LAPPEENRANNAN-LAHDEN TEKNILLINEN YLIOPISTO LUT
LUT School of Energy Systems
Sähkötekniikka

Akseli Lahti

VOIMAJÄRJESTELMÄN JOUSTO ASIAKASNÄKÖKULMASTA

Diplomityö 8.1.2021
LUT School of Energy Systems
Sähkötekniikka

TIIVISTELMÄ

Lappeenrannan-Lahden teknillinen yliopisto LUT
LUT School of Energy Systems
Sähkötekniikka

Akseli Lahti
Voimajärjestelmän jousto asiakasnäkökulmasta

2021

Diplomityö.
162 sivua, 3 liitettä, 17 taulukkoa ja 24 kuvaa.
Ohjaaja: TkT Markku Hyvärinen
Tarkastaja: Apulaisprofessori Samuli Honkapuro, apulaisprofessori Jukka Lassila

Sään mukaan vaihtelevan tuotannon osuuden kasvaessa kulutuksen jouston merkitys tehotasapainon ylläpidossa tulee yhä tärkeämmäksi. Myös jakeluverkkoyhtiöiden on selvitettävä jouston hyödyntämismahdollisuuksia osana jakeluverkkotoimintaa. Joustoresurssien omistajina, haltijoina tai loppukäyttäjinä asiakkailla on keskeinen rooli jouston toteutettavuudessa.

Tässä diplomityössä oli tavoitteena muodostaa kokonaiskuva sähkön kulutusjoustosta ja sen eri käyttötapauksista asiakasnäkökulmaa hyödyntäen. Helen Sähköverkko Oy:n asiakkaiden, näiden edustajien ja sidosryhmien haastatteluiden sekä kyselytutkimuksen avulla selvitettiin, mitä jouston toteutettavuuteen vaikuttavia valintoja, miten ja millä tietopohjalla erilaiset asiakkaat ja näiden edustajat tekevät.

Sähköliittymään, sähköistykseen, joustoresursseihin sekä verkkopalvelu- ja sähkönmyyntituotteisiin liittyvien valintojen vaikutusta jouston toteutettavuuteen arvioitiin suhteessa alkutilanteeseen tai vaihtoehtoiseen valintaan. Asiakasnäkökulmasta jouston toteutettavuuden määrittelee sen taloudelliset vaikutukset. Sähköliittymä- ja sähköistysvalinnoilla on eniten merkitystä alkuinvestoinnin suuruuteen ja tarkasteltavaan vaihtoehtoiskustannukseen sekä joittenkin jouston käyttötapausten osalta jouston tai säädön suuruuteen. Sähkönmyynti- ja verkkopalvelutuotevalinnoilla on ristikkäisvaikutuksia, jotka voivat heikentää jouston kannattavuutta käytönaikaisten kustannusten kasvaessa.

Jouston huomioiminen suunnittelun ja rakentamisen ohjauksessa on edelleen suhteellisen harvinaista, mikä heikentää jouston toteutettavuutta. Lähtökohtaisesti jousto huomioidaan sitä paremmin, mitä suurempitehoisia joustopotentiaaleja asiakkaalla on, mutta kaikki asiakassegmentit ovat tämän suhteen suhteellisen heterogeenisia. Jakeluverkkoyhtiö voi edistää jouston toteuttamista kehittämällä dynaamista tehohinnoittelua, luomalla jakeluverkkoyhtiön joustomarkkinapaikkoja, tarjoamalla avoimeen dataan perustuvia jouston huomioivia mitoitus- ja laskentaesimerkkejä ja jakamalla tietoa jouston käyttötapauksista.

ABSTRACT

Lappeenranta-Lahti University of Technology LUT
LUT School of Energy Systems
Electrical Engineering

Akseli Lahti
Power system flexibility from a customer perspective

2021

Master's Thesis.
162 pages, 24 pictures, 17 tables and 3 appendixes.
Supervisor: D.Sc. (tech.) Markku Hyvärinen
Examiner: Associate professor Samuli Honkapuro, associate professor Jukka Lassila

Renewable energy sources such as solar and wind energy production are being connected to the grid with a growing pace. Therefore, more and more demand-side management are needed to maintain the balance of the power system. In addition, distribution system operators are required to explore the possibilities of utilizing flexible resources as part of network operations. As owners or managers of flexibility resources, customers and their decision-making play a key role in the demand-side management implementation.

This Master's thesis aimed to form an overall picture of electricity demand-side management and its various use cases using a customer perspective. Based on interviews with Helen DSO customers, their representatives and stakeholders, it was found out, which choices affecting the feasibility of demand response are made, how and on what basis.

The impact of choices related to network connection, electrification, building automation, flexibility resources, and network service and electricity sales products was assessed in relation to the initial situation or alternative. From a customer perspective, the feasibility of demand response is determined by its financial implications. The network connection and electrification choices have the greatest impact on the size of initial investment and the opportunity cost considered. The choices for electricity sales and network service products have cross-effects that can reduce the profitability of demand response as operating costs increase.

The guidance in design and construction of implementing demand response is nowadays minor and this decreases the profitability. Basically, the greater the customer's flexibility resources are, the better the impacts for demand-side response are taken into account. The DSO can promote the implementation of demand-side response by developing dynamic power tariffs, creating DSO's flexibility marketplaces, providing dimensioning and calculation examples based on open data, and sharing information on the use of flexibility.

ALKUSANAT

Tämä diplomityö on tehty Helen Sähköverkko Oy:lle osana EU-SysFlex:n Suomen tutkimusprojektia. Haluan kiittää diplomityön ohjausryhmän Markku Hyväristä, Pirjo Heineä, Juhani Lepistöä ja Jouni Lehtistä laadukkaasta kommentoinnista, neuvoista ja ohjauksesta työn aikana. Kiitos työni valvojalle Samuli Honkapurolle työn kommentoinnista, ohjauksesta ja tarkastamisesta. Kiitos myös muille HSV:läisille, jotka ovat edesauttaneet työn valmistumisessa. Suuri kiitos kaikille haastatelluille toimijoille ja kyselytutkimukseen vastanneille. Lisäksi haluan kiittää läheisiäni saamastani kannustuksesta ja tuesta opintojeni aikana.

Helsingissä 7.1 2021

Akseli Lahti

SISÄLLYSLUETTELO

Käytetyt merkinnät ja lyhenteet

1. Johdanto ... 9
1.1 Tausta, EU-SysFlex ja Helen Sähköverkko Oy ... 9
1.2 Tavoitteet ja rajaukset ... 11
1.3 Työn rakenne ... 12
2. Asiakkaat ja joustopotentiaalit ... 13
2.1 Asiakkaan edustajat ... 14
2.1.1 Sähkösuunnittelijat ja -urakoitsijat ... 14
2.1.2 Rakennuttajat ja konsultit ... 17
2.2 Loppuasiakkaat ... 19
2.2.1 Pientaloasiakkaat ... 19
2.2.2 Taloyhtiöt ... 25
2.2.3 Toimitila- ja palvelurakennukset ... 27
2.2.4 Julkinen sektori ... 30
2.2.5 Teollisuus ... 30
3. Sähköliittymä ... 34
3.1 Sähköliittymän koon valinta uudisrakentamisessa ... 34
3.2 Sisäisen verkon ja ohjauslaitteiden suunnittelu ... 38
3.2.1 Sähköautojen latauspisteisiin liittyvä suunnittelu ... 43
3.3 Liittymäkoon suurentaminen ... 46
3.3.1 Liittymäkoon pienentäminen ... 48
4. Verkkopalvelu- ja sähköenergiatuotteet ... 50
4.1 Verkkopalvelutuotteen valinta ... 50
4.2 Sähköenergian hankinta ... 53
4.2.1 Myyntituotteen tai palvelupaketin valinta ... 58
4.2.2 Sähkön myyjän valinta ... 60
4.3 Oma tuotanto ... 62
4.3.1 Ylituotannon myynti ... 66
4.4 Varastointi ... 67
5. Loisteho ... 69
5.1 Loistehon tariffiohjaus ja kiinteistön sisäinen kompensointi ... 70
5.2 Loistehon myynti jakeluverkolle ... 72
6. Jouston todentaminen, käyttö ja myynti ... 77
6.1 Jousto omaan käyttöön ... 77
6.1.1 Implisiittinen jousto ... 77
6.1.2 Pakollinen jousto teknisten reunaehtojen vuoksi ... 78
6.2 Jouston myynti markkinoille ... 79
6.2.1 Aggregaattorin valinta ... 82
6.3 Mittausratkaisut ja jouston todentaminen ... 85
7. Valintojen vaikutus toteutettavuuteen ... 87
7.1 Sähköliittymään liittyvät valinnat ... 88
7.2 Sähköistykseen liittyvät valinnat ... 91
7.3 Sähköautojen lataukseen liittyvät valinnat ... 96
7.4 Verkkopalvelu- ja sähkönmyyntituotteiseen liittyvät valinnat ... 100
7.5 Aggregaattorin valinta ... 105
7.6 Sähkön pien- ja mikrotuotantoon liittyvät valinnat ... 106
7.7 Sähkövarastoihin liittyvät valinnat. ... 110

7.8 Varavoimaan liittyvät valinnat ... 115
8. Jouston huomioiminen jakeluverkkoyhtiön palveluissa ... 117
8.1 Verkkopalvelumaksut ... 117
8.2 Jakeluverkkoyhtiön markkinapaikat ... 118
8.3 Jakeluverkkoyhtiön palvelutuotteet ... 119
8.4 Teknisen palveluntarjoajan palvelut ... 121
8.5 Neuvontapalvelut ja tiedon jakaminen ... 122
9. Yhteenveto ... 125
10. Lähdeluettelo ... 128
Liite 1 - Kysely pientaloasiakkaille ... 133
Liite 2 - Tuotemarkkinavertailu ... 160
Liite 3 - Esimerkki käytetystä haastattelurungosta ... 161

KÄYTETYT MERKINNÄT JA LYHENTEET

Merkinnät

I	virta
P	teho
U	jännite
Q	loisteho
S	näennäisteho

Lyhenteet

aFFR	Automatic Frequency Restoration Reserve, automaattinen taajuuden palautusreservi
AMR	Automatic Meter Reading, automaattinen mittarinluenta
BESS	Battery Energy Storage System, akkukäyttöinen sähkövarasto
CIM	Common Information Model, yleinen abstrakti tietomalli
CPO	Charge Point Owner, latauspisteen omistaja
CSP	Charging System Operator, latauspalveluntarjoaja
DLM	Dynamic Load Management, dynaaminen kuormanhallinta
EMSP	Sähköisen liikenteen palveluntarjoaja
EV	Electric Vehicle, sähköauto
FCR-D	Frequency Containment Reserve, taajuusohjattu häiriöreservi
FCR-N	Frequency Containment Reserve, taajuusohjattu käyttöreservi
HEMS	Home Energy Management System, kodin energianhallintajärjestelmä
HSV	Helen Sähköverkko Oy
KJ	Keskijännite
KNX	Kansainvälinen kiinteistöautomaatiostandardi
mFRR	Manual Frequency Restoration Reserve, manuaalinen taajuuden palautusreservi
PJ	Pienjännite
SJ	Suurjännite
SOC	State of Charge, akun varaustaso

SRI	Smart Readiness Indicator
V2G	Vehicle to Grid, lataus sähköautosta verkkoon
V2X	Vehicle to Everything, lataus sähköautosta mihin tahansa kohteeseen

1. JOHDANTO

Sähkön tuotanto on voimakkaassa murroksessa. Uusiutuvan sähkötuotannon edistämiseksi sähköverkkoon liitetään yhä enemmän säätilan mukaan vaihtelevaa tuuli- ja aurinkotuotantoa. Samaan aikaan perinteisen säädettävän sähköntuotannon määrä vähenee. Lähivuosina jäykän ydinvoimatuotannon määrä tulee lisääntymään merkittävästi. Nämä muutokset johtavat siihen, että tuotannon ohjattavuus heikkenee. Sähköjärjestelmän toiminnan kannalta on kriittistä, että tuotannon ja kulutuksen välinen tehotasapaino saadaan pidettyä yllä. Koska sähköntuotannon arvaamaton vaihtelu on lisääntymässä, tarvitaan yhä enemmän voimajärjestelmän tilan mukaan joustavaa kulutusta. Joustolla tarkoitetaan tässä työssä kulutusjoustoa eli kulutuksen hetkellistä vähentämistä tai lisäämistä tehotasapainon, hintaohjauksen tai teknisten rajoitteiden vuoksi.

Diplomityö tarjoaa kokoavan katsannon asiakasnäkökulmasta voimajärjestelmän joustoon. Asiakas tai tämän edustaja, kuten suunnittelija, rakennuttaja tai konsultti tekee valintoja liittyen liittymään, verkkopalveluun, joustoon, loistehoon ja sähköenergiaan. Diplomityön tavoitteena on selvittää, millaisia valintoja, miten ja millä tietopohjalla asiakas tekee missäkin vaiheessa. Jotta nämä asiat voidaan selvittää, täytyy määritellä erilaiset valintoja tekevät asiakasryhmät ja näille välttämättömät tai mahdolliset valintatilanteet. Edellä mainittuihin tutkimuskysymyksiin saadaan vastaukset käyttämällä tutkimusmenetelminä kirjallisuuskatsausta, kyselyitä sekä asiantuntija- ja asiakashaastatteluita. Lisäksi työssä selvitetään, miten erilaisten tyyppiasiakkaitten tekemät valinnat vaikuttavat jouston toteutettavuuteen ja taloudelliseen hyötyyn sekä edelleen käytettävissä olevaan joustoon. Tämän lisäksi tehdään johtopäätöksiä, miten jakeluverkkoyhtiö voi edistää kulutusjoustoa ja vaikuttaa siihen liittyvien valintojen tekemiseen.

1.1 Tausta, EU-SysFlex ja Helen Sähköverkko Oy

Jouston rooli tehotasapainon ylläpitämisessä muuttuu yhä merkittävämmäksi, kun sääriippuvan uusiutuvan sähköntuotannon osuus kasvaa. Jouston mahdollistamiseksi myös jakeluverkkoyhtiön roolin on muututtava EU-direktiivin 2019/944 artiklojen 31 ja 32 mukaisesti verkon omistajasta järjestelmäoperaattoriksi, jolloin myös verkon kehittämissuunnitelman tulisi sisältää arvio jouston hyödyntämisestä osana aktiivista verkonhallintaa [1].

Tämä diplomityö on tehty Helen Sähköverkko Oy:n (HSV) liiketoiminnan kehitysyksikköön osana EU:n SysFlex -projektia. EU-SysFlex (Pan-European system with an efficient coordinated use of flexibilities for the integration of a large share of Renewable Energy Sources) -projektin tavoitteena on selvittää, miten merkittävästi koordinoitua ja tehokasta joustoresurssien käyttöä voidaan hyödyntää uusiutuvan energiantuotannon vastapainona [2]. Vuonna 2017 alkaneessa nelivuotisessa projektissa on mukana yhteensä 34 toimijaa 15 Euroopan maasta. Suomesta projektiin osallistuu VTT Oy (Teknologian tutkimuskeskus) ja Helen Oy, jonka kolmantena osapuolena toimii HSV [3]. Lisäksi Suomen kantaverkkoyhtiö Fingrid osallistuu EU-SysFlexin neuvottelukuntaan (Advisory Board).

EU-SysFlex on jaettu 12 eri työpakettiin. Tämä diplomityö on osa työpakettia 6: Demonstration of flexibility services from resources connected to the distribution network [4]. Työpaketin päämääränä on kehittää kanta- ja jakeluverkkojen yhteistyötä, tuottaa jakeluverkoista joustoresursseja kantaverkkojen tarpeisiin. Lisäksi selvitetään, miten joustoresursseja tulisi käyttää, jotta ne täyttäisivät sekä jakeluverkkojen että kantaverkkojen tarpeet ja tekniset vaatimukset.

EU-SysFlexin työpaketissa 6 on Helen Sähköverkossa tehty kolme diplomityötä. Ensimmäisessä diplomityössä tutkittiin loistehon kaupallista hallintaa jakeluverkkoyhtiössä [5]. Seuraavassa diplomityössä tarkasteltiin jakeluverkkoyhtiön roolia kysyntäjouston mahdollistajana [6]. Työssä tutkittiin erityisesti AMR-mittareiden kuormanohjausreleellä tehtävän jouston toteutettavuutta sekä sähkölämmitteisten pientalojen kysyntäjoustopotentiaalia HSV:n jakelualueella. Työssä arvioitiin tämän joustopotentiaalin olevan noin 30 MW suoran tai osittain varaavan ja 20 MW täysin varaavan sähkölämmityksen osalta. Kyseisen selvityksen mukaan nykyisen AMR-järjestelmän suorituskyky ei riitä mahdollistamaan suuren asiakasmäärän samanaikaisesti käyttämää kuormanohjauskanavaa, jonka avulla pientalojen sähkölämmityskuormat voisivat osallistua päivänsisäisille markkinapaikoille. Kolmannessa vuonna 2020 valmistuneessa diplomityössä tutkittiin toimistokiinteistöjen tehonhallintaratkaisujen vaikutusta sähkönjakeluverkon mitoittamiseen [7]. Työssä luotiin tilastomatemaattinen latauskuorman algoritmi sekä ohjaamattomille että älykkäille sähköautojen latauslaitteille. Lisäksi tutkimuksessa luotiin geneettinen algoritmi, jolla voidaan etsiä optimaalisia huipunleikkausrajoja akkuteholähteelle.

1.2 Tavoitteet ja rajaukset

Työn tavoitteena on muodostaa kokonaiskuva joustosta jakeluverkon asiakkaiden näkökulmia hyödyntäen. Tässä työssä tarkastelu on rajattu HSV:n verkkoalueen asiakkaisiin. Tarkasteltavat asiakassegmentit on esitelty luvussa 2. Työn tavoitteena on kartoittaa kaikki joustoon vaikuttavat valinnat, joihin liittyen joko asiakas tai tämän edustaja tekee päätöksiä. Lisäksi tavoitteena on selvittää, miten ja millä tietopohjalla erilaiset asiakkaat tekevät näitä valintoja sekä miten valinnat vaikuttavat jouston toteutettavuuteen ja saatavaan taloudelliseen hyötyyn. Työn tavoitteena on myös selvittää, miten jousto pitäisi ottaa huomioon jakeluverkkoyhtiön palveluissa, kuten asiakaspalvelussa tai liittymäpalveluissa. Lisäksi käsitellään verkkoyhtiön tuotteiden ja hinnoittelun vaikutusta jouston toteutettavuuteen.

Tässä työssä jouston tarkastelu on rajattu joustoon sähköliittymän tai kiinteistön sähköverkon teknisten rajoitteiden vuoksi, implisiittiseen joustoon ja eksplisiittiseen joustoon. Teknisten rajoitteiden vuoksi tehtävällä joustolla tarkoitetaan joustoa jonkin sähköistyksessä olevan pullonkaulan vuoksi. Edellä mainitusta joustosta saatavaksi taloudelliseksi hyödyksi voidaan mieltää kiinteistön sähköverkon pullonkaulatilanteen purkamisesta aiheutuvan vaihtoehtoiskustannuksen säästö. Implisiittisellä joustolla tarkoitetaan hinnan ohjaamana toteutettavaa kysyntäjoustoa. Implisiittinen jousto voidaan jakaa huipputehon leikkaamiseen ja vuorokausimarkkinan mukaan tehtävään joustoon. Sähkönkäyttöpaikan huipputehon leikkaamisella tarkoitetaan joustoa, jossa verkkopalvelutuotteen tehomaksun määräytymisperusteena olevaa huipputehoa pyritään pienentämään. Tällöin sähkönkäyttöpaikan asiakkaan saama taloudellinen hyöty syntyy ensisijaisesti pienentyneistä tehomaksuista. Vuorokausimarkkinalla toteutettavassa kysyntäjoustossa soveltuvaa sähkönhankintamallia käyttävä asiakas saa taloudellista hyötyä siirtämällä sähkökulutustaan vuorokausimarkkinan edullisimmille tunneille. Eksplisiittisellä joustolla tarkoitetaan ulkoiseen pyyntöön perustuvaa joustoa, kuten taajuussäätöön käytettävää reserviä, jolloin joustoresurssia operoiva toimija maksaa resurssin omistajalle korvauksen. Kantaverkkoyhtiö Fingridin markkinapaikoille suoraan tai aggregaattorin avulla osallistuminen on eksplisiittistä joustoa. Eksplisiittisessä joustossa taloudellinen hyöty syntyy markkinapaikan mukaan reservinä toimimisesta ja ylös- tai alassäädöistä maksetuista korvauksista. [8]

1.3 Työn rakenne

Työ on rakennettu niin, että ensin esitellään sekä erilaiset loppuasiakkaat että uudisrakentamisessa ja elinkaaren aikana asiakasta edustavat toimijat. Erityisesti uuteen liittymään liittyviin valintoihin vaikuttavien asiakkaan edustajien tai sidosryhmien tekemiä valintoja sekä näihin vaikuttavia tekijöitä ja tietopohjaa käsitellään yleisellä tasolla luvussa 2.1. Näiden sähköliittymän kokoon ja tyyppiin, sekä kiinteistön sisäiseen sähköistykseen ja joustoresursseihin liittyvien valintojen ja mitoituksen tekemistä tarkastellaan luvuissa 3.1, 3.2, 3.3, 4.3 ja 4.4.

Luvussa 2.2. esitellään erilaiset loppuasiakassegmentit, joihin kuuluvien asiakkaiden voidaan odottaa kohtaavan keskenään samankaltaisia valintatilanteita. Kunkin asiakassegmentin osalta arvioidaan asiakassegmentille tyypillisiä joustopotentiaaleja, tietopohjaa, suhtautumista joustoon sekä valintoihin liittyvää päätöksentekoprosessia. Asiakkaiden sähköliittymiin liittyviä muutoshetkiä sekä näihin sisältyviä valintoja käsitellään luvuissa 3.2, 3.3 ja 3.4. Luvussa 3.2 tarkastellaan sähköistyksessä tehtäviä valintoja, kuten automaatiojärjestelmän tai sähköautojen latauspisteiden valintaa. Luvuissa 3.3 ja 3.4 tarkastellaan elinkaaren aikana tehtäviä sähköliittymän koon tai tyypin muutoksia.

Asiakkaat tekevät sähköliittymän elinkaaren aikana valintoja, jotka liittyvät verkkopalvelutuotteeseen, sähkönmyyjän ja myyntituotteen valintaan, pientuotantoon ja sähkön varastointiin. Näitä valintoja käsitellään luvussa 4. Luvussa 5 tarkastellaan loistehon syntymistä, hinnoittelua, kiinteistön sisäistä kompensointia ja loistehohallinnan tarjoamista jakeluverkkoyhtiölle. Luvussa 6 tarkastellaan jouston eri käyttötapauksia omaan käyttöön ja myyntiin sekä näihin liittyviä todentamistarpeita ja valintoja. Luvussa 7 arvioidaan käsiteltyjen valintojen vaikutusta jouston toteutettavuuteen. Luvussa 8 käsitellään erilaisia tapoja huomioida jousto jakeluverkkoyhtiön tarjoamissa palveluissa, kuten teknisessä asiakaspalvelussa.

2. ASIAKKAAT JA JOUSTOPOTENTIAALIT

Jotta voidaan määritellä, millaisia joustoon liittyviä valintoja, miten ja millä tietopohjalla asiakas tekee eri vaiheissa, on ensin jaoteltava asiakkaat ja heidän edustajansa eri segmentteihin. Asiakassegmentit pyrittiin muodostamaan siten, että kunkin segmentin sisällä asiakkailla olisi tyypillisesti samankaltaiset tietopohjat, päätöksentekotavat ja tehtävät valinnat joustoon liittyvissä eri vaiheissa. Eri asiakassegmenttien joustoon tarjottavat elementit, kuten sähkölämmitys esitellään tässä luvussa. Myös asiakasryhmäkohtainen päätöksentekodynamiikka käsitellään yleisellä tasolla tässä luvussa. Asiakassegmentoinnissa tehtiin ylätasolla jako asiakkaan edustajiin ja loppuasiakkaisiin. Asiakkaiden edustajia ovat rakennuttajat, konsultit sekä sähkösuunnittelijat ja -urakoitsijat. Loppuasiakkailla tarkoitetaan erikseen esiteltyjä poikkeustapauksia lukuun ottamatta verkkoyhtiön sopimusasiakasta, jolla on oma sähkönkäyttöpaikka. Käsiteltäviksi asiakassegmenteiksi ja haastateltaviksi asiakkaiksi on valittu vain sellaisia toimijoita, joita esiintyy HSV:n verkkoalueella.

Asiakkaan tekemiin päätöksiin oletettiin vaikuttavan kaksi eri hypoteesia H_1 ja H_2. Hypoteeseja ei testattu suhteellisen pienen asiakasotannan vuoksi tilastollisesti. Hypoteesien paikkansapitävyyttä sen sijaan arvioitiin laadullisen tutkimuksen keinoin asiakkaille pidettyjen haastatteluiden perusteella.

H_1: Tehty valinta riippuu asiakkaan tietopohjasta
H_2: Tehty valinta riippuu asiakkaan toimintaympäristöstä tai toimialasta

Asiakkaille tehtyjen haastatteluiden perusteella voidaan todeta, että asiakasryhmän päätöksentekoprosessien homogeenisuus ei johda asiakassegmentin sisällä samanlaisiin valintoihin. Vaikka haastateltujen asiakkaiden toimiala tai toimintaympäristö olisivat olleet samanlaiset, näiden joustoon liittyvät valinnat useimmiten poikkesivat toisistaan. Keskeisimpänä syynä tähän on asiakassegmenttienkin sisällä useimmiten heterogeeniset asenteet ja odotukset joustoa kohtaan.

2.1 Asiakkaan edustajat

Asiakkaan edustajilla tarkoitetaan toimijoita, jotka tekevät loppuasiakkaan puolesta valintoja. Uudisrakentamisvaihetta lukuun ottamatta loppuasiakkaalla on mahdollisuus ohjata edustajansa tekemiä valintoja. Uudisrakentamisessa asiakas voi perustajaurakointia eli gryndausta lukuun ottamatta vaikuttaa suunnittelussa ja toteutuksessa tehtäviin valintoihin. Rakennuksen elinkaaren aikaisissa valinnoissa asiakkaan edustajana toimii usein tämän valitsema sähkö- tai energia-alan konsultti, suunnittelija, urakoitsija tai palveluntarjoaja.

2.1.1 Sähkösuunnittelijat ja -urakoitsijat

Suunnittelijat tekevät valintoja uudisrakentamisen, saneerauksien, lämmitystapavalintojen ja -muutosten tai muiden energiatehokkuustoimenpiteiden yhteydessä. Valinnat perustuvat tilaajan ohjeistukseen. Asiakassegmentistä riippumatta asiakas voi vaikuttaa suunnittelijan tekemiin valintoihin, jos projektia tehdään loppuasiakkaan toimeksiannosta tai loppuasiakas on projektivaiheessa muuten tiedossa. Loppuasiakkaan aktiivisuus suunnittelijan tekemien mitoitusten ja joustoon liittyviin valintojen ohjaamisessa vaihtelee loppuasiakassegmenttien mukaan. Mitoituksessa kuten sähköliittymän huipputehon arvioinnissa käytettävät menetelmät ja laskentaperiaatteet vaihtelevat riippuen suunnittelijasta.

Suunnittelijat tyypillisesti osallistuvat myös loppuasiakkaalle tehtävän tarjouksen laskemiseen. Riippuen suunniteltavasta ja tarjottavasta ratkaisusta on laite- ja ratkaisutoimittajilla tyypillisesti suunnittelusta erilliset myyntihenkilöt. Osa lämmitystapavalintoja ja -muutoksia, energiatehokkuusratkaisuja tai sähköautojen latauslaitteita tarjoavista laitetoimittajista ja palveluntarjoajista on ulkoistanut sähkösuunnittelun tai sähköurakoinnin. Tällöin suunnittelu tehdään toimeksiantajan antamien rajaehtojen mukaan, jotka määritetään laitetietojen, laitemäärien ja toimeksiantajan välittämien muiden ehtojen, kuten latauslaitteen suurimman mahdollisen lataustehon tai käytettävän kuormanhallinnan mukaan. Laitetoimittajat tai palveluntarjoajat tekevät siis laitevalinnan ja mitoittavat tämän useimmiten myyntihenkilön tekemän asiakkaan tarvekartoituksen perusteella. Myös mahdollinen kilpailijatilanne vaikuttaa tehtävään mitoitukseen, jolloin esimerkiksi joustoon liittyvillä valinnoilla pyritään erottautumaan kilpailijoista valinnan mahdollistamalla hintaerolla, tietoisella ylimitoituksella tai esimerkiksi älykkäällä ohjauksella.

Edellä mainituissa tilanteissa joustoon liittyvät valinnat tekee suunnittelija, laitetoimittaja tai palveluntarjoaja ja tarjoaa asiakkaalle valmista ratkaisua. Useimmiten jää myyntihenkilön vastuulle varmistaa, että loppuasiakas ymmärtää tarjottavan palvelun tai laiteratkaisun sisällön sekä samalla näiden vaikutuksen kiinteistön voimajärjestelmään ja joustoon. Myyntihenkilöiden tietopohjat ja mahdollisuudet ymmärtää suunniteltu ratkaisu ja mitoituksen perusteet vaihtelevat. Tämän takia myös myyntihenkilön kyky välittää asiakkaalle tietoa mitoituksen ja suunnitellun toteutuksen vaikutuksesta voimajärjestelmän jouston toteutettavuuteen sekä sen taloudellisiin vaikutuksiin vaihtelee.

Suunnittelijoiden kykyä ja tapaa huomioida jousto voimajärjestelmään liittyvissä suunnittelu- ja mitoitustöissä selvitettiin haastattelemalla Suomen sähköalan suunnittelijoiden ja suunnittelutoimistojen yhdistystä Sähkösuunnittelijat NSS ry:tä. Yhdistyksen tavoitteena on kehittää hyvää sähkösuunnittelutapaa ja toimia sähköalan suunnittelijoiden ammatillisena yhdyssiteenä. [9]

Haastattelujen perusteella sähkösuunnittelijat tunnistavat tyypillisesti hyvin joustopotentiaaleja suunnitteluvaiheessa, mutta tässä on kuitenkin jonkin verran vaihtelua. Vaihtelua esiintyy erityisesti riippuen sähkösuunnittelijoiden tyypillisistä kohteista ja tilaajista. Vuonna 2015 tehdyn laajan kysyntäjouston tutkimushankkeen yhteydessä tehdyn kyselyn perusteella vastanneista sähkösuunnittelijoista vain 48 % tiesi, mitä kysyntäjousto terminä tarkoittaa [10]. Tällöin vain 15 % oli perehtynyt aiheeseen laajemmin. Edellä mainitun kyselytutkimuksen ja haastattelujen vertailujen perusteella sähkösuunnittelijoiden perehtyneisyys kysyntäjoustoon yleisellä tasolla on kehittynyt merkittävästi.

Suunnitteluvaiheessa ohjattavien kuormien valinta on NSS ry:n mukaan: ”tilaajan ja suunnittelijan välinen keskustelu, jossa asiakkaalle pyritään selventämään kuormien ohjauksen tarve ja vaikutukset”. Sähkösuunnittelijoiden kaikista asiakkaista noin 50 % ymmärtää kohteidensa joustopotentiaalit itsenäisesti. Osuus on luonnollisesti suurempi teollisuudessa ja muissa kohteissa, joissa tilaajaorganisaatiossa työskentelee sähköalan ammattilaisia, kuten sähkönkäytön tai -hankinnan asiantuntijoita. Yleisimmin suunnitteluvaiheessa tunnistettuja ohjattavia kuormia ovat toimistojen, teollisuuden, ostoskeskusten ja liiketilojen osalta ilmanvaihtolaitteet, valot sekä jäähdytys. Pientaloissa sähkösuunnittelijoiden tekemä suunnittelutyö on muita kohteita vähäisempää. Niissä ohjattaviksi kuormiksi tunnistetaan tyypillisesti lämmitys ja sähköauton lataus.

Sähkösuunnittelijoiden ja -urakoitsijoiden voimajärjestelmän joustoon liittyvän tietopohjan ja kehityssuunnan määrittämiseksi haastateltiin myös Sähköinfo Oy:tä ja Sähkö -ja teleurakoitsijaliitto STUL ry:tä edustavia asiantuntijoita. STUL ry on sähköisen talotekniikka-alan edunvalvontajärjestö, joka omistaa sähkötekniikka-alan tieto- ja koulutuspalveluja tuottavan Sähköinfo Oy:n. Sähköinfo Oy on koulutus- ja kustannusyhtiö, joka tuottaa koko sähköalaa hyödyttävää kirjallisuutta, koulutusta ja muita palveluja. Näihin materiaaleihin sisältyy esimerkiksi Sähkötieto ry:n julkaisemat ST-kortit. Julkaisujen tarkoituksena on tuottaa yhteistä tietoa ja edistää hyviä suunnittelu-, toteutus- ja ylläpitotapoja [11].

STUL ry:n edustajien mukaan sähköurakoitsijoiden voimajärjestelmän joustoon liittyvä tietotaito on alkutekijöissään, mutta jatkuvaa kehitystyötä tehdään esimerkiksi ST-julkaisujen ja koulutuksien muodossa. Suurimpana haasteena ovat puutteelliset tiedot sähkömarkkinoista ja joustoon liittyvistä markkinamekanismeista. Sähköurakoitsijat eivät oma-aloitteisesti tarjoa asiakkaille sellaisia sähköistyksen ratkaisuja, jotka lisäisivät voimajärjestelmän kykyä joustaa. Tämän taustalla on urakoitsijoiden rajalliset resurssit sekä kokemukset siitä, että jos tekee jotain uutta, niin se myös lisää takuukorjauksien ja muiden lisäkäyntien määrää eikä ole tämän takia urakoitsijalle kannattavaa. Lisäksi joustoon liittyvien ratkaisujen tarjoaminen asiakkaalle vaatisi sen, että urakoitsija pystyy laskemaan joustopotentiaalien mahdollistaman taloudellisen hyödyn ja perustelemaan tämän asiakkaalleen. Tämä vaatisi urakoitsijoilta runsaasti aikaa laskentaan ja markkinamekanismeihin perehtymiseen, koska käyttövalmiita laskentatyökaluja tai sovellettavia esimerkkejä ei ole. Haastattelun perusteella tämä perehtymiseen käytettävä aika on myös merkittävä ongelma joustoratkaisujen tarjoamisen suhteen, koska alan hyvän työllisyystilanteen vuoksi kaikki käytettävissä olevat resurssit menevät perinteiseen urakointiin.

Tällä hetkellä Euroopan Unionin komissiolla päätettävänä oleva SRI eli Smart Readiness Indicator tulee STUL ry:n asiantuntijoiden mukaan merkittävästi lisäämään tietämystä joustosta sekä helpottamaan potentiaalien tunnistamista. SRI on rakennusten älyvalmiutta kuvaava luokittelujärjestelmä. Alkuvaiheessa SRI:n käyttö tulee kuitenkin oletettavasti yleistymään lähinnä konsulteilla, asiantuntijoilla ja suunnittelutoimistoilla. STUL ry:n edustajien mukaan SRI:stä on tarkoitus kehityshankkeiden myötä jalostaa myös urakoitsijoiden käyttöön soveltuvia työkaluja, joihin olisi kytketty mukaan myös markkinamekanismeja ja hintasektoreita.

2.1.2 Rakennuttajat ja konsultit

Rakennuttajalla tarkoitetaan tässä muuta toimijaa kuin loppuasiakasta, joka rakennuttaa rakennusliikkeellä rakennuksen tai toteuttaa saneerausprojektin. Rakennuttajien kohteet voidaan jakaa rakennuttajien omiin kohteisiin ja asiakkaille palveluna toteutettaviin kohteisiin. Rakennuttajien omilla kohteilla tarkoitetaan kohteita, jotka rakennuttaja itse toteuttaa ja myy markkinoille. Tällöin loppuasiakas ei osallistu valintoihin, vaan ostaa valmiin kohteen markkinoilta. Näissä kohteissa rakennuttajien valintoja ohjaavat pääasiassa rakennuttajan tekemän investoinnin suuruus. Valintoja muutetaan, mikäli voidaan osoittaa, että loppuasiakkaat ovat keskimäärin valmiita maksamaan uudesta ratkaisusta rakennuttajan investointia enemmän. [12]

Mikäli rakennuttaja toteuttaa rakentamisen palveluna, on asiakkaalla mahdollisuus vaikuttaa rakennuttajan tekemiin valintoihin. Tyypillisesti palveluna rakennutettavissa kohteissa arvioidaan valintojen vaikutusta elinkaarikustannuksiin huomattavasti rakennuttajien investointeja laajemmin. Sähköistämisvalinnoissa lasketaan usein vaihtoehtoiskustannus. Elinkaarikustannuksia optimoidessa lähtökohtana on useimmiten energiatehokkuudella saatavat säästöt. Elinkaaren aikaisten joustopotentiaalin tuomien säästöjen arvioiminen on harvinaista. [12]

Mikäli rakennuttaminen toteutetaan palveluna, on tyypillistä, että asiakas haluaa kohteelleen sertifioinnin. Rakennusliike saattaa kuitenkin tavoitella myös omissa kohteissaan sertifiointeja paremman myytävyyden tai helpomman rahoituksen vuoksi. Näistä yleisimmät ovat LEED- ja BREEAM-sertifioinnit sekä RTS-ympäristöluokitus. Suomessa LEED (Leadership in Energy and Environmental Design) on yleisin rakennusten sertifiointijärjestelmä, jolla on alajärjestelmät yhden käyttäjän rakennuksille, useamman käyttäjän toimisto- tai kaupparakennuksille sekä asuinrakennuksille. Euroopan johtavaa rakentamisen ympäristöluokitusjärjestelmää BREEAM:a (Building Research Establishment Environmental Assessment Method) voidaan soveltaa hyvin laajasti asuinrakennuksiin, toimistoihin, kouluihin, kauppakeskuksiin, sairaaloihin sekä teollisuus-, varasto- ja liikerakennuksille. Erityisesti rakennushankkeen tilaajille tarkoitettua RTS (Rakennustietosäätiö)-ympäristöluokitusta käytetään toimisto-, liike- ja palvelurakennuksille, mutta pisteytysjärjestelmää voi räätälöidä

myös muille rakennustyypeille. Sertifiointien lisäksi rakennusten energiatehokkuuden vertailulukujen eli E-lukujen laskenta ohjaa suunnittelua. Ohjaus ei kannusta markkinapaikoille tarjottavaan sähkön kulutusjoustoon, koska E-luku määritellään rakennuksen laskennallisen ostoenergiakulutuksen sekä eri energiamuotojen painotuskertoimien avulla [13]. Vertailuluku ohjaa sekä pienentämään sähkönkulutusta että käyttämään pientuotannosta mahdollisimman suuren osan itse. E-luvun laskennassa on selvitettävä pientuotannon hyödyntäminen omassa käytössä kulutuskohteittain kuukausitasolla. Energiatodistus ohjaa siis käyttämään joustavaa kuormaa ja sähkövarastoja kiinteistön omaan käyttöön parantamaan pientuotannon omakäyttöastetta. Energiatodistus on laadittava kaikille uudisrakennuksille ja myytäville rakennuksille sekä saneerattaville rakennuksille, jos muutostyöhön haetaan julkisten toimijoiden tukea, kuten asumisen rahoitus- ja kehittämiskeskus ARA:n energia- tai korjausavustuksia [14]. Perustasoa pienempää E-lukua voidaan edellyttää esimerkiksi tontinluovutusehdoissa tai energiatuen myöntämisehdoissa.

Helsingissä rakentajien ja rakennuttajien tekemiä päätöksiä ohjaa tontin luovutusehdot. Helsingin kaupunki luovuttaa myymällä tai vuokraamalla vuosittain noin 2 500–3 200 asuinrakentamiseen tarkoitettua tonttia. Luovutettavista asuntotonteista noin 40 % on sääntelemättömiä tontteja, jotka luovutetaan pääasiassa vuokraamalla [15]. Sääntelemättömien asuntotonttien luovutusmenettelynä käytetään pääsääntöisesti hintakilpailua. Luovutusmenettelynä hintakilpailu ei ohjaa tai kannusta rakennuttajaa toteuttamaan tavanomaisesta poikkeavaa varustelutasoa tai hyödyntämään sähköistämiseen liittyviä innovaatioita. Kaupunki järjestää myös laatukilpailuja, joissa kannustetaan erityisesti hiilineutraalisuutta ja ekologisuutta kehittäviin innovaatioihin. Koska kyseessä ei ole kannuste ainoastaan energiatehokkuuteen, voidaan kilpailuissa huomioida myös sähkönkäytön joustoon liittyvät innovaatiot. Laatukilpailuja järjestetään erityisesti kaupunkikuvallisesti merkittävillä tonteilla tai aluerakentamisen aloitustonteilla [16]. Tontinluovutuksessa käytetään myös hakijoiden suunnitelmien pisteyttämistä siten, että ennalta määritellyillä valinnoilla, kuten automaation kysyntäjoustovalmiudella saa tietyn pistemäärän. Sähkön kysyntäjoustomahdollisuus kuuluu pisteytyksessä usein vaihtoehtoisiin toimenpisteisiin ja sen pisteytys suhteessa vaadittuun minimimäärään on usein vähäinen [17]. Alueellisissa pilottikohteissa kysyntäjoustomahdollisuus voi olla määriteltynä rakentamisen pakolliseksi lisäehdoksi. Esimerkiksi Kalasataman Kyläsaaressa rakentamisen lisäehdot velvoittivat rakennuttajaa toteuttamaan rakennusautomaation lisäksi myös huoneistokohtaisiin automaatiojärjestelmiin avoimet kommunikaatiorajapinnat kysyn-

täjousto-ohjausta varten [18]. Muuhun kuin asumiseen tarkoitetuista tonteista hinta- ja laatukilpailuilla luovutetaan pääsääntöisesti päivittäistavarakaupan, huoltoasemien, ravintoloiden ja kioskien tontit sekä osan hotelli- ja toimistotonteista [16].

Konsultit tarjoavat palveluitaan loppuasiakkaille ja tekevät tarvittaessa joustoon liittyviä valintoja heidän puolestaan tai ehdottavat loppuasiakkaalle ratkaisua. Konsultit tarjoavat asiakkaille palveluita, joilla asiakas esimerkiksi voi tehostaa energiankäyttöään tai pienentää sähkönhankintakustannuksiaan. Näitä palveluita ovat sähköenergianhankintamallin tekeminen ja hankinnan kilpailutus sekä asiakkaan kohteiden kulutusprofiiliin parhaiten sopivien verkkopalvelutuotteiden valitseminen. Konsultit toimivat myös asiakkaiden apuna erilaisten suunnittelu- ja mitoitusohjeiden laatimisessa. Lisäksi konsultit voivat joustopalveluntarjoajasta riippumattomana toimijana arvioida asiakkaansa joustopotentiaalia sekä teknistaloudellisinta toteutusmallia.

2.2 Loppuasiakkaat

Loppuasiakkailla tarkoitetaan erilaisten kiinteistöjen omistajia tai haltijoita. Loppuasiakkaat ovat tyypillisesti vähintään välillisesti mukana kiinteistöjen rakentamisen jälkeisissä käytönaikaisissa valinnoissa. Loppuasiakkaiden erilaisten rakennuskantojen käyttötarkoitus, sähköenergian kulutus ja joustoon hyödynnettävien resurssien tai sähkökuormien tyypit ja hyödynnettävät tehot vaihtelevat.

2.2.1 Pientaloasiakkaat

Pientaloasiakkailla tarkoitetaan omakotitalojen tai kiinteistömuotoisten paritalojen omistajia. Omakotitalojen rakennusvaiheessa valintoja tekevät useimmiten rakennuttaja, sähköurakoitsija tai sähkösuunnittelija, mutta myöhemmässä vaiheessa omistajat tekevät valintoja itsenäisesti. Pientaloasiakkaat ovat tyypillisesti tiiviimmin tekemisissä esimerkiksi suunnittelijan kanssa, mikä vaikuttaa esimerkiksi tehtäviin mitoituksiin. Pientaloasiakkaiden tekemiä valintoja sekä näihin vaikuttavia tekijöitä on tässä diplomityössä selvitetty Helen Sähköverkko Oy:n sisäisten haastatteluiden lisäksi asiakasryhmän edunvalvojan Omakotiliitto ry:n, luvussa 2.1 esitellyn STUL ry:n edustajia ja palveluntarjoajia haastattelemalla. Näiden lisäksi tehtiin Helen Sähköverkon jakelualueen sähkölämmittäjille ja sähköautojen lataajille

suunnattu kysely, jonka avulla pyrittiin arvioimaan tunne- ja faktaperusteisten päätösten jakautumista verkkopalvelutuotteen valinnassa sekä sähköautoilijoiden kotilatausstrategioita. Latausstrategioita kuvataan myöhemmin tässä luvussa ja verkkopalvelutuotteen valintaa käsitellään luvussa 4.1.

Helsingissä pientalojen rakentaminen tapahtuu pääasiassa täydennysrakentamisena uudelleen kaavoitetuille tonteille sekä Helsingin kaupungin luovuttamille omakotitalojen ja kaupunkipientalojen tonteille. Täydennysrakentamisessa tonttiosuuden tai rakennusoikeuden voi hankkia rakennuttaja tai muu yritys. Helsingin kaupungin pientalotontit taas luovutetaan yksityishenkilöille, jolloin loppuasiakas on mukana vaikuttamassa uudisrakentamisessakin tehtäviin valintoihin [19] [16]. Vaikka pientalotontin luovutusehdoissa ei olisi varsinaisia sähköistykseen tai joustoon liittyviä ehtoja, voi tontin hakija erottautua hakemisprosessissa muista hakijoista erilaisten kehittämisteemojen avulla. Näistä esimerkkinä ovat hiilineutraali Helsinki 2035 -toimenpideohjelma tai uusien innovaatioiden hyödyntäminen [20].

Loppuasiakkaista pientaloasiakkailla on tyypillisesti tarjolla enemmän vaihtoehtoisia verkkopalvelutuotteita kuin muilla loppuasiakkailla. Tyypillisesti pientalojen pääsulakekoko on korkeintaan 3 x 63 A. Helen Sähköverkko Oy:llä on käytössä kolme verkkopalvelutuotetta, jotka ovat sallittuja edellä mainitulla sulakekoolla. Näistä yleisimmät ovat yleis- ja aikasiirto. Vaikka pienjännitetehosiirto on verkkopalvelutuotteena sallittu pientaloasiakkaille, niin sitä ei käytännössä käytetä lainkaan. Kohteiden kuluttama sähköenergia on liian vähäistä, jotta tuote olisi pientaloasiakkaalle kannattava vaihtoehto. Aika- ja pienjännitetehosiirtotuotteissa on tehomaksukomponentti, joka kannustaa asiakkaita pienentämään kysyntäjouston avulla laskutusperusteena olevaa suurinta kuukausittaista tunnin keskitehoa. Tällaista kysyntäjoustoa kutsutaan huipputehon leikkaamiseksi. Verkkopalvelutuotteiden valintaa ja tehomaksun vaikutusta joustoon tarkastellaan luvussa 4.1. [21]

Yleisin potentiaalinen pientalokohteiden joustokuorma on sähkölämmitys, joka on yleisin pientalojen lämmitysmuoto Helsingissä [22]. Taulukossa 2.1 on esitetty yhden asunnon talojen eli omakotitalojen pääasiallisten lämmitysmuotojen jakautuminen Helsingissä. Toiseksi yleisin omakotitalojen lämmitysmuoto on edelleen polttoöljy, jonka osuuden odotetaan laskevan. Sähköön perustuvista lämmitysjärjestelmistä kannattavuus ja käyttömukavuus huomioiden potentiaalisin joustava kuorma on varaava sähkölämmitys. Myös suorassa sähkölämmityksessä ja sähkökattilalla varustetussa maalämpöpumppujärjestelmässä on

hyvä joustopotentiaali. Näissä järjestelmissä energianvarauskyvyn ollessa heikompi tarvitaan halutun sisälämpötilan ylläpistämiseksi varaavaan sähkölämmitykseen verrattuna enemmän käyttötunteja, jolloin myös joustokäyttö on rajoitetumpaa. Suurin osa sähkölämmitteisistä pientaloista on varustettu SLY-keskuksella. SLY-kytkentä mahdollistaa AMR-mittarin kuormanohjausreleen käyttämisen lämmityskuormien ohjaamisessa [23]. Sähkölämmitteisten pientalojen SLY-keskuksissa on usein toteutettu sähkökiukaan ja sähkölämmityksen tehojen risteily niin, että sähkökiukaan käynnistyessä apurele kytkee sähkölämmityksen pois päältä.

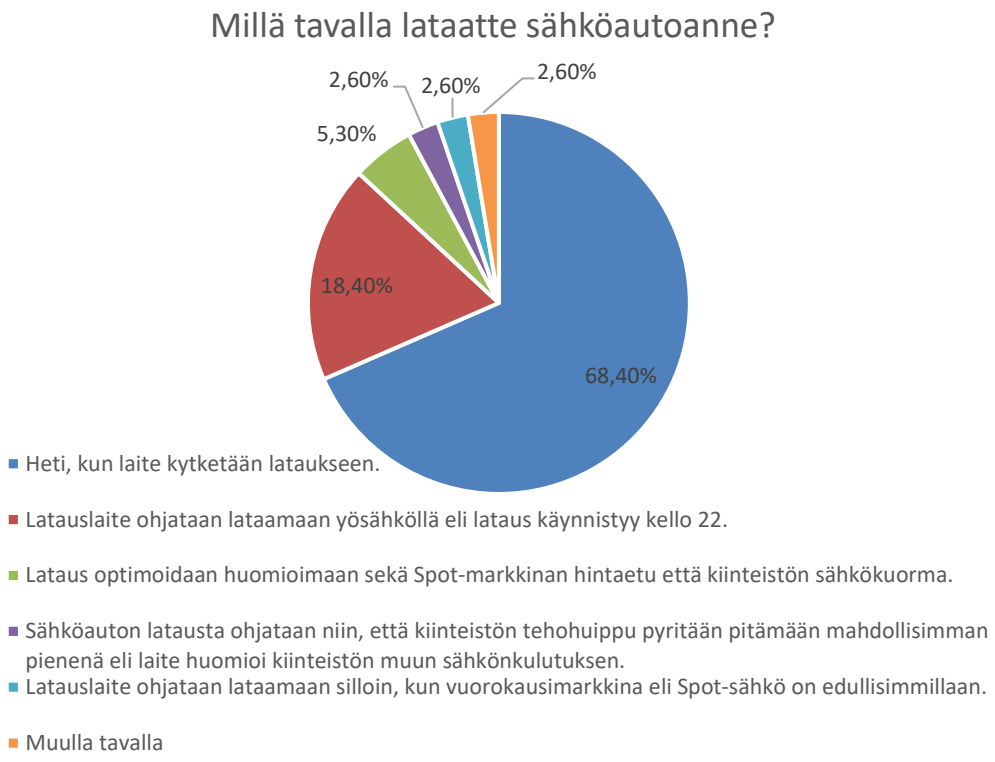
Taulukko 2.1. Omakotitalojen pääasialliset lämmönlähteet Helsingissä.

Lämmön lähde	**Lukumäärä yhteensä kpl**	**Kerrosala yhteensä m²**	**Kerrosalan osuus %**
Sähkö	5 409	821 702	38,4
Kevyt polttoöljy	3 092	456 887	21,3
Kauko- tai aluelämpö	2 261	379 361	17,7
Maalämpö tms.	1 772	292 862	13,7
Kivihiili, koksi tms.	696	76 862	3,6
NA (ei tietoa)	490	60 269	2,8
Puu	373	34 305	1,6
Muu	117	16 189	0,8
Raskas polttoöljy	10	1 668	0,1
Kaasu	7	1 126	0,1

Monipuolisin joustopotentiaali pientaloasiakkailla on sähköautojen latauslaitteiden käytössä. Pientaloissa käytettävien latauslaitteiden nimellisteho on tyypillisesti välillä 3,7–22 kW. Sähköauton latauslaitteiden teho on suhteellisen suuri verrattuna tyypillisen pientalon 3 x 25 A:n sähköliittymän mahdollistamaan huipputehoon, joka on 17,3 kW ja vaatisi kuormien suunnittelemista täysin symmetriseksi oletetun huipputehon aikana. Yli 11 kW:n latauslaitteiden asentaminen edellyttää yleensä joko latauslaitteen tehon rajoittamista tai kiinteistön sähköliittymän korottamista.

Tyypillisin latausstrategia on tällä hetkellä nopea ja välitön lataus, jolloin sähköautoa ladataan niin suurella teholla kuin mahdollista ja lataaminen aloitetaan heti, kun latauslaite on yhdistetty ladattavaan ajoneuvoon. Sähköauton lataustehon vastaanottokyky vähenee akuston varaustason kasvaessa eli latausteho riippuu latauslaitteen ja auton sisäisen laturin tehojen lisäksi siitä, kuinka paljon autolla on ajettu edellisen latauksen jälkeen tai miten pitkään latausta on jo ehditty suorittamaan.

Latauslaitteen käytössä on kuitenkin mahdollista hyödyntää erilaisia kuormanhallinta- ja latausstrategioita nopean ja välittömän lataustavan lisäksi. Pientaloasiakkaille suunnatussa kyselyssä selvitettiin asiakkaiden käyttämiä latausstrategioita sähkölämmityskohteissa. Vastaajien käyttämien latausstrategioiden jakautuminen on esitetty kuvassa 2.1. Latausstrategia voi keskittyä sähkön hankintahinnan minimoimiseen, jolloin latauslaitteella toteutetaan implisiittistä joustoa niin, että latauslaitteen toiminta ajoitetaan vuorokausimarkkinan edullisimmille tunneille. Tämän latausstrategian mahdollistavia latauslaitteita on markkinoilla muutamia, joille yhteistä on se, että latauslaitteiden tekninen palveluntarjoaja tarjoaa implisiittisen jouston mahdollistavaa latauspalvelua- tai ohjelmistoa kuukausihinnalla. Vuorokausimarkkinaan perustuvaa latausstrategiaa voi toteuttaa myös manuaalisesti ajoittamalla lataustapahtuma latauslaitteen tai ajoneuvon sisäisen laturin ajastuksen tai kalenteriohjauksen avulla. [24]



Kuva 2.1. Erilaisten latausstrategioiden käyttäminen sähkölämmitteisissä pientaloissa Helsingissä.

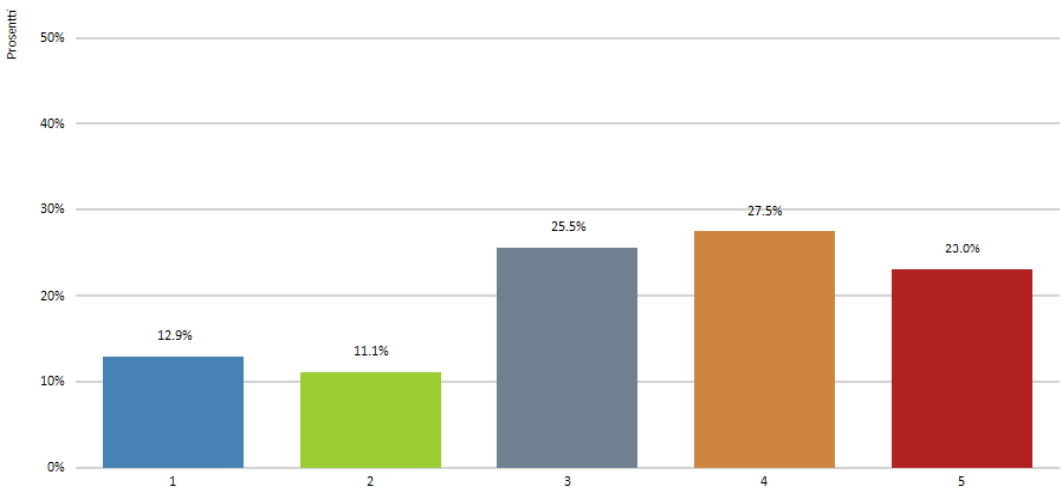
Pelkkä vuorokausimarkkinan hinnan mukaan tapahtuva ohjaus voi kasvattaa sähkölämmitteisen pientalokiinteistön huipputehoa, jolloin tehotariffeja hyödyntävällä verkkoalueella asiakkaan sähkönsiirron kustannukset kasvavat. Pientalosegmenttiin tarjottaviin latauslaitteisiin on usein saatavissa dynaaminen kuormanhallinta. Tällöin käyttöpaikan pääsulakkeille

asennetaan mittaus ja latauslaitteelle asetetaan haluttu käyttöpaikan maksimitehon arvo, jolloin näiden välinen erotus määrittelee latauslaitteen lataustehon. Latausstrategiana voi olla myös sekä vuorokausimarkkinan että huipputehon suhteen tehtävä optimointi. [24]

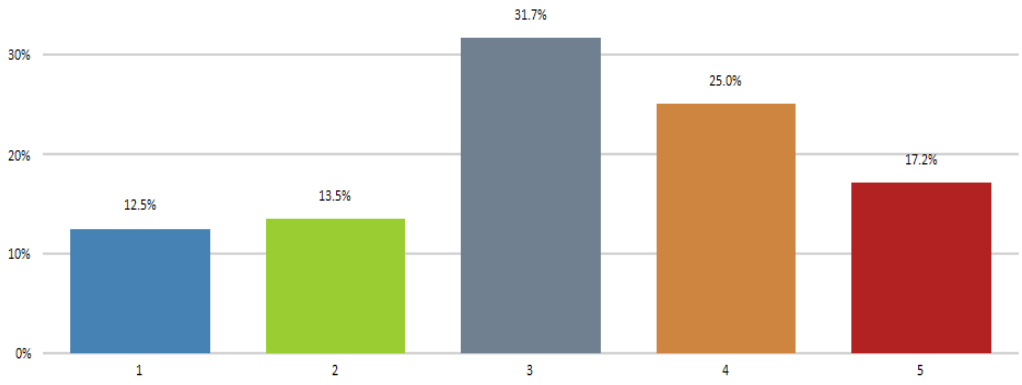
Käyttäjien motivoinnilla on suuri merkitys jouston toteutettavuuteen etenkin asuinrakennuksissa. Vuonna 2009 Uudessa Seelannissa tehdyssä tutkimuksessa selvitettiin, mitkä ovat tärkeimpiä motivaation lähteitä, jotka saavat kotitalouden muuttamaan kulutuskäyttäytymistään jouston vuoksi [25]. Merkitsevyydellä mitattuna motivaation lähteiden tärkeysjärjestys oli säästöt (82 %), turvallisuus (79 %) ja ympäristö (64 %). Tekijöiden merkitsevyys on laskettu yhtälöllä:

$$\mathrm{W_f} = \sum_{j=1}^{n} w_{fj}$$

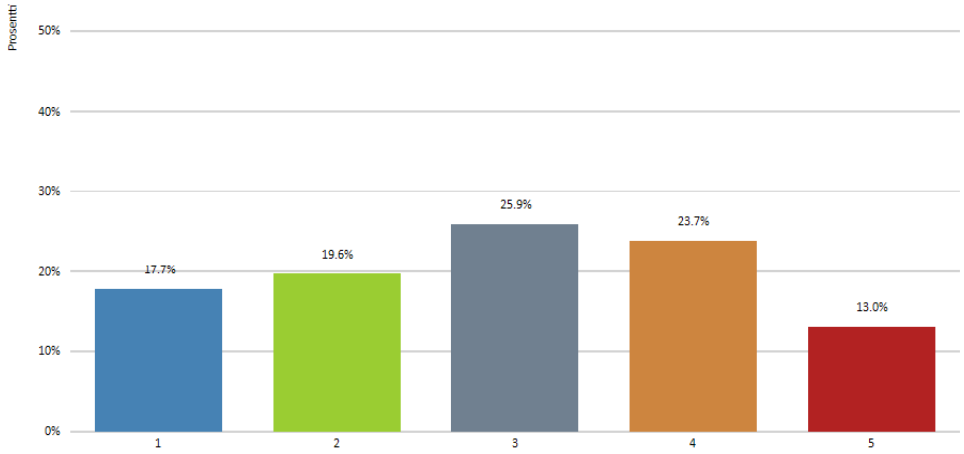
Jossa $\mathrm{W_f}$ esittää tekijän f numeraalista merkitsevyyttä ja w_f on j asiakkaan antama pisteytys kyseiselle motivaatioon vaikuttavalle tekijälle. Koska edellä mainitun tutkimuksen kohteena olevien asiakkaiden sähkönjakelun olosuhteet, kuten toimitusvarmuus poikkeavat HSV:n asiakkaiden olosuhteista, kysyttiin sama kysymys HSV:n pientaloasiakkaille tehdyssä kyselytutkimuksessa. Kysymys- ja vastausvaihtoehdot muotoiltiin aikaisempaa tutkimusta vastaavaksi eli asiakas valitsi tekijän tärkeyden asteikolla 1–5. Vastausten jakautuminen eri tekijöiden osalta on esitetty kuvissa 2.2, 2.3 ja 2.4.



Kuva 2.2. Taloudellisen hyödyn merkitys pientaloasiakkaiden motivoinnissa joustoon.



Kuva 2.3. Turvallisuuden merkitys pientaloasiakkaiden motivoinnissa joustoon.



Kuva 2.4. Ympäristövaikutusten merkitys pientaloasiakkaiden motivoinnissa joustoon.

Helsinkiläisille pientaloasiakkaille motivaation lähteiden merkitsevyysjärjestys oli: Säästöt (67 %, n = 513), turvallisuus (64 %, n = 511) ja ympäristö (59 %, n = 514). Järjestys oli siis sama kuin 11 vuotta sitten tehdyssä tutkimuksessa. Vastausten hajonta oli varsin suurta. Kun vastauksia verrattiin saman kyselyn muihin vastauksiin, korostui niin sanottujen edelläkävijöiden joukko, jolle ympäristövaikutusten merkitys oli taloudellista hyötyä suurempi. Nämä vastaajat kertoivat tuntevansa jouston käsitteenä paremmin ja osa oli myös toteuttanut implisiittistä joustoa. Kaikkien näiden joustoon motivoivien tekijöiden merkitsevyys oli kuitenkin koko vastaajajoukon osalta huomattavasti vertailtavaa tutkimusta vähäisempää. Tämä tarkoittaa sitä, että helsinkiläisten pientaloasiakkaiden motivointi joustoon voi olla muita alueita haastavampaa. Motivoinnin vaikeus voi johtua siitä, että Helsingissä on totuttu poikkeuksellisen hyvään sähkön toimitusvarmuuteen. HSV:n asiakkaat olivat vuoden 2019 aikana keskimäärin vain 1,5 minuuttia ilman sähköä, joka vastaa 99,9997 % toimitusvarmuutta [26].

2.2.2 Taloyhtiöt

Taloyhtiösegmentissä omistajat ovat asunto-osakeyhtiön osakkeenomistajia eli joko yksityishenkilöitä, yrityksiä tai yhteisöjä, jotka tekevät valintoja päättävän elimen eli taloyhtiön yhtiökokouksen kautta. Asuntojen osalta sähköenergiaan, verkkopalvelutuotteeseen ja mahdollisiin sähköön liittyviin lisäpalveluihin liittyvät valinnat tekee omistaja tai asunnon ollessa vuokrattu sen haltija. Asunnon haltija ei kuitenkaan osallistu asunto-osakeyhtiötä koskevaan päätöksentekoon. Isännöitsijöiden vaikutus taloyhtiöiden tekemiin joustoon liittyviin valintoihin vaihtelee esimerkiksi sen mukaan, minkälaisen sopimuksen taloyhtiö on tehnyt isännöitsijätoimiston kanssa. Lisäksi isännöitsijöiden tekninen perehtyneisyys ja tietotaso joustoon liittyvistä valinnoista sekä niiden vaikutuksesta toteutettavuuteen ja taloudelliseen hyötyyn vaihtelevat suuresti esimerkiksi isännöitsijän koulutuspohjan mukaan. Pienissä taloyhtiöissä ei tyypillisesti ole ulkopuolista isännöitsijää, jolloin joku yhtiön osakkaista toimii isännöitsijän roolissa.

Taloyhtiöiden tietopohjaa ja joustoon liittyvien valintojen tekemistä arvioitiin haastatteluiden avulla. Haastateltavana oli Kiinteistöliiton johtava asiantuntija Petri Pylsy, NSS ry:n puheenjohtaja Jonne Järvinen, STUL ry:n Riikka Liedes ja Matti Orrberg, kaksi rakennuttajaa, maalämpötoimittaja, Helsingin kaupungin asuntotuotannon edustaja, sähköautojen latauspalvelun tarjoaja ja itsenäinen aggregaattori. Myös haastatteluissa tuli ilmi, että taloyhtiöillä ja näiden päättävillä elimillä harvoin on kattavaa tietopohjaa voimajärjestelmän joustosta ja valintojen vaikutuksesta toteutettavuuteen ja taloudelliseen hyötyyn. Haastattelujen perusteella on yleistä, että teho ei ole taloyhtiöpäättäjille tuttu käsite, mikä voi vaikuttaa tehonhallintaan ja joustoon liittyviin valintoihin. Tämän takia suunnittelijoiden ja rakennuttajien lisäksi laitetoimittajilla, urakoitsijoilla, edunvalvojalla ja palveluntarjoajilla on suuri merkitys taloyhtiöiden tekemissä joustoon liittyvissä valinnoissa.

Taloyhtiöissä suurin ja ennustettavin joustopotentiaali on tyypillisesti kiinteistökulutuksen käyttöpaikalla. Kiinteistökäyttöpaikalle on tyypillisesti kytketty muu kuin asukkaan vastuulla oleva sähkönkulutus. Näitä kulutuskohteita ovat ulkovalaistus, yhteisten tilojen valaistus ja sähkön erillispisteet, keskitetty sähkölämmitys, sulanapito, ilmanvaihto, hissit, auton lämmitys, sähköauton lataus, maa- ja poistoilmalämpöpumppu, taloyhtiön saunat ja pesutuvan laitteet. Taloyhtiöissä joustopotentiaali keskittyy sähköautojen lataukseen, lämpöpumppuihin, sulanapitoon ja keskitettyyn sähkölämmitykseen.

Helsingissä kerrostalo- ja rivitalokohteiden yleisin lämmitysmuoto on kauko- tai aluelämpö [22]. Taulukoissa 2.2 ja 2.3 on esitetty kerros- ja rivitalojen pääasiallisten lämmitysmuotojen osuudet Helsingissä. Sähköä tai maalämpöä käytetään ensisijaisena lämmitysmuotona yhteensä vain 0,8 %:ssa kerrostalokohteista. Lämmitysjärjestelmien joustopotentiaali koko rakennuskannasta on siis hyvin vähäinen. Sen sijaan toissijaisia sähkölämmityksiä, kuten poistoilmalämpöpumppuja tai sulanapito- ja ajoluiskalämmityksiä on huomattavasti suuremmassa osassa kerrostaloja. Lisäksi kerrostalokohteiden sähköistämispotentiaali on suhteellisen suuri, koska 7 % kerrosalasta lämmitetään yhä polttoöljyllä.

Taulukko 2.2. Kerrostalojen pääasialliset lämmitysmuodot Helsingissä. [22]

Lämmön lähde	Lukumäärä yhteensä kpl	Kerrosala yhteensä m^2	Kerrosalan osuus %
Kauko- tai aluelämpö	9 118	21 841 292	91,1 %
Raskas polttoöljy	676	1 502 066	6,3 %
Kevyt polttoöljy	318	198 956	0,8 %
NA (ei tietoa)	127	190 302	0,8 %
Sähkö	72	64 115	0,3 %
Maalämpö tms.	70	127 005	0,5 %
Puu	59	30 034	0,1 %
Kivihiili, koksi tms.	35	29 780	0,1 %

Rivitalojen osalta sähkölämmitys on huomattavasti yleisempää (17,8 % kerrosalasta). Rivitaloissa sähkölämmitys on kuitenkin useimmiten asennettu asunnon sähkönkäyttöpaikalle, jolloin tämä joustopotentiaali on taloyhtiön sijaan asukkaan hallinnassa. Asukas voi käytännössä hyödyntää joustossa käyttöpaikallaan olevia kuormia haluamallaan tavalla, mikäli yhtiöjärjestyksessä ei tähän puututa.

Taulukko 2.3. Rivitalojen pääasialliset lämmitysmuodot Helsingissä. [22]

Lämmön lähde	Lukumäärä yhteensä kpl	Kerrosala yhteensä m^2	Kerrosalan osuus %
Kauko- tai aluelämpö	2 477	1 250 149	57,3 %
Sähkö	952	388 320	17,8 %
Kevyt polttoöljy	733	356 156	16,3 %
NA (ei tiedossa)	96	55 523	2,5 %
Maalämpö tms.	81	42 158	1,9 %
Raskas polttoöljy	56	73 348	3,4 %
Kivihiili, koksi tms.	26	12 234	06 %
Puu	8	2 594	0,1 %
Muu	7	2 675	0,1 %

Jouston toteutettavuutta heikentää se, että kiinteistön keskitettyyn lämmitysjärjestelmään verrattuna yksittäiset asuntokohtaiset lämmitykset ovat joustopotentiaaliltaan huomattavasti

pienempiä, jolloin kenttälaitehankinnat ovat huomattavasti suuremmat suhteessa joustopotentiaalin mahdollistamaan taloudelliseen hyötyyn.

Taloyhtiökohteissa keskeinen ja nopeasti kehittyvä joustopotentiaali on sähköautojen lataus. Kiinteistöliiton korjausrakentamisbarometrin mukaan 32 % kerrostalokohteista suunnittelee sähköautojen latauspisteiden toteuttamista seuraavan viiden vuoden aikana [27]. Asuinrakennuksien pysäköinnissä lataus tapahtuu tyypillisesti yön aikana, jonka vuoksi latauspisteet ovat useimmiten keskinopeita 3,7–22 kW:n AC-latauslaitteita [28]. Sähköautojen latauspisteisiin liittyviä valintoja on tarkasteltu laajemmin luvussa 3.2.2.

Taloyhtiöissä samoin kuin useissa muissa asiakassegmenteissä loppukäyttäjän motivaatiolla on keskeinen vaikutus valintojen tekemiseen ja jouston toteutettavuuteen. On yleistä, että loppukäyttäjä ei ole mukana päätöksenteossa esimerkiksi vuokra-asumisen vuoksi. Edeltävässä kappaleessa mainittujen haastattelujen perusteella merkittävin motivaattori on joustolla tavoiteltavat kustannussäästöt. Tällä hetkellä vähemmän merkitseviä motivaation lähteitä ovat halu edistää uusiutuvien energianlähteiden yleistymistä sähköntuotannossa, kantaverkon taajuustasapainon ylläpitämiseen liittyvä turvallisuusnäkökulma sekä halu kilpailla tai toimia edelläkävijänä.

2.2.3 Toimitila- ja palvelurakennukset

Kiinteistösijoittajat harjoittavat pääasiassa ammattimaista omaisuudenhallintaa ja valintoja sekä investointipäätöksiä ohjaavat taloudellinen hyöty ja investointien takaisinmaksuajat. Tyypillisiä kiinteistösijoittajien omistamia kiinteistöjä ovat toimistorakennukset, kauppakeskukset sekä kiinteistöosakeyhtiömuotoiset asuinkerrostalot. Osa kiinteistösijoittajista on ulkoistanut kiinteistöjensä hallinnan kiinteistömanagereille, jolloin he tekevät myös suurimman osan joustoon liittyvistä päätöksistä. Asiakassegmentin tietopohjaa ja valintojen tekemistä tutkittiin asiakas- ja edunvalvojahaastatteluiden avulla sekä tutkimalla kohderyhmän referenssejä. Haastateltaviksi valittiin uudehkon kauppakeskuksen kiinteistöpäällikkö, datakeskustoimijan edustaja, Suomen sähkönkäyttäjät ry ELFI:n toimitusjohtaja ja kahden suurimman päivittäistavaraketjun sähkönhankinnan edustajat.

Asiakassegmentin potentiaaliset joustokuormat vaihtelevat runsaasti käyttötarkoituksen, rakentamisajankohdan ja teknisten ratkaisujen mukaan. Erilaisten toimitila- ja palvelurakennusten tehontarpeen muutoksiin ovat vaikuttaneet eniten jäähdytyksen sekä ilmanvaihdon lisääntyminen ja samanaikainen energiantehokkuuden kehittyminen. Myös tietokoneiden määrä on kasvanut, mutta näiden pätötehokuormat ovat laitekohtaisesti vähentyneet. Usein toimitila- ja palvelurakennuksissa on jo jonkinlainen kiinteistöautomaatiojärjestelmä. Näiden järjestelmien taso ja ominaisuudet vaihtelevat kuitenkin paljon. Järjestelmiä käytetään tyypillisesti esimerkiksi jäähdytyksen, ilmanvaihdon, lämmityksen ja valaistuksen ohjaukseen.

Helsingissä toimitila- ja palvelurakennusten jäähdytykseen käytetään runsaasti sähköä käyttävien jäähdytysjärjestelmien lisäksi myös kaukojäähdytystä, jonka jakelualue rajoittuu kantakaupungin alueelle. Lisäksi jäähdytystä tarjotaan myös lämpöpumppujen avulla tuotettuna palveluna, jolloin tyypillisesti palveluntarjoaja vastaa lämpöpumpun erillisestä sähkön käyttöpaikasta ja lämpöpumpun tarvitseman sähkön hankinnasta [29]. Tällainen jäähdytyspalvelu vähentää asiakkaan kiinnostusta hyödyntää jäähdytyslaitteistoa kysyntäjoustossa. Mahdollinen taloudellinen hyöty ei ainakaan suoraan päädy asiakkaalle, jos palvelun laskutusperuste on sidottu perusmaksuihin tai kiinteään jäähdytysenergian hintaan. Toisaalta taas jäähdytyspalvelun tarjoajalla voi olla mahdollisuus hyödyntää näitä sähkökuormia implisiittiseen tai eksplisiittiseen joustoon aggregoinnin kautta, mikäli siitä pystytään sopimaan asiakkaan kanssa palvelusopimuksella.

Toimisto- ja palvelurakennuksissa, joissa jäähdytys toteutetaan paikallisesti kiinteistön omistajan tai haltijan hallinnassa olevalla jäähdytysjärjestelmällä, voidaan joustoa suorittaa pysäyttämällä laitteiston toiminta hetkeksi niin, että kiinteistön lämpötila pysyy halutuissa rajoissa. Modernien jäähdytysjärjestelmien jäähdytyskompressorien moottorit ovat tyypillisesti varustettu taajuusmuuttajilla, jolloin jousto voidaan toteuttaa säätämällä jäähdytyksen tehoa taajuusmuuttajakäytön avulla. Suurempien myymälöiden kylmälaitteiden jäähdytys toteutetaan usein keskitetyllä kylmäkoneikolla. Kylmäkoneikon teho voi olla hypermarketeissa jopa satoja kilowatteja [30] [31]. Kauppakeskukset ja päivittäistavarakaupat ovat harkinneet kylmä- ja iv-koneiden hyödyntämistä kysyntäjoustossa, mutta yksittäisten laitteiden joustopotentiaali on liian vähäistä ja laitteiden yhdisteleminen ohjauksen taakse on kallista.

Helsingissä on suuri määrä erikokoisia päivittäistavarakauppoja. Päivittäistavarakaupan sähkökuormat vaihtelevat pienen lähikaupan 30 kW:sta hypermarketin jopa yli 1 MW:iin. Helsingissä on suhteellisen yleistä, että päivittäistavarakauppa sijaitsee kiinteistössä, jossa on myös muita toimintoja. Useilla hypermarketeilla on omat varavoimakoneet, jotka ovat kohteesta riippuen mitoitettu kattamaan 60–100 % kohteen huippukuormasta.

Monet kauppakeskukset ja muut lyhytaikaista asiakaspysäköintiä tarjoavat toimijat ovat hankkineet sähköautojen latauspisteitä. Kiinteistöjen olemassa olevan sähkönkulutuksen ja sähköautojen latauskuormien kasvun seurauksena mahdollisuus kiinteistön sähköjärjestelmän ylikuormitukselle kasvaa ja yleistyy. Asiakaspysäköinnissä käytetään usein latauspalveluntarjoajia (Electric Mobility Service Provider, EMSP), jonka taustajärjestelmän avulla asiakaspysäköintiä tarjoava toimija eli latauspisteen omistaja (Charge Point Owner, CPO) voi määrittää latauksen hinnan. Jotkin suurimmista asiakaspysäköintiä tarjoavista toimijoista toimivat myös EMSP:n roolissa. Palvelun kautta tapahtuva laskutus voi olla aika- ja/tai energiaperusteinen. Useimmiten energiaperusteinen laskutus on käytössä keskitehoisissa korkeintaan 22 kW AC-latauslaitteissa ja aikaperusteinen laskutus yli 50 kW DC-pikalatauslaitteissa. CPO:t käyttävät aikaperusteista laskutusta, jotta täyteen ladatut sähköautot eivät jäisi latauspisteille. Joissain tapauksissa yhden toimijan kiinteistöissä asiakaspysäköinti toteutetaan ilman EMSP:tä ja laskutusmahdollisuutta. Sähköautojen lataukseen liittyvää suunnittelua tarkastellaan luvussa 3.2.1. Sähkövaraston käyttöä on tarkasteltu vaihtoehtona kiinteistön sähköliittymän siirtokapasiteetin korottamiselelle [32]. Sähkön varastointia tarkastellaan luvussa 4.4.

Konesalien mahdollinen kieltäytyminen joustosta johtuu usein konesalitoimijan toimintamallista. Mikäli toimintamalli on sellainen, että konesalitoimija ei itse omista siellä käytettäviä tietokoneita, niin silloin ei myöskään ole mahdollista ottaa minkäänlaista riskiä sähkön toimitusvarmuuden suhteen. Mikäli konesalitoimija itse omistaa myös tietokoneet, niin tällöin voidaan arvioida riskin suuruutta suhteessa joustosta saatavaan korvaukseen. Riskit voivat olla todella pieniä, kuten esimerkiksi riski varavoimakoneiden tahtikäynnin menettämisestä taajuushäiriön seurauksena, jolloin sekä sähköverkko että varavoimajärjestelmä menetettäisiin.

2.2.4 Julkinen sektori

Loppuasiakkaista julkiseen sektoriin kuuluvat valtio ja kunnat, jotka poikkeavat päätöksentekoprosessiltaan ja joustoon liittyviltä päätöksiltään yksityisen sektorin asiakassegmenteistä. Molemmilla toimijoilla on sekä vuokrattuja että omia kiinteistöjä. Valtion omistamia kiinteistöjä ovat esimerkiksi hallintorakennukset, museot sekä oikeus- ja poliisilaitoksen rakennukset. Senaatti-kiinteistöt hallinnoi merkittävää osaa valtion rakennuksista [33]. Kuntien kiinteistöihin kuuluu esimerkiksi päiväkodit, terveysasemat ja kuntien hallintorakennukset. Voimajärjestelmän joustoon liittyvä tietopohja on tässä asiakassegmentissä pääosin hyvällä tasolla. Joustoon perehtyneisyys riippuu kunkin toimijan kiinteistömassan suuruudesta ja mahdollisesta talotekniikkaan liittyvien rakentamis- ja käyttötoimintojen sekä energian hankinnan keskittämisestä. Isoimmilla tai toimintoja keskittäneillä julkisen sektorin toimijoilla joustoon liittyviä mitoituksia ja päätöksiä tekevät sähköalan insinöörit, joista osa toimii myös käytönjohtajina.

2.2.5 Teollisuus

Helen Sähköverkon alueella on suhteellisen vähän varsinkaan energiaintensiivistä teollisuutta, jossa joustopotentiaalia on perinteisesti hyödynnetty. Teollisuudessa varavoima on yksi joustoresurssi ja tätä on monilla teollisuustyyppisillä toimijoilla myös Helsingissä. Helsingissä yksi teollisuustyyppinen jatkuva ja paljon sähköä kuluttava prosessi on jäteveden puhdistaminen. Näiden asiakkaiden prosesseille sähkön toimitusvarmuus on hyvin tärkeä, joten näissä kohteissa on usein polttomoottorikäyttöisistä generaattoreista ja UPS-laitteista koostuva varavoimajärjestelmä. Lähtökohtaisesti varavoimakoneet ovat suhteellisen helposti hyödynnettävä joustopotentiaali, joka soveltuu useille markkinapaikoille, kuten taajuusohjattuun häiriöreserviin. Käytännössä kuitenkin varavoimalla tehtävän jouston toteutettavuudessa on useita asiakaskohtaisia haasteita, jotka voivat olla ulkoisista tekijöistä, sisäisestä ohjauksesta tai asiakkaiden tarpeista johtuvia. Esimerkiksi asiakkaiden palvelulupaukseen sisältyvä vaatimus sähkön toimitusvarmuudesta voi estää varavoiman käytön joustossa. Ulkoisia tekijöitä ovat toimialaa koskevat lait tai kohteiden ympäristösertifioinnit, jotka rajoittavat muiden kuin uusiutuvien energiamuotojen käyttöä sähköntuotannossa.

Helsingissä merkittävä teollisen kokoluokan joustopotentiaali on sähköistyvä joukkoliikenne. HSL (Helsingin seudun liikenne) on kertonut tavoitteekseen, että vuonna 2025 sähköbusseja olisi HSL:n joukkoliikenteessä 400 kappaletta [34]. Liikenneviraston vuonna

2018 tekemän selvityksen mukaan ajoneuvojen lataaminen reitin varrella tulisi toteuttaa virroitinlatauksella suurella teholla ja varikolla lataaminen liitäntäkaapelilla suhteessa pienemmällä teholla [35]. Virroittimilla toteutettavan pikalatauksen teho on tyypillisesti 300–600 kW latauslaitteesta riippuen ja ladattavien sähköbussien akkujen kapasiteetti on noin 55–240 kWh [36]. Joustopotentiaali kuitenkin keskittyy varikolla tapahtuvaan lataukseen, jossa tyypillisesti noin 240–422 kWh akkuja ladataan 60–160 kW:n teholla [36] [37] [38] [39].

Sähköisen joukkoliikenteen lisäksi merkittävinä teollisuuden kaltaisina toimijoina Helsingissä käsitellään myös satamia, joilla on potentiaalia voimajärjestelmän joustoon. Hiilidioksidipäästöjen vähentämistavoitteet johtavat sekä liikenne- että teollisuussatamien sähköistymiseen ja myöhemmin myös meriliikenteen sähköistymiseen. Euroopassa meriliikenteen sähköistymistä edistää tällä hetkellä EU MRV eli Euroopan Unionin vaatimukset meriliikenteen CO_2 -päästöjen seurantaan, raportointiin ja todentamiseen. Satamien maasähköliittymien rakentaminen on keskeisessä roolissa meriliikenteen sähköistämisessä. [40]

Bergenin ja Malmön satamat ovat jo toteuttaneet maasähköliittymän. Bergenin satamassa maasähköliittymä syöttää kerrallaan yhtä matkustajalauttaa. Matkustajalauttojen tehontarve on 1–1,6 MW, joka koostuu pääasiassa aluksen hotellikuormista. Tästä tehontarpeesta pieni osa olisi käytettävissä olevaa joustopotentiaalia, jonka käyttöajoittuisi luonnollisesti alusten satamapysähdysten aikaan. Alukset ovat vuodenajasta riippuen 5,5-8 tuntia liitettynä maasähköliittymään [41]. Tällöin ilman ajoakkujen latausta yhden satamassaolon aikana verkosta otettu energia olisi 5,5–12,8 MWh. Kyseinen maasähköliittymä on toteutettu aluksien sisäverkon kanssa samalla 690 V pienjännitteellä 50 Hz taajuudella, jolloin ei ole tarvetta erilliselle taajuusmuuttajalle tai muuntajalle. Aloite maasähköliittymän rakentamisesta tuli Bergeninkin tapauksessa sen pääasiallisena asiakkaana olevalta varustamolta, jonka oli vähennettävä liikennöinnistä aiheutuvia hiilidioksidi- ja typpioksidipäästöjä. Helsingin satama osallistui Green Cruise Port -hankkeeseen, jossa tehtiin suunnitelmia meriliikenteen kestävälle kehitykselle [42]. Helsingin sataman tavoitteena on olla hiilineutraali vuoteen 2035 mennessä, johon yhtenä ratkaisuna on maasähköliittymät. Maasähköliittymien kokoon ja täten myös kysyntäjoustopotentiaaliin vaikuttaa merkittävästi varustamoiden tekemät valinnat uusien ja saneerattavien alusten käyttövoiman ja sähköistämisen osalta. Euroopassa yleisimmäksi vaihtoehtoiseksi käyttövoimaksi on ennustettu vetyä. Vedyn käytön yleistymi-

nen vähentäisi sähköntarvetta ja joustopotentiaalia satamissa. Vedyn tuotantoprosessi on hyvin energiaintensiivinen, jolloin se sopisi todennäköisesti myös joustoon. Vedyn tuotanto kuitenkin tapahtuu todennäköisesti muualla kuin satamissa.

EU-direktiivin 2016/802 [43] mukaan alus saisi tuottaa satamassa sähkönsä polttomoottorilla kahden tunnin ajan, joten maasähköön liittyminen tätä lyhyemmäksi ajaksi ei olisi välttämätöntä. Tällöin esimerkiksi osa tiheimmin liikennöidystä Helsinki-Tallinna -lauttaliikenteestä ei ole velvoitettu käyttämään maasähköä. Osa varustamoista on kehittänyt aluksilleen vaihtoehtoisia ratkaisuita, joilla aluksien satamassa vierailun aikaista moottorien generaattorikäyttöä voidaan välttää ja näin vähentää liikennöinnin päästöjä. Helsingin Vuosaaren satamasta pääasiassa rahtiliikennettä liikennöivä varustamo kertoo uusien roro-aluksien lataavan litiumioniakkuja ajon aikana polttomoottorien avulla [44]. Akkuja käytetään ainoastaan satamassa, jolloin ne korvaavat maasähköliittymän [45]. Tällaista ratkaisua, jossa alus varustetaan polttomoottoreilla ladattavalla akustolla, jota ei käytetä potkureiden pyörittämiseen, kutsutaan retrofit -sovitukseksi. Tällöin aluksien liikennöinnin aikaisia päästöjä pyritään vähentämään muuttamatta niiden perusrakennetta. Tällainen ratkaisu lähtökohtaisesti vähentää sataman joustopotentiaalia, mikäli aluksen rakennetta ei edelleen muuteta maasähköliittymään soveltuvaksi.

Maasähköliittymän mitoittava huipputeho kasvaa hyvin suureksi, mikäli satamassa on useimpia aluksia samaan aikaan tai alukset käyttäisivät satamassa ladattavia ajovoima-akkuja. Tällöin on mahdollista, että tehontarpeen tyydyttämiseksi voidaan tarvita jopa suurjänniteliittymä. Liittymä ja asiakasmuuntamokustannusten pienentämiseksi satamassa voidaan käyttää sähkövarastoa, jolla tyydytetään osa alusten kulutuskuormien ja ajovoima-akkujen tehontarpeesta. Sähkövarasto toisi säästöjä tehomaksuissa ja se voisi alusten satamavierailujen välillä osallistua joustoon reservimarkkinoilla.

Maasähköliittymän kokoon, asiakkaan omaan käyttöön tarvittavan ja markkinoille tarjottavan jouston määrään tulee vaikuttamaan akkujen käyttäminen aluksien ajon aikaisena voimanlähteenä. Suurille ja pitkiä reittejä operoiville rahti- ja matkustaja-aluksille ajovoima-akut eivät ole nykytekniikalla mahdollinen ratkaisu liian lyhyen toimintamatkan vuoksi. Ajovoima-akkujen käyttäminen on todennäköisempää pienillä ja lyhyitä matkoja suorittavilla aluksi, kuten vesibusseilla. Näillä aluksilla erityisesti päiväsaikaan tapahtuvat pysäh-

dykset ovat lyhyitä, jolloin lataukseen tarvittava teho hyvin suuri suhteessa akun energia-kapasiteettiin. Asiakkaalle eli liikennöitsijälle vaihtoisen ratkaisun eli alusten lukumäärän kasvattamisen kustannus sekä suuremman laivueen vaikutus tehokkaaseen operointiin on oletettavasti hyvin tiedossa. Maasähköliittymän tuleva standardi olisi 11 kV ja 50 Hz.

3. SÄHKÖLIITTYMÄ

Sähköliittymän valinta vaikuttaa keskeisesti joustoratkaisujen toteuttamiseen sekä näistä syntyvään taloudelliseen hyötyyn. Sähköliittymän koon ja tyypin valintaa uudisrakentamisessa tarkastellaan luvussa 3.1. Kiinteistön sähköistykseen ja automaatioon liittyviä valintoja käsitellään luvussa 3.2. Sähköliittymän elinkaaren aikana tehtävää kapasiteetin kasvattamista tarkastellaan luvussa 3.3.1 ja pienentämistä luvussa 3.3.2.

3.1 Sähköliittymän koon valinta uudisrakentamisessa

Sähköliittymän koon ja tyypin valinnan tekee tyypillisesti joko kohteen sähkösuunnittelija, sähköurakoitsija tai konsultti. Sähköliittymän sulakekoko ja tyyppi valitaan laskennallisen huipputehontarpeen mukaan. Huipputehon arviointiin käytettyjä menetelmiä ovat esimerkiksi kuormitusmallit, Velanderin kaava, laitetietoihin perustuvat laskentamallit sekä rakennuksen kokoon perustuvat laskentamallit [46]. Sähkösuunnittelijoiden ja -urakoitsijoiden edustajille tehtyjen haastattelujen perusteella huipputehon arviointi on usein kokemusperäistä, jolloin edellä mainittuja menetelmiä ei välttämättä käytetä. Kokemusperäistä arviointia pidetään osittain jopa laskentamenetelmiin verrattuna tarkempana mitoitusmenetelmänä.

Luvussa 2.1 esiteltyjen haastattelujen perusteella liittymäkoko on enimmäkseen sähkösuunnittelun tulos ja harvinaisempaa on, että tavoitteena olisi liittymäkoon minimointi sähkösuunnittelun ja sähköistykseen tehtävien valintojen avulla. Mitoituksissa varaudutaan aina suurimpaan mahdolliseen tehohuippuun, jonka takia kuorman ohjauksilla ei nähty vaikutusta sähköliittymän mitoittavaan tehoon. Lähes kaikkiin suunnittelukohteisiin valitaan mahdollisimman energiatehokkaat laitteet ja laitteistot, joista esimerkkinä on valaistus. Tällä on jonkin verran vaikutusta arvioitavaan huipputehoon, mutta valintoja ei tehdä niinkään liittymäkoon minimoinnin näkökulmasta vaan tavoitteena on tyypillisesti tiettyyn energialuokkaan pyrkiminen, energiatehokkuuteen perustuvat rakennusten sertifioinnit, energian säästö sekä näiden vaikutus rakennusten myytävyyteen.

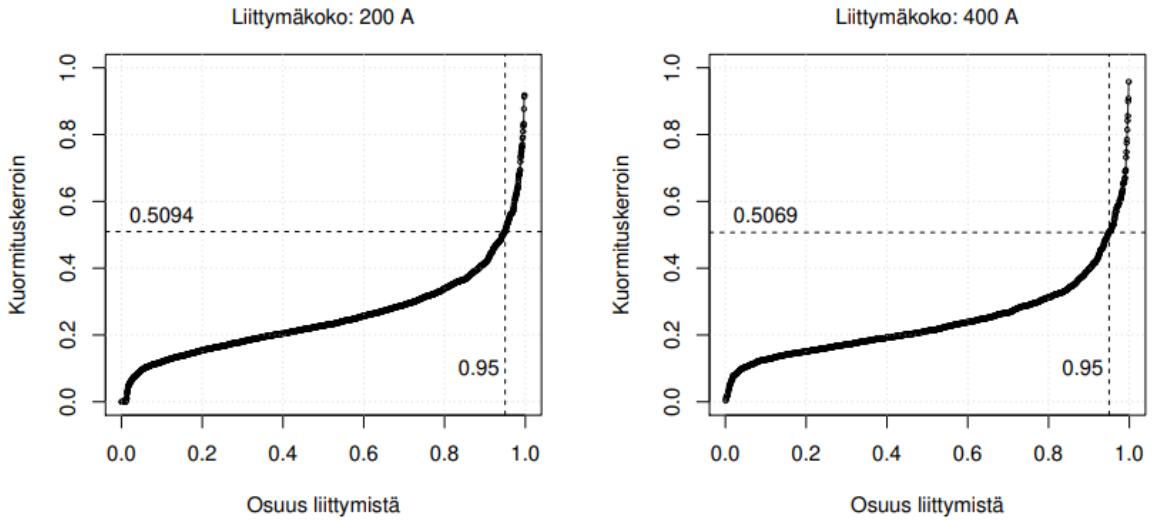
NSS ry:n haastattelun perusteella heidän jäsenyrityksissään on tehty satunnaisia pilotteja sähkövarastojen, sähkön pientuotannon ja sähköverkkoon syöttävien V2G-sähköautojen latauslaitteiden avulla. Edellä mainituilla järjestelmillä ei haastateltavien mukaan ole vaiku-

tusta mitoittavaan huipputehoon. Näidenkin laitteiden valinnat perustuvat täysin tilaajan tavoittelemaan taloudelliseen hyötyyn sähköenergian hankinnassa, eikä mahdollisella vaikutuksella huipputehoon ole valinnan suhteen vaikutusta.

Luvussa 2.1 esiteltyjen haastattelujen perusteella tällä hetkellä on tyypillistä, että suunnittelussa pyritään välttämään keskijänniteliittymän valinta. Pyritään esimerkiksi saamaan keskijänniteliittymän sijaan useampi pienjänniteliittymä, mikäli kohde täyttää vaatimukset tontti- ja hallinnanjakoalueiden sekä erotettavuuden ja palokatkojen osalta. Merkittävimpänä syynä keskijänniteliittymien välttämiseen on asiakkaan oman muuntamon aiheuttamien kustannusten ohella sähkönkäytönjohtajan vaatimus ja siitä aiheutuvat kustannukset. Haastattelujen perusteella asiakkaat eivät pyydä suunnittelijoita laskemaan liittymätyypin valinnan taloudellisia vaikutuksia. Perehtyneimmät asiakkaat selvittävät itse taloudelliset vaikutukset esimerkiksi vertaamalla muihin omiin kohteisiinsa. Tästä poikkeuksena ovat toimijat, joilla on suuri määrä keskijänniteliittymiä, kuten Senaatti-kiinteistöt, jonka haastattelu on esitelty luvussa 2.3.4. Näillä toimijoilla on keskitetysti omia sähkökäytönjohtajia, jolloin keskijänniteliittymä on heille taloudellisesti kannattava valinta.

Keskijänniteliittymän kokonaiskustannus riippuu siitä, rakennetaanko liittymä keskijännitejohdon varrella olevasta asiakasmuuntamosta vai sähköasemalta. Johtolähdön varrelle sijoitettavaa liittymää ei voida kuormittaa yhtä suurella teholla kuin suoraan sähköasemalta rakennettavaa liittymää. Pääasiassa Helsingin kantakaupungin alueella olevassa 10 kV:n jakeluverkossa johtolähdön varrelle sijoitettavan asiakkaan toteutuvat maksimitehot voivat olla korkeintaan 1,5–2 MW. Vastaavasti 20 kV:n jakeluverkossa asiakasmuuntamoon liittyneen asiakkaan maksimiteho voi olla korkeintaan 2,5–3,5 MW. Mikäli asiakkaan huipputehot ovat tätä suurempia eli 10 kV tasolla korkeintaan noin 5 MW ja 20 kV tasolla noin 10 MW, on keskijänniteasiakkaan liityttävä suoraan sähköasemalle. Sähköasemalle liittyvän asiakkaan on varattava sähköasemalta lähdölleen syötön varmistustarpeesta riippuen 1-2 kennoa sekä kaapeloitava yhteys omalle asiakasmuuntamolleen. Kahden kennon hinta on tyypillisesti lähes 100 000 euroa ja kaapeloinnin kustannus noin 100 000 €/km riippuen kaivuuympäristöstä. Riippuen sähköaseman etäisyydestä, voi asiakkaalla olla mahdollisuus säästää satoja tuhansia euroja liittymiskustannuksissa, mikäli liittymän kokonaistehoa pystytään jouston avulla rajoittamaan jatkuvasti tasolle, jolla voidaan toteuttaa asiakasmuuntamoon liitettävä keskijänniteliittymä. Alkuinvestoinneiltaan edullisimmat toteutusratkaisut ovat dynaaminen kuormanhallinta sekä kuormanpudotusohjauksien toteuttaminen.

Tehtyjen haastatteluiden perusteella sähköliittymän ylimitoittaminen suhteessa todellisiin huipputehoihin on yleistä. Keskeisin syy on se, että sähköliittymän ylimitoittamisen taloudelliset vaikutukset ovat usein vähäiset. Senaatti-kiinteistöjen edustaja arvioi haastattelussaan, että 50 % sähköliittymistä ylimitoitetaan, koska hintavaikutus on suunnittelijalle 0 % ja tilaajalle korkeitaan 1–2 % kokonaisrakennuskustannuksista. NSS ry:n edustajan mukaan sähköliittymän ylimitoittamisen todennäköisyys riippuu siitä, kuinka paljon mitoittamiseen käytetään aikaa. Ajan ja muiden resurssien käyttäminen liittymän mitoitukseen luonnollisesti lisää suunnittelutoimiston kustannuksia, mutta tilaajat eivät ole tästä työstä halukkaita maksamaan, koska lopputuloksella on heille usein pienemmät taloudelliset vaikutukset kuin mahdollisilla sähkösuunnittelun lisäkustannuksilla. Lisäksi arviolta 20–30 % kohteista ylimitoitetaan tiedostamatta eli suunnittelija käyttää esimerkiksi vanhentunutta tai kohteeseen huonosti soveltuvaan huipputehon arviointimenetelmää. Yleisin syy tähän on haastateltujen mukaan mukavuuden ja tehokkuuden tavoittelu suunnittelutyössä. Esimerkiksi kerrostaloille ja pienemmille toimitila- ja palvelurakennuksille yleisten 200 A ja 400 A liittymien kuormituskertoimien perusteella ylimitoittaminen on vielä yleisempää kuin haastateltavat arvioivat. Kuvassa 3.1 on esitetty suuruusjärjestyksessä HSV:n 200 A ja 400 A liittymien kuormituskertoimet vuonna 2018 [7]. Kuormituskerroin on mitattujen huipputuntivirojen ja liittymän sulakekoon suhde.



Kuva 3.1. HSV:n 200 A ja 400 A liittymien kuormituskertoimet vuonna 2018. [7]

Karkeasti 400 A liittymien asiakkaista 95 %:lle olisi riittänyt 200 A liittymä ja noin puolelle alle 100 A liittymä. Pienempien 200 A liittymien asiakkaista lähes 95 % olisi pärjännyt 100 A liittymällä ja puolet 50 A liittymällä.

Korkeamman jännitetason valinta mahdollistaa asiakkaalle myös verkkopalvelutuotteen, jossa energiaperusteinen hinnoittelukomponentti on alemman jännitetason verkkopalvelutuotteisiin verrattuna pienempi. Verkkopalvelutuotteen avulla toteutettu hintaohjaus ei kuitenkaan toimi tehokkaasti, koska asiakkaan tekemään valintaan vaikuttaa hinnan lisäksi erimerkiksi käytön helppous. Pelkkien verkkopalvelumaksujen perusteella kannattavan liittymätyypin laskeminen on yksikertaista, mutta asiakaskohtaisten tekijöiden, kuten asiakasmuuntamon rakentamisen, muuntamon tilavuokran ja erityisesti käytönjohtajan kustannusten sekä käyttöön liittyvien muiden lisäkulujen laskeminen on vaikeampaa. Edellä mainitun suunnittelun tehokkuuden ja rajallisten resurssien vuoksi liittymätyyppi valitaan usein matalimmalta jännitetasolta, joka mahdollistaa suunnittelijan arvioiman huipputehon, vaikka korkeamman jännitetason elinkaarikustannukset olisivat pienemmät.

Pientaloissa sähköliittymien mitoituksia tekevät myös sähköurakoitsijat. Sähköurakoitsijoiden tekemät sähköliittymän mitoitukset perustuvat pääasiassa kokemusperäiseen arviointiin. Mitoituksessa voidaan myös hyödyntää Sähkötieto ry:n julkaisemaa materiaalia, kuten ST 13.31 [47] [48], jossa on karkeita asuinrakennuksissa hyödynnettäviä laskentakaavoja. Näiden laskentakaavojen avulla voidaan hyvin karkeasti arvioida huipputeho lämmitystavan, kerrosalan sekä sähkökiukaan ja muiden laitevalintojen perusteella. Pientalokohteissa asukkailla ja heidän sähkön käyttötottumuksillaan on suuri vaikutus toteutuviin huipputehoihin. Aina tuleva käyttäjä ei ole tiedossa huipputehon arviointivaiheessa. Silloin kun tuleva asuja on tiedossa, voidaan asukasta haastattelemalla päästä tarkempaan lopputulokseen. Kattavampi loppuasiakkaan haastatteleminen on kuitenkin harvinaisempaa, koska tähän kuluisi suhteellisen paljon sähköurakoitsijan rajallisia resursseja. Tämän takia on tyypillistä, että pientalokohteiden sähköliittymien mitoituksissa käytetään suuriakin varmuuskertoimia, joilla vältytään sähköliittymän alimitoittamiselta. Koska mahdollisella alimitoittamisella on huomattavasti suuremmat negatiiviset vaikutukset urakoitsijoiden toimintaan esimerkiksi heikentyvän asiakaskokemuksen ja lisääntyvien takuutöiden vuoksi, on hyvin yleistä, että sähköliittymän mitoittaminen tehdään asiakkaan käyttötarpeiden sijaan kattamaan koko rakennuksen elinkaaren aikaisen huipputehon tarpeen. Tällöin vuositasolla tarkasteltuna suurin osa pientalojen sähköliittymistä näyttää ylimitoitetulta, mutta rakennusten koko elinkaarta tarkasteltaessa voi ylimitoittaminen kuitenkin olla vähäistä. [49]

Haastattelujen perusteella sähköurakoitsijat pyrkivät jossain määrin minimoimaan sähköliittymän kokoa, jos sillä on asiakkaalle taloudellista merkitystä. Tämä toteutuu erityisesti silloin, jos asiakkaan verkkoyhtiöllä on käytössä verkkopalveluissaan sulakepohjainen sähkönsiirron hinnoittelukomponentti. Vaihtoehtoisten sähköliittymien hankintakustannusten erotus on tyypillisesti suhteellisen pieni, mutta valinnan vaikutus rakennuksen elinkaaren aikaisiin sähkönsiirtomaksuihin on huomattavasti suurempi. Pientalokohteissa urakoitsijat kuitenkin kokevat, että liittymäkoon minimointiin on kovin vähän mahdollisuuksia. Edellä mainittuihin huipputehon arvioinnin haasteisiin viitaten urakoitsija ei välttämättä pysty ohjaamaan kuluttajaa tai käyttäjää siinä, millaisia laitteita hän hankkii ja millä tavalla hän näitä käyttää. Erityisesti Helen Sähköverkko Oy:n jakeluverkon alueella, jossa ei ole käytössä sähkönsiirrossa sulakepohjaista perusmaksua, voidaan todeta sähköliittymän mitoituksen olevan suunnittelun tulos. [49]

Teollisilla ja muilla suurilla sähkökuluttajilla, joiden sähköliittymät ovat pääasiassa keski- tai suurjänniteliittymiä, on luvussa 2.3.4 esiteltyjen haastattelujen perusteella usein tarve hankkia kiinteistölle mahdollisimman suuri sähköliittymä. Tällöin liittymä palvelee usein useamman rakennuksen muodostamaa kokonaisuutta. Haastatteluiden perusteella erityisesti Helsingissä päätökset perustuvat oletukseen lisääntyvästä sähkön käytöstä sekä rakennuskompleksien laajentumisesta. Suurien liittymien mitoitusvaiheessa sähkön kulutuksen kehittymistä ennustetaan usein optimistisimman skenaarion mukaan. Osasyynä valmistumisajankohdan tehontarvetta suuremman mitoitustehon valintaan koettiin epävarmuus lisäkapasiteetin myöhemmästä saatavuudesta sekä tähän liittyvästä aikataulusta ja kustannuksista.

3.2 Sisäisen verkon ja ohjauslaitteiden suunnittelu

Sähköliittymän sisäisen verkon sekä siihen liittyvien ohjauslaitteiden ja kiinteistöautomaation suunnittelee pientalokohteissa usein asiakkaan sähköurakoitsija ja muissa kohteissa sähkösuunnittelija.

Etäluettavat sähkömittarit eli AMR (Automatic Meter Reading) mittarit tuli asentaa 80 % sähkönkäyttöpaikoista vuoden 2013 loppuun mennessä. Vuoden 2016 lopussa 99,6 % sähkönkäyttöpaikoista oli etäluettavia [50]. Etäluettaville mittareille on asetettu valtioneuvoston asetuksessa (66/2009) vaatimukseksi kuormanohjaus [51]. Kuormanohjausreleeseen on

voitu isommissa pienkohteissa kytkeä kuormaa, jota tyypillisesti on ohjattu kalenteriohjauksella. Kalenteriohjaus on tehty sähkönsiirtotuotteen aikatariffien mukaisesti. Vuonna 2019 tehdyssä diplomityössä selvitettiin nykyisen AMR-järjestelmän hyödyntämistä päivänsisäisillä markkinoilla ohjaamalla kuomanohjausreleeseen kytkettyä kuormaa, kuten varaavaa sähkölämmityskuormaa [6]. Selvityksen mukaan nykyinen AMR-järjestelmä ei sovellu laajemmassa mittakaavassa hyödynnettäväksi päivän sisäisillä markkinoilla, koska järjestelmän tiedonsiirtokapasiteetti ei ole riittävä. Mikäli verkkoyhtiö kehittäisi AMR-mittariohjausta siten, että sen hyödyntäminen päivänsisäisille markkinoille olisi mahdollista, on riskinä se, että myös investoinnista hyötymättömät asiakkaat joutuvat maksamaan investoinnista kasvaneiden verkkopalvelumaksujen muodossa. Tämä johtaa siihen, että vaihtoehtoiset markkinaehtoiset ratkaisut, kuten kotiautomaatio- tai lämmityksenohjausjärjestelmät ovat todennäköisemmin hyväksyttäviä kuormanohjausratkaisuita kuin verkkoyhtiön investoinneilla toteutettava AMR-mittariohjaus.

Seuraavan sukupolven AMR-mittauslaitteistojen vaatimuksista säädetään työ- ja elinkeinoministeriön valmistelemassa valtionneuvoston asetuksessa, jonka on tarkoitus tulla voimaan 1.1.2022. Asetusluonnoksen [52] mukaisista vaatimuksista mittauslaitteistoille jouston kannalta keskeisimmät olisivat:

- Laskutuksen perusteena olevat pätö- ja loisenergian mittaus- ja rekisteröinti vaihekohtaisesti vähintään jokaiselta taseselvitysjaksolta.
- Yksisuuntaisen tiedonvaihdon loppukäyttäjälle mahdollistava asiakasrajapinta, joka perustuu avoimeen ja päivitettävään eurooppalaiseen standardiin.
- Asiakasrajapinnasta on saatava RJ-12- liittimen välityksellä enintään 10 sekunnin välein vaihekohtaisesti sähköverkosta otetun sähkön ja sähköverkkoon syötetyn sähkön virran, pätötehon, loistehon ja jännitteen tehollisarvot.
- Mittauslaitteiston toiminnallisuutta määrittelevät ohjelmistot ja asetukset sekä mittaustietojen rekisteröintitiheys tulee olla päivitettävissä etäyhteydellä.
- Mittauslaitteistossa tulee olla kuormanohjausrele, jonka avulla mittauslaitteisto kykenee vastaanottamaan ja panemaan täytäntöön tai välittämään eteenpäin viestintäverkon kautta lähetettäviä kuormanohjauskomentoja.
- Kuormanohjausrele vaaditaan vain alle 3 x 63 A käyttöpaikoilla muissa asuinrakennuksissa kuin kerrostaloissa.

Asetusluonnoksen perusteella kuormanohjausrelettä on tarkoitus käyttää asuinpientaloissa, kuten tälläkin hetkellä. Luonnos ei sisällä vaatimuksia kuormanohjauksen soveltuvuudesta

eri markkinapaikoille. Verkkoyhtiöt voivat kuitenkin omissa laitevaatimuksissaan määritellä ohjaus- ja luentatoimintojen enimmäiskestot laajamittaisessa kuormanohjauksessa. Merkittävin muutos nykyiseen AMR-järjestelmään on vaatimus asiakasrajapinnan mahdollistamisesta kaikilla sähkönkäyttöpaikoilla. Lähes reaaliaikaisen tehotiedon avulla voidaan toteuttaa joustoa omaan käyttöön manuaalisesti tai automaatiojärjestelmällä. Asiakasrajapinnan viiveen vähimmäisvaatimus ei ole riittävä kaikille eksplisiittisen jouston markkinapaikoille, kuten taajuusohjattuun häiriöreserviin.

Esineiden internetin (Internet of Things, IoT) yleistyminen on mahdollistanut erilaisten laitteiden liittämisen kommunikaatioväylien avulla internetiin. Laitteiden kulutus- ja tilatietojen saaminen laitteilta mahdollistaa näiden älykkään ohjaamisen rakennusautomaatio-, kotiautomaatio- tai energianhallintajärjestelmien avulla. Järjestelmiin liitettävät ohjattavat kuormat, mittauspisteet ja mittavat suureet riippuvat rakennuksen käyttötarkoituksesta. Lähtökohtaisesti tavoitteena on energiatehokkuuden parantaminen. Käyttö- ja asuinmukavuuden merkitys korostuu kotitalouksien automaatio- ja energianhallintajärjestelmien suunnittelussa. Suuremmissa kohteissa asiakkaiden tarpeet yhä tarkemmalle rakennuksen olosuhteiden, energiankulutuksen, tehon ja sähkön laadun seuraamiselle ja raportoinnille on kasvanut.

Suurta kiinteistömäärää hallinnoivilla asiakkailla rakennuskanta voi olla hyvin heterogeeninen ja käytetyt talotekniikkaratkaisut vaihtelevat esimerkiksi rakennusvuoden mukaan. Suurilla asiakkailla sähköistämiseen ja talotekniikkaan liittyviä päätöksiä ei välttämättä ohjata keskitetysti vaan esimerkiksi toimialoittain tai paikallisesti. Rakennuskannan heterogeenisuus ja rakentamisen keskitetyn ohjauksen puuttuminen voi johtaa suureen määrään erilaisia rakennusautomaatioratkaisuja [31] [30].

Jotta automaatiojärjestelmää voidaan hyödyntää ulkoiseen ohjaussignaaliin perustuvassa joustossa, tulisi siinä olla kaksisuuntainen tiedonsiirtorajapinta. Rajapinnan tulisi olla standardoitua, jotta palveluntarjoajien liittyminen rajapintaan olisi kustannustehokasta [53]. Esimerkiksi IEC (International Electrotechnical Commission) 61968-1 ja IEC 61968-100 standardeihin perustuvaa CIM-tiedonsiirtorajapintaa käytetään automaatiojärjestelmien vaatimusten määrittelyssä [18].

Pientalojen sähköistys on tehty perinteisesti niin, että sähköistyksen tavoitteena on lähinnä täyttää sähköasennuksiin liittyvät määräykset ja standardit. Sähköistykseen ovat vaikuttaneet pääasiassa standardeissa ja määräyksissä tapahtuneiden muutosten lisäksi yleinen varustelutason kasvu ja lämmitystapojen muutokset [49]. STUL:n asiantuntija kertoi haastattelussaan [49], että rakennuttajalla tai rakentajataholla on myös suuri merkitys varustelutasoon: ”Jos uudisrakentamisvaiheessa ei kohteeseen suunnitella automaatiojärjestelmää tai ohjauslaitteita, niin yleensä kohteeseen ei myöskään jätetä tilavarauksia tällaisia laitteita varten. Automaatio- ja ohjauslaitteiden valintojen osalta voidaan pientalokohteet jakaa karkeasti niin sanottuihin asiakasetukohteisiin ja gryndauksen eli perustajaurakoinnin kohteisiin. Gryndaus on täysin rakennuttajainvestointeja silmällä pitävä hanke, jolloin näissä pientalokohteissa ei tule mitään automaatiota mihinkään kohteeseen niin kauan kuin sitä ei vaadita. Tämä sen takia, että elinkaarikustannuksilla ei ole rakennuttajalle merkitystä, vaan ainoastaan investoinneilla. Tämä myöskin tarkoittaa sitä, että gryndauskohteet tulevat jäämään automaatiotasossa ja joustomahdollisuudessa jälkeen vielä pitkään, mikäli ei tule velvoitetta esimerkiksi lainsäädännön kautta.”

Pientaloissa suuritehoisimmat laitteet, kuten sähkölämmitys, sähkökiuas, sähköauton latauslaite ja liesi ovat kiinteästi asennettuja laitteita, jolloin jouston mahdollistavan ohjausjärjestelmän asennus vaatisi sähköasennusten muutostyötä. Laitekohtaisten ohjausten asentaminen voi myös vaatia koko keskusrakenteen uusimista, koska keskukset ovat tyypillisesti suunniteltu rakentamishetken tarpeisiin, jolloin sähkökeskus voi olla rakenteeltaan ja sijainniltaan liian ahdas lisäasennuksia varten. Tällöin asennuskustannukset kasvavat niin suuriksi, että ohjauslaitteiden asentamista ei ole kannattavaa toteuttaa ennen seuraavaa peruskorjausta. Pientalokohteissa on melko yleistä, että sähköistykset ylittävät suositellut tekniset pitoajat. Ei ole myöskään odotettavissa laajaa tai nopeaa pientalojen sähköasennuksien uusimista, jolloin olemassa oleviin kohteisiin olisi mahdollista saada laitekohtaisia ohjauksia. [10]

Erityisesti pientaloissa on tyypillisesti haasteita kuormituksen epäsymmetrian eli vinokuorman takia. Kuormituksen epäsymmetria johtuu siitä, että yksittäisten laitteiden nimellistehot ovat suurehkoja verrattuna sähköliittymän mitoitustehoon. Uudisrakentamisessa pyritään välttymään kuormituksen epäsymmetrialta vuorottelemalla eri vaiheita riippuen kuormien nimellistehosta ja huipunkäyttöajasta. Kun myöhemmin asennetaan laitteita, kuten sähköautojen latauslaitteita, joiden nimellisteho suhteessa sähköliittymän pääsulakekokoon on suuri,

aiheutuu tästä tarve arvioida sähköliittymän koon riittävyyttä sekä tarvetta kuormanohjaukselle.

Pientaloasiakkaat eivät tyypillisesti ota huomioon sähköliittymän epäsymmetriaa, koska tämä ei ole helposti todennettavissa ilman mittauksia. Useimmiten tyydytään päättelemään sähköliittymän vapaa kapasiteetti AMR-tuntimittaustietojen perusteella. Tuntimittaustietojen perusteella ei voida kuitenkaan selvittää todellista huipputehoa tai kuormituksen jakautumista eri vaiheille. Laitetoimittajat sekä heidän laitteitansa asentavat urakoitsijat suhtautuvat sähköliittymän vapaan kapasiteetin huomioimiseen vaihtelevasti. Tyypillisesti vastuu jää ainakin osittain itse asiakkaan vastuulle, jolla on useimmiten puutteelliset valmiudet arvioida hankittavan laitteen vaikutusta sähköliittymän kokoon tai vaihtoehtoisesti ohjauslaitteiden, kuten dynaamisen kuormanhallinnan tarvetta.

Sähköliittymällä on usein esimerkiksi kiinteistö- tai asunto-osakeyhtiöiden tapauksessa useampia sähkönkäyttöpaikkoja, jotka voivat olla eri tahon hallinnassa tai omistuksessa kuin sähköliittymä. Käyttöpaikkojen sulakekokojen summa on tyypillisesti suurempi kuin sähköliittymän pääsulake. Tämä mitoitus on seurausta kuormien risteilystä eli käyttöpaikkakohtaisten tehohuippujen sijoittumisesta eri ajankohtiin. Risteily liittymätasolla on voimakkaampaa, kun käyttöpaikkoja on paljon, niiden kuormat ovat pieniä suhteessa liittymäkokoon ja käyttöpaikkojen kulutusprofiilin lämpötilariippuvaisuus on vähäistä.

Asunto-osakeyhtiöissä rakennuksen elinkaaren aikana sähköistykseen tehdään muutoksia lähinnä sähkö- tai LVIS-saneerauksen, lämmitystapamuutoksen, sähköautojen latausvalmiuksien ja aurinkosähköjärjestelmän rakentamisen yhteydessä. Näissä projekteissa tehtävät valinnat riippuvat pääasiassa hankesuunnittelun laajuudesta ja toteuttajasta. Sähkösaneerauksissa muutokset ovat usein vähäisiä, mutta mahdollisia sähköistyksen pullonkauloja saatetaan poistaa, keskus- ja putkitusvarauksia lisätä sekä parantaa automaation tasoa. Lämpöpumppuprojekteissa hankesuunnittelun toteuttavat konsultit usein tarkastelevat pumppuvalintojen vaikutusta sähköenergia- ja verkkopalvelumaksuihin.

Maalämpöpumppu voidaan mitoittaa osatehoiseksi tai täysitehoiseksi. Täystehomitoituksessa lämpöpumppu tuottaa lämmitys- ja käyttöveden tarvitseman lämpötehontarpeen ympäri vuoden. Asiakkaat kuitenkin usein valitsevat investoinniltaan edullisemman osatehomitoituksen. Osatehomitoituksessa maalämpöpumppu mitoitetaan kattamaan noin 60–80 %

laskennallisesta huipputehontarpeesta [54]. Loput 20-40 % lämmityksen huipputehosta tuotetaan sähkövastuksilla. Osatehomitoituksella maalämpöpumppu tuottaa tyypillisesti 95–100 % vuotuisesta energiantarpeesta. Osatehomitoitus kasvattaa merkittävästi sähkökäyttöpaikan laskennallista huipputehoa verrattuna täystehomitoitukseen [55]. Tämä johtaa osatehomitoituksissa suurempiin sähköliittymiin ja keskimäärin pienempiin liittymien kuormitusasteisiin. Esimerkiksi lämmitystehontarpeen ollessa 200 kW ja lämpökertoimen mitoitusulkolämpötilalle 2,6, olisi täystehomitoitetun järjestelmän sähkön huipputehontarve noin 77 kW, kun 60 % osateholle mitoitetussa järjestelmässä laskennallinen huipputeho olisi 126 kW.

3.2.1 Sähköautojen latauspisteisiin liittyvä suunnittelu

Sähköautojen nopea yleistyminen vaikuttaa tarvittavien latauspisteiden määrään ja merkittävästi kiinteistöjen sähköistykseen, sähköliittymän mitoitukseen ja kuormanhallintaan. Uudenmaan maakuntaan rekisteröityjä sähköautoja oli vuoden 2020 kolmannen neljänneksen lopulla 24 464 kappaletta, joka vastaa 51 prosenttia Suomen kaikista sähköautoista [56]. Liikenne- ja viestintäviraston työryhmä on asettanut tavoitteeksi 700 000 sähköautoa vuoteen 2030 mennessä [57]. Hallitus on hyväksynyt lakiesityksen [58], jossa asetetaan vaatimuksia sähköautojen latauspisteistä ja latauspistevalmiuksista sekä automaatiojärjestelmistä rakennuksissa. Laki velvoittaa rakentamaan sähköautojen latauspistevalmiuden kaikille autopaikoille uusissa ja laajasti korjattavissa asuinrakennuksissa sekä asuinrakennuksien pysäköinnin järjestämiseen tarkoitetuissa pysäköintitaloissa, joissa on yli neljä autopaikkaa. Latauspistevalmiudella tarkoitetaan latauspisteen asennusmahdollisuutta autopaikalle vähäisin muutostöin eli kaapelointi tai putkitus on toteutettu autopaikalle asti. Tällöin kiinteistön liittymiskaapeli, pääkeskus, nousukeskukset, ryhmäkeskukset ja nousukaapelit on mitoitettu tilanteeseen, jossa kaikille autopaikoille on asennettu sähköauton latauslaite. Lakiin liittyvät velvoitteet tulevat voimaan 1.1.2021.

Edellä mainittu lakiesitys velvoittaa toteuttamaan uusiin- tai laajasti korjattaviin, muussa kuin asuinkäytössä oleviin rakennuksiin latauspisteitä tai -valmiuksia taulukon 3.1 mukaisesti. Lisäksi lakiesitys velvoittaa asentamaan vuoden 2024 loppuun mennessä vähintään yhden latauspisteen muussa kuin asuinkäytössä olevien rakennusten pysäköintipaikoille, joissa on yli 20 autopaikkaa.

Taulukko 3.1. Hallituksen lakiesityksen vaatimukset latauspiteiden ja -valmiuksien rakentamisesta muissa kuin asuinrakennuksissa. [58]

Pysäköintipaikkojen määrä	**Toteutettavat latauspistevalmiudet uudisrakentamisessa ja laajoissa saneerauksissa**
0–11	Ei velvoitetta
11–30	Vähintään 50 % autopaikoista
>30	Vähintään 20 % autopaikoista niin, että valmiuksien vähimmäismäärä ei saa olla pienempi kuin 15 kpl.
Pysäköintipaikkojen määrä	**Asennettavat latauspisteet uudisrakentamisessa ja laajoissa saneerauksissa**
0–11	Ei velvoitetta
11–50	1 latauspiste
50–100	1 suuritehoinen (yli 22 kW) tai 2 keskinopeaa (3,7–22 kW) latauspistettä
>100	1 suuritehoinen (yli 22 kW) tai 3 keskinopeaa (3,7–22 kW) latauspistettä

Useat rakennuttajat sekä suurta kiinteistömäärää hallinnoivat asiakkaat ovat laatineet lakiesityksen pohjalta oman sähköautojen latausta koskevan suunnittelu- ja toteutusohjeen. Suunnitteluohjeiden tavoitteena on määritellä sähköautojen latausvalmiuden vaatimukset eri mitoitusportailla. Lisäksi ohjeissa määritellään, miten latausjärjestelmien ohjaus ja kuormanhallinta sekä loppuasiakkaiden laskutus toteutetaan. Latausjärjestelmän tehonhallinta toteutetaan tyypillisesti dynaamisena kuormanhallintana kahdessa portaassa. Taulukossa 3.2. on esitetty Helsingin kaupungin asuntotuotannon sähköautojen latausjärjestelmien portaittainen mitoitusohje. Mikäli kuormanhallintaa ei käytettäisi, tulisi ST-kortiston mukaan [47] laskennallinen huipputeho määrittää kaikkien latauspisteiden nimellistehojen summana. Jos kuormahallinta toteutetaan staattisena, latausjärjestelmä rajoittaa latauspisteille jaettavan tehon sille annetun asetteluarvon mukaisesti eikä seuraa sähköliittymän kuormitustilannetta. Tällöin ST-kortisto ohjeistaa käyttämään huipputehon määrittelyssä minitehona 2 kW per latauspiste [47].

Staattinen kuormahallinta tulee oletettavasti yleistymään hieman pienemmillä pysäköintialueilla kohteissa, joissa muu sähkönkulutus on suhteellisen vähäistä ja hyvin ennustettavissa sekä sähköliittymän kapasiteetin ja kiinteistön laskennallisen huipputehon erotus on vähintään ST-kortiston ohjeistaman minitehon suuruinen. Sähköautojen latausjärjestelmien suunnittelu ei ole kuitenkaan kovin vakiintunut, vaan asiakkaille tarjotaan myös ratkaisuja, joissa edellä mainitut kriteerit eivät täyty. Staattiseen tai dynaamiseen kuormanmittaukseen perustuvan kuormanhallinnan lisäksi on mahdollista toteuttaa latauspisteillä kuormanohjattua latausta, jossa latausryhmän tehoa hallitaan jakamalla energiantarve käytettävissä olevalle aikavälille. Tällainen lataustapa edellyttää tietoa käytettävissä olevasta latausajasta

sekä ajoneuvon akun varaustilatiedon (SOC, State of Charge). Tiedon välittämiseen tarvitaan kommunikaatioväylä latauslaitteen hallintajärjestelmän ja sähköauton akuston hallintajärjestelmän välillä.

Taulukko 3.2. Asuinrakennuksien sähköautojen latausjärjestelmien portaittainen mitoitusohje. [59]

Yksittäinen latauspistorasia	22 kW
Jakokeskus	5,5 kW per pysäköintipaikka
Koko pysäköintialueen sähköliittymä tai kiinteistön nousukeskus	40 kW +1 kW per pysäköintipaikka

Lataustapahtumat eivät tyypillisesti ala esimerkiksi asuinpysäköinnissä täysin samanaikaisesti, vaan ajoneuvot saapuvat yön yli lataukseen porrastetusti. Sähköauton tyypillinen energiankulutus on noin 180 Wh/km, jolloin päivittäisellä 38 km ajosuoritteella [60] energiantarve on noin 8,8 kW. Tällöin suuremmalla latauspistekohtaisella latausteholla voi olla mahdollista, että latauskuormat eivät kerrostu samalla tavalla kuin pienempitehoisessa latauksessa. LUT-yliopiston DER-hankkeessa [61] simuloitiin sähköautojen latauksen kuormituskäyrää 3,7 kW:n ja 11 kW:n lataustehoilla. Käyttöpaikkatasolla 50:n sähköauton latauksen aiheuttama kuormitusprofiili oli molemmilla lataustehoilla hyvin samankaltainen. Mikäli latauksen aloitusajankohdan satunnaisvaihtelu vastaa simuloitua, 11 kW:n ajoneuvokohtainen latausteho aiheuttaa suuremman hetkellisen huipputehon, mutta 3,7 kW:n latausteholla tunninkeskiteho on suurempi.

Haastattelujen perusteella rakennuksen elinkaaren aikana tehtävien latauspisteiden tai -valmiuksien suunnitelmallisuus vaihtelee erityisesti asunto-osakeyhtiöissä. Osa asunto-osakeyhtiöistä ohjaa sähköautojen latauspisteiden toteuttamista suunnitelmallisesti ja osa jopa toteuttaa jonkinasteisen hankesuunnitelman, jossa määritellään sähköautojen latausjärjestelmän vaatimukset, kuten portaittainen mitoitus, latauspistekohtainen mitoitus, kuormanhallinnan toteutus ja taustajärjestelmän vaatimukset. Edelleen kuitenkin merkittävä osa sähköautojen latauspisteiden toteutuksista on heikosti johdettuja. Keskeisimpänä syynä on se, että usein enemmistö osakkaista kokee maksavansa vähemmistössä olevien sähköautoilijoiden latauspisteiden kustannukset. Tällöin keskustelu muuttuu usein hyvin tunnepitoiseksi ja voi jopa riitautua, jolloin kiinteistön elinkaaren kannalta parhaimman ratkaisun sijasta pyritään

äänestävän enemmistön kannalta helppoon, edulliseen ja nopeaan ratkaisuun. Tällöin osakkaat toteuttavat latauspisteen omalla kustannuksellaan, jolloin jätetään tyypillisesti latauslaitteen tehonhallinta, porrastettu mitoitus, järjestelmän laajennettavuus ja taustajärjestelmän ominaisuudet huomiotta. Yksittäisellä osakkaalla ei ole intressiä tai kannustinta toteuttaa kalliimpia ratkaisuja, jotka hyödyttäisivät yksittäisen osakkaan sijaan taloyhtiötä. Taloyhtiö voi kuitenkin asettaa osakashankintana toteutettaville latauspisteille ja sähköistysmuutoksille vaatimuksia, jotka kirjataan asunto-osakeyhtiön yhtiöjärjestykseen [62]. Muussa kuin asuinrakennuksia palvelevassa pysäköinnissä päätöksentekijöiden väliset ristiriidat ovat vähäisempiä.

Osalla sähköautoista on mahdollista hallita auton sisäistä laturia sovelluksen kautta. Tällöin voidaan ajastaa latausta ja toteuttaa implisiittistä joustoa, joko tekemällä kalenteriohjaus vuorokausimarkkinan tai siirtotariffin edullisimpien tuntien mukaan. Osa näistä sovelluksista kykenee myös rajoittamaan auton sisäisen laturin ottaman virran haluttuun arvoon. Tällöin voidaan vähentää latauksen tehoa verkkopalvelumaksun tehotariffin ohjaamana. Tehon rajoittamista voidaan käyttää myös manuaalisena vaihtoehtona teknisten rajoitteiden vuoksi tehtävälle joustolle, mutta tällöin lataustehot jäävät tyypillisesti pienemmiksi, koska auton sisäisen laturin tehonhallinta ei ole dynaaminen.

3.3 Liittymäkoon suurentaminen

Sähköliittymään liittyviä päätöksiä tehdään myös täydennysrakentamisen, saneerauksien, lämmitystapamuutosten sekä sähköautojen latauslaitevalmiuksien rakentamisen yhteydessä. Tyypillisesti mitoituksen ja valinnan tekee asiakkaan edustajana sähkösuunnittelija tai sähköurakoitsija. Lisäliittymien mitoituksia tekeviä niin sanottuja suunnittelevia sähköurakoitsijoita työskentelee pientalojen parissa sekä sähköautojen latauslaitevalmiuksien rakentamisen parissa myös muissa kohteissa.

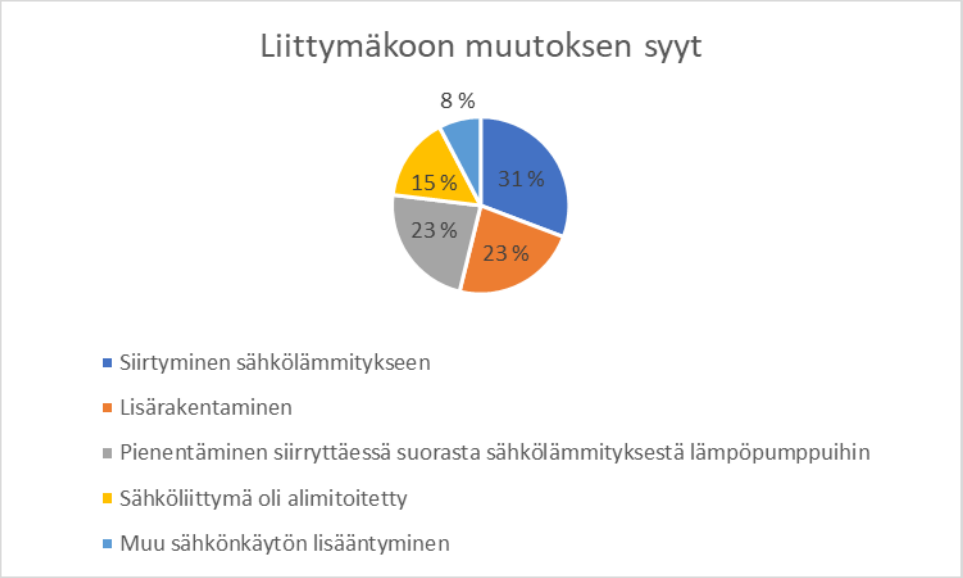
Taloyhtiö -tyyppiasiakkaan tapauksessa liittymäkoon kasvattamista harkitaan usein toimenpide kerrallaan niin, että tehdyt muutokset riittävät mahdollistamaan suunnitellun toimenpiteen, kuten lämmitystapamuutoksen kaukolämmöstä maalämpöön. Maalämpöurakoitsijan sähkösuunnittelija tekee sähköliittymän uuden koon valinnan asiakkaan puolesta. Valinta tehdään perustuen sähkösuunnittelijan suorittamaan huipputehon arviointiin. Huipputehon

arviointiin käytetään sähköliittymän tuntimittaustietoja sekä maalämpöpumpun mitoitustehoa asennusympäristössään. [46]

Yleisintä liittymäkoon kasvattaminen taloyhtiösegmentissä on lämmitystapamuutoksien yhteydessä. Kerrostaloyhtiössä tyypillisesti siirrytään kaukolämpöön, öljyyn tai kaasuun perustuvasta lämmitysjärjestelmästä maalämpöjärjestelmään. Jopa 90 % pääkaupunkiseudulla tehtävistä taloyhtiöiden lämmitystapamuutoksista vaatii sähköliittymän liittymäkoon korottamisen. Maalämpöhankkeissa tyypillisesti mitoitetaan maalämpöpumppu siten, että sillä pystytään tuottamaan 70–100% tarvittavasta huipputehosta, jolloin loput tuotetaan sähkökattilan avulla. Hybridi maalämpöjärjestelmiksi kutsutaan lämmitysjärjestelmiä, jossa vanha lämmitysjärjestelmä toimii maalämpöpumpun rinnalla, jolloin maalämpöpumpun mitoitettava huipputeho laskee noin puoleen tarvittavasta lämmityksen huipputehosta. [55]

Mikäli alle 3 x 63 A pienjänniteliittymien verkkopalvelumaksujen perusmaksun osuus riippuu sulakekoosta, johtaa tämä pientaloasiakkailla muita tarkempaan jouston tarkasteluun. Myös mahdollisuuksia vaikuttaa huipputehoon tarkastellaan herkemmin. [23]

Pientaloasiakkaille tehdyssä kyselyssä selvitettiin sähkölämmittäjien tekemien liittymisoikeus- tai pääsulakemuutosten syitä. Vastaajia oli yhteensä 520 kappaletta, joista 2,7 % oli tehnyt muutoksia ja 7,9 % vastasi ”en tiedä”. Kuvassa 3.2 on esitetty vastaajien kertomia syitä liittymisoikeus- tai pääsulakemuutokseen.



Kuva 3.2. liittymisoikeus- tai pääsulakemuutoksen syyt pientaloissa.

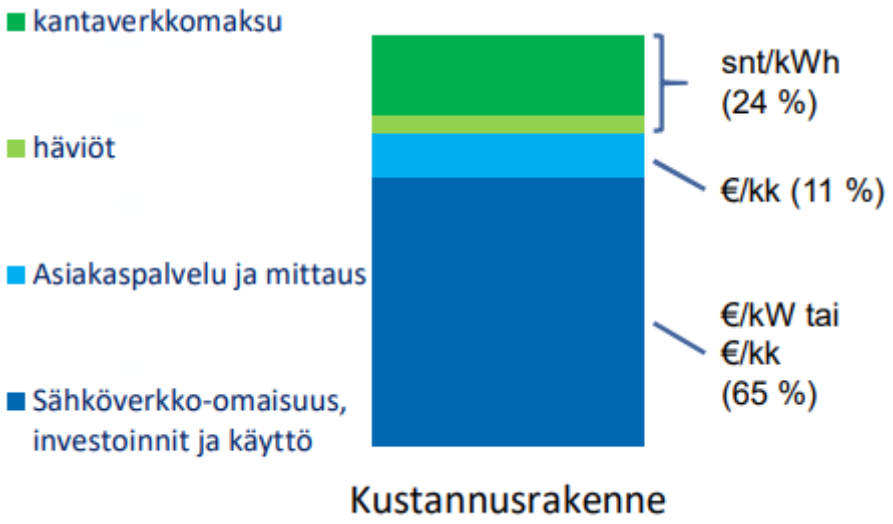
3.3.1 Liittymäkoon pienentäminen

Asiakkaat pienentävät sähköliittymiensä sulakekokoja käytännössä vain silloin, kun siihen on taloudellinen kannustin. Yleisintä sulakekoon pienentäminen on alle 3 x 63 A käyttöpaikoilla, kun verkkoyhtiöllä on käytössä sulakekokoon perustuvat perusmaksut. Sulakekoon pienentäminen on yleisintä lämmitystapamuutosten yhteydessä sekä joillain verkkoyhtiöillä kausiluontoisilla sähkönkulutuspaikoilla, kuten maatilojen viljakuivureilla. Myös implisiittinen jousto voisi mahdollistaa sulakekoon pienentämisen, mutta asiakashaastatteluiden perusteella tämä on todella harvinaista. Syynä ovat sulakekoon pienentämisestä syntyvät mahdolliset työ- ja palvelumaksut sekä asiakkaille syntynyt mielikuva implisiittisestä joustosta mukavuutta vähentävänä toimenpiteenä sekä sähkölämmittäjillä mahdollisen ylikuormituksen ajoittuminen lämmityskaudelle.

Sähkömarkkinalain 24 § mukaan ”Verkkopalvelujen myyntihintojen ja -ehtojen sekä niiden määräytymisperusteiden on oltava tasapuolisia ja syrjimättömiä kaikille verkon käyttäjille” [63]. Tähän vaatimukseen päästään hinnoittelun kustannusvastaavuudella. Helen Sähköverkko Oy:n kustannukset on esitetty kuvassa 3.3. Muuttuvia eli asiakkaiden energian käytön mukaan määräytyviä kustannuksia ovat kantaverkkomaksu ja sähköverkon häviöt tyhjäkäyntihäviötä lukuun ottamatta. Näiden suuruus on yhteensä 24 % ja tämän osuuden kustannusvastaava hinnoitteluperiaate on snt/kWh eli kulutetun energian mukaan kertyvä. Kantaverkkomaksu on talviarkipäivinä (8,8 €/MWh) huomattavasti suurempi kuin muuna aikana (2,5 €/MWh), mikä heijastuu myös verkkopalvelumaksujen rakenteeseen [64]. Kustannuksista 11 % syntyy asiakaspalvelusta ja mittauksesta, jotka ovat kulutetusta energiasta tai toteutuneista huipputehoista riippumattomia kiinteitä kustannuksia. Ne ovat luontevaa hinnoitella kuukausittaisella perusmaksulla €/kk. Sähköverkko-omaisuus, investoinnit ja käyttö muodostavat yhteensä 65 % osuuden verkkoyhtiön kustannuksista. Nämä kustannukset muodostuvat ainakin osittain verkon mitoitustehosta. Tämän osuuden kustannusvastaavaan hinnoitteluun on olemassa vaihtoehtoina tehotariffi sekä sulakepohjainen hinnoittelu.

Jakeluverkon rakenne vaikuttaa merkittävästi siihen, täyttääkö tehomaksu vai sulakepohjainen hinnoittelu paremmin vaatimuksen hinnoittelun kustannusvastaavuudesta. Esimerkiksi haja-asutusalueella, jossa on usein vain muutamia yhden käyttöpaikan sähköliittymiä yhtä

jakelumuuntajaa kohtaan, on sähköverkon mitoitus tehtävä liittymien sulakekokojen perusteella. Kaupunkiolosuhteissa tehojen risteily vähentää yksittäisten käyttöpaikkojen vaikutusta esimerkiksi jakelumuuntajien mitoitukseen [65].



Kuva 3.3. Helen Sähköverkko Oy:n kustannusrakenne vuonna 2017 [66].

Liittymän pienentämistä taloudellisin perustein tehdään myös silloin, kun vaihdetaan liittymätyyppiä keskijänniteliittymästä pienjänniteliittymään. Asiakas voi nähdä tämän perusteltuna, kun sähköenergian kulutus on vähentynyt ja huipputeho on sellaisella tasolla, että pienjänniteliittymä eli tyypillisesti korkeintaan 3 x 1000 A liittymä riittää. Asiakkaalle säästöä syntyy pääasiassa perusmaksuista sekä käytönjohtajan palkkioista. Liittymätyypin vaihtaminen tarkoittaa myös verkkopalvelutuotteen vaihtumista. HSV:n hinnaston [21] mukaisesti energiaperusteiset komponentit kasvavat 17,7 % (talvipäivä) ja 39,7 % (muu aika) sekä tehomaksu 22,3 %. Mikäli asiakas käyttää ulkopuolista konsulttia, tulee verkkopalvelumaksujen vaikutus useimmiten huomioitua liittymätyyppimuutoksen kannattavuutta arvioidessa. Liittymätyypin vaihtaminen ei kuitenkaan ole kovin yleistä, koska investointikustannukset sekä asiakkaalle että sähköverkkoyhtiölle on suhteellisen suuret.

4. VERKKOPALVELU- JA SÄHKÖENERGIATUOTTEET

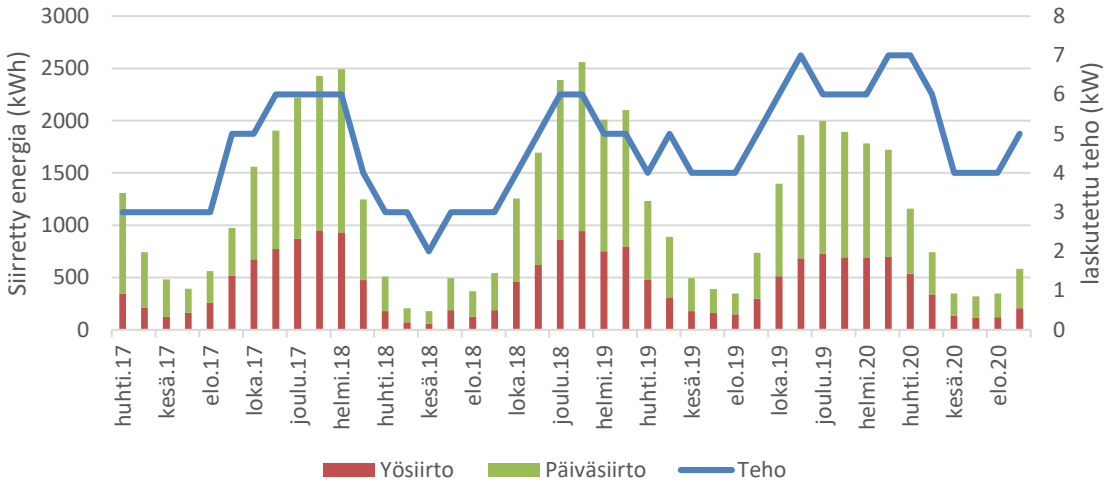
Asiakas tai asiakkaan edustajana toimiva konsultti tekee verkkopalvelutuotteen valitsemiseen sekä sähköenergian hankintaan, pientuotantoon, varastointiin ja lisäpalveluihin liittyviä päätöksiä. Erilaisia verkkopalvelutuotteita ja näiden valintaan liittyvää päätöksentekoa käsitellään luvussa 4.1. Sähköenergian hankintaa ja myynti- tai palvelupaketin sekä sähkönmyyjän valintaa käsitellään luvussa 4.2. Sähkön pien- ja mikrotuotantoa ja sen myymistä käsitellään luvussa 4.3. Sähkövarastoihin ja niiden käyttöön liittyviä valintoja tarkastellaan luvussa 4.4.

4.1 Verkkopalvelutuotteen valinta

Asiakastyypistä riippuen valittavana on eri määrä vaihtoehtoisia verkkopalvelutuotteita. Energiaperusteinen sähkövero peritään siirtolaskulla verkkopalvelutuotteesta riippumatta. Sähköveroluokka määräytyy kohteen käyttötarkoituksen mukaan. Pientaloasiakkailla on tyypillisesti valittavanaan kaksi tai kolme verkkopalvelutuotetta. Muuta kuin sähköön perustuvaa lämmitystä, kuten kaukolämpöä tai öljylämmitystä käyttävillä pientaloasiakkailla tyypillinen verkkopalvelutuote on tyypillisesti nimeltään yleissiirto. Kyseinen verkkopalvelutuote koostuu pelkästään kuukausittaisesta perusmaksusta ja energiaperusteisesta hinnoittelukomponentista. Tällainen verkkopalvelutuote ei kannusta jouston hyödyntämiseen, koska kulutuksen siirtäminen toiseen ajankohtaan tai huipputehon leikkaaminen eivät vaikuta toteutuvaan sähkönjakelun hintaan.

Tyypillisesti varaavaa sähkölämmitystä käyttäville suunnattu verkkopalvelutuote on nimeltään esimerkiksi aikasiirto tai yösiirto. Tyypillisesti tällainen verkkopalvelutuote sisältää perusmaksun lisäksi energiaperusteisen komponentin, jonka suuruus riippuu kulutuksen ajankohdasta. Energiaperusteinen komponentti on edullisempi yöllä eli tyypillisesti kello 22–7. Osalla verkkoyhtiöistä on käytössä myös tehoperusteinen hinnoittelukomponentti kulutuksen ajankohdasta riippuvan energiaperusteisen hinnoittelukomponentin lisäksi. HSV:llä aikasiirtotuotteen tehomaksu määräytyy joka kuukauden kolmanneksi suurimman mitatun tunnin keskitehon perusteella. Yösiirron aikana eli kello 22–7 mitatuista tehoista huomioidaan 80 %. Pien- ja keskijännitetehosiirtotuotteilla tehomaksu määräytyy arkipäivinä kello 7–21 mitatun suurimman tunnin keskitehon mukaan. Aikasiirtotuotteen tehomaksu 1,59 €/kW on varsin pieni verrattuna pienjännitetehosiirtotuotteen tehomaksuun 5,58 €/kk.

Kuvassa 4.1 on esitetty erään aikasiirtotuotteella olevan pientalokohteen kuukausittaisin päivä- ja yötariffilla verkosta otettu energia sekä tehomaksun perusteena ollut teho. Kohteessa on sähköön perustuva lämmitys sekä kesäkuussa 2019 käyttöönotettu 5 kW_p:n aurinkovoimala. Taulukossa 4.1 on esitetty kohteen sähkönsiirtomaksut eriteltynä eri verkkopalvelutuotteiden komponenttien mukaan. Erittelyssä ei ole mukana sähköveroa, koska se on samansuuruinen verkkopalvelutuotteesta riippumatta. Tehomaksun osuus asiakkaan sähkönsiirtolaskusta on ollut kohteessa keskimäärin 15 %.



Kuva 4.1. Pientalokohteen kuukausittainen verkosta otettu energia sekä maksuperusteena ollut teho.

HSV:n sähkölämmitystä käyttäville pientaloasiakkaille suunnatussa kyselytutkimuksessa selvisi, että suurimmalle osalle aikasiirtotuotetta käyttävistä asiakkaista ei ole selvää, mitä sähkönsiirtotuote tarkoittaa. Tyypillisesti sähkönsiirtotuotteen ymmärrettiin tarkoittavan sähkönmyyntituotetta ja siirtotuotteen valinta kerrottiin tehtävän esimerkiksi hintavertailusivustojen tai sähkönmyyjien määräaikaistarjousten perusteella. Vain murto-osa vastaajajoukosta oli tietoisia siitä, että asiakas voi valita itselleen edullisimman siirtotuotteen.

Taulukko 4.1. Pientalokohteen verkkopalvelutuotteiden komponenttien osuudet asiakkaan siirtomaksusta.

Siirtotuote	Yleissiirto			Aikasiirto				
Tarkastelu-jakso\hin-noittelu-komponentti	Perus-maksu	Siirto-maksu	Yhteensä	Perus-maksu	Tehomaksu	Yösiirto	Päiväsiirto	Yhteensä
1.7.2019-30.6.2020	66,12 €	585,10 €	651,22 €	210,00 €	108,12 €	75,92 €	226,68 €	620,72 €
	10 %	90 %	100 %	34 %	17 %	12 %	37 %	100 %
1.7.2018-30.6.2019	66,12 €	652,30 €	718,42 €	210,00 €	84,27€	79,81 €	261,98 €	636,06 €
	9 %	91 %	100 %	33 %	13 %	13 %	41 %	100 %
1.7.2017-30.6.2018	66,12 €	597,35 €	663,47 €	210,00 €	82,68 €	79,96 €	226,73 €	599,37 €
	10 %	90 %	100 %	35 %	14 %	13 %	38 %	100 %

Asunto-osakeyhtiöiden kiinteistökulutuksen käyttöpaikoille valittava verkkopalvelutuote riippuu kohteen pinta-alasta, lämmitysmuodosta ja sähköautojen latauspisteiden määrästä. Kiinteistökulutuksen käyttöpaikan verkkopalvelutuote otetaan tyypillisesti annettuna eikä sen vaihtamista tarkastella välttämättä edes sähkönkulutusprofiilin muuttuessa. Lämmitys- ja jäähdytysratkaisuja hankitaan myös taloyhtiöissä paljon palveluna. Tällöin maalämpöpumppuratkaisu ei vaikuta taloyhtiön kiinteistökulutuksen sähkönkäyttöpaikan verkkopalvelutuotteen valitsemiseen, koska palveluntarjoaja perustaa maalämpöpumpulle uuden käyttöpaikan omalla mittauksellaan.

Keskijänniteverkkoon liitetyissä useamman eri toimijan käyttämissä kohteissa käytetään useimmiten tilakohtaisia alamittauksia. Alamittaukset voivat olla asiakkaan omia ryhmä- tai jakokeskusten energiankulutuksen mittauksia tai verkkoyhtiön AMR-alamittauksia, jolloin alamittaus muodostaa oman käyttöpaikan. Jos alamittaus toteutetaan verkkoyhtiön toimesta, valitaan käyttöpaikalle verkkopalvelutuote sen etuvarokkeen mahdollistamista vaihtoehdoista. Tällöin energiaperusteiset hinnoittelukomponentit ovat huomattavasti suuremmat päämittauksen keskijännitetehotuotteeseen verrattuna. Verkkoyhtiön alamittauksista myös laskutetaan palvelumaksua mittauksien lukumäärän mukaan. Vaikka liittymän verkkopalvelumaksujen summaa tarkasteltaessa asiakkaan omat alamittaukset mahdollistaisivat huomattavat säästöt perusmaksuissa ja energiaperusteisissa tariffeissa, verkkoyhtiön toteuttamia alamittauksia suositaan hallinnollisen helppouden ja sähkönmyyntisopimusten valinta- ja kilpailutusmahdollisuuden vuoksi. Verkkopalvelumaksujen kohdentuminen käyttöpaikoille on myös osittain syynä siihen, että hintaohjaus liittymätyyppien välillä ei täysin toimi useamman käyttöpaikan kohteissa. Taulukossa 4.2 on esitetty erään kaukolämmitetyn toimitila- ja palvelurakennuksen verkkopalvelumaksujen jakautuminen eri komponenteille nykyisellä

pienjännitetehotuotteella sekä keskijännitetehotuotteella. Kuvasta voidaan todeta, että hinta-ohjaus ei ole vaikuttanut verkkopalvelutuotteen ja liittymätyypin valintaan. Komponenttien suhteelliset osuudet eivät merkittävästi muutu. Ylemmälle jänniteportaalle siirryttäessä yksikköhintojen laskiessa myös huipunleikkauksesta saatava taloudellinen hyöty vähenee 18 %.

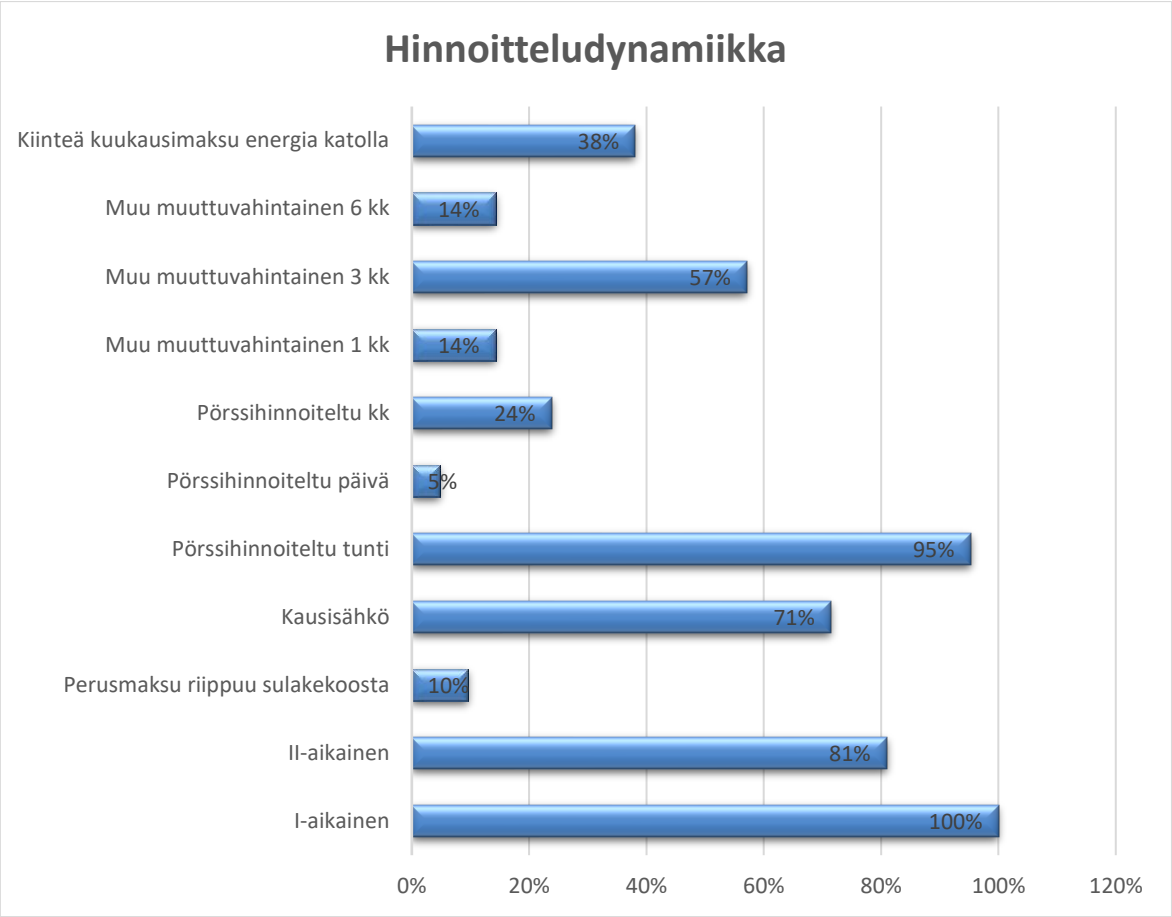
Taulukko 4.2. Toimitila- palvelurakennuksen verottomien verkkopalvelumaksujen jakautuminen eri komponenteille.

Pienjännitetehosiirto					Keskijännitetehosiirto				
Teho-maksu	Muu aika	Talvipäivä	Perus-maksu	Yhteensä	Teho-maksu	Muu aika	Talvipäivä	Perus-maksu	Yhteensä
4,5 €/kk	0,88 c/kWh	1,66 c/kWh	26 €/kk		3,68 €/kk	0,63 c/kWh	1,41 c/kWh	175 €/kk	
24 282 €	16 377 €	4 4772 €	312 €	**45 449 €**	19 857 €	11 724 €	3 803 €	2 100 €	**37 485 €**
53,43 %	36,04 %	9,85 %	0,69 %	100,00 %	52,97 %	31,28 %	10,15 %	5,60 %	100,00 %

Osalla jakeluverkkoyhtiöistä on verkkopalvelutuotteiden tehomaksuille asetettu minimiteho, jonka mukaan tehomaksua laskutetaan, vaikka kuukauden toteutunut huipputeho olisi tätä pienempi. Tämä tehomaksun minimiteho toimii huipputehon leikkauksessa raja-arvona, jota pienemmäksi hupputehoa ei ole kannattavaa leikata. Minimitehon käyttäminen osana verkkopalvelutuotteen tehomaksun määräytymisperustetta voi asiakkaan tehontarpeesta ja kulutusprofiilista riippuen heikentää merkittävästi omaan käyttöön toteutettavasta joustosta saatavaa taloudellista hyötyä. Toisaalta minimitehon alittuessa huipputehon leikkaukseen priorisoitujen joustoresurssien käyttötunteja vapautuu hyödynnettäväksi vuorokausimarkkinalla tai eksplisiittisessä joustossa.

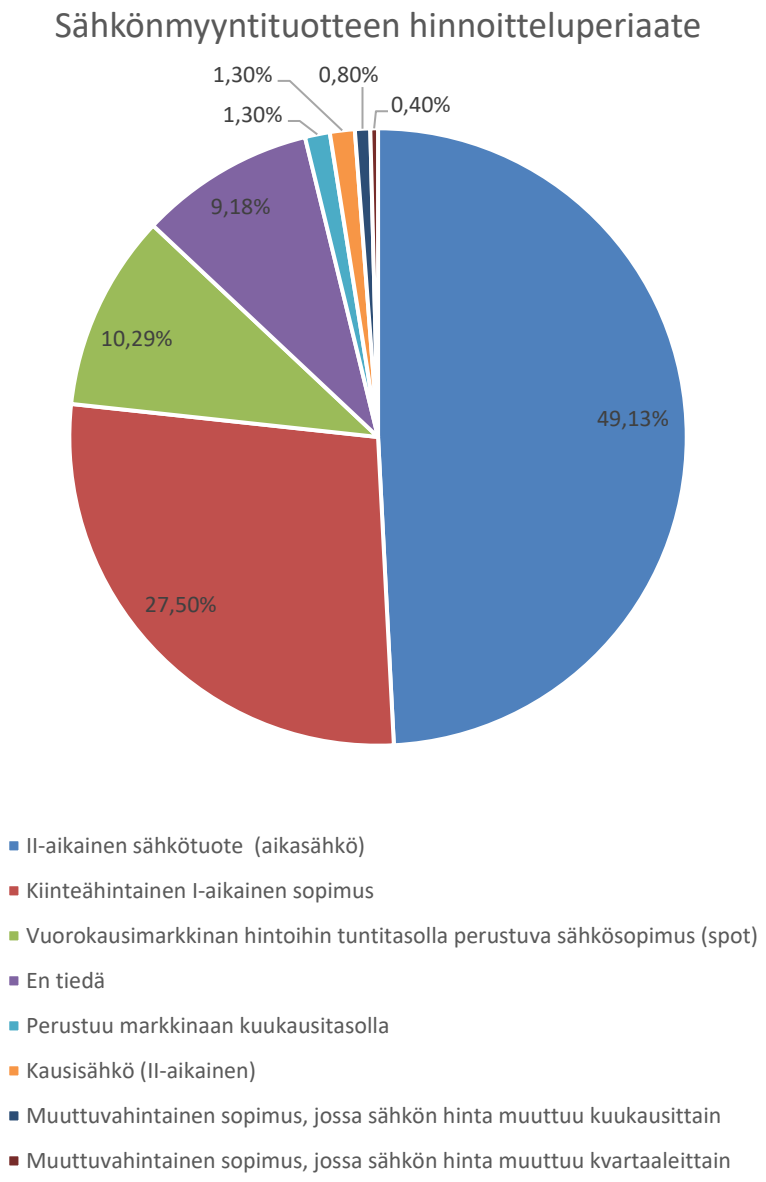
4.2 Sähköenergian hankinta

Asiakas tai tämän edustaja valitsee hinnoitteludynamiikan, jonka mukaan asiakkaan sähköenergian hankintakustannukset muodostuvat. Kuluttajilla vaihtoehtoiset sähköenergian hinnoitteludynamiikat ovat vuorokausimarkkinan hintoja seuraava hinnoittelu, aika- tai kausisähkötuotteet, kiinteähintaiset sopimukset ja toistaiseksi voimassa olevat hitaasti sähkön markkinahintaa seuraavat sähkönmyyntituotteet. Kuluttajille tarjottavia sähkötuotteita vertailtiin 21 suurimman sähkönmyyntiyhtiön kesken. Kuvassa 4.2 on esitetty erilaisten hinnoitteludynamiikkojen yleisyyksiä. Vertailussa mukana olleet yhtiöt on listattu liitteessä (liite 2). Vertailtavat yhtiöt ovat anonymisoitu.



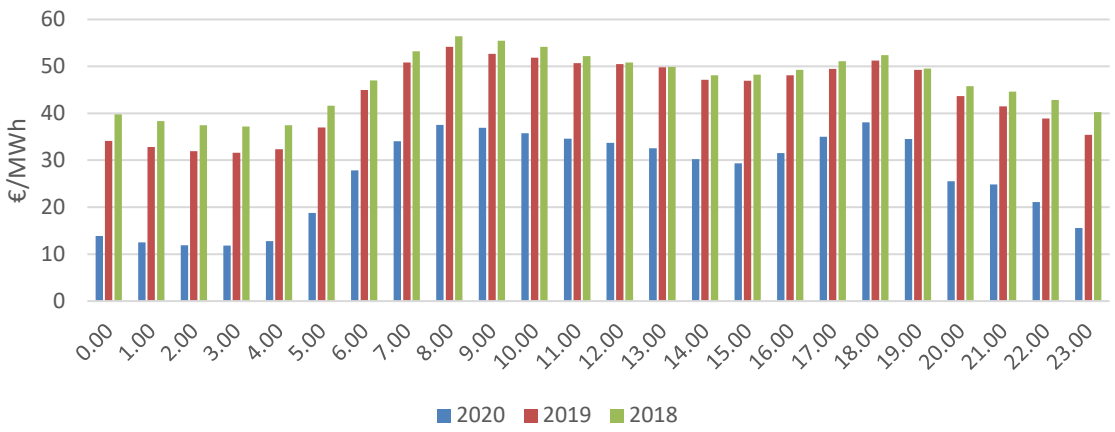
Kuva 4.2. Kuluttajille tarjottavien sähkötuotteiden hinnoitteludynamiikkojen yleisyydet. Prosenttiosuus kertoo kuinka suuri osuus vertailtavista yhtiöistä (liite 2) tarjoaa kyseistä tuotetta.

Kuvassa 4.3 esitetty HSV:n aikasiirtotuotetta käyttävien pientaloasiakkaiden kyselytutkimuksessa antamat vastaukset käytössä olevasta sähkönmyyntituotteesta. Vastauksia oli yhteensä 522 kappaletta. Vastaajien talojen lämmönlähteenä olivat erilaiset sähköön perustuvat lämmitysjärjestelmät, kuten suora tai varaava lattialämmitys ja lämpöpumppuratkaisut. Vastaajilla on siis pientaloasiakkaista suurin joustopotentiaali. Hieman yli puolet vastaajista kertoo käyttävänsä jotakin muuta kuin verkkopalvelutuotteen mukaisesti yö- ja päivähinnoiteltua 2-aikatuotetta. Vuorokausimarkkinaan tuntitasolla perustuvia sähkönmyyntuotteita oli 10 %:lla vastaajista. Jopa 9 % vastaajista ei tiennyt sähkönmyyntituotteensa hinnoitteluperiaatetta. Vastaajista 79 % kertoi vertailleensa myyntituotetta valitessaan sen taloudellisia vaikutuksia verrattuna muihin vaihtoehtoihin.



Kuva 4.3. Aikasiirtotuotetta käyttävien pientaloasiakkaiden sähkönmyyntuotteiden hinnoitteluperiaatteet.

Kuvassa 4.4 on esitetty vuorokausimarkkinan Suomen aluehintojen eri tuntien keskiarvot vuosina 2018 ja 2019 sekä 2020 ajalta 1.1.2020–22.11.2020. Päivä- ja yöajan tuntien (kello 07–22 ja 22–07) arvonlisäverollisten hintojen keskiarvojen erotukset olivat 13,04 €/MWh, 17,03 €/MWh ja 20,71 €/MWh.



Kuva 4.4. Vuorokausimarkkinan Suomen aluehintojen eri tuntien keskiarvot vuosina 2018 ja 2019 sekä 2020 ajalta 1.1.2020–22.11.2020. Tiedot lähteestä [67].

Luvussa 2.23, 2.24 ja 2.25 esitellyissä haastatteluissa selvisi, että keskisuurilla ja suurilla sähkön käyttäjillä tärkeimpänä kriteerinä hinnoitteludynamiikan valitsemiseen oli sähkön hankinnan kustannuksien ennustettavuus. Useimmiten sähkön hankintakustannusten ennustamisen oli oltava hinnan osalta tarkkaa vähintään vuodeksi eteenpäin. Karkeasti alle 2 GWh vuodessa sähköä kuluttavat toimijat suosivat kiinteähintaisia ja määräaikaisia sopimuksia. Näissä sopimuksissa sähkönmyyntiyhtiö kantaa asiakkaan puolesta sekä hinta- että profiiliriskin kokonaisuudessaan. Hintariskillä tarkoitetaan day ahead-markkinoiden eli vuorokausimarkkinoiden hinnan vaihtelusta aiheutuvaa riskiä. Hintariskiä vastaan voidaan suojautua pörssien tarjoamien suojausinstrumenttien avulla. Nämä suojaustuotteet ovat vakiotehoisia, kun taas yksittäisen asiakkaan kulutusprofiili voi vaihdella voimakkaastikin. Tätä tasatehoisten suojaustuotteiden ja asiakkaan kulutusprofiilin välistä eroa kutsutaan profiiliriskiksi. Edellä mainituitten kiinteähintaisten sopimusten osalta on tyypillistä, että sähkönmyyntiyhtiö hinnoittelee profiiliriskistä muodostuvan profiilikulun kulutusennusteen avulla siten, että keskiarvosta poikkeavat yli- tai alisuojatut osat hinnoitellaan edellisten vuosien vuorokausimarkkinoiden tuntihintojen ja valitun suojaustuotteen hinnan erotuksen avulla. Pienyrityksille ja muille pienemmille sähkönkäyttäjille, joiden määritelty suurin mahdollinen vuosienergia on sähkönmyyntiyhtiöstä riippuen 100–500 MWh, ei tyypillisesti lasketa profiilikustannusta kulutusennusteen avulla.

Edellä mainittujen kiinteähintaisten profiilimaksun sisältävien sopimusten käyttäminen johtaa siihen, että asiakas ei voi käytännössä hyötyä implisiittisestä kysyntäjoustosta sähkön hankinnan osalta. Haastatteluiden perusteella on tyypillistä, että implisiittisestä joustosta saatava taloudellinen hyöty mielletään suhteellisen pieneksi, jolloin sähkön hankintahinnan

hyvä ennustettavuus vaikuttaa tehtävään valintaan eniten. Yrityksien tai julkisen sektorin toimijoiden sähkönhankintasopimuksilla on tyypillisesti useita sähkönkäyttöpaikkoja, jolloin kohdekohtaiset erot kulutusprofiilissa voivat tasaantua. Keskitetyt sähkönhankintasopimukset johtavat usein siihen, että yksittäisten käyttöpaikkojen soveltuminen implisiittiseen joustoon ei riitä sopimustyypin vaihtamiseen. Keskitetyillä sopimuksilla tavoitellaan mittakaavaetua sähköenergian hankinnassa yhdistetyn kilpailutuksen, pienempien käyttöpaikkariippuvaisten kiinteiden kulujen ja sähkönhankintaan liittyvien hallinnollisten toimien keskittämisen osalta. Tämä johtaa siihen, että rakentamiseen tai kiinteistöjen toimintaan liittyvien valintojen tekijät eivät välttämättä ole tietoisia sähkönhankintamallista tai eivät voi vaikuttaa siihen. Tällöin myös kiinteistöihin liittyviä valintoja tekevien henkilöiden, kuten kiinteistöpäällikön tai käytönjohtajan onnistumista mitataan muulla tavalla kuin sähkönhankinnan kokonaiskustannuksien kehittymisellä. Mittareina voivat olla sähkön käytön keskeytymättömyys tai energiankulutuksen pienentäminen.

Osalla myyntiyhtiöistä on tarjolla myös vaihtuvahintaisia määräaikaisia sopimuksia. Näissä laskutusperusteena oleva energiahinta määräytyy usein sähkönmyyntiyhtiön yhteishankintasalkun toteutuneen sähkön hinnan perusteella, joka tarkistetaan kuukausittain. Vaihtuvahintaisissa tuotteissa ei tyypillisesti tarkasteta asiakaskohtaista profiilikustannusta, eikä sitä myöskään laskuteta erikseen asiakkaalta. Tämä johtuu siitä, että sopimustyyppiä tarjotaan vain asiakkaille, joiden vuosikulutus on vähäistä suhteessa yhteishankintasalkun kokoon eli tyypillisesti alle 300 MWh vuodessa.

Suuret sähkönkäyttäjät tyypillisesti hoitavat sähkön hankinnan erilaisten salkunhoitosopimusten avulla, jolloin asiakkaan sähkönhankinta suojataan ainakin osittain johdannaisten avulla. Haastatellun joukon osalta oli yleisempää, että johdannaiset hankitaan sähkönmyyntiyhtiön taseeseen asiakkaan taseen sijaan. Asiakkaalla on tyypillisesti mahdollisuus päättää, kuinka suuri osuus kulutusennusteesta halutaan hinnan osalta suojata. Myyntiyhtiöstä ja sopimustyypistä riippuen asiakkaalla voi olla mahdollisuus antaa sähkönmyyjän tehdä itsenäisiä kiinnityspäätöksiä tai sitten hyväksyä kiinnitykset yksittäin. Tarkemmasta sopimustyypistä riippuen myös profiilikustannukset voivat sisältyä sopimukseen tai olla toteuman mukaan laskutettavia, jolloin profiiliriski jää asiakkaan vastuulle. Mikäli asiakas kantaa profiiliriskin, on hänellä mahdollisuus hyötyä implisiittisestä kysyntäjoustosta pienentämällä profiilikustannuksiaan. Asiakkaiden näkökulmasta saatava taloudellinen hyöty jää kuitenkin vähäiseksi tehtyjen hinnansuojaustoimenpiteiden vuoksi. Haastatelluilla asiakkailla ei ollut

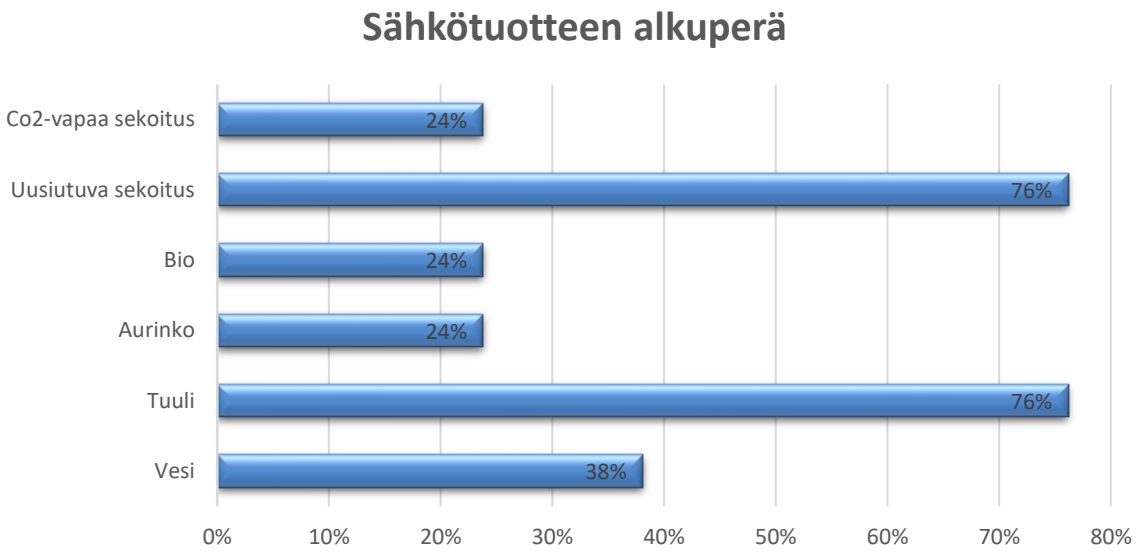
käytössä vaihtuvahintaista yhteishankintasalkkuun perustuvaa sopimusta, mutta koska kyseisessä sopimustyypissä asiakkaan maksama sähkön hinta ei määräydy vuorokausimarkkinan hinnoista, voidaan olettaa, että asiakkaalla ei ole mahdollisuutta implisiittiseen joustoon ilman sopimustyypin vaihtamista.

Edellä mainittujen keskisuurten ja suurten sähkönkäyttäjien sähkönhankintaan liittyvissä sopimuksissa on useimmiten määritelty kulutusennusteen ennustevirheen sallittu taso. Haastatteluiden perusteella asiakkailla ei aina ollut varmuutta määritellyn ennustevirheen rajoista eikä välttämättä tietoa siitä, rajoittaako se mahdollisuuksia joustoon. Useimmiten ennustevirhe oli 10 %, mutta niin ennustevirheen sallitussa määrässä kuin sen tarkastelujakson pituudessa oli suurta vaihtelua. Haastatteluiden perusteella ennustevirheen määrittely sopimuksella ei useimmiten vaikuta asiakkaan päätökseen valita tietty sopimus tai sähkönmyyntiyhtiö. Luonnollisesti tietyillä toimialoilla, joissa kulutusennusteen muodostaminen riittävän tarkasti on todella haasteellista, on ennustevirheen ja siihen liittyvän korvausvastuun määrittelyllä vaikutusta sopimuksen valintaan. Sallitulla ennustevirheellä voi olla vaikutusta asiakkaan mahdollisuuteen tai kiinnostukseen osallistua erityisesti eksplisiittiseen joustoon, jos markkinalle tarjotaan vain kulutusta tai tuotantoa, ja aktivointeja markkinalle on paljon suhteessa asiakkaan vuosittaiseen energiankulutukseen. Muilta osin asiakkaat eivät kokeneet, että sähkönhankintasopimus vaikuttaisi päätökseen osallistua tai olla osallistumatta eksplisiittiseen kysyntäjoustoon.

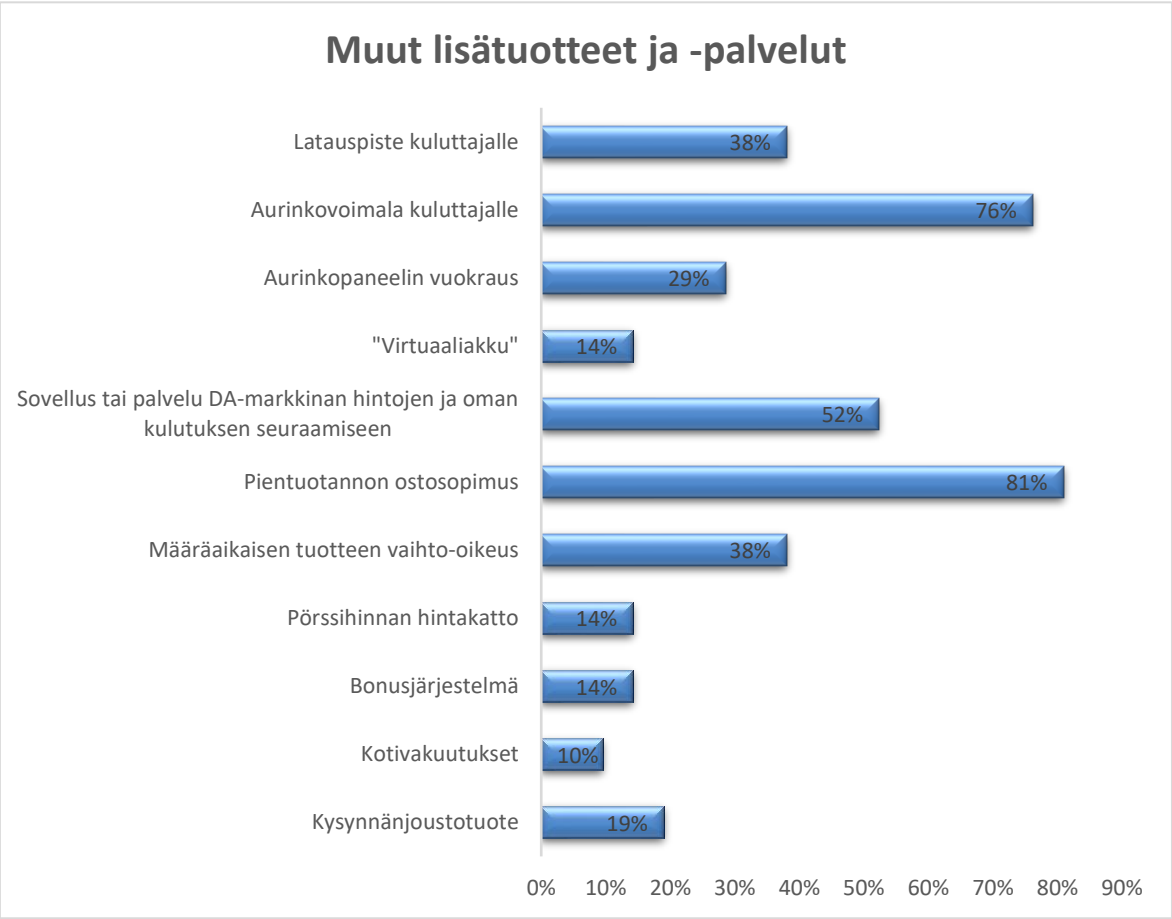
4.2.1 Myyntituotteen tai palvelupaketin valinta

Varsinkin suuremmat sähkönkäyttäjät olivat kiinnostuneita palvelupaketista, joissa eksplisiittinen jousto, sähkön hinnan suojaus ja sähkön hankinta yhdistettäisiin yhdeksi palveluksi. Tällöin asiakkaan ohjattavat joustoresurssit olisivat palveluntarjoajan vapaassa käytössä, jonka tehtävänä puolestaan olisi sähkönhinnan minimointi asiakkaan sallimissa rajoissa. Osalle haastatelluista toimijoista sähkön toimitusvarmuus on tuotantoprosessin tai omien asiakkaidensa vaatimusten vuoksi niin merkittävä tekijä, että se sulkee esimerkiksi varavoiman UPS-laitteiden kysyntäjoustokäytön pois. He olisivat kuitenkin kiinnostuneita tarjoamaan kysyntäjoustoa palveluntarjoajan kautta markkinapaikoille, mikäli palveluntarjoaja kantaisi riskin mahdollisesta sähköntoimituksen keskeytymisestä. Tällaiselle SLA (Service Level Agreement) sopimuksella määriteltäisiin joustoelementtien käytön lisäksi asiakkaan vaatiman toimitusvarmuuden taso sekä toimitusvarmuuslupauksen rikkomisesta koituvat korvaukset.

Kuluttajille on tarjolla runsaasti erilaisia sähkön alkuperään liittyviä lisätuotteita. Kuvassa 4.5 on esitelty yleisimpiä sähkön alkuperään liittyviä lisätuotteita. Alkuperätuotteiden lisäksi myös muut lisätuotteet, kuten aurinkopaneelin vuokraus, määräaikaisen sopimuksen vaihto-oikeus ja kysyntäjoustotuotteet ovat yleistyneet. Näiden lisätuotteiden yleisyyttä on esitelty kuvassa 4.6. Vuonna 2014 tehdyssä selvityksessä yksikään pohjoismainen sähkönmyyntiyhtiö ei tarjonnut kysyntäjoustotuotteita asiakkailleen [68]. Myös ”pörssisähkön” eli vuorokausimarkkinan hintoja noudattavien sopimusten yleisyys on kasvanut merkittävästi.



Kuva 4.5 Sähkön alkuperään liittyvien lisätuotteiden yleisyys.



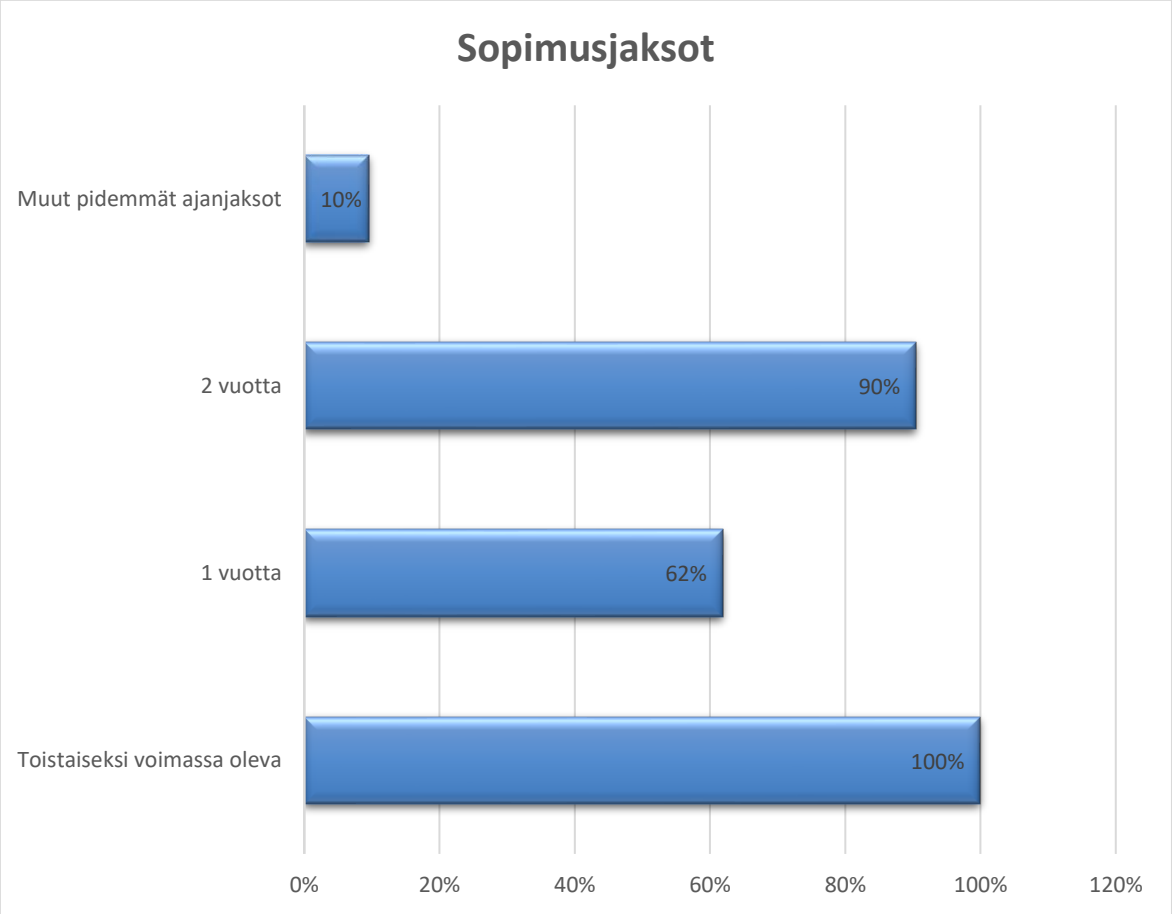
Kuva 4.6. Kuluttajille tarjottavien lisätuotteiden tarjonta.

4.2.2 Sähkön myyjän valinta

Kuten luvussa 4.2.1 todettiin, vaikuttaa asiakkaan valitsemaan sähkönhankintasopimukseen käytettävän sähkön määrä, kulutuksen ennustettavuus, tarve kustannusten ennustettavuudelle sekä halukkuus kantaa profiiliriski itse. Tyypillisesti suuri määrä sähkönmyyntiyhtiöitä pystyy tarjoamaan sopimusta määritettyyn tarpeeseen. Mitä suurempi sähkönkulutus on, sitä vähemmän on sähkönmyyntiyhtiöitä, jotka kykenevät tarjoamaan. Sähkönmyyntiyhtiön valinnan osalta tehdään paljon sekä pelkän hinnan kilpailuttamiseen perustuvaa eli faktaperusteista että asiakkaan ja myyntiyhtiön väliseen luottamukseen perustuvaa eli tunneperusteista päätöksentekoa. Tunneperusteinen valinta liittyy tyypillisesti henkilösuhteiden lisäksi esimerkiksi asiakkaan kokemiin myyntiyhtiön onnistumisiin tai epäonnistumisiin suojausinstrumenttien hankinnassa.

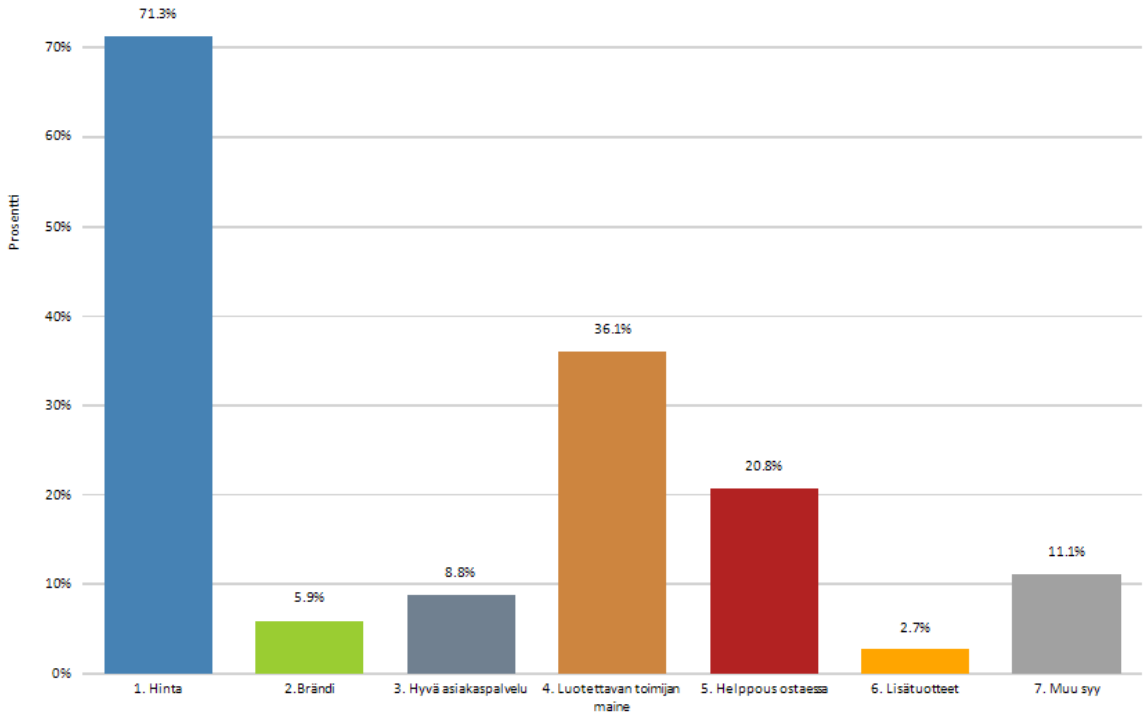
Kiinteähintaisia sopimuksia kilpailutetaan aktiivisemmin kuin salkunhoitosopimuksia tai muita vastaavia sopimuksia, joissa asiakkaan maksama sähkönhinta perustuu ainakin osittain sähkönmyyjän onnistumisiin asiakaskohtaisissa sähkönhinnan kiinnitystoimenpiteissä. Kiinteähintaisissa tarjouksissa on harvoin kerrottu myyjän marginaalia, jolloin asiakkaan suorittama hintavertailu voi olla haastavaa. Tällöin vertailuun saatavat tarjoukset on laskettu aina hieman eri ajankohtana tarkastettujen kaupankäyntikurssien mukaan. Reaaliaikaisia tarjouksia on useimmiten mahdotonta saada, jos tarjous vaatii profiilikustannuksen laskemisen asiakkaan kulutusennusteella.

Kuluttaja-asiakkailla on valittavana tyypillisesti toistaiseksi voimassa oleva sekä 6 kuukauden, yhden vuoden tai kahden vuoden määräaikaisia sopimuksia. Kuvassa 4.7 on vertailtu luvussa 4.2 esitellyn sähkötuotevertailun perusteella erilaisten kuluttajille suunnattujen tuotteiden sopimusjaksoja.



Kuva 4.7. Kuluttajille tarjottavia sopimusjaksoja.

Sähkölämmitystä käyttävien pientaloasiakkaiden kyselyyn vastanneista 1,7 % kertoi vaihtavansa tai päivittävänsä sähkönmyyntituotetta korkeintaan 1 vuoden välein, 59,2 % 2–3 vuoden välein ja 39,1 % harvemmin kuin 3 vuoden välein. Asiakkailta kysyttiin myös, mikä vaikutti nykyisen sähkönmyyntiyhtiön valintaan. Merkitseviä asioita sai valita korkeintaan 2. Vastausten jakautuminen on esitetty kuvassa 4.8



Kuva 4.8. Pientaloasiakkaiden kyselyyn vastanneiden sähkömyyjän valintaan eniten vaikuttavat tekijät.

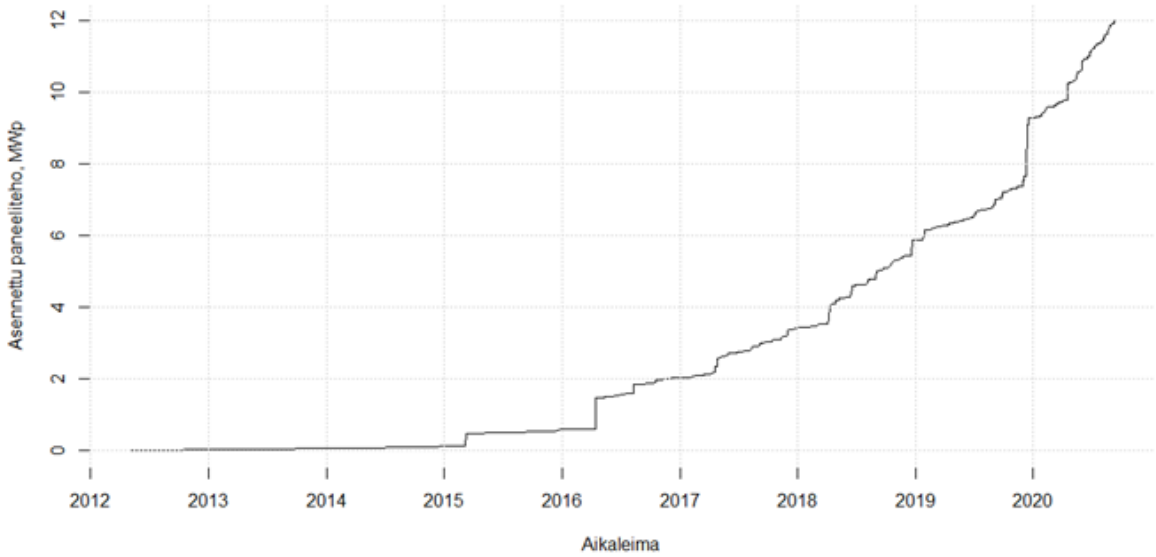
Kyselyn tuloksien perusteella kuluttajien sähkönmyyntiyhtiön valintaan vaikuttaa eniten hinta, luotettavan toimijan maine sekä helppous ostaessa. Asiakkaiden kertomista muista syitä yleisin oli jakeluverkkoyhtiön ja sähkönmyyjän yhteislaskun saaminen.

4.3 Oma tuotanto

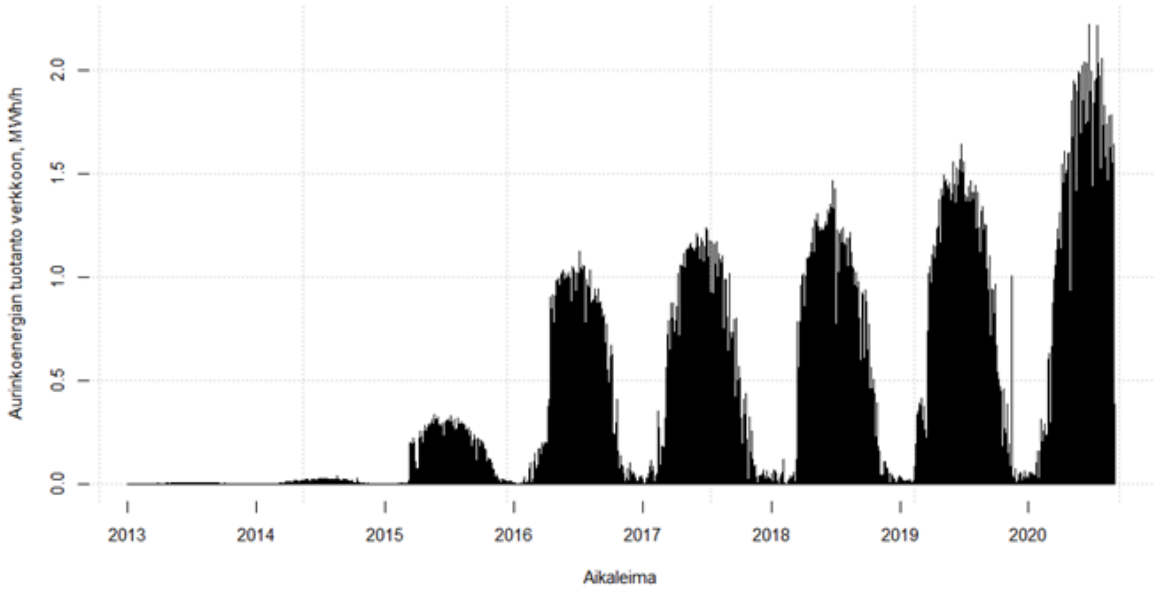
Aurinkovoimatuotanto on kasvanut Helsingissä todella nopeasti viimeisen seitsemän vuoden aikana. Kuvassa 4.9 on esitetty asennetun aurinkopaneelitehon kehitys Helsingissä ja kuvasta 4.10 nähdään, miten näiden aurinkovoimaloiden verkkoon tuottama teho on kehittynyt. Asennettu aurinkopaneeliteho on kasvanut 1.9.2015–1.9.2020 välisenä aikana noin 0,5 MW_p:sta noin 12 MW_p:iin eli yhteensä 2400 % viiden vuoden aikana [22]. Vastaavasti paneeleiden verkkoon syöttämä tunnin keskiteho on kasvanut 0,35 MW:sta 2,2 MW:iin eli noin

630 %. Vuonna 2020 sähköverkkoon liitetystä pientuotannosta 80 % hyödynnettiin asennuskohteessa ja 20 % syötettiin verkkoon.

Vuoden 2015 heikkoa omakäyttöastetta selittää osaltaan Suvilahden 0,34 MW_p:n aurinkovoimalan valmistuminen maaliskuussa 2015 [69], koska aurinkovoimala tuotti valmistuessaan merkittävän osuuden verkkoon. Haastatelluista asiakkaista pientaloasiakkaita lukuun ottamatta kaikki kertoivat 100 % omakäyttöasteen olevan keskeinen kriteeri aurinkovoimalan mitoittamisessa kiinteistöön.



Kuva 4.9. Asennettu aurinkopaneeliteho Helsingissä. [22]



Kuva 4.10. Aurinkovoimaloiden verkkoon syöttämä teho Helsingissä 2013–2020. [22]

Erityisesti pientaloissa kesäkautena sähkönkulutus on usein kattopinta-alan mahdollistamaan aurinkosähkön tuotantokapasiteettiin verrattuna vähäistä. Pientuotannon kannattavuus on sitä parempi, mitä suurempi osa tuotannosta saadaan käytettyä itse. Omakäyttöasteen parantamiseksi asiakas voi hyödyntää implisiittistä joustoa. Tämä tarkoittaa erityisesti joustavan sähkökuorman ajoittamista, ajastamista tai relekytkettyä ohjausta tunneille, jolloin aurinkosähköä tuotetaan eniten. Invertteriltä ja AMR-mittarilta saatavat tuotanto- ja kulutustiedot auttavat kuluttajia ajoittamaan sähkökulutusta, mutta tällaista joustoa on vaikea arvioida tai todentaa. Myös lämminvesivaraajien releohjausta toteutetaan sekä kalenteriohjauksena että invertterin tuotantotiedon mukaan. Pientuotannon omakäyttöasteen parantamiseksi toteutettava jousto tehdään siis tyypillisesti ilman palvelutarjoajan rajapintaa tai ohjaussignaalia.

Haastatteluiden ja pientaloasiakkaille tehdyn kyselytutkimuksen perusteella erityisesti pientaloihin tarjottavista aurinkosähköjärjestelmistä suurin osa mitoitetaan joko vuosienergian perusteella tai täysin ilman kulutustietoja. Tällöin pientuotannon arvioitu omakäyttöaste ei ole asiakkaan tiedossa valintaa tehdessä. Pientuotannon valinnassa, mitoituksessa tai mahdollisen taloudellisen hyödyn arvioimisessa ei kuluttaja-asiakkaiden osalta useimmiten käytetä asiakkaan todellisia sähkönhankintakustannuksia. Yleisesti käytetään kiinteää sähkönhankinnan yksikkökustannusta, jossa on oletettu sähköenergian ja -veron lisäksi myös verkkopalvelumaksujen olevan täysin energiaperusteisia sekä kulutuksen ajankohdan ja tehon suhteen vakiota. Luvussa 4.1 esitetty esimerkki tyypillisestä pientalosta osoittaa, että verkkopalvelumaksuista 50 % perustuu muuhun kuin kulutettuun energiaan. Energiaperusteisten maksujen osuuden voi olettaa pienenevän, mikäli tavoitteena on saavuttaa täysin kustannusvastaava hinnoittelurakenne. Tällöin energiaperusteisten komponenttien osuus olisi 24 %. Tehomaksun osalta maksuperusteena olevaa kuukausittaista huipputehoa voi olla mahdollista pienentää aikana, jolloin ylituotantoa syntyy. Tämä ajanjakso on noin 4–6 kuukautta ja riippuu voimakkaasti esimerkiksi lämmitysmuodosta ja voimalan omakäyttöasteesta. Tällöin valoisien tuntien ulkopuolelle ajoittuvia kulutushuippuja muodostavaa kulutusta, kuten käyttöveden lämmitystä siirretään vähintään osittain potentiaalisille ylituotantotunneille. Tällöin taloudellista hyötyä tavoitteleva asiakas toteuttaa joustoa omaan käyttöön kaksiaikatariffin hintaohjauksen vastaisesti, koska tehomaksua ja ostettavan sähkön määrää pienentämällä saavutetaan tariffieroa suurempi säästö. Jos kuukausittaisen kulutushuipun muodostaa jokin illalle ajoittuva sähkökuorma, jonka käytön siirtäminen heikentää merkittävästi käyttö-

tai asumismukavuutta, kuten sähkökiuas, on tehohuipun pienentäminen kulutusta ajoittamalla hyvin epätodennäköistä.

FinSolar aurinkosähköä taloyhtiöihin -hankkeessa [70] tutkittiin kansallisesti monistettavaa sekä taloudellisesti kannattavaa mallia taloyhtiöiden aurinkosähkön tuotantoon. Hankkeessa tarkasteltiin sekä aurinkosähkön hyvityslaskentamallia että takamittarointimallia. Aurinkosähkön takamittarointimallissa kiinteistöllä on vain yksi sähkönkäyttöpaikka ja yksi verkkoyhtiön AMR-mittaus. Asuntokohtaiset käyttöpaikat purettaisiin ja verkkoyhtiön mittaukset korvattaisiin taloyhtiön omilla takamittauksilla. Tällöin asuntokohtainen sähkönmyyntituotteen kilpailuttaminen tai verkkopalvelutuotteen valitseminen ei ole mahdollista ilman takamittauksesta irtautumista. Takamittarointimallissa asukkaiden on mahdollista säästää erityisesti siirto- ja sähkönhankintasopimuksien perusmaksuissa. Lisäksi taloyhtiöille voi tulla kannattavaksi valita jokin suuremmalle sähkönkäyttäjälle suunnattu verkkopalvelutuote, jolloin asukkaiden on mahdollista päästä hyödyntämään edullisempaa siirtotariffia tai kaksiaikaista siirtotuotetta. [70]

Arviolta vuoden 2020 loppuun mennessä tulee voimaan valtioneuvoston sähköntoimitusten selvitystä ja mittausta koskevan asetuksen muutos. Muutoksessa velvoitetaan laskutuksessa netottamaan tasejakson sisäinen sähkönkulutus ja -tuotanto, kun pientuotantojärjestelmän nimellisteho on enintään 100 kVA. Asetus mahdollistaa myös hyvityslaskentamallin toteuttamisen energiayhteisöille. Aurinkosähkön hyvityslaskentamallissa taloyhtiön kiinteistönkäyttöpaikalle kytketyn aurinkovoimalan tuottama ylijäämäsähkö jaetaan huoneistoihin virtuaalisesti. Ylijäämäenergian jakaminen tehdään laskennallisesti taloyhtiöin määrittelemän jakoperusteen, kuten osakkeiden lukumäärän perusteella. Hyvityslaskenta toteutetaan jakeluverkkoyhtiön mittaustietojärjestelmässä eikä se vaadi muutoksia fyysiseen mittarointiin. Hyvityslaskentamalli parantaa paikallisten energiayhteisöjen, kuten asunto-osakeyhtiöiden tekemien investointien kannattavuutta. Kannattavuus paranee, koska mitoitusperusteena olevan sähkönkulutuksen kasvaessa voidaan toteuttaa suurempia aurinkosähköjärjestelmiä ilman, että tuotetun sähkön omakäyttöaste pienenee. Hyvityslaskentamalli mahdollistaa huoneistokohtaiset siirto- ja sähkönhankintasopimukset. [70]

Sähkön pientuotannon ennustamisella on keskeinen vaikutus siihen, miten asiakkaan pientuotanto vaikuttaa jouston toteutettavuuteen. Asiakkaan sähkönhankintamalli ja verkkopal-

velutuote vaikuttavat siihen, miten ja kuinka tarkasti asiakas haluaa ennustaa pientuotantonsa. Mikäli asiakas on itse sähkömarkkinaosapuoli niin, silloin tuotanto on tyypillisesti ennustettu hyvin tarkkaan. Ennustemalli muodostetaan tyypillisesti avoimen datan, kuten auringon säteilyn voimakkuuden ja ilman lämpötilan ennusteen sekä järjestelmän ominaisuuksien avulla. Myös mikäli asiakkaalla on vuorokausimarkkinan mukaan hinnoiteltu sähkönmyyntituote, on todennäköistä, että tuotanto pyritään ennustamaan. Tällöin ennuste voi olla säähän liittyviin ennusteisiin perustuva muuttuva ennustemalli tai staattinen järjestelmän ominaisuuksiin ja säteilytietokannan historiatietoihin perustuva ennuste. Historiatietoihin perustuva malli on useimmiten tuntitasolla liian epätarkka jouston toteuttamiseksi. Tarve säätietojen mukaan päivittyvälle ennustemallille kasvaa entisestään, kun siirrytään 15 minuutin taseselvitysjaksoon.

Eksplisiittiseen kysyntäjoustoon rinnastettavaa pientuotantoa on sellainen tuotanto, joka reagoi markkinatilanteeseen ja jolla voidaan vähentää kiinteistön verkosta ottamaa tehoa. Tällaista pientuotantoa ovat esimerkiksi erilaisten kiinteistöjen varavoimakoneet [71]. Varavoiman joustokäyttöä rajoittaa sen kriittisyys sähköntoimitusvarmuuden takaamisessa sekä fossiilisten polttoaineiden käyttäminen varavoimakoneiden energianlähteenä.

4.3.1 Ylituotannon myynti

Pien- ja mikrotuotantoa omistavat asiakkaat tekevät sopimuksen verkkoon syötetyn ylituotannon myymisestä haluamalleen sähkömarkkinaosapuolelle. Tämä sopimusta kutsutaan tyypillisesti myös mikrotuotannon osalta pientuotannon ostosopimukseksi. Kuten kuvassa 4.6 on esitetty, tarjoaa jopa 81 % sähkönmyyntiyhtiöstä pientuotannon ostosopimuksia asiakkailleen. Enemmistö sähkönmyyntiyhtiöistä tarjoaa asiakkaille pientuotannon ostoa ainoastaan, jos asiakkaalla on myös sähkönkäyttöpaikan myyntisopimus kyseisen yhtiön kanssa. Sähkönmyyntiyhtiöt maksavat tyypillisesti ostamastaan ylituotannosta vuorokausimarkkinan Suomen aluehinnan mukaan. Osa sähkönmyyntiyhtiöistä määrittelee sopimukselle kiinteitä perus- tai toimitusmaksuja sekä mahdollisesti välityspalkkion, joka on usein tietty prosentuaalinen osuus ostetun sähkön arvosta. Pientuotannosta voidaan palveluna maksaa vuorokausimarkkinan hintatasoa suurempaa korvausta. Tätä kutsutaan useimmiten sähkön virtuaaliseksi varastoinniksi, josta kerrotaan lisää seuraavassa luvussa.

4.4 Varastointi

Pientaloasiakkaiden osalta sähkövarastojen hankinnan tavoitteena on useimmiten oman aurinkovoimalan tuottaman sähkön varastointi ja samalla omavaraisuuden kasvattaminen. Eli sähkövaraston ensisijainen käyttötarkoitus on pientaloasiakkailla aurinkoenergian tuotannon optimointi. Pientaloihin suunniteltujen sähkövarastojen lataus- ja purkausteho (3–4 kW) on tyypillisesti pieni verrattuna näiden sähköenergian varastointikykyyn (7–15 kWh). Pienet sähkövarastot ovat siis lähtökohtaisesti suunniteltu useamman tunnin kestävään sähköenergian varastointiin eikä tehointensiiviseen käyttöön, kuten joustoon FCR-N-markkinalla. Tämän vuoksi kaikista tähän asiakassegmenttiin suunnitelluista sähkövarastoista ei löydy ohjaukseen tarvittavaa tekniikkaa valmiina, vaan kenttälaite on asennettava retrofit-sovituksena, joka kasvattaa joustoon tarvittavaa alkuinvestointia merkittävästi. Lisäksi osa pienistä sähkövarastoista ei kykene ilman muutoksia toteuttamaan riittävän nopeata purkausta tai latausta, jotta taajuusohjattuun käyttöreserviin osallistuminen olisi mahdollista. Tämä johtuu usein siitä, että markkinapaikan sääntöjä ei ole huomioitu sähkövaraston tasasuuntaajaohjainten laiteohjelmistojen suunnittelussa [72]. Laiteohjelmistojen muutostyöt ovat pienten sähkövarastojen osalta hyvin kalliita suhteutettuna niiden kapasiteettiin.

Osa sähkönmyyntiyhtiöstä tarjoaa kuluttaja-asiakkailleen sähkön virtuaalista varastointia. Palvelua tarjotaan useimmiten aurinkosähköjärjestelmän yhteydessä sekä erillisenä kuukausi- tai vuosihinnoiteltuna tuotteena. Palvelun hinnoitteluissa ja ehdoissa on jonkin verran eroja, mutta tyypillisesti asiakkaalle maksetaan verkkoon syötetystä energiasta korotettua hintaa, joka on useimmiten 0,12–0,14 €/kWh. Korotetun hinnan on tarkoitus vastata asiakkaan ostaman sähkön kokonaiskustannuksia sisältäen energia, siirto ja verot. Palvelun hinnoittelu määräytyy tyypillisesti arvioidun vuosittaisen ylituotannon mukaan niin, että se kattaa korotetun ja tavanomaisen pientuotannon ostohinnan erotuksen. Oleellinen osa palvelua ovat visualisoidut tuotanto- ja kulutusnäkymät. Joissain tapauksissa virtuaalinen varastointi valitaan vaihtoehtona fyysiselle varastolle pientuotannon omakäyttöasteen nostamisessa. Korotettu hinta verkkoon syötetystä energiasta voi myös vähentää asiakkaan motivaatiota toteuttaa implisiittistä joustoa kulutuslaitteilla omaan käyttöön. Tämä tarkoittaisi erityisesti joustavan sähkökuorman ajoittamista, ajastamista tai relekytkettyä ohjausta tunneille, jolloin aurinkosähköä tuotetaan eniten.

Vuoden 2019 markkinatilanteessa sähkövarastojen hyödyntäminen FCR-N tuntimarkkinalla lisäsi lataus-purkaus-syklien määrää 34 % verrattuna sähkövaraston hyödyntämiseen pelkästään aurinkoenergian tuotannon optimoinnissa. Sähkövaraston nopeutunut kuluminen huoletti osaa pientaloasiakkaista, jotka tämän takia kyseenalaistavat sähkövaraston käytön joustossa [73]. Keskisuuret ja suuret sähkövarastot ovat useimmiten suunniteltu tehointensiivisiin käyttötarkoituksiin. Useimmiten nämä sähkövarastot pystyvät lataamaan ja purkamaan maksimiteholla noin 0,5–2 tuntia.

Osa fyysisen sähkövaraston hankkijoista suunnittelee sen hyödyntämistä yhdessä spot-hintaisen sähkönmyyntituotteen kanssa. AC-AC-syklin hyötysuhde on mallista riippuen pientaloille tarjottavissa sähkövarastoissa noin 70–80 %. Tällöin lataus- ja purkaustuntien hintaeron on oltava vuorokausimarkkinalla vähintään häviökustannusten suuruinen, jotta joustoa on kannattavaa toteuttaa.

Sähkövaraston käyttöä sähköliittymän siirtokapasiteetin korottamisen vaihtoehtona on tarkasteltu kauppakeskuksessa erilaisissa skenaarioissa, joissa lisääntynyt sähköautojen latauskuorma johtaa sähköliittymän ylikuormitukseen. Vaihtoehtoisten elinkaarikustannusten vertailun perusteella sähköliittymän kapasiteetin korottamisen korvaaminen sähkövaraston avulla ei ole taloudellisesti kannattavaa. [32]

Sähkövarastojen verotuksellinen kohtelu riippuu sähkövaraston käyttötarkoituksesta. Verottomat sähkövarastot mahdollistava lakimuutos [74] tuli voimaan 1.4.2019. Lakimuutos muutti sähkön varastoinnin verottomaksi sellaisissa tapauksissa, joissa varastoitua sähköä ei käytetä kohteen omaan kulutukseen. Verovapaus koskee siis esimerkiksi varastoja, joita käytetään taajuusohjattuina reserveinä, jos varaston kautta ei syötetä kiinteistön omaa sähkönkulutusta.

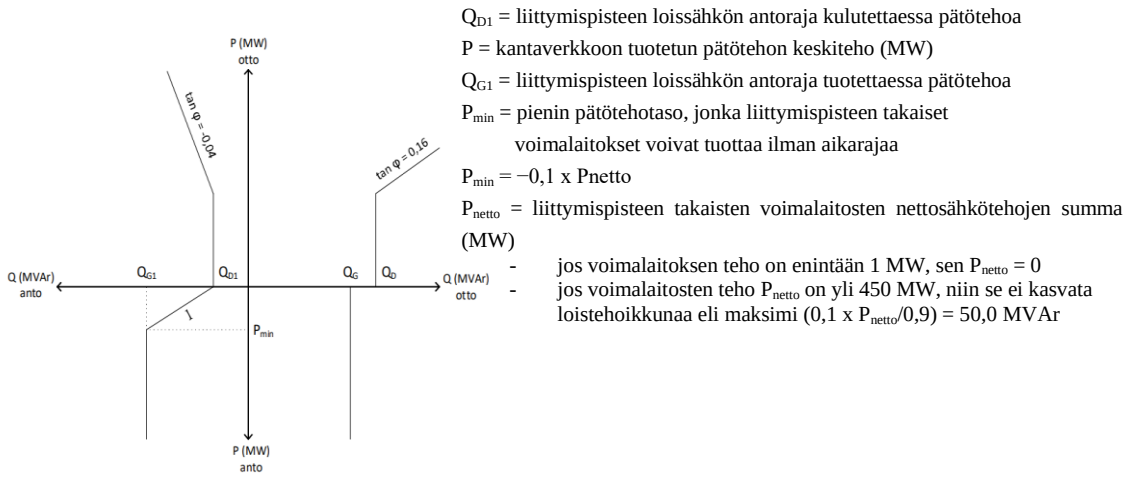
5. LOISTEHO

Loisteho ei pätötehon tavoin ole työtä tekevää tehoa. Aikaisemmin sähköverkon haasteena on ollut pääasiassa loistelampuista, induktiomoottoreista ja muista induktiivisista kuormista aiheutuva liiallinen loistehon kulutus. Loisteho aiheuttaa sähköverkossa ongelmia, kuten häviöiden kasvua, jännitehäiriötä ja ylimääräisestä verkon kuormituksesta johtuvia rajoitteita siirtokapasiteetissa. Näitä haasteita hallittiin asentamalla sähköverkkoihin kondensaattoreita ja ohjaamalla tahtigeneraattoreiden loistehoa. Ylimääräisen kuormituksen ja häviöiden ehkäisemiseksi kompensointi on kannattavampaa tehdä paikallisesti. Loistehon kulutuksen tapahtuessa pääosin asiakkaiden sähköjärjestelmissä, jakeluverkkoyhtiöt asettivat loistehomaksuja paljon loistehoa kuluttaville asiakkaille, mikä kannusti heitä kompensoimaan loistehoa paikallisesti kondensaattoriparistojen avulla.

Loistehon luonne on kuitenkin nopeasti muuttunut. Helsingissä sähköasemien keskijännitepuolella mitattu suurin loistehon kulutus oli laskenut vuonna 2017 kolmasosaan vuoden 2003 tasosta [75]. Maakaapeloitu jakeluverkko tuottaa merkittävästi kapasitiivista loistehoa avojohtoverkkoon verrattuna. Tämä johtuu kaapeleiden suuremmasta rinnakkaiskapasitanssista. Helen Sähköverkko Oy:n pienjänniteverkon maakaapelointiaste on 98 %, keskijänniteverkon 99,7 % ja 110 kV:n verkon 35 % [5]. Erityisesti 110 kV verkon kaapelointi lisää kapasitiivista loistehoa. Kaapeloitu sähköverkko tuottaa kapasitiivista loistehoa eniten, kun verkon kuormitustilanne on alhainen eli kapasitiivista loistehoa syntyy eniten iltaisin ja viikonloppuisin. [76]. Maakaapeleiden tuottaman kapasitiivisen loistehon lisäksi myös asiakaspinnassa on tapahtunut merkittävää loistehon muutosta loistehon kulutuksesta sen tuottamiseen. Näistä johtuen on Helsingissäkin alueen loistehohallinnan parantamiseksi vuosina 2015 ja 2019 investoitu kapasiteetiltaan 30 ja 56 MVAr reaktoreihin.

Verkkovaikutuksien lisäksi jakeluverkkoyhtiölle aiheutuu kustannuksia, mikäli loistehoa siirretään kantaverkkoon. Kantaverkkoyhtiö Fingrid seuraa liittymispistekohtaisesti loistehon kulutusta ja tuotantoa sekä tarvittaessa laskuttaa loistehosta teho- ja energiaperusteisesti, jos ilmaisosuus täyttyy. Ilmaisosuus määritetään loissähköikkunan avulla, jonka periaate on esitetty kuvassa 5.1. Helen Sähköverkko Oy:n osalta pätötehoa kuluttaessa loistehon anto-

raja on -20,5 MVAr tai 16 % pätötehosta ja ottoraja 50 MVAr tai 4 % pätötehosta. Ilmaisosuuden ylittävästä loistehosta maksetaan 1 000 €/MVAr ja loisenergiasta 5€/MVArh. Kantaverkkoyhtiön loistehomaksut ovat olleet voimakkaassa kasvussa viime vuosina [77].



Kuva 5.1. Kantaverkkoyhtiö Fingridin loissähköikkuna. [77]

Jakeluverkkoyhtiö säätää loistehoa laitteistoillaan verkossa. Tämän lisäksi loistehon tasoon ja säätöön vaikutetaan isompien ns. tehoasiakkaiden tariffien avulla. Lisäksi loistehon hallintaa voidaan toteuttaa pidempiaikaisilla kahdenvälisillä sopimuksilla tai jatkossa myös lyhytkestoisena ja nopeampana säätönä paikallisten markkinoiden kautta. Tariffien käyttöä loistehon hallinnassa tarkastellaan luvussa 5.1. Luvussa 5.2 käsitellään loistehon myyntiä jakeluverkkoyhtiölle kahdenvälisillä sopimuksilla sekä 2018 julkaistussa diplomityössä [5] esiteltyä periaatetta loistehon markkinapaikasta.

5.1 Loistehon tariffiohjaus ja kiinteistön sisäinen kompensointi

Myös asiakkaiden sähkökuorma on muuttunut induktiivisesta kapasitiiviseksi. Yksi induktiivista loistehoa vähentävä muutos on ollut siirtyminen hehku- ja magneettisin kuristimin varustetuista loisteputki- ja katuvalaistuksessa käytettävistä suurpainenatriumvalaisimista led-valaistukseen. Moninaisen elektroniikan yleistymisen myötä on kapasitiivinen loisteho lisääntynyt. Aikaisemmin suoraan kytketyt oikosulkumoottorit kuluttivat loistehoa, mutta invertteriohjatut moottorit eivät enää loistehoa kuluta [75]. Asiakkaiden sähköistyksessä eniten kapasitiivista loistehoa kuitenkin tuottaa keskijänniteasiakkaiden oma kaapeloitu keskijänniteverkko. Myös kiinteistöihin jääneet kapasitiiviset kompensointilaitteistot pahentavat

tilannetta entisestään. Mikäli suuret pienjänniteasiakkaat siirtyvät kasvavan tehontarpeen vuoksi yhä enemmän keskijänniteliittymiin, tulee matalassa kuormassa olevan keskijänniteverkon määrä lisääntymään merkittävästi. Luvussa 3.1 kerrottiin tarkemmin liittymätyypin valintaan vaikuttavista tekijöistä.

Loistehon asiakassuuntaista hallintaa toteutetaan pääasiassa loistehotariffien avulla, jotta asiakkaalla olisi taloudellinen peruste kompensoida oma loistehonsa. Loistehon annolla tarkoitetaan loistehon syöttämistä verkkoon päin. Tämä syntyy mm. asiakkaan kapasitiivisesta kuormasta. Vastaavasti loistehon otolla tarkoitetaan asiakkaiden induktiivisen kuorman kuluttamaa loistehoa. Helen Sähköverkossa laskutetaan loistehon annosta ja otosta pienjänniteasiakkaita, joilla on käytössään loistehokomponentin sisältävä verkkopalvelutuote. Ottomaksu määräytyy kuukausittaisen suurimman loistehon mukaan, josta on vähennetty 40 % saman kuukauden suurimmasta pätötehosta tai vähintään 50 kVAr. HSV:n keskijänniteasiakkaita laskutetaan ainoastaan loistehon annosta. Loistehon antomaksu on molemmilla jännitetasoilla kuukauden suurin mitattu loisteho, josta on vähennetty 10 % saman kuukauden pätötehosta. Loistehotariffin sisältävät verkkopalvelutuotteet ovat vaihtoehtoisia 63–80 A:n pääsulakekoolla ja tätä suuremmilla sulakkeilla ainut vaihtoehto [21].

Helen Sähköverkko Oy:ssä keskijänniteasiakkaiden loistehonottomaksut on poistettu käytöstä 1.11.2020. Tämän odotetaan lisäävän loistehonottoa arviolta 5–10 MVAr [78]. Haastatteluiden perusteella erityisesti vähän keskijänniteliittymiä omistavat asiakkaat, jotka tyypillisesti hankkivat sähkönkäytön johtamisen palveluna, eivät seuraa liittymien toteutuneita loistehoja aktiivisesti. Kiinteistön sisäiseen kompensointiin tehdään muutoksia vasta, kun mahdolliset loistehomaksut ovat kasvaneet. Tällaisten asiakkaiden osalta loistehokompensointien poiskytkentä voi loistehonottomaksun poistamisesta huolimatta kestää suhteellisen kauan, koska poisto ei vaikuta asiakkaan verkkopalvelumaksuihin. Muutoksella on oletettavasti suuri merkitys uudisrakentamisessa ja saneerauskohteissa toteutettaviin kompensointeihin ja tilavarauksiin. Haastateltavana olleet rakennuttajat ja rakennuttamiseen osallistuneet keskijänniteasiakkaat kertoivat, että uudisrakentamisessa loistehokompensoinnille tehdään edelleen tilavaraus jokaisessa keskijännitekohteessa. Kompensointipariston asentaminen rakennusvaiheessa riippuu eniten rakennuksen käyttötarkoituksesta. Useimmiten kompensointiparisto kytketään päälle vasta 1–2 vuotta kohteen valmistumisen jälkeen, jolloin

kytkemistarvetta arvioidaan mittausdatan perusteella. Toteutettavia valmiuksia on useimmiten mahdollista hyödyntää reaktorien asentamiseen, mikäli asiakkaalla on taloudellinen kannustin tuottaa induktiivista loistehoa.

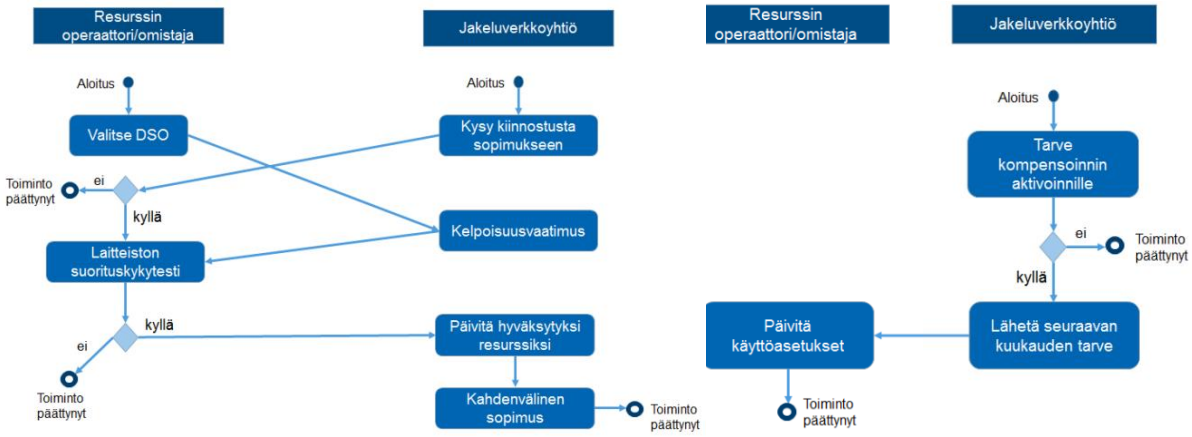
Elinkaaren aikana tehtävä sähkön laadun seuranta on tyypillisesti sähkönkäytönjohtajan vastuulla. Pienjänniteliittymissä elinkaaren aikana loistehon luonteen ja sähkön laadun aktiivinen seuranta on harvinaisempaa. Tällöin asiaan puututaan vasta häiriötilanteissa tai loistehon ylittäessä ilmaisosuuden. Invertteriliitännäiset laitteet, kuten tuulivoimalat, aurinkovoimalat ja sähkövarastot mahdollistavat liittymän loistehon hallinnan [5]. Yksikään haastatelluista asiakkaista ei ollut vielä säätänyt loistehoa invertteriliitännäisillä laitteilla omaan käyttöön. Yli 100 kVA:n tuotantolaitteistojen liittämisen osalta HSV määrittänyt, että tehokertoimen tulee olla rinnankäytössä vähintään 0,95, ellei verkkoyhtiö ole asiakkaan kanssa muuta sopinut.

5.2 Loistehon myynti jakeluverkolle

Loistehon kaupallista hallintaa on mahdollista toteuttaa kahdenvälisillä sopimuksilla, jotka soveltuvat pitkäaikaiseen ja toistuvaan loistehon paikalliseen kompensointiin. Kahdenvälisiä sopimuksia tehdään lähtökohtaisesti lähinnä isompien asiakkaiden kanssa, jolloin verkkoyhtiö saa suuremman kompensointipotentiaalin pienemmällä sopimusmäärällä. Koska HSV:n paikalliset kompensointitarpeet johtuvat liiallisesta kapasitiivisesta loistehosta, pitäisi mahdollisen sopimuskumppanin kyetä kuluttamaan loistehoa laitteilla, joiden loistehon kulutus on ohjattavissa. Asiakas kompensoi loistehoa jakeluverkkoyhtiön ennalta määrittämän aikataulun mukaan. Jakeluverkkoyhtiö maksaa asiakkaalle toteutuneesta kompensoinnista sopimuksen mukaisen palkkion. HSV:llä ei ole tällä hetkellä kahdenvälisiä sopimuksia, joiden puitteissa asiakas aktiivisesti kuluttaisi tai tuottaisi loistehoa.

EU-SysFlex:n Suomen projektin business use case (BUC) -määrittelyssä on tehty malli kahdenvälisistä sopimuksista ja loistehon markkinapaikasta [79]. Määrittelyssä on hahmoteltu näiden mallien hankinta-, tarjous- ja toimitusvaiheita. Kahdenvälisen sopimuksen hankinta- ja toimitusvaiheen periaatteet on esitetty kuvassa 5.2. Hankintavaihe voisi alkaa joko asiakkaan eli resurssin omistajan/operaattorin tai jakeluverkkoyhtiön aloitteesta. Asiakas voisi tarjota resurssiaan esimerkiksi liittymisvaiheessa tai elinkaaren aikana tunnistaessaan loistehon säätöpotentiaalinsa. Koska kompensointitarpeet ovat alueellisia, verkkoyhtiö päättäisi

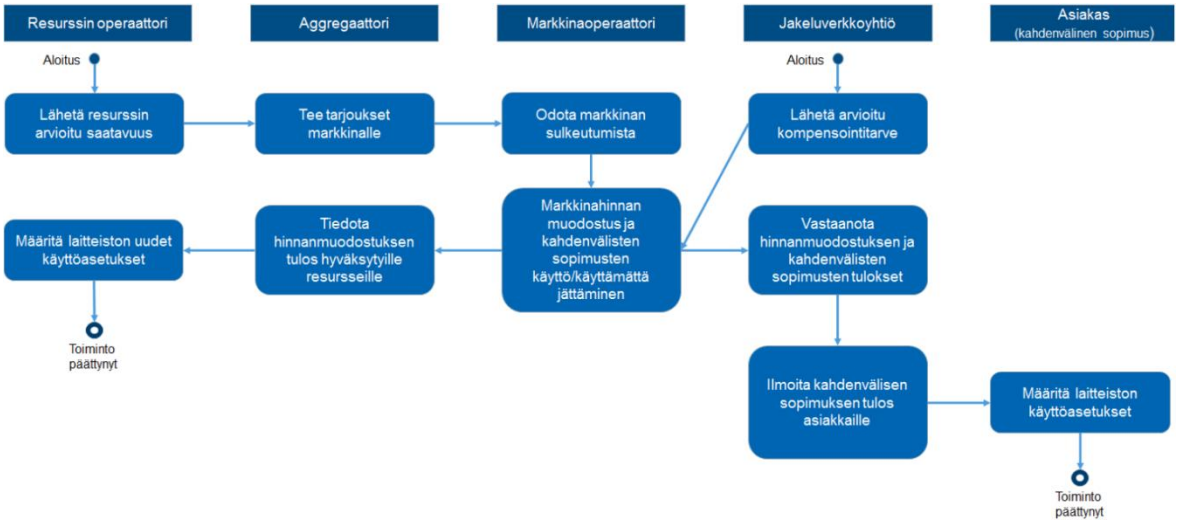
kohdekohtaisesti tarpeensa ja asiakkaan laitteen teknisen soveltuvuuden perusteella, hyväksyykö tämä tarjotun resurssin. Asiakkaan laitteistolle tehdään suorituskykytesti kompensointikyvyn luotettavuuden varmistamiseksi ennen kahdenvälisen sopimuksen allekirjoittamista.



Kuva 5.2. Vasemmalla kahdenvälisen sopimuksen hankintavaiheen ja oikealla toimitusvaiheen periaatekuva. [5]

Loistehon kompensoinnin toimitusvaihe alkaa jakeluverkkoyhtiön toimesta kompensointitarpeen kartoittamisella, jossa käytetään pohjana loistehoennusteita. Tarvekartoituksen pohjalta tehdään kompensoinnin ajo-ohjelma. Asiakkaan laitteiston ajo-ohjelma voi olla määritettynä kuukausitasolla sopimukselle tai ajo-ohjelma voi olla kuukausittain jakeluverkkoyhtiön uudelleen määritettävissä kompensointitarpeen muuttuessa. Sopimuksessa tulisi tällöin määrittää kompensoinnille rajat, joiden puitteissa jakeluverkkoyhtiö saisi valita tietylle ajanjaksolle tuntikohtaisesti tarvitsemansa kompensoinnin määrät. Loistehon määrä verkossa on erilainen viikonpäivinä, viikonloppuina ja arkipyhinä, joten näille tulee olla ajo-ohjelmassa tuntikohtaisesti määritetyt kompensointimäärät. Mikäli tulevaisuudessa asiakkaiden kompensointilaitteiden ohjausautomaatio kykenisi tiedonsiirtoyhteyden välityksellä seuraamaan jakeluverkkoyhtiön kompensointitarpeen ennustetta, tapahtuisi ajo-ohjelman toiminta tuntia lyhyemmällä aikavälillä. Jakeluverkkoyhtiö voi sopimuksella varata option olla käyttämättä asiakkaan resurssia. Kahdenvälisen sopimuksen korvaustasot eivät toistaiseksi ole julkisia. Jos kahdenväliset sopimukset yleistyvät, tulee niiden toimia yhteisellä periaatteella sekä olla korvaustasoiltaan samanarvoisia ja läpinäkyviä. Jakeluverkkoyhtiön loistehotariffit eivät olisi asiakkaan laskutusperusteena silloin, kun asiakas toteuttaa kompensointia sopimuksen ajo-ohjelman mukaisesti.

Loistehon markkinapaikalla loistehon kompensointi reagoisi kahdenvälisiä sopimuksia nopeammin ja dynaamisemmin sen hetkisen käyttötilanteen mukaan. Markkinapaikalle aggregaattorit tarjoaisivat loistehon tuotantoon ja/tai kulutukseen kykeneviä asiakkaiden joustoresursseja. Aggregaattoreiden tarjoamille resursseille tehtäisiin samat suorituskykytestit kuin kahdenvälisissä sopimuksissa. Aggregoidut resurssit voisivat mahdollisesti osallistua sekä kanta- että jakeluverkon ylläpitämille markkinapaikoille. Loistehomarkkinan toimintaperiaate on esitetty kuvassa 5.3. Jakeluverkkoyhtiö toimisi sekä markkinaoperaattorina että kompensoinnin ostajana samalla tavalla kuin kantaverkkoyhtiö toimii nykyisin taajuudenhallintaan liittyvillä markkinoilla. Markkina sisältäisi aggregaattorien tarjousten lisäksi kahdenväliset sopimukset. Markkinaoperaattori suorittaisi markkinan sulkeutumisen jälkeen kompensointitarpeen pohjalta hinnan muodostuksen ja tarjousten hylkäyksen/hyväksynnän. Kahdenvälisistä sopimuksista ja tarjouksista valitaan edullisin kombinaatio, joka riittää jakeluverkkoyhtiön alueellisten kompensointitarpeiden tyydyttämiseen. Jotta loistehon markkina voisi syntyä, tulisi osallistuvien resurssien ja tarjousten määrä olla suuri. Loistehon paikallisen luonteen vuoksi tarjousten niukkuus aiheuttaisi ongelmia markkinan hyödynnettävyydessä ja hinnoittelussa. Markkinan kehitysvaiheessa markkinan toimintajakso olisi pidempi, esimerkiksi kuukausi. Kun tietoliikennettä, automaatiota sekä verkkoon kytkettyjä resursseja ja tietoa pien- ja keskijänniteverkon tilasta on riittävästi, voisi markkinapaikka kehittyä kohti tuntimarkkinaa. Nopeamman markkinan toiminnan kannalta tärkeitä olisivat aurinkosähköjärjestelmien tuotantoennuste, parempi kompensointitarpeen ennustettavuus ja resurssien kompensointikomentoihin perustuvat automaattiset ohjaukset. Resurssin tarjoajan saamasta korvauksesta suurin osa muodostuisi onnistuneista kompensoinneista. Jos tarjotun kompensoinnin toteuttaminen epäonnistuu, joutuisi tarjoaja vastaavasti maksamaan jakeluverkkoyhtiölle. Kun tuntimarkkina saavutettaisiin, voisivat tarjouksen jättäneet osapuolet saada lisäksi korvauksen valmiustilassa olevien resurssien saatavuudesta.



Kuva 5.3. Loistehon markkinapaikan tarjous- ja toimitusvaiheen toimintaperiaate. [5]

Helen Oy ja HSV ovat testanneet aurinkovoimalan ja sähkövaraston soveltuvuutta loistehon säätöön [80]. Suvilahden sähkövarastoa käytettiin loistehon säädössä esimerkiksi vuonna 2018. Demonstraatiossa sähkövarastoa käytettiin onnistuneesti päiväsaikaan loistehon tuotannossa sähköaseman päämuuntajan häviöiden pienentämiseksi, jolloin säästöt häviöenergiassa olivat noin 6 euroa kuukaudessa. Loistehon kuluttaminen sähkövarastolla yöaikaan vähensi kantaverkon laskuttamia loistehomaksuja 960 euroa kuukaudessa. Kompensointi lisäsi sähkövaraston häviökustannuksia 270 eurolla kuukaudessa, jolloin vain kantaverkon loistehomaksujen pienentäminen oli taloudellisesti kannattavaa. [80]

Haastatteluissa loistehonhallintaan kykeneviä laitteita omistavat asiakkaat suhtautuivat positiivisesti siihen, että voisivat mahdollisesti tulevaisuudessa tarjota laitteitaan verkkoyhtiön tarpeisiin korvausta vastaan. Kahdenvälisiin sopimuksiin olisi osalla asiakkaista kiinnostusta, mutta asiakkaiden kannalta haastavaksi koettiin se, että jakeluverkkoyhtiön alueellinen kompensointitarve ja sopimuksissa käytettävät korvaustasot eivät ole julkisia. Osa asiakkaista kertoi, että heidän invertereitään on mahdollista ohjata rajapinnan kautta. Sähkövarastoille arvioitiin olevan todennäköisesti enemmän taloudellisesti mielekkäitä hyödyntämisvaihtoehtoja esimerkiksi reservimarkkinoilla kuin aurinkovoimaloiden invertereille. Loistehon markkinapaikalle soveltuvia resursseja löytyy aurinkosähkön pientuotannon yleistymisen ansiosta kaikista asiakassegmenteistä, mutta näiden ohjattavuuden mahdollistavien investointien arvioitiin olevan lähes samaa luokkaa kuin pätötehoresurssien saattamisessa reserveille. Suuremmat asiakkaat arvelivat markkinan hintatason, vähäisten aktivoin-

tien sekä suuren tarjousmäärän tarpeen olevan haasteena heidän mahdolliselle osallistumiselleen markkinalle. Ennen mahdollista ohjauslaitteiden hankintaa asiakkaalla tulisi olla luotettava arvio markkinan alueellisista korvaustasoista.

6. JOUSTON TODENTAMINEN, KÄYTTÖ JA MYYNTI

Tässä luvussa tarkastellaan käyttökohteittain erilaisia jouston hyödyntämistapoja, joihin asiakkaat voivat joustoresurssejaan käyttää. Jouston käyttötapaukset voidaan jakaa kolmeen kategoriaan sen mukaan, miten joustosta saatava taloudellinen hyöty muodostuu. Jouston toteuttamista omaan käyttöön hinnan ohjaamana eli implisiittistä joustoa käsitellään luvussa 6.1.1. Jouston hyödyntämistä omaan käyttöön teknisten reunaehtojen vuoksi tarkastellaan luvussa 6.1.2. Jouston myymistä korvausta vastaan käsitellään luvussa 6.2. Jouston operointiin tarvittavan palveluntarjoajan valintaa tarkastellaan luvussa 6.2.1. Jouston todentamista ja mittausratkaisuja tarkastellaan käyttötapauksittain luvussa 6.3. Tässä diplomityössä tarkastellaan vain nykyisiä sekä pilotoinnissa olevia markkinapaikkoja ja näiden vaatimuksia joustoon osallistumiseksi.

6.1 Jousto omaan käyttöön

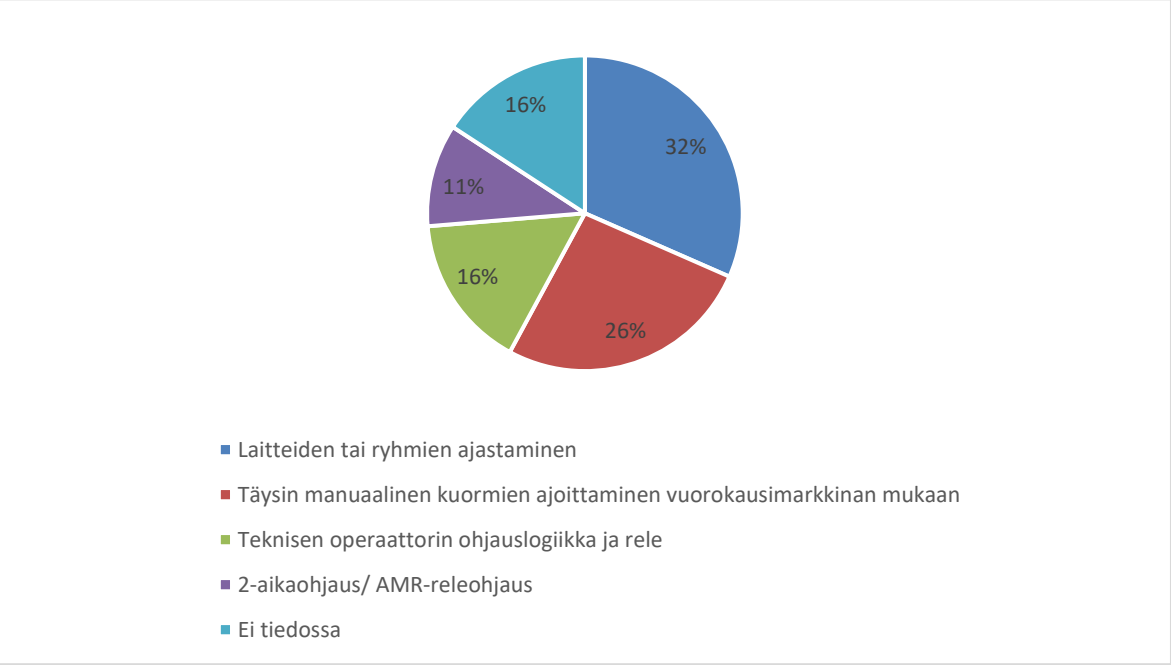
Joustolla omaan käyttöön tarkoitetaan muuta kuin markkinapaikoille myytävää joustoa. Tällainen jousto voi olla teknisten rajoitteiden vuoksi tehtävää joustoa tai joustamista taloudellisen hyödyn vuoksi. Usein asiakkaan pakottavasta syystä toteutettu joustoresurssi tai -ohjaus voi mahdollistaa myös taloudellisen hyödyn omassa käytössä tai jopa joustoresurssin myymisen markkinalle.

6.1.1 Implisiittinen jousto

Joustoa voidaan hyödyntää omaan käyttöön, jolloin tavoitellaan taloudellista hyötyä verkkopalvelumaksuissa, veroissa ja sähköenergiassa. Tätä hinnan ohjaamana tehtävää joustoa kutsutaan implisiittiseksi joustoksi. Jousto voidaan jakaa tehomaksun pienentämiseksi tehtävään joustoon eli huipputehon leikkaamiseen ja vuorokausimarkkinalla tehtävään joustoon. Jotta asiakas voi hyötyä huipputehon leikkaamisesta taloudellisesti, on tämän valittava tehomaksukomponentin sisältävä verkkopalvelutuote. Verkkopalvelutuotteiden valintaa tarkasteltu laajemmin luvussa 4.1. Huipputehon ajoittumiseen vaikuttaa kiinteistön lämmitysmuoto ja käyttötarkoitus.

Pientaloasiakkaille tehdyssä kyselyssä joustoa kertoi toteuttaneensa 4 % kyselyn kaikista vastaajista. Joustoa toteuttaneista 80 % kertoi siirtävänsä kulutusta vuorokausimarkkinan edullisimmille tunneille, 30 % vastaajista toteutti huipputehon leikkaamista, 5 % oli osallistunut Fingridin ylläpitämille reservimarkkinoille aggregaattorin avulla ja 10 % ei tiennyt

jouston käyttötarkoitusta. Joustoa tehtiin siis yhtä poikkeusta lukuun ottamatta ainoastaan omaan käyttöön. Joustoa toteuttaneista vain 40 % oli selvittänyt tai arvioinut joustosta saadun taloudellisen hyödyn suuruuden edes karkealla tasolla. Pientaloasiakkaiden vastaukset jouston toteutustavasta on esitetty kuvassa 6.1. Kysymykseen annettiin avoin vastaus, jotka jaettiin teknisen toteutuksen perusteella neljään ryhmään.



Kuva 6.1. Pientaloasiakkaiden kyselyyn vastanneiden vastaukset jouston toteutustavasta.

Joustoon käytettiin hyvin vähän sähkönmyyntiyhtiöiden tai muiden palveluntarjoajien ratkaisuja. Eniten joustoa toteutettiin laitteiden tai ryhmien ajastamisen ohella myös täysin manuaalisella sähkön käytön ajoittamisella vuorokausimarkkinan edullisimmille tunneille. Vastausten perusteella myös AMR-kalenteriohjaus yötariffin mukaan koettiin joustoksi. Teknisen operaattorin ohjauslogiikan ja releen avulla joustoa toteutti vain 16 % ja yhtä suuri osa ei tiennyt, miten jousto oli toteutettu.

6.1.2 Pakollinen jousto teknisten reunaehtojen vuoksi

Pakollisella joustolla tarkoitetaan sähkönkäytön joustamista teknisten reunaehtojen vuoksi. Tällainen tilanne syntyy, kun jonkin laitteen tai järjestelmän käyttöönotto ei ole mahdollista kiinteistön sähköjärjestelmässä olevan rajallisen kapasiteetin tai pullonkaulatilanteen vuoksi. Useimmiten tällainen tilanne tapahtuu, kun vanhempaan kohteeseen halutaan toteuttaa sähköautojen latauspisteitä ilman laajempaa sähköjärjestelmän saneeraamista. Joustosta

saatu taloudellinen hyöty on tällöin vaihtoehtoiskustannuksen eli laajemman saneerauksen ja joustoon tarvittavan kuormahallinta- tai energiavarastoratkaisun kustannuksien erotus. Jos joustoa toteutetaan omaan käyttöön teknisen reunaehdon, kuten etuvarokkeen tai keskuksen kuormitettavuuden vuoksi, ovat käyttöpaikka- ja liittymätason huipputehot tyypillisesti pienemmät kuin vaihtoehtoisessa ratkaisussa, jossa pullokaula poistetaan sähköjärjestelmän saneeraamisella. Tällöin säästöä syntyy myös tehomaksuista.

6.2 Jouston myynti markkinoille

Valtakunnan tasolla tuotannon ja kulutuksen samansuuruisuutta eli tehotasapainoa ylläpidetään sähkötaseiden hallinnalla. Tunnin sisäistä tehotasapainoa ylläpidetään Suomen, Ruotsin ja Norjan kantaverkkoyhtiöiden tasesähköyksiköiden välillä käydyn kaupan avulla. Suomen kantaverkkoyhtiö Fingrid hankkii ylläpitämiltään markkinapaikoilta reservejä, joita voidaan taajuuden mukaan ottaa käyttöön tai poistaa käytöstä. Reserveinä toimivat sähkön kulutuskohteet ja voimalaitokset, jotka voivat ilmoittaa itse tai käyttämänsä aggregaattorin välityksellä Fingridille tehonsäätökyvystään.

Jouston myynti markkinoille on eksplisiittistä joustoa. Eksplisiittinen kysyntäjousto perustuu ulkoiseen pyyntöön ja tästä maksetaan jouston tarjoajalle erillinen korvaus [8].Tehotasapainon tarpeiden mukaan asiakkaiden tarjoamille resursseille toteutetaan alassäätöä eli tuotannon vähentämistä tai kulutuksen lisäämistä sekä ylössäätöä eli tuotannon lisäämistä tai kulutuksen vähentämistä. Suomessa käytössä olevat reservit sekä niiden aktivoinnin tarkoitus ja nopeus on esitetty kuvassa 6.2.

	FFR	FCR-D	FCR-N	aFRR	mFRR
	Nopea taajuus-reservi, Suomi 20 %, Pohjoismaissa yht. 0-300 MW (arvio)	**Taajuusohjattu häiriöreservi,** Suomi 290 MW, Pohjoismaissa 1 450 MW	**Taajuusohjattu käyttöreservi,** Suomi 120 MW, Pohjoismaissa 600 MW	**Automaattinen taajuudenhallinta-reservi,** Suomi 60-80 MW Pohjoismaissa 300-400 MW	**Säätösähkö- ja säätökapasiteetti-markkinat,** Mitoittava vika + tasevastaavien tasevirhe
Aktivointi	Suurissa taajuus-poikkeamissa, käytössä pienen inertian tilanteissa	Suurissa taajuus-poikkeamissa	Käytössä jatkuvasti	Käytössä kohdistetuilla tunneilla	Tarvittaessa
Nopeus	Sekunnissa	Sekunneissa	Parissa minuutissa	Viidessä minuutissa	Vartissa

Kuva 6.2. Suomessa käytössä olevat markkinapaikat. [81]

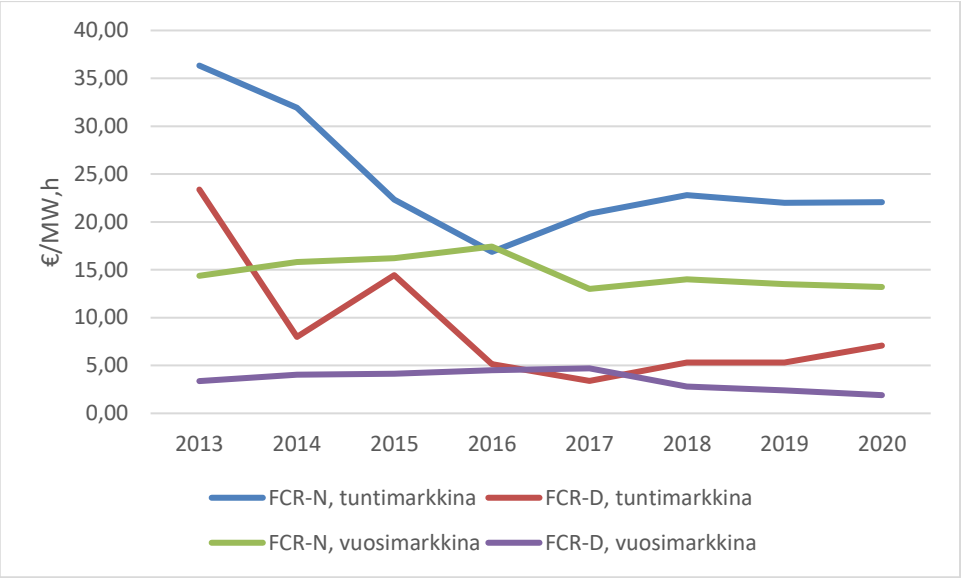
Uusien eurooppalaisten markkinapaikkojen MARI:n ja PICASSON toteutusprojektit ovat käynnissä ja näiden käyttöönoton takaraja on vuoden 2022 alussa. MARI on manuaalituotteen eli mFRR:n markkinapaikka ja PICASSO taas automaattituotteen eli aFRR:n markkinapaikka [82] [83]. Haastatteluiden perusteella asiakkaat eivät ole vielä perehtyneet uusiin markkinapaikkoihin tai niiden sääntöihin. Myöskään näille markkinapaikoille soveltuvia joustopotentiaaleja ei ole vielä selvitetty. INTERRFACE-hankkeessa [84] on selvitetty ja edistetty TSO-DSO-yhteistyötä. Projektin tavoitteena on luoda alusta jakelu- ja kantaverkkoyhtiöiden yhteisille markkinapaikoille. Fingridin mukaan yhteiset markkinapaikat pohjautuisivat olemassa oleviin markkinapaikkoihin, kuten taajuusohjattuihin reserveihin. Tarjouksiin tarvittaisiin jatkossa myös paikkatieto, jotta DSO voisi hyödyntää tarjousta omaan käyttöönsä, kuten paikallisen ylikuormitustilanteen ratkaisemiseksi. Näillä markkinapaikoilla voisi olla mahdollista toteuttaa sellaista pätötehojoustoa, joka hyödyttäisi samanaikaisesti kantaverkkoyhtiön taajuusmarkkinaa ja jakeluverkkoyhtiötä.

Haastatteluiden perusteella suosituimmat eksplisiittisen jouston markkinapaikat olivat FCR-D ja FCR-N. Taajuusohjattujen häiriö- ja käyttöreservien vuosi- ja tuntimarkkinoiden keskiarvohintojen kehitys on esitetty kuvassa 6.3. Näihin markkinapaikkoihin liittyviä selvityksiä oli tehty selvästi eniten ja näille soveltuvia joustopotentiaaleja oli arvioitu useimmiten tarkasti. Asiakkaat kertoivat taajuusohjattujen reservien tarjoavan nykyisistä markkinapaikoista suurimman taloudellisen hyödyn kysyntäjoustoa toteuttavalle asiakkaalle. Suurin osa asiakkaiden joustopotentiaalista soveltuisi FCR-D-markkinalle. Tarjottava joustopotentiaali koostuu useimmiten useammista pienemmistä kuormista, kuten toissijaisista lämmityksistä, jotka kytketään kokonaan pois tai taajuusmuuttajaohjatuista säädettävistä kuormista, kuten ilmanvaihtolaitteista. Säädön aktivoimisajan vaatimukset FCR-N- ja FCR-D -reserveille on esitetty taulukossa 6.1. Vain pieni osa asiakkaista kertoi riittävän nopean kuorman vähentämisen olleen este jouston toteuttamiselle. Todellisuudessa riittävän nopean ohjauksen toteuttaminen voi kuitenkin olla huomattavasti laajempi ongelma, koska suurimmassa osassa asiakkaiden joustoselvityksiä ei ollut toteutettu Fingridin säätökokeita tai muita ohjaustestejä, joissa selvitetään käytännössä resurssin reagointinopeus ohjaukseen.

Taulukko 6.1. Taajuusohjattujen reservien tekniset vaatimukset. [85]

Käyttötapaus	Säädön vähimmäiskoko	Aktivoitumisaika	Muuta
Taajuusohjattu käyttöreservi FCR-N	0,1 MW	3 min ± 0,1 Hz askelmaisella taajuusmuutoksella	Kuollut alue max ±0,01 Hz
Taajuusohjattu häiriöreservi FCR-D: Voimalaitokset	1 MW	5 s / 50 % 30 s / 100 %, -0,50 Hz askelmaisella taajuusmuutoksella	
Taajuusohjattu häiriöreservi FCR-D: Relekytketyt resurssit	1 MW	*Vaihtoehto 1:* paloittain lineaarinen säätö 5 s / 50 % 30 s / 100 %, -0,50 Hz askelmaisella taajuusmuutoksella	
		Vaihtoehto 2: koko kohteen irtikytkentä välittömästi, kun taajuus 5 s ≤ 49,7 Hz TAI 3 s ≤ 49,6 Hz TAI 1 s ≤ 49,5 Hz	Kuorman saa kytkeä takaisin verkkoon, kun taajuus on ollut vähintään 49,9 Hz 3 min ajan

Fingrid on kertonut uuden reservituotteen eli alassäätöön käytettävän taajuusohjatun häiriöreservin käyttöönotosta vuoden 2021 loppuun mennessä [86]. Uusi reservituote olisi peilikuva nykyisestä ylössäätöön käytettävästä FCR-D:stä. Uudella tuotteella olisi samat tekniset rajoitteet kuin nykyisellä FCR-D:llä. Reserviin olisi mahdollista osallistua ainakin tuntimarkkinalla, mutta myös mahdollisesti vuosimarkkinalla. Osa haastatelluista asiakkaista kertoi harkitsevansa etäohjauksella varustettujen aurinkovoimaloidensa tarjoamista alassäätöön käytettävälle reservimarkkinalle. Uudelta markkinalta saatavien korvausten suuruudesta ei ole vielä tietoa, koska markkinalta hankittavan reservin määrästä eikä hankintaan käytettävästä budjetista ole vielä esitetty arvioita. Asiakkaat eivät olleet suorittaneet aurinkovoimaloiden jousto-ohjaukselle FCR -markkinan vaatimaa säätökoetta tai muuta testiä, jossa olisi selvinnyt tuotannon vähentämisen reagointiaika ohjaussignaaliin.



Kuva 6.3. Taajuusohjattujen häiriö- ja käyttöreservien vuosimarkkinoiden hintojen sekä tuntimarkkinan keskiarvojen kehitys vuosina 2013–2020.

Osana EU-SysFlex-tutkimushanketta toteutetussa diplomityössä [87] tutkittiin yksityisten sähköautojen latauslaiteverkostojen potentiaalia eksplisiittisessä kysyntäjoustossa. Tutkimuksen perusteella joustopotentiaali olisi vuonna 2017 ollut FCR-D -markkinalla keskiarvoisen latausasiakasta kohden 1,3 euroa, kun sähköautoja oli yhteensä 7388. Vuoden FCR-D -markkinoilla Uudenmaan nykyisen 24 464 ajoneuvon potentiaali olisi 47 886 euroa, mikäli latausverkon käyttöaste ja -profiili olisivat pysyneet samana.

6.2.1 Aggregaattorin valinta

Useimmilla eri tyyppiasiakkailla ei ole mahdollista osallistua yksinään joustomarkkinoille. Useimmiten asiakkailla voi olla haasteita täyttää sähkömarkkinoiden teknisiä vaatimuksia. Usein myös yksittäisen asiakkaan, kuten pientaloasiakkaan joustoon käytettävät resurssit ovat kooltaan niin pieniä, että niitä ei voi yksinään hyödyntää joustoon markkinapaikoilla. [88]

Tällaisissa tilanteissa palveluntarjoaja eli aggregaattori mahdollistaa asiakkaan pääsyn osaksi joustomarkkinaa yhdistämällä useiden eri asiakkaiden kulutukset, tuotannot ja sähkövarastot suuremmaksi kokonaisuudeksi, jolla käydään kauppaa sähkön markkinapaikoilla. Fingridin määrittelyn mukaan on olemassa neljä erityyppistä aggregaattoria. Reservinmyyjä aggregaattori aggregoi omistamiaan tai omassa taseessaan olevia joustoresursseja. Toimitusketjun ulkopuolinen reservimyyjä ei ole aggregoitavan resurssin omistaja, tasevastaava

tai sähkönmyyjä. Itsenäisellä aggregaattorilla tarkoitetaan sähkön toimitusketjun ulkopuolista reservinmyyjää, jonka ei tarvitse olla sopimussuhteessa tasevastaavan kanssa. Palveluntarjoaja-aggregaattori ei itse myy reservejä, vaan toimii reservimyyjien palveluntarjoajana. Esimerkiksi EMSP, talotekniikkatoimija tai maalämpöpumppu-lämmityspalvelua tarjoava toimija voivat toimia palveluntarjoaja-aggregaattoreina. Tasevastaavat voivat tarjota asiakkaidensa resursseista aggregoitua joustoa kaikille sähkömarkkinapaikoille. Itsenäisen aggregaattorin tapauksessa tasevastaava ei voi kieltää resurssin käyttöä joustossa. Itsenäisen aggregaattorin toiminta on toistaiseksi sallittua taajuusohjatussa käyttö- ja häiriöreservissä ja nopeassa taajuusreservissä. Itsenäisen aggregaattorin toimintaa säätösähkömarkkinoilla selvitetään 21.7.2020–30.4.2021 pilotissa, joka on avoin kaikille säätösähkömarkkinatoimijoille [89].

Myös automaatiolaitteistoja tarjoavat toimijat ovat alkaneet toteuttamaan kokonaisvaltaista kysyntäjoustopalvelua, jolloin he toimivat laitetoimittajan roolin lisäksi myös jousto-operaattorina. Usealla rakennusautomaation ohjelmistoja tarjoavalla toimijalla on logiikka huipputehon leikkaamista ja vuorokausimarkkinalla tehtävää joustoa varten. Pilvessä toimivat rakennusautomaatioiden etävalvomot mahdollistavat usein ulkopuolisen ohjaussignaalin vastaanottamisen rajapinnan kautta, mutta tämä vaatii kuitenkin ohjelmointityötä, jotta halutun tasevastaavan tai itsenäisen aggregaattorin järjestelmän etävalvomon rajapinta saadaan sovitettua. Toistaiseksi olemassa olevien automaatiojärjestelmien retrofit-sovituksissa näistä kustannuksista merkittävä osa on jäänyt asiakkaan maksettavaksi.

Mikäli asiakas valitsee sähkönmyyntiyhtiönsä tai muun tasevastaavan sijaan itsenäisen aggregaattorin, voi haasteeksi muodostua riski tasepoikkeamasta. Tasepoikkeama tarkoittaa tasevastaavan ennusteen ja toteuman eroa. Toisin sanoen poikkeama kulutustaseessa tarkoittaa myyntiyhtiön ennusteen mukaan hankkiman ja asiakkaalle myymän energian erotusta tasejakson eli yhden tunnin aikana. Tasepoikkeamaa syntyy, kun asiakkaan sähkönkäyttö poikkeaa myyntiyhtiön tekemästä ennusteesta. Kun tasevastaavalla ei ole tietoa ulkopuolisen suorittamista ohjauksista asiakkaansa käyttöpaikalla, tasepoikkeama kasvaa. Tasevastaava eli asiakkaan sähkönmyyjä vastaa tasepoikkeamasta aiheutuneista kustannuksista. Tämä voi heijastua myös asiakkaan hintoihin. Sähkön myyjä voi sopimuksella varata oikeuden laskuttaa asiakkaalta ennuste- tai tasepoikkeamasta koituvat kustannukset [8]. Kuten luvussa 4.2 todettiin, sähkönmyyntiyhtiöt pyrkivät pienentämään asiakaskohtaisia riskejään sitä tarkem-

min, mitä suurempi asiakkaan sähkökulutus on. Käytännössä tasepoikkeaman laskutusperusteen muodostaminen sähkönmyyntisopimukselle tarkoittaisi asiakkaan sitoutumista hyvin tarkkaan sähkökäyttöprofiiliin. Tyypillisesti alle 300–500 MWh vuodessa sähköä käyttävät asiakkaat, joiden profiilikustannusta ei lasketa, eivät ole sitoutuneet tiettyyn sähkönkäyttöprofiiliin, eivätkä he tällöin ole velvoitettuja maksamaan tasepoikkeamasta aiheutuneita kustannuksia. Tätä suuremmat asiakkaat ovat useimmiten sitoutuneet maksamaan tiettyä osuutta suurempien kuukausittaisten tai vuosittaisten ennustepoikkeamien aiheuttamia kustannuksia. Lasketettavien kustannusten määrittäminen vaihtelee yhtiöittäin, mutta usein on käytössä malli, jossa laskutetaan ennusteen ja toteuman välisten profiilikustannuksien erotus vähennettynä sopimuksessa määritetyllä osuudella, joka on usein 5–20 %. Tällöinkään asiakkaalta ei laskuteta tasepoikkeaman mukaista tasesähkön hintaa, vaan kustannus muodostuu tyypillisesti vuorokausimarkkinan mukaan lasketuista profiilikustannuksista. Suurteollisuusasiakkailla tai muilla hyvin suurilla sähkönkäyttäjillä poikkeamasta sovitaan tapauskohtaisesti tai asiakas voi olla itse sähkömarkkinaosapuolena, jolloin tämä vastaa suoraan toteutuneesta poikkeamasta maksamalla kyseisten tuntien ylös- tai alassäätöhinnan. On suhteellisen yleistä, että asiakas ei ole tietoinen, että muutokset sähkönkäytössä voivat vaikuttaa tämän sähkönhankintakustannuksiin, vaikka käytössä olisikin kiinteähintainen sopimus. Jos asiakas ei tiedä kustannusvaikutusta, ei tämä lähtökohtaisesti kerro sähkönmyyjälleen sopimuskauden aikana ilmenevistä sähkönkäytön määrän tai kulutusprofiilin muutoksista, vaikka nämä olisivatkin asiakkaan tiedossa.

Hyvin harva haastatelluista asiakkaista oli toteuttanut joustoa aggregaattorin avulla, joten kokemuksia aggregaattorin valitsemisesta oli hyvin vähän. Tällöin aggregaattorin valinta tuntui asiakkaasta hypoteettiselta kysymykseltä. Yksikään haastatelluista asiakkaista ei kertonut mahdollisen tasepoikkeaman vaikuttavan aggregaattorin valintaan. Hypoteettiseen aggregaattorin valintaan liittyvät kriteerit vaihtelivat paljon myös asiakassegmenttien sisällä. Osa asiakkaista kertoi helppouden vuoksi valitsevansa lähtökohtaisesti oman tasevastaavansa. Erityisesti rakennusautomaation rajapinnan kautta toteutettavaa joustoa harkitsevat asiakkaat olisivat valinneet aggregaattoriksi automaatiojärjestelmän teknisen palveluntarjoajan, mikäli tämä toimii myös itsenäisenä aggregaattorina.

6.3 Mittausratkaisut ja jouston todentaminen

Kun jousto toteutetaan ainoastaan teknisten rajoitteiden vuoksi, ei joustolle ole todentamis- tai mittausvaatimuksia. Käytännössä joustavan laitteen, laitteiston tai ryhmän tehoa on mitattava, jotta näiden teho ei ylitä pullonkaulana olevan varokkeen laukaisuvirtaa. Tehonmittauksen mittaustaajuuden määrittelee varokkeen tai johdonsuojakatkaisijan laukaisukäyrän määrittelemä laukaisuaika. Mikäli pullonkaula on ainoastaan ryhmätasolla, voidaan kuormanhallinta toteuttaa staattisena, jolloin mitataan ainoastaan yksittäisen laitteen tai ryhmän ottamaa virtaa. Tällöin laitteelle asetetaan usein etuvarokkeen mukaan kiinteä virtaraja. Laitteen kuormanpudotustoimisto aktivoituu, kun mittauspisteessä mitattu virta ylittää virtarajan asetusarvon.

Tyypillisesti pullonkaula on joko liittymä- tai jakokeskustasolla. Tällöin kuormanhallinta toteutetaan dynaamisena. Halutulle sähköistyksen tasolle toteutetaan virtamuuntajilla kolmivaiheinen tehonmittaus. Pullonkaulan tehomittaukselta mittaustieto siirtyy kulutuskojeelle, automaatiojärjestelmälle tai kulutuskojeen taustajärjestelmälle kaapeloitua yhteyttä tai matkapuhelin- tai radioverkkoa käyttäen. Tilanteessa, jossa kiinteistön sähköinfrastruktuurissa on pullonkauloja useammalla tasolla, voidaan tarvittaessa toteuttaa useampia mittauspisteitä eri tasoille.

Eksplisiittisen jouston todentamiseen tarvitaan mittausratkaisu, jonka rekisteröimästä mittausdatasta voidaan todeta riittävän tarkasti, että pyydetty tehon rajoitus tai lisäys on toteutunut. Mittaustiedosta pitää lisäksi saada selville, että ohjaus on tapahtunut markkinapaikan edellyttämällä aikataululla ja jouston pysyvyys on ollut tarjouksen mukainen koko jouston keston ajan. Mittauksen toteuttaminen jokaiselle ohjattavalle kuormalle lisää jouston toteuttamisen kustannuksia merkittävästi. Vastaavasti pienempien aggregoitavien kuormien joustoa on vaikea todentaa pääkeskustason mittauksilla, koska kuormituksen hetkittäinen vaihtelu on suurta suhteessa kiinteistökuormien säätökykyyn. Rakentamiseen osallistuvien haastateltavien mukaan osakuormien mittauksia toteutetaan yhä useammin uusissa toimitila- ja palvelurakennuksissa. Osamittaukset on liitetty usein rakennusautomaatioon, josta voi olla tiedonsiirtorajapinta ulkoisiin järjestelmiin. Osa näistä mittauksista tehdään energiankulutuksen seurantaa varten, jolloin mittaus ei ole riittävän reaaliaikaista jouston todentamiseen nykyisillä markkinapaikoilla.

Tällä hetkellä pelkästään AMR-mittarilta saatavat tiedot kulutuksen joustamisesta eivät riitä jouston todentamiseen kantaverkkoyhtiö Fingridille. Seuraavan sukupolven AMR-ratkaisuissa jouston todentaminen voi olla mahdollista esimerkiksi mittareiden asiakasrajapinnan avulla, jos jousto riittävän suurta muuhun kuormituksen vaihteluun verrattuna. Asiakasrajapinnasta tarvitaan kuitenkin tiedonsiirtoyhteys aggregaattorin järjestelmään. Mikäli mittaustaajuus on minimivaatimusten mukainen, ei AMR-mittauksella voida todentaa taajuusohjatuille reservimarkkinoille osallistuvaa joustoa. Markkinapaikalle tarjottavan jouston todentamiseen tarvitaan tällä hetkellä erillinen mittausratkaisu, josta tiedot välittyvät aggregaattorille. Senaatti-kiinteistöjen edustaja arvioi, että Senaatti-kiinteistöjen yli 100 kW varavoimakoneiden tarjoaminen FRC-D-reserville olisi kannattavaa, mikäli erillistä mittausratkaisua ei tarvittaisi. Mittausratkaisun rakentaminen maksaa tyypillisesti useita tuhansia euroja. Varavoimakoneiden avulla joustopilotteja toteuttaneet asiakkaat arvioivat haastatteluissa, että jouston todentaminen onnistuu koko käyttöpaikan kulutusta seuraavalla mittauksella. Suuremmilla kiinteistöasiakkailla käyttöpaikkatasolla reaaliaikaiset mittaukset on liitetty SCADA:n (Supervisory Control And Data Acquisition) eli valvomo-ohjelmistoon. Näissä tapauksissa varavoimakoneiden kapasiteetti oli mitoitettu kattamaan 50–80 % tyypillisen kuormitustilanteen tehosta.

7. VALINTOJEN VAIKUTUS TOTEUTETTAVUUTEEN

Eri vaiheissa tehdyillä valinnoilla on vaikutus jouston toteutettavuuteen sekä asiakkaan saamaan taloudelliseen hyötyyn. Tässä luvussa tarkastellaan taulukoinnin kautta, mitä jouston käyttötapauksia valinta koskee, miten eri valinnat vaikuttavat jouston toteuttavuuteen sekä millainen taloudellinen vaikutus valinnalla on.

Tässä työssä arvioidaan pääasiassa karkeammalla tasolla, miten valinta joko heikentää tai parantaa jouston toteutettavuutta. Euromääräisiä vaikutuksia ei pystytty haastattelujen avulla kattavasti selvittämään, koska useimmiten valintojen mahdolliset kustannusvaikutukset eivät olleet vielä realisoituneet. Tilanne vastaa myös asiakkaan näkymää jouston toteuttamiseen. Koska joustoon käytettävien ratkaisuiden maturiteetti on suhteellisen matala, eikä markkinaosapuolien ja palveluntarjoajien toiminta ole vakiintunutta, on todellisten kustannusten arviointi haastavaa ja tapauskohtaista. Vain pieni osa asiakkaista oli jo toteuttanut joustoa. Tehdyt joustokokeilut ovat tyypillisesti olleet resurssien säätöominaisuuksien tutkimista varten. Näiden pilottien rahoitus ei usein ole perustunut toteutuksen markkinaehtoiseen kannattavuuteen eikä niissä toteutuneet kustannukset ole skaalattavissa systemaattisempaan markkinaehtoiseen toteutukseen. Tässä luvussa joidenkin valintojen osalta toteutettavuuden arvioinneissa käytetään apuna EU-SysFlex-projektin sekä julkisten joustopilottien raportteja. Toteutettavuuteen ja asiakkaan saamaan taloudelliseen hyötyyn vaikuttavat jouston eri käyttötapauksien kannalta seuraavat asiat:

- Käyttötapaukseen soveltuvan joustokapasiteetin määrä
- Joustoresurssin käyttötuntien määrä
- Jouston tai säädön rajakustannus
- Muutos jouston todennettavuudessa
- Jouston toteuttamiseen tarvittavan alkuinvestoinnin määrä
- Teknisen rajoitteen vaihtoehtoiskustannus
- Verkkopalvelumaksujen muutos
- Sähköenergian hinnan muutos
- Aggregointikustannukset
- Hallinnointikustannukset
- Muut käytönaikaiset kulut

Luvussa 2 esitettiin hypoteesit H_1 ja H_2, joiden oletettiin vaikuttavan asiakkaan tekemiin valintoihin. Haastattelujen perusteella kumpikaan hypoteeseista ei pidä täysin paikkaansa. Ensimmäinen hypoteesi asiakkaan tietopohjan vaikutuksesta tehtävään valintaan piti asiakastyypistä riippuen osittain paikkansa. Kuluttaja-asiakkaiden vähäisellä joustoon liittyvällä tietopohjalla oli vaikutusta tehtävään valintaan. Valinta on usein tunneperusteinen, joten mielikuva jouston vaikutuksista merkitsee enemmän kuin kattava tietopohja. Myös toinen hypoteesi, jonka mukaan asiakkaan toimiala ja/tai toimintaympäristö vaikuttaa tehtävään valintaan, piti osittain paikkansa. Samalla toimialalla olevilla asiakkailla valinnat saattoivat vaihdella paljonkin johtuen erilaisen tietopohjan lisäksi myös henkilöiden arvoista ja asenteista sekä päätöksenteon keskittämisestä tai hajauttamisesta.

Kuluttaja-asiakkaista eniten joustopotentiaalia omaavasta sähkölämmittäjien joukosta noin puolet tunsi kysyntäjoustotermin, mutta eksplisiittisestä joustosta oli kuullut hyvin harva. Haastattelujen perusteella muiden kuluttajien ymmärrys joustosta on vielä vähäisempää. Koska joustonkäyttötapausten tunteminen edes ylätasolla on vähäistä, eivät asiakkaat useimmiten pysty arvioimaan, millaisen korvauksen he tarvitsisivat joustosta. Epävarmuus voi johtaa siihen, että joustomielikuvaan liitetään riski, joka hinnoitellaan suhteellisen korkealle. Tämä riski liittyy epävarmuuteen ohjaustekniikan toimimisesta tai joustokäytön vaikutuksesta asuinmukavuuteen tai sähköajoneuvon käytettävyyteen. Osa mieltää jouston ainoastaan maksulliseksi palveluksi ja vastaavasti osa kokee sen ainoastaan manuaalisesti vuorokausimarkkinan mukaan toteutettavaksi ajoittamiseksi. Lisäksi manuaalisesti toteutettavaan implisiittiseen joustoon tarvittava vaivannäkö hinnoitellaan tyypillisesti korkeaksi suhteessa säästöpotentiaaliin. Kuluttajan voi olla joko joustoresurssin omistajana tai loppukäyttäjänä mahdollista estää jouston toteutuminen, joten epävarmuutta tulisi vähentää kohdentamalla osa taloudellisesta hyödystä resurssin loppukäyttäjälle sekä viestimällä jouston tarpeesta.

7.1 Sähköliittymään liittyvät valinnat

Sähköliittymän sulakekoon tai mitoitustehon valinnassa on kyse asiakkaan käytettävissä olevasta tehokaistasta. Sähköliittymään liittyvien valintojen vaikutukset jouston eri käyttötapausten toteutettavuuteen on esitetty taulukossa 7.1. Käyttötapaukset on numeroitu ja näiden edellä on lyhenne kt. Liittymän sulakekoolla on suora vaikutus implisiittisen ja eksplisiittisen jouston toteuttavuuteen tilanteissa, joissa jousto voi kasvattaa liittymän tehoa verrattuna

tilanteeseen, jossa ei ole joustoon liittyviä ohjauksia. Näitä tilanteita ovat suhteessa sähköliittymän vapaaseen kapasiteettiin suuritehoisten sähkövarastojen lataaminen tehointensiivisessä joustokäytössä sekä kulutuskuormien joustokäytön jälkeinen seurannaisvaikutus eli ns. rebound-ilmiö.

Liittymän kapasiteetti vaikuttaa sähkövarastojen mitoituksen ja käytönsuunnittelun sekä eri käyttötapausten välisen priorisoinnin kautta jouston toteutettavuuteen, jota tarkastellaan luvussa 7.5. Jouston seurannaisvaikutuksella tarkoitetaan jouston jälkihuippua, joka syntyy jouston aikana kuluttamatta jätetyn energian kuluttamisesta jouston jälkeen referenssitilan, kuten tietyn sisälämpötilan saavuttamiseksi. Jälkihuipun vaikutus sähköliittymän kapasiteetin riittävyyteen riippuu siitä, miten kuormaa joustossa vähennetään. Mikäli kuorma kytketään releellä kokonaan pois päältä, kuten sähkölämmitys, ei yksittäisen joustoresurssin kuorman pudotukseen ja sitä seuraavan jälkihuipun suuruuteen voida vaikuttaa jouston määrää säätämällä. Joissain tapauksissa jälkihuippuun voidaan vaikuttaa säätämällä joustokuorman referenssitilaa niin, että jouston jälkeinen energiankulutus jakautuu pidemmälle ajalle. Haastatteluiden perusteella asiakkaat eivät olleet asiakassegmentistä riippumatta halukkaita muuttamaan näiden pääasiassa lämmitys- tai jäähdytyskuormien asetteluarvoja, vaikka vaikutus asuinmukavuuteen tai yrityksen prosesseihin olisi vähäinen. Tällöin sähköliittymän mitoittaminen lähelle normaalin käyttötilanteen huipputehoa voi estää pidempiaikaisten energiaperusteisten joustojen toteuttamisen (kt 1.11).

Lyhytkestoisten FCR-D -ylössäätöjen osalta liittymän rajallinen kapasiteetti vaikuttaa markkinoille tehtävien tarjousten määrään (kt 1.13). Seurannaisvaikutuksen voimistumisen estämiseksi joustoresurssin on palauduttava peräkkäisten ohjausten välillä referenssitilaan. Jos tarjousten määrää ei rajoiteta, voi ohjauslogiikka estää jouston toteutumisen ylikuormitustilanteessa, mikäli ohjauslogiikkaan on yhdistetty pääkeskustason tehomittaus. Tällöin epäonnistuneista jouston aktivoinneista seuraavat sanktiot heikentävät jouston kannattavuutta. Lineaarisesti säädettävien kuormien, kuten taajuusohjattujen laitteiden osalta jouston määrää pienentämällä voidaan hallita mahdollisen jälkihuipun suuruutta (kt 1.12). Myös lineaarisesti säädettävillä kuormilla sähköliittymän kapasiteetti rajoittaa enemmän energiaperusteisen jouston toteutettavuutta kuin reservimarkkinoille tarjottavaa säätöä (kt 1.14).

Sähköliittymän ylimitoittaminen vastaavasti vähentää tarvetta jälkihuipun hallinnalle liittymäkapasiteetin vuoksi (kt 1.21), mutta ei poista jälkihuipun vaikutusta toteutettavuuteen sähköenergian ja verkkopalvelumaksujen osalta. Sähköliittymän kapasiteetti vaikuttaa myös asiakkaan tarpeeseen toteuttaa kuormanhallintaratkaisuja teknisten rajoitteiden vuoksi. Dynaaminen kuormanhallinta toteutetaan pääasiassa liittymä- ja nousukeskustasolla olevien pullonkaulojen takia, jotta vältetään lisäliittymä-, liittymiskaapeli-, kaivuu-, asiakasmuuntamo- ja keskuskustannukset. Pienjänniteasiakkaille ja pienemmille keskijänniteasiakkaille on yleistä, että elinkaaren aikaiset laite- ja sähköistysvalinnat tehdään kunakin hankintahetkenä edullisimman mukaan ja tällöin elinkaarikustannuksiin vaikuttavat tehomaksut jäävät huomioimatta (kt 1.22).

Elinkaaren aikana tapahtuvan sähkönkäytön lisääntymisestä johtuva pääsulakkeen korotustarve voidaan joissain tapauksissa välttää joustavien kulutuskuormien dynaamisen kuormanhallinnan avulla (kt 1.3). Dynaaminen kuormanhallinta toteutusratkaisusta riippuen parantaa edellytyksiä ohjata näitä kuormia ulkoisen ohjaussignaalin avulla ilman kenttälaite -tai sähköistysmuutoksia, jolloin energiaperusteisen implisiittisen jouston (kt 1.33) ja eksplisiittisen jouston (kt 1.34) toteuttamiskustannukset pienenevät. Eksplisiittisen jouston markkinapaikkojen sääntöjen huomioinnissa ja taustajärjestelmän integroitavuudessa on kuitenkin suuria eroja laitetoimittajien välillä. Dynaamisen kuormanhallinnan yhteydessä toteutetaan aina ohjattavan osakuorman tehomittaus, josta mittausdata saadaan usein laitteen hallintaan käytettävään taustajärjestelmään. Dynaamisen kuormanhallinnan kustannukset asiakkaalle riippuvat, toteutetaanko asennus rakentamis- tai saneerausvaiheessa vai erillisenä työnä. Tiettyjen sähköistystöiden ohessa dynaamisen kuormanhallinnan toteutukselle voi olla mahdollista saada ARA:n tai Business Finlandin tukia, jolloin jouston alkuinvestoinnin pienentyminen tekee toteuttamisesta asiakkaalle kannattavampaa.

Haastattelujen perusteella pyrkiminen suureen pienjänniteliittymään keskijänniteliittymän sijaan on varsin yleistä, jos asiakkaalla ei valmiiksi ole keskijänniteliittymiä tai muuta tarvetta käytönjohtajalle. Hintaohjaus verkkopalvelumaksujen kautta (tarkemmin luvussa 7.3) ei tällöin toimi tarkoituksenmukaisesti. Kohteissa, joissa asiakas osallistuu rakentamisvaiheeseen, on kyse useimmiten helppouden tavoittelusta, mutta myös osittain puutteellisesta tietopohjasta verkkopalvelutuotevalinnan vaikutuksesta elinkaarikustannuksiin. Perustajaurakoinnissa pyrkiminen pienjänniteliittymään johtuu pääasiassa keskijänniteliittymään verrattuna huomattavasti pienemmästä alkuinvestoinnista. Pienjänniteliittymän rajallisempi

kapasiteetti ohjaa asiakasta priorisoimaan joustoa omaan käyttöön (kt 1.41). Pienjännitteen tehomaksujen ollessa 22 % suuremmat myös huipunleikkauksen taloudellinen potentiaali on tämän verran suurempi. Tällöin markkinoille myytävän jouston käyttötunnit vähenevät merkittävästi (kt 1.42), koska kiinteistöjen suurimman kuormituksen aikana joustoa priorisoidaan markkinoiden sijaan omaan käyttöön. Mikäli suuren pienjänniteliittymän sijaan valitaan keskijänniteliittymä (kt 1.5), siirtyy osa asiakkaan sähkönkäyttökustannuksista verkkopalvelumaksujen ulkopuolelle sähkönkäytönjohtajan ja asiakasmuuntamon kustannusten vuoksi. Tarve toteuttaa joustoa teknisten rajoitteiden vuoksi vähenee ja huipunleikkauksen kannattavuus suhteessa muihin käyttötapauksiin heikkenee (kt 1.51). Eksplisiittisen jouston käyttötunteja on tällöin priorisoinnin muuttuessa enemmän, mutta kuormanhallintaratkaisuiden puuttuessa alkuinvestointi kasvaa (kt 1.52).

Taulukko 7.1. Sähköliittymän kokoon ja tyyppiin valintaan liittyvät valinnat. Valinnan asiakkaan kannalta positiivista tai negatiivista taloudellista vaikutusta suhteessa alkutilanteeseen tai vaihtoehtoiseen valintaan kuvaavat vihreät ja punaiset eurosymbolit.

Asiakkaan tekemä valinta	Jouston käyttötapaus tai markkina, johon valinta vaikuttaa	Millä tavoin valinta vaikuttaa toteutettavuuteen	Vaikutus
Sähköliittymän mitoittaminen lähelle normaalin käyttötilanteen huipputehoa (1.1)	Energiaperusteinen jousto relekytketyillä kuormilla (1.11)	Liittymän rajallinen kapasiteetti voi jälkihuipun vuoksi estää energiaperusteisen jouston säätökyvyttömällä kuormalla.	€ € €
	Energiaperusteinen jousto säädettävillä kuormilla (1.12)	Jälkihuipun hallitsemiseksi energiaperusteiseen joustoon käytettävän säädön määrä voi vähentyä.	€ €
	FCR-D-ylössäätö relekytketyillä kuormilla (1.13)	Jälkihuipun hallinta vähentää markkinalle tarjottavia tunteja tai lisää sanktioita epäonnistuneista ohjauksista.	€ €
	FCR säädettävillä kuormilla (1.14)	Tarjouskokoa voi joutua rajoittamaan jälkihuipun vuoksi.	€
Sähköliittymän selkeä ylimitoittaminen (1.2)	Energiaperusteinen jousto ja eksplisiittinen ylössäätö (1.21)	Vähentää jälkihuipun vaikutusta käytettävän jouston määrään ja käyttöaikaan.	€ €
	Tehohuipun leikkaus (1.22)	Vähentää tarvetta toteuttaa dynaamista kuormanhallintaa.	€ €
Dynaaminen kuormanhallinta lisäliittymän sijaan (1.3)	Teknisten rajoitteiden vuoksi (1.31)	Säästö liittymämaksuissa ja sähköistyskuluissa.	€ € €
	Tehohuipun leikkaus (1.32)	Säästö tehomaksuissa. Huipunleikkauksen priorisointi.	€ €
	Energiaperusteinen jousto (1.33)	Vähentää toteuttamiseen tarvittavia lisäinvestointeja, mutta pienempi liittymäkoko voi pienentää jouston määrää.	€
	Taajuusohjatut reservit (1.34)	Investointi eksplisiittistä joustoa varten pienenee.	€ €
Pyrkiminen suureen pj-liittymään kj-liittymän sijaan. (1.4)	Implisiittinen jousto (1.41)	Kiinteiden kustannusten pienentyessä joustoa priorisoidaan omaan käyttöön. Kuormanhallinnan tarve kasvaa.	€ €
	Eksplisiittinen jousto (1.42)	Markkinoille myytävän jouston määrä vähenee ja jaksottuu.	€
Kj-liittymän valitseminen suuren pj-liittymän sijaan (1.5)	Implisiittinen jousto (1.51)	Energiaperusteisen jouston suhteellinen kannattavuus paranee ja jälkihuipun tekniset rajoitteet vähenevät.	€
	Eksplisiittinen jousto (1.52)	Käyttötunteja on enemmän, mutta alkuinvestointi kasvaa.	€

7.2 Sähköistykseen liittyvät valinnat

Taulukossa 7.2 on esitetty sähköistykseen ja automaatioratkaisuihin liittyviä valintoja. Kuten luvussa 2 on kerrottu, ohjaavat sisäiset ja ulkoiset energiatehokkuustavoitteet asiakkaiden laite- ja sähköistysvalintoja uudis- ja korjausrakentamisessa. Lämmitys- ja jäähdytysjär-

jestelmien energiantarve pienenee lämpöhäviöiden vähentyessä ja järjestelmän kokonaishyötysuhteen kasvaessa. Pumppujen ja kompressorien pyörimisnopeutta säädetään taajuusmuuttajilla entistä tarkemmin ympäristöstä mitattujen tietojen mukaan. Energiansäästöön tähtäävä suunnittelu (kt 2.1) pienentää erityisesti kuorman vähentämiseen soveltuvaa joustopotentiaalia [30] [31] [90]. Koska energiansäästöön tähtäävässä suunnittelussa valittavat laitteet usein sallivat vain pieniä poikkeamia referenssitilastaan, voi pidempikestoisen jouston toteuttaminen olla haastavaa esimerkiksi lämpötilahälytyksien aktivoitumisen vuoksi. Mikäli säädettävä kuorma toimii lämpövarastona, sen kyky ylläpitää referenssitilaa säädön aika on parempi, kun suunnittelu tähtää energiantarpeen minimointiin. Vaikutus lyhytkestoiseen joustoon, kuten taajuusohjattuun häiriö- tai käyttöreserviin osallistumiseen on vähäisempi, mutta myös tällöin tarjouskoko pienenee vähentyneen energiantarpeen vuoksi. Energiasäästön näkökulmasta optimoitujen laitteistojen laiteohjelmistoja ja näiden asetteluarvoja voi joutua muuttamaan, mikäli joustoon tarjottavaa osatehoa halutaan suurentaa. Taajuuden alassäädön toteuttaminen kokonaisenergiakulutusta kasvattavalla joustolla ei usein asiakkaan näkökulmasta ole hyväksyttävää, kun päätöksentekoa ohjaa energiatehokkuus.

Osana energiansäästön ohjaamaa suunnittelua toteutetaan myös tarkasti optimoituja ilmanvaihtolaitteistoja. Asiakkaan ilmanvaihtolaitteiden taajuusmuuttajia säädetään tarkasti hiilidioksidi tai -monoksidimittauksien mukaan [12] [90]. Kun ilmanvaihto on tarkasti optimoitu, on tehon rajoittamisen potentiaali pienempi (kt 2.3), koska tilojen hiilidioksidipitoisuus on lähellä ylärajaa, jolloin ilmanlaatu on lähellä sallittua alarajaa. Tämä vähentää erityisesti FCR-D-markkinaan soveltuvaa säätöpotentiaalia (kt 2.32). Ilmanvaihtoa pystyy käyttämään taajuuden ylössäädössä tai tehonleikkauksessa vain rakennuksen aktiivisen käytön aikana eli esimerkiksi toimistorakennuksella noin 27 % ja palvelurakennuksella noin 45 % vuoden tunneista. Mikäli ilmanvaihdon tarve on ennustetta suurempi, ohittaa ilmanvaihdon logiikka sille annetun säätökäskyn, jolloin markkinapaikalta saatavat sanktiot heikentävät kannattavuutta. Pitempikestoiseen energiaperusteiseen joustoon (kt 2.31) tarkasti optimoitu ilmanvaihto ei sovellu ilman, että laitteistoja käytettäisiin tehostetusti joustoa edeltävinä tunteina tai ilmanvaihtotehon perustasoa nostettaisiin. Tällöin kokonaisenergiankulutus kasvaisi, joka heikentäisi jouston taloudellista kannattavuutta. Sisäilmastoa häiritsemättömän nopean ja lyhytaikaisen jouston toteuttamisen investointikustannus kuitenkin pienenee merkittävästi, kun sisäilmamittaukset ja näihin liittyvä ohjauslogiikka ovat valmiina osana rakennusautomaatiota. Huonekohtaiset laite-, asennus- ja ohjelmointikulut ovat pienellä huonemäärällä noin 500 euroa/ huone [91], mutta suuremmissa kohteissa yksikköhinnan

voidaan olettaa laskevan huomattavasti [92]. Jos toimistorakennuksen yhden ilmanvaihtokoneen aktiivisen käytön aikainen keskiteho olisi noin 8 kW ja ilmanlaadun sallima tehonpudotus 50 %, olisi jouston arvo vuoden 2020 FCR-D tuntimarkkinalla ollut noin 65 euroa, josta vähennettäisiin vielä aggregointikulut.

Taulukko 7.2. Sähköistykseen liittyvät valinnat.

Asiakkaan tekemä valinta	Jouston käyttötapaus	Millä tavoin valinta vaikuttaa toteutettavuuteen	Vaikutus
Energiansäästön ohjaama suunnittelu (2.1)	Energiaperusteinen jousto (2.11)	Joustopotentiaali pienenee, mutta lämpövarastojen käyttöaika paranee.	€
	Taajuusohjatut reservit (2.12)	Tarjouskoko pienenee ja aggregointikustannukset kasvavat.	€
Jousto osana automaation suunnitteluohjetta (2.2)	Kaikki jouston käyttötapaukset	Toteuttamisen alkuinvestointi pienenee. Käytettävyystiedot lisäävät käyttötunteja ja mahdolliset sanktiot pienevät.	€ € €
Tarkasti optimoitu ilmanvaihto (2.3)	Energiaperusteinen jousto (2.31)	Jouston toteuttaminen aiheuttaa sähkönkulutuksen kasvun.	€ €
	Taajuusohjatut reservit (2.32)	Säätöpotentiaali ja investointikustannukset pienenevät.	€ €
Staattinen kuormanhallinta (2.4)	Teknisten rajoitteiden vuoksi (2.41)	Vähentää sähköistyskustannuksia ja nostaa kuormitusastetta	€
	Implisiittinen ja eksplisiittinen jousto (2.42)	Kuorman käyttäminen joustossa ei onnistu ilman sähköistysmuutoksia.	€ € €
Yksisuuntainen tiedonsiirtorajapinta (2.5)	Implisiittinen joustopalvelu (2.51)	Teho- ja käytettävyystietojen puute estää käytön optimoinnin.	€ € €
	Eksplisiittinen jousto (2.52)	Epäonnistuneiden aktivointien ja sanktioiden osuus on suuri.	€ €
Maalämpöpumpun osatehomitoitus (2.6)	Implisiittinen jousto (2.61)	Lämmityskaudella jälkihuippu kasvattaa huipputehoa ja kulutusta.	€ €
	Eksplisiittinen jousto (2.62)	Tehomaksu rajoittaa tarjottavia tunteja kuukausi- ja vuositasolla.	€
Maalämpöpumppulämmitys palveluna (2.7)	Implisiittinen jousto (2.71)	Joustopotentiaali siirtyy pois loppuasiakkaalta	€
	Eksplisiittinen jousto (2.72)	Pienemmät aggregointikustannukset ja parempi käyttöaste.	€ €

Ulkoisen ohjauksen toteuttaminen rajapinnan kautta vaatimuksena rakennusautomaatiojärjestelmälle osana rakennusten suunnitteluohjetta (kt 2.2) pienentää merkittävästi joustoon tarvittavia investointeja verrattuna muutosten toteuttamiseen myöhemmin erillisenä työnä. Suunnitteluohjeessa voidaan määritellä automaatiojärjestelmän tiedonsiirtorajapinnan kaksisuuntaisuus ja sovellettava standardi sekä käytettävien komponenttien väliset tiedonsiirtoprotokollat yhteensopivuuden varmistamiseksi sekä myöhempien integraatio- ja ohjelmointikustannusten välttämiseksi. Suunnitteluohjeessa voidaan määrittää jouston käyttötapaukset, jolloin pystytään määrittämään myös tarvittavat teho-, energia- ja sisäilmastomittaukset. Ohjeessa myös määriteltäisiin käyttöpaikalle tulevien palveluntarjoajien operoimien kulutuslaitteiden, kuten sähköautojen latauslaitteiden liittämisestä automaatioon rajapinnan kautta. Kaksisuuntainen tiedonsiirtorajapinta ja käytettävyyden ilmaisevan tiedon kerääminen mittauspiteistä lisää jouston mahdollisia käyttötunteja sekä pienentää eksplisiittisen jouston aktivointien epäonnistumisesta koituvia sanktioita. Vastaavasti yksisuuntainen rajapinta (kt 2.5), jossa ohjaussignaalin lähettävä taho ei saa reaaliaikaista tietoa joustoresurssin käytettävyydestä, heikentää jouston toteutettavuutta vaikeasti ennustettavien kuormien osalta. Joustoresurssin ennustaminen ja käytettävyyden mallintaminen eksplisiittisen jouston tarjouksia varten on sitä epäluotettavampaa, mitä enemmän loppukäyttäjän käyttäytymi-

nen vaikuttaa resurssin käytettävyyteen. Implisiittisen jouston toteuttaminen palveluna ilman kaksisuuntaista tiedonvaihtoa (kt 2.51) voi kasvattaa asiakkaan sähköenergia- ja verkkopalvelumaksuja, kun kohteen käytettävyys- ja tehotiedot eivät ole ohjaussignaalin lähettäjän tiedossa.

Laite- tai ryhmätasolla toteutettu staattinen kuormanhallinta (kt 2.4) pienentää ohjattavaa kuorman pudotuspotentiaalia verrattuna dynaamiseen ratkaisuun. Staattinen kuormanhallinta ei aina ratkaise ylempien sähköistysportaiden pullonkauloja, mutta pienentää tarvetta liittymä- ja nousukeskustasolla tehtäville sähköistysmuutoksille (kt 2.41) riippuen alakeskusten kuormien risteilystä. Staattisesti hallitun kuorman hyödyntäminen automatisoidussa implisiittisessä tai eksplisiittisessä joustossa ei tyypillisesti onnistu ilman sähköistysmuutoksia (kt 2.42). Mikäli käyttöpaikalla on staattisesti hallittujen laitteiden lisäksi muuta kuormaa, vaatii huipunleikkaaminen kuormanhallinnan muuttamista dynaamiseksi. Tämä voi tarkoittaa tehomittausten ja tietoliikenneväylän lisäksi myös hallittavana olevien laitteiden vaihtamista. Muutoskustannukset suhteessa jouston taloudelliseen potentiaaliin ovat merkittävästi liian suuret, jotta muutosta tehtäisiin jouston vuoksi taloudellisin perustein. Staattinen kuormanhallinta mahdollistaa ryhmän rajoittamattomaan käyttöön verrattuna huomattavasti pienemmän päävarokkeen käyttöpaikalle. Pienemmissä alle 3 x 80 A käyttöpaikoissa tämä mahdollistaa sähkönkäyttöön sopivan verkkopalvelutuotteen valitsemisen, kun vastaavasti rajoittamattomassa ryhmässä teoreettinen ryhmän huipputeho ohjaa valitsemaan tuotteen, joka ei esimerkiksi laitteiden pienen huipunkäyttöajan vuoksi ole asiakkaalle kannattava.

Maalämpöpumpun osatehomitoitus (kt 2.6) vaikuttaa asiakkaan kannalta kannattavan verkkopalvelutuotteen valintaan vastaavalla tavalla. Alaluvun 3.2 esimerkin mukaisessa tilanteessa järjestelmän kokonaissähkötehosta 63 % olisi sähkökattilatehoa, jonka käyttöaika on noin 1-5 % vuoden tunneista. Tällöin asiakas joutuu mitoittavan huipputehon vuoksi valitsemaan verkkopalvelutuotteen, jossa kiinteiden kustannusten ja tehomaksun osuus on suurempi suhteessa täystehomitoituksen mahdollistamaan verkkopalvelutuotteeseen. Lämmityskauden tehohuipunleikkausta ei tyypillisesti ole mahdollista tehdä ilman lisäinvestointia puskurivaraajaan tai sähkövarastoon. Lämmityskaudella vuorokausimarkkinan mukaan toteutettavan jouston (kt 2.61) esteenä on se, että osatehomitoitetun lämpöpumpun lämmitysteho ei riitä kattamaan jouston aikana muodostunutta lämmitysvajetta, jolloin jouston jälkeen sähkökattila aktivoituu muodostaen täystehomitoitettuun maalämpöpumppuun verrattuna jopa nelinkertaisen jälkihuipun riippuen tämän lämpökertoimesta. Koska jälkihuippu

voidaan joutua kattamaan sähkökattilalla, kasvattaa jouston toteuttaminen sähkön kokonaiskulutusta. Lyhytkestoisen eksplisiittisen jouston toteuttaminen (kt 2.62) onnistuu ylös- ja alassäätönä kuukausitasolla lämpimimpinä tunteina, jolloin markkinalle tarjottavaa säätöä rajoitetaan siten, että syntyvä lämmitysvaje saadaan katettua lämpöpumpulla. Myös muille tunneille tarjoaminen on mahdollista, mikäli rajakustannuksen muodostuksessa huomioidaan joustoajan sähköhankintakustannukset korjattuna lämpöpumpun lämpökertoimella sekä mahdollinen mallinnettavan jälkihuipun ylitys suhteessa kuukauden tehohuipun ennusteeseen. Tällä strategialla nykymarkkinalla saavutettava taloudellinen hyöty voi olla vähäinen uusien lämpöpumppujen korkeiden lämpökertoimien ja kuukausitasolla lämpötilaennusteisiin pohjautuvan huipputehoennusteen epävarmuuden vuoksi. Mikäli osatehomitoitus on tehty muun varajärjestelmän kuin sähkökattilan avulla, kuten puulämmityksellä tai kaukolämmöllä, muodostuu jouston rajakustannus näiden tuottaman energian yksikkökustannusten mukaan. Sähkökattilalla toteutetussa osatehomitoituksessa myös asiakkaan sähköliittymän hankinta- tai muutoskustannukset kasvavat. Asiakkaan näkökulmasta eri liittymismaksujen erotukset ovat kuitenkin suhteellisen pieniä verrattuna eri maalämpöpumppu- ja lämpökaivovaihtoehtojen kustannuksiin, mikäli liittymiskaapelin vaihto, pääkeskuksen uusinta ja kaivuutyöt joudutaan toteuttamaan mitoitusvaihtoehdosta riippumatta.

Jos lämpöpumppuun perustuva lämmitys tai jäähdytys toteutetaan asiakkaan kiinteistössä palveluna (kt 2.7), siirtyy joustopotentiaali loppuasiakkaalta palveluntarjoajalle. Koska laitteisto on omalla käyttöpaikallaan ja kiinteistön omistaja ostaa palveluntarjoajalta ainoastaan lämpöä tai jäähdytystä, voi palveluntarjoaja hyödyntää järjestelmää sekä implisiittiseen (kt 2.71) että eksplisiittiseen joustoon ilman kiinteistön omistajalle koituvia kustannuksia [55]. Koska useita järjestelmiä operoiva palveluntarjoaja toimii tyypillisesti itse sub-aggregaattorina tai aggregaattorina, ovat kohdekohtaiset aggregointikustannukset pienemmät (kt 2.72) kuin loppuasiakkaan hallinnoimissa järjestelmissä. Jousto on tällöin palveluntarjoajan optio omien lämmön- tai jäähdytyksentuotantokustannustensa pienentämiseen, jolloin asiakkaan mahdollisesti puutteellinen tietopohja joustosta ei vaikuta toteuttamiseen heikentävästi. Palveluntarjoajalla on myös usein paremmat edellytykset tehdä tarkempia malleja ja ennusteita joustokuorman käytettävyydestä, jolloin jouston seurannaisvaikutukset vuorokausi- tai päivänsisäisillä markkinoilla ovat pienemmät ja reservimarkkinoiden tarjoukset suhteessa rajakustannuksiin tarkemmat. Palvelusopimuksella kuitenkin määritellään sisäilmaston referenssitilat, joilla on vaikutusta joustoon tarjottavan osatehon suuruuteen ja joustojaksojen

kestoon. Loppuasiakas voi saada joustosta taloudellista hyötyä vain välillisesti, mikäli alentuneet tuotantokustannukset heijastuvat sopimuksen yksikköhintoihin. Suuren alkuinvestoinnin vuoksi sopimuskaudet voivat olla jopa 15–20 vuotta, eikä palveluntarjoajalla usein ole velvollisuutta päivittää yksikköhintoja asiakkaan eduksi sopimuskauden aikana, vaikka kustannukset olisivatkin laskeneet.

Joustojen toteutettavuudessa sähköistykseen liittyviä valintoja on myös laivojen maasähkö- ja sähkölinja-autojen varikkoliittymissä, ja näissä sähköliittymän kapasiteetti vaikuttaa voimakkaasti muihin liiketoiminnan kuluihin. Sähkölinja-autojen varikkoliittymissä liittymäkapasiteetin eli käytettävissä olevan lataustehon pienentäminen tai vastaavasti pidempikestoinen jousto vaatisi linja-autolaivueen kasvattamista, jotta liikennöitsijä pystyisi ylläpitämään sopimustensa mukaista liikennöintiä [39]. Kalustomäärän kasvattaminen tuo mukanaan suuren alkuinvestoinnin lisäksi huolto-, korjaus- ja henkilöstökuluja. Mikäli jouston taloudellista potentiaalia ei huomioida kalusto- ja reittisuunnitteluvaiheessa, mitoitetaan kokonaisuus sähkönkäytön osalta joustomattomaksi asiakkaan optimoidessa liiketoimintaansa. Jos ainoana mitoittavana tekijänä on asiakkaan ydinliiketoiminta, ei kohteisiin tyypillisesti toteuteta jouston mahdollistavia kuormanhallintajärjestelmiä. Tällöin elinkaaren aikana jouston toteuttamisen alkuinvestointi on huomattavasti suurempi heikentäen jouston kannattavuutta entisestään. Pelkästään ydintoiminnan perusteella mitoittaessa lataamisen aikaikkuna on reitistä riippuen 5-6 tuntia [39]. Kaluston energiatarpeen tyydyttämiseen rajoittamattomalla teholla kuluu tällä hetkellä HSL:n liikennöinnissä olevalla kalustolla keskimäärin 4 tuntia. Vastaavalla mitoituksella HSL-alueen vuodelle 2025 tavoitellun 400 sähkölinja-auton joustopotentiaali FCR-D-markkinalla olisi vuoden 2020 hinnoilla noin 680 000 euroa vuodessa, kun vastaavassa tilanteessa noin 75 % osatehon mahdollistama potentiaali FCR-N-markkinalla olisi 520 000 euroa.

7.3 Sähköautojen lataukseen liittyvät valinnat

Sähköautojen lataukseen liittyvät valinnat jakautuvat laite- ja järjestelmätason tehomitoitukseen sekä kuormanhallintamenetelmän, taustajärjestelmän ja palveluntarjoajan valintaan sekä loppuasiakkaan tekemiin valintoihin. Taustajärjestelmä usein mahdollistaa sähköautojen latauslaitteille toteutettavan ohjauslogiikan, jonka avulla on mahdollista toteuttaa prioriteettijärjestyksessä kuorman rajoittamiseen tai pudottamiseen perustuvaa joustoa eri käyttötarkoituksiin. Latauspalveluntarjoajan taustajärjestelmään on mahdollista tuoda ulkoisista

lähteistä mittaustietoja, kuten voimajärjestelmän taajuustieto, jolloin eksplisiittiseen joustoon tarvittavien kenttälaitteiden investoinnit ovat pienemmät. Latauspalveluntarjoajien tiedonsiirtorajapinnoissa käytetyissä standardeissa on kuitenkin eroja eivätkä kaikki energiamittaukseen, laskutukseen ja tehohallintaan tarkoitetut taustajärjestelmät sisällä ulkoisen ohjauksen mahdollistavaa tiedonsiirtorajapintaa. Kun sähköautojen latausta operoi EMSP, aggregaattorin valintaa rajoittaa ehto jouston toteuttamisesta EMSP:n rajapinnan kautta, koska latauspalvelusopimuksessa voidaan estää operointiin vaikuttavat ulkopuoliset ohjaustoimenpiteet. Tämä voi vaikuttaa aggregaattorin kustannuksiin, jotka heijastuvat asiakkaalle pienempänä taloudellisena hyötynä.

Asukaspysäköintien sähköautojen lataus laskutetaan loppukäyttäjiltä täysin energiaperusteisesti niin manuaalisissa mittareiden luennassa kuin automaattisessa laskutuspalvelussa. Etuvarokkeeksi kiinteistökulutuksen tai erillisen sähköautojen kulutuksen käyttöpaikalle valitaan erityisesti kerrostalojen pysäköintialueilla usein suurempi kuin 3 x 80 A pääsulake. Tällöin järjestelmän huipunkäyttöajan ollessa vähäinen on tehomaksujen osuus verkkopalvelumaksuista tyypillisesti yli 50 %. Koska loppukäyttäjän laskutusta ei helpoin toimenpitein saada kustannusvastaavaksi, ei loppukäyttäjää voida suoraan motivoida toteuttamaan joustoa huipputehojen hallitsemiseksi. Tällöin dynaaminen ja automaattinen kuormanhallinta voi olla ainut tapa toteuttaa implisiittistä joustoa kannattavasti. Myös vuorokausimarkkinalla toteutettavan jouston taloudellinen vaikutus on asunto-osakeyhtiössä loppukäyttäjälle välillinen ja yhden mahdollistama hyöty jakautuu tasaisesti osakkaille [62]. Asunto-osakeyhtiöissä pyritään mahdollisimman pieniin hallinnollisiin kustannuksiin. Tällöin loppukäyttäjältä laskutetaan kiinteää yksikköhintaa, vaikka taloyhtiöllä olisi käytössä vuorokausimarkkinaan perustuva sähkönmyyntituote [28]. Mikäli loppukäyttäjä on esimerkiksi vuokralainen, on loppukäyttäjän motivoiminen implisiittiseen joustoon vielä vaikeampaa, koska vuokralainen ei suoraan hyödy hoitokustannusten pienenemisestä.

Joustoresurssina sähköautojen latauksessa on keskeisenä haasteena käytettävyys ja sen ennustaminen, joka vaikuttaa tarjottavien tuntien ja mahdollisten sanktioiden määrään. Käytettävästä latauspalvelusta riippuen loppukäyttäjän tai ajoneuvon voi olla mahdollista antaa syötteitä, kuten SOC-tiedon, tavoitellun SOC-tason sekä arvioidun lähtöajan. Laadukkaan syötteen saamiseksi loppukäyttäjää voi joutua motivoimaan suuremmalla taloudellisella

hyödyllä. Tämä voi nostaa tarjousstrategiassa käytettävää rajakustannusta. Kustannusvaikutuksen vuoksi syötettä hyödynnetään haastatteluiden perusteella lähtökohtaisesti vain kaksisuuntaisessa latauksessa, jolloin on mahdollista osallistua symmetrisille ja taloudellisesti potentiaalisimmille markkinapaikoille, kuten nykyiselle FCR-N-markkinalle.

Asiointipysäköinnissä jouston toteuttamisella voi olla seurannaisvaikutuksia CPO:n ydinliiketoimintaan sekä sähköautojen latauksesta saatavaan korvaukseen. Mikäli latausasiakas kieltäytyy osallistumasta joustoon, menettää CPO eli esimerkiksi tavaratalotoimija asiakkaan. Tällöin jousto aiheuttaa CPO:lle mahdollista joustokorvausta suuremman kustannuksen. Tämän vuoksi asiointipysäköinnissä CPO:n kannattaa antaa asiakkaan valita lataustapahtumakohtaisesti joustoon osallistumisesta. CPO saa usein korvauksen latauksesta ladatun energian mukaan, jolloin asioinnin keston pysyessä samana jouston toteutuminen pienentää lataustapahtumakohtaista ansiota. Mikäli loppukäyttäjää voidaan motivoida riittävästi taloudellisella hyödyllä sekä myönteisiin ympäristövaikutuksiin liittyvällä viestinnällä, saattaa tämä pyrkiä lataamaan tavoittelemansa energiamäärä joustosta huolimatta, jolloin myös CPO hyötyy pidemmistä vierailuajoista. Osalla latauspisteistä on käytössä aikaperusteinen laskutuskomponentti, joka tekee joustoon osallistumisesta latausasiakkaan näkökulmasta kannattamatonta saadessaan aikayksikköä kohden vähemmän energiaa. Erityisesti pikalatauksessa aikaperusteinen komponentti on CPO:n kannalta keskeinen ja vastaavasti latausasiakas on sitoutunut maksamaan mahdollisimman lyhyestä latausajasta, jolloin latausasiakkaan motivoiminen on kalliimpaa ja säätötarjouksien rajakustannus kasvaa.

Latauspisteitä on mahdollista käyttää myös taajuuden alassäädössä. Pääasiassa asiointi- ja työntekijäpysäköinneissä sekä julkisilla alueilla olevien latauspisteiden käyttöä on EU-SysFlex-projektissa mallinnettu ylössäädön (FCR-D) lisäksi symmetriseen säätöön (FCR-N) ja alassäätöön (mFRR) [93]. Muussa kuin ylössäädössä on CPO- ja latausasiakkaan kannalta ongelmallista se, että latausta tulisi oletuksena suorittaa osateholla, jotta tehonkorotuspotentiaalia olisi käytettävissä. Asiointipysäköinnin osalta jatkuva osatehon käyttäminen vähentää CPO:n ansioita ylössäätöä enemmän ja vastaavasti latausasiakkaan näkökulmasta vaikutus latauksen kestoon tai ladatun energian hintaan olisi suurempi.

Pitempiaikaisessa työntekijäpysäköinnissä ja asuinpysäköinnissä on mahdollista ylläpitää alassäätöpotentiaalia ilman, että sillä on vaikutuksia loppukäyttäjien lataamaan energiamäärään tai siitä laskutettuun hintaan. CPO:n näkökulmasta alassäätöpotentiaalin ylläpito voi

vaikuttaa tehomaksuun riippuen siitä, miten siirretty energiankulutus kerrostuu muiden kuormien kanssa. Toimistorakennuksen tapauksessa sähköautojen latauksen siirretty energiankulutus ja alassäädön aktivoinnit voivat todennäköisesti kerrostua ilmanvaihdon suurimman kuormituksen kanssa. Työntekijäpysäköinnissä CPO ei välttämättä ole verkkopalvelu- ja sähkönmyyntisopimussuhteissa sähkökäyttöpaikalla, vaan tämä voi olla haltijan roolissa vastaten kustannuksista kiinteistön omistajalle. Jouston toteutettavuutta heikentää sähkön hankintakustannusten mahdollisen nousun korvaamisen lisäksi tehon ja käyttöprofiilin mukaan muuttuvien kulujen todentamisesta aiheutuvien lisätöiden ja -laitteiden kustannukset.

Asuinrakennuksessa latauskuormien kerrostuminen kiinteistökulutuksen kanssa on tyypillisesti suurinta lataustapahtuman alussa. Tällöin osateholatauksessa CPO saa todennäköisemmin hyötyä tehomaksuissa eikä taajuuden alassäädön toteutuminen yöllä aiheuta CPO:lle tyypillisesti kustannuksia pohjakuorman ollessa vähäinen. CPO ja EMSP ovat sopimussuhteessa keskenään, joten EMSP voi joutua korvaamaan CPO:lle mahdollisesti kasvaneet sähkön hankintakustannukset, joiden todentaminen voi olla vaikeaa. Tehomaksun aiheuttamisperiaatteen mukainen korvaaminen edellyttää ohjattavan kuorman mittaamista vähintään tasejakson resoluutiolla ja tämän vertaamista erikseen mitattuun tai AMR-mittalaitteelta saatuun käyttöpaikan keskitehoon samalla ajanjaksolla. Tästä aiheutuu kenttälaite- ja asennuskustannuksia riippuen siitä, onko hyödynnettävissä olevia mittauspisteitä toteutettu osana kuormanhallintajärjestelmää.

Normaalin pistorasian käyttäminen sähköauton lataamiseen poistaa mahdollisuuden latauspalveluntarjoajan kautta tehtävään eksplisiittiseen joustoon. Erillisellä kenttälaitteella toteutettu jousto on asiakkaan sekä mahdollisen palveluntarjoajan kannalta kannattamatonta laite- ja asennuskustannusten ollessa hyvin suuret suhteessa ohjattavaan kuormaan. Kuorma on tällöin 1-vaiheisessa pistorasiassa latauskaapelista ja auton sisäisestä laturista riippuen korkeintaan 1,8–3,7 kW. Latausta voi kuitenkin ajoittaa sekä osassa automalleja ajastaa auton sisäistä laturia ohjaavan sovelluksen avulla. Tämä mahdollistaa automatisoimattoman implisiittisen jouston, joka ei kuitenkaan huomioi tehomaksujen ja vuorokausimarkkinan suhteen tehtävää samanaikaista optimointia. Jouston toteuttamisen esteenä voi olla joidenkin ladattavien autojen pieni energiakapasiteetti. Erityisesti lataushybrideitä ladataan polttomoottorin käytön välttämiseksi aina, kun lataaminen on mahdollista, jolloin joustoon käytettäviä tunteja on suhteellisen vähän.

Jotta ulkoiseen ohjaussignaaliin perustuvan jouston toteuttamisesta aiheutuva haitta sähköauton käytettävyyteen olisi mahdollisimman pieni, tulisi jousto toteuttaa säätönä osateholle. Tällöin myös asiakkaan näkökulmasta jouston hyväksyttävyys on parempi, kun ulkoinen ohjauskäsky ei pysäytä lataustapahtumaa, vaan rajoittaa sen esimerkiksi 50–80 %:n ohjausta edeltäneestä tehosta.

7.4 Verkkopalvelu- ja sähkönmyyntituotteiseen liittyvät valinnat

Sähkönhankintatuotteeseen liittyvien valintojen vaikutusta jouston käyttötapauksiin on tarkasteltu taulukossa 7.4. Suurempien yritysasiakkaiden osalta sähköenergian hankinnan keskittäminen (kt 4.2) vaikuttaa implisiittisen jouston toteutettavuuteen. Keskitetyssä sähkönhankinnassa yksittäisissä kohteissa vuorokausimarkkinaan perustuvilla tuotteilla saatavaa taloudellista hyötyä verrataan keskitetyn mallin mahdollistamiin mittakaavaetuihin, kuten hallinnointisäästöihin. Tällöin yksittäisille käyttöpaikoille tarkoituksenmukaisien sähkönhankintatuotteiden valinta voi tulla kokonaiskustannuksiltaan keskitettyä sähkönhankintaa kalliimmaksi. Joissain tapauksissa profiili- ja hintariskit siirretään sähkönmyyntiyhtiölle ja hankinta keskitetään, jotta esimerkiksi konsernitasolla hallitaan eri liiketoimintojen toisistaan poikkeavia hankintariskejä. Energian hankinnan keskittäminen johtaa usein myös sen eriytymiseen sähkönkäyttöön ja rakentamiseen liittyvistä toiminnoista (kt 4.1). Jos sähkönkäytöstä tai sähköistämisestä vastaavat henkilöt eivät ole tietoisia sähkönhankintamallista tai heillä ei ole siihen vaikutusmahdollisuutta, eivät he myöskään valinnoillaan toteuta tai mahdollista vuorokausimarkkinan hintojen mukaan joustoa.

Jos asiakas on siirtänyt profiili- ja hintariskin sähkönmyyjälle, toteutetaan implisiittistä joustoa ainoastaan verkkopalvelumaksujen mukaan (kt 4.31), eikä jousto osallistu markkinoille. Valinta estää jouston toteuttamisen vuorokausimarkkinan mukaan 2 vuodeksi. Valintaa ei tyypillisesti muuteta, vaan kilpailutus- tai uusimistilanteessa asiakas valitsee edellistä sopimusta vastaavan hankintamallin. Jos asiakkaan tietopohja, riskinsietokyky tai sähkönkäyttöprofiili muuttuu sopimuskauden aikana, tämä todennäköisemmin arvioi hinta- ja profiiliriskin siirtämistä itselleen. Eksplisiittistä joustoa toteutettaessa (kt 4.32) markkinan suhteen vakio sähköenergian hinta mahdollistaa pienemmän rajakustannuksen, jolloin hyväksyttyjä tarjouksia on enemmän.

Sähkölämmitystä käyttävän pientaloasiakkaan valitessa vuorokausimarkkinaan perustuva sähkönmyyntituote, on asiakkaan sähkönkäyttöprofiili tyypillisesti yölle ja talvelle painottuva tariffiohjauksen sekä mahdollisen pientuotannon ohjaamina. Joustoa toteutetaan ensisijaisesti manuaalisesti ajoitettavilla kuormilla (kt 4.41), jolloin jouston toteuttamisen alkuinvestointi on hyvin pieni. Manuaalisesti tai kalenteriohjauksena asiakkaan itse toteuttamassa implisiittisessä joustossa kiinnitetään usein huomiota vain joustoajankohdan energiankulutukseen ja hintaan. Tällöin joustosta mahdollisesti seuraavan jälkihuipun suuruutta ja kestoa ei usein huomioida. Manuaalinen jouston toteuttaminen kohdistuu lähinnä kohteisiin, jossa tilan loppukäyttäjät vastaavat henkilökohtaisesti sähkönhankintakustannuksista eli pientalojen ja asuntojen käyttöpaikoilla. Jotta kuormanpudotuksena toteutettavassa joustossa jälkihuipun vaikutus tehomaksuun ja sähköenergian hintaan tulisi huomioitua paremmin, voi asiakkaan olla kannattavaa toteuttaa implisiittinenkin jousto palveluntarjoajan avulla. Palveluntarjoajien veloittamat palvelumaksut kuitenkin heikentävät pientaloasiakkaan jouston kannattavuutta merkittävästi. Lämminvesivaraajan osalta markkinaehtoisten ratkaisuiden palvelumaksut ovat edullisimmillaan noin 5 €/kk. Laajemmissa energianhallintapalveluissa hinnoittelu painottuu voimakkaammin alkuinvestointiin. Manuaalisesti tai muun kuin sähkönmyyjän tai tasevastaavan toteuttamana ohjauksena sähkönmyyntituotteeseen perustuva jousto ei suoraan osallistu vuorokausimarkkinoiden hinnanmuodostukseen. Vasta, kun myyjä korjaa ennusteitaan muuttuneen kulutuskäyttäytymisen mukaiseksi voidaan tällaisen jouston nähdä osallistuvan markkinaan.

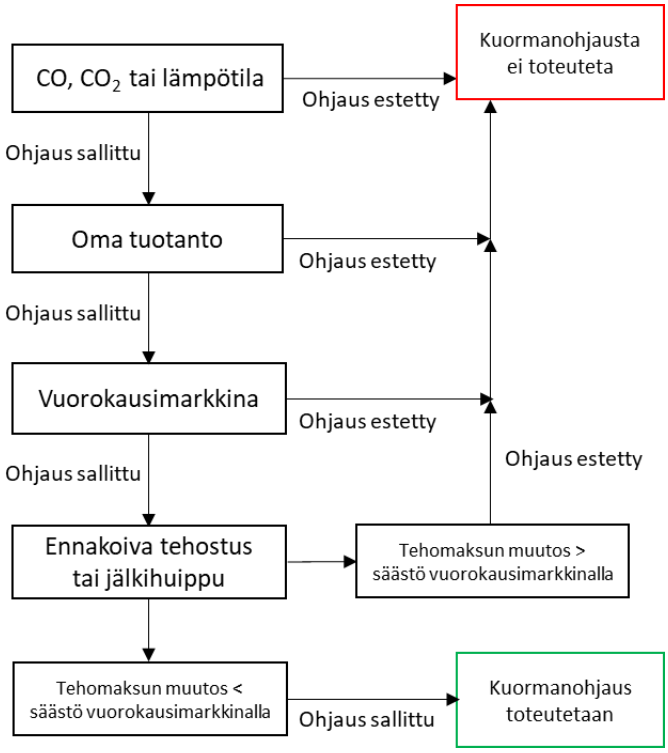
Jos asiakkaan sähkönhinta riippuu vuorokausimarkkinasta, myös eksplisiittiseen joustoon tehtävien tarjousten rajakustannus riippuu vuorokausimarkkinasta (kt 4.42). Tällöin joustosta saatavaa hyötyä arvioidessa tulee siirtynyt energiankulutus kertoa vuorokausimarkkinalla tapahtuneella hinnanmuutoksella. Tämä erotus joko heikentää tai vahvistaa joustosta saatua hyötyä. Mikäli esimerkiksi normaalikäytössä verkkopalvelutuotteen aikasiirtotariffin mukaan yölle ohjattua lämmityskuormaa käytetään taajuuden alassäätöön päivällä, kasvattaa jousto energiaperusteista verkkopalvelumaksua sekä keskimäärin myös sähköenergian hintaa, jos käytössä vuorokausimarkkinaan perustuva tuote. II-aikaisen hinnoittelun käyttäminen (kt 4.51) voimistaa implisiittisen jouston toteuttamista kalenteriohjauksena aikatariffien mukaan, jolloin joustokapasiteetti ei implisiittisessä joustossa edistä voimajärjestelmän tasapainoa. Eksplisiittinen jousto (kt 4.52) johtaisi HSV:n alueella sähkönmyyjästä riippuen

alassäädössä noin 25–30 €/MWh sähkönhankintakustannusten nousuun tariffin mukaan ohjattujen kuormien osalta, joka nostaa jouston rajakustannusta ja heikentää kannattavuutta. Ylössäädön osalta säätöpotentiaali on vähäistä ja käytettävyys rajoittuu yölle.

Taulukko 7.4. Sähkönmyyntituotteeseen liittyvät valinnat.

Asiakkaan valinta	Jouston käyttötapaus	Millä tavoin valinta vaikuttaa toteutettavuuteen	Vaikutus
Sähkönkäytön ja -hankinnan eriyttäminen	Implisiittinen jousto (4.1)	Energian hinta ei ohjaa käyttöä ja potentiaali jää hyödyntämättä	€ €
Keskitetty hankinta	Vuorokausimarkkina (4.2)	Hallinnointikulujen kasvu voi estää tuotteen vaihdon.	€
Profiiliriskin siirtäminen sähkönmyyjälle	Implisiittinen jousto (4.31)	Säästö vain verkkopalvelumaksuista.	€
	Eksplisiittinen jousto (4.32)	Minimitarjous on energian suhteen vakio.	€
Vuorokausimarkkinaan perustuva sähkönmyyntituote	Implisiittinen jousto (4.41)	Lisää manuaalisesti ajoitettavien kuormien joustokäyttöä. Alkuinvestoinnit ovat pieniä.	€ €
	Eksplisiittinen jousto (4.42)	Vuorokausimarkkinan mukaan vaihtuva minimitarjous	€ / €
II-aikainen sähkötuote	Implisiittinen jousto (4.51)	Voimistaa tariffiohjauksen vaikutusta.	€
	Eksplisiittinen jousto (4.52)	Ylössäätötuntien määrä on vähäinen ja alassäädön rajakustannus on korkea.	€ €

Kuvassa 7.1 on esitetty yksinkertaistettu lämmitys-, jäähdytys- tai ilmanvaihtojärjestelmän ohjaustiedon muodostamisen periaatekaavio, kun joustoa toteutetaan vain implisiittiseen joustoon ja asiakkaalla on vuorokausimarkkinan mukaan hinnoiteltu sähkönmyyntisopimus. Jousto toteutetaan, jos sisälämpötila, lämpövaraston SOC tai sisäilman laatu on riittävällä tasolla, kuormanpudotus ei johda pientuotannon syöttämiseen verkkoon ja ennustettu käytön tehostus tai jouston jälkihuippu ei johda tehomaksun kasvuun tai laskennallinen tehomaksun kasvu on vuorokausimarkkinalta saatavaa hyötyä pienempi.



Kuva 7.1. Yksinkertaistettu ohjaustiedon muodostamisen periaatekaavio implisiittisessä joustossa.

Jos joustoresurssia käytetään kaksisuuntaisen tiedonsiirtorajapinnan avulla eksplisiittisessä joustossa, mallinnetaan vastaavat tiedot käyttäen olosuhde- ja tehomittausten dataa, tilojen varaus- ja käyttötietoja, sääennustetta, kulutusennustetta sekä seuraavalle päivälle julkaistuja vuorokausimarkkinan hintoja. Ennusteiden perusteella muodostetaan säädön tarjouskoko sekä rajakustannuksiin vaikuttavien tekijöiden pohjalta minimitarjous. Mikäli tilojen käyttö tai pientuotanto eroaa ennusteesta, ohjauslogiikka estää jouston toteuttamisen, jolloin aggregaattori saa markkinapaikan sääntöjen mukaiset sanktiot epäonnistuneesta aktivoinnista tai ilmoitettua pienemmästä säädön pysyvyydestä.

Verkkopalvelutuotteen yksittäisten komponenttien vaikutuksia jouston toteuttamiseen on esitetty taulukossa 7.5. Yksiaikahinnoittelussa (kt 5.1) implisiittisen jouston taloudellinen potentiaali riippuu sähkönmyyntituotteesta ja vuorokausimarkkinan volatiliteetistä. Myöskään eksplisiittisen jouston tarjouskoko tai rajakustannus ei riipu verkkopalvelutuotteesta, joten lähtökohtaisesti joustoresurssi on tarjottavissa täysimääräisenä kaikkina tunteina. Kun yöllä ja päivällä on eri energiaperusteiset komponentit (kt 5.2), muodostuu vuorokausimarkkinalla joustolle 62,5 % vuoden tunneista näiden erotuksen suuruinen rajakustannus, joka on HSV:llä 12,4 €/MWh. Tämä ei kuitenkaan heikennä asiakkaan saamaa hyötyä, koska vuorokausimarkkina on vuorokausitasolla tarkasteltuna keskimäärin edullisimmillaan yötariffin

aikaan. Lähtökohtaisesti aikatariffiasiakkaalla on eksplisiittiseen joustoon tarjottavaa ylössäätöpotentiaalia korkeintaan 37,5 % vuoden tunneista, jolloin myöskään aikatariffi ei vaikuta minimitarjouksen suuruuteen. Aikatariffi heikentää eksplisiittiseen joustoon tarjottavan alassäädön kannattavuutta kulutuksen siirtyessä kalliimmalle tariffille. Aikatariffi siis ohjaa joustoa omaan käyttöön myynnin sijaan. Talvipäivä ja muu aika -hinnoittelun (kt 5.3) vaikutus joustoon on hyvin vähäistä, koska kulutus ei tyypillisesti siirry jouston vuoksi tariffista toiseen, koska tariffia käyttävillä asiakkailla ei juurikaan ole pitkäkestoiseen joustoon soveltuvia joustoresursseja. Kalliimpi tariffi on käytössä vain 10 % vuoden tunneista, joten myös vaikutus sähkövarastolla toteutettavaan eksplisiittiseen joustoon on vähäinen.

Verkkopalvelumaksun kiinteä sulakekoosta riippumaton perusmaksu (kt 5.4) mahdollistaa liittymän ylimitoittamisen niin, että elinkaarenaikaiset muutostilanteet ja kulutushuippujen kasvu ei aiheuta tarvetta huipunleikkaamiselle kuormanhallintaratkaisuilla rajallisen kapasiteetin vuoksi. Sulakekoosta riippumaton perusmaksu mahdollistaa joustopotentiaalin tarjoamisen markkinalle täysimäärisenä ilman verkkopalvelutuotteesta johtuvaa tarjouskoon rajoittamista.

Taulukko 7.5. Verkkopalvelutuotteiden eri komponenttien vaikutukset jouston toteutettavuuteen.

Hinnoittelun komponentit	Vaikutukset jouston toteutettavuuteen
Yksiaikahinnoittelu (5.1)	Ei rajoita jouston toteuttamista.
Yö- ja päivähinnoittelu (5.2)	Jouston myymisen kannattavuus heikkenee rajakustannuksen kasvun ja säätöpotentiaalin ajoittumisen vuoksi. Suurin hyöty vuorokausimarkkinalla.
Talvipäivä ja muu aika -hinnoittelu (5.3)	Kulutuskuormien käyttö joustossa ei juurikaan siirrä kulutusta tariffista toiseen. Myös vaikutus eksplisiittisen jouston rajakustannukseen on vähäinen.
Kiinteä perusmaksu (5.4)	Ei tehonhallintakannustinta. Tehointensiivinen jousto kannattavampaa.
Tehomaksu (5.5)	Taloudellinen kannustin kuormanhallinnan toteuttamiseen. Voi lisätä jouston toteuttamisen aikaisia kustannuksia tai johtaa markkinoille tarjottavan säätöpotentiaalin pienentymiseen.
Sulakepohjainen perusmaksu (5.6)	Ei dynaamisen hallinnan kannustinta. Voi johtaa tarjottavan säätöpotentiaalin pienentymiseen. Ei lisää jouston toteuttamisen aikaisia kustannuksia.

Osana EU-SysFlex-hanketta on simuloitu sähkölämmityskuormien soveltuvuutta säätösähkömarkkinalle [94]. Lämmityskuormista aggregoitu joustoresurssi sisältää useita satoja pientaloja, joiden normaalikäytössä toteutuvat huipputehot poikkeavat toisistaan, jolloin tehomaksun vaikutusta on vaikea sisällyttää tarjouksen rajakustannukseen. Suurin vaikutus tehomaksulla on säätösähkömarkkinalla päiväsaikaan toteutettavan alassäädön kannattavuuteen. Tehomaksun kasvusta aiheutuvat kustannukset voivat simuloinnin perusteella olla jopa 50 % jouston taloudellisen potentiaalin suuruudesta. Mitä nopeammalle markkinapaikalle

osallistutaan, sitä pienempi vaikutus joustolla on asiakkaan tehomaksuihin. Esimerkiksi FCR-D-markkinalla lyhytkestoista ylössäätöä toteutettaessa, jälkihuippu voi usein toteutua samalle tasejaksolle, jolloin jousto ei aiheuta laskutettavan huipputehon kasvua. Siirtyessä 15 minuutin mittausjaksoon tehomaksun vaikutus kasvaa, mikäli tehomaksun perusteena pidetään edelleen yhden mittausjakson keskitehoa.

Mikäli asiakkaan valittavana olisi kuukausittaisen toteuman mukaan määräytyvän tehomaksun sijaan tai tämän ohella sulakeperusteinen perusmaksu (kt 5.6) tai muu käyttöpaikan kapasiteettiin liittyvä staattinen verkkopalvelumaksun komponentti, ohjaisi hinnoittelu toteuttamaan ennemmin staattista kuormanhallintaa. Verkkopalvelumaksuun pystyisi vaikuttamaan ainoastaan käyttöpaikan varoketta pienentämällä. Pientalojen käyttöpaikoilla kuitenkin on usein pienin mahdollinen 3 x 25 A sulake. Erityisesti käyttöpaikoilla, joissa kuukausittaiset käyttöprofiilit vaihtelevat sähköön perustuvan jäähdytyksen tai lämmityksen vuoksi, kannustaa toteutuneeseen tehohuippuun perustuva hinnoittelu toteuttamaan joustoa aktiivisemmin omaan käyttöön. Koska näillä käyttöpaikoilla vuosittaisiin eli mitoittaviin tehohuippuihin ei pysty joustamalla vaikuttamaan ilman lämpö- tai sähkövarastoa kuin vuorottelukytkennöillä siten, että jousto ei vaikuttaisi mukavuuteen, ei sulakepohjainen hinnoittelu mahdollistaisi dynaamisemmalla kuormahallinnalla saatavaa taloudellista hyötyä. Toisin kuin tehomaksu, sulakeperusteinen hinnoittelu ohjaa voimakkaammin käyttöpaikkojen ja yhden käyttäjän tapauksissa myös liittymän mitoitusta. Koska sulakeperusteisen hinnoittelun osalta eri mitoitusvaihtoehtojen elinkaarivaikutukset ovat huomattavasti helpommin todettavissa, ohjaa tämä arvioimaan tehontarvetta ja kuormien risteilyä tarkemmin, jolloin varmuuskertoimet pienentyvät ja varautumisia sähkökäytön muuttumiseen tehdään lähinnä komponenttitasolla. Tällöin liittymän rajallisempi kapasiteetti asettaa markkinapaikkojen mukaan toteutettavalle joustolle luvussa 7.1 esitettyjä rajoitteita, jotka heikentävät mahdollista taloudellista hyötyä.

7.5 Aggregaattorin valinta

Joustoresurssin aggregaattorin valinnan vaikutusta jouston toteutettavuuteen on tarkasteltu taulukossa 7.6. Aggregoinnin kulujen hinnoittelu ei ole vielä kovin vakiintunutta. Suurien joustoresurssien, kuten yli 100 kW varavoimakoneiden aggregoinnissa käytetään usein prosentuaalista preemiota, jonka suuruus vaihtelee voimakkaasti aggregoitavien resurssien

määrän ja koon mukaan. Pienemmille joustoresursseille, kuten pientalojen, asunto-osakeyhtiöiden ja toimitilojen kiinteistökuormille tai pientalojen sähkövarastoille ei ole vielä hinnoittelumalleja. Pienempien joustoresurssien osalta aggregaattori voi mahdollisesti ”lainata” resurssia (kt 6.1) [73]. Tällöin aggregaattori korvaa asiakkaalle ainoastaan jouston toteutuksesta syntyneet sähköenergia, -siirto ja -verokustannukset. Asiakkaalla on tällöin oltava jokin muu kuin taloudellinen syy jouston toteuttamiseen. Jouston toteuttaminen voi perustua kiinnostukseen teknologiasta ja ympäristövaikutuksista. Tämä on tyypillistä niin sanotuille innovaattoreille eli edellä kävijöille, jotka edustavat noin 2,5 prosenttia koko asiakasjoukosta. Tällaisella palkitsemismallilla valtaosaa asiakkaista ei saada tarjoamaan joustoresurssiaan eksplisiittiseen joustoon.

Taulukko 7.6. Aggregaattorin valinnan vaikutus jouston toteutettavuuteen.

Asiakkaan tekemä valinta	Jouston käyttötapaus	Millä tavoin valinta vaikuttaa toteutettavuuteen	Vaikutus
Resurssin ”lainaus” (6.1)	Eksplisiittinen jousto	Mahdollista vain pienelle osalle joustoresursseista. Toteutuksen perustuttava muihin arvoihin. Ei kannustinta investointiin.	€
Toteutuman mukaan hyvityksen maksavan aggregaattorin valitseminen. (6.2)	Eksplisiittinen jousto	Alkuinvestointi mahdollista perustella taloudellisesti. Aggregaattorin saamat asiakkaan toiminnasta johtuvat sanktiot vähenevät.	€
Itsenäisen aggregaattorin valinta. (6.3)	Eksplisiittinen jousto	Ennustepoikkeama voi puutteellisen tiedonvaihdon vuoksi lisätä suuren sähkönkäyttäjän sähkön hankintakustannuksia.	€

Muiden kuin edelläkävijöiden joukkoon kuuluvien asiakkaiden joustoresurssien aggregointi edellyttää korvauksen maksamista toteutuneen jouston mukaan (kt 6.2). Toteuman mukaan palkitseminen oletettavasti parantaa aktivointien onnistumisastetta. Sähkökäyttöpaikan asiakkaan ollessa joustoresurssin omistaja, mahdollistaa toteuman mukaan palkitseminen eksplisiittisen jouston priorisoinnin suhteessa implisiittisiin käyttötapauksiin. Tilanteessa, jossa suuri sähkönkäyttäjä on sitoutunut kulutusprofiiliin, voi itsenäinen aggregaattorin käyttäminen kasvattaa sähköenergian hankintakustannuksia (kt 6.3). Vaikutus on merkittävämpi pidempikestoisessa energiaan perustuvassa joustossa. Asiakkaan tai tämän aggregaattorin on kuitenkin mahdollista tiedonvaihdon avulla tarkentaa sähkönmyyjän ennustetta ja sitä kautta vähentää tasepoikkeaman aiheuttamia kustannuksia.

7.6 Sähkön pien- ja mikrotuotantoon liittyvät valinnat

Sähkön pien- ja mikrotuotantoon liittyvien valintojen vaikutusta jouston eri käyttötapausten toteutettavuuteen on tarkasteltu taulukossa 7.7. Toimisto- ja palvelurakennuksissa koneellinen jäähdytys muodostaa tehohuipun kesäpäiville, jolloin aurinkosähköjärjestelmä leikkaa

mitoituksesta riippuen kuukauden tehohuippua 2–4 kuukauden ajan. Toimisto- ja palvelurakennuksissa aurinkosähköjärjestelmää ei useimmiten ole mahdollista ylimitoittaa siten, että tuotanto olisi kulutusta suurempaa tunnin tasejaksolla tarkasteltuna. Toimisto- ja palvelurakennuksissa aurinkosähköjärjestelmän myötä muuttunut kulutusprofiili mahdollistaa paremmin vuorokausimarkkinaan perustuvan ja profiilikustannuksen sisältävän sähkönmyyntituotteen valinnan. Lyhyempään tasejaksoon siirtyessä tuotannon omakäytön priorisointi voi rajoittaa markkinan perusteella toteutettavaa joustoa ja aiheuttaa toimisto- ja palvelurakennuksien jäähdytys-, ilmastointi- ja latauslaitteiden säätötarjouksille korkeat rajakustannukset.

Taloyhtiön toteuttaessa aurinkosähköjärjestelmän takamittausmallilla saa asiakasjoukko säästöä verkkopalvelu- sähkönmyyntisopimusten perusmaksuissa, kun asuntokohtaisista sopimuksista siirrytään yhteen sopimukseen. Erityisesti kerrostaloyhtiöissä sähkönkulutuksen lämpötilariippuvuus on vähäistä, jolloin koko kerrostalon sähkönkulutukseen mitoitettu järjestelmä riittää kattamaan suuren osan kiinteistökulutuksen sähköntarpeesta. Tällöin vuorokausimarkkinalla tehtävä jousto (kt 7.11) on vaikeasti toteutettavissa, koska suurin osa kulutuksesta tapahtuu asunnoissa. Asuntojen kulutuksissa on suurta satunnaisvaihtelua, mutta tyypillisesti kulutus painottuu arkipäivinä kalleimmille aamun ja alkuillan tunneille. Asukkailla ei ole omaa käyttöpaikkaa, joten heillä ei ole mahdollisuutta hyötyä suoraan implisiittisestä joustosta. Kauko- ja öljylämmityskohteissa sähköautojen lataus ja ohjaamattomat laitteet muodostavat uudet tehohuiput. Käytön ajoittumisesta riippuen sähköautojen latausta voi käyttää eksplisiittisen ja vuorokausimarkkinaan perustuvan jouston sekä huipunleikkauksen lisäksi tarvittaessa myös aurinkosähkön omakäyttöasteen nostamiseen. Kulutusprofiilin muutokset vaihtelevat paljon kohteittain, mutta tyypillisesti kuormien risteilyä tapahtuu sitä enemmän, mitä suurempi on satunnaisvaihtelua sisältävien asuntokuormien määrä. Aurinkosähköjärjestelmää voi käyttää joustossa kuorman kasvattamiseen, kun alassäätöön käytettävä FCR-D-markkina otetaan käyttöön (kt 7.12). Takamittaus mahdollistaa taloyhtiön aurinkosähkömalleista suurimman alassäätöpotentiaalin. Toteutettavuuden haasteena on invertterin liittäminen kuormanohjausrajapintaan ja tarjouksien hyvin suuri rajakustannus, jossa on huomioitava taloyhtiön hankkiman sähkön energiaperusteinen kokonaishinta ja mahdollisesti nouseva tehomaksu.

Hyvityslaskentamallissa kiinteistökäyttöpaikan kulutusprofiilin satunnaisvaihtelu on takamittausmallia vähäisempää. Erityisesti muissa kuin sähkölämmitteisissä kiinteistöissä aurinkosähköjärjestelmä leikkaa kiinteistökulutuksen eli kk:n tehohuippua. Tehohuippu ja energiankulutus siirtyy yöaikaan sekä talvipainotteiseksi. Tällöin vuorokausimarkkinalla tehtävä jousto takamittausmalliin verrattuna kannattavampaa (kt 7.21). Eksplisiittisen jouston alassäätöpotentiaali on takamittausmallia vähäisempää (kt 7.22). Ylössäädön rajakustannus on korkea 30-50 % vuodesta, kun säätö lisää ylituotannon syöttöä verkkoon. Tasejakson sisäinen netotus tulee parantamaan erityisesti lyhytkestoisen jouston, kuten taajuusohjattuihin reserveihin osallistumisen kannattavuutta ja joustoon osallistumisen rajakustannus pienenee. Maaliskuusta syyskuuhun myös yöajan säätöpotentiaali on vähäistä riippuen sähköautojen latauksen käytettävyydestä, koska muu joustava kuorma käytetään ensisijaisesti pientuotannon omakäyttöasteen nostamiseen. Erityisesti korkeammissa asuinrakennuksissa hyvityslaskentamalli mahdollistaa lähes 100 % omakäyttöasteen ilman joustoa omaan käyttöön, jolloin eksplisiittiseen ylössäätöön käytettäviä tunteja on enemmän.

Taulukko 7.7. Sähkön pien- ja mikrotuotantoon liittyvät valinnat.

Asiakkaan tekemä valinta	Jouston käyttötapaus	Millä tavoin valinta vaikuttaa toteutettavuuteen	Vaikutus
Taloyhtiön aurinkosähköjärjestelmä takamittausmallilla.	Implisiittinen jousto (7.11)	Hyöty vuorokausimarkkinalla vähenee. Kulutusprofiilin muutos vaikuttaa huipunleikkauksen kannattavuuteen. Säästöä perusmaksuista.	€
	FCR-D-alassäätö (7.12)	Suuri säätöpotentiaali. Korkea rajakustannus heikentää kannattavuutta.	€
Taloyhtiön aurinkosähköjärjestelmä hyvityslaskentamallilla.	Implisiittinen jousto (7.21)	Kk-käyttöpaikan joustopotentiaali vuorokausimarkkinalla kasvaa. Tuotanto leikkaa kesäkuukausien tehomaksua.	€
	Eksplisiittinen jousto (7.22)	Ylössäätö tuotannon aikana lisää syöttöä asunnoille ja verkkoon. Rajakustannus korkea 30-50 % vuodesta. Alassäätöpotentiaali rajoittuu kk-käyttöpaikkaan.	€
Taloyhtiön aurinkosähköjärjestelmä ainoastaan kk-käyttöpaikalle.	Implisiittinen jousto (7.31)	Matala omakäyttöaste tai suhteellisen pieni nimellisteho. Omakäyttöasteen/ järjestelmän koon kasvattamiseksi tarvittaisiin sähkövarasto.	€
	Eksplisiittinen jousto (7.32)	Hyvin vähäinen alassäätöpotentiaali. Ylössäädön kustannukset ovat toteutusmalleista suurimmat.	€
1-vaiheinen aurinkosähköjärjestelmä ennen vaihenetotusta.	Implisiittinen jousto (7.4)	Ennustaminen ja jouston toteuttaminen vuorokausimarkkinalla heikosti toteutettavissa ilman sähköistyksen muutoksia.	€
Kuormien ryhmittely ja releohjaus tuotannon mukaan.	Implisiittinen jousto (7.51)	Kesällä vähemmän markkinan ja yötariffin mukaan ohjattavaa kuormaa. Sähköistysmuutoksien kustannukset voivat muutoksien laajuudesta riippuen tehdä toteutuksesta kannattamattoman.	€
	Eksplisiittinen jousto (7.52)	Jousto omaan käyttöön vähentää mahdollisia releohjauksen hyödyntämistunteja eksplisiittiseen joustoon.	€

Jos aurinkosähköjärjestelmä mitoitetaan kk-käyttöpaikalle ilman hyvityslaskenta- tai takamittausmallia, on pientuotannon omakäyttöaste heikko tai vaihtoehtoisesti järjestelmän nimellisteho suhteellisen pieni (kt 7.31). Tällöin vaikutukset kulutusprofiiliin jäävät vähäisemmiksi. Koska pidempiaikaiseen joustoon soveltuvia resursseja on asunto-osakeyhtiöissä suhteellisen vähän, vaatisi pientuotannon omakäyttöasteen nosto tai järjestelmän nimellistehon suurentaminen sähkövaraston käyttämistä. Järjestelmän pienen koon tai heikon omakäyttöasteen vuoksi eksplisiittiseen joustoon tarjottava alassäätöpotentiaali jää vähäiseksi (kt 7.32). Tuotannon aikainen ylössäätö aiheuttaisi muita toteutusmalleja useammin ja todennäköisemmin tuotetun energian syöttämistä verkkoon, vaikka tasejakson sisäinen netotus olisi käytössä.

Pienemmissä aurinkosähköjärjestelmissä voi olla yksivaiheinen invertteri (kt 7.4), mikä johtaa ilman vaihenetotusta kolmivaiheiseen aurinkosähköjärjestelmään verrattuna useammin samanaikaiseen sähkön myyntiin ja ostoon. Tuotannon ja kulutuksen vaihekohtainen ennustaminen sekä jouston toteuttaminen vuorokausimarkkinalla on heikosti toteutettavissa ilman sähköistyksen muutoksia. Pientalossa voidaan ennen vaihenetotuksen toteutumista parantaa tuotannon omakäyttöastetta ryhmittelemällä kuormia ja releohjaamalla niitä tuotannon mukaan. Vaikka vaihenetotus olisi käytössä, voidaan tuotannon omakäyttöastetta parantaa releohjaamalla normaalisti yötariffin aikana käytettyjä kuormia, kuten lämminvesivaraajia ylituotannon mukaan (kt 7.51). Ylituotannosta johtuvaa ohjaustarvetta on kulutusprofiilista ja aurinkosähköjärjestelmän mitoituksesta sekä suuntauksesta riippuen korkeintaan noin 50 % vuodesta. Tällöin releohjatun kuorman käyttömahdollisuudet eksplisiittisessä joustossa (kt 7.52) rajoittuvat talvella öisin ylössäätöön ja päivisin alassäätöön sekä kesällä öisin alassäätöön ja päivisin ylössäätöön. Jouston kannattavuutta heikentää merkittävästi korkea rajakustannus, joka johtuu talvella yötariffin ja vuorokausimarkkinan hintaohjauksen vastaisesta joustosta sekä kesällä tuotannon omakäytön vähentymisestä.

Vuoden 2023 aikana siirrytään 15 minuutin tasejaksoon. Tasejakson sisäisen netotuksen asiakkaalle tuoma hyöty vähenee tasejakson lyhentyessä, koska tuotannon ja kulutuksen vaihtelut ovat 15 minuutin tarkastelujaksolla huomattavasti tunnin jaksoa suurempia. Tällöin tuotannon omakäyttöaste heikkenee ja ajoittamalla tai kalenteriohjauksella on yhä vaikeampaa saada tuotantoa ja kulutusta samalle tasejaksolle. Tuotannon omakäyttöasteen nostamiseksi tehtävässä joustossa tällöin käytettävä älykkäämpiä ja automatisoidumpia ratkaisuita. Tasejakson lyhentyessä nopeampaan eksplisiittiseen joustoon osallistuminen vaikuttaa

entistä enemmän verkosta ostetun sähkön määrään. Tällöin eksplisiittisen jouston käyttötunnit voivat vähentyä tai jouston rajakustannus nousta hyvin korkeaksi. Verkkopalvelumaksujen muuttuminen entistä kustannusvastaavampaan suuntaan vahvistamalla tehoperusteista hinnoittelukomponenttia energiaperusteisen komponentin pienentyessä, vaikuttaa aurinkosähköjärjestelmien laskennalliseen kannattavuuteen.

7.7 Sähkövarastoihin liittyvät valinnat.

Tällä hetkellä kannattavin markkinapaikka sähkövarastoille on luvussa 6.2 tehtyjen tarkastelujen perusteella taajuusohjattu käyttöreservi. Sähkövarastoihin liittyviä asiakkaan tekemiä valintoja on esitetty taulukossa 7.9. Kuten luvussa 4.4 todettiin, saa pientaloasiakas taloudellisen hyödyn sähkövarastosta välivarastoimalla ylituotantonsa ja parantamalla pientuotannon omakäyttöastetta. Omakäyttöasteen priorisoiminen perustuu usein myös omavaraisuuteen ja uusiutuvan energian arvoihin. Sähkövarastolla omassa käytössä saatava taloudellinen hyöty on sitä pienempi, mitä suurempi osa tuotetusta sähköstä saadaan hyödynnettyä ilman sähkövarastoa. Vastaavasti sähkövaraston käyttöaste on sitä pienempi, mitä suurempi kulutus on suhteessa aurinkosähköjärjestelmän mitoitukseen. Mitä pienempi sähkövaraston käyttöaste on ensisijaisessa käytössä, sitä enemmän on joustomarkkinalle tarjottavia tunteja.

Pienten sähkövarastojen avulla markkinoille toteutettavan jouston kannattavuuteen vaikuttaa regulaatio. Pientalojen pohjakuorma on suuren osan ajasta pienempi kuin sähkövaraston tehonpurkauskyky. Tällöin taajuuden ylössäätöä toteuttaessa on mahdollista, että osa energiasta syötetään sähköverkkoon kiinteistön kulutuksen laskiessa hetkellisesti nollaan. Nykymallissa sähkövaraston omistaja joutuu ladattaessa maksamaan energian, siirron ja sähköveron. Sähkövarastoa käyttävä aggregaattori hyvittäisi nämä kustannukset asiakkaalle, jolloin aggregaattorin käyttäessä katetuottohinnoittelua muodostuu minimitarjous korvattavan kustannuksen mukaan (kt 6.1) [73]. Arviolta vuoden 2021 alussa voimaan tuleva valioneuvoston asetus mahdollistaa käyttöpaikalta verkkoon syötetyn ja verkosta otetun energian netotuksen tasejakson sisällä. Vuonna 2019 valmistuneessa diplomityössä [73] tutkittiin pienten sähkövarastojen taloudellista potentiaalia tilanteessa, jossa taajuussäätöön osallistuvan sähkövaraston osalta ei tarvitsisi maksaa sähköveroa tai energiaperusteisia verkkopalvelumaksuja. Mikäli regulaatiossa siirryttäisiin vero- ja siirtomaksuvapautuksen sisältämään netotusmalliin, muodostuisi jouston käyttökustannukset ainoastaan häviösähköstä, jolloin minimitarjouksen pienentyessä FCR-N tuntimarkkinalla toteutettavien tuntien määrä kasvaa. Edellä

mainitun diplomityön perusteella tyypillisen 3 kW:n sähkövaraston taloudellinen potentiaali FCR-N-markkinalla on nykymallilla 249 euroa vuodessa (minimitarjous 36 €/MWh) ja netotusmallilla 496 euroa vuodessa (minimitarjous 13 €/MWh). Taulukossa 7.8 on esitetty arviot taloudellisesta potentiaalista sähkövaraston eri käyttöasteilla. Sähkövarastoa käytetään 15.2–1.11 välisenä aikana pientuotannon optimointiin keskimäärin 15 tuntia päivässä ja lisäksi tuotannon optimointiin ja joustoon valmistautumiseen kuluu keskimäärin 3 tuntia päivässä. Lisäksi taulukossa on esitetty arviot potentiaalista eri verkkopalvelu- ja sähkötuotteilla. Sähkövaraston AC-AC-syklin hyötysuhde on esimerkissä 80 %. Energiaperusteiset kustannukset on laskettu tilanteessa, jossa säädön kesto on keskimäärin 10 minuuttia tarjottua tuntia kohden [95]. Taajuus on kuitenkin ollut keskimäärin huomattavasti lyhyempiä aikoja säädön aktivointialueella, joten energiaperusteisten kustannusten voidaan olettaa olevan arvioituja vähäisempiä.

Taulukko 7.8. Pientalon 3 kW sähkövaraston taloudellinen potentiaali 0 euron minimitarjouksella FCR-N-markkinalla eri skenaarioissa.

	100 % syötetään verkkoon			50 % syötetään verkkoon			0 % syötetään verkkoon		
	Vain talvi	Talvi ja 6 tuntia yöllä	Koko vuosi	Vain talvi	Talvi ja 6 tuntia yöllä	Koko vuosi	Vain talvi	Talvi ja 6 tuntia yöllä	Koko vuosi
Tarjottuja tunteja (h)	2925	4050	8760	2925	4050	8760	2925	4050	8760
Onnistumisaste	80 %	75 %	80 %	80 %	75 %	80%	80 %	75 %	80 %
Tunteja markkinalla (h)	2340	3037,5	7008	2340	3037,5	7008	2340	3037,5	7008
Sanktiot markkinalta (15 %)	23,85 €	30,96 €	71,43 €	23,85 €	30,96 €	71,43 €	23,85 €	30,96 €	71,43 €
FCR-N tulot	159,01 €	206,40 €	476,20 €	159,01 €	206,40 €	476,20 €	159,01 €	206,40 €	476,20 €
Sähköenergia, osto (spot 2020 + 0,25 c/kWh+ alv.)	47,07 €	53,89 €	124,52 €	47,07 €	53,89 €	124,52 €	47,07 €	53,89 €	124,52 €
Sähköenergia, osto (kiinteä 4,95c/kWh)	69,22 €	89,85 €	207,31 €	69,22 €	89,85 €	207,31 €	69,22 €	89,85 €	207,31 €
Häviöenergian kustannukset (spot 2020 + 0,25 c/kWh+ alv.)	10,76 €	12,76 €	29,48 €	9,30 €	10,87 €	25,12 €	7,84 €	8,98 €	20,75 €
Häviöenergian kustannukset (kiinteä 4,95c/kWh)	32,91 €	48,73 €	112,26 €	30,30 €	42,33 €	97,59 €	13,84 €	17,97 €	41,46 €
Sähkövero	39,21 €	50,90 €	117,42 €	22,87 €	29,69 €	68,50 €	6,53 €	8,48 €	19,57 €
Yleissiirto	57,12 €	74,15 €	171,07 €	33,32 €	43,25 €	28,51 €	9,52 €	12,36 €	28,51 €
Aikasiirto	24,48 €	31,74 €	88,99 €	14,28 €	18,52 €	51,91 €	4,08 €	5,29 €	14,83 €
Voitto (yleissiirto ja kiinteähintainen)	5,92 €	1,67 €	4,02 €	48,66 €	60,17 €	210,17 €	105,26 €	136,63 €	315,23 €
Voitto (yleissiirto ja spot)	28,07 €	37,64 €	86,80 €	69,66 €	91,63 €	282,65 €	111,26 €	145,62 €	335,94 €
Voitto (aikasiirto ja kiinteähintainen)	38,56 €	44,08 €	86,09 €	67,70 €	84,90 €	186,77 €	110,70 €	143,70 €	328,91 €
Voitto (aikasiirto ja spot)	60,71 €	80,04 €	168,88 €	88,70 €	116,37 €	259,25 €	116,70 €	152,69 €	349,62 €

Katetuottohinnoittelussa tai taulukossa 7.8 ei ole otettu huomioon käytön aikaisia pääomakuluja, jotka johtuvat sähkövaraston kulumisesta joustokäytössä. Pääomakustannus on suuruusluokkaa 1,90 €/MWh [96], mutta riippuu voimakkaasti sähkövaraston kokoluokasta ja

akkujen hintakehityksestä. Pientalon sähkövaraston kuluttajahinta asennettuna on tyypillisesti 9 000–10 000 euroa. Katetuottohinnoittelu -mallissa asiakkaalle korvataan ainoastaan jouston toteuttamisesta syntyneet kustannukset, joten FCR-N-markkinan nykyisellä hintatasolla jouston toteuttaminen ei ole asiakkaan näkökulmasta taloudellisesti kannattavaa. Jouston tarjoaminen perustuu siis pienten sähkövarastojen osalta muihin arvoihin kuin taloudelliseen hyötyyn. Kuten luvussa 2.2.1 todettiin, on taloudellinen hyöty pientaloasiakkaille merkitsevin tekijä joustoon osallistumisessa, joten tällaisen mallin käyttäminen oletettavasti vähentää joustoon tarjottavien pienten sähkövarastojen määrää.

Sähkövarastoissa on eroja taajuusohjattuun joustoon soveltuvuudessa. Mikäli valittavaa sähkövarastomallia ei ole suunniteltu joustoon, joudutaan tälle tekemään ns. retrofit -sovitus. Sovituksessa laitteen ohjelmistoihin voidaan joutua tekemään muutoksia markkinapaikan sääntöjen täyttämiseksi. Mallista riippuen voidaan tarvita myös erillinen ohjauslaite. Pienten sähkövarastojen osalta retrofit-toteutuksen kustannukset ovat taloudelliseen potentiaalin verrattuna niin suuret, että muutoksia tarvitsevia sähkövarastoja ei kannata tarjota joustoon taloudellisin perustein. Joustoon sovittamisen kustannukset suhteessa taloudelliseen potentiaaliin pienenevät sähkövaraston kapasiteetin kasvaessa.

Jos sähkölämmitteisen pientalon ylituotannon välivarastona toimivaa sähkövarastoa käytetään FCR-N-reservinä ympäri vuoden (kt 8.4), on tuotannon optimointiin valmistautumisen kesto sitä lyhyempi, mitä suurempi on lämmitystarve. Toisin sanoen keväällä ja syksyllä markkinalle tarjottavia tunteja on enemmän kuin muita lämmitysmuotoja käyttävissä pientaloissa. Mikäli sähkövarastoa käytettäisiin taajuusohjattuna käyttöreservinä vain talvella eli 1.11–15.2 välisenä aikana (kt 8.5), olisi markkinalle tarjottuja tunteja vähintään 28 % vähemmän kuin koko vuoden markkinalla operoivalla sähkövarastolla. Tällöin ei kuitenkaan ole ylituotannon varastoinnista johtuvia aktivointien epäonnistumia, joten sanktiota on vähemmän. Kokonaisuudessaan vain talvella FCR-N:n osallistumisen taloudellinen potentiaali on vähintään noin 25 % pienempi kuin osallistuessa koko vuoden ajan. Tällöin alkuinvestointi pysyy kuitenkin samana.

Sähkövaraston käyttöä vuorokausimarkkinalla toteutettavassa joustossa (kt 8.6) rajoittaa AC-AC-syklin häviöt. Mikäli asiakas toteuttaisi jouston ilman ulkopuolista palveluntarjoajaa, olisi rajakustannuksena sähkövaraston häviöt, jotka voivat olla jopa 20 % riippuen valmistajasta, kapasiteetista ja mallista. Pienemmillä asiakkaille ei ole kuitenkaan tyypillisesti

mahdollisuutta toteuttaa ohjauslogiikkaa itse, joten rajakustannukseen on lisättävä palveluntarjoajan tuottovaatimus. Lisäksi kaksiaikaista verkkopalvelutuotetta käytettäessä rajakustannus olisi päivätariffin aikana korkeampi, mikäli energiaa ei pystyttäisi käyttämään ennen edullisemman tariffin aktivoitumista. Vuorokausimarkkinalla sähkövaraston avulla toteutettavaa joustoa vaikeuttaa yksittäisen kohteen sähkönkulutuksen heikko ennustettavuus. Pientuotantoa optimoivien sähkövarastojen SOC pitäisi saada nollaan ennen tuotannon alkamista, mikä heikentää mahdollisten edullisten aamuyön tuntien hyödyntämistä. Vuorokausimarkkinalla toteutettavassa joustossa on kannattavaa purkaa sähköä ainoastaan kiinteistön omiin tarpeisiin, minkä vuoksi optimointiin valmistautuminen voi vähäisen kuormituksen aikana kestää useita tunteja.

Taulukko 7.9. Sähkövarastoihin liittyvät valinnat.

Asiakkaan tekemä valinta	Jouston käyttötapaus	Millä tavoin valinta vaikuttaa toteutettavuuteen	Vaikutus
Pientalo kokoluokan (3 kW) akun retrofit-sovitus (8.1)	FCR-N	Retrofit-sovituksen kustannukset suhteessa FCR-N-markkinalta saatavaan korvaukseen voivat olla liian suuret, jotta akkua olisi taloudellisesti kannattavaa aggregoida.	€ €
Toimisto kokoluokan akun käyttäminen eksplisiittisessä joustossa (8.2)	FCR-N	Keskisuurilla akuilla (esim. 120 kW) sovittaminen FCR-N-markkinalle tarkoittaa tyypillisesti iot-ohjauslaitteen ja taajuusmittauksen lisäämistä, joka heikentää jouston kannattavuutta.	€
Teollisen kokoluokan akun käyttäminen joustossa retrofit-sovituksena (8.3)	FCR-N	Suurilla akuilla (yli 1 MW) FCR-sovittamiseen tarvittavien ohjauslaitteen ja taajuusmittauksen jälkiasennuksen vaikutus saatavaan taloudelliseen hyötyyn on vähäinen.	€
Pientuotantoa optimoivan sähkövaraston käyttö eksplisiittisessä joustossa koko vuoden. (8.4)	FCR-N	Tuotannon optimointiin ja joustoon valmistautumiseen kuluu vähintään 2 tuntia päivässä, jolloin ei voida jättää tarjouksia. Ennusteesta poikkeava varastointitarve voi lisätä eksplisiittisen jouston sanktioita.	€
Pientuotantoa optimoivan sähkövaraston käyttö eksplisiittisessä joustossa talvella. (8.5)	FCR-N	Vähintään 25 % pienempi taloudellinen potentiaali kuin operoidessa koko vuoden ajan. Vähemmän epäonnistuneita säätöjä ja toteutuneita sanktioita.	€
Pientuotantoa optimoivan sähkövaraston käyttö vuorokausimarkkinalla. (8.6)	Vuorokausimarkkina	Sähkövaraston häviöt heikentävät kannattavuutta. Pientuotannon optimointiin valmistautuminen ja kaksiaikatariffi vähentävät jouston käyttötunteja.	€
Sähkövaraston takuun määrittely lataus-purkaussyklien mukaan. (8.7)	FCR-N	Nykyisillä rajakustannuksissa takuurajat eivät rajoita joustoa. Häviökustannusten pienentyessä takuuraja voi määritellä joustotarjousten määrän.	€
Sähkövaraston käyttö huipputehon leikkaamisessa (8.8)	Huipunleikkaus	Toteutetut kuormanhallintaratkaisut heikentävät säästöpotentiaalia tehomaksuissa. Säästöä tehomaksuissa ja profiilikulussa.	€
	FCR-N	Kulutusprofiilista riippuen 52–67 % vuodesta voidaan tarjota markkinalle pienellä minimitarjouksella.	€

Sähkövarastojen takuurajana on tyypillisesti joko aika (esimerkiksi 10 vuotta) tai lataus-purkaussyklien määrä (esimerkiksi 10 000 sykliä). Mikäli takuurajana on syklien määrä, voi tämä rajoittaa sähkövaraston käyttöä eksplisiittisessä joustossa (kt 8.7). Pientuotantoa optimoivat asiakkaat haluavat tyypillisesti maksimoida takuun keston eli he eivät tee valintoja, joilla sähkövaraston lataus-purkaussyklien takuuraja ylittyisi. Tyypillisellä pientalon akustolla voi takuun rajoissa suorittaa 1 000 sykliä vuodessa, joista useimmiten 183 tarvitaan

ensisijaiseen käyttötarkoitukseen eli ylituotannon varastointiin ja sen purkamiseen. FCR-N-markkinalla 1000 sykliä vuodessa ylittyisi, mikäli minitarjous olisi nolla. Kun minimitarjous määritetään häviökustannusten ja aggregaattorin tuottovaatimuksen perusteella, ei takuuraja ylity. Sähkövarastojen hyötysuhteen parantuessa ja mahdollisesti aggregaattorien tuottovaatimusten pienentyessä rajakustannus laskee, jolloin eksplisiittistä joustoa voidaan joutua takuurajojen vuoksi rajoittamaan.

Sähkövaraston käyttöä toimistorakennuksen huipputehon leikkauksessa (kt 8.8) on harkittu haastatelluissa yrityksissä sekä toteutettu HSV:n toimipisteessä osana EU-SysFlex-projektin demonstraatiota. Huipunleikkauksessa saatu säästö suhteessa teho- ja varauskapasiteettien pääomakustannuksiin €/MW ja €/MWh riippuu tehohuipun aiheuttavien kuormien huipunkäyttöajasta. Sähkövaraston mahdollistava säästöpotentiaali tehomaksuissa on esimerkiksi sähköautojen rajoittamattomassa latauksessa suurempi kuin kuormanohjatussa latauksessa. HSV:n pien- ja keskijännitetehotuotteissa tehomaksuun vaikuttavat arkipäivinä 07-21 välillä toteutuneet tunnin keskitehot, joten sähkövarastoa käytetään huipunleikkaukseen korkeintaan 42 % vuoden tunneista. Muina tunteina sähkövarastoa voi hyödyntää eksplisiittisessä joustossa, kuten FCR-N-markkinalla. Lisäksi huipunleikkauksen alkaessa sähkövaraston SOC:n tulisi olla 100 % ja symmetrisen jouston alkaessa 50 %. Tähän kuluu tehointensiiviseen käyttöön suunnitellulta sähkövarastolta korkeintaan 2 tuntia vuorokaudessa. Toimistorakennuksessa huipunleikkauksen tarve on usein noin 9–10 tuntia, jolloin markkinalla operointi olisi mahdollista 64–67 % vuodesta. Huipunleikkaukseen varattuina tunteina ei ole mahdollista jättää tarjouksia markkinalle, jos sähkövaraston tarjoustunnin SOC ei ole edeltävänä päivänä riittävän tarkasti tiedossa. Mikäli huipunleikkaustarve ja sähkövaraston SOC poikkeavat ennusteesta, heikentävät epäonnistuneiden ohjausten sanktiot jouston kannattavuutta. Mahdollinen rajakustannus syntyy ainoastaan akuston kulumisen pääomakustannuksesta sekä AC-AC syklin häviökustannuksista, jos jouston aikainen pohjakuorma on riittävän suuri tarjouskokoon nähden. Sähkövaraston käyttö huipunleikkauksessa voi pienentää toimistorakennuksen profiilikustannusta, koska huipunleikkaukseen käytettävä energia ladataan 06–07 ja 21–22 välisinä tunteina, jotka ovat vuorokausimarkkinalla keskimäärin 07–21 tunteja edullisempia.

7.8 Varavoimaan liittyvät valinnat

Varavoimaan liittyvien valintojen vaikutusta jouston eri käyttötapauksiin on tarkasteltu taulukossa 7.10. Varavoimaa eli UPS-akkuja ja varavoimakoneita hankkivat lähtökohtaisesti vain asiakkaat, joille keskeytymätön sähkönsyöttö on toiminnan kannalta kriittistä. Tämän vuoksi on yleistä, että varavoimaa ei käytetä joustoon, vaikka sen toteuttamiselle ei olisi teknistä estettä ja jousto olisi investointikustannukset ja markkinoilta saatava tuotto-odotus huomioiden kannattava. Varavoiman joustokäytöstä saatavaa korvausta kuitenkin usein verrataan asiakkaan toiminnan keskeytymisestä aiheutuviin kustannuksiin, jolloin asiakas kokee jouston kannattamattomana. Varavoiman avulla toteuttavan jouston esteenä voi olla myös käyttövarmuuden sisällyttäminen asiakkaan omille asiakkailleen tarjoamiin palvelulupauksiin ja sopimuksiin (kt 9.1). Tällaista toimintaa on esimerkiksi datakeskuksen kiinteistöpalvelujen tuottaminen, kun tietokoneet ovat kolmannen osapuolen omistuksessa [97]. Tällöin jouston toteuttaminen onnistuu ainoastaan siirtämällä vastuu käyttövarmuudesta SLA -sopimuksen avulla asiakkaalta aggregaattorille. Varavoimajärjestelmän toimivuuden varmistamiseksi sitä tulee koekäyttää säännöllisesti (kt 9.3). Koekäyttö voidaan sähkönhankintamallista riippuen ajoittaa vuorokausimarkkinan kalleimmille tunneille tai säätösähkömarkkinan ylössäätöhintojen mukaan. Suurin osa haastatelluista asiakkaista ajoittaakin varavoiman koekäytön markkinoiden mukaan. Koska koekäyttö on välttämätön joka tapauksessa, sen ei koeta heikentävän sähköntoimitusvarmuutta.

Taulukko 7.10. Varavoimaan liittyvät valinnat.

Asiakkaan tekemä valinta	Jouston käyttötapaus	Millä tavoin valinta vaikuttaa toteutettavuuteen	Vaikutus
Käyttövarmuuden sisällyttäminen asiakkaan tekemiin palvelulupauksiin	Eksplisiittinen jousto (9.1)	Estää varavoiman tarjoamisen eksplisiittiseen joustoon. Poikkeuksena asiakkaan tarjoaman palvelulupauksen ehdot täyttävä SLA-sopimus aggregaattorin ja asiakkaan välillä.	€
Varavoimakoneiden tarjoaminen joustoon retrofit-toteutuksena	Implisiittinen jousto (9.21)	Rajakustannuksen (200 €/MWh) ylittäviä hintoja harvoin. Alkuinvestointi eksplisiittistä joustoa pienempi.	€
	Eksplisiittinen jousto (9.22)	Suurempi alkuinvestointi ohjelmistomuutoksista, taajuusmittauksista, ohjauslaitteesta ja todentamisesta johtuen.	€
Varavoiman koekäytön ajoittaminen markkinan mukaan	Kaikki tapaukset (9.3)	Vain muutamia jouston käyttötunteja vuodessa. Ei lisää häiriöttömään sähkönkäyttöön liittyvää riskiä.	€
Asiakkaan vaatimus käytettävän sähkön 100 % uusiutuvasta alkuperästä	Eksplisiittinen jousto (9.4)	Asiakkaan strategia voi kokonaan estää varmavoiman hyödyntämisen joustossa. Menetetty hyöty riippuu kapasiteetista ja markkinasta.	€ €

Varavoimakoneiden valinnassa jouston toteutettavuuteen vaikuttavat konetyypin käynnistymisnopeus, etähallintamahdollisuus sekä tiedonsiirtoväylä tehomittauksen ja koneen tilatietojen siirtämiseksi jousto-operaattorille. Käynnistymisnopeus määrittelee, mille markkinapaikalle joustoa voidaan varavoimakoneen avulla tarjota. Mikäli varavoimakone käynnistyy

alle 30 sekunnissa, tarjotaan sitä ensisijaisesti taajuusohjattuun häiriöreserviin. Yhden aggregoidun 5 kW:n UPS:n taloudellinen potentiaali FCR-D:ssä olisi noin 220 euroa vuodessa ilman aggregaattorin kuluja [72]. Markkinapaikan sääntöjen mukaan tarjottavasta ylössäädöstä 50 % on toteuduttava 5 sekunnin aikana. Tämän toteuttaminen saattaa vaatia UPS-varmennuksen, koska osa varavoimakoneista ei täytä tätä ehtoa. Tällöin UPS-varmennettu kuorma kytketään UPS-akustojen varaan, kun tarjous hyväksytään markkinalla. Mikäli käynnistyminen tapahtuu hitaammin kuin 30 sekunnissa, voidaan varavoimaa käyttää hitaammilla markkinapaikoilla, kuten säätösähkömarkkinalla ylössäädössä.

UPS-akkujen käyttöä FCR-D-markkinalla on tutkittu vuonna 2019 valmistuneessa väitöskirjassa [72], jonka mukaan ylössäädön 50 %:n aktivointi kestää ilman ohjelmistomuutoksia yli 5 s. Varavoimalle joudutaan usein alkuinvestointina toteuttamaan niin sanottu retrofit-sovitus, jossa voidaan muuttaa UPS:n tasasuuntaajien laiteohjelmistoja ja generaattorin ohjauksen asetteluarvoja, jotta tavoitellun markkinapaikan ehdot käynnistymisnopeudesta täyttyvät. Tämän lisäksi eksplisiittisen jouston todentamisesta (kt 9.22), taajuusmittauksesta ja ohjausyksiköstä lisäävät alkuinvestointia ja heikentävät toteutettavuutta sitä enemmän, mitä pienemmistä yksiköistä varavoimajärjestelmä koostuu. Implisiittistä joustoa voi usein toteuttaa olemassa olevien etähallintajärjestelmien avulla, joten alkuinvestointi on pienempi (kt 9.21). Varavoimakoneiden käyttökustannukset ovat polttoaineiden käytöstä johtuen korkeat, usein noin 200 €/MWh. Korkean rajakustannuksen ylittäviä hintoja on vuorokausimarkkinalla, taajuusohjatussa häiriöreservissä ja säätösähkömarkkinalla suhteellisen harvoin, mikä heikentää jouston toteutettavuutta. Myös asiakkaan vaatimus käytettävän sähkön 100 % uusiutuvasta alkuperästä voi estää jouston toteuttamisen varavoimakoneiden avulla (kt 9.4).

8. JOUSTON HUOMIOIMINEN JAKELUVERKKOYHTIÖN PALVELUISSA

Tässä luvussa tarkastellaan jouston huomioimista jakeluverkkoyhtiön eri palveluissa. Luvuissa 8.1 ja 8.2 tarkastellaan jouston huomioimista verkkopalvelumaksujen sekä jakeluverkkoyhtiön markkinapaikkojen osalta. Jakeluverkkoyhtiön joustoon liittyviä nykyisiä sekä mahdollisia tulevia maksullisia palveluja tarkastellaan luvussa 8.3. Jakeluverkkoyhtiön toimimista teknisenä palveluntarjoajana käsitellään luvussa 8.4. Jakeluverkkoyhtiön nykyisiin prosesseihin liittyvää kehittämistä sekä neuvontapalveluita ja tiedon jakamista tarkastellaan luvussa 8.5. Verkkoyhtiö voi edistää joustoa pyrkimällä kehittämään asiakkaiden joustoon liittyvää tietopohjaa. Jouston toteuttamiseen liittyy kuitenkin keskeisesti markkinaehtoiset toteutusratkaisut. Verkkoyhtiön rooli ei mahdollista teknisten ratkaisujen suosittelua kuin yleisellä tasolla. Mikäli asiakas ei ole tietoinen esimerkiksi kuormanhallintaan käytettävistä laitteista tai palveluntarjoajista, verkkoyhtiön on kerrottava asiakkaalle neutraalisti ja syrjimättömästi eri markkinatoimijoista. Verkkoyhtiön rooli joustossa ei ole vielä vakiintunut. Tässä luvussa käydään läpi mahdollisia jakeluverkkoyhtiön rooleja.

8.1 Verkkopalvelumaksut

Verkkopalvelumaksuilla ja näiden komponenttien suhteellisilla osuuksilla on merkitystä siihen, käyttääkö asiakas joustoresurssiaan ensisijaisesti implisiittiseen tehonhallintaan, energiaperusteiseen implisiittiseen joustoon vai eksplisiittiseen joustoon. Energiaperusteiset verkkopalvelutuotteen komponentit vaikuttavat eniten vuorokausi- ja säätösähkömarkkinalla toteutettavaan joustoon. Taajuusohjattuun eksplisiittiseen joustoon vaikutukset ovat vähäisiä. Tehomaksun vaikutus nopeaan taajuusohjatuilla reservimarkkinoilla toteutettavaan joustoon kasvaa, kun siirrytään 15 minuutin tasejaksoon. Toisaalta asiakkaan puutteellinen tietopohja verkkopalvelumaksuista tai niiden vaikutuksista tekee hintaohjauksesta tehottoman. Tietopohjaa verkkopalvelumaksuista tulisi parantaa, jotta asiakkaat olivat tietoisempia laitehankintojen ja sähköistysmuutosten elinkaarivaikutuksista sekä jouston kustannusvaikutuksista.

Asiakkaiden edustajina toimivat suunnittelijat mitoittavat sähköliittymät tyypillisesti tavanomaisessa käytössä toteutuvaa huipputehoa huomattavasti suuremmaksi. Suurempien varmuus- tai korjauskertoimien käytön mahdollistaa kokonaisrakennuskustannuksiin verrattuna pienet hintaerot eri liittymäkokojen välillä sekä sulakeperusteisten verkkopalvelumaksujen puuttuminen. Tämä mahdollistaa paremmin markkinoille toteutettavan jouston tilanteissa,

joissa jälkihuippu, käytön ennakoiva tehostaminen tai sähkövaraston lataaminen kerrostuu ohjaamattomien kuormien kanssa.

Mikäli osa verkkopalvelumaksuista määräytyisi jakeluverkon tilan mukaan, ei syntyisi tilanteita, joissa suoritettaisiin tilanteeseen nähden tarpeetonta joustoa tehomaksujen vuoksi. Tällöin myös vältettäisiin useammin tilanne, jossa verkon todelliseen tarpeeseen perustumaton tehomaksu rajoittaisi tai estäisi jouston tarjoamisen markkinalle. Vaihtoehtoisesti nykyisen kaltaisien tehomaksujen lisäksi tarvittaisiin hyvin toimiva paikallinen pätötehon joustomarkkina. Verkkopalvelumaksujen osalta dynaaminen hinnoittelu kannustaisi asiakkaita jouston toteuttamiseen ja kuormanhallintaratkaisuille olisi asiakkaan näkökulmasta enemmän taloudellisia perusteita. Hinnoittelurakenteen monimutkaistuminen aiheuttaisi haasteita erityisesti pienempien kuluttaja- ja asunto-osakeyhtiöasiakkaiden osalta, koska yleisesti tehoa ei käsitteenä tunneta kovin hyvin eikä sitä pidetä hyväksyttävänä laskutusperusteena. Dynaaminen hinnoittelu loisi myös entistä suuremman tarpeen palveluntarjoajien suorittamalle kuormanohjaukselle. Erityisesti pienasiakkaiden osalta asiakaskeskeinen toimintamalli, jotta palveluntarjoaja huomioisi myös verkkopalvelumaksun kokonaispalvelussaan, voisi tuoda ratkaisun monimutkaisen hinnoittelun haasteeseen. Nykymuotoisen tehohinnoittelun huomiovia kokonaispalveluita on haastattelujen perusteella kehitteillä yhä pienemmille asiakkaille ja vastaavaa olisi mahdollista soveltaa edellä kuvattuun dynaamiseen hinnoitteluun. Palveluntuottajien palvelukehityksen näkökulmasta haasteena on jakeluverkkoyhtiöiden suuri määrä ja hinnoitteluperiaatteiden erilaisuudet.

8.2 Jakeluverkkoyhtiön markkinapaikat

Jakeluverkkoyhtiön pätö- ja loistehomarkkinapaikkojen haasteena on resurssien paikallinen hyödynnettävyys. Markkinapaikan luomiseksi sille osallistuvia resursseja tulisi olla paljon. Aggregaattoreilla tulisi olla tietoa markkinapaikan korvaustasosta ja sen pysyvyydestä. Koska asiakkaat pitävät haastatteluiden perusteella nykyisten kantaverkkoyhtiön reservimarkkinoiden hintatasoa ja sen ennustettavuutta haasteena joustoon osallistumiselle, on todennäköistä, että riittävän suuren asiakasmäärän houkuttelu markkinapaikan hyvin rajallisella kokonaisbudjetilla on vaikeaa. Lisäksi potentiaalisilla markkinaosapuolilla pitäisi olla tietoa jouston tarpeesta, jotta resurssien aggregointi olisi tarkoituksenmukaista. Kehitysvaiheessa yksittäisiä pätötehoresursseja on mahdollista ja kannattavinta hyödyntää suurimpien

asiakkaiden kanssa tehtävin ratkaisuin. Suurjänniteverkkoon liittyneiden asiakkaiden yksittäiset kohteet voivat olla kokoluokaltaan niin merkittäviä, että niillä on yksinään vaikutusta siirtokapasiteetin mitoittamiseen.

Asiakkaiden jakeluverkkoyhtiölle tarjoaman loistehohallinnan toteutettavuuteen vaikuttaa keskeisesti regulaation kehitys. Nykyisessä regulaatiomallissa ei ole sellaista kannustinta, joka tekisi loistehon hankinnasta palveluna tai markkinatuotteena verkkoyhtiölle kannattavan vaihtoehdon. Nykyinen malli kannustaa kasvattamaan verkon nykykäyttöarvoa, joten lois- ja pätötehon hallitsemiseksi investoiminen omiin laitteisiin on kannattavampaa kuin palvelun hankinta. Loistehomarkkinapaikan kehittämisen kustannukset ovat oletettavasti pätötehomarkkinaa suuremmat, koska markkina ei ole integroitavissa osaksi olemassa olevia kantaverkkoyhtiön markkinapaikkoja. Mikäli TSO:n ja DSO:n pätötehomarkkinapaikkojen ohjaussignaalit olisivat toisensa poissulkevia, hakeutuisi resurssit suuremman korvauksen maksavalle markkinapaikalle. Tämän vuoksi tutkimushankkeissa, kuten INTERRFACE- ja OneNet-projekteissa on hahmoteltu joustolle TSO-DSO koordinaatioalustaa [84].

8.3 Jakeluverkkoyhtiön palvelutuotteet

Jakeluverkkoyhtiö voi tarjota asiakkailleen maksullisia lisäpalveluja, jotka eivät sisälly verkkopalvelusopimukseen, mutta liittyvät jakeluverkkoyhtiön ydintoimintaan, kuten mittaustiedon keräämiseen. Vuoden 2021 alusta energiayhteisöille, kuten asunto-osakeyhtiöille tarjottava hyvityslaskentapalvelu (tarkemmin luvussa 4.3 ja 7.6) on tällainen palvelutuote. Maksullisia palvelutuotteita ovat myös keskijänniteliittymien alamittaukset (tarkemmin luvussa 4.2), jotka mahdollistavat verkkopalvelu- ja sähkönmyyntituotteen valinnan. Verkkoyhtiö voisi tarjota asiakkailleen avoimeen dataan ja mittaustietoihin perustuvia kulutus- ja tuotantoennusteita, joiden avulla asiakas pystyisi tarkemmin hyödyntämään joustoa omaan käyttöön ja markkinalle. Markkinoilla on kuitenkin useita toimijoita, jotka tarjoavat kulutus- ja tuotantoennusteita erillisenä palveluna tai osana muuta tuotettaan. Verkkoyhtiön ei olisi tarkoituksenmukaista lähteä kilpailemaan markkinaehtoisten ratkaisuiden kanssa.

Verkkoyhtiön tarjoamat sähköautojen latauspisteisiin, lämmitystapamuutoksiin ja aurinkosähköjärjestelmiin liittyvät mitoitus- tai laskentapalvelut voisivat olla mahdollisesti maksullisia palveluita, mikäli palvelu tarjoaisi liittymän kulutusprofiilia tai tehohuippua tarkem-

paa ja jalostetumpaa tietoa. Sähköautojen latauspisteisiin liittyvä mitoituspalvelun maksullisessa versiossa voisi olla mahdollista tehdä haluttuja laitemääriä ja lataustehoja koskevat valinnat. Ajonevojen ajovoima-akkujen energiantarve ja latauksen ajoittumisen hajonta riippuvat rakennuksen käyttötarkoituksesta, jonka asiakas voisi valita työkalussa. Työkalu arvioisi, millainen sähköautojen latauksen kulutusprofiili tulisi olemaan ja summaisi sen AMR-datan kk-käyttöpaikan ja liittymän tuntisarjaan. Tällöin asiakas tai suunnittelija näkisi, miten sähköautojen latauskuorma kerrostuu liittymä- ja kk-käyttöpaikkatasolla aiheuttaen teknisiä rajoitteita sekä verkkopalvelutuotteen tehomaksun kasvua. Työkalussa voisi olla mahdollisuus valita kuormanohjattu lataus sekä staattinen tai dynaaminen kuormanhallinta eri sähköistysportaissa, jolloin liittymätason kapasiteettitarve ja käyttöpaikkatason huipputehot pienentyvät kuormien kerrostumisen vähentyessä.

Työkalu voisi suositella uuteen profiiliin soveltuvaa verkkopalvelutuotetta sekä laskea mahdollisen kuormanohjauksen säästöpotentiaalin mallinnetuilla lataustehoilla. Vastaavasti tuntisarjan avulla olisi mahdollista laskea asiakkaalle vuorokausimarkkinaan perustavan jouston taloudellinen potentiaali. Tämä tarjoaisi erityisesti pienemmille asiakkaille, kuten taloyhtiöille mahdollisuuden tarkastella jouston mahdollistavan latausjärjestelmän elinkaaren aikaisia kustannusvaikutuksia sekä joustopotentiaalia. Työkalun kohderyhmällä ei usein ole mahdollisuutta tehdä tarkastelua itse. Myöskään suunnittelijat tai latauspalveluntarjoajat eivät tyypillisesti tarkastele elinkaarivaikutuksia kattavasti, koska asiakas ei joko osaa kysyä niistä, niiden tarkasteluun ei ole riittävästi resursseja, mittaustiedon hankkiminen ja mallintaminen suhteessa hyötyihin on työlästä tai elinkaarikustannusten tarkastelu hyödyttäisi enemmän kilpailijoita. Resurssien ja tietopohjan puute johtuu siitä, että taloyhtiösegmentissä on myös latausratkaisuita tarjoavia suunnittelevia sähköurakoitsijoita, joilla ei kuitenkaan ole kattavaa suunnittelutaustaa [49]. Haastatteluiden perusteella jakeluverkkoyhtiötä pidetään tyypillisesti tiedon jakajana puolueettomana, joten verkkoyhtiön laskentatyökalun arvioita pidettäisiin lähtökohtaisesti luotettavimpina, kuin myynnin edistämiseen liittyviä laskentatyökaluja.

Aurinkosähköjärjestelmien mitoitustyökalun maksullinen versio voisi sisältää tyyppikäyttäjäprofiililla tai käyttöpaikan tuntisarjalla lasketun suositellun aurinkosähköjärjestelmän nimellistehon lisäksi myös sijaintiin perustuvan tuotantoennusteen. Tuotantoennuste voisi pohjautua avoimeen dataan, kuten auringonvalon säteilytietokantaan. Jos työkalu olisi ilmai-

nen ei mahdollisia varjostuksia olisi todennäköisesti mahdollista huomioida. Tuotantoennusteen ja kulutuksen tuntisarjan avulla voitaisiin tarkemmin arvioida omakäyttöaste ja ylituotantoennuste järjestelmän eri nimellistehoilla ja paneelien suuntauksilla. Maksullisessa versiossa voisi olla mahdollista tehdä valintoja, kuten lämminvesivaraajan tai sähköauton latauksen ohjaamisen tuotannon mukaan. Tällöin asiakas saisi arvion elinkaarivaikutuksista valitsemillaan sähkönmyynti- ja verkkopalvelutuotteillaan. Lisäksi se suosittelisi asiakkaan uuteen kulutusprofiiliin parhaiten sopivaa verkkopalvelutuotetta sekä mahdollisesti myös sähköenergian hinnoittelumallia. Aurinkosähköjärjestelmien mitoitustyökalu olisi ensisijaisesti tarkoitettu kuluttaja- ja taloyhtiöasiakkaiden käyttöön. Asiakas saisi riittävän tarkan tiedon järjestelmän mitoituksesta tilaamisen tueksi, jolloin tuntisarjoja ei tarvitsi erikseen luovuttaa suunnittelijoille. Asunto-osakeyhtiöiden osalta mitoitustyökalu huomiosi aurinkosähköjärjestelmän eri toteutusmallit, joka edistäisi hyvityslaskentamallin hyödyntämistä aurinkosähköjärjestelmän mitoitusperusteena.

8.4 Teknisen palveluntarjoajan palvelut

Verkkoyhtiö voi tarjota joustolle teknisen alustan ja ohjata AMR-järjestelmän avulla kuormanohjausreleeseen liitettyjä kuormia. Asiakkaat hankkisivat joustopalvelun haluamaltaan joustopalveluntarjoajalta, joka toteuttaisi ohjaussignaalit ja mahdollisesti myös todentamisen jakeluverkkoyhtiön AMR-järjestelmään perustuvan alustan kautta. Koska tällä hetkellä kuormanohjausreleeseen on tyypillisesti kytketty varaavia sähkölämmityksiä tai lämminvesivaraajia, mahdollistaisi alusta näiden ohjaamisen. Nykyisin alusta mahdollistaisi osallistumisen vuorokausimarkkinoille. Seuraavan sukupolven AMR-järjestelmä ja kehittyneempi tiedonsiirtokapasiteetti mahdollistaisi osallistumisen päivän sisäisille markkinapaikoille lukuun ottamatta taajuusohjattuja reservejä. Jotta AMR-järjestelmää voidaan hyödyntää joustossa, tulee sen tietosiirtokyky olla riittävän hyvällä tasolla, jotta markkinapaikkojen säännöt aktivointiaikojen kestoista täyttyvät. Lisäksi mittareiden kuuluvuuden tulisi olla todella hyvällä tasolla, jotta jakeluverkkoyhtiön ei tarvitsisi korvata aggregaattoreille epäonnistuneita tai todentamattomia jousto-ohjauksia.

8.5 Neuvontapalvelut ja tiedon jakaminen

Asiakas- ja asiantuntijahaastatteluiden pohjalta on syntynyt kehitysideoita jakeluverkkoyhtiön asiakasrajapinnassa oleville toiminnoille, kuten verkkopalveluille ja tekniselle asiakaspalvelulle. Verkkopalveluissa käsitellään sähköliittymien ja AMR-mittalaitteiden asennuksien tilaukset. Näihin liittyy asiakkaan edustajan ja verkkoyhtiön välistä tiedonvaihtoa, kuten liittymän tilauslomake, jolla asiakas kertoo tarvitsemansa liittymän sulakekoon ja tyypin sekä yleistietolomakkeet, joilla urakoitsija vakuuttaa kohteen olevan valmis kytkettäväksi jakeluverkkoon ja mittaroitavaksi tai pyytää aurinkosähköjärjestelmän liittämistä verkkoon.

Pientalon 3 x 25–3 x 63 A sähköliittymän tilaa usein maallikko, joka ei ole perehtynyt sähköistykseen tai joustoa edistäviin kuormanhallinta- ja automaatioratkaisuihin. Tilauslomakkeen yhteyteen voisi luoda tiiviin tietopaketin pientalojen potentiaalisista joustokuormista sekä yksinkertaistetun tiivistelmän jouston merkityksestä hajautettujen ja uusiutuvien energiamuotojen yleistymiselle. Tietopaketin yhteydessä asiakas voisi valintaruuduissa suorittaa kohdettaan koskevat valinnat lämmityksen, käyttöveden lämmityksen, sähköauton latauksen, pientuotannon, sähkövaraston ja kotiautomaation osalta. Tietopaketin tarkoituksena olisi saada asiakas riittävän tietoiseksi joustosta, jotta tämä voisi kysyä urakoitsijaltaan tai suunnittelijaltaan lisätietoja sekä toteutusratkaisua kohteeseensa. Haastateltavana olleet aggregaattorit uskoivat pientaloasiakkaille suunnattujen eksplisiittisen jouston aggregointipalvelujen ja -tuotteiden olevan markkinoilla aikaisintaan noin 5–10 vuoden kuluttua. Tämän vuoksi tietopaketin yhteydessä tulisi vedota enemmän jouston ympäristö- ja yhteiskunnalliseen merkitykseen. Valintojen osalta asiakkaalle suositeltaisiin verkkopalvelutuotetta ja mahdollisesti vuorokausimarkkinaperusteisen myyntituotteen valintaa. Suuntaa antava taloudellinen hyöty ilmaistaisiin erona suhteessa joustamattomaan tyyppikäyttäjään.

Asiakkaan sähköurakoitsija täyttää verkkoon liitettävien alle 100 kVA tuotantolaitteistojen osalta yleistietolomakkeen. Lomakkeella kysytään laitteiston pääasiallista käyttötapaa, johon vastausvaihtoehtoina ovat: Varavoima, kulutushuipunleikkaus, koko tuotannon myynti ja ylijäämän myynti. Viimeisimmän osalta lomakkeelle voisi lisätä alakohdan, jossa urakoitsija kertoisi, onko tuotannon mukaan kytkeytyvää joustavaa kulutuskuormaa hyödynnetty omakäyttöasteen nostamisessa. Kohdan lisääminen voisi vähentää verkkoon syötettävän ylituotannon määrää, mutta toisaalta se myös rajoittaisi releohjatun kuorman käyttötunteja markkinalle tarjotussa joustossa.

Kun Suomen kansallinen versio rakennusten älyratkaisujen luokittelujärjestelmä SRI:stä saadaan käyttöön, tulisi sen käyttöä edistää rakennusvaiheessa verkkopalveluihin kohdistuvien suunnittelija- ja asiakaskontaktien yhteydessä. Liittymismaksuissa voisi olla mahdollista tarjota korkean älyvalmiuden vertailuluvun omaaville kiinteistöille liittymäkapasiteettiin nähden pienempi kapasiteettivarausmaksu. Luokittelujärjestelmä sisältää myös sellaisia osa-alueita, jotka eivät suoraan edistä sähkön kysyntäjoustoa tai verkkopalvelumaksujen hintaohjaukseen perustuvaa kuormanhallintaa. Tämän vuoksi indeksin hyödyntäminen hinnoittelussa voisi olla hyvin haastavaa ja eikä välttämättä tarkoituksen mukaista.

Sähköautojen latauspisteiden sähköliittymien mitoitukseen on kehitteillä laskentatyökalu, jolla sähkösuunnittelija voi arvioida liittymätason kapasiteettia. Laskentatyökalun mahdollinen maksullinen versio, jota tarkasteltiin luvussa 8.3, tarjoaisi asiakkaalle enemmän lisäarvoa ja ohjaisi elinkaarivaikutusten huomiointiin. Aurinkosähköjärjestelmän mitoittamiseen on myös suunnitteilla työkalu, jolla voi arvioida omakäyttöasteeltaan sopivan järjestelmän nimellistehoa. Laskentatyökalun tarkoitus olisi ensisijaisesti vähentää verkkopalveluihin tulevia suunnittelijoiden ja asiakkaiden kulutustietokyselyjä. Yksinkertainen ja ilmainen versio ei sisältäisi varsinaista järjestelmän mitoittamiseen liittyvää laskentaa, vaan tarjoaisi tunnistautuneelle asiakkaalle tai tämän edustajalle liittymän summatehon tai profiilin. Ilmaisen laskentatyökalun ohessa voisi olla tietoa, jouston hyödyntämisestä omaan käyttöön ja markkinalle, mutta tuotantoprofiilin puuttuessa asiakkaan olisi mahdotonta arvioida mahdollista potentiaalia, joten joustoa edistävä vaikutus jäisi vähäisemmäksi.

Tiedon jakamisessa ja neuvonnassa tulisi keskittyä tehomaksun hintaohjausvaikutuksen tehostamiseen kohdentamalla viestintää toimijoille, jotka ovat mukana ohjaamassa suunnittelua sähköliittymän rakentamis- ja muutostilanteissa. Joustoon tarvittavan ohjaus- ja mittausjärjestelmän toteuttaminen on sitä todennäköisempää, mitä pienempi järjestelmän alkuinvestointi on, mitä paremmin tunnistetaan järjestelmän elinkaaren aikainen säästöpotentiaali ja mitä suurempi on sen vaihtoehtoiskustannus. Jouston toteuttamiseksi tarvittava alkuinvestointi on elinkaaren aikana tehtävänä erillistoimenpiteenä usein kiinteistötoimijoiden joustopotentiaaliin verrattuna niin suuri, että asiakas ei pysty kannattavasti saamaan potentiaalia markkinoille tai edes hyödynnettyä sitä omaan käyttöön. Yksittäisissä erillistoteutuksissa on asiakkaan kannalta myös haasteellista se, että toteutuksien kustannuksia ei usein voi tietää

tarkkaan etukäteen sähköistys- ja integraatiokustannusten vaihdellessa voimakkaasti kohteiden välillä. Suurimmille asiakkaille kohdennetussa viestinnässä tulisi korostaa sitä, että kustannustehokkain tapa hyödyntää kiinteistömassan joustopotentiaali on sisällyttää toteuttamista tukevat määrittelyt rakentamis- tai rakennuttamisohjeeseen. Huomiota tulisi rakentamiseen liittyvissä tiedotteissa tai suosituksissa kiinnittää erityisesti rakennusautomaatiojärjestelmän ja sähköautojen latauspisteiden suunnitteluun sekä nopeille reservimarkkinoille soveltuvien säädettävien kuormien ominaisuuksien määrittelyyn. Onnistunutta määrittelyä varten tulisi lisätä asiakkaiden tietoutta markkinapaikoista sekä näiden vaatimuksista joustoresurssille.

9. YHTEENVETO

Tässä diplomityössä tarkasteltiin joustoa jakeluverkkoyhtiön asiakkaan näkökulmasta. Työn tavoitteena oli kartoittaa kaikki jouston toteutettavuuteen vaikuttavat valintatilanteet, joihin liittyen asiakas tai tämän edustaja tekee päätöksiä. Lisäksi haastattelujen ja kyselyjen avulla selvitettiin, miten ja millä tietopohjalla valintoja tehdään sekä miten ne vaikuttavat jouston toteutettavuuteen. Jouston eri käyttötapauksien toteutettavuutta tarkasteltiin asiakasnäkökulmasta luvussa 7.

Lähtökohtaisesti tietopohjalla on suurempi merkitys asiakkaiden tekemiin päätöksiin kuin suunnittelijoiden tekemään mitoitukseen tai palveluntarjoajien tarjoamiin ratkaisuihin. Jos suunnittelija tai palveluntarjoaja jättää jouston huomioimatta, ei kyse välttämättä ole puutteellisesta tietopohjasta, vaan esimerkiksi rajallisista suunnitteluresursseista. Suunnittelevat palveluntarjoajat vastaavasti voivat jättää jouston huomioimatta, jos se ei kilpailutilanteessa luo etua suhteessa vaihtoehtoisiin ratkaisuihin. Tämän vuoksi tilaajan eli asiakkaan tietopohjan kehittämiseen tulisi panostaa siten, että tämä olisi karkealla tasolla tietoinen joustoresursseistaan ja eri käyttötapausten elinkaarivaikutuksista.

Elinkaaren alussa suurin osa sähköliittymistä ylimitoitetaan vähäisen hintaohjauksen vuoksi. Tämän vuoksi elinkaaren alussa ei usein ole teknisiä perusteita kuormanhallinnalle. Tilanteissa, joissa asiakas ei osallistu suunnitteluun tai ei ole tietoinen esimerkiksi tehomaksujen elinkaaren aikaisista vaikutuksista, ei kuormanhallinnalle nähdä myöskään taloudellisia perusteita. Jousto huomioidaan lämmitys- ja jäähdytysratkaisuiden suunnittelussa useammin silloin, kun jäähdytystä- ja lämmitystä tarjotaan palveluna ja joustopotentiaali jää palveluntarjoajan optioksi.

Sähköautojen nopea yleistyminen sekä sähköautojen latauspisteiden ja näiden valmiuksien rakentamiseen liittyvät velvoitteet lisäävät tarvetta kuormanhallintaratkaisuille. Suunnittelijat ja latauspalveluntarjoajat tunnistavat joustopotentiaalin, mutta markkinoille tarjottavan jouston huomioiminen latausjärjestelmän valinnassa on hyvin harvinaista. Tämä johtuu osittain siitä, että järjestelmän hankkija ei useissa tapauksissa ole eksplisiittisen jouston toteuttamisesta suoraan hyötyvä osapuoli vaan tekee valinnan alkuinvestoinnin ja tiedostamiensa elinkaarivaikutusten perusteella. Lisäksi alalla on runsaasti toimijoita, joilla ei ole resursseja

tai tietopohjaa implisiittisen jouston elinkaarivaikutusten arviointiin, jolloin asiakas tekee valintansa vaillinaisilla tiedoilla.

Jouston toteuttamiseen soveltuvien rakennusautomaatioratkaisuiden ja tiedonsiirtorajapintojen valitseminen on yleistynyt suurempien toimitila- ja palvelurakennuksien uudisrakentamisessa. Rakennusautomaatio suunnitellaan tyypillisesti energia-, tila- ja sisäilmamittausten ja ohjausratkaisuiden osalta energiansäästöä tavoittelevaksi. Suunnittelun ohjauksessa energiansäästö priorisoidaan lähes poikkeuksetta jouston toteutettavuuden edelle. On suhteellisen yleistä, että asiakas ei ole tietoinen kohteensa mahdollisesta soveltuvuudesta eksplisiittiseen joustoon.

Verkkopalvelutuotteet otetaan tyypillisesti annettuina pientalo- ja taloyhtiösegmenteissä, jolloin tuotevaihdoksia tai niiden ohjaamaa joustoa toteutetaan hyvin vähän. Suuremmissa kohteissa tuotevalinnat määräytyvät laskennallisten huipputehojen mukaan ja tuotevaihdokset ovat liittymätyyppimuutosten kiinteiden kustannusten vuoksi vähäisiä. Lähtökohtaisesti hintaohjauksesta ollaan sitä tietoisempia, mitä suurempi on asiakkaan kulutus, mutta toteutettavuuden esteenä voi olla suhteellisen tasainen kulutusprofiili ja vähäinen tai heikosti hyödynnettävä rakennusautomaatio. Huipunleikkauksen priorisointi suhteessa muihin käyttötapauksiin on yleistä.

Ainoastaan pieni osa pientaloasiakkaista oli vaihtanut sähkönmyyntituotetta implisiittisen jouston vuoksi. Pienillä asiakkailla on niukasti tietoa saatavilla olevista jouston mahdollistavista sähkönmyyntituotteista ja joustopalveluista. Lisäksi vuorokausimarkkinaan perustuvan tuotteen valintaa ja implisiittistä joustoa heikentää sähköenergian suhteellisen matala hintataso ja vähäinen volatiliteetti. Kuluttaja-asiakkaan mielikuva implisiittisen jouston tuomista säästöistä ei vastaa manuaalisesti toteutettavan jouston vaivaa tai joustopalvelun kustannusta. Lisäksi pienemmät asiakkaat eivät ole kovin tietoisia jouston tarpeesta ja ympäristövaikutuksista. Suuremmilla asiakkailla sähkönhankintamallin valintaan vaikuttavat lisäksi keskittäminen, hallinnolliset kulut ja riskienhallinta, minkä vuoksi vuorokausimarkkinaan perustavaa joustoa ei välttämättä toteuteta, vaikka joustopotentiaaleja olisi osassa kohteista.

Suurempien kulutuskohteiden osalta aurinkosähköjärjestelmien suunnittelussa tai mitoituksessa ei erityisemmin tarkastella jouston toteutettavuutta. Jouston toteutettavuutta kuitenkin

parantaa asiakkaiden lisääntynyt tarve reaaliaikaisempaan tuotannon seurantaan ja järjestelmän etähallintaan. Pientalojen aurinkosähköjärjestelmien mitoittamisperusteet ovat hyvin vaihtelevia ja tunneperusteinen mitoittaminenkin on suhteellisen yleistä. Osa toimijoista huomioi jouston käytön tuotannon omakäyttöasteen parantamisessa.

Suosittelen Helen Sähköverkko Oy:tä huomioimaan palveluidensa kehittämisessä mahdollisuuden jouston toteutettavuuden edistämiseen luvussa 8 esitetyillä tavoilla. Jouston edistämisessä tulisi erityisesti keskittyä parantamaan asiakkaiden joustoon liittyvää tietopohjaa ja suunnittelun ohjausta tiedon jakamisen, avoimen datan sekä hintaohjauksen tehostamisen avulla. Lisäksi jakeluverkkoyhtiön tulisi jouston edistämiseksi suorittaa jatkotutkimuksia hinnoittelunsa ja mahdollisten markkinapaikkojensa kehittämiseen liittyen, kuten tutkia dynaamisen tehohinnoittelun toteutettavuutta sekä verkko- ja asiakasvaikutuksia.

10. LÄHDELUETTELO

[1] Euroopan parlamentti ja neuvosto, ”EUR-Lex 2019/944,” EU Publications, 5 6 2019. Saatavilla: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FI/TXT/HTML/?uri=CELEX:32019L0944&from=FI#d1e3026-125-1. [Haettu 18 8 2020].

[2] EU-SysFlex, ”EU-SysFlex: About the project,” EU Horizon 2020, 2017 11 1. Saatavilla: https://eu-sysflex.com/about/. [Haettu 25 9 2020].

[3] EU-SysFlex, ”EU-SysFlex: Helen Oy,” EU Horizon 2020, 11 2017. Saatavilla: http://eu-sysflex.com/partners/helen-oy-helen/. [Haettu 25 9 2020].

[4] EU-SysFlex, ”EU-SysFlex WP6: Demonstration of flexibility services from resources connected to the distribution network,” EU Horizon 2020, 11 2017. Saatavilla: http://eu-sysflex.com/workpackages/wp6-demonstration-of-flexibility-services-from-resources-connected-to-the-distribution-network/. [Haettu 25 9 2020].

[5] S. Takala, ”Loistehon kaupallinen hallinta jakeluverkkoyhtiössä,” Aalto-yliopisto, Espoo, 2018.

[6] J. Korpio, ”Sähkönjakeluverkko kysyntäjouston mahdollistajana,” Aalto-yliopisto, Espoo, 2019.

[7] E. Koivuniemi, ”Toimistokiinteistöjen tehonhallintaratkaisujen vaikutukset sähkönjakeluverkon mitoittamiseen,” Tampereen yliopisto, Tampere, 2020.

[8] T. Pahkala, H. Uimonen ja V. Väre, ”Matkalla kohti joustavaa ja asiakaskeskeistä sähköjärjestelmää – Älyverkkotyöryhmän väliraportti,” Työ- ja elinkeinoministeriö, Helsinki, 2017.

[9] Sähkösuunnittelijat NSS ry, ”Sähkösuunnittelijat NSS ry,” 2020. Saatavilla: http://www.nssoy.fi/yhdistys. [Haettu 10 6 2020].

[10] P. Järventausta, S. Repo, P. Trygg, A. Rautiainen ja A. Mutanen, ”Kysynnän jousto – Suomeen soveltuvat,” Tampereen teknilllinen yliopisto, Tampere, 2015.

[11] Sähkötieto ry, ”Sähkötieto ry,” Sähköinfo Oy, 2020. Saatavilla: http://www.sahkotieto.fi/index.php?k=14938. [Haettu 10 6 2020].

[12] Yritys 7, *Rakennusalan toimija.* [Haastattelu]. 14 8 2020.

[13] Ympäristöministeriö, ”Rakennuksen energiatodistus ja E-luvun määrittäminen,” Ympäristöministeriö, Helsinki, 2018.

[14] Asumisen rahoitus ja kehittämiskeskus, ”Energia-avustus taloyhtiöille,” Asumisen rahoitus ja kehittämiskeskus, Helsinki, 2020.

[15] Helsingin kaupunki, ”Asuntotonttien luovutus,” Helsingin kaupunki, Helsinki, 2020.

[16] Helsingin kaupunki, ”Tontinluovutuslinjausten soveltamisohje,” Helsingin kaupunki, Helsinki, 2019.

[17] Espoon Kaupunki, ”Rakennusten Energia- ja kestäväkehityskriteerit,” Espoon Kaupunki, Espoo, 2018.

[18] Helsingin Kaupunki, ”Kalasataman Kyläsaaren alueella noudatettavat lisäehdot,” Helsingin Kaupunki, Helsinki, 2015.

[19] Helsingin kaupunki, ”Kaupunkipientalotontit,” Helsingin kaupunki, Helsinki, 2020.

[20] Helsingin kaupunki, ”Asuntotonttien jatkuva haku,” Helsingin kaupunki, Helsinki, 2020.

[21] Helen Sähköverkko Oy, ”Sähkön Siirtohinnasto,” 1 7 2018. Saatavilla: https://www.helensahkoverkko.fi/globalassets/hinnastot-ja-sopimusehdot/hsv/sahkon-siirtohinnasto.pdf. [Haettu 4 6 2020].

[22] Helen Sähköverkko Oy, ”Sähkönkäytön seurantaraportti 9-2020,” Helsinki, 2020.

[23] K. Keränen, *Talous- ja kehityspäällikkö Omakotiliitto ry. Pientaloasiakkaiden joustopotentiaali ja valinnat.* [Haastattelu]. 17 6 2020.

[24] A. Falkman, ”Kuormanhallinnan toteutus sähköautojen älykkäissä latausjärjestelmissä,” Lappeenrannan teknillinen yliopisto, Lappeenranta, 2018.

[25] S. Gyamfi, S. Krumdieck ja L. Brackney, ”Price, Environment and Security: Multi-Modal Motivation in Residential Demand Response,” The Institution of Professional Engineers New Zealand, Canterbury, 2009.

[26] P. Vihavainen, ”Uusi ennätys sähkönsiirron luotettavuudessa,” Helen Sähköverkko Oy, Helsinki, 2020.

[27] Kiinteistöliitto ry, ”Korjausrakentamisbarometri. Kevät 2020,” Kiinteistöliitto ry, Helsinki, 2020.

[28] Yritys 8, *Sähköisen liikenteen toimija.* [Haastattelu]. 17 8 2020.

[29] Helen Oy, ”Kiinteistöjäähdytyksen suunnitteluohje,” Helen Oy, 2017 Saatavilla: https://www.helen.fi/globalassets/jaahdytys/ammattilaiset/kaukojaahdytys-2017/kiinteistojaahdytyksen_suunnitteluohje_2017.pdf. [Haettu 4 8 2020].

[30] Yritys 6, *Vähittäiskauppaketju.* [Haastattelu]. 13 8 2020.

[31] Yritys 4, *Vähittäiskauppaketju.* [Haastattelu]. 14 8 2020.

[32] H. Vuolle, ”Sähköautolataamisen tehohuippujen hallinta ostoskeskuksissa akkuvaraston avulla,” Aalto-yliopisto, Espoo, 2019.

[33] Senaatti-kiinteistöt, ”Senaatti-kiinteistöjen arvokiinteistöt,” Museovirasto, Helsinki, 2020.

[34] Helsingin seudun liikenne, ”Helsingin seudun linjoille tulee 30 uutta täyssähköbussia,” HSL, 12 8 2019. Saatavilla: https://www.hsl.fi/uutiset/2019/helsingin-seudun-linjoille-tulee-30-uutta-tayssahkobussia-17915. [Haettu 13 8 2020].

[35] A. Lehtinen, L. Gruzdaitis ja N. Frilander, ”Jatkoselvitys sähköbussien edistämiseksi suomalaisilla kaupunkiseuduilla,” Liikennevirasto, Helsinki, 2018.

[36] S. Riekki, ”Sähköbussiliikenteen laajentaminen Turun seudulla,” Tampereen yliopisto, Tampere, 2019.

[37] The Mobility House GmbH, ”Charging solutions for electric bus fleets,” The Mobility House GmbH, 2020.
Saatavilla: https://www.mobilityhouse.com/int_en/solutions/solutions-for-electric-bus-fleets#manufacturers-of-electric-buses. [Haettu 13 8 2020].

[38] Sustainable Bus, ”Yutong targets European market with a dedicated electric bus (Yutong U12),” Sustainable Bus, 18 10 2019. Saatavilla: https://www.sustainable-bus.com/news/yutong-targets-european-market-with-a-dedicated-electric-bus/. [Haettu 13 8 2020].

[39] Yritys 5, *Liikennöitsijä.* [Haastattelu]. 13 8 2020.

[40] Eurelecric, *Ports: green gateways to Europe,* Eurelecric, 2020.

[41] G. E. Tor, ”Shore power and hubrid strategy for passenger ships,” Green cruise port, Bergen, 2017.

[42] J. Schmidt, M. Steenbeck, M. Borsch ja M. Kroh, ”Green cruise port action plan 2030,” HPC Hamburg Port Consulting GmbH, Hampuri, 2019.

[43] Euroopan parlamentti, ”DIRECTIVE (EU) 2016/802 relating to a reduction in the sulphur content of certain liquid fuels,” Euroopan parlamentti, Strasbourg, 2016.

[44] Finnlines Oyj, ”Finnlinesin toisen hybridiroro-aluksen rakentaminen käynnistyi,” Finnlines Oyj, Helsinki, 2020.

[45] Finnlines Oyj, ”Satamassa ilman päästöjä,” Finnlines Oyj, 2020. Saatavilla: https://www.finnlines.com/fi/laivamatkat/panostamme-tulevaisuuteen. [Haettu 22 9 2020].

[46] T. Eckert, ”Rakennusten sähköliittymien mitoitus,” Lappeenrannan-Lahden teknillinen yliopisto LUT, Lappeenranta, 2019.

[47] Sähkötieto ry, ”ST 13.31 Rakennuksen sähköverkon ja pienjänniteliittymän mitoittaminen,” Sähköinfo Oy, Helsinki, 2020.

[48] J. Pöllänen, ”ST 13.31 Kortin päivitys: Rakennuksen sähköverkon ja liittymän mitoittaminen,” Pori, 2009.

[49] R. Liedes ja M. Orrberg, *STUL:n edustajien haastattelu.* [Haastattelu]. 6 7 2020.

[50] Älyverkkotyöryhmä, ”Seuraavan sukupolven älykkäiden sähkömittareiden,” Pöyry Management Consulting Oy, Helsinki, 2017.

[51] Valtioneuvosto, ”Valtioneuvoston asetus sähköntoimitusten selvityksestä ja mittauksesta,” Finlex, Helsinki, 2009.

[52] T. Pahkala, K. Sunila ja A. Rajala, ”Valtioneuvoston asetus sähköverkkoihin asennettavien sähkön mittauslaitteistojen ja mittaustietoa käsittelevien tietojärjestelmien toiminnallisista vaatimuksista,” Työ- ja elinkeinoministeriö, Helsinki, 2020.

[53] J. Luoma, ”Liike-, toimisto- ja koulurakennuksien sähkökuormat kysynnän jouston reserveinä,” Tampereen teknillinen yliopisto, Tampere, 2015.

[54] Motiva Oy, ”Maalämpöpumpun tehomitoitus,” Motiva ry, Helsinki, 2020.

[55] Yritys 2, *Lämmitysratkaisuiden palveluntarjoaja.* [Haastattelu]. 1 7 2020.

[56] Sähköinen liikenne ry, ”Sähköisen liikenteen tilannekatsaus Q3/2020,” Sähköinen liikenne ry, Helsinki, 2020.

[57] A. Andersson, S. Jääskeläinen, N. Saarinen, J. Mänttäri ja E. Hokkanen, ”Fossiilittoman liikenteen tiekartta -työryhmän loppuraportti,” Liikenne- ja viestintäministeriö, Helsinki, 2020.

[58] S. Marin ja K. Mikkonen, ”Hallituksen esitys eduskunnalle laeiksi sähköajoneuvojen latauspisteistä ja latauspistevalmiuksista rakennuksissa sekä rakennusten automaatio- ja ohjausjärjestelmistä,” Suomen Hallitus, Helsinki, 2020.

[59] Helsingin kaupungin asuntotuotanto, ”Sähköautojen latausjärjestelmien suunnittelu- ja toteutusohje,” Helsingin kaupunki, Helsinki, 2020.

[60] Tilastokeskus, ”Vuonna 2019 henkilöautoilla ajettiin saman verran kuin vuotta aiemmin – raskaan liikenteen kilometrit vähenivät,” Tilastokeskus, 2020.

[61] N. Belonogova, A. Mashlakov, N. Nigmatulina, J. Haakana, S. Honkapuro, H. Niemelä ja J. Partanen, ”Final report: Impact of distributed energy resources (DER) on a distribution network and energy stakeholders,” Lappeenranta–Lahti University of Technology LUT, Lappeenranta, 2020.

[62] P. Pylsy, *Johtava asiantuntija Kiinteistöliitto ry.* [Haastattelu]. 13 8 2020.

[63] Oikeusministeriö, ”Finlex,” Edita Publishing Oy, 9 8 2013. Saatavilla: https://finlex.fi/fi/laki/alkup/2013/20130588%23Pidp4989616. [Haettu 28 7 2020].

[64] Fingrid Oyj, ”Kantaverkkopalvelumaksut,” 2020. Saatavilla: https://www.fingrid.fi/kantaverkko/sahkonsiirto/kantaverkkopalvelumaksut/#kantaverkkopalvelumaksut. [Haettu 8 12 2020].

[65] E. Niemelä, ”Kaupunkialueella toimivan sähkönjakeluverkkoyhtiön siirtohinnoittelun kehittäminen,” Lappeenrannan teknillinen yliopisto, Lappeenranta, 2020.

[66] J. Lehtinen, ”Jakeluverkon tariffirakenteen kehittäminen,” Helen Sähköverkko Oy, Helsinki, 2017.

[67] Nord Pool, ”Day-ahead prices,” Nord Pool, 2020.

[68] H. Löfberg, ”Sähkön vähittäismyynnin tulevaisuuden tuotteet,” Tampereen Teknillinen Yliopisto, Tampere, 2014.

[69] S. Uusitalo, ”Aurinkovoiman tuotanto on käynnistynyt Helsingin Suvilahdessa,” Helen Oy, 10 3 2015. Saatavilla: https://www.helen.fi/uutiset/2015/aurinkovoiman-tuotanto-on-kaynnistynyt-helsingin-suvilahdessa. [Haettu 1 10 2020].

[70] K. Auvinen, S. Honkapuro, S. Ruggiero ja J. Juntunen, ”Aurinkosähköä taloyhtiöiden asukkaille,” Kauppakorkeakoulu, Helsinki, 2020.

[71] Energia Consulting Oy, ”Varavoimakoneiden hyödyntäminen taajuusohjattuna häiriöreservinä ja säätösähkömarkkinoilla,” Fingrid Oyj, Helsinki, 2015.

[72] I. Alaperä, ”Grid Support by Battery Energy Storage System Secondary Applications,” Lappeenranta-Lahti University of Technology, Lappeenranta, 2019.

[73] K. Siilin, ”Asiakkaiden sähkövarastojen joustomahdollisuudet energiayhtiölle ja jouston asiakasarvolupaukset,” Tampereen yliopisto, Tampere, 2019.

[74] Finlex, ”Laki sähkön valmisteverosta annetun lain muuttamisesta,” Finlex, Helsinki, 2018.

[75] A. Pihkala, S. Takala ja P. Heine, ”Analysis of Changing Consumer Reactive Power Patterns in Distribution Grids.,” *The 11th International Conference on Power Quality and System Reliability*, Kärdla, Hiiumaa Island, Estonia, 2019.

[76] J. Elovaara ja L. Haarla, Sähköverkot 1 Järjestelmätekniikka ja sähköverkon laskenta, Helsinki: Gaudeamus Helsinki University Press / Otatieto, 2011.

[77] Fingrid Oyj, ”Loissähkön toimitus ja loistehoreservin ylläpito,” Fingrid Oyj, Helsinki, 2020.

[78] M. Loukkalahti, *Loistehoselvitys.* [Haastattelu]. 6 8 2020.

[79] S. Takala, A. Pihkala ja P. Heine, *Control of Reactive Power in Electricity Distribution Companies. CIRED 2019, 25th International Conference on Electricity Distribution,* Madrid, Spain, 2019.

[80] H.-P. Hellman, A. Pihkala, M. Hyvärinen, P. Heine ja J. Karppinen, ”Benefits of battery energy storage system fo system, market and distribution network- case Helsinki,” tekijä: *24th International Conference & Exhibition on Electricity Distribution (CIRED)*, 2017.

[81] Fingrid Oyj, ”Reservituotteet ja reservien markkinapaikat,” Fingrid Oyj, Helsinki, 2020.

[82] Entso-e, ”PICASSO,” 24 4 2020. Saatavilla: https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/picasso/. [Haettu 8 6 2020].

[83] Entso-e, ”Manually Activated Reserves Initiative,” 24 4 2020. Saatavilla: https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/mari/. [Haettu 8 6 2020].

[84] Interrface project, ”Interrface The project,” 2020. Saatavilla: http://www.interrface.eu/The-project. [Haettu 20 10 2020].

[85] Fingrid Oyj, ”Taajuusohjattu käyttö- ja häiriöreservi,” Fingrid Oyj, Helsinki, 2020.

[86] Fingrid Oyj, ”Taajuusohjatun häiriöreservin käyttöönotto ylitaajuustilanteisiin,” Fingrid Oyj, Helsinki, 2020.

[87] J. Einolander, ”Eksplisiittisen kysyntäjouston taloudellinen potentiaali sähköautojen yksityisessä latausverkostossa,” Aalto-yliopisto, Espoo, 2018.

[88] Pöyry, ”Kysyntäjouston liiketoimintamallit ja toimijoiden roolit,” Pöyry, 2016.

[89] Fingrid Oyj, ”Säätösähkömarkkinoiden itsenäisen aggregaattorin pilotti,” Fingrid Oyj, Helsinki, 2020.

[90] Yritys 12, *Toimiala: Toimitilojen vuokraus- ja hallinta.* [Haastattelu]. 16 9 2020.

[91] E. Markkanen, ”Toimistorakennuksen ilmanvaihto kysyntäjoustomarkkinoilla – tekninen toteutus,” Lappeenrannan teknillinen yliopisto, Lappeenranta, 2018.

[92] Yritys 11, *Rakennusalan toimija.* [Haastattelu]. 20 8 2020.

[93] P. Hasanpor ja C. Evens, ”Behaviour Analysis of Electrical Vehicle Flexibility Based on Large-Scale Charging Data,” VTT, Helsinki, 2019.

[94] P. Koponen ja S. Takala, ”D6.9; A simulation case study analysis of the potential benefits from demand respose in the mFRR market,” EU-SysFlex, 2020.

[95] S. Takala, C. Evens, A. Hyttinen, O. Ojala ja P. Heine, ”Deliveradle 6.9 - Market based integration of distributed resources in the transmission systen operation,” EU-SysFlex, 2021.

[96] B. Xu, J. Zhao, T. Zheng ja E. Litvinov, ”Factoring the Cycle Aging Cost of Batteries Participating in Electricity Markets,” IEEE Transactions on Power Systems, 2018.

[97] Yritys 13, *Datakeskustoimija.* [Haastattelu]. 10 7 2020.

[98] J. Järvinen, *Puheenjohtaja NSS ry.* [Haastattelu]. 17 6 2020.

[99] P. Kuokkanen, *Toiminnanjohtaja ELFI ry. Voimajärjestelmän jousto suurten sähkönkäyttäjien näkökulmasta.* [Haastattelu]. 18 6 2020.

[100] P. Hyyppä, *Talotekniikkaryhmän päällikkö Senaatti-kiinteistöt.* [Haastattelu]. 24 6 2020.

[101] P. Aho, ”KNX-väylätekniikan hyödyntäminen kysyntäjouston ohjauksessa,” LUT Yliopisto, Kuopio, 2019.

[102] E. Mäki, ”Keskisuurten ja pienten kuluttajien kysyntäjouston laitteet ja kannattavuus,” Tampereen teknillinen yliopisto, Tampere, 2018.

[103] T. Sihvonen, ”Sähkönmyyntiyhtiöiden riskienhallinnan haasteet ja kehittäminen,” Lappeenrannan teknillinen yliopisto, Lappeenranta, 2015.

[104] A. Joona, *Käytönsuunnittelupäällikkö Helen Oy. Katri Valan käyttö joustossa.* [Haastattelu]. 11 8 2020.

[105] Yritys 3, *Sairaala- ja hoitoalan kiinteistöhallinto.* [Haastattelu]. 20 7 2020.

[106] Yritys 1, *Kauppakeskustoimija.* [Haastattelu]. 29 6 2020.

LIITE 1 - KYSELY PIENTALOASIAKKAILLE

1. Millainen lämmitysjärjestelmä talossanne on? (a-i)
    a. Suora sähkölämmitys
    b. Suora sähkölämmitys ja ilmalämpöpumppu
    c. Suora sähkölämmitys ja ilma-vesilämpöpumppu
    d. Ilma-vesilämpöpumppu ja öljy- tai puulämmitys
    e. Varaava sähkölämmitys
    f. Maalämpöpumppu
    g. Maalämpöpumppu ja jokin muu lämmitysmuoto
    h. Jokin muu, mikä:
    i. En tiedä
2. Onko taloonne tehty lämmitystapamuutosta? (a-c)
    a. Kyllä
        i. Jos 2, a: Muuttuiko sähkönkulutus muutoksen yhteydessä? (1-3)
            1. Kyllä, sähkönkulutus on vähentynyt
                a. Jos i, 1: Paljonko vuosittainen sähkönkulutus vähentyi (kWh)? (”Vapaa kenttä, jossa vain numeraaliset vastaukset”/ en tiedä)
            2. Kyllä, sähkönkulutus on kasvanut
                a. Jos i, 2: Paljonko vuosittainen sähkönkulutus kasvoi (kWh)? (”Vapaa kenttä, jossa vain numeraaliset vastaukset”/ en tiedä)
            3. Ei, sähkönkulutus on pysynyt samana.
    b. Ei vielä, mutta lämmitystapamuutos on tarkoitus tehdä 5 vuoden sisällä.
        i. jos 2, b: Miten uskot sähkökulutuksen muuttuvan lämmitystapamuutoksen yhteydessä? (Kulutus kasvaa/ Kulutus vähenee)
    c. Ei
3. Oletteko olleet mukana kiinteistön rakentamisvaiheessa? (kyllä/ei)
    a. 3, kyllä: Osallistuitteko kiinteistön varustelutason suunnitteluun? (kyllä/ei)
    b. 3, kyllä: Osallistuitteko kiinteistön automaation valintaan tai suunnitteluun? (k/e)
    c. 3, kyllä: Osallistuitteko kiinteistön sähköliittymän valintaan? (kyllä/ei)
        i. c, kyllä: Jos suunnittelija osallistui mitoitukseen, niin tiedätkö miten hän arvioi huipputehon? (en tiedä / ”avoin vastaus”)
4. Onko liittymän pääsulake palanut? (kyllä/ei/en tiedä)
    a. 4, Kyllä: Onko tiedossa minkä laitteistojen yhtäaikainen käyttö johti pääsulakkeen palamiseen? (”avoin vastaus”)
5. Oletteko muuttaneet sähköliittymän pääsulakkeen kokoa/liittymisoikeutta? (kyllä/ei/en tiedä)
    a. 5, kyllä: Minkä takia liittymisoikeutta/sulakekokoa muutettiin? (”Avoin”)
    b. 5, kyllä: Teittekö itse valinnan vai vaikuttiko päätökseen esimerkiksi sähkösuunnittelija, urakoitsija tai jonkin laitteiston myyjä? (1-5)
        1. Itse
        2. Sähköurakoitsija
        3. Sähkösuunnittelija
        4. Laitetoimittaja
        5. Muu toimija

Seuraavaksi olisi muutama sähköenergian ja -siirron tuotteisiin liittyvä kysymys.

6. Oletteko tarkastelleet, että mikä olisi teille edullisin sähkön siirtotuote? (kyllä/ei)
7. Oletteko vaihtaneet sähkön siirtotuotetta 1.7.2017 jälkeen? (kyllä/ei)
        i. 7, kyllä: Miten päädyitte vaihtamaan siirtotuotetta? (”Avoin vastaus”)
8. Millainen sähkönmyyntituote teillä on käytössä? (a-i)

a. Vuorokausimarkkinan hintoihin perustuva sähkösopimus, kuten ”Spot-sähkö tai Pörssi-sähkö”. Hinta perustuu markkinaan tuntitasolla.
b. Perustuu markkinaan kuukausitasolla
c. II-aikainen sähkötuote, kuten ”yö-sähkö” tai ”aikasähkö”
d. II-aikainen kausisähkö
e. Kiinteähintainen I-aikainen sopimus
f. Muuttuvahintainen sopimus, jossa sähkön hinta muuttuu kuukausittain
g. Muuttuvahintainen sopimus, jossa sähkön hinta muuttuu kvartaaleittain
h. Muu sähkötuote, mikä:
i. En tiedä
    i. 8, a-h: Miten päädyitte kyseiseen tuotteeseen? (”avoin”)
    ii. 8, a-h: Vertailitteko tuotetta valitessanne taloudellista vaikutusta verrattuna muihin vaihtoehtoihin? (k/e)
    iii. 8, a-h: Millä tavalla päädyitte nykyiseen sähkönmyyjään (valitse korkeintaan 2 tärkeintä)?
        1. Hinta
        2. Brändi
        3. Hyvä asiakaspalvelu
        4. Luotettavan toimijan maine
        5. Helppous ostaessa
        6. Lisätuotteet
        7. Muu syy: ”avoin”
    iv. 8, a-h: Kuinka usein vaihdatte tai päivitätte sähkömyyntituotetta? (a-d)
        a. Alle 1 vuoden välein
        b. 1-2 vuoden välein
        c. 2-3 vuoden välein
        d. Harvemmin kuin 3 vuoden välein
    v. Onko teillä käytössä sähkönmyynnin lisätuotteita? Voit valita useamman vaihto-ehdon. (a-i)
        a. Co-vapaa sähkösopimus
        b. Uusiutuvaan sähköön perustuva sopimus
        c. Tietty tuotantomuoto, kuten vesi, tuuli, bio tai aurinko
        d. Vakuutus
        e. Vuokrapaneeli
        f. Virtuaaliakku
        g. Kysyntäjoustotuote
        h. Ei ole lisätuotteita
        i. Muu: Mikä? ”avoin”

Nyt kysyisimme teiltä muutaman joustoon liittyvän kysymyksen. Näihinkään kysymyksiin ei ole olemassa vääriä vastauksia.

9. Onko termi ”kysyntäjousto” teille tuttu? (a-d)
    a. Termi on tuttu ja olen perehtynyt asiaan laajalti.
    b. Termi on tuttu ja tiedän mitä se tarkoittaa.
    c. Olen kuullut termin, mutta en ole perehtynyt.
    d. Termi ei ole tuttu.
        i. Jos 9, a-c: Mitä kysyntä/hintajousto mielestäsi tarkoittaa? (”Avoin vastaus”)
        ii. Jos 9, a-b: Oletteko harkinneet kysyntäjoustoa? (1-3)
            1. Kyllä ja olemme myös hyödyntäneet kysyntäjoustoa
                a. Jos ii, 1: Millä tavalla päätös tehtiin? (”Avoin vastaus”)
                b. Jos ii, 1: Minkälaista kysyntäjoustoa olette toteuttaneet (voitte valita useamman vaihtoehdon)? (i-iii)

i. Kulutuksen siirtämistä vuorokausimarkkinan (Spot) edullisimmille tunneille.
ii. Palveluntarjoajan (aggregaattorin) avulla Fingridin kysyntäjouston markkinapaikoille korvausta vastaan.
iii. Huipputehon leikkaamista, jolloin saadaan säästöä tehotariffeista.

c. Jos ii, 1: Mitä laitteita hyödynnätte kysyntäjoustossa (laitteita voi valita useita)? (i-xi)
i. Lämminvesivaraaja
ii. Suora sähkölämmitys
iii. Varaava sähkölämmitys
iv. Ilma tai ilma-vesilämpöpumppu
v. Maalämpöpumppu
vi. Sähköauton latauslaite
vii. Sähkövarasto, UPS-laitteisto tai akusto
viii. Jääkaappi ja/tai pakastin
ix. Ilmanvaihtolaitteisto
x. Valaistus
xi. Muut laitteet

d. Jos ii, 1: Millä laitteilla/ohjelmistolla kysyntäjousto (ohjaus) on toteutettu? (”avoin”/en tiedä)

e. Jos ii, 1: Kuinka suuren säästön olette arviolta saaneet kysyntäjouston avulla sähkön hankinnasta? (i-ii)
i. ”Numero-arvo”
ii. Emme ole selvittäneet saatua säästöä

f. Jos ii, 1: Oletteko olleet tyytyväisiä kysyntäjoustoon ja aioitteko jatkaa kysyntäjoustoa? (i-iv)
i. Olemme tyytyväisiä ja aiomme jatkaa kysyntäjoustoa
ii. Emme ole tyytyväisiä, koska toteutuneet säästöt eivät vastanneet oletettua.
iii. Emme ole tyytyväisiä, koska asuinmukavuus on heikentynyt kysyntäjouston myötä.
iv. Emme ole tyytyväisiä jostain muusta syystä.

2. Kyllä, mutta emme ole hyödyntäneet kysyntäjoustoa
a. Jos ii, 2: Miksi ette ole osallistuneet kysyntäjoustoon? (”avoin vastaus”)

3. Ei

10. Kuinka paljon seuraavat tekijät vaikuttavat siihen, että voisitte muuttaa sähkön käyttöänne valtakunnallisen huipputehon aikana? 1= erittäin vähän ja 5= erittäin paljon.
a. Hinta (Tehopiikkien aikana joudutaan aktivoimaan kalliimpia sähköntuotantomuotoja, jolloin vuorokausimarkkinaan perustuvilla sähkönmyyntituotteilla saa taloudellista hyötyä, kun siirtää omaa kulutustaan valtakunnallisten tehopiikkien aikana. Toinen vaihtoehto on tarjota joustoa palvelun tarjoajan eli aggregaattorin kautta säätösähkömarkkinalle, jolloin saatava korvaus ei riipu omasta sähkösopimuksesta.)
i. Vaihtoehdot 1-5
b. Ympäristöystävällisyys (Tehopiikkien aikana aktivoitavat sähköntuotantomuodot ovat tyypillisesti fossiilisia eli sähkön käytön vähentäminen tehopiikkien aikana vähentää fossiilisten energialähteiden käyttöä.)
i. Vaihtoehdot 1-5
c. Turvallisuus (Valtakunnallisen sähköjärjestelmän tehotasapaino tarkoittaa sitä, että sähkön tuotannon on joka hetki vastattava kulutusta. Sähkön tuotannon entistä vaikeampi ennustet-

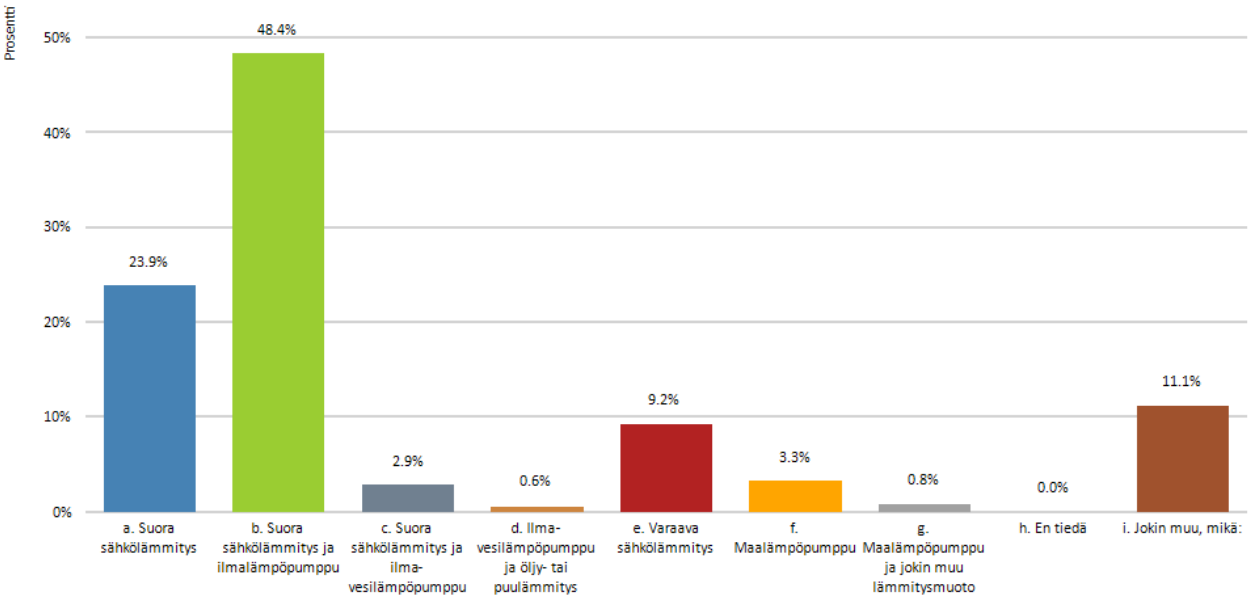
tavuus, kuten riippuvuus säästä johtaa siihen, että kulutuksen on joustettava, jotta tehotasapainoa ei menetetä. Tehotasapainon menettäminen taas johtaa valtakunnalliseen sähkökatkoon.)

i. Vaihtoehdot 1-5

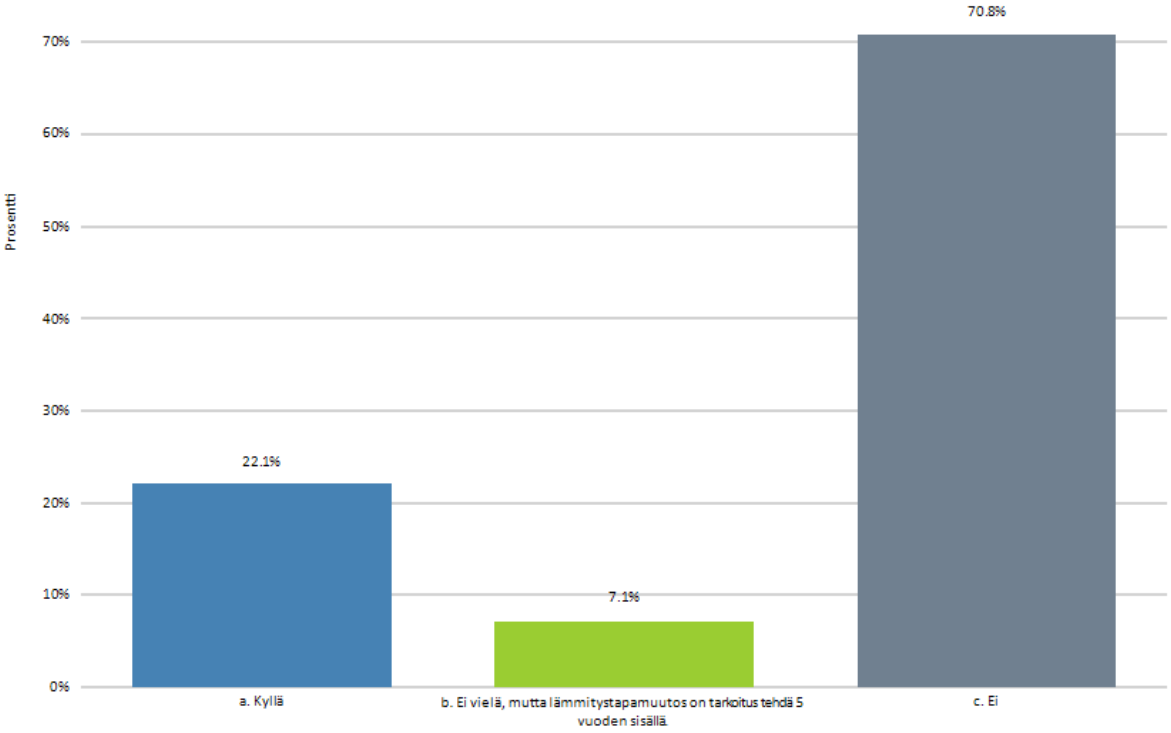
Lopuksi kysyisimme vielä laitteista ja järjestelmistä, jotka vaikuttavat joustomahdollisuuksiin.

11. Onko teillä omaa aurinkosähkön pientuotantoa? (k/e)
    a. 11, kyllä: Minkä suuruinen voimala on kyseessä (aurinkovoimalan nimellisteho)? (”numeerinen vastaus”)
    b. 11, kyllä: Osallistuitteko itse mitoitukseen? (k/e)
        i. b, kyllä: Miten aurinkovoimalan mitoitus tehtiin? (”avoin”)
12. Onko teillä sähkövarastoa? (k/e)
    a. 12, kyllä: Minkä suuruinen sähkövarasto on kyseessä (varauskapasiteetti ja purku- sekä latausteho)? (”avoin”)
    b. 12, kyllä: Osallistuitteko itse mitoitukseen? (kyllä/ei)
        1. b, kyllä: Miten sähkövaraston mitoitus tehtiin? (”avoin”)
13. Onko teillä sähköauto tai ladattava hybridi? (k/e)
    a. 13, kyllä: Onko teillä kiinteä latauslaite vai lataatteko pistorasiasta? (i-iii)
        i. Kiinteä latauslaite
        ii. 3-vaiheinen pistorasia eli voimapistorasia
        iii. 1-vaiheinen normaali pistorasia
    b. 13, Kyllä: Mikä on latauslaitteen tai pistokkeen suurin mahdollinen latausteho nykyisessä asennuksessa ja millaista sähköautoa sillä ladataan? (”avoin vastaus”)
    c. 13, kyllä: Onko tämän lataustehon mahdollistaminen vaatinut muutoksia kiinteistön sähköjärjestelmään?
        1. Ei ole vaatinut muutoksia
        2. Vuorottelukytkentä esimerkiksi kiukaan kanssa
        3. Liittymisoikeuden tai pääsulakekoon suurentaminen
        4. Muita keskusmuutoksia
        5. En tiedä
    d. 13, kyllä: Onko laitteessa tai pistorasiaryhmässä dynaamista kuormanhallintaa, joka seuraisi kiinteistön sähkön kulutusta? (k/e)
    e. 13, kyllä: Millä tavalla lataatte sähköautoanne? (i-vi)
        i. Heti, kun laite kytketään lataukseen.
        ii. Sähköauton latausta ohjataan niin, että kiinteistön tehohuippu pyritään pitämään mahdollisimman pienenä eli laite huomioi kiinteistön muun sähkönkulutuksen.
        iii. Latauslaite ohjataan lataamaan yösähköllä eli lataus käynnistyy kello 22.
        iv. Latauslaite ohjataan lataamaan silloin, kun vuorokausimarkkina eli Spot-sähkö on edullisimmillaan.
        v. Lataus optimoidaan huomioimaan sekä Spot-markkinan hintaetu että kiinteistön sähkökuorma.
        vi. Muulla tavalla, miten: ”avoin”
14. Onko teillä kotiautomaatiota, jonka avulla sähkölaitteita voidaan ohjata? (kyllä/ei/en tiedä)
    a. 14, kyllä: Minkä tyyppinen laitteisto on kyseessä? (”avoin”/en tiedä)
15. Haluaisitteko, että verkkoyhtiö tarjoaisi tulevaisuudessa neuvontaa, tietopaketteja, esimerkkejä tai muuta apua esimerkiksi kysyntäjoustoon, liittymän mitoitukseen, huipputehon leikkaamiseen, sähkönkäyttöön tai siirtotuotteen valitsemiseen liittyen?
    a. Kyllä, millaista apua saisi olla: ”avoin”
    b. En halua

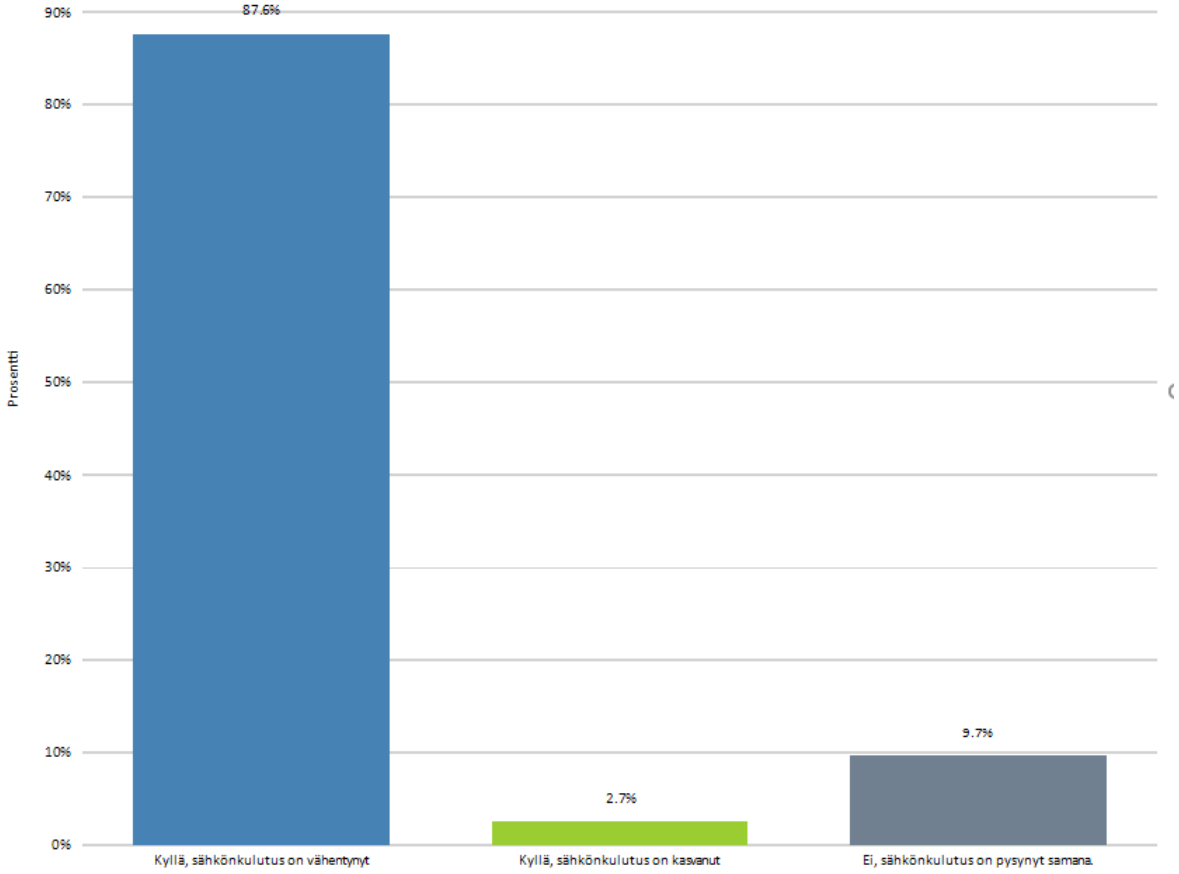
1. Millainen lämmitysjärjestelmä talossanne on? (n=523)



2. Onko taloonne tehty lämmitystapamuutosta? (n=520)



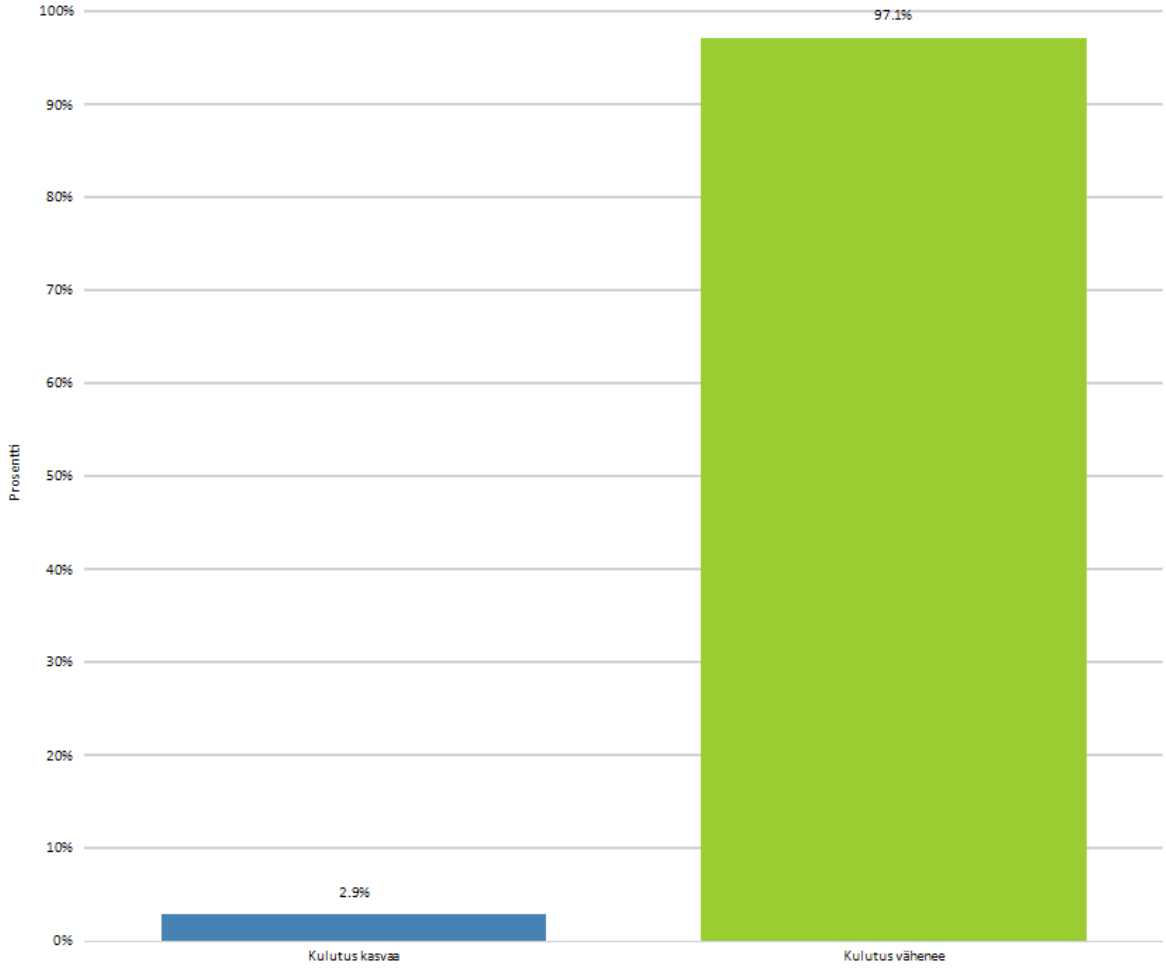
2.11 Muuttuiko sähkönkulutus muutoksen yhteydessä? (n=113)



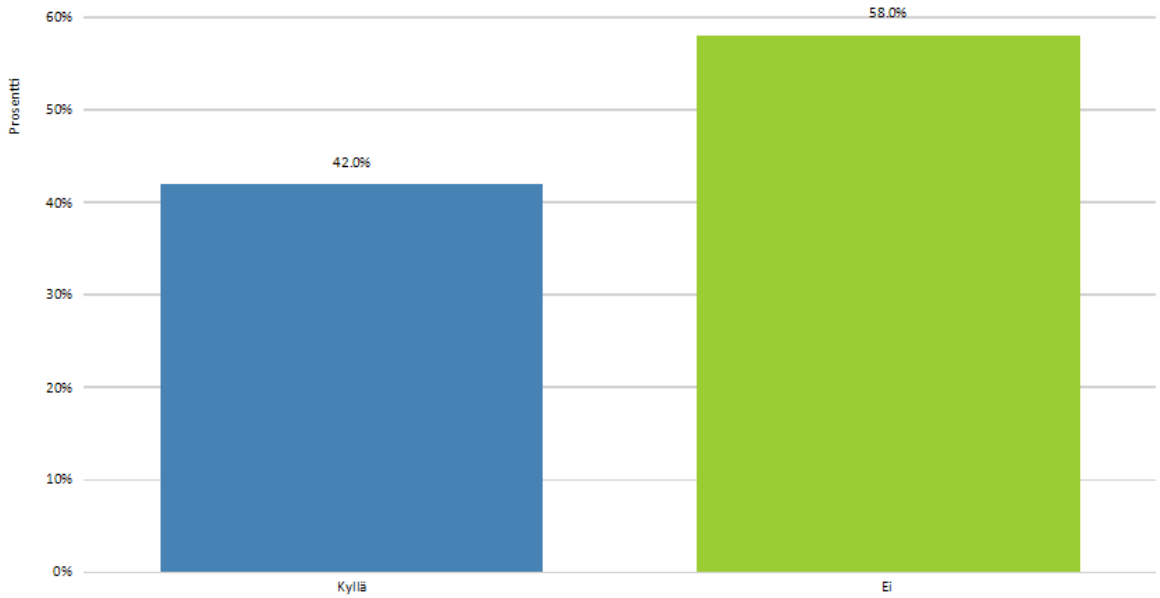
2.12 Paljonko vuosittainen sähkönkulutus vähentyi tai kasvoi (kWh)?

- Muutoksen keskiarvo kohteissa, joissa sähkönkulutus on vähentynyt: 8 710 kWh/a (n=89)
- Muutoksen keskiarvo kohteissa, joissa sähkönkulutus on kasvanut: 21 500 kWh/a (n=2)

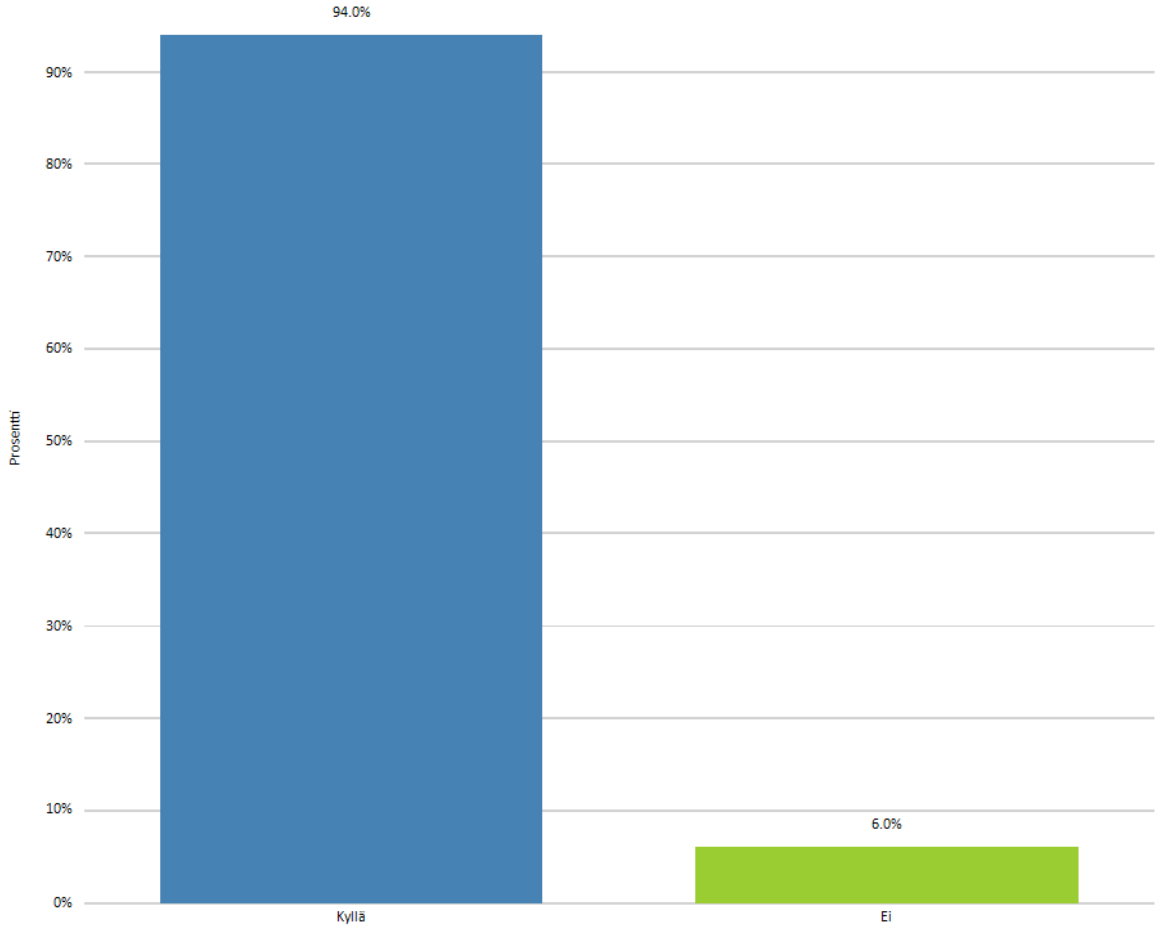
2.21 Miten uskot sähkönkulutuksen muuttuvan lämmitystapamuutoksen yhteydessä? (n=35)



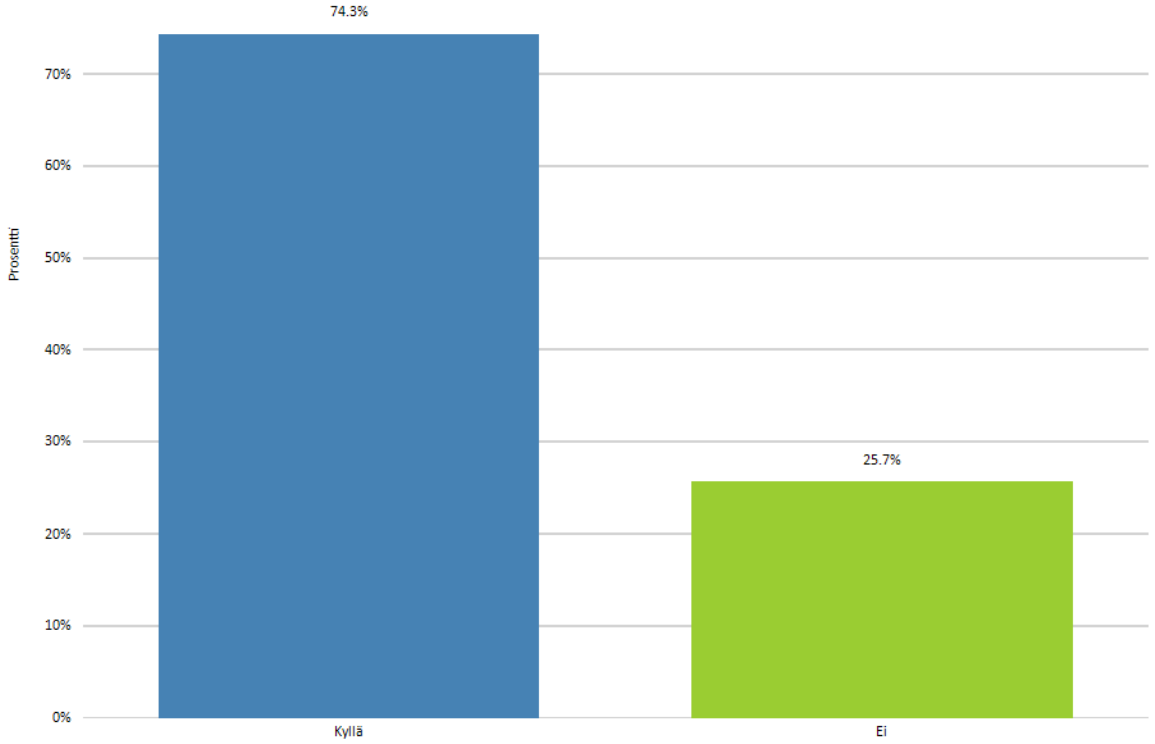
3. Oletteko olleet mukana kiinteistön rakentamisvaiheessa? (n=519)



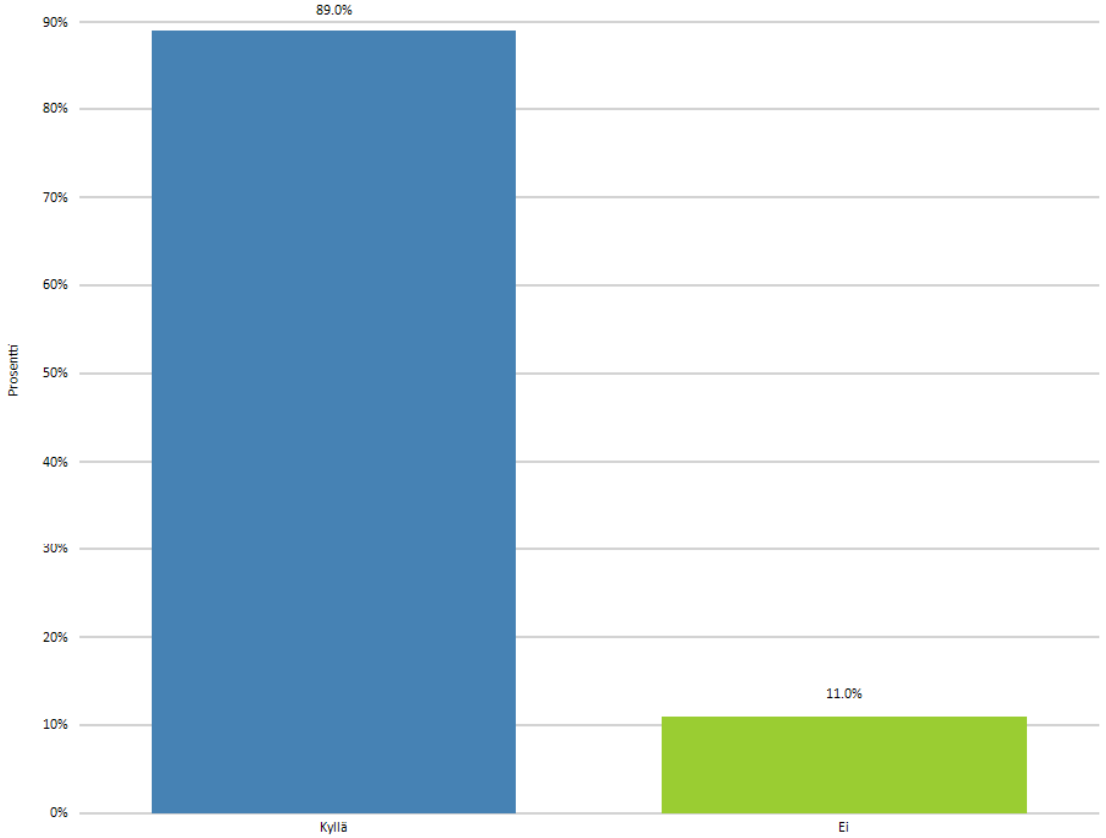
3.11 Osallistuitteko kiinteistön varustelutason suunnitteluun? (n=215)



3.12 Osallistuitteko kiinteistöautomaation valintaan tai suunnitteluun? (n=218)



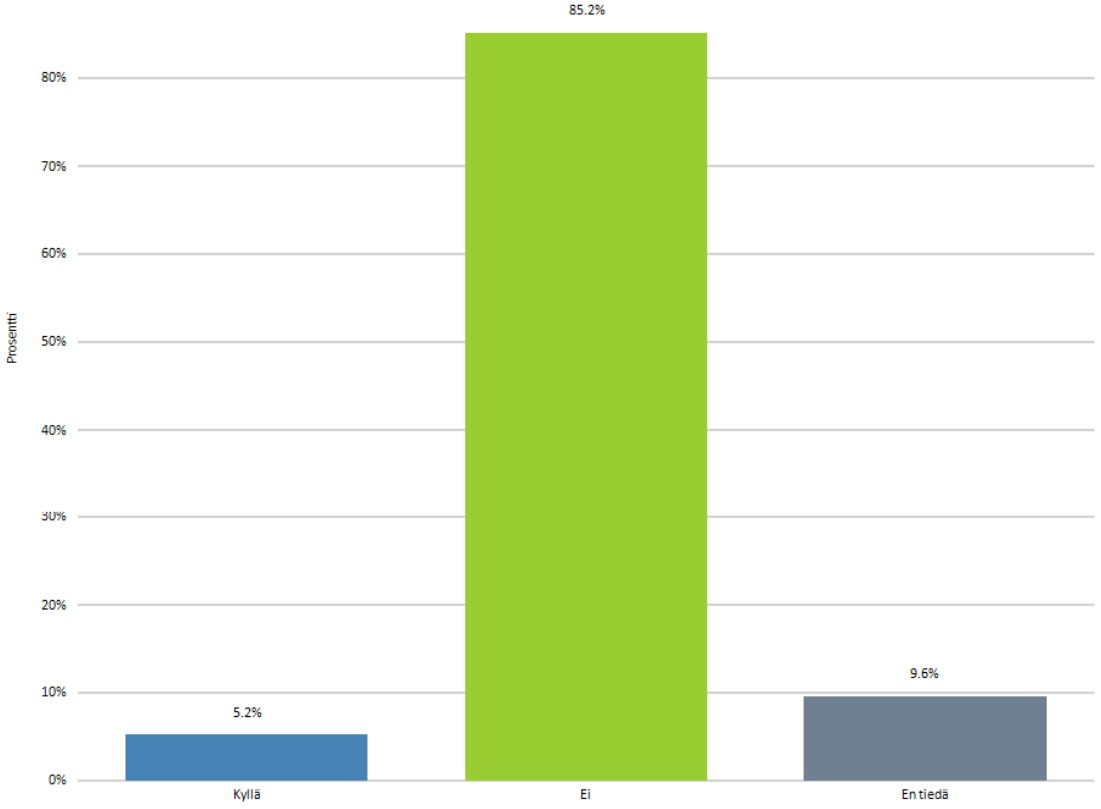
3.13 Osallistuitteko kiinteistön sähköliittymän valintaan? (n=218)



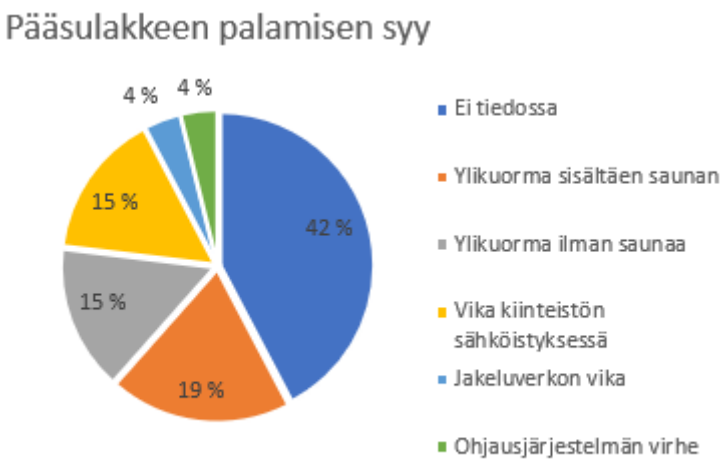
3.131 Jos suunnittelija osallistui mitoitukseen, niin tiedätkö miten hän arvioi huipputehon? (n=134)

- Sähköliittymän valintaan osallistuneista 22 % tiesi vähintään karkeasti mihin sähköliittymän mitoitus perustui.

4. Onko liittymän pääsulake palanut? (n=522)

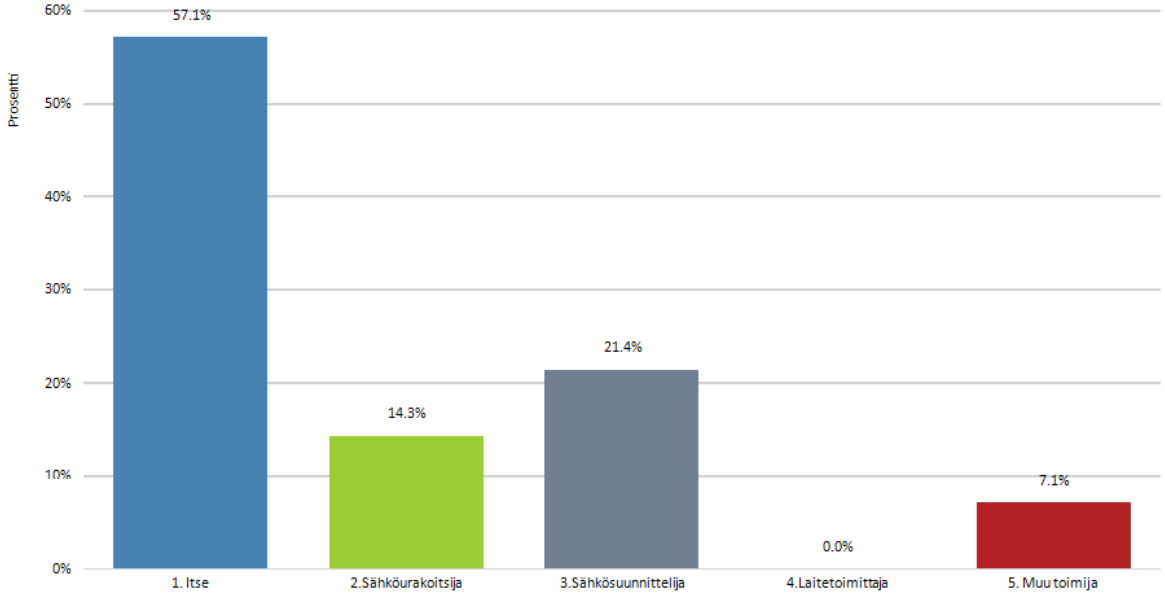


4.11 Onko tiedossa minkä laitteistojen yhtäaikainen käyttö johti pääsulakkeen palamiseen?

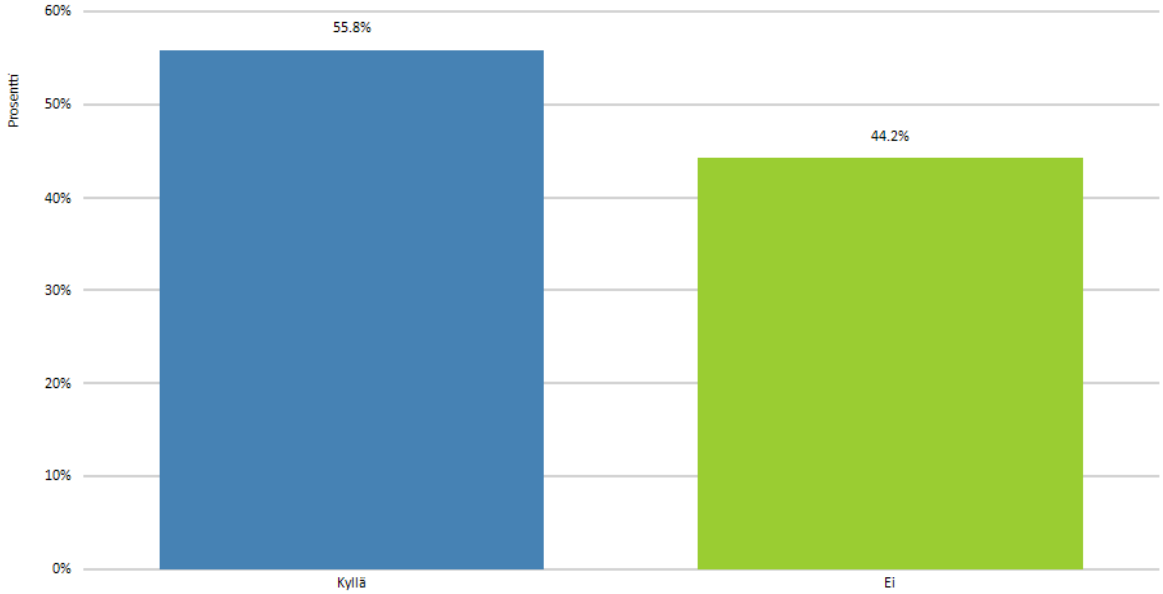


5 Oletteko muuttaneet sähköliittymän pääsulakkeen kokoa/liittymisoikeutta? (n=520)

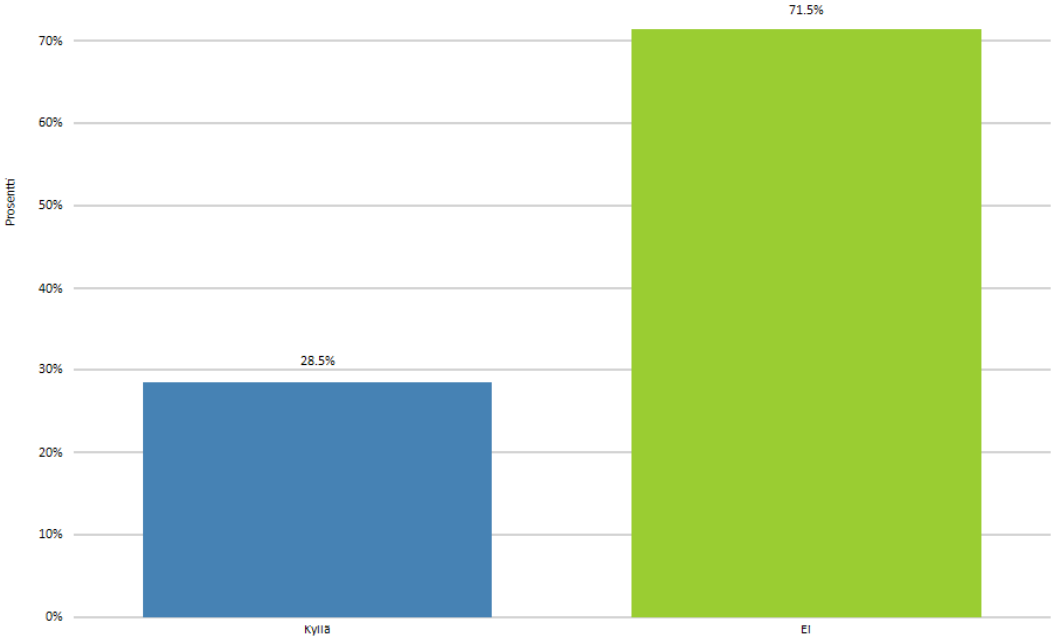
5.1 Minkä takia liittymisoikeutta/sulakekokoa muutettiin? (n=14)
5.2 Teittekö itse valinnan vai vaikuttiko päätökseen esimerkiksi sähkösuunnittelija, urakoitsija tai jonkin laitteiston myyjä?



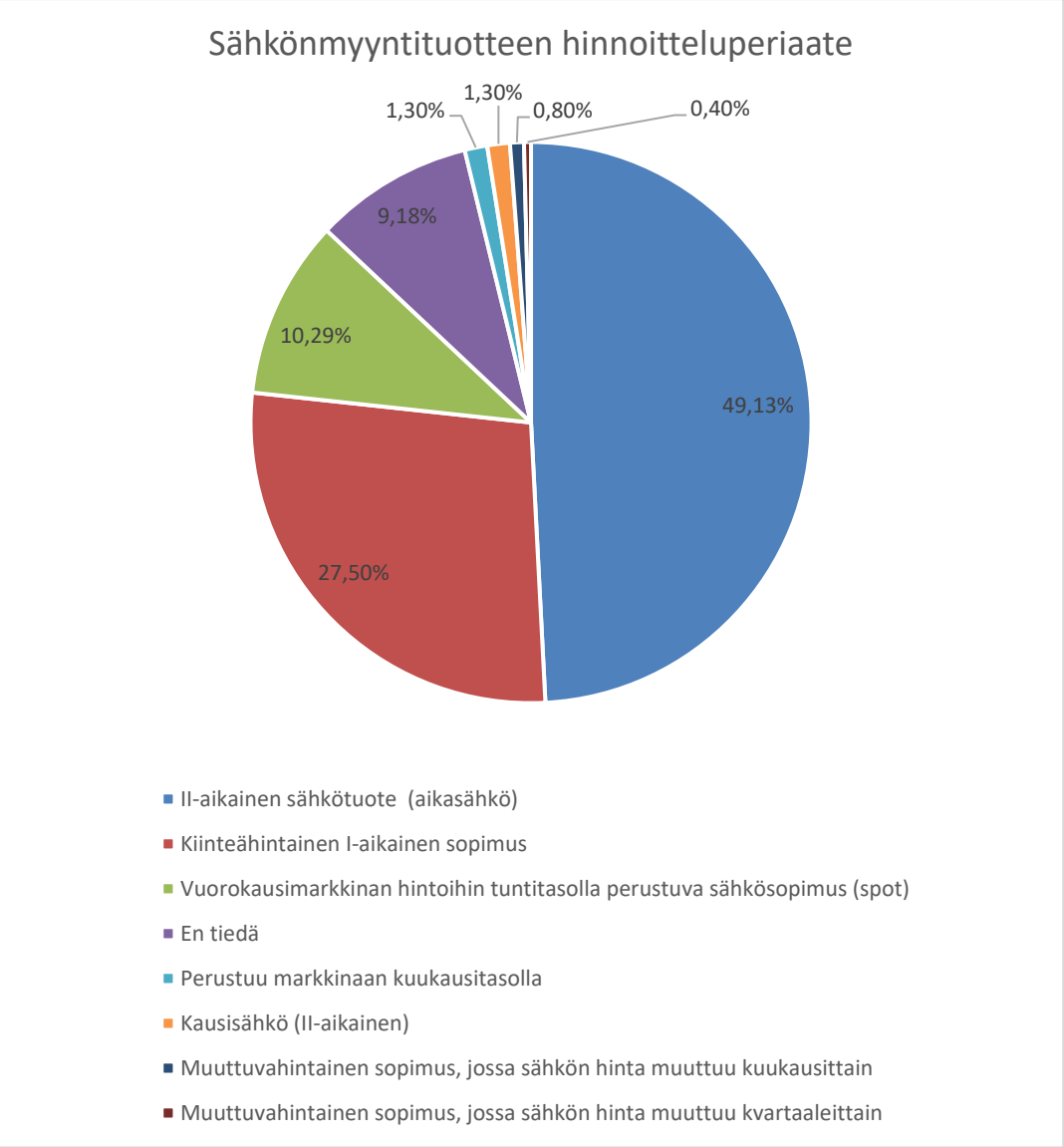
6 Oletteko tarkastelleet, mikä olisi teille edullisin sähkön siirtotuote? (n=520)



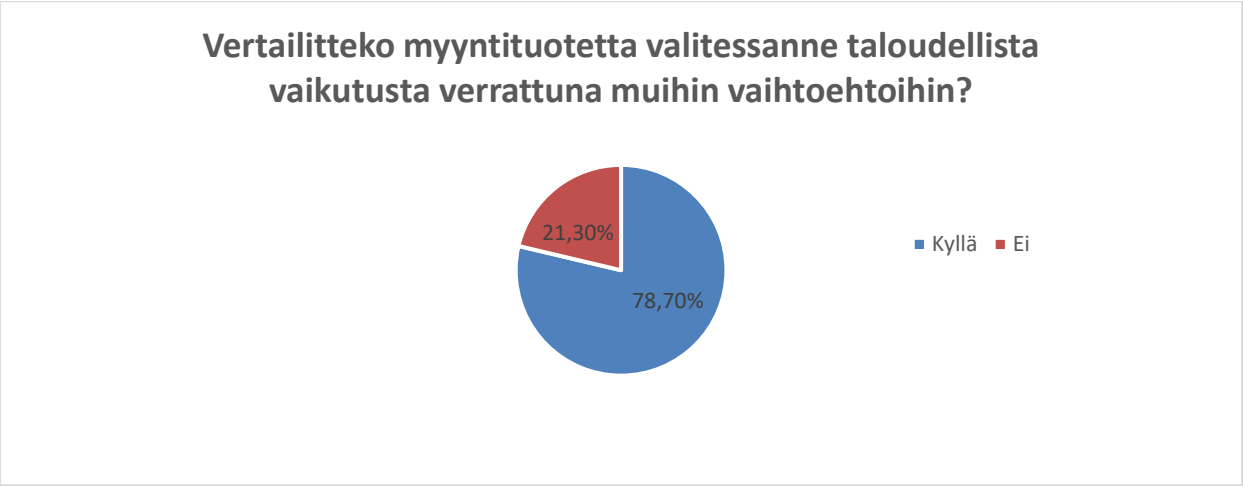
7. Oletteko vaihtaneet sähkön siirtotuotetta 1.7.2017 jälkeen? (n=522)



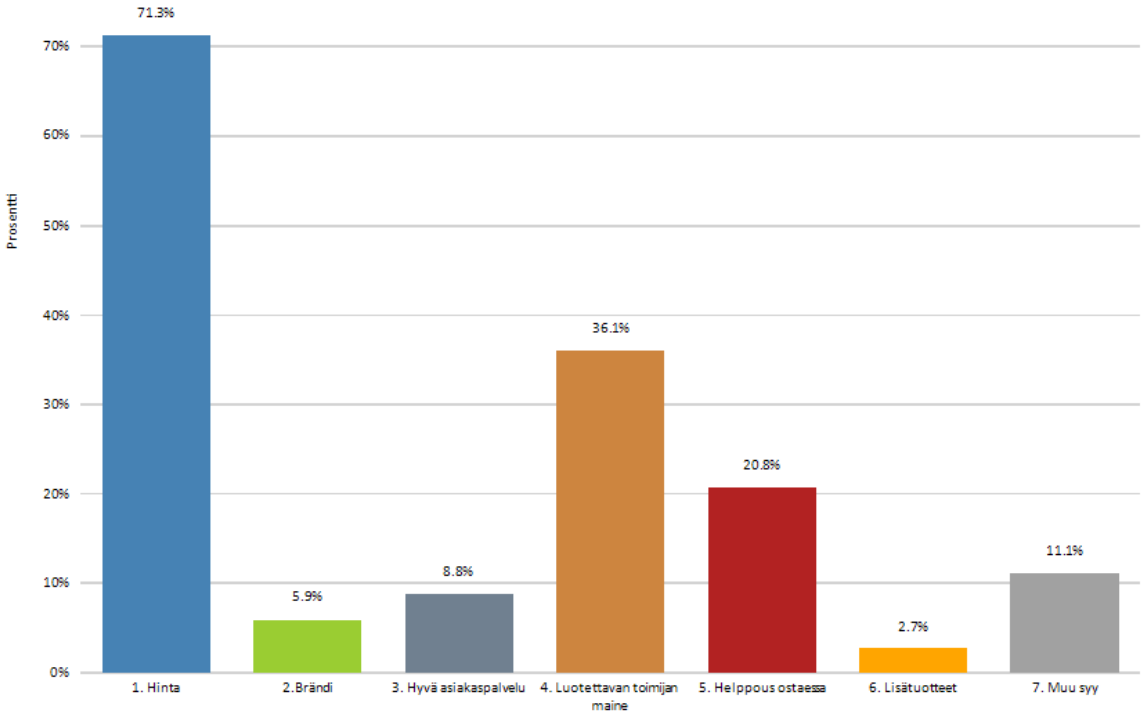
8. Millainen sähkönmyyntituote teillä on käytössä?



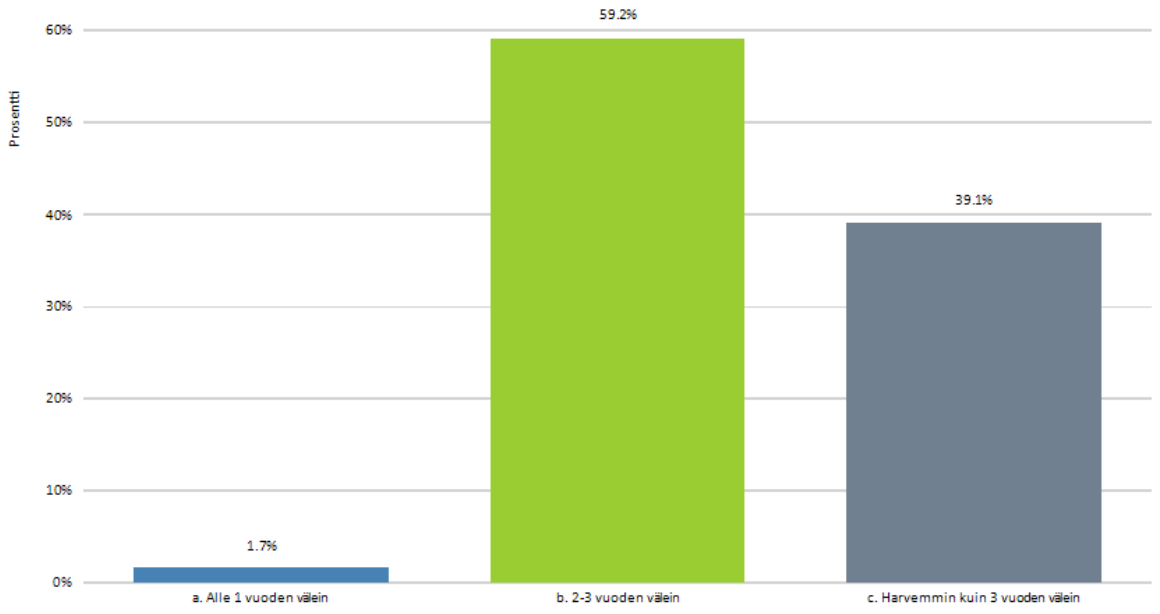
8.1 Vertailitteko tuotetta valitessanne taloudellista vaikutusta verrattuna muihin vaihtoehtoihin? (n=469)



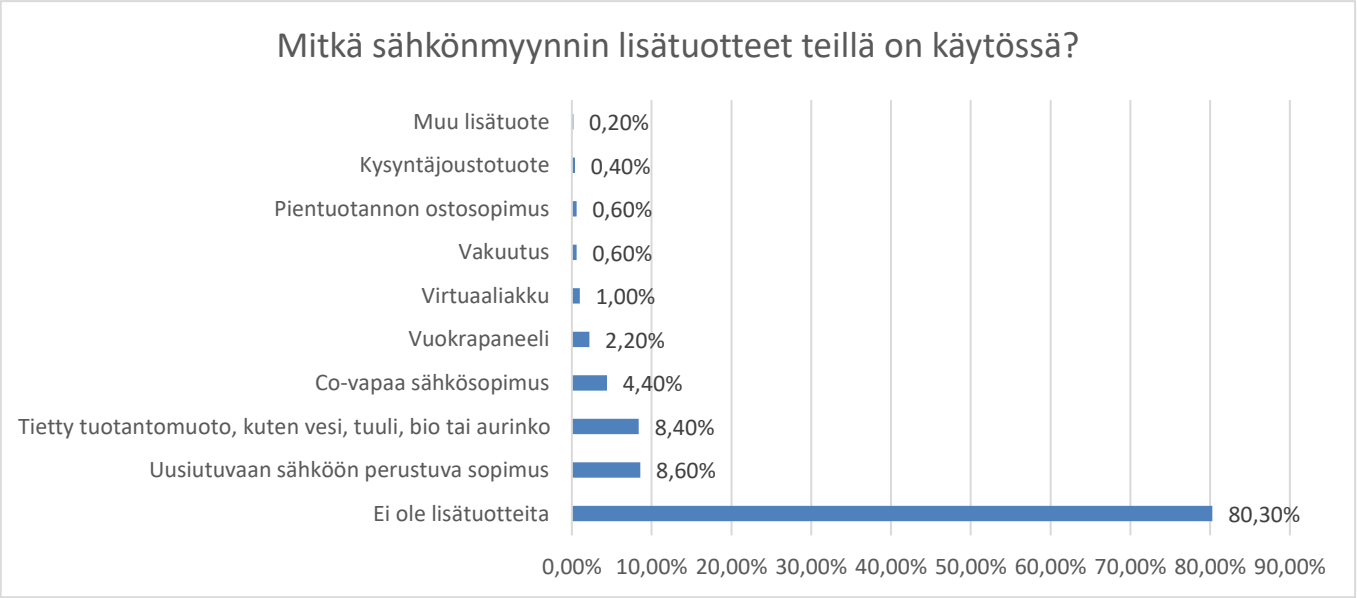
8.2 Millä tavalla päädyitte nykyiseen sähkönmyyjään (valitse korkeintaan 2 tärkeintä)? (n=477)



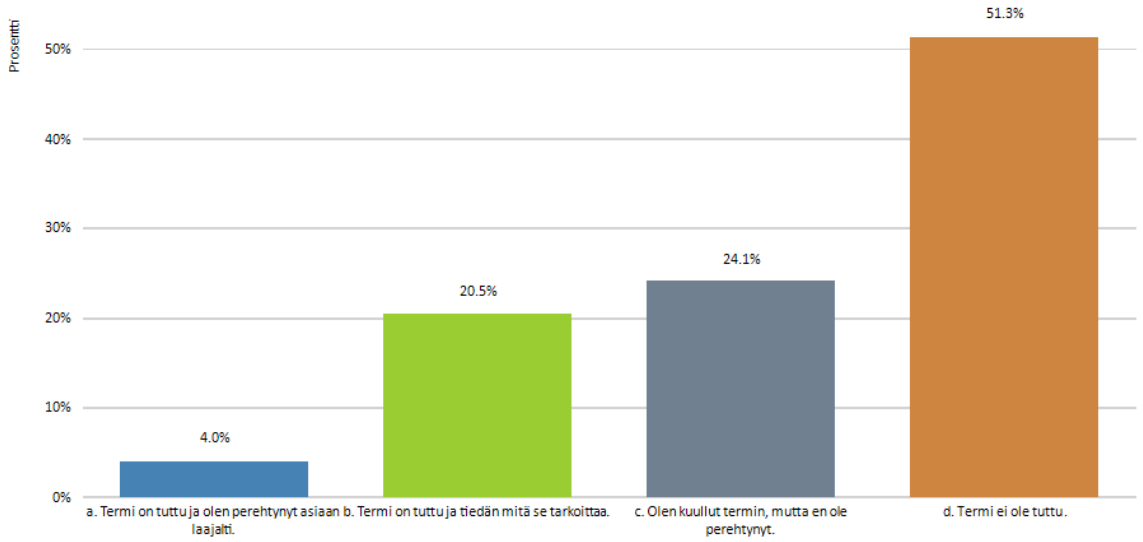
8.3 Kuinka usein vaihdatte tai päivitätte sähkömyyntituotetta? (n=473)



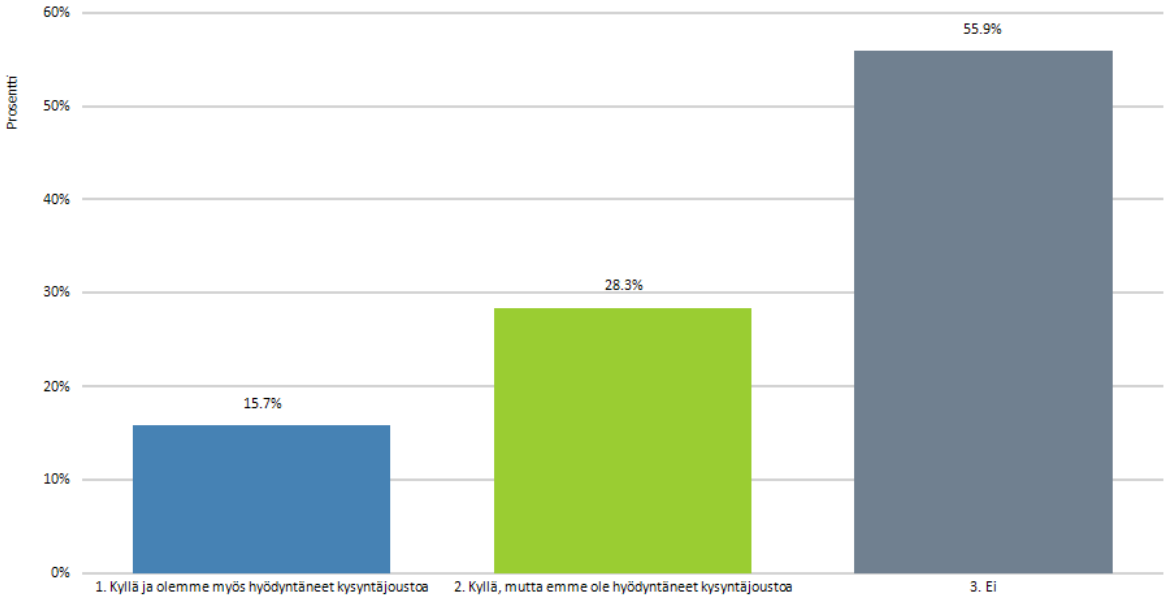
8.4 Onko teillä käytössä sähkönmyynnin lisätuotteita? Voit valita useamman vaihtoehdon. (n=502)



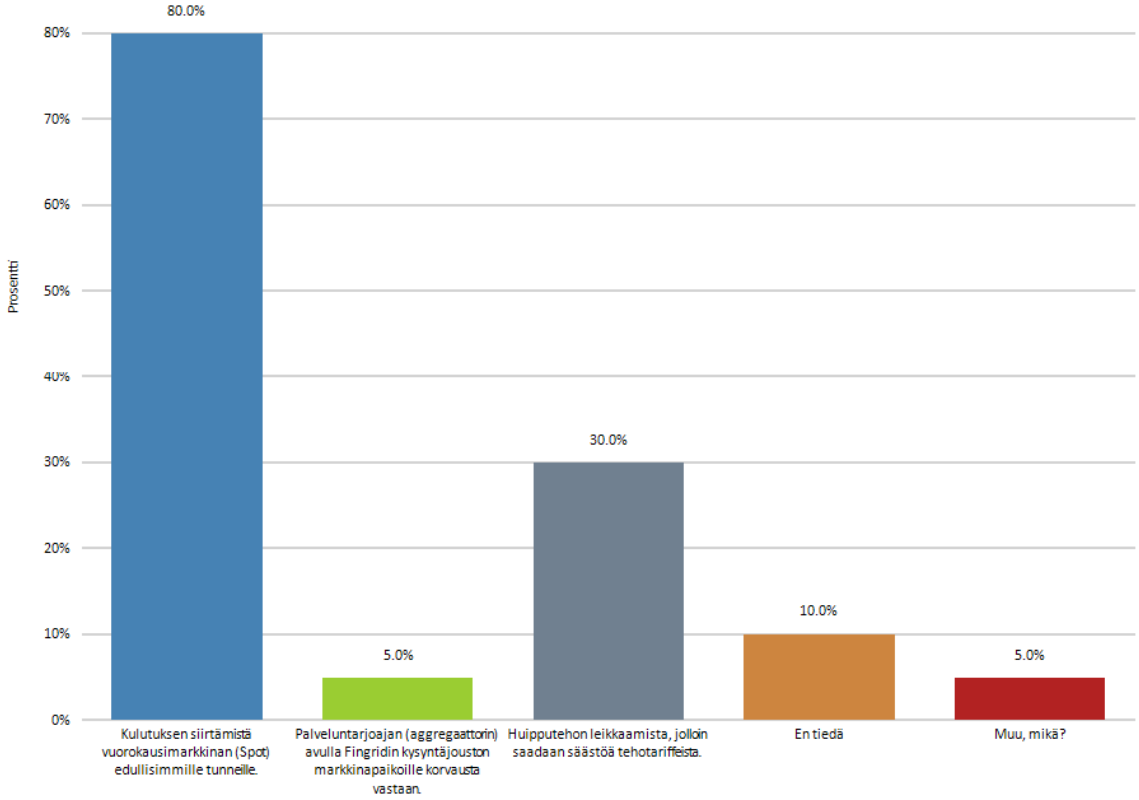
9. Onko termi ”kysyntäjousto” teille tuttu? (n=522)



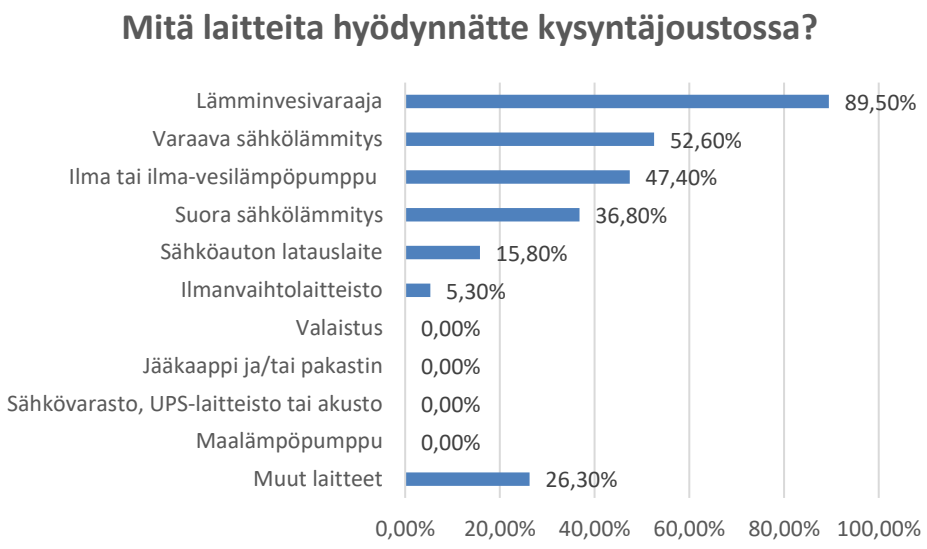
9.21 Oletteko harkinneet kysyntäjoustoa? (n=127)



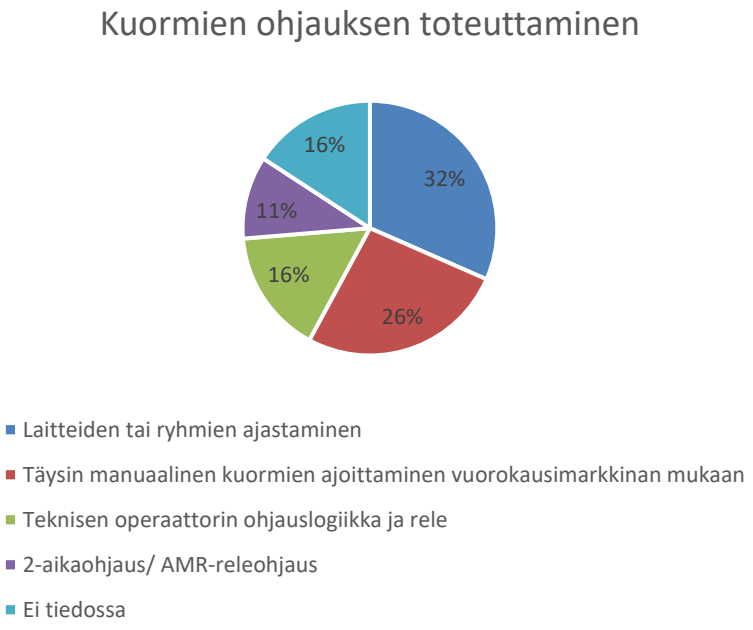
9.23 Minkälaista kysyntäjoustoa olette toteuttaneet (voitte valita useamman vaihtoehdon)? (n=20)



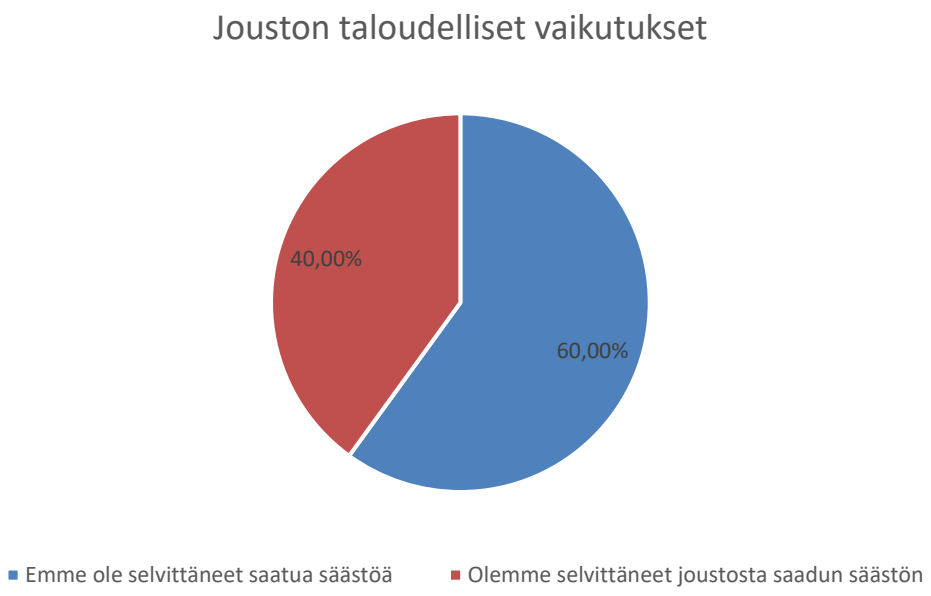
9.24 Mitä laitteita hyödynnätte kysyntäjoustossa (laitteita voi valita useita)?



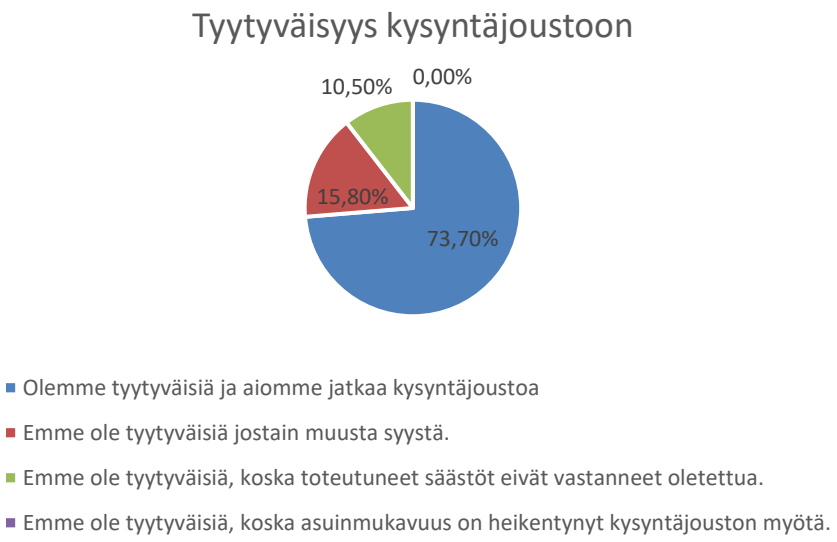
9.25 Millä laitteilla/ohjelmistolla kysyntäjousto (ohjaus) on toteutettu? (19)



9.26 Kuinka suuren säästön olette arviolta saaneet kysyntäjouston avulla sähkön hankinnasta?

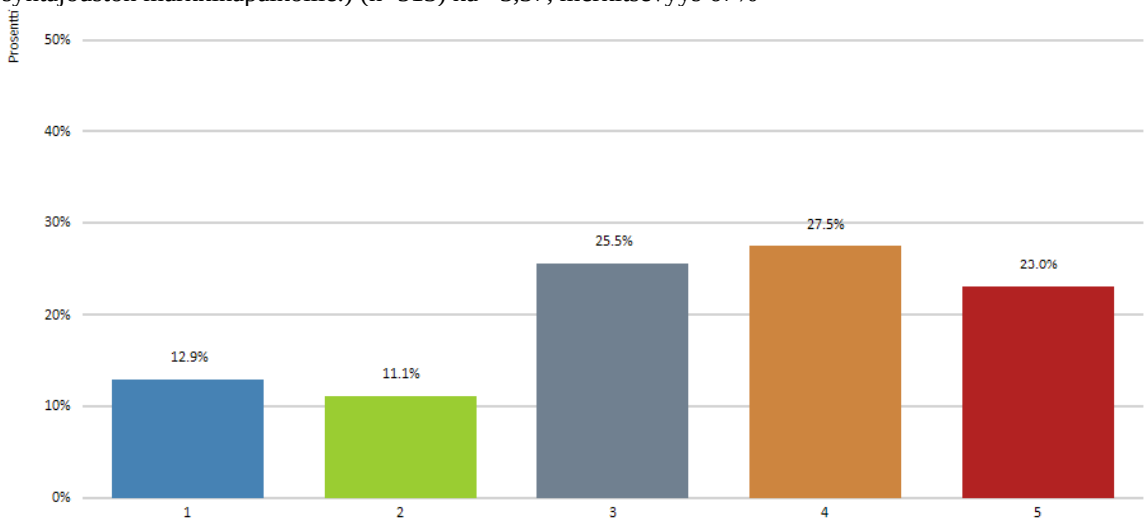


9.27 Oletteko olleet tyytyväisiä kysyntäjoustoon ja aiotteko jatkaa kysyntäjoustoa?

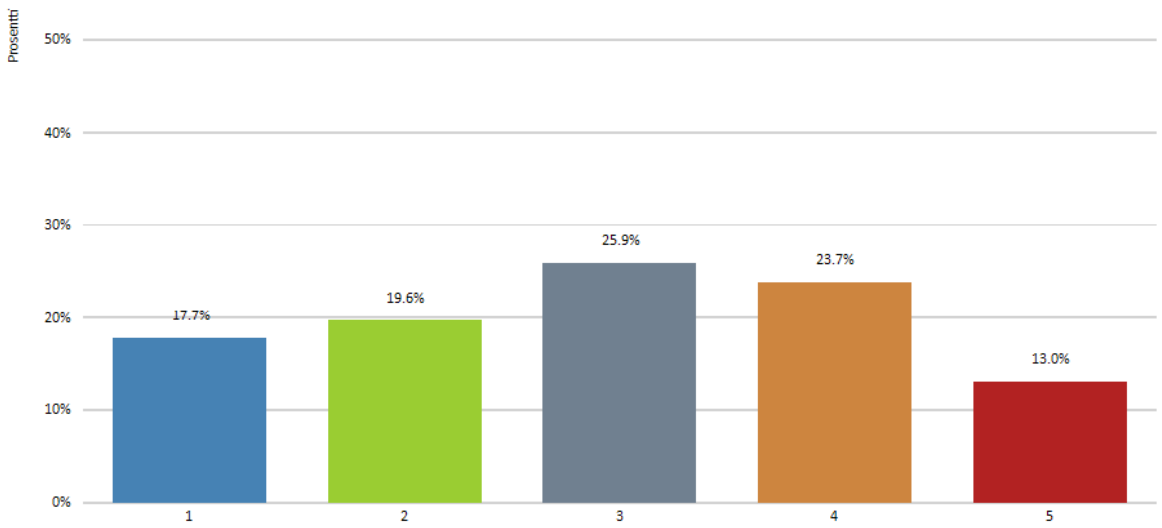


10 Kuinka paljon seuraavat tekijät vaikuttavat siihen, että voisitte muuttaa sähkön käyttöänne valtakunnallisen huipputehon aikana? 1= erittäin vähän ja 5= erittäin paljon.

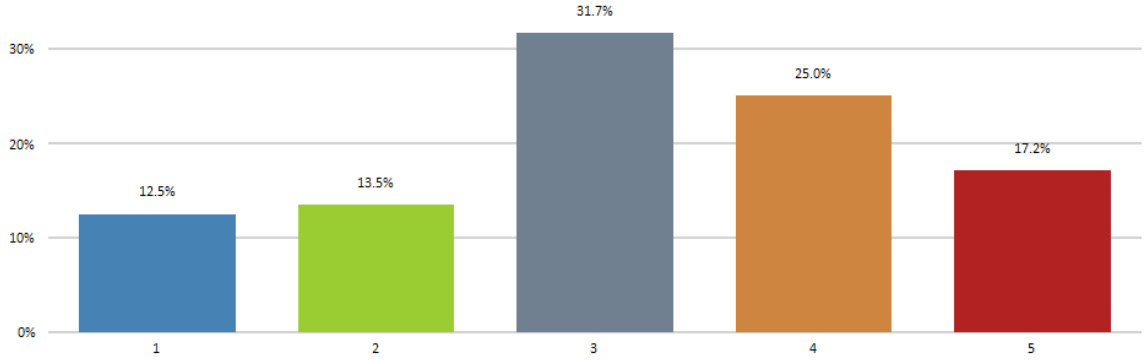
Hinta (Tehopiikkien aikana joudutaan aktivoimaan kalliimpia sähköntuotantomuotoja, jolloin vuorokausimarkkinaan perustuvilla sähkönmyyntituotteilla (spot) saa taloudellista hyötyä, kun siirtää omaa kulutustaan edullisimmille tunneille. Toinen vaihtoehto on tarjota joustoa palveluntarjoajan avulla korvausta vastaan kysyntäjouston markkinapaikoille.) (n=513) ka= 3,37, merkitsevyys 67%

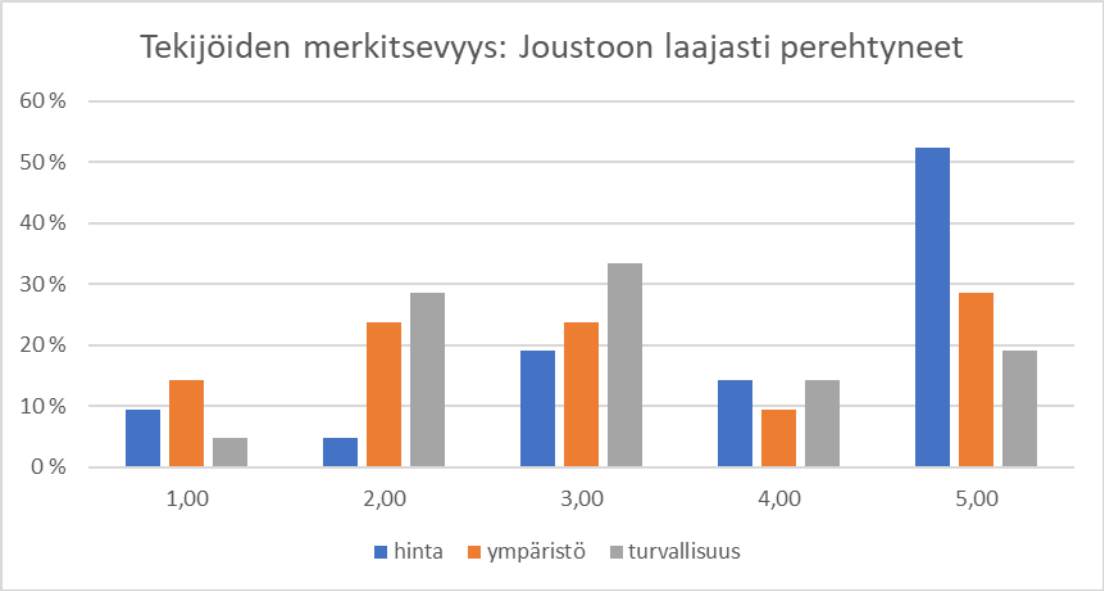


Ympäristöystävällisyys (Tehopiikkien aikana aktivoitavat sähköntuotantomuodot ovat tyypillisesti fossiilisia eli sähkön käytön vähentäminen tehopiikkien aikana vähentää fossiilisten energialähteiden käyttöä.) (n=514) ka= 2,94, merkitsevyys 59 %

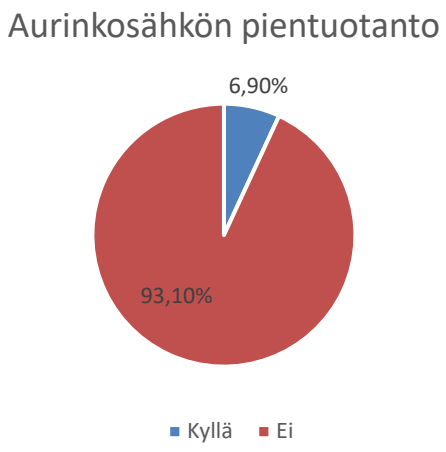


Turvallisuus (Valtakunnallisen sähköjärjestelmän tehotasapaino tarkoittaa sitä, että sähkön tuotannon on joka hetki vastattava kulutusta. Sähkön tuotannon entistä vaikeampi ennustettavuus, kuten riippuvuus säästä johtaa siihen, että kulutuksen on joustettava, jotta tehotasapainoa ei menetetä. Tehotasapainon menettäminen taas johtaa valtakunnalliseen sähkökatkoon.) (n=511) ka=3,21, merkitsevyys 64 %



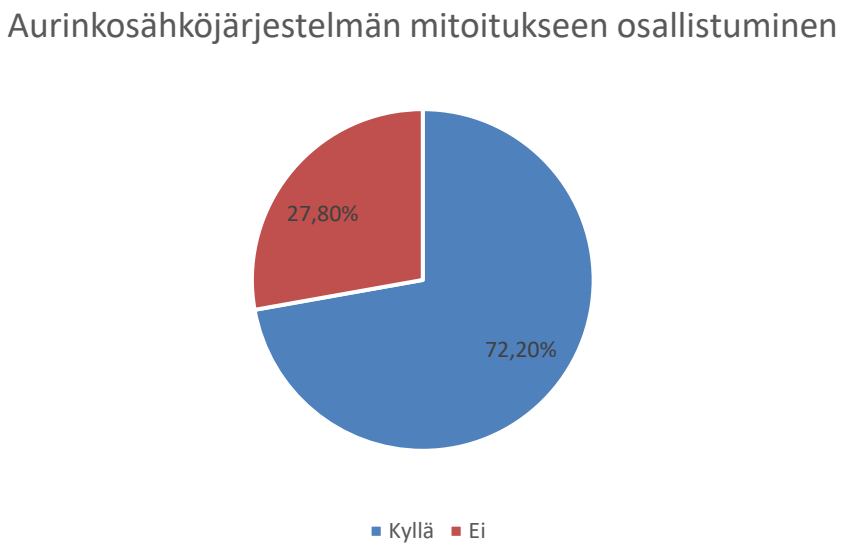


11. Onko teillä omaa aurinkosähkön pientuotantoa?

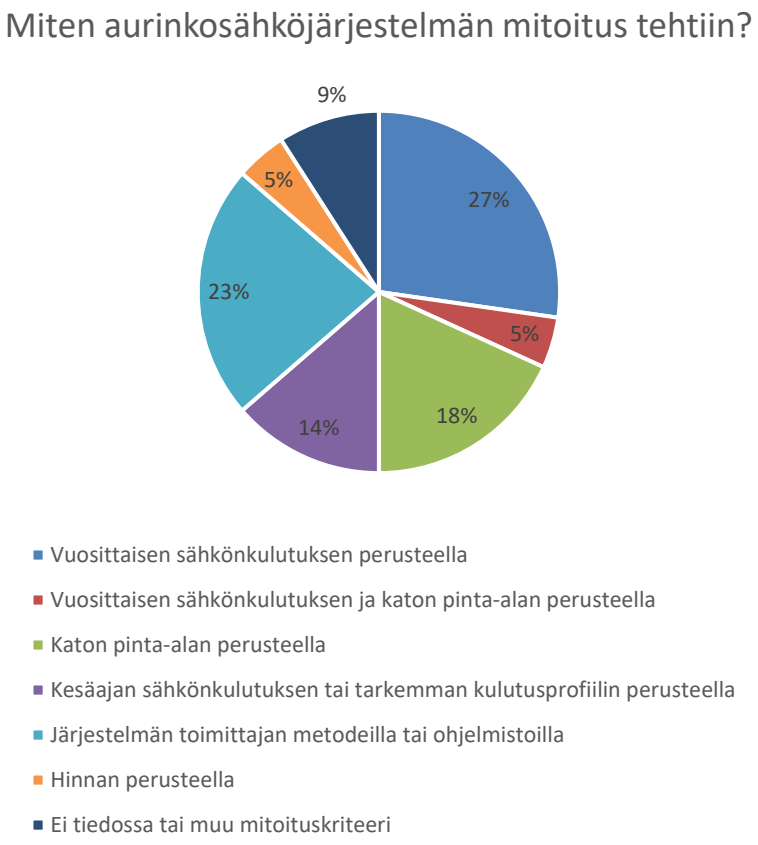


11.1 Minkä suuruinen voimala on kyseessä (aurinkovoimalan nimellisteho)? (n=30)
Vastausten keskiarvo on 5928 kW_p.

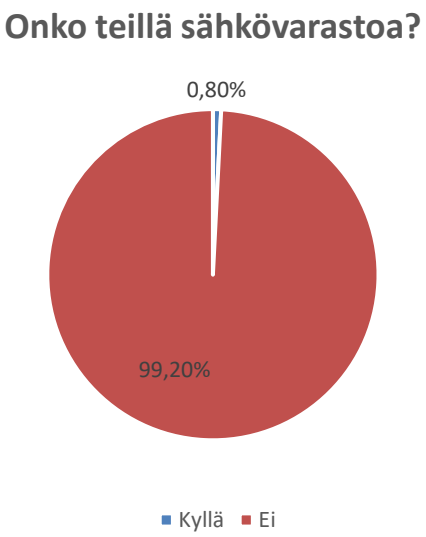
11.2 Osallistuitteko itse mitoitukseen? (n=36)



11.21 Miten aurinkovoimalan mitoitus tehtiin?



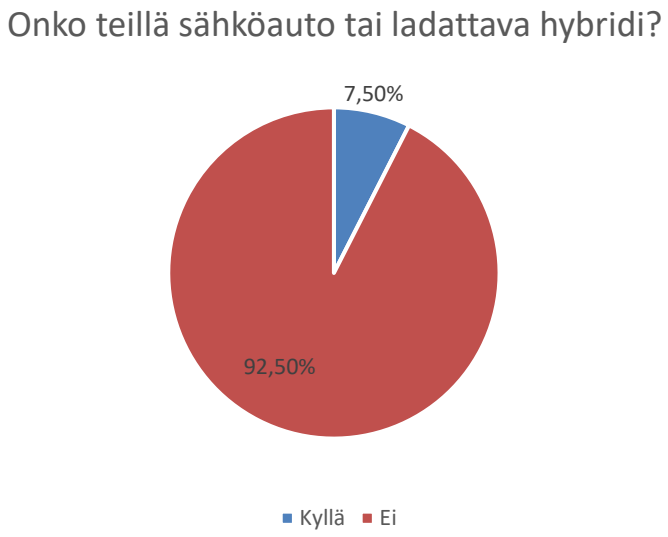
12. Onko teillä sähkövarastoa? (n=519)



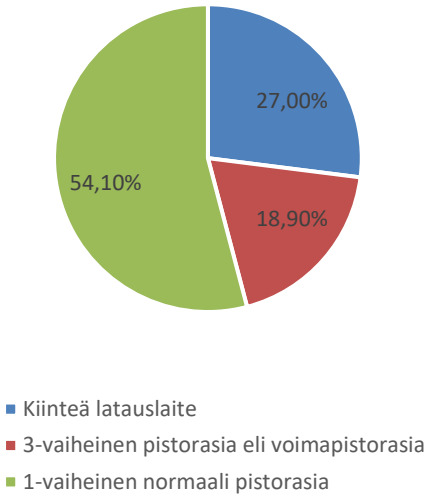
12.1 Minkä suuruinen sähkövarasto on kyseessä (varauskapasiteetti ja purku- sekä latausteho)? (n=4)
Vastaajien sähkövarastojen varauskapasiteettien keskiarvo on 9 kWh.

12.2 Osallistuitteko itse sähkövaraston mitoitukseen? (n=4)

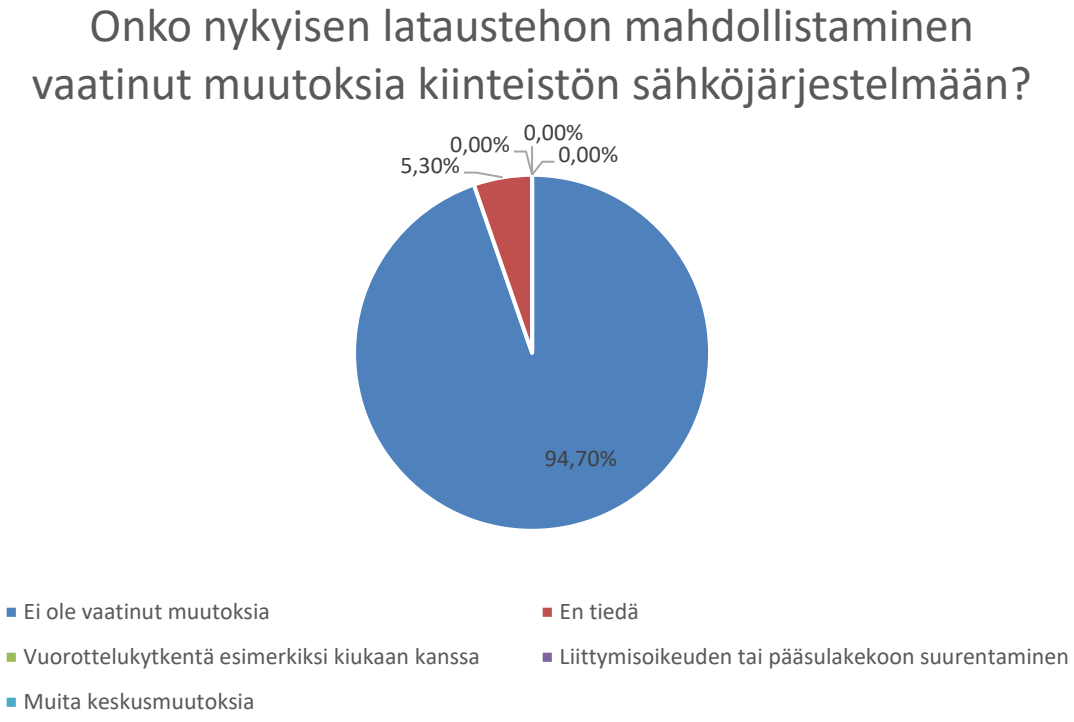
13. Onko teillä sähköauto tai ladattava hybridi? (n=518)



13.1 Onko teillä kiinteä latauslaite vai lataatteko pistorasiasta? (n=37)

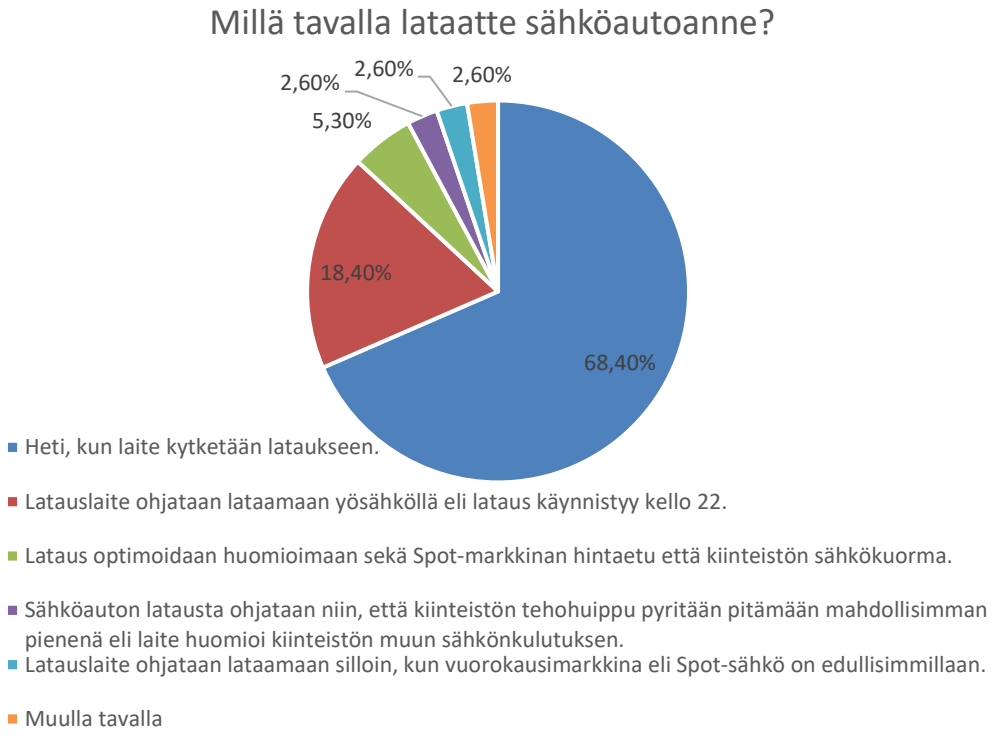


13.3 Onko tämän lataustehon mahdollistaminen vaatinut muutoksia kiinteistön sähköjärjestelmään? (n=38)



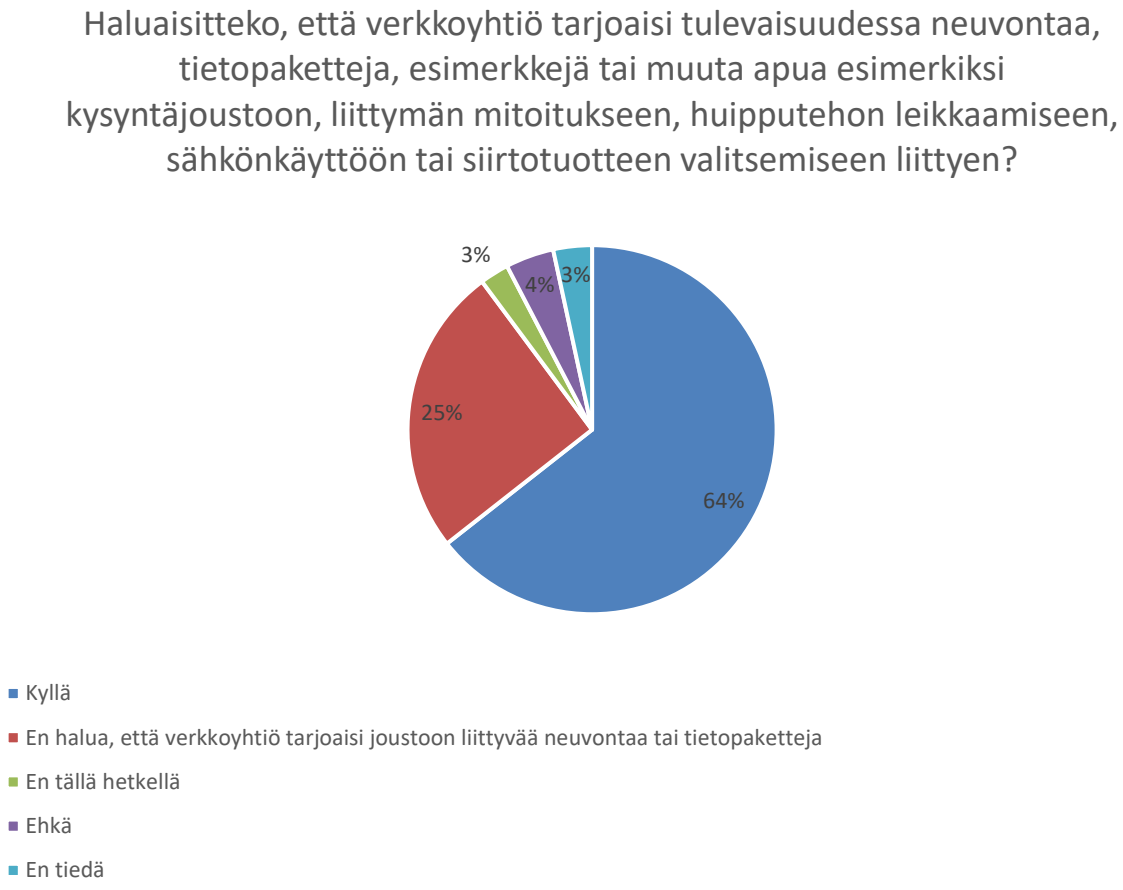
13.4 Onko laitteessa tai pistorasiaryhmässä dynaamista kuormanhallintaa, joka seuraisi kiinteistön sähkön kulutusta? (n=39)

13.5 Millä tavalla lataatte sähköautoanne? (n=38)



14. Onko teillä kotiautomaatiota, jonka avulla sähkölaitteita voidaan ohjata? (n=519)

15. Haluaisitteko, että verkkoyhtiö tarjoaisi tulevaisuudessa neuvontaa, tietopaketteja, esimerkkejä tai muuta apua esimerkiksi kysyntäjoustoon, liittymän mitoitukseen, huipputehon leikkaamiseen, sähkönkäyttöön tai siirtotuotteen valitsemiseen liittyen? (n=520)



LIITE 2 - TUOTEMARKKINAVERTAILU

#	Sähkönmyyntiyhtiö
1	Fortum Oyj
2	Helen Oy
3	Kotimaan Energia Oy
4	KSS Energia Oy
5	Kymenlaakson Sähkö Oy
6	Loiste Sähkönmyynti Oy
7	Lumme Energia Oy
8	Lumo Energia Oyj
9	Nivos Energia Oy
10	Nordic Green Energy Ab
11	Nurmijärven Sähkö Oy
12	Oomi Oy
13	Pohjois-Karjalan Sähkö Oy
14	Porvoon Energia Oy
15	Sallila Energia Oy
16	Sipoon Energia Oy/ Keravan Energia Oy
17	Tampereen Sähkölaitos Oy
18	Turku Energia Oy
19	Vaasan Sähkö Oy
20	Vattenfall Oy
21	Väre Oy

LIITE 3 - ESIMERKKI KÄYTETYSTÄ HAASTATTELURUNGOSTA

1. Onko sähköön liittyvä kulutusjousto tuttua? Onko yrityksessänne tehty joustoon liittyviä selvityksiä tai toteutuksia?
    a. Mitä kuormia hyödynnetään tai voitaisiin hyödyntää (IV-koneet, jäädytyslaitteet, lämmitys, varavoima) ja tehtiinkö näitä varten ohjaukset rakentamisvaiheessa?
        i. Mitä potentiaalisia kuormia ei voida hyödyntää ja miksi?
    b. Millainen rakennusautomaatio yrityksenne kiinteistöissä on tyypillisesti (onko mahdollisuutta ohjata kiinteistökuormaa rajapinnan kautta)?
    c. Huomioidaanko jousto muulla tavoin kiinteistöjen sisäisessä sähköistyksessä?
2. Millainen sähkönhankintamalli (suojaus, salkunhoitopalvelu, alkuperätakuut, profiiliriski) teillä on ja mahdollistaako sähkönhankintamalli kysyntäjouston hyödyntämisen vuorokausimarkkinalla?
3. Onko teillä sähköautojen latauspisteitä?
    a. Minkä tehoisia laitteet ovat ja millä tavalla tehohallinta on toteutettu (staattinen kuormanhallinta, dynaaminen kuorman hallinta tai älykäs lataus)?
    b. Jouduttiinko suunnitteluvaiheessa merkittävästi kasvattamaan sähköliittymän kokoa ja osallistuitteko mitoitukseen?
    c. Voitaisiinko latauslaitteita hyödyntää joustossa ulkoisen tiedonsiirtorajapinnan kautta saatavan ohjauskomennon avulla?
4. Oletteko perehtyneet pätö- ja loistetehon hallintaan sekä sen taloudellisiin vaikutuksiin?
    a. Kuinka tarkkaan pyritään arvioimaan kiinteistön loistehon kulutus tai tuotanto?
        i. Oliko tarkastelu tyypillisesti kertaluontoinen uudisrakentamisen yhteydessä tehtävä toimenpide?
        ii. Tarkasteletteko itse loistehoa tai sen vaikutuksia vai käytetäänkö esimerkiksi ulkopuolista konsulttia?
    b. Kuinka yleistä on kompensointi ja lasketaanko tälle vaihtoehtoiskustannus (verkkoyhtiön loistehomaksut)?
5. Oletteko hankkineet/harkinneet sähkövarastoja?
    a. Kuinka todennäköistä on, että sähkövarastoa hyödynnettäisiin joustossa seuraaviin tarkoituksiin (0-5, 5 on erittäin todennäköistä)?
        i. Aurinkopaneelien sähköntuotannon optimointiin (omakäyttöasteen parantamiseen)?
        ii. Liittymän huipputehon leikkaamiseen (säästöä tehotariffeista)?
        iii. Jouston tarjoamiseen markkinalle (kuten FCR-N)?
        iv. Loistehojousto omaan käyttöön (vaihtoehto kiinteistön sisäiselle kompensoinnille)?
        v. Loistehojouston tarjoaminen verkkoyhtiölle korvausta vastaan kahden keskeisellä sopimuksella tai markkinapaikalla?

vi. Varavoimalähteenä käyttäminen sähkökatkon varalta?

b. Osallistuisitteko itse mitoitukseen?

6. Oletteko toteuttaneet/harkinneet omia aurinkovoimaloita (osuus käytetystä sähkö-energiasta)?
   a. Kuinka todennäköisenä näet seuraat aurinkovoimaloihin liittyvät valinnat (0-5, 5 on erittäin todennäköistä)?
      i. Voimala ylimitoitetaan suhteessa omaan sähkönkäyttöön?
      ii. Omakäyttöastetta pyritään parantamaan sähkövaraston avulla?
      iii. Osallistutte itse aurinkovoimalan mitoitukseen?
      iv. Loistehojouston tarjoaminen verkkoyhtiölle korvausta vastaan kahdenkeskisellä sopimuksella tai markkinapaikalla?
7. Miten verkkopalveluissa pitäisi teidän mielestänne ottaa jousto huomioon tai mitä muuta kehitettävää mielestänne voisi olla?