# VALTAKUNNALLISTEN TYYPPIKÄYTTÄJÄMÄÄRITTELYIDEN PÄIVITTÄMINEN JA HYÖDYNTÄMISEN PERIAATTEET VERKKOPALVELUMAKSUIHIN LIITTYVISSÄ TARKASTELUISSA

Antti Mutanen, Kimmo Lummi ja Pertti Järventausta
Sähkötekniikan yksikkö, Tampereen yliopisto
Helmikuu 2019

Tampereen yliopisto

# ESIPUHE

Tämä raportti on yhteenveto Tampereen yliopiston (31.12.2018 asti Tampereen teknillinen yliopisto, TTY) Sähkötekniikan yksikössä toteutetun Energiaviraston tilaaman tutkimusprojektin tuloksista. Tutkimusprojekti alkoi keväällä 2018 ja päättyi alkuvuodesta 2019.

Tutkimusprojektin toteutuksesta ovat vastanneet tutkijat TkT Antti Mutanen, DI Kimmo Lummi ja prof. Pertti Järventausta. Tutkimusprojektin ohjaukseen on osallistunut Energiavirastosta Mikko Friipyöli, Tiina Karppinen ja Heidi Tiivola. Hankkeen ohjausryhmään kuuluivat lisäksi seuraavat verkkoyhtiöiden edustajat: Matti Halkilahti (Caruna Oy), Mikko Järvinen (Elenia Oy), Pirjo Heine ja Juhani Lepistö (Helen Sähköverkko Oy), Jari Helin (JE-Siirto Oy), Esa Niemelä (Kymenlaakson Sähköverkko Oy), Jouni Karasti (Napapiirin Energia ja Vesi Oy), Raimo Toivanen (PKS Sähkönsiirto Oy), Mikko Kangasniemi (Rovakaira Oy), Matti Hällfors (Sallila Sähkönsiirto Oy), sekä Riina Heinimäki ja Ina Lehto Energiateollisuus ry:n edustajina.

Ohjausryhmässä mukana olleet verkkoyhtiöt luovuttivat sähkönkulutuksen tuntimittauksia tutkimusprojektille Energiaviraston tietopyynnön mukaisesti. Tutkimusprojektin aikana järjestettiin kolme ohjausryhmän työpajaa.

Raportin liitteessä 1 on esitetty laajempana omana kokonaisuutenaan uusien tyyppikäyttäjämääritte-lyjen hyödyntämistä erilaisissa verkkopalvelumaksuihin liittyvissä tarkasteluissa.

# Sisällysluettelo


1. Johdanto ..... 1
1.1. Klusterointi ..... 1
1.2. Tutkimuksessa käytetty klusterointimenetelmä ..... 2
2. Alustava klusterianalyysi ..... 4
2.1. Klusteroinnissa esiin nousseet tyyppikäyttäjäryhmät ..... 4
2.2. Alustava tyyppikäyttäjäryhmien valinta ..... 5
2.3. Tyyppikäyttäjämääritelmien tarkentaminen ..... 8
3. Mittausaineisto ..... 10
4. Tyyppikäyttäjien kuormitusprofiilien ja huipputehojen laskenta ..... 13
4.1. Kaikkien käyttöpaikkojen klusterointi ..... 13
4.2. Lopullisen tyyppikäyttäjäjoukon valinta ..... 14
4.3. Kuormitusprofiilien laskenta ..... 17
4.4. Huipputehotietojen laskenta ..... 18
5. Tulostiedostojen kuvaukset ..... 22
5.1. Kuormitusprofiilit ..... 22
5.2. Huipputehot tyyppikäyttäjittäin ..... 22
5.3. Jakaumamallit ..... 24
6. Kuormitusprofiilit ja vertailu vanhoihin tyyppikuormituskäyriin ..... 27
7. Histogrammien ja jakaumaparametrien hyödyntäminen nykyisten tariffirakenteiden yhteydessä ..... 37
7.1. Tehotariffi minimilaskutusteholla ..... 37
7.1.1. Laskentatehtävän määritys ..... 37
7.1.2. Minimilaskutusteholliseen tehotariffin kustannukset histogrammitiedoista ..... 38
7.1.3. Minimilaskutusteholliseen tehotariffin kustannukset normaalijakaumamallilla ..... 39
7.2.4. Minimilaskutusteholliseen tehotariffin kustannukset log-normaalijakaumamallilla ..... 39
7.2.5. Minimilaskutusteholliseen tehotariffin kustannukset GMM-mallilla ..... 40
7.2.6. Minimilaskutusteholliseen tehotariffin kustannukset logn+GMM-mallilla ..... 40
7.2.7. Minimilaskutusteholliseen tehotariffin laskentamenetelmien vertailu ..... 41
8. Histogrammien ja jakaumaparametrien hyödyntäminen uusien tariffirakenteiden yhteydessä ..... 42
8.1. Tehorajatariffi ..... 42
8.1.1. Laskentatehtävän määritys tehorajatariffin tapauksessa ..... 42
8.1.2. Tehorajatariffin kustannukset histogrammitiedoista ..... 43
8.1.3. Tehorajatariffin kustannukset normaalijakaumamallilla ..... 43
8.1.4. Tehorajatariffin kustannukset log-normaalijakaumamallilla ..... 43

8.1.5. Tehorajatariffin kustannukset GMM-mallilla ..... 44
8.1.6. Tehorajatariffin kustannukset logn+GMM-mallilla ..... 44
8.1.7. Tehorajatariffin laskentamenetelmien vertailu ..... 44
8.2. Kynnystehotariffi ..... 46
8.2.1. Laskentatehtävän määritys kynnystehotariffin tapauksessa ..... 46
8.2.2. Kynnystehotariffin tehokustannukset histogrammitiedoista ..... 47
8.2.3. Kynnystehotariffin tehokustannukset normaalijakaumamallilla ..... 47
8.2.4. Kynnystehotariffin tehokustannukset log-normaalijakaumamallilla ..... 48
8.2.5. Kynnystehotariffin kustannukset GMM-mallilla ..... 48
8.2.6. Kynnystehotariffin kustannukset logn+GMM-mallilla ..... 49
8.2.7. Kynnystehotariffin laskentamenetelmien vertailu ..... 49
8.3. Porrastariffi ..... 49
8.3.1. Laskentatehtävän määritys porrastariffin tapauksessa ..... 50
8.3.2. Porrastariffin kulutusmaksut histogrammitiedoista ..... 51
8.3.3. Porrastariffin kulutusmaksut normaalijakaumamallilla ..... 51
8.3.4. Porrastariffin kulutusmaksut log-normaalijakaumamallilla ..... 52
8.3.5. Porrastariffin kulutusmaksut GMM-mallilla ..... 52
8.3.6. Porrastariffin kulutusmaksut logn+GMM-mallilla ..... 53
8.3.7. Porrastariffin laskentamenetelmien vertailu ..... 53
9. Yhteenveto ..... 55
Lähteet ..... 58

## LIITE 1: Valtakunnalliset tyyppikäyttäjämäärittelyt verkkopalvelumaksuihin liittyvissä tarkasteluissa

1. Johdanto ..... 1
2. Sähkönjakelun kustannuksiin perustuva hinnoittelu ..... 2
2.1. Siirtotariffien määrittäminen prosessina ..... 3
2.2. Kustannuksiin pohjautuvan laskennan pohjalta määritetyt nykyisin sovellettavat siirtotariffirakenteet ..... 4
2.3. Vaihtoehtoiset tehoperusteiset siirtotariffirakenteet ..... 6
2.4. Tehomaksujen määräytymisperusteiden monimuotoisuus ja potentiaaliset harmonisointitarpeet tulevaisuudessa ..... 8
3. Siirtotariffien vaikutukset tyyppikäyttäjille ..... 10
3.1. Siirtomaksujen muodostuminen tyyppikäyttäjille tehoperusteisilla siirtotariffirakenteilla ..... 10
3.2. Nykyisen verkkoyhtiöiden hinnoittelun tila päivitettyjen tyyppikäyttäjien osalta ..... 22
4. Yhteenveto ..... 31
Lähteet ..... 33

# 1. Johdanto

Valtakunnalliset tyyppikäyttäjämäärittelyt ja tyyppikäyttäjien kuormitusprofiilit ovat useamman vuosikymmenen takaa eivätkä enää täysin vastaa nykyistä sähkönkäyttöä. Nyt kun etäluettavat sähkömittarit mahdollistavat laajamittaisen sähkönkulutusdatan keruun, tyyppikäyttäjien määrittelyjä, kokonaismäärää ja kuormitusprofiileja tulee uudelleenarvioida tämän päivän tarpeiden ja sähkönkäytön näkökulmasta.

Tyyppikäyttäjiä hyödynnetään useissa eri tarkoituksissa. Uudeksi käyttökohteeksi on määritelty vuonna 2017 voimaan tulleessa sähkömarkkinalaissa sähkön siirron hinnan korotusten arvioiminen. Hinnankorotusta arvioitaessa tulisi tarkastella erilaisten siirtotariffien vaikutusta tyyppikäyttäjien verkkopalvelumaksuihin, mutta nykyiset tyyppikäyttäjämäärittelyt eivät sisällä riittävästi informaatiota tämän kaltaisten analyysien tekemiselle kaikille jakeluverkonhaltijoiden käytössä oleville tariffeille. Tyyppikäyttäjämäärittelyt eivät sisällä esimerkiksi tehotariffien hinnoittelun korotuskaton valvonnassa tarvittavia huipputehotietoja. Myös tyyppikäyttäjien vuosienergian jakautuminen erilaisille aikajaotuksille edellyttää tarkentamista ja päivittämistä. Liitteessä 1 on esitetty laajempana omana kokonaisuutenaan uusien tyyppikäyttäjämäärittelyjen hyödyntämistä erilaisissa verkkopalvelumaksuihin liittyvissä tarkasteluissa.

Tyyppikäyttäjämäärittelyjen päivittämisessä voidaan hyödyntää etäluettavien sähkömittareiden tuntienergiamittauksia, joita on nykyisin tarjolla jo useammalta vuodelta. Tampereen teknillisen yliopiston (TTY) Sähköenergiatekniikan laboratoriolla on usean vuoden kokemus etäluettavien sähkömittareiden tuottaman mittausdatan hyödyntämisestä kuormitusmallinnuksessa. Tässä tutkimuksessa hyödynnetään aikaisemmin kerättyä tietotaitoa sähkönkuluttajien klusterointimenetelmistä ja kuormitusmallinnuksesta (Mutanen 2018). Pohjatietona on myös Carunalle keväällä 2018 tehty kuormitustutkimus.

## 1.1. Klusterointi

Klusterointi on datan organisointiin tähtäävä data-analyysitekniikka. Klusterointialgoritmit jakavat havainnot aliryhmiin (klustereihin) siten, että samaan klusteriin kuuluvat havainnot ovat samankaltaisia ja eri klustereihin kuuluvat erilaisia. Havaintojen samankaltaisuutta ja erikaltaisuutta mitataan yleensä jonkinlaisella etäisyysmitalla, esimerkiksi Euklidisella etäisyydellä. Klusterianalyysin ulostulona on tyypillisesti jaottelu, jossa kaikki havainnot on luokiteltu johonkin klusteriin. Klusteroinnin tuloksena saadaan tietää mitkä havainnot ovat samankaltaisia ja kaikkia samaan klusteriin kuuluvia havaintoja voidaan mallintaa klusterin keskipisteellä. Tämä mahdollistaa tiedon tiivistämisen, koska useita samankaltaisia ja samaan klusteriin kuuluvia havaintoja voidaan lukuisten yksilöllisten mallien sijaan mallintaa tiivistetymmin yhdellä klusterin keskipisteellä.

Kirjallisuudessa on esitetty lukuisia klusterointialgoritmeja ja monia niistä on kokeiltu myös sähkönkuluttajien luokitteluun. Klusterointialgoritmin lisäksi eri sähkönkuluttajien klusterointimenetelmät voivat erota siinä, minkä suureiden perusteella klusterointi suoritetaan. Monissa ulkomaalaisissa julkaisuissa klusterointi tehdään joko päivittäistä kulutusta kuvaavien vektoreiden (24–96 tunneittaista, puolitunneittaista tai neljännestunneittaista arvoa) tai niistä jotenkin tiivistetyn tiedon perusteella. Datan tiivistykseen voidaan käyttää esimerkiksi pääkomponenttianalyysia tai muita matemaattisia menetelmiä. Päivittäisten kuormitusvektoreiden klusteroinnissa on se huono puoli, että silloin klusterointi joudutaan toistamaan erikseen jokaiselle tarkasteltavalle tyyppipäivälle ja vuodenajalle. Tämä monimutkaistaa klusteroinnin tulosten käyttöä ja ymmärrettävyyttä. Käyttäjä voi kuulua moneen eri klusteriin, riippuen päivätyypistä ja vuodenajasta.

## 1.2. Tutkimuksessa käytetty klusterointimenetelmä

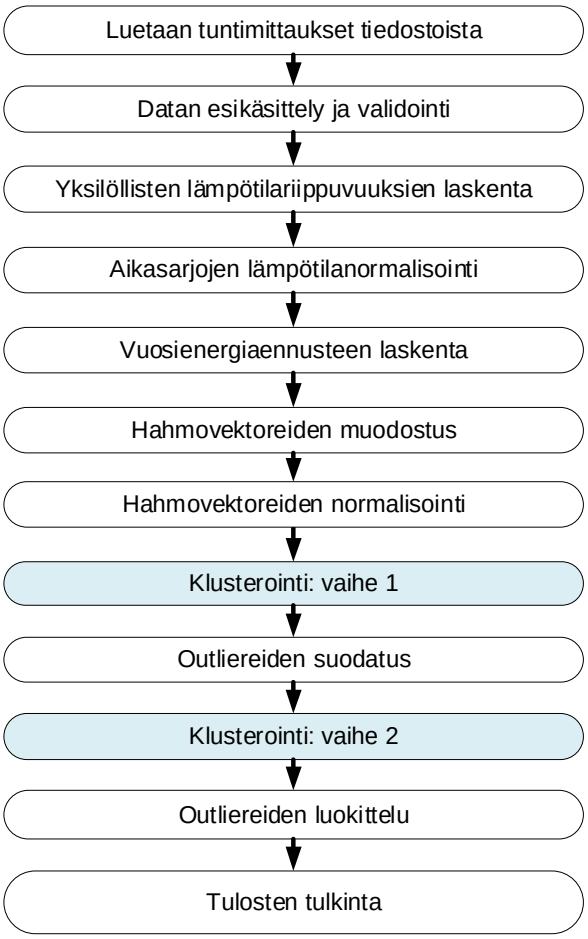
Tässä tutkimuksessa käytetään Antti Mutasen väitöskirjassa (Mutanen 2018) kehitettyä klusterointimenetelmää. Tämä menetelmä perustuu muokattuun k-means algoritmiin ja hahmovektoreihin, jotka samanaikaisesti tiivistävät dataa ja kuvaavat koko vuoden keskimääräistä kuormitusprofiilia. Nämä hahmovektorit sisältävät yhden tyyppiviikon jokaiselle kahdelletoista kuukaudelle. Kun mittausten aikaväli on yksi tunti, tarkoittaa se, että hahmovektorissa on 24×7×12=2016 alkiota.

Käytetyn klusterointimenetelmän lohkokaavio on esitetty kuvassa 2.1, jossa esitetyt toimenpiteet suoritetaan Matlab-ohjelmalla. Sähkönkuluttajien klusterointi alkaa mittausdatan luennalla ja jatkuu datan esikäsittelyllä ja validoinnilla. Tämän jälkeen kaikille sähkönkuluttajille lasketaan yksilölliset lämpötilariippuvuuskertoimet ja mittausaikasarjat normalisoidaan keskimääräisiin pitkän ajan kuukausikeskilämpötiloihin (30 vuoden keskiarvot). Lämpötilanormalisointi tehdään, jotta eri vuosina, ja siten myös eri lämpötiloissa, mitattuja sähkönkulutuksia pystytään käsittelemään yhdenvertaisina. Myös kunkin sähkönkuluttajan vuosienergia-arvio lasketaan lämpötilaltaan keskimääräisen vuoden mukaan.

Keskimääräistä sähkönkulutusta kuvaavat hahmovektorit lasketaan lämpötilanormaloiduista mittauksista. Seuraavaksi hahmovektorit normalisoidaan, jotta erisuuruisten sähkönkuluttajien kuormitusprofiileita voidaan verrata keskenään. Normalisointi suoritetaan siten, että jokaisen hahmovektorin keskitehoksi tulee tasan yksi. Tieto sähkönkulutuksen suuruudesta säilytetään erillisessä vektorissa, joka sisältää kunkin kuluttajan vuosienergia-arviot.

Käytetty klusterointimenetelmä on kaksivaiheinen. Ensimmäistä vaihetta käytetään outliereiden (poikkeavien hahmovektoreiden) suodatukseen. Hahmovektorit, jotka eivät sovi yhteenkään ensimmäisessä klusterointivaiheessa löydettyyn klusteriin, poistetaan tilapäisesti datajoukosta. Outlier-suodatuksen raja-arvo valitaan siten, että poikkeavin 10 % hahmovektoreista suodattuu.

Klusteroinnin toisessa vaiheessa klusterointi toistetaan ilman edellä suodatettuja outliereita. Tällä menettelyllä varmistetaan, että harvalukuiset, mutta erittäin poikkeavat, hahmovektorit eivät vaikuta klusteroinnin tuloksiin. Klusterointia tasapainottaa myös se, että tässä käytetyssä muokatussa k-means menetelmässä klusterikeskukset lasketaan painotettuina keskiarvoina. Painoarvoina käytetään sähkönkuluttajien vuosienergia-arvioita. Suuret sähkönkuluttajat vaikuttavat siis enemmän klusterikeskusten muodostumiseen kuin pienet sähkönkuluttajat. Klusteroinnin toisen vaiheen jälkeen edellä suodatetut outlierit ja mittausaikasarjojen aukkojen takia vajaiksi jääneet hahmovektorit luokitellaan niitä parhaiten mallintavaan klusteriin.



Kuva 2.1. Käytetyn klusterointimenetelmän vaiheet.

# 2. Alustava klusterianalyysi

Projektin aloituspalaverissa sovittiin, että alustava tyyppikäyttäjien valinta tehdään Carunan tuntimittausaineistoon pohjautuvan klusterianalyysin perusteella. Edellisen kuormitustutkimuksen jäljiltä käytettävissä oli tuntimittaukset lähes kaikilta Caruna Oy:n ja Caruna Espoo Oy:n käyttöpaikoilta. Tämän päätöksen ansiosta projektissa voitiin edetä nopealla aikataululla ja myöhemmin muilta sähköverkkoyhtiöiltä pyydettävä mittausdata voitiin rajoittaa esivalittuihin käyttäjäryhmiin.

## 2.1. Klusteroinnissa esiin nousseet tyyppikäyttäjäryhmät

Carunalle tehdyssä kuormitustutkimuksessa kaikki sähkönkäyttöpaikat ryhmiteltiin 50 klusteriin osiossa 1.2 kuvattua klusterointimenetelmää käyttäen. Klusterit nimettiin hyödyntäen kunkin klusterin kuormitusprofiilia ja verkkoyhtiön asiakastietokannasta saatuja tietoja sähkön käyttötarkoituksista. Tämän klusteroinnin päätarkoitus oli luoda Senerin kuormituskäyrät korvaavat uudet kuormitusmallit jakeluverkon laskentaa varten, mutta tuloksia tarkasteltiin myös tyyppikäyttäjämäärittelyn näkökulmasta. Klustereiden lukumäärä oli aivan liian suuri, jotta jokaista klusteria voitaisiin käsitellä erillisenä tyyppikäyttäjänä. Samankaltaisia klustereita yhdistelemällä saatiin kuitenkin selville pääkäyttäjäryhmät, jotka järjestettiin asiakkaiden lukumäärän ja energiankulutuksen mukaiseen järjestykseen. Asiakasmäärällä mitattuna kymmenen suurinta käyttäjäryhmää olivat:

- Kerrostaloasunnot (28,2 %, 4 klusteria)
- Sekalainen* tilalämmitys (15,7 %, 3 klusteria)
- Pientalot, sähkölämmitys (14,4 %, 3 klusteria)
- Pientalot, sähkölämmitys, käyttöveden lämmitys yösähköllä (9,4 %, 4 klusteria)
- Liike-elämä (6,7 %, 8 klusteria)
- Kesämökit (5,2 %, 1 klusteri)
- Vakiotehokuormat (4,2 %, 1 klusteri)
- Pientalot, varaava sähkölämmitys (3,6 %, 5 klusteria)
- Maatalous (2,0 %, 4 klusteria)
- Kerrostaloyhtiöt (2,0 %, 2 klusteria)

Energialla mitattuna kymmenen suurinta käyttäjäryhmää olivat:

- Liike-elämä (18,9 %, 8 klusteria)
- Sekalainen* tilalämmitys (17,9 %, 3 klusteria)
- Pientalot, sähkölämmitys (11,2 %, 3 klusteria)
- Pientalot, sähkölämmitys, käyttöveden lämmitys yösähköllä (10,2 %, 4 klusteria)
- Teollisuus (7,4 %, 4 klusteria)
- Sekalaiset* suuret kuluttajat (5,1 %, 1 klusteri)
- Pientalot, varaava sähkölämmitys (4,4 %, 5 klusteria)
- Yhdyskuntahuolto (3,6 %, 2 klusteria)
- Kasvihuoneet (3,4 %, 2 klusteria)
- Vakiotehokuormat (2,7 %, 1 klusteri)

* Tarkemman kuvauksen määritys ei ollut mahdollista, koska ryhmä sisälsi monia eri käyttötarkoituksia.

Asiakkaiden luokittelussa olisi voitu käyttää myös suoraan asiakastietojärjestelmästä saatuja käyttötarkoitustietoja, jotka jakoivat asiakkaat 16 käyttötarkoitusryhmään. Käyttötarkoitustiedot voivat kuitenkin sisältää virheitä ja asiakkaiden luokittelu ei kaikissa tapauksissa erottele asiakkaita sähkönkulutuksen ominaispiirteiden mukaan. Esimerkiksi pientaloja edustavilla pari-, rivi- ja

omakotitaloilla on omat käyttötarkoitusryhmänsä, mutta asiakkaiden todelliseen kulutukseen perustuvassa klusterianalyysissä nämä eivät erotu omiksi ryhmikseen. Sen sijaan pientalot ryhmittyvät lämmitysjärjestelmien ominaisuuksien mukaan sähkölämmittäjiin, sähkölämmittäjiin joilla käyttöveden lämmitys tapahtuu yösähköllä ja varaaviin sähkölämmittäjiin.

Tavoitteena olevaa noin kymmentä tyyppikäyttäjäryhmää lähestyttiin edellä ylhäältä päin yhdistelemällä pieniä klustereita suuremmiksi kokonaisuuksiksi. Tätä tavoitetta voi lähestyä myös alhaalta päin jakamalla suuria klustereita pienemmiksi. Seuraavassa analyysissä kaikki Carunan asiakkaat jaettiin aluksi viiteen klusteriin. Tästä lähdettiin selvittämään minkälaisia käyttäjäryhmiä nämä viisi klusteria edustavat ja millaisia uusia käyttäjäryhmiä ilmaantuu, kun klustereiden lukumäärää kasvatetaan. Lähtötilanteen viidelle klusterille saatiin määritettyä niiden kuormitusprofiilia, vuosienergiaa, ja asiakasjakaumaa analysoimalla seuraavat kuvaukset:

- Teollisuus (ja liike-elämä), kiinni viikonloppuisin
- Liike-elämä (ja teollisuus), auki viikonloppuisin
- Asuminen, ei sähkölämmitystä
- Pientalot, suora sähkölämmitys
- Pientalot, varaava sähkölämmitys

Nämä ovat siis kuormitusprofiilin muodon perusteella koko asiakasmassasta selkeimmin erottuvat käyttäjäryhmät. Kun klustereiden lukumäärää kasvatetaan kymmeneen, omiksi klustereikseen erottuvat myös:

- Kasvihuoneet
- Katu- ja tievalaistus
- Pientalot, käyttöveden lämmitys yösähköllä
- Pientalot, suora sähkölämmitys, pieni vuorokausivaihtelu
- Liike-elämä, tasainen kuormitus ympäri vuoden

Kasvihuoneet sekä katu- ja tievalaistus erottuvat omiksi klustereikseen hyvin aikaisessa vaiheessa, vaikka ne ovat sekä lukumäärältään että energialtaan suhteellisen pieniä ryhmiä. Tämä johtuu siitä, että ryhmien kuormitusprofiilit eroavat hyvin selkeästi muista käyttäjätyypeistä. Nämä kaksi ryhmää kuluttavat sähköä pääosin yöaikaan, kun taas muissa ryhmissä kulutus painottuu päivälle. Tämän jälkeen pientaloklusterit alkavat jakautua erikoistuneimmiksi ryhmiksi. Käyttöveden yösähköllä lämmittävät sähkölämmittäjät erottuvat omaksi ryhmäkseen ja sähkölämmittäjät jakautuvat myös vuorokauden sisäisen kuormitusvaihtelun perusteella kahteen klusteriin. Myös liike-elämäklusteri jakautuu kahtia. Tässä vaiheessa alkaa selkeytyä myös, että edellä muodostettu ryhmä ”Asuminen, ei sähkölämmitystä” sisältää pääosin kerrostaloasuntoja.

Kun klustereiden lukumäärää kasvatetaan viiteentoista, ei uusia pääkäyttäjäryhmiä enää synny. Sen sijaan jo määritetyt pääkäyttäjäryhmät jatkavat jakautumista yhä pienempiin ja erikoistuneimpiin ryhmiin. Esimerkiksi teollisuusklusteri jakautuu kahtia työvuorojen lukumäärä mukaan, kasvihuoneklusteri valaistusajan pituuden mukaan ja pientaloklusterit yöaikaa koskevien kuormanohjausryhmien mukaan. Vaikka klustereiden lukumäärä kasvatettiin viiteentoista, kesämökeille, maataloudelle ja yhdyskuntahuollolle ei muodostunut omia klustereita. Tähän vaikutti osaltaan se, että klusterointi tehtiin energialla painottaen, jolloin vuosienergialtaan pienet käyttäjäryhmät eivät nouse helposti esille.

## 2.2. Alustava tyyppikäyttäjäryhmien valinta

Edellä tehdyn klusterianalyysin lisäksi, uusia tyyppikäyttäjämääritelmiä tehtäessä huomioitiin yhteensopivuus vanhojen tyyppikäyttäjämääritelmien, Datahubista saatavien tietojen sekä EuroStatin

tilastointimenetelmien kanssa. Samalla huomioitiin, että tyyppikäyttäjien tulee olla riittävän geneerisiä, jotta mahdollisimman moni kuluttuja pystyy samaistumaan tyyppikäyttäjiin.

Energiaviraston nykyisin käyttämät tyyppikäyttäjät ovat:

K1 Kerrostalohuoneisto, ei sähkökiuasta, pääsulake 1x25 A, sähkön käyttö 2 000 kWh/vuosi
K2 Pientalo, sähkökiuas, ei sähkölämmitystä, pääsulake 3x25 A, sähkön käyttö 5 000 kWh/vuosi
L1 Pientalo, suora sähkölämmitys, pääsulake 3x25 A, sähkön käyttö 18 000 kWh/vuosi
L2 Pientalo, osittain varaava sähkölämmitys, pääsulake 3x25 A, sähkön käyttö 20 000 kWh/vuosi
M1 Maatilatalous, peltoviljely, ei sähkölämmitystä, pääsulake 3x35 A, sähkön käyttö 10 000 kWh/vuosi
M2 Maatilatalous, karjatalous, suora sähkölämmitys, pääsulake 3x35 A, sähkön käyttö 35 000 kWh/vuosi
T1 Pienteollisuus, sähkön käyttö 150 000 kWh/vuosi, tehontarve 75 kW
T2 Pienteollisuus, sähkön käyttö 600 000 kWh/vuosi, tehontarve 200 kW
T3 Keskisuuri teollisuus, sähkön käyttö 2 000 000 kWh/vuosi, tehontarve 500 kW
T4 Keskisuuri teollisuus, sähkön käyttö 10 000 000 kWh/vuosi, tehontarve 2 500 kW

Tähän asti Energiavirasto on laskenut näiden tyyppikäyttäjien sähkönkäyttöä talvi/kesäaikana ja päivä/yöaikana Senerin vanhalla Excel-sovelluksella. Myöhemmin tässä raportissa esiteltäviä uusia tyyppikäyttäjiä ja niiden kuormitusprofiileita on verrattu tässä Excel-tiedostossa piilotettuina olleisiin tyyppikäyttäjien kuormitusprofiileihin.

Kerrostalohuoneisto on hyvin selkeä valinta tyyppikäyttäjäksi. Se on lukumääräisesti suurin käyttäjäryhmä ja muodostuu klusterianalyysissa omaksi ryhmäkseen hyvin pienelläkin klusterimäärällä. Sähkökiukaallisten ja kiukaattomien kerrostalohuoneistojen erottamista erillisiksi tyyppikäyttäjiksi harkittiin, mutta siitä luovuttiin, koska kiuastietoja ei ollut saatavilla ja kiukaan olemassaolon määrittäminen tuntimittausdatasta olisi ollut epävarmaa. Kiukaan olemassaolon määrittäminen on ilmeisesti ollut haastava tehtävä myös nykyisten tyyppikäyttäjämääritelmien osalta. Tyyppikäyttäjän K1 kuvauksessa on maininta ”ei sähkökiuasta”, mutta kuormitusprofiilissa on selkeitä lauantai-illan saunan käyttöön viittaavia kuormituspiikkejä. Kerrostalohuoneistoa kuvaavan tyyppikäyttäjän kuormitusprofiili päätettiin siis muodostaa käyttäjäjoukosta, joka sisältää sekä saunallisia että saunattomia huoneistoja.

Pääasiassa kesäaikaan sähköä kuluttava kesämökki lisättiin myös tyyppikäyttäjäksi. Pienen vuosienergiansa takia kesämökit eivät nousseet esille alhaalta päin liikkeelle lähteneessä klusterianalyysissa, mutta niiden suhteellisen suuren lukumäärän ja muista tyyppikäyttäjistä poikkeavien kuormitusprofiilien takia ryhmä päätettiin lisätä tyyppikäyttäjäksi. Valintaan vaikutti myös se, että suurena yksityisasiakkaista koostuvana käyttäjäjoukkona kesämökkiläiset nousevat herkästi esille puhuttaessa sähkön siirron hinnoittelusta. Esimerkiksi tätä tutkimusta tehtäessä (marraskuussa 2018) kesämökkiläisten sähkönsiirtolaskut olivat näkyvästi esillä mediassa (Uusi Suomi 2018).

Pientalojen osalta on helppo löytää perustelut nykyisiä tyyppikäyttäjiä K2, L1 ja L2 vastaavien tyyppikäyttäjien sisällyttämiseksi myös uuteen tyyppikäyttäjämäärittelyyn. Näissäkin ryhmissä nykyisten tyyppikäyttäjien kuvaukset poikkeavat hieman niiden todellisesta sisällöstä. Tyyppikäyttäjä L1 lämmittää käyttöveden yösähköllä ja tyyppikäyttäjä L2 muistuttaa kuormitusprofiililtaan enemmän täysin kuin osittain varaavaa sähkölämmittäjää. Ei-sähkölämmitteiset asunnot, käyttöveden yösähköllä lämmittävät sähkölämmittäjät sekä varaavat sähkölämmittäjät erottuivat klusterianalyyseissä selkeästi omiksi pääryhmikseen. Pientalon käsite sisältää tässä tutkimuksessa omakotitalot, paritalot ja rivitalohuoneistot. Tähän rajaukseen päädyttiin, koska samaa käsitettä käytetään myös Datahubissa.

Usealta taholta tulleiden pyyntöjen seurauksena uusiin tyyppikäyttäjiin lisättiin 10 000 kWh vuodessa kuluttava energiatehokas pientalo. Tämä tyyppikäyttäjä ei noussut esille klusterianalyysissä, koska energiatehokkaiden pientalojen osuus rakennuskannasta on vielä suhteellisen pieni ja ryhmään kuuluvat käyttäjät sulautuvat helposti joko ei-sähkölämmitteisiin tai sähkölämmitteisiin klustereihin. Tulevaisuutta silmällä pitäen, on kuitenkin tärkeää sisällyttää tyyppikäyttäjiin myös tämä alati yleistyvä kuluttajatyyppi. Energiatehokkaan pientalon osalta tyyppikäyttäjämäärittelyssä ei oteta kantaa siihen, miten energiatehokkuus on saavutettu. Se voi olla esimerkiksi maalämpöpumpun tai tavallista paremman lämpöeristyksen ansiota.

Maatalouskuormat näkyivät heikosti klusterianalyysissä, joten maatiloja kuvaavien tyyppikäyttäjien lukumäärä pienennettiin yhteen. Maatiloja edustamaan valittiin karjataloustila, koska se ilmeni klusteroinnin tuloksissa selkeämmin kuin viljatilat. Viljatiloja oli hyvin vaikea saada erottumaan edes silloin, kun käytettiin 50 klusteria. Tämä johtui viljatilojen pienestä lukumäärästä ja siitä, että viljatiloille ominaisen syksyisen viljankuivauspiikin ajoitus vaihteli voimakkaasti eri tilojen välillä. Joillain tiloilla kuivattiin viljaa jo elokuussa, joillain syyskuussa ja joillain vasta lokakuussa. Viljankuivauspiikin ajallinen vaihtelu ja lyhyt kesto johtivat siihen, että keskiarvoistuksen ja käytetyn hahmovektoreiden muodostamismenetelmän takia kuormituspiikit tasoittuivat huomattavasti. Viljatilojen tarkka mallinnus ja erottelu vaatisi tarkempaa paneutumista viljankuivauspiikin ominaisuuksiin. Vuosienergialtaan saman suuruinen energiatehokas pientalo korvaa vanhan tyyppikäyttäjän M1 kokoluokassa 10 000 kWh.

Nykyinen tyyppikäyttäjämäärittely sisältää neljä teollisuutta kuvaavaa tyyppikäyttäjää, mutta ei yhtään liike-elämään (esim. vähittäiskauppaa) kuvaavaa tyyppikäyttäjää. Lisäksi tyyppikäyttäjien T3 ja T4 kuormitusprofiilit ovat täsmälleen samankaltaiset, vain vuosienergiat ovat eri suuruiset. Nämä epäkohdat huomioidaan uudessa tyyppikäyttäjämäärittelyssä lisäämällä tyyppikäyttäjiin kaksi liike-elämää kuvaavaa tyyppikäyttäjää. Ensimmäiseen uuteen liike-elämäryhmään valitaan käyttäjiä, joiden kuormitus painottuu arkipäiviin ja joiden päivittäiset aukioloajat ovat suhteellisen lyhyitä. Toiseen ryhmään valitaan pitkät aukioloajat omaavia ja myös viikonloppuisin auki olevia käyttäjiä (esim. suuret kaupat ja kauppakeskukset). Teollisuusryhmissä tyyppikäyttäjien välisiä eroja kasvatetaan valitsemalla uusiksi tyyppikäyttäjiksi 1-vuoro- ja 3-vuoroteollisuutta edustavat käyttäjät. Kummankin teollisuuskäyttäjän oletetaan liittyvän jakeluverkkoon keskijännitetasolla. Liikkeiden aukioloajat ja teollisuuden vuorojärjestelmät ovat ne tekijät, joiden perusteella nämä käyttäjäryhmät alkavat jakautua klusterianalyysissä silloin, kun klustereiden lukumäärä kasvatetaan.

Kasvihuoneet sekä katu- ja tievalaistus nousivat hyvin voimakkaasti esille alhaalta ylöspäin lähteneessä klusteroinnissa. Kasvihuoneiden todettiin olevan niin pieni ja tarkkaan rajattu käyttäjäryhmä, ettei niitä kannata valita tyyppikäyttäjäryhmäksi. Kasvihuoneet nousivat klusteroinnissa esille lähinnä erittäin suuren keskitehon sekä poikkeuksellisen kuormitusprofiilin takia. Katu- ja tievalaistusten lukumäärä puolestaan mitattiin useissa tuhansissa ja myös niiden kuormitusprofiili poikkeaa merkittävästi muista jo valituista tyyppikäyttäjistä. Katu- ja tievalaistuksen lisäämisestä tyyppikäyttäjiin keskusteltiin projektin työpajoissa. Koska katu- ja tievalaistus on pääasiassa yhteiskunnallisessa omistuksessa, on tämän käyttäjäryhmän mielenkiinto sähkön siirron hinnoittelun kohtuullisuutta kohtaan todennäköisesti pienempää kuin muissa tyyppikäyttäjäryhmissä. Tasapuolisuuden nimissä, ja koska valaistuskuormat erottuivat niin selkeästi klusterianalyysissä, päätettiin myös katu- ja tievalaistus lisätä yhdeksi tyyppikäyttäjäksi. Katu- ja tievalaistuksen sijaan tyyppikäyttäjän kuvauksessa käytettiin kuitenkin yleisempää termiä, ulkovalaistus.

Yhdyskuntahuollolle, vakiotehokuormille ja sekalaiselle tilalämmitykselle ei valittu tyyppikäyttäjiä. Nämä ryhmät koostuvat varsin sekalaisesta joukosta eri tyyppisiä käyttäjiä, joten tyyppikäyttäjän määrittäminen näille ei ollut järkevää. Sekalainen tilalämmitys muistuttaa lisäksi

kuormitusprofiililtaan sähkölämmitteisiä omakotitaloja, joten sen lisääminen tyyppikäyttäjälistaan ei ollut tarpeellista kuormitusprofiilin muodonkaan kannalta.

Tässä vaiheessa oli siis valittu seuraavat 12 alustavaa tyyppikäyttäjää:

- Kesämökki, kulutusta vain kesäisin
- Kerrostalohuoneisto
- Pientalo, ei sähkölämmitystä
- Energiatehokas pientalo
- Pientalo, sähkölämmitys, käyttöveden lämmitys yösähköllä
- Pientalo, varaava sähkölämmitys
- Ulkovalaistus
- Maatalous, karjatila
- Liike-elämä, lyhyet aukioloajat, kiinni viikonloppuisin
- Liike-elämä, pitkät aukioloajat, auki viikonloppuisin
- Teollisuus, 1-vuoro, KJ-liittymä
- Teollisuus, 3-vuoro, KJ-liittymä

Myöhemmin projektin työpajoissa saatujen kommenttien ja lisätutkimusten perusteella, kerrostalohuoneistoa kuvaava tyyppikäyttäjä päätettiin jakaa vielä kahteen tarkemmin määritettyyn ryhmään, sen mukaan onko huoneistossa yksi- vai kolmivaiheinen sähköliittymä. Lisäksi tyyppikäyttäjämääritelmiin lisättiin pienjänniteverkkoon liittynyttä teollisuutta kuvaava tyyppikäyttäjä. Tämä tyyppikäyttäjän lisäyksen tarkoitus oli paitsi edustaa PJ-teollisuutta, niin myös täyttää tyyppikäyttäjiin jäänyt aukko keskikokoisissa tehotariffituotteelle osuvissa käyttäjissä. Lopulliseksi tyyppikäyttäjien lukumääräksi muodostui siis 14.

## 2.3. Tyyppikäyttäjämääritelmien tarkentaminen

Tyyppikäyttäjien sulakekoot ja vuosienergiat määritettiin Carunan asiakastietojen ja Carunan tuntimittausdatan perusteella tehdyn klusteroinnin tulosten avulla. Ensin 50 klusterin joukosta valittiin klusteri (tai klusterit), joka vastasi parhaiten tarkasteltavaa tyyppikäyttäjää. Tämän jälkeen klusterin sisältä valittiin ne asiakkaat, jotka vastasivat käyttötarkoitukseltaan tarkasteltavaa tyyppikäyttäjää. Tämän vaiheen tarkoitus oli toisaalta suodattaa käyttötarkoitustiedoissa olevat virheet ja toisaalta myös poistaa klusteriin ryhmittyneet muita käyttötarkoituksia edustavat käyttäjät. Seuraavaksi jäljelle jääneestä käyttäjäjoukosta selvitettiin yleisin sulakekoko. Lopulta valitun klusterin, käyttötarkoitustiedon, ja yleisimmän sulakekoon rajaamalle käyttäjäjoukolle laskettiin keskimääräinen vuosienergia. Näin saatiin lopulliset tyyppikäyttäjäkohtaiset sulakekoot sekä vuosienergiat, jotka ovat lähimpään tasalukuun pyöristettynä:

1) Kesämökki, kulutusta vain kesäisin, pääsulake 3x25A, sähkön käyttö 1 000 kWh/vuosi
2) Kerrostalohuoneisto, pääsulake 1x25A, sähkön käyttö 1 500 kWh/vuosi
3) Kerrostalohuoneisto, pääsulake 3x25A, sähkönkäyttö 2500 kWh/vuosi
4) Pientalo, ei sähkölämmitystä, 3x25A, sähkön käyttö 5000 kWh/vuosi
5) Energiatehokas pientalo, sähkölämmitys, pääsulake 3x25A, sähkön käyttö 10 000 kWh/vuosi*
6) Pientalo, suora sähkölämmitys, käyttöveden lämmitys yösähköllä, pääsulake 3x25A, sähkön käyttö 16 000 kWh/vuosi
7) Pientalo, varaava sähkölämmitys, pääsulake 3x25A, sähkön käyttö 19 000 kWh/vuosi
8) Ulkovalaistus, hämäräkytkin, pääsulake 3x35A, sähkön käyttö 34 000 kWh/vuosi
9) Maatalous, karjatalous, pääsulake 3x35A, sähkön käyttö 42 000 kWh/vuosi
10) Liike-elämä, lyhyet aukioloajat, kiinni viikonloppuisin, pääsulake 3x63A, sähkön käyttö

50 000 kWh/vuosi

11) Teollisuus, 1-vuoro, Pääsulake 3x160A, sähkön käyttö 180 000 kWh/vuosi
12) Liike-elämä, pitkät aukioloajat, auki viikonloppuisin, pääsulake 3x400A, sähkön käyttö 600 000 kWh/vuosi
13) Teollisuus, 1-vuoro, KJ-liittymä, sähkön käyttö 1 000 000 kWh/vuosi
14) Teollisuus, 3-vuoro, KJ-liittymä, sähkön käyttö 6 000 000 kWh/vuosi

* Tyyppikäyttäjän 5 vuosienergia oli kiinnetty jo etukäteen

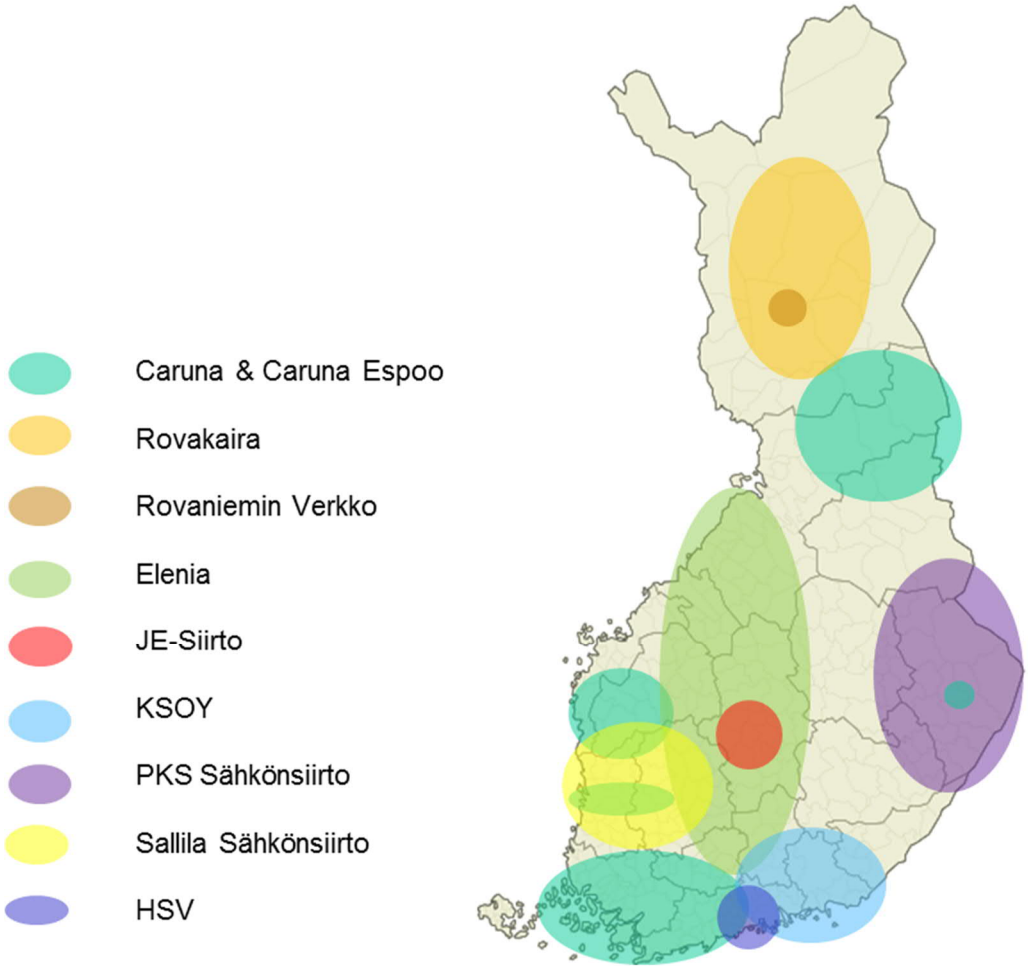
Kun tyyppikäyttäjät oli saatu määriteltyä, Energiavirasto lähetti projektiin osallistuneille sähköverkkoyhtiölle tietopyynnön, jossa yhtiöitä pyydettiin toimittamaan sähkönkulutuksen tuntimittauksia näihin määritelmiin sopivilta käyttäjiltä. Carunan tuntimittaustiedoilla oli suuri merkitys tyyppikäyttäjien valinnassa ja sulakekokojen sekä vuosienergioiden määrityksessä, mutta tällä tavalla toimien vältettiin tilanne, jossa myös muut verkkoyhtiöt olisivat joutuneet toimittamaan tutkijoille mittaukset kaikista verkkonsa käyttöpaikoista. Nyt toimitettavat mittaukset voitiin rajata tiettyihin käyttäjäryhmiin, tiettyihin sulakekokoihin ja tietyille vuosienergiaintervalleille. Koska edellä määritettyihin tyyppikäyttäjäryhmiin sopivia tuntimittauksia saatiin usealta verkkoyhtiöltä, projektin tärkeimpänä tuloksena saatavat tyyppikäyttäjäkohtaiset kuormitusprofiilit ja huipputehotiedot perustuvat usean eri verkkoyhtiön mittaustietoihin, eivätkä pelkästään Carunan mittaustietoihin.

# 3. Mittausaineisto

Koska tavoitteena on valtakunnallisten tyyppikäyttäjämäärittelyiden päivittäminen, sähkönkulutusmittauksia pyydettiin usealta sähköverkkoyhtiöltä. Mittausdataa saatiin kymmeneltä verkkoyhtiöltä, jotka yhdessä edustavat kattavasti sekä maaseutu- että kaupunkipainotteisia verkkoyhtiöitä eri puolella Suomea. Tutkimukseen osallistuneet sähköverkkoyhtiöt, niiden toimittamat mittausmäärät ja sähkönkäyttöpaikkojen kokonaismäärät on listattu taulukkoon 3.1. Carunan, Elenian ja Helenin osalta sähköverkkoyhtiöiden toimittamaa dataa täydennettiin TTY:n hallussa jo valmiiksi olleilla mittauksilla, joiden lukumäärä on merkitty suluissa taulukkoon 3.1. Yhteensä tutkimukseen osallistuneet sähköverkkoyhtiöt edustavat 51 prosenttia Suomen sähkönkäyttöpaikoista. Verkkoyhtiöiden maantieteellistä peittoa on havainnollistettu – karkealla tasolla – kuvassa 3.1.

Taulukko 3.1. Käytettävissä ollut mittausaineisto verkkoyhtiöittäin.

| | Käytettävissä olleet sähkönkäyttöpaikkojen mittaukset (kpl) | | Mittausten aikaväli | Sähkönkäyttö-paikkojen kokonaismäärä (kpl) |
|---|---|---|---|---|
| | Pätöteho otto | Loisteho otto/anto | | |
| Caruna & Caruna Espoo Oy | (652300) | 130/32 | 2015–2017 + (2015–2016) | 671937 |
| Elenia Oy | 2000 + (7606) | 142/0 | 9/2016–8/2018 + (1/2014–8/2016) | 424064 |
| Helen Sähköverkko Oy | 3731 + (32247) | 306/306 | 2016–2017 + (2013–2014) | 383621 |
| JE-Siirto Oy | 4924 | 4924/0 | 8/2016–7/2018 | 55324 |
| Kymenlaakson Sähköverkko Oy | 5309 | 51/0 | 8/2016–7/2018 | 102826 |
| PKS Sähkönsiirto Oy | 6251 | 37/0 | 2016–2017 | 88602 |
| Rovakaira Oy | 1542 | 0/0 | 2016–2017 | 30403 |
| Rovaniemen Verkko Oy | 764 | 0/0 | 2016–2017 | 26382 |
| Sallila Sähkönsiirto Oy | 622 | 74/54 | 9/2016–8/2018 | 23054 |




Kuva 3.1. Tutkimukseen osallistuneiden sähköverkkoyhtiöiden maantieteellinen sijainti.

Taulukoissa 3.2 ja 3.3 on esitetty tietopyynnöllä saatujen tuntimittausten jakaantuminen eri tyyppikäyttäjäryhmiin. Tässä taulukossa ryhmätiedot perustuvat vielä verkkoyhtiöiden omiin arvioihin käyttäjäryhmistä. Ryhmittely on tässä vaiheessa vielä suuntaa antava ja joissain tapauksissa ryhmätieto puuttuu (-), koska verkkoyhtiöillä ei ole työkaluja näin tarkkaan käyttäjien jaotteluun. Taulukoista puuttuu mittaukset jotka TTY:llä oli jo valmiina (pätötehomittaukset Carunan, Helenin ja Elenian verkoista), koska näille mittauksille ei ollut tehty vastaavaa esiluokittelua. Taulukoista puuttuu myös tyyppikäyttäjät 2 ja 11, koska ne päätettiin lisätä vasta tietopyynnön lähettämisen jälkeen. Carunalta saatiin jälkikäteen loistehomittauksia ryhmään 11.

Taulukkoista 3.2 ja 3.3 nähdään, että kotitalousryhmistä on käytettävissä riittävä määrä mittauksia, mutta suuremmilta käyttäjiltä mittauksia on vähemmän. Erityisesti suurten käyttäjien loistehomittauksia on niin vähän, että tutkimuksen tuloksissa saattaa olla liian pienistä otoksista johtuvaa epävarmuutta. Tutkimuksen seuraavassa vaiheessa kaikki käytettävissä olevat mittaukset klusteroidaan, jotta virheet taulukoissa esitetyistä verkkoyhtiöiden suuntaa antavista luokittelutiedoista voidaan suodattaa pois.

Taulukko 3.2. Tietopyynnöllä saatu tuntimittausten lukumäärä (käyttöpaikkaa) tyyppikäyttäjätyhmittäin, pätötehomittaukset.

| Yhtiö / tyyppikäyttäjäryhmä | 1 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 12 | 13 | 14 | Yht. |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Elenia Oy | 200 | 165 | 200 | 0 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 53 | 92 | 0 | 2 000 |
| Helen Sähköverkko Oy | 0 | 1000 | 444 | 391 | 442 | 238 | 669 | 0 | 238 | 48 | 219 | 42 | 3 731 |
| JE-Siirto Oy | 0 | 3797 | 386 | 130 | 197 | 386 | 15 | 0 | 0 | 9 | 4 | 0 | 4 924 |
| Kymenlaakson Sähköverkko Oy | 33 | 990 | 944 | 991 | 991 | 963 | 54 | 164 | 155 | 10 | 10 | 4 | 5 309 |
| PKS Sähkönsiirto Oy | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 46 | 134 | 60 | 0 | 7 | 4 | 6 251 |
| Rovakaira Oy | 113 | 318 | - | - | - | - | 245 | 88 | - | - | - | - | 1 542 |
| Rovaniemen Verkko Oy | 0 | 97 | 165 | 178 | 58 | 163 | 23 | 0 | 56 | 17 | 7 | 0 | 764 |
| Sallila Sähkönsiirto Oy | 86 | 59 | 85 | 17 | 93 | - | 37 | 95 | 76 | - | - | - | 622 |
| Yht. | 1312 | 7108 | 3224 | 2707 | 2981 | 2950 | 1044 | 593 | 785 | 137 | 339 | 50 | |
| | | | | | | | | | | | | Yht. | 25131 |

Taulukko 3.3. Tietopyynnöllä saatu tuntimittausten lukumäärä (käyttöpaikkaa) tyyppikäyttäjätyhmittäin, loistehomittaukset otto/anto.

| Yhtiö / tyyppikäyttäjäryhmä | 1 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | Yht. |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Caruna & Caruna Espoo Oy | 0/0 | 0/0 | 0/0 | 0/0 | 0/0 | 0/0 | 0/0 | 0/0 | 0/0 | 43/32 | 68/0 | 8/0 | 11/0 | 130/32 |
| Elenia Oy | 0/0 | 0/0 | 0/0 | 0/0 | 0/0 | 0/0 | 0/0 | 0/0 | 0/0 | 0/0 | 53/0 | 89/0 | 0/0 | 142/0 |
| Helen Sähköverkko Oy | 0/0 | 0/0 | 0/0 | 0/0 | 0/0 | 0/0 | 0/0 | 0/0 | 0/0 | 0/0 | 48/31 | 216/177 | 42/32 | 306/240 |
| JE-Siirto Oy | 0/0 | 3797/0 | 386/0 | 130/0 | 197/0 | 386/0 | 0/0 | 15/0 | 0/0 | 0/0 | 9/0 | 4/0 | 0/0 | 4924/0 |
| Kymenlaakson Sähköverkko Oy | 0/0 | 0/0 | 0/0 | 0/0 | 0/0 | 0/0 | 0/0 | 2/0 | 27/0 | 0/0 | 9/0 | 9/0 | 4/0 | 51/0 |
| PKS Sähkönsiirto Oy | 0/0 | 0/0 | 0/0 | 0/0 | 0/0 | 0/0 | 0/0 | 0/0 | 26/0 | 0/0 | 0/0 | 7/0 | 4/0 | 37/0 |
| Rovakaira Oy | 0/0 | 0/0 | 0/0 | 0/0 | 0/0 | 0/0 | 0/0 | 0/0 | 0/0 | 0/0 | 0/0 | 0/0 | 0/0 | 0/0 |
| Rovaniemen Verkko Oy | 0/0 | 0/0 | 0/0 | 0/0 | 0/0 | 0/0 | 0/0 | 0/0 | 0/0 | 0/0 | 0/0 | 0/0 | 0/0 | 0/0 |
| Sallila Sähkönsiirto Oy | 0/0 | 0/0 | 0/0 | 0/0 | 0/0 | 0/0 | 1/0 | 0/0 | 0/0 | 0/0 | - | - | - | 74/54 |
| Yht. | 0/0 | 3797/0 | 386/0 | 130/0 | 197/0 | 386/0 | 1/0 | 17/0 | 53/0 | 43/32 | 187/31 | 333/177 | 61/32 | |
| | | | | | | | | | | | | | Yht. | 5664/326 |

# 4. Tyyppikäyttäjien kuormitusprofiilien ja huipputehojen laskenta

## 4.1. Kaikkien käyttöpaikkojen klusterointi

Osiossa 1.2 kuvattua menetelmää käyttäen, kaikki 710 463 käyttöpaikkaa, joille pystyttiin muodostamaan aukoton hahmovektori, klusteroitiin 50 käyttäjäsegmenttiin. Löydetyt klusterit ja niiden kuvaukset on esitetty taulukossa 4.1. Menetelmään kuuluvan lämpötilanormalisoinnin vaatimat lämpötilamittaukset noudettiin Ilmatieteen laitoksen avoimesta tietokannasta. Lämpötilamittaukset yhdistettiin tuntimittauksiin kunta- tai postinumerotietojen avulla, jotka sisältyivät sähköverkkoyhtiöiden toimittamiin asiakastietoihin.

Taulukko 4.1. Klusteroinnin tulokset.

| Klustereiden kuvaukset | Käyttäjiä (kpl) | Kokonaisenergia (GWh) |
|---|---|---|
| 1) Teollisuus, 1-vuoro, arkisin (7-17) | 1806 | 201,0 |
| 2) Teollisuus, 2-vuoro, arkisin (6-23) | 317 | 181,7 |
| 3) Teollisuus, 3-vuoro, arkisin (0-24) | 594 | 545,3 |
| 4) Teollisuus & liike-elämä, lyhyet aukioloajat (8-16), kiinni viikonloppuisin | 1468 | 301,3 |
| 5) Liike-elämä, lyhyet aukioloajat (7-18), kiinni viikonloppuisin | 1630 | 569,8 |
| 6) Liike-elämä, pitkät aukioloajat (7-22), auki viikonloppuisin, jäähdytyskuormaa | 6340 | 444,5 |
| 7) Sekalaiset suuret käyttäjät, tasainen kuormitus ympäri vuoden, kesällä suurempi | 10062 | 472,0 |
| 8) Yhdyskuntahuolto, tasainen, lämpötilariippuva | 11738 | 97,3 |
| 9) Kasvihuone, suuri talvikuorma ja pieni kesäkuorma | 75 | 128,9 |
| 10) Kasvihuone, suuri talvikuorma ja ei kesäkuormaa | 373 | 99,8 |
| 11) Teollisuus, 1-vuoro, arkisin (7-17), suuri vuorokausivaihtelu | 2866 | 106,2 |
| 12) Liike-elämä & teollisuus, sähkölämmitys, lyhyet aukioloajat (7-17), kiinni viikonloppuisin | 2906 | 158,3 |
| 13) Liike-elämä, keskipitkät aukioloajat (7-20), kiinni viikonloppuisin | 4474 | 276,0 |
| 14) Liike-elämä, keskipitkät aukioloajat (7-19), kiinni viikonloppuisin | 1994 | 309,0 |
| 15) Liike-elämä, pitkät aukioloajat (7-22), auki viikonloppuisin, pieni vuorokausivaihtelu | 24169 | 443,4 |
| 16) Liike-elämä, pitkät aukioloajat (7-22), auki viikonloppuisin, suuri vuorokausivaihtelu | 3881 | 179,6 |
| 17) Yhdyskuntahuolto, päiväpainotteinen kuormitus (7-17), pieni kesäkuorma | 1346 | 137,8 |
| 18) Pientalot, sähkölämmitys, keskisuuri vuorokausivaihtelu | 38609 | 386,7 |
| 19) Kerrostaloasunnot ja pientalot ilman sähkölämmitystä | 71319 | 340,1 |
| 20) Pientalot ja muu tilalämmitys, suuri lämpötilariippuvuus | 27277 | 346,7 |
| 21) Pientalot ja muu tilalämmitys, keskisuuri lämpötilariippuvuus | 25951 | 580,1 |
| 22) Pientalot ja muu tilalämmitys, pieni lämpötilariippuvuus | 22683 | 425,5 |
| 23) Liike-elämä, lyhyet aukioloajat (9-18), auki lauantaisin, kiinni sunnuntaisin | 5188 | 58,1 |
| 24) Kerrostaloasunnot, ei saunaa | 57783 | 188,4 |
| 25) Kerrostaloasunnot, pieni päiväkulutus, suuri iltapiikki klo 20 | 37762 | 124,3 |
| 26) Kerrostaloasunnot, pieni päiväkulutus, suuri iltapiikki klo 21 | 41569 | 125,7 |
| 27) Kerrostaloyhtiöt, sauna perjantaisin ja lauantaisin | 10214 | 97,3 |
| 28) Kerros- ja rivitaloyhtiöt, kuormituspiikki lämmityskaudella arkiaamuisin klo 7 | 3776 | 35,4 |
| 29) Pientalot, sähkölämmitys, pieni vuorokausivaihtelu | 49019 | 778,4 |
| 30) Pientalot, sähkölämmitys, suuri vuorokausivaihtelu | 33940 | 451,7 |
| 31) Pientalot, ja vapaa-ajan asunnot, sähkölämmitys, suuri loppuvuoden kulutus | 10815 | 64,1 |
| 32) Pientalot ja vapaa-ajan asunnot, sähkölämmitys, suuri alkuvuoden kulutus | 17670 | 113,7 |
| 33) Kesämökit, kuormitusta pääasiassa kesäisin | 33646 | 65,4 |
| 34) Maatalous, karjatalous, kuormituspiikit aamuisin klo 8 ja iltaisin klo 19 | 5366 | 46,5 |
| 35) Maatalous, viljankuivaus elokuussa* | 3031 | 16,0 |
| 36) Maatalous, viljankuivaus syyskuussa* | 3812 | 24,5 |
| 37) Maatalous, viljankuivaus lokakuussa* | 9847 | 43,5 |
| 38) Katu- ja tievalaistus, päällä koko pimeän ajan | 5168 | 147,4 |
| 39) katu- ja tievalaistus, päällä iltaisin ja aamuisin | 2264 | 30,5 |
| 40) Vakiotehokuorma | 17314 | 489,8 |

| | | |
|---|---|---|
| 41) Ei kulutusta | 3554 | 0,0 |
| 42) Omakotitalo, yösähkö, määrittelemätön ohjausryhmä | 14337 | 259,8 |
| 43) Omakotitalo, ohjausryhmä 1, lyhyt varausaika | 12281 | 175,9 |
| 44) Omakotitalo, ohjausryhmä 1, pitkä varausaika | 7340 | 64,7 |
| 45) Omakotitalo, ohjausryhmä 2, lyhyt varausaika | 16719 | 280,4 |
| 46) Omakotitalo, ohjausryhmä 2, pitkä varausaika | 7625 | 85,8 |
| 47) Omakotitalo, ohjausryhmä 3, lyhyt varausaika | 17065 | 334,6 |
| 48) Omakotitalo, ohjausryhmä 3, pitkä varausaika | 9172 | 85,8 |
| 49) Omakotitalo, ohjausryhmä 4 (klo 22-07), lyhyt varausaika | 10021 | 164,3 |
| 50) Omakotitalo, ohjausryhmä 4 (klo 22-07), pitkä varausaika | 2287 | 45,1 |

* Viljankuivauskuormat eivät luonnostaan nousseet esille klusteroinnissa, tässä ne on pakotettu esille alustamalla klusterit manuaalisesti etsityillä esimerkeillä ja estämällä näiden klusterikeskusten päivittyminen.

## 4.2. Lopullisen tyyppikäyttäjäjoukon valinta

Lopulliset tyyppikäyttäjäjoukot, joita myöhemmin käytetään tyyppikäyttäjien kuormitusprofiilien ja huipputehojen laskentaan, määritettiin seuraavasti:

1. Edellä lasketuista 50 klusterista valitaan yksi tai useampi klusteri, joka sisältää tyyppikäyttäjäkuvauksen kaltaisia käyttäjiä. Käyttäjäjoukko rajataan niihin, jotka kuuluvat valittuihin klustereihin ja joiden käyttötarkoitus tai muu esiluokittelutieto vastaa tyyppikäyttäjää.
2. Käyttäjäjoukkoa rajataan edelleen vaiheiden lukumäärä ja sulakekoon mukaan. Muutamien suurimpien tyyppikäyttäjien tapauksessa jouduttiin käyttämään laajempaa sulakekokointervallia, jotta otoksesta saatiin riittävän suuri.
3. Käyttäjäjoukosta poistetaan ne, joiden minimietäisyys valittujen klustereiden keskuksista on suuri. Käyttäjät järjestetään minimietäisyyden mukaan laskevaan järjestykseen ja etäisyydeltään suurimmat 20 % poistetaan. Tämä vaihe toimii outliereiden suodatuksena ja varmistaa ettei tyyppikäyttäjäjoukkoon jaa poikkeuksellisesti käyttäytyviä sähkönkäyttäjiä, joille klusteroinnissa ei löytynyt parempaakaan vaihtoehtoista klusteria.
4. Käyttäjäjoukosta poistetaan ne, joiden mitattu huipputeho on yli 1,25 kertainen tyyppikäyttäjän sulakekoon sallimaan maksimiin verrattuna. Tämä varmistaa, ettei tyyppikäyttäjäjoukkoon valita sulaketiedoiltaan pahasti virheellisiä käyttöpaikkoja.
5. Lopulta käyttäjäjoukosta valitaan vain ne, joiden vuosienergia on lähellä tyyppikäyttäjälle aikaisemmin määritettyä vuosienenergiaa.

Taulukkoon 4.2 on koottu tyyppikäyttäjäjoukkojen valinnassa käytetyt rajoitteet.

Vaiheen 4 jälkeen tarkistettiin, että tähän mennessä valitun tyyppikäyttäjäjoukon keskimääräinen vuosienergia vastasi edelleen tyyppikäyttäjälle aikaisemmin määritettyä vuosienergiaa (lähimpään tasalukuun pyöristettynä). Tarvittaessa tyyppikäyttäjän vuosienergiaa korjattiin. Tarkistuksessa jätettiin huomioimatta tietopyynnön kautta saadut mittaukset, koska ne eivät etukäteen valittujen vuosienergiaintervallien takia olleet vuosienergialtaan satunnaisia otoksia.

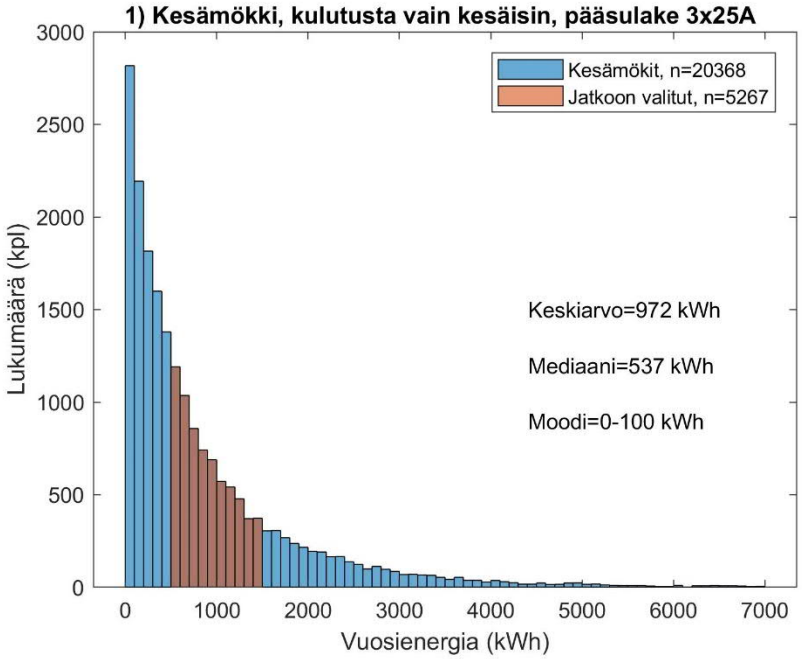
Tässä tutkimuksessa, tyyppikäyttäjän vuosienergia on määritetty vastaamaan vaiheissa 1-4 valitun tyyppikäyttäjäjoukon keskimääräistä vuosienergiaa. Toisaalta voitaisiin myös väittää, että tyypillisin vuosienergia löytyy tyyppikäyttäjäjoukon vuosienergioiden moodin kohdalta. Moodi, jota usein kutsutaan myös tyyppiarvoksi, on havaintoaineiston useimmiten esiintyvä arvo tai tässä tapauksessa vuosienergiväli jolla on suurin esiintymistiheys. Kuvat 4.1–4.3 havainnollistavat kuinka vuosienergian keskiarvo ja moodi eroavat eri tyyppikäyttäjäjoukoilla. Mitä pienempi tyyppikäyttäjäjoukon keskimääräinen vuosienergia on, sitä enemmän moodi eroaa keskiarvosta. Jos otoskoko on pieni, myös satunnaisuus vaikuttaa helposti moodiin. Keskiarvon käyttöä voidaan perustella myös sillä, että kulutuspohjaisen (kWh) hinnoittelun kohtuullisuutta arvioitaessa moodiin perustuva vuosienergiarvio

antaisi pienemmän kustannusarvion kuin mitä vaiheissa 1-4 valitun tyyppikäyttäjäjoukon keskimääräinen kustannus todellisuudessa olisi.

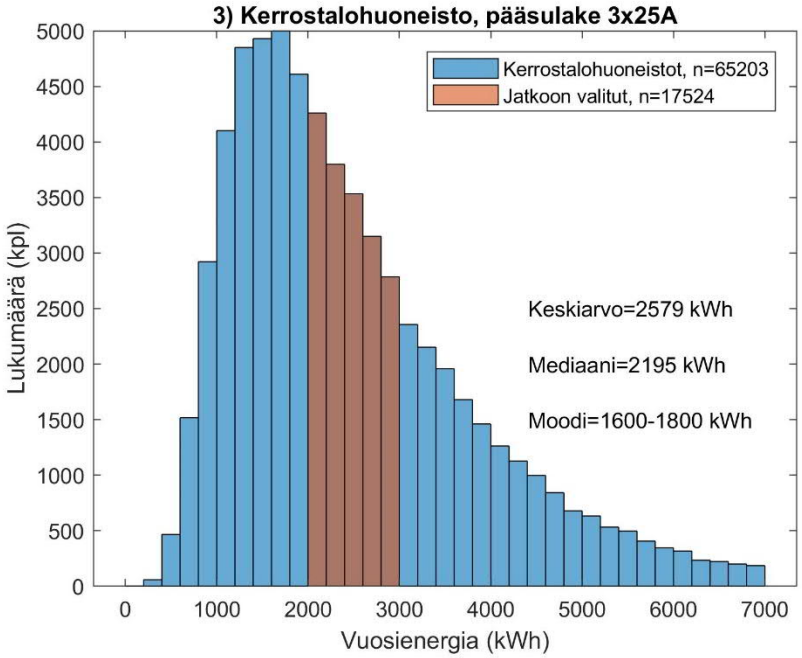
Tyyppikäyttäjän 5, energiatehokas pientalo, käyttäjäjoukon lisärajoitteena käytettiin ehtoa, että käyttäjän vuosienergiaan 10 MWh normalisoidun lämmityskauden (lokakuu-huhtikuu) lämpötilariippuvuuden on oltava välillä 30–40 W/°C. Kuvassa 4.4. on esitetty kaikkien pientalojen normalisoidut lämpötilariippuvuuskertoimet. Kuvasta voidaan tulkita, että tyypillisen sähkölämmitteisten pientalon lämpötilariippuvuus on välillä 30–70 W/°C ja ei-sähkölämmitteisen välillä 0–20 W/°C. Energiatehokkaat pientalot eivät pienen lukumääränsä takia näy tässä kuvassa erillisenä histogrammista nousevana kohoumana, joten teimme oletuksen, että lämpötilariippuvuudeltaan pienimmät sähkölämmitteiset pientalot edustavat energiatehokkaita pientaloja.

Taulukko 4.2. Tyyppikäyttäjäjoukon valinnassa käytetyt rajoitteet.

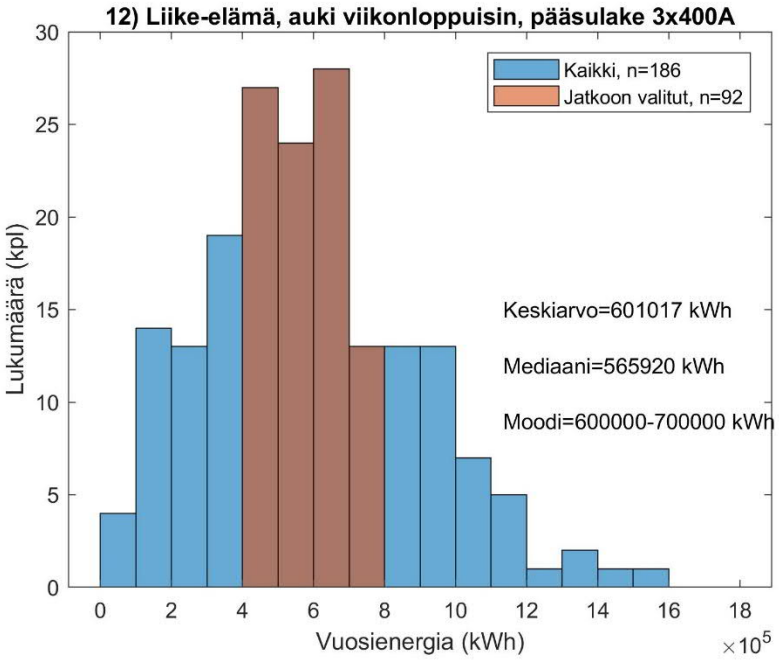
| Tyyppi-käyttäjä | Klusterit | Käyttötarkoitus | Sulakekoko (A) | Vuosienergia-intervalli (MWh) | Lopullinen otoskoko, (pätö/loisotto/loisanto) (kpl) |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 33 | vapaa-ajan asunto | 3×25 | 0,5–1 | 5267 |
| 2 | 19,24,25,26 | kerrostaloasunto | 1×25 | 1–2 | 5668 |
| 3 | 19,24,25,26 | kerrostaloasunto | 3×25 | 2–3 | 17524 |
| 4 | 19,24,25,26 | pientalo | 3×25 | 4–6 | 5725 |
| 5 | 18 | pientalo | 3×25 | 8–12 | 872 |
| 6 | 49 | pientalo | 3×25 | 14–18 | 1345 |
| 7 | 50 | pientalo | 3×25 | 15–23 | 308 |
| 8 | 38 | katu- ja tieval. | 3×35 | 22–46 | 280 |
| 9 | 34 | maatalous | 3×35 | 32–52 | 103 |
| 10 | 4,5,12,13,14 | liike-elämä | 3×50–80 | 30–70 | 300 |
| 11 | 1,11,12 | teollisuus | 3×80–900 | 150–210 | 39/35/27 |
| 12 | 6,15,16 | liike-elämä | 3×315–500 | 400–800 | 92/32/1 |
| 13 | 1,4,11 | teollisuus | KJ-liittymä | 500–1500 | 51/36/17 |
| 14 | 3 | teollisuus | KJ-liittymä | 3000–9000 | 24/19/2 |



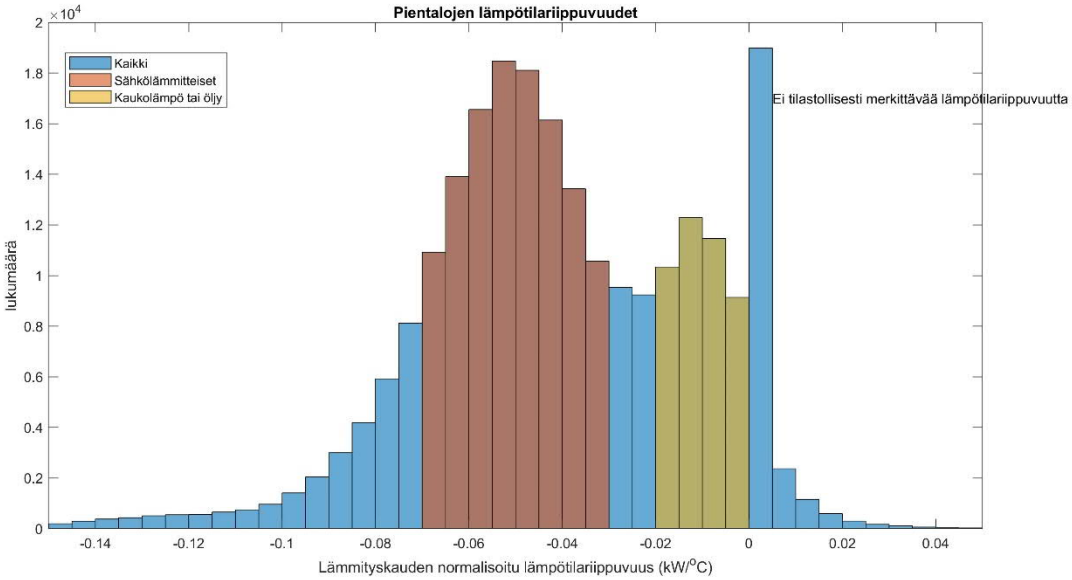

Kuva 4.1. Kesämökkien vuosienergiajakauma.




Kuva 4.2. Kolmivaiheisten kerrostalohuoneistojen vuosienergiajakauma.




Kuva 4.3. Viikonloppuisin auki olevan liike-elämän vuosienergianjakauma sulakekoossa 3×315–500 A.




Kuva 4.4. Pientalojen normalisoidut lämpötilariippuvuudet.

## 4.3. Kuormitusprofiilien laskenta

Kun tyyppikäyttäjäjoukot on valittu, kullekin tyyppikäyttäjäjoukolle lasketaan kuukausittaiset lämpötilariippuvuuskertoimet. Kuormitusprofiilit tullaan normalisoimaan pitkän ajan (1985-2015) lämpötilakeskiarvojen mukaiseen lämpötilaan, joten lasketaan myös tutkimukseen osallistuneiden verkkoyhtiöiden käyttöpaikkamäärillä painotettu pitkän ajan keskilämpötila.

Tyyppikuormitusprofiilit lasketaan vuoden 2018 mukaisella viikonpäiväjaolla. Vuoden 2018 jokaiselle tunnille lasketaan lämpötilakorjattu keskiarvo seuraavasti:

1. Tyyppikäyttäjäjoukon mittauksista etsitään ne tunnit, jotka vastaavat tarkasteltavaa tuntia tunnin ja viikonpäivätyypin (ma-su) osalta ja sijaitsevat ajallisesti korkeintaan 15 vuorokautta kyseistä tuntia jäljessä tai edellä. Osiossa 5.1 listattuina erikoispäivinä vastaavia tunteja etsitään vain mittausaikasarjojen vastaavilta erikoispäiviltä ilman 15 vuorokauden rajoitusta. Sekä mitatut käyttöpaikkakohtaiset tuntitehot, tiedot siitä minkä verkkoyhtiön alueelta mittaukset ovat, että tunnin keskilämpötilat tallennetaan.
2. Koska mittausten lukumäärät eri verkkoyhtiöistä vaihtelevat, eikä niiden suhteellinen lukumäärä vastaa verkkoyhtiöiden todellista käyttäjämäärää, kohdassa 1 lasketuista tuntitehoista ja tuntilämpötiloista lasketaan verkkoyhtiöiden käyttöpaikkamäärillä painotetut keskiarvot. Tässä vaiheessa on syytä kuitenkin varoa, että yksittäiselle mittaukselle ei anneta liian suurta painoarvoa. Painotus voidaan tehdä vain, jos verkkoyhtiön alueelta on riittävä määrä mittauksia. Jotta painotusvalinta ei olisi porrasmainen, käytettiin painotuksen painotukseen funktiota $k = 1/\left(1 + 10^{-0{,}05\times(N-50)}\right)$. Käytännössä tämä tarkoittaa sitä, että mikäli tuntitehojen verkkoyhtiökohtainen otoskoko oli pienempi kuin 20, sai tämä otos hyvin lähellä nollaa olevan painoarvon ja jos otoskoko oli suurempi kuin 70 oli painoarvo hyvin lähellä käyttöpaikkamäärän mukaista painoarvoa.
3. Painotetun tuntitehojen keskiarvon, painotetun tuntilämpötilojen keskiarvon, tunnin lämpötilan pitkän ajan odotusarvon sekä tyyppikäyttäjäjoukon lämpötilariippuvuuskertoimen avulla lasketaan painotetun tuntitehon lämpötilanormalisoitu keskiarvo. Myös kohdassa 1 tallennetuille yksittäisille tuntitehoille suoritetaan lämpötilanormalisointi.
4. Lämpötilanormalisoitujen yksittäisten tuntitehojen suhteellinen osuus verkkoyhtiöittäin korjataan vastaamaan verkkoyhtiöiden käyttöpaikkamäärien suhdetta, monistamalla aliedustettujen verkkoyhtiöiden mittauksia satunnaisesti, kunnes suhdeluvut täsmäävät. Monistetut tuntitehot tallennetaan.

Kun vuoden 2018 jokainen tunti on käyty edellä kuvatulla tavalla läpi, saatu kuormitusprofiili (lämpötilanormalisoidut ja painotetut tuntitehojen keskiarvot) normalisoidaan vielä tyyppikäyttäjälle aikaisemmin määritettyyn vuosienergiaan. Samalla normalisointikertoimella kerrotaan myös kaikki tallennetut lämpötilanormalisoidut ja monistetut tuntitehot. Tämän jälkeen vuoden jokaiselle tunnille lasketaan näistä tuntitehoista jakaumaparametrit. Tuntitehojen jakaumaan sovitetaan neljä erilaista mallia ja lisäksi tallennetaan histogrammitiedot. Käytetyt jakaumamallit ovat normaalijakauma, log-normaalijakauma, kahden normaalijakauman yhdistelmä ja log-normaalijakauman sekä normaalijakauman yhdistelmä. Nämä jakaumamallit, niiden parametrit ja käyttö on selitetty tarkemmin luvuissa 5.3, 7 ja 8.

Tuloksena saadaan siis tyyppikäyttäjien kuormitusprofiilit vuoden 2018 kalenterissa. Tyyppikäyttäjille 11–14 laskettiin myös loistehon otto- ja antoprofiilit. On syytä huomioida, että loistehoprofiilit, ja varsinkin loisantoprofiilit on muodostettu varsin pienistä otoksista. Kaikki kuormitusprofiilit löytyvät tulostiedostosta Kuormitusprofiilit.xlxs. Kuormitusprofiilien jakaumaparametrit löytyvät tyyppikäyttäjäkohtaisista tulostiedostoista Jakaumat tyyppikäyttäjä 1–14.xlsx.

## 4.4. Huipputehotietojen laskenta

Huipputehojen mallinnusta vaikeuttaa se, että eri sähköverkkoyhtiöillä on käytössä erilaisia määritelmiä huipputeholle. Joku laskuttaa kuukauden suurimman tuntitehon mukaan, ja joku toinen taas vuoden kahden suurimman talviarkipäivänä mitatun tuntitehon keskiarvon mukaan. Tammikuussa 2019, Suomessa toimivilla sähköverkkoyhtiöillä oli käytössä 18 erilaista tapaa laskea huippupätöteho. Kaikki uniikit huipputehon laskentatavat on listattu taulukkoon 4.3 pätötehon osalta ja taulukkoon 4.4 loistehon osalta.

Taulukko 4.3. Tammikuussa 2019 käytössä olleet määritelmät pätötehohuipulle.

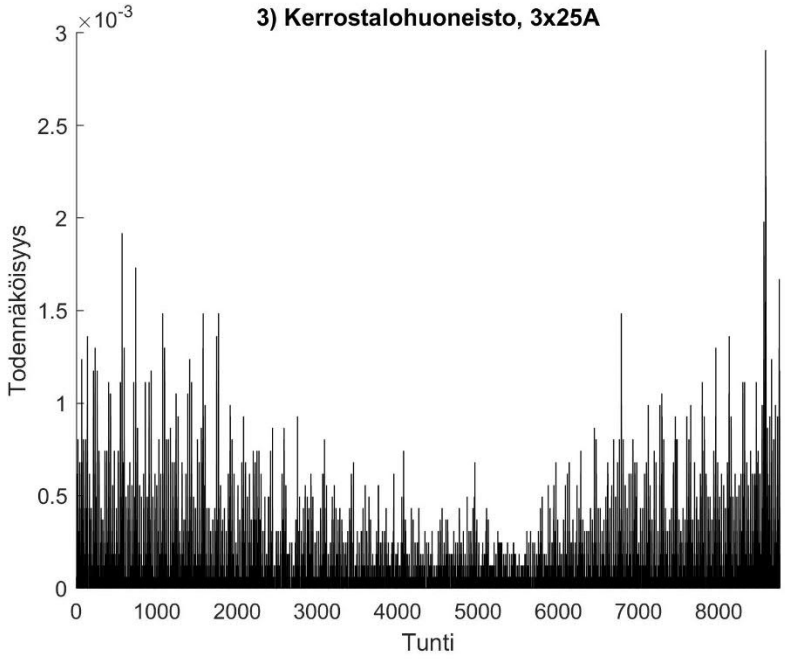
| Vuoden tai liukuvan 12 kk ajalta määritettävät huipputehot | |
|---|---|
| 1 | Vuoden suurin tuntiteho |
| 2 | Vuoden N suurimman tuntitehon keskiarvo |
| 3 | Vuoden N suurimman tuntitehon keskiarvo, marraskuu-maaliskuu |
| 4 | Vuoden N suurimman tuntitehon keskiarvo, marraskuu-maaliskuu, klo 07.00–22.00 |
| 5 | Vuoden N suurimman tuntitehon keskiarvo, marraskuu-maaliskuu, ma-la, klo 07.00–22.00 |
| 6 | Vuoden N suurimman tuntitehon keskiarvo, marraskuu-maaliskuu, ma-la, klo 07.00–22.00 (muun ajan tuntitehoista huomioidaan 50 %) |
| 7 | Vuoden N suurimman tuntitehon keskiarvo, marraskuu-maaliskuu, ma-la + aatot, klo 07.00–22.00 (muun ajan tuntitehoista huomioidaan 50 %) |
| 8 | N suurimman kuukausittaisen tuntitehohuipun keskiarvo |
| 9 | N suurimman kuukausittaisen tuntitehohuipun keskiarvo, marraskuu-maaliskuu |
| 10 | N suurimman kuukausittaisen tuntitehohuipun keskiarvo, marraskuu-maaliskuu, klo 07.00–22.00 |
| 11 | N suurimman kuukausittaisen tuntitehohuipun keskiarvo, marraskuu-maaliskuu, ma-la, klo 07.00–22.00 |
| 12 | N suurimman kuukausittaisen tuntitehohuipun keskiarvo, marraskuu-maaliskuu (muun ajan tuntitehoista huomioidaan 2/3) |
| 13 | N suurimman kuukausittaisen tuntitehohuipun keskiarvo, marraskuu-maaliskuu, ma-la, klo 07.00–22.00 (muun ajan tuntitehoista huomioidaan 50 %) |
| 14 | Vuoden suurin tuntiteho, marraskuu-maaliskuu, klo 07.00–22.00 (muuna aikana veloitustehon ylitysoikeus 50 %, ylimenevä osa huomioidaan 1:1) |
| Kuukausittain määritettävät huipputehot | |
| 15 | Kuukauden suurin tuntiteho |
| 16 | Kuukauden suurin tuntiteho, ma-la, klo 07.00–22.00 |
| 17 | Kuukauden suurin tuntiteho, ma-pe, klo 07.00–21.00 |
| 18 | Kuukauden suurin tuntiteho, klo 07.00–22.00 (muun ajan tuntitehoista huomioidaan 80 %) |
| 19 | Kuukauden N suurimman tuntitehon keskiarvo (ylimääräinen, ei vielä käytössä) |

Taulukko 4.4. Helmikuussa 2019 käytössä olleet määritelmät loistehohuipulle.

| Vuoden tai liukuvan 12 kk ajalta määritettävät huipputehot | |
|---|---|
| 1 | Vuoden suurin tuntiteho |
| 2 | N suurimman kuukausittaisen tuntitehohuipun keskiarvo |
| Kuukausittain määritettävät huipputehot | |
| 3 | Kuukauden suurin tuntiteho |
| 4 | Kuukauden suurin tuntiteho, ma-la, klo 07.00–22.00 |

Erilaisia ajallisia määreitä ja muun ajan kuormituksen prosenttikertoimia sisältävät huipputehot pitää laskea erikseen, koska huipputehot käyttäytyvät hyvin satunnaisesti ja tarkkojen keskiarvojen määrittäminen on muilla tavoilla mahdotonta. Tyyppikäyttäjäjoukon käyttäjäkohtaiset vuoden huipputehot risteilevät ja saattavat olla jakautuneet vuoden eri tunneille siten, että yleisinkin huipputehotunti sisältää reilusti alle prosentin kaikista vuoden huipputehoista. Tyyppikäyttäjän 3 osalta tätä on havainnollistettu kuvassa 4.5, jossa kaikkein todennäköisinkin huipputehotunti, sisältää ainoastaan 0,3 % tehohuipuista. Ajoituksen määritystä vaikeuttaa myös se, että sähkölämmitteisissä

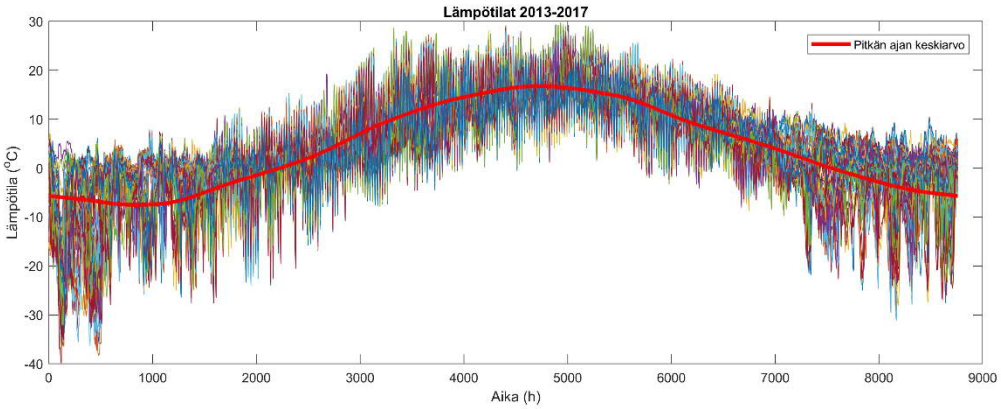
kiinteistöissä huipputehotunnin ajoitus riippuu voimakkaasti lämpötilasta ja vuoden kovin pakkasjakso voi osua mille tahansa talvikuukaudelle.




Kuva 4.5. Todennäköisyys, että vuoden huipputeho osuu tietylle tunnille.

Huipputehotunnin ajoituksen määritykseen liittyvien haasteiden takia, tässä tutkimuksessa lasketaan huipputehot kaikilla nykyään käytössä olevilla huipputehon määräytymisperusteilla. Tämän lähestymistavan etuna on, että kaikki nykyään tarvittavat huipputehot saadaan määritettyä tarkasti. Riskinä on tietenkin, että jokin verkkoyhtiö ottaa käyttöön jonkin uuden huipputehomääritelmän. Jokaisella huipputehon määräytymisperusteella laskettiin 5–12 suurinta tuntitehoa. Nykyään laskutuksessa käytetään vain 1–3 suurinta tuntitehoa, joten tässä tutkimuksessa lasketut huipputehotaulukot voivat hieman joustaa sen suhteen, kuinka monta suurinta tuntitehoa, tai kuinka monenneksi suurin tuntiteho, valitaan laskutuksen perustaksi.

Huipputehojen määrityksessä käytettyjä mittauksia ei lämpötilanormalisoitu, koska pitkän ajan keskiarvolämpötilat ovat huomattavasti talven odotettavissa olevan kylmimmän pakkasjakson lämpötilaa korkeampia. Lämpötilanormalisoidut mittaukset aliarvioisivat siten vuoden huipputehoa. Käytetty mittausaineisto kattoi useamman vuoden, ja näihin vuosiin mahtui myös kovia pakkasjaksoja. Kuvaan 4.6 on piirretty tutkittujen verkkoalueiden lämpötilat vuosilta 2013–2017.




Kuva 4.6. Tutkituilta verkkoalueilta mitatut lämpötilat vuosina 2013–2017 (eri verkkoalueiden ja eri vuosien lämpötilat on piirretty päällekkäin).

Huipputehon laskettiin kaikilla taulukoiden 4.3 ja 4.4 määritelmillä. Esimerkiksi vuoden suurimmat huipputehot laskettiin seuraavasti:

1. Järjestetään tyyppikäyttäjäjoukon jokaisen käyttäjän vuosittaiset tuntitehot, jokaiselta täydeltä mittausvuodelta, laskevaan järjestykseen.
2. Lasketaan tunneittain, vuoden huipputehotunnista alkaen, kuinka tyyppikäyttäjäjoukon tuntitehot riippuvat käyttäjän vuosienergiasta (tehdään lineaarinen sovitus), ja normalisoidaan tuntitehot tyyppikäyttäjän vuosienergiaan.
3. Lasketaan tunneittain tuntitehojen keskiarvot, verkkoyhtiöiden käyttöpaikkojen lukumäärillä painottaen (kts. luku 4.3, laskentavaihe 2)
4. Korjataan tunneittain mittausten suhteellinen osuus verkkoyhtiöittäin vastaamaan verkkoyhtiöiden käyttöpaikkojen suhdetta, monistamalla aliedustettujen verkkoyhtiöiden mittauksia satunnaisesti, kunnes suhdeluvut täsmäävät.
5. Lasketaan tunneittain jakaumaparametrit ja histogrammitiedot (kuten luvussa 4.3)

Näiden vaiheiden jälkeen tiedossa on tyyppikäyttäjän keskimääräinen vuoden huipputeho ja myös seuraavaksi suurimmat tuntitehot, joista tallennetaan 10 suurinta. Tyyppikäyttäjille 11–14 lasketaan vastaavalla tavalla myös loistehon otto- ja antohuiput.

Vuosittaisia ja kuukausittaisia huipputehoja käytettäessä on tärkeää huomata, että vuoden huipputeho on yleensä suurempi kuin minkään yksittäisen kuukauden huipputeho. Tämä johtuu huipputehojen ajallisesta risteilystä ja huipputehojen laskennassa käytetystä keskiarvoistuksesta. Ilmiötä voidaan selittää taulukon 4.5 avulla, jossa käsitellään kahden käyttäjän muodostamaa ryhmää tammi- ja helmikuun osalta. Koska huipputehot risteilevät siten, että käyttäjän 1 huipputeho on suurimmillaan helmikuussa ja käyttäjän 2 tammikuussa, on ajanjaksolle tammikuu–helmikuu laskettu huipputehojen keskiarvo suurempi kuin kummankaan yksittäisen kuukauden huipputehon keskiarvo.

Taulukko 4.5. Esimerkki huipputehojen risteilystä

| | Käyttäjä 1 | Käyttäjä 2 | Käyttäjien 1 ja 2 muodostaman ryhmän keskiarvo |
|---|---|---|---|
| Tammikuun huipputeho | 10 kW | 20 kW | 15 kW |
| Helmikuu huipputeho | 15 kW | 15 kW | 15 kW |
| Tammi–helmikuun huipputeho | 15 kW | 20 kW | 17,5 kW |

# 5. Tulostiedostojen kuvaukset

## 5.1. Kuormitusprofiilit

Tiedosto Kuormitusprofiilit.xlsx sisältää luvussa 4.3 lasketut tyyppikäyttäjäkohtaiset kuormitusprofiilit. Tiedosto sisältää erilliset välilehdet pätötehoprofiileille sekä loistehon otto- ja antoprofiileille (tyyppikäyttäjät 11–14). Kuormitusprofiilit on annettu tunneittain vuoden 2018 kalenterissa. Jokaisella profiilivälilehdellä, A-sarakkeessa on alkavan tunnin aikaleimat. Aikaleima vastaa Suomen virallista aikaa, jossa on huomioitu kesä- ja talviaikoihin siirtymiset (eli ns. rannekelloaika). B-sarakkeessa on annettu kuukausi numerona 1–12. C-sarakkeessa on päivätyyppi numerona 1–9, 1=maanantai, 2=tiistai,...,7=sunnuntai, ja lisäksi erikoispäivät on merkitty numeroilla 8=aatto ja 9=pyhäpäivä. Tässä käytetyt erikoispäivät ovat:

- Uudenvuodenpäivä (9)
- Loppiainen (9)
- Pitkäperjantai (9)
- Pääsiäispäivä (9)
- 2. Pääsiäispäivä (9)
- Vappu (9)
- Helatorstai (9)
- Helluntai (9)
- Juhannusaatto (8)
- Juhannuspäivä (9)
- Pyhäinpäivä (9)
- Itsenäisyyspäivä (9)
- Jouluaatto (8)
- Joulupäivä (9)
- Tapaninpäivä (9)

D sarakkeessa on vuorokauden tunti numerona 1–24. Kaikkien kuormitusprofiilien arvot on annettu yksikössä kW tai kVAr.

Kuormitusprofiilit.xlsx tiedostoa käytetään esimerkiksi silloin, kun halutaan laskea sähkön kulutuksesta (kWh) riippuvia kustannuksia. Tässä on apuna välilehti Sähkön käytön jakautuminen, joka sisältää valmiit laskentakaavat tyyppikäyttäjäkohtaisten energioiden laskemiseksi käyttäjän määrittämillä aikaväleillä. Välilehden sisältämän työkalun toimintaa on selitetty tarkemmin tiedostossa Ohjeet – Sähkön käytön jakautuminen.docx.

## 5.2. Huipputehot tyyppikäyttäjittäin

Tiedostot Huipputehot tyyppikäyttäjä 1–14.xlsx (14 kpl tiedostoja) sisältävät tyyppikäyttäjäkohtaiset huipputehot vuosi ja kuukausitasolla. Tiedostot sisältävät kolme välilehteä: info, vuosittainen huipputeho ja kuukausittaiset huipputehot. Info-välilehti sisältää tarkemmat kuvaukset tiedostojen sisällöistä. Tyyppikäyttäjien 11–14 tiedostot sisältävät myös loisoton ja –annon huiput.

Huipputehotiedostoja käytetään silloin kun halutaan tietää tyyppikäyttäjän huipputeho, esimerkiksi tehotariffin tehokomponentista (kW) aiheutuvien kustannusten selvittämiseksi. Huipputehotiedostot sisältävät tuntihuiput usealla eri määräytymistavalla laskettuna (kts. taulukko 4.3). Loistehomaksut sisältävät usein ilmaisosuuden, X % laskutettavasta pätötehosta, joten laskutusloistehon sanalliset määritelmät ovat usein monimutkaisia. Itse loishuippu on kuitenkin yleensä määritetty yksinkertaisesti. Muutamaa poikkeusta lukuun ottamatta, lähes kaikki sähköverkkoyhtiöt laskuttavat

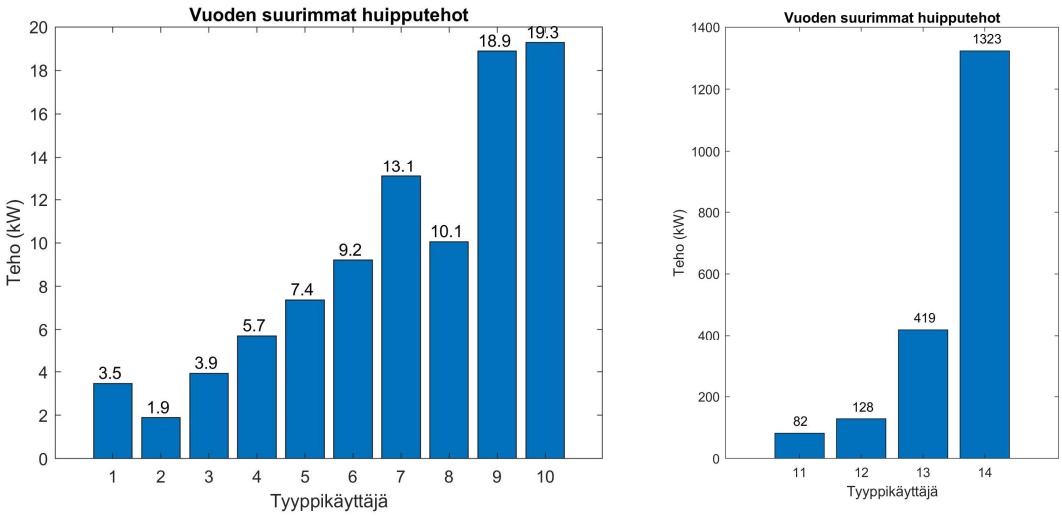
loistehosta kuukausittaisten huippujen mukaan (vähennykset huomioiden). Siksi loistehotaulukot sisältävät loishuiput vain neljällä eri määräytymistavalla laskettuna (kts. taulukko 4.4).

Kuvassa 5.1 on ote tyyppikäyttäjän 3 (kerrostalohuoneisto, 3×25A) kuukausittaisten huipputehojen taulukosta. Taulukon riviltä 5 voidaan lukea kunkin kuukauden suurin keskimääräinen tuntiteho, silloin kun huipputehon määritelmä ei sisällä mitään rajoitteita. Jos laskutuksessa huomioidaan vain arkipäivisin klo 07.00–22.00 mitatut tehot, silloin suurin keskimääräinen tuntiteho luetaan riviltä 17.

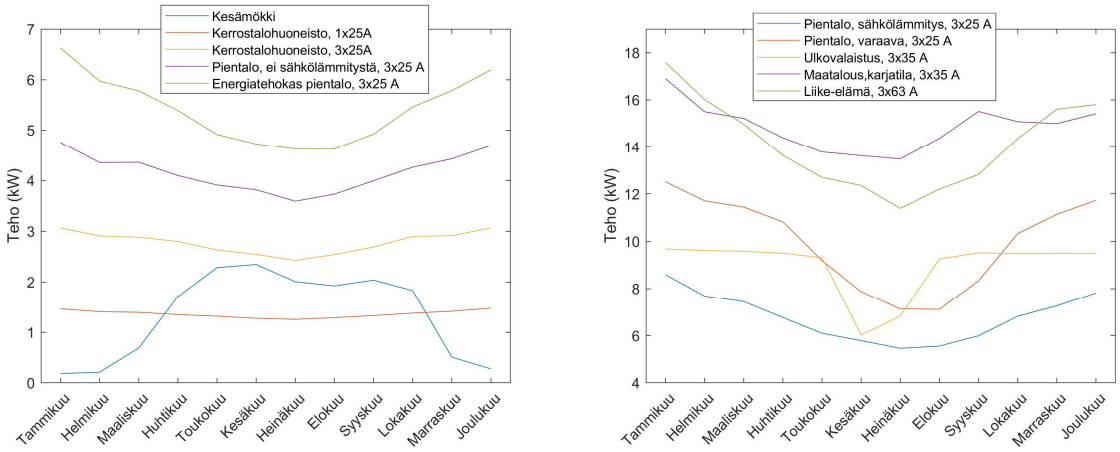
| | A | B | C | D | E | F | G | H | I | J | K | L | M |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | **Järjestysluku (tai N)** | **Huipputeho (kW)** | | | | | | | | | | | |
| 2 | | **Tammikuu** | **Helmikuu** | **Maaliskuu** | **Huhtikuu** | **Toukokuu** | **Kesäkuu** | **Heinäkuu** | **Elokuu** | **Syyskuu** | **Lokakuu** | **Marraskuu** | **Joulukuu** |
| 3 | | | | | | | | | | | | | |
| 4 | **Kuukauden suurin tuntiteho** | | | | | | | | | | | | |
| 5 | 1 | 3,064 | 2,908 | 2,882 | 2,799 | 2,632 | 2,544 | 2,427 | 2,542 | 2,687 | 2,898 | 2,912 | 3,066 |
| 6 | 2 | 2,669 | 2,509 | 2,494 | 2,402 | 2,238 | 2,157 | 2,049 | 2,145 | 2,302 | 2,505 | 2,529 | 2,657 |
| 7 | 3 | 2,413 | 2,258 | 2,245 | 2,153 | 1,996 | 1,911 | 1,817 | 1,901 | 2,057 | 2,244 | 2,270 | 2,400 |
| 8 | 4 | 2,233 | 2,072 | 2,069 | 1,977 | 1,832 | 1,741 | 1,659 | 1,740 | 1,878 | 2,057 | 2,087 | 2,212 |
| 9 | 5 | 2,085 | 1,923 | 1,924 | 1,834 | 1,702 | 1,611 | 1,535 | 1,613 | 1,741 | 1,912 | 1,937 | 2,062 |
| 10 | 6 | 1,962 | 1,805 | 1,806 | 1,720 | 1,597 | 1,508 | 1,439 | 1,514 | 1,629 | 1,792 | 1,820 | 1,941 |
| 11 | 7 | 1,858 | 1,704 | 1,706 | 1,621 | 1,509 | 1,421 | 1,359 | 1,433 | 1,533 | 1,693 | 1,721 | 1,837 |
| 12 | 8 | 1,769 | 1,619 | 1,621 | 1,536 | 1,434 | 1,349 | 1,292 | 1,366 | 1,456 | 1,611 | 1,638 | 1,749 |
| 13 | 9 | 1,691 | 1,545 | 1,547 | 1,465 | 1,370 | 1,286 | 1,234 | 1,308 | 1,394 | 1,537 | 1,564 | 1,670 |
| 14 | 10 | 1,623 | 1,481 | 1,484 | 1,403 | 1,313 | 1,232 | 1,181 | 1,256 | 1,338 | 1,473 | 1,502 | 1,604 |
| 15 | | | | | | | | | | | | | |
| 16 | **Kuukauden suurin tuntiteho, ma-la, klo 07.00-22.00** | | | | | | | | | | | | |
| 17 | 1 | 2,864 | 2,765 | 2,712 | 2,608 | 2,435 | 2,334 | 2,275 | 2,397 | 2,555 | 2,745 | 2,742 | 2,814 |
| 18 | 2 | 2,446 | 2,351 | 2,311 | 2,196 | 2,020 | 1,939 | 1,885 | 1,986 | 2,151 | 2,332 | 2,335 | 2,390 |
| 19 | 3 | 2,181 | 2,089 | 2,052 | 1,937 | 1,778 | 1,695 | 1,656 | 1,747 | 1,902 | 2,061 | 2,066 | 2,127 |
| 20 | 4 | 1,996 | 1,903 | 1,871 | 1,760 | 1,613 | 1,531 | 1,498 | 1,584 | 1,727 | 1,877 | 1,883 | 1,939 |
| 21 | 5 | 1,847 | 1,754 | 1,727 | 1,622 | 1,487 | 1,407 | 1,381 | 1,466 | 1,589 | 1,732 | 1,743 | 1,792 |
| 22 | 6 | 1,728 | 1,637 | 1,611 | 1,512 | 1,386 | 1,310 | 1,292 | 1,373 | 1,480 | 1,614 | 1,629 | 1,676 |
| 23 | 7 | 1,628 | 1,540 | 1,516 | 1,420 | 1,303 | 1,232 | 1,215 | 1,296 | 1,393 | 1,519 | 1,536 | 1,579 |
| 24 | 8 | 1,543 | 1,460 | 1,437 | 1,342 | 1,234 | 1,167 | 1,153 | 1,232 | 1,323 | 1,440 | 1,455 | 1,497 |
| 25 | 9 | 1,469 | 1,391 | 1,366 | 1,278 | 1,175 | 1,112 | 1,101 | 1,175 | 1,262 | 1,371 | 1,388 | 1,427 |
| 26 | 10 | 1,407 | 1,333 | 1,309 | 1,222 | 1,125 | 1,063 | 1,054 | 1,127 | 1,209 | 1,312 | 1,329 | 1,366 |
| 27 | | | | | | | | | | | | | |
| 28 | **Kuukauden suurin tuntiteho, ma-pe, klo 07.00-21.00** | | | | | | | | | | | | |
| 29 | 1 | 2,551 | 2,490 | 2,439 | 2,308 | 2,146 | 2,126 | 2,076 | 2,149 | 2,299 | 2,472 | 2,488 | 2,582 |
| 30 | 2 | 2,133 | 2,073 | 2,033 | 1,893 | 1,741 | 1,731 | 1,699 | 1,761 | 1,905 | 2,055 | 2,079 | 2,152 |
| 31 | 3 | 1,875 | 1,820 | 1,786 | 1,654 | 1,521 | 1,511 | 1,479 | 1,536 | 1,662 | 1,796 | 1,833 | 1,887 |
| 32 | 4 | 1,703 | 1,646 | 1,616 | 1,491 | 1,377 | 1,358 | 1,334 | 1,397 | 1,501 | 1,624 | 1,663 | 1,711 |

Kuva 5.1. Tyyppikäyttäjän 3 kuukausittaiset huipputehot.

Kuvassa 5.2 on esitetty Vuosittainen huipputeho –välilehdeltä poimitut vuoden suurimmat tuntitehot tyyppikäyttäjittäin. Kuvassa 5.3 on esitetty tyyppikäyttäjien 1–10 suurimmat tuntitehot kuukausittain.

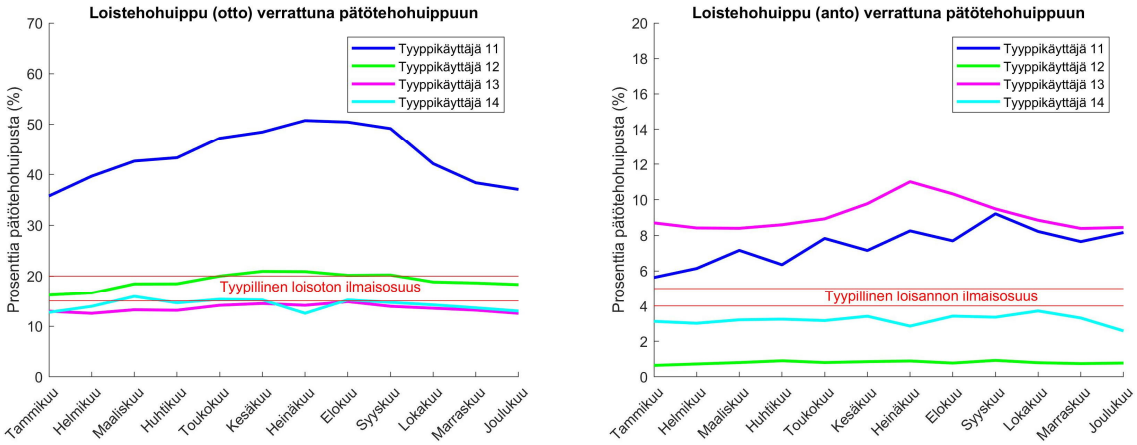



Kuva 5.2. Vuoden suurimmat huipputehot tyyppikäyttäjille 1–14.




Kuva 5.3. Kuukausittaiset huipputehot, tyyppikäyttäjät 1–5 vasemmalla ja tyyppikäyttäjät 6–10 oikealla.

Kuvassa 5.4 on verrattu loistehon kuukausittaisia otto- ja antohuippuja kuukausittaisiin pätötehohuippuihin. Vasemmasta kuvasta nähdään, että tyyppikäyttäjän 11 loistehon oton kuukausihuiput ovat merkittävästi tyypillistä loisoton ilmaisosuutta (15–20 % pätötehohuipusta) suurempia. Tällä tyyppikäyttäjällä loistehon otto vaikuttavat kaikkein eniten verkkopalvelumaksun suuruuteen. Oikeasta kuvasta nähdään, että tyyppikäyttäjillä 11 ja 13 loistehon annon kuukausihuiput ovat hieman tyypillistä loisoton ilmaisosuutta (4–5 % pätötehohuipusta) suurempia. Näillä tyyppikäyttäjillä loistehon anto vaikuttaa hieman verkkopalvelumaksun suuruuteen.



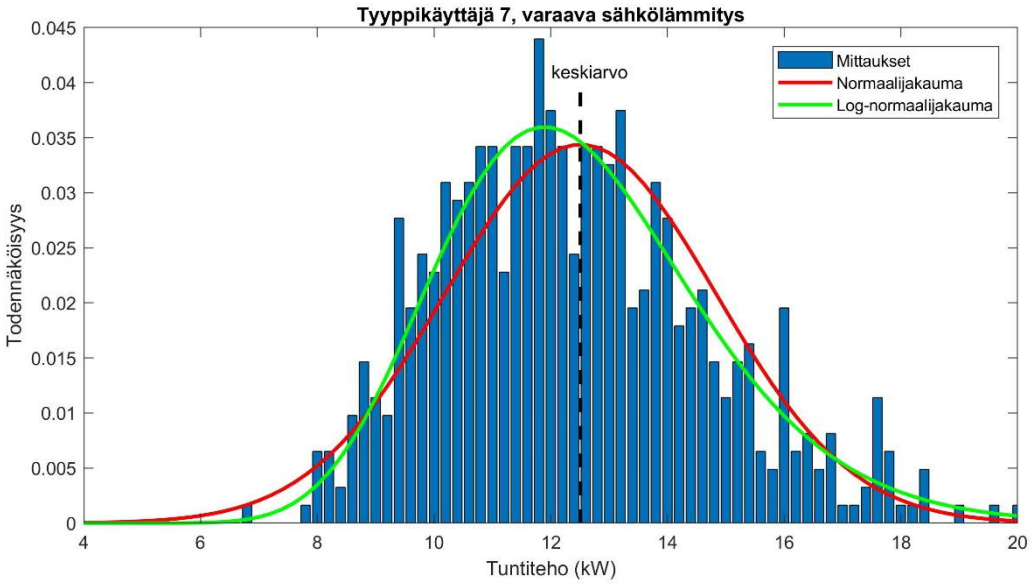

Kuva 5.4. Kuukausittaiset loistehon otto- ja antohuiput, prosentteina kuukauden pätötehohuipusta, tyyppikäyttäjät 11–14.

## 5.3. Jakaumamallit

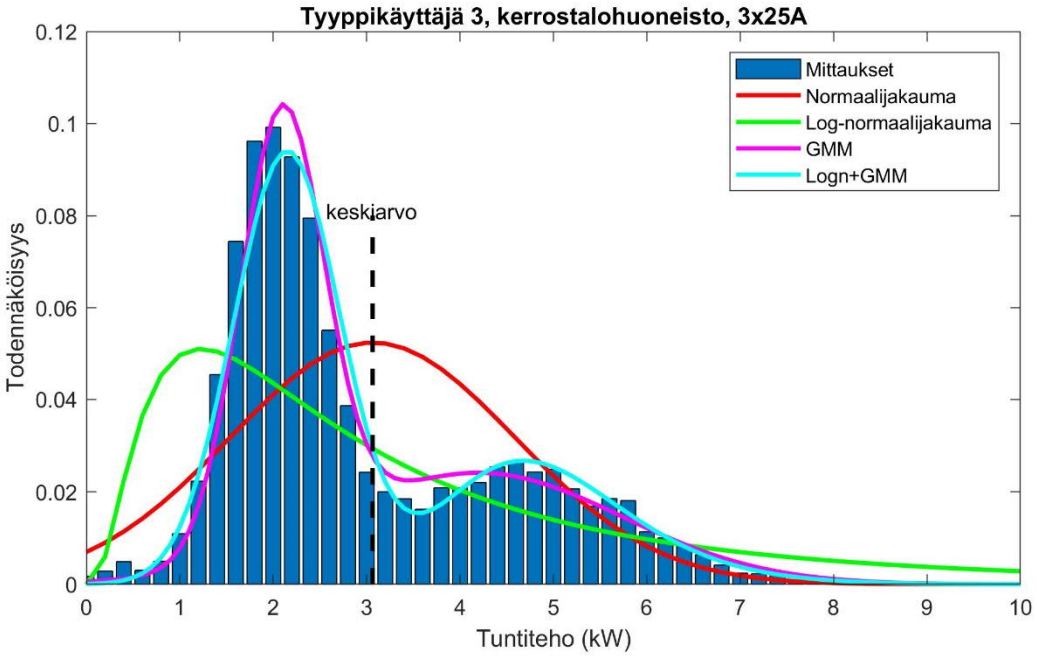
Tiedostot Jakaumat tyyppikäyttäjä 1–14.xlsx (22 kpl tiedostoja) sisältävät luvuissa 5.1 ja 5.2 kuvattujen tietojen lisäksi myös kuormitusprofiilien ja huipputehojen jakaumaparametrit sekä histogrammit. Näitä tietoja tarvitaan, kun arvioidaan minimilaskutusteholliston tehotariffien tai tulevaisuudessa käyttöön otettavaksi suunniteltujen uusien tariffirakenteiden tyyppikäyttäjille aiheuttamia kustannuksia. Näitä uusia tariffirakenteita ovat mm. kynnystehon sisältävä tehotariffi, porrastariffi ja tehorajatariffi (tehokaista). Laskentaperiaatteet, joilla jakaumaparametreja sekä histogrammitietoja hyödynnetään näiden uusien tariffien aiheuttamien kustannusten selvittämisessä, on esitetty luvuissa 7 ja 8. Seuraavassa on kuvattu tulostiedostojen sisältämät jakaumaparametrit sekä miten ne on laskettu.

Jokaisella kuormitusprofiilin tunnilla ja tuntihuipputeholla on keskiarvon lisäksi jokin jakauma, joka kuvaa miten tuntitehot ovat jakautuneet keskiarvon ympärille. Tämän jakauman tunteminen on oleellista silloin kun lasketaan kustannuksia edellä mainituille uusille siirtotariffeille. Kuva 5.5 havainnollistaa kuinka tyyppikäyttäjän 7 (varaava sähkölämmittäjä) tammikuun huipputehot ovat jakautuneet mittausaineistossa. Mittausten jakaumaan voidaan mallintaa jakaumafunktiolla, jonka avulla lukuisten mittausten sisältämä informaatio voidaan tiivistää muutamaan parametriarvoon. Yleisesti käytettyjä jakaumafunktioita ovat esimerkiksi normaalijakauma (Gaussin jakauma) ja log-normaalijakauma. Kuvasta 5.6 kuitenkin nähdään, että kaikissa tapauksissa kumpikaan näistä kahdesta jakaumasta ei mallinna tuntitehojen jakaumaa oikein. Esimerkiksi tyyppikäyttäjän 3 (kerrostalohuoneisto, 3×25A) tapauksessa huipputehojen jakaumat ovat kaksihuippuisia. Tämä johtunee siitä, että tyyppikäyttäjäjoukossa on sekaisin sekä saunallisia että saunattomia huoneistoja jotka näkyvät huipputehoissa kahtena eri ryhmänä.

Jotta tuntitehojen jakaumia pystyttäisiin mallintamaan tarkemmin, sovitettiin mittausaineistoon myös kahden normaalijakauman yhdistelmä (Gaussian Mixture Model, GMM). Sovituksessa hyödynnettiin EM-algoritmia (Singh 2010) ja tuloksena saatiin keskiarvot, keskihajonnat ja painokertoimet kahdelle normaalijakaumalle. Lisäksi, koska log-normaalijakauma mallintaa sähkönkulutusta usein paremmin kuin normaalijakauma, päätettiin kokeilla myös log-normaalijakauman ja normaalijakauman yhdistelmää, jota tässä kutsutaan nimellä Logn+GMM. Tällä uudella menetelmällä saatiin tuntitehojen jakaumia mallinnettua keskimäärin hieman paremmin kuin GMM-menetelmällä. Useimmissa tapauksissa sekä GMM että Logn+GMM olivat selkeästi parempia kuin normaali- tai log-normaalijakaumat.




Kuva 5.5. Tammikuun suurimpien huipputehojen jakaumat tyyppikäyttäjäjoukossa 7 (pientalo, varaava sähkölämmitys).




Kuva 5.6. Tammikuun suurimpien huipputehojen jakaumat tyyppikäyttäjäjoukossa 3 (kerrostalohuoneisto, 3×25A).

Tulostiedostot Jakaumat tyyppikäyttäjä 1–14.xlsx sisältävät kuormitusprofiilin tuntitehojen ja tuntihuipputehojen jakaumaparametrit kaikille neljälle edellä mainitulle jakauman mallinnustavalle. Esimerkiksi välilehdellä Kuormitusprofiili, normaalijakaumamallissa tarvittava keskiarvo (μ) vastaa kuormitusprofiilin arvoa E-sarakkeessa ja keskihajonta (σ) löytyy H-sarakkeesta. Log-normaalijakauman vastaavat parametrit (μ ja σ) löytyvät sarakkeista I ja J. GMM-mallin parametrit (μ1, μ2, σ1, σ2, w1 ja w2) löytyvät sarakkeista K–P. Parametrit w1 ja w2 ovat normaalijakaumien 1 ja 2 painokertoimet. Vastaavat Logn+GMM-mallin parametrit löytyvät sarakkeista Q–V.

Tiedosto sisältää myös kaikkien neljän jakaumamallin tarkkuusvertailun sarakkeissa W–Z. Tarkkuusmittana on käytetty virheen neliösummaa (SSE) ja se kertoo kuinka tarkasti kunkin mallin tiheysfunktio mallintaa mittausten jakaumaa. Tätä tarkkuusmittaa voi käyttää apuna, kun arvioidaan mitä jakaumamallia kullekin tuntiteholla kannattaa käyttää.

Koska jakaumamallien käyttö vaatii matemaattista osaamista, on sarakkeesta AB alkaen annettu myös mitattujen tuntitehojen histogrammit numeerisessa muodossa. Silloin kun mitatut tuntitehot sisältävät paljon nolla-arvoja, mikään edellä mainituista jakaumamalleista ei pysty mallintamaan tuntitehojen jakaumaa tarkasti. Tämän takia loisprofiileille ei ole annettu ollenkaan jakaumaparametreja. Loistehomittaukset sisälsivät niin paljon nolla-arvoja, ettei niiden mallintaminen jakaumafunktioilla ollut järkevää. Loisprofiileille on annettu pelkät histogrammitiedot.

Histogrammitiedot ilmaisevat kuinka suuri lukumäärä (kpl) tutkimusaineiston havainnoista on osunut kullekin luokkavälille. Rivillä 4 on annettu luokkajako (kWh, kW, kVArh tai kVAr) ja lukumäärät sijoittuvat taulukossa rivistä 5 alaspäin. Luokkajako ja lukumäärät on ryhmitelty siten, että lukumäärää vastaava luokan alaraja on samalla sarakkeella ja luokan yläraja rivin 4 seuraavalla sarakkeella (alaraja ≤ P < yläraja). Histogrammitietojen käyttöä on käsitelty tarkemmin luvuissa 7 ja 8.

# 6. Kuormitusprofiilit ja vertailu vanhoihin tyyppikuormituskäyriin

Kuviin 6.1-6.14 on piirretty tyyppikäyttäjien 1–14 kuormitusprofiilit ja vertailut vanhoihin tyyppikuormituskäyriin, siltä osin kuin vertailut olivat perusteltuja.

Suurimmat erot uusien tyyppikuormitusprofiilien ja vanhojen tyyppikuormituskäyrien välillä tulevat tuntitehojen vaihtelusta, joka on vanhoissa kuormituskäyrissä selvästi suurempaa ja satunnaisempaa. Kaiken kaikkiaan, vaikuttaa siltä, että vanhat kuormituskäyrät perustuvat vain yhden tai korkeintaan muutaman käyttäjän tuntimittauksiin, koska tuntitehot vaihtelevat hyvin voimakkaasti. Uudet tyyppikuormitusprofiilit sen sijaan perustuvat suureen määrään käyttäjiä, eivätkä ne sisällä satunnaista tuntitehojen vaihtelua. Saattaa olla, että vanhat kuormituskäyrät on tarkoituksella muodostettu yksittäisten käyttäjien mittauksista, jotta niillä kyettäisiin mallintamaan myös tyyppikäyttäjän huipputehoa. Uusien tyyppikuormitusprofiilien osalta näin ei ole tarvinnut menetellä, koska huipputehotiedot löytyvät erillisistä huipputehotaulukoista.

Kokoluokan 1 500 kWh/vuosi kerrostaloasuntojen tyyppikuormitusprofiileja on verrattu kuvassa 6.2. Päivittäisten kuormitushuippujen suuruudet vaihtelevat voimakkaasti vanhassa tyyppikuormituskäyrässä ja päivittäiset huiput ovat myös selvästi suurempia, erityisesti perjantai- ja lauantai-iltaisin, kuin uudessa kuormitusprofiilissa.

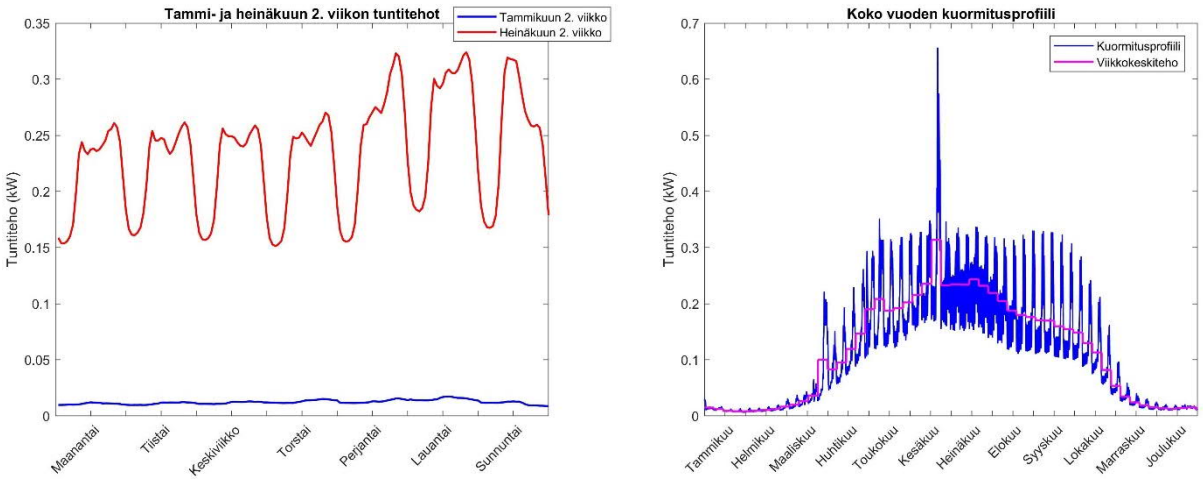
Sähkölämmitteisten omakotitalojen tyyppikuormituskäyriä on verrattu kuvassa 6.6. Kummassakin kuormituskäyrässä on nähtävissä käyttöveden lämmityksestä aiheutuva yöllinen kuormituspiikki. Uudessa kuormituskäyrässä tämä kuormituspiikki on selvästi suurempi ja ajoittuu kolme tuntia aikaisemmaksi. Ero käyttöveden lämmityspiikin ajoituksessa johtuu siitä, että vanhoissa kuormituskäyrissä piikkiä on keinotekoisesti siirretty myöhäisemmäksi. Kuvasta nähdään, miten vanha kuormituskäyrä vaihtelee mittausvuoden lämpötilavaihteluita seuraten, kun taas keskimääräiseen lämpötilaan normalisoitu uusi kuormitusprofiili on huomattavasti tasaisempi.

Kuvassa 6.7 on verrattu sähkölämmitteisiä, varaavan lämmitysjärjestelmän omaavia, pientaloja. Uudessa kuormitusprofiilissa varaajan lämmittämiseen käytettävä teho laskee tasaisesti yön mittaan, kun taas vanhassa tehon lasku on äkillisempi ja tapahtuu juuri ennen yötariffin päättymistä. Uusi tyyppikäyttäjä kuluttaa yötariffin voimassaoloaikana (klo 22.00–07.00) 66,9 % energiastaan, kun taas vanhalla tyyppikäyttäjällä tämä luku on 77,2 %. Lisäksi kuvasta nähdään jo edellä todetut erot: vanhan tyyppikuormituskäyrän suurempi vaihtelu, keinotekoinen kolmen tunnin aikasiirto ja ulkolämpötilaa seuraava kulutustaso.

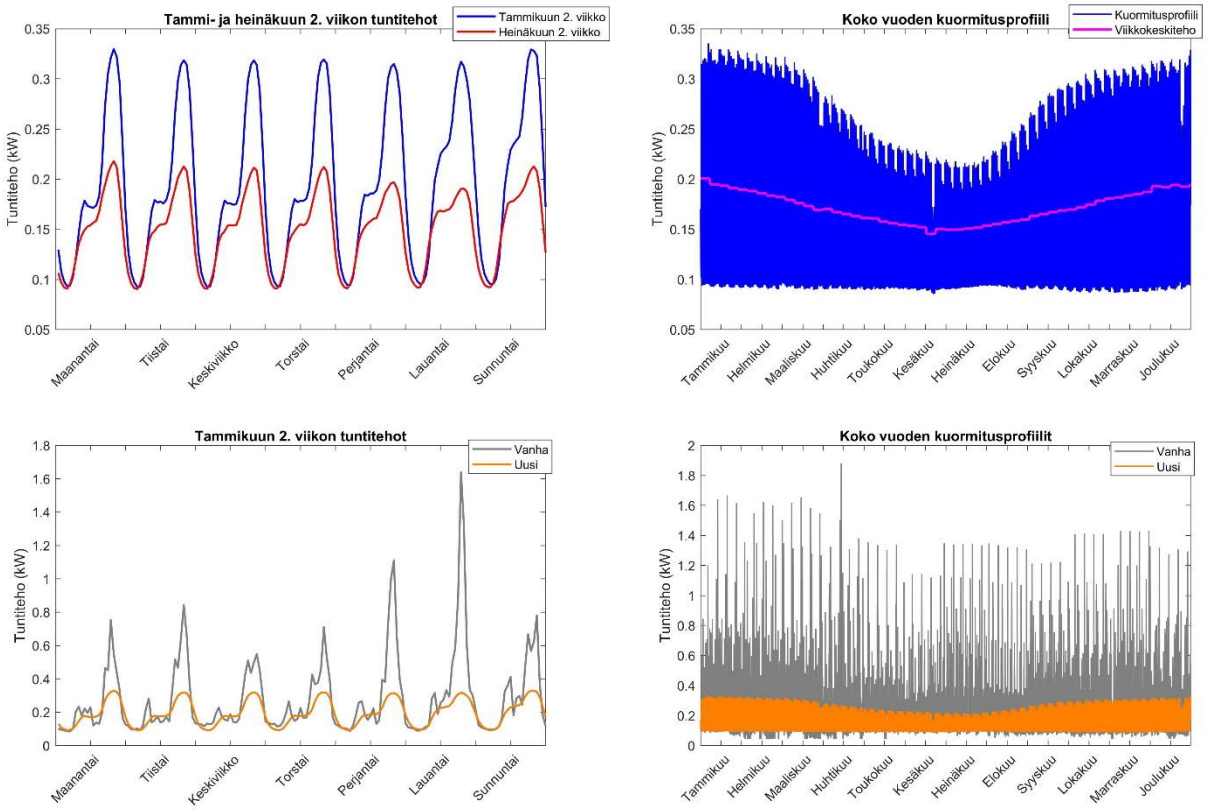
Kuvassa 6.9 esitetty karjatilojen tyyppikuormitusprofiili on melko yhtenevä vanhan tyyppikuormituskäyrän M2 kanssa. Kummassakin profiilissa on nähtävissä selkeät kuormituspiikit aamuisin ja iltaisin. Uudessa kuormitusprofiilissa nämä kuormituspiikit tosin ajoittuvat tunnin verran myöhempään. Myös vuodenaikavaihtelussa on pieni, mutta havaittavat ero. Uusi tyyppikäyttäjä käyttää sähköä tasaisemmin ympäri vuoden, eli sähkölämmityksen osuus kokonaiskuormituksesta on todennäköisesti pienempi kuin vanhassa kuormituskäyrässä.

Kuvista 6.11 ja 6.13 nähdään, että uusien 1-vuoroteollisuutta edustavien tyyppikäyttäjien 11 ja 13 kuormitusprofiileissa päivän sisäinen vaihtelu on suurempaa kuin vastaavissa vanhoissa tyyppikuormituskäyrissä T1 ja T3. Kolmivuoroteollisuutta edustavalla uudella tyyppikäyttäjällä 14, vuorokausien sisäinen kulutuksen vaihtelu on puolestaan pienempää kuin vanhassa tyyppikuormituskäyrässä T4. Sähkönkäyttö ei laske merkittävästi edes öisin. Viikonloppuisin kulutus sen sijaan laskee huomattavasti myös 3-vuoroteollisuudessa. Kesä- ja joululomien vaikutus teollisuuden sähkönkäyttöön näkyy uusissa kuormitusprofiileissa hieman selkeämmin kuin vanhoissa.

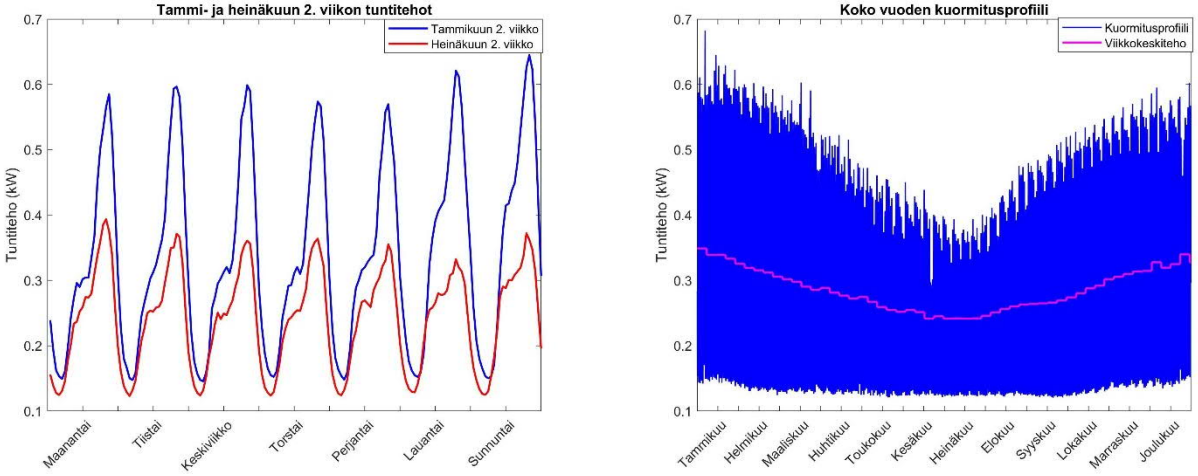
Vuosienergialuokassa 600 000 kWh, vanha pienteollisuutta kuvaava tyyppikäyttäjä T2 korvattiin liike-elämää (esim. suuri kauppa tai kauppakeskus) kuvaavalla tyyppikäyttäjällä. Kuvasta 6.12 nähdään että tämän uuden tyyppikäyttäjän kulutus on päivärytmiltään melko samankaltaista kuin vanhalla teollisuutta edustavalla tyyppikäyttäjällä. Suurin ero kuormitusprofiileissa on kesällä, kun liike-elämän kuormitus on huipussaan ja teollisuuden kuormitus minimissään.



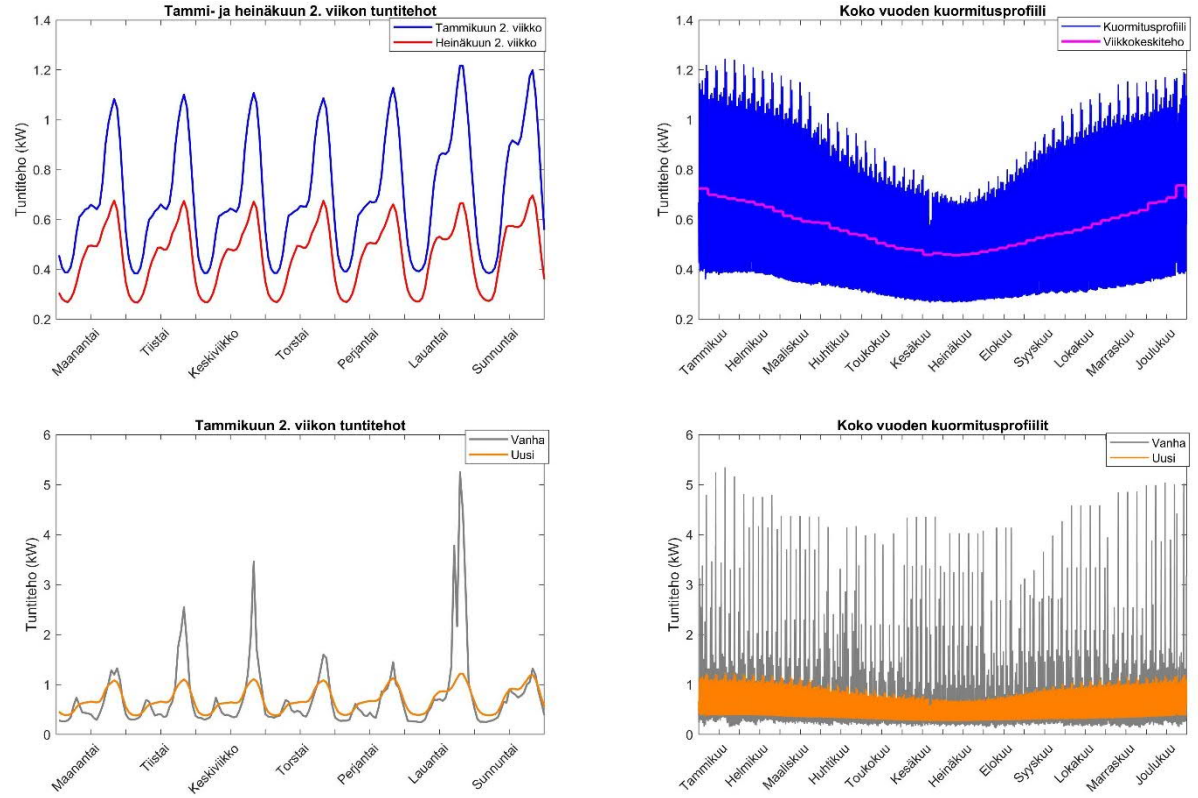

Kuva 6.1. Tyyppikäyttäjän 1 (kesämökki, 3×25 A, vuosikulutus 1000 kWh) kuormitusprofiilit tammi- ja heinäkuun 2. viikolla sekä koko vuoden ajalta.



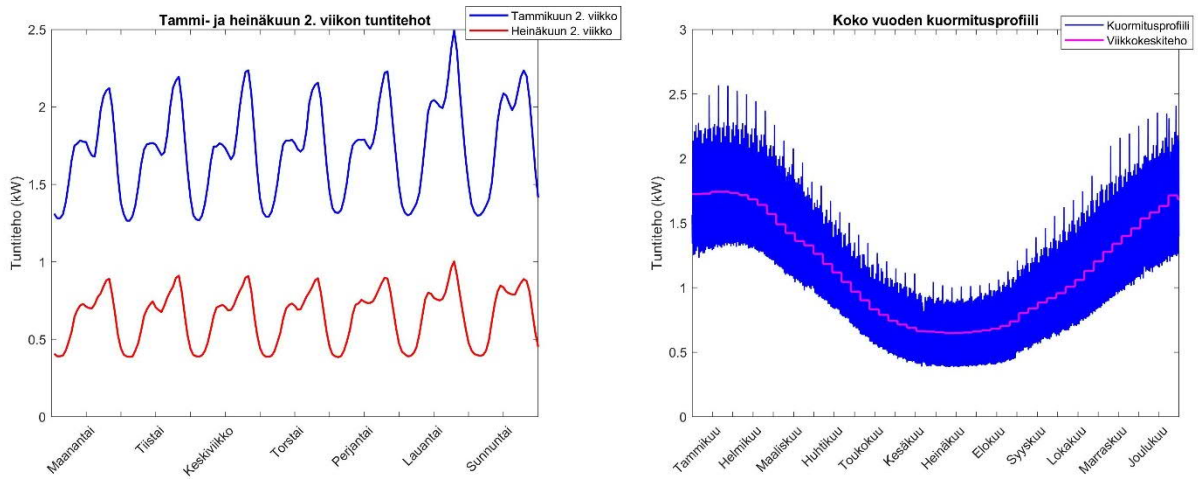

Kuva 6.2. Tyyppikäyttäjän 2 (kerrostalohuoneisto, 1×25 A, vuosikulutus 1500 kWh) kuormitusprofiilit tammi- ja heinäkuun 2. viikolla sekä koko vuoden ajalta. Alakuvissa vertailu vanhaan tyyppikäyttäjäkäyrään K1 (kerrostalohuoneisto, 1×25 A, vuosikulutus 1500 kWh) tammikuun 2. viikolla sekä koko vuoden aikana.



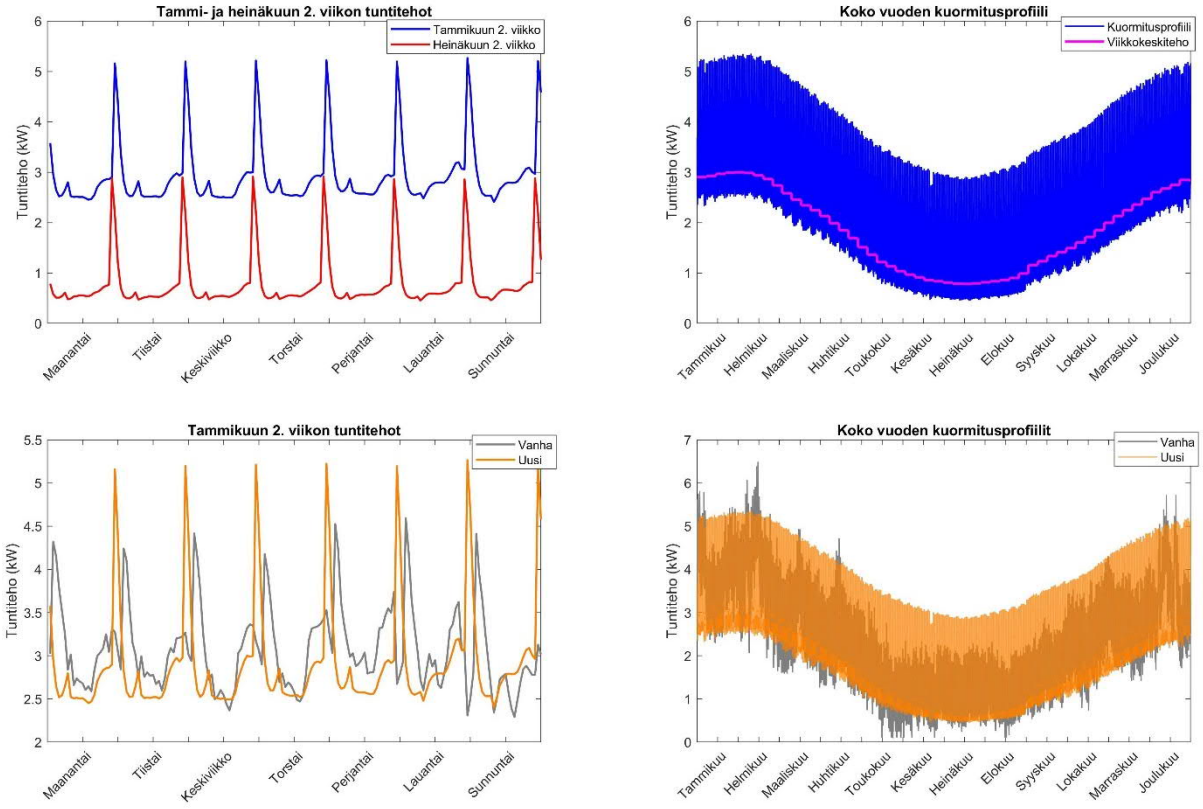

Kuva 6.3. Tyyppikäyttäjän 3 (kerrostalohuoneisto, 3×25 A, vuosikulutus 2500 kWh) kuormitusprofiilit tammi- ja heinäkuun 2. viikolla sekä koko vuoden ajalta.



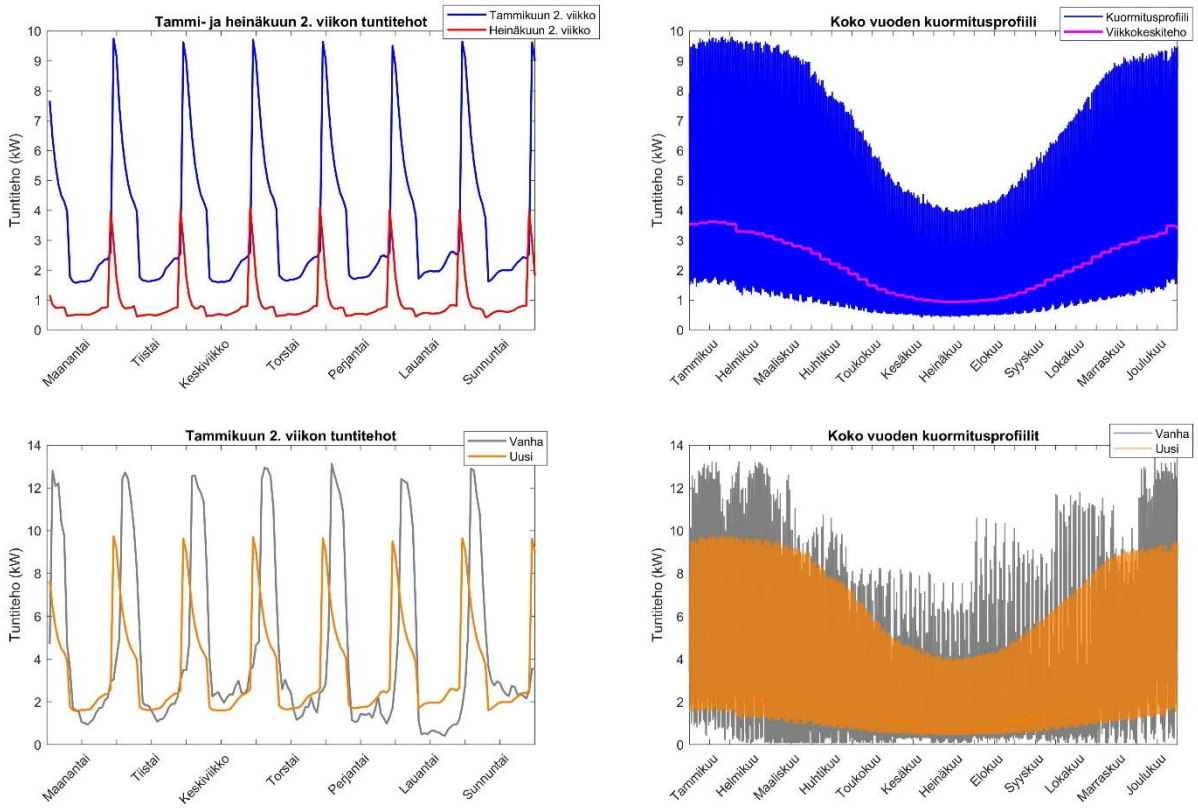

Kuva 6.4. Tyyppikäyttäjän 4 (pientalo, ei sähkölämmitystä, 3×25 A, vuosikulutus 5000 kWh) kuormitusprofiilit tammi- ja heinäkuun 2. viikolla sekä koko vuoden ajalta. Alakuvissa vertailu vanhaan tyyppikäyttäjäkäyrään K2 (pientalo, 3×25 A, vuosikulutus 5000 kWh) tammikuun 2. viikolla sekä koko vuoden aikana.



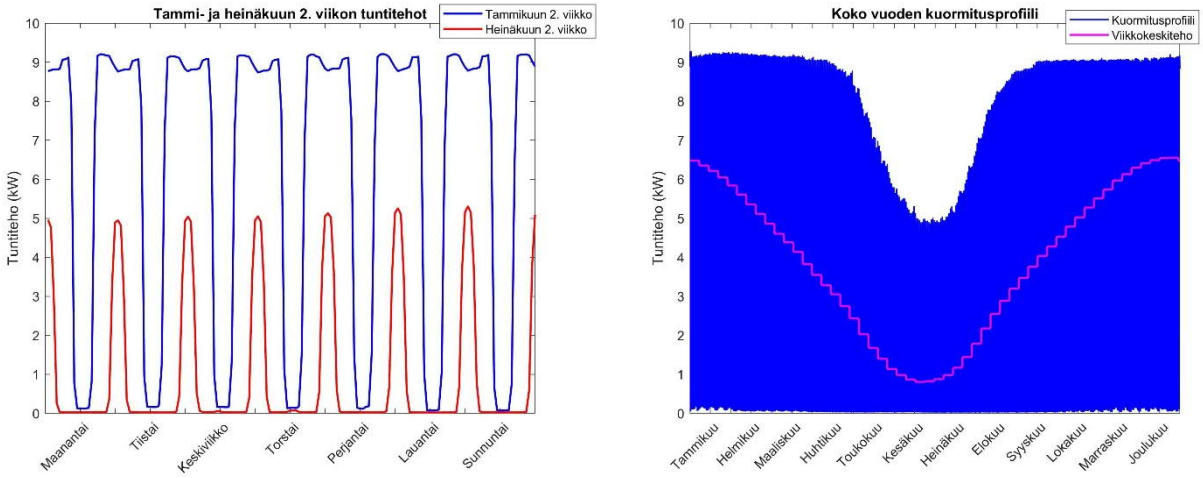

Kuva 6.5. Tyyppikäyttäjän 5 (energiatehokas pientalo, 3×25 A, vuosikulutus 10000 kWh) kuormitusprofiilit tammi- ja heinäkuun 2. viikolla sekä koko vuoden ajalta



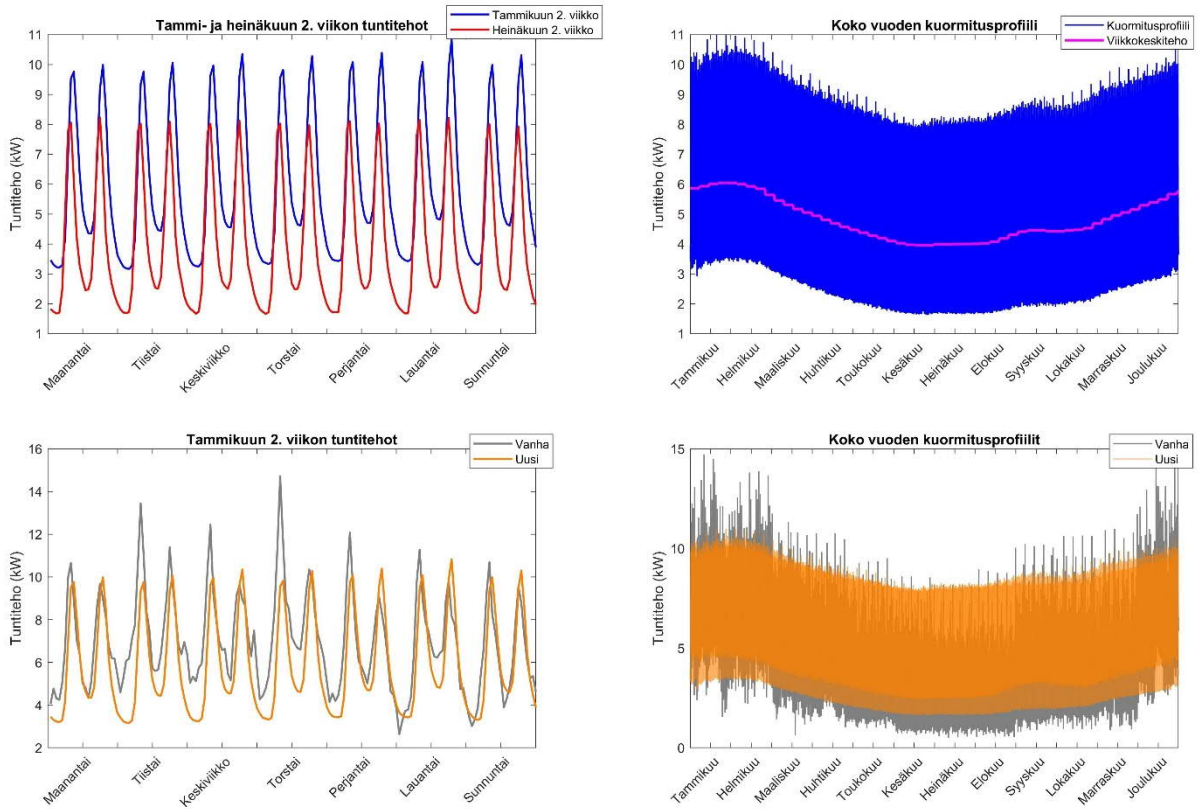

Kuva 6.6. Tyyppikäyttäjän 6 (pientalo, sähkölämmitys, käyttöveden lämmitys yösähköllä, 3×25 A, vuosikulutus 16 MWh) kuormitusprofiilit tammi- ja heinäkuun 2. viikolla sekä koko vuoden ajalta. Alakuvissa vertailu vanhaan tyyppikäyttäjäkäyrään L1 (pientalo, huonekohtainen sähkölämmitys, 3×25 A, vuosikulutus 18 MWh) tammikuun 2. viikolla sekä koko vuoden aikana.



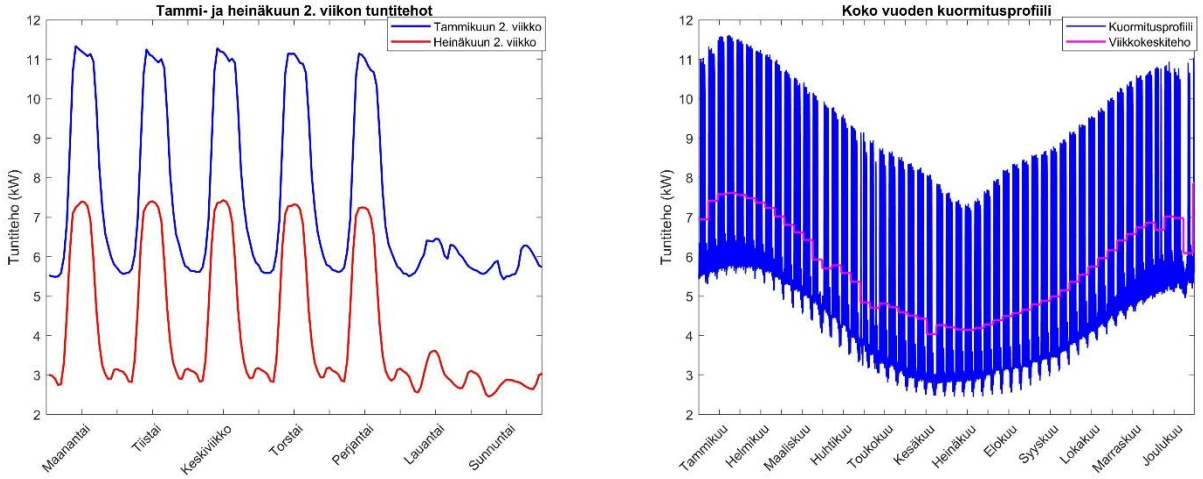

Kuva 6.7. Tyyppikäyttäjän 7 (pientalo, varaava sähkölämmitys, 3×25 A, vuosikulutus 19 MWh) kuormitusprofiilit tammi- ja heinäkuun 2. viikolla sekä koko vuoden ajalta. Alakuvissa vertailu vanhaan tyyppikäyttäjäkäyrään L2 (pientalo, osittain varaava sähkölämmitys, 3×25 A, vuosikulutus 20 MWh) tammikuun 2. viikolla sekä koko vuoden aikana.



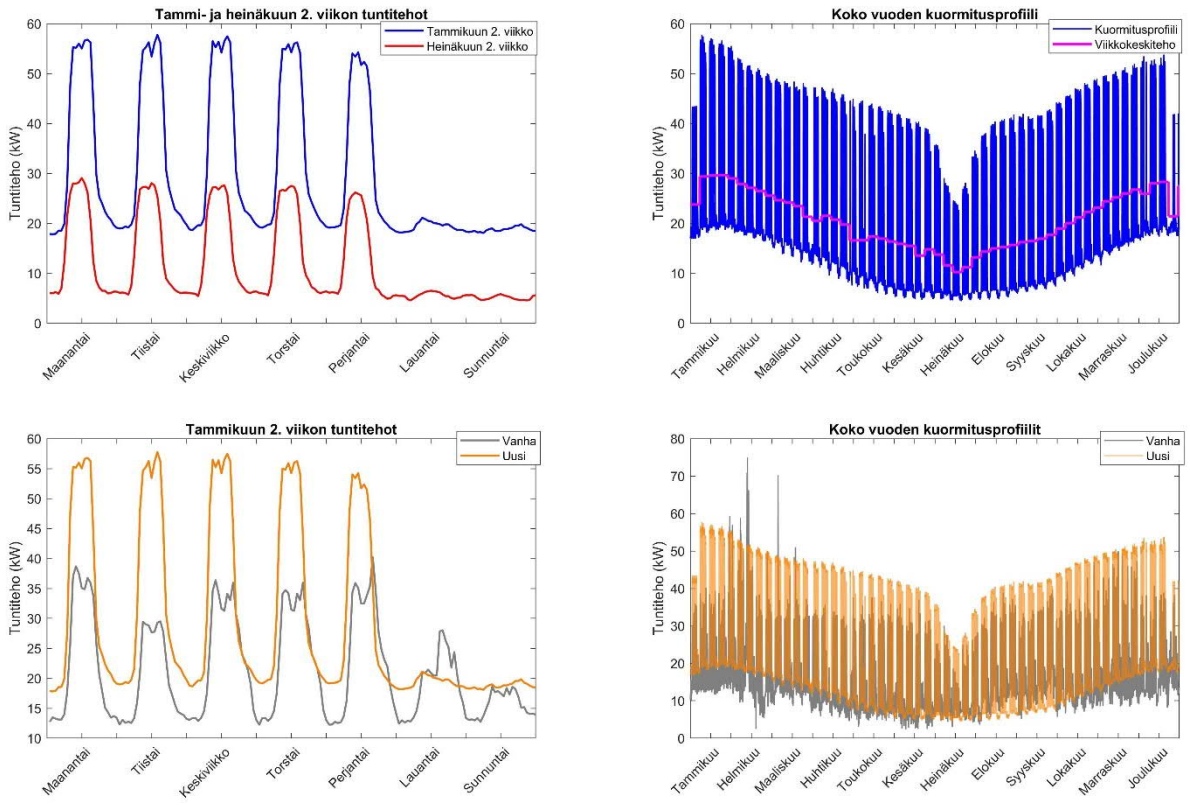

Kuva 6.8. Tyyppikäyttäjän 8 (Ulkovalaistus, hämäräkytkin, 3×35 A, vuosikulutus 34 MWh) kuormitusprofiilit tammi- ja heinäkuun 2. viikolla sekä koko vuoden ajalta.



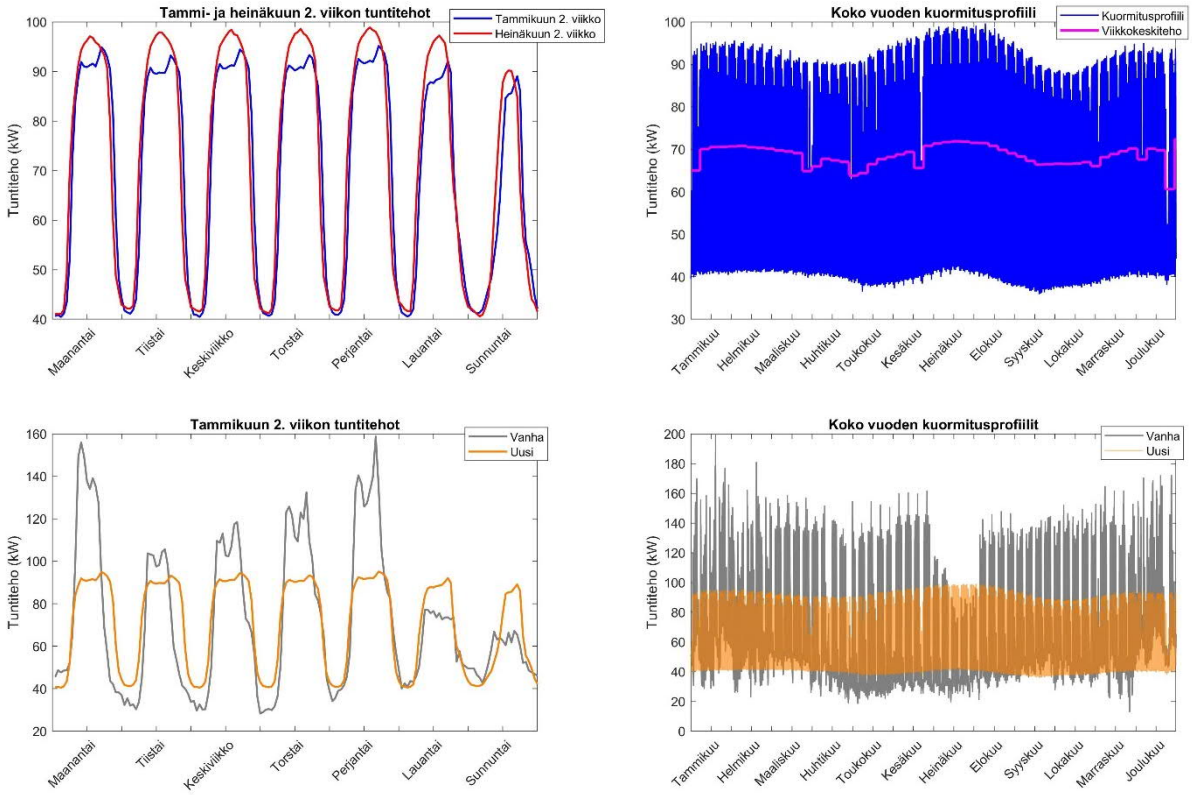

Kuva 6.9. Tyyppikäyttäjän 9 (maatalous, karjatila, 3×35 A, vuosikulutus 42 MWh) kuormitusprofiilit tammi- ja heinäkuun 2. viikolla sekä koko vuoden ajalta. Alakuvissa vertailu vanhaan tyyppikäyttäjäkäyrään M2 (maatila, karjatila, sähkölämmitys, 3×35 A, vuosikulutus 35 MWh) tammikuun 2. viikolla sekä koko vuoden aikana.



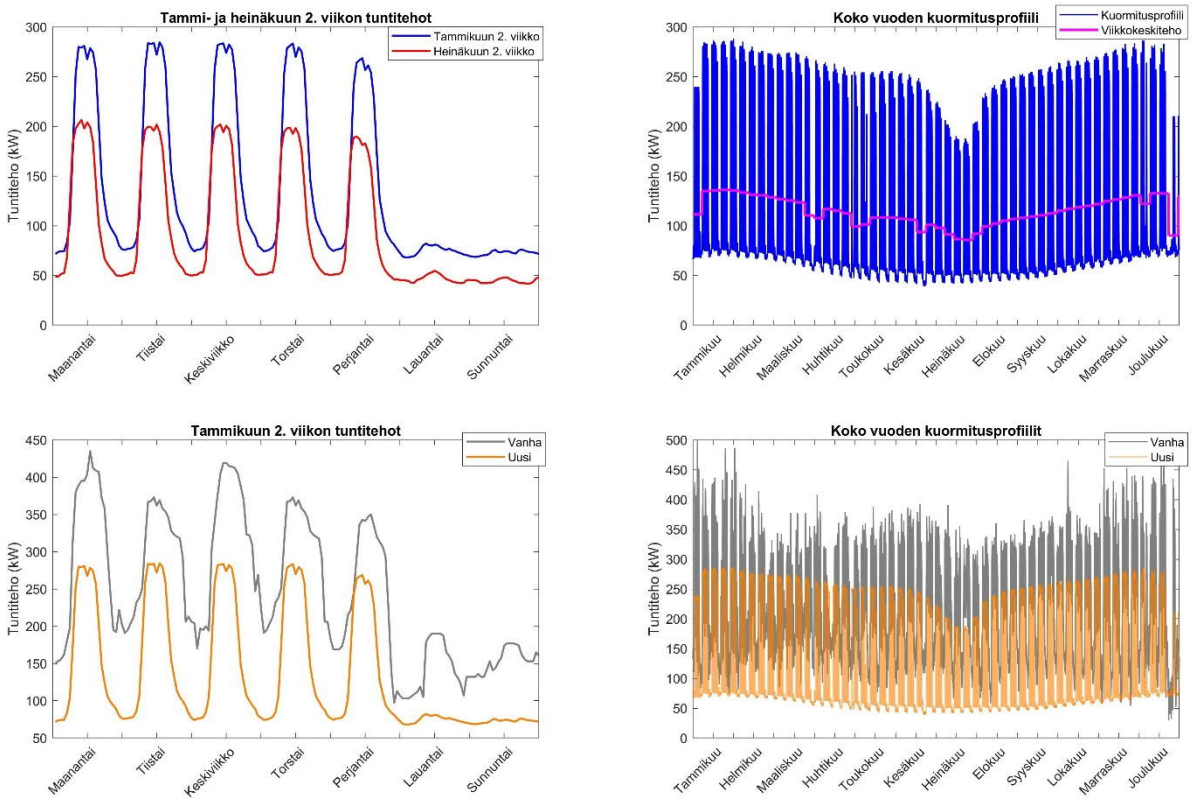

Kuva 6.10. Tyyppikäyttäjän 10 (liike-elämä, kiinni viikonloppuisin, 3×63 A, vuosikulutus 50 MWh) kuormitusprofiilit tammi- ja heinäkuun 2. viikolla sekä koko vuoden ajalta.



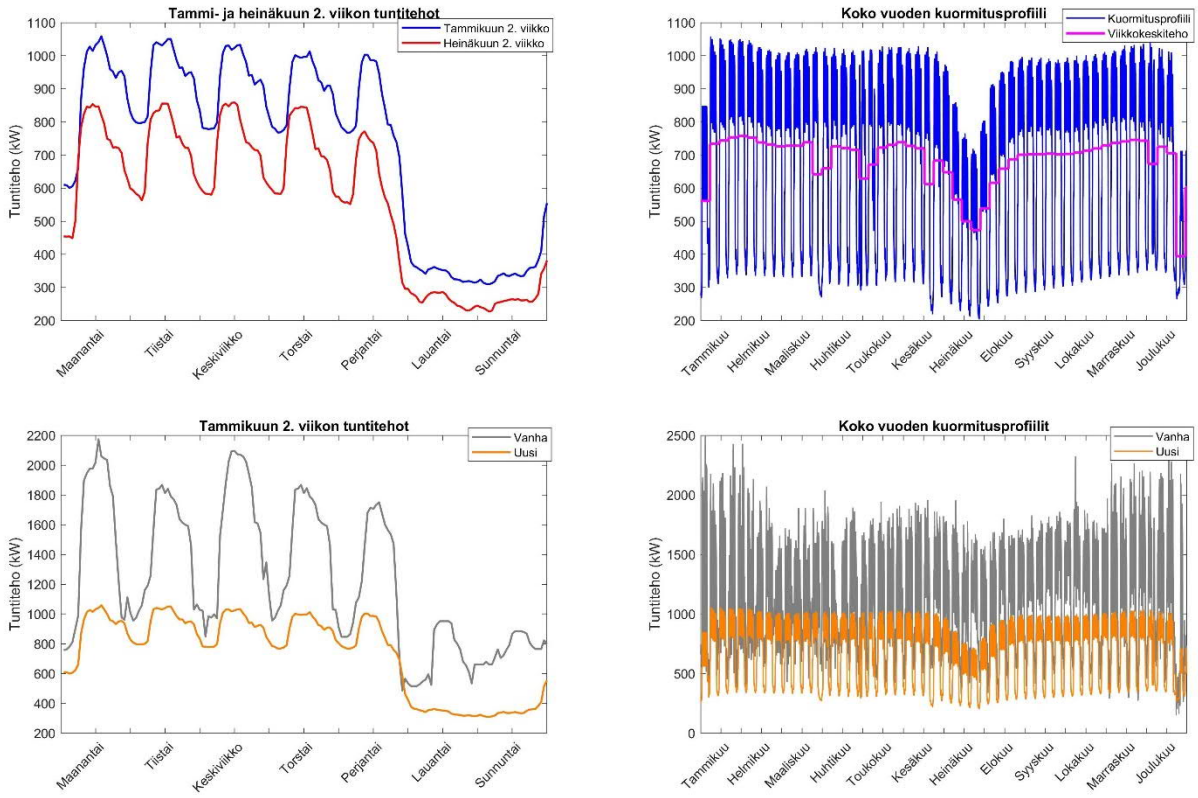

Kuva 6.11. Tyyppikäyttäjän 11 (teollisuus, 1-vuoro, 3×160 A, vuosikulutus 180 MWh) kuormitusprofiilit tammi- ja heinäkuun 2. viikolla sekä koko vuoden ajalta. Alakuvissa vertailu vanhaan tyyppikäyttäjäkäyrään T1 (teollisuus, vuosikulutus 150 MWh) tammikuun 2. viikolla sekä koko vuoden aikana.




Kuva 6.12. Tyyppikäyttäjän 12 (liike-elämä, auki viikonloppuisin, 3×400 A, vuosikulutus 600 MWh) kuormitusprofiilit tammi- ja heinäkuun 2. viikolla sekä koko vuoden ajalta. Alakuvissa vertailu vanhaan tyyppikäyttäjäkäyrään T2 (pienteollisuus, vuosikulutus 600 MWh) tammikuun 2. viikolla sekä koko vuoden aikana.




Kuva 6.12. Tyyppikäyttäjän 13 (teollisuus, 3-vuoro, KJ-liittymä, vuosikulutus 1 GWh) kuormitusprofiilit tammi- ja heinäkuun 2. viikolla sekä koko vuoden ajalta. Alakuvissa vertailu vanhaan tyyppikäyttäjäkäyrään T3 (keskisuuri teollisuus, vuosikulutus 2 GWh) tammikuun 2. viikolla sekä koko vuoden aikana.




Kuva 6.14. Tyyppikäyttäjän 14 (teollisuus, 3-vuoro, KJ-liittymä, vuosikulutus 6 GWh) kuormitusprofiilit tammi- ja heinäkuun 2. viikolla sekä koko vuoden ajalta. Alakuvissa vertailu vanhaan tyyppikäyttäjäkäyrään T4 (keskisuuri teollisuus, vuosikulutus 10 GWh) tammikuun 2. viikolla sekä koko vuoden aikana.

# 7. Histogrammien ja jakaumaparametrien hyödyntäminen nykyisten tariffirakenteiden yhteydessä

Tyyppikäyttäjien kuormitusprofiilien ja huipputehotaulukoiden hyödyntäminen on suhteellisen yksinkertaista perinteisten, lineaarisesti sähkön kulutuksesta tai huipputehosta riippuvien, siirtotariffien yhteydessä. Kulutusmaksukomponentin aiheuttamia kustannuksia laskettaessa tarvitsee vain kertoa tyyppikäyttäjän kokonaiskulutus energian hinnalla (yleistariffi) tai eri aikajaksojen kulutukset näiden energiahinnoilla (aikatariffit). Kaksiaikatariffien tapauksessa tähän eri aikajaksoilla kulutetun energian laskentaan voi käyttää esimerkiksi tiedostosta Kuormitusprofiilit.xlsx löytyvää laskentatyökalua. Tehomaksukomponentin aiheuttamat kustannukset lasketaan kertomalla huipputehotaulukosta katsottu suurin huipputeho, joka vastaa verkkoyhtiön käyttämää laskutustehon määritelmää, tehon yksikköhinnalla (€/kW). Huipputehotaulukot on laadittu siten, että kaikkien nykyisin käytössä olevien tehotariffien laskutusperusteena olevat huipputehot pitäisi löytyä niistä.

Siirtotariffien kustannusten laskenta muuttuu kuitenkin huomattavasti monimutkaisemmaksi silloin, kun siirtotariffeihin lisätään erilaisia rajoja, portaita tai kynnyksiä. Kun kustannukset eivät enää määräydy lineaarisesti kulutetun energian tai huipputehon suhteen, laskennassa pitää huomioida myös, miten tyyppikäyttäjän tuntitehot ovat jakautuneet. Tämän takia tässä tutkimuksessa on mallinnettu myös kuormitusprofiilien tuntitehojen sekä huipputehojen jakaumat. Käytetyt jakaumamallit on kuvattu luvussa 5.3.

Myös joissain nykyisissä tehotariffeissa käytettävä minimilaskutusteho on sellainen tehoraja, joka tekee siirtomaksusta epälineaarisesti määräytyvän. Tällaisten siirtotariffien tyyppikäyttäjille aiheuttamien siirtokustannusten laskennassa tulee huomioida myös laskutuksen perusteena olevan huipputehon jakauma. Mikäli kustannukset lasketaan pelkästään huipputehon keskiarvon perusteella, keskimääräiselle tyyppikäyttäjälle aiheutuva siirtokustannus arvioidaan liian pieneksi. Seuraavassa on käyty tarkemmin läpi, miten eri jakaumamalleja ja histogrammeja tulisi käyttää tässä tilanteessa.

## 7.1. Tehotariffi minimilaskutusteholla

Tehotariffilla tarkoitetaan tässä tariffia, joka sisältää huipputehoon perustuvan maksukomponentin. Minimilaskutustehollisessa tariffissa laskutetaan aina vähintään jonkin minimitehon mukaan laskettu siirtomaksu.

Tässä osiossa tarkastellaan tariffia, jossa kuukausittainen tehomaksu on 5 €/kW ja laskutettava huipputeho määräytyy kunkin kuukauden suurimman tuntitehon mukaan. Laskutettava teho on aina kuitenkin vähintään 50 kW. Tehomaksun minimi on siis 250 €/kk. Alla olevissa esimerkeissä käsitellään vain tariffin tehokomponenttia, todellisuudessa tehotariffit sisältävät usein myös perusmaksun ja energiamaksun.

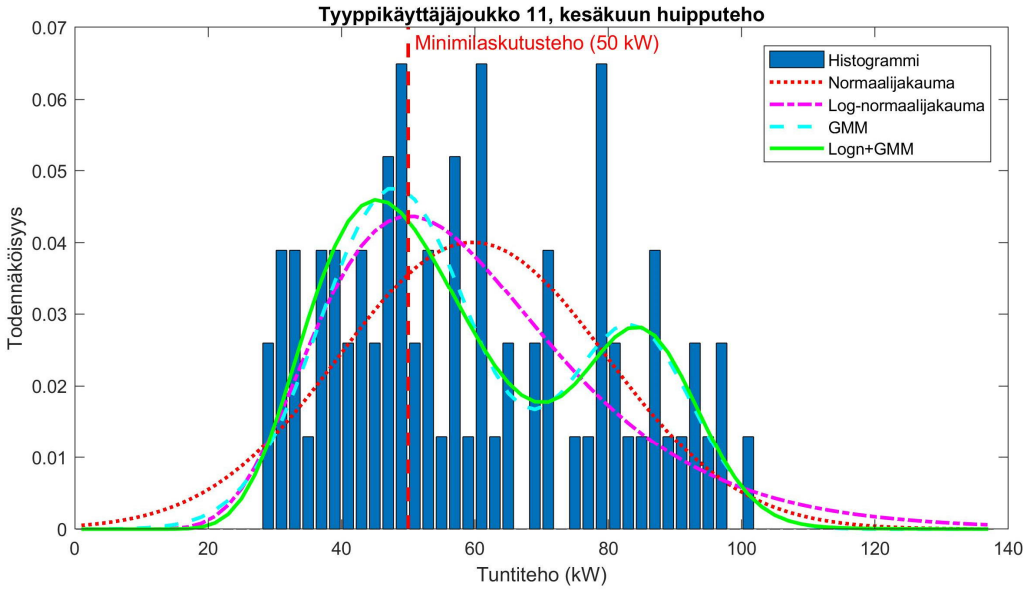
### 7.1.1. Laskentatehtävän määritys

Tarkastellaan esimerkiksi tyyppikäyttäjäjoukon 11, kesäkuun huipputehon jakaumaa. Kuvasta 7.1 nähdään, että n. 40 % huipputehoista jää minimilaskutustehon (50 kW) alapuolelle. Kaikki minimilaskutustehon alapuolelle jäävät käyttäjät maksavat 250 €/kk, riippumatta siitä mikä on huipputehon suuruus. Jäljelle jäävät 60 % käyttäjistä, joiden huipputeho on minimilaskutustehoa suurempi, maksavat tehomaksua huipputehon mukaan. Keskimääräisen kuukausimaksun määrittämiseksi, meidän tulee selvittää, kuinka monen tyyppikäyttäjäjoukon käyttäjän huipputeho jää minimilaskutustehoa pienemmäksi ja kuinka monen huipputeho on sitä suurempi. Lisäksi pitää selvittää mikä on minimilaskutustehon ylittävien huipputehojen keskiarvo. Tyyppikäyttäjäjoukon keskimääräinen tehomaksu $K_{teho}$ lasketaan siis seuraavasti

$$K_{teho} = p_{ali} \times P_{min} \times H + p_{yli} \times P_{yli} \times H \quad (1)$$

missä $p_{ali}$ on todennäköisyys, että huipputeho on minimilaskutustehoa pienempi
$P_{min}$ on minimilaskutusteho
$H$ on tehomaksu (€/kW)
$p_{yli}$ on todennäköisyys, että huipputeho on minimilaskutustehoa suurempi
$P_{yli}$ on minimilaskutustehon ylittävien huipputehojen keskiarvo

Käytännössä minimilaskutusteho vaikuttaa siten, että tyyppikäyttäjäjoukolta perittävä keskimääräinen tehomaksu (€/kk) on aina suurempi tai yhtäsuuri kuin nimellinen tehomaksu (€/kW,kk) kerrottuna tyyppikäyttäjän keskimääräisellä huipputeholla (kW). Tyyppikäyttäjäjoukko ja tyyppikäyttäjä kytkeytyvät toisiinsa siten, että tyyppikäyttäjäjoukon huipputehojen minimilaskutustehon alapuolelle jäävää prosenttiosuutta voidaan käsitellä todennäköisyytenä, että tyyppikäyttäjän huipputeho jää minimilaskutustehon alapuolelle.




Kuva 7.1. Tyyppikäyttäjäjoukon 11 kesäkuun huipputehon jakauma histogrammina ja eri jakaumamafunktioilla mallinnettuna.

### 7.1.2. Minimilaskutusteholliseen tehotariffin kustannukset histogrammitiedoista

Histogrammitiedoista saadaan kohtuullisen yksinkertaisesti laskettua, että minimilaskutustehon alapuolelle osuu 43 kpl (41,89 %) tyyppikäyttäjäjoukon kesäkuun huipputehoista. Minimilaskutustehon yläpuolelle osuu 43 kpl (58,11 %) huipputehoista. Huipputehon keskiarvo, silloin kun minimilaskutusteho ylittyy, saadaan kun histogrammin tehointervallien keskitehoista lasketaan mittausten lukumäärällä painotettu keskiarvo

$$P_{yli} = \sum_{i=P_{min}}^{\infty} \frac{N_i}{N_{yli}} \times \left( P_{i_alaraja} + \frac{P_{i_yläraja} - P_{i_alaraja}}{2} \right), \quad (2)$$

missä i on histogrammin tehointervalli, jonka alaraja on vähintään $P_{min}$
$N_i$ on tehointervallille osuvien mittausten lukumäärä
$N_{yli}$ on minimilaskutustehon ylittävien mittausten lukumäärä
$P_{i_alaraja}$ on tehointervallin alaraja
$P_{i_yläraja}$ on tehointervallin yläraja.

Kaavalla (2) laskien, minimilaskutustehon ylittävien tuntitehojen keskiarvoksi saadaan tässä esimerkissä 72,85 kW ja sijoittamalla tämä sekä muut nyt tiedossa olevat arvot kaavaan (1) saadaan tyyppikäyttäjän 11 kesäkuun tehomaksuksi 316,39 €.

### 7.1.3. Minimilaskutusteholisen tehotariffin kustannukset normaalijakaumamallilla

Histogrammin sijaan todennäköisyydet huipputehon osumiselle minimilaskutustehon ala- ja yläpuolelle voidaan laskea myös huipputehon jakaumamalleista. Normaalijakaumalla mallinnettuna, tyyppikäyttäjän 11 kesäkuun huipputehon keskiarvo (μ) on 57,48 kW ja keskihajonta (σ) on 22,50 kW. Normaalijakaumasta todennäköisyys, että huipputeho osuu tehojen $P_1$ ja $P_2$ väliin, saadaan laskettua kertymäfunktion (cdf) avulla seuraavasti:

$$p_{12} = cdf(P_2; \mu, \sigma) - cdf(P_1; \mu, \sigma) \tag{3}$$

Normaalijakauman kertymäfunktio on integraali

$$cdf(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^{x} e^{-t^2/2}\, dt, \tag{4}$$

jota ei voida ratkaista analyyttisesti alkeisfunktioiden avulla. Kertymäfunktion arvoja voidaan kuitenkin laskea numeerisilla menetelmillä. Esimerkiksi Excel-funktio NORM.DIST laskee kertymäfunktion arvot ongelmitta. NORM.DIST-funktiolla ja kaavalla (3) saadaan tässä tapauksessa minimilaskutustehon alitustodennäköisyydeksi $p_{ali}$ 36,97 % ja ylitystodennäköisyydeksi $p_{yli}$ 63,03 %.

Minimilaskutustehon ylittävien huipputehojen odotusarvo lasketaan katkaistun normaalijakauman (truncated normal distribution) kaavoilla (Kortum 2002). Odotusarvo alapäästään katkaistun normaalijakauman keskiarvolle on:

$$E\left(P \middle| P > P_{kynnys}\right) = \mu + \sigma \times \frac{pdf\left(\frac{P_{kynnys} - \mu}{\sigma}; 0{,}1\right)}{1 - cdf\left(\frac{P_{kynnys} - \mu}{\sigma}; 0{,}1\right)} \tag{5}$$

Kaavalla (5) tulos vastaa kaavan (1) muuttujaa $P_{yli}$, jonka arvoksi saadaan 70,96 kW, ja nyt tiedossa on kaikkien kaavan (1) muuttujien arvot. Kesäkuun tehomaksuksi saadaan siten normaalijakaumamallilla 0,3697 × 50 × 5 + 0,6303 × 70,96 × 5 = 316,04 (€/kk).

### 7.2.4. Minimilaskutusteholisen tehotariffin kustannukset log-normaalijakaumamallilla

Log-normaalijakaumamallia käytettäessä todennäköisyys, että huipputeho osuu tehojen $P_1$ ja $P_2$ väliin lasketaan kaavalla (3), siten että siinä käytetään log-normaalijakauman kertymäfunktiota

$$cdf_{logn}(x) = \frac{1}{2}\left[1 + erf\left(\frac{\ln x - \mu}{\sigma\sqrt{2}}\right)\right], \tag{6}$$

Minimilaskutustehon ylittävien huipputehojen odotusarvo lasketaan kaavalla

$$E(P|P > P_{min}) = e^{\mu + \frac{1}{2}\sigma^2} \times \frac{cdf_{norm}\left(\sigma - \frac{\ln P_{min} - \mu}{\sigma}; 0{,}1\right)}{1 - cdf_{norm}\left(\frac{\ln P_{min} - \mu}{\sigma}; 0{,}1\right)}. \tag{7}$$

Kaavojen (1), (3), (6) ja (7) avulla tyyppikäyttäjän 11 kesäkuun tehomaksuksi saadaan 0,4410 × 50 × 5 + 0,5590 × 73,39 × 5 = 315,38 (€).

Huom. kaavassa (7) käytetään normaalijakauman kertymäfunktiota.

### 7.2.5. Minimilaskutustehollisen tehotariffin kustannukset GMM-mallilla

GMM-mallia käytettäessä todennäköisyys, että huipputeho osuu tehojen $P_1$ ja $P_2$ väliin, lasketaan normaalijakauman kertymäfunktion avulla seuraavasti:

$$\begin{aligned} p_{12} = {} & \left(cdf(P_2;\mu_1,\sigma_1) - cdf(P_1;\mu_1,\sigma_1)\right) \times w_1 \\ & + \left(cdf(P_2;\mu_2,\sigma_2) - cdf(P_1;\mu_2,\sigma_2)\right) \times w_2 \end{aligned} \tag{8}$$

Minimilaskutustehon ylittävien huipputehojen odotusarvo lasketaan:

$$\begin{aligned} E(P|P > P_{min}) = {} & \left(\mu_1 + \sigma_1 \times \frac{pdf\left(\frac{P_{min}-\mu_1}{\sigma_1};0{,}1\right)}{1 - cdf\left(\frac{P_{min}-\mu_1}{\sigma_1};0{,}1\right)}\right) \times wp_1 \\ & + \left(\mu_2 + \sigma_2 \times \frac{pdf\left(\frac{P_{min}-\mu_2}{\sigma_2};0{,}1\right)}{1 - cdf\left(\frac{P_{min}-\mu_2}{\sigma_2};0{,}1\right)}\right) \times wp_2, \end{aligned} \tag{9}$$

missä

$$wp_1 = \frac{\left(cdf(P_2;\mu_1,\sigma_1) - cdf(P_1;\mu_1,\sigma_1)\right) \times w_1}{p_{12}} \tag{10}$$

ja

$$wp_2 = \frac{\left(cdf(P_2;\mu_2,\sigma_2) - cdf(P_1;\mu_2,\sigma_2)\right) \times w_2}{p_{12}} \tag{11}$$

Kaavojen (1) ja (8)–(11) avulla tyyppikäyttäjän 11 kesäkuun tehomaksuksi saadaan 0,4249 × 50 × 5 + 0,5751 × 73,39 × 5 = 317,26 (€).

### 7.2.6. Minimilaskutustehollisen tehotariffin kustannukset logn+GMM-mallilla

Yhdistelmämallia logn+GMM käytettäessä todennäköisyys, että huipputeho osuu tehojen $P_1$ ja $P_2$ väliin, lasketaan normaalijakauman ja log-normaalijakauman kertymäfunktioiden avulla seuraavasti:

$$\begin{aligned} p_{12} = {} & \left(cdf_{logn}(P_2;\mu_1,\sigma_1) - cdf_{logn}(P_1;\mu_1,\sigma_1)\right) \times w_1 \\ & + \left(cdf_{norm}(P_2;\mu_2,\sigma_2) - cdf_{norm}(P_1;\mu_2,\sigma_2)\right) \times w_2 \end{aligned} \tag{12}$$

Minimilaskutustehon ylittävien huipputehojen odotusarvo lasketaan:

$$\begin{aligned} E(P|P > P_{min}) = {} & \left(e^{\mu_1 + \frac{1}{2}{\sigma_1}^2} \times \frac{cdf_{norm}\left(\sigma_1 - \frac{\ln P_{min}-\mu_1}{\sigma_1};0{,}1\right)}{1 - cdf_{norm}\left(\frac{\ln P_{min}-\mu_1}{\sigma_1};0{,}1\right)}\right) \times wp_1 \\ & + \left(\mu_2 + \sigma_2 \times \frac{pdf_{norm}\left(\frac{P_{min}-\mu_2}{\sigma_2};0{,}1\right)}{1 - cdf_{norm}\left(\frac{P_{min}-\mu_2}{\sigma_2};0{,}1\right)}\right) \times wp_2 \end{aligned} \tag{13}$$

missä

$$wp_1 = \frac{\left(cdf_{logn}(P_2;\mu_1,\sigma_1) - cdf_{logn}(P_1;\mu_1,\sigma_1)\right) \times w_1}{p_{12}} \tag{14}$$

ja

$$wp_2 = \frac{\left(cdf_{norm}(P_2; \mu_2, \sigma_2) - cdf_{norm}(P_1; \mu_2, \sigma_2)\right) \times w_2}{p_{12}} \quad (15)$$

Kaavojen (1) ja (10)–(15) avulla tyyppikäyttäjän 11 kesäkuun tehomaksuksi saadaan 0,4068 × 50 × 5 + 0,5932 × 72,21 × 5 = 315,88 (€).

### 7.2.7. Minimilaskutusteholliseen tehotariffin laskentamenetelmien vertailu

Taulukkoon 7.1 on koottu edellä lasketut tehomaksun odotusarvot tyyppikäyttäjän 11 kesäkuulle. Vertailun vuoksi, taulukkoon on merkitty myös mikä olisi tehomaksun suuruus, jos se määritettäisiin väärin pelkän kesäkuun huipputehon keskiarvon perusteella (57,48 $kW$ × 5 $^{€}/_{kW,\,kk}$ = 287,41 €). Koska Minimilaskutusteho nostaa pienen huipputehon omaavien käyttäjien tehomaksua, aliarvioi tällä tavoin määritetty tehomaksu tyyppikäyttäjäjoukon maksamaa keskimääräistä tehomaksua. Tässä tapauksessa kaikki jakaumafunktiot antavat hyvin samankaltaisia tuloksia, vaikka jakaumamallien käyrämuodot ovat hyvin erilaisia (kts. kuva 7.1). Pienestä otoskoosta (77 kpl) johtuen, histogrammillakin lasketussa tehomaksussa on epävarmuutta. Histogrammien ja jakaumamallien avulla lasketut tehomaksut ovat kuitenkin huomattavan paljon lähempänä totuutta kuin pelkkään keskiarvoon perustuva tehomaksuarvio.

Taulukko 7.1. Yhteenveto lasketuista tehomaksuista.

| Menetelmä | $p_{ali}$ | $p_{yli}$ | $P_{yli}$ (kW) | Kesäkuun tehomaksu (€) |
|---|---|---|---|---|
| Histogrammi | 0,4189 | 0,5811 | 72,85 | 316,39 |
| Normaalijakauma | 0,3697 | 0,6303 | 70,96 | 316,03 |
| Log-normaalijakauma | 0,4410 | 0,5590 | 73,39 | 315,38 |
| GMM | 0,4249 | 0,5751 | 73,39 | 317,26 |
| Logn+GMM | 0,4068 | 0,5932 | 72,21 | 315,88 |
| Pelkkään keskiarvoon perustuva arvio | 0 | 1 | 57,48 | 287,41 |

# 8. Histogrammien ja jakaumaparametrien hyödyntäminen uusien tariffirakenteiden yhteydessä

Tässä luvussa annetaan ohjeita histogrammien ja jakaumamallien hyödyntämiseen muutamien uusien tariffirakenteiden yhteydessä.

## 8.1. Tehorajatariffi

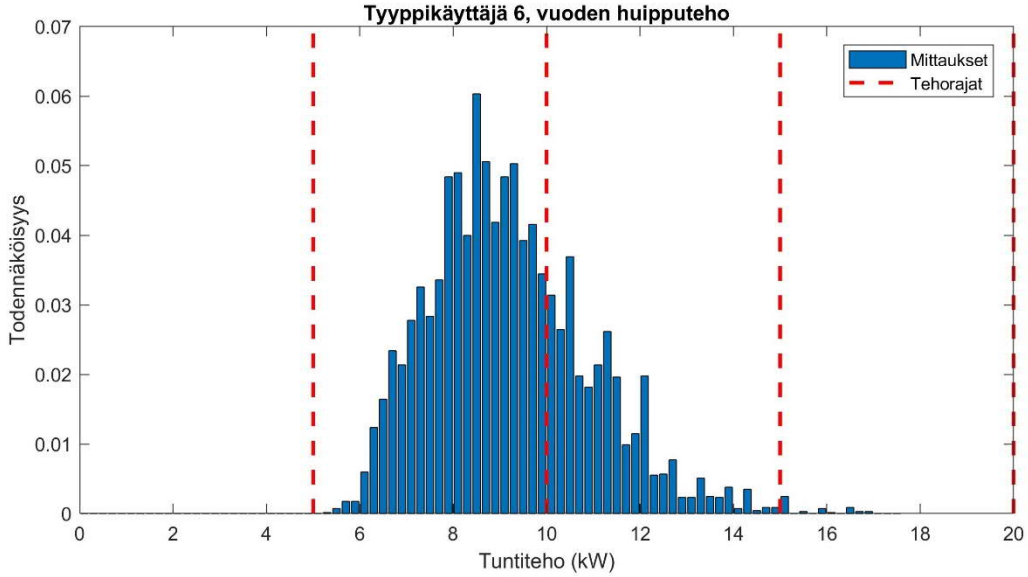
Tehorajatariffilla tarkoitetaan tässä siirtotariffia, jonka tehomaksukomponentin suuruus määräytyy diskreetisti tiettyjen huipputehorajojen mukaan. Taulukossa 8.1 on esimerkki, miten tehomaksukomponentin suuruus voisi tehotariffissa vaihdella vuoden suurimmasta huipputehosta riippuen. Laskutusteho voi tietenkin määräytyä myös jonkin muun kuin vuoden suurimman huipputehon mukaan, mutta tässä esimerkissä käsitellään vuoden huipputehoa.

Taulukko 8.1. Esimerkki tehorajatariffin hinnoittelurakenteesta.

| Tehoraja (tehokaista) | Hinta (€/kk) |
|---|---|
| 5 kW (0–5 kW) | 15 |
| 10 kW (5–10 kW) | 30 |
| 15 kW (10–15 kW) | 45 |
| 20 kW (15–20 kW) | 60 |

### 8.1.1. Laskentatehtävän määritys tehorajatariffin tapauksessa

Tarkastellaan esimerkiksi tyyppikäyttäjäjoukon 6, vuoden suurimman huipputehon jakaumaa. Kuvasta 8.1 nähdään, että suurin osa huipputehoista on tehovälillä 5–10 kW. Tälle tehovälille osuvat käyttäjät maksavat taulukon 8.1 tehorajatariffissa 30 €/kk. Osa käyttäjistä osuu tehovälille 10–15 kW, jolloin maksuksi tulee 45 €/kk. Pieni osa käyttäjistä osuu tehovälille 15–20 kW ja maksaa suurinta tehomaksua 60 €/kk. On ilmeistä, että keskimääräisen kuukausimaksun määrittämiseksi, meidän tulee selvittää, kuinka moni tyyppikäyttäjäjoukon käyttäjistä osuu kullekin tehorajatariffissa määritetylle tehokaistalle. Tyyppikäyttäjäjoukko ja tyyppikäyttäjä kytkeytyvät toisiinsa siten, että tyyppikäyttäjäjoukon käyttäjien prosenttiosuutta tietyllä tehokaistalla voidaan käsitellä todennäköisyytenä, että tyyppikäyttäjän teho osuu tälle tehokaistalle.




Kuva 8.1. Tyyppikäyttäjäjoukon 6 vuoden suurimman huipputehon jakauma ja taulukon 7.1 tehorajat.

### 8.1.2. Tehorajatariffin kustannukset histogrammitiedoista

Histogrammitiedoista saadaan kohtuullisen yksinkertaisesti laskettua, että tehokaistalle [0,5) kW osuu 0 kpl tyyppikäyttäjäjoukon huipputehomittauksista. Tehokaistalle [5,10) kW osuu 4968 kpl (72,22 %) mittauksista, tekokaistalle [10,15) kW 1895 kpl (27,55 %) ja tehokaistalle [15,20) kW 16 kpl (0,23 %).

Kun prosenttiosuudet ovat tiedossa, tyyppikäyttäjän tehomaksulle voidaan laskea odotusarvo kaavalla:

$$K_{teho} = \sum_{i}^{n} p_i \times H_i \,, \tag{16}$$

missä $n$ on tehokaistojen lukumäärä
$p_i$ on todennäköisyys, että käyttäjän huipputeho osuu tehokaistalle i
$H_i$ on tehomaksun suuruus tehokaistalla i

Taulukon 7.1 lukuarvoilla tehomaksuksi saadaan tässä tapauksessa:

$$0 \times 15 + 0{,}7222 \times 30 + 0{,}2755 \times 45 + 0{,}0023 \times 60 = \mathbf{34{,}20}\ (€/\boldsymbol{kk})$$

Huom. Muista varmistaa, että histogrammin kaikille havainnoille löytyy jokin tehokaista ($\sum p_i = 1$).

### 8.1.3. Tehorajatariffin kustannukset normaalijakaumamallilla

Histogrammin sijaan todennäköisyydet huipputehon osumiselle eri tehokaistoille voidaan laskea myös huipputehon jakaumamalleista. Normaalijakaumalla mallinnettuna, tyyppikäyttäjän 6 vuoden suurimman huipputehon keskiarvo (μ) on 9,21 kW ja keskihajonta (σ) on 1,72 kW. Normaalijakaumasta todennäköisyys, että huipputeho osuu tehojen $P_1$ ja $P_2$ väliin, saadaan laskettua kaavojen (3) ja (4) avulla. Tässä esimerkissä, näillä kaavoilla saadaan tehokaistoille taulukossa 8.2 ilmoitetut arvot, joista voidaan kaavan (16) avulla laskea tehomaksun odotusarvo.

Taulukko 8.2. Normaalijakaumasta lasketut kertymäfunktion arvot, todennäköisyydet ja tehomaksun odotusarvo.

| Tehoraja (tehokaista) | $H_i$ (€/kk) | $cdf(P_1, \mu, \sigma)$ | $cdf(P_2, \mu, \sigma)$ | $p_{12}$ | $p_{12} \times H_i$ |
|---|---|---|---|---|---|
| 5 kW (0–5 kW) | 15 | 0,0000 | 0,0070 | 0,0070 | 0,11 |
| 10 kW (5–10 kW) | 30 | 0,0070 | 0,6763 | 0,6693 | 20,08 |
| 15 kW (10–15 kW) | 45 | 0,6763 | 0,9996 | 0,3233 | 14,55 |
| 20 kW (15–20 kW) | 60 | 0,9996 | 1,0000 | 0,0004 | 0,02 |
| | | | | ∑ | 34,76 (€/kk) |

### 8.1.4. Tehorajatariffin kustannukset log-normaalijakaumamallilla

Log-normaalijakaumamallilla tehomaksun odotusarvo lasketaan samalla menetelmällä kuin normaalijakauman tapauksessa, sillä poikkeamalla, että huipputehotaulukon parametriosiosta etsitään log-normaalijakauman odotusarvo (2,2061 kW) ja keskihajonta (0,1820 kW) ja käytetään log-normaalijakauman kertymäfunktiota. Esimerkiksi Exceliä käytettäessä, log-normaalijakauman kertymäfunktion arvot saadaan laskettua LOGNORM.DIST-funktiolla. Taulukkoon 8.3 on koottu Taulukkoa 8.2 vastaavat arvot log-normaalijakauman avulla laskettuna.

Taulukko 8.3. Log-normaalijakaumasta lasketut kertymäfunktion arvot, todennäköisyydet ja tehomaksun odotusarvo.

| Tehoraja (tehokaista) | $H_i$ (€/kk) | $cdf(P_1, \mu, \sigma)$ | $cdf(P_2, \mu, \sigma)$ | $p_{12}$ | $p_{12} \times H_i$ |
|---|---|---|---|---|---|
| 5 kW (0–5 kW) | 15 | 0,0000 | 0,0005 | 0,0005 | 0,01 |
| 10 kW (5–10 kW) | 30 | 0,0005 | 0,7020 | 0,7015 | 21,05 |
| 15 kW (10–15 kW) | 45 | 0,7020 | 0,9971 | 0,2951 | 13,28 |
| 20 kW (15–20 kW) | 60 | 0,9971 | 1,0000 | 0,0029 | 0,17 |
| | | | | ∑ | 34,51 (€/kk) |

### 8.1.5. Tehorajatariffin kustannukset GMM-mallilla

Laskenta GMM mallin avulla mukailee edelleen normaalijakaumalla käytettyä menetelmää. Nyt pitää vain huomioida, että käytössä on kaksi normaalijakaumaa, joita painotetaan eri tavalla. Taulukoon 8.4 on poimittu huipputehotaulukon parametriosiosta GMM mallin parametrit vuoden suurimmalle huipputeholle.

Taulukko 8.4. GMM-mallin parametrit tyyppikäyttäjän 6 vuoden suurimmalle huipputeholle.

| | $\mu_1$ | $\mu_2$ | $\sigma_1$ | $\sigma_2$ | $w_1$ | $w_2$ |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Vuoden suurin huipputeho | 10,513 | 8,512 | 1,748 | 1,182 | 0,358 | 0,642 |

GMM-mallia käytettäessä todennäköisyys, että huipputeho osuu tehojen $P_1$ ja $P_2$ väliin, saadaan laskettua normaalijakauman kertymäfunktio (cdf) ja kaavan (8) avulla. Näin saadaan taulukon 8.5 mukaiset todennäköisyydet, joiden avulla saadaan laskettua tehomaksun odotusarvo.

Taulukko 8.5. GMM-mallilla lasketut todennäköisyydet ja tehomaksun odotusarvo.

| Tehoraja (tehokaista) | $H_i$ (€/kk) | $p_{12}$ | $p_{12} \times H_i$ |
|---|---|---|---|
| 5 kW (0–5 kW) | 15 | 0,0012 | 0,02 |
| 10 kW (5–10 kW) | 30 | 0,7117 | 21,35 |
| 15 kW (10–15 kW) | 45 | 0,2852 | 12,83 |
| 20 kW (15–20 kW) | 60 | 0,0018 | 0,11 |
| | | **∑** | 34,31 (€/kk) |

### 8.1.6. Tehorajatariffin kustannukset logn+GMM-mallilla

Log-normaali- ja normaalijakaumat yhdistävää logn+GMM mallia käytetään samoin kuin GMM-mallia, sillä poikkeuksella, että kertymäfunktioina käytetään sekä log-normaali- että normaalijakauman kertymäfunktioita. Taulukkoon 8.6 on luettu tyyppikäyttäjän huipputehotaulukon parametritiedoista keskiarvot, keskihajonnat ja painokerrointiedot. Tiedot on tallennettu taulukkoon siten, että ensin on aina log-normaalijakauman parametri ja sitten normaalijakauman vastaava parametri.

Taulukko 8.6. Logn+GMM-mallin parametrit tyyppikäyttäjän 6 vuoden suurimmalle huipputeholle.

| | $\mu_1$ (logn) | $\mu_2$ (norm) | $\sigma_1$ (logn) | $\sigma_2$ (norm) | $w_1$ (logn) | $w_2$ (norm) |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Vuoden suurin huipputeho | 2,182 | 11,379 | 0,168 | 1,807 | 0,902 | 0,098 |

Logn+GMM-mallia käytettäessä todennäköisyys, että huipputeho osuu tehojen $P_1$ ja $P_2$ väliin, saadaan laskettua log-normaalijakauman kaavan (12) avulla. Näin saadaan taulukon 8.7 mukaiset todennäköisyydet, joiden avulla saadaan laskettua tehomaksun odotusarvo.

Taulukko 8.7. Logn+GMM-mallilla lasketut todennäköisyydet ja tehomaksun odotusarvo.

| Tehoraja (tehokaista) | $H_i$ (€/kk) | $p_{12}$ | $p_{12} \times H_i$ |
|---|---|---|---|
| 5 kW (0–5 kW) | 15 | 0,0003 | 0,00 |
| 10 kW (5–10 kW) | 30 | 0,7097 | 21,29 |
| 15 kW (10–15 kW) | 45 | 0,2870 | 12,92 |
| 20 kW (15–20 kW) | 60 | 0,0030 | 0,18 |
| | | **∑** | 34,39 (€/kk) |

### 8.1.7. Tehorajatariffin laskentamenetelmien vertailu

Taulukkoon 8.8 on koottu edellä lasketut tehomaksun odotusarvot tyyppikäyttäjälle 6. Vertailun vuoksi, taulukkoon on merkitty myös mikä olisi tehomaksun suuruus, jos se määritettäisiin väärin

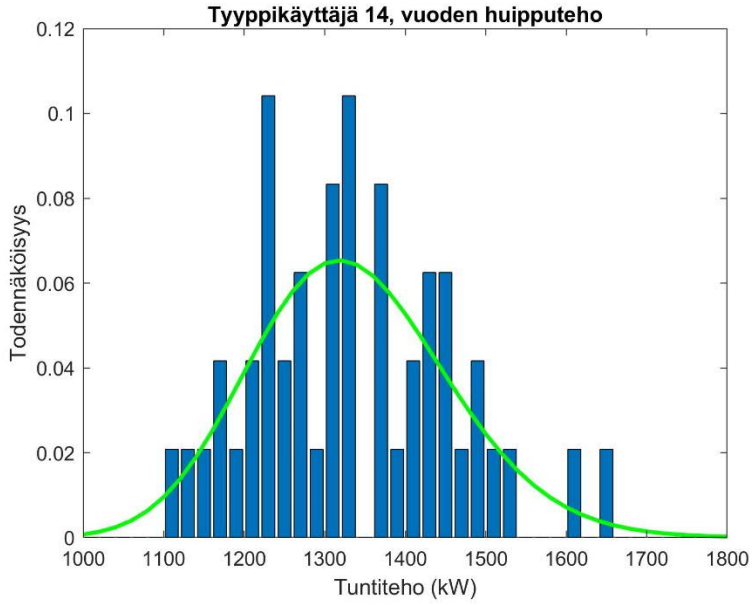
pelkän huipputehon keskiarvon (9,215 kW) perusteella. Keskiarvoa vastaava tehomaksu olisi 30 €/kk, joka aliarvioisi huomattavasti (n. 12 %) tyyppikäyttäjäjoukon maksamaa keskimääräistä tehomaksua.

Taulukko 8.8. Yhteenveto lasketuista tehomaksuista.

| Menetelmä | Tehomaksu (€/kk) | |
|---|---|---|
| Histogrammi | 34,20 | |
| Normaalijakauma | 34,76 | |
| Log-normaalijakauma | 34,51 | |
| GMM | 34,31 | |
| Logn+GMM | 34,39 | |
| Pelkkään keskiarvoon perustuva arvio | 30,00 | -12 % |

Seuraavaksi herää kysymys, mikä edellä lasketuista tehomaksuista edustaa kaikkein parhaiten tyyppikäyttäjän todellista tehomaksua. Tähän ei ole olemassa yksiselitteistä vastausta. Histogrammin perusteella laskettu arvo vastaa täysin tutkimuksessa käytetyn tyyppikäyttäjäjoukon keskimääräistä tehomaksua. Tässä pitää kuitenkin huomioida, että valittu tyyppikäyttäjäjoukko, jonka perusteella kuormitusprofiilit ja huipputehot on laskettu, on vain yksi otos suuremmasta joukosta tyyppikäyttäjän kaltaisia sähkön käyttäjiä. Rajallisessa otoksessa sattuma, se mitkä käyttäjät on valittu tyyppikäyttäjäjoukkoon, vaikuttaa aina otoksen sisältöön. Mitä suurempi otos on, sitä pienempi on sattuman vaikutus. Siksi histogrammit kuvaavat hyvin niiden tyyppikäyttäjien tunti- ja huipputehojen jakaumaa, joilla on suuri otoskoko.

Otoskooltaan pienillä tyyppikäyttäjillä kuormitusprofiilien ja huipputehojen histogrammeissa on satunnaisuuden takia aukkoja ja tihentymiä. Esimerkkinä kuvassa 8.2 esitetty tyyppikäyttäjän 14 huipputeho. Aukoista ja tihentymistä johtuen, tehokaistoille osuvien huipputehojen lukumääriä saatetaan ali- tai yliarvioida. Tämä heikentää tehomaksun laskentatarkkuutta. Jakaumamallit tasoittavat aukkojen ja tihentymien vaikutusta, ja niillä lasketut tehomaksut voivat olla näissä tapauksissa histogrammeista laskettuja tarkempia.




Kuva 8.2. Tyyppikäyttäjäjoukon 14 vuoden suurimman huipputehon jakauma ja siihen sovitettu log-normaalijakauma (vihreä käyrä).

Yksi peruste jakaumamallien käytölle on, että jos tariffin tehorajat eivät osu yhteen histogrammissa käytettyihin korien raja-arvoihin, voidaan jakaumamallien avulla laskea eri tehokaistojen todennäköisyydet. Exceleihin tallennetut histogrammit on määritetty 0,1; 0,5; 1; 5; tai 10 kW intervalleilla, riippuen tyyppikäyttäjän vuosienergiasta. On epätodennäköistä, että tehorajat osuvat näillä tarkkuuksilla määritettyjen intervallien sisälle (sen sijaan että ne osuisivat intervallien reunoille). Jos näin kuitenkin käy, laskennassa voi käyttää jakaumamalleja, tai tehorajan ja histogrammin sitä lähimpien raja-arvojen väliin jäävien huipputehojen lukumäärän voi selvittää interpoloimalla. Interpoloinnista aiheutuvat virheet jäänevät useimmissa tapauksissa merkityksettömän pieniksi.

## 8.2. Kynnystehotariffi

Kynnystehotariffi koostuu kolmesta komponentista: perusmaksusta (€/kk), kulutusmaksusta (snt/kWh) ja pätötehomaksusta (€/kW, joka lasketaan sen mukaan kuinka paljon huipputeho ylittää asetetun kynnystehon). Tässä osiossa käsittelemme vain, kuinka kynnystehotariffin tehomaksukomponentti lasketaan. Tässä käytetään esimerkkinä tariffia, jossa kynnystehoksi on asetettu 10 kW, tehomaksu on 15 €/kW/kk ja laskutusperusteena käytetään kuukauden suurinta tuntitehoa.

### 8.2.1. Laskentatehtävän määritys kynnystehotariffin tapauksessa

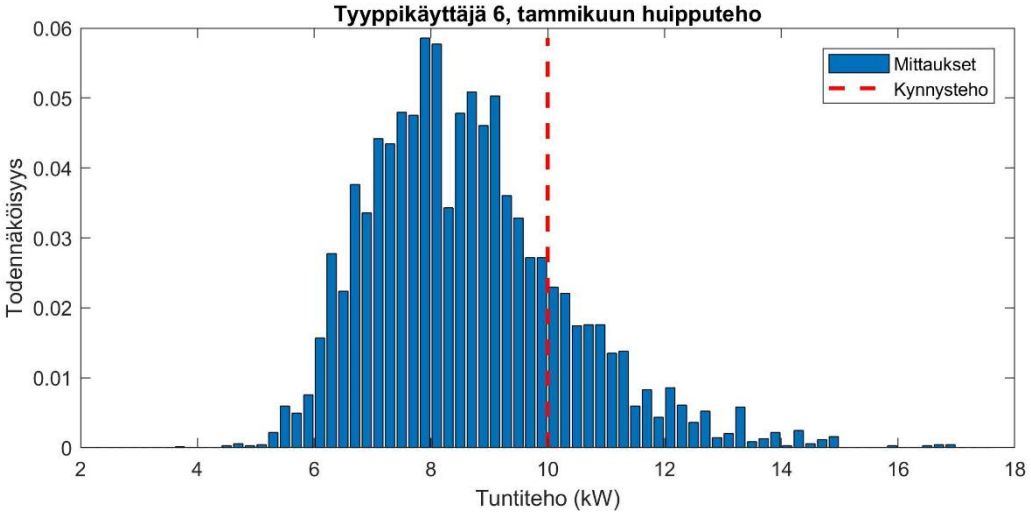
Kuvassa 8.3 on esitetty tyyppikäyttäjän 6 tammikuun suurimman huipputehon jakauma ja kynnysteho. Tehomaksusta tyyppikäyttäjälle aiheutuvien kustannusten selvittämiseksi meidän pitää selvittää

1) Kuinka todennäköistä ($p_{ylitys}$) on, että tyyppikäyttäjän huipputeho ylittää kynnystehon
2) Jos kynnysteho ylittyy, mikä on tuntitehon odotusarvo ($P_{ka_yli}$).

Kun nämä on saatu laskettua, tehomaksusta tyyppikäyttäjälle aiheutuvat kustannukset voidaan laskea kaavalla

$$K_{teho} = p_{ylitys} \times (P_{ka_yli} - P_{kynnys}) \times H_{teho}, \quad (17)$$

missä $P_{kynnys}$ on kynnysteho
$H_{teho}$ on tehomaksun suuruus.




Kuva 8.3. Tyyppikäyttäjän 6 tammikuun suurimman tuntitehon jakauma ja esimerkissä käytetty kynnysteho.

### 8.2.2. Kynnystehotariffin tehokustannukset histogrammitiedoista

Tammikuun suurimman tuntitehon histogrammitiedoista, joista myös kuva 8.3 on piirretty, saadaan laskettua, että tyyppikäyttäjäjoukon 6 mittauksissa, 1185 tapauksessa tammikuun suurin tuntiteho oli 10 kW tai enemmän. Kun mittausten kokonaismäärä on 6879, saadaan näistä luvuista laskettua, että tammikuun suurin tuntiteho on 10 kW tai enemmän 17,23 % todennäköisyydellä.

Tuntitehon odotusarvo, silloin kun kynnysteho ylittyy, saadaan kun histogrammin tehointervallien keskitehoista lasketaan mittausten lukumäärällä painotettu keskiarvo

$$P_{ka_yli} = \sum_{i=P_{kynnys}}^{\infty} \frac{N_i}{N_{yli}} \times \left( P_{i_alaraja} + \frac{P_{i_yläraja} - P_{i_alaraja}}{2} \right), \quad (18)$$

missä i on histogrammin tehointervalli, jonka alaraja on vähintään $P_{kynnys}$
$N_i$ on tehointervallille osuvien mittausten lukumäärä
$N_{yli}$ on kynnystehon ylittävien mittausten lukumäärä
$P_{i_alaraja}$ on tehointervallin alaraja
$P_{i_yläraja}$ on tehointervallin yläraja.

Kaavalla (18) laskien, kynnystehon ylittävien tuntitehojen keskiarvoksi saadaan tässä esimerkissä 11,35 kW ja sijoittamalla tämä sekä muut nyt tiedossa olevat arvot kaavaan (17) saadaan tyyppikäyttäjän 6 tehomaksuksi 3,48 €/kk.

Huom. Histogrammin tehointervallit on määritetty siten että alarajan puoleinen teho kuuluu intervalliin, kun taas kynnysteholaskelmissa tarvitaan tietoa siitä, kuinka moni mittaus ylittää kynnystehon. Tästä aiheutuva virhe on kuitenkin pieni, koska ongelma koskee vain yhtä tehointervallia (sitä jonka alarajan kynnysteho määrittää). Lisäksi mittausten resoluutio on yleensä huomattavasti histogrammin resoluutiota suurempi, jolloin vain hyvin pieni osa tehointervallille osuvista mittauksista on yhtä suuria tehointervallin alarajan kanssa.

### 8.2.3. Kynnystehotariffin tehokustannukset normaalijakaumamallilla

Kuten tehorajatariffin tapauksessa osiossa 8.1.3, todennäköisyys kynnystehon ylitykselle saadaan laskettua normaalijakauman kertymäfunktion avulla. Koska kynnysteho rajoittaa kertymäfunktiota vain toisesta suunnasta, todennäköisyyden kaava on:

$$p_{ylitys} = 1 - cdf\left(P_{kynnys}; \mu, \sigma\right), \quad (19)$$

missä $\mu$ on huipputehotaulukosta katsottu suurimman tuntitehon keskiarvo
$\sigma$ on huipputehotaulukosta katsottu suurimman tuntitehon keskihajonta.

Kynnystehon ylittävien tuntitehojen odotusarvo lasketaan katkaistun normaalijakauman kaavalla (5), jossa minimilaskutusteho on korvattu kynnysteholla. Odotusarvo alapäästään katkaistun normaalijakauman keskiarvolle on:

$$E\left(P \middle| P > P_{kynnys}\right) = \mu + \sigma \times \frac{pdf\left(\frac{P_{kynnys} - \mu}{\sigma}; 0{,}1\right)}{1 - cdf\left(\frac{P_{kynnys} - \mu}{\sigma}; 0{,}1\right)} \quad (20)$$

Kaavan (20) tulos vastaa muuttujaa $P_{ka_yli}$ ja se, sekä edellä laskettu $p_{ylitys}$, voidaan sijoittaa kaavaan (17). Näillä arvoilla tyyppikäyttäjän 6 tammikuun tehomaksuksi saadaan $0{,}2016 \times (10{,}942 - 10) \times 15 = 2{,}85\ (€/kk)$.

### 8.2.4. Kynnystehotariffin tehokustannukset log-normaalijakaumamallilla

Log-normaalijakaumamallilla todennäköisyys kynnystehon ylitykselle lasketaan log-normaalijakauman kertymäfunktion avulla

$$p_{ylitys} = 1 - cdf_{logn}\left(P_{kynnys}; \mu, \sigma\right) \tag{21}$$

ja kynnystehon ylittävien tuntitehojen odotusarvo kaavalla:

$$E\left(P \middle| P > P_{kynnys}\right) = e^{\mu+\frac{1}{2}\sigma^2} \times \frac{cdf_{norm}\left(\sigma - \frac{\ln P_{kynnys} - \mu}{\sigma}; 0{,}1\right)}{1 - cdf_{norm}\left(\frac{\ln P_{kynnys} - \mu}{\sigma}; 0{,}1\right)}. \tag{22}$$

Kaavojen (7), (21) ja (22) avulla tyyppikäyttäjän 6 tammikuun tehomaksuksi saadaan 0,1816 × (11,133 – 10) × 15 = 3,09 (€/$kk$).

Huom. Kaavassa (21) käytetään log-normaalijakauman kertymäfunktiota ja kaavassa (22) normaalijakauman kertymäfunktiota.

### 8.2.5. Kynnystehotariffin kustannukset GMM-mallilla

GMM-mallia käytettäessä todennäköisyys, että huipputeho ylittää kynnystehon, lasketaan normaalijakauman kertymäfunktion avulla seuraavasti:

$$\begin{aligned} p_{kynnys} = &\left(1 - cdf\left(P_{kynnys}; \mu_1, \sigma_1\right)\right) \times w_1 \\ &+ \left(1 - cdf\left(P_{kynnys}; \mu_2, \sigma_2\right)\right) \times w_2 \end{aligned} \tag{23}$$

Kynnystehon ylittävien tuntitehojen keskiarvo lasketaan:

$$\begin{aligned} &E\left(P \middle| P > P_{kynnys}\right) \\ &= \left(\mu_1 + \sigma_1 \times \frac{pdf\left(\frac{P_{kynnys} - \mu_1}{\sigma_1}; 0{,}1\right)}{1 - cdf\left(\frac{P_{kynnys} - \mu_1}{\sigma_1}; 0{,}1\right)}\right) \times wp_1 \\ &+ \left(\mu_2 + \sigma_2 \times \frac{pdf\left(\frac{P_{kynnys} - \mu_2}{\sigma_2}; 0{,}1\right)}{1 - cdf\left(\frac{P_{kynnys} - \mu_2}{\sigma_2}; 0{,}1\right)}\right) \times wp_2 \end{aligned} \tag{24}$$

missä

$$wp_1 = \frac{\left(1 - cdf\left(P_{kynnys}; \mu_1, \sigma_1\right)\right) \times w_1}{p_{kynnys}} \tag{25}$$

ja

$$wp_2 = \frac{\left(1 - cdf\left(P_{kynnys}; \mu_2, \sigma_2\right)\right) \times w_2}{p_{kynnys}} \tag{26}$$

Kaavojen (17), ja (23)–(26) avulla tyyppikäyttäjän 6 tammikuun tehomaksuksi saadaan 0,1830 × (11,261 – 10) × 15 = 3,46 (€/$kk$).

### 8.2.6. Kynnystehotariffin kustannukset logn+GMM-mallilla

Yhdistelmämallia logn+GMM käytettäessä todennäköisyys, että huipputeho ylittää kynnystehon, lasketaan normaalijakauman ja log-normaalijakauman kertymäfunktioiden avulla seuraavasti:

$$p_{kynnys} = \left(1 - cdf_{logn}\left(P_{kynnys}; \mu_1, \sigma_1\right)\right) \times w_1 + \left(1 - cdf_{norm}\left(P_{kynnys}; \mu_2, \sigma_2\right)\right) \times w_2 \quad (27)$$

Kynnystehon ylittävien tuntitehojen keskiarvo lasketaan:

$$E\left(P \middle| P > P_{kynnys}\right) = \left( e^{\mu_1 + \frac{1}{2}{\sigma_1}^2} \times \frac{cdf_{norm}\left(\sigma_1 - \frac{\ln P_{kynnys} - \mu_1}{\sigma_1}; 0{,}1\right)}{1 - cdf_{norm}\left(\frac{\ln P_{kynnys} - \mu_1}{\sigma_1}; 0{,}1\right)} \right) \times wp_1 + \left( \mu_2 + \sigma_2 \times \frac{pdf_{norm}\left(\frac{P_{kynnys} - \mu_2}{\sigma_2}; 0{,}1\right)}{1 - cdf_{norm}\left(\frac{P_{kynnys} - \mu_2}{\sigma_2}; 0{,}1\right)} \right) \times wp_2 \quad (28)$$

missä

$$wp_1 = \frac{\left(1 - cdf_{logn}\left(P_{kynnys}; \mu_1, \sigma_1\right)\right) \times w_1}{p_{kynnys}} \quad (29)$$

ja

$$wp_2 = \frac{\left(1 - cdf_{norm}\left(P_{kynnys}; \mu_2, \sigma_2\right)\right) \times w_2}{p_{kynnys}} \quad (30)$$

Kaavojen (17) ja (27)–(30) avulla tyyppikäyttäjän 6 tammikuun tehomaksuksi saadaan $0{,}1793 \times (11{,}270 - 10) \times 15 = 3{,}42\ (€/kk)$.

### 8.2.7. Kynnystehotariffin laskentamenetelmien vertailu

Taulukkoon 8.9 on koottu edellä lasketut tehomaksun odotusarvot tyyppikäyttäjälle 6. Vertailun vuoksi, taulukkoon on merkitty myös mikä olisi tehomaksun suuruus, jos se määritettäisiin väärin pelkän tammikuun huipputehon keskiarvon (8,593 kW) perusteella. Koska keskiarvo jää kynnystehon alapuolelle, olisi tällä tavoin arvioitu tehomaksu nolla euroa, joka aliarvioisi huomattavasti tyyppikäyttäjäjoukon maksamaa keskimääräistä tehomaksua.

Taulukko 8.9. Yhteenveto lasketuista tehomaksuista.

| Menetelmä | Kynnystehon ylitystodennäköisyys (%) | Kynnystehon ylittävien keskiteho (kW) | Tehomaksu (€/kk) |
|---|---|---|---|
| Histogrammi | 17,23 | 11,35 | 3,48 |
| Normaalijakauma | 20,16 | 10,94 | 2,85 |
| Log-normaalijakauma | 18,16 | 11,13 | 3,09 |
| GMM | 18,30 | 11,26 | 3,46 |
| Logn+GMM | 17,93 | 11,27 | 3,42 |
| Pelkkään keskiarvoon perustuva arvio | 0 | 0 | 0 |

## 8.3. Porrastariffi

Porrastariffi koostuu kahdesta komponentista: perusmaksusta (€/kk) ja kulutusmaksusta (snt/kWh). Kulutusmaksu kytkeytyy asiakkaan tuntitehoon siten, että kulutusmaksulla on eri hintatasoja, joiden

käyttö vaihtelee tuntitehon mukaan. Tässä osiossa tarkastellaan porrastariffia, jonka parametrit ovat taulukon 8.10 mukaiset. Jos tunnin tuntiteho ylittää 5 kW rajan, peritään koko tunnin kulutuksesta siirtomaksua korkeammalla siirtohinnalla kuin tilanteessa, jossa tunnin tuntiteho on alle 5 kW.

Taulukko 8.10. Esimerkki porrastariffin hinnoittelurakenteesta.

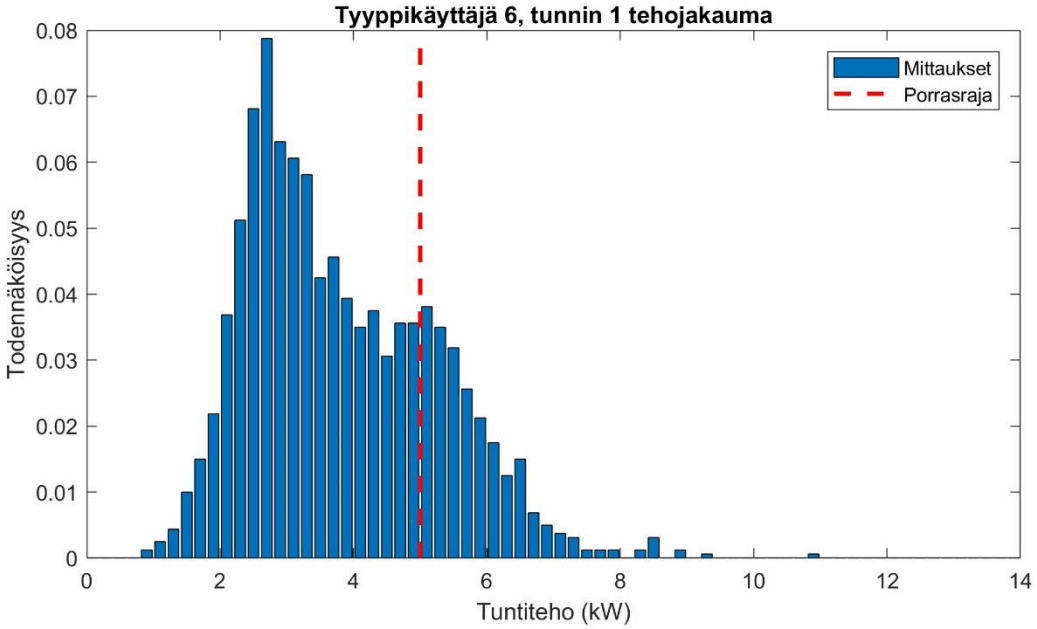
| Tehoporras | Kulutusmaksu (snt/kWh) |
|---|---|
| 0–5 kW | 3,0 |
| yli 5 kW | 6,0 |

### 8.3.1. Laskentatehtävän määritys porrastariffin tapauksessa

Tarkastellaan esimerkiksi tyyppikäyttäjän 6 kulutusmaksua taulukon 8.10 mukaista porrastariffia käytettäessä. Kuvaan 8.4 on piirretty tyyppikäyttäjän 6 kuormitusprofiilin ensimmäisen tunnin (1.1.2018 klo 00–01) tuntitehojen jakauma. Kuvasta nähdään, että suurin osa tuntitehoista on välillä 0–5 kW. Tälle tehovälille osuvat käyttäjät maksavat kulutuksesta taulukon 8.10 mukaisessa porrastariffissa 3 snt/kWh. Osalla käyttäjistä tuntiteho on yli 5 kW, jolloin kulutusmaksuksi tulee 6 snt/kWh. Keskimääräisten kustannusten määrittämiseksi, meidän tulee jälleen laskea prosenttiosuudet ja keskikulutukset kullekin tehoportaalle. Erona aikaisempaan on, että nämä laskut tulee toistaa vuoden jokaiselle tunnille. Vasta sen jälkeen saadaan laskettua tyyppikäyttäjän vuosittainen kulutusmaksu seuraavaa kaavaa käyttäen.

$$K_{kulutus} = \sum_{h=1}^{8760} \sum_{j=1}^{N} p_j \times P_{ka,j} \times H_j \,, \tag{31}$$

missä N on portaiden lukumäärä
$p_j$ on todennäköisyys, että tuntiteho osuu portaalle j
$P_{ka,j}$ on portaalle j osuvien tuntitehojen keskiarvo
$H_j$ on kulutusmaksun suuruus portaalla j.




Kuva 8.4. Tyyppikäyttäjäjoukon 6 vuoden ensimmäisen tunnin tehojakauma ja taulukon 7.10 mukainen tehoporrasraja.

### 8.3.2. Porrastariffin kulutusmaksut histogrammitiedoista

Kuormitusprofiilin histogrammitiedoista, joista myös kuva 8.4 on piirretty, saadaan laskettua, että vuoden ensimmäisellä tunnilla 1238 kpl tyyppikäyttäjäjoukon 6 mittatuista tuntitehoista on alle 5 kW ja 362 kpl on suurempia (tai yhtä suuria) kuin 5 kW. Näistä luvuista saadaan laskettua, että tuntiteho on 77,38 % todennäköisyydellä alle 5 kW ja 22,63 % todennäköisyydellä yli (tai tasan) 5 kW.

Porrasvälille osuvien tuntitehojen keskiarvo lasketaan histogrammitiedoista kaavaa (18) soveltaen. Tässä tapauksessa kaava saa muodon:

$$P_{ka,j} = \sum_{i=P_{j,1}}^{P_{j,end}} \frac{N_i}{N_j} \times \left( P_{i_alaraja} + \frac{P_{i_yläraja} - P_{i_alaraja}}{2} \right), \tag{32}$$

missä i on histogrammin tehointervalli, jonka alaraja on P
$P_{j,1}$ on histogrammin ensimmäinen tehoportaalle j osuva tehointervalli
$P_{j,end}$ on histogrammin viimeinen tehoportaalle j osuva tehointervalli
$N_i$ on tehointervallille i osuvien mittausten lukumäärä
$N_j$ on tehoportaalle j osuvien mittausten lukumäärä
$P_{i_alaraja}$ on tehointervallin i alaraja
$P_{i_yläraja}$ on tehointervallin i yläraja.

Kaavoilla (16) ja (17) laskien, tyyppikäyttäjän 6 kulutusmaksuksi saadaan koko vuoden osalta 551,05 €.

### 8.3.3. Porrastariffin kulutusmaksut normaalijakaumamallilla

Silloin kun lasketaan todennäköisyyksiä ja tuntitehon odotusarvoja porrastariffin viimeiselle (ylärajaltaan rajoittamattomalle) portaalle, voidaan laskennassa soveltaa kaavoja (3) ja (5). Ala- sekä ylärajaltaan rajoitetuissa tapauksissa portaalle osumisen todennäköisyys ja portaalle osuvien tuntitehojen odotusarvo lasketaan kaavoilla:

$$p_j = cdf\left(P_{j,yläraja}; \mu, \sigma\right) - cdf\left(P_{j,alaraja}; \mu, \sigma\right) \tag{33}$$

$$E\left(P \middle| P_{j,alaraja} < P < P_{j,yläraja}\right) = \mu + \sigma \times \frac{pdf\left(\frac{P_{j,alaraja} - \mu}{\sigma}; 0{,}1\right) - pdf\left(\frac{P_{j,yläraja} - \mu}{\sigma}; 0{,}1\right)}{cdf\left(\frac{P_{j,yläraja} - \mu}{\sigma}; 0{,}1\right) - cdf\left(\frac{P_{j,alaraja} - \mu}{\sigma}; 0{,}1\right)} \tag{34}$$

näissä $\mu$ on kuormitusprofiilin tuntitehon keskiarvo
$\sigma$ on kuormitusprofiilin tuntitehon keskihajonta
$P_{j,yläraja}$ on tehoportaan j yläraja
$P_{j,alaraja}$ on tehoportaan j alaraja.

Kaavoilla (3), (5), (32), (33) ja (34) laskien, ja laskenta vuoden jokaiselle tunnille toistaen, tyyppikäyttäjän 6 vuosittaiseksi kulutusmaksuksi saadaan 536,65 €.

Huom. Silloin kun kynnystehot tai porrasrajat ovat hyvin kaukana jakaumamallin hännällä, kaavojen (5), (7), (9), (13), (20), (22), (24), (28) ja (34) nimittäjien ensimmäisenä ja toisena terminä olevat kertymäfunktiot (cdf) saattavat molemmat olla niin lähellä yhtä, että niiden erotus on laskentaohjelman tarkkuuden puitteissa nolla. Tällöin kaavoissa tapahtuu nollalla jakaminen ja tuloksista tulee merkityksettömiä. Niissä tapauksissa, joissa alarajan etäisyys keskiarvosta on suurempi kuin 6σ, tehon odotusarvoksi voidaan arvioida ala- ja ylärajojen keskiarvo tai yläpäästään rajoittamattomassa tapauksessa alaraja. Käytännössä tehon odotusarvon tarkkuudella ei näissä

tapauksissa ole suurta merkitystä, koska todennäköisyys, että huippu- tai tuntiteho osuu tälle tehovälille, on näissä tapauksissa myös hyvin lähellä nollaa.

### 8.3.4. Porrastariffin kulutusmaksut log-normaalijakaumamallilla

Myös log-normaalijakaumamallilla laskettaessa voidaan soveltaa aikaisemmin määritettyjä kaavoja (21) ja (22), silloin kun lasketaan ylärajaltaan rajoittamattoman portaan todennäköisyyksiä ja tuntitehon odotusarvoja. Molemmista suunnista rajoitetuille portaille käytetään kaavoja:

$$p_j = cdf_{logn}(P_{j,yläraja}; \mu, \sigma) - cdf_{logn}(P_{j,alaraja}; \mu, \sigma) \tag{35}$$

$$E\left(P \middle| P_{j,alaraja} < P < P_{j,yläraja}\right) = e^{\mu+\frac{1}{2}\sigma^2} \times \frac{cdf_{norm}\left(\sigma - \frac{\ln P_{j,alaraja} - \mu}{\sigma}; 0{,}1\right) - cdf_{norm}\left(\sigma - \frac{\ln P_{j,yläraja} - \mu}{\sigma}; 0{,}1\right)}{cdf_{norm}\left(\frac{\ln P_{j,yläraja} - \mu}{\sigma}; 0{,}1\right) - cdf_{norm}\left(\frac{\ln P_{j,alaraja} - \mu}{\sigma}; 0{,}1\right)} \tag{36}$$

Kaavoilla (21), (22), (32), (35) ja (36) laskien, ja laskenta vuoden jokaiselle tunnille toistaen, tyyppikäyttäjän 6 vuosittaiseksi kulutusmaksuksi saadaan 589,92 €.

### 8.3.5. Porrastariffin kulutusmaksut GMM-mallilla

GMM-mallia käytettäessä sovelletaan aikaisemmin määritettyjä kaavoja (8) ja (9) sekä kaavoja:

$$\begin{aligned} p_j = {} & \left(cdf\left(P_{j,yläraja}; \mu_1, \sigma_1\right) - cdf\left(P_{j,alaraja}; \mu_1, \sigma_1\right)\right) \times w_1 \\ & + \left(cdf\left(P_{j,yläraja}; \mu_2, \sigma_2\right) - cdf\left(P_{j,alaraja}; \mu_2, \sigma_2\right)\right) \times w_2 \end{aligned} \tag{37}$$

$$\begin{aligned} & E\left(P \middle| P_{j,alaraja} < P < P_{j,yläraja}\right) \\ & = \left(\mu_1 + \sigma_1 \times \frac{pdf\left(\frac{P_{j,alaraja} - \mu_1}{\sigma_1}; 0{,}1\right) - pdf\left(\frac{P_{j,yläraja} - \mu_1}{\sigma_1}; 0{,}1\right)}{cdf\left(\frac{P_{j,yläraja} - \mu_1}{\sigma_1}; 0{,}1\right) - cdf\left(\frac{P_{j,alaraja} - \mu_1}{\sigma_1}; 0{,}1\right)}\right) \\ & \times wp_1 \\ & + \left(\mu_2 + \sigma_2 \times \frac{pdf\left(\frac{P_{j,alaraja} - \mu_2}{\sigma_2}; 0{,}1\right) - pdf\left(\frac{P_{j,yläraja} - \mu_2}{\sigma_2}; 0{,}1\right)}{cdf\left(\frac{P_{j,yläraja} - \mu_2}{\sigma_2}; 0{,}1\right) - cdf\left(\frac{P_{j,alaraja} - \mu_2}{\sigma_2}; 0{,}1\right)}\right) \\ & \times wp_2 \end{aligned} \tag{38}$$

missä

$$wp_1 = \frac{\left(cdf\left(P_{j,yläraja}; \mu_1, \sigma_1\right) - cdf\left(P_{j,alaraja}; \mu_1, \sigma_1\right)\right) \times w_1}{p_j} \tag{39}$$

ja

$$wp_2 = \frac{\left(cdf\left(P_{j,yläraja}; \mu_2, \sigma_2\right) - cdf\left(P_{j,alaraja}; \mu_2, \sigma_2\right)\right) \times w_2}{p_j} \tag{40}$$

Kaavoilla (8), (9), (32) ja (37)–(40) laskien, ja laskenta vuoden jokaiselle tunnille toistaen, tyyppikäyttäjän 6 vuosittaiseksi kulutusmaksuksi saadaan 548,76 €.

### 8.3.6. Porrastariffin kulutusmaksut logn+GMM-mallilla

GMM-mallia käytettäessä sovelletaan aikaisemmin määritettyjä kaavoja (12) ja (13) sekä kaavoja:

$$p_j = \left(cdf_{logn}\left(P_{j,yläraja}; \mu_1, \sigma_1\right) - cdf_{logn}\left(P_{j,alaraja}; \mu_1, \sigma_1\right)\right) \times w_1 + \left(cdf_{norm}\left(P_{j,yläraja}; \mu_2, \sigma_2\right) - cdf_{norm}\left(P_{j,alaraja}; \mu_2, \sigma_2\right)\right) \times w_2 \quad (41)$$

Tehorajojen väliin jäävien tuntitehojen odotusarvo lasketaan:

$$\begin{aligned} &E\left(P \middle| P_{j,alaraja} < P < P_{j,yläraja}\right) \\ &= e^{\mu_1 + \frac{1}{2}{\sigma_1}^2} \\ &\times \frac{cdf_{norm}\left(\sigma_1 - \frac{\ln P_{j,alaraja} - \mu_1}{\sigma_1}; 0{,}1\right) - cdf_{norm}\left(\sigma_1 - \frac{\ln P_{j,yläraja} - \mu_1}{\sigma_1}; 0{,}1\right)}{cdf_{norm}\left(\frac{\ln P_{j,yläraja} - \mu_1}{\sigma_1}; 0{,}1\right) - cdf_{norm}\left(\frac{\ln P_{j,alaraja} - \mu_1}{\sigma_1}; 0{,}1\right)} \times w_1 \\ &+ \left(\mu_2 + \sigma_2 \times \frac{pdf_{norm}\left(\frac{P_{j,alaraja} - \mu_2}{\sigma_2}; 0{,}1\right) - pdf_{norm}\left(\frac{P_{j,yläraja} - \mu_2}{\sigma_2}; 0{,}1\right)}{cdf_{norm}\left(\frac{P_{j,yläraja} - \mu_2}{\sigma_2}; 0{,}1\right) - cdf_{norm}\left(\frac{P_{j,alaraja} - \mu_2}{\sigma_2}; 0{,}1\right)}\right) \times w_2 \end{aligned} \quad (42)$$

missä

$$wp_1 = \frac{\left(cdf_{logn}\left(P_{j,yläraja}; \mu_1, \sigma_1\right) - cdf_{logn}\left(P_{j,alaraja}; \mu_1, \sigma_1\right)\right) \times w_1}{p_j} \quad (43)$$

ja

$$wp_2 = \frac{\left(cdf_{norm}\left(P_{j,yläraja}; \mu_2, \sigma_2\right) - cdf_{norm}\left(P_{j,alaraja}; \mu_2, \sigma_2\right)\right) \times w_2}{p_j} \quad (44)$$

Kaavoilla (12), (13), (32) ja (41)–(44) laskien, ja laskenta vuoden jokaiselle tunnille toistaen, tyyppikäyttäjän 6 vuosittaiseksi kulutusmaksuksi saadaan 549,33 €.

### 8.3.7. Porrastariffin laskentamenetelmien vertailu

Taulukkoon 8.11 on koottu edellä lasketut vuosittaiset maksut tyyppikäyttäjälle 6. Vertailun vuoksi, taulukkoon on merkitty myös mikä olisi tehomaksun suuruus, jos se määritettäisiin pelkkien kuormitusprofiilin tunneittaisten keskiarvojen avulla. Tällä väärällä tavalla laskettuna, tyyppikäyttäjän vuosittaiseksi kulutusmaksuksi saadaan 492,17 €, joka on lähes 11 % pienempi kuin histogrammitietojen avulla laskettu vuosimaksu ja aliarvioi siten huomattavasti tyyppikäyttäjäjoukon maksamaa keskimääräistä vuosimaksua.

Jakaumamallien tuloksia keskenään vertailtaessa huomataan, että log-normaalijakauma antaa muita jakaumia suurempia kulutusmaksuja. Tyyppikäyttäjän 6 kuormitusprofiilin tapauksessa, log-normaalijakauman keskimääräinen sovitustarkkuus (0,0016) on lähes yhtä hyvä kuin GMM mallilla (0,0015). Tämä osoittaa, että saman suuruiset sovitetarkkuudet eivät aina tarkoita, että eri jakaumamalleilla lasketut kustannukset olisivat yhtä suuria. Normaalijakaumaan verrattuna, log-normaalijakauma korostaa suurten tuntitehojen todennäköisyyttä, ja koska porrastariffissa suuren tuntitehon tunneilla on korkeampi kulutusmaksu, näkyy tämä suurempana vuosimaksuarviona.

Taulukko 8.11. Yhteenveto porrastariffilla lasketuista vuosittaisista kulutusmaksuista.

| Menetelmä | Kulutusmaksu (€/vuosi) |
|---|---|
| Histogrammi | 551,05 |
| Normaalijakauma | 536,65 |
| Log-normaalijakauma | 589,92 |
| GMM | 548,76 |
| Logn+GMM | 549,33 |
| Pelkkään keskiarvoon perustuva arvio | 492,17 |

# 9. Yhteenveto

Tässä tutkimuksessa päivitettiin valtakunnallisesti käytettävät tyyppikäyttäjämäärittelyt ja ohjeistettiin niiden käyttöä verkkopalvelumaksuihin liittyvissä tarkasteluissa. Uudet tyyppikäyttäjät (14 kpl) valittiin klusterianalyysin tulosten ja työpajoissa verkkoyhtiöiltä, viranomaisilta sekä sähköalan eturyhmiltä saatujen kommenttien perusteella. Tyyppikäyttäjien valinnassa tavoiteltiin, että uudet tyyppikäyttäjät kattaisivat, niin hyvin kuin mahdollista tällä lukumäärällä, kaikki merkittävimmät sähkönjakeluverkkoon liittyvät asiakasryhmät. Pääkäyttäjäryhmistä edustettuina ovat kesämökit, kerrostalohuoneistot, pientalot, maatalous, valaistus, liike-elämä ja teollisuus, joista osa on vielä jaettu useampaan aliryhmään.

1) Kesämökki, kulutusta vain kesäisin, pääsulake 3x25A, sähkön käyttö 1 000 kWh/vuosi
2) Kerrostalohuoneisto, pääsulake 1x25A, sähkön käyttö 1 500 kWh/vuosi
3) Kerrostalohuoneisto, pääsulake 3x25A, sähkönkäyttö 2500 kWh/vuosi
4) Pientalo, ei sähkölämmitystä, 3x25A, sähkön käyttö 5000 kWh/vuosi
5) Energiatehokas pientalo, sähkölämmitys, pääsulake 3x25A, sähkön käyttö 10 000 kWh/vuosi
6) Pientalo, suora sähkölämmitys, käyttöveden lämmitys yösähköllä, pääsulake 3x25A, sähkön käyttö 16 000 kWh/vuosi
7) Pientalo, varaava sähkölämmitys, pääsulake 3x25A, sähkön käyttö 19 000 kWh/vuosi
8) Ulkovalaistus, hämäräkytkin, pääsulake 3x35A, sähkön käyttö 34 000 kWh/vuosi
9) Maatalous, karjatalous, pääsulake 3x35A, sähkön käyttö 42 000 kWh/vuosi
10) Liike-elämä, lyhyet aukioloajat, kiinni viikonloppuisin, pääsulake 3x63A, sähkön käyttö 50 000 kWh/vuosi
11) Teollisuus, 1-vuoro, Pääsulake 3x160A, sähkön käyttö 180 000 kWh/vuosi
12) Liike-elämä, pitkät aukioloajat, auki viikonloppuisin, pääsulake 3x400A, sähkön käyttö 600 000 kWh/vuosi
13) Teollisuus, 1-vuoro, KJ-liittymä, sähkön käyttö 1 000 000 kWh/vuosi
14) Teollisuus, 3-vuoro, KJ-liittymä, sähkön käyttö 6 000 000 kWh/vuosi

Taulukko 9.1. Tyyppikäyttäjien huipputehot

| Tyyppikäyttäjä | Vuotuinen huipputeho (kW) | Suurin kuukausittainen huipputeho (kW) |
|---|---|---|
| 1 | 3,5 | 2,3 (kesäkuu) |
| 2 | 1,9 | 1,5 (joulukuu) |
| 3 | 3,9 | 3,1 (joulukuu) |
| 4 | 5,7 | 4,8 (tammikuu) |
| 5 | 7,4 | 6,6 (tammikuu) |
| 6 | 9,2 | 8,6 (tammikuu) |
| 7 | 13,1 | 12,5 (tammikuu) |
| 8 | 10,1 | 9,7 (tammikuu) |
| 9 | 18,9 | 16,9 (tammikuu) |
| 10 | 19,3 | 17,6 (tammikuu) |
| 11 | 82 | 79 (tammikuu) |
| 12 | 128 | 116 (heinäkuu) |
| 13 | 419 | 384 (tammikuu) |
| 14 | 1323 | 1232 (tammikuu) |

Tyyppikäyttäjämäärittelyistä puhuttaessa on oleellista selittää, mitä tarkoitetaan termillä ”tyyppikäyttäjä”. Tässä tutkimuksessa käytetty tyyppikäyttäjän ominaisuuksien tilastollinen

mallinnustapa mahdollistaa sen, että ”tyyppikäyttäjällä” ei tarvitse tarkoittaa yksittäistä sähkönkäyttäjää, vaan sillä voidaan tarkoittaa ryhmässään keskimääräistä käyttäjää.

Tässä tutkimuksessa sähkönkäyttäjät klusteroitiin tuntimittauksista laskettujen hahmovektoreiden perusteella, jonka jälkeen klusteroinnin tulosten sekä verkkoyhtiöiden asiakastietojärjestelmistä saatujen käyttötarkoitustietojen perusteella valittiin ne asiakkaat, jotka parhaiten edustavat kutakin asiakastyyppiä. Tästä asiakasjoukosta valittiin edelleen ne, joiden sulakekoko on tälle joukolle kaikkein tyypillisin ja joiden vuosittainen sähkönkulutus on (sulakekoko huomioiden) lähellä joukon keskiarvoa. Lopulta saatiin siis valittua yhtenäiset tyyppikäyttäjäjoukot, jotka sisältävät ainoastaan ennalta määritettyjen tyyppikäyttäjien kaltaisia sähkönkäyttäjiä ja joiden tuntimittausten mukaista sähkönkäyttöä tässä tutkimuksessa määritetyt tyyppikuormitusprofiilit ja huipputehotaulukot mallintavat.

Kymmenen sähköverkkoyhtiötä luovutti sähkönkäytön tuntimittauksia tämän tutkimuksen tarpeisiin. Yhteensä käytettävissä oli mittaukset yli 700 000 sähkönkäyttöpaikalta, mutta vain osa näistä käyttöpaikoista valittiin lopullisiin tyyppikäyttäjäjoukkoihin. Kuormitusprofiilien ja huipputehotaulukoiden määrityksessä käytetyt tyyppikäyttäjäjoukot sisälsivät pienasiakkaiden osalta useita tuhansia käyttöpaikkoja, mutta vuosienergialtaan suurimpien tyyppikäyttäjien profiilit ja huipputehot jouduttiin laskemaan vain muutaman kymmenen käyttöpaikan mittausten perusteella. Varsinkin suurille (sulakekoko > 3 × 63 A) tyyppikäyttäjille määritetyt loistehomallit jäivät epävarmoiksi, koska vain murto-osa mittauksista sisälsi myös loistehotiedot.

Jokaiselle tyyppikäyttäjälle määritettiin kuormitusprofiili, jota käytetään kulutuspohjaisten verkkopalvelumaksujen laskentaan, ja vuosittaiset sekä kuukausittaiset huipputehotaulukot, joita tarvitaan tehopohjaisten maksujen laskennassa. Lineaarisesti määrittyvien siirtotariffien tyyppikäyttäjälle aiheuttamat kustannukset voidaan laskea kuormitusprofiileista ja huipputehotaulukoista löytyvien tuntitehojen- ja huipputehojen keskiarvojen avulla. Sen sijaan epälineaarisesti määräytyvien tariffien, kuten minimilaskutustehollisten tehotariffien sekä useiden tulevaisuudessa käyttöönotettavaksi suunniteltujen tariffirakenteiden, esimerkiksi tehorajatariffin, kynnystehotariffin ja porrastariffin, aiheuttamien kustannusten laskenta vaatii keskiarvon lisäksi tietoa myös tuntitehojen tai huipputehojen jakaumasta tyyppikäyttäjäjoukon sisällä. Tätä varten tässä tutkimuksessa mallinnettiin myös edellä mainitut jakaumat neljällä eri menetelmällä: normaalijakaumalla, log-normaalijakaumalla, GMM-mallilla ja Logn+GMM-mallilla.

Kaikilla näillä jakaumamalleilla on omat vahvuutensa ja heikkoutensa. Normaalijakauman käyttö on helpointa, mutta se on useimmiten kaikkein epätarkin. Yhdistelmämallit puolestaan ovat tarkkoja, mutta vaikeampia käyttää. Koska jakaumamallien hyödyntäminen vaatii jonkin verran matemaattista osaamista, tulosaineistossa on esitetty jakaumat myös histogrammeina. Histogrammien käyttö on jakaumamalleja helpompaa ja ne kuvaavat täsmälleen valittujen tyyppikäyttäjäjoukkojen sisältämää hajontaa. Haittapuolena on, että rajallisista otoksista johtuen, myös satunnaisuuden aiheuttama epävarmuus näkyy histogrammeissa.

Huippu- ja tuntitehojen jakaumien mallinnukseen jäi vielä lukuisia jatkotutkimusmahdollisuuksia. Yksi tapa parantaa jakaumamallien tarkkuutta voisi olla katkaistujen jakaumien käyttö. Nyt tuntimittausaineistoon sovitettiin rajoittamattomia jakaumia, joka esimerkiksi normaalijakauman tapauksessa tarkoittaa, että kuormitus voi joissain tapauksissa saada myös negatiivisia arvoja. Vaikka negatiiviset arvot voidaan helposti jättää laskennassa huomioimatta, voisi jakaumamallin tarkkuus parantua myös positiivisten arvojen osalta sovittamalla mittausaineistoon katkaistu normaalijakauma.

Huipputehotaulukot sisältävät huipputehot kaikilla nykyään käytössä olevilla laskutustehon määräytymisperusteilla laskettuna. On kuitenkin mahdollista, että jossain vaiheessa jokin jakeluverkkoyhtiö ottaa käyttöön laskutustehon määräytymisperusteen jota ei löydy huipputehotaulukoista. Jo nykyään erilaisia laskutustehon määräytymisperusteita on niin paljon, että tilanne voi olla kuluttajalle hämmentävä. Myös sen takia, että tilanne ei menisi korotuskaton valvonnan kannalta liian monimutkaiseksi, tulisi laskutusperusteita pyrkiä harmonisoimaan.

Sähkön käyttäjien osalta on tapahtumassa suuria muutoksia mm. lämmitysratkaisujen (siirtyminen erilaisiin lämpöpumppuihin), oman pientuotannon (aurinkosähköjärjestelmät) ja verkosta ladattavien sähköautojen osalta. Osaltaan muutoksia kuormitusprofiileihin aiheuttaa myös dynaamiset (spot-hinta pohjaiset) myyntituotteet ja tehopohjaiset verkkopalvelumaksut. Nämä muutokset eivät kuitenkaan vielä näy merkittävässä määrin nykyisessä tuntimittausaineistossa, ja siten nämä muutokset eivät näy myöskään nyt muodostetuissa tyyppikäyttäjien profiileissa. Näiden tulevaisuudessa yhä suuremmassa mittakaavassa tapahtuvien muutosten huomioiminen edellyttää tyyppikäyttäjämäärittelyjen päivittämistä, sitten kun mallintamisessa tarvittavaa mittausaineistoa on riittävästi saatavilla.

# Lähteet


Kortum, S., “Lecture 4: Selection”, Lecture notes, University of Sao Paulo, 2002, https://edisciplinas.usp.br/pluginfile.php/2028147/mod_resource/content/0/Normal truncada.pdf, viitattu 19.12.2018.

Mutanen, A., ”Improving electricity distribution system state estimation with AMR-based load profiles”, Väitöskirja, Tampereen teknillinen yliopisto, 2018.

Rook, C., & Kerman, M.C., “Approximating the sum of Correlated Lognormals: an implementatition”, Cornell University arkisto, 2015, https://arxiv.org/abs/1508.07582, viitattu 1.1.2019.

Singh, R., ”Statistical representation of distribution system loads using Gaussian mixture model”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 25, No. 1, February 2010.

TEM, “Joustava ja asiakaskeskeinen sähköjärjestelmä – Älyverkkotyöryhmän loppuraportti”, Työ- ja elinkeinoministeriön julkaisuja, Energia, 33/2018, http://urn.fi/URN:ISBN:978-952-327-346-7, viitattu 17.1.2019.

Uusi Suomi, 22.12.2018, “Sähkölasku 95 €, itse sähkön osuus 3 € – Ministeri sanoi suoraan: Valitettavasti joudumme maksamaan”, https://www.uusisuomi.fi/raha/265384-sahkolasku-95-eu-itse-sahkon-osuus-3-eu-ministeri-sanoi-suoraan-valitettavasti-joudumme, viitattu 14.12.2018.

LIITE 1: Valtakunnalliset tyyppikäyttäjämäärittelyt verkkopalvelumaksuihin liittyvissä tarkasteluissa

# VALTAKUNNALLISET TYYPPIKÄYTTÄJÄMÄÄRITTELYT VERKKOPALVELUMAKSUIHIN LIITTYVISSÄ TARKASTELUISSA

Kimmo Lummi, Antti Mutanen ja Pertti Järventausta
Sähkötekniikan yksikkö, Tampereen yliopisto
Helmikuu 2019

Tampereen yliopisto

# Sisällysluettelo


1. Johdanto ..... 1
2. Sähkönjakelun kustannuksiin perustuva hinnoittelu ..... 2
   2.1. Siirtotariffien määrittäminen prosessina ..... 3
   2.2. Kustannuksiin pohjautuvan laskennan pohjalta määritetyt nykyisin sovellettavat siirtotariffirakenteet ..... 4
   2.3. Vaihtoehtoiset tehoperusteiset siirtotariffirakenteet ..... 6
   2.4. Tehomaksujen määräytymisperusteiden monimuotoisuus ja potentiaaliset harmonisointitarpeet tulevaisuudessa ..... 8
3. Siirtotariffien vaikutukset tyyppikäyttäjille ..... 10
   3.1. Siirtomaksujen muodostuminen tyyppikäyttäjille tehoperusteisilla siirtotariffirakenteilla . 10
   3.2. Nykyisen verkkoyhtiöiden hinnoittelun tila päivitettyjen tyyppikäyttäjien osalta ..... 22
4. Yhteenveto ..... 31

Lähteet ..... 33

# 1. Johdanto

Siirtotariffien määrittämisestä Suomessa vastaavat sähköverkkoyhtiöt itsenäisesti. Sähköverkkoyhtiöillä on alueellaan luonnollinen luvanvarainen monopoli, koska rinnakkaisten sähkönjakeluverkkojen rakentaminen ei ole taloudellisesti järkevää. Suomessa keskeinen sähkön siirron hinnoitteluun vaikuttava tekijä on sähkömarkkinalaki, jonka mukaan sähkön siirron hinnoittelun on oltava tasapuolista, syrjimätöntä ja kokonaisuutena arvioiden kohtuullista [1]. Sähköverkkoliiketoiminnan monopoliluonteen vuoksi Energiavirasto valvoo sähköverkkoliiketoimintaa neljän vuoden mittaisten valvontajaksojen välein määrittämiensä valvontamenetelmien mukaisesti [2]. Hinnoittelun kohtuullisuuden arvioinnissa Energiavirasto ei valvo yksittäisten siirtotariffien hinnoittelua, vaan sähköverkkoliiketoimintaa koskeva valvonta kohdistuu siirtotariffien näkökulmasta verkkoyhtiön kaikkien siirtotariffien yhdessä muodostaman hintatason kohtuullisuuden varmistamiseen. Tämä tarkoittaa sitä, että valvontajakson ajalta sähköverkkoyhtiön tuottotasoa säädellään ja mikäli jakson lopuksi sähköverkkoyhtiön tuotto on ollut ylijäämäinen, eli sallittu tuotto on ylitetty, tulee ylijäämä hyvittää asiakkaille seuraavan valvontajakson aikana. Vastaavasti tuoton ollessa valvontajakson aikana alijäämäinen, seuraavalle valvontajaksolle sähköverkkoyhtiöt voivat tehdä hinnankorotuksia, jotta alijäämä saadaan korjattua maksimissaan sallitun tuoton tasolle.

Sähkön toimintavarmuuden parantamiseksi viimeisen kymmenen vuoden aikana koettujen laajamittaisten sähkönjakelun keskeytysten vuoksi vuonna 2013 sähkömarkkinalakiin tehtiin muutos, jossa tiukennettiin sähkön toimitusvarmuusvaatimuksia [1]. Toimintavarmuuden parantaminen on tarkoittanut pääosin maakaapelointia, joka on kasvattanut yhtiöiden investointeja sähköverkkoon. Siirtomaksujen hintatasoihin on osin tästä syystä kohdistunut nousupaineita, jonka takia sähkönsiirron ja sähkönjakelun maksuille asetettiin 15 %:n suuruinen vuotuinen korotuskatto Sähkömarkkinalakiin vuonna 2017. Muutoksen mukaisesti verkonhaltija voi tehdä edelliseen hinnankorotukseen nähden 12 kuukauden aikana enintään viidentoista prosentin suuruisen korotuksen [3]. Säädetty korotuskatto vaikuttaa keskeisesti siirtotariffien hintamuutosten toteuttamiseen nyt ja tulevaisuudessa.

Tämä dokumentti käsittelee sähkönjakelun hinnoittelua sekä erilaisten siirtotariffien vaikutuksia vuonna 2018 määritettyjen tyyppikäyttäjien osalta. Luvussa 2 kuvataan yleisellä tasolla sähkönjakelun hinnoittelun taustaa ja siirtotariffien määrittämiseen liittyviä seikkoja. Luvussa 3 on kuvattu kahden esimerkkisähköverkon tietoihin perustuen erilaisten tehoperusteisten siirtotariffirakenteiden vaikutuksia tyyppikäyttäjille. Tämän lisäksi kolmannessa luvussa luodaan katsaus sähkön siirron nykyhinnoittelun tasoon suomalaisissa jakeluverkkoyhtiöissä tarkastelemalla tyyppikäyttäjien siirtomaksun muodostumista vuoden 2018 joulukuun hintatietojen perusteella.

# 2. Sähkönjakelun kustannuksiin perustuva hinnoittelu

Siirtotariffien määrittämiselle kustannusperusteisesti on useita syitä. Viime vuosina kansainvälisen mielenkiinnon kohteeksi on noussut nykyisen hinnoittelun kustannusvastaavuutta koskevat kysymykset. Vastaavanlaista keskustelua on käyty myös Suomessa koskien erityisesti pienasiakkaiden siirtotariffien hinnoittelua. Osa suomalaisista sähköverkkoyhtiöistä on teettänyt selvityksiä hinnoittelunsa nykytilasta ja kehitysmahdollisuuksista [4-10].

Kustannusperusteisiin laskentamenetelmiin pohjautuvat tarkastelut ovat alan kehityksen kannalta hyvin tärkeitä. Perinteisesti suoraviivaisin vaihtoehtoinen tapa ohjata sähkön siirron hinnoittelua on tehdä muutoksia hinnastoon skaalaamalla nykyisten siirtotuotteiden hintatasoa siten, että liikevaihtotavoite täyttyy. Tämä tapa ei kuitenkaan automaattisesti tuota samankaltaisia etuja ja kannusteita, joita kustannusperusteisen laskennan tuloksien perusteella voidaan tuottaa. Kustannuksiin pohjautuvilla laskelmilla voidaan pyrkiä selvittämään kokonaisvaltaisesti toimintaan liittyvät kustannukset ja aiheuttamisperiaatteen toteutuminen yksityiskohtaisemmalla tasolla ns. skaalausmenetelmiin nähden. Tällä hetkellä sähköverkkoliiketoiminnassa on käynnissä muutoksia koskien esimerkiksi erilaisten vaihtoehtoisten hinnoittelumallien käyttöä, jonka yksi keskeisin syy on hinnoittelun kustannusvastaavuuden parantaminen nykytilaan nähden. Erityisesti erilaisten vaihtoehtoisten hinnoittelumallien suunnittelussa on syytä varmistaa, että niiden hintaparametrit pohjautuvat kustannuksiin ja tämän varmistamiseksi on syytä hyödyntää kustannusperusteista laskentatapaa siirtotariffien määrittämisessä.

Suomessa, sähköverkkoyhtiöiden soveltamat siirtotariffit jakeluverkkotasolla koostuvat pääsääntöisesti neljästä eri päämaksukomponentista:

- Kuukausittain laskutettava perusmaksu (€/kk),
- Laskutusjakson energiankäyttöön sidoksissa oleva kulutusmaksu (snt/kWh),
- Kausittain määräytyvä pätötehomaksu (€/kW) sekä
- Kausittain määräytyvä loistehomaksu (€/kvar).

Asiakkaille, joiden sähkönkulutus on suuri (esim. suuret teollisuusasiakkaat) sovelletaan tyypillisesti kaikkia neljää maksukomponenttia. Pienemmän kulutuksen asiakkaille sovelletaan tyypillisesti siirtotuotteita, jotka sisältävät vain kaksi ensimmäistä listattua maksukomponenttia. Tässä tekstissä teholla siirtotariffien yhteydessä tarkoitetaan yhden tunnin ajalta mitattua keskitehoa (kutsutaan myös käsitteellä tuntiteho), joka on toistaiseksi keskeisin kaupallinen yksikkö sähkömarkkinoilla Suomessa.

Kustannusvastaavuus käsitteenä on monitulkintainen ja tarkasteltavasta näkökulmasta riippuen sillä voidaan tarkoittaa joko hinnoittelua yleisesti (esim. tarvittava liikevaihto kerätään asiakkailta kokonaisuudessaan) tai vaihtoehtoisesti sillä voidaan tarkoittaa siirtotariffien kytkeytymistä sähkönjakelun keskeisiin kustannusajureihin. Sähköverkkoliiketoiminta on hyvin pääomaintensiivinen toimiala ja valtaosa kustannuksia aiheutuu tarvittavan sähkönsiirtokapasiteetin riittävyyden varmistamisesta. Sähkön myyntiliiketoimintaan nähden sähköverkkoliiketoiminnan keskeinen kustannusajuri ei ole siirretty energiamäärä (kWh), vaan sähköverkon kapasiteetti (kW). Vaikka sähköenergiaa ei siirretä suuria määriä asiakkaille, verkon ylläpito- ja pääomakustannuksia syntyy silti ja kustannukset tulee kattaa asiakkailta kerättävillä siirtomaksuilla, jotta sähköverkkoyhtiön toimintaedellytykset säilyvät ja sähkön siirtäminen voidaan jatkossakin turvata asiakkaille korkealaatuisesti ja turvallisesti. Sähköverkkoliiketoimintaa säätelee lainsäädäntö ja Suomessa keskeisin siihen vaikuttava tekijä on sähkömarkkinalaki (588/2013) [1]. Sähköverkkoliiketoimintaa valvoo Suomessa Energiavirasto.

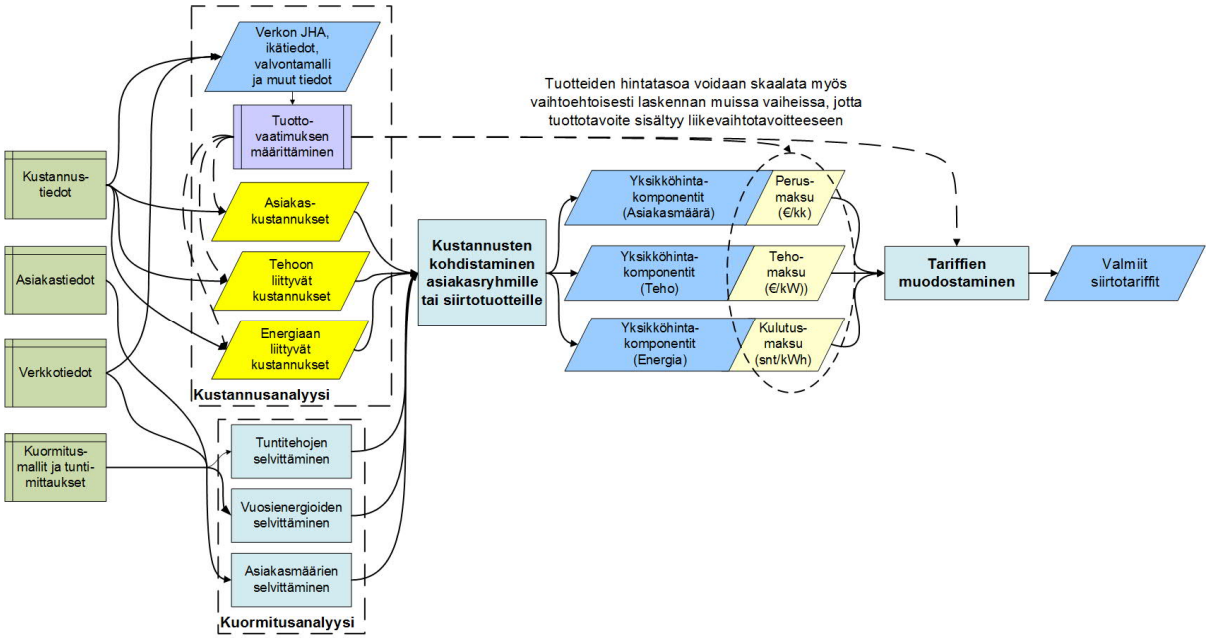
Siirtotariffien määrittäminen kustannusperusteisesti tarkoittaa sitä, että toimintaan liittyvät kustannukset kohdistetaan aiheuttamisperiaatteen mukaisesti asiakkaille asianmukaisella tavalla. Tämä voidaan tehdä systemaattisesti seuraavan prosessikuvauksen mukaisesti. On syytä korostaa, että seuraavaksi esitetty tapa on vain yksi vaihtoehto siirtotariffien muodostamiselle ja yhtä kaikkien toimijoiden osalta sovittua yleispätevää tapaa muodostaa tariffit jokaiselle sähköverkkoyhtiöille ei toistaiseksi ole. Eri yhtiöiden toimintaympäristöissä on eroja ja ne luovat luonnollisesti eroja myös yhtiöiden hinnoittelussa sovellettavien käytäntöjen suhteen.

## 2.1. Siirtotariffien määrittäminen prosessina

Kustannuksiin pohjautuva siirtotariffien määrittäminen koostuu viidestä eri osavaiheesta, joiden tarkoitus on kohdistaa toiminnan kustannukset johdonmukaisesti eri siirtotuotteille valittujen kustannusajurien perusteella.

1. Kustannusanalyysi
2. Kulutusanalyysi
3. Kustannusten kohdistaminen asiakasryhmille
4. Aiheuttamisperiaatteen mukaisten siirtotariffien määrittäminen
5. Lopullisten siirtotariffien määrittäminen huomioiden muut hinnoittelussa sovellettavat periaatteet ja yksityiskohdat.

Edellä esitettyjen siirtotariffien määrittämisen osatehtävien kytköksiä on havainnollistettu kuvassa 1.




Kuva 1. Prosessikuvaus siirtotariffien määrittämiseen liittyvistä osatehtävistä kustannusperusteisessa laskennassa.

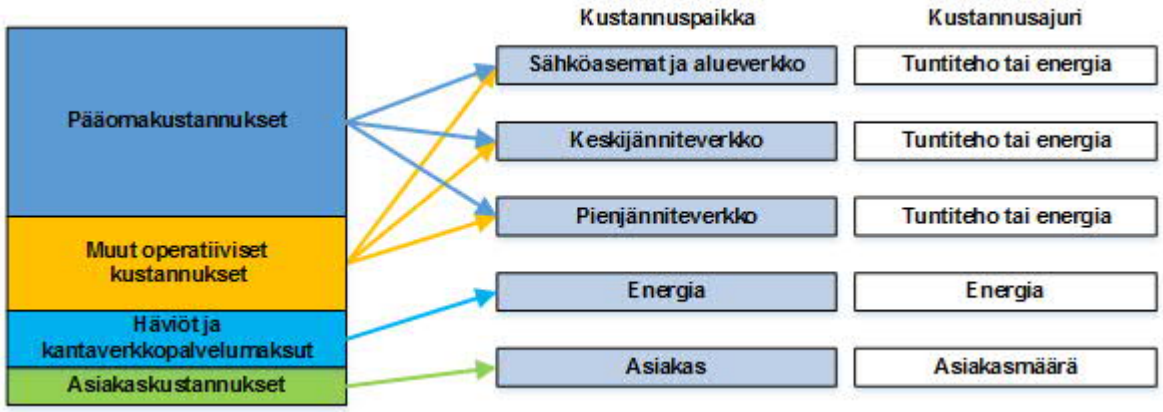
Tässä tekstissä esitetyt laskennalliset siirtotariffit perustuvat yllä kuvattuun laskentaprosessiin, jonka avulla siirtotariffit voidaan perustaa toiminnan kustannuksiin järjestelmällisesti. Seuraavassa luvussa lasketut tariffit kuvaavat erityisesti pienasiakkaille kohdistuvia siirtotuotteita pääsääntöisesti siitä syystä, että tulevaisuudessa hinnoittelussa tapahtuvat muutokset tulevat koskemaan erityisesti pienasiakkaita.

## 2.2. Kustannuksiin pohjautuvan laskennan pohjalta määritetyt nykyisin sovellettavat siirtotariffirakenteet

Seuraavassa on tarkasteltu esimerkin avulla siirtotariffien määrittämistä. Tarkastelussa on hyödynnetty kahden suomalaisen sähköverkkoyhtiön tietoja, ja niistä on valittu kaksi erilaista osaverkkoa. Ensimmäinen tarkasteltava sähköverkko sijaitsee alueella, joka koostuu sekä maaseudusta että taajama-alueesta sisältäen noin 8 000 käyttöpaikkaa. Toinen tarkasteltava verkko sijaitsee puolestaan kaupunkialueella sisältäen noin 32 000 käyttöpaikkaa. Näihin verkkoihin viitataan myöhemmin tässä tekstissä nimillä ”sekaverkko” ja ”kaupunkiverkko”.

Verkkoalueiden osalta on selvitetty yhtiöiden verkkotietoihin pohjautuen verkkokomponenttikohtaiset jälleenhankinta-arvot Energiaviraston soveltaman valvontamallin sisältämien yksikköhintojen avulla [2]. Lasketut sähköverkkojen jälleenhankinta-arvot toimivat tarkasteluissa kustannusanalyysin kulmakivenä. Muut toiminnan kustannukset, kuten asiakaspalvelun kustannukset, häviösähkön hankintakulut, operatiiviset kustannukset jne. on selvitetty yhteistyössä yhtiöiden kanssa, jotta kustannusten tasot, ja kustannusrakenne yleisemmin katsottuna, vastaisivat mahdollisimman hyvin todellisuutta. Tarkasteluissa olevat verkot kattavat vain osan ko. sähköverkkoyhtiöiden hallinnoimasta sähköverkosta ja tästä syystä lasketut siirtotariffit eivät sellaisenaan kuvaa kyseisten yhtiöiden hinnoittelua kokonaisvaltaisesti. Tämän lisäksi tässä tekstissä esitetyt tulokset eivät kerro sitä, mitä yhtiöiden hinnoittelun pitäisi lopputuotteen osalta todellisuudessa olla, koska siirtotuotteiden hinnoitteluun vaikuttaa aiheuttamisperiaatteen lisäksi myös useat muut periaatteet ja yksityiskohdat.

Kustannusten kohdistaminen eri asiakasryhmille on pelkästään kustannuslajitason pohjalta haastava tehtävä. Kohdistamisen helpottamiseksi on hyödynnetty kustannuspaikkoja, joihin eri kustannukset on jaettu sopivaksi katsotulla tavalla. Kuvassa 2 on esitetty eräs vaihtoehto kustannuslajien jakautumisesta eri kustannuspaikoille sekä kustannuspaikoille tyypillisesti sovellettavista kustannusajureista.




Kuva 2. Esimerkki toiminnan kustannusten jakautumisesta eri kustannuspaikoille ja tyypilliset kustannuspaikkakohtaiset kustannusajurivaihtoehdot.

Kustannusten kohdistaminen asiakasryhmille eri kustannuspaikoilta voidaan tehdä hyödyntämällä eri kustannusajureita. Sähköverkkoliiketoiminnan tapauksessa tyypillisimmät suureet, joiden pohjalta kustannusten jakaminen tehdään, ovat tuntiteho (kW), siirretty energia (kWh) ja asiakasmäärä (kpl). [4-10]

Eri kustannuspaikoille voidaan soveltaa erilaisia kustannusajureita riippuen sovellettavista näkemyksistä hinnoittelun suhteen. Näkemyksen osalta tässä yhteydessä viitataan ajatusmalliin

sähkönjakeluverkon roolista, joka voidaan nähdä olevan esim. kaikkia asiakkaita palveleva järjestelmä, jossa yksittäisen asiakkaan tuntitehon vaikutusta ei yksilöidä. Vaihtoehtoisesti sähkönjakeluverkko voidaan nähdä siirtokanavana, jossa yksittäisen asiakkaan tuntiteho huomioidaan järjestelmäpohjaista mallia tarkemmin. Kolmas vaihtoehto on kahden edellisen yhdistelmä, jossa tietyt verkkotasot huomioidaan järjestelminä ja osa siirtokanavina. Koska pitkällä aikavälillä sähköverkkoliiketoiminnan kustannukset ovat riippuvaisia tarvittavasta siirtokapasiteetista (kW), näissä tarkasteluissa lähtökohdaksi on kiinnitetty siirtokanavaperusteinen malli, joka huomioi yksittäisten asiakkaiden tuntitehot järjestelmäpohjaista mallia tarkemmin. Tämä tarkoittaa sitä, että valtaosa toiminnan kustannuksista kohdistetaan siirtotariffien teho- tai perusmaksuihin riippuen sovellettavasta tariffirakenteesta.

Kuvassa 1 esitetyn laskentaprosessin pohjalta on määritetty molemmille tarkasteltaville sähköverkoille erilaisia siirtotariffirakenteita kustannuksiin pohjautuen. Tässä osiossa tarkasteltu tariffirakenne on nykyisin pienasiakkaille sovellettu yleistariffi. Huomioitavaa tarkastelujen osalta on se, että sekaverkossa on käytössä perusmaksussa sulakeporrastus. Kaupunkiverkossa perusmaksu on sama kaikille saman tariffin asiakkaille. Tarkasteluissa on muodostettu yleistariffi kahdella eri tavalla.

1. Kustannusperusteisen laskennan pohjalta on selvitetty tarkastelluissa sähköverkoissa eri asiakasryhmien kustannusosuudet, joiden perusteella muodostettu liikevaihtotavoite on täytetty siten, että siirtotariffien perus- ja kulutusmaksujen painotukset vastaisivat laskentavuoden tilaa (nimeke ”Nykypainotus”).
2. Laskennan pohjalta on muodostettu ns. aiheuttamisperiaatteen mukaiset tariffit, joissa muodostettujen tuotteiden painotus on erityisesti tariffien perus- ja tehomaksuissa (nimeke ”Kiinteäpainotteinen”). Muodostettujen tariffien maksukomponenttien hintatasot määräytyvät siis aiheuttamisperiaatteen mukaisen laskennan pohjalta, eikä perus- ja kulutusmaksujen painotuksissa ole tehty ensimmäisen lähestymistavan kaltaista muokkausta.

Taulukoissa 1 ja 2 on esitetty tämän tekstin kannalta oleellisimpien sulakekokojen yksikköhinnat, joita sovelletaan erityisesti tässä tekstissä tyyppikäyttäjämäärittelyihin liittyvissä tarkasteluissa (1x25A, 3x25A, 3x35A ja 3x63A). Taulukoissa esitetyt siirtotuotteet sisältävät 24 %:n suuruisen arvonlisäveron.

Taulukko 1. Kustannuksiin perustuvan laskennan mukaiset hintaparametrit yleistariffille tarkastelluissa verkoissa. Yksikköhinnat on määritetty vastaamaan perus- ja kulutusmaksujen osalta nykyisiä painotuksia.

| Nykypainotus | Sekaverkko | | Kaupunkiverkko | |
|---|---|---|---|---|
| Sulakekoko | Perusmaksu (€/kk) | Kulutusmaksu (snt/kWh) | Perusmaksu (€/kk) | Kulutusmaksu (snt/kWh) |
| 1x25A | 3,86 | 3,30 | 4,50 | 3,51 |
| 3x25A | 13,66 | 3,30 | 4,50 | 3,51 |
| 3x35A | 19,13 | 3,30 | 4,50 | 3,51 |
| 3x63A | 34,43 | 3,30 | 4,50 | 3,51 |

Taulukko 2. Kustannuksiin perustuvan laskennan mukaiset hintaparametrit yleistariffille tarkastelluissa verkoissa. Yksikköhinnat on määritetty aiheuttamisperiaatteen mukaisesti, joka johtaa kiinteämaksupainotteisiin tuotteiden hintoihin.

| Kiinteäpainotteinen | Sekaverkko | | Kaupunkiverkko | |
|---|---|---|---|---|
| Sulakekoko | Perusmaksu (€/kk) | Kulutusmaksu (snt/kWh) | Perusmaksu (€/kk) | Kulutusmaksu (snt/kWh) |
| 1x25A | 7,11 | 0,72 | 10,53 | 0,65 |
| 3x25A | 25,16 | 0,72 | 10,53 | 0,65 |
| 3x35A | 35,22 | 0,72 | 10,53 | 0,65 |
| 3x63A | 63,40 | 0,72 | 10,53 | 0,65 |

## 2.3. Vaihtoehtoiset tehoperusteiset siirtotariffirakenteet

Edellä esitettyjen laskentaperiaatteiden pohjalta voidaan muodostaa myös erilaisia vaihtoehtoisia siirtotariffirakenteita. Viime vuosina erityisen mielenkiinnon kohteina ovat olleet erilaiset tehoperusteisten siirtotariffirakenteiden käyttöpotentiaali ja kuluneen kahden vuoden aikana kolme sähköverkkoyhtiötä onkin jo ottanut käyttöön asiakkaan tuntitehon huomioivan siirtotariffin [11-13]. Energiaviraston selvittämien tietojen mukaan erityisesti pienasiakkaiden osalta sovellettavien nykyisten siirtotariffien kiinteiden perusmaksujen osuuden painotus on kasvanut viimeisen 17 vuoden aikana ja perusmaksujen osuus siirtomaksusta on ollut esillä mediassa [14-15]. Siirtotariffien rakenteellinen uudistaminen toimii vaihtoehtona sille, että perusmaksujen osuuden kasvattamisen sijaan asiakkaan tuntitehot voitaisiin huomioida siirtotariffien hinnoittelussa ja parantaa asiakkaiden mahdollisuuksia vaikuttaa siirtomaksun suuruuteen.

Tehoon pohjautuvia siirtotariffeja on tarkasteltu vuonna 2017 julkaistussa Sähkötutkimuspoolin rahoittamassa tutkimuksessa ”Jakeluverkon tariffirakenteen kehitysmahdollisuudet ja vaikutukset” [16] sekä lähteinä olevissa kansainvälisissä julkaisuissa [17-22]. Tässä luvussa tarkasteltavat tariffirakenteet pohjautuvat edellä mainittuun Sähkötutkimuspoolin rahoittamaan tutkimukseen. Hankkeessa muodostettujen siirtotariffirakenteiden vaikutuksia eri tyyppikäyttäjille ei voitu kuitenkaan ko. ajankohtana tehdä, sillä edelliset tyyppikäyttäjämäärittelyt eivät sisältäneet tarvittavia tietoja tuntitehojen ja kulutusprofiilien osalta.

Tuntiteho voidaan huomioida siirtotariffissa usealla eri tavalla. Mainitun tutkimuksen tapauksessa tutkittiin seuraavia siirtotariffirakenteita [16].

- Pienasiakkaan tehotariffi
- Kynnystehon sisältävä pienasiakkaan tehotariffi
- Porrastariffi
- Tehorajatariffi (kutsuttu aiemmin myös nimikkeellä ”Tehokaista” [23])

Ensimmäinen tariffivaihtoehto ”Pienasiakkaan tehotariffi” koostuu kolmesta maksukomponentista: perusmaksusta (€/kk), kulutusmaksusta (snt/kWh) ja pätötehomaksusta (€/kW, joka laskutetaan kuukausittain kunkin kuukauden suurimman tuntitehon perusteella). Tarkasteluissa pätötehomaksua sovelletaan kaikille pienasiakkaille.

Toinen tariffivaihtoehto ”Kynnystehon sisältävä pienasiakkaan tehotariffi” koostuu ensimmäisen tavoin kolmesta maksukomponentista: perusmaksusta (€/kk), kulutusmaksusta (snt/kWh) ja pätötehomaksusta (€/kW, joka laskutetaan kuukausittain kunkin kuukauden suurimman tuntitehon perusteella, jos ko. tuntiteho ylittää asetetun kynnysrajan). Tarkasteluissa on kiinnitetty tuntitehon kynnysrajaksi 5 kW, joka tarkoittaa sitä, että tehomaksua ei sovelleta pienasiakkaille, joiden

kuukauden huipputuntiteho jää ko. kynnysrajan alle. Kynnystehorajasta johtuen tämän vaihtoehdon perusmaksu on korkeampi kuin mitä ensimmäisessä esitetyssä tariffivaihtoehdossa.

Kolmas tariffivaihtoehto ”Porrastariffi” koostuu kahdesta komponentista: perusmaksusta (€/kk) ja kulutusmaksusta (snt/kWh). Tässä vaihtoehdossa kulutusmaksu kytkeytyy asiakkaan tuntitehoon siten, että kulutusmaksulla on kaksi eri hintatasoa, joiden käyttö vaihtelee tunneittain asiakkaan kunkin tunnin tuntitehon mukaan. Jos tunnin tuntiteho ylittää asetetun rajan (esim. 5 kW), peritään tunnin kulutuksesta siirtomaksua korkeamman kulutusmaksun mukaan kuin tilanteessa, jossa tunnin tuntiteho on alle asetetun rajan.

Neljäs tariffivaihtoehto ”Tehorajatariffi” koostuu ainoastaan tehomaksusta (€/kW), joka määräytyy asiakkaan 12 kuukauden suurimman tuntitehon perusteella. Tehomaksut määräytyvät tässä vaihtoehdossa 5 kW suuruisten rajojen välein (5 kW, 10 kW, …, 45 kW) siten, että jokainen vaihtoehto tuottaa tietyn suuruisen siirtomaksun (€/vuosi tai €/kk).

Kustannuksiin perustuvan laskennan pohjalta kahdelle tarkastellulle sähköverkolle muodostuvat vaihtoehtoiset tehoperusteiset tariffit on esitetty taulukoissa 3 ja 4. Esitetyt siirtotuotteet sisältävät 24 %:n suuruisen arvonlisäveron.

Taulukko 3. Sekaverkon osalta tarkasteltuja erilaisia tehoon perustuvia siirtotariffirakenteita.

| Sekaverkko (ALV24%) | Perusmaksu (€/kk) | Kulutusmaksu (snt/kWh) | Tehomaksu |
|---|---|---|---|
| Pienasiakkaan tehotariffi * | 4,74 | 0,72 | 7,23 |
| Kynnystehon sisältävä pienasiakkaan tehotariffi ** | 23,61 | 0,72 | 7,23 |
| Porrastariffi *** | 4,74 | 4,10 / 8,43 | - |
| Tehorajatariffi (esim. 5 kW) **** | - | - | 21,57 |

* (€/kW) Tehomaksu määräytyy kuukausittaisen huipputuntitehon perusteella.

** (€/kW) Tehomaksu määräytyy kuukausittaisen huipputuntitehon perusteella. Jos kuukauden suurin tuntiteho on yli 5 kW, peritään 5 kW:n ylittävä osuus erillisellä tehomaksulla.

*** Kulutusmaksu määräytyy tuntikohtaisesti kunkin tunnin tuntitehon perusteella. Jos tuntiteho on yli 5 kW, peritään ko. tunnin kulutuksesta korkeampi yksikköhinta.

**** (€/kk) Tehomaksun suuruus määräytyy vuoden suurimman tuntitehon perusteella. Tehomaksun yksikköhinta (ALV24%) on 51,77 €/kW, a, jonka perusteella eri tehorajojen kustannukset voidaan laskea (esim. 51,77 €/kW, a * 10 kW = 517,70 €/a, joka kuukausittaisina tasaerinä on noin 43,14 €/kk).

Taulukko 4. Kaupunkiverkon osalta tarkasteltuja erilaisia tehoon perustuvia siirtotariffirakenteita.

| Kaupunkiverkko (ALV24%) | Perusmaksu (€/kk) | Kulutusmaksu (snt/kWh) | Tehomaksu |
|---|---|---|---|
| Pienasiakkaan tehotariffi * | 5,00 | 0,65 | 3,66 |
| Kynnystehon sisältävä pienasiakkaan tehotariffi ** | 11,53 | 0,65 | 3,66 |
| Porrastariffi *** | 5,00 | 2,65 / 7,88 | - |
| Tehorajatariffi (esim. 5 kW) **** | - | - | 12,06 |

* (€/kW) Tehomaksu määräytyy kuukausittaisen huipputuntitehon perusteella.

** (€/kW) Tehomaksu määräytyy kuukausittaisen huipputuntitehon perusteella. Jos kuukauden suurin tuntiteho on yli 5 kW, peritään 5 kW:n ylittävä osuus erillisellä tehomaksulla.

*** Kulutusmaksu määräytyy tuntikohtaisesti kunkin tunnin tuntitehon perusteella. Jos tuntiteho on yli 5 kW, peritään ko. tunnin kulutuksesta korkeampi yksikköhinta.

**** (€/kk) Tehomaksun suuruus määräytyy vuoden suurimman tuntitehon perusteella. Tehomaksun yksikköhinta (ALV24%) on 28,94 €/kW, a, jonka perusteella tehorajojen kustannukset voidaan laskea (esim. 28,94 €/kW, a * 10 kW = 289,40 €/a, joka kuukausittaisina tasaerinä on noin 24,12 €/kk).

Tariffien muodostamisessa on käytetty lukuisia oletuksia, joihin tehdyt tarkastelut pohjautuvat. On täysin mahdollista soveltaa myös vaihtoehtoisia lähtöasetelmia. Tässä tekstissä esitettyihin tarkasteluihin on tehty seuraavat kiinnitykset:

- Tuntitehorajaksi kynnystehon sisältävässä pienasiakkaan tehotariffissa ja porrastariffissa on asetettu 5 kW. Rajan on ajateltu sisältävän riittävän tuntitehon, jotta pienimpien asiakkaiden siirtotariffirakenne pysyisi nykyisen kaltaisena.
- Tarkasteluissa kynnystehon sisältävän pienasiakkaan tehotariffin perusmaksun hinta on asetettu siten, että tehomaksun alkuperäisestä liikevaihtotavoitteesta osa kerätään perusmaksussa (sekaverkko 72 % ja kaupunkiverkko 84 %) ja osa erillisellä tehomaksulla (sekaverkko 28 % ja kaupunkiverkko 16 %).
- Porrastariffissa kalliimpi yksikköhinta on asetettu siten, että sillä kerätään pienasiakkaiden kulutusmaksulla perittävästä liikevaihtotavoitteesta 40 % ja jäävä 60 % kerätään halvemmalla yksikköhinnalla.
- Tehorajatariffissa on sovellettu 5 kW suuruisia rajavälejä välille 5…45 kW.
- Pienasiakkaan tehotariffissa ja kynnystehon sisältävässä pienasiakkaan tehotariffissa tehomaksun määräytymisperusteena on käytetty asiakkaan kuukausittaista huipputuntitehoa.

## 2.4. Tehomaksujen määräytymisperusteiden monimuotoisuus ja potentiaaliset harmonisointitarpeet tulevaisuudessa

Vaihtoehtoisia siirtotariffeja koskien on painotettava, että sähköverkkoyhtiöt päättävät itsenäisesti hinnastojensa sisällöstä. Tuotevalikoima voi siis koostua erilaisista siirtotariffirakenteista, joka voi tulevaisuudessa olla Suomessa hyvinkin kirjava. Nykyisin sähköverkkoyhtiöiden tarjoamat tariffivaihtoehdot suuremmille pienjänniteverkon asiakkaille (esim. liiketalous- tai teollisuusasiakkaat) koostuvat tariffista, jossa on kolme maksukomponenttia: perusmaksu (€/kk), kulutusmaksu (snt/kWh) ja pätötehomaksu (€/kW). Huomioitavaa tarjotuissa ns. ”pienjännitetehotariffeissa” on se, että nykyisin sovellettavien pätötehomaksujen määräytymisperusteiden välillä esiintyy suurta vaihtelua. Sähköverkkoyhtiöiden soveltamien hinnastojen pohjalta erilaisia määräytymisperustevaihtoehtoja on useita (arviolta noin 20 erilaista tyyppiä, joiden sanallisissa määrittelyissä on paljon vaihtelua yhtiöiden välillä). Määräytymisperusteet vaihtelevat aina kuukausittaisesta huipputuntitehosta viimeisen 12 kuukauden aikana mitattujen useamman huipputuntitehon keskiarvoon. Kuvassa 3 on

havainnollistettu nykyisten suuremmille pienjänniteverkkoon kytkeytyneille asiakkaille sovellettavien pienjännitetehotariffien tehomaksujen määräytymisperusteiden monimuotoisuutta.

| Vuositason vaihtoehdot | Kausittaisen vaihtelun sisältävät vaihtoehdot | Kuukausitason vaihtoehdot |
|---|---|---|
| Liukuvan 12 kk:n aikana tapahtunut:<br><br>- Suurin yksittäinen tuntiteho.<br><br>- Kahden suurimman tuntitehon keskiarvo.<br><br>- Kahden suurimman kuukausittaisen tuntitehohuipun keskiarvo.<br><br>- Kahden suurimman kuukausittaisen tuntitehohuipun keskiarvo (talviarkipäivien tehot huomioidaan täysimääräisesti ja muulta ajalta 50%:sti).<br><br>- Kolmen suurimman tuntitehon keskiarvo.<br><br>- Määräytymistä ei esitelty yksityiskohtaisesti (€/kW, a). | - Talvikauden aikana mitattujen kahden suurimman tuntitehon keskiarvo.<br><br>- Talvikauden aikana mitattujen kahden suurimman tuntitehon keskiarvo aikavälillä 7-22 maanantai-lauantai.<br><br>Liukuvan 12 kk:n aikana tapahtunut:<br><br>- Talvikuukausina mitattu suurin yksittäinen tuntiteho aikaväliltä 7-22.<br><br>- Talvikuukausina mitattu suurin yksittäinen tuntiteho aikavälillä 7-22 maanantai-lauantai.<br><br>- Talvikuukausina esiintyneiden kahden suurimman tuntitehon keskiarvo.<br><br>- Talvikuukausina esiintyneiden kahden suurimman tuntitehon keskiarvo, joka on mitattu talvipäivänä aikavälillä 7-22.<br><br>- Kahden suurimman kuukausittaisen huipputuntitehon keskiarvo pl. yöajan huiput kesäaikana. | Kuukauden aikana tapahtunut:<br><br>- Suurin yksittäinen tuntiteho.<br><br>- Kuukauden kahden suurimman tuntitehon keskiarvo.<br><br>- Kuukauden suurin tuntiteho mitattuna aikavälillä klo 7-21 maanantai-perjantai.<br><br>- Arkipäivänä mitattu kuukauden suurin tuntiteho.<br><br>- Arkipäivänä mitattu kuukauden suurin tuntiteho aikavälillä 7-22.<br><br>- Määräytymistä ei esitelty yksityiskohtaisesti (€/kW, kk). |

Kuva 3. Otos nykyisin sovellettavien pienjännitetehotariffien tehomaksujen määräytymisperusteista. Talvikuukausiksi luetaan väli 1.11.-31.3. ja päiväajan tyypillinen määritelmä on kellonaika 7-22.

Pienasiakkaiden siirtotuotteisiin tehtävien muutosten, tai täysin uusien tuotteiden, osalta on syytä pohtia, onko vastaavanlaiselle valikoiman runsaudelle tarpeita tulevaisuudessa. Siirtotariffien tulevaisuuden osalta on peräänkuulutettu erityisesti hinnoittelun kustannusvastaavuutta ja sitä, että tulevaisuudessa sovellettavien siirtotuotteiden tulisi olla myös asiakkaan näkökulmasta ymmärrettäviä. Ymmärrettävyys ei siirtotariffien osalta tarkoita yksinomaan siirtotuotteessa esiintyvien maksukomponenttien lukumäärää, kuitenkin huomioiden sen, että maksukomponenttien lukumäärällä on siirtotariffin selkeyden vuoksi luonnollinen ylärajansa. Ymmärrettävyydellä voidaan osaltaan myös tarkoittaa sitä, että siirtomaksun suuruuden määräytymismekanismit ovat mahdollisimman selkeät. Mikäli siirtotuotteessa sovelletaan mahdollisten tehomaksujen osalta hyvin monimutkaisia mekanismeja, saattaa siirtomaksun ymmärrettävyys kärsiä ja asiakkaan saattaa kokea tulevan siirtomaksunsa suuruuden ennakoimisen haastavaksi.

Yhteenvetona mahdollisten tehoperusteisten tariffikomponenttien soveltamisen suhteen toimialalla, ottaen huomioon myös muiden sidosryhmien näkökulmat, on syytä pohtia yhteisesti sitä, millainen määräytymismekanismien tarjonta eri maksukomponenttien osalta on tarpeen tulevaisuudessa.

# 3. Siirtotariffien vaikutukset tyyppikäyttäjille

Luvussa 2 esitettyjen laskennallisten siirtotariffien vaikutuksia eri tyyppikäyttäjille voidaan tarkastella päivitettyjen tyyppikäyttäjämäärittelyiden myötä. Tässä luvussa esitellään eri siirtotariffien tuottamia siirtomaksuja tyyppikäyttäjille 1-10, jotka edustavat pienasiakkaita. Tämä teksti hyödyntää aiemmin mainitun tutkimuksen ”Sähkönjakelun tariffirakenteen kehitysmahdollisuudet ja vaikutukset” tuloksia ja täydentää siinä tehtyjä tarkasteluja.

On syytä korostaa erityisesti sitä, että luvussa 2 esitetyt tariffit eivät sellaisenaan edusta kokonaisuudessaan Suomen sähkönjakeluverkkoja, mutta tulokset tuottavat tietoa siitä, millaisia vaikutuksia täysimittaisilla tehoperusteisten siirtotariffien implementointitasoilla olisi eri tyyppikäyttäjille kahdessa erilaisessa toimintaympäristössä.

Tarkasteluissa käytettyjen tyyppikäyttäjien sanalliset kuvaukset tyyppikäyttäjien 1-10 osalta on esitetty taulukossa 5.

Taulukko 5. Tarkasteluissa käytettyjen tyyppikäyttäjien sanalliset kuvaukset.

| Tyyppikäyttäjä | Kuvaus |
|---|---|
| 1 | Kesämökki, pääsulake 3x25A, sähkön käyttö 1 000 kWh/vuosi |
| 2 | Kerrostalohuoneisto, pääsulake 1x25A, sähkön käyttö 1 500 kWh/vuosi |
| 3 | Kerrostalohuoneisto, pääsulake 3x25A, sähkönkäyttö 2500 kWh/vuosi |
| 4 | Pientalo, ei sähkölämmitystä, 3x25A, sähkön käyttö 5 000 kWh/vuosi |
| 5 | Energiatehokas pientalo, sähkölämmitys, pääsulake 3x25A, sähkön käyttö 10 000 kWh/vuosi |
| 6 | Pientalo, suora sähkölämmitys, käyttöveden lämmitys yösähköllä, pääsulake 3x25A, sähkön käyttö 16 000 kWh/vuosi |
| 7 | Pientalo, varaava sähkölämmitys, pääsulake 3x25A, sähkön käyttö 19 000 kWh/vuosi |
| 8 | Ulkovalaistus, hämäräkytkin, pääsulake 3x35A, sähkön käyttö 34 000 kWh/vuosi |
| 9 | Maatalous, karjatalous, pääsulake 3x35A, sähkön käyttö 42 000 kWh/vuosi |
| 10 | Liike-elämä, kiinni viikonloppuisin, pääsulake 3x63A, sähkön käyttö 50 000 kWh/vuosi |

## 3.1. Siirtomaksujen muodostuminen tyyppikäyttäjille tehoperusteisilla siirtotariffirakenteilla

Tyyppikäyttäjille 1-10 sovellettavat nykyiset siirtotariffirakenteet yleistariffin osalta on aiemmin esitetty luvussa 2 kuvatuissa taulukoissa 1 ja 2. Tyyppikäyttäjien sulakekoot rajoittuvat näissä tarkasteluissa vaihtoehtoihin 1x25A, 3x25A, 3x35A ja 3x63A. Nykyisten siirtotariffien lisäksi tarkasteluihin on sisällytetty luvussa 2 esitettyjen taulukoiden 3 ja 4 mukaiset siirtotariffit.

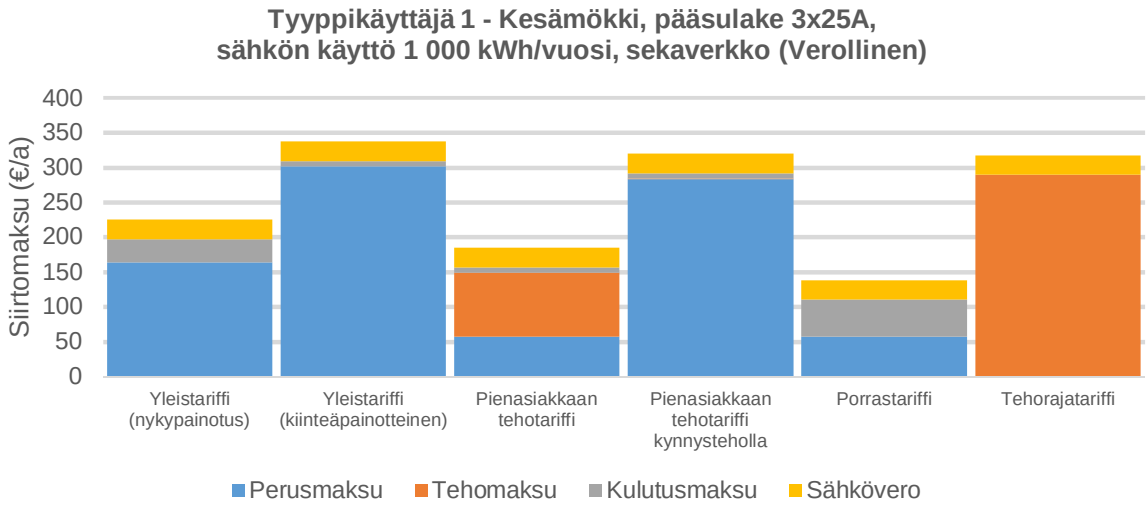
Vaihtoehtoisten siirtotariffirakenteiden tapauksessa on huomioitava, että esitetyt yksikköhinnat kuvaavat ääritilannetta, jos sähköverkkoyhtiö siirtyisi ko. tariffirakenteiseen täysimääräisenä yön yli tapahtuvana muutoksena. Siirtotariffeihin tehtävät rakenteelliset muutokset tehdään tyypillisesti kuitenkin vaiheittain jaksottaen muutos pidemmälle aikavälille, jotta vaikutukset asiakkaiden

siirtomaksuihin olisivat kohtuulliset ja sekä asiakkailla että sähköverkkoyhtiöillä olisi riittävästi aikaa sopeutua uudenlaiseen tariffirakenteeseen.

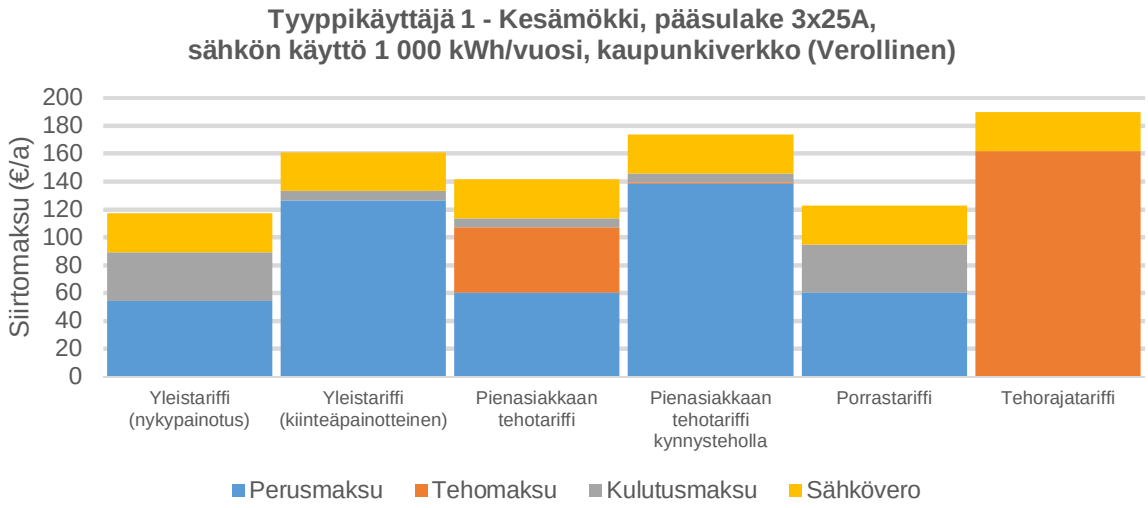
Tehoperusteisten siirtotariffien osalta eri tyyppikäyttäjien osalta tarvittavien tuntitehotietojen tiedot on selvitetty tyyppikäyttäjien tietoihin sisällytetyistä tehotaulukoista. Käytettävät tuntitehot on selvitetty seuraavan mukaisesti.

- Pienasiakkaan tehotariffin tapauksessa kuukausittaiset huipputuntitehot on selvitetty tyyppikäyttäjämäärittelyjen keskimääräisten kuukausittaisten huipputuntitehojen avulla.
- Kynnystehon sisältävän pienasiakkaan tehotariffin tapauksessa käytettävät tehot on määritetty tyyppikäyttäjäryhmäkohtaisista tuntitehojen jakaumia kuvaavista histogrammeista, jotka perustuvat tyyppikäyttäjämäärittelyjoukkojen määrittelyissä käytettyihin tuntimittaustietoihin. Histogrammeista on selvitetty todennäköisyys sille, että huipputuntiteho ylittää asetetun 5 kW suuruisen kynnystehorajan ja mikä on huipputuntitehon keskiarvo, jos kynnysteho ylittyy.
- Porrastariffin tapauksessa on selvitetty kuormitusprofiilin jokaisen tunnin histogrammeista todennäköisyydet sille, että tuntiteho alittaa asetetun 5 kW suuruisen porrastehorajan, ylittää sen, ja mitkä ovat tuntitehojen keskiarvot silloin kun porrasteho alittuu ja ylittyy.
- Tehorajatariffin tapauksessa käytettävät tehot on määritetty tyyppikäyttäjäryhmäkohtaisista tuntitehojen jakaumia kuvaavista histogrammeista, joiden perusteella on määritetty todennäköisyydet sille, miten tehot jakautuvat eri tehorajoille.

Eri tyyppikäyttäjien verollisten siirtomaksujen muodostumista nykyisten ja vaihtoehtoisten tehoperusteisten siirtotariffirakenteiden osalta on havainnollistettu kuvissa 4-23.

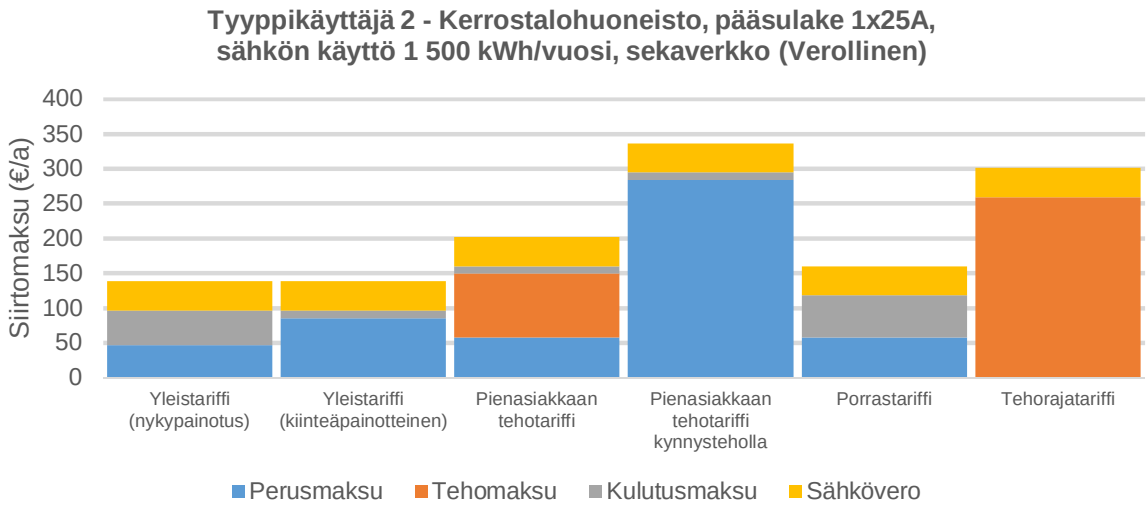



Kuva 4. Verollisen siirtomaksun muodostuminen erilaisilla siirtotariffirakenteilla tarkastellussa sekaverkossa tyyppikäyttäjän 1 tapauksessa.

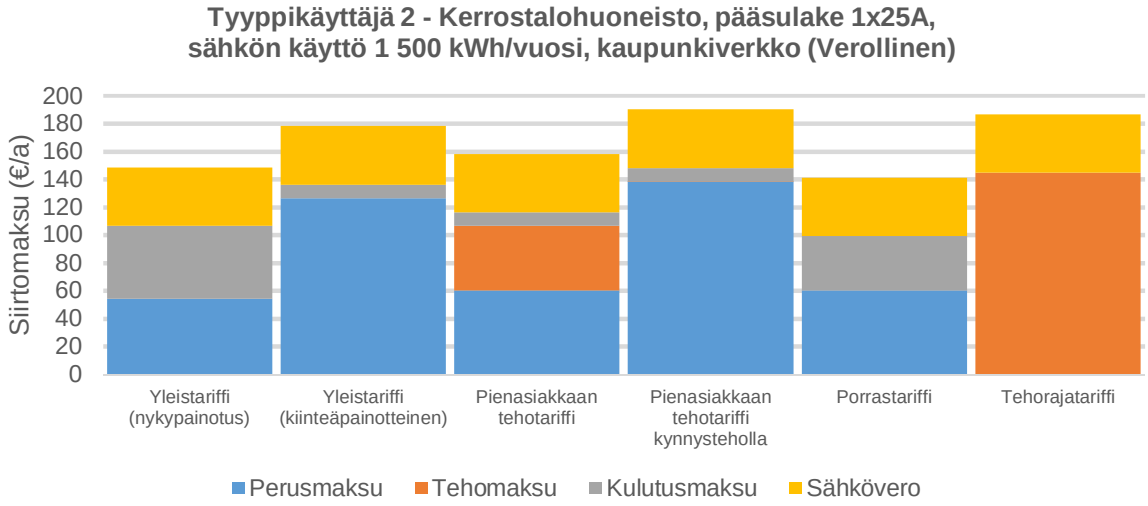



Kuva 5. Verollisen siirtomaksun muodostuminen erilaisilla siirtotariffirakenteilla tarkastellussa kaupunkiverkossa tyyppikäyttäjän 1 tapauksessa.

Kuvista 4 ja 5 havaitaan, että kesämökkiasiakkaan tapauksessa kalleimmiksi tariffivaihtoehdoiksi tarkastelluissa sähköverkoissa muodostuvat ne vaihtoehdot, jotka sisältävät enemmän kiinteitä maksuja kuin kulutuksesta riippuvia tekijöitä. Tyyppikäyttäjän 1 tapauksessa sähkön käyttö on pienimuotoista, jolloin kiinteiden maksujen painotuksen vaikutus näkyy hyvin selkeästi asiakkaan siirtolaskussa. Porrastariffin tapauksessa valtaosa asiakkaan siirtomaksusta koostuu kulutusmaksun tuottamasta osuudesta. Vähäisen sähkön käytön vuoksi asiakkaan siirtomaksu kyseisellä siirtotariffilla on edullisin tarkastelluista vaihtoehtoisista siirtotariffeista.

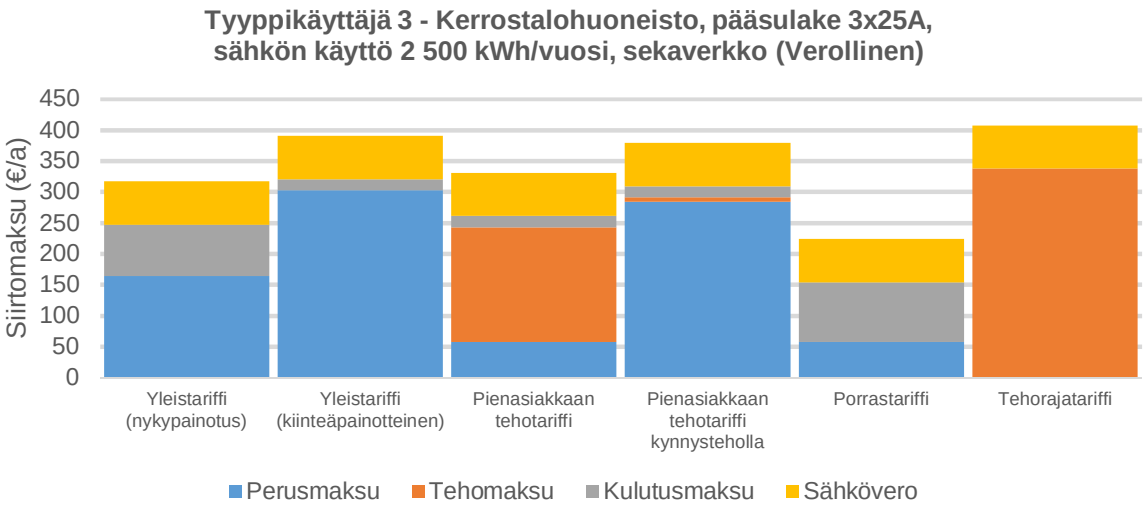



Kuva 6. Verollisen siirtomaksun muodostuminen erilaisilla siirtotariffirakenteilla tarkastellussa sekaverkossa tyyppikäyttäjän 2 tapauksessa.

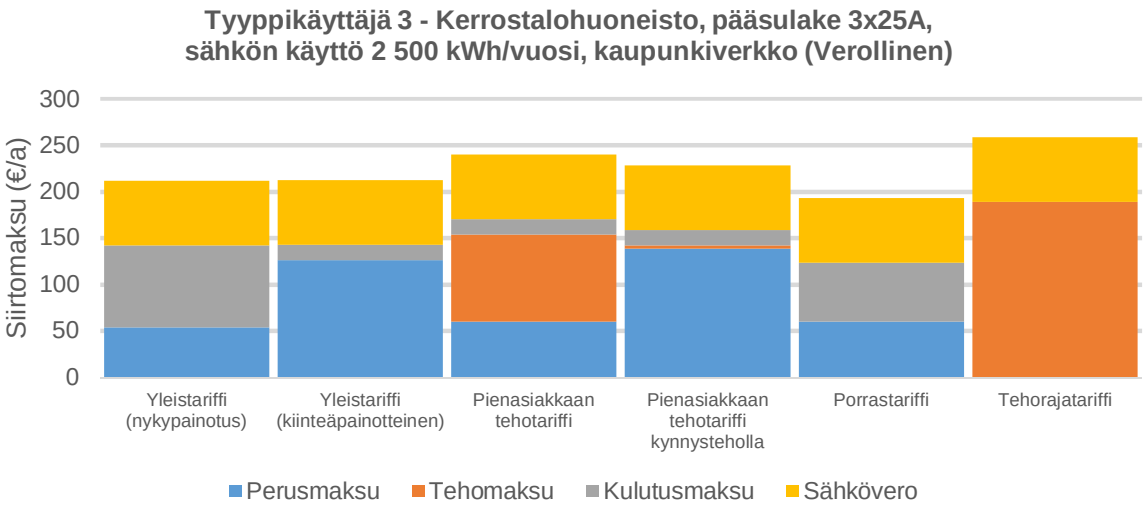



Kuva 7. Verollisen siirtomaksun muodostuminen erilaisilla siirtotariffirakenteilla tarkastellussa kaupunkiverkossa tyyppikäyttäjän 2 tapauksessa.

Tyyppikäyttäjän 2 osalta kuvista havaitaan, että vaihtoehtoisista siirtotariffeista kalleimmiksi vaihtoehdoiksi osoittautuvat kiinteämmät tariffirakenteet. Sekaverkossa kerrostaloasiakkaille sovelletaan taulukkojen 1 ja 2 mukaisia perusmaksuja (1x25A), jotka ovat selkeästi halvempia kuin suurempien sulakekokojen asiakkaille sovellettavat kiinteät maksut (esim. 3x25A). Tämän lisäksi asiakkaan sähkön käyttö on pienimuotoista samoin kuin tyyppikäyttäjän 1 tapauksessa, jolloin kulutuksesta riippuvien maksukomponenttien tuottamat osuudet siirtomaksusta jäävät pienemmiksi. Tämä korostuu jälleen erityisesti porrastariffin tapauksessa.

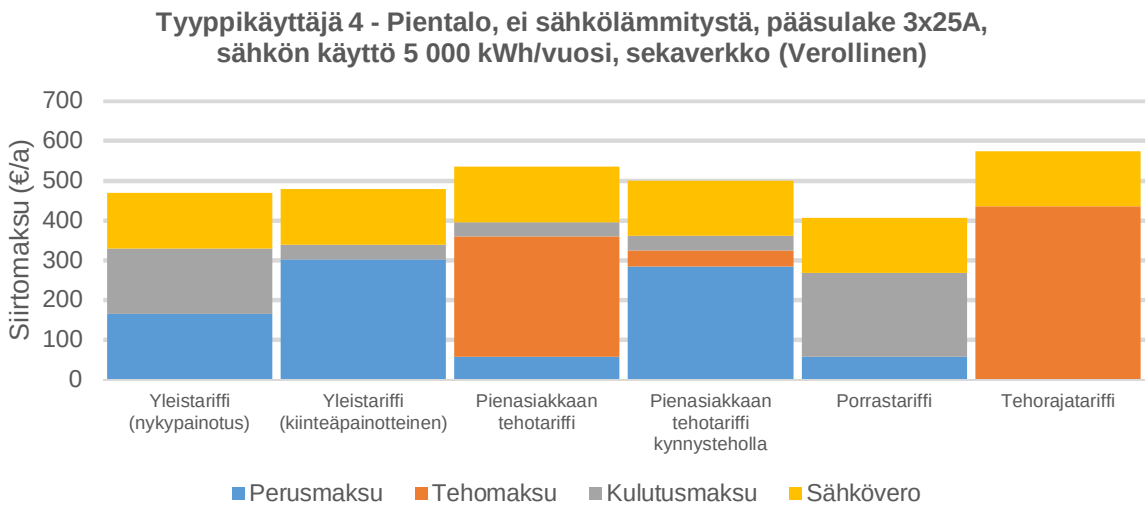



Kuva 8. Verollisen siirtomaksun muodostuminen erilaisilla siirtotariffirakenteilla tarkastellussa sekaverkossa tyyppikäyttäjän 3 tapauksessa.

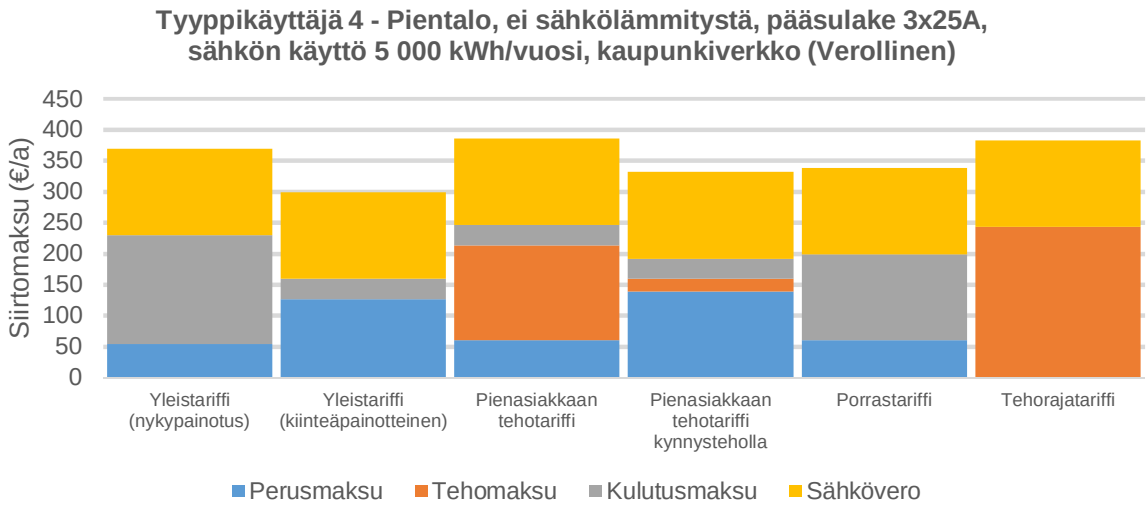



Kuva 9. Verollisen siirtomaksun muodostuminen erilaisilla siirtotariffirakenteilla tarkastellussa kaupunkiverkossa tyyppikäyttäjän 3 tapauksessa.

Tyyppikäyttäjän 3 tapauksessa kuvista havaitaan edellisten tyyppikäyttäjien mukaisesti, että kummassakin sähköverkossa porrastariffi muodostuisi halvimmaksi tariffivaihtoehdoksi. Erityisesti kaupunkiverkon tapauksessa eri tariffivaihtoehtojen välillä siirtomaksujen erot eivät ole merkittäviä. Sekaverkossa porrastariffin tuottama pienempi siirtomaksu erottuu selkeämmin muihin tariffivaihtoehtoihin nähden.

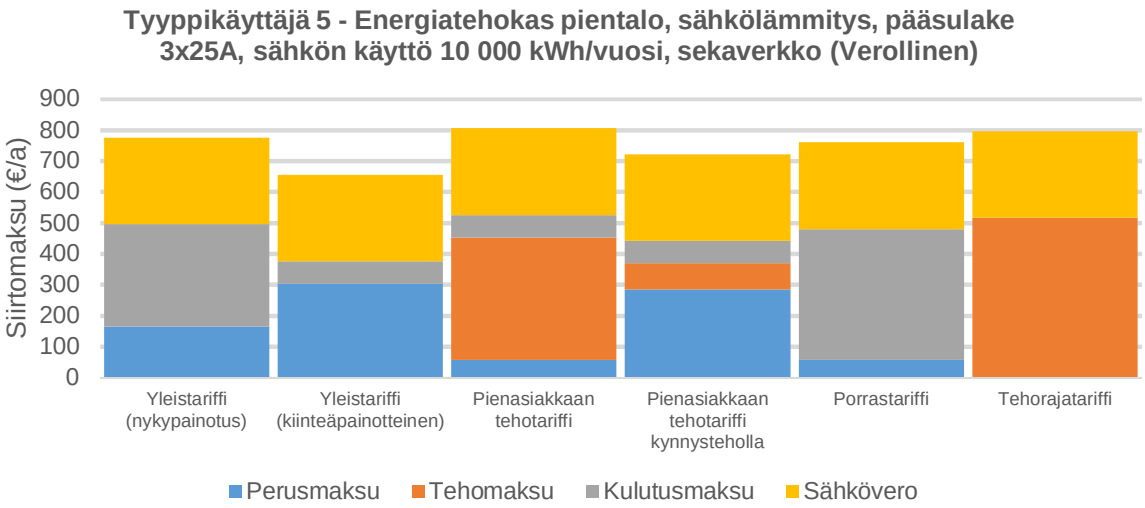



Kuva 10. Verollisen siirtomaksun muodostuminen erilaisilla siirtotariffirakenteilla tarkastellussa sekaverkossa tyyppikäyttäjän 4 tapauksessa.

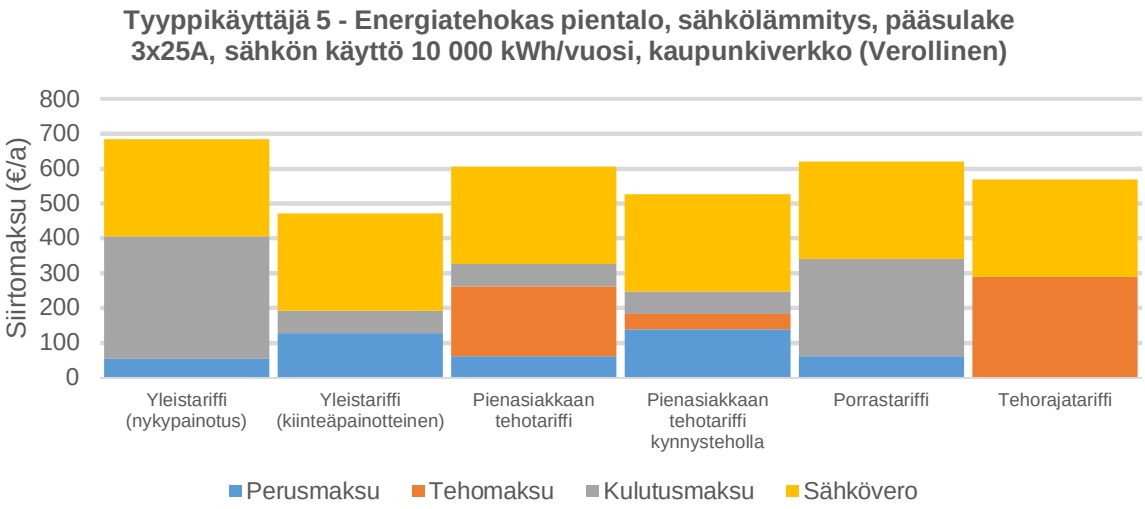



Kuva 11. Verollisen siirtomaksun muodostuminen erilaisilla siirtotariffirakenteilla tarkastellussa kaupunkiverkossa tyyppikäyttäjän 4 tapauksessa.

Edellisiin tapauksiin verrattuna, tyyppikäyttäjän 4 siirtomaksujen suuruuksissa eri tariffivaihtoehtojen välillä ei muodostu enää yhtä voimakkaita eroja esimerkiksi porrastariffin suhteen. Asiakkaan vuosikulutuksen kasvaessa, tariffivaihtoehdot, joissa asiakkaan sähkön käyttö vaikuttaa siirtomaksun suuruuteen merkittävästi, johtavat luonnollisesti suurempiin siirtomaksuihin.

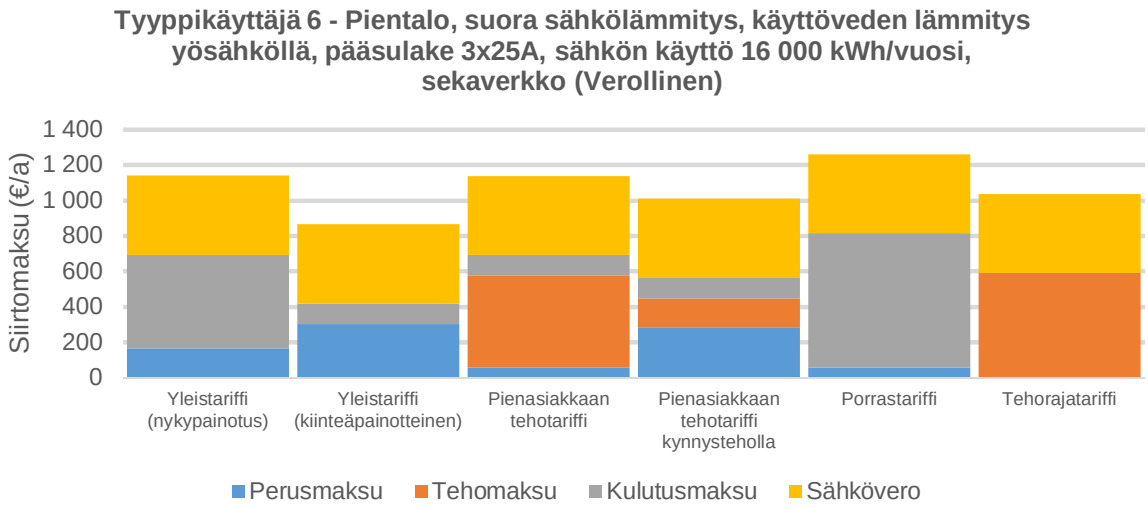



Kuva 12. Verollisen siirtomaksun muodostuminen erilaisilla siirtotariffirakenteilla tarkastellussa sekaverkossa tyyppikäyttäjän 5 tapauksessa.

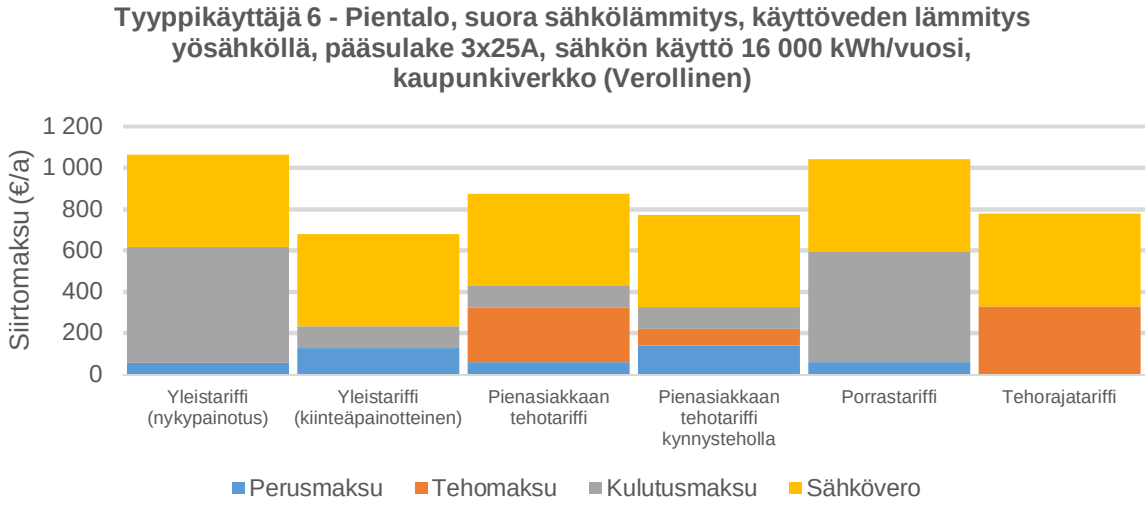



Kuva 13. Verollisen siirtomaksun muodostuminen erilaisilla siirtotariffirakenteilla tarkastellussa kaupunkiverkossa tyyppikäyttäjän 5 tapauksessa.

Tyyppikäyttäjän 5 siirtomaksun suuruus eri tariffivaihtoehdoilla on sekaverkossa ei vaihtele suuresti. Kaupunkiverkossa vaihtoehto ”Yleistariffi (nykypainotus)” tuottaa muihin vaihtoehtoihin nähden kalliimman siirtomaksun. Tyyppikäyttäjän 5 energiankäyttö on edellisiin tapauksiin nähden suurempi ja tämä erottuu erityisesti silloin, kun tariffin pääpaino on kulutusmaksussa (snt/kWh). Toisaalta, kyseisen tyyppikäyttäjän kulutus on tuntitasolla maltillinen, jolloin porrastariffi ei johda yhtä suureen siirtomaksuun vuositasolla nykyiseen tariffirakenteeseen nähden.

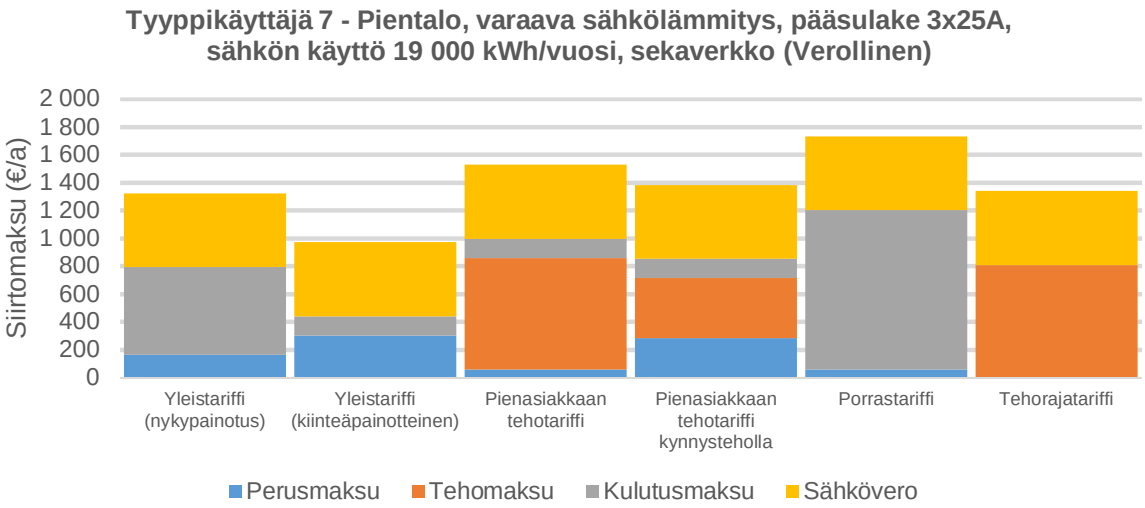



Kuva 14. Verollisen siirtomaksun muodostuminen erilaisilla siirtotariffirakenteilla tarkastellussa sekaverkossa tyyppikäyttäjän 6 tapauksessa.

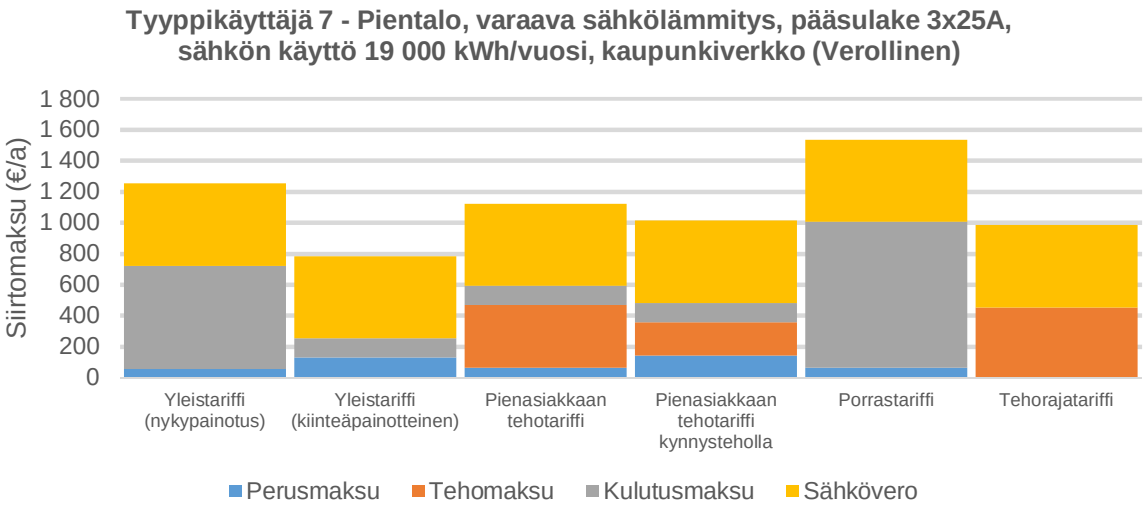



Kuva 15. Verollisen siirtomaksun muodostuminen erilaisilla siirtotariffirakenteilla tarkastellussa kaupunkiverkossa tyyppikäyttäjän 6 tapauksessa.

Tyyppikäyttäjän 6 tapauksessa Yleistariffi (nykypainotus) osoittautuu kummassakin tarkastellussa verkossa kaikkia muita vaihtoehtoja paitsi porrastariffia kalliimmaksi. Ainoastaan kaupunkiverkossa porrastariffi on nykyistä rakennetta edullisempi. Nykyisen tariffirakenteen painotusta siirtämällä kiinteisiin maksuihin, suoran sähkölämmityksen omistavan asiakkaan siirtomaksu pienentyisi. Johtopäätöksenä kiinteiden maksujen osuuden kasvattamisesta nykyisessä tariffirakenteessa voidaan todeta, että suuret kiinteät maksut helpottavat enemmän sähköä käyttävien asiakkaiden tilannetta, mutta vähän sähköä käyttävien asiakkaiden osalta tilanne on toinen, kuten esimerkiksi tyyppikäyttäjien 1-3 tapauksessa voidaan ajoittain havaita. Toisaalta kiinteät maksut kaventavat asiakkaiden vaikutusmahdollisuuksia siirtomaksun suuruuden hallitsemiseksi ja asiakkaan kannuste käyttää sähköä kokonaistehokkaasti siirtomaksun osalta on pienempi kuin erilaisilla tehoperusteisilla tariffirakenteilla.

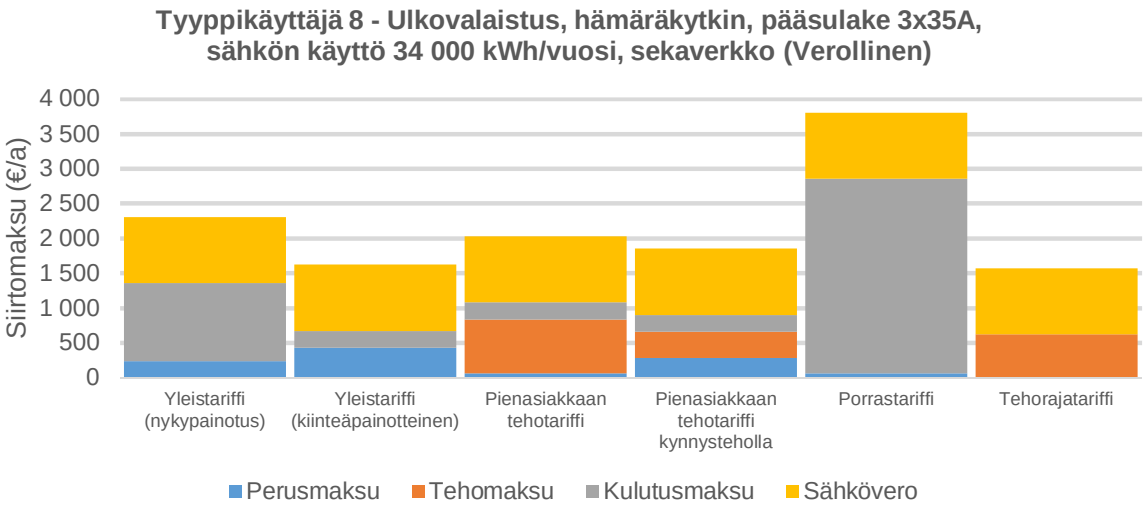



Kuva 16. Verollisen siirtomaksun muodostuminen erilaisilla siirtotariffirakenteilla tarkastellussa sekaverkossa tyyppikäyttäjän 7 tapauksessa.

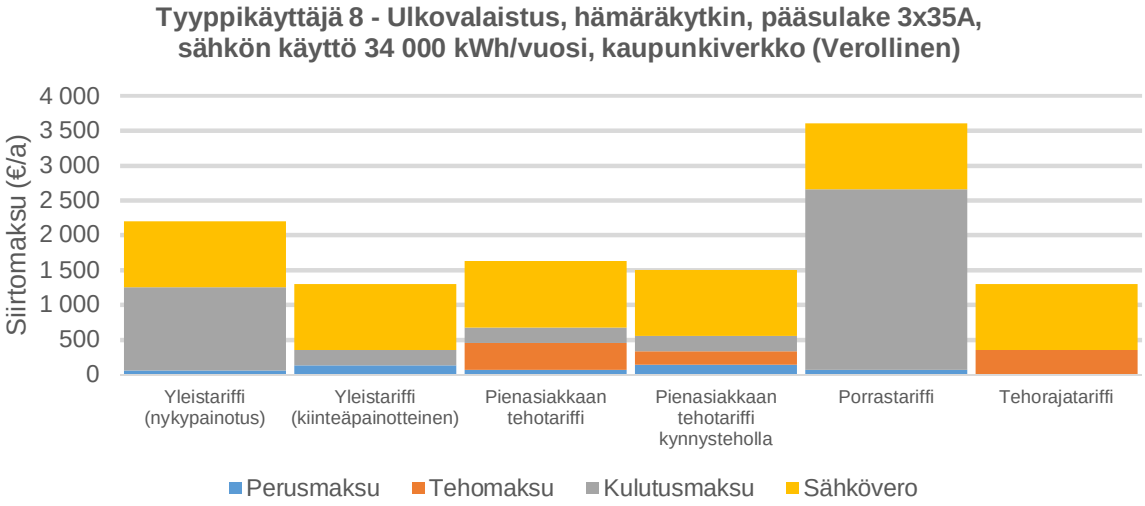



Kuva 17. Verollisen siirtomaksun muodostuminen erilaisilla siirtotariffirakenteilla tarkastellussa kaupunkiverkossa tyyppikäyttäjän 7 tapauksessa.

Tarkasteluissa sovellettu porrastariffi alkaa tyyppikäyttäjän 7 tapauksessa muodostua poikkeuksetta kalleimmaksi siirtotariffivaihtoehdoksi. Enemmän sähköä käyttävien tyyppikäyttäjien kulutus on tunneittain korkeampi ja porrastariffin kulutusmaksun kalliimpaa osuutta sovelletaan useammin kuin mitä vähemmän sähköä kuluttavien tyyppikäyttäjien tapauksessa. Muilla tehoperusteisilla siirtotariffirakenteilla saavutetaan samaa suuruusluokkaa oleva siirtomaksu kuin nykyisellä perus- ja kulutusmaksujen painotuksella, mutta tehoperusteisten tariffirakenteiden myötä asiakkaalla on monipuolisempien vaikutusmahdollisuuksien myötä selkeä kannuste muuttaa sähkönkäyttöään siirtomaksun pienentämiseksi. Esimerkiksi varaavan sähkölämmityksen ohjaaminen eri tavoin kuin nykyisin saattaa hyvinkin yksinkertaisin muutoksin tuottaa helpotuksia siirtomaksuun.

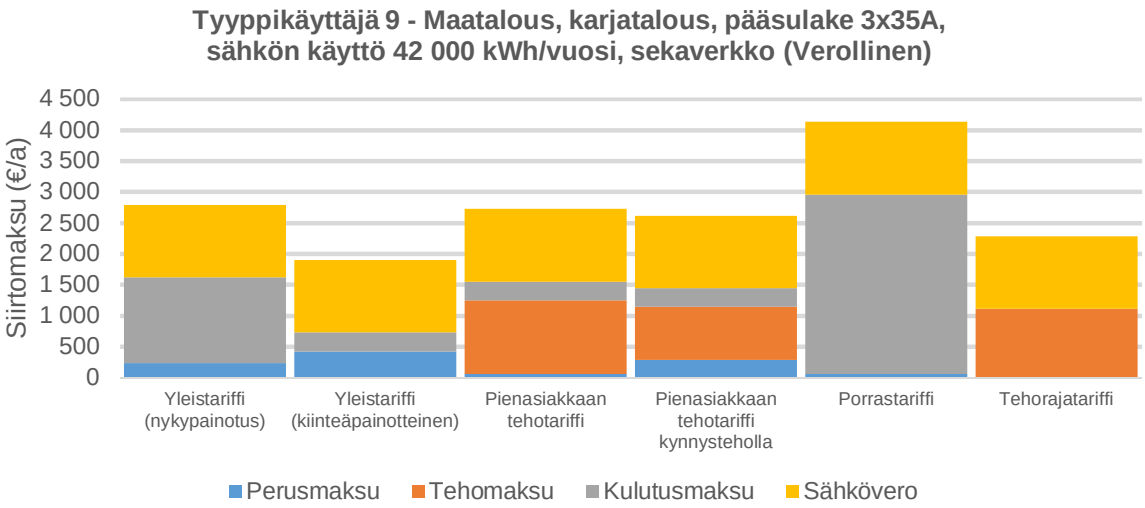



Kuva 18. Verollisen siirtomaksun muodostuminen erilaisilla siirtotariffirakenteilla tarkastellussa sekaverkossa tyyppikäyttäjän 8 tapauksessa.

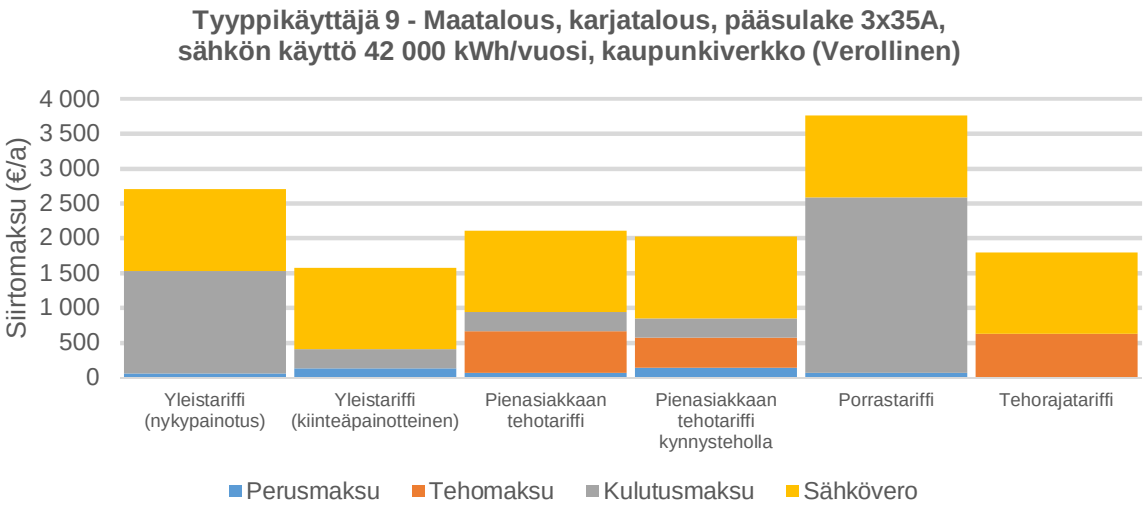



Kuva 19. Verollisen siirtomaksun muodostuminen erilaisilla siirtotariffirakenteilla tarkastellussa kaupunkiverkossa tyyppikäyttäjän 8 tapauksessa.

Tyyppikäyttäjän 8 siirtomaksut kummassakin tarkastellussa verkossa olisi merkittävästi korkeampi porrastariffilla. Ulkovalaistuksen korkeampi energiankäyttö ja tasainen tehontarve johtaa siihen, että useana tuntina asiakasta laskutetaan porrastariffin korkeammalla kulutusmaksun yksikköhinnalla tuottaen merkittävästi korkeamman siirtomaksun vuositasolla. Muilla tariffivaihtoehdoilla siirtomaksu olisi nykyiseen rakenteeseen nähden alempi.

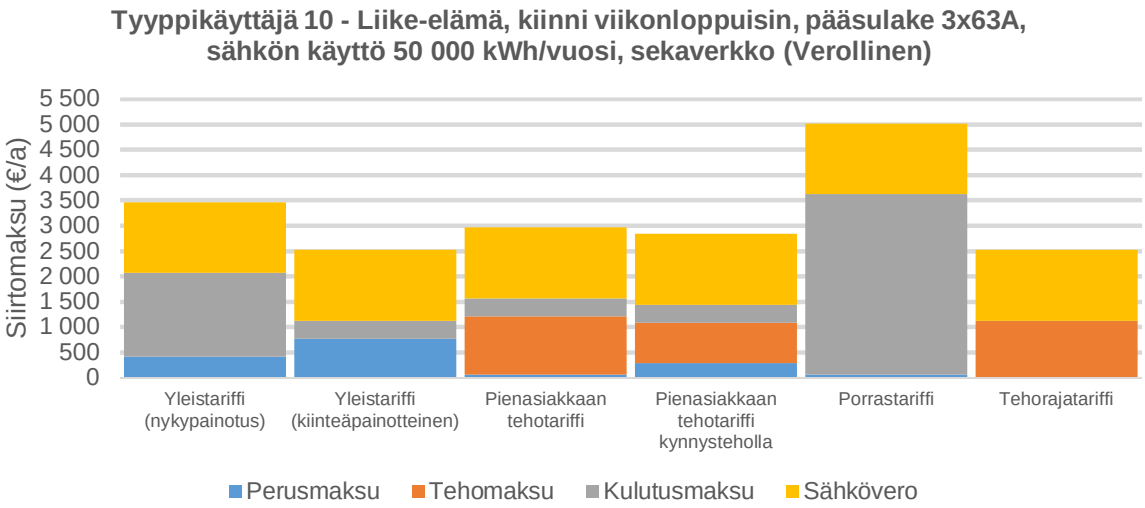



Kuva 20. Verollisen siirtomaksun muodostuminen erilaisilla siirtotariffirakenteilla tarkastellussa sekaverkossa tyyppikäyttäjän 9 tapauksessa.

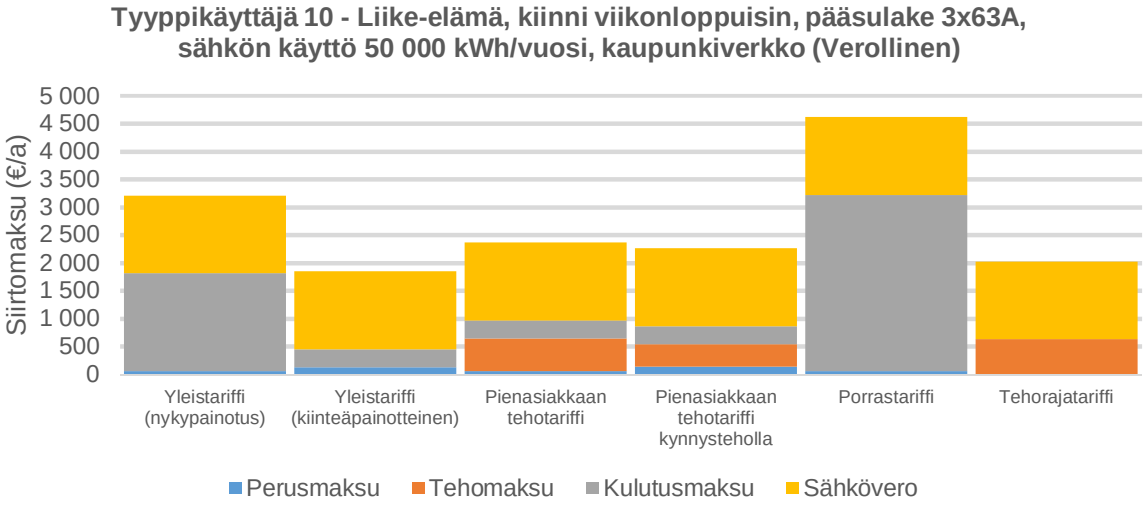



Kuva 21. Verollisen siirtomaksun muodostuminen erilaisilla siirtotariffirakenteilla tarkastellussa kaupunkiverkossa tyyppikäyttäjän 9 tapauksessa.

Kuvista nähdään, että edelliseen tyyppikäyttäjään nähden sama ilmiö toistuu tyyppikäyttäjän 9 siirtomaksussa porrastariffin osalta. Muut tehoperusteiset siirtotariffit tuottavat kuitenkin nykypainotukseen nähden lähes saman suuruisen, tai hieman edullisemman, siirtomaksun tyyppikäyttäjälle 9.




Kuva 22. Verollisen siirtomaksun muodostuminen erilaisilla siirtotariffirakenteilla tarkastellussa sekaverkossa tyyppikäyttäjän 10 tapauksessa.




Kuva 23. Verollisen siirtomaksun muodostuminen erilaisilla siirtotariffirakenteilla tarkastellussa kaupunkiverkossa tyyppikäyttäjän 10 tapauksessa.

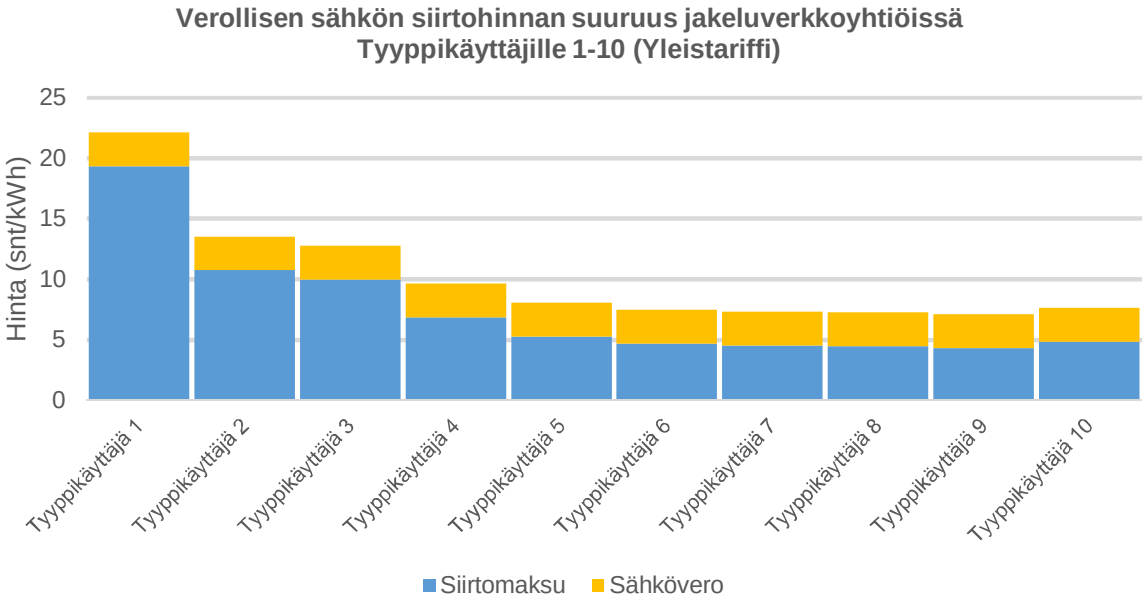
Kuvista 22 ja 23 voidaan havaita, että porrastariffi on kummassakin tarkastellussa sähköverkossa huomattavasti muita tariffirakenteita kalliimpi vaihtoehto. Muut tehoon pohjautuvat tariffirakenteet tuottavat tyyppikäyttäjälle 10 kuitenkin edullisemman siirtomaksun.

Yhteenvetona edellä esitetyistä kuvaajista voidaan havaita, että tarkasteluissa käytettyjen siirtotariffien vaikutukset eri tyyppikäyttäjille vaihtelevat. Erityisesti porrastariffin tapauksessa kulutusmaksun hintatason asettamisella on keskeinen merkitys siirtotariffin asiakasvaikutuksiin. Tarkastelussa asetetuilla hintaparametreilla ei suoraan saavuteta tilannetta, jossa asiakasvaikutukset jokaisen tyyppikäyttäjän osalta olisivat tasaiset. Johtopäätöksenä voidaan todeta, että kyseinen tariffirakenne vaatii tarkempaa pohdintaa ja sen soveltaminen ei ole ongelmatonta. Tämä pätee toisaalta myös muihin tarkasteluissa käytettyihin siirtotariffien hintaparametreihin. Sähkön siirron hinnoittelulle ei ole olemassa yhtä yleisesti sovellettua käytäntöä, jonka vuoksi hinnoittelun ongelmanasettelu ei ole yksikäsitteinen ja eri hintaparametreilla ja laskentamenetelmillä voidaan saavuttaa erilaisia tuloksia kuin mitä tässä tarkastelussa on esitetty.

## 3.2. Nykyisen verkkoyhtiöiden hinnoittelun tila päivitettyjen tyyppikäyttäjien osalta

Vuonna 2018, Suomessa toimii 77 jakeluverkon haltijaa, jotka soveltavat asiakkailleen hinnastojensa mukaisia siirtotariffeja. Eri toimintaympäristöissä toimivilla sähköverkkoyhtiöillä verkko-, asiakas ja kustannusrakenteissa on eroja ja näistä syistä yhtiöiden siirtotariffien hintatasot ja niiden vaikutukset eri tyyppisille asiakkaille vaihtelevat hyvinkin paljon yhtiöiden välillä. Tässä luvussa tarkastellaan nykyisen hinnoittelun vaikutuksia eri tyyppikäyttäjille hyödyntämällä yhtiöiden soveltamia siirtohintoja. Hinnoittelun nykytilaa havainnollistetaan yleistariffin osalta. Laskelmissa käytettyjen siirtotuotteiden yksikköhinnat on poimittu yhtiöiden hinnastoista joulukuussa 2018.

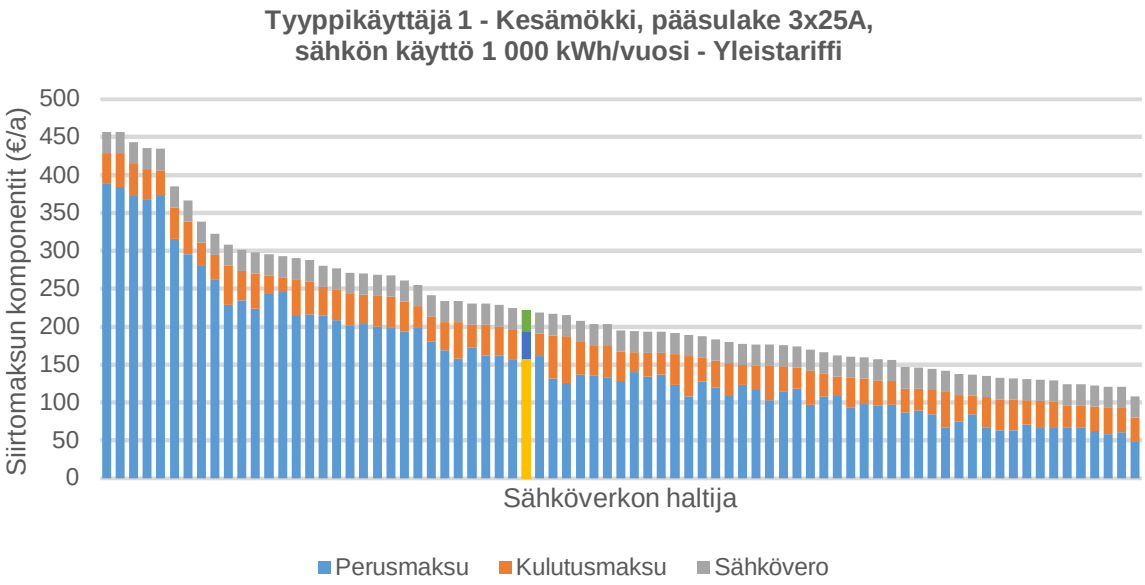
Kuvassa 24 on esitetty keskimääräinen verollisen siirtomaksun kustannus vuosienergiaan suhteutettuna (siirtomaksun ja tyyppikäyttäjän vuotuisen sähkön käytön osamäärä) tyyppikäyttäjille 1-10 kaikkien sähköverkkoyhtiöiden osalta, kun tyyppikäyttäjille valittuna siirtotuotteena on yleistariffi, jossa siirtotariffin kulutusmaksu on saman suuruinen jokaisena vuoden tuntina.




Kuva 24. Keskimääräinen verollinen sähkön siirtohinta 77 sähkönjakeluverkkoyhtiön osalta.

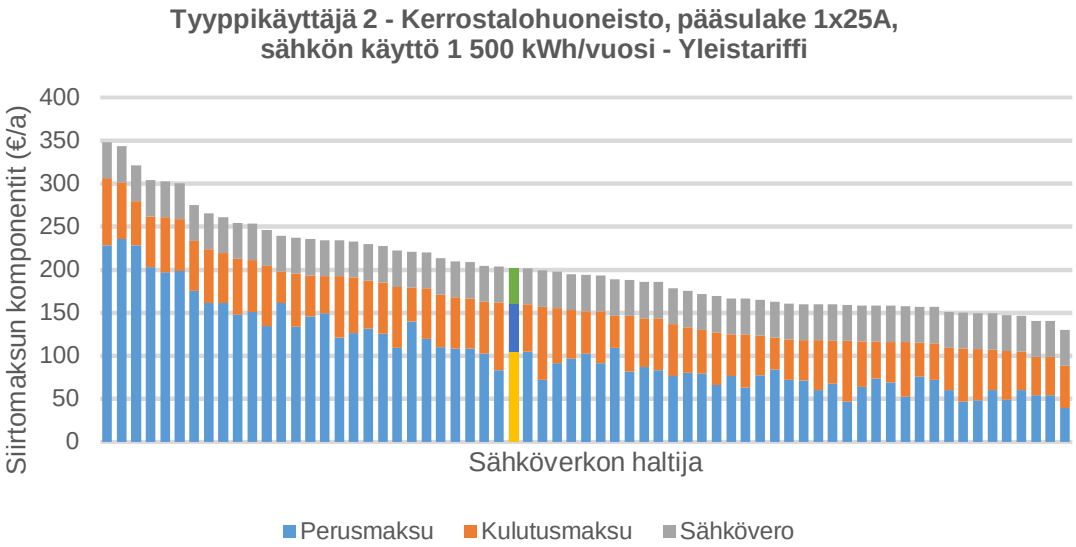
Kuvan perusteella nähdään, että keskimääräinen vuotuiseen sähkön käyttöön suhteutettu yksikkökustannus tyyppikäyttäjällä 1 on korkeampi muihin tyyppikäyttäjiin nähden. Tämä johtuu pääsääntöisesti tyyppikäyttäjän 1 pienimuotoisesta sähkönkäytöstä, jolloin keskimääräisen vuotuisen sähkön siirron kustannukset jaetaan pienemmällä vuosienergiamäärällä. Sähkön käytön määrän kasvaessa keskimääräinen yksikkökustannus (snt/kWh) laskee ja tasoittuu siirryttäessä yhä enemmän sähköä käyttäviin tyyppikäyttäjiin.

Kuva 24 ei sellaisenaan kuitenkaan tarjoa yleiskatsausta syvällisempää kuvaa hinnoittelun nykytilasta. Katsauksen täydentämiseksi kuvissa 25-34 on esitetty eri sähköverkkoyhtiöiden hinnastojen perusteella muodostuvat sähkön siirron kustannukset tyyppikäyttäjille 1-10 joulukuussa 2018 poimittujen yhtiökohtaisten hintatietojen perusteella. Kuvaajissa vaaka-akselilla esitettyjen verkkoyhtiöiden järjestys ei ole kaikissa kuvaajissa sama, sillä tarkasteltavasta tyyppikäyttäjästä riippuen, yhtiöiden järjestys tyyppikäyttäjälle kohdistuvan siirtomaksun osalta vaihtelee.




Kuva 25. Yleistariffin perusteella muodostetut siirtomaksut eri sähköverkkoyhtiöissä tyyppikäyttäjän 1 tapauksessa. Keskimääräisiä siirtomaksun komponenttien suuruuksia on korostettu eri väreillä.

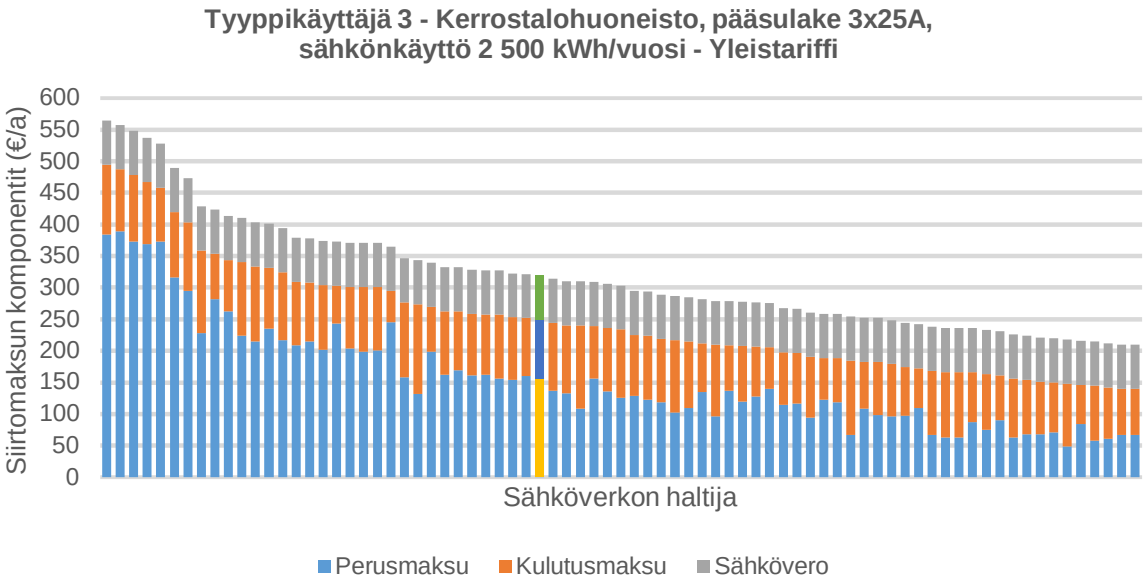
Tyyppikäyttäjän 1 keskimääräinen verollinen siirtomaksu koostuu pääosin perusmaksusta (70,62 %) ja kulutusmaksulla sekä sähköverolla on laskun osalta pienemmät osuudet siirtomaksusta (kulutusmaksu 16,74 % ja sähkövero 12,63 %). Kuvasta nähdään selvästi, että tarkastelussa jokaisen verkkoyhtiön osalta perusmaksujen osuus on merkittävä kesämökkiasiakkaalle ja vaihtelu perusmaksun osuuden osalta on kohtuullisen pientä.




Kuva 26. Yleistariffin perusteella muodostetut siirtomaksut eri sähköverkkoyhtiöissä tyyppikäyttäjän 2 tapauksessa. Keskimääräisiä siirtomaksun komponenttien suuruuksia on korostettu eri väreillä.

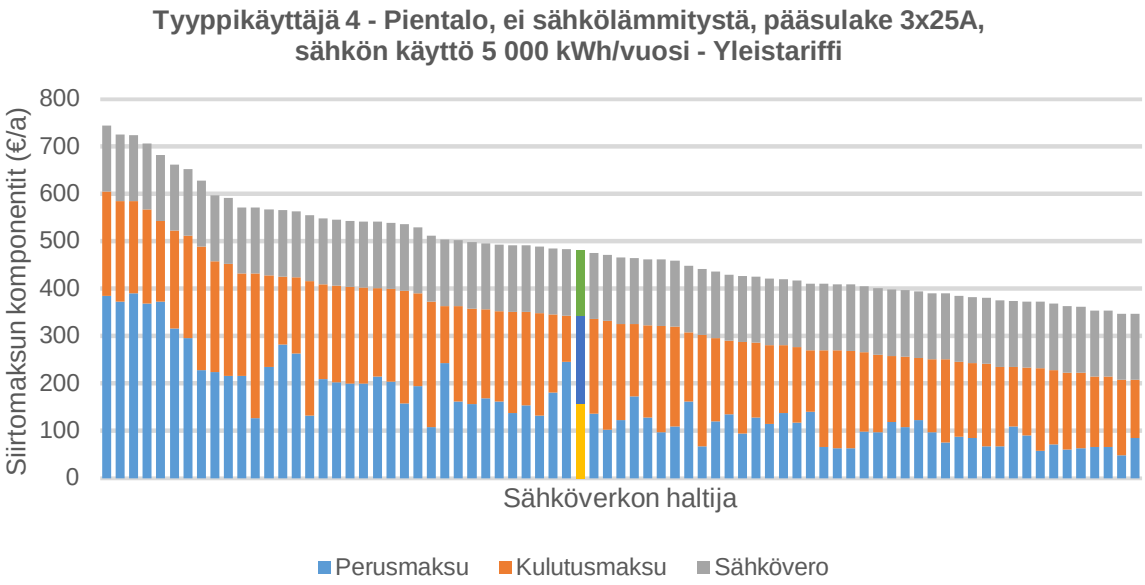
Tyyppikäyttäjän 2 keskimääräisessä verollisessa siirtomaksussa perusmaksun osuus on edelliseen nähden hieman alempi (52,00 %) kulutusmaksun suuremman osuuden (27,36 %) vuoksi. Sähköveron osuus siirtolaskusta tyyppikäyttäjällä 2 on myös suurempi (20,64 %). Karkeasti kuvattuna siirtolasku muodostuu lähes puoliksi kiinteistä perusmaksuista ja puoliksi kulutukseen sidotuista komponenteista (kulutusmaksu ja sähkövero). Yksivaiheisen kerrostaloasiakkaan tapauksessa sähkönkäyttö on

kesämökkeihin nähden hieman korkeampi, mutta siirtomaksu on vuositasolla edullisempi kuvaajan alkupuolella. Tarkastelussa tyyppikäyttäjän 2 osalta ei ole huomioitu kaikkia verkkoyhtiöitä, koska yhtiöiden hinnastoissa ei yksikäsitteisesti ole ilmoitettu, mitä tuotetta käytetään yksivaiheiselle kerrostaloasiakkaalle. Esimerkiksi joissain verkkoyhtiöissä hinnastoissa on sovellettu 3x25A yleistariffia ko. asiakkaille. Edellä kuvattu hintatietojen käyttö saattaa tuottaa pientä epätarkkuutta tuloksiin, kun kaikkien yhtiöiden tietoja ei ole mukana laskennassa, mutta tulokset antavat suuntaa siirtomaksujen suuruudesta valtaosassa verkkoyhtiöitä. Yksivaiheisille asiakkaille sovellettava perusmaksu on ajoittain halvempi kolmivaiheisille sulakkeille sovellettaviin perusmaksuihin nähden, mikä selittää sitä, miksi tyyppikäyttäjän 2 siirtomaksu vuositasolla on ajoittain edullisempi kuin tyyppikäyttäjän 1.



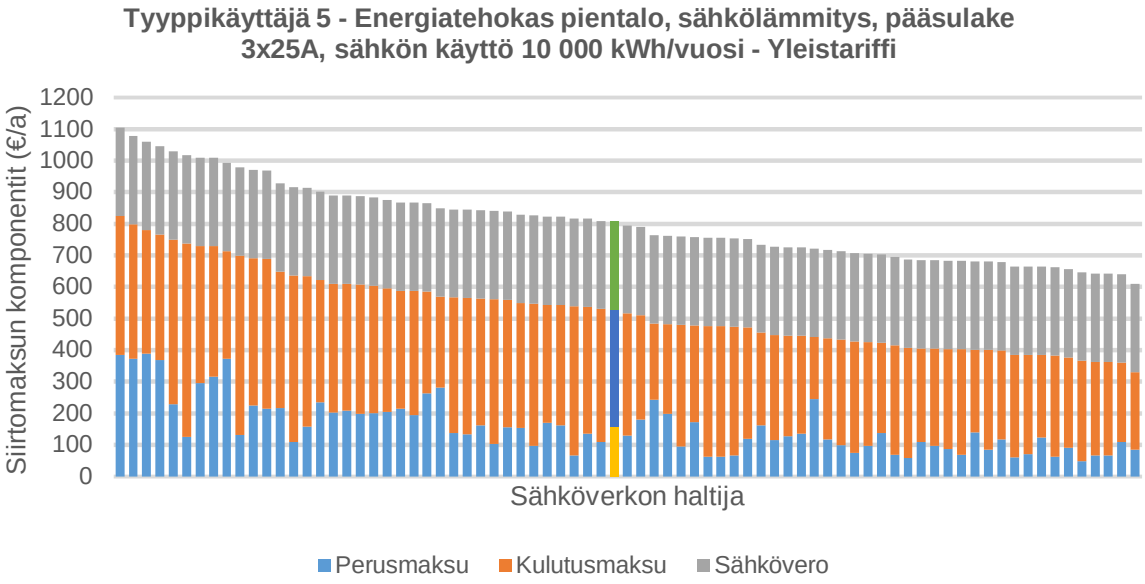

Kuva 27. Yleistariffin perusteella muodostetut siirtomaksut eri sähköverkkoyhtiöissä tyyppikäyttäjän 3 tapauksessa. Keskimääräisiä siirtomaksun komponenttien suuruuksia on korostettu eri väreillä.

Tyyppikäyttäjän 3 keskimääräisessä verollisessa siirtomaksussa perusmaksun osuus kattaa lähes puolet siirtolaskusta (48,97 %) kulutusmaksun osuus on tyyppikäyttäjään 2 nähden hieman suurempi (29,08 %). Sähköveron osuus siirtolaskusta tyyppikäyttäjällä 3 on myös sähkön käytön määrän vuoksi hieman korkeampi (21,94 %). Tyyppikäyttäjän 3 keskimääräinen siirtomaksu siis koostuu edellisen mukaisesti lähes puoliksi perusmaksusta ja puoliksi kulutukseen kytköksissä olevista komponenteista.



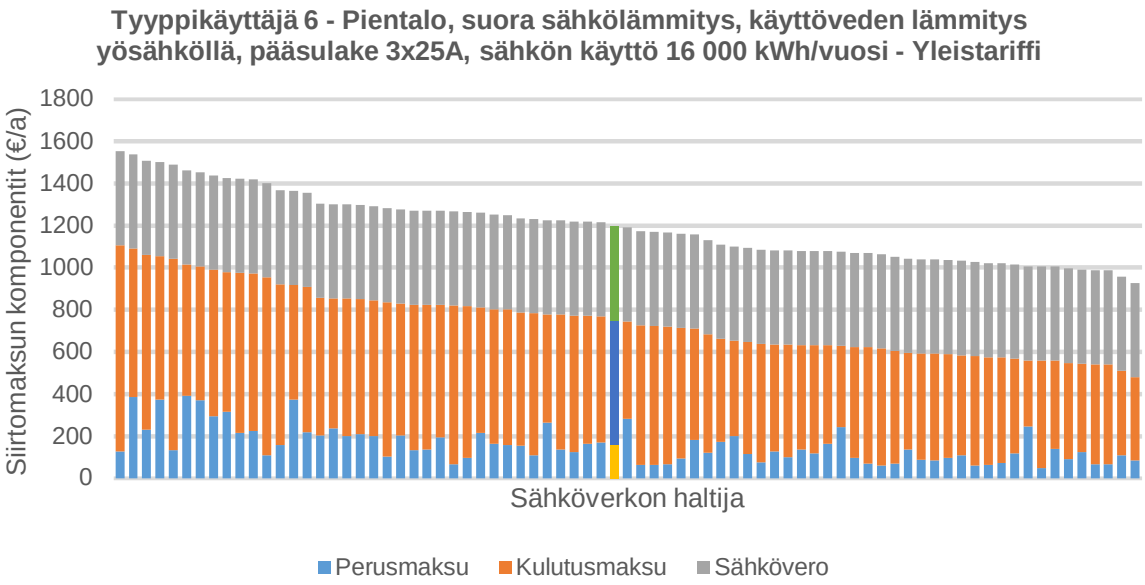

Kuva 28. Yleistariffin perusteella muodostetut siirtomaksut eri sähköverkkoyhtiöissä tyyppikäyttäjän 4 tapauksessa. Keskimääräisiä siirtomaksun komponenttien suuruuksia on korostettu eri väreillä.

Tyyppikäyttäjän 4 keskimääräisessä verollisessa siirtomaksussa perusmaksun osuus kattaa edellisiin tyyppikäyttäjiin nähden enää noin kolmanneksen siirtolaskusta (32,47 %) ja kulutusmaksun osuus korostuu enemmän (38,49 %). Sähköveron osuus siirtolaskusta tyyppikäyttäjällä 3 on myös suuremman sähkön käytön vuoksi edellistä tyyppikäyttäjää merkittävämpi (29,04 %). Sähkön käytön määrän kasvaessa voidaan selvästi havaita, että kulutuksesta riippuvien komponenttien merkitys (67,53 %) on selvästi suurempi tyyppikäyttäjällä 4 aiempiin nähden.



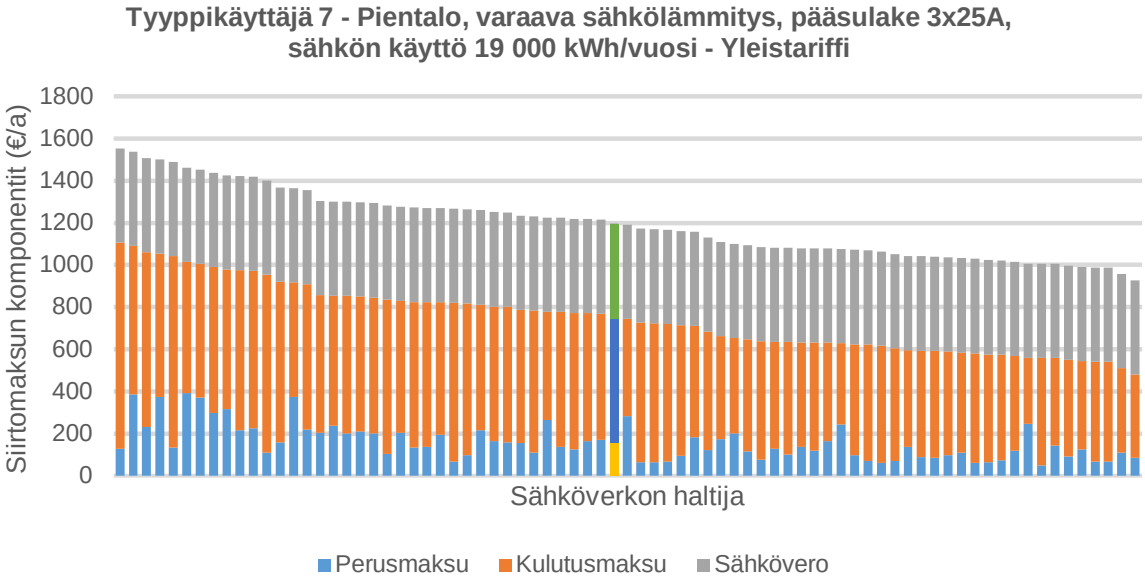

Kuva 29. Yleistariffin perusteella muodostetut siirtomaksut eri sähköverkkoyhtiöissä tyyppikäyttäjän 5 tapauksessa. Keskimääräisiä siirtomaksun komponenttien suuruuksia on korostettu eri väreillä.

Tyyppikäyttäjän 5 tapauksessa keskimääräinen verollinen siirtomaksu koostuu yhä pienemmästä perusmaksun osuudesta (19,38 %) ja painotus on vahvasti kulutusmaksussa (45,95 %) ja sähköverossa (34,67 %).




Kuva 30. Yleistariffin perusteella muodostetut siirtomaksut eri sähköverkkoyhtiöissä tyyppikäyttäjän 6 tapauksessa. Keskimääräisiä siirtomaksun komponenttien suuruuksia on korostettu eri väreillä.

Samoin kuin tyyppikäyttäjän 5 tapauksessa, valtaosa tyyppikäyttäjän 6 keskimääräisestä siirtomaksusta koostuu kulutuksesta riippuvista maksukomponenteista (kulutusmaksu 49,55 % ja sähkövero 37,39 %). Perusmaksun osuus kattaa enää vain pienen osan siirtolaskusta (13,06 %).

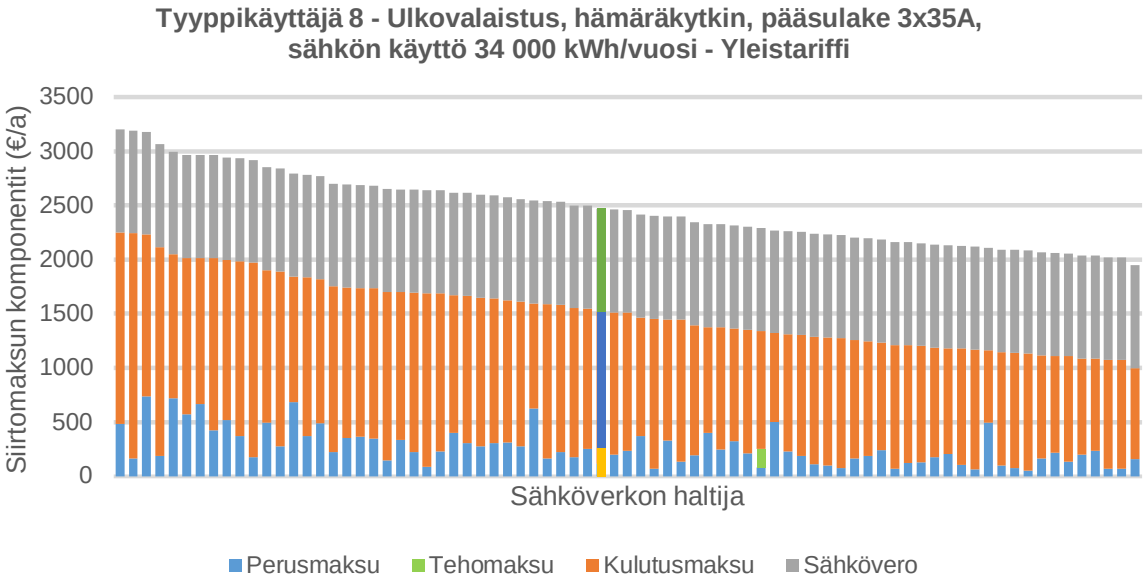



Kuva 31. Yleistariffin perusteella muodostetut siirtomaksut eri sähköverkkoyhtiöissä tyyppikäyttäjän 7 tapauksessa. Keskimääräisiä siirtomaksun komponenttien suuruuksia on korostettu eri väreillä.

Tyyppikäyttäjän 7 keskimääräinen siirtomaksu koostuu edellisten mukaisesti pääosin kulutuksesta riippuvista maksukomponenteista (kulutusmaksu 50,59 % ja sähkövero 38,17 %). Perusmaksun osuus jää yhä vähäisemmäksi (11,23 %).

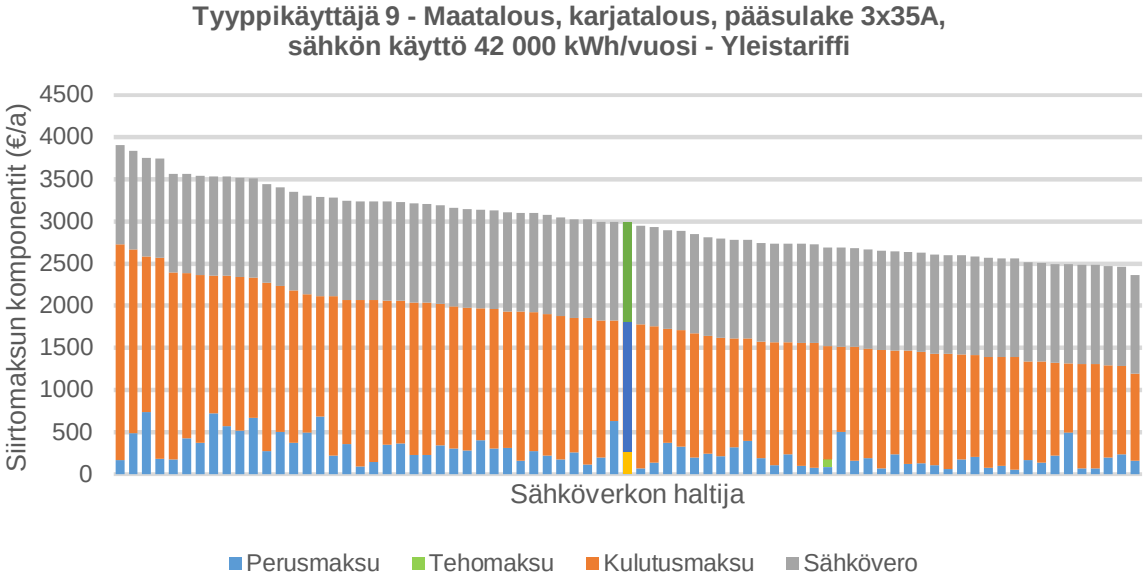
Seuraavaksi tarkasteltavien tyyppikäyttäjien 8 ja 9 tapauksessa sulakekoko on 3x35A ja tällä hetkellä Suomessa toimivista jakeluverkkoyhtiöistä yksi yhtiö soveltaa asiakkaille, joiden sulakekoko on

suurempi tai yhtä suuri kuin 3x35A, erillistä tehomaksua yleistariffissa. Tehomaksun suuruuden laskennassa on hyödynnetty tyyppikäyttäjämäärittelytiedoissa listattuja tehotaulukoita asiaan kuuluvien tehojen selvittämiseksi yhtiön soveltaman tehomaksun määräytymisperusteiden mukaisesti.




Kuva 32. Yleistariffin perusteella muodostetut siirtomaksut eri sähköverkkoyhtiöissä tyyppikäyttäjän 8 tapauksessa. Keskimääräisiä siirtomaksun komponenttien suuruuksia on korostettu eri väreillä.

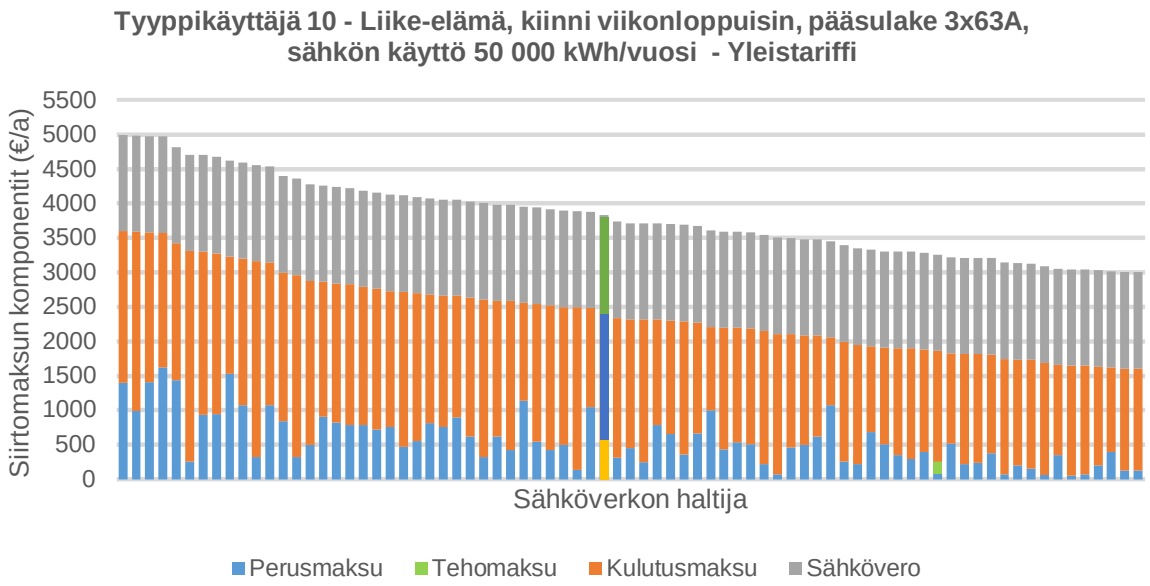
Tyyppikäyttäjän 8 keskimääräinen siirtomaksu koostuu pääsääntöisesti kulutukseen sidotuista maksukomponenteista (kulutusmaksu 50,75 % ja sähkövero 38,55 %). Perusmaksu kattaa yhä pienemmän osan siirtomaksusta (10,70 %) aiempiin nähden. Tehomaksua hyödynnetään vain yhdessä verkkoyhtiössä tyyppikäyttäjä 8 kokoiselle asiakkaalle, joten sen osuutta ei ole tarkemmin eritelty.




Kuva 33. Yleistariffin perusteella muodostetut siirtomaksut eri sähköverkkoyhtiöissä tyyppikäyttäjän 9 tapauksessa. Keskimääräisiä siirtomaksun komponenttien suuruuksia on korostettu eri väreillä.

Tyyppikäyttäjän 9 keskimääräinen siirtomaksu koostuu edellisen tavoin pääsääntöisesti myös kulutuksen sidoksissa olevista maksukomponenteista (kulutusmaksu 51,80 % ja sähkövero 39,35 %). Perusmaksun osuus kattaa siirtolaskusta vain alle kymmenesosan (8,84 %). Edellisen tyyppikäyttäjän tavoin, tehomaksu on käytössä vain yhdessä verkkoyhtiössä ko. tyyppikäyttäjälle yleistariffin osalta.

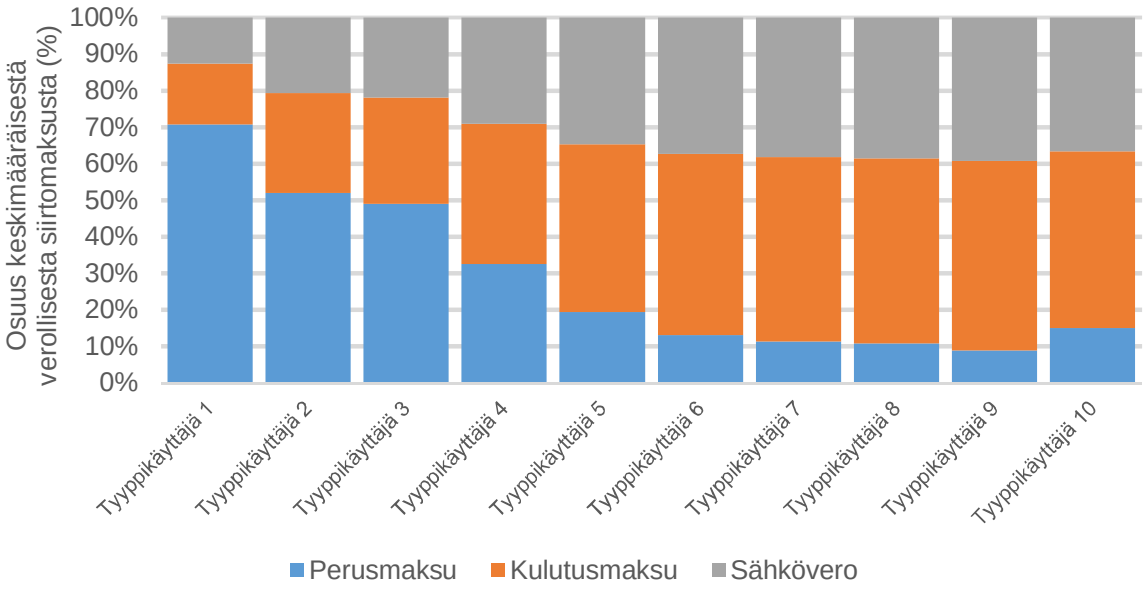
Tyyppikäyttäjän 10 tapauksessa sovelletaan myös tehomaksua. Ero tyyppikäyttäjiin 8 ja 9 muodostuu ainoastaan tyyppikäyttäjä 10 suuremman pääsulakekoon (3x63A) johdosta. Edellä esitettyihin tyyppikäyttäjiin nähden, suurempi sulakekoko kuitenkin aiheuttaa tyyppikäyttäjälle 10 suuremman vuotuisen perusmaksun.




Kuva 34. Yleistariffin perusteella muodostetut siirtomaksut eri sähköverkkoyhtiöissä tyyppikäyttäjän 10 tapauksessa. Keskimääräisiä siirtomaksun komponenttien suuruuksia on korostettu eri väreillä.

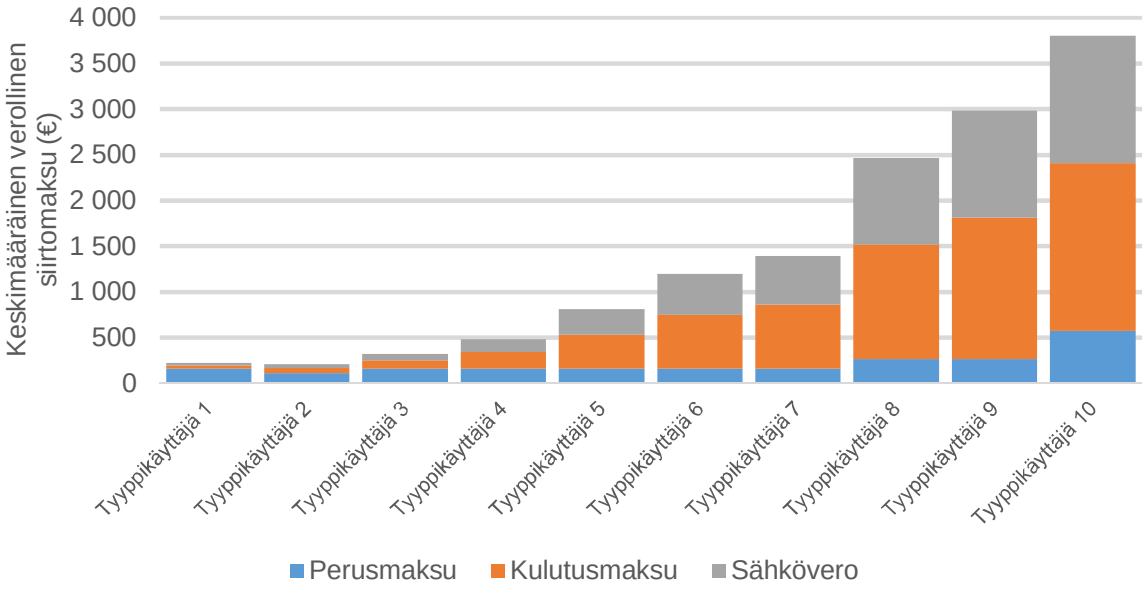
Tyyppikäyttäjän 10 keskimääräinen siirtomaksu koostuu edellisen tavoin pääsääntöisesti myös kulutuksen sidoksissa olevista maksukomponenteista (kulutusmaksu 48,34 % ja sähkövero 36,73 %). Perusmaksun osuus kattaa siirtolaskusta edelliseen tyyppikäyttäjään nähden hieman suuremman osan (14,93 %). Edellisen tyyppikäyttäjän tavoin, tehomaksu on käytössä vain yhdessä verkkoyhtiössä ko. tyyppikäyttäjälle yleistariffin osalta, joten sen osuutta ei ole tarkemmin eritelty.

Kokonaiskuvaa edellä esitetyistä kuvaajista on pyritty havainnollistamaan edelleen kuvissa 35-36, jotka kuvaavat kuvissa 25-34 esitettyjä keskimääräisiä siirtomaksuja, joita on korostettu kussakin kuvaajassa eri väreillä. Kuvassa 35 havainnollistetaan tyyppikäyttäjien 1-10 osalta keskimääräisen siirtomaksun muodostumista komponenteittain (perusmaksu, kulutusmaksu ja sähkövero).




Kuva 35. Tyyppikäyttäjien 1-10 keskimääräisten siirtomaksujen suhteellinen muodostuminen eri komponenteittain (perusmaksu, kulutusmaksu ja sähkövero).

Kuvassa havainnollistetut tyyppikäyttäjäkohtaisten keskimääräisten siirtomaksujen koostumiset eri maksukomponenttien osalta on koottu yhteen. Kuvasta nähdään selvästi, että kulutuksesta riippuvien maksukomponenttien merkitys kasvaa merkittävästi tyyppikäyttäjän sähkön käytön määrän kasvaessa. Pienimmillä asiakkailla edellä esitetyn mukaisesti siirtolasku koostuu oleellisesti kiinteästä perusmaksusta. Maksukomponenttien osuuksien lisäksi on oleellista tarkastella myös keskimääräisten siirtomaksujen euromääräisiä suuruusluokkia eri tyyppikäyttäjillä. Kuvassa 36 havainnollistetaan siirtomaksujen keskinäistä suuruutta eri tyyppikäyttäjien (1-10) välillä.




Kuva 36. Keskimääräisten siirtomaksujen suuruudet komponenteittain (perusmaksu, kulutusmaksu ja sähkövero) tyyppikäyttäjille 1-10.

Kuvasta nähdään, että pienemmän sähkön käytön asiakkaiden keskimääräiset siirtomaksut ovat suurempiin tyyppikäyttäjiin nähden merkittävästi alemmat. Katsauksesta ei kuitenkaan voida tehdä

johtopäätöksiä sen osalta, kuinka kustannusvastaava nykyinen siirtotariffirakenne on eri tyyppisten käyttäjien osalta. Eri verkkoyhtiöillä toimintaympäristöjen välillä esiintyy paljon vaihtelua, joten tarkempien analyysien ja johtopäätösten tekeminen vaatisi perusteellisen selvityksen kunkin verkkoyhtiön hinnoittelun osalta.

# 4. Yhteenveto

Tämä raportti käsittelee sähkön siirron hinnoittelua ja erilaisten hinnoittelumallien vaikutuksia päivitettyjen tyyppikäyttäjien siirtomaksuihin. Raportin alkupuoli käsittelee sähkön siirron hinnoittelua yleisemmin keskittyen siirtotariffien määrittämisen yleiseen tehtäväkuvaukseen. Siirtotariffien muodostamiselle ja hinnoittelulle ei ole olemassa yksittäistä yleispätevää menetelmää ja Suomessa sähköverkkoyhtiöt voivat hinnoitella käyttämänsä siirtotuotteet itsenäisesti. Verkkoyhtiön kustannukset riippuvat oleellisesti pitkällä aikavälillä tarvittavasta sähköverkon kapasiteetista (eli tehosta (kW) siirretyn energiamäärän (kWh) sijaan) ja nykyisten pienasiakkaille sovellettujen siirtotariffien kustannusvastaavuudesta on esitetty kriittisiä mielipiteitä. Ratkaisuna kustannusvastaavuuden parantamiseksi on esitetty erilaisia vaihtoehtoisia siirtotariffirakenteita, jotka huomioivat asiakkaiden tuntitehon jollakin tapaa. Raportin luvun 3 ensimmäisessä osassa on esitetty tarkastelu, jossa kahdelle eri verkkoalueelle on muodostettu erilaisia vaihtoehtoisia siirtotariffirakenteita ja tutkittu niiden asiakasvaikutuksia tyyppikäyttäjille 1-10. Luvun 3 toinen osa keskittyy tarkastelemaan sähkön siirron hinnoittelun nykytilaa ja erityisesti verkkoyhtiöiden pienasiakkaille soveltamien yleistariffien vaikutuksia tyyppikäyttäjille 1-10. Tarkasteluissa kuvataan yleistariffin perusteella muodostettujen siirtomaksujen suuruuksia eri verkkoyhtiöissä, joiden perusteella havainnollistetaan siirtomaksujen muodostumista komponenteittain (perusmaksu, kulutusmaksu ja sähkövero) tyyppikäyttäjille 1-10.

Viime vuosina sähkön siirron hinnoittelun saralla on tapahtunut muutoksia erityisesti asiakkaiden siirtokustannusten osalta johtuen pääosin siitä, että verkkoyhtiöt ovat tehneet investointeja sähköverkkoon sähkön toimitusvarmuuden parantamiseksi, jotta laajamittaisilta ja pitkäkestoisilta sähkön jakelun keskeytyksiltä vältyttäisiin tulevaisuudessa paremmin kuin ennen. Asiakkaiden kokemien sähkön siirron kustannusten kohoaminen on saanut osakseen kritiikkiä ja vuonna 2017 sähkömarkkinalakiin tehtiin muutos suurten kertaluontoisten muutosten estämiseksi. Lain mukaan, verkonhaltija voi tehdä edelliseen hinnankorotukseen nähden 12 kuukauden aikana enintään viidentoista prosentin suuruisen korotuksen. Korotuskatto vaikuttaa keskeisesti siirtotariffien hintamuutosten toteuttamiseen nyt ja tulevaisuudessa.

Sähköverkkoliiketoimintaa Suomessa valvoo Energiavirasto, jonka valvonta kohdistuu sähkömarkkinalain asettamiin vaatimuksiin koskien erityisesti sähkön siirron hinnoittelun tasapuolisuutta, syrjimättömyyttä ja kohtuullisuutta kokonaisuutena arvioiden. Tämän tehtävän suorittamisen apuvälineenä Energiavirasto hyödyntää tyyppikäyttäjiä, jotka kuvaavat tyypillisten asiakkaiden sähkönkäyttöä Suomessa. Aiemmin hyödynnetyt tyyppikäyttäjät ovat sisältäneet riittävät tiedot sähkön siirron kustannusten arvioimiseen nykyisin asiakkaille sovellettavien siirtotariffien osalta. Tulevaisuudessa siirtotariffeiden osalta alalla on tapahtumassa muutoksia tariffirakenteen suhteen erityisesti pienasiakkaiden osalta. Tariffeja ollaan ohjaamassa kohti rakennetta, joka huomioi asiakkaan vuosienergian lisäksi myös huipputuntitehon tietyltä ajanjaksolta (kuukausi, vuosi tai vuodenaika). Erilaiset tehoperusteiset siirtotariffirakenteet ovat olleet myös aktiivisen kansainvälisen mielenkiinnon kohteena, mutta käytännön toimenpiteitä ei ole kuitenkaan laajassa mittakaavassa sovellettu. Suomessa, viimeisen kahden vuoden aikana kolme sähköverkkoyhtiötä ovat alkaneet soveltaa erillisiä tehomaksuja (€/kW) osalle pienasiakkaitaan ja useat verkkoyhtiöt ovat myös tarkastelleet erilaisia kehitysmahdollisuuksia hinnoittelunsa osalta. Ongelma nykyisin sovellettujen tyyppikäyttäjien osalta on se, että ne eivät sisällä tarvittavia tietoja asiakkaiden kuormitusprofiilin osalta (tuntitehot), joten tehoperusteisten siirtotariffien kustannusten arvioiminen ei ole nykyisin sovellettujen tyyppikäyttäjien avulla mahdollista. Tässä raportissa esitettyjen päivitettyjen tyyppikäyttäjien myötä asiakkaiden tuntitehot tiedetään ja arviointia voidaan täten tehdä myös muiden kuin nykyisin sovellettujen siirtotariffien osalta, jotka koostuvat kahdesta

maksukomponentista: perusmaksusta (€/kk) ja kulutusmaksusta (snt/kWh). Raportissa on tarkasteltu tyyppikäyttäjien siirtomaksujen muodostumista nykyisillä ja neljällä erilaisella vaihtoehtoisella tariffirakenteella kahdessa eri sähköverkossa.

Raportissa esitettyjen tarkastelujen pohjalta voidaan todeta, että päivitetyt tyyppikäyttäjät sisältävät tarvittavat tiedot erilaisten, yleisemmin alalla keskusteltujen, tariffirakenteiden tarkastelua varten. Kaikkien mahdollisten tariffirakenteiden, ja niiden eri variaatioiden, tarkasteleminen voi kuitenkin osoittautua hyvin monimutkaiseksi tehtäväksi. Esimerkiksi nykyisin suuremmille asiakkaille sovellettujen pienjännitetehotariffien tehomaksujen määräytymisperusteet vaihtelevat suuresti eri verkkoyhtiöiden välillä. On mahdollista, että myös pienasiakkaille suunnitelluissa uusissa siirtotuotteissa saattaa esiintyä suuriakin yhtiökohtaisia eroja. Tulevaisuudessa alalla onkin syytä pohtia, tulisiko sähkön siirron hinnoittelussa soveltaa jonkin asteista harmonisointia joko tulevaisuuden tariffirakenteen tai sen maksukomponenttien määräytymisperusteiden suhteen niin nykyisten kuin tulevienkin tariffien osalta.

# Lähteet


[1] Sähkömarkkinalaki 588/2013. Saatavissa: https://www.finlex.fi/fi/laki/alkup/2013/20130588

[2] Energiavirasto, ”Valvontamenetelmät neljännellä 1.1.2016-31.12.2019 ja viidennellä 1.1.2020-31.12.2023 valvontajaksolla”. Saatavissa: https://www.energiavirasto.fi/documents/10191/0/FI-Liite_2_Valvontamenetelm%C3%A4t_S%C3%A4hk%C3%B6njakelu_Korjattu+versio+2018/336ac1c2-4a7e-4391-be1d-32fababf27c3

[3] Laki sähkömarkkinalain muuttamisesta 590/2017. Saatavissa: https://www.finlex.fi/fi/laki/alkup/2017/20170590

[4] Roivainen, P., ”Imatran Seudun Sähkö Oy:n sähkön siirto- ja myyntituotteiden kehittämissuunnitelma,” Diplomityö, Lappeenrannan teknillinen korkeakoulu, 2003.

[5] Pantti, J-P, ”Sähkön siirtotuotteiden hinnoittelusovelluksen kehittäminen,” Diplomityö, Tampereen teknillinen yliopisto, 2010.

[6] Niemelä, E., ”Kaupunkialueella toimivan sähkönjakeluverkkoyhtiön siirtohinnoittelun kehittäminen,” Diplomityö, Lappeenrannan teknillinen yliopisto, 2010.

[7] Lummi, K., ” Sähkön siirtohinnoittelu ja kuormitusmallien käyttö tariffisuunnittelussa,” Diplomityö, Tampereen teknillinen yliopisto, 2013.

[8] Apponen, R. ”Pienasiakkaan tehotariffin kehitys ja käyttöönotto,” Diplomityö, Aalto-yliopisto, 2016.

[9] Vuohelainen V., ”Kaupunkiverkkoyhtiön sähkönsiirtotuotteiden uudistaminen,” Diplomityö, Tampereen teknillinen yliopisto, 2016.

[10] Rossi, K., ”Kustannusvastaavan sähkön siirtohinnoittelun kehittäminen,” Diplomityö, Lappeenrannan teknillinen yliopisto, 2018.

[11] LE-Sähköverkko Oy., ”Sähkön siirtotuotteet LE-Sähköverkko OY:n jakelualueella,” Saatavissa [Viitattu 12.12.2018]: https://www.lahtienergia.fi/fi/sahkoverkko/hinnastot-sopimusehdot/verkkopalveluhinnasto

[12] Helen Sähköverkko Oy., ”Sähkön siirtohinnasto,” Saatavissa [Viitattu 12.12.2018]: https://www.helensahkoverkko.fi/globalassets/hinnastot-ja-sopimusehdot/hsv/sahkon-siirtohinnasto.pdf

[13] Kuopion Energia Oy., ”Sähkösiirtohinnat 1.7.2018,” Saatavissa [Viitattu 12.12.2018]: https://www.kuopionenergia.fi/sahkoverkko/tietoa-sahkoverkostamme/sahkonsiirtohinnat/

[14] Energiavirasto, “Sähkön jakelutariffien kehitys 2000-2017,” raportti, 2017. Saatavissa: https://www.energiavirasto.fi/documents/10191/0/Tariffiraportti+2017.pdf/348c316e-ff02-40a6-a8f6-45065a66c3e1

[15] Uusi Suomi, ”Sähkölasku 95 €, itse sähkön osuus 3 € - Ministeri sanoi suoraan: ”Valitettavasti joudumme maksamaan”,” Uutisartikkeli 22.11.2018. Saatavissa:

https://www.uusisuomi.fi/raha/265384-sahkolasku-95-eu-itse-sahkon-osuus-3-eu-ministeri-sanoi-suoraan-valitettavasti-joudumme

[16] Honkapuro, S., et al. ”Jakeluverkon tariffirakenteen kehitysmahdollisuudet ja vaikutukset”, raportti, LUT Scientific and Expertise Publications, 2017. Saatavissa: http://urn.fi/URN:ISBN:978-952-335-105-9

[17] Lummi, K., et al., ”Alternative power-based pricing schemes for distribution network tariff of small customers,” The IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies – Asia Conference (ISGT Asia 2018), 22-25 May 2018, Singapore.

[18] Lummi, K., et al., ”Power-based distribution network tariff of small customers in different operational environments – case study of two networks,” The IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies – Asia Conference (ISGT Asia 2017), 4-7 December 2017, Auckland.

[19] Lummi, K., et al., ”Analysis of transition steps towards power-based distribution tariff of small customers,” The 24th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED 2017), 12-15 June 2017, Glasgow.

[20] Rautiainen, A., et al., ”Reforming distribution tariffs of small customers – targets, challenges and impacts of implementing novel tariff structures,” The 24th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED 2017), 12-15 June 2017, Glasgow.

[21] Honkapuro, S., et al., ”Development options for distribution tariff structures in Finland,” The 14th European Energy Market Conference (EEM 2017), 6-9 June 2017, Dresden.

[22] Lummi, K., Rautiainen, A., Heine, P., Järventausta, P., ”Cost-causation based approach in forming power-based distribution network tariff for small customers,” The 13th European Energy Market Conference (EEM 2016), 6 9 June 2016, Porto.

[23] Partanen, J., Honkapuro, S., Tuunanen, J., ”Jakeluverkkoyhtiöiden tariffirakenteiden kehitysmahdollisuudet,” LUT Energia tutkimusraportti, 2012. Saatavissa: https://www.lut.fi/documents/10633/138922/Jakeluverkkoyhti%C3%B6iden+tariffirakenteiden+kehitysmahdollisuudet/e890db99-9c44-4f83-83d3-d5af676a1240