Tampereen yliopisto

Niemelä Asseri

# TALOYHTIÖIDEN SÄHKÖNKÄYTÖN OSTOENERGIAN KUSTANNUSANALYYSI

## Omatuotannon ja energiayhteisöjen vaikutus

Diplomityö
Informaatioteknologian ja viestinnän tiedekunta
Tarkastaja: Kimmo Lummi
Tarkastaja: Pertti Järventausta
Toukokuu 2026

# TIIVISTELMÄ

Niemelä Asseri: Taloyhtiöiden sähkönkäytön ostoenergian kustannusanalyysi:
Omatuotannon ja energiayhteisöjen vaikutus
Diplomityö
Tampereen yliopisto
Sähkötekniikan tutkinto-ohjelma
Toukokuu 2026

---

Diplomityön tarkoituksena oli selvittää vaihtoehtoisia toteutustapoja kerrostalokohteiden sähköjärjestelmien suunnitteluun ja kuinka näillä suunnitteluratkaisuilla voitaisiin saavuttaa kustannussäästöjä niin rakentamisen kuin rakennusten elinkaaren aikana, sekä onko eri jakeluverkkoyhtiöiden välillä merkittäviä kustannuseroja. Vaihtoehtoisten toteutustapojen kustannussäästöjä verrattiin vielä alalla yleisesti toteutettuihin ratkaisuihin. Työssä valittiin reaalimaailman tutkimuskohde, joka koostui useasta kerrostalosta. Jakeluverkkoyhtiön toimittamien sähkön käytön mittausdatan avulla laskettiin Excel-ohjelmistolla nykytilanteen kustannukset eri jakeluverkkoyhtiöiden alueilla.

Työssä selvitettiin myös usean eri tapauksen avulla, kuinka tapausten vaikutukset muuttavat kustannuksia tutkimuskohteessa. Tapauksiksi valittiin omatuotanto, energiayhteisö, energiayhteisön ja omatuotannon yhteisvaikutus, sekä kulutusprofiilin mukainen sähköliittymä. Aurinkovoimala valittiin tutkimuskohteen omatuotannon muodoksi. Aurinkovoimala mitoitettiin energiayhteisöä mukaillen, jotta tuotettua sähköenergiaa voidaan hyödyntää myös asukkaiden sähkönkulutukseen. Tutkimuskohteen energiayhteisö valittiin hyvityslaskennan sijaan takamittaroiduksi energiayhteisöksi sen merkittävien kustannussäästöjen vuoksi. Kulutusprofiilin mukainen sähköliittymä otettiin työhön mukaan sen puolesta, että sähköliittymät ylimitoitetaan alalla yleisesti. Ylimitoituksesta ei ole hyötyä tai kustannussäästöjä millekään osapuolelle ja ylimitoitusta tulisi välttää.

Työn tuloksena saatiin selvitettyä, että suurissa kerrostalokohteissa energiayhteisön ja aurinkovoimalan vaikutus on merkittävä kustannussäätöjen kannalta. Sähköliittymiä ylimitoitetaan kerrostalokohteisiin liian herkästi ja sähkösuunnittelijan tulisi arvioida sähköliittymien tehotarpeet huomattavasti tarkemmin. Jakeluverkkoyhtiöiden verkkopalvelumaksujen perusmaksujen osuudet korostuivat merkittävästi kustannuksia vertailtaessa. Lisäksi verkkopalvelutuotteiden välillä on eroja eri jakeluverkkoyhtiöiden välillä. On huomioitavaa, että jakeluverkkoyhtiöiden hinnoittelussa voi tapahtua muutoksia tulevaisuudessa, jolloin tarkastelut on syytä suorittaa uudelleen hinnoittelukäytännöissä tapahtuneet muutokset huomioiden.

Sähkösuunnittelija pystyy työn avulla tunnistamaan ja esittämään vaihtoehtoisten sähköjärjestelmien toteutukseen liittyviä tekijöitä jo rakennusten suunnitteluvaiheessa ja mahdollisuuksien mukaan tulevaisuudessa yhä useampi kerrostalokohde toteutetaan edellä mainituilla järjestelmillä.

Avainsanat: aurinkovoimala, energiayhteisö, sähköliittymän ylimitoitus, takamittarointi

Tämän julkaisun alkuperäisyys on tarkastettu Turnitin Originality Check -ohjelmalla.

# ABSTRACT

Niemelä Asseri: Cost analysis of purchased energy for electricity used by housing companies: Impact of self-production and energy communities
Master's thesis
Tampere University
Electrical Engineering
May 2026

---

This master's thesis was conducted for the purpose of finding alternative options for how electrical systems are designed for apartment buildings. The aim was to investigate alternative choices that might lead to financial savings during the construction phase as well as the lifetime of the building. Different options studied were chosen based on solutions commonly used in the industry. The studied location is formed by a combination of multiple unit apartment buildings. With real measurement data from local distribution company, the total electricity costs could be calculated using MS Excel software. The electricity costs were calculated using the public prices of multiple distribution system operators (DSO), electricity prices, and hourly electricity use measurements.

The impact of the different study cases was investigated in the thesis, studying the total electricity costs. The four cases studied were solar power system, energy community model, combined impact of the solar power system and the energy community model, and a properly dimensioned electricity connection. The solar power system was dimensioned to support the energy community model so that the energy community could utilize the electricity produced for the inhabitants' electricity consumption. The energy community model chosen for the thesis is a behind-the-meter energy community due to its potentially major impact on monthly electricity distribution fees. Commonly, the electricity connections are over-dimensioned due to the anticipation of electric vehicles or the movement toward alternative heating solutions from district heating which may require having larger electricity connections. Over-dimensioning the connection only causes expenses for all parties involved, having almost no functionality in the end.

As a result of the thesis, the combined impact of behind-the-meter energy community model paired with a solar power system was significant with respect to the electricity costs. Electrical designers should determine the electricity connections using more detailed analysis of the electricity use. The monthly fixed fees the local DSO charges were recognized as the most significant electricity cost component in the cases studied. There were differences between the DSOs, as some DSOs operate in urban areas and some in the rural area. Additionally, one reason behind these differences is that the DSOs have their own pricing policies, leading to different economic impacts for the customers. It is worth noting that the pricing of energy or distribution services of electricity may change in the future. Hence, these investigations should be repeated if the conditions change.

The key outcome of this thesis is that it provides electrical designers insight which they can use to recognize and present factors related to alternative lectical systems already during the planning phase off the building, and possibly in the future, more apartment buildings might be implemented utilizing the configurations studied.

Keywords: solar power plant, electricity cost, cost analysis, energy community, oversizing of the electrical connection, behind-the-meter,

The originality of this thesis has been checked using the Turnitin Originality Check service.

# TEKOÄLYN KÄYTTÖ OPINNÄYTTEESSÄ

Opinnäytteessäni on käytetty tekoälysovelluksia:

☐ Ei
☒ Kyllä

Ilmoitukseni mukaan olen käyttänyt opinnäytteessäni tutkielmaprosessin aikana seuraavia tekoälysovelluksia:

Tekoälysovellusten nimet ja versiot: Microsoft Copilot & ChatGPT-5

Käyttötarkoitus: Tekoälyä on hyödynnetty tiedonhankinnassa eri lähteiden etsimiseen, jotka ovat varmennetuista tietokannoista. Tekoälyä on myös hyödynnetty kustannusten todentamisessa ja vertailussa.

Luvut, joissa tekoälyä on käytetty: Tekoälyä on käytetty luvussa 2 tiedonhankinnan apuvälineenä. Luvussa 4 tekoälyä on käytetty myös tiedonhankinnan apuvälineenä, sekä laskelmien varmistamisessa ja massadatan käsittelyssä.

Olen tietoinen siitä, että olen täysin vastuussa koko opinnäytteeni sisällöstä, mukaan lukien osat, joissa on hyödynnetty tekoälyä, ja hyväksyn vastuun mahdollisista eettisten ohjeiden rikkomuksista.

# ALKUSANAT

Tämä diplomityö on tehty AFRY Finland Oy:n talotekniikka osastolle toimeksiantona. Diplomityön aiheena oleva tutkimuskohde on suunniteltu kyseisen osaston toimesta aikaisemmin ja vaikutti työn tekemiseen ja aiheiden rajaamiseen. Diplomityön aiheen rajaaminen energiayhteisöjen ja omatuotannon vaikutukseen oli haasteellista, sillä useampia järjestelmiä ja toteutustapoja oli useaan otteeseen esillä.

Tahdon kiittää työnantajaa, joka on mahdollistanut maisteritutkinnon suorittamisen työn ohessa. Diplomityön valmistuminen on ollut pidempi savotta kuin osasinkaan odottaa.

Erityiskiitokset myös yliopiston professorille Pertti Järventaustalle ja väitöskirjatutkija Kimmo Lummille, jotka useista viivästyksistä huolimatta ohjeistivat säntillisesti työn edetessä. Myös palautteenne oli äärimmäisen tärkeää työn laadinnan kannalta.

Myös kiitokset perheelle ja monille kavereille, joiden jatkuva kannustus ja tiedustelu aiheesta kannusti myös työn loppuun saattamiseen. Erityismainintana kiitän vanhaa luokkatoveria Eliseä, joka valmistui aikaisemmin ja sai allekirjoittaneeseen myös valmistumisintoa.

Eniten tahdon kiittää kumppaniani Wilmaa useiden vuosien tukemisesta maisteriopintojen aikana. Osaltaan diplomityön valmistumista hidasti myös esikoisemme syntymä, mutta se sallittakoon hänelle ja tiedoksi etten pidä kaunaa sen suhteen.

Tampereella, 27.05.2026

Asseri Niemelä

# SISÄLLYSLUETTELO

1. JOHDANTO ..... 1
1.1 Tutkimuskysymykset ..... 2
1.2 Käytettävät tutkimusmenetelmät ..... 3
1.3 Työn rajaus ..... 3
1.4 Työn rakenne ..... 4
2. SÄHKÖNJAKELU ..... 5
2.1 Sähköjärjestelmän rakenne ..... 5
2.2 Pienjänniteliittymien hinnoitteluperiaate ..... 7
2.3 Sähköjärjestelmistä koituvat kustannukset ..... 9
2.4 Aurinkovoimala omatuotantona ..... 13
2.5 Energiayhteisöt ..... 16
3. AINEISTO JA TUTKIMUSMENETELMÄT ..... 22
3.1 Tutkimuskohde ..... 22
3.2 Tutkimusaineisto ..... 24
3.3 Tutkittavat tapaukset ..... 26
3.3.1 Tapaus 1: Energiayhteisön taloushyödyt ..... 27
3.3.2 Tapaus 2: Aurinkovoimalan vaikutus energia- ja siirtokustannuksiin 28
3.3.3 Tapaus 3: Energiayhteisön ja aurinkovoimalan yhteisvaikutukset 28
3.3.4 Tapaus 4: Sähköliittymäkustannusten merkitys ..... 28
4. KUSTANNUSVERTAILU ..... 29
4.1 Nykytilanteen kustannukset ..... 29
4.1.1 Pienjänniteliittymän kustannukset ..... 30
4.1.2 Käyttöpaikkojen kustannukset ..... 32
4.2 Tapaus 1: Energiayhteisö ..... 34
4.3 Tapaus 2: Aurinkovoimala ..... 37
4.4 Tapaus 3: Energiayhteisön ja aurinkovoimalan yhteisvaikutus ..... 43
4.5 Tapaus 4: Kulutusprofiilin mukainen sähköliittymä ..... 44
5. TULOSTEN YHTEENVETO JA ARVIOINTI ..... 48
5.1 Tulosten analysointi ..... 48
5.2 Tulosten epävarmuustekijät ..... 51
6. YHTEENVETO ..... 53
LÄHTEET ..... 57
LIITE A: SÄHKÖENERGIAN KULUTUKSEN VIIKKOJEN KESKIARVO ..... 61

# KUVALUETTELO

*Kuva 1. Sähkönjakelun periaate [8]..... 6*
*Kuva 2. Sähkönhankinnan kustannusten muodostuminen ..... 11*
*Kuva 3. Sähkövuosi 2024, Energiateollisuus ry [18]..... 12*
*Kuva 4. Tuotetun sähkön hyöty [30] ..... 15*
*Kuva 5. Aurinkovoimaloiden kokonaiskustannukset €/kWp Saksassa. Muokattu lähteestä [32]..... 16*
*Kuva 6. Taloyhtiön eri mittarointitavat [35] ..... 18*
*Kuva 7. Energiayhteisön SMA ja SMB toimintatapa [37] ..... 19*
*Kuva 8. Energiayhteisöjen perustamistiheys 12/2022–03/2025. Muokattu lähteestä [38] ..... 21*
*Kuva 9. Tutkimuskohteen rakennukset ..... 22*
*Kuva 10. Tutkimuskohteen sähköenergian kulutus kuukausittain..... 24*
*Kuva 11. Tutkimuskohteen sähköenergian tuntikohtainen kokonaiskulutus..... 25*
*Kuva 12. Tutkimuskysymys ja tutkimustapaukset ..... 27*
*Kuva 13. Aurinkovoimalan tuotannot eri kokoluokissa muokattu lähteestä [48]..... 37*
*Kuva 14. Kuvitteellinen 150kWp aurinkovoimalan paneelisijoittelu tutkimuskohteessa IBC Solar-ohjelmistolla [39]..... 38*
*Kuva 15. 150 kWp aurinkovoimalaitoksen tuotantomäärät 2023–2024 ..... 39*
*Kuva 16. 150 kWp aurinkovoimalaitoksen tuotantomäärät tutkimusjaksolla ja ostoenergian tarve ilman asuntojen sähkönkulutusta ..... 39*
*Kuva 17. 150 kWp aurinkovoimalaitoksen tuotantomäärät tutkimusjaksolla ja ostoenergian tarve asuntojen sähkönkulutuksella ..... 40*
*Kuva 18. Suurten- ja erittäin suurten liittymien ylimitoituksen osuus sähköliittymistä [4]..... 46*

# TAULUKKOLUETTELO

*Taulukko 1. Jakeluverkkoyhtiöiden pienjänniteverkon verkkopalvelusopimusten lukumäärä [9]..... 7*
*Taulukko 2. Sähkönmyyjien perusmaksujen hintoja toukokuussa 2026 [19–23]..... 12*
*Taulukko 3. Netotuslaskennan laskentaesimerkki, muokattu lähteestä [27]..... 14*
*Taulukko 4. Tutkimuskohteen rakennukset ..... 23*
*Taulukko 5. Tutkimuskohteen huonetyypit..... 23*
*Taulukko 6. Käyttöpaikkakohtaiset kuormitukset ja kulutustiedot tarkastelujaksolla 1.1.2023-31.12.2024..... 26*
*Taulukko 7. Jakeluverkonhaltijoiden pienjänniteliittymän kustannukset ja pienjännitetehosiirron verkkopalvelumaksut [43–47] ..... 31*
*Taulukko 8. Jakeluverkkoyhtiöiden pienjännitesiirron verkkopalvelutuotteiden kustannukset [43–47]..... 31*
*Taulukko 9. Tutkimuskohteen sähkön kokonaiskustannukset verkkoyhtiöittäin ..... 32*
*Taulukko 10. Nykytilanteen käyttöpaikkojen verkkopalvelutuotteiden ja sähkönmyyntituotteiden yhteenlaskettujen perusmaksujen aiheuttamat kustannukset vuosittain ..... 33*
*Taulukko 11. Vuosittaisten käyttöpaikkojen verkkopalvelutuotteiden ja sähkönmyyntituotteiden perusmaksujen osuus tarkastelujakson kokonaiskustannuksista ..... 34*
*Taulukko 12. Vuosittaiset verkkopalvelutuotteiden ja sähkönmyyntituotteiden yhteenlasketut perusmaksut taloyhtiöiden energiayhteisössä ..... 35*
*Taulukko 13. Vuotuiset säästöt verkkopalvelutuotteiden ja sähkönmyyntituotteiden perusmaksuista taloyhtiöiden yhteisessä energiayhteisössä..... 35*
*Taulukko 14. Taloyhtiöiden yhteisen energiayhteisön aiheuttamat kustannukset vuositasolla ja kustannussäästöt nykytilanteeseen verrattuna..... 36*
*Taulukko 15. Sähköenergian säästöt 150 kWp aurinkovoimalla vuosina 2023–2024..... 41*
*Taulukko 16. Aurinkovoimalan tuotantotehot ja tuotanto kuukausittaisten huippukuormitusten hetkellä..... 42*
*Taulukko 17. Taloyhtiöiden sisäisen energiayhteisön kustannukset ja säästöt 150 kWp aurinkovoimalalla ..... 44*
*Taulukko 18. Vaihtoehtoisten sähköliittymien kustannukset verrattuna alkuperäiseen sähköliittymään  huom. jakeluverkkoyhtiöllä 2 raja on 480 A, ei 500 A liittymää. [38–42]..... 47*
*Taulukko 19. Tapauksien säästöt koottu taulukoista 14,15,17 ja 18 ..... 48*
*Taulukko 20. Tutkimuskysymysten vastaukset..... 54*

# LYHENTEET JA MERKINNÄT

| | |
|---|---|
| Jakeluverkkoyhtiö | Luontaisessa monopoliasemassa toimiva sähköverkkoyhtiö, joka vastaa vastuualueensa sähköverkosta |
| kWh | Kilowattitunti, sähköenergian mittayksikkö |
| kWp | Kilowattipiikki, Aurinkovoimalan nimellisteho |
| Käyttöpaikka | Sähkönkäyttäjälle määritetty jakeluverkkoyhtiön laskutusmittari |
| Nordpool | Pohjoismaiden ja Baltian maiden kantaverkkoyhtiöiden omistama sähköpörssi |
| PVGIS | Photovoltaic Geographical Information System, EU:n laajuinen aurinkosäteilyn arviointityökalu |
| SPOT | On-The-Spot market, Hyödykkeen kyseisen hetken hinta esim. tunti |
| Tariffi | Sähköverkkopalvelutuote, joka koostuu sähköenergian siirrosta ja muista laskutettavista maksukomponenteista |

# 1. JOHDANTO

Kiinteistöjen sähköjärjestelmiin on kohdistunut mittavia muutoksia viimeisten kymmenien vuosien aikana, kun sähköjärjestelmät ovat uudistuneet. Nykyisin asuntojen lämmitysmuodot ovat vaihtuneet omakotitalojen suorasähkölämmityksestä esimerkiksi maalämpöpumppuihin tai kerrostalokohteissa kaukolämmöstä maalämpöön energiaremonteissa.

Euroopan unioni on laatinut direktiivin rakennusten energiatehokuuden parantamisesta (EBDP 2010/31/EU), jonka tavoitteena on edistää olemassa olevien rakennusten energiatehokkuutta ja jota ollaan päivittämässä lähitulevaisuudessa (EBDP 2024/1275) [1]. Kun vanhoihin kiinteistöihin tehdään energiaremontteja paremman ja kustannus- ja energiatehokkaamman lämmitysmuodon vuoksi kohdistuu sähköjärjestelmiin ja sähköliittymiin myös muutoksia. Energiaviraston mukaan sähköautojen yleistyminen liikenteessä on kasvanut vuosittain merkittävästi suhteessa pikalatausasemiin, jolloin latausasemia tarvitaan myös julkisten tilojen ulkopuolella [2]. Tämä aiheuttaa myös mittavia muutoksia nykyisessä sähköinfrassa niin kaupungeissa kuin maaseuduillakin. Uudis- ja laajoissa saneeraushankkeissa vaaditaan sähköautojen latausasemien toteutusta Suomen lain 733/2020 rakennusten latausvalmiuksien mukaisesti [3]. Uudisrakennuksissa on yleistä, että lämmitysmuotona on maalämpö tai kaukolämpö, sekä jokaisella osakkaalla tai asukkaalla tulisi olla sähköauton latausmahdollisuus tulevaisuudessa.

Maalämpöjärjestelmä ja sähköauton latausjärjestelmät voivat tarkoittaa huomattavan suuren sähköliittymän investointia kiinteistöön rakennusvaiheessa. Myös saneerauskohteissa mietitään usein kaukolämmöstä maalämpöön siirtymistä ja tällöin maalämpökattiloiden sähkövastukset lähes poikkeuksetta aiheuttavat tarpeen suuremmalle sähköliittymälle. Pääkaupunkiseudulla toimivan jakeluverkkoyhtiön asiantuntijan mukaan sähköliittymän mitoitukset tehdään alan vakiintuneiden tapojen ja ohjeiden mukaan, jotka eivät enää vastaa nykypäivän sähköjärjestelmien energiatehokkuuksia [4]. Sähköliittymien ylimitoituksesta koituu tällöin turhia kustannuksia sähköliittymän ottajalle ja mahdollisesti myös jakeluverkkoyhtiö joutuu tekemään mittaavia muutoksia sähköliittymän toimitusta varten.

Asuntokohteiden ja toimistojen sähköliittymät toteutetaan yleisesti pienjänniteliittyminä ja vastaavasti liikekiinteistöt tai teollisuuden kohteet toteutetaan keskijänniteliittyminä, sillä niissä sähkön tarve on yleensä huomattavasti suurempi. Asuntokohteisiin on muodostunut viime vuosina mahdollisuus perustaa paikallisia energiayhteisöjä. [5] Energiayhteisöillä on mahdollista saavuttaa merkittäviä säästöjä toteutuessaan, sekä omatuotannon hyödyntäminen energiayhteisön sähkönkulutuksessa kasvattaa mahdollista säästöpotentiaalia.

Tämä diplomityö on tehty toimeksiantona AFRY Finland Oy:n talotekniikkasuunnittelun osastolle, jonka päämarkkina-alue on pääkaupunkiseutu. Diplomityö tehdään AFRY Finlandin sähkösuunnitteluosastolle, jossa haluttiin selvittää vaihtoehtoisia ratkaisuja kerrostalokohteiden sähköjärjestelmien toteutuksessa sekä niiden mahdolliset kustannusvaikutukset ja hyödyt.

## 1.1 Tutkimuskysymykset

Diplomityön keskeisenä tutkimuskysymyksenä on selvittää todelliseen tutkimuskohteen sähköenergian käytön kulutustietojen avulla toteutuneet kustannukset. Lisäksi tarkastellaan, miten kiinteistöjen sähköjärjestelmien kustannukset muuttuvat eri jakeluverkkoyhtiöiden välillä ja onko maantieteellisellä sijainnilla merkittävästi merkitystä kustannuksiin. Tarkasteluun valitaan kohde, joka koostuu useasta erillisestä kerrostalosta ja useasta taloyhtiöstä yhdellä kiinteistöllä. Kohteeseen on toteutettu sähköliittymä, joka on suurin pienjänniteliittymä, mitä paikallinen jakeluverkkoyhtiö tarjoaa.

Työssä tarkasteltavana on seuraavat tutkimuskysymykset:

1. Mistä tutkimuskohteen sähköenergian käyttöön liittyvät kustannukset koostuvat?
2. Miten kustannukset muuttuvat eri jakeluverkkoyhtiöiden alueilla?
3. Miten kustannukset muuttuvat eri jakeluverkkoyhtiöiden alueilla nykytilanteessa sekä tilanteissa, joissa huomioidaan aurinkovoimalan ja energiayhteisömallin vaikutus?
4. Mikä sähkön hintaan vaikuttava komponentti aiheuttaa merkittävimmät kustannukset?

Ensimmäistä tutkimuskysymystä pohjustetaan luvussa 2 ja tarkemmat kustannukset nykytilanteen kulutustietojen pohjalta käsitellään luvussa 4.1. Luvussa 4.1 on esitetty jakeluverkkoyhtiöltä saatujen kulutustietojen pohjalta sähköenergian kustannukset ja niiden verkkopalvelutuotteiden hinnaston mukaiset kustannukset tutkimusjakson ajalta. Kustannukset ovat eritelty, jotta voidaan tarkastella mistä verkkopalvelutuotteista koostuu suurimmat kustannukset.

Toinen tutkimuskysymys käsitellään neljännen luvun kappaleissa 4.1–4.5. Luvuissa käsitellään kustannuksia ja kuinka kustannuksiin vaikuttaa eri jakeluverkkoyhtiöiden hinnoittelut tai erilliset tapaukset.

Kolmatta tutkimuskysymystä käsitellään aikaisempien tutkimuskysymysten tulosten pohjalta lukujen 4.1–4.2 avulla ja tulosten arvioinnin koosteen mukaan luvussa 5. Lukujen avulla pystytään vertailemaan mikä, on merkittävin sähkökomponentti ostoenergian kustannuksia arvioidessa ja onko maantieteellisellä sijainnilla merkitystä.

## 1.2 Käytettävät tutkimusmenetelmät

Ensisijaisena tutkimusmenetelmänä työssä käytetään tapaustutkimusta, joka perustuu todelliseen kerrostalokohteeseen ja siihen luotuihin tapauksiin. Tapaukset mallinnetaan todellisten rakennus- ja sähköenergian kulutustietojen mukaan. Tietojen avulla lasketaan julkisten jakeluverkkoyhtiöiden kustannustietojen pohjalta kustannuksia. Tapaustutkimuksella pystytään tarkastelemaan sähköjärjestelmien hintakomponenttien muutoksista johtuvia kustannuksia reaalimaailman toteutuneessa kohteessa.

Tarkempi määritelmä työssä käytettävästä tutkimusmenetelmästä on tapaustutkimuksen alametodi konstruktiivinen tutkimus. Konstruktiivisella tutkimuksella pyritään ratkaisemaan reaalimaailman ongelma. [6] Tämän työn osalta käsiteltävä reaalimaailman ongelma, kytkeytyy kohonneisiin ostoenergian kustannuksiin. Työssä pyritään selvittämään, kuinka kustannuksia voitaisiin hillitä ja kuinka saavutetaan lopputulos, joka on hyödyllinen työn tilaajalle ja mahdollisuuksien mukaan tutkimuskohteen osakkaille.

## 1.3 Työn rajaus

Tutkimuksessa tarkastellaan valittujen kohteiden toteutuneiden kulutustietojen avulla kustannuksia sähköenergian hinnan, sähköenergian siirron ja verojen osalta. Huomioidaan myös kuvitteelliset tapaukset, joissa tarkasteltavissa kohteissa olisi toteutettu aurinkovoimalajärjestelmä tai jos kohde sisältäisi energiayhteisön. Lisäksi huomioidaan molempien yhteisvaikutus kustannuksiin.

Tutkimuksessa ei selvitetä, mistä eri kulutuspaikkojen sähköenergian kulutus tarkalleen koostuu, vaan sähköenergian kulutustietoja hyödynnetään ainoastaan kustannusvertailussa. Sähköenergian kulutuksella on merkitys jakeluverkkoyhtiön verkkopalvelutuotteen valintaan ja eri maksukomponenttien hintatasoihin, joiden muodostama verkkopalvelumaksun osuus määräytyy sähkön käytön perusteella.

Sähköliittymän mahdollista ylimitoitusta tarkastellaan ja ylimitoituksesta seuraavien asioiden merkitystä kokonaiskustannuksiin. Ylimitoitus tapahtuu, koska alalla käytetään vakiintuneita tapoja ja muita sähkösuunnittelijoiden työkaluja sähköliittymän mitoituksessa, kun arvioidaan kohteen sähkötehon tarvetta. Arvioinnissa usein oletetaan sähköjärjestelmien kulutuksen nousevan vuodesta toiseen. Sähköliittymän ylimitoitukseen vaikuttavat lisäksi suurten sähköjärjestelmien lisäämisen mahdollisuus, kuten sähköautojen latauspiteiden toteutus ilman älykkäitä tehonrajoitusominaisuuksia tai maalämpöjärjestelmän toteutukset energiaremonttien yhteydessä.

Työssä ei tarkastella, miten sähköliittymän mitoitus on tehty. On yleistä, että sähköliittymät suurempiin kohteisiin, kuten esimerkiksi kerrostalokokonaisuuksiin, on ylimitoitettu suhteessa todelliseen tarpeeseen. Kulutustietojen pohjalta tarkastellaan, kuinka paljon kustannuseroja on eri kokoisten sähköliittymien hinnoittelussa, ja kuinka hinnoittelu poikkeaa eri jakeluverkkoyhtiöiden välillä.

## 1.4 Työn rakenne

Luvussa 2 käsitellään Suomen sähkönjakelun perusperiaatteet henkilöasiakkaiden näkökulmasta keskittyen pääsääntöisesti pienjänniteverkkoon. Luvussa tarkastellaan lisäksi, miten sähköliittymien hinnoitteluperiaatteet on toteutettu Suomessa, ja mistä itse sähköliittymän kokonaiskustannukset muodostuvat. Luvussa tuodaan esiin myös omatuotannon toteutus aurinkovoimalla ja energiayhteisöjen toteutusvaihtoehdot.

Luku 3 käsittelee tutkimustyössä käytettävän tutkimuskohteen aineiston sekä lähtötiedot työn laatimista varten. Luvussa tuodaan esiin lisäksi tutkimusmenetelmien tarkemmat lähtökohdat, joiden pohjalta työ on laadittu eri tapauksien pohjalta.

Luvussa 4 tuodaan esiin tutkimuskohteen nykytilanteen kustannukset annettujen lähtötietojen pohjalta. Luvussa esitetään myös luvussa 3 esitettyjen tapauksien vaikutukset kustannuksiin ja kuinka tapauksien kustannukset eroavat nykytilanteen kustannuksista.

Tulosten analysointi esitetään luvussa 5, jossa tuodaan kootusti eri tapauksien aiheuttamat vaikutukset kokonaiskustannuksiin. Tulosten avulla selvitetään tapauksien kannattavuudet ja onko tapauksissa eroavaisuuksia kannattavuuden osalta eri jakeluverkkoyhtiöiden vaikutusalueella.

Viimeisessä luvussa 6 esitetään työn yhteenveto ja eri ratkaisujen vaikutukset, sekä johtopäätökset tutkimuksesta. Luvussa tuodaan esiin myös jatkotutkimustarpeet ja niiden toteutusvaihtoehdot.

# 2. SÄHKÖNJAKELU

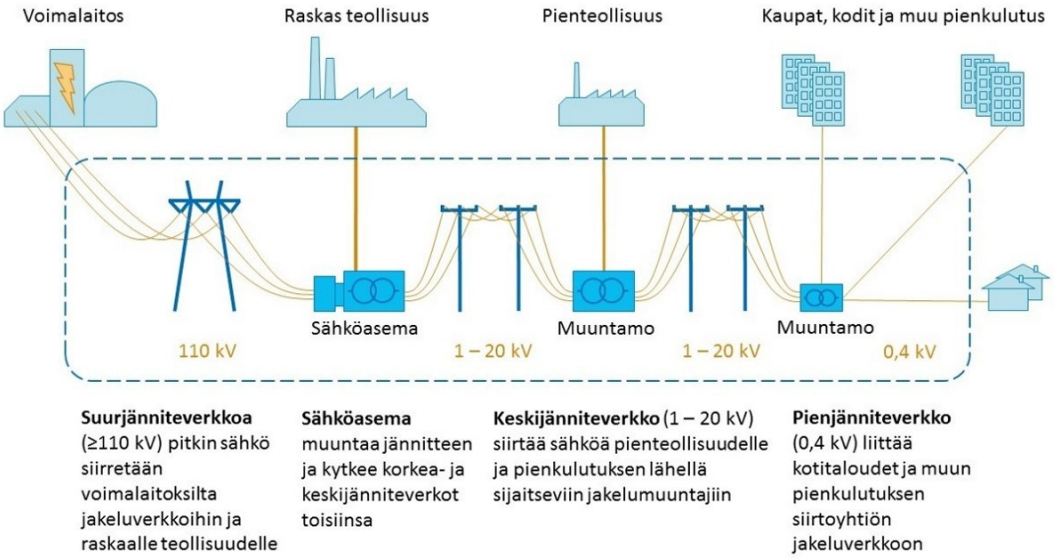
Luvun aiheena on tuoda ilmi mistä Suomen sähköjärjestelmä koostuu, ja mistä eri sähkökomponenteista sähköjärjestelmien kustannukset muodostuvat kuluttajille. Lisäksi luvussa esitellään omatuotannon ja energiayhteisöjen toteutusperiaatteet kerrostalokohteiden osalta.

## 2.1 Sähköjärjestelmän rakenne

Suomen sähköjärjestelmä koostuu useista eri voimalaitoksista, kanta-, siirto-, ja jakeluverkoista eri jännitetasoineen sekä sähkön kuluttajista, joita ovat muun muassa yksityiset kuluttajat, palveluliiketoiminta, teollisuuslaitokset ja sähköntuottajat. Suomi on myös yhteydessä muiden pohjoismaiden sähköverkkoon luoden synkronialueen Ruotsin, Norjan ja Itä-Tanskan kanssa. [7]

Suomen kantaverkosta vastaa ja sitä ylläpitää Fingrid Oyj, joka vastaa samalla myös koko Suomen sähköjärjestelmän toiminnasta. Kantaverkko koostuu suurjännitteisistä voimalinjoista, jotka yhdistävät voimalaitokset, teollisuuslaitokset ja paikalliset jakeluverkot samaan kantaverkkoon [7].

Kuvassa 1 on esitetty sähkönjakelun toteutusperiaate Suomessa. Voimalaitoksilla tuotettu sähköenergia siirretään Fingridin ylläpitämän kantaverkon suurjänniteverkkoa pitkin suurille teollisuuslaitoksille ja sähköasemille, joilla suurjännite muunnetaan keskijännitteeksi ja siitä edelleen pienjännitteeksi eri asiakasryhmille paikallisten jakeluverkkoyhtiöiden alueella. [8]




*Kuva 1. Sähkönjakelun periaate [8]*

Kantaverkkoon kuuluu Suomessa n. 14 500 km voimalinjoja ja yli 120 sähköasemaa. Kantaverkon eri jännitetasot Suomessa ovat 400 kV, 220 kV ja 110 kV, joista käytetään termiä suurjännite tai SJ. [7] Kotitaloudet ja pienyritykset ovat pääsääntöisesti liitetty paikallisiin jakeluverkkoihin, joita ylläpitää paikalliset jakeluverkkoyhtiöt, joita on tällä hetkellä suomessa 77 kappaletta [9].

Paikalliset jakeluverkot on liitetty kantaverkkoon, jonka jännitetasoa tarvittaessa alennetaan sähköasemien ja muuntamoiden automaatiojärjestelmillä säädetään eri muuntamoiden komponentteja, jolloin jännitetaso muutetaan asiakkailleen sopivaksi. Paikalliset jakeluverkot toimivat keskijännitetasolla 1–36 kV, josta yleisin on 20 kV ja pienjännitetasolla 0,4 kV. Keskijännitteestä käytetään termiä KJ ja pienjännitepuolesta PJ [10]. Paikallisten jakeluverkkoyhtiöiden alueella keskijänniteverkkoa on noin 156 226 km ja pienjänniteverkkoa 261 428 km [9].

Suurjännitteiset jakeluverkot toimivat kuten paikalliset jakeluverkkoyhtiöt, mutta hieman suuremmilla alueilla kuten maakuntakohtaisesti ja ne toimivat kantaverkon ja paikallisten jakeluverkkoyhtiöiden välillä. Suurjännitteisiä jakeluverkkoyhtiöitä on Suomessa tällä hetkellä 9 kappaletta ja niiden ylläpitämää 110 kV suurjänniteverkkoa on 1619 km [9].

Taulukossa 1 on esitetty kuuden Suomen suurimman paikallisten jakeluverkkoyhtiöiden pienjänniteverkon verkkopalvelusopimusten lukumäärä sekä 0,4 kV pienjänniteverkon pituus jakeluverkkoyhtiöiden alueella kilometreissä. Verkkopalvelusopimukset kuvastavat sähköverkkojen asiakkuuksia pienjännitepuolella. [9]

*Taulukko 1. Jakeluverkkoyhtiöiden pienjänniteverkon verkkopalvelusopimusten lukumäärä [9]*

| Jakeluverkkoyhtiö | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| PJ-verkkopalvelusopimukset (kpl) | 423 743 | 140 745 | 241 120 | 481 303 | 433 680 | 172 270 |
| 0,4 kV pienjännite verkon pituus (km) | 4 670 | 2 502 | 2 107 | 29 970 | 28 815 | 1 145 |

Maantieteellisesti jakeluverkkoyhtiöiden kustannukset asiakkaalle voivat poiketa huomattavasti toisistaan. Sähkönjakeluyhtiöiden väliset kustannuserot johtuvat yleensä asiakasmääristä suhteessa esimerkiksi sähköverkon ominaisuuksiin, kuten verkon rakenteeseen, johdinpituuksiin ja johdinratkaisuihin. Mitä enemmän on asiakkaita jakamassa saman sähkönjakelijan sähköverkkoa, sitä pienempi hinta asiakkaille on sähkönjakelusta. Vastaavasti maaseudulla on sähköverkkojen alueella vähemmän asiakkaita, mutta sähköverkon pituudet ovat huomattavasti suurempia kuin kaupunkialueilla, jolloin sähköjakelun kustannukset ovat suuremmat asiakasta kohden. [11]

## 2.2 Pienjänniteliittymien hinnoitteluperiaate

Pienjännitteisessä jakeluverkossa noudatettavia hinnoitteluperiaatteita on kolme yleisesti käytettyä eri vaihtoehtoa

1. vyöhykehinnoittelu
2. aluehinnoittelu
3. tapauskohtainen hinnoittelu

Olemassa olevaan pienjänniteverkkoon liityttäessä käytetään pääosin vyöhykehinnoittelua ja sen ulkopuolella tehtäviin liityntöihin aluehinnoittelua. Jos kumpaakaan ei voida hyödyntää tai aluehinnoittelu on kalliimpi asiakkaalle, hinnoittelussa sovelletaan tapauskohtaista hinnoittelua. [12]

Vyöhykehinnoittelulla pyritään yhdenmukaistamaan pienjänniteliittymien kustannuksia tasapuolisesti maantieteellisten sijaintien mukaan. Vyöhykehinnoittelussa eri vyöhykkeillä on eri kustannukset liittymiseen. Kaikki jakeluverkkoyhtiöt noudattavat samoja vyöhykehinnoittelun periaatteita, vaikka ne sijaitsisivat maantieteellisesti erillään. Vyöhykkeiden määritys tapahtuu sen perusteella, kuinka kaukana pienjänniteliittyjä on lähimmästä jakeluverkkoyhtiön muuntajasta. Kuitenkin niin, että vyöhykkeitä tulee olla vähintään kaksi ja vyöhykkeitä tulee muodostaa vähintään 600 metrin päähän muuntajasta. [12]

Yleisin ja samalla edullisin vyöhyke on vyöhyke 1, jolla tarkoitetaan kaikkia asemakaavan alueella sijaitsevia sähköliittymiä tiettyyn sähköliittymäkokoon asti. Myös jakeluverkkoyhtiön määrittämän etäisyyden päässä sijaitsevia vyöhykkeen 1 liittymispisteitä, vaikka liittymäpiste sijaitsisi asemakaavan ulkopuolella. Vyöhykkeet on määritetty Energiaviraston ohjeen mukaisesti ja niiden tulee perustua etäisyyteen jakeluverkonhaltijan lähimmästä muuntajasta sähköliityntäpisteeseen. Yleisesti kohteet sijaitsevat kaupungeissa vyöhykkeellä 1 eli asemakaavalla ja muuntamoita sijaitsee kattavasti kaupunkialueella. [12]

Aluehinnoittelu muodostuu vyöhykehinnoittelua tarkemmin rakentamiskustannuksista. Hinnoittelu muodostuu sähköliittymän rakentamiskustannuksista ja olemassa olevan verkon kapasiteetista ja siihen kohdistuvista muutoksista. Tätä hinnoittelumallia sovelletaan esimerkiksi, kun liittyjä ei sijaitse millään vyöhykkeellä ja vyöhykehinnoittelua ei voida käyttää [12].

Tapauskohtaista hinnoittelua käytetään silloin, kun vyöhyke- tai aluehinnoittelua ei voida käyttää suoraan hinnoittelussa. Esimerkiksi jos pienjänniteverkkoa joudutaan rakentamaan tai laajentamaan yhden asiakkaan tarpeita varten ja läheisyydessä ei ole muita potentiaalisia liittyjiä sähköverkkoon. [12]

Liityntäkustannusten lisäksi pienjänniteliittymään tulee mahdolliset kaapeloinnin kustannukset jakeluverkonhaltijan liityntäpisteeltä kiinteistön pääkeskukselle. Kaapeloinnin kustannuksiin vaikuttaa esimerkiksi sähköliittymän koon vaatiman sähkövoimakaapelin tekniset ominaisuudet tai maasto ja siihen tehtävät muokkaukset kaapelireittiä varten, mutta näiden arviointi on tapauskohtaista ja harvoin otetaan huomioon kustannuksia vertailtaessa.

Keskijänniteliittymän tapauksessa liityntämaksun lisäksi tulee huomattavia kustannuslisäyksiä verrattuna pienjänniteliittymiin. Keskijänniteliittymää ja suuria pienjänniteliittymä varten joudutaan rakentamaan muuntamotilat, jotka palvelevat kiinteistöä. Muuntamotilaan sijoitetaan muuntaja, jolla muunnetaan jakeluverkon 20 kV jännitetaso 0,4 kV jännitetasoon, sekä keskijännitekojeisto, johon jakeluverkonhaltijan keskijännitekaapelointi tuodaan. Kun kyseessä on asiakkaan oma muuntamotila, tarvitaan sähkötöiden käytönjohtaja kohteeseen, joka tuo ylläpitokustannuksia omistajalleen. Toisaalta jos jakeluverkkoyhtiö rakentaa muuntajan asiakkaan tiloihin, kustannukset koituvat jakeluverkkoyhtiölle ja jakeluverkkoyhtiö maksaa muuntamotilan käytöstä vuokraa asiakkaalleen. Kustannuksissa ei ole otettu huomioon esimerkiksi muuntamotilan rakentamisesta johtuneiden rakennusneliöiden vuokra- tai myyntineliöistä saatavia tuloja.

Sähkömarkkinalaki Suomessa määrittää sen, että loppukäyttäjä saa itsenäisesti solmia sähkösopimusliittymän sähkömarkkinoilla toimivan sähkömyyjän kanssa ja toimijan saa valita ja vaihtaa halutessaan. [13] Sähkömarkkinoilla toimivan sähkönmyyjän ei tarvitse tuottaa sähköä, jota myy loppukäyttäjälle, vaan sähkönmyyjä välittää sähköpörssistä (Nordpool) ostettua sähköä eteenpäin.

Sähkösopimuksen lisäksi loppukäyttäjän tulee solmia paikallisen jakeluverkonhaltijan kanssa verkkopalvelusopimus jakeluverkon alueella. Sähkömarkkinalain mukaisesti sähköverkkotoiminta on luvanvaraista ja maantieteellisesti rajatuilla alueilla sähkönjakelusta vastaa yksi jakeluverkonhaltija, jolloin muodostuu niin sanottu luontainen monopoli sähkönjakelussa. Paikallisilla jakeluverkkoyhtiöillä on velvollisuus tarjota sähkönsiirtopalvelua asiakkailleen, jotka sijaitsevat heidän vastuualueellansa. [13]

Sähkömarkkinalain mukaan Energiavirasto valvoo sähkönjakeluyhtiöitä, jotta yhtiöt investoivat sähköverkon rakentamiseen, kehitykseen ja ylläpitämiseen tasaisesti ja pitävät verkkopalveluiden hinnoittelun kohtuullisena asiakkailleen. Luonnollisen monopolin takia asiakkaat eivät voi vaihtaa sähkönjakelijaa kuten sähkönmyyjää, joten Energiavirasto seuraa jakeluverkkoyhtiöiden hinnoittelua, jotta se on kohtuullista. [14]

Verkkopalvelumaksut nousevat, kun käyttöikänsä päähän tulleita sähköverkkoja uusitaan tai laajennetaan. Tämän takia arviolta sähköverkon kustannuksista vain 10 % riippuu siirretyn energian määrästä ja valtaosa kustannuksista 90 % taas aiheutuu pelkästään verkon olemassaolosta ja ylläpidosta [15]. Tämän vuoksi myös maantieteellisesti sähkönjakeluyhtiöiden sähköverkkopalveluiden hinnastot eroavat toisistaan, kun osalla jakeluverkkoyhtiöillä on useita tuhansia kilometrejä enemmän sähköverkkoa ylläpidettävänä kuin toisilla jakeluverkkoyhtiöillä. Jakeluverkkoyhtiöiden hinnoittelustrategiat myös vaikuttavat verkkopalveluiden hintoihin esimerkiksi korkeat verkkosopimuksen perusmaksut mahdollistavat alhaisemmat sähköenergian siirtohinnat.

## 2.3 Sähköjärjestelmistä koituvat kustannukset

Pienjänniteliittymän kustannukset koostuvat useista eri komponenteista. Suurin kertaluontoinen kustannus muodostuu kertaluontoisesta sähköliittymän liittymismaksusta, jonka kustannus muodostuu edellisen kappaleen hinnoitteluperiaatteiden mukaisesti. Lisäksi valitun verkkopalvelutuotteen perusmaksu määräytyy valitun verkkopalvelutuotteen mukaan. Perusmaksu on yleisesti pienjänniteasiakkaalle kuten kerrostaloasujalle

muutamia euroja kuukaudessa, kun sähköliittymän koko on 3x25 A. Mitä suurempi verkkopalvelutuotteen sulakekoko on, sen suurempi perusmaksu yleensä on. Perusmaksujen suuruudessa on verkkoyhtiökohtaisia eroavaisuuksia.

Energiavirasto yhtenäistää sähkön jakelun hinnoitteluperiaatteita vuoteen 2029 mennessä ja kannustaa tehomaksujen tuontia myös pienjänniteliittymien verkkopalvelutuotteisiin. [16] Tavanomaisesti tehomaksut ovat kuuluneet kotitalousasiakkaita suurempien asiakkaiden verkkopalveluvalikoimiin. Tehomaksu veloitetaan kuukausittain käytetyn tehon mukaan. Eri jakeluverkkoyhtiöillä on eri laskutapoja, miten tehomaksua veloitetaan kuukausittain. Osa veloittaa huipputehosta minimiveloituksen ja osa kuukausittaisen huipputehon mukaan.

Tehomaksun lisäksi pienjännitetehosiirrosta yleensä veloitetaan loistehomaksu, joka määräytyy verkkoon syötettävän loistehon mukaan ja myös loistehon maksu määräytyy jokaisen niitä soveltavan jakeluverkonhaltijan erinäisten veloitustapojen mukaan. Asuntokohteissa harvoin syntyy suuria määriä loistehoa, koska loistehoa kuluttaa induktiivinen kuorma. Induktiivista kuormaa tuottavat esimerkiksi sähkömoottorit, joita asuinkohteissa on ilmanvaihtokoneet, hissit tai lämmitysjärjestelmät.

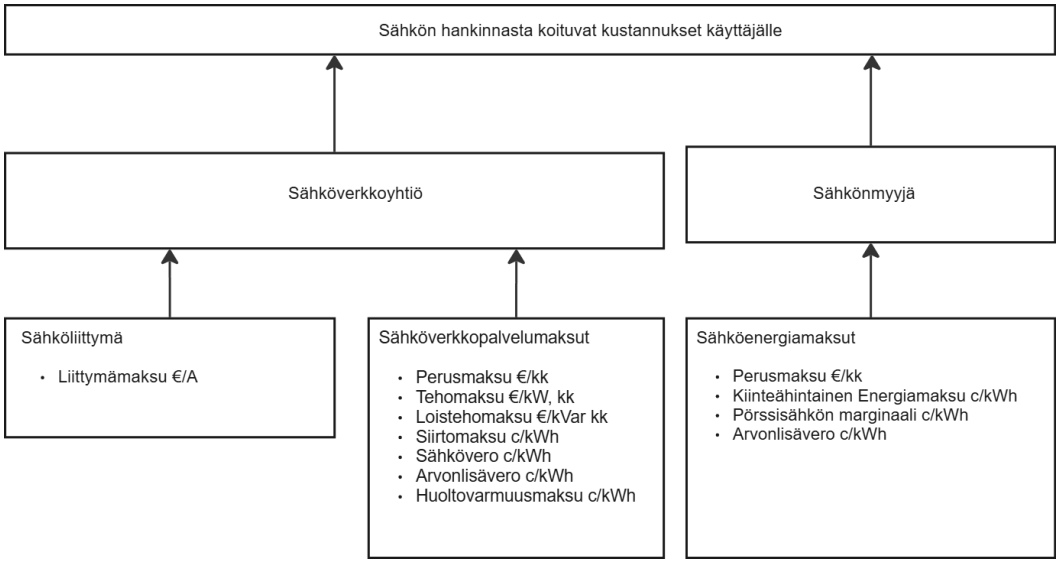
Lisäksi käytettävän verkkopalvelun mukaan veloitetaan sähköenergian siirrosta jakeluverkonhaltijan mukainen hinta jokaista siirrettyä energiayksikköä (kWh) kohden. Sähköenergian siirtohinta määräytyy käytettävän verkkopalvelutuotteen mukaisesti ja osalla jakeluverkkoyhtiöillä on eri tuotteita eli tariffeja. Tariffilla tarkoitetaan verkkopalvelutuotetta, johon on sisällytetty esimerkiksi sähköenergian siiroista johtuvat kulutusmaksut, kiinteät maksut, kuten perusmaksut, ja hinnoitteluperiaatteen mukainen tehomaksu. Yleisimmät verkkopalvelutuotteet kotitalousasiakkaille ovat seuraavat tariffituotteet.

- Yleistariffi, jossa sähkön käytöstä riippuvan kulutusmaksun yksikköhinta pysyy vakiona läpi vuoden
- Vuorokausitariffi, jossa sähkön käytöstä riippuvan kulutusmaksun yksikköhinta vaihtelee vuorokauden päivä- ja yöajan mukaan
- Vuodenaikatariffi, jossa sähkön käytöstä riippuvan kulutusmaksun yksikköhinta muuttuu kausittain talvi- ja muun kauden mukaan

Jakeluverkkoyhtiöillä on myös tuotteet suurille kuluttajille, kuten liikekiinteistöt tai pienteollisuus, joilla on käytössä pienjännitetehotariffi, jossa siirretyn sähkön määrään perustuvien maksukomponenttien yksikköhinnat ovat yleisesti edullisempia kuin pienasiak-

kaille käytettävissä tuotteissa. Pienjännitetehotariffeissa muodostuu myös tehomaksuista tai loistehomaksuista. Pienjännitetehotariffia ei tyypillisesti tarjota tavallisille kuluttaja-asiakkaille.

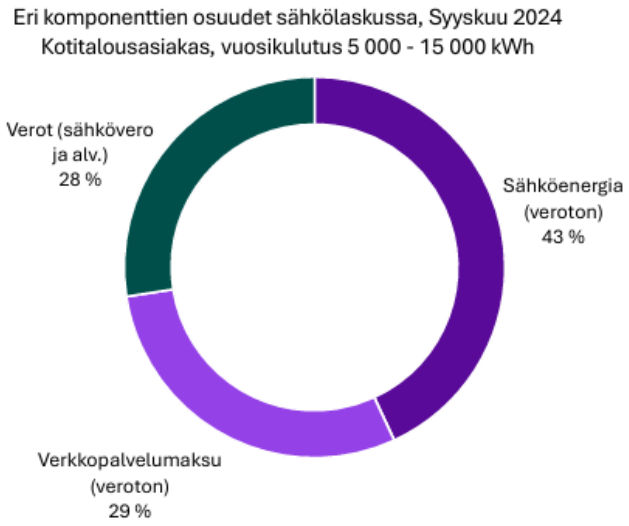
Kuvassa 2 on esitetty eri komponenttien aiheuttamat kustannukset asiakkaalle. Kaaviossa esitetään ainoastaan pienjännitejärjestelmän verkkopalvelumaksut.




*Kuva 2. Sähkönhankinnan kustannusten muodostuminen*

Jos kohteessa on omatuotantoa, esimerkiksi aurinkopaneelijärjestelmä, voi jakeluverkkoyhtiö veloittaa myös sähköenergian tuotannon siirrosta takaisin sähköverkkoon. Tämä kustannus on jakeluverkkoyhtiökohtainen, sillä valtaosa jakeluverkkoyhtiöistä ei vuonna 2025 veloita sähkötuotannon siirrosta mitään. Sähkömarkkinalain mukaisesti tuotannon arvolisäveroton siirtomaksu ei saa ylittää 0,07 c/kWh. [17]

Kuvassa 3 on esitetty sähkövuoden 2024 sähkölaskun komponentit kotitalousasiakkaalle. Jakeluverkonhaltijan verkkopalvelumaksut ovatkin vajaa kolmannes kokonaiskustannuksista, verojen kustannukset ja loput kustannuksista syntyvät itse sähköenergian hinnasta.




*Kuva 3. Sähkövuosi 2024, Energiateollisuus ry [18]*

Pienjänniteliittymissä sähköenergian hinta vaihtelee huomattavasti sen mukaan, minkä sähkönmyyjän kanssa pienjänniteliittymän omistaja on tehnyt sähkönmyyntisopimuksen. Osassa sähkösopimuksissa myydään kiinteähintaista sähköä ja osassa niin kutsuttua pörssisähköä, jossa sähkön hinta vaihtelee sähköpörssin spot-hinnan mukaisesti. Sähköpörssin spot-hintaan pohjautuvassa hinnoittelussa asiakas maksaa sähkönmyyjälle kyseisen sähköenergian päälle marginaalin, joka on tyypillisesti alle sentin siirrettyä energiayksikköä (kWh) kohden.

Sähkönmyyntisopimusten perusmaksut (€/kk) vaihtelevat sähkönmyyjien välillä, mutta perusmaksut ovat tyypillisesti alle 10 euroa kuukaudessa. Sähkönmyyjillä on myös tarjouskampanjoita, jossa perusmaksua ei veloiteta esimerkiksi puolen vuoden ajalta, jolloin hajontaa tulee hinnoittelussa jopa merkittävästi. Taulukossa 2 on esitetty viiden valtakunnallisesti toimivan sähkönmyyjän 12 kuukauden kiinteähintaisten sopimusten perusmaksujen suuruudet. Hinnat on kerätty yritysten verkkosivuilta maaliskuussa 2026. [19–23]

*Taulukko 2. Sähkönmyyjien perusmaksujen hintoja toukokuussa 2026 [19–23]*

| Sähköyhtiö | Tuote | Perusmaksu €/kk |
|---|---|---|
| Oomi Oy | Oomi Kiinteä 12 kk | 5,90 |
| Helen Oy | Määräaikainen perussähkö 12 kk | 5,99 |
| Väre Oy | Määräaikainen sähkö 12 kk | 4,95 |
| Fortum Oyj | Fortum Duo 12 kk | 5,99 |
| Vattenfall Oy | Ilmasto Mix 12 kk | 5,95 |

Taulukossa 2 esitetyistä hinnoista voidaan havaita, että perusmaksut ovat tarkasteluissa sähköyhtiöissä samaa suuruusluokkaa. Mikään edellä mainituista sähkönmyyjistä ei tarjoa merkittävästi halvempia perusmaksuja toisistaan.

## 2.4 Aurinkovoimala omatuotantona

Omatuotannolla tarkoitetaan tilannetta, jossa kiinteistön omistaja tuottaa sähköä ensisijaisesti omaan käyttöönsä. Yleensä kyseessä on sähkön pientuotanto, jossa sähkönkäyttöpaikan yhteyteen on rakennettu sähköntuotantolaitos kuten aurinkoenergia-, tuuli- tai pienvesivoimalaitoksia. Pientuotannolla tarkoitetaan tuotantolaitoksia, joiden nimellisteho on enintään 1 MW ja josta syötetään sähkö jakeluverkkoon, jonka nimellisjännite on enintään 1000 V, eli PJ-verkkoon. [24]

Ennen valtioneuvoston asetusta 767/2021 [25] sähköenergian tuotannossa ja kulutuksessa ei tarkasteltu kulutusta ja tuotantoa kokonaisuutena vaan vaihekohtaisesti. Pääsähköjärjestelmä on yleisesti kolmivaiheinen, joten aikaisemmin oli mahdollista, että osa aurinkovoimalla tuotetusta sähköenergiasta ylitti kyseisen vaiheen kulutuksen ja tällöin ylijäämätuotanto myytiin sähköverkkoon sen vaiheen osalta, mutta muut vaiheet ostivat sähköä. Eli käyttöpaikalla tapahtui samaan aikaan sähköverkosta sekä sähköenergian osto että myynti.

Suomessa otetiin käyttöön sähkön vähittäismarkkinoilla vuonna 2022 Fingridin ylläpitämä keskitetty tiedonvaihtojärjestelmä Datahub. Datahub on palvelu, jota käyttävät jakeluverkkoyhtiöt, sähkönmyyjät sekä kuluttajat. Datahub mahdollistaa taselaskelman jakeluverkonhaltijan ja sähkönmyyjän puolesta [26], joka mahdollistettiin valtioneuvoston asetuksessa 767/2021 sähköntoimitusten selvityksestä ja mittauksesta [25]. Jakeluverkonhaltijan laskutusmittari mittaa taseselvityksessä käyttöpaikalla yhteen jakeluverkosta otetun sähköenergian ja jakeluverkkoon syötetyn sähköenergian määrän, jota Datahub hyödyntää netotuslaskennassa.

Taseselvityksellä tarkoitetaan ajanjaksoa, joka on tällä hetkellä Suomessa 15 minuutin ajanjakso, eli niin sanottu varttitase. Taseselvityksen aikana mitataan kaikki kulutettu ja tuotettu sähköenergia, jotka netotetaan. Fingrid on havainnollistanut taulukossa 3 netotuslaskennan tapaa seuraavanlaisesti.

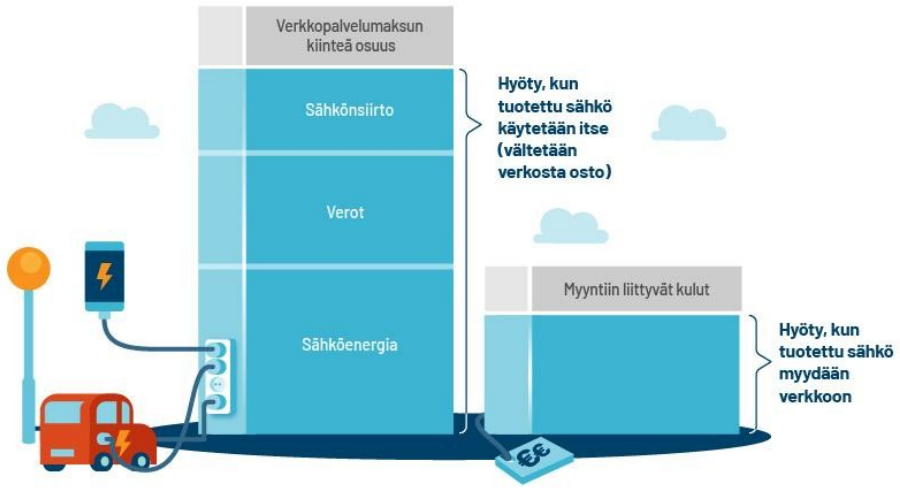
*Taulukko 3. Netotuslaskennan laskentaesimerkki, muokattu lähteestä [27]*

| Aikaleima | Mitattu kulutus (kWh) | Mitattu tuotanto (kWh) | Netotettu kulutus (kWh) | Netotettu tuotanto (kWh) |
|---|---|---|---|---|
| 00:00 | 2 | 3 | 0 | 1 |
| 01:00 | 4 | 2 | 2 | 0 |
| 02:00 | 3 | 5 | 0 | 2 |
| 03:00 | 2 | 6 | 0 | 4 |

Netotuslaskenta pohjautuu Datahubissa tapahtuvaan tarkasteluun, jossa Datahub hyödyntää verkonhaltijan käyttöpaikalla olevan mittauslaitteiston kulutus- ja tuotantotietoja. Datahub suorittaa netotuslaskennan kuvan 4 mukaisesti ja toimittaa lopputuloksen jakeluverkonyhtiölle ja käyttöpaikan haltijalle, jonka pohjalta laskutus tapahtuu. [28]

Yleisimpiä pientuotannon tuotantotapoja Suomessa on ollut aurinkovoimalat. Valtaosa sähköverkkoon liitetystä aurinkosähkökapasiteetista on tuotettu pientuotannolla, jolla tarkoitetaan enintään 1 MW järjestelmiä. Energiaviraston tutkimuksen mukaan aurinkovoimaloiden pientuotanto nousi vuodesta 2023 vuoteen 2024 noin 47 prosentilla. [29]

Pientaloihin ja taloyhtiöihin rakennetut aurinkovoimalat kiinnostavat kiinteistöjen omistajia pientuotannon merkittävien kustannusetujen vuoksi. Omatuotannolla pystytään vähentämään sähkönmyyjältä ostetun sähköenergian määrää, jakeluverkkoyhtiön sähköenergian siirtomaksuja ja näihin liittyviä veroja. Kuvassa 4 on esitetty omatuotannon hyöty, kun omatuotantoa hyödynnetään kiinteistössä verrattuna omatuotannon hyötyyn, jos tuotettu sähkö myytäisiin takaisin sähköverkkoon. [30]



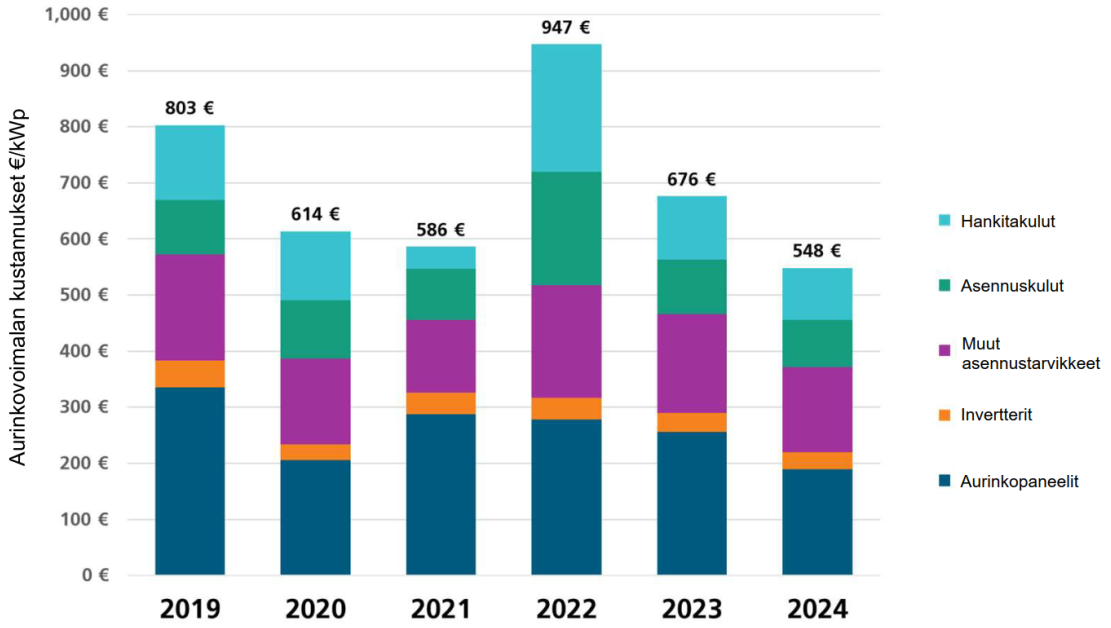

*Kuva 4. Tuotetun sähkön hyöty [30]*

Suomessa aurinkosäteily on vähäistä lokakuusta maaliskuuhun, jonka lisäksi esimerkiksi lumi ja pilvet vähentävät mahdollisen aurinkovoimalan tuotantoa merkittävästi. Aurinkovoimaloilla tulisikin hyödyntää kevään ja kesän tuotantoympäristöt mahdollisimman hyvin. [31]

Normaalin kotitalouskuluttajan aurinkovoimalan tuotannon tulisi vastata kulutusta, jolloin saadaan maksimaalinen hyöty aurinkovoimalajärjestelmästä ilman sähköenergian myyntiä sähköverkkoon. Toisaalta jos sähköenergian myynti olisi huomattavasti taloudellisempaa, tulisi järjestelmien mitoitusta tarkastella tarkemmin myyntiä varten.

Aurinkovoimaloiden tarkkoja kustannuksia on hankala arvioida, sillä kustannukset riippuvat merkittävästi järjestelmän koosta, asennussijainnista ja asennustavasta. Aurinkopaneelit kehittyvät ja tuotantomäärät kasvavat jatkuvasti. Saksassa Fraunehofer instituutin raportissa todetaan, että Saksassa tyypillinen katolle asennettavan 10–100 kWp aurinkovoimalan hinta on ollut vuonna 1990 noin 14 000 €/kWp ja vuoden 2024 lopulla ainoastaan 9 % alkuperäisestä summasta eli 1260 €/kWp. [32] Viimeisimmän Eurostatin hintatasoindeksin mukaan Saksan hintataso on keskimäärin 12 % edullisempi kuin Suomessa [33], joten aurinkovoimalan toteutuneita kustannuksia voidaan pitää vertailukelpoisena myös Suomessa.

Kaupallisten aurinkovoimaloiden kustannus samaisesta tutkimuksesta on huomattavasti alhaisempi johtuen järjestelmän laajuudesta, jolloin kustannukset ovat edullisempia. Kuvassa 5 on esitetty kaupallisen aurinkovoimalan keskihinnat Saksassa vuosilta 2019–2023. [32]




*Kuva 5. Aurinkovoimaloiden kokonaiskustannukset €/kWp Saksassa. Muokattu lähteestä [32]*

Kuvan 5 perusteella aurinkovoimalan kokonaiskustannuksista valtaosa muodostuu itse aurinkopaneelien hinnasta, sekä hankintaan liittyvistä kuluista kuten suunnittelu- ja rahoitustoiminnasta. Merkittävä kustannus on myös aurinkovoimalaan liittyvät asennuskustannukset, kuten kaapeloinnit, kiinnitysjärjestelmät ja suojalaitteet. Aurinkopaneelien teknisenä käyttöikänä pidetään yleisesti 30 vuotta ja muiden järjestelmään kuuluvien osien 15 vuotta. [34] Täten aurinkovoimalan elinkaaren aikana joudutaan uusimaan esimerkiksi tehoelektroniikkakomponentteja, jotka aiheuttavat lisäkustannuksia aurinkovoimalan elinkaaren aikana.

## 2.5 Energiayhteisöt

Energiayhteisö tuottaa, toimittaa, kuluttaa, yhdistää usean jäsenen kuormia tai tuotantoa, varastoi energiaa jäsenilleen tai osakkailleen. Energiayhteisöön liittyminen ja osallistuminen on vapaaehtoista ja siihen ei voida pakottaa ilman suostumusta. Energiayhteisön jäseniä tai osakkaita voivat olla henkilöt, asunto-osakeyhtiöt ja niiden osakkaat tai muut kuten yrityksiä. [5]

Kiinteistöjen sisäisissä energiayhteisöissä kiinteistöllä sijaitsee kaikki energiayhteisön osapuolet, sähköenergian tuotantolaitokset ja mahdolliset energiavarastot. Kiinteistön sisäisiin energiayhteisöihin kuuluu hyvityslaskennalla toteutetut paikalliset- ja takamittaroidut energiayhteisöt. [35]

Paikallisessa energiayhteisössä yhden sähköliittymän takana on koko kiinteistön sisäinen yhteisö ja sähköenergian mittarointi on toteutettu hyvityslaskennalla. Hyvityslaskennassa omatuotannolla tuotettu sähköenergia hyödynnetään ensin täysimääräisesti käyttöpaikassa, johon omatuotantojärjestelmä on kytketty. Kulutuksen ylittävä sähköenergia jyvitetään kiinteistön muille sähkönkäyttöpaikoille ennalta sovittujen jako-osuuksien mukaan. Jos hyvityslaskentaa ei hyödynnetä, myytäisiin ylijäämäsähkö sähköverkkoon. [36]

Jakeluverkkoyhtiö vastaa käyttöpaikkojen sähkömittaroinnista ja laskutuksesta jokaiselta käyttöpaikalta eli sähkön käyttäjiltä. Fingridin Datahub laskee sähkön kulutuksen ja tuotannon ylijäämäsähkön suhteen ja jakeluverkkoyhtiö toimittaa sen mukaan laskutuksen siirretystä sähköenergiasta. [35] [25]

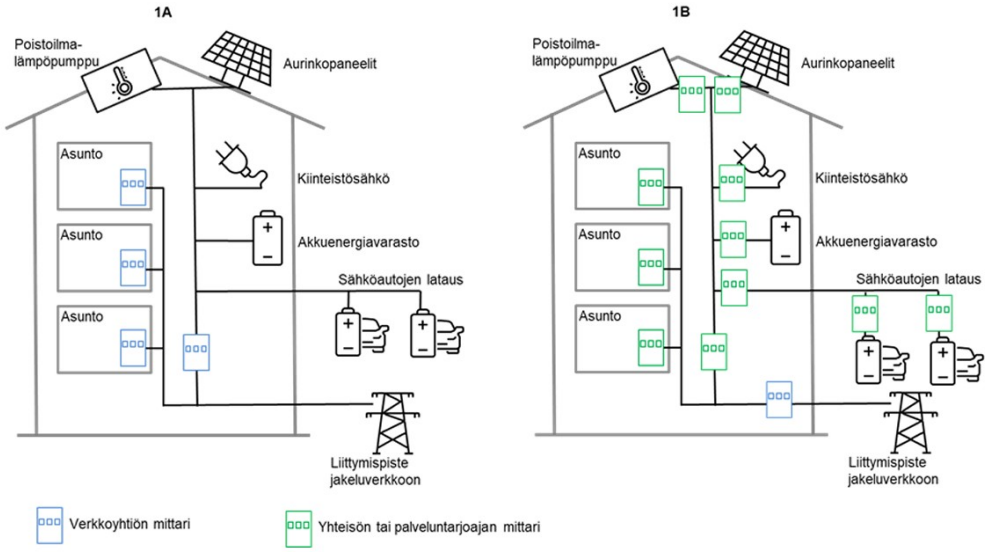
Takamittaroidussa energiayhteisössä kiinteistö sijaitsee yhden sähköliittymän takana ja koko kiinteistöön on toteutettu ainoastaan yksi jakeluverkkoyhtiön käyttöpaikka. Energiayhteisö vastaa itse jokaisen sähkön kuluttajan sähkönmittauksesta ja sähkönkulutuksen mukaisesta laskutuksesta. [25]

Taloyhtiöissä vallitseva käytäntö on se, että jokaisella osakkaalla on oma sähkösopimus valitsemansa sähkönmyyjän kanssa. Taloyhtiö puolestaan solmii omat sähkösopimukset yhteiskäyttöön tarkoitettuja tiloja ja laitteita varten. Esimerkiksi pysäköintilaitokselle voidaan solmia oma sähkösopimus ja kerrostalon kiinteistösähköosuudelle oma.

Kiinteistöjen sisäiset energiayhteisöt vaikuttavat kaikkiin sähköenergian- ja sähkönsiirron komponentteihin laskevasti. [35] Kiinteistön sisäiset energiayhteisöt soveltuvatkin kohteisiin, joissa on huomattavan paljon erillisiä käyttöpaikkoja kuten esimerkiksi suuret kerrostalokohteet. Tällöin saavutetaan kustannussäästöjä myös kuukausittaisten verkkopalvelumaksujen perusmaksujen myötä. [35]

Kuvassa 6 vasemmalla kerrostalo 1A muodostaa energiayhteisön hyvityslaskennalla, jonka sisäisestä mittaroinnista vastaa jakeluverkkoyhtiö. Jakeluverkkoyhtiön laskutusmittarit löytyvät jokaiselta käyttöpaikalta. Jakeluverkkoyhtiö mittaa tuotannon ja sähkönkulutuksen, jonka jälkeen tuotanto voidaan jakaa energiayhteisön jäsenten välillä sovitun jako-osuuksien mukaisesti jakeluverkkoyhtiölle Datahubissa. [35]

Hyvityslaskennalla saavutetaan energiamaksujen ja siirtokustannusten osalta säästöä, mutta verkkoyhtiön verkkopalvelumaksujen perusmaksut säilyvät ennallaan.




*Kuva 6. Taloyhtiön eri mittarointitavat [35]*

Kuvan 6 kerrostalon 1B energiayhteisö on toteutettu takamittaroinilla, jossa energiayhteisöön ei tule kuin yksi jakeluverkkoyhtiön laskutusmittari. Kaikki muut sähkönmittaukset on toteutettu energiayhteisön toimesta ja energiayhteisö vastaa tuotannon- ja sähkönkulutuksen laskutuksesta ennalta sovitun jakosuhteen mukaisesti energiayhteisön osakkaille. [35] Takamittaroidussa energiayhteisössä saavutetaan energiamaksujen, siirtomaksujen ja verojen lisäksi myös jakeluverkonhaltijan perusmaksujen osalta yleensä säästöä, kun taloyhtiössä on ainoastaan yksi jakeluverkonhaltijan käyttöpaikka. Säästöt takamittaroidussa energiayhteisössä vaihtelevat jakeluverkkoyhtiöiden hinnoitteluiden mukaisesti.

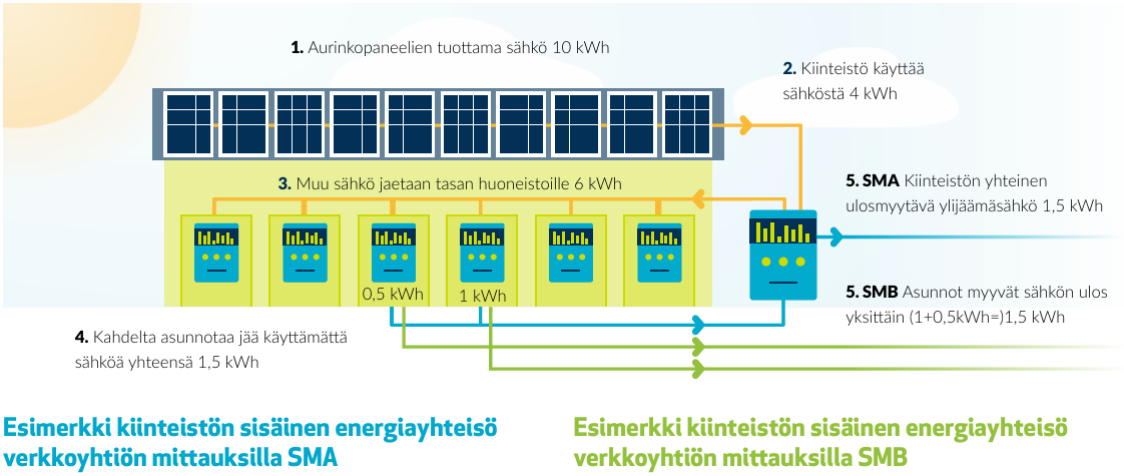
Jos energiayhteisöltä jää tuotannosta käyttämättä ylijäämäsähköä, se voidaan myydä sähköverkkoon. Hyvityslaskennalla toteutettu energiayhteisö voidaan toteuttaa kahdella eri hyvityslaskennan jakotavalla.

Hyvityslaskennan jakotavassa SMA (Single meter allocation) energiayhteisöllä on ainoastaan yksi virtuaalinen tuotantokäyttöpaikka, johon kaikkien osakkaiden ylijäämäsähkö summautuu. Ylijäämäsähköä voi muodostua, jos sähkönkulutus ei vastaa tuotantoa. Virtuaaliselta tuotantopaikalta myydään ylijäämäsähkö myyntisopimuksen mukaiselle sähköyhtiölle ja paikallinen sähkönjakeluverkko siirtää tuotetun sähköenergian. SMA tilanteessa taloyhtiö hyötyy ylijäämänsähköstä enemmän kuin yksittäiset energiayhteisön jäsenet. [36]

Hyvityslaskennan jakotavassa SMB (Single meter billing) jokaiselle energiayhteisön osakkaalle solmitaan erillinen virtuaalinen tuotantokäyttöpaikka. Mikäli energiayhteisön

osakkaalle jää hyvityslaskennassa jyvitettyä sähköä käyttämättä, saa osakas myydä ylijäämäsähkön suoraan sähköyhtiölle. SMB tapauksessa taloudellisen hyödyn taloyhtiön sijaan saa itse energiayhteisön osakas. [36]

Yleisesti hyvityslaskennalla toteutetut energiayhteisöt toteutetaan SMA mittauksella, sillä taloyhtiö hyötyy enemmän sille kohdistuvasta hyvityksestä kuin yksittäinen osakas. SMA yksinkertaistaa myös energiayhteisöä, koska tällöin tarvitaan vain yksi sähkönmyynti- ja tuotantosopimus. Kuvassa 7 on esitetty SMA ja SMB toiminta ja niiden eroavaisuudet.




*Kuva 7. Energiayhteisön SMA ja SMB toimintatapa [37]*

Kuvan mukaisessa esimerkissä energiayhteisössä oleva aurinkovoimala tuottaa 10 kWh, josta kiinteistön sähköjärjestelmät kuluttavat 4 kWh. Jäljelle jäävä 6 kWh jaetaan tasan energiayhteisön osakkaiden välillä. Tilanteessa, jossa toiselta asunnolta jää 0,5 kWh ja toiselta 1 kWh käyttämättä heille kohdistetusta sähköenergiasta, myydään ylijäämäinen summaenergia sähkönmyyjälle. SMA hyvityslaskennassa energiayhteisö myy molempien huoneistojen ylijäämäsähköt, sillä SMA hyvityslaskennassa energiayhteisössä ei ole kuin yksi sähköntuotantopaikka. SMB hyvityslaskennassa taas huoneisot myisivät omat osuutensa itsenäisesti sähkönmyyjälle ja tällöin tulisi jokaisella huoneistolla olla oma virtuaalinen tuotantopaikka ja sähkönmyyntisopimus sähkönmyyjän kanssa. [37]

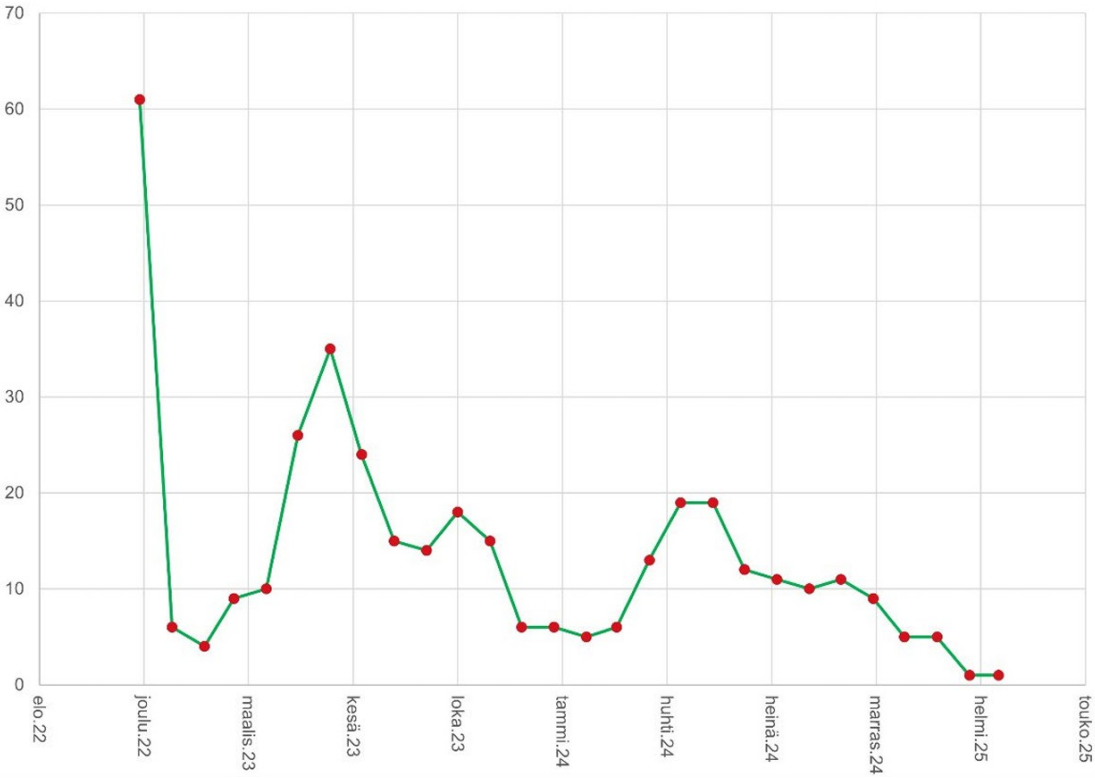
Energiayhteisön kääntöpuolena on ristiriita sähkömarkkinalain kanssa, joka määrittää sen, että taloyhtiön jokaisella sähkön loppukäyttäjällä on mahdollisuus tehdä itsenäisesti sähkönmyyntisopimus valitsemansa sähkönmyyjän kanssa. [13] Jos taloyhtiön muodostamasta kiinteistön sisäisestä energiayhteisöstä haluaisi esimerkiksi yksi osakas poistua ja sopia oman sähkönmyyntisopimuksen, aiheuttaa se energiayhteisön toimintaan haasteita ja monimutkaisuutta sähköenergian mittaroinnissa. Energiayhteisön tulisi järjestää

uudet mittarit irtautuvalle osakkaalle ja mitata, sekä laskuttaa kiinteistön omasta sähkönkulutuksesta osakkaan osuus ja samalla vähentää osakkaan käyttämä sähköenergia energiayhteisön kokonaiskulutuksesta.

Valtioneuvoston asetuksessa 767/2021 määritetään, että mm. uudisrakennusten ja saneerauskohteiden asuinhuoneistot tulee varustaa takamittareilla, jos sähkö myydään sähkönkäyttäjälle kiinteistön sähköverkon kautta eli energiayhteisön tapauksessa. Tällöin energiayhteisöstä irtaantuminen on mahdollista ilman merkittäviä muutoksia kiinteistön sisäiseen sähköverkkoon. [25] Vaihtoehtoisesti yhtiöjärjestykseen voidaan määrittää yhtiön kuuluvan energiayhteisöön, josta ei voida irtaantua omaehtoisesti.

Suomessa ei ole tehty tarkkaa julkista tilastointia toteutuneista energiayhteisöistä tai mihin asumismuotoon energiayhteisöt pääosin tukeutuvat. Ylemmän ammattikorkeakoulun opinnäytetyössä ”Energiayhteisöjen kasvun hidasteet suomalaisessa taloyhtiöasumisessa” Sorsa on tutkinut opinnäytetyössään energiayhteisöjen määrää ja laajuutta hyödyntämällä Fingridin DataHubia [38]. Sorsan selvityksestä selviää, että Suomessa oli maaliskuussa 2025 ollut energiayhteisöjä ainoastaan 376 kappaletta. Vertailukohtana Suomessa toimivia asunto-osakeyhtiöitä noin 90 000, joista 55 000 hoitaa ammatti-isännöitsijät.

Selvityksessään Sorsa tuo ilmi myös energiayhteisöjen perustamistiheyden lakimuutoksen jälkeen, kun energiayhteisöjä on ollut mahdollista perustaa. Kuvassa 8 on esitetty energiayhteisöjen perustamistiheyttä vuodesta 2022 alkaen.




*Kuva 8. Energiayhteisöjen perustamistiheys 12/2022–03/2025. Muokattu lähteestä [38]*

Kuten aiemmassa kappaleessa käsiteltiin, energiayhteisöjä ei ole perustettu huomattavia määriä. Energiayhteisöjen perustaminen on ollut aktiivista heti lakimuutoksen jälkeen, jonka jälkeen trendi on ollut negatiivinen, muutamia nousujaksoja lukuun ottamatta kuten kuvasta 8 voidaan havaita. [38]

# 3. AINEISTO JA TUTKIMUSMENETELMÄT

Luvussa käsitellään työhön valitun tutkimuskohteen tarkemmat tiedot kuten rakennustyyppi, sijainti, tekniset ratkaisut ja kohteen käyttämät sähköenergian kulutustiedot, jotka toimivat pohjana tutkimukselle. Luvussa esitetään myös tutkittavat tapaukset ja miten eri tapaukset toteutetaan työssä.

## 3.1 Tutkimuskohde

Työn tutkimuskohteena käytetään pääkaupunkiseudulla sijaitsevaa neljää eri taloyhtiötä, jotka sijaitsevat yhteisellä tontilla. Taloyhtiöt muodostuvat useammasta kerrostalosta ja tontille on varauksena rakentaa myös kaksi erillistä rivitaloa tulevaisuudessa. Talot on rakennettu vaiheittain alkaen vuodesta 2021. Taloyhtiöille on rakennettu yhteinen pysäköintihalli. Rivitalojen rakentaminen ei ole alkanut vielä vuoden 2025 aikana. Tutkimuskohteen talot esitetty kuvassa 9.

*Kuva 9. Tutkimuskohteen rakennukset*

Taulukossa 4 on esitetty tarkemmat tiedot tutkimuskohteen rakennusten valmistumisvuosista ja rakennusten asuntomääristä ja niiden huonekoot. Taulukossa on myös esitetty kunkin rakennuksen taloyhtiöt.

*Taulukko 4. Tutkimuskohteen rakennukset*

| Rakennus | Valmistumisvuosi | Tyyppi | Asuntoja | Huonekoko (m2) | Kokonaisala(m2) | Taloyhtiö |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Talo 1 | 2020 | Kerrostalo | 30 | 33,5–61 | 2250 | A |
| Talo 2 | 2021 | Kerrostalo | 30 | 33,5–61 | 2100 | A |
| Talo 3 | 2022 | Kerrostalo | 34 | 24–61 | 1760 | B |
| Talo 4 | 2022 | Kerrostalo | 34 | 24–61 | 1760 | C |
| Talo 5 | 2023 | Kerrostalo | 33 | 24–61 | 1760 | D |
| Talo 6 | Rakentamaton | Rivitalo | - | - | - | - |
| Talo 7 | Rakentamaton | Rivitalo | - | - | - | - |
| Pysäköintihalli | 2020 | Pysäköintilaitos | - | - | - | A-D |

Taulukossa 5 on esitetty eri huoneistotyypit kiinteistön rakennuksissa. Huoneistoja on eri kokoisia yksiöistä saunallisiin kolmioihin. Pääpaino huoneistotyypeissä on yksiöt ja kaksiot. Talojen lämmönjakelu on toteutettu kaukolämmöllä, joten sähköenergian kulutuksen huipputehot asuntojen osalta muodostuvat saunan tai ruuanlaiton yhteydessä. Huoneistoihin on myös asennettu lattiaviilennysjärjestelmä jäähdytystä varten. Jäähdytyksen kuluttama sähköenergia laskutetaan kiinteistöltä. Lämmönjakokeskus sijaitsee talon 1 lämmönjakohuoneessa, josta kaukolämpölinjat haarautuvat muihin taloihin.

*Taulukko 5. Tutkimuskohteen huonetyypit*

| Huoneisto tyyppi | Talo 1 | Talo 2 | Talo 3 | Talo 4 | Talo 5 | Huonetyyppejä |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 3H + KK + S 61m$^2$ | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 25 |
| 3H+K 59 m$^2$ | 5 | 5 | 5 | 5 | 4 | 24 |
| 3H + KK + S 58 m$^2$ | 4 | 4 | 0 | 0 | 0 | 8 |
| 3H + KK 53 m$^2$ | 0 | 0 | 5 | 5 | 5 | 15 |
| 2H + K 34 m$^2$ | 16 | 16 | 10 | 10 | 10 | 62 |
| 1H + KK 28,5 m$^2$ | 0 | 0 | 4 | 4 | 4 | 12 |
| 1H + KK 24 m$^2$ | 0 | 0 | 5 | 5 | 5 | 15 |
| Asuntoja yhteensä | 30 | 30 | 34 | 34 | 33 | 161 |

Tontille tulee paikalliselta jakeluverkkoyhtiöltä yksi pienjänniteliittymä. Sähköliittymä on suurin pienjänniteliittymä, mitä paikallinen jakeluverkkoyhtiö tarjoaa. Pienjänniteliittymän koko on 4x(3x250 A) eli 1000 A pienjänniteliittymä. Sähköliittymän liityntäpiste sijaitsee

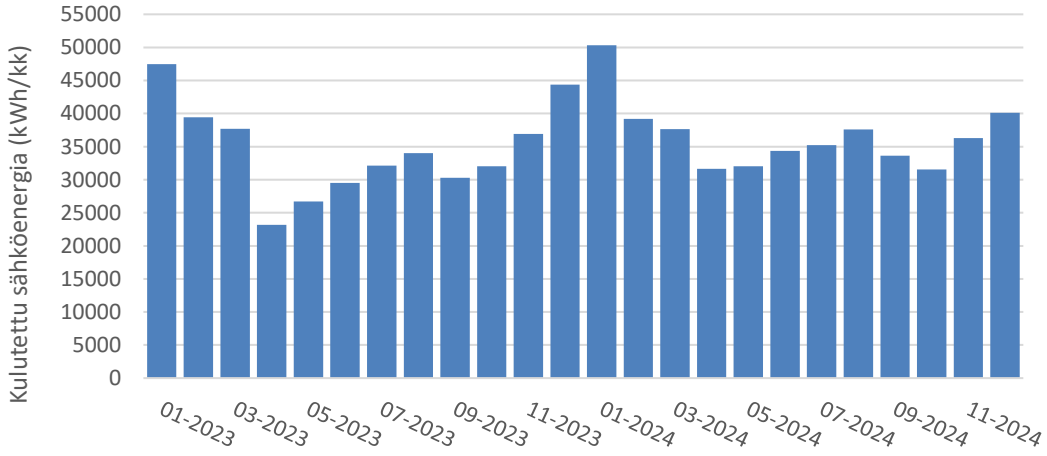
talon 1 teknisessä tilassa, jossa on koko tontin sähköpääkeskus, josta haaroitetaan nousukaapelit muihin taloihin.

Jakeluverkonhaltijan laskutusmittareilla on varustettu talon 1 teknisen tilan sähköpääkeskus, kaikkien talojen kiinteistösähkökeskukset ja asuntojen ryhmäkeskukset. Talojen yhteiskäytössä oleva autohallin ryhmäkeskus ja siellä sijaitsevan savunpoistojärjestelmän ryhmäkeskus sekä kylmävesiaseman sähkökeskus on varustettu myös jakeluverkkoyhtiön laskutusmittarilla.

Tontilla sijaitsee kaikkien talojen yhteinen pysäköintihalli, jossa on 78 autopaikkaa, josta 10 autopaikkaan on tehty yksivaiheiset sähköautojen tyypin 2 latauspisteet 7,4 kW latausteholla. Suunnittelussa ei ole varauduttu muiden autopaikkojen sähköistämiseen, vaan lopuilla autopaikoilla on lämmitystolpat.

## 3.2 Tutkimusaineisto

Kiinteistön sähkönkulutustiedot on saatu paikalliselta jakeluverkkoyhtiöltä vuosilta 2023–2024. Kulutustiedot sisältävät todelliset kulutustiedot kaikkien rakennusten sähkönkulutuksesta. Talo 5 on otettu käyttöön huhtikuussa 2023 ja täten alkuvuoden 2023 kulutuksesta puuttuu talon 5 sähkönkulutuksen vaikutukset. Kuvassa 10 on esitetty sähköliittymän sähköenergian kulutus kuukausitasolla kahden vuoden tarkastelujaksona.

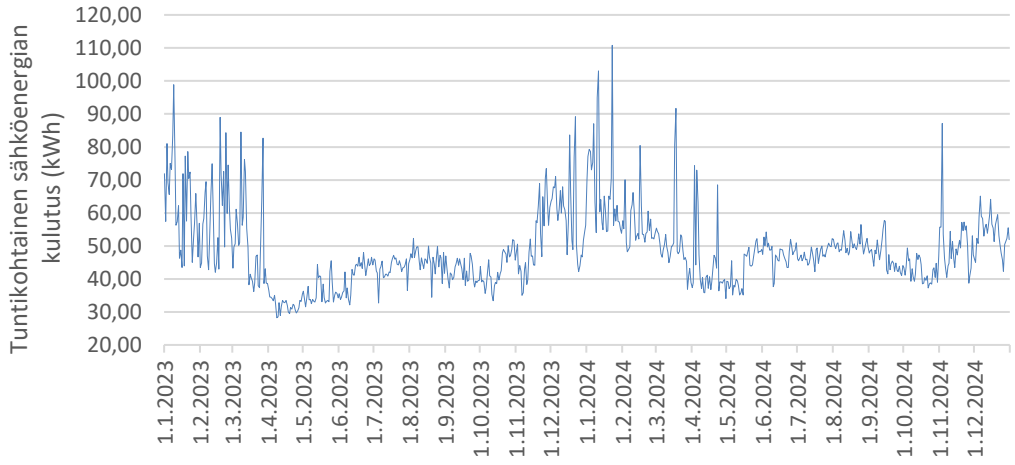



*Kuva 10. Tutkimuskohteen sähköenergian kulutus kuukausittain*

Vuositasolla sähköenergian kulutus on ollut 413 749 kWh vuonna 2023 ja puolestaan 439 645 kWh vuonna 2024. Sähköenergian kulutus on täten kasvanut vuodesta 2023 vuoteen 2024 noin 26 000 kWh. Maltilliseen sähköenergian kulutuksen kasvuun on vaikuttanut talon 5 valmistuminen ja käyttöönotto.

Kuvassa 11 on esitetty koko sähköliittymässä kulutettu sähköenergian määrä tuntikohtaisesti tarkkailujaksolla. Kuvaajasta pystytään huomioimaan, että vuoden 2023 alussa sähköliittymään on kohdistunut esimerkiksi tavanomaista enemmän kuormitusta kuin vuoden 2024 alussa, vaikkei talo 5 ole vielä käyttöönotettu.

Taloyhtiöitä haastateltaessa on käynyt ilmi, että piha-alueen ja autohallin edustan sulanapito on toteutettu sähköisellä sulanapitokaapelilla, joka on kuluttanut huomattavasti arvioitua enemmän sähköenergiaa. Tästä johtuen autohallin sulanapitoa ei ole seuraavina vuosina pidetty päällä kohonneiden kustannusten vuoksi. Täten seuraavan vuoden alussa ei ole havaittu vastaavaa sähköenergian kulutusta sulanapidon vaikutuksesta, vaan kulutus on alhaisempaa muutamilla kulutuspiikeillä.




*Kuva 11. Tutkimuskohteen sähköenergian tuntikohtainen kokonaiskulutus*

Jakeluverkonhaltijan käyttöpaikkoja eli laskutusmittarin takana olevia mittauksia on tutkimuskohteessa yhteensä 168 kpl, jotka on toteutettu seuraavanlaisesti:

- 161 asunnossa
- viidessä kiinteistökeskuksessa
- pysäköintihallin sähkökeskuksessa
- kylmävesiaseman sähkökeskuksessa
- savunpoiston sähkökeskuksessa

Taulukossa 6 on esitetty eri käyttöpaikoilla mitattuja sähkötehoja, sekä kokonaisenergia mitä kyseiseltä käyttöpaikalta on mitattu tarkastelujaksolla. Asuntojen käyttöpaikkoja ei voida yksilöidä, vaan kaikkien asuntojen kulutustiedot on summattu yhteen. Kylmävesiasema *KV* on kiinteistön jäähdytykseen tarkoitettu järjestelmä, jolla jäähdytetään asuntoja ja *SPOK* on savunpoistoon tarkoitettu järjestelmä, joka ei ole ollut käytössä kuin

yhtenä tuntina tarkastelujaksona, joka on ollut todennäköisesti parkkihallin toimintakokeissa.

*Taulukko 6. Käyttöpaikkakohtaiset kuormitukset ja kulutustiedot tarkastelujaksolla 1.1.2023-31.12.2024*

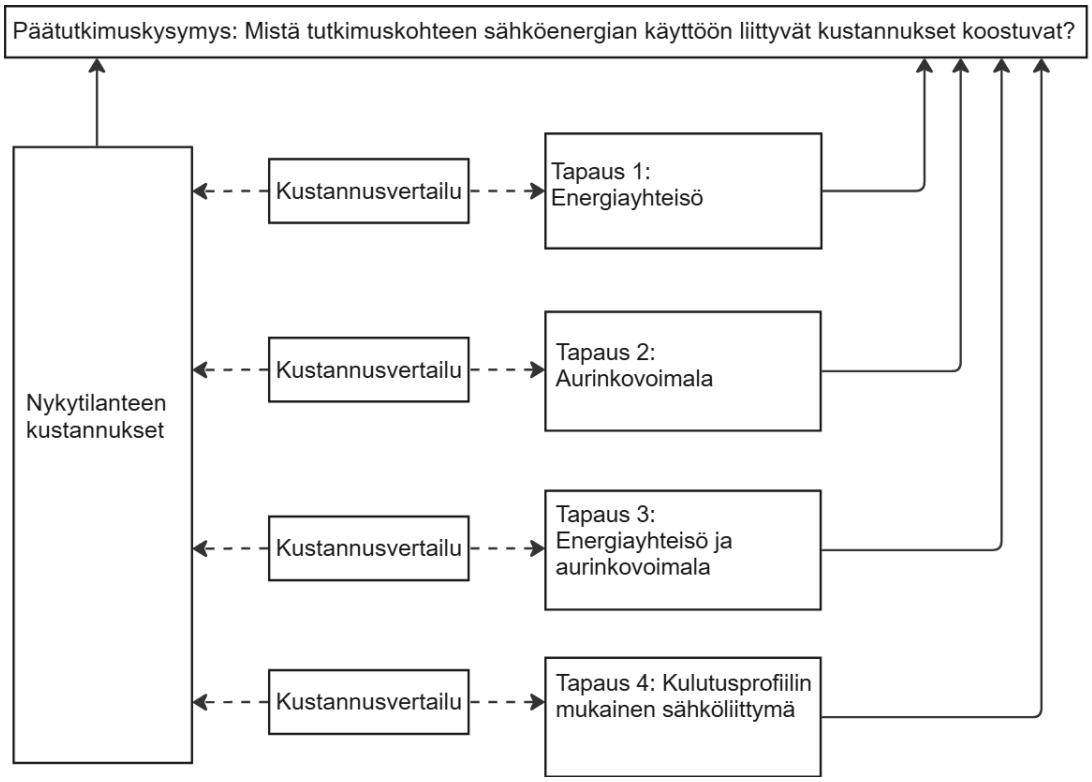
| Käyttöpaikka | Minimiteho (kW) | Keskiteho (kW) | Huipputeho (kW) | Kulutettu sähköenergia (kWh) |
|---|---|---|---|---|
| Kokonaiskulutus | 17,8 | 48,6 | 175,3 | 853 393 |
| Asunnot 161 kpl | 9,7 | 26,6 | 59,6 | 466 634 |
| KK1 | 0,6 | 4,0 | 11,6 | 70 544 |
| KK2 | 0,3 | 1,5 | 5,9 | 25 991 |
| KK3 | 0,1 | 1,3 | 7,0 | 22 109 |
| KK4 | 0,3 | 3,0 | 19,4 | 53 440 |
| KK5 | 0,0 | 1,9 | 8,4 | 28 785,4 |
| PH | 0,2 | 6,4 | 96,2 | 112 789 |
| KV | 0,3 | 4,2 | 32,8 | 73 040 |
| SPOK | 0,0 | 0,0 | 2,6 | 2,6 |

Liitteessä A on esitetty viikoittaiset keskiarvot käyttöpaikkojen kulutuksesta tarkastelujaksolla. Kuvaajasta havaitaan vuodenaikojen vaikutukset sähköenergian kulutukseen kuukausitasolla. Talvikausilla autohallin vaikutus sähköenergian kulutukseen kasvaa huomattavasti, kun sähköautojen latauksen rinnalle tulee polttomoottorikäyttöisten autojen lohko- ja sisätilalämmittimet. Autohallin sähkökeskuksesta on toteutettu myös piha-alueiden sulanapidot. Vastaavasti kesäkaudella lämmitystolppien käyttö vähenee, mutta tilalle tulee kesäisin viilentävä lattiajäähdytys ja se nostaa kuormitusta kylmävesiasemalle.

Sähköliittymän kuormitus onkin tasaista molempina tarkasteluvuosina ja noudattaa pääsääntöisesti tyypillistä kerrostaloissa asuvien ihmisten sähkönkulutuksen kuormituskäyrää. Kuormitus kasvaa arkisin klo 16 jälkeen ja tasaantuu yöksi, sekä viikonloppuisin kuormitus nousee tyypillisesti arkipäivän kuormituksesta. Talvisin kuormitukset kasvavat myös edellisen kappaleen mukaisesti.

## 3.3 Tutkittavat tapaukset

Työn tavoitteena oli selvittää tutkimuskohteen sähköenergiankäytön kustannukset nykytilanteen mukaan eri jakeluverkkoyhtiöiden vastuualueilla. Tutkimukseen otettiin mukaan eri tapauksia, joilla tarkasteltiin miten kustannukset voivat muuttua nykytilanteeseen verrattuna. Tutkimuskysymys ja eri tapaukset on esitetty lohkokaaviona kuvassa 12.




*Kuva 12. Tutkimuskysymys ja tutkimustapaukset*

Tutkimusaineiston avulla pystyttiin selvittämään tutkimuskohteen nykytilanteen kuormitustiedoilla niiden aiheuttamat kustannukset tutkimusjaksolla eri jakeluverkkoyhtiöiden verkkopalvelutuotteilla. Näihin kustannuksiin sisältyvät kaikki jakeluverkonhaltijan ja sähkönmyyjien kustannukset. Nykytilanteen kustannusten tuloksia verrataan eri tapauksissa omatuotannolla tai energiayhteisöllä saavutettaviin vaikutuksiin muun muassa ostetun sähköenergian määrään tai verkkopalvelumaksujen kokonaisuuteen.

### 3.3.1 Tapaus 1: Energiayhteisön taloushyödyt

Ensimmäisessä tapauksessa tarkastellaan energiayhteisöjen vaikutusta kokonaiskustannuksiin. Energiayhteisöjen merkittävin etu kustannuksiin muodostuu sähköverkko- ja sähköyhtiöiden perusmaksujen vähentyessä, jota verrataan nykytilanteen kustannuksiin eri jakeluverkkoyhtiöiden alueilla. Tutkimuskohteen energiayhteisön vaikutusta tarkastellaan takamittaroidulla ratkaisulla, jolloin taloyhtiössä ei ole osakkailla omia jakeluverkkoyhtiön laskutusmittareita, vaan taloyhtiössä on vain yksi jakeluverkkoyhtiön laskutusmittari. Taloyhtiö vastaa kulutetun sähkön laskutuksesta osakkailleen

### 3.3.2 Tapaus 2: Aurinkovoimalan vaikutus energia- ja siirtokustannuksiin

Toisena tapauksena tarkastellaan tilannetta, jossa tutkimuskohteeseen lisättäisiin aurinkovoimala. Aurinkovoimalalla vähennetään tutkimuskohteen ostoenergian määrää, jolloin säästöjä muodostuu sähköenergiasta kuten myös sähkönsiirrosta ja niihin sisältyvistä veroista. Aurinkovoimalan mitoitus ja käyttökohteet tehdään yleisesti ilman energiayhteisöjä vastaamaan ainoastaan rakennusten kiinteistösähköjen osuuksia, mutta tässä tapauksessa aurinkovoimala mitoitetaan karkeasti vastaamaan myös asuntojen kulutusta. Tapauksessa ei oteta huomioon aurinkovoimalan investointikustannuksia, kannattavuutta tai takaisinmaksuaikaa. Aurinkovoimalan mitoituksessa ja sijoittelussa on hyödynnetty IBC Solar-verkkopalvelua, jolla on mahdollista sijoittaa aurinkopaneelikentät rakennuksen katolle karttapalvelun avustuksella [39]. Aurinkosäteilyn määrää on arvioitu PVGIS-työkalulla, jolla saadaan tuntikohtaiset aurinkovoimalan tuotantotulokset tutkimuskohteeseen [40]. Aurinkosäteilytulokset ja eri aurinkovoimaloiden tekniset ominaisuudet löytyvät useamman vuoden ajalta PVGIS-tietokannasta.

### 3.3.3 Tapaus 3: Energiayhteisön ja aurinkovoimalan yhteisvaikutukset

Kolmannessa tapauksessa tutkitaan ensimmäisen ja toisen tapauksen yhteisvaikutusta tutkittavan kohteen kokonaiskustannuksiin. Yhdistämällä energiayhteisö ja aurinkovoimala voidaan aurinkovoimalan tuotantoa hyödyntää entistä laajemmin, jolloin pyritään tilanteeseen, jossa aurinkovoimalla tuotettua sähköenergiaa ei tarvitse myydä takaisin sähköverkkoon vaan se hyödynnetään kokonaiskulutuksessa. Tapauksella voidaan mahdollisesti saavuttaa huomattavat kustannussäästöt sähköenergian osto- ja siirtokustannuksista, sekä sähkönmyyjän ja jakeluverkonhaltijan perusmaksujen kustannuksista.

### 3.3.4 Tapaus 4: Sähköliittymäkustannusten merkitys

Neljännessä tapauksessa keskitytään toteutuneiden kulutustietojen pohjalta tehtyyn tarkasteluun, jossa selvitetään mahdollisen sähköliittymän ylimitoituksen kustannusvaikutusta. Suurten pienjänniteliittymien sähköliittymien liittymismaksut ovat useita kymmeniä tuhansia euroja ja sähköliittymiä tavanomaisesti ylimitoitetaan tulevaisuutta ajatellen mm. energiaremontteja tai sähköautojen latausta ajatellen.

Tapauksella pyritään selvittämään voisiko tutkimuskohteeseen soveltua pienempi sähköliittymä, kuin mitä siihen on alkuperäisesti mitoitettu. Lisäksi tarkastellaan kuinka merkittävät kustannussäästöt sillä olisi voitu saavuutta kokonaiskustannuksiin nähden.

# 4. KUSTANNUSVERTAILU

Tässä luvussa käydään lävitse nykytilanteen toteutuneita kustannuksia eri jakeluverkkoyhtiöiden palvelualueilla ja eri tapausten vaikutukset kyseisiin nykytilanteen kustannuksiin. Nykytilanteen kustannukset on selvitetty jakeluverkkoyhtiön toimittamien kulutustietojen pohjalta tarkastelujaksolta (1.1.2023 – 31.12.2024).

## 4.1 Nykytilanteen kustannukset

Pienjänniteliittymän kustannuksia eri jakeluverkkoyhtiöiden välillä voidaan verrata tutkimuskohteen toteutuneiden sähköenergiankulutustietojen avulla, jotka on saatu tutkimuskohteen paikalliselta jakeluverkkoyhtiöltä. Mitatun sähköenergian pohjalta ei tiedetä todellisia kustannuksia, sillä jokainen asukas on solminut oman sähkösopimuksen, jonka kustannustietoja ei tiedetä. Täten kaikkien käyttöpaikkojen sähkösopimuksen kustannusten tietoja ei voida varmuudella todeta, jolloin tarkkoja todellisia kustannuksia ei voida laskea, vaan kaikki tutkimuksen kustannukset arvioidaan samoilla parametreillä.

Kustannusvertailussa on otettu huomioon Nordpoolin sähkön vuorokausimarkkinan tuntikohtainen verollinen sähkön hinta, sekä sähkönmyyjän marginaali, joka on oletettu pysyvän kiinteähintaisena (0,3 c/kWh) koko tarkastelujakson ajan. Sähkönmyyjän tuotteen kiinteän maksun suuruutena tarkastelujaksolla on pidetty 5 €/kk. Sähkön tuntikohtaiset hinnat on kerätty verkkopalvelusta ja hintoihin on sisällytetty kulloisena aikana oleva arvonlisävero. [41] Sähköenergian arvonlisävero on vaihdellut viime vuosina. Syyskuusta 2024 lähtien arvonlisävero on ollut 25,5 % ja sitä ennen 24 %. Joulukuusta 2022 huhtikuuhun 2023 arvonlisävero oli poikkeuksellisesti 10 %. [42]

Jakeluverkkoyhtiöiden kustannuksissa on otettu huomioon kunkin jakeluverkonhaltijan sähköliittymän liittymismaksu-, ja verkkopalvelutuotteen perusmaksu (€/kk), tehomaksu (€/kW, kk), sähköenergian siirto (c/kWh) ja sähkövero veroluokassa 1 (c/kWh). Jakeluverkkoyhtiöillä on käytössä myös loistehomaksu loistehon kulutuksesta ja tuottamisesta, mutta tutkimuskohteen loistehon määrä on huomattavan pieni ja pääosin kuukausittain laskutettavaa loistehoa ei ole, joten sitä ei ole huomioitu vertailussa.

Tehomaksujen veloitukset voivat erota jakeluverkkoyhtiöiden välillä merkittävästi. Osa jakeluverkkoyhtiöistä veloittaa pienjänniteteho verkkopalvelutuotteesta kuukausittaisen tehomaksun kuukauden huipputehon mukaan ja toinen jakeluverkkoyhtiö rajaa laskutet-

tavan huipputehon kuukaudessa vain arkena tapahtuneesta huipputehosta. Lisäksi jakeluverkkoyhtiöillä on myös minimi laskutettava tehomaksu. Eräällä jakeluverkkoyhtiöllä laskutetaan kuukausittain vähintään 40 kW suuruinen minimilaskutusteho, vaikka kulutus olisi ollut matalampi. Tarkemmat sopimusehdot tehomaksuista löytyvät kunkin jakeluverkkoyhtiön verkkopalveluhinnastoista.

Laskelmissa on huomioitu eri käyttöpaikkojen kulutukset ja vaikutukset siten, että kulutettua energiaa ei huomioida useampaan kertaan. Perusmaksut otetaan huomioon jokaiselta käyttöpaikalta.

### 4.1.1 Pienjänniteliittymän kustannukset

Mitattujen sähköenergian kulutustietojen ja jakeluverkkoyhtiöiden verkkopalvelumaksujen avulla on laskettu tutkimuskohteen kustannukset eri jakeluverkkoyhtiöiden välillä. Kustannusvertailuun on otettu mukaan aikaisemmin taulukossa 1 mainitut 6 eri jakeluverkkoyhtiötä, jotka ovat suurimpia Suomessa toimivia paikallisia jakeluverkkoyhtiöitä pienjänniteasiakkuuksina mitattuina.

Taulukossa 7 on esitetty tutkimuksessa käytettyjen jakeluverkkoyhtiöiden hintojen muodostamat arvonlisäverolliset kustannukset pienjännitetehosiirrolla [43–47]. Kaikkien jakeluverkkoyhtiöiden vastuualueella 1000 A pienjänniteliittymä vaatii pienjännitetehosiirron. Sähköliittymän kustannukset ovat kertaluontoisia, kun taas verkkopalvelutuotteet ovat jatkuvia kustannuksia. Sähköliittymien liityntäkustannuksia ja niiden merkitystä kustannuksiin käsitellään tarkemmin luvussa 4.5. Talvipäivän siirtohinta on voimassa ainoastaan aikavälillä 1.11–31.3 kello 7 ja 22 välisenä aikana [25].

*Taulukko 7. Jakeluverkonhaltijoiden pienjänniteliittymän kustannukset ja pienjännitetehosiirron verkkopalvelumaksut [43–47]*

| **Jakeluverkkoyhtiö** | **1** | **2** | **3** | **4** | **5** | **6** |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Verkkopalvelutuote | Pienjännitetehosiirto | | | | | |
| Sähköliittymä 1000 A (€) | 50 200 | 57 730 | 60 730 | 106 270 | 80 700 | 48 750 |
| Perumaksu (€/kk) | 32,63 | 43,93 | 59,61 | 73,67 | 73,96 | 244,67 |
| Tehomaksu (€/kk, kk) | 5,65 | 2,76 | 1,62 | 4,48 | 3,82 | 2,95 |
| Talvipäivän siirto (c/kWh) | 2,08 | 1,88 | 2,10 | - | - | 1,98 |
| muu siirto (c/kWh) | 1,1 | 1,38 | - | 4,42 | 4,02 | 1,38 |
| Sähkövero 1 (c/kWh) | 2,827515 | | | | | |

Sähköverkkopalvelujen hinnastot on kerätty vuoden 2025 jakeluverkkoyhtiöiden julkisista verkkopalveluhinnastoista. Sähköliittymien liityntäkustannukset ovat esitetty yleisesti eri hinnastoissa kuin verkkopalvelutuotteet.

Taulukossa 8 on esitetty kyseisten jakeluverkkoyhtiöiden pienjänniteliittymien verkkopalvelumaksut sisältäen arvonlisäveron [43–47]. Näitä verkkopalvelutuotteita käytetään pienemmissä sähköliittymissä, kuten asuntojen sähköliittymissä tai kiinteistösähkössä. Huomioitavaa on, että kerrostalohuoneiston osakkaalle ei koidu kustannuksia liittymäkoosta, sillä tutkimuskohteeseen tulee ainoastaan yksi sähköliittymä. Osakkaalle koituu sen sijaan liittymäkoon mukainen perusmaksu (€/kk).

*Taulukko 8. Jakeluverkkoyhtiöiden pienjännitesiirron verkkopalvelutuotteiden kustannukset [43–47]*

| **Jakeluverkkoyhtiö** | **1** | **2** | | **3** | **4** | | **5** | | | **6** | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Verkkopalvelutuote | Pienjännitesiirto | | | | | | | | | | | |
| Liittymäkoko (A) | 25–63 | 25–63 | 80–100 | 25–63 | 25 | 63 | 25 | 63 | 80 | 25 | 63 | 80 |
| Perusmaksu (€/kk) | 5,57 | 5,50 | 12,91 | 6,53 | 14,81 | 138,75 | 22,79 | 98,58 | 152,29 | 5,33 | 30,71 | 61,18 |
| Siirtomaksu (c/kk) | 4,12 | 2,34 | 2,34 | 2,66 | 5,26 | 5,26 | 5,89 | 5,89 | 5,89 | 3,2 | 3,2 | 3,2 |
| Sähkövero 1 (c/kWh) | 2,827515 | | | | | | | | | | | |

Taulukossa 9 on esitetty tutkimuskohteen kulutustietojen pohjalta lasketut kokonaiskustannukset eri jakeluverkkoyhtiöiden vastuualueilla. Sähköliittymän hinnoittelu on tehty 1000 A sähköliittymän mukaisesti. Asuntojen kustannuksiin on otettu huomioon taulukon 8 mukaiset pienjännitesiirron kustannukset, sähkönmyyjän sähköenergian hinnat, marginaalin ja verot.

Kiinteistösähkön osuudessa on otettu huomioon kiinteistöjen kuluttaman sähköenergian siirtohinnat taulukon 7 ja 8 mukaisesti, sekä taulukon 7 mukaiset tehomaksut. Pysäköintihallin, kylmävesiaseman ja SPOK kustannukset on muodostettu taulukoiden 7 ja 8 mukaisesti oikean liittymäkoon hinnoittelun mukaan.

*Taulukko 9. Tutkimuskohteen sähkön kokonaiskustannukset verkkoyhtiöittäin*

| **Jakeluverkkoyhtiö** | **1** | **2** | **3** | **4** | **5** | **6** |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Sähköliittymä (€) | 50 200 | 57 730 | 60 730 | 106 270 | 80 700 | 48 750 |
| Asunnot (€) | 93 062 | 84 486 | 113 118 | 134 085 | 167 860 | 87 842 |
| Kiinteistösähköt (€) | 50 316 | 32 102 | 49 748 | 58 834 | 65 973 | 45 094 |
| Pysäköintihalli (€) | 44 268 | 44 428 | 45 370 | 45 051 | 49 017 | 49 327 |
| Kylmävesiasema (€) | 39 512 | 38 897 | 39 958 | 41 181 | 42 635 | 43 785 |
| SPOK (€) | 725 | 722 | 746 | 3922 | 2957 | 1327 |
| Yhteensä (€) | 278 082 | 258 364 | 309 671 | 389 344 | 409 143 | 276 125 |

Taulukon mukaan havaitaan, että nykytilanteessa kustannuksissa on huomattavia eroja eri jakeluverkkoyhtiöiden välillä. Jakeluverkkoyhtiöt 1, 2, 3 ja 6 toimivat kaupunkialueilla, kun taas jakeluverkkoyhtiöt 4 ja 5 toimivat maaseudulla ja niiden kehyskunnissa. Kustannuksista on havaittavissa se, että kaupungeissa toimivien jakeluverkkoyhtiöiden asiakkaiden kustannukset vastaavat toisiaan ja maakunnissa sijaitsevien jakeluverkkoyhtiöiden asiakkaiden kustannukset ovat huomattavasti suuremmat. Kalleimman jakeluverkonhaltijan 5 ja edullisimman jakeluverkonhaltijan 2 välinen erotus asiakkaalle on 150 778 €, jonka syynä on pääsääntöisesti verkkopalvelutuotteiden erilainen hinnoittelu.

### 4.1.2 Käyttöpaikkojen kustannukset

Taulukossa 10 on esitetty nykytilanteessa pelkkien jakeluverkkoyhtiön ja sähkönmyyjänperusmaksujen kokonaiskustannukset käyttöpaikoittain vuositasolla. Kustannuksiin sisältyy jakeluverkonhaltijan perusmaksut ja sähkönmyyjän perusmaksut. Jakeluverkkoyhtiöiden perusmaksujen suuruudet on esitetty aikaisemmin taulukoissa 7 ja 8. Sähkönmyyjän perusmaksuna on pidetty kiinteä 5 €/kk maksu läpi tarkastelujakson.

*Taulukko 10. Nykytilanteen käyttöpaikkojen verkkopalvelutuotteiden ja sähkönmyyntituotteiden yhteenlaskettujen perusmaksujen aiheuttamat kustannukset vuosittain*

| **Jakeluverkko-yhtiö** | **1** | **2** | **3** | **4** | **5** | **6** |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Taloyhtiö A (€) | 4 854 | 4 330 | 6 192 | 12 491 | 20 124 | 5 366 |
| Taloyhtiö B (€) | 2 724 | 2 459 | 3 440 | 6 987 | 11 856 | 2 969 |
| Taloyhtiö C (€) | 2 724 | 2 459 | 3 440 | 6 987 | 11 856 | 2 969 |
| Taloyhtiö D (€) | 2 657 | 2 393 | 3 361 | 6 809 | 10 912 | 2 905 |
| Autohalli (€) | 452 | 587 | 775 | 944 | 947 | 2 996 |
| Kylmävesi-asema (€) | 452 | 587 | 775 | 944 | 947 | 2 996 |
| SPOK (€) | 127 | 126 | 138 | 1725 | 1243 | 429 |
| Yhteensä (€) | 13 989 | 12 941 | 18 122 | 36 886 | 56 546 | 20 629 |

Taulukon mukaisesti pelkkien jakeluverkkoyhtiön ja sähkönmyyjän perusmaksujen osuus on useita kymmeniä tuhansia euroja vuodessa. Maaseuduilla ja niiden kehyskunnissa sijaitsevien jakeluverkkoyhtiöiden perusmaksujen suuruus on huomattavasti suurempi kuin kaupunkialueilla toimivien jakeluverkkoyhtiöiden kustannukset. Luvussa 2.1 todettiin kaupunkialueen ulkopuolisilla jakeluverkkoyhtiöillä olevan huomattavasti enemmän ylläpidettävää sähköverkkoa suhteessa asiakasmäärään, jolloin kustannukset ovat suurempia asiakkaille. Kustannuserot näkyvätkin selkeästi, kun verrataan jakeluverkkoyhtiöitä 4 ja 5 muihin yhtiöihin.

Vertailun perusteella käyttöpaikkojen aiheuttamia kustannuksia voidaan pitää merkittävinä osina kiinteistöjen sähköjärjestelmiin kohdistuvia kustannuksia. Tämä korostuu varsinkin useiden asuntojen kohteissa kuten esimerkiksi kerrostalokohteissa, joissa käyttöpaikkoja on huomattava määrä. Taulukossa 11 on esitetty käyttöpaikkojen osuus kokonaiskustannuksista ilman sähköliittymän kustannusta nykytilanteen osalta eri jakeluverkkoyhtiöiden välillä.

Laskelmissa on huomioitu seuraavat kustannuskomponentit:

- perusmaksu, pienjänniteteho, liittymäkoko >100 A, (€/kk)
- perusmaksu, pienjännite, liittymäkoko ≤100 A, (€/kk)
- sähkönmyyjän perusmaksu (€/kk)

*Taulukko 11. Vuosittaisten käyttöpaikkojen verkkopalvelutuotteiden ja sähkönmyyntituotteiden perusmaksujen osuus tarkastelujakson kokonaiskustannuksista*

| **Jakeluverkkoyhtiö** | **1** | **2** | **3** | **4** | **5** | **6** |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Kokonaiskustannukset (€) | 227 882 | 200 634 | 248 941 | 283 074 | 328 443 | 227 376 |
| Vuotuiset käyttöpaikkojen kustannukset (€/a) | 13 989 | 12 941 | 18 122 | 36 886 | 56 546 | 20 629 |
| Vuotuisten käyttöpaikkojen osuus kokonaiskustannuksista (%) | 6,1 | 6,5 | 7,3 | 13,0 | 17,2 | 9,1 |

Käyttöpaikkojen vuotuiset kustannukset ovat 6,1–9,1 % välillä kaupunkikohtaisilla jakeluverkkoyhtiöillä. Jakeluverkkoyhtiöillä, jotka keskittyvät maantieteellisesti laajoihin alueisiin kaupungeista maaseuduille, perusmaksujen osuus voi olla yli 17 % tarkastelujakson kokonaiskustannuksista.

## 4.2 Tapaus 1: Energiayhteisö

Energiayhteisö tapauksessa tarkastellaan energiayhteisön kustannusvaikutuksia nykytilanteen mukaisiin sähköenergian käytön kustannuksiin. Taulukossa 12 on esitetty käyttöpaikkojen perusmaksujen kustannuksia, jos taloyhtiöt siirtyisivät taloyhtiön takamittaroituun energiayhteisöön eli jokaiseen taloyhtiöön tulisi ainoastaan yksi jakeluverkonhaltijan laskutusmittari ja muut sähköenergian mittaukset toteutettaisiin alamittauksina.

Laskelmissa on huomioitu seuraavat kustannuskomponentit:

- perusmaksu, pienjänniteteho, liittymäkoko >100 A, (€/kk)
- perusmaksu, pienjännite, liittymäkoko ≤100 A, (€/kk)
- sähkönmyyjän perusmaksu (€/kk)

Taloyhtiöiden sisäisessä energiayhteisössä tulee huomioida myös kaikkia kiinteistöjä palvelevat kokonaisuudet. Pysäköintihalli tai kylmävesiasemat tulee käsitellä omina käyttöpaikkoinaan. Lisäksi olisi huomioitava, että käytettävän verkkopalvelutuotteen perusmaksu vaihtelee yhtiöittäin käytettävän sulakekoon mukaan.

*Taulukko 12. Vuosittaiset verkkopalvelutuotteiden ja sähkönmyyntituotteiden yhteenlasketut perusmaksut taloyhtiöiden energiayhteisössä*

| **Jakeluverkkoyhtiö** | **1** | **2** | **3** | **4** | **5** | **6** |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Taloyhtiö A (€) | 452 | 587 | 775 | 944 | 947 | 2 996 |
| Taloyhtiö B (€) | 452 | 587 | 775 | 944 | 947 | 2 996 |
| Taloyhtiö C (€) | 452 | 587 | 775 | 944 | 947 | 2 996 |
| Taloyhtiö D (€) | 452 | 587 | 775 | 944 | 947 | 2 996 |
| Pysäköintihalli (€) | 452 | 587 | 775 | 944 | 947 | 794 |
| Kylmävesiasema (€) | 452 | 587 | 775 | 944 | 947 | 794 |
| SPOK (€) | 127 | 126 | 138 | 1725 | 1 243 | 429 |
| Yhteensä (€/a) | 2 836 | 3 649 | 4 790 | 7 389 | 6 928 | 14 001 |

Taulukosta voidaan havaita, että perusmaksut ovat tuhansia euroja vuodessa, mutta erityisesti jakeluverkonhaltijan 6 kustannukset ovat huomattavasti suuremmat muihin jakeluverkkoyhtiöihin verrattaessa. Syynä on kyseisen jakeluverkonhaltijan 6 pienjännitetehotariffin perusmaksun suuruus, joka on huomattavasti kalliimpi kuin muilla.

Taloyhtiöiden sisäisten energiayhteisöjen avulla saavutettavat säästöt nykytilanteen kustannuksiin on esitetty taulukossa 13. Tutkimuskohteessa taloyhtiöiden sisäisillä energiayhteisöillä voitaisiin säästää kymmeniä tuhansia euroja nykyisillä hinnoitteluperiaatteilla. Kustannussäästöt olisivat entistä suuremmat, jos kohde sijaitsisi muualla kuin pääkaupunkiseudulla. Esimerkiksi energiayhteisön säästö jakeluverkonhaltijan 5 verkkoalueella olisi lähes 50 000 €.

*Taulukko 13. Vuotuiset säästöt verkkopalvelutuotteiden ja sähkönmyyntituotteiden perusmaksuista taloyhtiöiden yhteisessä energiayhteisössä*

| **Jakeluverkkoyhtiö** | **1** | **2** | **3** | **4** | **5** | **6** |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Taloyhtiö A (€) | 4 402 | 3 743 | 5 417 | 11 547 | 19 176 | 2 370 |
| Taloyhtiö B (€) | 2 273 | 1 872 | 2 664 | 6 042 | 10 238 | 27 |
| Taloyhtiö C (€) | 2 273 | 1 872 | 2 664 | 6 042 | 10 238 | 27 |
| Taloyhtiö D (€) | 2 206 | 1 806 | 2 586 | 5 865 | 9 965 | 91 |
| Pysäköintihalli (€) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 202 |
| Kylmävesiasema (€) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 202 |
| SPOK (€) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Säästö yhteensä (€/a) | 11 153 | 9 292 | 13 331 | 29 497 | 49 618 | 6 628 |

Jos kaikki kiinteistöllä sijaitsevat taloyhtiöt muodostaisivat yhteisen takamittaroidun energiayhteisön, jolloin kiinteistöllä olisi ainoastaan yksi jakeluverkonhaltijan käyttöpaikka, kustannussäästöt olisivat vielä merkittävämmät, sillä mukaan tulee pientehojännitesiirron edullisempi sähköenergian siirtohinta. Huomioitavaa on se, että pienjännitetehosiirrossa tulee mukaan tehomaksut, jolloin verkkopalvelutuotteiden kustannukset osaltaan nousevat.

Taulukossa 14 on esitetty kaikkien taloyhtiöiden yhteisen energiayhteisön kustannukset ja säästö alkuperäiseen tilanteeseen ilman sähköliittymän liityntäkustannusta, jonka kustannukset on esitetty taulukossa 9. Yhteisessä energiayhteisössä saman energiayhteisön alla on myös taloyhtiöiden asunnot, taloyhtiöiden kiinteistösähköt, sekä taloyhtiöitä palvelevat järjestelmät kuten autohalli ja kylmävesiasema.

Laskelmissa on huomioitu seuraavat kustannuskomponentit:

- jakeluverkkoyhtiön perusmaksu, pienjänniteteho, >100A, (€/kk)
- sähkönmyyjän perusmaksu (€/kk)
- sähkönmyyjän marginaali (c/kWh)
- sähköenergia (c/kWh)
- tehomaksu (€/kW)
- jakeluverkonhaltijan siirtomaksu, pienjänniteteho (c/kWh)
- arvonlisävero, sähkövero ja huoltovarmuusmaksu (c/kWh)

*Taulukko 14. Taloyhtiöiden yhteisen energiayhteisön aiheuttamat kustannukset vuositasolla ja kustannussäästöt nykytilanteeseen verrattuna*

| **Jakeluverkkoyhtiö** | **1** | **2** | **3** | **4** | **5** | **6** |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Nykytilanteen kokonaiskustannukset (€) | 227 882 | 200 634 | 248 941 | 283 074 | 328 443 | 227 376 |
| Kustannukset 2023 (€) | 47 111 | 43 190 | 41 619 | 54 934 | 54 433 | 44 661 |
| Kustannukset 2024 (€) | 45 377 | 41 514 | 39 709 | 54 582 | 53 775 | 43 073 |
| Yhdistetyt kustannukset 2023–2024 (€) | 92 488 | 84 704 | 81 328 | 109 165 | 108 208 | 87 734 |
| Säästö nykytilanteeseen (€) | 135 394 | 115 930 | 167 613 | 173 908 | 220 234 | 139 642 |

Jakeluverkonhaltijan käyttöpaikkojen perusmaksujen määrä laskee huomattavasti, sekä siirtokustannukset ovat alhaisempia pienjänniteteho verkkopalvelutuotteen myötä. Kustannukset ovat täten merkittävästi alhaisemmat, jos tutkimuskohde olisi toteutettu taka-

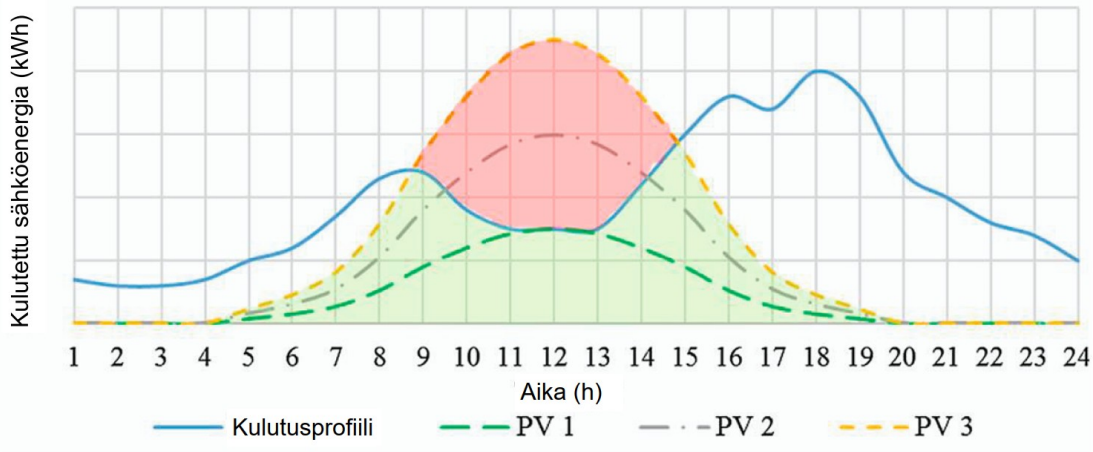
mittaroituna energiayhteisönä. Energiayhteisön säästökustannukset olisivat useita kymmeniätuhansia euroja vuodessa verrattuna nykytilanteeseen, jossa käyttöpaikkoja on 168 kappaletta ja pelkkien perusmaksujenkin osuus on tuhansia euroja.

## 4.3 Tapaus 2: Aurinkovoimala

Kohteeseen ei ole suunniteltu aurinkovoimalan mitoituksia tai toteutusvaihtoehtoja rakennusaikana. Tutkimuskohteen rakennusten vesikatot ovat tasakattoisia, eli aurinkopaneelien sijoitus aurinkovoimalaa varten on toteutuskelpoinen. Vesikatoilla sijaitsee useita ilmanvaihtojärjestelmään kuuluvia läpivientejä ja laitteita, joten aurinkopaneelikenttää ei saada toteutettua ideaalisti tasariveihin.

Koskelan väitöstutkimuksen mukaan aurinkovoimalan mitoitus voidaan mitoittaa normaalitilanteesta, jopa kaksinkertaiseen kokoon, jos kyseessä on energiayhteisö. [48] Koskelan mukaan aurinkovoimalan mitoitus on taloudellisin tehdä siten, että osa tuotetusta sähköenergiasta myydään sähköverkkoon. Tutkimuksessa on laadittu kuva 13 optimaalisesta aurinkovoimalan tuotannosta suhteessa kulutusprofiiliin.

Kuvaajassa on kolme eri tapausta, jossa PV 1 tapauksessa aurinkovoimalan tuotantoa ei myydä sähköverkkoon, mutta tuotannon ja kulutuksen erotus joudutaan ostamaan sähköverkosta. PV 2 tapauksessa valtaosa tuotetusta energiasta saadaan hyödynnettyä, mutta osa sähköenergiasta joudutaan myymään takaisin sähköverkkoon, koska kulutusprofiilin mukaisesti kulutusta ei ole keskipäivän aikaan. Tapauksessa PV 3 taas voimalaitoksen koko on suurin, mutta valtaosa tuotetusta sähköenergiasta myydään sähköverkkoon.




*Kuva 13. Aurinkovoimalan tuotannot eri kokoluokissa muokattu lähteestä [48]*

Tutkimuskohteen tapauksessa aurinkovoimalan mitoitus on tehty ajatellen takamittaroitua energiayhteisöä. Tavoitteena on saada mahdollisimman suuri määrä aurinkopaneeleja asennettua vesikatolle. Tavanomaisesti mitoituksen tavoitteena olisi kattaa ainoastaan kiinteistösähkön osuus tuotetulla energialla.

Kuvassa 14 on esitetty eräs mahdollinen aurinkopaneelien sijoittelu rakennusten katoille. Aurinkopaneelien sijoittelu on viitteellinen ja todellisuudessa aurinkopaneelien sijoittelu voi muuttua merkittävästi käytettävien aurinkopaneelien mukaan. Järjestelmän nimellistehona tilanteessa on pidetty 150 kWp, joka on saavutettu 270 aurinkopaneelilla. Paneelit on asennettu 35 asteen kulmaan tasakatolla atsimuutin ollessa 0 astetta. Aurinkopaneelien sijoittelun havainnollistamiseen on hyödynnetty IBC Solar-palvelun sijoittelutyökalua [39].

*Kuva 14. Kuvitteellinen 150kWp aurinkovoimalan paneelisijoittelu tutkimuskohteessa IBC Solar-ohjelmistolla [39]*

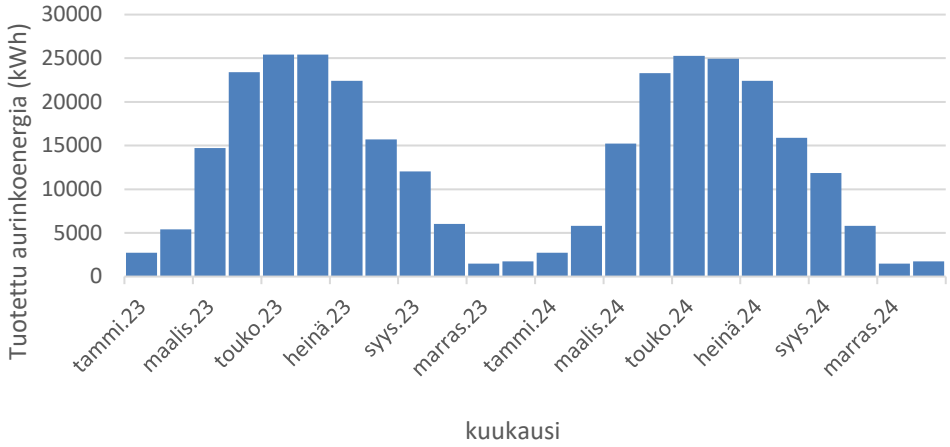
Aurinkovoimalan tuotannossa on otettu huomioon jokaisena tutkimusjakson tunnin aikana saavutettu aurinkosäteilyn voimakkuus. Auringonsäteilyn voimakuudet on kerätty Euroopan komission aurinkosäteilypalvelusta PVGIS vuodelta 2023, jota on käytetty tarkastelujaksolle 2023–2024. [40]

Käytettävät parametrit laskelmissa olivat:

- Tietokanta PGIS-SARAH3
- Paneelityyppi kristallipiikide
- Järjestelmän teho 150 kWp

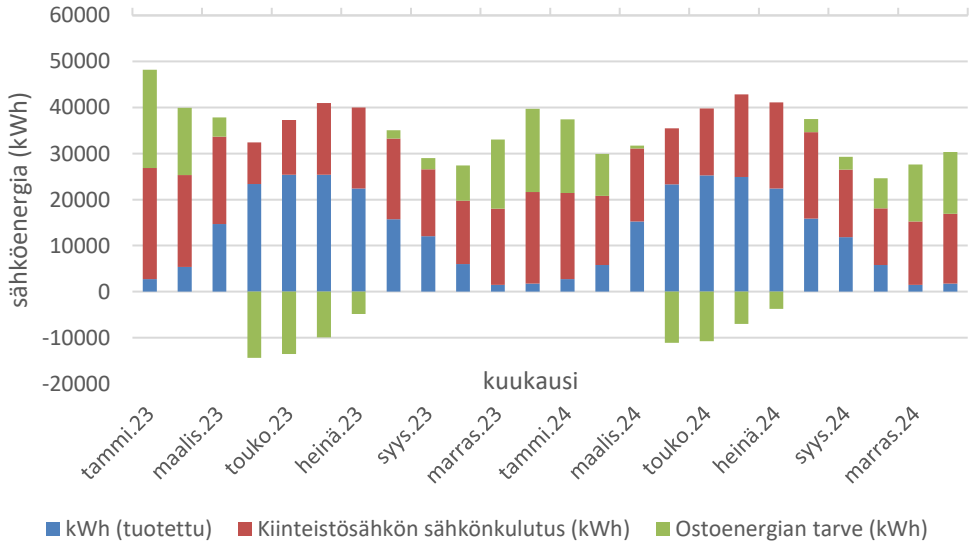
- Järjestelmähäviö 14 %
- Asennuskulma 35
- Ilmansuunta etelä

Kuvassa 15 on esitetty PVGIS laskelman tulokset ja kohteen kuukausittaiset aurinkovoimalan tuotantomäärät edellä mainittujen parametrien mukaan.




*Kuva 15. 150 kWp aurinkovoimalaitoksen tuotantomäärät 2023–2024*

Kuvassa 16 on esitetty tuotetun sähköenergian, kulutetun sähköenergian ja ostetun sähköenergian määrät, kun aurinkovoimalan kooksi on määritelty 150 kWp ja huomioon on otettu kiinteistön sähkönkulutukset eli kaikki muut käyttöpaikat pois lukien asuntojen käyttöpaikat.




*Kuva 16. 150 kWp aurinkovoimalaitoksen tuotantomäärät tutkimusjaksolla ja ostoenergian tarve ilman asuntojen sähkönkulutusta*

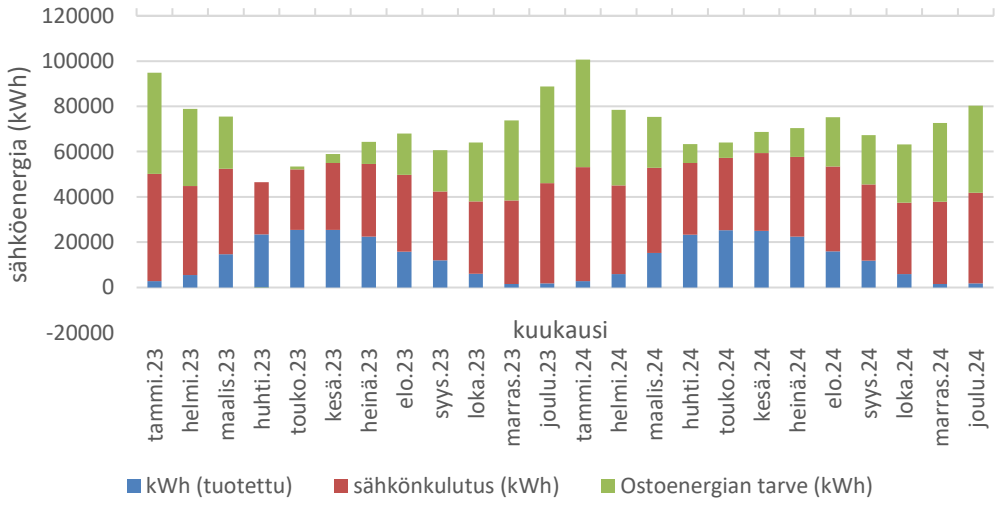
Kuvan 16 mukaisesti aurinkovoimalaan pohjautuvia omavaraisia kuukausia olisi olleet vuonna 2023 huhti-, touko-, kesä- ja heinäkuu. Vuonna 2024 olisi huhti-, touko-, kesä- ja elokuu olleet omavaraisia tuotantokuukausia. Yhteensä 9 kuukautta tarkastelujakson 24 kuukaudesta olisi ollut omavaraisia.

Ilman asuntojen osuutta tuotannossa on ylituotantoa, jolloin sähköenergia myytäisiin sähköverkkoon. Ylituotannon avulla voidaan selvittää aurinkovoimalan omakäyttöaste kaavan 1 mukaan, jossa $E_T$ on tuotettu sähköenergia ja $E_{YT}$ on ylijäämä tuotetusta sähköenergiasta, joka myydään sähköverkkoon.

$$\text{Omakäyttöaste} = \frac{(E_T - E_{Yt})}{E_T} \cdot 100 \quad (1)$$
$$= \frac{313\ MWh - 52\ MWh}{313\ MWh} \cdot 100$$
$$= 83{,}6\ \%$$

Omakäyttöaste aurinkovoimalalla olisi 83,6 % ilman asuntojen osuutta. Omakäyttöaste tarkoittaa, kuinka paljon tuotetusta sähköenergiasta voidaan hyödyntää omaan käyttöön. Vaihtoehtoisesti käytössä voisi olla erillinen sähköenergian varasto kuten esimerkiksi akkuvarasto, josta ylijäämätuotantoa pystyttäisiin hyödyntämään myöhemmin.

Kuvassa 17 on esitetty ostoenergian tarve, kun tarkasteluun on otettu mukaan myös asuntojen kuluttama sähköenergia, jolloin aurinkovoimalaa pystytään hyödyntämään energiayhteisössä.




*Kuva 17. 150 kWp aurinkovoimalaitoksen tuotantomäärät tutkimusjaksolla ja ostoenergian tarve asuntojen sähkönkulutuksella*

Kuvasta 17 havaitaan, että omavaraisia kuukausia ei ole kuin yksi kuukausi tarkastelujaksolla, joka sijoittuu vuoden 2023 huhtikuulle. Tällöin vältytään sähköenergian myynniltä ja tuotettu sähköenergia saadaan hyödynnettyä omien kiinteistörajojen sisäpuolella. Omakäyttöaste aurinkovoimalalla, jonka tuotantoa hyödynnetään myös asuntojen sähkönkulutukseen, olisi kaavan 1 mukaisesti 99,9 %.

Kuvaajasta ja omakäyttöasteesta voidaan todeta, että kiinteistölle soveltuisi myös isompi kuin 150 kWp aurinkovoimala sähköenergian kulutuksen mukaan. Kattopinta-alaa ei ole käytettävissä enempää aurinkopaneeleille, mutta vaihtoehtoisesti vielä rakentamattomien rakennusten katolle tai läheisyyteen rakennetun erillisellä linjalla liitetyn aurinkovoimalan avulla olisi mahdollista toteuttaa laajennus.

Taulukossa 15 on esitetty eri jakeluverkkoyhtiöiden palvelualueella sijaitsevan aurinkovoimalan tuottaman sähköenergian merkitys kokonaiskustannuksiin, kun oletetaan kyseessä olevan taloyhtiöiden yhteinen aurinkovoimala. Laskelmissa on huomioitu seuraavasti kustannuskomponentit, muttei myyntiä sähköverkkoon:

- säästetty sähköenergian hinta kulloiseltakin tunnilta c/kWh
- sähkönmyyjän marginaali c/kWh
- jakeluverkonhaltijan siirtomaksu c/kWh
- tehomaksu €/kk
- arvonlisävero, sähkövero ja huoltovarmuusmaksu c/kWh

*Taulukko 15. Sähköenergian säästöt 150 kWp aurinkovoimalla vuosina 2023–2024*

| **Jakeluverkkoyhtiö** | **1** | **2** | **3** | **4** | **5** | **6** |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Kokonaiskustannukset (€) | 227 882 | 200 634 | 248 941 | 283 074 | 328 443 | 227 376 |
| Säästö 2023 (€) | 17 247 | 17 437 | 17 777 | 21 408 | 20 775 | 17 589 |
| Säästö 2024 (€) | 15 631 | 15 823 | 16 163 | 19 794 | 19 162 | 15 975 |
| Kokonaissäästö (€) | 32 878 | 33 261 | 33 940 | 41 201 | 39 937 | 33 564 |
| Säästö (%) | 14,4 | 16,6 | 13,6 | 14,6 | 12,2 | 14,8 |

Aurinkovoimalalla ei ole suurta merkitystä tehomaksun suuruuteen tutkimuskohteessa. Tehomaksu (€/kW) määritettiin verkkopalvelutuotteena pääsääntöisesti kuukauden huipputehon mukaan. Tutkimuskohteessa tutkimusjakson huipputehot sijoittuivat pääsääntöisesti kello 18:00 – 21:00 välille. Aurinkovoimalan tuotannon huipputehot olisivat merkittävästi laskeneet laskutettavan huipputehon määrää, jos kiinteistön muodostamat

huipputehot muodostuisivat aikavälillä 8:00 – 17:00, kun aurinkovoimalan tuotantomäärät ovat suurimmillaan. Taulukossa 16 on esitetty kuukausittaiset huipputehot, aurinkovoimalan tuotannon huipputeho ja aurinkovoimalan tuotannot huipputehon mittaushetkellä. Korostettuna kulutuksen- ja tuotannon huipputehot.

*Taulukko 16. Aurinkovoimalan tuotantotehot ja tuotanto kuukausittaisten huippukuormitusten hetkellä*

| Kuukausi ja vuosi | Kuukauden mitattu huippukuormitus (kW) | Huippukuormituksen aikainen tuotanto (kW) | Kuukauden huippu tuotantoteho (kW) |
|---|---|---|---|
| Tammikuu 2023 | 143 | 0 | 76 |
| Helmikuu 2023 | 151 | 0 | 92 |
| Maaliskuu 2023 | 132 | 0 | 122 |
| Huhtikuu 2023 | 68 | 0 | 130 |
| **Toukokuu 2023** | 67 | 0 | **133** |
| Kesäkuu 2023 | 67 | 3 | 125 |
| Heinäkuu 2023 | 75 | 3 | 122 |
| Elokuu 2023 | 78 | 5 | 114 |
| Syyskuu 2023 | 76 | 0 | 113 |
| Lokakuu 2023 | 94 | 0 | 94 |
| Marraskuu 2023 | 142 | 0 | 59 |
| Joulukuu 2023 | 148 | 0 | 70 |
| Tammikuu 2024 | 169 | 0 | 76 |
| Helmikuu 2024 | 162 | 0 | 100 |
| **Maaliskuu 2024** | **175** | 0 | 122 |
| Huhtikuu 2024 | 157 | 0 | 130 |
| **Toukokuu 2024** | 74 | 2 | **133** |
| Kesäkuu 2024 | 77 | 9 | 125 |
| Heinäkuu 2024 | 80 | 5 | 122 |
| Elokuu 2024 | 90 | 1 | 114 |
| Syyskuu 2024 | 82 | 0 | 113 |
| Lokakuu 2024 | 95 | 0 | 94 |
| Marraskuu 2024 | 172 | 0 | 59 |
| Joulukuu 2024 | 120 | 0 | 70 |

Aurinkovoimalla saavutettu säästöprosentti on kaikkien jakeluverkkoyhtiöiden palvelualueella samaa suuruusluokkaa. Tarkastelussa ei ole otettu huomioon aurinkosäteilyn eroavaisuuksia eri jakeluverkkoyhtiöiden alueella, vaan mittaustiedot ovat peräisin pääkaupunkiseudulta.

Kuvaajia tarkasteltaessa kannattavampi vaihtoehto tutkimuskohteessa olisi täyttää kaikkien käyttöpaikkojen sähkön kysyntä aurinkovoimalla eikä vain osaa. Täten vältetään sähköenergian myyntiä sähköverkkoon ja hyödynnetään suurin osuus tuotetusta energiasta omaan käyttöön.

Aurinkovoimalan kustannukseksi oletetaan 1260 €/kWp, joka sisältää aurinkopaneelien, työn ja taustajärjestelmien kustannukset. Tällöin 150 kWp aurinkovoimalan kokonaiskustannus olisi karkeasti noin 190 000 €.

## 4.4 Tapaus 3: Energiayhteisön ja aurinkovoimalan yhteisvaikutus

Kolmannessa tapauksessa tutkittiin aikaisempien tapauksien yhteisvaikutusta kustannuksiin. Aurinkovoimalan tuottama sähköenergia saadaan hyödynnettyä kustannustehokkaammin, jos taloyhtiöt muodostavat takamittaroidun energiayhteisön hyvityslaskennan sijaan.

Tapauksessa energiayhteisö tarkasteltiin eri energiayhteisöjen toteutustapojen kustannusvaikutuksia kokonaiskustannuksiin ja aurinkovoimalatapauksessa laskettiin kustannussäästöt sähköenergian ja sähköverkkopalvelumaksujen osalta. Tässä tapauksessa yhdistetään molempien tapauksien periaatteet.

Taloyhtiöt muodostavat yhden yhteisen takamittaroidun energiayhteisön, jossa hyödynnetään aurinkovoimalla tuotettua sähköenergiaa myös asuntojen sähkönkulutukseen. Energiayhteisön perustamisesta tulee kustannussäästöjä jakeluverkkoyhtiöiden edullisemmista verkkopalvelutuotteista ja sähkönmyyjän perusmaksujen vähentymisestä. Aurinkovoimalla saadaan vähennettyä ostoenergian tarvetta, jolloin saavutetaan kustannussäästöjä sähköenergiasta arvonlisäveroineen, sähköenergian siirrosta ja sähköverosta.

Taulukossa 17 on käsitelty eri jakeluverkkoyhtiöiden palvelualueella muodostuneet kokonaissäästöt, jos tutkimuskohde olisi toteutettu 150 kWp aurinkovoimalalla ja kaikkien kiinteistöjen rakennusten muodostamalla yhteisellä energiayhteisöllä.

Laskelmissa on huomioitu seuraavasti kustannuskomponentit:

- tuotetun sähköenergian säästö kulloiseltakin tunnilta c/kWh
- sähkönmyyjän marginaali c/kWh
- sähkönmyyjän perusmaksu €/kk
- sähköenergia (c/kWh)
- jakeluverkonhaltijan siirtomaksu c/kWh
- jakeluverkonhaltijan perusmaksu €/kk
- arvonlisävero, sähkövero ja huoltovarmuusmaksu c/kWh

*Taulukko 17. Taloyhtiöiden sisäisen energiayhteisön kustannukset ja säästöt 150 kWp aurinkovoimalalla*

| Jakeluverkkoyhtiö | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Nykytilanteen kokonaiskustannukset (€) | 227 882 | 200 634 | 248 941 | 283 074 | 328 443 | 227 376 |
| Aurinkovoimalan säästö 2023 (€) | 17 247 | 17 437 | 17 777 | 21 408 | 20 775 | 17 589 |
| Aurinkovoimalan säästö 2024 (€) | 15 631 | 15 823 | 16 163 | 19 794 | 19 162 | 15 975 |
| Aurinkovoimalan kokonaissäästöt (€) | 32 878 | 33 261 | 33 940 | 41 201 | 39 937 | 33 564 |
| Energiayhteisön kustannukset 2023 (€) | 47 111 | 43 190 | 41 619 | 54 934 | 54 433 | 44 661 |
| Energiayhteisön kustannukset 2024 (€) | 45 377 | 41 514 | 39 709 | 54 582 | 53 775 | 43 073 |
| Energiayhteisön kokonaissäästöt (€) | 135 394 | 115 930 | 167 613 | 173 908 | 220 234 | 139 642 |
| Kokonaissäästöt (€) | 168 272 | 149 191 | 201 553 | 215 109 | 260 171 | 173 206 |

Taulukon mukaan kaikkien jakeluverkkoyhtiöiden palvelualueella aurinkovoimalalla ja energiayhteisöllä saavutettavat säästöt ovat erittäin merkittävät. Kokonaissäästöt ovat huomattavasti suuremmat jakeluverkkoyhtiöille 4 ja 5, jotka sijaitsevat suurten kaupunkien ympäryskunnissa tai maaseudulla, jolloin perusmaksujen osuus verkkopalvelumaksuista on merkittävästi suurempi kuin kaupungissa toimivilla jakeluverkkoyhtiöillä. Myös pienjännitetehosiirto-verkkopalvelutuotteen edullisemmat sähköenergian siirtohinnat veroineen kumuloituvat verrattuna pienjännite-verkkopalvelutuotteen siirtohintoihin, vaikka tehomaksut sisällytetään kustannuksiin pienjännitetehosiirrossa.

## 4.5 Tapaus 4: Kulutusprofiilin mukainen sähköliittymä

Neljännessä tapauksessa tutkittiin nykytilanteen kulutustietojen avulla tutkimuskohteen sähköliittymän mitoitusperiaatetta ja mahdollisia vaihtoehtoisia liittymäkokoja, joilla olisi ollut mahdollista saavuttaa kustannussäästöjä jo rakennusvaiheessa.

Sähköliittymä tutkimuskohteeseen oli toteutettu 1000 A pienjänniteliittymänä, joka on usein suurin mahdollinen vaihtoehto, jota jakeluverkkoyhtiöt tarjoavat pienjänniteliittymäpuolella. Pienjänniteliittymien liityntäkustannukset vaihtelevat jakeluverkkoyhtiöittäin ja jokaisella on omat hinnoitteluperiaatteet pienjänniteliittymille. Valtaosa jakeluverkkoyhtiöistä tarjoaa kiinteitä hintoja tiettyyn pienjänniteliittymän kokoon asti, jonka jälkeen suurempien sähköliittymien hinnoittelu tapahtuu sähköliittymän koon mukaan euroa per ampeeri (€/A) ja sitä suuremmat liittymät toteutetaan yleensä keskijänniteliittyminä.

Suurissa pienjänniteliittymissä on mahdollista, että paikallisen jakeluverkkoyhtiön pienjänniteverkossa tai keskijänniteverkossa ei ole kapasiteettia hyvin suurelle sähköliittymälle. Jos sähköverkossa ei ole tarpeeksi kapasiteettia, voi paikallinen jakeluverkkoyhtiö vaatia muuntamotilaa rakennettavasta rakennuksesta, johon jakeluverkkoyhtiö rakentaa keskijännitemuuntamon kojeistoineen uutta sähköliittymää varten.

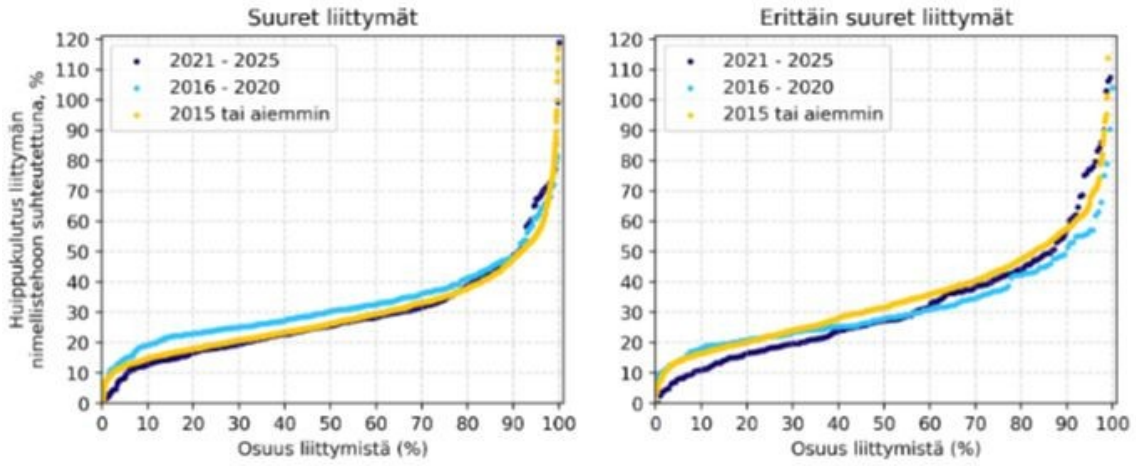
On tavanomaista, että suurissa kerrostalokohteissa muuntamotila rakennetaan kerrostalojen yhteyteen, joka puolestaan tarkoittaa vähemmän hyötyneliöitä rakennuksen käyttöön, mutta jakeluverkkoyhtiö maksaa nimellistä vuokraa muuntajatilan käytöstä muuntamotilan omistajalle esimerkiksi taloyhtiölle.

Tutkimuskohteen sähköliittymän maksimikuormitus $P_{max}$ voidaan selvittää kaavalla 2, jossa $U$ on jännite, $I$ sähköliittymän koko ampeereissa ja $\varphi$ tehokerroin, jonka oletetaan olevan 0,95.

$$\begin{aligned} P_{max} &= U \cdot \sqrt{3} \cdot I \cdot \varphi \\ &= 400\ \mathrm{V} \cdot \sqrt{3} \cdot 1000\ \mathrm{A} \cdot 0\,,95 \\ &= 658179\ W \\ &\approx 660\ \mathrm{k}W \end{aligned} \tag{2}$$

Taulukon 6 mukaisesti sähköliittymän suurin mitattu huipputeho on ollut 175,3 kW ja keskiteho 48,6 kW. Vertaamalla mitattuja maksimitehoja ja laskennallisesti sähköliittymän maksimikuormitusta voidaan todeta, että nykyinen sähköliittymä on ylimitoitettu kohteeseen. Huomionarvoista on toki se, että tontille on varauduttu rakentamaan kaksi lisärakennusta, mutta pelkästään nämä eivät riitä nostamaan kuormitusta lähelle maksimikuormitusta, jos rakennettavien rakennusten sähkönkulutusprofiili vastaa kerrostalojen sähkönkulutusprofiilia.

Sähköliittymän ylimitoitusta tukee myös Helen Sähköverkkojen johtavan asiantuntijan Mika Loukkalahden julkaisu liittyen Helsingissä myönnettyihin pienjänniteliittymiin. Loukkalahden mukaan suurten pienjänniteliittymien 100 A – 1000 A liittymien mediaanihuipputeho on vain 25–30 % liittymän koosta ja täten liittymäkokoja voisi jopa puolittaa. [4] Loukkalahti on esittänyt kuvassa 18 Helen jakeluverkkoyhtiön suurten < 100 A ja erittäin suurten 100 A–1000 A pienjänniteliittymien ylimitoitusten osuudet liittymistä.




*Kuva 18. Suurten- ja erittäin suurten liittymien ylimitoituksen osuus sähköliittymistä [4]*

Tutkimuskohteen mitattu huipputeho vastaa Loukkalahden toteamusta ylimitoitetuista pienjänniteliittymistä, sillä mitattu huipputeho 175 kW on ainoastaan 26,56 % liittymän koosta 660 kW. Mitatun maksimitehon perusteella voidaan selvittää karkeasti soveltuva sähköliittymän koko kaavalla 3, kun suurin mitattu huipputeho $P_{mitattu}$ on 175,3 kW.

$$I = \frac{P_{mitattu}}{U \cdot \sqrt{3}} = \frac{175{,}3\ \text{kW}}{400\ \text{V} \cdot \sqrt{3}} = 253\ \text{A} \tag{3}$$

Sähkösuunnittelijat määrittelevät kohteiden käytettävät liittymäkoot mitoittamalla liittymät arvioitujen tehotietojen pohjalta siten, että pahimmassakin tapauksessa rakennusten huipputeho ei ylitä sähköliittymän huipputehoa. Sähköalan ammattilaisille suunnattu Sähköinfo ry on luonut Suomen ja Euroopan alueella käytettävien sähköstandardien pohjalta sähkötietokortistoja, joissa käsitellään määräyksiä ja standardeja eri sähköteknisten järjestelmien osalta. Sähkötietokortissa ST 13.31 ”Rakennuksen sähköverkon ja pienjänniteliittymän mitoittaminen” käsitellään pienjänniteliittymien mitoitusperiaatteita [49].

ST-kortiston mukaan kiinteistön kuluttama sähköteho ei saa minään hetkenä ylittää sähköliittymän nimellistehoa minään kestoaikana [49]. Täten tutkimuskohteeseen tulisi valita suurempi sähköliittymä kuin 250 A. Sähköliittymässä tulisi olla tehokapasiteettiä myös mahdollisten tehopiikkien varalle, sekä myöskin tuleville sähköjärjestelmän muutoksille

kuten esimerkiksi energiaremontti, jossa siirrytään kaukolämpöjärjestelmästä maalämpöjärjestelmään. Tämä kasvattaa sähköliittymän kapasiteetin tarvetta huomattavasti maalämpöjärjestelmän sähkökattiloiden vuoksi.

Taulukossa 18 on esitetty vaihtoehtoisten sähköliittymien liittymiskustannukset eri jakeluverkkoyhtiöillä. Vertailtaviksi liittymäkoiksi on otettu laskennallisesti saavutetusta 250A liittymästä seuraavat kolme yleisintä sähköliittymän kokoa ja niitä verrataan kohteeseen toteutettuun 1000 A sähköliittymään.

Valtaosalla jakeluverkkoyhtiöistä sähköliittymän kustannukset muuttuvat kiinteään (€/A) hinnoitteluun tietyn ampeerikoon jälkeen. Taulukossa 18 olevat jakeluverkkoyhtiöt 2 ja 6 ovat ainoat, joilla on erillinen hinta 1000 A sähköliittymään asti, muilla hinnoittelu toteutetaan edellä mainitun €/A mukaisesti.

*Taulukko 18. Vaihtoehtoisten sähköliittymien kustannukset verrattuna alkuperäiseen sähköliittymään huom. jakeluverkkoyhtiöllä 2 raja on 480 A, ei 500 A liittymää. [38–42]*

| **Jakeluverkko-yhtiö** | **1** | **2** | **3** | **4** | **5** | **6** |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 320 A (€) | 16 064 | 18 448 | 19 434 | 34 006 | 25 824 | 17 083 |
| 400 A (€) | 20 080 | 23 092 | 24 292 | 42 508 | 32 280 | 20 005 |
| **500 A (€)** | **25 100** | **27 711** | **30 365** | **53 135** | **40 350** | **28 423** |
| 1000 A (€) | 50 200 | 57 730 | 60 730 | 106 270 | 80 700 | 48 750 |
| Säästö (€) | 25 100 | 30 019 | 30 365 | 53 135 | 40 350 | 20 327 |

Taulukon mukaisesti kustannusero sähköliittymien kohdalla on kymmeniä tuhansia euroja, kun verrataan nykytilanteen 1000 A sähköliittymän kustannusta vaihtoehtoisiin sähköliittymiin 320 A – 500 A. Sähköliittymän kustannukset nousevat varsinkin jakeluverkkoyhtiöiden 4 ja 5 alueilla. Tutkimuskohteessa olisi voitu saada aikaan kustannussäästöjä mitoittamalla sähköliittymää tarkemmin, mutta tarkan arvion laatiminen on haastavaa ilman tarkempia mitoitustietoja.

# 5. TULOSTEN YHTEENVETO JA ARVIOINTI

Työn tavoitteena oli selvittää pääkaupunkiseudulla sijaitsevan usean erillisen taloyhtiön muodostaman kiinteistön kustannuksia eri jakeluverkkoyhtiöiden alueella. Työssä otettiin huomioon myös tapauksia ja kuinka ne vaikuttivat kustannuksiin eri jakeluverkkoyhtiöiden alueilla.

Tapaukset olivat seuraavanlaiset:

1. Energiayhteisön merkitys kustannuksiin
2. Aurinkovoimalan merkitys kustannuksiin
3. Aurinkovoimalan ja energiayhteisön yhteisvaikutus kustannuksiin
4. Sähköliittymän ylimitoituksen vaikutukset kustannuksiin

## 5.1 Tulosten analysointi

Tapauksien tulokset on kerätty taulukkoon 19. Tapauksien vaikutukset nykytilanteen kustannuksiin ovat kaikilla tutkimuksessa olevien jakeluverkkoyhtiöiden alueilla merkittäviä. Kustannusten eroavaisuudet korostuvat erityisesti tapauksissa 1, 3 ja 4 jakeluverkkoyhtiöiden 4 ja 5 välillä. Kyseiset jakeluverkkoyhtiöt toimivat pääasiallisesti maaseuduilla ja kaupunkien kehyskunnissa, joten heidän asiakkainansa on huomattava määrä pienjänniteasiakkaita. Laajan toimialueen takia pienjännitejakeluverkkoa on moninkertaisesti enemmän kuin muilla tutkimuksen jakeluverkkoyhtiöillä, jotka keskittyvät pelkästään kaupunkialueisiin. Tämän vuoksi kyseisten jakeluverkkoyhtiöiden verkkopalvelutuotteiden hinnat ovat merkittävästi korkeammat kuin 1, 2, 3 tai 6 jakeluverkkoyhtiöillä.

*Taulukko 19. Tapauksien säästöt koottu taulukoista 14,15,17 ja 18*

| **Sähköverkko yhtiö** / **Tapaus** | **1** | **2** | **3** | **4** | **5** | **6** |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Tapaus 1 (€) | 135 394 | 115 930 | 167 613 | 173 908 | 220 234 | 139 642 |
| Tapaus 2 (€) | 32 878 | 33 261 | 33 940 | 41 201 | 39 937 | 33 564 |
| Tapaus 3 (€) | 168 272 | 149 191 | 201 553 | 215 109 | 260 171 | 173 206 |
| Tapaus 4 (€) | 25 100 | 30 019 | 30 365 | 53 135 | 40 350 | 20 327 |

Tapauksen 1 tulosten mukaan jakeluverkkoyhtiöiden verkkopalvelutuotteiden osuus on merkittävä. Tämän vuoksi takamittaroidut energiayhteisöt voivat olla merkittävän kustan-

nustehokas ratkaisu isojen taloyhtiöiden keskuudessa, joissa on tyypillisesti useita kymmeniä, ellei satoja jakeluverkonhaltijan laskutusmittareita. Energiayhteisöllä saavutetut säästöt eivät suoranaisesti näy yhteisön osakkaille yhtä merkittävästi kuin tuloksissa käsiteltynä, sillä aikaisemmin jokainen osakas vastasi omista verkkopalvelumaksuista ja sähkösopimuksista. Energiayhteisöllä kustannusten keventyminen ja merkitys näkyisi vastikemaksuissa, joilla katetaan kiinteistön yhteisten sähköjärjestelmien sähkön kustannuksia kuten yleisemmässä vesimaksuennakossa.

Takamittaroitujen energiayhteisöjen perustaminen olisi taloudellisesti järkevää jokaisen jakeluverkonhaltijan palvelualueella, mutta varsinkin maakunnissa sijaitsevien alueella kuten yhtiöissä 4 ja 5. Jakeluverkkoyhtiöiden 4 ja 5 verkkopalvelujen perusmaksut ovat huomattavasti kalliimpia verrattuna muiden jakeluverkkoyhtiöiden perusmaksuihin, jolloin energiayhteisön merkitystä olisi hyvä tarkastella, vaikka kyseessä ei olisi tutkimuskohteen suuruinen kohde.

Toisaalta useiden rakennusten tai useiden satojen osakkaiden taloyhtiöitä on vähemmän maaseuduilla tai niiden kasvukeskuksien alueilla kuin suurten kaupunkien alueilla. Tällöin energiayhteisöjen kannattavuus tulisi tarkastella tapauskohtaisesti.

Tapauksessa 2 tarkasteltiin aurinkovoimalan vaikutusta. Tapauksessa aurinkovoimalan kokoa rajoitti asennuspinta-ala rakennusten katoilla. Kuten kohdassa 4.3 selvitettiin, taloudellisin aurinkovoimala on mitoitettu siten, sähköä tuotetaan myös myytäväksi takaisin sähköverkkoon. Tapauksen aurinkovoimalalla saatiin tarkastelujaksolle yksi omavarainen kuukausi vuonna 2024, eli aurinkovoimalan mitoitus oli omakäyttöön soveltuva. Suurempi aurinkovoimala olisi mahdollistanut suuremmat säästöt.

Merkittävimmät edut osakkaille saavutettaisiin, jos kiinteistöön muodostettaisiin tapauksen 3 mukainen yhdistelmä aurinkovoimalasta ja energiayhteisöstä. Aurinkovoimalan tuotannolla saataisiin vähennettyä huomattavasti ostoenergian tarvetta, joka vähentäisi sähkön siirrosta koituvia kustannuksia ja verojen osuutta. Energiayhteisön ollessa koko kiinteistön laajuinen vähentyisi verkkopalvelumaksujen määrä huomattavasti, jolloin yhdistettynä aurinkovoimalaan säästöt osakkaille olisivat merkittäviä. Energiayhteisön tapauksessa asukkailta voitaisiin veloittaa ennakkoon sähkövastiketta vesiennakon tavoin, joka tasataan kerran vuodessa todellisen kulutuksen mukaan.

Tampereen korkeakoulujen yhteisessä tutkimuksessa vuonna 2024 tutkittiin aurinkovoimalan ja energiayhteisöjen merkitystä taloyhtiössä, joka koostui useasta kerrostalosta. Tutkimuskohteessa oli asuntoja 224 kappaletta ja 11 liikehuoneistoa. Tutkimuksessa simuloitiin 105 kWp aurinkovoimalan merkitystä eri energiayhteisömuotojen välillä vuoden

2020 hintatietojen ja aurinkosäteilytietojen pohjalta. Vertailu oli toteutettu tutkimuksessa hyvityslaskennan ja takamittaroidun energiayhteisön välillä. [50]

Tutkimuksen mukaan aurinkovoimalalla saavutetut säästöt olivat vuonna 2020 tutkimuskohteessa 8 555,92 € takamittaroidulla ratkaisulla. Vastaavanlaisesti paikallisen jakeluverkkoyhtiön kustannukset sisältäen perus-, teho- ja energian siirtomaksut olivat 43 736,76 € takamittaroidulla ratkaisulla. [50]

Tuloksia vertailtaessa Tampereen korkeakoulujen tutkimuksiin takamittaroidun energiayhteisön kustannukset ovat vastaavia kuin tutkimuskohteen tapauksessa 2. Aurinkovoimalla tuotettu säästö on suurempi tutkimuskohteessa, mutta tähän vaikuttaa suurempi aurinkovoimalan koko 150 kWp verrattuna 105 kWp järjestelmään, sekä järjestelmän asennustapa ja sijainti.

Vastaavanlaisessa Tampereen yliopiston toteuttamassa tutkimuksessa energiayhteisöjen kannattavuudesta eräässä 6 kerrostalon kokonaisuudessa 223 käyttöpaikalla saavutettiin vastaavanlaisia tuloksia. Pelkästään takamittaroidulla energiayhteisöllä kohteessa saavutettiin 59 765,81 € säästöt. [51]

Neljännessä tapauksessa tutkittiin kohteen nykyistä sähköliittymää ja nykytilanteen mukaisten kulutustietojen avulla sähköliittymän kuormitusta. Nykyisellään tutkimuskohteessa on huomattavasti ylimitoitettu sähköliittymä, jolla ei ole lisäarvoa ilman merkittäviä lisäyksiä tutkimuskohteen sähköjärjestelmiin. Nykyisellään kohteeseen olisi mahdollista lisätä esimerkiksi huomattava määrä sähköautojen latausasemia ilman kuormanhallintajärjestelmää ja maalämpöjärjestelmä. Sähköautojen latausasematkaan eivät suoranaisesti nostaisi kuormitusta, sillä pääsääntöisesti sähköautojen latausasemat suunnitellaan siten, että taustajärjestelmät rajoittavat lataustehoa tarvittaessa.

Tapauksessa tutkittiin myös vaihtoehtoisen sähköliittymän kokoa ja sen kustannuseroa nykyliittymän kustannuksiin. Vaihtoehtoisen 500 A sähköliittymän kustannukset olivatkin puolet edullisempia kuin 1000 A sähköliittymän kustannukset. Hintaero kyseisten sähköliittymien välillä on useita kymmeniä tuhansia euroa eri jakeluverkkoyhtiöiden hinnoittelulla ja tällöin sähköliittymästä on maksettu näennäisesti turhaan.

Optimaalisesti mitoitetusta sähköliittymästä olisi voitu saada säästöjä rakennusvaiheessa kymmeniä tuhansia euroja. Kustannukset eivät ole kuitenkaan siinä mielessä merkittäviä pitkällä aikatähtäimellä, koska jo pelkästään verkkopalvelumaksujen perusmaksujen osuus kohteessa on 13 000 € - 57 000 € eri jakeluverkkoyhtiöiden vastuualu-

eilla vuositasolla nykytilanteessa. Toisaalta turhaan ylimitoitetut ja toteutetut sähköliittymät aiheuttavat yleensä muutoksia nykyisiin jakeluverkkoihin, jolloin paikalliset jakeluverkkoyhtiöt joutuvat investoimaan ja kehittämään verkkoa ennenaikaisesti ja täten myös ajallaan kohonneiden verkkopalvelumaksujen kautta kustannukset valuvat takaisin tilaajalle.

Helsingin jakeluverkkoyhtiö Helen Sähköverkko Oy on tehnyt laskurin, jonka avulla voidaan arvioida uudiskohteiden sähköliittymien mitoitusta tarkemmin toteutuneiden kuormitusten avulla. Laskurin mukaan tutkimuskohteeseen olisi riittänyt laskennallisesti 300 A sähköliittymä ja 400 A sähköliittymä riittäisi, jos huomioidaan kuormituksen kasvaminen. Täten nyt kohteeseen toteutettu 1000 A sähköliittymä on jopa kolme kertaa suurempi tarpeeseen nähden. [4]

## 5.2 Tulosten epävarmuustekijät

Tuloksien epävarmuuteen vaikuttaa merkittävästi se, että tutkimuksessa ei ole voitu huomioida jokaisen yksittäisen osakkaan käyttämää sähköenergian määrää ja sähkönmyyntisopimus osakkaan ja sähkönmyyjän välillä ei ole tiedossa. Asuntojen käyttöpaikkojen sähköenergian osuus onkin ollut merkittävin muista kiinteistön sähköenergian käyttöpaikoista. Täten tutkimuksessa käytetty marginaali ja pörssisähkön hinnat poikkeavat huomattavasti kohteen todellisista kustannuksista, joita ei voida varmuudella todentaa. Myös huomioitavana epävarmuustekijänä on tutkimuksessa käytetyt aurinkosäteilyn tulokset, joissa käytettiin ainoastaan vuoden 2023 mittausdataa, jolloin aurinkovoimalasta saadut tulokset eivät ole täysin realistisia vuodelle 2024.

Tuloksissa ei myöskään ole huomioitu mitä energiayhteisön perustaminen maksaisi kohteeseen, jossa siihen ei ole varauduttu suunnitteluvaiheessa. Kustannuksia tulisi huomattavasti sähköenergian mittareiden ja kaapelointien asentamisesta takautuvasti, jolloin tutkimusjaksolle verrattaessa hinta olisi suuri. Pidemmällä aikavälillä energiayhteisön perustamiskustannukset eivät olisi enää merkityksellisiä.

Merkittävimmät epävarmuustekijät tuloksista liittyvät jakeluverkkoyhtiöiden hinnoitteluperiaatteisiin. Työn tulosten mukaisia kustannussäästöjä on mahdollista saavuttaa tällä hetkellä ja kustannussäästöt olisivat varsin merkittäviä, mutta kaikki voi muuttua tulevaisuudessa. Mikäli energiayhteisöjä perustetaan enemmän tulevaisuudessa, on hyvinkin mahdollista, että jakeluverkkoyhtiöt päivittävät verkkopalvelutuotteiden hinnoittelua energiayhteisöille epäedullisempaan suuntaan nykytilanteesta, jotta jakeluverkkoyhtiöiden liiketoiminta pysyisi kannattavana.

Toisena merkittävänä epävarmuustekijänä työn tuloksiin voidaan pitää myös tutkittavien tapausten ja niiden muuttujien vähäistä määrää. Työssä tarkasteltiin ainoastaan aurinkovoimalan ja energiayhteisön merkitystä kustannuksiin, eikä otettu huomioon esimerkiksi muita omatuotannon muotoja, energiavarastoja tai energiaresurssien hyödyntämistä kuten sähköautojen latauksen mahdollistamia akkuvarastoja tai suurten tehokuormien ohjauksella saavutettavia vaikutuksia.

Tuloksiin on vaikuttanut lisäksi toimintaympäristön käytännöt tutkimusjakson aikana. Esimerkiksi sähkön arvonlisävero oli poikkeuksellisesti alennettu väliaikaisesti 10 prosenttiin Suomen hallituksen toimesta vuonna 2023 aikaisemmasta 24 prosentista. Hallitus myös nosti sähköveron yhteydessä perittävää huoltovarmuusmaksua huhtikuussa 2026 aikaisempaa suuremmaksi. Täten poliittiset tekijät voivat aiheuttaa muutoksia kustannuksiin nopeallakin aikataululla.

Sähköenergian hintaan vaikuttaa lisäksi syvemmin taustalla toimivat tekijät kuten muun muassa geopoliittiset tilanteet, jotka voivat kehittyä nopeasti. Sähköenergian hinta voi muuttua varsin nopeasti kuten tutkimusjakson ulkopuolella ennen ja jälkeen on havaittu. Sähköenergian hintavolatiliteetin vuoksi sähkön hintataso voi kohota aggressiivisesti korkeampiin lukemiin. Tutkimuksessa käytetyt sähköenergian tuntihinnat täten todennäköisesti poikkeaisivat huomattavasti, jos tutkimuksessa käytettäisiin sähköenergian hintoja vuosilta 2025 tai 2026.

# 6. YHTEENVETO

Työn tavoitteena oli selvittää työn tilaajalle AFRY Finland Oy:lle, kuinka eri sähköjärjestelmiä tai miten niiden vaihtoehtoisilla toteutustavoilla voitaisiin saavuttaa kustannussäästöjä rakennuksen rakentamisen ja elinkaaren aikana. Työ keskittyi uudiskerrostalokohteeseen, jotka ovat työn tilaajan yksi yleisimmistä talotekniikan suunnitteluosaston työtehtävistä.

Luvussa 2 käsiteltiin sähkönjakelun periaatteet tavalliselle kuluttajalle. Luvussa käsiteltiin myös mitä eri kustannuksia pienjänniteliittymien hankinnassa ja sähkönmyynnistä kuluttajille seuraa tavanomaisesti. Aurinkovoimalan ja energiayhteisöjen eri toteutustavoilla pysytään vähentämään kustannuksia, jotka muodostuvat sähköenergian ostosta tai sen siirrosta.

Luvussa 3 käsiteltiin tutkimuskohdetta ja tutkimuskysymyksiä tarkemmin. Työn alkuvaiheessa valittiin käytettävä tutkimuskohde aikaisemmin suunnitellusta- ja toteutetusta kerrostalokohteesta pääkaupunkiseudulla. Tutkimuskohde koostui 5 erillisestä kerrostalosta, joissa oli yhteensä 161 asuntoa, sekä yhteisestä pysäköintihallista. Työn toteutukseen tarvittiin laaja kohde tutkimusta varten, jotta tutkimukseen saataisiin eri tapauksia ja eri ratkaisuja otettua huomioon usealla eri tavalla. Kerrostalot olivat rakentuneet vaiheittain eri vuosina, joten tutkimuksessa käytettiin sähköenergian kulutustietoja ainoastaan niiltä vuosilta, kun kaikki kerrostalorakennukset olivat valmiita.

Luvun 4 kustannusvertailussa sähköenergiankulutustietojen ja verkkoyhtiöiden hintatietojen pohjalta pystyttiin selvittämään sähköliittymän kuormitukseen liittyvä tapaus 4, kattopinta-alan mahdollistama aurinkovoimalan merkitys tapauksissa 2 ja 3, sekä takamittaroidun energiayhteisön vaikutus tapauksissa 1 ja 3.

Tulosten mukaan merkittävimmät kustannussäästöt tutkimuskohteessa saavutettiin energiayhteisön ja aurinkovoimalan yhteisvaikutuksella, jolloin kahdelta vuodelta kertyneet kustannussäästöt olisivat olleet jopa yli 250 000 €. Energiayhteisön tapauksessa merkittävimmät syyt kustannussäästöille ovat verkkopalvelutuotteiden perusmaksujen vähentyminen, kun siirrytään useasta jakeluverkkoyhtiön käyttöpaikasta yhteen. Samalla aurinkovoimalan tuotantoa pystytään hyödyntämään asuntojen sähkönkulutukseen, jolloin ostoenergian tarve vähentyy ja samassa suhteessa myös maksettavien verojen osuus. Pyrkimyksenä työssä oli vastata seuraaviin tutkimuskysymyksiin, jotka on esitetty taulukossa 20.

*Taulukko 20. Tutkimuskysymysten vastaukset*

| Tutkimuskysymys | Vastaus |
|---|---|
| Mistä tutkimuskohteen sähköenergian käyttöön liittyvät kustannukset koostuvat? | Sähköenergian käyttöön liittyvät kustannukset koostuvat monista eri komponenteista, kuten jakeluverkkoyhtiön verkkopalvelutuotteista, sähkön myyjän tuotteista ja sähköliittymän kustannuksista. |
| Miten kustannukset muuttuvat eri jakeluverkkoyhtiöiden alueilla? | Kustannukset muuttuvat merkittävästi riippuen jakeluverkkoyhtiöstä ja sen maantieteellisestä sijainnista. Kaupunkialueilla toimivien jakeluverkkoyhtiöiden hinnoittelut vastasivat suuruusluokaltaan toisiaan, mutta maakunnissa toimivien jakeluverkkoyhtiöiden verkkopalvelutuotteiden aiheuttamat kustannukset olivat huomattavasti muita suurempia. |
| Miten kustannukset muuttuvat eri jakeluverkkoyhtiöiden alueilla nykytilanteessa sekä tilanteissa, joissa huomioidaan aurinkovoimalan ja energiayhteisömallin vaikutus? | Kustannukset muuttuvat merkittävästi riippuen jakeluverkkoyhtiöstä ja sen maantieteellisestä sijainnista. Aurinkovoimalla saadaan vähennettyä ostoenergian määrää huomattavasti ja energiayhteisön avulla verkkopalvelutuotteiden perusmaksut vähentyvät huomattavasti käyttöpaikkojen vähentyessä. Kustannussäästöt korostuvat maakunnissa toimivien jakeluverkkoyhtiöiden hinnoittelussa. |
| Mikä sähkön hintaan vaikuttava komponentti aiheuttaa merkittävimmät kustannukset? | Perusmaksujen osuus niin jakeluverkkoyhtiön kuin sähkönmyyjän osalta aiheuttavat merkittävät kustannukset kerrostalokohteissa nykyisillä hinnoittelumalleilla. |

Jakeluverkkoyhtiöiden liiketoiminta riippuu oleellisesti verkkopalvelumaksuista ja perusmaksut ovat merkittävä osa yhtiöiden tulonmuodostusta. On huomioitavaa, että mikäli tulevaisuudessa energiayhteisöjä toteutetaan enemmässä määrin, on mahdollista, että jakeluverkkoyhtiöt päivittävät verkkopalvelutuotteiden hinnoittelua kattamaan vähentyneitä tuloja nykytilanteeseen verrattuna. Toistaiseksi energiayhteisöjä ei ole perustettu aktiivisesti kuten Sorsan selvityksessä esitettiin ja merkittäviä hinnoittelu uudistuksia ei ole tiedossa.

Työssä selvitettiin tarkemmin sähköliittymän ylimitoituksen merkitystä kustannuksiin. Ylimitoituksesta johtuvat kustannukset itsessään eivät ole merkittäviä rakennusvaiheen tai rakennuksen elinkaaren aikana. Ylimitoituksella voi sen sijaan olla merkittäviä vaikutuksia paikalliseen sähköverkkoon ja sen teknisiin ominaisuuksiin. Tämä puolestaan tarkoittaa, että jakeluverkkoyhtiö saattaa investoida ennenaikaisesti jakeluverkkoon, joka näkyy kohonneilla verkkopalvelumaksuilla loppukäyttäjällä. Täten ylimitoitusta ei tulisi pitää vakiintuneena käytäntönä, vaan sähköliittymät olisi hyvä mitoittaa todellisen tarpeen mukaisesti, jotta vältytään turhilta kustannuksilta kaikkien osapuolien osalta.

Työn avulla kyetään vaikuttamaan uudiskohteiden sähköjärjestelmien toteutukseen tuomalla esiin vaihtoehtoiset toteutustavat rakennushankkeiden tilaajien tietoon jo hankesuunnitteluvaiheessa. Tulosten avulla voidaan lähtötietojen perusteella arvioida, voitaisiinko tulevissa rakennushankkeissa kohteeseen toteuttaa esimerkiksi energiayhteisö heti rakennusvaiheessa tai varautua siihen varaamalla tarvittavat tilavaraukset sen toteutusta varten.

Energiaviraston julkaisema määräys jakeluverkkoyhtiöiden verkkopalvelutuotteista astuu voimaan vuoden 2029 alussa, jonka myötä tehotariffi olisi mahdollista laajentaa myös pienasiakkaille. Muutokset voivat myös vaikuttaa kustannuksiin, jos tehotariffissa on matalampi kulutusmaksu ja sähkötehoa käytetään alle raja-arvoksi määritetyn 8 kW, joka soveltuu mittaluokaltaan hyvin saunattomalle kerrostaloasujalle. [16]

Työstä rajattiin pois muut omatuotannon muodot kuten tuulivoimalat tai energiavarastojen vaikutukset tai erilaiset energiaresurssit ja niiden ohjaukset kuten sähköautojen hyödyntäminen energiaresurssina. Myös mahdollisten erillisten aurinkovoimalalinjojen toteutumismahdollisuudet kaupunkialueella olisi hyvä selvittää tai virtuaalisten energiayhteisöjen vaikutukset.  Jatkotutkimuksessa näiden lisäysten vaikutukset tapauksiin voisivat tuoda ilmi tarkemmat tulokset kannattavuudesta. Jatkotutkimuksessa olisi hyvä myös ottaa huomioon eri järjestelmien investointi ja kannattavuuslaskelmat, sillä teknologiat

kehittyvät jatkuvasti, jolloin järjestelmät voivat nopeasti olla kannattavia investointeja alkuinvestoinnista huolimatta.

Työn tavoitteena oli saada vaihtoehtoisia toteutusratkaisuja sähkösuunnitteluosastolle tuleviin rakennushankkeisiin. Työn tulosten avulla on mahdollista havainnollistaa konkreettisesti eri tahoille, kuinka merkittäviä kustannussäästöjä voitaisiin saavuttaa eri sähköjärjestelmien toteutustavoilla. Toteutustavat vaativatkin selkeän avaamiseen aiheeseen liittyen ja nykynormien mukaisista ratkaisuista täytyy poiketa, jotta tämä olisi toteutuskelpoinen ratkaisu.

# LÄHTEET


[1] Euroopan Unionin parlamentin ja neuvoston direktiivi 2024/1275. Rakennusten energiatehokkuudesta. 24.4.2024. Saatavissa https://eur-lex.europa.eu/legal-content/fi/ALL/?uri=CELEX:32024L1275

[2] Energiavirasto, Latausinfralla kohti fossiilitonta liikennettä. Viitattu 11.4.2026. Saatavissa https://energiavirasto.fi/latausinfralla-kohti-fossiilitonta-liikennetta2024

[3] Laki rakennusten varustamisesta sähköajoneuvojen latauspisteillä ja latauspistevalmiuksilla sekä automaatio- ja ohjausjärjestelmillä 733/2020. 3.11.2020. Viitattu 11.4.2026. Saatavissa https://www.finlex.fi/fi/lainsaadanto/saadoskokoelma/2020/733

[4] Loukkalahti, M. Suurten pienjänniteliittymien ylimitoitus. 30.3.2026. Sähköpostikeskustelu

[5] Työ- ja elinkeinoministeriö, Energiayhteisöt ja erilliset linjat, 2023:22, s.16. Saatavissa https://julkaisut.valtioneuvosto.fi/server/api/core/bitstreams/90724949-bf34-45f3-89d7-615980232dfb/content

[6] Lukka, K. Konstruktiivinen tutkimusote. Viitattu 31.3.2026. Saatavissa: https://metodix.fi/2014/05/19/lukka-konstruktiivinen-tutkimusote/

[7] Fingrid, Suomen sähköjärjestelmä, Viitattu 10.1.2025. Saatavissa https://www.fingrid.fi/kantaverkko/kehittaminen/suomen-sahkojarjestelma/

[8] Valtioneuvosto, Sähkön jakeluverkon luvitusmenettelyjen sujuvoittaminen, 23.8.2018, s.9. Saatavissa https://julkaisut.valtioneuvosto.fi/items/fef25e6d-3c7c-4ccd-8463-8396cfb4d3e6

[9] Energiavirasto, Sähköverkkotoiminnan tekniset tunnusluvut 2024. Viitattu 15.1.2025 Saatavissa https://energiavirasto.fi/verkkotoiminnan-julkaisut

[10] Energiateollisuus, Sähköverkot, Viitattu 10.1.2025. Saatavissa https://energia.fi/energiatietoa/energiaverkot/sahkoverkot/

[11] Caruna, Mistä sähkönjakelun hinta muodostuu, viitattu 12.3.2025. Saatavissa https://caruna.fi/tuotteet-ja-palvelut/kotiin-ja-kiinteistoon/mista-sahkonjakelun-hinta-muodostuu

[12] Energiavirasto, Liittymien hinnoittelumenetelmät. s.29–32,36. Viitattu 15.12.2025. Saatavissa https://energiavirasto.fi/documents/11120570/252792378/Liittymien%20hinnoittelumenetelm%C3%A4t.pdf/f89ba111-8835-b892-3d58-8d590b0834f2?t=1766044386917

[13] Sähkömarkkinalaki 588/2013. 14.8.2013. Saatavissa https://www.finlex.fi/fi/lainsaadanto/saadoskokoelma/2013/588

[14] Energiavirasto, Valvontamenetelmät kuudennella 1.1.2024-31.12.207 ja seitsemännellä 1.1.2028-31.12.2031 valvontajaksolla. s.10. Viitattu 10.1.2025. Saatavissa https://energiavirasto.fi/documents/11120570/12766832/S%C3%A4hk%C3%B6n+kanta+-+Menetelm%C3%A4liite_julkinen.pdf/0c706be1-2cdd-a629-63f5-f89f9ae10209?t=1777376467693

[15] Teknologiateollisuus ry, Tärkeä tietää sähkönjakelusta. 4.10.2024 Saatavissa https://energia.fi/julkaisut/tarkeaa-tietaa-sahkonjakelusta-esite/

[16] Energiavirasto, Sähkön jakelun hinnoitteluperusteet yhtenäistetään vuoteen 2029 mennessä. Viitattu 31.3.2026. Saatavissa https://energiavirasto.fi/-/sahkon-jakelun-hinnoitteluperusteet-yhtenaistetaan-vuoteen-2029-mennessa

[17] Valtioneuvoston asetus sähkömarkkinoista 65/2009, 13.2.2009. Saatavissa https://www.finlex.fi/fi/lainsaadanto/saadoskokoelma/2009/65#OT0_OT3

[18] Energiateollisuus, Energiavuosi 2024 sähkö, Viitattu 15.1.2025 Saatavissa https://energia.fi/tilastot/sahkotilastot/

[19] Oomi Oy, Oomi Kiinteä 12 kk, sähkösopimus. Viitattu 19.5.2026. Saatavissa https://oomi.fi/sahko/sahkosopimukset

[20] Helen Oy, Määräaikainen perussähkö 12 kk, sähkösopimus. Viitattu 19.5.2026. Saatavissa https://www.helen.fi/sahko/sahkosopimus/maaraaikainen-perussahko

[21] Väre Oy, Määräaikainen sähkö 12 kk, sähkösopimus. Viitattu 19.5.2026. Saatavissa https://www.fortum.com/fi/sahkoa/sahkoa-kotiin/duo-sahkosopimus

[22] Fortum Oyj, Fortum DUO 12 kk, sähkösopimus. Viitattu 19.5.2026. Saatavissa https://oomi.fi/sahko/sahkosopimukset

[23] Vattenfall Oy, Ilmasto Mix 12 kk, sähkösopimus. Viitattu 19.5.2026. Saatavissa https://www.vattenfall.fi/sahkosopimukset/maaraaikaiset-sahkosopimukset/ilmasto-mix-12kk/

[24] Energiateollisuus, Verkostosuositus YA 9:23, Viitattu 2.6.2025 Saatavissa https://energia.fi/suositukset-ja-ohjeet/verkostosuositus-ya-923-pientuotannon-liittaminen-sahkonjakeluverkkoon/

[25] Valtioneuvoston asetus sähköntoimitusten selvityksestä ja mittauksesta 767/2021, 12.8.2021. Saatavissa https://www.finlex.fi/fi/lainsaadanto/2021/767#chp_1__sec_1

[26] Fingrid, Keskitetty tiedonvaihto parantaa sähköyhtiöiden asiakaspalvelua datahub. s.2. Viitattu 15.1.2026. Saatavissa https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/sahkomarkkinat/vahittaismarkkinoiden-tiedonvaihto/mika-on-datahub.pdf

[27] Fingrid, Datahub 2.0 uudet ja muuttuneet prosessit. 30.11.2021. s.9. Viitattu 15.1.2026. Saatavissa https://www.fingrid.fi/contentassets/8746b6b6daff4cf5844a0774d977d263/datahub-2.0-uudet-ja-muuttuneet-prosessit.pdf

[28] Energiateollisuus, Sähkön mittauksen periaatteita, 2023. s.39. Viitattu 20.2.2026. Saatavissa https://energia.fi/wp-content/uploads/2024/01/Sahkon-mittauksen-periaatteita-2023.pdf

[29] Energiavirasto, Aurinkosähkön tuotantokapasiteettinousi 1000 megawattiin. 17.6.2024. Viitattu 21.3.2025. Saatavissa https://energiavirasto.fi/-/aurinkosahkon-tuotantokapasiteetti-nousi-1000-megawattiin

[30] JSEOY, Uusi Netotusmalli tekee aurinkosähkön pientuotannosta nykyistä kannattavampaa. 5.1.2021. Viitattu 5.5.2025. Saatavissa https://www.jseoy.fi/ajankohtaista/uusi-netotusmalli-tekee-aurinkosahkon-pientuotannosta-nykyista-kannattavampaa/#7cd1ae21

[31] Shekar, V. Caló, A. Pongrácz, E. Experiences from seasonal Arctic solar photovoltaics (PV) generation. 11.2023. s.9.

[32] Frauenhofer ISE, Photovoltaics report. 31.10.2025. s.9, 49–50. Saatavissa https://www.ise.fraunhofer.de/en/publications/studies/photovoltaics-report.html

[33] Tilastokeskus. Kansainvälinen hintavertailu. 2023. Viitattu 15.2.2026. Saatavissa https://stat.fi/fi/tilasto/kvhv

[34] Motiva, Aurinkosähköjärjestelmän teho, viitattu 5.1.2026. Saatavissa https://www.motiva.fi/tietopankki/aurinkosahkojarjestelman-sijoittaminen-tuotto-mitoittaminen-ja-kannattavuus/

[35] Tampereen yliopisto, Tampereen ammattikorkeakoulu, VTT. Prosumer Centric Energy Communities towards Energy Ecostystem (ProCemPlus) 2021. s.9, 19-21

[36] Motiva, Energiayhteisöön liittyvät termit, Viitattu 5.1.2026. Saatavissa https://www.motiva.fi/tietopankki/energiayhteisoon-liittyvat-termit/

[37] Elenia & VTT, Energiayhteisökäsikirja, Viitattu 5.5.2025. Saatavissa https://www.elenia.fi/sahkonkulutus-ja-tuotanto/vihrea-siirtyma/energiayhteisot

[38] Sorsa, M, Energiayhteisön kasvun hidasteet suomalaisessa taloyhtiöasumisessa. 2025. s.53,57

[39] IBC Solar, Power Calculator. Viitattu 30.3.2026. Saatavissa https://powercalculator.ibc-solar.com/

[40] Photovoltaic Geographical Information System PVGIS. Viitattu 20.3.2025. Saatavissa https://joint-research-centre.ec.europa.eu/photovoltaic-geographical-information-system-pvgis_en

[41] Pörssisähkö.net, Pörssisähkön tuntihinnat. Viitattu 20.1.2025. Saatavissa https://porssisahko.net

[42] Valtiovarainministeriö, Sähkön ja henkilökuljetusten arvonlisäveroa alennetaan, 29.9.2022. Saatavissa https://vm.fi/-/sahkon-ja-henkilokuljetusten-arvonlisaveroa-alennetaan

[43] Caruna & Caruna Espoo, Hinnasto 1.9.2024, Viitattu 30.4.2025. Saatavissa https://caruna.fi/hinnasto

[44] Elenia, Verkkopalvelutuotteet ja -maksut, Viitattu 30.4.2025. Saatavissa https://www.elenia.fi/asiointi-ja-palvelut/hinnastot/verkkopalvelutuotteet-ja-maksut

[45] Helen Sähköverkko, Hinnastot ja ehdot, Viitattu 10.1.2026. Saatavissa https://www.helensahkoverkko.fi/asiakastuki/asiakaspalvelu/hinnastot-ja-ehdot

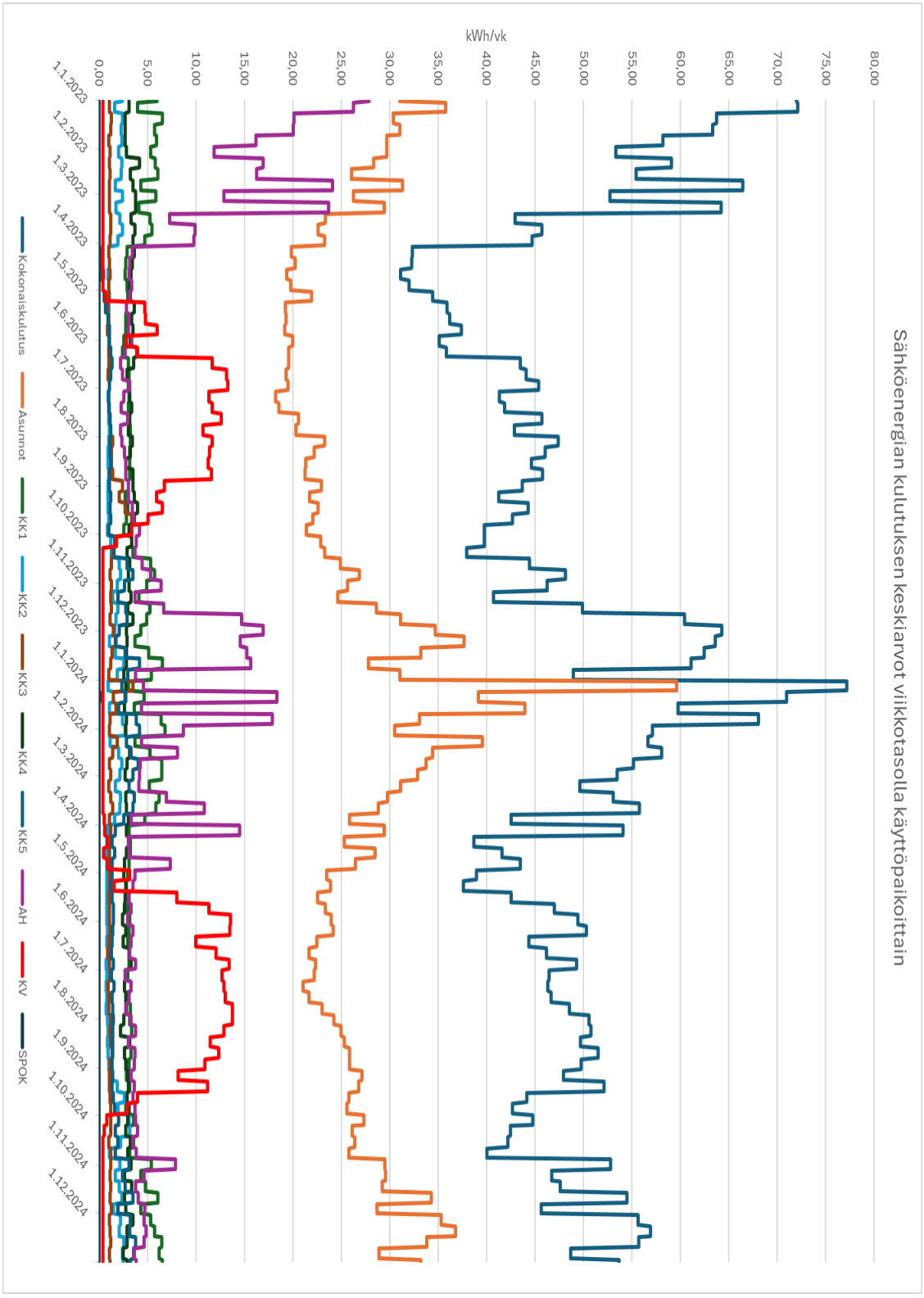
[46] Tampereen Energia Sähköverkko, Verkkopalvelutuotteet, Viitattu 30.4.2025. Saatavissa https://www.tampereensahkoverkko.fi/sahkon-jakelu-ja-kulutus/verkkopalvelutuotteet-hinnat-ja-sopimusehdot/

[47] Vantaan Energia Sähköverkot, Tuotteet ja palvelut, Viitattu 30.4.2025. Saatavissa https://www.vantaanenergiasahkoverkot.fi/tuotteet-ja-palvelut/

[48] Koskela, J. Utilization of Electrical Energy Storage in Residential Buildings with small-Scale Photovoltaic production. Techno-economic research perspective. 2024 s.30, 40-42

[49] Sähköinfo ry, ST 13.31 Rakennuksen sähköverkon ja liittymän mitoittaminen. Viitattu 10.4.2025.

[50] Kortetmäki, A., Ylipaino, J., Koskela, J., Kallioharju, K. & Järventausta, P. (2024) The impact of metering methods on collective self-consumption: Insights from multi-dwelling buildings in Finland. Energy and Buildings, 2024. s.3,8–9.

[51] Koskela, J., Lummi, K., Järventausta, P., Energiayhteisön perustamisen kannattavuus ja vaikutukset sidosryhmille. 21.2 2023. s.29 saatavissa https://trepo.tuni.fi/handle/10024/146102

# LIITE A: SÄHKÖENERGIAN KULUTUKSEN VIIKKOJEN KESKIARVO