä huomata, että jakeluverkkotariffi on vain yksi osa (keskimäärin kolmannes) pienasiakkaan maksamasta sähkön kokonaishinnasta; muut komponentit ovat sähkön myynti sekä sähkövero. Asiakas voi kilpailuttaa sähkön myyjän, kun taas jakeluverkkoyhtiö toimii alueellisessa monopoliasemassa. Verkkoyhtiön hinnoittelun kohtuullisuutta Suomessa valvoo Energiavirasto.

Yhteiskunnan kannalta tavoitteena on resurssitehokas ja ilmastoneutraali energiajärjestelmä, eli toisin sanoen järjestelmän kokonaiskustannusten minimointi ilmastotavoitteiden ja muiden reunaehtojen puitteissa. Tällöin järjestelmässä olevien joustavien resurssien, esim. ohjattavat kuormat tai energiavarastot, käyttö tulee optimoida siten, että sekä paikallisen sähkönjakelun että laajemman energiajärjestelmän hyödyt tasapainottuvat. Jakeluverkon näkökulmasta keskeistä on verkon vahvistamista vaativien tehohuippujen välttäminen ja kapasiteetin mahdollisimman hyvä käyttöaste. Sähkövoimajärjestelmän näkökulmasta keskeinen haaste on tuuli- ja aurinkovoiman lisääntyminen, minkä vuoksi myös hajautettujen joustavien resurssien, kuten kuormanohjaus ja energiavarastot, tulee osallistua entistä vahvemmin tehotasapainon ylläpitoon erilaisilla aikajänteillä; seuraavana vuorokautena (day-ahead), meneillään olevan vuorokauden sisällä (intraday), sekä reservimarkkinoiden hyvin lyhyiden, aina sekuntitasolle asti menevien, aikajaksojen sisällä. Tämän tasapainon kannalta keskeistä on kustannusvastaava hinnoittelu sekä verkossa että markkinalla. Tariffien määrittämisen reunaehtona on myös pidetty pistehinnoittelun vaatimusta siitä, että hinta ei saa riippua siitä, missä kohden jakeluverkkoa asiakas maantieteellisesti sijaitsee. Siten esimerkiksi tietyn verkon osan kuormitukseen perustuva hinnoittelu ei ole mahdollinen vaihtoehto tämän reunaehdon puitteissa.

Nykyisin pienasiakkaiden jakeluverkkotariffi koostuu siirrettyyn energiamäärään perustuvasta energiaosuudesta sekä perusmaksusta, joka osalla yhtiöistä riippuu pääsulakkeen koosta. Perusmaksujen osuus tariffeissa on kasvanut selvästi viime vuosina, mikä on heikentänyt asiakkaiden mahdollisuutta vaikuttaa omaan sähkölaskuunsa. Tariffirakenteen, jossa on sulakekoosta riippumaton perusmaksu sekä siirrettyyn energiaan perustuva komponentti, ongelmana on heikko kustannusvastaavuus ja puutteelliset ohjausvaikutukset. Nämä ongelmat ovat hieman lievempiä, jos perusmaksu riippuu pääsulakkeen koosta. Siinäkin tapauksessa ohjausvaikutukset ovat rajallisia, koska sulakekokoja on tarjolla hyvin rajallinen määrä ja pääsulakekoon muuttaminen vaatii sähköasennuksen. Jakeluverkon

kustannukset ovat lyhyellä aikavälillä enimmäkseen kiinteitä, ja pidemmällä aikavälillä riippuvat pääosin verkon mitoitustehosta. Jakeluverkon näkökulmasta keskeistä onkin, että sähkön käyttöä ohjataan siten, että verkon kapasiteetin käyttöaste on hyvä ja tehohuiput eivät aiheuta verkon vahvistamistarvetta. Lisäksi on keskeistä tunnistaa jakeluverkon rooli sähkömarkkinalla; jakeluverkko on neutraali markkinapaikka, joka osaltaan mahdollistaa loppukäyttäjien sekä erilaisten hajautettujen resurssien (pientuotanto, kysyntäjousto, energiavarastot) markkinoille osallistumisen, kuitenkin niin, että jakeluverkon kustannukset välittyvät läpinäkyvästi sekä energijärjestelmän että asiakkaan toimintaan. Tariffirakenteen määrittämisessä keskeisiä tavoitteita ovat ymmärrettävyys ja hyväksyttävyys, kustannusvastaavuus sekä ohjaavuus. Nämä ovat osin ristiriitaisia, jolloin lopullinen tariffivaihtoehto on aina kompromissi eri tavoitteiden välillä.

Tässä tutkimuksessa tehtyjen tarkasteluiden perusteella voidaan todeta, että tehokomponentin sisällyttäminen jakeluverkkotariffiin on perusteltua erityisesti kustannusvastaavuuden ja ohjaavuuden näkökulmasta. Tehoon perustuva maksukomponentti lisää asiakkaan mahdollisuuksia vaikuttaa omaan verkkopalvelumaksuunsa, sisältää resurssi- ja energiatehokkuuteen kannustavia ominaisuuksia, turvaa verkkoyhtiölle vakaan liiketoiminnan, toteuttaa nykyistä tariffirakennetta paremmin sähkömarkkinalainkin edellyttämää aiheuttamisperiaatetta, vähentää eri asiakkaiden välillä tapahtuvaa ristisubventiota, sekä luo edellytyksiä muille toimijoille kehittää jo olemassa olevia palveluita tai luoda täysin uutta liiketoimintaa ja palveluita, joilla voi olla keskeinen vaikutus sähkömarkkinoiden kehityksessä. Voidaankin todeta, että tehotariffilla on kansantaloudellisesti positiivisia vaikutuksia, vaikka näitä onkin hyvin vaikea arvioida euromääräisesti. Tehomaksun sisällyttäminen siirtomaksuun edellyttää kuitenkin verkkoyhtiöiltä panostusta viestintään ja asiakkailta uudenlaista suhtautumista sähkön käyttöönsä ohjaukseen. On myös hyvä huomata, että yksittäisten asiakkaiden huipputehojen ohjaus voi joissakin tapauksissa jopa kasvattaa verkon huipputehoa, esimerkiksi jos sähkölämmitysasiakkaat pienentävät huipputehoaan siirtämällä osan kulutuksestaan nykyistä aikaisemmaksi. Siten tariffit täytyykin suunnitella huolellisesti ja niiden ohjausvaikutukset arvioida tapauskohtaisesti, jotta ohjausvaikutus olisi toivottu.

Tässä tutkimuksessa tehoon liittyvän maksukomponentin pohjana olevalla teholla tarkoitetaan mitattua tuntien energiasta määritettyä tuntikeskitehoa, jolloin nykyisten etäluettavien energiamittareiden tarjoamat mittaukset luovat edellytykset tutkimuksessa tarkasteltavien tariffirakenteiden käytännön implementoinnille.

Tehon sisällyttämiseen on erilaisia vaihtoehtoja, joista tässä tutkimuksessa on tarkasteltu erityisesti kahta vaihtoehtoa: tehorajatariffia (nk. kaistahinnoittelu) sekä pienasiakkaan tehotariffia. Tehorajahinnoittelussa asiakas tilaa tarvitsemansa verkkokapasiteetin etukäteen, määritettyjen tehorojojen

puitteissa. Tarkastelluissa vaihtoehdoissa on oletettu, että ko. tariffi koostuu ainoastaan tehomaksusta. Jälkimmäisessä vaihtoehdossa, pienasiakkaan tehotariffissa, hinnoittelu perustuu puolestaan toteutuneeseen huipputehohon, minkä lisäksi tariffiin sisältyy perusmaksu ja energiamaksu vastaavasti kuin on nykyisin monessa verkkoyhtiössä tarjolla olevassa pienjännitetehtotariffissa. Tehotariffi voi sisältää myös kynnystehon, jolloin tehomaksua maksettaisiin vain etukäteen määritellyn kynnystehon ylittävästä osuudesta. Ohjausvaikutukset ovat kaikissa vaihtoehdoissa pääosin samansuuntaisia, eli tehon sisältävä tariffi ohjaa hallitsemaan verkosta otettua huipputehoa.

Tehorajatariffi on teoriassa toimiva vaihtoehto, mutta sen käytännön toteutuksessa on joitakin merkittäviä haasteita. Tehorajan määrittäminen voi olla haastavaa asiakkaalle, minkä lisäksi tehorajan ylityksiin tulee määrittää selkeä menettelytapa. Lisäksi tehorajatariffiin siirtyminen nykyisistä hinnoittelumalleista voi olla hankalaa; siirtymävaiheessa asiakkaalle olisi tarjolla rakenteeltaan hyvin erilaisia tariffeja tai siirtymä pitäisi toteuttaa ”yhdessä yössä”. Lisäksi tehorajatariffi asettaa periaatteessa rajan teholle, mikä voi aiheuttaa haasteita joustomarkkinoiden näkökulmasta. Vaikka tehorajan voikin ylittää, mistä seuraa ylitysmaksu tai siirtyminen korkeampaan tehorajaan, rajoittaa se periaatteessa kuorman kasvattamista, eikä siten mahdollista täysimääräisesti energiamarkkinan halpojen tuntien hyödyntämistä ja alassätöön (kuorman kasvattaminen) osallistumista. Lisäksi tehorajatariffissa on ennalta kiinnitetyt tehorajat (esim. kolmen tai viiden kilowatin välein), jolloin asiakkaan mahdollisuudet pienentää siirtomaksuaan tehonhallinnalla ovat rajoitetut.

Pienasiakkaan tehotariffi, jossa hinnoittelu perustuu huipputehohon, perusmaksuun ja energiamaksuun, vaikuttaa käytännön toteutettavuuden, ymmärrettävyyden ja kustannusvastaavuuden kannalta toimivammalta vaihtoehdolta. Tällainen tariffirakenne on jo nykyisellään käytössä suuremmilla keski- ja pienjänniteverkkoon kytkeytyvillä asiakkailla. Pienasiakkaiden osalta siihen voidaan siirtyä lisäämällä nykyiseen tariffirakenteeseen tehoon pohjautuva maksukomponentti ja kasvattamalla vähitellen tehomaksun osuutta, ja vastaavasti pienentämällä perus- ja energiamaksuja. Kohtalaisen pituisella (esim. 5 vuotta) siirtymäajalla vältetään suuret vuotuiset muutokset asiakasryhmien verkkomaksuissa. Ohjausvaikutuksia voidaan myös voimistaa informaatio-ohjauksella, ja tehon ohjaamisen merkitystä ja ohjauskeinoja voidaan viestiä asiakkaille jo ennen varsinaiseen tehohinnoitteluun siirtymistä. Vaikka energiamaksun osuus vähitellen pienentyykin tariffissa, on siirrettyyn energiaan perustuva maksukomponentti hyvä säilyttää tariffissa myös jatkossa. Tämä varmistaa sen, että sähkönkäyttäjä, joka käyttää useammin suurta verkkokapasiteettia eli tehoa, maksaa enemmän kuin käyttäjä, joka käyttää saman kapasiteetin harvemmin. Samalla varmistetaan myös hinnoittelun kustannusvastaavuus energiaperusteisten kustannusten osalta. Tehotariffin rakenteeseen voidaan lisätä kynnysteho, esim. 3-5 kW, jonka alapuolella olevasta tehonkäytöstä ei muodostu erillistä tehomaksua tai

nykyistä monimutkaisempaa tariffirakennetta. Tällöin hyvin pienten asiakkaiden, joilla on käytännössä olemattomat tai hyvin rajoitetut tehonhallinnan mahdollisuudet, tariffirakenne säilyy käytännössä nykyisenkaltaisena. Tämä mahdollistaa kustannuksia vastaavan siirtomaksun keräämisen myös hyvin pieniltä asiakkailta, ja samalla vähentää tariffimuutoksen viestinnällisiä haasteita.

Tässä raportissa on esitetty perusteita, miten esitettyjä tehoerusteisia tariffeja voidaan määrittää. Nämä eivät ole suosituksia eivätkä ainoita tapoja tariffien määrittämiseen, mutta verkkoyhtiöt voivat hyödyntää näitä tarkastellessaan tariffien määrittämistä omien yhtiöidensä kohdalla. Jatkotoimenpiteitä, joilla voidaan edistää tehopohjaisen tariffin yleistymistä ja toivottuja vaikutuksia, on esitetty seuraavassa luvussa.

7.1 Jatkotoimenpiteet

Verkkoyhtiöllä on nykyisin vapaus valita omat tariffirakenteensa, ainoastaan kokonaisliikevaihtoa ja tuottoa valvotaan viranomaisen toimesta. Tämä valinnanvapaus tulee säilyttää jatkossakin. Markkinoiden toimivuuden kannalta on kuitenkin perusteltua, että **osa tariffirakenteisiin liittyvistä käytänteistä on yhtenäistetty**, samalla tavoin kuin kaksiaikahinnoittelun aikajako nykyisin. Tällöin myyntiyhtiöt ja jousto-operaattorit pystyvät helpommin huomioimaan verkkotariffien vaikutukset erilaisten joustotuotteiden toteutuksessa ja markkinoinnissa. Tehohinnoittelun kohdalla yhtenäistettävä menettely olisi ainakin laskutuksen perusteena olevan tehon määrittämisperuste. Yhtenäisten käytäntöjen määrittämisessä sopiva taho olisi jokin viranomaistaho (esimerkiksi Työ- ja elinkeinoministeriön älyverkkotyöryhmä).

Jotta tehohinnoittelu jakeluverkkotariffissa ei haittaa vaan pikemminkin tukee joustomarkkinoita, tulee sekä tariffin vaikutusta asiakkaiden tehoon ja joustokykyyn että joustomarkkinoiden kehittymistä seurata aktiivisesti tariffien implementoinnin jälkeen.

Jakelutariffien käytännön hyväksyttävyyden ja ohjausvaikutusten selvittämiseksi tarvitaan aihepiiristä lisää **asiakaskokemuksen tutkimista**. Tässä keskeistä on kartoittaa kuluttajien ymmärrystä uudeltaisista jakeluverkkotariffeista, tariffirakenteen käytännön vaikutuksia asiakkaille sekä asiakasviestinnän vaatimuksia. Lisäksi ko. tutkimus voisi sisältää myös selvityksen nykyisin markkinoilla olevista kuormanhallinnan järjestelmistä ja tuotteista sekä asiakkaan mahdollisuuksista vaikuttaa omaan sähkön kulutukseensa ja huipputehoon.

Tässä tutkimuksessa on laskutuksen perusteena olevana huipputehona käytetty yhden tunnin keskitehoa, perustuen nykyisen mittausinfrastruktuurin ominaisuuksiin sekä sähkömarkkinoiden kaupallisen tasejaksoon. Jatkossa on kuitenkin hyvä tarkemmin selvittää, mikä olisi **tarkoituksenmukainen tehonmäärittämisen aikajakso**, jos tehomaksun laskutusperusteena ei käytetä kaupallisen tasejakson

energiasta muodostettua ko. jakson keskitehoa. Tämä kysymys liittyy olennaisesti myös **seuraavan sukupolven AMR-mittareiden ominaisuuksien** määrittämiseen.

Tariffiin sisällytettävän tehokomponentin ohjausvaikutusten vahvistamiseksi **asiakkaita tulee aktiivisesti informoida** tehonohjaamisen hyödyistä ja mahdollisuuksista. Tätä informaatiota voidaan jakaa esimerkiksi laskutuksen yhteydessä ja online-palveluissa asiakkaiden kulutustietojen esittämisen yhteydessä. Online-palveluiden kehittämisessä tehonhallintaa tukeviksi tarvitaan yhteistyötä tietojärjestelmätoimittajien kanssa.

Jotta asiakkailta olisi kannuste kysyntäjoustoon, on tärkeää, että kaikki sähkölaskun komponentit; jakeluverkkotariffi, sähkön myynnin hinnoittelu sekä sähkövero tukevat tätä tavoitetta. Siten sähköveron dynaamisuutta tulisi lisätä. Nykyisin sähköveron keräävät asiakkailta verkonhaltijat sähkön jakelun laskutuksen yhteydessä, ja vero on kiinteähintainen (kotitalouksille 2,79372 snt/kWh) energiankulutuksesta riippuva. **Sähköveron muuttaminen dynaamiseksi, esimerkiksi tukkusähkön hinnasta riippuvaksi, tukisi osaltaan joustavuutta.** Tällöin olisi myös luontevampaa, että **sähköveron keräisi sähkön myyjä, eikä jakeluverkkoyhtiö**, etenkin, kun kyseessä on sähköenergian tuotantoon liittyvä valmistevero.

Hallituksen esityksessä muutoksiksi sähkömarkkinalakiin todetaan, että sähkönjakelun maksujen korotusten enimmäismäärä lasketaan asiakasryhmien korotusten keskiarvona, ei siis yksittäisten asiakkaiden hinnoittelun muutoksista. Lisäksi todetaan, että asiakasryhmät on määriteltävä siten, että ne kuvaavat tasapuolisella ja syrjimättömällä tavalla verkonhaltijan sähköverkon käyttöä ja verkon käyttäjien ominaispiirteitä. Nykyisin käytössä olevat asiakasryhmäjaottelut perustuvat usein Suomen Sähkölaitosyhdistyksen (SLY) kuormitustutkimukseen vuodelta 1992. Siten jatkossa on tarpeen **määritellä edellä kuvatut asiakasryhmät.** Tässä voidaan hyödyntää mm. saatavilla olevaa AMR-mittaustietoa.

Lähteet

- Aho, L., ”Pori Energia Sähköverkot Oy:n tariffirakenteen määrittäminen ja hinnoittelumallin kehittäminen”. Diplomityö. Tampere 2012. Tampereen teknillinen yliopisto. 77 s.
- Apponen, R. 2016. ”Pienasiakkaan tehotariffin kehitys ja käyttöönotto”. Diplomityö. Aalto-yliopisto 2016.
- Apponen, R., Heine, P., Lehtinen, J., Lehtonen, M., Lummi, K., Järventausta, P., ”Development of Power-based Tariff Structure for Small Customers and Pathway for this Change”. 24th International Conference & Exhibition on Electricity Distribution (CIRED 2017). Glasgow, Skotlanti. 12-15 kesäkuu 2017.
- Energiavirasto 2013. Sähkön siirtohintatariffien kehitys 2000-2013. Raportti 12.9.2013
- Energiavirasto 2015a. Energiaviraston vuosikertomus 2014. http://www.e-julkaisu.fi/energiavirasto/vuosikertomus_2014/ [Viitattu 9.5.2017]
- Energiavirasto 2015b. ”Valvontamenetelmät neljännellä 1.1.2016 – 31.12.2019 ja viidennellä 1.1.2020 – 31.12.2023 valvontajaksolla – Sähkön jakeluverkkotoiminta”. Marraskuu 2015. <http://www.energiavirasto.fi/valvontamenetelmat-2016-20231>
- Energy Networks Association, ”Towards a national approach to electricity network tariff reform”. ENA Position paper. December 2014.
- Fingrid, ”Kantaverkkomaksut”. <http://www.fingrid.fi/fi/asiakkaat/Kantaverkkopalvelut/hinnat/Siyut/default.aspx> [viitattu 20.6.2017]
- Eurelectric, ”Network tariff structure for a smart energy system”. A Eurelectric paper. May 2013.
- Eurelectric, ”Network Tariffs”. A Eurelectric position paper. March 2016.
- Euroopan parlamentin ja neuvoston direktiivi (2012/27/EU), ”Energiatehokkuusdirektiivi”.
- GEODE “GEODE Position Paper on the Development of the DSO’s Tariff Structure”. September 2013.
- Haakana J., Haapaniemi J., Tikka V., Lassila J., Partanen J. (2017), “Risk or benefit on the electricity grid: distributed energy storages in system services.” 24th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution, Cired. Glasgow, Skotlanti. 12–15 kesäkuu 2017
- Haapaniemi, J., ”Siirtohinnoittelun kehittäminen etäluettavilta mittareilta saatavan datan avulla sähkönjakeluyhtiö Mäntsälän Sähkö Oy:lle”. Diplomityö. Lappeenranta 2014. Lappeenrannan teknillinen yliopisto. 142 s.

Haapaniemi, J., Haakana, J., Lassila, J., Honkapuro, S., Partanen, J., ”Impacts of different power-based distribution tariffs for customers”. 24th International Conference & Exhibition on Electricity Distribution (CIRED 2017). Glasgow, Skotlanti. 12-15 kesäkuu 2017.

Haapaniemi J., Narayanan A., Tikka V., Haakana J., Honkapuro S., Lassila J., Kaipia T., Partanen J. (2017) “Effects of major tariff changes by distribution system operators on profitability of photovoltaic systems” 14th International Conference on the European Energy Market, EEM. Dresden, Saksa. 6–9 kesäkuu 2017

HE 50/2017 vp Hallituksen esitys eduskunnalle maakaasumarkkina- ja eräiksi siihen liittyviksi laeiksi.

Helen Sähköverkko Oy, ”Tuotteet (1.7.2017 alkaen)”. <https://www.helensahkoverkko.fi/palvelut/tuotteet/> [viitattu 20.6.2017]

Honkapuro, S., Haapaniemi, J., Haakana, J., Lassila, J., Belonogova, N., Partanen, J., Lummi, K., Rautiainen, A., Supponen, A., Repo, S., Järventausta, P. 2017. ”Development options for distribution tariff structures in Finland”, 14th International Conference on European Energy Market (EEM 2017). Dresden, Saksa. 6-9 kesäkuu 2017.

Ilmatieteen laitos, ”Ilmatieteen laitoksen avoin data”. <https://ilmatieteenlaitos.fi/avoin-data> [viitattu 6.2.2017]

Järventausta, P., Repo, S., Trygg, P., Rautiainen, A., Mutanen, A., Lummi, K., Supponen, A., Heljo, J., Sorri, J., Harsia, P., Honkiniemi, M., Kallioharju, K., Piikkilä, V., Luoma, J., Partanen, J., Honkapuro, S., Valtonen, P., Tuunanen, J., Belonogova, N. 2015. ”Kysynnän jousto – Suomeen soveltuvat käytännön ratkaisut ja vaikutukset verkkoyhtiöille (DR pooli)”. Loppuraportti. 2015.

Kasari, T., ”Jakeluverkon kustannusten jako siirtohinnoille”. Diplomityö. Tampere 2003. Tampereen teknillinen yliopisto. 96 s.

Koskela J., (2016) ”Sähköenergian varastoinnin hyödyntämismahdollisuudet kotitalouksien energian käytön hallinnassa Suomessa” Diplomityö, Tampereen teknillinen yliopisto, kesäkuu 2016.

Koskela J., Rautiainen A., Järventausta P., (2016) ”Utilization Possibilities of Electrical Energy Storages in Households’ Energy Management in Finland” International Review of Electrical Engineering (IREE), vol. 11 no. 6, pp. 607-617.

Lahti Energia 2016. LahtiWatti asiakaslehti 2/16.

Lummi, K., ”Sähkön siirtohinnoittelu ja kuormitusmallien käyttö tariffisuunnittelussa”. Diplomityö. Tampere 2013. Tampereen teknillinen yliopisto. 75 s.

Lummi, K., Trygg, P., Rautiainen, A., Järventausta, P., ”Implementation possibilities of power-based distribution tariff by using smart metering technology”. 23rd International Conference on Electricity Distribution (CIRED 2015). Lyon, Ranska. 15-18 kesäkuu 2015.

Lummi, K., Rautiainen, A., Järventausta, P., Heine, P., Lehtinen, J., Hyvärinen, M., ”Cost-causation based approach in forming power-based distribution network tariff for small customers”. 13th International Conference on the European Energy Market (EEM 2016). Porto, Portugal. 6-9 kesäkuu 2016.

Lummi, K., et al., ”Analysis of Transition Steps Towards Power-based Distribution Tariff of Small Customers”, 24th International Conference & Exhibition on Electricity Distribution (CIRED 2017). Glasgow, Skotlanti. 12-15 kesäkuu 2017.

Lummi, K., Rautiainen, A., Järventausta, P., Heine, P., Lehtinen, J., Hyvärinen, M., ”Electricity Distribution Network Tariffs – Present Practices, Future Challenges and Development Possibilities”. The CIRED Workshop 2016. Helsinki, Suomi. 14-15 kesäkuu 2016.

Lummi, K., Rautiainen, A., Järventausta, P., Huhta, K., Talus, K., Kojo, M., ”Aspects of Advancement of Distribution Tariffs for Small Consumers in Finland”. 14th International Conference on European Energy Market (EEM 2017). Dresden, Saksa. 6-9 kesäkuu 2017.

Lummi, K., et al., ”Variations of Power Charge Basis of Power-based Distribution Tariff of Small Customers”. The IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies 2016 Asian Conference (ISGT Asia 2016). Melbourne, Australia. 28. marraskuu – 1. joulukuu 2016.

Niemelä, E., ”Kaupunkialueella toimivan sähkönjakeluverkkoyhtiön siirtohinnoittelun kehittäminen”. Diplomityö. Lappeenranta 2010. Lappeenrannan teknillinen yliopisto. 100 s.

Pantti, J., ”Sähkön siirtotuotteiden hinnoitteluovelluksen kehittäminen”. Diplomityö. Tampere 2010. Tampereen teknillinen yliopisto. 92 s.

Partanen, J., Honkapuro, S., Tuunanen, J. 2012. Jakeluverkkoyhtiöiden tariffirakenteen kehittämismahdollisuudet. LUT Energia tutkimusraportti 21.

Perälä, S., ”New network tariffs: Economical effects and possibilities for demand response”. Diplomityö. Tampere 2011. Tampereen teknillinen yliopisto. 83 s.

Rautiainen, A. 2015, Aspects of Electric Vehicles and Demand Response in Electricity Grids. Doctoral Dissertation. Publication 1327, Tampere University of Technology.

Rautiainen, A., Lummi, K., Supponen, A., Koskela, J., Repo, S., Järventausta, P., Honkapuro, S., Partanen, J., Haapaniemi, J., Lassila, J., Haakana, J., Belonogova, N. 2017. ”Reforming Distribution

Tariffs of Small Customers – Targets, Challenges and Impacts of Implementing Novel Tariff Structures”. 24th International Conference & Exhibition on Electricity Distribution (CIRED 2017). Glasgow, Skotlanti. 12-15 kesäkuu 2017.

Roivainen, P. ”Imatran Seudun Sähkö Oy:n sähkön siirto- ja myyntituotteiden kehittämissuunnitelma”. Diplomityö. Lappeenranta 2003. Lappeenrannan teknillinen korkeakoulu. 82 s.

Saraiva, J. T., Fidalgo, J. N., Pinto, R. B., Soares, R., Santos Afonso, J., Pires, G. (2016) “Implementation of Dynamic Tariffs in the Portuguese Electricity System – Preliminary Results of a Cost-Benefit Analysis”. EEM 2016 conference.

Schreiber, M., Wainstein, M. E., Hochloff, P. Dargaville, R. (2015). “Flexible electricity tariffs: Power and energy price signals designed for a smarter grid”. Energy Policy, 93, 2568-2581

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

Suikkanen, P., “Tehoon perustuvan pienjänniteasiakkaiden siirtotariffirakenteen kehittäminen Mäntsälän Sähkö Oy:lle”. Diplomityö. Lappeenranta 2016. Lappeenrannan teknillinen yliopisto. 122 s.

Supponen, A., Rautiainen, A., Lummi, K., Järventausta, P., Repo, S., ”Network Impacts of Distribution Tariff Schemes With Active Customers”. 13th International Conference on the European Energy Market (EEM 2016). Porto, Portugal. 6-9 kesäkuu 2016.

Sähkömarkkinalaki (588/2013).

The Brattle Group, ”The Tariff Transition – Considerations for Domestic Distribution Tariff Redesign in Great Britain”. Final report. April 2016.

Valtioneuvoston asetus sähköntoimitusten selvityksestä ja mittauksesta (66/2009).

Vuohelainen, V., ”Kaupunkiverkkoyhtiön sähkönsiirtotuotteiden uudistaminen”. Diplomityö. Tampere 2017. Tampereen teknillinen yliopisto. 82 s.