



**SÄHKÖMARKKINALAIN MUUTOKSIEN LUOMAT MAHDOLLISUUDET
ENERGIAYHTEISÖILLE, CASE KOTKAN KANTASATAMA**

Lappeenrannan–Lahden teknillinen yliopisto LUT

Energiatekniikan diplomityö

2022

Turo Laine

Tarkastajat: TkT Jouni Ritvanen

TkT Kari Myöhänen

Ohjaaja: DI Sami Markkanen

TIIVISTELMÄ

Lappeenrannan–Lahden teknillinen yliopisto LUT
LUT Energiajärjestelmät
Energiatekniikka

Turo Laine

Sähkömarkkinalain muutoksien luomat mahdollisuudet energiayhteisöille, case Kotkan Kantasatama

Energiatekniikan diplomityö
2022

73 sivua, 25 kuvaa ja 17 taulukkoa

Tarkastajat: TkT Jouni Ritvanen ja TkT Kari Myöhänen

Avainsanat: energiayhteisö, uusiutuva energia, sähkömarkkinalaki, aurinkovoimala, sähkövarastot, reservimarkkinat, virtuaalivoimala

Suomessa sähkömarkkinalakiin tehtiin vuoden 2021 aikana muutoksia, jotka loivat lisää mahdollisuuksia energiayhteisöille. Energiayhteisöistä puhuttaessa voidaan tarkoittaa kokonaisvaltaisia energiaratkaisuja, mutta tässä työssä keskitytään sähkön tuotantoon, jakeluun ja varastointiin paikallisen energiayhteisön sisällä. Lakimuutosten jälkeen yhden kiinteistörajan sisällä toimiva energiayhteisö voi ilman erillistä lupaa rakentaa rakennusten välille kiinteistöverkkoa ja erillisten kiinteistöjen välillä kiinteistörajan ylitykseen on mahdollista käyttää erillistä linjaa voimalan ja kulutuspuolelta välillä.

Energiayhteisöjen sähkön päätuotantomuotoja ovat aurinko- ja tuulivoima, joiden lisäksi mikroturbiineilla voidaan lisätä oman tuotannon joustoa. Sähkövarastojen tarve kasvaa uusiutuvien energianlähteiden käytön lisääntymisen myötä, ja ne ovat myös energiayhteisöissä merkittävässä roolissa. Sähkövarastoista yleisimpiä ja monipuolisimpia ovat edelleen akut, tosin niiden käyttö on vielä kallista korkeista käyttökustannuksista johtuen. Akustojen hintojen lasku ja sähkön hintatason nousu parantavat akkuinvestointien taloudellisen kannattavuuden näkymiä.

Case-kohde tarkastelu keskittyy Kotkan Kantasataman energiayhteisömallin suunnitteluun. Alueelle selvitetään sopiva energiayhteisömalli ja mitoitetaan siihen kuuluvat aurinkovoimamat ja energiavarastot. Kotkan Kantasataman alueelle on käytettävä erillisten linjojen ratkaisua erillisiltä voimaloilta erillisille kiinteistöille, koska alueen rakennukset ovat eri omistajien hallinnassa. Laskentaosuudessa energiayhteisömalli mahdollistaisi rakennusten yksittäisiin aurinkovoimaloihin verrattuna lyhyemmän takaisinmaksuajan, suuremman itse tuotetun sähkön omakäyttöasteen ja suuremman taloudellisen huipputehon kautta merkittävät hiilidioksidipäästövähennykset. Energiayhteisöjen todellisen potentiaalin löytämiseksi vaaditaan vielä paljon lisää selvitystyötä ja tarkennuksia sähkömarkkinalakiin.

ABSTRACT

Lappeenranta–Lahti University of Technology LUT
School of Energy Systems
Energy Technology

Turo Laine

The possibilities of energy communities created by the changes in Electricity Market Act, case Kotkan Kantasatama

Master's thesis
2022

73 pages, 25 figures and 17 tables

Examiners: D.Sc. (Tech.) Jouni Ritvanen and D.Sc. (Tech.) Kari Myöhänen

Keywords: energy community, renewable energy, electricity market act, solar power, electricity energy storage, electricity reserve market, virtual power plant

In Finland there was changes made to the Electricity Market Act in 2021, which created new possibilities for energy communities to operate. When talking about energy communities it can mean a comprehensive energy solution but in this thesis the focus is on electricity production, distribution and storing inside a local energy community. Operation inside a single property border means that the community can build a microgrid between the buildings without needing to have to ask for permission for it. If energy community is formed between buildings that do not have the same owner, it is required to use separate wires from one power plant to one consumer when crossing the property borders.

The main electricity production methods inside an energy community are solar and wind power and micro turbines can be used to create production flexibility. Demand of energy storages will increase when the usage of renewable energy sources grow. The most common types of electricity energy storages are still batteries, though the cost of using batteries is still high. Continuing decrease in battery prices and the increase in electricity price will make batteries a more economically viable option in the future.

The case inspection of this thesis is a plan to build an energy community to Kotkan Kantasatama. Investigations are mainly focusing on possibilities made by changes in Electricity Market Act, electricity production by solar panels in the area and usage of electricity energy storages. In Kotkan Kantasatama it is required to build separate connection lines from different buildings to their own part of the solar plant because properties have different owners. Energy community compared to separate solar plants would provide shorter return of the investment, higher utilization rate of self-produced electricity and higher economical peak power of the plant. For energy communities to reach their true potential, there is still a lot more research required, in addition to some adjustments to the Electricity Market Act.

KIITOKSET

Haluaisin tässä alkuun kiittää Kotkan Energian puolelta Kaj Lilleä ja Sami Markkasta tästä mahdollisuudesta. Aihe oli hyvin mielenkiintoinen ja ajankohtainen ja case kohteena olleessa Kotkan Kantasatamassa tuli monesti nuoruusvuosien aikana käytyä, lähinnä Kotkan Meripäivien aikana. VAU-hankkeen puolelta iso kiitos Erja Tuliniemelle ja Tomi Höökille, jotka ovat osaltaan tukeneet työtäni ja olleet vahvasti mukana kehittämässä energiayhteisöjä, varsinkin Kotkan Kantasataman alueella. Kiitokset Mikko Kettuselle ja Pertti Järventaustalle monista hyvistä keskusteluista, näkökulmista ja tulevaisuuden ideoinneista, näistä sai aina paljon motivaatiota. Kiitos työn tarkastajille hyvistä kommentteista ja ohjeista työn aikana, niistä oli iso apu. Kiitokset vielä perheelle, joka jaksoi aina olla tukemassa, välillä ehkä enemmän kuin pyysin, usein ihan pyytämättäkin.

Isoin kiitos kuuluu kuitenkin kaikille niille ihmisille, jotka olivat mukana tällä melkoisella reissulla. Lähinnä viittaa tässä opiskelukavereihin, mutta tietysti listaan kuuluu paljon muitakin henkilöitä. Lappeenrannan kavereista eniten yhteisiä seikkailuja kertyi Ilarin, Juhon, Villen, Paulin ja Aleksin kanssa, kiitos unohtumattomista hetkistä. Tulihan siinä opiskelun aikana vaihdossakin käytyä ja sitä kevättä parempaa kokemusta en olisi voinut edes toivoa. Kiitos sinä keväänä mukana olleelle porukalle.

Paljonhan tähän olisi vielä ollut sanottavaa, mutta näillä mennään. Tämän työn jälkeen on taas yksi etappi elämässä suoritettu ja aika siirtyä (nyt vihdoin) kohti tulevia haasteita.

Kiitos.

SYMBOLI- JA LYHENNELUETTELO

Roomalaiset

C	kustannus	€, c
f	päivittäinen akuston syklikierto	-
H	vuosimarkkinan tarjous	€/MW,h
i	korkokanta	-
I	investointi	€
l_c	akuston sykli-ikä	-
K	kustannus	€/kWh
P	teho	W
r_e	akuston hyötysuhde	-
S	investoinnin tuotto	€
t	aika	h

Alaindeksit

0	alkuhetki
a	vuosittainen
b	investointi
e	sähkö
E	energiamäärä
kk	käyttökustannus
kWh	kilowattitunti
om	ylläpito ja huolto

<i>p</i>	prosentti
<i>P</i>	tehoyksikkö
<i>t</i>	tunti, ajanhetki
<i>vm</i>	vuosimarkkinat

Lyhenteet

BESS	akkuvarasto
D	häiriötilanne
CAES	paineilma energiavarasto
CES	kryotekninen energiavarasto
CGES	paineistettu kaasuenergiavarasto
DoD	osuus akuston maksimikapasiteetista, joka on joka sykli hyödynnettävissä
EES	sähköenergiavarasto
FCR	taajuusohjattu käyttöreservi
N	normaalitilanne
PHS	padottu vesienenergiavarasto
SMES	suprajohtava magneettinen energiavarasto
TMA	takaisinmaksuaika

Sisällysluettelo

Tiivistelmä

Abstract

Kiitokset

Symboli- ja lyhenneluettelo

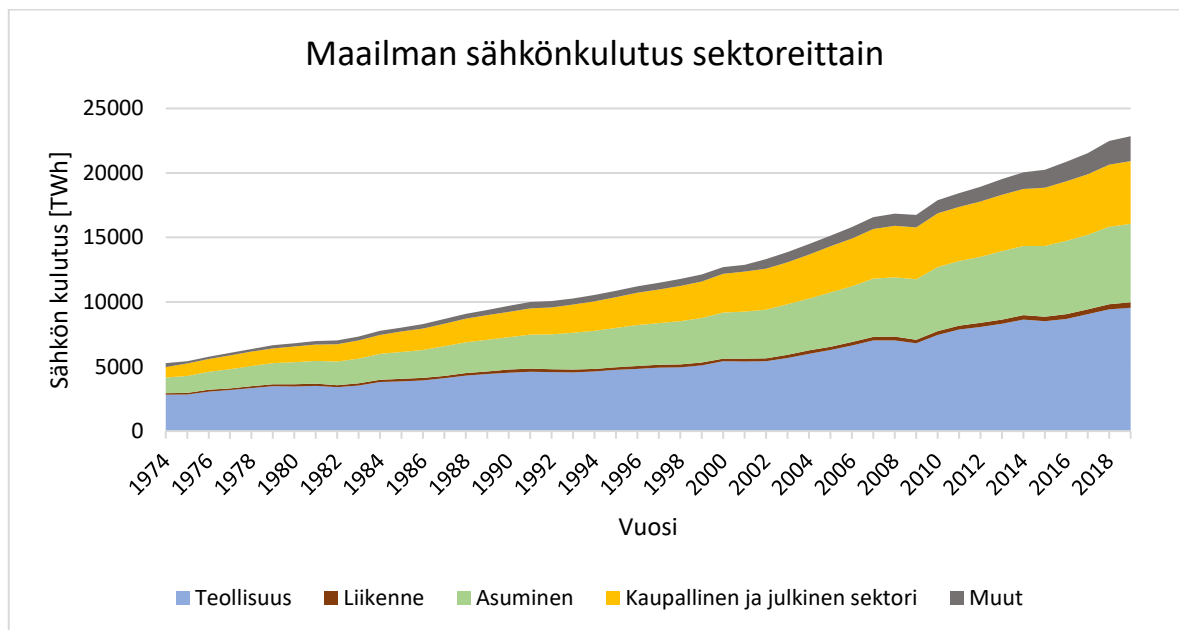
Sisällysluettelo

1.	Johdanto.....	8
1.1.	Työn tavoitteet ja rajaus	9
1.2.	Tutkimuksen toteutus ja työn rakenne	9
2.	Sähkömarkkinalain vaikutus hajautettuun pientuotantoon.....	11
2.1.	Pientuotannon rajoitukset.....	11
2.2.	Lakimuutokset.....	11
2.3.	Muutossäädösten luomat mahdollisuudet	12
3.	Energiayhteisö	13
3.1.	Käsitteen avaaminen	13
3.2.	Käyttökohteet	14
3.2.1.	Kerrostalot	14
3.2.2.	Kiinteistöryhmät	16
3.2.3.	Lähekkäisten rakennusten muodostamat yhteisöt.....	17
3.3.	Virtuaalivoimalakonsepti osana energiayhteisöä.....	18
4.	Hyödynnettävät teknologiat energiayhteisön energiantuotannossa.....	21
4.1.	Aurinkoenergian tuotanto Suomessa ja maailmalla.....	21
4.1.1.	Aurinkopaneelivaihtoehdot.....	22
4.2.	Pieni- ja keskikokoinen tuulivoima.....	24
4.3.	Mikroturbiinit.....	25
5.	Sähköenergiavarastoiden hyödyntäminen	26
5.1.	Sähkövarastojen tarve energiayhteisöissä	26
5.2.	Sähköenergiavarastojen ryhmittely	27
5.3.	Akkuratkaisut	29
5.4.	Kausivarastointi ja vetyteollisuus	33
6.	Case Kantasatama, esittely	35

6.1.	Projektin yleiskatsaus ja ensimmäinen suunnitelma	35
6.1.1.	Alueen ja sen rakennusten esittely	35
6.2.	Projektisuunnitelman tekninen toteutus	37
6.2.1.	Aurinkovoimalan sijoitus alueelle	37
6.2.2.	Tuulivoimala osaksi alueen energiantuotantoa.....	38
6.2.3.	Nopean purkuajan akkuvarastot.....	39
6.2.4.	Mahdollisuudet alueen sähköenergian ylituotannon hyödyntämiselle	39
6.2.5.	Alueen verkkoratkaisu	40
7.	Case Kantasatama, aurinkovoimaloiden laskenta	45
7.1.	Alueen rakennusten sähkönkulutus.....	45
7.2.	Alueen sähköntuotanto	47
7.3.	Kannattavuuslaskenta eri vaihtoehtojen välillä.....	49
7.3.1.	Rakennusten omat voimalat.....	49
7.3.2.	Rakennusten yhteinen voimala	54
7.4.	Aurinkovoimaloiden kustannusten ja omakäyttöasteen vertailu.....	55
7.4.1.	Aurinkovoimaloiden takaisinmaksuajan herkkyyshanalyysi.....	57
7.4.2.	Päästölaskenta tulosten perusteella	61
8.	Case Kantasatama, akkuvarastojen laskenta	63
9.	Johtopäätökset	66
	Lähteet	68

1. Johdanto

Sähkönkulutus on kasvanut tasaisesti vuosi vuodelta maailman teollistumisesta lähtien eikä kasvu ole edelleenkään hidastumassa. Kasvua havainnollistetaan kuvassa 1 (IEA, 2019). Motivan Uutta Energiatehokkuuteen 2022 -webinaarissa 9.12.2021 monet yritykset kertoivat tehneensä laskelmia fossiilisia polttoaineita käyttävän laitteiston korvaamisesta sähkölaitteistolla (Motiva, 2021a) ja teollisuuden sähkölaitteiden lisäksi sähköautojen määrä on nopeassa kasvussa. Viime vuosien aikana sähköautojen määrä on melkein tuplaantunut joka vuosi (IEA, 2020, 44). Koronapandemia aiheutti ongelmia globaaleilla markkinoilla ja hidasti myös osaltaan sähkönkulutuksen kasvua vuonna 2019, mutta tilanteen oletetaan palaavan ennalleen tulevien vuosien aikana (IEA, 2019).



Kuva 1. Maailman sähkönkulutus (IEA, 2019).

Ilmastonmuutosta vastaan tehdään edelleen paljon töitä ympäri maailmaa ja marraskuussa 2021 käydyssä COP26 ilmastokonferenssissa tuotiin esille ilmastonmuutokseen liittyviä ajankohtaisia ongelmia, tavoitteita ja toimenpiteitä. Konferenssissa esimerkiksi asetettiin uusi 1.5 asteen tavoite ilmaston lämpenemisen rajalle ja kannustettiin osallistuvia maita luomaan omat ilmastostrategiansa niin, että vuonna 2050 voitaisiin toimia hiilineutraalisti. (COP26, 2021.) Yhtenä merkittävänä tekijänä ilmastonmuutoksen torjunnassa on

uusiutuvien energianlähteiden käytön lisääminen. Sähköntuotannon osalta etsitään uusia mahdollisuuksia hyödyntää esimerkiksi aurinkovoimaloita ja lisätä hajautettua energiantuotantoa. Kun hajautettua pienimuotoista sähköntuotantoa rakennetaan ja hyödynnetään eri toimijoiden kesken, voidaan puhua energiayhteisöstä.

Työn aihe muodostui Kotkan Energian halusta tutkia uusia mahdollisuuksia energiayhteisöille sähkömarkkinalain muutosten jälkeen. Kotkan Kantasatama toimii työn case-tarkasteluna, koska sinne on tällä hetkellä rakenteilla monia uusia rakennuksia, joiden energia-asioihin halutaan niiden omistajien puolesta panostaa. Työssä on vahvasti ollut myös mukana Xamkin metsä, ympäristö ja energia vahvuusalan VAU-hanke (Virtuaalivoimalaitoksen avulla uusiutuva energia hallitusti hyötykäyttöön). Kirjoittaja on työskennellyt VAU-hankkeen työntekijänä hankkeen alusta alkaen.

1.1. Työn tavoitteet ja rajaus

Työn tavoitteena on selvittää energiayhteisöiden mahdollisuuksia Suomessa sähkömarkkinalain muutosten jälkeen. Työssä etsitään uusia ratkaisumalleja uusiutuvien energianlähteiden hyödyntämiselle hajautetun sähkön tuotannossa, jakelussa ja varastoinnissa. Tuotannon osalta pääpainopiste on aurinkovoimassa, mutta tarkastellaan myös tuulivoiman ja mikro-turbiinien käyttömahdollisuuksia osana energiayhteisöjä. Kyseiset tuotantotavat on valittu, koska ne voidaan skaalata vastaamaan eri kokoisten energiayhteisöiden tarpeita. Sähkönjakelua käsitellään sähkömarkkinalain näkökulmasta ja varastoinnin osalta keskitytään ratkaisuihin, jotka ovat soveltuvia energiayhteisöille. Energiayhteisön käsitteeseen voidaan sähkön lisäksi yhdistää myös yhteiset lämpöenergiaratkaisut, mutta tässä työssä käsitellään vain sähköenergiaan liittyviä näkökulmia, koska työn taustalla on sähkömarkkinalakiin tehdyt muutokset.

1.2. Tutkimuksen toteutus ja työn rakenne

Työn toteutuksessa pyritään olemaan aktiivisesti yhteydessä asiantuntijoihin, seurata ja selvittää sähkömarkkinalain muutoksesta tehtäviä tulkintoja ja yhteistyössä alueen toimijoiden kanssa pyritään luomaan Kotkan Kantasatamalle sinne soveltuva energiayhteisömalli.

Energiayhteisön teknisiä mahdollisuuksia selvittäessä käydään keskusteluja yritysten ja laitetoimittajien kanssa.

Työssä käytetään suppilorakennetta, jossa esitellään ensin lähtökohdat ja laaja idea, joista lähdetään syventymään yksittäisiin kohdemahdollisuuksiin ja niissä käytettäviin tekniikoihin sähkön tuotannon ja varastoinnin osalta. Tekniikoihin syventymisen jälkeen esitellään työn case-osuuden yleiskatsaus, jonka jälkeen selvitetään projektin tarkkoja teknisiä ratkaisuja, joissa hyödynnetään jo aiemmin käsiteltyjä teoreettisia asioita. Työn laskentaosuudessa käytetään Kantasataman alueen kulutus- ja tuotantoprofiileja, joiden avulla mitoitetaan tuotantoyksiköiden ja sähkövarastojen koko ja lasketaan niiden taloudellista kannattavuutta. Lopuksi yhteenvedossa käsitellään saatuja tuloksia ja pohditaan energiayhteisöiden tulevaisuuden näkymiä.

2. Sähkömarkkinalain vaikutus hajautettuun pientuotantoon

Sähkömarkkinalaki on säädetty turvaamaan sähkön tasapuolista saatavuutta kaikille loppukäyttäjille. Sen kulmakiviä ovat tehokkuus, toimitusvarmuus ja ympäristöystävällisyys. Pääkeinoina sähkömarkkinalaissa ovat kilpailun ja palveluperiaatteiden ylläpito. (Sähkömarkkinalaki/588.)

2.1. Pientuotannon rajoitukset

Pientuotannolla tarkoitetaan sähkömarkkinalain kolmannessa pykälässä sähköntuotantoa, jossa voimalan tai voimalakokonaisuuden maksimiteho on kaksi megavoltttiampeeria (Sähkömarkkinalaki/588). Laissa sähkön ja eräiden polttoaineiden valmisteverosta (30.12.1996/1260) lausutaan, että pientuotannoksi verotuksen näkökulmasta lasketaan sähkön tuotantomäärä, joka ei ylitä kalenterivuoden aikana 800 000 kilowattituntia. Edellä mainitun lain viidennen pykälän mukaan pientuottajakin on velvollinen maksamaan valmisteveroa ja huoltovarmuusmaksua, mutta seitsemännessä pykälässä tarkennetaan valmisteverottomaksi sähkö, joka on pientuottajan tuottamaa ja jota ei ole luovutettu sähköverkkoon. (Laki sähkön ja eräiden polttoaineiden valmisteverosta/1260.) Kyseisessä tilanteessa sähkö käytetään itse tai esimerkiksi varastoidaan jossain muodossa myöhempää käyttöä varten.

2.2. Lakimuutokset

Sähkömarkkinalaissa lausutaan, että ”Sähköverkkotoimintaa saa harjoittaa Suomessa sijaitsevassa sähköverkossa vain Energiamarkkinaviraston myöntämällä luvalla (sähköverkkolupa).” (Sähkömarkkinalaki/588). Sähköverkkotoiminta ei kuitenkaan aina ole luvanvaraista ja tässä työssä käsitellään kahta muuttunutta tilannetta: kiinteistön tai sitä vastaavan kiinteistöryhmän sisäinen sähkönjakelu ja kiinteistörajan ylittävä pientuotannolla tuotetun sähkön jakelu, jossa käytetään tuotannon ja asiakkaan välillä erillisiä linjoja.

Sähkömarkkinalain muutossäädöksessä 15.7.2021/730 sähkömarkkinalain neljännen pykälän toinen momentti muutettiin niin, että sähköverkkolupaa ei tarvitse pientuotannossa tuotetulle sähkölle, jos sähkön jakelussa käytetään erillisiä linjoja. Samassa muutossäädöksessä

erillisen linjan määritelmää muutettiin pykälän kolme momentissa viisi a seuraavasti: ”Tässä laissa tarkoitetaan: erillisellä linjalla sähköjohtoa, joka liittää erillisen tuotantoyksikön erilliseen asiakkaaseen, ja sähköjohtoa, joka liittää tuottajan ja sähköntoimittajan niiden omiin tiloihin, tytäryrityksiin tai asiakkaisiin suoraa sähköntoimitusta varten”. (Sähkömarkkinalaki/588.)

Sähkömarkkinalain neljännen pykälän momentin yksi mukaan luvanvaraiseksi sähköverkkoiminnaksi ei myöskään lasketa kiinteistön tai sitä vastaavan kiinteistöryhmän sisällä tapahtuvaa sähkönjakelua (Sähkömarkkinalaki/588). Kiinteistöryhmän käsitteeseen ei oteta sähkömarkkinalaissa kantaa, mutta Energiavirastolle tehdyn selvityspyynnön mukaisesti kiinteistöt voivat muodostaa kiinteistöryhmän vain, jos kiinteistöillä on sama omistaja ja ne jakavat yhteisen kiinteistörajan. Kiinteistöjen rajojen välissä oleva yleinen tie ei vaikuta kiinteistöryhmän tulkintaan, vaan sen läpi saa vetää kiinteistöt yhdistävän sähköjohdon. (Lempäälän Lämpö Oy:n lausuntopyyntö, 2020.)

2.3. Muutossäädösten luomat mahdollisuudet

Sähkömarkkinalain muutosten myötä on mahdollista rakentaa uudenlaisia energiayhteisöjä, joiden avulla hajautetun sähkön pientuotannon rakentamisesta ja hyödyntämisestä tulee kannattavampaa. Kiinteistörajojen sisällä toimittaessa energiayhteisömallit voivat lakimuutosten jälkeen toimia joustavasti ja monipuolisesti. Esimerkiksi kerrostaloissa on tullut mahdolliseksi hyödyntää hyvityslaskentaa aurinkovoimalan tuotannon jakelussa asukkaiden välillä. Kerrostalojen lisäksi myös kiinteistöryhmät pystyvät hyödyntämään uusia sähkönjakelun laskentamalleja ja perustamaan ryhmän sisäisiä energiayhteisöjä. Kiinteistöryhmän käsite selitetään työn seuraavassa luvussa.

Erillisten linjojen hyödyntämisessä kiinteistörajojen ylittämisessä on huomioitava, että lakimuutoksessa puhutaan erillisen tuotantoyksikön liittämistä erilliseen asiakkaaseen. Tulkintojen mukaan tämä tarkoittaa sitä, että jos energiayhteisölle rakennetaan yhteinen tuotantolaitos, on se jaettava osavoimaloihin, joista jokainen yhdistetään erikseen omaan kulutuskohteeseensa. Erillisten linjojen käyttö kiinteistörajojen ylittämisessä on vielä niin uusi lakimuutos, että siitä on tehty vain vähän virallisia tulkintoja Energiaviraston puolelta. Erillisiin linjoihin liittyvään lakiin on vielä tulossa tarkennuksia, mutta aikataulusta ei ole varmaa tietoa.

3. Energiayhteisö

Edellisessä luvussa mainittu energiayhteisö on uudenlainen malli tuottaa, jakaa ja varastoida uusiutuvilla energianlähteillä tuotettua sähköä. Se mahdollistaa suurempien voimalakokonaisuuksien rakentamisen ja pienentää yksittäisen kuluttajan investointikustannuksia. Tässä luvussa esitellään tarkemmin energiayhteisöä käsitteenä ja sovelletaan ajatusta eri käyttökohteisiin.

3.1. Käsitteen avaaminen

Tässä työssä keskitytään sähkön tuotantoon, jakeluun ja varastointiin paikallisissa energiayhteisöissä. Energiayhteisössä yhteistä voimaa, tai voimalakokonaisuutta, hyödynnetään useamman eri kuluttajan kesken. EU:ssa uusiutuvan energian direktiivi ja sisäinen sähkömarkkinadirektiivi ottavat energiayhteisöihin kantaa. Niissä lausutaan, että energiayhteisöjen on luotava ympäristöllisiä, kansantaloudellisia ja sosiaalisia hyötyjä yksittäisen kuluttajan taloudellisen hyödyn sijaan. Tavoitteena on myös edesauttaa sektori-integraatiota luoden eri toimijoille mahdollisuuden osallistua entistä tiiviimmin energiamurrokseen energiayhteisöjen kautta. (Simões et al, 2021, 11-12.)

Suomen lainsäädännössä paikallinen energiayhteisö määritellään Valtioneuvoston asetuksessa sähköntoimitusten selvityksen ja mittauksen muutossäädöksessä seuraavasti:

”3 §

Paikallinen energiayhteisö

Tässä asetuksessa paikallisella energiayhteisöllä tarkoitetaan oikeushenkilöä:

- 1) joka tuottaa, toimittaa, kuluttaa, aggregoi tai varastoi energiaa taikka tarjoaa energiatehokkuuspalveluja, sähköajoneuvojen latauspalveluja tai muita energiapalveluja jäsenilleen tai osakkailleen;*
- 2) joka perustuu vapaaehtoiseen ja avoimeen osallistumiseen;*
- 3) jossa tosiasiallista määräysvaltaa käyttävät sen jäsenet tai osakkaat;*

- 4) jonka jäsenet tai osakkaat ovat luonnollisia henkilöitä, kuntia tai muita paikallisviranomaisia taikka pieniä tai keskisuuria yrityksiä;
- 5) jonka ensisijainen tarkoitus on tuottaa rahallisen voiton sijaan ympäristöön, talouteen tai sosiaaliseen yhteisöön liittyviä hyötyjä jäsenilleen tai osakkailleen tai alueelle, jolla se toimii;
- 6) jonka jäsenten tai osakkaiden sähkönkäyttöpaikkojen sähkön mittauksista vastaa jakeluverkonhaltija;
- 7) jonka jäsenten tai osakkaiden sähkönkäyttöpaikat sijaitsevat samalla kiinteistöllä tai sitä vastaavalla kiinteistöryhmällä ja jotka on liitetty jakeluverkonhaltijan jakeluverkkoon samalla liittymällä; ja
- 8) jonka sähköntuotantolaitteisto ja sähkövarasto kuuluvat 7 kohdassa tarkoitettuun liittymään.” (Valtioneuvoston muutossäädös 1133/2020, 2020.)

3.2. Käyttökohteet

Paikallista energiayhteisöä voidaan soveltaa pääsääntöisesti kahteen eri tilanteeseen. Ensimmäinen variaatio on kiinteistön tai kiinteistöryhmän sisäinen yhteisö ja toisessa tapauksessa yhteisön voivat muodostaa lähekkäin olevat rakennukset, kuten omakotitalot. Energiayhteisöt voivat myös olla hajautettuja, mutta työn perustana olevat uudet lakimuutokset eivät vaikuta niiden toimintaan. Työn luvussa 6 käsitellään eri energiayhteisömalleja tarkemmin case kohteen avulla.

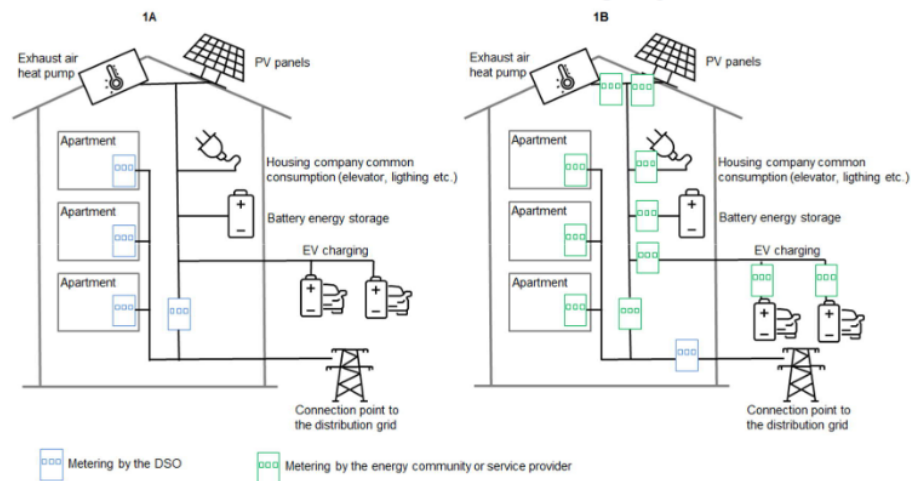
3.2.1. Kerrostalot

Oman sähköntuotannon hyödyntäminen kerrostaloissa on Suomessa tällä hetkellä vielä vähäistä, energiayhteisön ideaa voidaan kuitenkin soveltaa nykyisellä lainsäädännöllä myös kerrostaloihin. Kerrostalon aurinkovoimalan tuotannon jakamiseen on kaksi menettelytapaa: hyvityslaskenta ja takamittarointi. Mallit eroavat toisistaan teknisen toteutuksen osalta ja ne käydään seuraavaksi tarkemmin läpi.

Hyvityslaskentamalli kerrostaloissa toimii käytännössä siten, että katolle hankitaan yhdessä suuri aurinkovoimala, jonka investoinnista jokainen halukas asukas maksaa oman osuutensa. Asukkaan prosenttiosuus kokonaisinvestoinnista määrittää hänelle maksettavan hyvityksen määrän. Hyvitys huomioidaan asukkaan omassa sähkölaskussa aurinkovoimalan tuoton ja henkilökohtaisen investointiosuuden tulona. Itse pientuotannolla tuotetusta sähköstä ei tarvitse maksaa sähköveroa eikä siirtomaksuja. Näistä säästöistä muodostuu konseptin taloudellinen kannattavuus. (Auvinen et al, 2020, 8.) Taloyhtiöille ratkaisu on muutenkin helppo, koska jo olemassa olevaa mittarointia voidaan hyödyntää hyvityslaskennassa, eikä kulutusmittareita tarvitse uusia. Hyvityslaskentamalli ei vaikuta asukkaiden omiin sähkösopimuksiin, joten heillä säilyy vapaus kilpailuttaa ja tehdä omat sähkösopimuksensa. (Auvinen et al, 2020, 2.) Hyvityslaskentamalli tuli mahdolliseksi lakimuutoksen myötä vuoden 2021 alusta alkaen (Sähkömarkkinalaki/588).

Takamittaroinnissa taloyhtiöllä on omat kulutusmittarit, jotka mittaavat yksittäisten huoneistojen kulutusta ja aurinkovoimalan tuotantoa. Taloyhtiö on verkon suuntaan yhden yhteisen mittarin takana, joka myös tarkoittaa sitä, että taloyhtiö tekee yhden sähkösopimuksen koko kiinteistölle, joten yksittäiset asukkaat eivät voi tässä mallissa kilpailuttaa tai tehdä omaa sähkösopimustaan. Vaikka yksittäinen asukas ei voi kilpailuttaa omaa sopimustaan, on yleisesti yhden ison yhteisen sähkösopimuksen tekeminen taloudellisesti kannattavampaa. (Auvinen et al, 2020, 7.) Takamittaroinnissa tuotettua sähköä pystytään jakamaan kiinteistössä joustavammin ja tehokkaammin kuin hyvityslaskennassa, mutta toiminta vaatii erillisen operaattorin ja mittarien uusiminen jo olemassa olevaan kiinteistöön on kallista. (Auvinen et al, 2020, 8.) Takamittarointi ja hyvityslaskentamalli ovat esitetty kuvassa 2.

Kiinteistön sisäinen energiayhteisö



Hyvityslaskenta

- + oman tuotannon hyödyntäminen kiinteistösähkön lisäksi huoneistoissa
- jäykkä, perustuen ennakkoon ilmoitettavaan jakosuhteeseen ja jälkepäin tapahtuvaan laskentaan
- ei mahdollista ns. naapurihyvitystä tai joustojen tarjontaa
- ei tue sektori-integraatiota

Takamittarointi

- + mahdollistaa dynaamisen ja reaaliaikaisen tehon hallinnan ja joustojen tarjonnan
- + sektori-integraation hyödyntäminen (lämpö, sähkö, autopaikat ja -lataus, vesimittaus...)
- + kustannustehokkuus
- edellyttää palveluoperaattorin
 - + uutta liiketoimintaa palveluoperaattorille

Kuva 2: Kiinteistöjen sisäinen energiayhteisö (Pertti Järventausta, energiayhteisön esitysmateriaali, 2021).

Molemmissa ratkaisussa on omat hyvät puolensa ja on tapauskohtaista, kumpi ratkaisusta on kohteelle parempi vaihtoehto: olemassa oleviin rakennuksiin hyvityslaskenta on yleisesti taloudellisempi ratkaisu, koska mittarointia ei tarvitse uusaa, mutta uudiskohteisiin on rakentamisen yhteydessä voi olla kannattavaa tehdä takamittarointiratkaisu, jos energiayhteisöä halutaan hyödyntää.

3.2.2. Kiinteistöryhmät

Kiinteistöryhmissä on energiayhteisöiden suurin potentiaali. Kiinteistöryhmän voivat muodostaa lähekkäin olevat kiinteistöt, joilla on sama omistaja. Sähkömarkkinalain mukaan oman kiinteistöverkon rakentaminen kiinteistöryhmän kiinteistöjen välille ei ole luvanvaraista (Sähkömarkkinalaki/588). Yhteistä tuotantoa voidaan siis jakaa alueen sisällä joustavasti eri rakennusten tarpeiden mukaan. Sisäinen verkko mahdollistaa esimerkiksi kulutus-huippujen tasaamisen ja yhteisten energiavarojen hyödyntämisen älykkäiden mikro-verkko-ohjaimien avulla. Kiinteistöryhmän kiinteistöillä voi myös olla erilaiset

kulutusprofiilit ja tehohiiput voivat erota toisistaan merkittävästi, joten alueen sisäisen sähkönjakelun ohjaus voi luoda merkittäviä säästöjä ja nostaa itse tuotetun sähkön omakäyttöastetta. Riittävän suurien ja aktivoitumisajaltaan nopeiden energiavarastojen avulla voidaan mahdollistaa myös alueen saarekekäyttö, jolloin sähkökatkoksen aikana irtaudutaan verkosta ja syötetään omaan kiinteistöverkkoon sähköä omista varastoista. Jos kiinteistöryhmällä on yhteisiä energiavarastoja, kuten akustoja, voi reservimarkkina osallistuminen olla tällaiselle energiayhteisölle taloudellisesti kannattavaa ja siitä tehdään myös tarkastelua tässä työssä. Kiinteistöryhmän alueelle voi myös aurinkovoiman lisäksi olla taloudellista keskikokoisen tuulivoimalan rakentaminen, jos kulutusta on paljon ja kiinteistöryhmä sijaitsee maantieteellisesti tuulivoimaloille suotuisalla alueella. Tuulivoimaloista lisää työn luvuissa 4 ja 7.

3.2.3. Lähekkäisten rakennusten muodostamat yhteisöt

Uusin energiayhteisömalli on kiinteistörajat ylittävien erillisten linjojen käyttö, joka mahdollistui sähkömarkkinalain muutoksen jälkeen 1.8.2021 (Sähkömarkkinalaki/588). Tämä malli soveltuu esimerkiksi omakotitaloalueelle, johon rakennetaan yhteinen aurinkovoimalakokonaisuus, joka jaetaan asukkaiden kesken osavoimaloihin. Asukkaat yhdistetään voimalakokonaisuudesta heidän omiin osuuksiinsa erillisiä linjoja hyödyntäen. Suuren voimalakokonaisuuden rakentaminen on halvempaa kuin monen pienen voimalan, joten yksittäiseltä asukkaalta vaadittu rahallinen investointimäärä saatua sähkötehoa kohden pienenee. Tilannetta voidaan mallintaa samalla tavalla kuin kerrostalojen hyvityslaskennassa: asukas maksaa osan voimalan investointikustannuksesta ja saa investointiosuuden verran tuotannosta omaan käyttöönsä. Ylituotannon asukas voi esimerkiksi myydä verkkoon oman sähköliittymänsä kautta saaden siitä hyvityksen verkkoyhtiöltään.

Erillisten linjojen mallissa huonona puolena on se, että rakennuksia ei voida yhdistää toisiinsa, koska niillä ei ole yhteistä omistajaa, mistä johtuen monet asiantuntijatahot eivät laske erillisten linjojen käyttöä todelliseksi energiayhteistöiminnaksi. Tilanteesta puuttuu rakennusten välinen symbioosi, jossa tuotettua sähköä voitaisiin jakaa rakennusten välillä niiden todellisen kulutuksen mukaan. Ratkaisumallin jäykkyys korostuu tilanteissa, joissa rakennuksilla on hyvin erilaiset kulutusprofiilit ja sähköä joudutaan myymään asukkaiden toimesta verkkoon, vaikka naapurikiinteistössä olisi samalla ajanhetkellä tarvetta

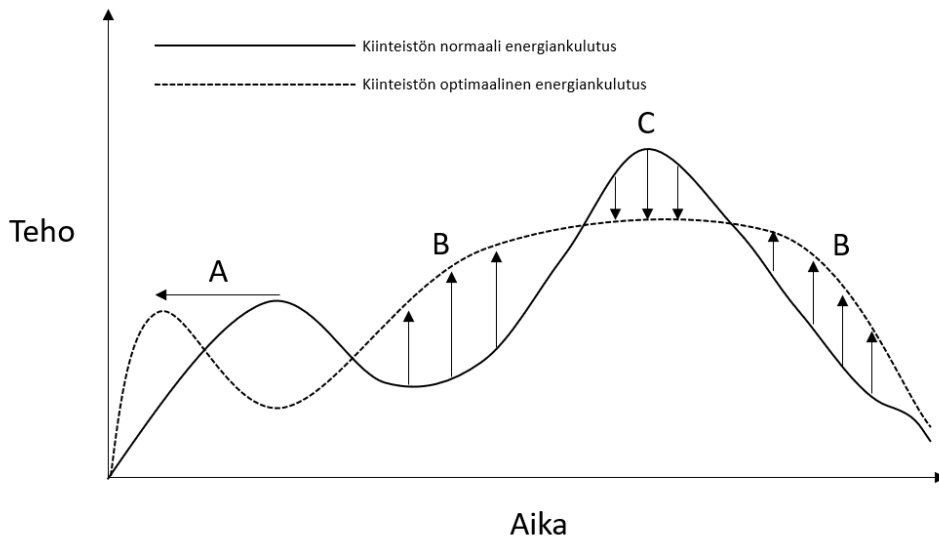
sähköenergialle. Alueen sähköntuotannossa ei kiinteistöverkon tapaan voida käyttää tuuli-voimaa, koska sitä ei voida aurinkovoimalan tapaan jaotella osiin, joten tuotantomahdollisuudetkin jäävät tässä ratkaisussa vähäisiksi.

3.3. Virtuaalivoimalakonsepti osana energiayhteisöä

Yhden määritelmän mukaan virtuaalivoimala muodostuu monen eri tuotantolaitoksen integroimisesta yhden kaksisuuntaisen hallintajärjestelmän alle, minkä tarkoituksena on parantaa toiminnan tehokkuutta. Virtuaalivoimaloiden toimintaa pyritään optimoimaan taloudellisuuden, toimintavarmuuden ja ympäristötekijöiden näkökulmista. (Naval et al, 2021, 2.) Tässä luvussa tarkastellaan virtuaalivoimaloiden toimintaa osana energiayhteisöjä.

Suomessa virtuaalivoimalaitos määritellään kulutuskohteeksi, joka ei itse tuota energiaa, mutta säättää kiinteistön sisäistä kulutusta verkon tarpeiden mukaisesti. Sähköverkko reagoi kulutukseen tuotannon tavoin, mutta verkon taajuuden muutos on vain käänteinen: kulutuksen vähentäminen aiheuttaa verkon taajuuteen samanlaisen vaikutuksen kuin tuotannon lisääminen. Jos kiinteistöllä tai kiinteistöryhmällä on kyky tuottaa tai varastoida energiaa, voivat ne toimia tavallisina voimalaitoksina. (Energiaviisaat kaupungit, 2020, 3.)

Kiinteistöjen kulutusjousto on myös osa virtuaalivoimaloiden toimintaa. Kiinteistön kulutusjousto on esitelty kuvassa 3.



Kuva 3. Mallinnus kiinteistön kulutusjoustosta (Energiaviisaat kaupungit, 2020, 3).

Kuvassa 3 yhtenäisellä viivalla havainnollistetaan käytetyn energian muuttuvaa kokonaismäärää ja katkoviiva kertoo kulutusjouston näkökulmasta optimaalisen hetkittäisen kulutuksen. Kuvan A kohta esittää tilannetta, jossa tulevan ennustetun kulutushuipun kulutusta siirretään aikaisempaan ajankohtaan, jolloin tuleva kulutushuippu alueellisesti tulee olemaan pienempi. Käytännön esimerkkinä tilannetta A voidaan havainnollistaa esimerkiksi suurtauluskeittiöiden toiminnan kautta. Jos kaikki keittiöt käynnistävät laitteistonsa joka päivä samaan aikaan, on hetkellinen kulutuspiikki merkittävä. Jos taas toiminta ajoitetaan alkamaan muutaman tunnin sisälle portaittain, ei samanlaista hetkellistä kulutushuippua muodostu. Kuvan tilanteessa C hetkellä on selkeä kulutushuippu, jota pyritään tasaamaan pidemmälle aikavälille siirtämällä osa C hetken kulutuksesta ajanhetkille B.

Kulutusjousto voidaan liittää osaksi energiayhteisöä, jos energiayhteisö toimii kiinteistöverkon sisällä. Energiayhteisön rakennuksista voidaan yhteisellä mikroverkko-ohjaimella koota yhteinen joustopotentiali, joka voidaan tarjota Fingridin reservimarkkinoille. Pienin tehomäärä, jolla energiayhteisö voi itsenäisesti osallistua reservimarkkinaan on 100 kW ylös- ja alaspäin säätöä. Tällöin puhutaan FCR-N reservistä, joka tarkoittaa taajuusohjattua käyttöreserviä normaalitilanteessa. (Fingrid, 2022.) Reserviin osallistumisesta energiayhteisö voi saada vuosittain merkittävää rahallista tuottoa pelkällä tuotannon ja kulutuksen ohjauksella. Tarkoitus on suunnitella järjestelmä ja siihen liitetyt laitekokonaisuudet niin, että energiayhteisön jäsenet eivät fyysisesti edes huomaa hetkittäisiä säätöjä. Alla olevassa taulukossa 1 on listattu rakennusten eri laitekokonaisuuksien potentiaalia toimia osana virtuaalivoimalaa.

Taulukko 1. Kiinteistöjen laitekokonaisuuksien toimiminen osana virtuaalivoimalaitosta (Energiaviisaat kaupungit, 2020, 3).

Kuorma	Sähköteho	Säätövara	Ohjauksen toteutus	Prosessin kriittisyys	Kokonaisarvo
Ilmanvaihto	Suuri	Suuri	Onnistuu muutoksilla automaatioon	Kohtalainen	Suuri potentiaali
Kylmälaitteet	Suuri	Suuri	Edellyttää investointia automaatioon/laitteistoon	Kohtalainen	Keskisuuri potentiaali
Valaistus	Keskisuuri	Pieni	Yleensä edellyttää investointia automaatioon	Tärkeä	Pieni potentiaali
Pumput	Pieni	Suuri	Onnistuu muutoksilla automaatioon	Kohtalainen	Pieni potentiaali
Suurtalouskeittiö	Suuri	Suuri	Edellyttää investointia automaatioon/laitteistoon	Kohtalainen	Pieni potentiaali

Jos energiayhteisöön kuuluu suurempia rakennuksia, kuten koulu tai toimistorakennus, on mahdollista, että yhteisö voi osallistua reservimarkkinaan tarjoamalla ainoastaan ilmanvaihdon hetkellistä ylös- ja alaspäin säätöä. Jos yksittäisillä rakennuksilla on vain pienitehoisia sähkökuormia, eikä yhteistä verkkoa ole, voidaan virtuaalivoimalakonsepti toteuttaa aggregaattoripalvelun avulla. Palveluntarjoaja ostaa monien eri kiinteistöjen pienen kulutusjoukon ja niputtaa niistä oman kokonaisuuden ja tekee itsenäisesti Fingridin kanssa reservisopimuksen.

4. Hyödynnettävät teknologiat energiayhteisön energiantuotannossa

Energiayhteisön sähköenergian päätuotantomuoto on aurinkovoima, koska se on rakennuskustannuksiltaan halpaa, voimalan kokoa on helppo skaalata yhteisön sähkönkulutuksen mukaan ja voimala voidaan tarvittaessa jakaa helposti osiin. Aurinkovoiman rinnalla energiayhteisöissä voidaan hyödyntää pieni- ja keksikokoista tuulivoimaa sekä mikroturbiineja. Erillisten linjojen energiayhteisöissä tuulivoiman ja mikroturbiinien käyttö on toisaalta ongelmallista.

4.1. Aurinkoenergian tuotanto Suomessa ja maailmalla

Auringon säteilyn energiaa on jo pitkään hyödynnetty sähköntuotannossa aurinkopaneelien avulla. Aurinkopaneeliteknologia on kehittynyt viime vuosikymmeninä tasaisella nopeudella, eikä mitään mullistavaa keksintöä ole vielä tullut markkinoille. Tällä hetkellä valmistettavista aurinkopaneeleista suurin osa on perinteisiä yksi- tai monikidepaneeleja, koska niiden investointikustannukset ovat pienimmät ja tehon tuotto pinta-alaan verrattuna korkein. Maailmassa aurinkovoiman yhteenlaskettu kapasiteetti oli vuonna 2020 707 GW ja vuoden aikana tuotettu energiamäärä 856 TWh, joka vastaa noin kahta prosenttia koko maailman sähkötuotannosta (Ritchie et al. 2020). Suomessa aurinkovoimalla tuotettiin vuonna 2020 218 GWh sähköenergiaa, joka oli vain 0.3 % koko vuoden tuotantomäärästä (Statistics Finland, 2021).

Suomessa aurinkovoimaloiden rakennuskustannukset ovat tällä hetkellä välillä 1 000 – 1 500 €/kW (Motiva, 2021. Lumo, 2022. Karhuvoima, 2022), kun aurinkovoimaloiden huipputeho on arviolta 3 – 20 kW. Suuremmissa projekteissa, kun huipputehot nousevat moniin satoihin kilowatteihin tai jopa megawatteihin, investointikustannukset voivat laskea 900 €/kW:n suuruusluokkaan, jos pystytään käyttämään perinteisiä asennustapoja. Tämä on yksi merkittävä tekijä, joka tuo kannattavuutta energiayhteisöjen suuremmille yhteisille aurinkovoimaloille.

4.1.1. Aurinkopaneelivaihtoehdot

Tilanteessa, jossa rajoituksia ei painon tai asennuskulman puolesta ole, ovat yksi- ja monikidepaneelit yleensä kuluttajalle kannattavin vaihtoehto. Paneelit rakennetaan piikennostosta, jota ympäröi jäykkä metallikehys. Paneelien hyötysuhde oli vuonna 2016 19 – 21 % (Wirth et al. 2016), joka on noussut muutamalla prosenttiyksiköllä työn kirjoitushetkeen mennessä.

Jos pienkohteen kattorakenne ei kestä metallikehysisten paneelien painoa, on vaihtoehtona esimerkiksi ohutkalvopaneelit, jotka ovat rakennettua neliötä kohti huomattavasti kevyempiä. Ohutkalvopaneelien sähköntuotto ei vaadi piikkenojen tapaan tarkkaa asennuskulmaa, joten niitä voidaan asentaa laajemmin erilaisiin kohteisiin. Markkinoilla on tällä hetkellä tarjolla ratkaisuja, joissa ohutkalvopaneelit integroidaan suoraan kattomateriaaliin, jolloin voidaan puhua aurinkokatosta (Kerabit, 2022. Virte Solar, 2022). Verrattuna piipohjaisiin kidepaneeleihin ohutkalvopaneelit ovat kuitenkin investointikustannuksiltaan kalliimpia, niiden hyötysuhde on huonompi ja tehon tuotto pinta-alaa kohti pienempi. Ohutkalvopaneelit myös kuumenevat katolle asennettuja piikennoisia paneeleita enemmän, koska ne asennetaan suoraan kattomateriaaliin kiinni, joten ilmapirran aiheuttama viilennys kohdistuu vain paneelin yläpintaan, kun taas kattoasennustelineellä olevan piipaneelin alapuoleltakin pääsee liikkumaan viilentävä ilmavirta.

Uusimpana ratkaisuna aurinkopaneeliteollisuudessa on perovskiiitipaneeli. Perovskiiittimateriaalit ovat yleisimmin kalsium-titaani-oksideja, jotka muodostuvat kalsium-titanaateista (CaTiO_3). Perovskiiiteiksi lasketaan myös muut yhdisteet, joilla on kalsium-titanaatin kanssa samanlainen kristallirakenne, jota kutsutaan perovskiiittirakenteeksi. (Frontera et al. 2019, 119 - 120) Tämän rakenteen omaavia yhdisteitä löytyy sellaisenaan maaperästä, minkä vuoksi raaka-aine on muihin aurinkopaneelityyppeihin verrattuna halpaa. Tutkimusten mukaan perovskiiittimateriaaleista tehtyjä aurinkopaneeleja voidaan valmistusprosessin yksinkertaisuuden vuoksi valmistaa hyödyntämällä 3D-tulostimia, joten valmistuskustannukset ovat huomattavasti esimerkiksi piikkenoja pienemmät, koska piikennot tarvitsevat tarkat valmistusolosuhteet tyhjiörakenteensa takia. Perovskiiitipaneelien ongelmana työn kirjoitushetkellä on perovskiiittirakenteen epästabiilius ja herkkyys lämpötilan ja kosteuden muutoksille (Frontera et al. 2019, 118). Potentiaalia tässä teknologiassa kuitenkin on ja kehitys on ollut nopeaa viime vuosikymmenen aikana. Perovskiiitipaneelien hyötysuhde oli noussut

vuoden 2009 alle neljästä prosentista jo yli 22 %:iin vuonna 2016 ja kehityksen suunta on edelleen nousujohteinen (Roy et al. 2021, 11). Yhtenä parhaana ominaisuutena tästä materiaalista valmistetut aurinkopaneelit ovat niin ohuita, kalvomaisia ja lähes läpinäkyviä, että niitä suunnitellaan esimerkiksi sälekaihtimien tai ikkunoiden päällysteeksi, mikä merkittävästi laajentaisi aurinkoenergian hyödyntämismahdollisuuksia niin pienkuluttaja kuin energiayhteisötasollakin. Perovskiittipaneelien kehitystyötä tekee puolalainen yritys Saule Technologies, johon yritimme VAU-hankkeen puolesta olla yhteydessä, mutta emme saaneet heiltä yhteydenottoomme vastausta.

Taulukkoon 2 on kerätty lähteistä löytyneistä tiedoista eri aurinkopaneelien ominaisuuksia, jonka avulla on helppoa tehdä vertailua. Hyötysuhteita tarkasteltaessa jokaisesta paneelityypistä löytyy paljon vaihtelua valmistajien ja eri materiaalista valmistettujen paneelien välillä, joten taulukkoon on arvioitu laajasta otannasta keskiarvoja tai raja-arvoja. Perovskiittipaneelit eivät vielä ole laajasti markkinoilla, joten niistä ei ole hintatietoja saatavilla.

Taulukko 2. Aurinkopaneelien ominaisuuksia taulukoituna (Kaldellis et al. 2014. Hossain, 2015. Banavoth, 2019. Frontera et al. 2019, Liu et al. 2005).

Paneelityyppi	Hyötysuhde [%]	Investointikustannus [€/kW]	Paino [kg/m ²]	Taipuvuus	Hyötysuhteen lämpötilakerroin [-1/°C]
Kidepaneelit	16 - 24	1000 - 1500	10 - 20	Huono	0.30 - 0.45
Ohutkalvo	<20	1000 - 2000	5 - 10	Hyvä	0.14 - 0.4
Perovskiitti	11 - 22	-	1 - 2	Hyvä	-

Taulukoiduista arvoista ohutkalvopaneelien hyötysuhteeksi on merkitty alle 20, koska osassa lähteistä mainittiin laboratorio-olosuhteissa paneelista saadun hyötysuhteen ollen yli 20, mutta ulkoilmassa ei olla päästy vielä samoihin tuloksiin. Ohutkalvopaneelien painoon vaikuttaa merkittävästi se, että onko kyseessä aurinkokatto- ratkaisu, jolloin kattomateriaali tuo kokonaisuuteen lisäpainoa. Perovskiittipaneeleille merkitty hyötysuhde perustuu pelkästään laboratoriossa saatuihin tuloksiin ja vaihtelee myös huomattavasti eri perovskiittimateriaalien välillä.

Yhtenä mainitsemisen arvoisena ratkaisuna on myös hybridipaneelit, jotka tuottavat sähköä sekä lämpöä. Paneeleissa on aurinkokennon lisäksi lämpöä keräävä jäähdytysverkosto, jonka avulla paneelin lämpenemisestä aiheutuvaa hukkaenergiaa voidaan ottaa

hyötykäyttöön ja samalla paneelin hyötysuhde saadaan pysymään korkeana, kun lämpötila pysyy maltillisena. Suomen olosuhteissa hybridipaneeleista ei vielä ole saatavilla dataa, mutta VAU-hankkeen tekemän selvityksen mukaan Suomessa on muutamia yrityksiä, jotka yrittävät tehdä paneelien paikallista testausta pilottikohteiden avulla.

4.2. Pieni- ja keskikokoinen tuulivoima

Pienikokoisella tuulivoimalla tarkoitetaan tässä työssä muutamien kilowattien tehoisia pystymallisia tuuliturbiineja, ne soveltuvat teknisesti jopa omakotitalokohteisiin, mutta niihin investoiminen ei vielä tällä hetkellä ole taloudellisesti kannattava. Pystymallisten tuuliturbiinien taloudellisuutta tutkittiin vuonna 2017 Seppo Hyttisen opinnäytetyössä, jossa esimerkkikohteena oli Kotkassa sijaitseva Maretarium. Työssä tarkasteltiin kolmea eri vaihtoehtoa pienimuotoiselle tuulivoimalle, joista mikään ei osoittautunut taloudellisesti kannattavaksi. Takaisinmaksuaikaan eniten vaikuttava tekijä oli se, että vuosittaiset ylläpito- ja huoltokustannukset olivat lähes yhtä suuret kuin tuuliturbiinin vuosittaisesta energiantuotannosta saatava tuotto. (Hyttinen, 2017, 60-63.) Jos taloudellista näkökulmaa ei huomioida, ovat pystymalliset tuulivoimalat soveltuvia lähes jokaiseen kohteeseen, jossa halutaan rakentaa uusiutuvan sähkön tuotantoa. Ainut vaatimus niiden tehokkaalle käytölle on niiden rakentaminen vähintään muutaman metrin korkeudelle maan pinnasta.

Keskikokoisella tuulivoimalla tarkoitetaan tässä työssä 100–1000 kW tehoisia vaaka-akselisia tuuliturbiineja. Keskikokoisten tuulivoimaloiden taloudellista kannattavuutta on hankalaa arvioida täysin yleisellä tasolla, koska tuulen keskimääräisellä nopeudella on huomattavia alueellisia eroja. Energiayhteisön näkökulmasta tuulivoimala voi tulla kannattavaksi, kun hetkelliset kulutushuiput ovat monia satoja kilowatteja. Tuulivoiman rajoittavana tekijänä saattaa olla energiayhteisön maantieteellinen sijainti, esimerkiksi Kaakkois-Suomen alueella on haastavaa saada rakennuslupa tuulivoimalalle, vaikka kyseessä olisi vain keskikokoinen tuulivoimala. Tuulivoimaloiden lupahakemuksista puhutaan lisää luvussa 6.2.2.

4.3. Mikroturbiinit

Kausittaisten energialähteiden rinnalle energiayhteisö voi rakentaa mikroturbiineja tukemaan alueen omavaraista sähköntuotantoa silloin, kun auringosta tai tuulesta ei ole energiaa saatavilla tai leikkaamaan alueellista huipputehon tarvetta ilman, että tarvitaan erillisiä energiavarastoja. Mikroturbiineiksi luokitellaan turbiinit, joiden tuottama teho on 25 kW ja 500 kW välillä (Ismail et al. 2013, 143). Mikroturbiinien hyötyjä esimerkiksi dieselgeneraattoriin verrattuna ovat pienemmät päästöt, hiljaisempi käyntiääni, vähemmän tehonvaihtelua, suurempi luotettavuus ja laaja polttoainevalikoima (Kalantar et al. 2010, 3064). Mikroturbiinien taloudelliselle kannattavuudelle on vaikeaa antaa yleistä vastausta, koska siihen vaikuttaa merkittävästi esimerkiksi mikroturbiinin teho, käytetty polttoaine ja vuosittainen huipunkäyttöaika.

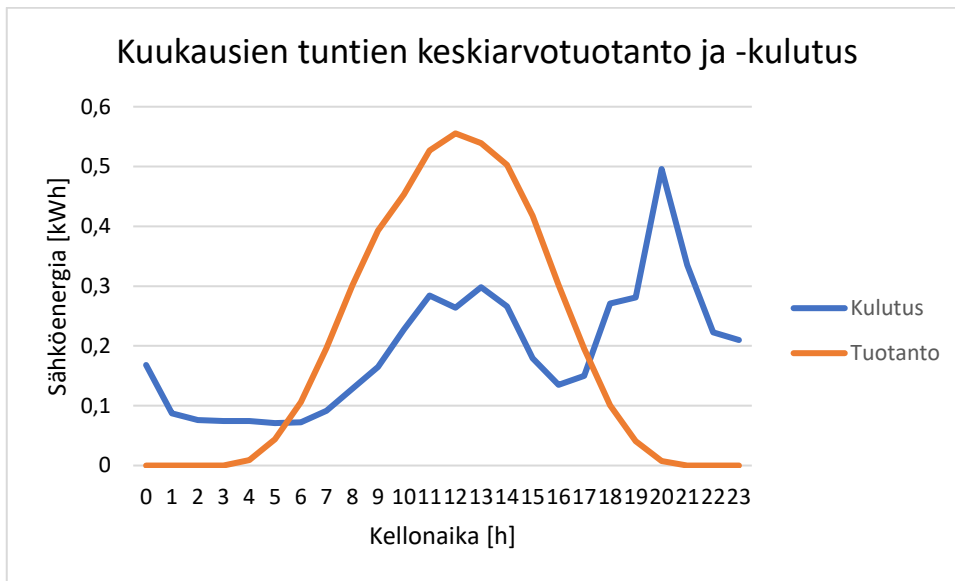
Mikroturbiinien ympäristöystävällisyys perustuu niissä käytettävään polttoaineeseen. Jos polttoaineena käytetään esimerkiksi biokaasua, voidaan mikroturbiineilla tuotettu sähkö laskea uusiutuvaksi tuotannoksi. Ongelmana Suomessa on biokaasun vähäinen tuotanto, jonka vuoksi ainakaan kirjoitushetkellä ei ole mahdollista ostaa maakaasuverkosta puhdasta biokaasua, vaan biokaasu on aina sekoitettuna maakaasun joukkoon. Kaasun saatavuutta energiayhteisölle rajoittaa sen maantieteellinen sijainti, koska kaasuverkko ei kata koko Suomea. Maakaasun käytöstä pyritään myös työn kirjoitushetkellä eroon, koska EU:n ja myös Suomen omana tavoitteena on energiaomavaraisuuden lisääminen ja Suomella ei ole omia maakaasuvarantoja (Keskuskauppakamari, 2022). Jos biokaasun kotimainen tuotanto lisääntyy tulevinä vuosina, voivat mikroturbiinit olla potentiaalisia vaihtoehtoja hajautetussa energiantuotannossa ja energiayhteisöissä.

5. Sähköenergiavarastoiden hyödyntäminen

Uusiutuvien energianlähteiden sähköntuotanto on vaihtelevaa, joten niiden käytön lisääntyessä sähköenergiavarastojen tarve kasvaa. Sähköverkon taajuus on pidettävä koko ajan lähellä vakioarvoa, joka on Suomessa 50 Hz, jotta vältetään taajuuden muutoksista aiheutuvista toimitushäiriöistä ja toimitusvarmuus säilyy. Sähkövarastoilla voidaan joissain määrin säätää kantaverkon, jakeluverkkojen ja kiinteistöverkkojen taajuutta lataamalla sähkövarastoja ylituotannon hetkellä ja purkamalla niitä takaisin verkkoon, kun tuotannosta on vajetta. Tässä luvussa keskitytään pienkuluttajan ja energiayhteisöjen sähkövarastojen tarpeeseen ja niistä saataviin hyötyihin.

5.1. Sähkövarastojen tarve energiayhteisöissä

Yksi energiayhteisöjen päätehtävistä on tuottaa ympäristöllisiä hyötyjä sen jäsenille ja alueelle (Valtioneuvoston muutossäädös 1133/2020, 2020). Tähän tavoitteeseen päästäkseen energiayhteisön energiantuotantomuotojen on oltava uusiutuvia, kuten edellisessä luvussa kirjoitettiin. Mainitut sähkön päätuotantomuodot energiayhteisöissä ovat aurinko- ja tuuli-voima. Näiden voimaloiden tuotanto on säätilaan perustuvaa ja siitä syystä vaihtelevaa, eikä niitä voida säätää energian kulutuksen perusteella. Säädön puutteen lisäksi uusiutuvien energianlähteiden tuotanto ei ajoitukseltaan aina kohtaa kulutuksen kanssa. Yksinkertaisena esimerkkinä omakotitalon omistaja, joka omistaa aurinkovoimalan ja haluaa illalla lämmittää sähkösaunan. Aurinkovoimala ei enää auringon laskettua tuota sähköä, joten ilman sähkövarastoa on saunan lämmitykseen vaadittava sähkö ostettava verkosta. Alla kuvassa 4 on esitetty Kotkassa sijaitsevan kerrostaloasunnon keskimääräinen tunnittainen sähkönkulutus heinäkuulta 2021 ja samalta ajanhetkeltä mallinnettu 1 kW tehoisen aurinkovoimalan hetkellistä tuotantoa.

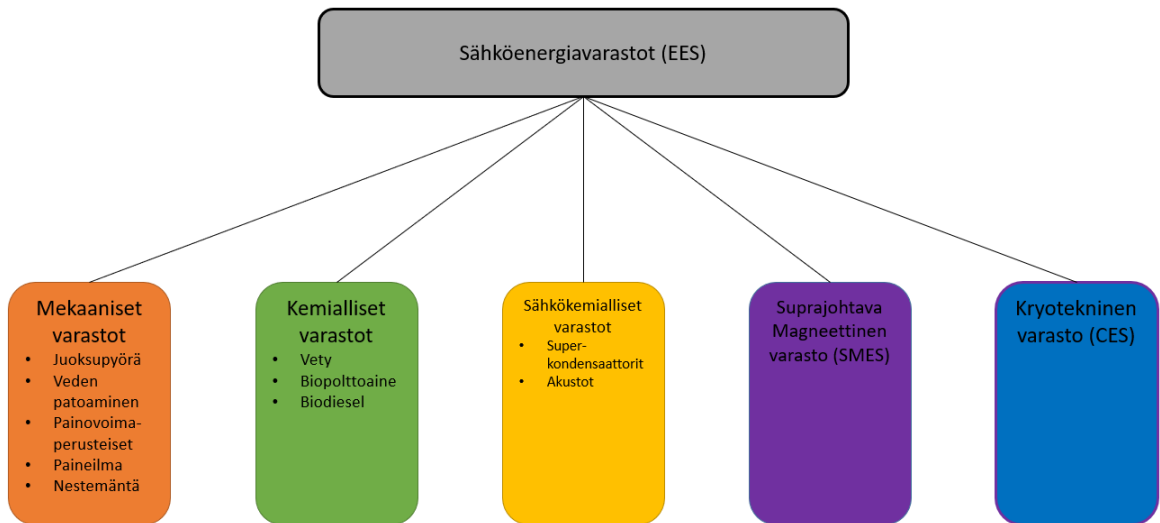


Kuva 4. Kerrostaloasunnon esimerkkikuukauden tuntien keskimääräinen sähkönkulutus ja samalta ajalta 1 kW mallinnetun aurinkovoimalan keskimääräinen tuotanto.

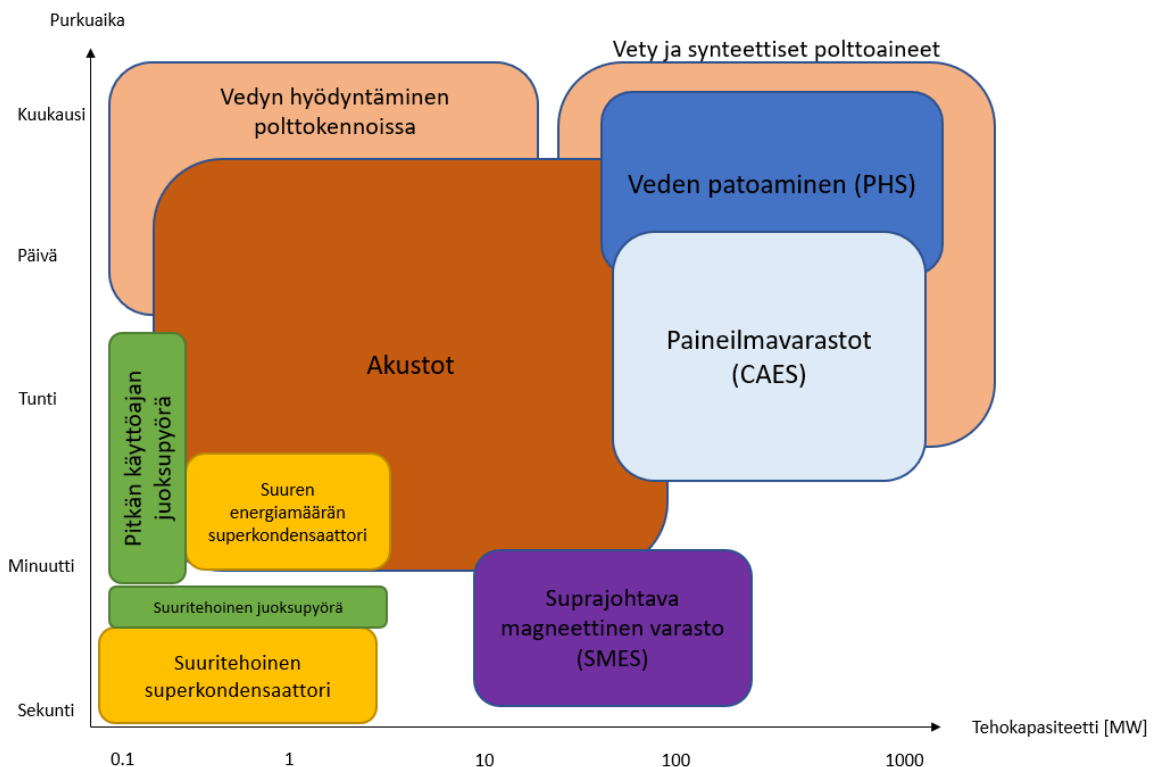
Kuvasta voidaan huomata kulutushuippujen ajoittuvan klo 17 – 22 välille, jolloin tuotantoa on enää saatavilla murto-osa huipputehosta. Nopean purkuajan sähkövaraston käyttö kyseisessä kohteessa olisi kuvaajan perusteella ideaalista, koska päivällä tuotantoa on merkittävästi enemmän kuin kulutusta, jolloin varastoa pystyttäisiin lataamaan. Illan kulutushuippuina päivällä ladattua varastokapasiteettia olisi mahdollista hyödyntää omaan käyttöön. Investointi sähkövarastoon kyseisessä kohteessa nostaisi itse tuotetun sähkön omakäyttöastetta huomattavasti.

5.2. Sähköenergiavarastojen ryhmittely

Sähköenergiavarastot, EES (Electrical Energy Storages), voidaan jakaa purkuajan perusteella nopeisiin, keskinopeisiin ja hitaisiin varastoihin. Ryhmittelyä voidaan myös tehdä varastojen tehokapasiteettien perusteella. Sähköenergiavarastot on esitelty kuvassa 5 ja ne on jaoteltu purkuaikojen ja tehokapasiteettien perusteella kuvassa 6.



Kuva 5. Sähköenergiavarojen luokittelu (Aneke et al. 2016, 356).



Kuva 6. Sähköenergiavarojen jako purkuajan ja tehokapasiteetin perusteella (Aneke et al. 2016, 365).

Energiayhteisöissä hyödynnetään lähtökohtaisesti sähkön pientuotantoa, joten varastojen tehokapasiteetti varastojen osalta on myös korkeimmillaan muutamia megawatteja. Purkuajien näkökulmasta energiayhteisöissä on suurin tarve nopeiden purkuajien varastoille,

koska niillä voidaan leikata tuntien välisiä kulutushuippuja ja vastata vuorokauden sisällä tuotannon ja kulutuksen vaihteluun.

Työssä käydään tarkemmin läpi akkuratkaisuja, koska ne ovat tällä hetkellä sähkövarastoista yleisimpiä ja monikäyttöisimpiä. Sähköenergiaa voidaan varastoida lyhyiksi ajoiksi akustojen lisäksi myös kondensaattoreihin. Kondensaattorien etuina akustoihin verrattuna ovat huomattavasti korkeampi sykli-ikä, ne kestävät erittäin suuria jännitetasoja ja lämpötilan vaihtelu ei aiheuta ongelmia laitteen toiminnalle. Huonoina puolina kondensaattoreilla sähkövarastokäytössä ovat niiden matala ominaisenergia ja suuri itsepurkautumiskerroin. (Samantara et al. 2020, 3-6.) Kondensaattorien käytössä energiavarastona merkittävin tekijä on suuri itsepurkautumiskerroin, joka tarkoittaa, että sähköenergiaa purkautuu kondensaattorista itsestään ajan kuluessa. Sähköenergiaa voidaan varastoida kondensaattoriin lyhyeksi ajanjaksoksi, mutta pidemmän ajan varastointia varten on kondensaattori kannattavaa yhdistää akkuvarastoon (Samantara et al. 2020, 6).

Pidempien purkuaikojen varastoissa käytetään paljon erilaisia mekaanisia varastointimenetelmiä. Energiayhteisöihin näitä on melko vaikea yleisesti soveltaa, koska ne vaativat toimiakseen tiettyjä maantieteellisiä elementtejä tai paljon tyhjää tilaa yhteisön läheisyydessä. Tilan tarvetta voidaan perustella näiden varastojen pienellä energiatiheydellä, esimerkiksi paineistetun kaasuenergiavaraston (CGES) energiatiheys on välillä 120 – 220 W/kg ja Li-ioni akustolla vastaava lukema on 1 500 W/kg (Alami, 2020, 84). Mekaanisista varastoista yhtenä esimerkkinä on veden pumppaaminen ylijäämäsihtin avulla padon yläpuolelle, josta sitä voidaan laskea generaattoreiden läpi, kun sähköä tarvitaan. Toisena ongelmana mekaanisten varastojen hyödyntämiseen energiayhteisöissä on niissä yleisesti vaadittava suuri tehokapasiteetti, mikä voidaan huomata edellä esitetystä kuvasta 6.

5.3. Akkuratkaisut

Yleisin sähköenergian varastointimenetelmä on akusto, BESS (Battery Energy Storage System), johon sähköenergiaa varastoidaan kemialliseksi energiaksi. Akustoja on saatavilla monilla eri katodi- ja anodimateriaaleilla, joista suosituimpia vielä tällä hetkellä ovat litiumioni ja lyijyakut. Akustojen ominaisuudet poikkeavat toisistaan merkittävästi esimerkiksi energiatiheden, hyötysuhteen, käyttöiän, toimintalämpötilan ja investointikustannusten osalta. Eri akkuvaihtoehtoja on koottu taulukkoon 3, jonka avulla vertailua voidaan tehdä.

Taulukko 3. Akustojen vertailua (Fan et al. 2020, 102).

Akkutyyppe	Energiatiheys [Wh/kg]	Hyötysuhde [-]	Käyttöikä [a]	Sykliikä [-]	Toimintalämpötila [°C]	Ympäristövastavuus	Hinta [€/kWh]	Kierrätettävyy
Lyijy-happo	30-50	75-80	2-3	500-1000	18-45	Vahingollinen	300-600	Hyvä
Ni-Cd	50-75	60-70	>10	2000-2500	-40-50	Vahingollinen	~1000	Hyvä
Ni-MH	40-110	-	>5	300-500	-30-70	Vähäinen vaikutus	-	Hyvä
Na-S	150-240	75-90	10-15	~2500	300-350	Vähäinen vaikutus	300-500	-
Li-ioni	100-250	~100	5-6	>1000	20-65	Vähäinen vaikutus	600-2500	Huono
Sinkki-bromi	75-85	65-75	5-10	>2000	20-50	Vähäinen vaikutus	150-1000	Hyvä
Vanadium virtausakku	10-50	75-85	5-15	12000-14000	5-45	Vähäinen vaikutus	150-1000	Hyvä
Polysulfaatti-bromidi	~30	60-75	~15	>2000	20-40	Vahingollinen	400-1100	-

Taulukon 3 perusteella parhaimmat energiatiheddet ovat Li-ioni ja Na-S akustoilla. Hyötysuhteessa Li-ioni akku on paras, tosin taulukon arvo on melkein sata prosenttia, joka on hie-man optimistinen muihin lähteisiin verrattuna. Virtausakulla on korkein käyttö- ja sykli-ikä. Poikkeuksellisen korkea toimintalämpötila on Na-S akustolla. Akuista lyijy, nikkeli-kadmium ja polysulfaatti-bromidi akustot ovat ympäristölle haitallisia. Investointikustannuksiltaan hintavälit ovat kaikilla akuilla laajoja, koska ne riippuvat akuston koosta ja halutusta tehotuotosta. Li-ioni on taulukon akustoista ainut, jota ei voida tehokkaasti kierrättää. Taulukon vertailun perusteella energiayhteisöihin ja pienkohteisiin parhaiten sopivat Li-ioni akut korkean hyötysuhteen, suuren energiatihedden ja helposti toteutettavan toimintalämpötilan ansiosta. Toisena potentiaalisena vaihtoehtona ovat vieläkin lyijyakut, koska niillä on matala investointikustannus ja korkea hyötysuhde.

Zubi et al. kirjoittamassa artikkelissa ”*The lithium-ion battery: State of the art and future perspectives (2018, 301)*” on johdettu yhtälö 1 litium-ioni akun käyttökustannukselle, c/kWh:

$$C_{kWh} = 100 \frac{C_b}{365fd} \left(c_{om} + \frac{i}{1-(1+i)^{-\frac{t_c}{365f}}} \right) + C_e \frac{1-r_e}{r_e} \quad (1)$$

jossa c_b on akuston investointikustannus [€/kWh], f on päivittäin käytetyt syklit [-], d on DoD eli osuus akuston maksimikapasiteetista, joka voidaan joka sykli hyödyntää [-], c_{om} on ylläpito- ja huoltokustannusten osa akuston kustannuksista [-], i on korkokanta [-], l_c on akuston sykli-ikä [-], C_e on keskimääräinen sähkön ostohinta [€/kWh], r_e on akuston hyötysuhde.

Yhtälöön sijoitetaan lähteen perusteella arvot: 200 €/kWh investointikustannus, yksi päivittäinen käyttösykli, DoD:n arvo 0.80, ylläpito ja huoltokustannukset 1 %, korkokanta 5 %, sykli-ikä 1500, keskimääräinen sähkön ostohinta 0.10 €/kWh ja akuston hyötysuhde 0.9. Saatua tulosta voidaan verrata sähkön myynti- ja ostohintaan, jotta saadaan arvio akuston todelliselle taloudelliselle kannattavuudelle.

Tuloksena akuston käyttökustannus on siis 20.6 c/kWh. Jotta akustoon olisi taloudellisesti kannattavaa investoida, olisi käyttökustannuksen oltava arvoltaan pienempi kuin keskimääräisen osto- ja myyntisähkön erotus. Tilanteessa, jossa ostettu sähkö maksaa 10 c/kWh ja myydystä sähköstä maksetaan 5 c/kWh korvaus, ei akuston käyttö ole kannattavaa. Sähkön ostohinnan nousu ja myynnistä saatavan korvauksen pieneneminen lisäävät akuston kannattavuutta. Suomessa noin 2–4 % vuosittainen hinnannousu (Sahari, 2019, 27) ja Li-ion akustojen jopa 50 % hinnan lasku pitkällä aikavälillä (Zubi et al. 2018, 303) luovat mielenkiintoisia näkymiä akustojen kannattavuudelle tulevaisuudessa. Huomioitavaa on myös sähkömarkkinoiden hintakehitys työn kirjoitushetkellä. Vuosi 2021 oli sähkön markkinahinnan osalta poikkeuksellisen epävakaa ja hinnat olivat ajoittain suuremmat kuin ikinä aikaisemmin. Jos kehitys jatkuu tulevina vuosina samaan suuntaan, voi akustojen käyttö olla jo muutamana vuoden kuluttua taloudellisesti kannattavaa.

Akkubarastoilla voidaan myös osallistua Fingridin reservimarkkinoille. Reservimarkkinoiden tarkoituksena on säätää kantaverkon taajuutta ylös tai alas, kun se poikkeaa 50 Hz perustaajuudesta. Sopivimpina reservityyppeinä ovat taajuusohjattu käyttöreservi FCR-N, joka on dynaaminen säätötuote taajuuden ylös- ja alassäätöön, ja taajuusohjattu häiriöreservi FCR-D, jossa on jaoteltu taajuuden ylös- ja alassäätötuotteet erikseen. Reservimarkkinoilta maksetaan rahallista korvausta reservinä toimimisesta tarjotun tehon ja ylläpitotuntien mukaan, joten se voi parantaa akustoinvestoinnin taloudellista kannattavuutta. Kokonaisreservi koostuu pohjareservistä, joka ostetaan koko vuodeksi kerrallaan vuosimarkkinoilta, ja

lisäreservistä, joka ostetaan tuntimarkkinoilta tarpeen mukaan. FCR-N reservin vuosimarkkinakorvauksen kaava on esitetty yhtälössä 2. (Fingrid, 2022.)

$$K_{vm} = PH_{P,t}t_{yp} \quad (2)$$

jossa P on markkinoille tarjottu tehomäärä [MW], $H_{P,t}$ on vuosimarkkinan euromääräinen tarjous tehoyksikköä ja tuntia kohti [€/MW,h] ja t_{yp} on vuosittainen ylläpitoaika [h]. Esimerkiksi 1 MW tehomäärän tarjous FCR-N vuosimarkkinoille 5 000 h ylläpitoajalla tuottaa 2022 vuosimarkkinahinnalla 12.24 €/MW,h 61 200 euron vuosituoton.

Aiemmin esimerkkiarvoilla laskettu akun käyttökustannus on 20.6 c/kWh. FCR-N reservimarkkinasta saatava korvaus olisi oltava suurempi kuin käytöstä aiheutuva kustannus, jotta akuston liittäminen reservimarkkinaan olisi kannattavaa. Tehdään yksinkertaistettu tarkastelu tehomäärällä 1 MW ja ylläpilotunneilla 5 000 h. Jos akusto on 20 % luvatussa ylläpitoajasta täydellä teholla käytössä reservimarkkinoilla, muodostuu vuosittainen käyttökustannus yhtälön 3 mukaisesti.

$$K_{kka} = Pt_a t_p K_E \quad (3)$$

jossa P on teho [kW], t_a on vuosittainen käyttöaika [h], t_p on käyttöaika prosentteina koko ylläpitoajasta [-], E_{kk} on energiamäärään perustuva käyttökustannus [€/kWh]. Annetuilla arvoilla vuosittaiseksi käyttökustannukseksi muodostuu 206 000 euroa.

Tuloksesta huomataan, että akuston käyttö reservimarkkinoilla ei ole kannattavaa, jos tarjotusta ylläpilotunneista akustoa käytetään reservinä 20 % ajasta täydellä teholla. Taloudellisenä rajana akuston käyttöajalle verrattuna tarjottuun ylläpitoaikaan olisi tässä tilanteessa noin 6 %. Reservien tarve on suoraan verrannollinen kantaverkon taajuuteen, joten on vaikeaa arvioida akuston todellista osallistumisaikaa reserviin, koska taajuusvaihteluita on vaikea ennustaa täysin tarkasti. FCR-D reservin kannattavuuslaskenta voidaan tehdä myös yhtälön 2 avulla käyttäen sille reservityypille tarjolla olevaa tehoerusteista hintaa.

FCR-N reserviin osallistumisen minimiteho on 100 kW ja FCR-D reserviin 1 MW (Fingrid, 2022). Tätä pienemmät tehot voidaan niputtaa aggregaattoripalvelun kautta yhdistetyksi tehoksi, joka tarjotaan Fingridille. Yksittäiset rakennukset harvoin pystyvät tuottamaan yksin vähintään 100 kW suuruista joustoa, lukuun ottamatta suuria teollisuusrakennuksia, kauppakeskuksia, yms. Pienten rakennusten energiayhteisöt voivat tehdä reservisopimuksen suoraan Fingridin kanssa, jos pystyvät kokoamaan yhteisön sisällä saatavilla olevat joustot

yhdeksi kokonaisuudeksi, joka on vähintään 100 kW. Yhteisönä toimiva reservi on yksittäisen pientoimijan reserviä kannattavampaa, koska aggregaattoripalvelua ei tarvita ja sen ottamaa palvelumaksua ei tarvitse maksaa.

5.4. Kausivarastointi ja vetyteollisuus

Yhtenä suurena haasteena pientuotannossa ja energiayhteisöissä on sähköenergian kausivarastointi. Aiemmin esitetystä kuvasta 6 voidaan huomata, että sähkön kausivarastoinnille ei ole tarjolla monia vaihtoehtoja pienille tehokapasiteeteille. Vetytalous on yksi mielenkiintoinen tulevaisuuden tapa tuottaa ja varastoida energiaa ja vedyn tuotanto elektrolyysillä voi olla yksi keino hyödyntää energiayhteisössä tuotettua ylijäämäsähköä. Yleisesti on järkevää mitoittaa uusiutuvan energian tuotanto niin, että ylituotannon määrä on minimoitu, mutta joissakin kohteissa kulutus voi olla hyvin vaihtelevaa, jolloin on vaikea arvioida tuotantoyksikön taloudellista kokoa.

Jos energiayhteisö haluaa toimia täysin omavaraisesti, voi vedyn käyttö energiavarastona olla yksi ratkaisu. Maailmalla tehdään jo tuulivoima-vety ratkaisuja niin, että tuuliturbiinin generaattorin tuottama sähkö ohjataan suoraan elektrolyysereille, joista saatu vety varastoidaan myöhempää käyttöä varten (Siemens Gamesa Renewable Energy S.A. 2021). Kyseinen ratkaisu vähentää tuulivoiman käytöstä aiheutuvaa tuotannon jaksottaisuutta, koska vetyvarastoa voidaan hyödyntää polttokennojen avulla silloin, kun uusiutuvien energianlähteiden sähköntuotantoa ei ole saatavilla. Toisaalta elektrolyyserin ja polttokennon energianmuunnosprosesseista aiheutuu huomattavia häviöitä. Häviöt ovat lähinnä lämpöhäviöitä, joita voidaan ottaa talteen, mutta sähkön näkökulmasta polttokennosta saatu sähköteho on vain noin puolet alkuperäisestä tuuliturbiinin tuotannosta. (Taner, 2021. Wang et al. 2019.) Elektrolyyserin käyttö on optimaalisinta, kun sen teho pystytään pitämään vakiona yhtäjaksoisesti mahdollisimman pitkän ajan, minkä vuoksi elektrolyyserin sähkönsyötön lyhyille katkoille on tehty sakkomenetelmä, joka kuvaa tehonvaihtelusta aiheutuvia kustannuksia (Ibáñez-Rioja, 2022, 6). Kun elektrolyyserin energianlähteenä on aurinko- tai tuulivoima, on mahdollista pitää tehoa vakiona pitkiä ajanjaksoja, joten voi olla kannattavaa investoida esimerkiksi akkuvarastoon, joka pystyy tasaamaan elektrolyyserin tehoa sähköntuotannon heilaillessa. Aurinkosähköä hyödyntävässä vedyntuotantolaitoksessa akustoa voidaan ladata aamun ensimmäisinä aurinkoisina tunteina saatavalla aurinkoenergialla, jolloin sen avulla

pystytään tasaamaan päivän sähköntuotannon vaihtelut ja tekemään illan alasajo hallitusti (Ibáñez-Rioja, 2022, 8).

Vedyn jalostusprosessia voidaan jatkaa vetykaasusta pidemmälle. Jos energiayhteisön lähellä on saatavilla hiilidioksidia, vedystä voidaan sen avulla tehdä hiilivety-yhdisteitä teollisuuden tarpeisiin, joista yleisimpinä esimerkkeinä metaani ja metanoli. Tuotantoprosessista käytetään yleisnimitystä power-to-x. Ylijäämäenergian tuotanto vedyksi ja siitä eteenpäin ei ole pienille energiayhteisöille taloudellisesti kannattava ratkaisu, mutta jos energiayhteisössä sähkön tuotantoteho on monia megawatteja, voi power-to-x laitteisto osoittautua potentiaaliseksi vaihtoehdoksi.

6. Case Kantasatama, esittely

Kantasatama on Kotkassa sijaitseva alue, jossa on tällä hetkellä merikeskus Vellamon lisäksi vain vähän toimintaa. Alueelle ollaan kuitenkin rakentamassa monia uusia rakennuksia: tapahtumakeskus Satama Areena, Xamk Kotkan kampus, hotelli ja yrityskeskus. Lisäksi alueelle rakennetaan Kotkan Energian hallinnoima energiakeskus, joka tarjoaa lämpöenergiaa alueen rakennuksille.

6.1. Projektin yleiskatsaus ja ensimmäinen suunnitelma

Projektin tarkoituksena on selvittää energiayhteisön mahdollisuuksia Kantasataman alueella ja tehdä alustavia suunnitelmia sähkön tuotannolle, jakelulle ja varastoinnille. Uusiutuvina energianlähteinä alueelle optimaalisimpia ovat aurinkovoima ja keskikokoinen tuulivoima. Tuotannon määrän ylärajana pidetään kahta megavoltiampeeria, jotta tuotanto voidaan sähkömarkkinalain mukaisesti laskea pientuotannoksi (Sähkömarkkinalaki/588). Alustavan suunnitelman mukaan tuotanto voisi jakautua yhden megawatin aurinkovoimalaan ja 900 kilowatin tuulivoimalaan. Sähkönjakelu tapahtuu erillisiä linjoja pitkin voimaloilta eri rakennuksille ja rakennuksille rakennetaan omat akkuvarastot, joiden avulla rakennukset saavat joustoa omiin sähköntarpeisiinsa.

6.1.1. Alueen ja sen rakennusten esittely

Suunnitelluista rakennuksista Kantasatamassa on tällä hetkellä vain Merikeskus Vellamo, joka valmistui vuonna 2008. Vellamon kokonaisala on 14 366 m², josta museoiden näyttelytiloja on 4 600 m² (Merikeskus Vellamo, 2021). Rakennuksen vuosittainen sähkönkulutus on noin 2 303 MWh (Vellamon vuosittainen sähkönkulutuksen tuntitiedosto, 2020). Tarkempia tuntikohtaisia kulutustietoja käsitellään työn laskentaosuudessa, luvussa 7. Kuvasta 7 voi nähdä Vellamon julkisivun ja kattoratkaisun, joka on rakennettu kestävästi kävelyä. Kyseinen kattoratkaisu on yksi tekijä, joka on lisännyt Vellamon kiinnostusta liittyä energiayhteisöön, koska heillä ei ole mahdollisuutta rakentaa omalle katolle aurinkovoimalaa.



Kuva 7. Merikeskus Vellamon julkisivu ja kattorakenne (Merikeskus Vellamo, 2021).

Yksi suuri alueelle rakennettava rakennus on Xamkin uusi Kotkan kampus. Kampus tulee olemaan moderni niin arkkitehtuuriltaan kuin energiaratkaisuidenkin osalta. Rakennuksen tilat ovat suunniteltu joustaviksi ja kampuksen tilaratkaisuja on mahdollista muokata tulevaisuuden tarpeiden mukaan. Rakennuksen pinta-ala on noin 16 000 m² ja vuosittainen suunniteltu sähkönkulutus on 923 MWh. Rakennuksen on arvioitu valmistuvan vuonna 2023. (Xamk Kotkan kampus, 2021.)

Tapahtumakeskus Satama Areena valmistuu arvioiden mukaan myös vuonna 2023. Satama Areenan tarkoituksena on toimia näyttävänä paikkana järjestää erilaisia kokouksia, konsertteja ja liikuntatapahtumia. Rakennuksen pinta-ala on arvioitu 7 000 m² ja vuosittaiseksi sähkönkulutukseksi 404 MWh. (Tapahtumakeskus, 2021.) Tapahtumakeskukselle ei ole vielä suunnittelijan toimesta laskettu tarkkoja tuntiakohtaisia arvioita sähkönkulutukselle, koska tapahtumien määrää ei vielä voida arvioida ja ne vaikuttavat oleellisesti sähkön todelliseen kulutukseen. Työn laskentaosuudessa oletetaan kulutuksen olevan pinta-alaa kohti sama kuin Xamkin uudella kampuksella, koska rakennukset ovat tekniikaltaan hyvin samantyyppiset ja yhteydessä toisiinsa. Rakennuksen katolle on suunniteltu viherkattoa, joten se ei Vellamon tapaan sovellu aurinkovoimalan sijoituspaikaksi.

Kotkan Energia rakentaa alueelle lämpökeskuksen, jonka tarkoituksena on tuottaa lämpöä ja kylmää Tapahtumakeskuksen ja Xamkin kampuksen käyttöön. Lämpökeskuksen

sähkönkulutus vuositasolla on noin 425 MWh (Kotkan Energia, lämpökeskus, 2021) ja sen kulutus lasketaan osaksi alueen kokonaisuutta.

Alueelle on suunnitteilla myös hotelli ja yrityskeskus, mutta siitä ei kaavoituksen lisäksi ole vielä saatavilla tarkempia suunnitelmia. I5-halliin tuleva matkustajaterminaali ja turvapuisto tulevat olemaan osa Kantasataman aluetta, mutta koska niiden peruskuorma on häviävän pieni verrattuna isompien rakennusten sähkönkulutukseen, ei niitä tämän työn laskelmissa huomioida. Matkustajaterminaaliin rantautuu tulevaisuudessa matkustajalaivoja, joiden sähkötehotarve rannassa ollessaan on noin 300–400 kW ja laivoja voi olla rannassa kaksi samanaikaisesti. Matkustajalaivat on liitettävä laiturissa ollessaan sataman sähköverkkoon, jotta vältetään ylimääräiseltä tyhjäkäyntijaksolta. Kuorma tulee olemaan hetkittäistä ja hyvin vaihtelevaa, joten sitä ei ole realistista huomioida suunniteltaessa alueen omaa sähköntuotantoa. Alueelle rakennettaville parkkipaikoille on huomioitu mahdollisuudet rakentaa sähköautojen latauspisteitä, mutta matkustajalaivojen tapaan kulutus on vaihtelevaa ja vaikeasti arvioitavaa, joten niitäkään ei laskelmissa huomioida.

6.2. Projektisuunnitelman tekninen toteutus

6.2.1. Aurinkovoimalan sijoitus alueelle

Kantasataman tilanteessa rakennuksilla ei ole hyviä valmiuksia rakentaa omia aurinkovoimaloitaan, vaan alueelta pyrittiin löytämään riittävän suuri pinta-ala, jolle yhteinen iso voimalakokonaisuus voitaisiin rakentaa. Alueella sijaitsevalla I5-hallirakennuksella on kattopinta-alaa noin 8 436 m², josta Fortumin aurinkolaskurin mukaan sopiva ala olisi noin 8 120 m², joka vastaa 1 500 604 kWh vuosituotantoa. Auringon alueellinen säteilyintensiteetti huomioiden saadaan voimalan huipputehoksi noin 1 680 kW.

I5-hallin katolle tehtiin VAU-hankkeen toimesta pyyntö kuormankestävyydestä tarkastelulle, jonka suoritti Kotkan kaupunki. Katon kuormankestävyys on tulosten mukaan mitoitettu vain talven lumikuormalle, joten rakenne ei kestä aurinkopaneelien aiheuttamaa ylimääräistä painoa. Katolle on suunnitteilla kattoremontti tulevien vuosien aikana ja tarkoituksena on nyt selvittää remontin kustannusta ja rakenteen vahvistusmahdollisuuksia, jotta aurinkovoimalan rakentaminen olisi mahdollista. Tuloksia jatkoselvityksestä ei ehditä tämän työn aikana saamaan.

Paneelien valintaan alueella vaikuttaa lähtökohtaisesti vain investointikustannus. Edullisimpana vaihtoehtona paneeleille on tällä hetkellä monikidepaneelit ja niiden valmistajia on lukuisia, mutta voimalan rakentamisen sisältämä investointikustannus on työn kirjoitushetkellä keskimäärin 1 000 €/kW. Aurinkovoimalan vaihtoehtoja mietittäessä vaihtoehdoksi voi nousta ohutkalvopaneelit (thin-film), jos kattorakennetta ei saada kattoremontin yhteydessä vahvistettua riittävästi monikidepaneeleja varten, koska ohutkalvopaneelit ovat huomattavasti rakenteeltaan kevyempiä kuin metallikehyksiset monikidepaneelit. Huomioitavana tekijänä ohutkalvopaneelien käytössä on niiden matala tehontuottokapasiteetti pinta-alaa kohti, joten jos niihin päädytään, ei hallin katolle mahdu tehollisesti samaa kapasiteettia verrattuna monikidepaneeleihin.

6.2.2. Tuulivoimala osaksi alueen energiantuotantoa

Tuulivoimaa pidettiin projektin alkuvaiheessa mielenkiintoisena lisänä alueelle aurinkovoimalan rinnalle. Mielenkiintoa herättäviä tekijöitä olivat mm. erilainen tuotantoprofiili kuin aurinkovoimalla ja tuulivoiman rakentamiseen yleisesti myönnetyt tuet. Suunniteltu tuulivoimala oli Enercon E-44, jonka maston napakorkeus on 45 metriä, lapojen säde 22 metriä ja teho 900 kW.

Ennen tuulivoimalan rakentamista Suomessa on tehtävä puolustusvoimille selvityspyyntö tuulivoimalan aiheuttamista haitoista, missä tarkastellaan seuraavia tekijöitä: ”Puolustusvoimien lausunnossa arvioidaan tuulivoima-alueen vaikutukset sotilasilmailuun lentoestekastelun perusteella, vaikutukset puolustusvoimien tutkajärjestelmiin, kiinteisiin linkkiyhteyksiin sekä vaikutukset puolustusvoimien alueellisiin toimintaedellytyksiin.” (Ympäristöministeriö, 2016, 96). Poikkeuksena tuulivoimalan kompensatioalueet, joista esimerkkinä Perämeren tuulivoima-alue (Ympäristöministeriö, 2016, 97).

Alueen tuulivoimalasta tehtiin puolustusvoimille ilmainen selvityspyyntö, jossa ilmoitettiin suunnitellun sijoituspaikan koordinaatit, maanpinnan korkeus, maston napakorkeus ja tuulimyllyn rakennetiedot. Puolustusvoimien tekemä selvitys ei ollut tässä kohteessa riittävä, vaan voimalalle olisi lisäksi vaadittu VTT:n tekemä tarkempi selvitys aiheutuvista tutkavaiikutuksista. Tämän selvityksen tekeminen vaatii tarkempia lähtötietoja ja on lisäksi maksullinen palvelu. VAU-hankkeella ei ollut tällaisen selvityksen tekoon budjetoitu rahaa, joten sitä ei voitu tehdä.

6.2.3. Nopean purkuajan akkuvarastot

Kantasataman alueelle soveltuvin energiavarastoratkaisu on akustot, koska alueen hetkellinen sähkönkulutus on monia satoja kilowatteja ja vaadittu varastointiaika suurimmillaan päiviä. Ensimmäisenä vaihtoehtona on investoida jokaiselle rakennukselle omat akkuvarastot, jos yhteistä verkkoa rakennusten välillä ei ole. Toisena vaihtoehtona on rakentaa rakennusten välille yhteinen akkuvarasto, jos rakennukset voidaan yhdistää saman verkon yhteyteen. Yhteisen akkuvaraston etuna on se, että alueella tuotettu sähkö saadaan käytettyä joustavammin rakennusten tarpeiden mukaisesti ja ulosmyytävän sähkön määrä voidaan minimoida.

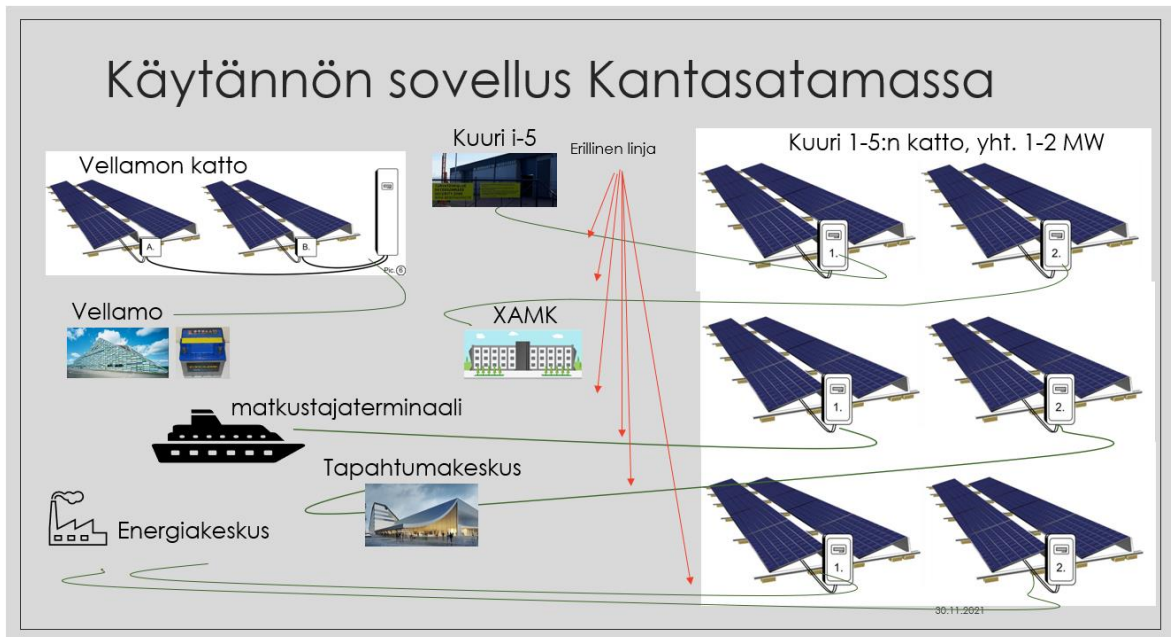
6.2.4. Mahdollisuudet alueen sähköenergian ylituotannon hyödyntämiselle

Alueellinen sähköntuotanto pyritään mitoittamaan lähtökohtaisesti kulutuksen mukaan niin, ettei ylijäämäsähköä suurissa määrin tuoteta millään ajanhetkellä. Tuotannon huipputeho mitoitetetaan siis kulutuksen huipputehon mukaan. Jos tulevaisuudessa Kantasataman alueella halutaan lisätä omaa uusiutuvan sähköenergian tuotantoa, on alueella muutama mahdollisuus ylijäämäsähkön hyödyntämiselle. Luvussa 5.5 esitelty vedyntuotanto voisi olla tällä alueella tulevaisuudessa kannattavaa elektrolyysilaitteistojen investointikustannusten halventuessa. Kantasataman vieressä on myös Kotka Millsin paperitehdas, jonka palamisprosessit tuottavat merkittävän määrän hiilidioksidia. Kotka Mills on alustavasti keskustellut hiilidioksidin talteenoton mahdollisuuksista Xamkin kanssa, mutta mitään laajempaa selvitystä ei asiasta ole tehty. Kantasataman alueen ylituotantosähköllä tuotettu vety voitaisiin yhdistää Kotka Millsin hiilidioksidiin ja valmistaa esimerkiksi metaania. Kotkan Energia tekee myös selvitystä vedyntuotantolaitoksen rakentamisesta oman Hyötyvoimalansa yhteyteen (Nordic Ren-Gas Oy, 2022), joten tarkempia ajankohtaisia kannattavuuslukuja on varmasti lähivuosina saatavilla ja niiden pohjalta voidaan tehdä Kantasatamaankin tarkempia suunnitelmia.

6.2.5. Alueen verkkoratkaisu

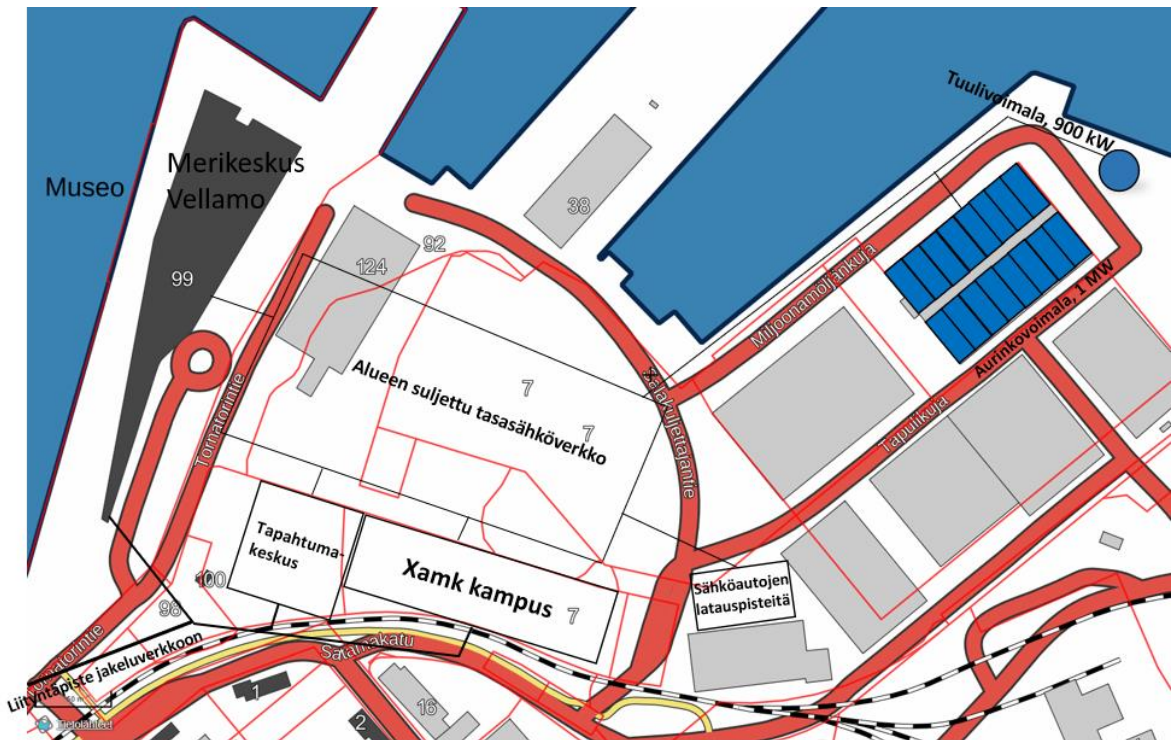
Tämän työn yhtenä pääkysymyksenä oli selvittää, miten Kantasatamaan rakennettava uusiutuva energiaa hyödyntävä tuotannon kokonaisuus saadaan liitettyä alueen kulutuskohteisiin. Ensimmäinen ratkaisu perustui lakimuutokseen erillisten linjojen käytöstä. Ideana oli rakentaa I5-hallin katolle suuri yhteinen aurinkovoimala (1 MW) ja jakaa se osavoimaloiksi, jotka sitten liitetään erillisiä linjoja käyttämällä eri rakennusten kulutukseen kuvassa 8 esitetyllä tavalla. Tämänhetkinen sähkömarkkinalaki mahdollistaa kyseisen ratkaisun, mutta energiayhteisön käsite jää tässä toteutusmallissa melko olemattomaksi, koska rakennukset voivat hyödyntää kokonaistuotannosta ainoastaan ennalta jaettujen osavoimaloiden määrittä. Tilanne on lähellä ratkaisua, jossa jokaisen rakennuksen katolla olisi omat voimalat. Toisaalta Kantasatamassa monella rakennuksella ei tule olemaan mahdollisuutta rakentaa omalle katolleen aurinkovoimalaa, joten yhteisen voimalakokonaisuuden sijoittaminen vieraiselle kiinteistölle mahdollistaa sähkön tuotannon alueella.

Jaetun voimalakokonaisuuden joustamattomuus korostuu tällä alueella varsinkin kesällä, kun Xamkin kampuksella ei ole kesälomien aikana juurikaan toimintaa ja sähkönkulutus on pitkän ajanjakson vain peruskuorman tasolla ja aurinkovoimalasta olisi samalla ajanjaksolla paljon sähköä saatavilla. Tässä tilanteessa sähkö joudutaan vain myymään verkkoon, joka puolestaan laskee aurinkosähkön omakäyttöastetta ja saattaa esimerkiksi vaikuttaa verotusnäkökulmaan.

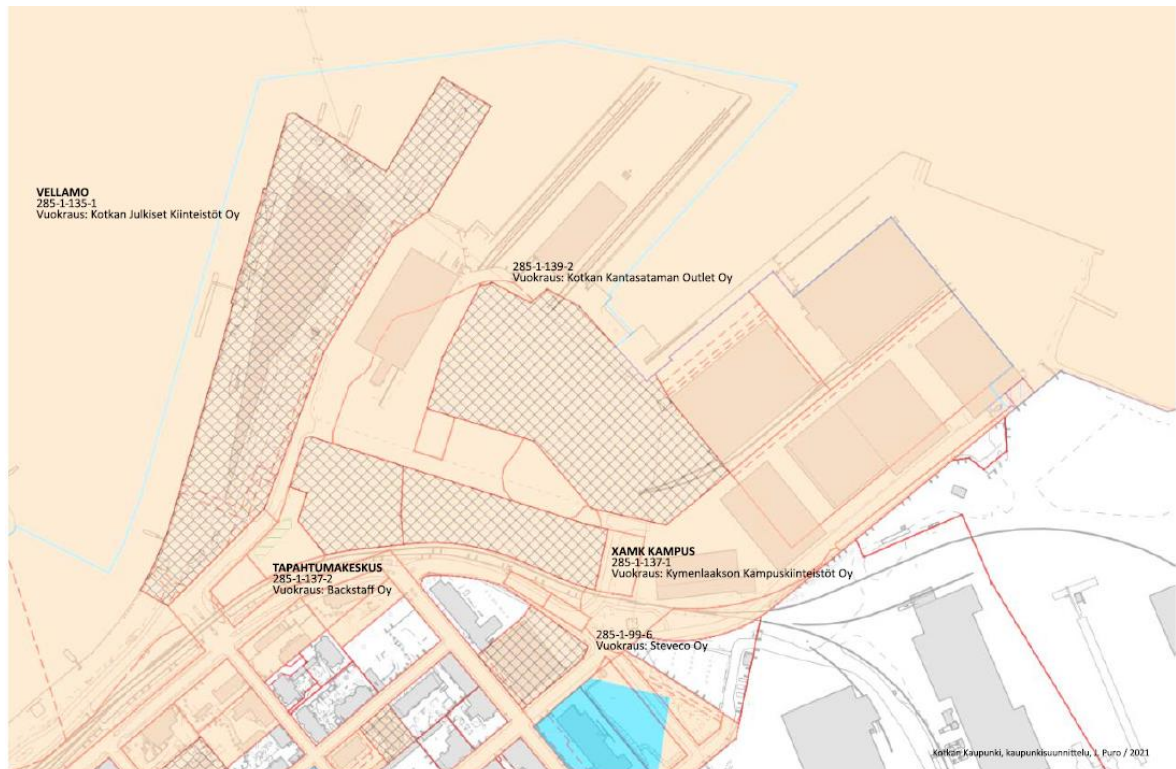


Kuva 8. Erillisten linjojen käyttö Kantasataman energiayhteisössä (Kotkan Energia, 2021).

Idea kehittyi eteenpäin ja keskusteluihin nousi uusi ratkaisu, jossa hyödynnettäisiin kiinteistön tai sitä vastaavan kiinteistöryhmän yhteistä kiinteistöverkkoa, kuva 9. Alueen yhteisen tuotannon ja rakennusten välille rakennettaisiin tässä ratkaisussa yhteinen kiinteistöverkko, jonka sisällä tuotantoa pystyttäisiin jakamaan rakennusten välillä joustavasti. Kiinteistöverkko yhdistettäisiin yhdellä liityntäpisteellä jakeluverkkoon. Rakennusten mahdolliset energiavarastot olisivat myös mahdollista yhdistää yhteiseen verkkoon tarjoten joustoa verkon jäsenille tarpeiden mukaan. Jotta kiinteistöverkkoa saadaan lainmukaisesti rakentaa, on toimittava yhden kiinteistörajan sisällä. Kiinteistöraja voi sisältää monia eri kiinteistöjä, jos kiinteistöillä on sama omistaja. Tästä asiasta tehtiin selvitys Kantasataman alueelle ja selvityksen tuloksena huomattiin, että kiinteistöverkkoa ei voida Kantasataman alueelle rakentaa, koska kiinteistöillä on eri omistajat kuvan 10 mukaisesti.



Kuva 9. Kantasataman alueelle suunniteltu kiinteistöverkko.

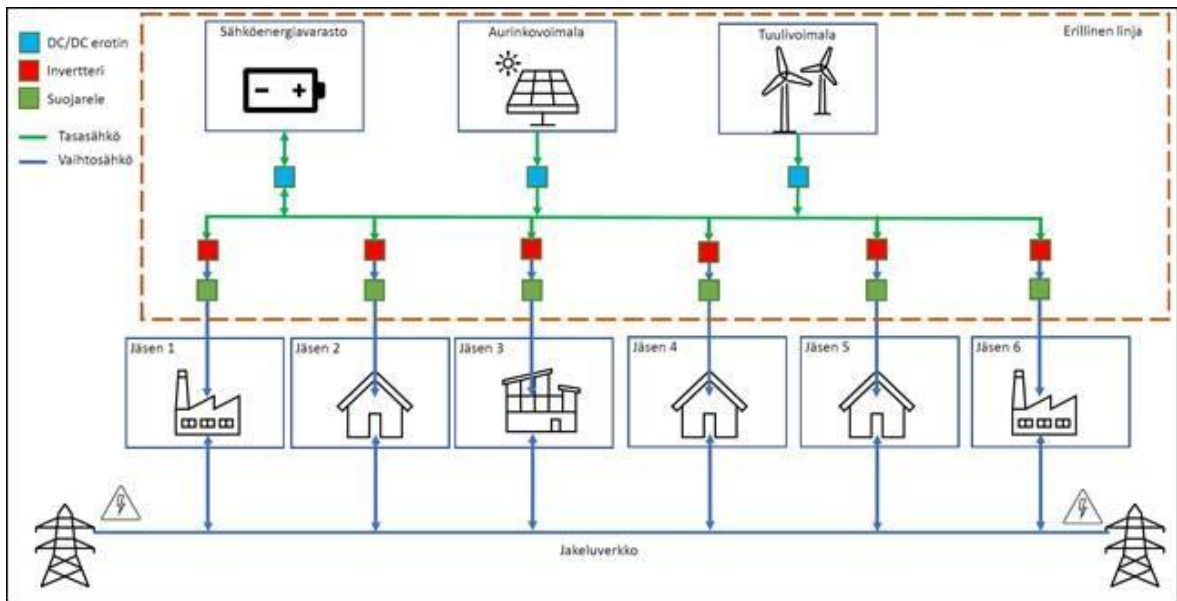


Kuva 10. Kantasataman kiinteistöjen tonttikartta ja omistajat (Kotkan kaupunki, 2021).

Tonttikartan (kuva 10) mukaan Vellamon kiinteistön omistaa Kotkan Julkiset kiinteistöt, tapahtumakeskuksen omistaa Backstaff Oy ja Xamkin uuden kampuksen Kymenlaakson Kampuskiinteistöt Oy. Vaikka Backstaff Oy on Kotkan Julkisten kiinteistöjen tytäryhtiö, tulkitaan ne eri omistajiksi, eikä kiinteistöjen välille ole sallittua rakentaa kiinteistöverkkoa ilman erillistä lupaa.

Viimeisin energiayhteisöjen ratkaisumalli perustuu Tampereen yliopiston sähkötekniikan professorin Pertti Järventaustan ideaan sähkömarkkinalain muutoksen luomasta mahdollisuudesta. Kyseinen ajatus yhdistää kiinteistöverkon ja erillisten linjojen käytön periaatteita, kuva 11. Konseptissa yhteinen tuotanto ja sähkövarasto liitetään ns. voimalaitoksen välipiiriin, josta jakelu eri rakennuksille tapahtuu käyttäen erillisiä linjoja kiinteistörajojen ylityksessä. Tärkeä huomio kyseisessä ratkaisussa on se, että sähköön kulku rakennuksilta voimalalle päin estetään, jotta rakennusten välille ei muodostu lain kieltämää rengasverkkoa. Erilliset kiinteistörajat ylittävät linjat varustetaan omilla inverttereillä ja suojarleillä, jotka estävät sähköön syötön rakennuksilta voimalaitoksen välipiiriin suuntaan. Jokaisella rakennuksella on erilliset liityntäpisteet jakeluverkkoon ja he voivat tehdä ja hallita omia sähkösopeutuksiaan vapaasti muista kiinteistöistä riippumatta.

Ratkaisumallista ei ole tehty Energiavirastolle selvityspyyntöä, mutta tarkoituksena on viedä ajatusta eteenpäin vielä VAU-hankkeen aikana. Todennäköistä kuitenkin on, että ratkaisumalli tulkitaan yhdeksi voimalaitokseksi, joka yhdistetään monelle kuluttajalle, vaikka käytettäisiinkin erillisiä linjoja ja tästä syystä ratkaisu ei ole sähkömarkkinalain mukainen. Lakiin erillisten linjojen käytöstä on tulossa vielä tarkennuksia ja tästä ratkaisusta on jo käyty alustavia keskusteluja aihetta edistävissä työryhmissä.



Kuva 11. Sovellettu energiayhteisömalli (Pertti Järventausta, 2021).

Koska yllä olevan kuvan verkkomallista ei ole vielä tehty virallista tulkintaa Energiaviraston toimesta, siihen ei työn laskentaosuudessa tarkemmin keskitytä. Tilanne vastaa riittäväällä tarkkuudella yhteisen kiinteistöverkon toimintaa.

Kantasataman alueelle olisi mahdollista hakea kokeiluympäristön erikoislupaa Energiavirastolta, jossa voitaisiin testata ja mittaroida esimerkiksi yllä olevaa ratkaisua. Erikoisluvan hakemiseen vaadittaisiin yhteistyötä alueen paikallisen verkkoyhtiön, KSOY:n, kanssa, koska alueen verkkolupa on tällä hetkellä heidän hallinnassaan, eikä samalle alueelle voida myöntää montaa verkkolupaa samanaikaisesti. KSOY on osoittanut keskusteluissa VAU-hankkeen kanssa mielenkiintoa olla mukana kehittämässä tulevaisuuden verkkoratkaisuja, mutta mitään tarkkaa suunnitelmaa ei ole vielä tehty.

Laskentaosuuden tarkoituksena on laskea ja vertailla Kantasataman alueen erillisten linjojen käyttöä kiinteistörajojen ylityksessä yhteisen verkon tilanteeseen. Laskennan perusteella voidaan tehdä laajasti johtopäätöksiä eri verkkoratkaisuiden taloudellisista ja ympäristöllisistä hyödyistä ja haitoista.

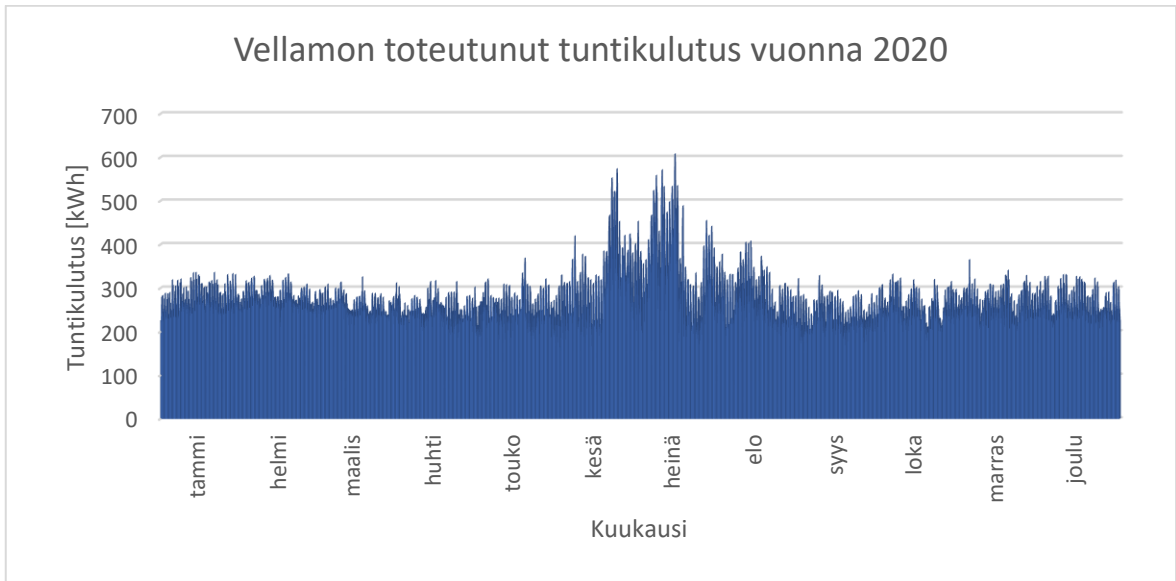
7. Case Kantasatama, aurinkovoimaloiden laskenta

Työn laskentaosuudessa lasketaan Kantasatamaan rakennettavan aurinkovoimalan taloudellinen koko ja takaisinmaksuaika. Laskennassa huomioidaan myös tuotetun sähkön omakäyttöaste, uusiutuvalla sähköllä saavutetut päästövähennykset ja akuston toiminta osana järjestelmää. Tarkoituksena on mitoittaa aurinkovoimala niin, että vuodessa tuotetun sähkön kokonaismäärä pysyy alle 800 MWh:ssa, jotta se luokitellaan pientuotannoksi eikä siitä tarvitse maksaa sähköveroa.

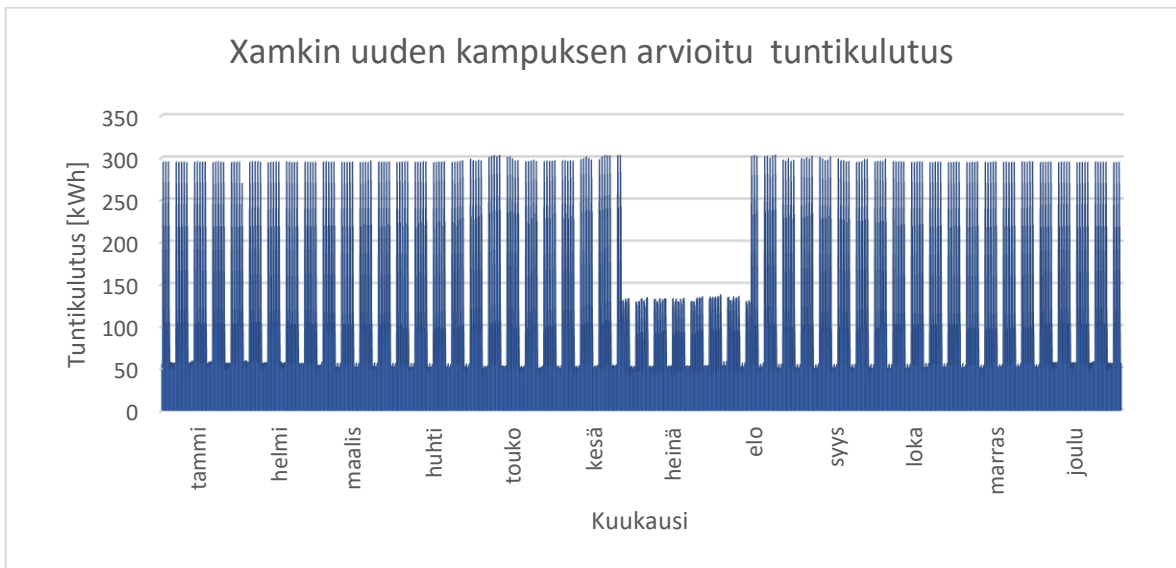
Energiayhteisön toteutus on Kantasataman alueella ongelmallista luvussa 6.2.5 mainittujen tekijöiden takia. Tarkoituksena on laskea Kantasatamalle tämänhetkisen sähkömarkkinalain mahdollistama erillisten linjojen käytön malli ja verrata sitä kiinteistöryhmän sisäisen verkon ratkaisuun, jotta voidaan lukujen avulla tuoda esille energiayhteisöstä saatavia hyötyjä. Erillisten linjojen ratkaisua voidaan laskennassa mallintaa rakennusten omien voimaloiden avulla.

7.1. Alueen rakennusten sähkönkulutus

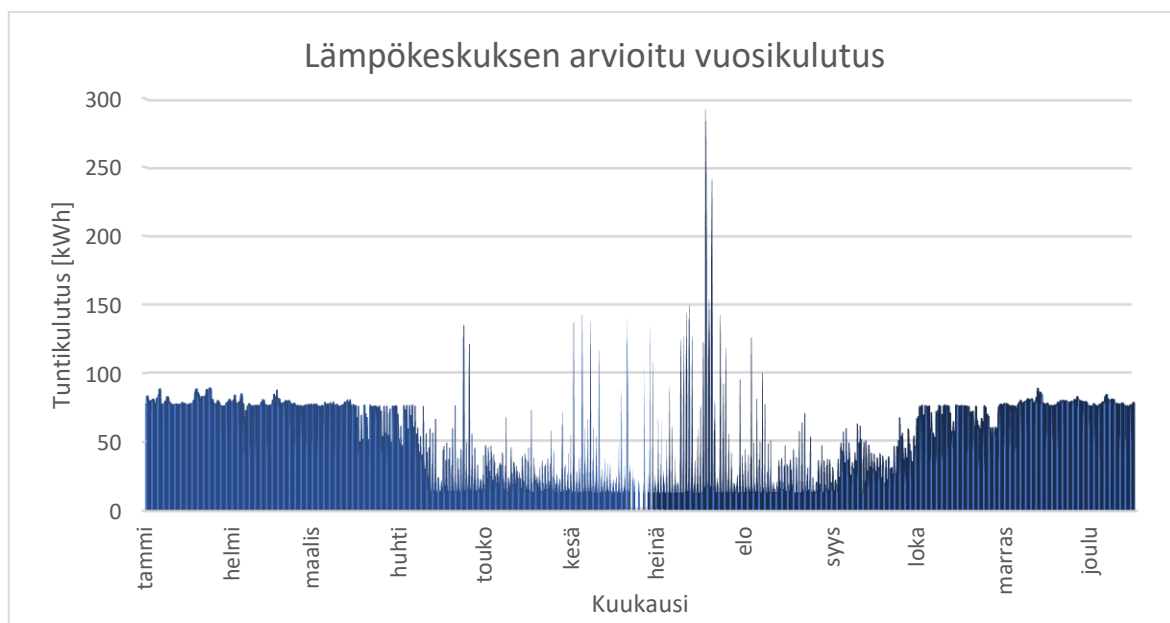
Tässä luvussa esitellään alueen rakennusten toteutuneita ja suunniteltuja vuosittaisia kulutusprofiileja. Profiilien tarkastelussa tärkeää on huomioida mihin ajanhetkiin kulutushuiput kohdistuvat ja kuinka paljon profiileissa on eroa eri rakennusten välillä. Profiilit esitettynä kuvissa 12, 13 ja 14. Koska Tapahtumakeskukselle ei ole vielä laskettu tarkkoja tuntidatoja kulutusten osalta, esitellään tässä luvussa Xamkin kampuksen vuosittainen arvio ja oletetaan, että Tapahtumakeskuksen kulutus noudattaa samaa jakaumaa, koska ne ovat käytännössä samaa rakennusta.



Kuva 12. Vellamon vuosittainen tuntikulutus toteutuneen kulutukseen mukaan vuonna 2020.



Kuva 13. Xamkin kampuksen arvioitu vuosittainen tuntikulutus.



Kuva 14. Lämpökeskuksen arvioitu vuosittainen sähkönkulutusprofiili (Kotkan Energia).

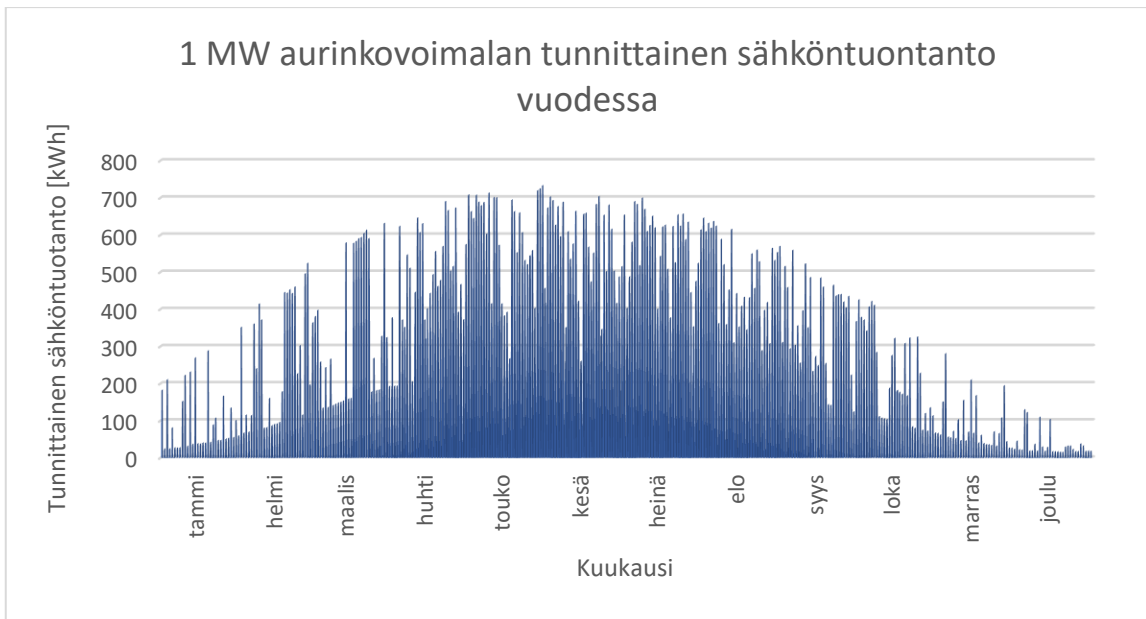
Yllä olevasta kuvasta 13 voidaan huomata, että kesän aikana, kun kampuksella ei ole toimintaa, on kulutus vain peruskuorman tasolla. Samaan aikaan aurinkovoimala tuottaa paljon sähköä, joka on myytävä ylituotannon hetkillä verkkoon. Kampuksen kulutuksen minimijaksolle ajoittuu Vellamon ja lämpökeskuksen huippukulutukset (kuvat 12 ja 14) kesän kuumien ajanjakson viilennystarpeesta johtuen. Alueen uusiutuvan sähkön tuotannon omakäyttöaste nousisi siis merkittävästi, jos rakennukset pystyisivät hyödyntämään toisten kiinteistöjen tuotantoa joustavasti omaan kulutukseensa.

7.2. Alueen sähköntuotanto

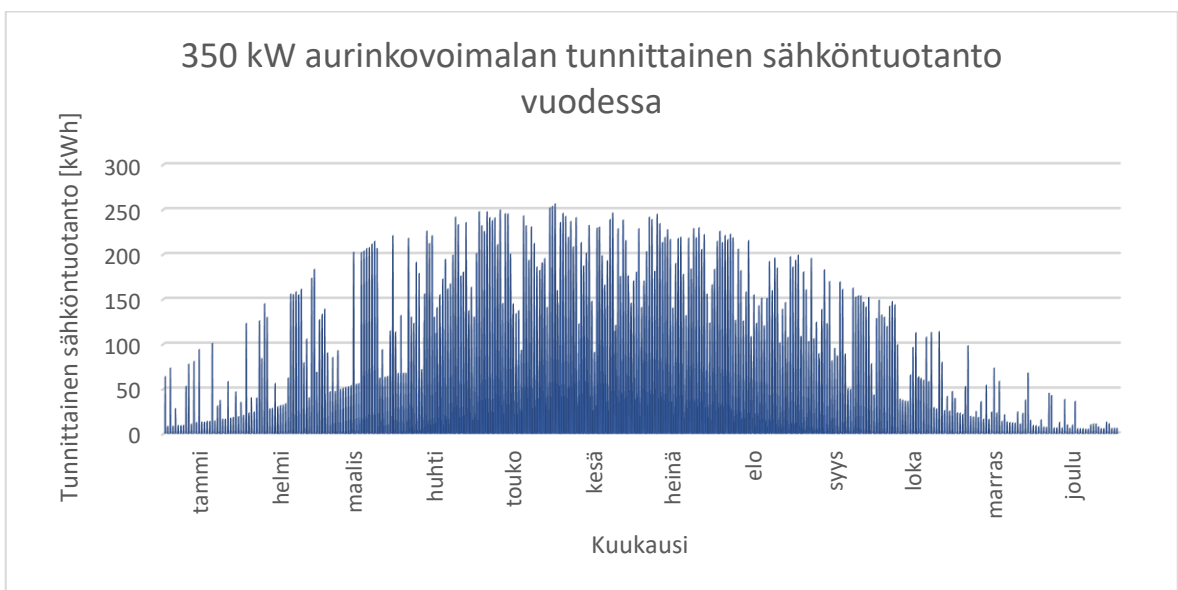
Tässä luvussa esitellään eri kokoisten aurinkovoimaloiden vuosittaisia tuotantoprofiileja Kantasataman alueella. Profiilien luomiseen on käytetty PVWatts-ohjelmaa, johon on syötetty taulukon 4. mukaiset lähtöarvot. Säädatana käytetään Helsingin mittauspistettä, koska se on Kantasatamaan nähden lähin mahdollinen piste, joka ohjelmasta löytyy. Ainut lähtöarvo, jota muutetaan eri aurinkovoimaloiden välillä, on annettu DC teho, muut arvot pysyvät oletuksen mukaan samana. Alempana kuvissa 15 ja 16 on esitetty 1 000 ja 350 kW tehoisten aurinkovoimaloiden sähköntuotannon tuntidata Kantasataman alueella taulukossa 4 esitetyillä lähtöarvoilla.

Taulukko 4. Aurinkovoimalan lähtöarvot.

Paneelin tyyppi	Normaali
Asennustapa	Kattoasennus
Järjestelmän häviöt	14 %
Asennuskulma	20 °
Suuntaus	Etelä



Kuva 15. 1 MW aurinkovoimalan tunnittainen sähköntuotanto vuodessa (PVWatts).



Kuva 16. 350 kW aurinkovoimalan tunnittainen sähköntuotanto vuodessa (PVWatts).

Yhden megawatin aurinkovoimalan arvioitu sähkön vuosituotanto on noin 886 MWh ja 350 kW voimalan 310 MWh. Pientuotannon raja vuosituotannolle on 800 MWh, jos halutaan pysyä alimmassa veroluokassa, joten tässä tapauksessa isompi voimala kannattaa kytkeä pois päältä, kun tämä raja saavutetaan. Suuremman voimalan laskennassa oletetaan, että rakennuksilla on yhteinen verkko ja tuotantoa voidaan käyttää joustavasti rakennusten tarpeiden mukaan ja saatuja tuloksia verrataan tilanteeseen, jossa rakennuksilla olisi omat voimat.

7.3. Kannattavuuslaskenta eri vaihtoehtojen välillä

7.3.1. Rakennusten omat voimat

Kannattavuuslaskelmissa ensiksi lasketaan perinteinen vaihtoehto, jossa jokaisella rakennuksella on oma aurinkovoimala. Velloman ja Xamkin kampuksen aurinkovoimaloiden kooksi valitaan ensimmäisessä laskennassa 350 kW, Tapahtumakeskukselle 150 kW ja lämpökeskukselle 100 kW. Kannattavuuslaskennan tuloksena saadaan voimaloiden takaisinmaksuajat ja tuotetun sähkön omakäyttöasteet eri rakennuksille. Lopuksi rakennuksille mitoitetaan sähkön tuotannon ja kulutuksen mukaan aurinkovoimaloiden koot, joilla saavutettaisiin lyhyimmät takaisinmaksuajat ja suurimmat tuotetun sähkön omakäyttöasteet. Takaisinmaksuajalle käytetään lyhennettä TMA. Laskennassa käytetään investoinnin takaisinmaksuajan menetelmää, joka on esitetty yhtälössä 4.

$$\sum_{t=1}^n \frac{S_t}{(1+i)^t} - I_0 = 0 \quad (4)$$

jossa S_t on investoinnin tuottama nettokassavirta hetkellä t [€], i on korkokanta [-], t on ajanhetki [a] ja I_0 on alkuinvestoinnin määrä [€].

Laskennassa oletetaan sähkön myyntihinnaksi 10 c/kWh, sähkön ulosmyynnin korvaukseksi 5 c/kWh, aurinkovoimalan investointitueksi 18 %, vuosittaiseksi sähkön hinnannousuksi 4 % ja investoinnin korkokannaksi 5 %. Laskennassa käytetyt oletetut vakioarvot ovat esitelty taulukossa 5. Aurinkovoimalan arvioitu käyttökustannus on noin 0.2 c/kWh, mutta sitä ei laskelmissa huomioida, koska se ei oleellisesti vaikuta laskennan tulokseen.

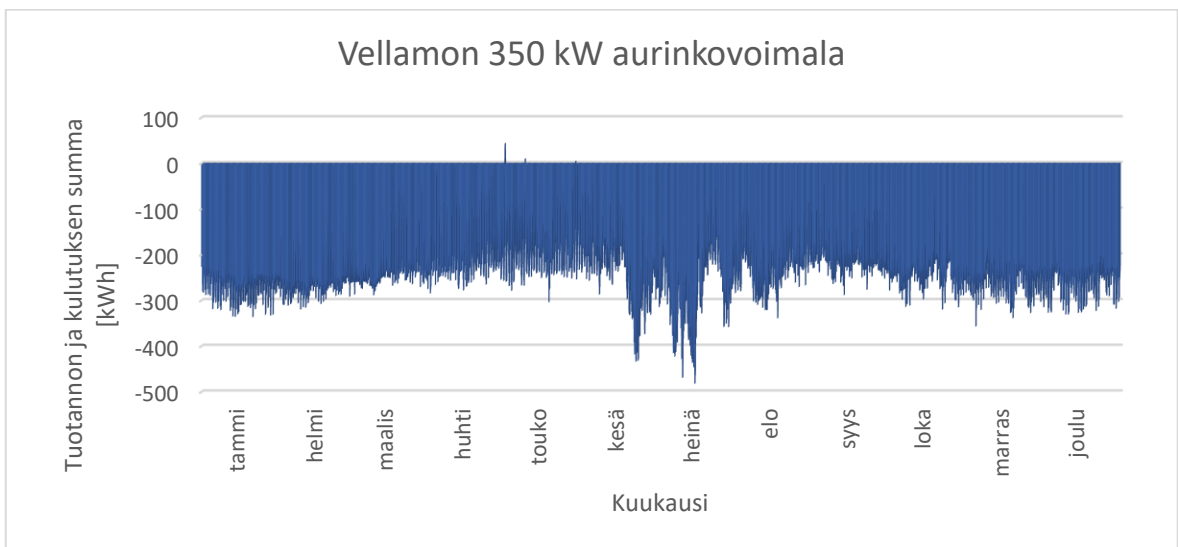
Taulukko 5. Kannattavuuslaskennassa käytetyt oletetut vakioarvot.

Sähkön hinta	10	c/kWh
Ulosmyynnin korvaus	5	c/kWh
Investointituki	18 %	-
Sähkön hinnannousu vuodessa	4 %	-
Investoinnin korkokanta	5 %	-

Vellamon 350 kW aurinkovoimalan kannattavuuslaskentaa on esitelty taulukossa 6 ja tuotannon ja kulutuksen summaa kuvassa 17.

Taulukko 6. Vellamon 350 kW aurinkovoimalan laskennan arvot taulukoituna.

Vuosituotanto	310193	kWh
Investointikustannus	1000	€/kW
Hinta asennettuna	350000	€
Hinta investointituella	287000	€
Sähkö omaan käyttöön	308430	kWh
Sähkö ulosmyyntiin	147	kWh
Myynnin tuotto	7	€
Omakäyttöaste	99 %	-
TMA investointituella	11	a
TMA ilman tukea	13	a



Kuva 17. Vellamon 350 kW aurinkovoimalan tuotannon ja rakennuksen kulutuksen summa.

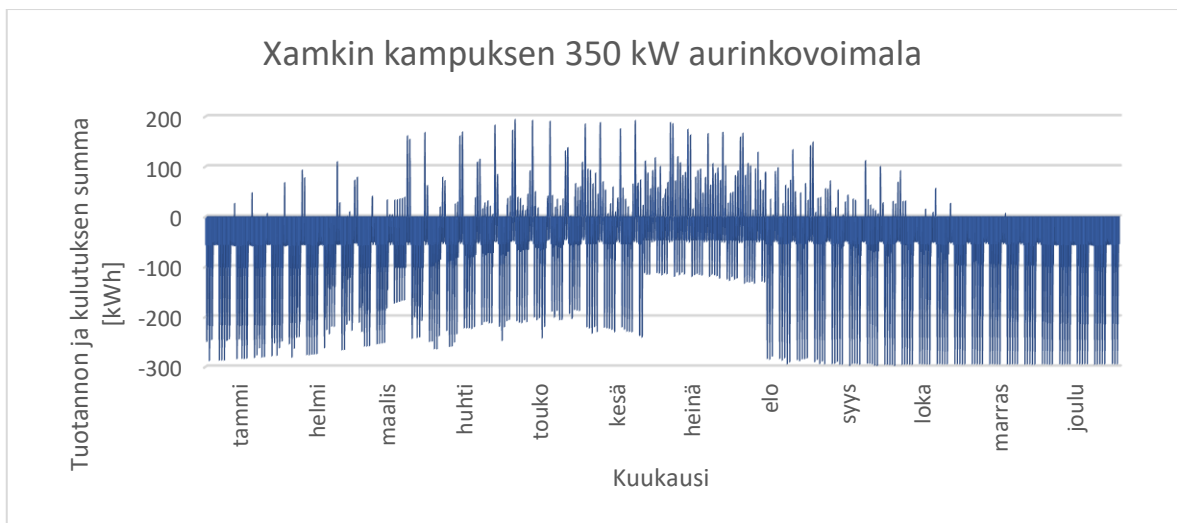
Kuvasta 17 ja taulukosta 6 voidaan huomata, että 350 kW aurinkovoimalan tuotto ei muutamaa poikkeusta huomioimatta millään ajanhetkellä ylitä rakennuksen kulutusta. Itse tuotetun

sähkön omakäyttöaste on 99 %, joten aurinkovoimalan takaisimaksuajan vuosituotto määräytyy suoraan ostosähkön tarpeen korvaamisesta omalla tuotannolla. Taulukon mukaan takaisinmaksuaika aurinkovoimalalle, jos investointituki saadaan, on 11 vuotta ja ilman tukea 13 vuotta. Kuvasta 17 voidaan päätellä, että Vellamolle kannattaa laskea myös isomman aurinkovoimalan tuotantoprofiili, koska ylituotantoa ei vielä tällä voimalalla ole.

Xamkin kampukselle Vellamo vastavat laskelmat ovat esitettynä taulukossa 7 ja kuvassa 18.

Taulukko 7. Xamkin kampuksen 350 kW aurinkovoimalan laskennan arvot taulukoituna.

Vuosituotanto	310193	kWh
Investointikustannus	1000	€/kW
Hinta asennettuna	350000	€
Hinta investointituella	287000	€
Sähkö omaan käyttöön	246156	kWh
Sähkö ulosmyyntiin	64037	kWh
Myynnin tuotto	3202	€
Omakäyttöaste	79 %	-
TMA investointituella	12	a
TMA ilman tukea	14	a



Kuva 18. Xamkin kampuksen 350 kW aurinkovoimalan tuotannon ja rakennuksen kulutuksen summa.

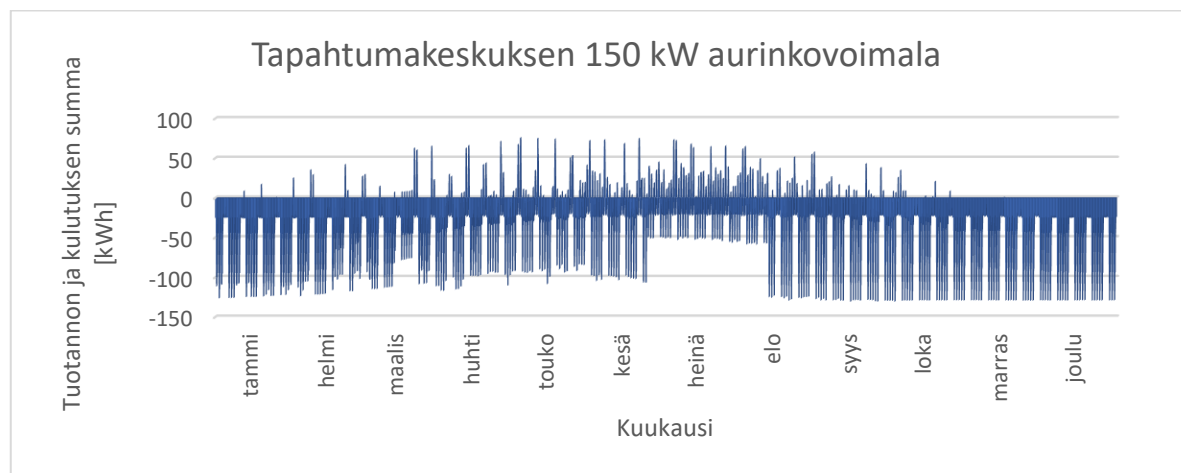
Xamkin kampuksen 350 kW aurinkovoimalan tuotanto ylittää kesän aikana rakennuksen kulutuksen päivittäin kuvan 18 mukaisesti. Taulukosta 7 voidaan myös huomata, että tällä aurinkovoimalalla tuotetun sähkön omakäyttöaste on vain 79 %, mikä johtuu suurimmaksi

osaksi siitä, että kesäisin kampuksella ei ole toimintaa ja kulutus on vain peruskuorman tasolla. Kesällä tuotettua sähköä joudutaan siis myymään verkkoon, vaikka esimerkiksi Vellamolla on samalla ajanjaksolla vuoden huippukulutuksia suuren jäähdystarpeen vuoksi. Tämä on yksi merkittävä tekijä, kun mietitään energiayhteisön hyötyjä alueella. Saatujen tulosten mukaan 350 kW aurinkovoimala on pelkästään Xamkin kampuksen käyttöön liian suuri taloudellisesta näkökulmasta.

Tapahtumakeskuksen laskentaa esitellään taulukossa 8 ja kuvassa 19. Tapahtumakeskuksen kulutus on huomattavasti pienempää kuin Vellamolla ja Xamkin kampuksella, joten aurinkovoimalan kooksi on arvioitu ensimmäisessä laskennassa 150 kW

Taulukko 8. Tapahtumakeskuksen 150 kW aurinkovoimalan laskennan arvot taulukoituna.

Vuosituotanto	132940	kWh
Investointikustannus	1000	€/kW
Hinta asennettuna	150000	€
Hinta investointituella	123000	€
Sähkö omaan käyttöön	106338	kWh
Sähkö ulosmyyntiin	26602	kWh
Myynnin tuotto	1330	€
Omakäyttöaste	80 %	
TMA investointituella	12	a
TMA ilman tukea	14	a



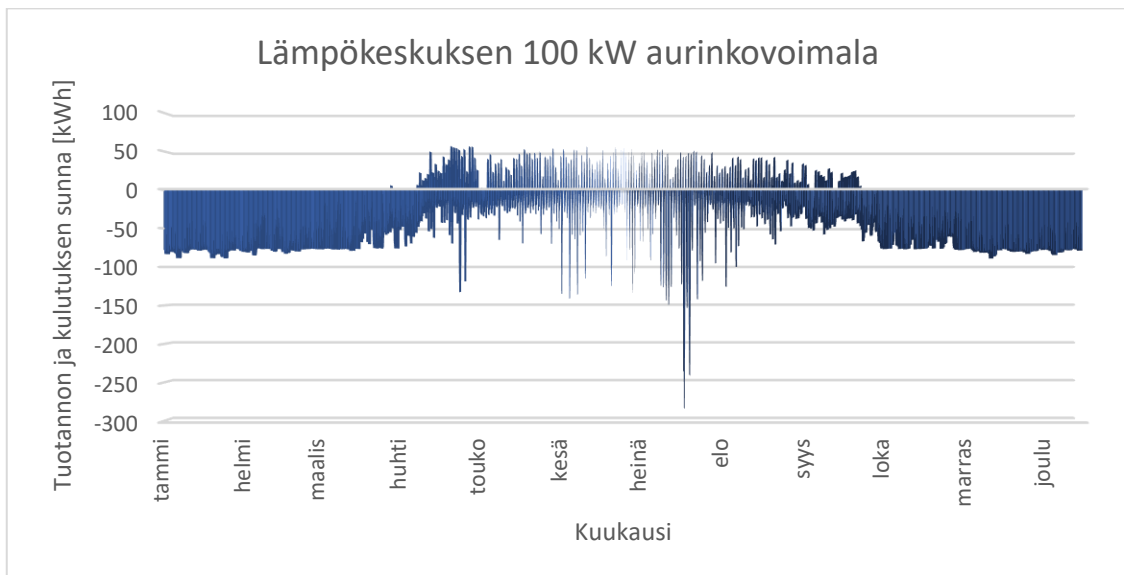
Kuva 19. Tapahtumakeskuksen 150 kW aurinkovoimalan tuoton ja rakennuksen kulutuksen summa.

Tapahtumakeskuksen summaprofiili 150 kW aurinkovoimalalla on lähes identtinen Xamkin kampuksen 350 kW aurinkovoimalan summaprofiilin kanssa, koska Tapahtumakeskuksen kulutusprofiili on arvioitu Kampuksen profiilin perusteella.

Viimeisenä yksittäisenä tapauksena tarkastellaan lämpökeskuksen kulutuksen ja sille rakennetun 100 kW tehoisen voimalan tuotannon summaprofiilia, joka on esitetty kuvassa 20. Laskennan tarkemmat tulokset ovat taulukossa 9.

Taulukko 9. Lämpökeskuksen 100 kW aurinkovoimalan laskennan arvot taulukoituna.

Vuosituotto	88627	kWh
Investointikustannus	1000	€/kW
Hinta asennettuna	100000	€
Hinta investointituella	82000	€
Sähkö omaan käyttöön	57664	kWh
Sähkö ulosmyyntiin	30963	kWh
Myynnin tuotto	1548	€
Omakäyttöaste	65 %	
TMA investointituella	13	a
TMA ilman tukea	16	a



Kuva 20. Lämpökeskuksen 100 kW aurinkovoimalan tuoton ja rakennuksen kulutuksen summa.

Taulukosta 9 voidaan huomata, että 100 kW voimala on lämpökeskukselle liian suuri, koska sähköön omakäyttöaste jää vain 65 %:iin ja takaisinmaksuaika on 13 vuotta. Kesällä on

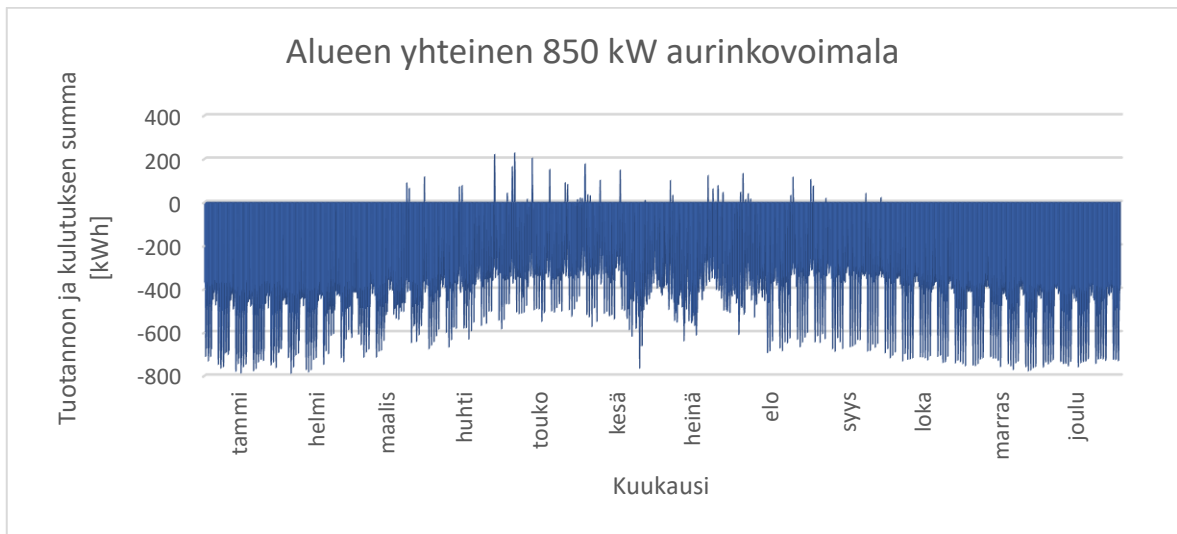
ajoittaisia suuria huippukulutuksia, joihin ylimitoitettukaan voimala ei pysty vastaamaan, joten yhteisestä voimalaratkaisusta voitaisiin mahdollisesti tässä tapauksessa hyötyä, koska Xamkin ja Tapahtumakeskuksen kulutuksien minimi ajoittuvat samalle ajanhetkelle.

7.3.2. Rakennusten yhteinen voimala

Vertailukohteeksi rakennusten omille voimaloille lasketaan tilanne, jossa rakennuksilla on yhteinen 850 kW suuruinen aurinkovoimala, jonka tuotantoa käytetään rakennusten tarpeiden mukaisesti kiinteistön sisäisen energiayhteisön mallin mukaan. Rakennusten kulutusprofiilit on tässä laskennassa yhdistetty yhdeksi profiiliksi, jota verrataan aurinkovoimalan tuotantoprofiiliin. Laskennan tulokset on esitetty taulukossa 10 ja alueen tuotannon ja kulutuksen summaa kuvassa 21. Huomioitavaa on, että suuremman aurinkovoimalan investointikustannuksena on käytetty arvo 900 €/kW, koska yhden suuren voimalan rakentaminen on halvempaa kuin monen pienen.

Taulukko 10. Yhteinen 1 MW aurinkovoimala, jonka tuotantoa hyödynnetään dynaamisesti rakennusten tarpeiden mukaan.

Vuosituotanto	753326	kWh
Investointikustannus	900	€/kW
Hinta asennettuna	765000	€
Hinta investointituella	627300	€
Sähkö omaan käyttöön	743090	kWh
Sähkö ulosmyyntiin	10236	kWh
Myynnin tuotto	512	€
Omakäyttöaste	99 %	
TMA investointituella	10	a
TMA ilman tukea	12	a



Kuva 21. Alueen yhteisen 850 kW aurinkovoimalan tuotannon ja rakennusten yhteisen kulutuksen summa.

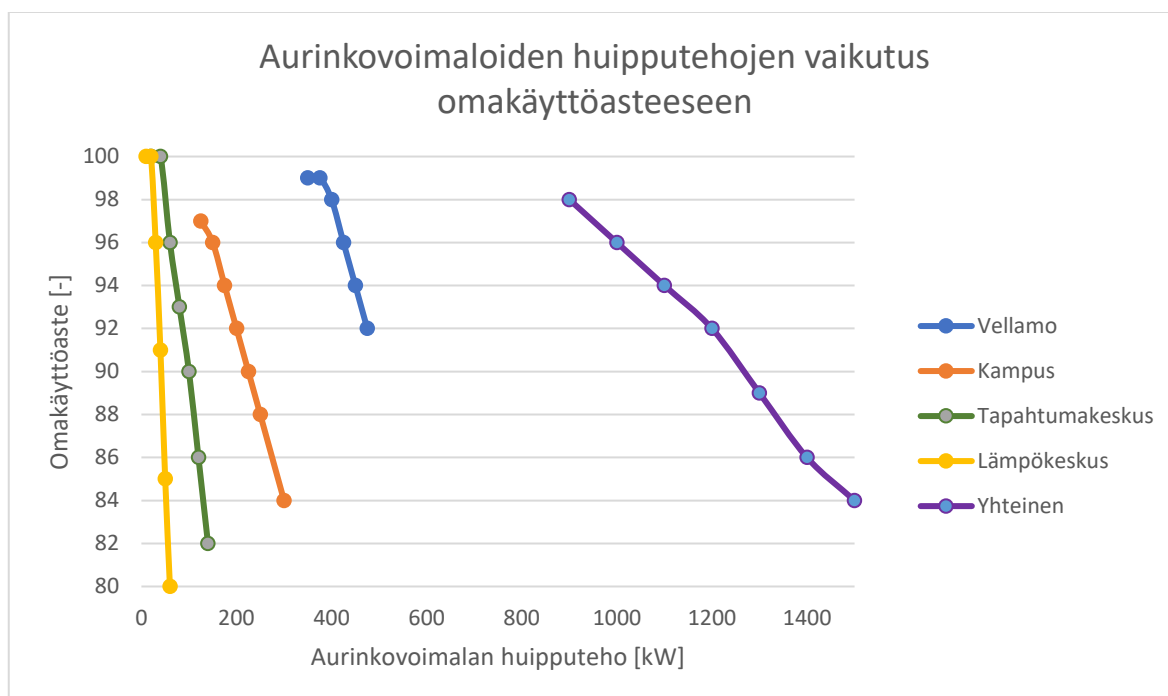
Yhteisen voimalan takaisinmaksuaika on investointituella 10 vuotta ja ilman tukea 12 vuotta. Takaisinmaksuaika on erillisiä voimaloita pienempi, mikä johtuu pääosin pienemmästä investointikustannuksesta ja suuremmasta omakäyttöasteesta varsinkin kesän aikana.

7.4. Aurinkovoimaloiden kustannusten ja omakäyttöasteen vertailu

Takaisinmaksuajat eivät merkittävästi poikenneet erillisten ja yhteisen voimalan välillä, mutta optimointien jälkeen sähköntuotantokapasiteetti yhteisellä voimalalla on huomattavasti suurempi kuin erillisten voimaloiden yhteenlaskettu kapasiteetti, joka tarkoittaa, että samalla investoinnin takaisinmaksuajalla alueella pysytään tuottamaan ja käyttämään enemmän uusiutuvaa sähköenergiaa energiayhteisömallissa. Taulukossa 11 esitellään rakennuskohtaisesti TMA:n, huipputehon ja sähkön omakäyttöasteen mukaan mitoitettujen aurinkovoimaloiden tulokset ja esitellään myös yhteisen voimalan tilanne, jotta vertailun tekeminen on helppoa. TMA:n rajana erillisille voimaloille asetetaan tässä arvioissa 11 vuotta, jotta tilanteiden vertailu on realistista. Mitoituksen tavoitteena oli löytää suurin huipputeho, jolla vielä päästään haluttuun TMA:han ja tuotetun sähkön omakäyttöaste on yli 85 %. Voimaloiden huipputehojen vaikutusta omakäyttöasteisiin on esitelty kuvassa 22.

Taulukko 11. Kantasataman rakennusten aurinkovoimaloiden optimointi, tavoitteena 11 vuoden TMA.

Voimala	Huipputeho [kW]	Vuoden tuotanto [kWh]	Omakäyttöaste [-]	TMA tuella [a]	TMA ilman tukea [a]
Vellamo	460	407682	93 %	11	14
Kampus	280	248154	85 %	11	14
Tapahtumakeskus	120	91392	86 %	11	14
Lämpökeskus	50	44313	85 %	11	14
Erilliset yhteensä	910	791541			
Yhteinen	1100	974892	94 %	10	12



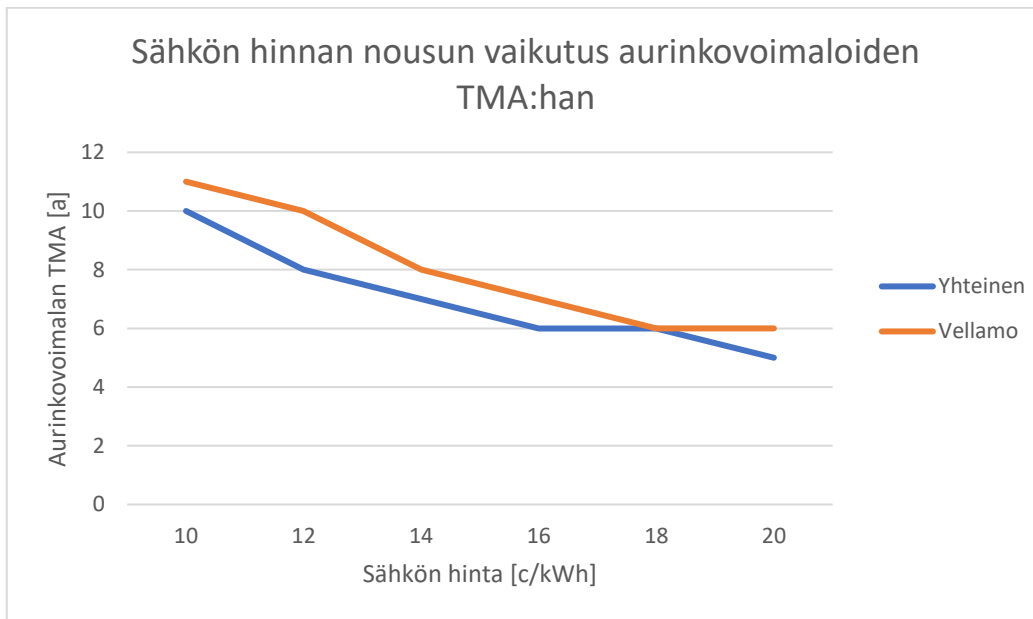
Kuva 22. Aurinkovoimaloiden huipputehojen vaikutus tuotetun sähkön omakäyttöasteeseen Kotkan Kantasataman alueella.

Taulukon mukaan energiayhteisömallia ja yhteistä joustavaa kiinteistöverkkoa hyödyntämällä vuoden lyhyemmällä TMA:lla Kantasataman alueelle voitaisiin rakentaa 190 kW enemmän aurinkovoimatehoa, jonka seurauksena alueen vuosituotanto nousisi 183 351 kWh ja omakäyttöaste olisi huomattavasti eri voimaloiden keskiarvoa suurempi. Huomiona tässä laskennassa, että yhteistä voimalaa olisi voitu vielä kasvattaa lisää ja pysytty edelleen samassa takaisinmaksuajassa, mutta omakäyttöaste olisi laskenut. Vuoden tuotantomäärä 1 100 kW voimalalla on arvion mukaan yli 800 MWh, joka on yli alimman veroluokan vuosittaisen rajan, joten 1 100 kW voimala ei verotuksen näkökulmasta ole taloudellisesti

järkevä ratkaisu. Laskennan tarkoituksena on perustella suuremman voimalan rakentamisen hyötyjä ja energiayhteisön kannattavuutta yleisesti Kantasataman esimerkkikohteen avulla tilanteessa, jossa rakennuksilla on erilaiset kulutusprofiilit.

7.4.1. Aurinkovoimaloiden takaisinmaksuajan herkkyyshanalyysi

Sähkön hinta oli vuoden 2021 aikana ajoittain korkeampi kuin koskaan aiemmin. Sähkön hintatason oletetaan myös pysyvän korkealla Euroopassa vallitsevien levottomuuksien johdosta, joten aurinkovoimaloiden takaisinmaksuajalle on aiheellista tehdä sähkön hinnan muutokseen perustuva herkkyysharkastelu. Sähkön hinta on työn aiemmissa laskelmissa oletettu vakioksi 10 c/kWh, joten sitä pidetään sähkön hinnan osalta herkkyysharkastelun minimiarvona. Harkastelussa maksimiarvoksi valittiin 20 c/kWh, koska valitusta harkasteluvälistä saa hyvän käsityksen sähkön hinnan vaikutuksista aurinkovoimaloiden TMA:han Kotkan Kantasataman alueella. Itse tuotetun sähkön myyntihinta vaihtelee verkko-operaattorien välillä, mutta voidaan olettaa, että sekin tulee nousemaan sähkön ostohinnan noustessa. Ostohinnan nousun määrää on kuitenkin vaikea arvioida, joten sitä ei herkkyysharkastelussa oteta huomioon. Harkastelussa valittiin yksittäisen voimalan esimerkkikohteeksi Vellamo, koska se on alueen suurin yksittäinen sähkönkuluttaja ja alueen muiden yksittäisten kohteiden TMA korreloi sähkön muuttuvaan hintaan hyvin samalla tavalla ja datapisteet olisivat olleet tästä syystä kuvassa päällekkäin. Vellamon lisäksi on kuvattu yhteisen voimalan tilanne. Tulokset tästä laskennasta on esitetty kuvassa 23 ja tarkempia lukuarvoja löytyy taulukosta 12. Taulukkoon on otettu mukaan myös kampukselle lasketut arvot.



Kuva 23. Sähkön hinnan nousun vaikutus aurinkovoimaloiden TMA:han Kotkan Kantasataman alueella.

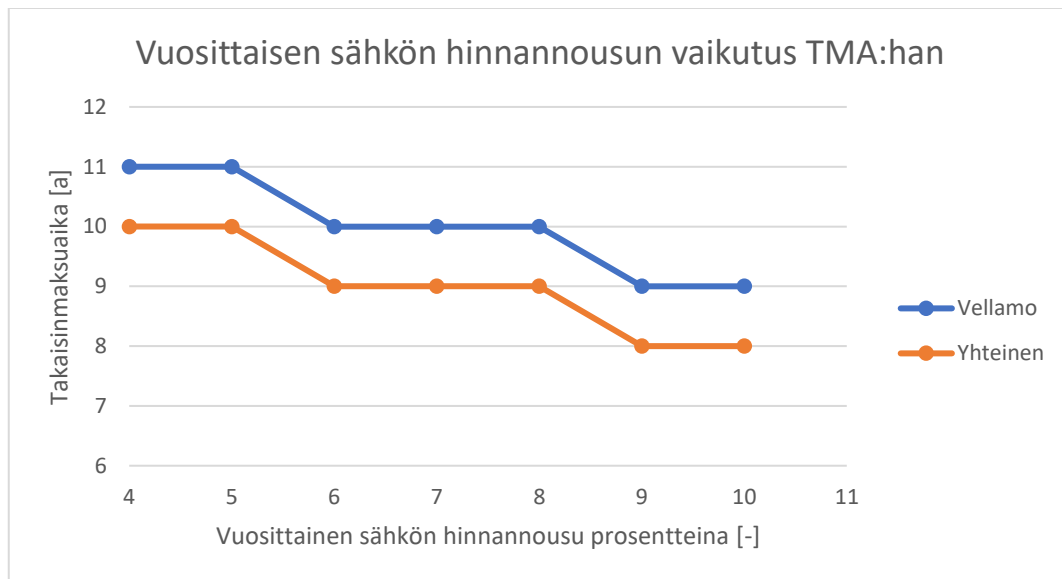
Taulukko 12. Sähkön hinnan nousun vaikutus aurinkovoimaloiden TMA:han Kotkan Kantasataman alueella.

Sähkön hinta [c/kWh]	Yhteinen voimala	Vellamo	Kampus
	TMA [a]	TMA [a]	TMA [a]
10	10	11	11
12	8	10	10
14	7	8	8
16	6	7	7
18	6	6	7
20	5	6	6
30	4	4	4
40	3	3	3
50	2	3	3

Kuvan 23 ja taulukon 12 perusteella sähkön ostohinta vaikuttaa merkittävästi voimalainvestoinnin takaisinmaksuaikaan riippumatta siitä, onko kyseessä yksittäinen vai yhteinen aurinkovoimala. Ostosähkön hinnan kaksinkertaistuminen puolittaa yhteisen voimalan TMA:n ja yksittäisen voimalaitoksen tapauksessa pienentää sitä 45 %. Kampuksen arvot ovat kokonaisuuden vuosien tarkkuudella samat kuin Vellamolla, joka on hieman yllättävää, koska Vellamon aurinkovoimalalla tuotetun sähkön omakäyttöaste on edellisen luvun mitoitusvoimalaitoksilla melkein kahdeksan prosenttia suurempi. Taulukossa sähkön hinnan yläarvoksi on annettu 50 c/kWh, jotta hinnan nousun vaikutus voidaan huomata suuremmalta väliltä,

vaikka näin suurta kiinteiden sähkösovimusten hinnannousua tuskin tullaan näkemään, ainakaan lähitulevaisuudessa.

Laskennassa käytettiin neljän prosentin vuotuista sähkön hinnannousua. Vuonna 2021 hintojen nousu on ollut korkeammalla kuin kyseinen arvo, joten tarkastelua tehdään myös tästä näkökulmasta hinnan kiinteän korotuksen sijaan. Kuvassa 25 ja taulukossa 13 esitellään Vellamon ja yhteisen aurinkovoimalan taloudellisen takaisinmaksuajan muodostumista vuosittaisen sähkön hinnannousun arvoilla 4 – 10 %.



Kuva 24. Vuosittaisen prosentuaalisen sähkön hinnannousun vaikutus Kotkan Kantasataman alueelle suunniteltujen aurinkovoimaloiden takaisinmaksu-aikaan.

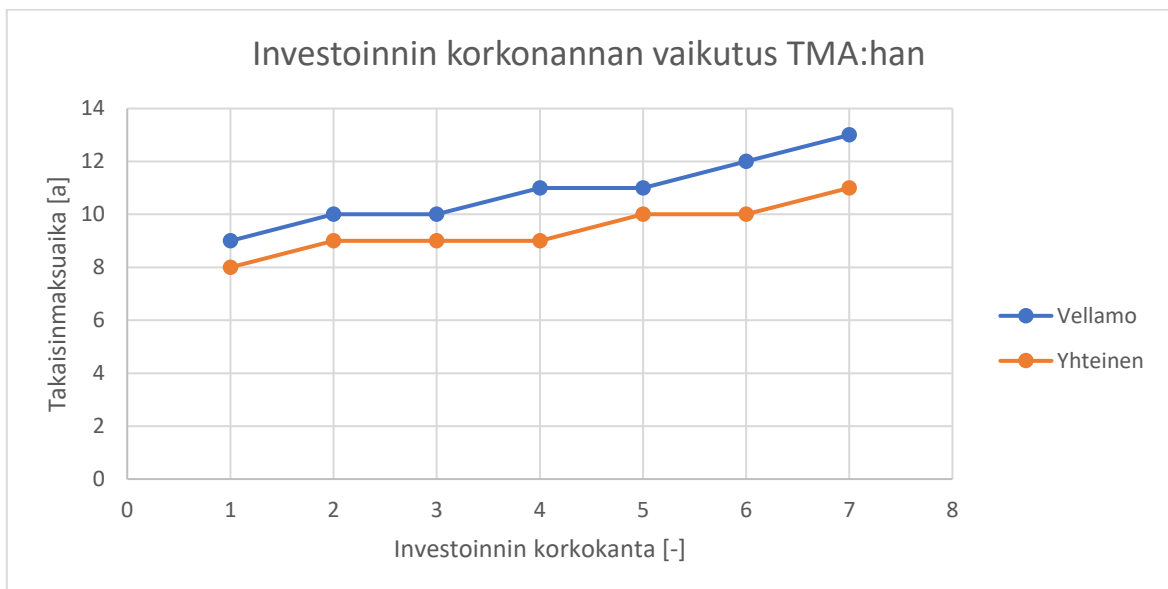
Taulukko 13. Vuosittaisen prosentuaalisen sähkön hinnannousun vaikutus Kotkan Kantasataman alueelle suunniteltujen aurinkovoimaloiden takaisinmaksu-aikaan.

Sähkön hinnannousu	Yhteinen voimala	Vellamo	Kampus
	TMA [a]	TMA [a]	TMA [a]
4 %	10	11	11
5 %	10	11	11
6 %	9	10	11
7 %	9	10	10
8 %	9	10	10
9 %	8	9	9
10 %	8	9	9

Tuloksista voidaan huomata, että yhteisen ja Vellamon voimaloiden takaisinmaksuajat pienenevät tarkastelluista kohteista ensimmäiseksi, kun sähkön prosentuaaliselle vuosittaiselle

hinnannousulle asetetaan kasvavia arvoja. Esimerkiksi kuuden prosentin vuosittaisella sähköhinnan nousulla yhteisen ja Vellamon voimaloiden TMA laskee vuodella, mutta Kampuksen ei. Erot johtuvat suurimmaksi osaksi omakäyttöasteiden ja vuosittaisten kokonaistuotantomäärien eri arvoista. Tämän luvun tuloksien tarkastelussa on huomioitava, että takaisinmaksuajat ovat laskettu kokonaisten vuosien tarkkuudella, joten pieniä eroja on vaikea huomata. Voidaan kuitenkin todeta, että sähkön hinnalla on sitä suurempi vaikutus, mitä suurempi itse tuotetun sähkön omakäyttöaste on.

Herkkyystarkastelua voidaan myös tehdä investoinnin korolle, jonka arvona laskennassa käytettiin viittä prosenttia. Pankkien tarjoamat viitekorot ovat olleet Suomessa viime vuosina alhaisia arvojen vaihdellen 1.8 – 0.2 % välillä ja Euribor korko on vaihdellut kahdesta prosentista negatiiviseen puoleen prosenttiin (Suomen pankki, 2022). Viitekoron lisäksi lainantarjoaja ottaa lainan myöntämisestä marginaalikorkoa, joka riippuu lainan tyypistä ja vaihtelee lainantarjoajien välillä. Viime vuosien arvojen perusteella korkokannan herkkyysanalyysissä käytetään arvoja 1 – 6 %, jotta saadaan kattava otanta lainakoron vaikutuksesta investoinnin takaisinmaksuajaan Kotkan Kantasataman aurinkovoimaloille, koska tulevien vuosien korkokehitystä on vaikea ennustaa. Tulokset herkkyysanalyysistä on esitetty kuvassa 25 ja taulukossa 14. Herkkyysanalyysi Vellamon osalta oli lähes identtinen muihin yksittäisiin voimalaitoksiin verrattuna, joten se on ainut voimaloista, joka esitetään kuvassa 25.



Kuva 25. Investoinnin korkokannan vaikutus Kotkan Kantasataman aurinkovoimaloiden takaisinmaksuajaan.

Taulukko 14. Investoinnin korkokannan vaikutus Kotkan Kantasataman aurinkovoimaloiden takaisinmaksu-aikaan.

	Yhteinen voimala	Vellamo	Kampus
Investoinnin korkokanta [-]	TMA [a]	TMA [a]	TMA [a]
1 %	8	9	9
2 %	9	10	10
3 %	9	10	10
4 %	9	11	11
5 %	10	11	11
6 %	10	12	12
7 %	11	13	13

Taulukosta voidaan huomata, että investoinnin korkokanta on merkittävä tekijä laskettaessa voimaloiden takaisinmaksuaikoja. Tarkastellulla välillä yhteisen voimalan ratkaisun TMA on 8 – 11 vuotta, kun taas yksittäisillä voimaloilla 9 – 13 vuotta. Voidaan siis todeta, että korkokannan muutos vaikuttaa yhteisen voimalan tilanteeseen vähemmän kuin yksittäisiin voimaloihin, mutta ero ratkaisuiden välillä on pieni.

7.4.2. Päästölaskenta tulosten perusteella

Tässä kappaleessa verrataan eri aurinkovoimaloiden avulla saavutettuja hiilidioksidin päästövähennyksiä. Aurinkosähkön tuotantovaiheesta ei synny yhtään hiilidioksidipäästöjä, mutta aurinkopaneeleiden valmistamisesta aiheutuva päästökerroin tuotettua energiamäärää kohti on noin 40 gCO₂/kWh (Arcos-Vargas et al. 2018, 1025). Suomessa tuotetun sähkön päästökerroin energiamäärää kohti vaihtelee, mutta vuosien 2018 ja 2020 välisenä aikana keskiarvo oli 89 gCO₂/kWh (Motiva, 2022). Kantasataman eri aurinkovoimalaratkaisuiden vuosittaiset päästövähennykset on esitelty taulukossa 15.

Taulukko 15. Voimalaratkaisuiden päästövertailu.

Ratkaisu	Päästökerroin aurinkosähkölle [gCO ₂ /kWh]	Suomen sähköpäästökerroin [gCO ₂ /kWh]	Vuosituotanto [kWh]	Säästö [tCO ₂]
Erilliset voimalat	40	89	791541	38.8
Yhteinen voimala	40	89	974892	47.8

Taulukon mukaan vuosittain erillisillä aurinkovoimaloilla saavutetaan 38.8 tonnia CO₂ päästövähennyksiä ja yhteisellä voimalalla saavutettaisiin 47.8 tonnia. Energiayhteisömallin yhteinen voimala saavuttaa vuosittain 23 % suuremman päästövähennyksen kuin erillisten voimaloiden käyttö Kotkan Kantasataman alueella, jos voimalat ovat mitoitettu saman takaisinmaksuajan ja yli 85 % omakäyttöasteen perusteella.

8. Case Kantasatama, akkuvarastojen laskenta

Sähkön pientuotannon verotuksen näkökulmasta on tärkeää, että itse tuotettu sähkö käytetään ensisijaisesti itse, jos halutaan toimia alimmassa veroluokassa, jossa tuotetusta sähköstä ei tarvitse maksaa ollenkaan veroa. Vuosituotannon rajana alimmassa veroluokassa pidetään 800 MWh:ta, mutta käytännössä tuotantoa suunniteltaessa kannattaa selvittää verottajan kanssa tapauskohtainen raja sähkön vuosittaiselle tuotannolle ja myynnille, joiden perusteella voidaan tehdä tarkemmat mitoitusvoimaloille ja energiavarastoille. Energiavarastoilla voi, kohteesta riippuen, olla tärkeä rooli tuotetun sähkön omakäyttöasteen kasvattamisessa ja myydyin sähkön määrän minimoimisessa. Vaikka tällä hetkellä akustojen käyttö sähköenergiavarastoina ei ole yleisesti taloudellisesti kannattavaa korkeiden käyttökustannusten takia, voidaan niistä saada välillisesti taloudellista hyötyä, jos niiden avulla pystytään toimimaan alimmassa veroluokassa.

Tässä luvussa lasketaan akkuvarastojen käytöstä aiheutuvia kustannuksia Kantasataman alueen rakennusten kulutusprofiilien ja mitoitettujen aurinkovoimaloiden tuotantoprofiilien avulla. Akkuvarastojen tarkoituksena on tässä esimerkissä kasvattaa alueella tuotetun sähkön omakäyttöaste sataan prosenttiin, ei niinkään tuoda alueelle suoraa taloudellista hyötyä. Laskenta tehdään aurinkovoimaloiden tapaan rakennusten erillisille voimalaitoksille, joilla on omat varastot, ja yhteiselle voimalaitokselle, jolla yhteinen varasto. Yhteistä varastoa voitaisiin kiinteistöverkon avulla käyttää rakennusten tarpeiden mukaisesti ja kaikki aurinkovoimalan ylituotanto syötettäisiin akustoon. Yksittäiset akkuvarastot rakennetaan erikseen jokaiselle rakennukselle, joihin erillisten aurinkovoimaloiden ylituotantoa on mahdollista syöttää ja hyödyntää rakennuksen tarpeen mukaisesti. Akkuvarastojen käyttökustannukseksi oletetaan jo aiemmin työssä (luku 5.3) laskettu 0.20 €/kWh. Laskennan tulokset on esitetty taulukossa 16.

Taulukko 16. Kantasataman akkuvarastoista käytetyt vuosittaiset energiamäärät, käyttökustannukset ja vaaditut maksimitehot ja kapasiteetit.

Varaston sijainti	Energiamäärä [kWh]	Käyttökustannus [€/a]	Maksimiteho [kW]	Kapasiteetti [kWh]
Vellamo	3153	631	174	531
Kampus	36131	7226	226	1267
Tapahtumakeskus	14960	2992	99	744
Lämpökeskus	6511	1302	52	807
Erilliset yhteensä	60754	12151	550	3349
Yhteinen varasto	56441	11288	402	2136

Mallinnus suoritettiin Excel taulukon avulla, jossa oli yhdistettynä rakennusten voimaloiden tuotantojen ja kulutuksien tuntitiedot. Akuston kapasiteettia kuvaava luku kasvoi ylituotannon hetkillä tunnittaisen ylituotannon verran ja väheni puolestaan tuotannon vajeen verran tunteina, jolloin kulutus ylitti tuotannon. Akustolle asetettiin myös minimiarvoksi nolla, jottei akuston hetkellinen energiamäärä saa negatiivisia arvoja. Taulukosta 16 voidaan huomata, että varastojenkin osalta energiayhteisömallissa yhteinen ratkaisu on laskennan kaikkien neljän huomioidun parametrin mukaan yksittäisiä ratkaisuja parempi vaihtoehto. Esimerkiksi erillisten voimaloiden yhteensä vaatima akkukapasiteetti on merkittävästi suurempi kuin yhteisen verkon ja akuston ratkaisussa, koska kesällä aurinkosähkön huipputuotannon aikana kampuksella ja Tapahtumakeskuksella on paljon ylituotantoa. Suuren varaston investointikustannus haluttua energiakapasiteettia kohden on myös yleisesti ottaen pienempi kuin monen pienen yksittäisen akkuvaraston investointikustannukset yhteensä, mutta tätä ei tässä laskennassa huomioitu, koska tarkkoja lukemia kustannusten erosta on vaikea arvioida niiden vaihdellessa tapauskohtaisesti.

Sähkön hinta ja sen oletettu nousu vaikuttaa myös osaltaan akkuvarastojen taloudelliseen kannattavuuteen, koska akustojen avulla omaa tuotantoa voidaan varastoida myöhempää käyttöä varten, jolloin vuosittaista ostosähkön määrää voidaan pienentää. On huomioitava, että akustoa käytettäessä säästetyn sähkön ostohinnan lisäksi menetetään sähkön myynnistä saadut tuotot, joten todellinen säästö saadaan vähentämällä sähkön ostohinnasta myyntihinta. Esimerkiksi 20 c/kWh ostosähkön ja 5 c/kWh myyntisähkön hinnalla todelliseksi tuotoksi saadaan 15 c/kWh. Akustojen käytöstä saadut vuosittaiset säästöt eri sähkön hinnoilla esitetään taulukossa 17.

Taulukko 17. Akuston käytön avulla vuosittain saavutettu säästö eri sähkön hinnoilla.

Sähkön hinta [c/kWh]	Akuston käytöstä saatava vuosittainen säästö [€/a]			
	Vellamo	Kampus	Lämpökeskus	Yhteinen
10	158	1807	1548	2822
12	221	2529	2167	3951
14	284	3252	2787	5080
16	347	3974	3406	6209
18	410	4697	4025	7337
20	473	5420	4644	8466
25	631	7226	6193	11288

Kun ylläolevan taulukon arvoja vertaillaan taulukon 17 arvoihin, voidaan huomata 25 c/kWh sähkön hinnan olevan akustojen käytön kannalta arvo, jolloin käyttökustannus ja saavutettu säästö ovat yhtä suuret ja jonka jälkeen akuston käyttö tuottaa voittoa. Voidaan myös todeta laskennallisesti, että 25 c/kWh ostohinnalla todellinen tuotto on 20 c/kWh, joka on sama kuin laskennassa käytetty akustojen käyttökustannus.

Kotkan Kantasataman alueella sähkön ylituotannolle ei löydetty akkuvarastojen lisäksi muuta potentiaalista vaihtoehtoa, koska aurinkovoimaloiden ylituotannon hetket ovat vähäisiä ja akkuvarastoilla pystytään niihin vastaamaan. Alueella pyrittiin saavuttamaan myös mahdollisimman korkea itse tuotetun sähkön omakäyttöaste aurinkovoimaloiden mitoituksessa verotuksellisista syistä, joten kalliimpia järjestelmiä, kuten vedyntuotantoa, ei alueelle nähty taloudellisesti järkeväksi ratkaisuksi.

9. Johtopäätökset

Uusiutuvien energialähteiden käytön lisäämisessä energiayhteisöt voivat ovat yksi ratkaisu, jolla saadaan osallistuttua pienkuluttajia energiamurrokseen. Sähkömarkkinain muutosten myötä energiayhteisöt ovat tulleet mahdolliseksi myös Suomessa. Energiayhteisöt voidaan jakaa paikallisiin ja hajautettuihin yhteisöihin, mutta työssä keskityttiin paikallisten energiayhteisöiden mahdollisuuksiin. Paikallisessa energiayhteisössä ratkaisevana tekijänä on se, että voidaanko toimia saman kiinteistörajan sisällä, jolloin yhteistä kiinteistöverkkoa voidaan rakentaa, joka puolestaan tuo alueen sähkönkäytölle paljon erilaisia paikallisia joustomahdollisuuksia. Kiinteistörajojen yli voidaan nyt lakimuutoksen jälkeen erillisiä voimaloita yhdistää erilliseen kulutukseen, jolloin voidaan rakentaa isoja yhteisiä voimalaitoskonaisuuksia ja näin säästää voimalan rakennuskustannuksissa. Voimalakokonaisuudet on kuitenkin tässä mallissa jaettava osiin, joten jokainen kiinteistö pystyy hyödyntämään voimalan tuotannosta vain ennalta määrätyn osuuden, eikä joustoa kiinteistöjen välillä pystytä tekemään. Laki tosin mahdollistaa aurinkovoiman hyödyntämisen kiinteistöillä, joilla ei omalle tontille ole mahdollisuutta rakentaa voimalaa.

Yleinen tilanne Euroopassa on tuonut uudenlaisen tarpeen panostaa energiaomavaraisuuteen, joka tarkoittaa suoraan uusiutuvien energianlähteiden käytön lisäämistä ja uusien mahdollisuuksien löytämistä. Energiayhteisöissä monipuolisimpana sähkön tuotantotyyppinä on aurinkovoima, koska sitä on helpoin skaalata pieniin ja isoihin kohteisiin, se on helposti jaoteltavissa osiin ja sille ei yleensä ole maantieteellisiä esteitä. Aurinkovoiman rinnalla kohteesta riippuen voi olla kannattavaa rakentaa tuulivoimaloita tai mikroturbiineja tukemaan energiantuotantoa.

Energiavarastojen merkitys korostuu tulevaisuudessa uusiutuvien energianlähteiden lisääntyessä niiden jaksottaisuuden takia. Tällä hetkellä yleisimpinä sähköenergiavarastoina ovat edelleen akustot, joiden hyvinä puolina ovat nopeat lataus- ja purkuajat, sekä hyvä skaalattavuus eri kokoluokkiin, mutta akuston kulumisesta aiheutuvat korkeat käyttökustannukset rajoittavat monessa tilanteessa akustojen käyttöä. Energiayhteisön sisällä rakennusten erilaiset kulutusprofiilit voivat osaltaan vähentää energiavarastojen tarvetta, jos tuotantoa

pystytään tehokkaasti hyödyntämään alueen sisällä rakennusten tai kuluttajien tarpeiden mukaisesti.

Työn aikana case kohde Kotkan Kantasatamalle tehtiin laajasti erilaisia selvityksiä suunnitellun energiayhteisön sähkön tuotannosta, jakelusta ja varastoinnista, mutta valitettavasti kiinteistöjen eri omistajien ja aurinkovoimalan vaatiman tilan puutteen takia joustavaa energiayhteisömallia ei Kantasatamaan voida ainakaan työn kirjoitushetkellä toteuttaa. Case kohteen avulla saatiin kuitenkin paljon tietoa tekijöistä, joita energiayhteisöjä suunniteltaessa tulee huomioida ja miten tulevissa kohteissa asiaa kannattaa lähestyä. Tärkeimpinä tekijöinä näistä ovat alueen kiinteistöjen omistajien ja rakennusten kulutusprofiilien selvittäminen. Olemassa olevien kiinteistöjen omistussuhteiden muuttaminen on useimmiten monimutkaista ja vaikeaa ja eri omistajien tilanteessa energiayhteisön muodostaminen on vielä erittäin haasteellista. Hyvänä esimerkkinä toimivasta kiinteistöryhmän sisäisestä energiayhteisöstä on kunnan tai kaupungin omistamat ja hallinnoimat vierekkäiset kiinteistöt. Samankaltaista mallia pystytään hyödyntämään uudisalueilla, joissa kiinteistöille voidaan jo rakennusvaiheessa asettaa yhteinen omistaja ja muodostaa energiayhteisö yhden kiinteistörajan sisälle.

Laskennassa saatiin energiayhteisömallia tukevia tuloksia aurinkovoimaloiden, päästövähennysten ja energiavarastojen osalta. Vaikka energiayhteisöiden päätavoitteina on tuottaa muita kuin taloudellisia hyötyjä, laskentaosuudessa tarkasteltiin energiayhteisöjä ratkaisujen takaisinmaksuaikojen näkökulmasta, koska se on tärkeä tekijä kuluttajille, jotka tekevät ratkaisun yhteisöön liittymisestä. Energiayhteisöjen taloudelliset hyödyt korostuvat alueilla, joilla rakennusten kulutusprofiilit ovat erilaisia.

Suunnitteluvaiheessa on varmistettava, että energiayhteisöstä saadut hyödyt ovat kohdekohtaisesti suuremmat kuin niiden rakentamiseksi vaadittavat investoinnit sähköverkkojen, sähköliittymien ja muiden tarvittavien muutosten osalta ja on myös tehtävä tarkat selvitykset sähköverotuksen näkökulmasta. Energiayhteisöiden avulla on mahdollista lisätä jo vuoden 2021 aikana tulneiden lakimuutosten jälkeen uusiutuvien energianlähteiden käyttöä pientuotannossa luoden alueellista yhteenkuuluvuuden tunnetta, mutta energiayhteisöjen todellisen potentiaalin saavuttamiseksi vaaditaan vielä paljon lisää selvitystyötä ja myös tarkennuksia nykyiseen lainsäädäntöön.

Lähteet

Alami, A. H. 2020. Mechanical Energy Storage for Renewable and Sustainable Energy Resources. 1st ed. Cham, Switzerland: Springer International Publishing. Advances in Science, Technology & Innovation. 115 s. ISBN: 3-030-33787-1.

Aneke, M. Wang, M. 2016. Energy storage technologies and real life applications – A state of the art review. United Kingdom: University of Hull. Applied energy [Verkkolehti]. Vol.179. S. 350-377. ISSN: 0306-2619.

Arcos-Vargas, A. Cansino, J. Román-Collado, R. 2018. Economic and environmental analysis of a residential PV system: A profitable contribution to the Paris agreement. Elsevier Ltd. Renewable & sustainable energy reviews. Vol 94. S.1024-1035. ISSN: 1364-0321.

Auvinen, K. Honkapuro, S. Ruggiero, S. Juntunen, J. 2020. Aurinkosähköä taloyhtiöiden asukkaille - Mittaushaasteista kohti digitaalisia energiayhteisöpalveluja. Helsinki, Unigrafia Oy. Aalto-yliopiston julkaisusarja KAUPPA + TALOUS, 3/2020. ISBN: 978-952-60-8988-1.

Frontera, A. Martynov, Y. Nazmitdinov, R. Moia-Pol, A. 2019. Perovskite solar cells : properties, application and efficiency. New York: Nova Science Publishers. Renewable energy: research, development and policies. S. 118 – 154. ISBN: 1-5361-5859-3.

Fan, X. Liu, B. Liu, J. et al. 2020. Battery Technologies for Grid Level Large Scale Electrical Energy Storage. Transactions of Tianjin University. [Verkkolehti]. Vol 26. S. 92-103. [Viitattu 20.3.2022]. Saatavissa: ISSN: 1006-4982.

Fingrid. 2022. Reservimarkkinat. [Verkkosivu]. [Viitattu 5.3.2022]. Saatavissa: <https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/reservit-ja-saatosahko/>

Carter, J. 2016. Solar Energy and Solar Panels: Systems, Performance and Recent Developments. New York, United States: Nova Science Publishers, Inc. 207 s. ISBN: 978-1-53610-408-0.

Energiaviisaat kaupungit. 2020. Näin teet kiinteistöstäsi virtuaalivoimalaitoksen. Viestintäyhtiö Tarinatakomo. [Verkkajulkaisu]. [Viitattu 1.4.2022]. Saatavissa: <https://energiaviisaat.fi/wp-content/uploads/2020/11/Energiaviisaat-Virtuaalivoimalaitos-opas2020.pdf>.

Hossain M. K. 2015. Thin Film Solar Cell: Characteristics and Characterization. Switzerland: Trans Tech Publications Ltd. Advanced materials research. Vol 1116. 245 s. ISBN: 3-03826-970-0.

Hyttinen S. 2017. Aurinko- ja tuulienergia sekä niiden yhteiskäyttö kohdekohtaisessa sähkön pientuotannossa. Opinnäytetyö, Kaakkois-Suomen ammattikorkeakoulu. Saatavissa: <https://urn.fi/URN:NBN:fi:amk-201704124722>

Ibáñez-Rioja, A. Puranen, P. Järvinen, L. Kosonen, A. Ruuskanen, V. Ahola, J. Koponen, J. Simulation methodology for an off-grid solar–battery–water electrolyzer plant: Simultaneous optimization of component capacities and system control. Lappeenranta, Finland: Lappeenranta-Lahti University of Technology. Applied Energy. Vol 307. 118157. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.118157>

IEA. 2019. Electricity Information: Overview, Electricity consumption. Pariisi. [Viitattu 20.3.2022]. Saatavissa: <https://www.iea.org/reports/electricity-information-overview/electricity-production>.

IEA. 2020. Global EV Outlook. Pariisi. [Viitattu 20.3.2022]. Saatavissa: <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2020>.

Ismail, M. Moghavvemi, M. Mahlia, T. 2013. Current utilization of microturbines as a part of a hybrid system in distributed generation technology. Elsevier Ltd. Renewable & sustainable energy reviews. Vol 21. S. 142-152. ISSN: 1364-0321.

Kalantar, M. Mousavi, G. 2010. Dynamic behavior of a stand-alone hybrid power generation system of wind turbine, microturbine, solar array and battery storage. Kidlington: Elsevier Ltd. Applied energy. Vol 87. S. 3051–3064. ISSN: 0306-2619.

Kaldellis, J. K. Kapsali, M. Kavadias, K. A. 2014. Temperature and wind speed impact on the efficiency of PV installations. Experience obtained from outdoor measurements in Greece. Oxford: Elsevier Ltd. Renewable energy. Vol 66. S. 612-624. ISSN: 0960-1481.

Karhuvoima. 2022. Aurinkopaneelitarjoukset. [Verkkosivu]. [Viitattu 25.3.2022]. Saatavissa: <https://karhuvoima.fi/palvelutuotteet/aurinkopaneelit/>

Kerabit. 2022. Kerabit aurinkokatto. [Verkkosivu]. [Viitattu 3.4.2022]. Saatavissa: <https://www.kerabit.fi/tuotteet/katot/aurinkokatto>

Keskuskauppakamari. 2022. Riippuvuus Venäjän energiatuonnista katkaistava, uudet toimet energiaomavaraisuuden vahvistamiseksi perusteltuja. [Verkkotiedote]. [Viitattu 26.4.2022]. Saatavissa: <https://kauppakamari.fi/tiedote/keskuskauppakamari-riippuvuus-venajan-energiatuonnista-katkaistava-uudet-toimet-energiaomavaraisuuden-vahvistamiseksi-perusteltuja/>

Kiryanova, N. Matrenin, P. Mitrofanov, S. Kokin, S. Safaraliev, M. 2022. Hydrogen energy storage systems to improve wind power plant efficiency considering electricity tariff dynamics. Novosibirsk, Russia: Hydrogen Energy Publications LLC. International Journal of Hydrogen Energy. Vol 47, nro. 18. S. 10156-10165. ISSN 0360-3199.

Lempäälän lämpö Oy:n lausuntopyyntö. 2020. Energiavirasto. [Viitattu 10.3.2022]. Saatavissa: https://www.eehanke.fi/wp-content/uploads/2021/11/Energiavirasto-Lempaalan-Lampo-Oy-lausunto-1468_403_2020.pdf

Liu, S. H. Simburger, E. J. Matsumoto, J. Garcia III, A. Ross, J. Nocerino, J. 2005. Evaluation of thin-film solar cell temperature coefficients for space applications. Chichester, UK: John Wiley & Sons, Ltd. Progress in photovoltaics. Vol 13. 2nd ed. S. 149–156. ISSN: 1062-7995.

Lumoenergia. 2022. Aurinkopaneelit. [Verkkosivu]. [Viitattu 23.3.2022]. Saatavissa: <https://www.lumoenergia.fi/aurinkopaneelit/>

Merikeskus Vellamo. 2021. [Verkkosivu]. [Viitattu 18.11.2022]. Saatavissa: <https://kantasatamakotka.fi/rakennukset/merikeskus-vellamo/>

Mishra, S. Sood, Y.R. Tomar, A. 2019. Applications of Computing, Automation and Wireless Systems in Electrical Engineering. 2nd ed. Singapore, Singapore: Springer Nature Singapore Pte Ltd. 1291 s. Lecture Notes in Electrical Engineering 553. ISBN: 978-981-13-6771-7.

Motiva 2021a. Uutta Energiatehokkuuteen 2022 -webinaari. [Verkkomateriaali]. [Viitattu 10.12.2021]. Saatavissa: https://www.motiva.fi/ajankohtaista/tapahtumat/tapahtuma-aineistot/energiatehokkuus/uutta_energiatehokkuuteen_2022_-webinaari_9.12.2021

Motiva. 2021b. Aurinkosähköjärjestelmien hinta. [Verkkosivu]. [Viitattu 23.3.2022]. Saatavissa: https://www.motiva.fi/ratkaisut/uusiutuva_energia/aurinkosahko/jarjestelman_valinta/aurinkosahkojarjestelmien_hinta

Motiva. 2022. CO₂-päästökertoimet. [Verkkojulkaisu]. [Viitattu 13.4.2022]. Saatavissa: https://www.motiva.fi/ratkaisut/energiankaytto_suomessa/co2-paastokertoimet

Naval, N. Yusta, J. M. 2021. Virtual power plant models and electricity markets - A review. Renewable & sustainable energy reviews. University of Zaragoza, Department of Electrical Engineering. Zaragoza, Spain: Elsevier Ltd. [Verkkojulkaisu]. Vol 149. S. 111393. ISSN: 1364-0321.

Nordic Ren-Gas Oy. 2022. Kotkaan suunnitteilla yli 100 MEUR laitosinvestointi vihreän vedyn ja uusiutuvan kotimaisen kaasun tuotantoon. [Verkkojulkaisu]. [Viitattu 1.4.2022]. Saatavissa: <https://ren-gas.com/ajankohtaista/kotkaan-suunnitteilla-yli-100-meur-laitosinvestointi-vihrean-vedyn-ja-uusiutuvan-kotimaisen-kaasun-tuotantoon/>

Ouyeang, Z. Yang, M, Whitaker, J.B. et. al. 2020. Toward Scalable Perovskite Solar Modules Using Blade Coating and Rapid Thermal Processing. ACS Applied Energy Materials. Vol 3:4. S. 3714-3720. ISSN: 2574-0962.

Ritchie, H. Roser, M. Rosado, P. 2020. Renewable Energy. Our World in Data. [Verkkojulkaisu]. [Viitattu 2.2.2022]. Saatavissa: <https://ourworldindata.org/renewable-energy>

Roy, J. K. Kar, S. Leszczynski, J. 2021. Development of solar cells : theory and experiment. Cham, Switzerland: Springer. Challenges and Advances in Computational Chemistry and Physics. Vol 32. ISBN 978-3-030-69444-9.

Sahari, A. 2019. Electricity prices and consumers' long-term technology choices: Evidence from heating investments. Helsinki, Finland: Elsevier B.V. European economic review. [Verkkojulkaisu]. Vol.114. S.19-53. ISSN: 0014-2921.

Sallam, A. Malik, P. 2021. Power Grids with Renewable Energy - Storage, Integration and Digitalization. London, United Kingdom: Institution of Engineering and Technology. 570 s. ISBN 978-1-83953-028-9.

Samantara, A. K. Ratha, S. 2020. Metal-ion hybrid capacitors for energy storage: a balancing strategy toward energy-power density. 1st ed. Cham, Switzerland: Springer. SpringerBriefs in Energy. 102 s. ISBN: 3-030-60812-3.

Siemens Gamesa Renewable Energy S.A. 2021. Wind industry in the green Hydrogen revolution. Esitysmateriaali. Saatavissa: <https://www.siemensgamesa.com/>

[/media/siemensgamesa/downloads/en/products-and-services/hybrid-power-and-storage/green-hydrogen/210318-siemens-energy-hydrogen-day.pdf](https://media.siemensgamesa/downloads/en/products-and-services/hybrid-power-and-storage/green-hydrogen/210318-siemens-energy-hydrogen-day.pdf)

Statistics Finland. 2021. Energy supply and consumption Data. [Verkkójulkaisu]. [Viitattu 2.2.2022]. Saatavissa: https://www.stat.fi/tup/suoluk/suoluk_energia_en.html

Sternner, M. Stadler, I. 2019. Handbook of Energy Storage. Berlin, Germany: Springer-Verlag GmbH Germany, part of Springer Nature 2019. 821 s. ISBN: 978-3-662-55504-0.

Suomen Pankki. 2022. Korkotilastot. [Verkkosivu]. [Viitattu 31.5.2022]. Saatavissa: <https://suomenpankki.fi/fi/Tilastot/korot/kuviot>

Sähkömarkkinalaki 2013/588. Annettu Helsingissä 9.8.2013. Saatavilla: <https://www.finlex.fi/fi/laki/ajantasa/2013/20130588>.

Tampereen yliopisto. Tampereen ammattikorkeakoulu. VTT. 2021. Prosumer Centric Energy Communities towards Energy Ecosystem (ProCemPlus) loppuraportti. Tampere. [Verkkójulkaisu]. ISBN 978-952-03-2238-0.

Taner T. 2021. The novel and innovative design with using H₂ fuel of PEM fuel cell: Efficiency of thermodynamic analyze. Elsevier Ltd. Fuel (Guildford). Vol 302. S 121109. ISSN: 0016-2361.

Tapahtumakeskus. 2021. [Verkkosivu]. [Viitattu 18.11.2021]. Saatavissa: <https://kantasatamakotka.fi/rakennukset/tapahtumakeskus-satama-areena/>

Valtioneuvoston asetus sähköntoimitusten selvityksestä ja mittauksesta annetun valtioneuvoston asetuksen muuttamisesta 1133/2020. Annettu Helsingissä 22.12.2020. Saatavilla: <https://www.finlex.fi/fi/laki/alkup/2020/20201133>.

Virte Solar. 2022. Virte aurinkokatto. [Verkkosivu]. [Viitattu 3.4.2022]. Saatavissa: <https://www.virtesolar.fi/virte-aurinkokatto>

Wang, L. Rao, M. Diethelm, S. Li, T-E. Zhang, H. Hagen, A. Maréchal, F. Van Herle, J. 2019. Power-to-methane via co-electrolysis of H₂O and CO₂: The effects of pressurized operation and internal methanation. Elsevier Ltd. Applied energy. Vol 250. S. 1432 – 1445. ISSN: 0306-2619.

Wirth, H. Weiss, K. A. Wiesmeier, C. 2016. Photovoltaic modules : technology and reliability. Berlin, Germany: De Gruyter. 209 s. ISBN: 3-11-038398-5.

Xamk Kotkan kampus. 2021. [Verkkosivu]. [Viitattu 18.11.2021]. Saatavissa: <https://kantasatamakotka.fi/rakennukset/xamk-kotkan-kampus/>

Ympäristöministeriö. 2016. Tuulivoimarakentamisen suunnittelu. Helsinki. [Viitattu 29.3.2022]. Saatavilla: [OH 5 2016.pdf \(valtioneuvosto.fi\)](#)

Zhao, Y. Pohl, O. Bhatt, A.I. et al. 2021. A Review on Battery Market Trends, Second-Life Reuse, and Recycling. Sustainable Chemistry. [Verkkolehti]. Vol 2. S. 167-205. Saatavissa: <https://doi.org/10.3390/suschem2010011>.

Zubi, G. Dufo-Lopez, R. Carvalho, M. Pasaoglu, G. 2018. The lithium-ion battery: State of the art and future perspectives. Elsevier Ltd. Renewable & sustainable energy reviews. [Verkkójulkaisu]. Vol.89. S.292-308. ISSN: 1364