

Konsta Koivuniemi

ENERGIAN VARASTOINTI ENERGIAYHTEISÖISSÄ

Energian monivarastointijärjestelmän mitoitus ja
optimointi

Diplomityö
Tekniikan ja luonnontieteiden tiedekunta
Tarkastajat: Apulaisprofessori Henrik Tolvanen
Yliopistonlehtori Pauli Losoi
Kesäkuu 2025

TIIVISTELMÄ

Konsta Koivuniemi: Energian varastointi energiayhteisöissä
Diplomityö
Tampereen yliopisto
Ympäristö- ja energiatekniikan tutkinto-ohjelma
Kesäkuu 2025

Uusiutuvan sääriippuvaisen sähköntuotannon osuuden voimakkaan kasvun ja yhteiskunnan merkittävien osa-alueiden sähköistymisen myötä joustoressurssien tarve kasvaa globaalisti. Sääriippuvaisen tuotannon lisääntyminen aiheuttaa kustannusvaikutuksia sekä sähkön loppukuluttajille että jakeluverkolle. Energiayhteisöjen odotetaan edistävän joustoressurssien hajautettua käyttöä erityisesti asuinrakennuksissa.

Tämän diplomityön tavoitteena oli tutkia energian varastointijärjestelmän vaikutuksia asuin-kerrostaloista muodostettavan energiayhteisön sähkön kulutukseen sekalukuoptimoinnin avulla. Energiayhteisö on juridinen kokonaisuus, joka mahdollistaa uusiutuvan energian tuotanto- ja joustoressurssien yhteisomistuksen, käytön ja hallinnan sekä sähkömarkkinatoiminnan loppukuluttajille. Työssä mallinnettiin energian monivarastointijärjestelmän toimintaa 5 asuin-kerrostalosta koostuvassa energiayhteisössä. Malli muodostettiin käyttäen energiayhteisön sähkön kulutusdataa sekä kohteen maantieteelliseen sijaintiin pohjautuvaa arviota aurinkovoiman sähköntuotantoprofiilista. Neliöllisesti rajoitettu sekalukuoptimointimalli määrittäi optimaalisen energiavarastojen kapasiteettiyhdistelmän sekä varastointijärjestelmän optimaalisen operointitavan yhden vuoden mittaisen tarkastelujakson jokaiselle tunnille. Laskennan tavoitteena oli minimoida energiayhteisön sähkönkulutuksen kokonaiskustannukset. Laskenta suoritettiin kolmelle aurinkosähköjärjestelmän koolle.

Työn tulosten perusteella mikään tarkasteltu energian varastointijärjestelmä ei ollut taloudellisesti kannattava. Millään energiavarastoyhdistelmällä ja aurinkovoimakapasiteetilla ei onnistuttu saamaan taloudellisia hyötyjä vertailutilanteeseen nähden. Tarkastelluista tapauksista alimmat kokonaiskustannukset saavutettiin investoimalla 80 kWp:n aurinkosähköjärjestelmään, jolloin energiayhteisön vuosittaisiksi kokonaiskustannuksiksi saatiin 26 700 €, mikä oli noin 5 % vertailutilanteen kustannuksia suurempi. Tulosten perusteella sekä energian varastointiteknologian että aurinkosähköjärjestelmien kustannukset ovat liian korkeat käytettäväksi työn kohteen kokoluokan sovellutuksissa.

Työssä onnistuttiin mallintamaan sekä energian lyhytvarastointia että energian kausivarastointimuotoja. Mallinnetut energiavarastotyypit osoittautuivat suurilta osin käyttäytyvän mallinnuksessa odotusten mukaisesti. Jatkotutkimuksen aiheiksi tunnistettiin vaihtoehtoiset asuinrakennusten joustoressurssien käyttömahdollisuudet sekä energian monivarastointijärjestelmien vaihtoehtoiset mallinnusmenetelmät.

Avainsanat: energian varastointi, energiayhteisö, akkuenergiavarasto, vetyenergiavarasto, sekalukuoptimointi

Tämän julkaisun alkuperäisyys on tarkastettu Turnitin Originality Check -ohjelmalla.

ABSTRACT

Konsta Koivuniemi: Energy Storage in Energy Communities
Master's thesis
Tampere University
Master's Degree Program in Environmental and Energy Engineering
June 2025

The growing penetration of renewable energy capacity combined with the general electrification of society necessitates global grid flexibility. The growing share of intermittent renewable production in the power system entails additional costs for both end customers and the distribution grid. Energy communities are anticipated to accelerate the commissioning of decentralized energy storage, especially in residential buildings.

This thesis investigates the effects of an energy storage system on the electricity consumption of an energy community consisting of residential apartment buildings using mixed integer programming. Energy community is an entity, defined by EU and national legislation, that enables the joint ownership, usage and management of energy technologies for end consumers. In this thesis the operation of a multi energy storage system was modelled in an energy community setting, consisting of five apartment buildings. The model was built based on real electricity consumption data and an approximation of a PV production profile. A mixed-integer quadratic constrained programming model was used to optimize the capacities of energy storage and the optimal hourly operation for the one-year observation period. The objective of the optimization was to minimize the total cost of electricity consumption. The calculation process was repeated for three sizes of a PV system.

Based on the results, none of the energy storage systems examined were economically viable. No combination of energy storage and PV system capacity was able to achieve economic benefits compared to the base case. Of the cases examined, the lowest total costs were achieved by investing in an 80 kWp solar PV system, resulting in total annual costs of 26 700 €, being approximately 5 % higher than the base case scenario. Based on the results, the cost of both energy storage assets and solar PV systems are too high to be used in applications of the scale examined.

The thesis succeeded in modelling both short-term and seasonal energy storage. The modelled energy storage types were found to operate mainly as expected. Topics for further research include alternative ways to utilize energy storage in residential buildings and alternative methods for multi energy storage modelling.

Keywords: energy storage, energy community, battery energy storage, hydrogen energy storage, mixed integer programming

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

TEKOÄLYN KÄYTTÖ OPINNÄYTTEESSÄ

Opinnäytteessäni on käytetty tekoälysovelluksia:

- Ei
- Kyllä

Ilmoitukseni mukaan olen käyttänyt opinnäytteessäni tutkielmanprosessin aikana seuraavia tekoälysovelluksia:

Tekoälysovellusten nimet ja versiot: ChatGPT OpenAI o4-mini

Käyttötarkoitus: perehtyminen tutkimuksen aihealueeseen, Python-koodin virheenkorjaus

Osiot, joissa tekoälyä on käytetty: Luvut 2–3 ja alaluku 4.3

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

ALKUSANAT

Tämä diplomityö päättää energiatekniikan opintoni Tampereen yliopistossa. Työn aiheen valintaan ovat vaikuttaneet omat mielenkiinnonkohteeni, joihin lukeutuvat työssä esillä olevat ilmastonmuutoksen torjunta, energian tuotantovälineiden yhteisomistus sekä energia-alan suuryritysten vallan vähentäminen.

Kiitos apulaisprofessori Henrik Tolvaselle työn asiantuntevasta ohjauksesta. Kiitos ystäville ja läheisille loputtomasta tuesta kirjastolla ja sen ulkopuolella. Kiitos Aleksandra Elbakjanille tieteen vapauttamisesta.

Tämä työ on omistettu palestiinalaisten kansanmurhan uhreille.

Tampereella, 30.6.2025

Konsta Koivuniemi

SISÄLLYSLUETTELO

1. JOHDANTO	1
2. ENERGIAYHTEISÖT	4
2.1 Energiayhteisötyypit.....	4
2.2 Energiayhteisöjen yhteiskunnallinen merkitys.....	8
2.3 Asuinkerrostalojen sähkönkulutus ja joustoresurssien tarve	11
3. ENERGIAN VARASTOINTITEKNOLOGIAT JA NIIDEN MALLINNUS	14
3.1 Energian varastointijärjestelmien mallinnus	14
3.2 Akkuenergiavarastot.....	17
3.3 Vetyenergiavarastot.....	20
3.4 Energian monivarastointijärjestelmät	23
4. AINEISTO JA MENETELMÄT	25
4.1 Tutkimusstrategia	25
4.2 Kohteen kuvaus.....	26
4.3 Optimointimallin muodostaminen.....	28
4.4 Herkkyysanalyysi.....	42
5. TULOKSET JA TARKASTELU.....	43
5.1 Energian varastointijärjestelmän koko ja kustannukset	43
5.2 Energiavarastojen operoinnin tarkastelu	46
5.3 Herkkyysanalyysi.....	51
5.4 Tulosten tarkastelu ja pohdinta	52
6. YHTEENVETO.....	54
LÄHTEET	56

LYHENTEET JA MERKINNÄT

DOC	latauksen yläraja (engl. Depth of Charge)
DOD	purkauksen alaraja (engl. Depth of Discharge)
HHV	ylempi lämpöarvo (engl. Higher Heating Value)
SOC	energiavaraston varaustaso (engl. State of Charge)
OM	operatiiviset kustannukset
PM	pääomakustannukset

Latinalaiset kirjaimet

a	aurinkopaneeliparametri	-
b	aurinkopaneeliparametri	-
B	binäärimuuttuja	-
c_p	ominaislämpökapasiteetti vakio paineessa	useita
c_v	ominaislämpökapasiteetti vakio tilavuudessa	J/kg K
C	kustannus	useita
e	neperin luku	-
E	energia	Wh, kWh
i_d	diskonttaus korko	-
L	pitoaika	a
m	kuukausi	-
M	moolimassa	kg/mol
\dot{n}	ainemäärävirta	mol
p	paine	Pa
P	teho	kW
R_u	kaasuvakio	J/mol K
s	sakkofunktio	-
t	aika-askel	-
T	lämpötila	K, °C
v	nopeus	m/s
V	tilavuus	m ³

Kreikkalaiset kirjaimet

α	regressiokerroin	-
β	regressiokerroin	-
γ	adiabaattinen indeksi	-
ϵ_{pmax}	lämpötilakerroin	%/°C
η	hyötysuhde	-
θ	varaustason tavoitefunktio	-
λ	sakkokerroin	-
ξ	reaalikaasun kerroin	K/Pa
v	ominaistilavuus	m ³ /kg
χ	laitteen nimellistehon ja varaston kapasiteetin suhde	kW/kWh

Alaindeksit

<i>akku</i>	akkuenergiavarasto
<i>el</i>	elektrolyseri
<i>h2</i>	vetyenergiavarasto
<i>init</i>	alustettu arvo (engl. initialized)
<i>inv</i>	investointi
<i>k</i>	laite
<i>ka</i>	keskiarvo
<i>komp</i>	kompressori
<i>kulutus</i>	sähkön kulutus
<i>laitteisto</i>	energiatekninen laitteisto
<i>max</i>	maksimi
<i>min</i>	minimi
<i>op</i>	operatiivinen
<i>osto</i>	sähkön osto verkosta
<i>palkkio</i>	välityspalkkio
<i>paneeli</i>	aurinkopaneeli
<i>pk</i>	polttokennosto
<i>pv</i>	aurinkosähköjärjestelmä
<i>siirto</i>	sähkön siirto
<i>spot</i>	sähkön tuntihinta Day ahead -markkinoilla
<i>syöttö</i>	sähkön myynti verkkoon
<i>sähkö</i>	sähkön kulutuskustannus
<i>sät</i>	Auringon kokonaissäteily
<i>talo</i>	kerrostalo
<i>tankki</i>	paineistetun vedyn säiliö
<i>tre</i>	Tampere
<i>verkko</i>	sähköverkko
<i>vero</i>	sähkövero
<i>vertailu</i>	vertailutilanne

Joukot

<i>K</i>	joukko laitteista
<i>U</i>	joukko vuorokausien viimeisistä tunneista
<i>Y</i>	joukko vuoden tunneista

1. JOHDANTO

Ilmastonmuutos uhkaa elämää siinä muodossa kuin sen tunnemme ympäri maapalloa [1]. Pariisin ilmastopöytäkirjassa [2] sovitun ilmaston 1,5 °C:n lämpenemisen raja tul-
laan todennäköisesti ylittämään [1]. Globaaleja kasvihuonekaasupäästötavoitteita ei olla
saavutettu [3]. Ilmaston lämpenemistä aiheuttavista [4] kasvihuonekaasupäästöistä suu-
rimman osan tuottaa sähkön ja lämmön tuotannosta vastaava energiasektori [5], joka on
reagoanut päästötavoitteisiin korvaamalla fossiilisten polttoaineiden käyttöä uusiutuviin
energiantuotantomuotoihin pohjautuvilla teknologioilla maailmanlaajuisesti [3].

Energiasektori on merkittävässä murroksessa sääriippuvaisen sähköntuotannon osuu-
den voimakkaan kasvun myötä [6]. Yhteiskunnan merkittävät osa-alueet, kuten lämmitys
ja liikenne sähköistyvät, minkä ennustetaan aiheuttavan myös sähkön tuotantokapasiteetin
globaalin moninkertaistumisen lähitulevaisuudessa [7]. Sähköjärjestelmän rooli
korostuu entisestään välttämättömänä infrastruktuurina [8]. Nykyistä sähköjärjestelmää
ei ole suunniteltu sääriippuvaisen tuotannon suuriin määriin, vaan sen jousto-ominaisuu-
det perustuvat tasaisen perusvoimatuotannon inertiaan [9]; säästä riippuvan uusiutuvan
tuotantomuotojen vaihtelevan sähköntuotantokapasiteetin voimakas kasvu aiheuttaa
haasteita nykyiselle sähköinfrastruktuurille, ja se vaatii uusia ratkaisuja etenkin sähkön
jakeluverkossa esimerkiksi joustoressurssien ja hajautetun energiantuotannon muodossa
[10]. Tulevaisuuden sähköjärjestelmän on mahdollistettava joustavat ja resurssitehok-
kaat sähkömarkkinat, ja sen hinnoittelun tulee pohjautua sen kustannuksiin läpinäkyvästi
[8].

Energiavarastot tarjoavat sääriippuvaisen tuotannon edellyttämiä joustoja, kun energian
kysyntä- ja tarjontahuiput eivät kohtaa. Energian monivarastointijärjestelmät mahdollis-
tavat energian lyhyt- ja pitkäaikaisen varastoinnin. Energian varastointijärjestelmät pie-
nentävät huippukuormia, mahdollistavat sähkön arbitraasin hyödyntämisen, edistävät
energiaomavaraisuutta ja tehostavat uusiutuvan energian pientuotannon omakäyttöä.
[11]

Energiayhteisöt tarjoavat välineen hankkia paikallisia joustoressursseja ja hajautettua
energiantuotantoa yhteisomisteisesti. Energiayhteisö on lainsäädännöllinen koko-
naisuus, joka mahdollistaa energian loppukuluttajille mahdollisuuden omistaa energian
tuotantovälineitä, varastoida energiaa ja käydä kauppaa perinteisen jakeluverkkotoimi-

jan tavoin. Ne mahdollistavat energioresurssien, kuten aurinkovoimaloiden ja energiavarastojen käytön sellaisille asiakkaille, joille niiden käyttö on perinteisesti ollut mahdotonta. Tällaisia asiakkaita ovat esimerkiksi asuinkerrostalojen asunnot. [8]

Tämän diplomityön tavoitteena on tutkia energian varastointijärjestelmän vaikutuksia asuinkerrostaloista muodostettavan energiayhteisön sähkön kulutukseen sekalukuoptimoinnin avulla. Työssä luodaan neliöllisesti rajoitettu sekalukuoptimointimalli (MIQCP, mixed-integer quadratic constrained programming), joka mitoitaa energian varastointijärjestelmän kohteena olevaan yhteisön ominaisuuksiin sopivaksi. Laskennan tavoitteena on minimoida energiayhteisön sähkönkulutuksen kokonaiskustannukset. Yhteisön mallinnus perustuu kohteen sähkönkulutuksen vuoden tuntitehojen aikasarjaan sekä kohteen maantieteellisen alueen aurinkovoiman sähköntuotantoprofiiliin arvioon. Tämän lisäksi malli pyrkii ratkaisemaan energian varastointijärjestelmän optimaalisen operoitavan vuoden jokaiselle tunnille. Työssä suoritettava laskenta suoritetaan 3 erikokoiselle aurinkosähköjärjestelmälle. Tutkimuksessa pyritään vastaamaan seuraaviin tutkimuskysymyksiin:

Tutkimuskysymys 1. Miten energiayhteisöt energiavarastoineen voivat vastata kerrostalo-yhtiöiden energiantarpeeseen?

Tutkimuskysymys 2. Minkälaisia energiavarastoja on sovellettavissa käytettäväksi energiayhteisöissä?

Tutkimustehtävä: Rakennetaan laskentamalli taloyhtiöistä muodostettuun energiayhteisöön sijoitettavasta energian varastointijärjestelmästä, analysoidaan varaston vaikutuksia asuinyhteisön energiatalouteen ja vertaillaan eri varastointiratkaisuja.

Tutkimuskysymys 3. Mikä on tarkastelluissa tapauksissa kokonaiskustannuksiltaan taloudellisin varastointiratkaisu?

Tutkimuskysymys 4. Miten energian varastointijärjestelmä vaikuttaa asuinyhteisön energian kulutukseen?

Työn luku 2 käsittelee energiayhteisötyyppejä. Luvussa esitetään vakiintuneimmat energiayhteisöjen luokittelutavat. Tässä luvussa esitetään energiayhteisöjen vaikutuksia paikalliseen sähköjärjestelmään ja asumisen sähkönkulutukseen. Lisäksi perehdytään energiayhteisöjen sosiaalisiin ja sosioekonomisiin näkökulmiin. Tässä luvussa vastataan ensimmäiseen tutkimuskysymykseen. Työn 3. luku käsittelee energian varastointijärjestelmiä ja niiden mallinnusta. Luvussa esitetään valikoitujen energian varastointitapojen käyttökohteita paikallisissa ratkaisuissa sekä niiden mallinnuksessa huomioonotettavia seikkoja. Luvussa syvennytään energian monivarastointijärjestelmien mahdollisuuksiin ja haasteisiin. Tässä luvussa vastataan toiseen tutkimuskysymykseen. Työn luvussa 4

käsitellään tutkimuksen kohteena ollut aineisto ja tutkimuksessa käytetyt menetelmät. Luvussa esitetään tutkimustehtävän prosessi siten, että se on toistettavissa käyttäen samaa aineistoa ja samoja lähtötietoja. Työn luvussa 5 esitetään mallinnuksen tulokset ja pohditaan niiden merkitystä yleisesti ja erityisesti energian monivarastointijärjestelmien näkökulmasta. Tässä luvussa vastataan kolmanteen ja neljänteen tutkimuskysymyseen. Lopuksi luku 6 esittää yhteenvedon koko tutkimuksesta.

2. ENERGIAYHTEISÖT

Energiayhteisö on joukosta luonnollisia tai juridisia henkilöitä koostuva lainsäädännöllinen konsepti, jonka jäsenet yhdessä tuottavat, kuluttavat ja hallinnoivat uusiutuvaa energiaa paikallisesti jakaen sen aiheuttamat kustannukset ja hyödyt [12–14]. Energiayhteisöjen tavoitteena on yksityisen maksimaalisen liikevoiton sijaan kollektiivinen taloudellinen, ympäristöllinen ja sosiaalinen hyöty [14–16]. Energiayhteisö käsittää energiateknisten resurssien yhteisomistuksen [12], ja sitä voidaan pitää yhtenä jakamistalouden muotona [17].

Energiayhteisöjen keskeisimpiin käsitteisiin kuuluu englannin kielen *prosumer*, joka korvaa perinteisen energian kuluttajan aktiivisen asiakkaan roolilla. Aktiivinen asiakas toimii sekä energian kuluttajana (engl. consumer) että tuottajana (producer) [18,19]. Tämä käsittää yksinkertaisimmillaan esimerkiksi omakotitaloasujan, joka käyttää talonsa katolla olevien aurinkopaneelien tuottamaa sähköenergiaa. Energiayhteisöissä ja tulevaisuuden energiaekosysteemissä aktiivisen asiakkaan rooli korostuu myös joustoressurssien ja muiden verkkopalvelujen tarjoajana (provider). Aktiiviset asiakkaat osallistuvat myös innovaatiotoimintaan. [8]

2.1 Energiayhteisötyypit

Energiayhteisöjen luokittelu on tällä hetkellä vielä tulkinnanvaraista, sillä aihepiirin käsitteistö on vielä epäselvää. Tämä johtuu siitä, että energiayhteisöjen konsepti on verrattain uusi ja kehitteillä kansainvälisesti. Eri energiayhteisötyypit on määritelty vahvasti EU- ja kansalliseen lainsäädäntöön pohjautuen. Käsitteistön vakiinnuttaminen edellyttää sekä kansallista että kansainvälistä vuorovaikutusta. [8]

Euroopan unioni on määritellyt energiayhteisöt ensimmäisen kerran ne esittelevässä vuoden 2019 puhtaan energian paketissa [14]. Pakettiin sisältyneet vuoden 2018 uusiutuvan energian direktiivi (RED II) [20] ja sähkömarkkinadirektiivi [21] määrittelevät käsitteet *uusiutuvan energian yhteisö*, *kansalaisten energiayhteisö* ja *yhdessä toimivat itse tuotettua energiaa käyttävät kuluttajat*.

Uusiutuvan energian yhteisöt määritetään uusiutuvan energian direktiivissä. Niiden erityispiirteenä on niiden keskittyminen uusiutuvaan energiaan. Uusiutuvan energian yhteisö painottaa myös yhteisön toimijoiden paikallisuutta; direktiivin 2. artiklan kohdan 16 mukaisesti energiayhteisön muodostaman tahon tulee sijaita maantieteellisesti lähellä

sen omistamia uusiutuvan energian resursseja tai niitä hyödyntäviä hankkeita. Uusiutuvan energian yhteisö määritellään koostuvaksi lähtökohtaisesti oikeushenkilöstä, kuten yhdistyksestä tai osakunnasta. Tällaisen oikeushenkilön määräysvaltaa nähdään käytävän luonnolliset henkilöt, pienet yritykset sekä paikalliset julkiset toimijat, kuten kunnat. Direktiivi mahdollistaa energiayhteisöille pääsyn oleellisille energian markkinapaikoille uusiutuvan energian tuotantoa, varastointia, myyntiä ja käyttöä varten. [20]

Sähkömarkkinadirektiivi määrittelee kansalaisten energiayhteisön (engl. Citizen Energy Community). Kansalaisten energiayhteisö on painottunut jäsenistöltään koostumaan ensisijaisesti kotitalouksista ja pk-yrityksistä. Niiden painopisteenä on mahdollistaa jäsenistöilleen oikeudet omistaa sähkön jakeluverkkoa ja osallistua kaikkien sähkömarkkinoiden toimintaan. Kansalaisten energiayhteisön määritelmään kuuluu uusiutuvan energian yhteisön tapaisesti monipuolinen toiminta energian tuottajana, kuluttajana, myyjänä ja varastojana. Sähkődirektiivi velvoittaa jakeluverkonhaltijat mahdollistamaan yhteisöjenvälisen sähkön siirron ja sallii energiayhteisöille suurilta osin samanlaisia oikeuksia kuin jakeluverkonhaltijoille. [21]

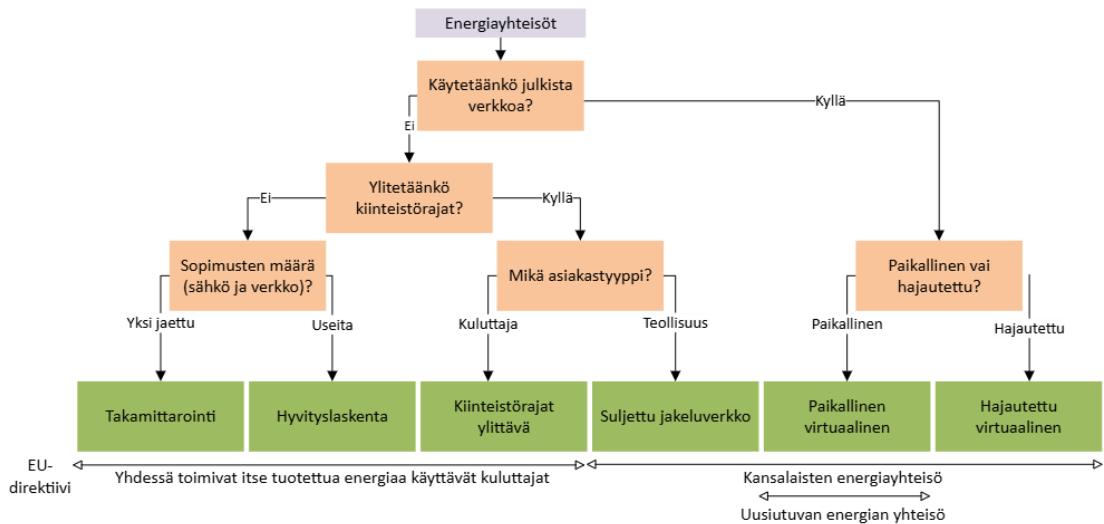
Uusiutuvan energian direktiivissä määritellään myös kaksi kuluttajaryhmää; itse tuotettua energiaa käyttävä kuluttaja sekä yhdessä toimivat itse tuotettua energiaa käyttävät kuluttajat. Siinä missä ensin mainittu toimii yksin, jälkimmäisessä kuluttajaryhmässä toimijoita on energiayhteisöjen ominaisuuksien mukaisesti useita, kuten samassa rakennuksessa toimivia aktiivisia kuluttajia. Tämän energiayhteisötyypin tärkeimpänä tavoitteena on taata lähtökohtaisesti luonnollisista henkilöistä koostuvalle ryhmälle kuluttajia mahdollisuudet optimoida energian kulutusta ja jakaa paikallisia energiaresursseja jäsenten kesken. Oleellista on, että yhteisön jäsenet sijaitsevat samassa rakennuksessa. [20]

Energiayhteisöt on määritelty ja luokiteltu myös Suomen lainsäädännön puitteissa. Työ- ja elinkeinoministeriön (TEM) älyverkkotyöryhmä on vuonna 2018 julkaistussa raportissaan [22] määritellyt silloiseen sähkömarkkinalakiin [23] ja vanhaan sähkömarkkinadirektiiviin 2009/72/EY [24] pohjaten kolme energiayhteisömallia: kiinteistön sisäinen energiayhteisö, kiinteistörajat ylittävä energiayhteisö sekä hajautettu energiayhteisö. Tampereen korkeakoulu-yhteisön ja VTT:n yhteisen energiayhteisöjä tarkastelevan ProCemPlus-tutkimusprojektikonaisuuden loppuraportissa [8] näiden pohjalta energiayhteisöt luokitellaan lainsäädännön, yhteisöihin liittyvien toimijoiden roolituksen, liiketoimintamallien ja teknisen toteutuksen mukaan 6 energiayhteisötyyppiin:

1. kiinteistön sisäinen energiayhteisö hyvityslaskennalla
2. kiinteistön sisäinen energiayhteisö omilla mittauksilla, ns. takamittarointi
3. energiayhteisö, johon tuotanto on liitetty erillisellä johdolla
4. suljetun verkon energiayhteisö

5. paikallinen virtuaalinen energiayhteisö
6. hajautettu virtuaalinen energiayhteisö.

Kuvassa 1 on esitetty kaavio energiayhteisötyypeistä ja niitä jakavista olennaisimmista luokittelukriteereistä. Kuvasta huomataan myös Suomen lainsäädäntöön pohjautuvien yhteisötyyppien jakautuminen EU-direktiivipohjaisiin energiayhteisöluokitteluihin.



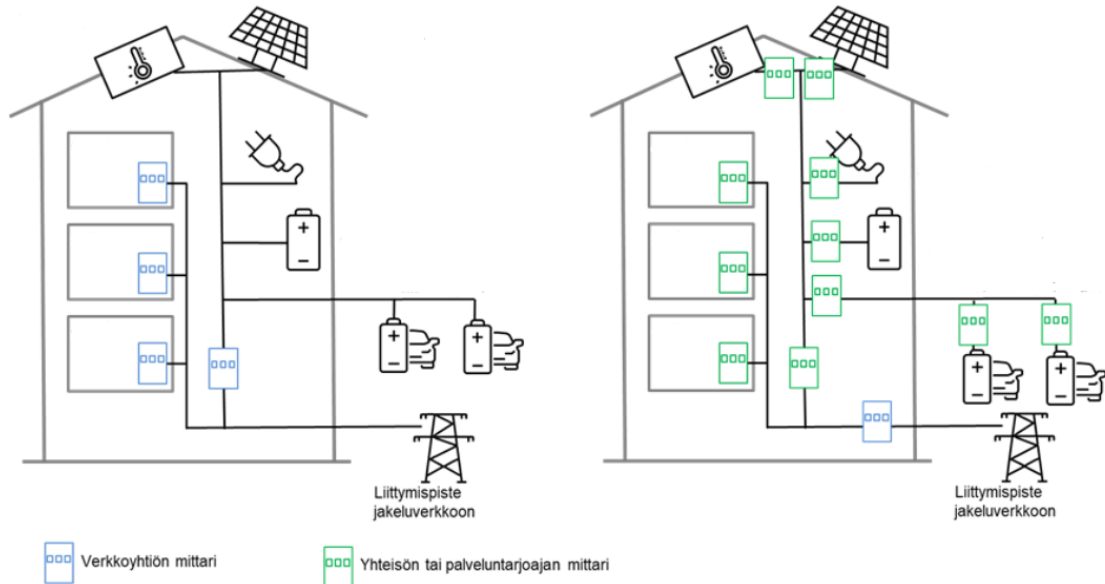
Kuva 1. Yksinkertaistettu vuokaavio energiayhteisöjen luokittelusta, mukailten [8]

Kiinteistön sisäiset energiayhteisöt liittyvät sähkön jakeluverkkoon yhdellä liittymispisteellä, mutta käyttöpaikkoja liittymispisteessä voi olla yksi tai useita. Olennaisinta on se, että kiinteistön sisäinen energiayhteisö sijaitsee yhden kiinteistön tai kiinteistöryhmän alueella; tällaisena kohteena voi toimia esimerkiksi taloyhtiö. [8]

Hyvityslaskennalla toteutettu energiayhteisö mahdollistaa esimerkiksi yhteisomisteisten aurinkopaneelien tuottaman sähkön käytön kerrostalon asuntojen sähkönkulutuksessa [8]. Hyvityslaskennassa oman käytön jälkeen ylijäävä tuotanto syötetään sähköverkkoon, mistä saatavat tuotot jaetaan jäsenille ennalta määrätyn suhteen mukaisesti [16]. Hyvityslaskennan käyttöönotto ei vaadi yhteisöltä investointeja mittaroinnin suhteen, sillä mittarointi on jakeluverkkoyhtiön järjestämä [8]. Jokaisella energiayhteisön jäsenellä on oma jakeluverkkoyhtiön omistama kulutusmittari ja täten oma sopimus sekä sähkönmyyjän että jakeluverkkoyhtiön kanssa [25]. Yhteisön jäsenet, esimerkiksi kerrostalon asunnot, voivat saavuttaa taloudellista hyötyä siirtämällä kulutustaan ajankohtiin, jolloin tuotantoa on paljon, mutta hyvityslaskenta ei mahdollista muiden joustoressurssien, kuten energiavarastojen käyttöönottoa [8].

Takamittarointiin perustuvassa energiayhteisössä sekä yhteisön sisäisestä mittaroinnista että laskutuksesta vastaa jakeluverkkoyhtiön sijasta yhteisö itse [8]. Takamittaroinnissa jakeluverkkoyhtiö omistaa yhden summamittarin, johon yhteisön mittarit on kytketty; tällöin yhteisön jäsenet ostavat käyttämänsä sähkön yhdeltä sähköntoimittajalta

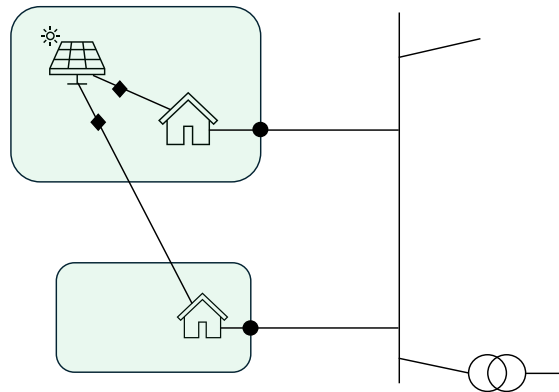
yhdessä yhdellä sopimuksella [25]. Takamittarointi mahdollistaa myös joustoresurssien, kuten energiavarojen käytön [8]. Kuvassa 2 on esitetty hyvityslaskennalla ja takamittaroinnilla järjestettyjen energiayhteisöjen mittarointiratkaisut. Kuvasta nähdään asuntojen sähkön ja kiinteistösähkön sekä erilaisten energiaressurssien, kuten aurinkopaneelien, poistoilmalämpöpumppujen, akkuenergiavarojen ja sähköautojen latauksen mittaroinnin eroja.



Kuva 2. Kiinteistön sisäiset energiayhteisöt. Vasemmalla hyvityslaskenta, oikealla takamittarointi, mukailen [8].

Sivun 5 luettelon energiayhteistöyypit 3 ja 4 lukeutuvat kiinteistörajat ylittäviin energiayhteisöihin. Ne omistavat oman sähköverkkonsa omalla alueellaan. [8] Aikaisemmin Suomessa näiden kaltaisten energiayhteisöjen verkkoliiketoiminta on ollut kiellettyä sähkömarkkinalaissa [23], mutta vuonna 2021 annetussa sähkömarkkinalain uudistuksessa [26] mahdollistettiin erillisen linjan rakentaminen, minkä ansiosta sähkön käyttöpaikkaan tai kiinteistöryhmän verkkoon voidaan liittää sähkön pientuotantoa.

Verkollinen energiayhteistö, jossa omaa tuotantoa on yhdistetty erillisellä linjalla käyttöpaikkaan kiinteistöltä toiselle käsittää esimerkiksi järjestelyn, jossa naapurikiinteistöjen yhdessä omistamasta, toisella asuinkiinteistöllä sijaitsevasta aurinkosähköjärjestelmästä on rakennettu erillinen linja myös toisen naapurin käyttöpaikkaan. [8] Tämänkaltaisen tilanteen on esitetty kuvassa 3. Kuvan tapauksessa aurinkosähköjärjestelmään on yhdistetty molempia käyttöpaikkoja varten oma invertteri, ja molemmilla käyttöpaikoilla on oma liityntäpiste kuvassa oikealla esitettyyn sähkön jakeluverkkoon.



Kuva 3. Energiayhteisö, jossa naapurien yhdessä omistaman aurinkovoimalan tuotanto on yhdistetty erillisellä linjalla naapurikiinteistön käyttöpaikkaan, muokailleen [8].

Suljetun jakeluverkon omaavalla energiayhteisöllä tarkoitetaan tilannetta, jossa energiayhteisö omistaa oman laajalle alueelle levittyneen verkon. Yhteisöllä on alueella omaa pienimuotoista energiantuotantoa, ja yhteisöllä on yksi yhteinen liityntäpiste sähkön jakeluverkkoon. Suljetun jakeluverkon yhteisöllä on sisäinen verkkotariffi ja sisäiset energiamaksut, joita yhteisö laskuttaa jäseniltään. Suljetun jakeluverkon alueella ei tule sijaita kuluttaja-asiakkaita, vaan järjestely on tarkoitettu lähinnä teollisuustoimijoille. [8]

Sivun 5 luettelon kohtien 5 ja 6 tapaiset virtuaaliset energiayhteisöt toimivat julkisessa jakeluverkossa yhteisön omistaman verkon sijaan. Ne voivat toimia joko paikallisesti tai maantieteellisesti hajautettuna. Paikallisen virtuaalisen energiayhteisön jäsenet ja tuotanto sijaitsevat saman jakeluverkon alueella. Kaikki yhteisön liittymispisteet tulee sijaita jakeluverkosta löytyvän pisteen, kuten sähköaseman tai jakelumuuntamon takana. Paikallinen virtuaalinen energiayhteisö voi tarjota palveluja myös jakeluverkon suuntaan. Maantieteellisesti hajautetun virtuaalisen energiayhteisön jäsenten sijainti voi olla missä tahansa Suomessa. [8] Ne mahdollistavat esimerkiksi sähkön tuotantoresurssien yhteishankinnan ympäri Suomea sijoittuvien toimijoiden kesken [25].

2.2 Energiayhteisöjen yhteiskunnallinen merkitys

Energiayhteisöillä on paikallisia vaikutuksia yhteiskunnan eri saroilla. Voimajärjestelmään kohdistuvien vaikutusten lisäksi energiayhteisöt tarjoavat paikallisille yhteisöille myös sosiaalisia ja taloudellisia etuja. Vaikka energiayhteisöjen vaikutus energiasektoriin on tällä hetkellä hyvin vähäinen, on niiden potentiaali merkittävänä energiamurroksen edistäjänä tunnistettu Euroopan unionissa asti. [27]

Energiayhteisöiden merkittävin vaikutus paikalliseen sähköjärjestelmään on niiden paikallista uusiutuvan energian tuotantoa ja paikallisia joustoresursseja lisäävä vaikutus. Energiayhteisöt keskittyvät hajautettuun energiantuotantoon [12]; ne helpottavat uusiutuvan energian tuotantoresurssien, kuten aurinkopaneelien kattoasennusten käyttöönottoa paikallisella tasolla sekä kaupunki- [13] että maaseutuymäristössä [28]. Erityisesti energiayhteisöt mahdollistavat energian tuotantovälineiden käytön sellaisille toimijoille, joille ne olisivat muuten käytännössä mahdottomia, kuten esimerkiksi aurinkovoiman käyttö kerrostaloasukkaille [16]. Aikaisemmin Suomessa aurinkopaneelien tuottama sähkö on ollut käytettävissä taloyhtiöissä vain kiinteistösähkön kulutukseen [8]. Energiayhteisöjen uusiutuvia energianlähteitä lisäävä vaikutus vauhdittaa energiamurrosta kohti kestävämpää energiantuotantoa [12]. Hajautetun hiilineutraalin sähköntuotannon osuuden kasvaminen mahdollistaa energian tuotannon lähellä kulutuspaikkoja, mikä vähentää riippuvuutta fossiilisista polttoaineista [12], lisää paikallista energiaomavaraisuutta [29], tukee yhteiskunnan kokonaisvaltaista sähköistymistä [13], edesauttaa täysimääräisesti sektori-integraation toteutumista [8], sekä parantaa paikallisen sähköjärjestelmän energiatehokkuutta, alentaa sähkön kulutuksen kokonaiskustannuksia ja tekee sähkön siirto- ja jakeluverkon ratkaisusta yksinkertaisempia [16,27,29].

Energiayhteisöt toimivat yhteishankinnan välineenä energian tuotantoon liittyvien investointien lisäksi myös joustoresursseille [30]. Energiayhteisöt voivat investoida yhteiseen energiavarastoon kuten akkuun, mutta myös pienempien joustoresurssien, kuten lämpöpumppujen ja sähköautojen latauslaitteiston aggregointi koordinoitumiseksi kokonaisuudeksi on mahdollista [31,32]. Hankintojen koordinointi vähentää päällekkäisiä investointeja [30], ja kynnys hankkia joustoresursseja madaltuu yhteishankinnan ja kustannusten jakamisen myötä [33]. Joustoresurssien, kuten energiavarastojen käyttöönotto mahdollistaa sääriippuvaisen energiantuotannon korkeamman hyödyntämistason, vaikuttaen positiivisesti paikalliseen energiaomavaraisuuteen [34]. Joustoresurssit myös pienentävät jakeluverkon huipputehovaatimuksia [35,36], mikä edelleen laskee jakeluverkon investointipaineita. Tämä voi mahdollisesti vaikuttaa loppukuluttajien verkkopalvelumaksujen korotuksiin hidastavasti [8]. Toisaalta sosioekonomisten syiden vuoksi energiainvestoinneilla on taipumus ryhmittä maantieteellisesti tietyille alueille [37], mikä yhdessä jakeluverkon rajoittuneen tehokapasiteetin kanssa voi nostaa paikallisia huipputehoja, täten lisäten jakeluverkon kapasiteettivaatimuksia [38]. Tämän vuoksi joustoresurssien aggregointi vaatii paikallista hallintaa ja sääntelyä [39].

Energiayhteisöillä on myös sosioekonomisia ja sosiaalisia vaikutuksia. Energiankulutukseen liittyvien kustannusten pienentämisen lisäksi ne luovat työpaikkoja, parantavat

energian toimitusvarmuutta ja lisäävät sosiaalista yhteenkuuluvuutta. [40,41] Energiayhteisöt mahdollistavat kuntien ja kaupunkien asukkaiden aktiivisen osallistumisen energiasektorilla [42]. Ne kannustavat aktiiviseen asiakkuuteen, minkä ansiosta paikallisilla toimijoilla on mahdollisuus vaikuttaa tehokkaammin omiin energian kulutusvalintoihin ja osallistua paikalliseen päätöksentekoon [43]. Energiayhteisöt synnyttävät sosioteknisiä innovaatioita [44–46], ja niiden muodostuminen edistää yleisesti inklusion toteutumista energiasektorin jokaisella osa-alueella [12].

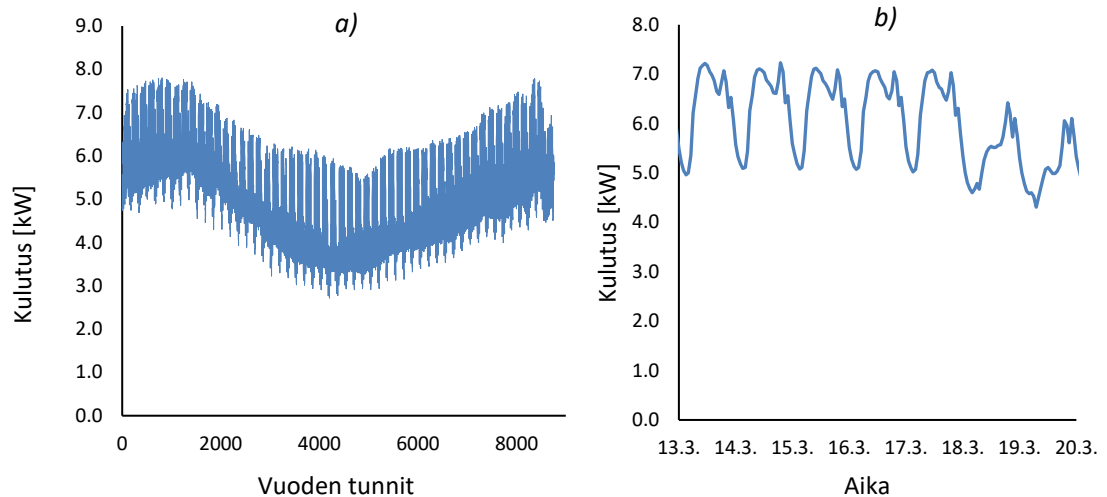
Euroopan unionilla on useita tavoitteita energiayhteisöjen suhteen. Euroopan komissio on määritellyt useissa direktiiveissä energiayhteisöjen roolia energiasektorin jäsenenä sen eri osa-alueilla. Komissio painottaa tavoitteissaan muun muassa energiayhteisöjen vapaaehtoisuutta, yhteisomistuksen ominaisuutta sekä niiden erilaisia oikeuksia mahdollistavia vaikutuksia. [27]

RED II velvoittaa jäsenmaita purkamaan mahdollisia lainsäädännöllisiä ja hallinnollisia hidasteita energiayhteisöjen perustamiseen liittyen sekä varmistamaan aktiivisille asiakkaille oikeudet energiayhteisöjen perustamiseen ja niiden toiminnan kannalta olennaisiin perustoimintoihin. [20] Toisaalta sähkömarkkinadirektiivi myös asettaa energiayhteisöille veloitteen tasehallinnasta; yhteisöt ovat taloudellisessa vastuussa mahdollisesti aiheuttamistaan sähköverkon taajuusmuutoksista [21]. Molempien direktiivien peruserätyksenä ja tärkeimpänä tavoitteena on energiasektorin demokratisointi; vaikutusvaltaa pyritään siirtämään paikallisille aktiivisille asiakkaille alan suurten toimijoiden sijaan, samalla vahvistetaan paikallisten investointien mahdollisuuksia [14,20,21].

Vuonna 2023 päivitettyssä uusiutuvan energian direktiivissä (RED III) Euroopan komissio vahvistaa uusiutuvan energian yhteisön konseptiaan merkittävänä energijärjestelmien hajauttamisen välineenä. Direktiivi edistää uusiutuvan energian yhteisöjen perustamista kehottamalla jäsenmaita helpottamaan yleisiä hallinnollisia ja lainsäädännöllisiä lupamenettelyitä. Se painottaa energiayhteisöjen aseman edistämistä sähkömarkkinatoimijoina, ja mahdollistaa energiayhteisöjen yhdistämisen merituulivoiman sekä kaukolämpö- ja jäähdytysverkkojen kanssa. [47] Vuoden 2024 uudistetussa rakennusten energiatehokkuusdirektiivissä (EPBD) Euroopan komissio edistää energiayhteisöjen roolia rakentamissektorilla [48]. EPBD linjaa jokaisen EU:n alueella olevan 131 miljoonan rakennuksen [49] olevan päästöttömiä rakennuksia vuoteen 2050 mennessä [48]. Energiayhteisöjen avulla tuotettu uusiutuva energia todetaan yhdeksi vaihtoehdoksi päästöttömien rakennusten energiankulutuksen kattamiseksi, ja se asettaa jäsenmaille raportointivastuun energiayhteisöjen roolista osana kaupunkisuunnittelua että rakennusten korjaussuunnitelmia [48].

2.3 Asuinkerrostalojen sähkönkulutus ja joustoreurssien tarve

Kuvassa 4 on esitetty erään asuinkerrostalon sähkönkulutuksen keskituntiteho ajan funktiona. Kuvaaja 4a esittää sähkönkulutuksen koko vuoden aikasarjan, ja kuvaajassa 4b on kuvattu sähkönkulutuksen tuntitehon profiili yhden viikon ajalta.

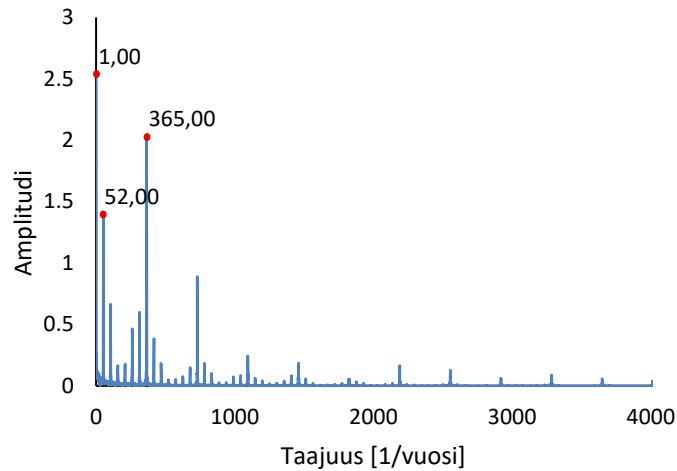


Kuva 4. 7-kerroksisen asuinkerrostalon sähkönkulutus ajan funktiona.

a) vuoden aikasarja, b) yhden viikon kulutusprofiili

Kuvaajasta a havaitaan, että vaikka talviaikaan tapahtuvat huippukuormat pysyvät hyvin maltillisina verrattuna kesän matalampaan kulutustasoon, on kulutuksessa havaittavissa vaihtelua vuodenaikojen välillä. Kuvaajasta b vastaavasti voidaan havaita sähkönkulutuksen vuorokauden sisäinen vaihtelu. Kuvaajasta on nähtävissä selkeät sähkönkulutuksen piikit aamuisin ja iltaisin.

Nopean Fourier-muunnoksen (engl. Fast Fourier Transform) avulla kulutuksen aikasarjan voi muuttaa yksittäisiksi taajuuksiksi. Sen avulla sähkönkulutuksen aikasarjaa voidaan analysoida tarkemmin. Nopean Fourier-muunnoksen käyttö on esitetty lähteessä [50]. Energiajärjestelmien analyyseissa sitä on käytetty muun muassa lähteissä [51–53]. Kuvassa 5 on esitetty nopean Fourier-muunnoksen tuloksena saatu asuinkerrostalon sähkönkulutuksen aikasarjan taajuusspektri. Kuvaajassa on korostettu sähkönkulutuksen aikasarjan kolme vahvinta signaalia.



Kuva 5. Asuinkerrostalon sähkönkulutuksen taajuusspektri

Kuvasta huomataan, että asuinkerrostalon sähkönkulutuksen aikasarjan kolme vahvinta signaalia muodostuvat aalloista, joiden taajuudet ovat 1/vuosi, 52/vuosi ja 365/vuosi. 365 kertaa vuodessa värähtelevä aalto kuvaa sähkönkulutuksen päivittäistä vaihtelua, kun taas kerran vuodessa värähtelevä aalto selittyy kesän ja talven välisen kulutusvaihtelun avulla. Kolmanneksi vahvin aalto, joka kuvaa viikon sisäistä kulutuksen vaihtelua, johtuu asuinkerrostalon kivijalassa olevista liiketiloissa, joissa kulutusta on vähemmän viikonloppuisin. Analyysin perusteella vahvimmat kulutuksen vaihtelun aikajänteet asuinkerrostalon sähkönkulutuksessa ovat vuorokauden sisäinen ja vuodenaikojen välinen vaihtelu. Nämä ovat kulutusvaihteluita, joihin voidaan vastata joustoressurssien, kuten energiavarastojen avulla. Kerrostalojen asukkaat toimivat pelkästään perinteisessä kuluttajan roolissa, minkä vuoksi asunnoilla ei ole mahdollisuuksia vaikuttaa kulutuksen vaihteluihin ja niistä koituihin sähkönkulutuksen kustannuksiin sähkösopimuksen vaihtamisen ja kulutustottumusten muuttamisen lisäksi [16].

Mahdollisella energiayhteisön perustamisella on merkittäviä vaikutuksia asuntojen sähkönkulutuksen kustannuksiin. Energiayhteisötoiminnan mahdollistavan aurinkosähköjärjestelmän lisääminen energiayhteisön käytettäväksi vähentää ostosähkön tarvetta, ja ylijäämätuotannon myynti verkkoon voi tuottaa yhteisölle tuloja. Energiavaraston lisääminen kerrostalon yhteiskäyttöön parantaa aurinkovoiman tuotannon omakäyttöastetta ja voi mahdollistaa myös aurinkovoiman tuotantokapasiteetin kasvattamisen. Esimerkiksi energian lyhytaikaiseen varastointiin käytettävä akku madaltaa sähkönkulutuksen huipputehoja, mikä voi pienentää kustannuksia, jos energiayhteisölle laadittavassa sähkösopimuksessa on tehopohjainen komponentti. Tällaisen komponentin sisältävä pienjännitesähkönjakelutariffi on mahdollista valita kerrostalon kokoisen energiayhteisön käyttöön. Lisäksi yhdistettäessä kerrostalon kaikki asiakkaat yhdeksi kokonaisuudeksi sähkön vähittäismyyjän perimät kuukausittaiset perusmaksut pienenevät, kun käytössä

on vain yksi liityntäpiste. Toisaalta energiaressurssien investointikustannukset ja niiden käyttöönotosta johtuvat kertaluontoiset liityntämaksut aiheuttavat kustannuksia. [16] Merkittävänä haasteena on löytää energiaressurssien optimaalinen käyttötapa, josta saavat hyödyt takaavat energiaressurssien investoinneista koituvat kustannukset.

3. ENERGIAN VARASTOINTITEKNOLOGIAT JA NIIDEN MALLINNUS

Siirryttäessä perinteisestä perusvoimatuotannosta enenevässä määrin sääriippuvaiseen vaihtelevaan uusiutuvan energian tuotantoon, sähköjärjestelmän joustoresurssien tarve lisääntyy [8]. Sähköjärjestelmässä tunnistetaan joustojen tarve kahdelle eri aikajänteelle: energian lyhytaikaiselle varastoinnille ja kausivarastoinnille. Lyhytaikainen varastointi vastaa tarpeeseen vähentää jakeluverkkoon tehtäviä investointeja pienentämällä huipputehoja, kuin myös mahdollistaa sähkön arbitraasin hyödyntämisen loppukuluttajille, alentaen sähkönkulutuksen kustannuksia [16]. Pitkäaikainen varastointi vastaa tarpeeseen kasvattaa paikallisten kuluttajayhteisöjen energiaomavaraisuutta, kun se mahdollistaa pienmuotoisen omatuotannon korkeamman käyttöasteen. Energian pientuotannon tehokkaampi käyttö vähentää tarvetta käyttää sähköverkkoa täten alentaen myös sähkön kulutuksen ilmastokuormaa. [34]

Tässä luvussa esitellään energiavarastojen keskeisimpiä ominaisuuksia ja niiden mallinnuksessa huomioonotettavia seikkoja. Alaluvussa 3.1 esitellään energian varastointijärjestelmien mallinnuksen ja optimoinnin tärkeimpiä yleisperiaatteita. Alaluku 3.2 käsittelee akkuenergiavarastojen käyttöä energian lyhytaikaisena varastona ja sen mallinnusta. Alaluku 3.3 käsittelee vedyn varastoinnin roolia energian pitkäaikaisvarastoinnissa sekä sen mallinnukseen liittyviä seikkoja. Alaluku 3.4 käsittelee energian monivarastointijärjestelmien roolia paikallisissa hajautetuissa ratkaisuissa.

3.1 Energian varastointijärjestelmien mallinnus

Energiajärjestelmien mallinnus ja optimointi ovat olennainen osa niiden suunnittelua ja käyttöönottoa. Nykyiset energiajärjestelmät koostuvat usein useasta eri komponentista, ja ne voivat vastata moneen eri energiantarpeeseen samanaikaisesti. Tästä syystä monienergiajärjestelmien – joihin myös energian varastointijärjestelmät lukeutuvat – mallinnus ja optimointi on ensiarvoisen tärkeää niiden toiminnallisuuden ja suorituskyvyn takaamiseksi halutussa sovellutuksessa. Mallinnuksessa korostuu teknillisten, taloudellisten ja markkinanäkökulmien lisäksi myös ympäristöperspektiivi; järjestelmien kompleksisuuden ja moniulotteisuuden vuoksi on välttämätöntä käyttää mahdollisimman kehittyneitä mallinnus- ja optimointitapoja. [54]

Energian varastointijärjestelmien tutkimuksessa kiinnostus monivarastointijärjestelmiä ja niiden optimointia kohtaan on ollut kasvussa tällä vuosikymmenellä [51]. Taulukossa 1

on esitetty energian varastointijärjestelmien optimointia käsittelevää kirjallisuutta. Taulukossa on nähtävissä tutkimusten kohteena olleet varastointikokoonpanot, laskennassa käytetty optimointimenetelmä ja laskennan tavoitefunktio. Taulukossa esitettyjen optimointimenetelmien ja tavoitefunktioiden termistön suomentaminen jätetään lukijalle.

Taulukko 1. *Kirjallisuuskatsaus energian varastointijärjestelmien mallinnukseen, mukailen [51].*

Lähde	Varastokokoonpano	Menetelmä ^a	Tavoitefunktio ^b
Alonso et al. [55]	akku, vety	HOMER	NPC
Ansari [56]	vety	NSGA-II	TNPC, LPSP
Berg et al. [57]	akku, lämpö	MINLP	kustannus
Gabrielli et al. [58]	akku, vety	MILP	vuosikustannus, CO ₂
Lindholm et al. [59]	vety	MILP	OPEX
Petkov et al. [60]	akku, vety, lämpö	MILP	kustannus, CO ₂
Roy et al. [61]	akku, vety	HOMER, ML	LCOE
Wang & Blondeau [51]	akku, vety, lämpö	MILP	LCOEx, SSR
Zhou et al. [62]	akku, vety	MOSTA/D	ECSR, PESR, CDERR
<i>Tämä työ</i>	<i>akku, vety</i>	<i>MIQCP</i>	<i>vuosikustannus</i>

^a HOMER: HOMER-ohjelmisto, MILP: mixed-integer linear programming, MINLP: mixed-integer nonlinear programming, MIQCP: mixed integer quadratic constrained programming, ML: machine learning, MOSTA/D: multi-objective state transition algorithm based on modified decomposition method, NSGA-II: non-dominated sorting genetic algorithm II

^b CDERR: carbon dioxide emission reduction rate, ECSR: economic cost saving rate, LCOE: levelized cost of electricity, LCOEx: levelized cost of exergy LPSP: loss of power supply probability, NPC: net present cost, OPEX: operating expenses, PESR: primary energy saving rate, SSR: self-sufficiency ratio, TNPC: total net present cost.

Taulukossa on nähtävissä useita eri optimointimenetelmiä ja niiden kohdennettuja tavoitteita. Tutkittavina suureina on ollut minimoitavien kustannusten ja hiilidioksidipäästöjen lisäksi myös muut seikat, kuten energiaomavaraisuus. Optimointimenetelmistä yleisin on lineaarinen sekalukuoptimointi (engl. mixed-integer linear programming).

Energian lyhytaikaisen varastoinnin lisäksi kiinnostus energian pitkäaikaisvarastointia kohtaan on kasvanut, mikä näkyy kirjallisuuden optimointiongelmien suuruudessa [51]. Tämä on sekalukuoptimoinnin yksi merkittävimpiä haasteita, sillä laskenta suoritetaan yleensä vuoden mittaiselle ajanjaksolle, mutta mallinnuksen laatuvaatimukset edellyttävät lähes poikkeuksetta energiavarastojen tuntikohtaisen operoinnin tarkastelua. Kah-

den tai useamman varastointijärjestelmän toiminnan optimointi yhtäaikaaisesti 8 760 tunnille on todella vaativa laskenta. [59] Tämän lisäksi sekalukuoptimoinnissa käytettävien binäärimuuttujien vaikutus laskennan monimutkaisuuteen ja edelleen tietoteknisiin vaatimuksiin [58] tekee optimointiongelmista teknisesti ja ajallisesti kestämätöntä. Kirjallisuudessa tunnetaan joitain tapoja tehdä laskennasta kevyempää siten, ettei laskentatarkkuudesta merkittävästi tingitä.

Niin sanottujen mallivuorokausien (engl. design days) käyttäminen on yleistä. Tässä laskentatavassa mallille syötettävä data esimerkiksi kohteen kulutusprofiilista tai aurinkovoiman tuotantoprofiilista jaetaan klustereihin, joista muodostetaan keskiarvoisesti samankaltaisia vuorokausia. Tällöin 8 760 tunnin sijaan mallin optimoitavaksi jää vuosi, joka koostuu esimerkiksi 20 erilaisen vuorokausiprofiilin tunneista. [58]

Gabrielli et al [58] käyttää tavallisen mallivuorokausimenettelyn lisäksi toista tapaa, jossa laskennan päätösmuuttujat jaetaan binäärimuuttujiin ja ei-kokonaislukumuuttujiin. Binääriset muuttujat, jotka määrittävät lähinnä teknologioiden päälle/pois -kytkentöjä, määritetään mallivuorokausien mukaan, ja muut muuttujat, kuten energiavarastojen lataus- ja purkutehot, indeksoidaan jokaiselle vuoden tunnille. Näin binäärimuuttujien aiheuttama ongelman kompleksisuus pienenee merkittävästi, mutta vuoden mittaisten aikasarjojen käyttö on mahdollista. Tämän tavan todettiin tuottavan alle 1 %:n poikkeaman tuloksiin verrattuna laskentaan, jossa kaikki muuttujat määritettiin koko vuoden datan avulla, samalla lyhentäen laskenta-ajan 23 tunnista puoleen tuntiin. [58]

Lindholm et al. [59] käyttävät toimistorakennukseen sijoitettavan aurinkosähköjärjestelmän ja vetyenergiavaraston yhteistoiminnan MILP-optimoinnin yhteydessä intervallin puolitusmenetelmää, jossa vuoden mittainen laskenta suoritetaan rekursiivisesti tarkentuvalle resoluutiolle. Menetelmässä vuoden tarkastelujakso jaetaan N aika-askeleeseen (Lindholm et al. tapauksessa $N=26$), joiden avulla ratkaistaan ensimmäiset arviot vetyvaraston varaustasosta vuoden alussa, puolivälissä ja lopussa. Tämän jälkeen vuosi jaetaan kahteen osaan, ja molemmille puolikkaille suoritetaan N aika-askeleen laskenta. Intervallin puolitusta jatketaan, kunnes haluttu mallin laskentatarkkuus saavutetaan. Tutkimuksen tapauksessa 7 tunnin mittaisilla aika-askeleilla mallin tulos poikkesi alle 2 % hypoteettisesta 8 760 tunnin yhtäaikaisestä laskennasta. Tällä menetelmällä laskenta suoritettiin alle 10 minuutissa. [59]

Näiden lisäksi myös vuoden mittaisen operoinnin ratkaiseminen esimerkiksi 24 tunnin intervalleissa on vaihtoehto. Tämä on perusteltua, sillä sähkömarkkinoiden hintoja, sääennusteita ja muita kuluttajista riippumattomia seikkoja on mahdotonta ennustaa vuotta

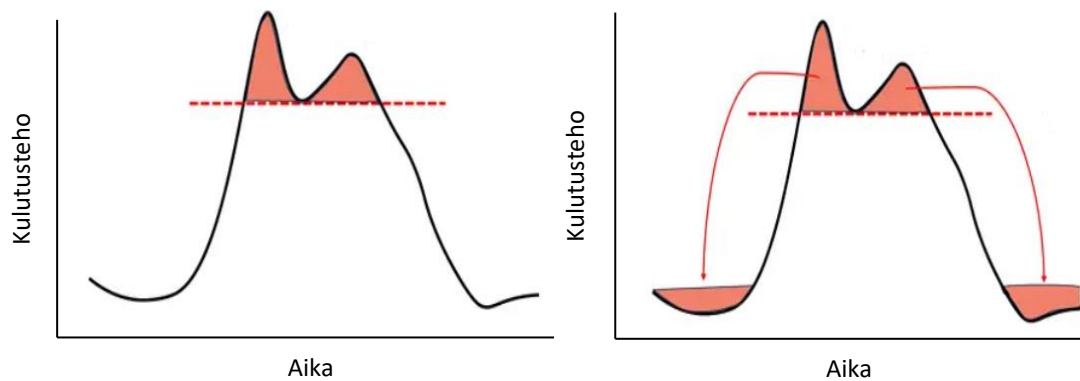
tai kuukausia etukäteen. Vuoden tuntien yhtäaikaisen laskennan sijaan optimointiongelman jakaminen vuorokauden mittaisiin paloihin luonnollisesti vähentää laskentavaatimuksia huomattavasti. Käytännön sovellutuksissa energian varastointijärjestelmien nähdään tekevän päätöksiä lyhyellä aikavälillä reaaliaikaisen tiedon pohjalta. Aikaikkunallisuuden pohjautuvaa laskentaa on käytetty esimerkiksi lähteissä [63–66].

3.2 Akkuenergiavarastot

Akut kuuluvat sähkökemiallisiin energiavarastoihin, jotka muuntavat kemiallista energiaa sähköenergiaksi ja päinvastoin [67]. Akut ovat vakiinnuttaneet asemansa energian varastointitapana niiden vähäisten huoltotarpeiden, korkeiden hyötysuhteiden, kehittyneen energiatihedysten sekä niiden rakentamisprosessin helppouden ansiosta [11,68]. Kiinteisiin sovellutuksiin, kuten jakeluverkon joustoon suunnitellut akkuenergiavarastojärjestelmät (engl. BESS, battery energy storage system) ovat mitoitettavissa joustavasti eri kokoluokkiin; niiden kapasiteetit vaihtelevat kotitalouksien 1–30 kWh akustoista teollisuuden ratkaisujen megawattituntikokoluokkaan asti [69,70].

Akkutyypit ovat eroteltavissa toisistaan muun muassa niissä käytettävän elektrolyytin mukaan. Akkuteknologioista yleisimmät ovat lyijyakut ja litiumioniakut. Muita huomionarvoisia akkuteknologioita ovat muun muassa nikkeli-kadmiumakut, natriumioniakut ja virtausakut. [71] Litiumioniakut ovat syrjäyttäneet muut akkuteknologiat akkuenergiavarastojärjestelmäsovellutuksissa. Litiumioniakut ovat hyvin pitkälle kehittynyt teknologia, ja litiumionikemien kustannusten aleneminen viime vuosien aikana on edesauttanut niiden asemaa vallitsevana teknologiana. Vaikka litiumionikemien kustannustaso on ollut laskussa, ovat ne suurin yksittäiskustannus akkuenergiavarastojen kokonaiskustannuksista. [70]

Akkuenergiavarastoja käytetään pääasiassa energian lyhytvarastointiin; niitä operoidaan useimmin tuntien ja vuorokauden mittaisilla ajanjaksoilla. [51] Akkuenergiavarastojen tarjoamista jousto-ominaisuuksista esimerkkeinä toimivat huipuntasaus (engl. peak shaving) ja kuormansiirto (load shifting), joita on havainnollistettu kuvassa 6. Kuvan kahdessa kuvaajassa kuvataan sähkökulutuksen tehoa ajan funktiona.



Kuva 6. Akuston huipuntasaus ja kuormansiirto, muokattu lähteestä [72]

Kuvan vasemmanpuoleinen kuvaaja esittää huipuntasausa, jossa tehontarpeen ylittäessä tietyn kynnsarvon (merkitty punaisella katkoviivalla) akku aktivoidaan ja sitä puretaan kulutuksen takaamiseksi. Huipuntasaus on luonteeltaan spontaani; se ei suoranaisesti sisällä suunnitelmallisuutta, vaan akuston lataus- ja purkutapahtumat on kytketty toimimaan tietyn seurattavan suureen saavuttaessa tietyn arvon. Akustoa voidaan ladata esimerkiksi omantuotannon tehon ylittäessä tietyn kynnsarvon tai kulutuksen laskettua tietylle tasolle huipputehoon nähden. Huipuntasauksen tarkoituksena on pienentää verkon käytöstä koituvia mahdollisia tehopohjaisia kustannuskomponentteja pienentämällä huipputehoja. [73] Kuvan oikeanpuoleinen kuvaaja esittää kuormantasausa, jonka tavoite on siirtää kulutusta huipputunneilta matalamman kulutustason tunneille, pienentäen sähköverkon käytöstä koituvia kustannuksia perustuen sähkön arbitraasiin. Kuormantasauksessa akuston lataus- ja purkaustapahtumat on ajoitettu ennalta määrätyn suunnitelman mukaisesti, joka perustuu yleensä dataan esimerkiksi sähkön tuntihinnaista ja aiemmasta kulutuksen aikasarjasta. Akustoa ladataan ajanhetkinä, jolloin kulutuksen odotetaan olevan pienempää ja sähkön hinnan halvempaa, ja sitä puretaan ajanjaksoina, jolloin kulutuksen odotetaan olevan suurinta. [74] Kuvan punaiset alueet esittävät samaa energiamäärää, joka ladataan akkuun matalan kulutuksen aikaan ja joka puretaan akusta huipputehojen aikaan.

Akustojen operoinnissa hyödynnetään niiden kykyä kestää lukuisia purkaus-varausjaksoja, ts. syklejä käyttökänsä aikana. Akkuja voidaan ladata ja purkaa tuhansia kertoja [71], ja kirjallisuudessa arvioidaan nykyisten litiumioniakkujen kestävän jopa 10 000 lataussykliä ennen akun kunnan merkittävää huononemista [75]. Myös muiden ominaisuuksien, kuten niiden korkean hyötysuhteen sekä korkean lataus- ja purkutehon ansiosta ne soveltuvat hyvin juuri energian lyhytaikaiseen varastointiin [76]. Energiavaras-

toista puhuttaessa käytetään usein termejä lataus-purkaus-hyötysuhde tai kiertohyötysuhde (engl. round-trip efficiency), joka viittaa yhdestä lataus- ja purkutapahtumasta koostuvaan kokonaisprosessiin. Kirjallisuudessa nykyisten litiumioniakkujen lataus-purkaus-hyötysuhteeksi ilmoitetaan noin 90–97 % [77–79].

Ominaisuuksiensa vuoksi akustot eivät kuitenkaan sovellu energian pitkäaikaisvarastointiin [76]. Akkuenergiavarastoilla esiintyy itsepurkausilmiötä, jossa akuston varaus laskee ilman siihen kytkettyä kuormaa. Kirjallisuudessa litiumioniakun purkausnopeudeksi luetellaan arvoja 0,01–0,1 %/d väliltä. [80] Varastoitaessa energiaa pitkiksi ajoiksi tästä aiheutuisi suuria häviöitä, mikä laskisi energiavaraston hyötysuhdetta merkittävästi. Myös akun varaustason pitäminen korkeilla tai matalilla tasoilla pitkiä aikoja kiihdyttää akuston kunnan huononemista eli degradaatiota [81], mikä ei ole suotavaa energian pitkäaikaisvaraston kannalta. Lisäksi akustojen kapasiteetikustannus on hyvin korkea; kapasiteetin kasvattaminen energian pitkäaikaisvarastoinnin tarpeiden mukaiseksi tekisi investointikustannuksista todella suuret. Akkuenergiavarastojen suhteen on siis huomattavasti kannattavampaa hyödyntää pienempää kapasiteettia useita kertoja, kuin investoida kalliiseen kapasiteettiin.

Akuenergiavarastojen toiminnan mallintaminen systeemitasolla esimerkiksi osana paikallista mikroverkkoa perustuu usein akuston varaustason kuvaamiseen. Varaustaso kertoo, kuinka paljon energiaa akustoon on varattu suhteessa maksimikapasiteettiin. Varaustasoa ajanhetkellä t voidaan kuvata yhtälön (1) avulla [82]:

$$SOC(t) = 100 \frac{E(t)}{E_{max}} = 100 \frac{\eta P(t)}{E_{max}} + SOC(t - 1) \quad (1)$$

Yhtälössä $SOC(t)$ on akuston varaustaso ajanhetkellä t . $E(t)$ on akustossa oleva energian määrä hetkellä t ja E_{max} akuston kapasiteetti. $P(t)$ on akustoon tuleva tai sieltä lähtevä teho ajanhetkellä t ja η energiansiirron hyötysuhde. $SOC(t - 1)$ on akuston varaustaso edellisellä ajanhetkellä. Mallinnettaessa akun toimintaa tunnin tarkkuudella akuston tehon ja energiamäärän laskeminen yksinkertaistuu yhtälössä käytettyihin yksiköihin viitaten.

Akustojen toiminnan mallinnuksessa akkuenergiavarastojen varaustasoa rajoittavat tekijät ovat niiden kunnan säilyttämiseen liittyvät seikat. Litiumioniakkujen tapauksessa akun degradaation hidastamiseksi akustoa ei ladata täyteen eikä pureta tyhjäksi; tämän vuoksi akuston varaustason toiminta rajoitetaan pienemmälle alueelle [83]. Muun muassa Berg et al. [57] käyttää varaustason rajoitusta välille 10–90 %.

Akustojen energiansiirron maksimitehon rajoituksesta puhutaan C-arvona (engl. C-rate, yksikkö 1/h), joka kuvaa maksimitehon ja akuston kapasiteetin suhdetta. Esimerkiksi

merkintä 1 C 100 kWh:n akulle sallii akun latautuvan tai purkautuvan kokonaan yhdessä tunnissa, täten akun energiansiirron maksimitehon ollen 100 kW. [84] Koska energiayhteisösovellutuksissa pienemmätkin tehot riittävät, on perusteltua rajoittaa akun lataus- ja purkutehot pienemmiksi; kirjallisuudessa yleisimmät C-arvot kiinteille akkuenergiavarastosovellutuksille ovat välillä 0,1C–0,5C [85].

Akkuenergiavarastojen investoinnin vaikutus energijärjestelmien kokonaiskustannuksiin on arvioitavissa mallinnuksessa niiden investointi- ja toimintakustannusten avulla. Kirjallisuudessa litiumioniakun investointikustannuksille käytetään arvoja 200–500 €/kWh väliltä [51,57,80] ja toimintakustannuksille arvoja väliltä 1,9–2,5 % (osuus investointikustannuksista) [80]. Aikaisemmissa tutkimuksissa on myös tarkasteltu käytettyjen sähköautojen akkujen uudelleenkäyttöä kiinteissä sovellutuksissa alentaen litiumioniakkujen kustannustasoa [86]. Investoinnista koituvia kustannuksia jakaessa koko akuston käyttöä ajalle aikaisemmissa tutkimuksissa litiumioniakkujen käyttöäksi on arvioitu 10–15 vuotta [57,80]

3.3 Vetyenergiavarastot

Vedyn varastointi energian pitkäaikaisvarastoinnin muotona on herättänyt kasvavaa kiinnostusta. Vaikka joillain maantieteellisillä alueilla energian lyhytvarastointi riittää sääriippuvaisen uusiutuvan energiantuotannon laajamittaista käyttöönottoa varten, useiden maantieteellisten olosuhteiden vuoksi energian kausivarastointi on välttämätöntä uusiutuvan energian osuuden kasvattamiseksi voimajärjestelmässä tietyillä alueilla [87]. Vetyvarastointi ei sovellu energian lyhytaikaiseen varastointiin sen matalan kiertohyötysuhteen [88] ja korkeiden investointikustannusten [89] vuoksi. Vetyenergiavarastointia kuitenkin pidetään potentiaalisena pitkän aikavälin energiavarastona [90] sen merkityksettömän pienen itsepurkauksen [91] ja korkean gravimetrisen energiatihedden ansiosta [88]. Biemann et al. [92] ovat osoittaneet, että siinä missä akkuenergiavarastot sopivat parhaiten lyhytaikaiseen varastointiin, on energian kausivarastointi vetyvarastojen ideaali käytötapa. Vetyenergiavarastoratkaisut ovat laajalti sovellettavissa valtakunnallisista energijärjestelmistä [93] alueellisiin [58] ja pienempiin kokoluokkiin [94]. Vetyyn perustuva Power-to-gas -järjestelmä nähdään lupaavana päivityksenä tämänhetkiseen eurooppalaiseen energijärjestelmään, jonka uskotaan saavuttavan hiilineutraaliuden juuri vetyinfrastruktuurin avulla vuoteen 2050 mennessä [95,96].

Uusiutuvaa energiaa hyödyntävät vetyenergiavarastointijärjestelmät koostuvat usein neljästä pääkomponentista: itse vedyn varastointivälineestä eli yleensä painesäiliöstä, elektrolyysieristä, polttokennosta ja vetykompressorista. Elektrolyysilaitteistolla vedestä valmistettu vety pumpataan vetykompressorilla korkeaan paineeseen säiliöön, josta sitä

puretaan tarpeen mukaisesti polttokennoston, jossa sähkökemiallisen reaktion avulla se muutetaan takaisin sähköksi. [97]

Vedyn varastointimenetelmistä merkittävimmät ovat paineistettu vety, nestemäinen vety ja paineistettu nestemäinen vety. Vedyn säilyttäminen korkeassa paineessa on pitkälle kehittynyt teknologia, jonka suurimmat edut muihin menetelmiin liittyvät sen yksinkertaiseen toteutukseen. Paineistetun vetytankin täyttö ja tyhjennys on toteutettavissa hyvin nopeasti, ja ne ovat hyvin vähän energiaa vaativia prosesseja. Vedyn varastointi nesteytettyssä olomuodossa parantaa huomattavasti sen volumetrinen energiatiheyttä pienentäen varastointiyksikön kokoa. Toisaalta vety on jäähdytettävä sen kriittisen pisteen (-240 °C) alapuolelle, mikä on energiaa vaativa prosessi; 30–40 % vedyn lämpöarvosta kuluu tiivistämisprosessiin. Lisäksi nesteytettyllä vedyllä ilmenee kiehumishäviötä, jossa säiliön vedystä haihtuu päivässä noin 1,5–3 %. [98] Ahluwalia et al. [99] ovat osoittaneet, että haihtumishäviöt pienenevät merkittävästi paineistetun nestemäisen vedyn varastoissa. Yleinen näkemys kuitenkin on, että vedyn nestemäisiin varastointitapoihin liittyy merkittäviä haasteita, minkä vuoksi paineistetun vety tulee pysymään tulevaisuudessa vallitsevan teknologian asemassa erityisesti kiinteissä sovellutuksissa, kuten energiavarastoissa [98].

Vetyenergiavarastokäytössä yleisimmät elektrolyysitekniikat ovat alkalielektrolyysi ja PEM-elektrolyysi. Siinä missä veden alkalielektrolyysikennon on PEM-kennon halvempi ja kehittyneempi teknologia, on sillä huomattavia puutteita verrattuna PEM-kennoon. Alkalielektrolyysissä käytetään elektrolyytinä korrosoivaa kaliumhydroksidia, mikä aiheuttaa säännöllisiä huoltotoimenpiteitä. PEM-kennossa sen sijaan käytetään kiinteää kalvoa, mikä vähentää elektrolyytin vuotoriskiä. Alkalielektrolyysikennot toimivat alhaisemmillä virrantiheyden arvoilla ($<0,4\text{ A/cm}^2$), mikä vaikuttaa kennoston kokoon enemmän kuin PEM-kennoilla, joita voidaan käyttää suuremmilla virrantiheyden arvoilla ($1\text{--}2\text{ A/cm}^2$), mahdollistaen kompaktimman järjestelmän. PEM-kennot toimivat myös alkalielektrolyysikennoja paremmin osakuormilla, ja ne vastaavat paremmin dynaamisiin kuormiin; alkalielektrolyysikennon nestemäinen elektrolyytti tekee tehonmuutoksista haastavaa sen sisäisen inertian vuoksi. PEM-kennot tuottavat valmiiksi korkeassa paineessa olevaa ja hyvin puhdasta vetyä, kun taas alkalielektrolyysikennon tuottama vety vaatii erillistä jalostusta. [100]

Vetyvarastojärjestelmissä käytetyimmät polttokennotekniikat ovat protoninvaihtokalvopolttokennot eli PEM-polttokennot (engl. proton-exchange membrane fuel cell), kiinteäoksidipolttokennot (SOFC, solid oxide fuel cell) ja sulakarbonaattikennot (MCFC, molten carbonate fuel cell). PEM-kennoilla on selkeitä etuja muihin kennotyyppeihin liittyen.

PEM-kennot reagoivat muita kennotyyppejä paremmin dynaamisiin kuormiin, ne pystyvät toimimaan matalammilla osakuormilla muihin kennotyyppeihin nähden, ja ne ovat skaalattavissa eri kokoluokkiin. PEM-kennojen investointikustannus on myös muita kennoja alhaisempi. [101]

Paineistetun vedyn varastoinnissa vetysäiliöt kestävät paineita 300 baarista 450–700 baariin asti käytetystä materiaalista riippuen [98]. Chen et al. [102] esittävät korkeapaineisen vedyn reaalikaasun tilayhtälöksi

$$\frac{pv}{R_u T} = \left(1 + \frac{\xi p}{T}\right), \quad (2)$$

jossa p on vetykaasun paine, v vedyn ominaistilavuus, R_u kaasuvakio ja T vetykaasun lämpötila. Yhtälössä ξ on empiirisesti todettu kerroin, joka kyseessä olleessa tutkimuksessa sai arvon $1,9155 \cdot 10^{-6}$ K/Pa. [102] Kuten akkuenergiavaraston, myös vetyvaraston mallinnus perustuu sen varaustason tarkasteluun. Vetysäiliön varaustasolle on kirjoitettavissa yhtälön (1) kaltainen taseyhtälö, jossa huomioidaan elektrolyysin tuottaman ja polttokennoston käyttämän vedyn vaikutus varaustasoon. Varaustasolle on myös syytä asettaa yläraja hieman täyden kapasiteetin alapuolelle sekä alaraja tyhjää säiliötä ylemmälle tasolle turvallisuussyistä.

Vetyvaraston varaustasoon vaikuttavien laitteiden mallinnus perustuu niiden kykyyn muuttaa sähköä vedyksi ja toisin päin. Kirjallisuudessa PEM-elektrolyysin hyötysuhteille käytetään arvoja väliltä 67–75 % ja PEM-polttokennostolle väliltä 80–90 % [80]. Vetylaitteiden tehoille asetetaan rajoitteet esimerkiksi niiden nimellistehoon perustuen. Vetylaitteiden nimellistehojen määrittäminen rajataan tämän työn ulkopuolelle.

Vetykompressoreita käytetään elektrolyysieriltä tulevan vedyn kompressoointiin vetysäiliön korkeaan paineeseen. Vetyenergiavarastokokonaisuuden kannalta vetykompressori aiheuttaa pienen häviön sen kuluttaman tehon vuoksi. Kompressorin käyttämää tehoa P_{komp} voidaan kuvata yhtälöllä (3) [103]

$$P_{komp} = \dot{m}_{H_2} c_{p,H_2} \frac{T_{komp}}{\eta_{komp}} \left[\left(\frac{p_2}{p_1}\right)^{\frac{\gamma-1}{\gamma}} - 1 \right], \quad (3)$$

jossa \dot{m}_{H_2} on vedyn massavirta (kg/s) elektrolyysieriltä, c_{p,H_2} on vedyn ominaislämpökapasiteetti (kJ/kgK), T_{komp} kompressorin lämpötila (K), η_{komp} kompressorin hyötysuhde, $\frac{p_2}{p_1}$ kompressorin painesuhde ja γ vedyn lämpökapasiteettien c_p ja c_v suhde.

Vetyenergiavaraston investoinnista aiheutuvien kustannusten vaikutusta kokonaiskustannuksiin voidaan arvioida mallinnuksessa niiden investointi- ja toimintakustannusten

avulla. Taulukossa 2 on esitetty kirjallisuudesta löytyviä vetyenergiavaraston komponenttien kustannuksia. Taulukosta nähdään investointikustannusten lisäksi toimintakustannukset, jotka on ilmoitettu osuutena investointikustannuksista sekä laitteiston pitoaika, jonka avulla laitteistolle voidaan arvioida vuosittaiset kustannukset sen käyttöiän ajalle.

Taulukko 2. Vetyvarastoinnin komponenttien kustannukset.

Laite	Investointikustannus [€/kW]	Toimintakustannus [%]	Pitoaika [a]	Lähde
vetysäiliö	8–11	2,3	23	[80]
elektrolyyseri	1 100–1 500	3,1–3,9	13–18	[80]
polttokennosto	1 400–1 950	3,0–4,5	14	[80]
kompressori	1 000–1 500	1–2	20	[51,104,105]

3.4 Energian monivarastointijärjestelmät

Jotta energian varastointijärjestelmä voisi vastata kahteen varastointitarpeeseen samanaikaisesti, on käytettävä kahta eri energiavarastoa yhdessä. Koska energian kausivarastoinnin tärkeys uusiutuvan energian laajemman käyttöönoton kannalta on tunnustettu, ja koska vetyenergiavarastojen kaltaiset energian pitkäaikaisvarastot eivät toimi yksin niiden käyttökohteiden vaatimusten mukaisesti, on alan tutkimuksessa osoitettu voimakasta kiinnostusta energian monivarastointijärjestelmiä ja niiden mallinnusta kohtaan. Ancona et al [106] kehittivät mallin mikroverkkojen suunnitteluun käyttäen vety- ja akkuvaraston yhdistelmää. Wang & Blondeau [51] mallinsivat lineaarisen sekalukuoptimoinnin avulla kahden toimistorakennuksen muodostamaan energiayhteisöön sijoitettavaa energian monivarastointijärjestelmää, joka pyrki akku-, vety- ja lämpöenergiavarastoyhdistelmän avulla vastaamaan energiayhteisön sähkön, lämmityksen ja jäähdytyksen tarpeeseen. Tutkimuksessa pyrittiin löytämään optimaalinen ratkaisu kustannusten minimoinnin ja systeemin energiaomavaraisuuden väliltä. Menetelmällä saavutettiin 89 %:n energiaomavaraisuus, ja toimistorakennusten energiankulutuksen hiilidioksidipäästöt alenivat 94 % verrattuna tilanteeseen, jossa energian varastointijärjestelmä ei ollut käytössä.

Energian monivarastointijärjestelmät on osoitettu suorituskyvyiltään yhteen varastointitapaan pohjautuvia ratkaisuja paremmiksi. Le et al. [94] havaitsivat akustosta ja vetyva-

rastosta koostuvan varastoyhdistelmän parantavan järjestelmän nettonykyarvoa ja kohteen energiaomavaraisuutta. Kohteena oli varastorakennus, jonka katolle oli asennettu 1,1 MWp:n aurinkosähköjärjestelmä. Gabrielli et al. [107] osoittivat hypoteettisten hiilidioksidipäästöjen laskevan, kun maanalaisiin luoliin varastoidun vedyn lisäksi varastointijärjestelmään lisättiin akkuenergiavarasto. Samende et al. [108] osoittivat koneoppimisen avulla akku- ja vetyvarastosta koostuvan varastointijärjestelmän laskevan kohteena olleen älyverkon kustannuksia 23,5 % ja hiilidioksidipäästöjä 78,7 % sekä nostavan älyverkon uusiutuvan energian käyttöastetta 13,2 % verrattuna pelkästä akusta koostuvaan varastointijärjestelmään.

Vaikka energian monivarastointijärjestelmien taloudellisia hyötyjä ei olla onnistuttu todistamaan, on niiden vaikutukset tutkimuksessa käsiteltyjen kohteiden päästöihin, energiaomavaraisuuteen ja uusiutuvan energiatuotannon käyttöasteeseen kiistatta merkittäviä. Tämän lisäksi energian monivarastoinnin käytöstä asuinrakennuksissa on vielä niukasti tutkimusta. Tämä on tunnistettu aihepiirin keskeiseksi tutkimusaukoksi.

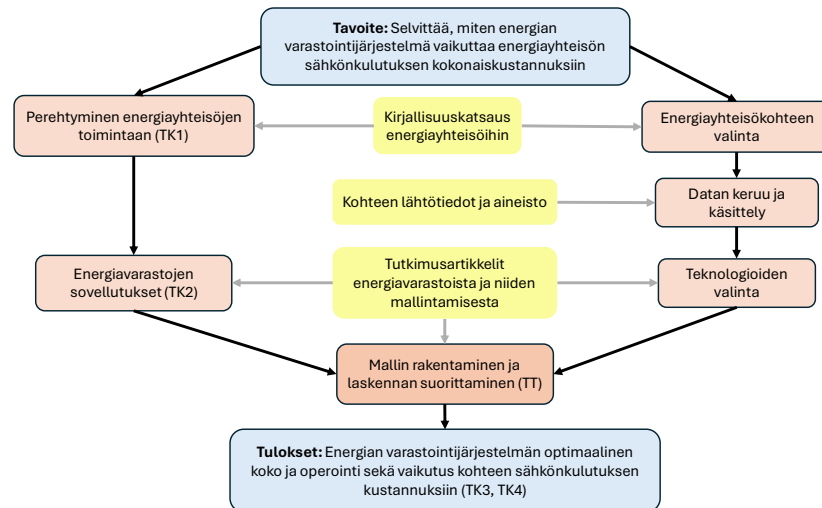
4. AINEISTO JA MENETELMÄT

Tutkimuksessa toteutetaan sekalukuoptimointi, jonka tarkoituksena on selvittää energia-yhteisötoiminnan, pienmuotoisen sähkön omatuotannon ja energian varastointitekno-
logioiden vaikutuksia kerrostaloyhtiöiden sähkönkulutukseen todelliseen sähkön kulutus-
dataan ja maantieteelliseen sijaintitietoon pohjaten. Työn kohteena oleva kerrostalo-
ryhmä on anonymisoitu hyvää tieteellistä käytäntöä ajatellen. Tällä hetkellä kohteena
olevat kerrostalot eivät muodosta energiayhteisöä, eikä niillä ole käytössä energian tuo-
tanto- tai joustoresursseja. Koska energiayhteisöt ovat vasta hiljattain syntyneet konsepti,
ja koska ne mahdollistavat energiaresurssien yhteisömuutoksen ja käytön asuinkerrosta-
lojen kaltaisissa kohteissa, tutkimuksen tavoitteena on selvittää, onko niiden käyttöö-
notosta nähtävissä mahdollisia hyötyjä taloyhtiöiden asukkaille. Lisäksi tutkimusta ener-
gian monivarastointijärjestelmien käytöstä nimenomaan asuinrakennuksissa ja tarkem-
min kerrostalokohteissa on vielä verrattain vähän.

Alaluku 4.1 käsittelee tutkimusstrategiaa ja sen etenemistä. Alaluvussa 4.2 esitellään
tutkimuksen kohteena oleva kerrostalojen ryhmä ja sen tärkeimmät lähtötiedot sekä ha-
vainnollistus muodostettavasta energiayhteisöstä. Alaluvussa 4.3 esitellään tutkimuk-
sessa laadittavan optimointimallin muodostusmenetelmä. Tässä osiossa esitetään käy-
tettävän datan käsittely, optimointimallin rakentaminen Python-ympäristössä sekä las-
kennan suoritustapa. Alaluku 4.4 käsittelee mallille suoritettua herkkyyksianalyysin toteu-
tusta.

4.1 Tutkimusstrategia

Tutkimuksen strategia on esitetty kuvassa 7. Kuvassa keltaisella värillä on merkitty käy-
tettyä aineistoa, punertavalla värillä tutkimusprosessin eri vaiheita sekä sinisellä tutki-
muksen tavoitetta ja tuloksia. Kuvaan on merkitty tutkimuskysymysten (TK) ja tutkimus-
tehtävän (TT) sijoittuminen tutkimuksen eri vaiheisiin. Tutkimusprosessin nähtiin koostu-
van kahdesta rinnakkain etenevästä polusta, joista kuvassa vasemmalla olevan polun
merkitys on luoda tutkimuksen teoreettinen pohja, ja oikealla oleva polku keskittyy las-
kennan toteutukseen.



Kuva 7. Tutkimusstrategia

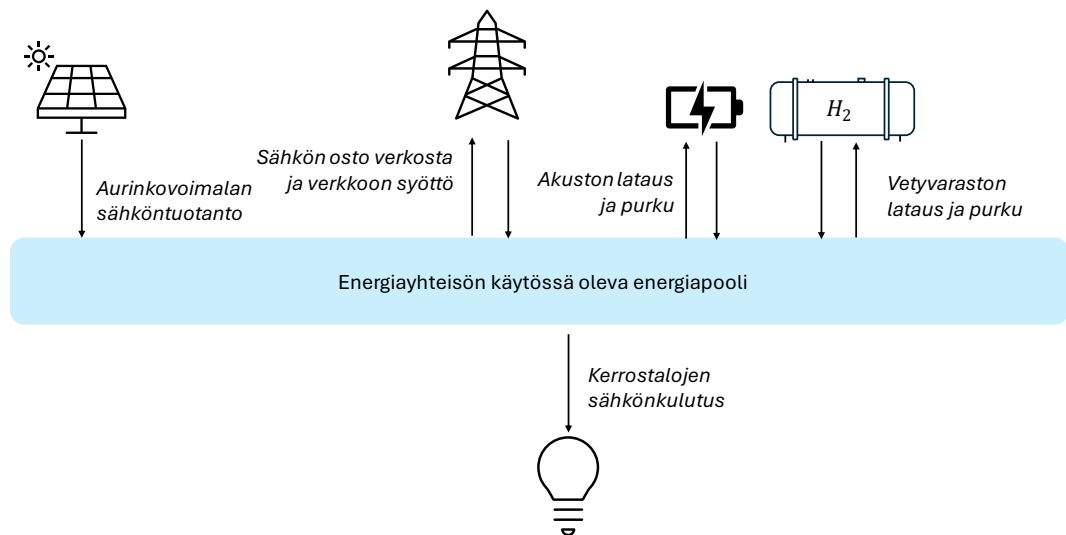
Tutkimuksen kirjallisuuskatsauksiin pohjautuva teoreettinen tutkimusosa aloitettiin prosessin alkuvaiheessa yleistasoisella esiselvityksellä energiayhteisöjen toimintamalleista ja energian varastointijärjestelmien toimintaperiaatteista. Tutkimustehtävän kohteen valinnan ja lähtöaineiston keräämisen jälkeen aihepiiriin syvennyttiin siten, että myös muodostettavalla optimointimallilla oli selkeä teoreettinen pohja. Sekä teoreettinen että laskennallinen tutkimusosa etenivät rinnakkain tutkimuksen alusta tuloksiin asti siten, että tutkimustehtävän suorittaminen oli mahdollista.

4.2 Kohteen kuvaus

Tutkimuksen kohteeksi valikoitui Tampereen kaupungin alueella sijaitsevat 5 1950-luvulla rakennettua asuinkerrostaloa. Asuinkerrostalot valikoituivat tutkimuksen kohteeksi osittain niiden lähekkäisen sijoittumisen vuoksi. Asuinkerrostalot sijaitsevat kaupunkialueella, ja niiden nähtiin sijaitsevan helposti rajattavalla omalla alueellaan, mikä on otollista paikallisten energiayhteisöjen lainsäädännöllisten seikkojen kannalta. Kohteen valikoitumiseen vaikutti myös aineiston saatavuus.

Laskennassa kerrostalot ajatellaan muodostavan paikallisen energiayhteisön, jolla on yhteisessä käytössä oleva rakennusten katoille asennettu aurinkoenergiajärjestelmä ja energian monivarastointijärjestelmä, joka koostuu akkuenergiavarastosta ja vetyenergiavarastosta. Vetyenergiavarasto koostuu paineistetun vedyn säiliöstä, PEM-elektrolyyserista, PEM-polttokennostosta ja vetykompressorista. Energiayhteisö voi käyttää aurinkoenergiajärjestelmällä tuottamaansa sähköenergiaa asuntojen sähkönkulutukseen sekä ostaa sähköä verkosta ja myydä sitä verkkoon yhdestä liityntäpisteestä. Energiayhteisö voi myös varastoida tuottamaansa ja ostamaansa sähköä sähkövarastoihin. Ha-

vainnekuva tutkimuksessa muodostettavan energiayhteisön energiaresursseista on esitetty kuvassa 8. Kuvasta voidaan havaita energiayhteisön muodostavat komponentit ja niiden väliset yhteydet.



Kuva 8. Havainnekuva mallinnettavan energiayhteisön energiavirroista

Tutkimuksen kannalta tärkeimpänä aineistona pidettiin sähkön kulutusdataa, joka muodostettiin yhden kohteena olevan kerrostalon vuoden 2023 sähkönkulutuksen tunnin keskitehodatasta. 7-kerroksisessa kerrostalossa on 67 huoneistoa sekä katutason liiketilat, ja talossa on vesikiertolämmitys, joka lämmitetään kaukolämpöverkosta saatavalla lämpöenergialla. Sähkön kulutus koostuu täten asuntojen ja liiketilöiden käyttösähköstä sekä kiinteistösähköstä. Laskennan ja aineiston käsittelyn yksinkertaistamiseksi kaikki 5 taloa oletettiin kulutukseltaan ja energiaratkaisuiltaan samanlaisiksi, ja yhden talon kulutus skaalattiin 5-kertaiseksi vastaamaan 5 asuinkerrostalon muodostaman energiayhteisön kokonaiskulutusta.

Laskennassa energiayhteisöön sovitettiin aurinkoenergiajärjestelmä, jonka oletettiin toteutettavan kattoasennuksena kohteena olevien asuinkerrostalojen katoille. Tutkimuksessa muodostettiin arvio energiayhteisön aurinkoenergian tuotantoprofiilille 3 erikokoiselle aurinkoenergiajärjestelmälle; nimellistehoiltaan 80 kWp, 160 kWp ja 240 kWp olevien aurinkovoimaloiden vuosituotantomäärät vastasivat 25 %, 50 % ja 75 % energiayhteisön vuosittaisesta sähkön kokonaiskulutuksesta. Aurinkovoimaloiden tuotantoprofiilien arviointiin käytettiin Tampereen kaupungin karttapalvelun [109] arvioita rakennusten katoille kohdistuvasta auringon vuosittaisen kokonaissäteilyn määrästä ja kattojen pinta-alasta sekä Ilmatieteen laitoksen datapalvelusta [110] saatuja mittauksia auringon koko-

naissäteilyn vuoden 2023 aikasarjasta. Aurinkoenergiajärjestelmän aurinkopaneelimaliksi valittiin suomalaisen valmistajan 400 W:n nimellisteholtaan olevat monokristallipaneelit. Taulukossa 3 on esitetty tutkimuksen kohteena olevien kerrostalojen kattojen pinta-alat, aurinkoenergian tuotantoon soveltuva kattopinta-ala sekä katoille osuvan vuosittaisen auringon kokonaissäteilyn määrä. Kohteena olevat rakennukset ovat pituudeltaan pohjois-eteläsuunnassa siten, että talojen harjakatot kallistuvat itään ja länteen. Aurinkoenergian tuotantoprofiilin arviointimenetelmää on käsitelty alaluvussa 4.3.

Taulukko 3. Kohteena olevien kerrostalojen kattojen aurinkosähköpotentiaali ja pinta-aratiedot [109].

Talo	Katolle osuva auringon säteily määrä, MWh/a	Katon pinta-ala, m ²	Aurinkovoimakäyttöön soveltuva pinta-ala, m ²
1	651,8	891	337
2	651,5	882	336
3	712,0	967	370
4	745,8	995	393
5	642,4	795	405

Laskennassa toteutettavan mallin suoriutumista arvioitiin vertaamalla muodostettavan energiayhteisön vuosittaisia kokonaiskustannuksia vertailutilanteeseen, jossa kerrostalojen sähkönkulutukseen vastataan normaalin toiminnan mukaisesti. Aineistona käytettiin Nord Poolin vuoden 2023 Day-ahead -markkinan [111] spot-tuntihintadataa, joka on saatavissa esimerkiksi lähteestä [112].

4.3 Optimointimallin muodostaminen

Laskentaa varten muodostetaan neliöllisesti rajoitettu sekalukuoptimointimalli, joka määrittää akuston ja vetyenergiavaraston optimaalisen kapasiteetin sekä varastojen optimaalisen operointitavan. Optimoitava energiayhteisömalli rakennettiin Python-pohjaiseen ohjelmaan (versio 3.9.21). Ohjelmassa käytettiin mallin kokoamiseen Pyomoa [113,114] (versio 6.8.2) ja mallin ratkaisemiseen Gurobi-ratkaisinta [115] (versio 12.0.0). Optimoinnissa hyödynnetään aikaikkunamenettelyä, jossa energian varastointijärjestelmän operointi ratkaistaan yhdelle vuorokaudelle kerrallaan. Rakennettava Python-ohjelma alustaa mallin yhdelle 24 tunnin ajanjaksolle hyödyntäen yhden vuorokauden dataa kerrallaan, optimoi varastointijärjestelmän toiminnan tälle ajanjaksolle, ja alustaa uu-

den mallin seuraavalle vuorokaudelle. Ratkaistuaan vuoden jokaisen vuorokauden yksitellen ohjelma yhdistää niiden optimoidut vuorokaudet toisiinsa. Tällä menettelyllä simuloidaan varastointijärjestelmän realistista toimintaa, jossa se saa tiedon seuraavan vuorokauden sääennusteesta ja sähkön hintatiedosta kerran vuorokaudessa. Tämä ratkaisutapa myös lyhentää mallin laskenta-ajan murto-osaan siitä, minkä sekalukuoptimointi vaatisi koko vuoden yhtäaikaiseen ratkaisemiseen.

Aurinkovoimalan tuotantoprofiilin muodostaminen

Varastointijärjestelmän mitoittamiseksi optimointimallille syötetään dataa energiayhteisön sähkönkulutuksen lisäksi aurinkovoiman tuotantoprofiilista. Laskentaa varten muodostettiin arvio energiayhteisön tuottaman aurinkosähkön tuntitehosta vuoden jokaiselle tunnille. Tähän käytettiin Ilmatieteen laitoksen dataa auringon kokonaissäteilyn tuntitehosta kahdesta lähimpänä Tampereä sijaitsevasta mittauspisteestä, joiden datasta muodostettiin keskiarvoinen Tampereen alueen auringon kokonaissäteilytehon profiili. Tampereen alueen keskiarvoinen auringon säteilyteho pinta-alaa kohden ajan hetkellä t $P_{sät,tre}(t)$ määritettiin yhtälön (4) mukaisesti:

$$\frac{P_{sät,1}(t) + P_{sät,2}(t)}{2} = P_{sät,tre}(t) \quad (4)$$

Yhtälössä $P_{sät,1}(t)$ ja $P_{sät,2}(t)$ ovat käytettyjen mittauspisteiden auringon kokonaissäteilyn tuntitehot ajanhetkellä t .

Laskennan kohteeksi valittujen kerrostalojen sijainnin vaikutus huomioitiin skaalaamalla Tampereen auringon kokonaissäteilytehon profiili Tampereen kaupungin Oskari -kartta-palvelusta saaduilla tiedoilla tarkastelun kohteena olevien talojen katoille osuvasta vuosittaisesta auringon kokonaissäteilyn määrästä. Jokaiselle katolle määritettiin sille osuvan auringon kokonaissäteilyn keskituntiteho pinta-alaa kohden ajanhetkellä t $P_{sät,talo}(t)$ yhtälön (5) mukaisesti:

$$P_{sät,talo}(t) = P_{sät,tre}(t) \frac{E_{sät,talo}}{E_{sät,tre}} \quad (5)$$

Yhtälössä $E_{sät,talo}$ ja $E_{sät,tre}$ ovat vuosittaiset auringon kokonaissäteilyn määrät pinta-alaa kohden talon katolle ja Tampereen alueelle. $E_{sät,tre}$ on laskettu edellä määritettyjen vuoden tuntitehojen summana yhtälön (6) mukaisesti:

$$E_{sät,tre} = \sum_{t \in Y} P_{sät,tre}(t) \quad (6)$$

Yhtälössä Y kuvaa joukkoa vuoden tunneista.

Kohteena olevan talojen katoille kohdistuvan auringon kokonaissäteilyn määrä pinta-alaa kohden on laskettu katon kokonaispinta-alan ja talon katolle kohdistuvan vuoden kokonaissäteilyn määrän avulla. Tiedot kattojen kokonaispinta-aloista ja niille kohdistuvista auringon kokonaissäteilyn määristä on esitetty alaluvun 4.2 taulukossa 3.

Auringon säteilyn aiheuttaman aurinkosähköjärjestelmän yksittäisen paneelin lämpötilan nousemisen vaikutusta paneelin suorituskykyyn huomioitiin aurinkosähkön tuotantoprofiilin arvioinnissa. Aurinkopaneelin keskiarvoinen lämpötila tietyn talon katolla ajanhetkellä t $T_{paneeli,talo}(t)$ on arvioitu yhtälöllä (7) [116]:

$$T_{paneeli,talo}(t) = P_{sät,talo}(t)e^{a+bv_{tuuli}(t)} + T_{ymp}(t), \quad (7)$$

jossa $T_{ymp}(t)$ on Tampereen alueen ilman keskilämpötila ja $v_{tuuli}(t)$ tuulen keskinopeus Tampereella ajanhetkellä t . Vakioiden a ja b arvot on otettu lähteestä [116] sekä ilman keskilämpötilan ja tuulen keskinopeuden arvot Ilmatieteen laitokselta [110].

Tietyn talon aurinkosähköjärjestelmän tuottama tunnin t keskiteho pinta-alaa kohden $P_{pv,talo}(t)$ saadaan yhtälöstä (8):

$$P_{pv,talo}(t) = \begin{cases} 0, & \text{kun } P_{sät,talo}(t) = 0 \\ P_{sät,talo}(t) \eta_{paneeli} - (T_{paneeli}(t) - T_{stc}) \frac{\epsilon_{pmax}}{100}, & \text{muulloin} \end{cases} \quad (8)$$

jossa paneelin lämpötilan vaikutus paneelin suorituskykyyn arvioidaan paneelin lämpötilan ja STC-olosuhteiden lämpötilan erotuksena. Yhtälössä $\eta_{paneeli}$ on paneelin hyötysuhde, T_{stc} STC-olosuhteiden lämpötila (25 °C) ja ϵ_{pmax} aurinkopaneelille ominainen lämpötilakerroin. Lämpötilakerroin, paneelin lämpötilaa määrittävät vakiot a ja b , paneelin hyötysuhde sekä paneelin mitat on esitetty taulukossa 4.

Taulukko 4. Aurinkovoimalan tuotantoprofiilin määrittämisessä käytettyjen parametrien arvoja.

Parametri	Arvo	Yksikkö
ϵ_{pmax}	-0,353	%/°C
Paneelin pituus	1894	mm
Paneelin leveys	1043	mm
$\eta_{paneeli}$	0,2025	-
a	-3,47	-
b	-0,0750	-

Kun pinta-alakohtainen aurinkosähköteho kerrotaan katolle asennettavien paneelien kokonaispinta-alalla, saadaan yhden talon sähköntuotannon teho. Kun sama toistetaan kaikille taloille, yhteenlaskettu aurinkovoimaloiden teho on koko energiayhteisön aurinkosähkön tuotannon keskiteho tunnilla t . Taulukossa 5 on esitetty tarkasteltujen aurinkovoimaloiden nimellistehot, paneelien lukumäärä taloa kohden, aurinkovoimalan vuosituotanto ja vuosituotannon osuus energiayhteisön vuosittaisesta sähkönkulutuksesta.

Taulukko 5. *Laskennassa tarkasteltavien aurinkosähköjärjestelmien kokoluokat.*

Voimalan nimellisteho [kWp]	80	160	240
paneelit/talo	40	80	120
Tuotanto [MWh/a]	59	119	178
Osuus sähkönkulutuksesta [%]	25	50	75

Tavoitefunktio

Laskennassa minimoidaan tavoitefunktion arvo. Valittu tavoitefunktio voidaan esittää lausekkeella (9):

$$\text{Min} \frac{C_{\text{laitteisto}} + C_{\text{sähkö}}}{C_{\text{vertailu}}} + \sum_{t \in Y} s(t) \quad (9)$$

Tavoitefunktio koostuu energiayhteisön vuosittaisista kokonaiskustannuksista, jotka koostuvat hankittavien laitteiden investoinneista koituvista kustannuksista $C_{\text{laitteisto}}$ sekä sähkönkulutuksen kustannuksista $C_{\text{sähkö}}$. Työssä käytetään vuosittaisten kokonaiskustannusten sijasta yksinkertaisempaa termiä kokonaiskustannukset. Kokonaiskustannukset jaetaan vertailutilanteen kokonaiskustannuksilla C_{vertailu} , joka kuvaa kerrostalojen sähkönkulutuksen kustannuksia tilanteessa, jossa varastointi- ja tuotantoresurssien investoinnit jätetään tekemättä. Tämän lisäksi tavoitefunktio sisältää sakkotermin $s(t)$, joka ohjaa vetyenergiavaraston varaustasoa poikkeamasta vuoden aikana sille asetulta trajektorilta, ts. ohjauskäyrältä.

Kustannuslähteiden mallintaminen

Laitteiston investoinnista koituvat kustannukset voidaan ilmaista yhtälöllä (10):

$$C_{\text{laitteisto}} = \sum_{k \in K} (PM_k + OM_k), \quad (10)$$

jossa PM_k on laitteen k pääomamenot ja OM_k operatiiviset menot. Joukko K sisältää kaikki investoitavat laitteet:

$$K = \{akku, tankki, el, pk, komp, pv\}$$

Laitteen k vuosittaiset pääomamenot PM_k voidaan arvioida annuiteettimenetelmällä yhtälön (11) avulla:

$$PM_k = C_{inv,k} \frac{(1 + i_d)^{L_k}}{(1 + i_d)^{L_k} - 1} \quad (11)$$

Yhtälössä $C_{inv,k}$ kuvaa laitteen k investointihintaa, i_d diskonttauskorkoa ja L_k laitteen k pitoaikaa.

Laitteen k vuosittaiset operatiiviset menot OM_k saadaan yhtälöstä (12):

$$OM_k = C_{inv,k} C_{op,k}, \quad (12)$$

jossa $C_{op,k}$ on laitteen k vuosittaiset käyttökustannukset, jotka ilmaistaan osuutena laitteen investointihinnasta.

Sähkönkulutuksesta koituvat kustannukset $C_{sähkö}$ voidaan ilmaista yhtälöllä (13):

$$C_{sähkö} = \sum_{t \in Y} (P_{osto}(t) - P_{syöttö}(t)) C_{verkko}(t), \quad (13)$$

jossa $P_{osto}(t)$ on verkosta ostettava sähköteho ja $P_{syöttö}(t)$ verkkoon syötettävä sähköteho ajanhetkellä t . C_{verkko} kuvaa sähköverkon käytöstä koituvia kulutuksia, jotka voidaan ilmaista yhtälöllä (14):

$$C_{verkko} = \begin{cases} C_{spot}(t) + C_{siirto}(t) + C_{vero}, & \text{kun } P_{osto}(t) - P_{syöttö}(t) \geq 0 \\ C_{spot}(t) - C_{palkkio}, & \text{muulloin} \end{cases}, \quad (14)$$

jossa $C_{spot}(t)$ on sähköenergian tuntikohtainen spot-hinta, $C_{siirto}(t)$ jakeluverkkoyhtiölle maksettava sähkön siirtokustannus ajanhetkellä t ja C_{vero} sähkövero. $C_{palkkio}$ on vähittäismyyjälle maksettava välityspalkkio verkkoon myytävästä aurinkosähköjärjestelmän ylijäämätuotannosta. Taulukossa 6 on esitetty sähkön hinnan komponentit sähkön ostaja myyntitapahtumissa. Sähkön siirron hinnoittelu on asetettu Tampereen Energia Sähköverkon siirtohinnoittelun mukaisesti [117], jossa päivän tunneille (7–22) ja yöajan tunneille on eri siirtohintaa. Energiayhteisön aurinkovoiman ylijäämätuotannon myynnin tuotamaan tuloon on sovellettu Fortum Oyj:n tarjoaman Lähisähkö -palvelun hinnoittelua [118], jossa verkkoon myytävän sähkön spot-hinnasta vähennetään vähittäismyyjälle maksettava välityspalkkio.

Taulukko 6. Sähkön hinnan komponentit osto- ja myyntitapahtumissa

Komponentti	Osto [snt/kWh]	Myynti [snt/kWh]
Sähköenergia	spot-hinta	spot-hinta
<i>keskiarvo</i>	5,65	5,65
Sähkön siirto		
<i>päivä</i>	2,75	-
<i>yö</i>	1,10	-
Välityspalkkio	-	-0,24
Sähkövero	2,25	-
Kokonaiskeskiarvo	9,83	5,41

Vetyenergiavaraston varaustason trajektorin määrittäminen

Optimointimallin vuorokausittaisen luonteen vuoksi vetyenergiavaraston varaustaso on ohjattava vuoden aikana. Tätä varten tavoitefunktiossa on mukana sakkotermi $s(t)$, joka on määritelty vetyenergiavaraston varaustason ja suunnitellun tavoitearvon erotuksen neliön avulla yhtälöllä (15):

$$s(t) = \lambda \sum_{t \in Y} (SOC_{h_2}(t) - \theta(t))^2, \quad (15)$$

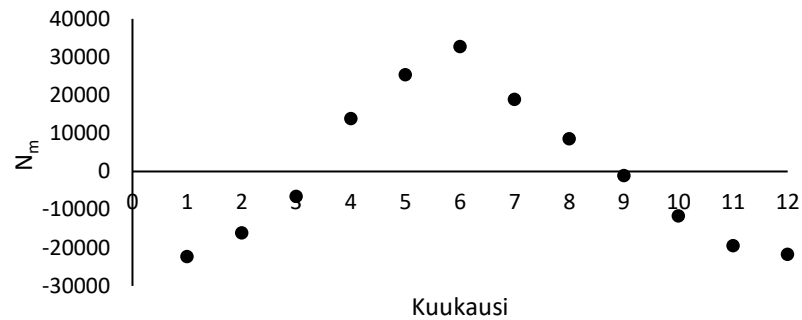
jossa $SOC_{h_2}(t)$ on vetyenergiavaraston varaustaso (engl. State of Charge) ja $\theta(t)$ varaustason suunniteltu trajektori ajanhetkellä t . λ on sakkokerroin, jolla säädetään sakkotermiä vaikutusta tavoitefunktiossa. Suuremmalla sakkokertoimen arvolla vetyvaraston varaustason poikkeama ohjauskäyrältä aiheuttaa suuremman ”kustannuksen”.

Varaustason suunniteltu tavoitearvo ajanhetkellä t $\theta(t)$ perustuu kuukausittaiseen nettoenergian määrään N_m , joka on määritetty yhtälöllä (16):

$$N_m = \sum_{t \in m} (P_{pv}'(t) - P_{kulutus}(t)), \quad (16)$$

jossa $P_{pv}'(t)$ on aurinkovoimalan tuottama teho ja $P_{kulutus}(t)$ kerrostalojen sähkönkulutus aika-askeleella t . Trajektorin määrittämisessä on käytetty sellaisen aurinkosähköjärjestelmän tehoprofiilia, jonka vuosituotanto kattaa 100 % tarkasteltujen kerrostalojen vuosikulutuksesta. Kun kuukauden m jokaisen tunnin t tuotannon ja kulutuksen erotus

lasketaan yhteen, saadaan tieto siitä, kuinka paljon aurinkoenergian tuotannossa on alitai ylijäämää kuukauden aikana. Kuvassa 9 N_m on esitetty kuukauden m funktiona.



Kuva 9. Kuukausittainen nettoenergia kuukauden funktiona

Kun kuukausittaiset nettoenergiat N_m kumuloidaan kuukauteen m asti, saadaan kumulatiivinen summa S_m (17):

$$S_m = \sum_{i=1}^m N_i, \quad (17)$$

joka kasvaa kevät- ja kesäkuukausina, kun omatuotanto ylittää kulutuksen ja pienenee syys- ja talvikuukausina, kun kulutus ylittää tuotannon.

Kumulatiivinen summa S_m normalisoidaan välille $[0, 1]$ yhtälöllä (18):

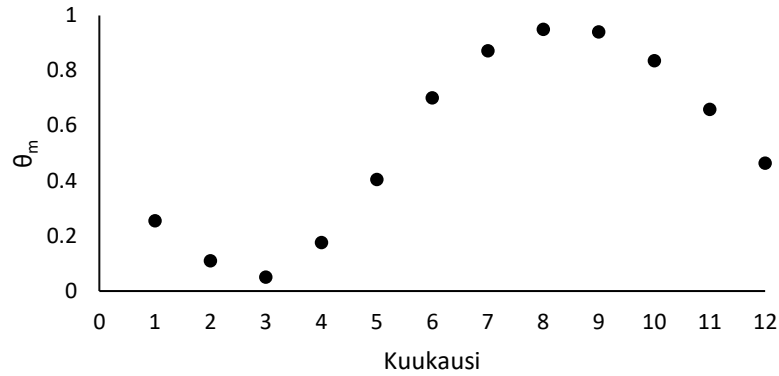
$$\tilde{S}_m = \frac{S_m - \min_m S_m}{\max_m S_m - \min_m S_m}, \quad (18)$$

jossa \tilde{S}_m on normalisoitu summa sekä $\min_m S_m$ ja $\max_m S_m$ summan S_m pienin ja suurin arvo.

Normalisoidulle summalle \tilde{S}_m suoritetaan lineaarikuvaus siten, että jokaiselle vetyvaraston varaustasolle saadaan joka kuukaudelle m tavoitearvo θ_m varaustason ylä- ja alarajojen väliltä yhtälön (19) avulla:

$$\theta_m = DOD_{h_2} + \tilde{S}_m(DOC_{h_2} - DOD_{h_2}), \quad (19)$$

jossa DOC_{h_2} ja DOD_{h_2} ovat vetyvaraston täytön ylä- ja alarajat (engl. depth of charge, depth of discharge). Tässä tutkimuksessa ne on asetettu arvoihin 95 % ja 5 %. Kuvassa 10 on esitetty vetyvaraston tavoitearvot kuukauden lopussa θ_m kuukauden funktiona.



Kuva 10. Vetyvaraston varaustason kuukausittainen tavoitearvo kuukauden funktiona

Jotta laskentamalli voi käyttää varaustason tavoitearvoja, on kuukausien tavoitearvot interpoloitava jokaiselle vuoden tunnille. Olkoon d_m päivien määrä kuukaudessa m (tammi-kuu 31, helmikuu 28 jne.); näin kumulatiivinen päivien määrä kuukauden m lopussa D_m voidaan esittää yhtälöllä (20):

$$D_m = \sum_{i=1}^m d_i \quad (20)$$

Kun D_m normalisoidaan välille $[0,1]$ jakamalla koko vuoden päivien määrällä D_{12} , saadaan kuukauden m viimeiselle tunnille arvo x_m väliltä $[0,1]$ lausekkeella (21):

$$x_m = \frac{D_m}{D_{12}} \quad (21)$$

Tällöin $x_1 = 31/365 (\approx 0,085)$ ja $x_{12} = 365/365 = 1$.

Nämä parit x_m ja θ_m (12 kpl) muodostavat solmupisteet interpolointia varten. Interpolointi suoritettiin Pythonilla kuutiosplini-interpolointina (engl. cubic spline interpolation). Kuutiosplini-interpolointimenettely on esitelty esimerkiksi lähteessä [119].

Interpoloinnin tuloksena jokaiselle vuoden tunnille t saadaan arvo x_t , joka voidaan esittää yhtälöllä (22):

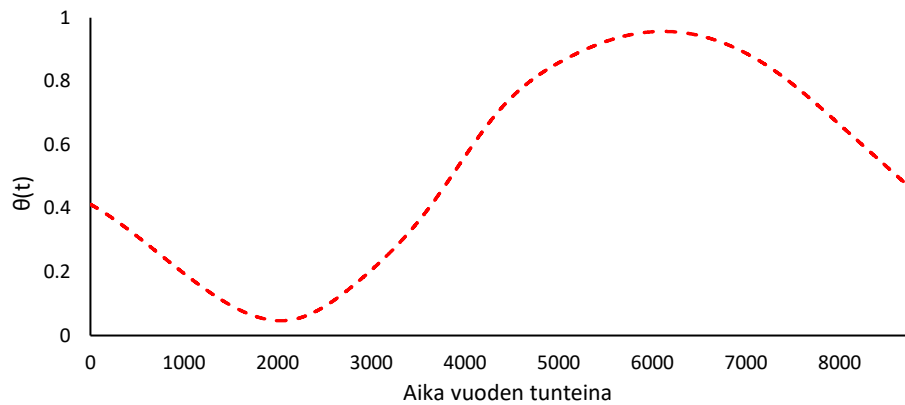
$$x(t) = \frac{t + 0,5}{24D_{12}} = \frac{t + 0,5}{8760} \quad (22)$$

Interpoloinnissa seurauksena jokainen tunti t keskitetään todellisten tuntien väliin; kun t saa arvoja väliltä $[0,8759]$, $x(t)$ saa arvoja väliltä $[\frac{0,5}{8760}, \frac{8759,5}{8760}] (\approx [0,1])$.

Kun jokaiselle tunnille t on arvo väliltä $[0,1]$, voidaan sille määrittää vetyvaraston varaustason arvo $\theta(t)$ interpoloinnissa muodostetun *spline-funktion* avulla:

$$\theta(t) = \text{spline}(x(t)). \quad (23)$$

Kuvassa 11 on esitetty interpoloinnin tuloksena saatu vetyvaraston varaustason tavoitearvo vuoden tunnin funktiona.



Kuva 11. Vetyvaraston varaustason tavoitearvo vuoden tunnin funktiona

Tämä toimii vetyvaraston varaustason trajektorina, ts. ohjaukikäyränä, jota varaustaso pyrkii seuraamaan tavoitefunktion sakkotermin mukaisesti.

Energiayhteisön energiatase

Optimointimallin toiminnalle asetetaan rajoitteita, jonka puitteissa sen mallintamat laitteet voivat toimia. Olennaisin rajoitteista on energiatase ajanhetkellä t (24):

$$P_{kulutus}(t) = P_{pv}(t) + P_{osto}(t) + P_{pk}(t) - P_{el}(t) - P_{syöttö}(t) - P_{komp}(t) - P_{akku}(t), \quad (24)$$

jossa $P_{kulutus}(t)$ on energiayhteisön sähkönkulutuksen teho, $P_{pv}(t)$ aurinkosähköjärjestelmän tuottama teho, $P_{osto}(t)$ verkosta ostettu sähköteho, $P_{pk}(t)$ polttokennoston tuottama sähköteho, $P_{el}(t)$ elektrolyysin käyttämä teho, $P_{komp}(t)$ kompressorin tehontarve ja $P_{akku}(t)$ akuston varauksensiirron teho ajanhetkellä t .

Akuston rajoitteet

Akuston varaustaso $SOC_{akku}(t)$ aika-askeleella t riippuu edellisestä aika-askeleesta, ja se on rajoitettu taseyhtälön (25) mukaisesti:

$$SOC_{akku}(t) = \begin{cases} SOC_{init,akku}, & t = 0 \\ SOC_{akku}(t-1) + 100 \frac{\eta_{akku} P_{akku}(t-1)}{E_{akku}}, & t \in T \setminus \{0\}, P_{akku}(t-1) \geq 0 \\ SOC_{bat}(t-1) - 100 \frac{P_{akku}(t-1)}{\eta_{akku} E_{akku}}, & t \in T \setminus \{0\}, \text{ muulloin} \end{cases} \quad (25)$$

Yhtälössä η_{akku} on akuston varauksensiirron hyötysuhde, E_{akku} akuston kapasiteetti sekä $P_{akku}(t-1)$ ja $SOC_{akku}(t-1)$ akuston varauksensiirron teho ja varaustaso edellisellä aika-askeleella. Vuoden ensimmäiselle tunnille akuston varaustaso on alustettu arvoon $SOC_{init,akku}$. Positiivisilla $P_{bat}(t)$ arvoilla akkua ladataan, jolloin energian taseyhtälössä (24) akusto kuluttaa tehoa ja negatiivisilla arvoilla akkua puretaan, jolloin se on tehonlähde. Tällä taseyhtälön muotoilulla akuston toiminta rajoittuu automaattisesti siten, että aika-askeleella t sen yhtäaikainen lataus ja purku on estetty.

Akkuenergiavaraston varaustaso $SOC_{akku}(t)$ on rajoitettu litiumionikemien kunnon säilyttämiseksi yhtälöllä (26):

$$DOD_{akku} \leq SOC_{akku}(t) \leq DOC_{akku}, \quad (26)$$

jossa DOD_{akku} ja DOC_{akku} ovat akuston lataus- ja purkurajat.

Akuston varauksensiirron teho on rajoitettu akun C-arvon mukaisesti yhtälöllä (27):

$$-\chi_{akku}E_{akku} \leq P_{akku}(t) \leq \chi_{akku}E_{akku}, \quad (27)$$

jossa χ_{akku} on akuston C-arvo.

Koska akuston varaustaso aika-askeleella t lasketaan edellisen aika-askeleen toimintaan perustuen, ja koska vuorokauden viimeisen tunnin jälkeen malli alustetaan uudelleen, mallin täytyy varmistaa, ettei vuorokauden viimeisen tunnin toiminta aiheuta seuraavan vuorokauden ensimmäisellä tunnilla mallin ratkaisemisen kannalta mahdotonta tilannetta. Jokaisen yhden vuorokauden ratkaisevan mallin toiminta siis sidotaan molemmin puolin olevien vuorokausien mallien kanssa. Tämä toteutettiin rajoitteella, jota kuvaa yhtälö (28):

$$\begin{cases} DOD_{akku}E_{akku} \leq SOC_{akku}(t) + 100 \frac{\eta_{akku}P_{akku}(t)}{E_{akku}} \leq DOC_{akku}E_{akku}, & t \in U, P_{akku}(t) \geq 0 \\ DOD_{akku}E_{akku} \leq SOC_{akku}(t) - 100 \frac{P_{akku}(t)}{\eta_{akku}E_{akku}} \leq DOC_{akku}E_{akku}, & t \in U, \text{ muulloin} \end{cases} \quad (28)$$

Yhtälössä U kuvaa joukkoa, joka muodostuu vuorokausien viimeisistä tunneista.

Vetyvaraston rajoitteet

Akkuenergiavaraston tapaisesti vetyvarastolle muodostetaan taseyhtälö (29):

$$SOC_{h_2}(t) = \begin{cases} SOC_{init,h_2}, & t = 0 \\ SOC_{h_2}(t-1) + 100 \frac{\eta_{el}P_{el}(t-1)}{E_{h_2}} - 100 \frac{P_{pk}(t-1)}{\eta_{pk}(t-1)E_{h_2}}, & \text{muulloin} \end{cases}, \quad (29)$$

jossa vetyvaraston varaustaso $SOC_{h_2}(t)$ riippuu edellisen aika-askeleen toiminnasta.

Yhtälössä $P_{el}(t - 1)$ ja $P_{pk}(t - 1)$ ovat elektrolyyserin ja polttokennoston tehot edellisellä ajanhetkellä. η_{el} ja η_{pk} ovat vastaavasti laitteiden hyötysuhteet, ja E_{h2} on vetyvaraston kapasiteetti. Vetyvaraston varaustaso on asetettu vuoden ensimmäiselle tunnille $SOC_{init,h2}$ avulla.

SOC_{h2} on rajoitettu yhtälöllä (30):

$$DOD_{h2} \leq SOC_{h2}(t) \leq DOC_{h2}, \quad (30)$$

jossa DOD_{h2} ja DOC_{h2} ovat vetyvaraston tyhjennyksen ja täytön rajat.

Elektrolyyserin ja polttokennojen tehot on rajoitettu ja niiden yhtäaikainen toiminta ajanhetkellä t on estetty binäärisen muuttujan $B_{h2}(t)$ avulla yhtälöillä (31) ja (32):

$$0 \leq P_{el}(t) \leq B_{h2}(t) P_{max,el}, \quad (31)$$

$$0 \leq P_{pk}(t) \leq (1 - B_{h2}(t)) P_{max,pk}, \quad (32)$$

joissa $P_{max,el}$ ja $P_{max,pk}$ kuvaavat elektrolyyserin ja polttokennoston tehojen maksimiarvoja.

$P_{max,el}$ ja $P_{max,pk}$ on määritetty elektrolyyserin ja polttokennojen nimellistehojen avulla yhtälöillä (33) ja (34):

$$P_{max,el} = \chi_{el} E_{h2} \eta_{el}, \quad (33)$$

$$P_{max,pk} = \frac{\chi_{pk} E_{h2}}{\eta_{pk}}, \quad (34)$$

joissa χ_{el} ja χ_{pk} kuvaavat laitteiden nimellistehoja, jotka on suhteutettu vetyvaraston kapasiteetin arvoon.

Myös vetyvaraston toiminta on sidottava vuorokausien välille. Jokaisen vuorokauden viimeisen tunnin $t \in U$ toiminta tulee rajoittaa sellaiseksi, ettei seuraavan vuorokauden ensimmäisellä tunnilla tule sellaista tilannetta, joka olisi mallin ratkaisemisen kannalta mahdoton. Vetyvaraston varaustason muutokselle on asetettu ala- ja ylärajat yhtälön (35) avulla:

$$DOC_{h2} E_{h2} - P_{max,el} \geq SOC_{h2}(t) \geq DOD_{h2} E_{h2} + P_{max,pk}, \quad t \in U \quad (35)$$

Yhtälössä (3) kuvatun kompressorin käyttämä teho sisältää epälineaarisen painesuhteen $\left(\frac{P_2}{P_1}\right)^{\frac{\gamma-1}{\gamma}} - 1$. Optimoinnin laskentatarpeiden keventämiseksi painesuhde linearisoitiin Excelin lineaarisen regression työkalulla muotoon $y = \alpha x + \beta$, jolloin yhtälön (3) kompressorin tehontarve $P_{komp}(t)$ ajanhetkellä t voidaan esittää yhtälöllä (36):

$$P_{komp}(t) = \frac{\frac{\eta_{el} P_{el}(t)}{HHV_{h2}} M_{h2} c_{p,h2} T_{komp}}{\eta_{komp}} (\alpha p_{ka}(t) + \beta), \quad (36)$$

jossa HHV_{h2} on vedyn ylempi lämpöarvo, M_{h2} vedyn moolimassa ja $c_{p,h2}$ ominaislämpökapasiteetti, T_{komp} kompressorin lämpötila ja η_{komp} kompressorin hyötysuhde. Lineaaristen regressiokertoimien α ja β arvot on esitetty taulukossa 7. Kompressorin tehontarpeen laskennan tarkentamiseksi yhtälössä käytetään vetysäiliön kahden peräkkäisen aika-askeleen välisen paineen keskiarvoa $p_{ka}(t)$.

Taulukko 7. Kompressorin painesuhteen linearisoinnissa käytetyt regressiokertoimet.

Kerroin	α	β
Arvo	$9,402 \cdot 10^{-8}$	1,631

$p_{ka}(t)$ saadaan yhtälöstä (37):

$$p_{ka}(t) = \begin{cases} p_{tankki}(t), & t = 0 \\ \frac{p_{tankki}(t) + p_{tankki}(t-1)}{2}, & \text{muulloin} \end{cases}, \quad (37)$$

jossa $p_{tankki}(t)$ ja $p_{tankki}(t-1)$ kuvaavat vetysäiliössä vallitsevaa painetta kahdella peräkkäisellä aika-askeleella.

$p_{tankki}(t)$ on määritetty yhtälöllä (38):

$$p_{tankki}(t) = \begin{cases} \frac{SOC_{h2}(t)}{100} \frac{E_{h2}}{HHV_{h2}} \frac{R_u T_{tankki}}{V_{tankki}}, & t = 0 \\ \left(\frac{SOC_{h2}(t-1)}{100} \frac{E_{h2}}{HHV_{h2}} + \dot{n}(t) \right) \frac{R_u T_{tankki}}{V_{tankki}}, & \text{muulloin} \end{cases}, \quad (38)$$

joka perustuu vedyn reaalikaasuyhtälön (2) sijaan ideaalikaasun tilayhtälöön [120] laskennan yksinkertaistamiseksi. Tämän menettelyn todetaan aiheuttavan laskennassa pientä virhettä.

Yhtälössä (38) R_u on kaasuvakio, V_{tankki} vetysäiliön tilavuus ja \dot{n} vedyn nettomoolivirta vetysäiliöön tai sieltä ulos. Yhtälössä vetytankin paine on alustettu vuoden ensimmäiselle tunnille hyödyntäen vetytankin tilavuutta ja ensimmäiselle tunnille alustettua varustason arvoa.

Vedyn nettomoolivirta tunnilla t saadaan yhtälöllä (39):

$$\dot{n}(t) = \left(\eta_{el} P_{el}(t) - \frac{P_{pk}(t)}{\eta_{pk}} \right) \frac{1}{HHV_{h2}}, \quad (39)$$

joka perustuu vetykoneiden toimintaan samaisella aika-askeleella.

Vetytankin tilavuus ratkaistaan yhtälöstä (40):

$$V_{tankki} = \frac{E_{h2} R_u T_{tankki}}{HHV_{h2} p_{max}}, \quad (40)$$

joka perustuu vetytankin maksimipaineeseen p_{max} .

Sähköverkkotoiminnan rajoite

Sähkön yhtäaikainen osto ja myynti on rajoitettu binääristä muuttujaa $B_{verkko}(t)$ hyödyntäen yhtälöillä (41) ja (42):

$$0 \leq P_{osto}(t) \leq B_{verkko}(t)P_{max,verkko}, \quad (41)$$

$$0 \leq P_{syöttö}(t) \leq (1 - B_{verkko}(t))P_{max,verkko}, \quad (42)$$

joissa $P_{max,verkko}$ on sähkön sähköverkosta ostamisen ja sähköverkkoon syöttämisen maksimiteho.

Taulukoidut parametrit

Laskennassa käytetyt tekniset parametrit ja niiden arvot on esitetty taulukossa 8. Kustannusparametrit ja niiden arvot on esitetty taulukossa 9.

Taulukko 8. Laskennassa käytetyt tekniset parametrit

Parametri	Arvo	Yksikkö	Parametri	Arvo	Yksikkö
Laitteiston tekniset parametrit			Termodynaamiset parametrit		
η_{akku}	0,98	-	$c_{p,h2}$	14,05	kJ/kg K
η_{el}	0,74	-	R_u	8,3145	J/mol K
η_{pk}	0,7	-	HHV_{h2}	0,07945	kWh/mol
η_{komp}	0,8	-	M_{h2}	0,002016	kg/mol
η_{pv}	0,27	-	p_{max}	350	bar
χ_{el}	0,002	kW/kWh	p_1	1,01325	bar
χ_{pk}	0,001	kW/kWh	T_{tankki}	298	K
χ_{komp}	0,0002	kW/kWh	T_{komp}	298	K
χ_{akku}	0,2	-			
DOD_{akku}, DOC_{akku}	0,1; 0,9	-			
DOD_{h2}, DOC_{h2}	0,05; 0,95	-			
$SOC_{init,h2}$	0,4	-			
$SOC_{init,akku}$	0,5	-			
$P_{max,verkko}$	200	kW			

Taulukko 9. Laskennassa käytetyt kustannusparametrit

Parametri	Arvo	Yksikkö	Parametri	Arvo	Yksikkö
$C_{vertailu}$	25 380	€	$C_{op,tankki}$	0,023	-
$C_{inv,tankki}$	10	€/kWh	$C_{op,el}$	0,035	-
$C_{inv,el}$	1300	€/kW	$C_{op,pk}$	0,04	-
$C_{inv,pk}$	1700	€/kW	$C_{op,komp}$	0,015	-
$C_{inv,komp}$	1250	€/kW	$C_{op,akku}$	0,021	-
$C_{inv,akku}$	250	€/kWh	$C_{op,pv}$	0,02	-
$C_{inv,pv}$	1000	€/kWp	i_d	0,051	-
L_{tankki}	24	a			
L_{el}	17	a			
L_{pk}	14	a			
L_{komp}	20	a			
L_{akku}	12	a			
L_{pv}	30	a			

Laskenta toistettiin 10:lle akkuenergiavaraston kapasiteetin arvolle väliltä [0, 200] kWh jokaista vetyvaraston kapasiteettia kohden. Vetyvaraston kapasiteetille määritettiin 40 arvoa väliltä [0, 10 000] kWh. Laskennan tuloksena saatiin jokaisen vetyvaraston ja akuston kapasiteettiyhdistelmän investoinnista ja operoinnista koituvat kokonaiskustannukset. Tämä suoritettiin jokaiselle 3 aurinkosähköjärjestelmän nimellisteholle.

Tietotekniset tiedot

Laskenta suoritettiin Intel Core i3-7020U-prosessorilla 2.30 GHz:n taajuudella Lenovon PC:llä, 8 gigatavun RAM-muistilla. Yhden 24 h mallin laskemiseen aikaa kului noin 0,25 s ja kokonaisen vuoden laskentaan noin 90 s. Yhden 24 tunnin mallin laskentatekniset tiedot on esitetty taulukossa 10.

Taulukko 10. *Suoritettun laskennan tietotekniset tiedot*

binäärimuuttujien lukumäärä	48
ei-kokonaislukumuuttujien lukumäärä	340
rajoitteiden lukumäärä	144
laskenta-aika	0,25 s

4.4 Herkkyysanalyysi

Valmiille mallille toteutettiin herkkyysanalyysi, jossa laskenta suoritettiin yhdelle valitulle teknologiayhdistelmälle muuttaen yhden muuttujan arvoa kerrallaan, pitäen muiden muuttujien arvot ennallaan. Herkkyysanalyysin tarkoituksena oli selvittää tiettyjen muuttujien ja parametrien vaikutuksia tavoitefunktion arvoon. Herkkyysanalyysissä säädettiin aurinkovoimalan, vetytankin ja akuston investointihintoja sekä sähköenergian hintatasoa kertomalla alkuperäisiä arvoja 0,7–1,3:lla. Sähkön markkinahinnan tapauksessa vuoden jokainen tuntihinta kerrottiin edellä mainituilla kertoimilla. Näiden lisäksi sakkokertoimen suuruutta muutettiin kertomalla sen alkuperäistä arvoa 0,125–8:lla.

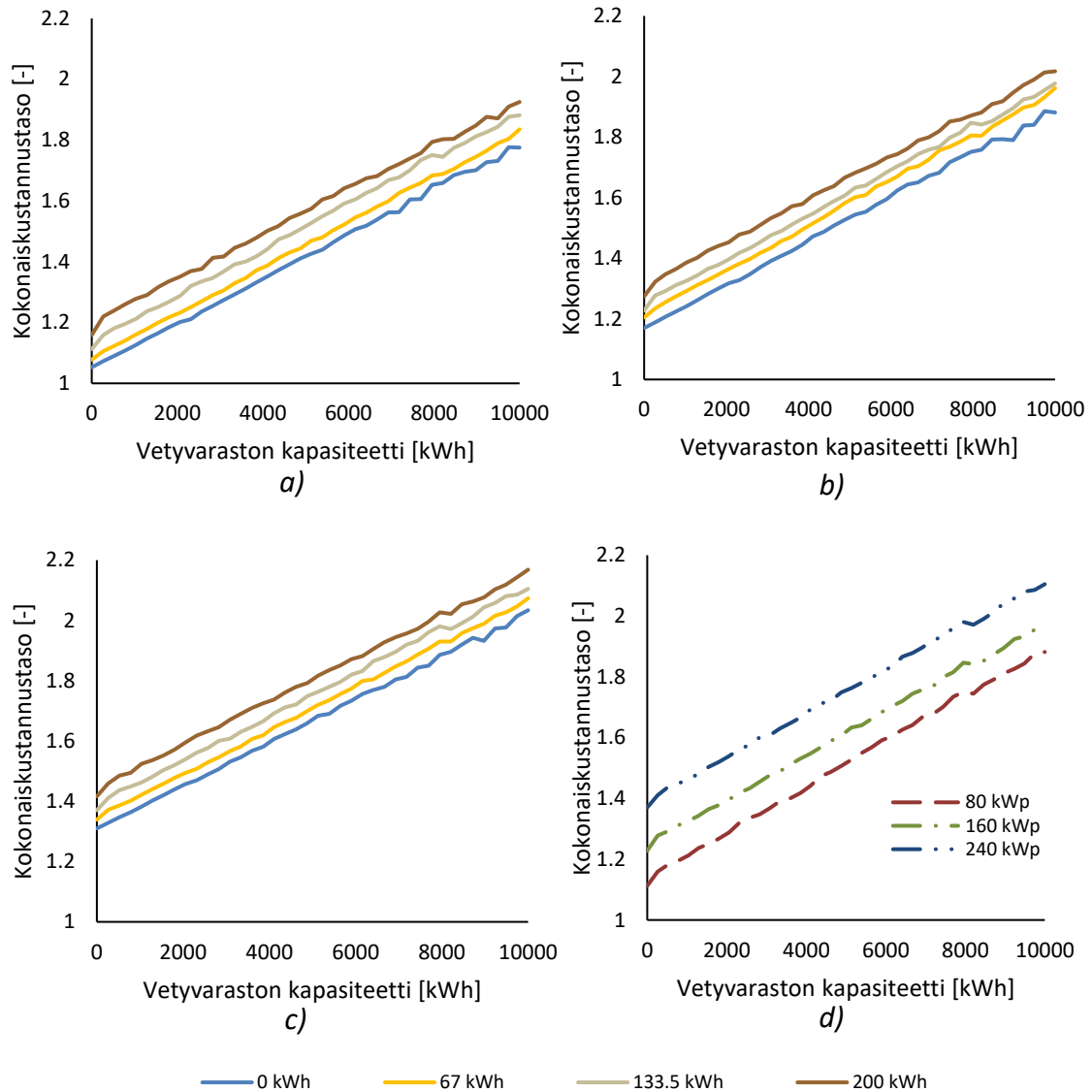
Herkkyysanalyysiin valittiin edellä mainitut muuttujat, sillä niiden oletettiin vaikuttavan tavoitefunktion arvoon voimakkaimmin. Elektrolyyserin, polttokennoston ja kompressorin hintatasot jätettiin herkkyysanalyysin ulkopuolelle, sillä niiden vaikutuksen tavoitefunktion arvoon oletettiin olevan pieni niiden mitoituksessa määritetyn koon vuoksi. Muuttujan vaikutus tavoitefunktion arvoon mitattiin tavoitefunktion arvon muutoksena.

5. TULOKSET JA TARKASTELU

Tämä luku käsittää työn tulosten esittämisen ja niiden tarkastelun. Alaluvussa 5.1 esitellään laskennan päätulokset, jotka koostuvat energiayhteisöön sijoitettavien teknologioiden vaikutuksesta kerrostaloryhmän sähkönkulutuksen kokonaiskustannuksiin. Alaluvussa 5.2 tarkastellaan energian varastointijärjestelmän toimintaa. Alaluku 5.3 esittelee eräille laskennan parametreille suoritettun herkkyysanalyysin tulokset. Alaluvussa 5.4 tarkastellaan tulosten merkittävyyttä sekä mallinnusmenetelmien että energian monivarastointijärjestelmien kehityksen näkökulmasta.

5.1 Energian varastointijärjestelmän koko ja kustannukset

Kuvassa 12 on esitetty laskennan päätulokset. Laskennassa tarkasteltujen akuston ja vetyenergiavaraston kapasiteettiyhdistelmien tuottama yhteisön kokonaiskustannustaso on esitetty kuvaajissa 12a–c vetyenergiavaraston kapasiteetin funktiona. Jokaisen kuvaajan käyrästä koostuu 4 käyrästä, jotka kukin edustavat tiettyä akuston kapasiteetin arvoa; näin kuvaajissa on esitetty sekä vetyvaraston että akuston kapasiteetin vaikutus energiayhteisön kokonaiskustannuksiin. Kuvaajat 12a–c erottavat toisistaan laskennassa käytetty aurinkovoimalan nimellistehon arvo, joka kuvaajassa 12a on 80 kWp, kuvaajassa 12b 160 kWp ja kuvaajassa 12c 240 kWp. Aurinkovoimalan nimellistehon vaikutusta kokonaiskustannuksen tasoon on kuvattu myös kuvaajassa 12d, joka kuvaa järjestelmän kustannustasoa vetyvaraston kapasiteetin funktiona. Tässä kuvaajassa akuston kapasiteetti on asetettu 133,5 kWh:iin, ja kukin käyrästä sarja edustaa eri aurinkovoimalan nimellistehoa. Kuvaajista 12a–d nähdään sekä energiavarastotyyppien että aurinkovoimalan koon järjestelmän kokonaiskustannuksia nostava vaikutus.

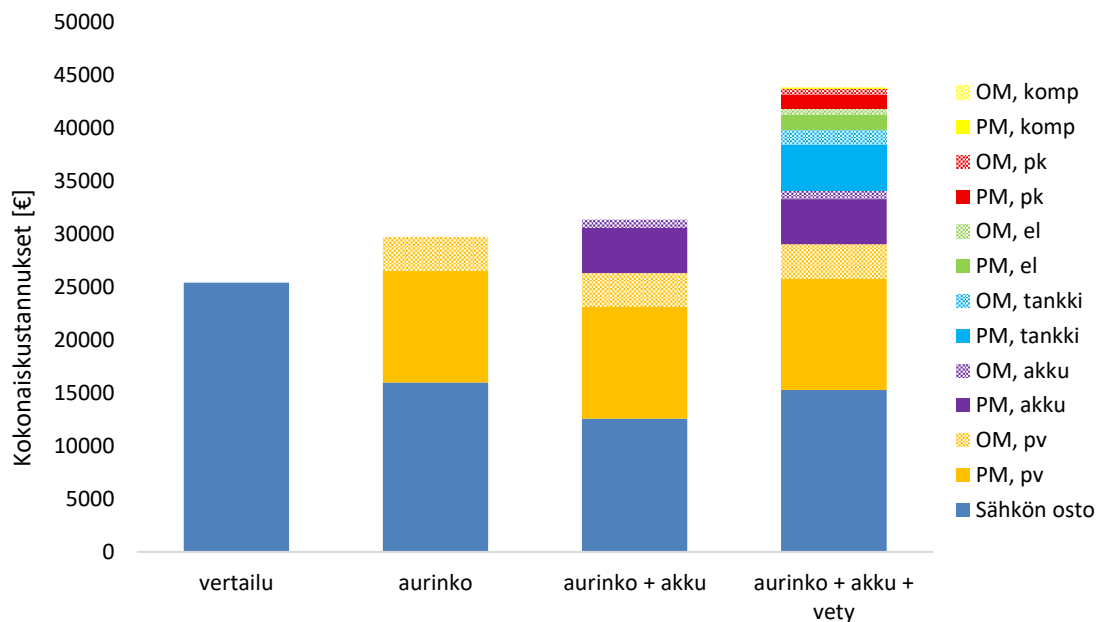


Kuva 12. Energiayhteisön kokonaiskustannustaso vetyvaraston kapasiteetin funktiona eri energiavarastointiyhdistelmille ja aurinkovoimalan nimellistehoille. a–c) Akuston ja vetyvaraston kapasiteetin vaikutus kustannuksiin, kun aurinkovoimalan nimellisteho on a) 80 kWp, b) 160 kWp ja c) 240 kWp. d) Aurinkovoimalan nimellistehon vaikutus kustannuksiin, kun akuston kapasiteetti on kiinteä 133,5 kWh.

Olellainen tulos on, että laskennassa ei löydetty sellaista energiavarastoyhdistelmää, johon investoiminen olisi taloudellisesti kannattavaa. Vertailutilanteen kustannustaso on kuvattu kuvaajissa arvolla 1. Jokaisen tutkitun aurinkosähköjärjestelmän nimellistehon ja energiavaraston kapasiteetin yhdistelmän kokonaiskustannukset ylittävät vertailutilanteen kustannukset. Kuvan 12 kuvaajien perusteella energiayhteisön kokonaiskustannukset ovat lähes lineaarisesti riippuvaisia vetyvaraston, akuston ja aurinkovoimalan koosta; minkä tahansa resurssin kapasiteetin kasvattaminen kasvattaa kokonaiskustannuksia. Laskentatapauksista alin kokonaiskustannusten taso saavutetaan tapauksessa, jossa

investoidaan pelkästään 80 kWp:n aurinkoenergiajärjestelmään ilman joustoressusseja. Tällöin kokonaiskustannusten tason arvoksi saadaan 1,05, joka vastaa noin 26 700 euron vuosittaisia kustannuksia.

Kuvassa 13 on esitetty eräiden laskennassa tutkittujen energiaratkaisujen kokonaiskustannuksia. Kuvaajasta nähdään eri kustannuslähteiden osuudet kokonaiskustannuksiin. Laitteiden osalta kustannukset koostuvat investointi- ja käyttökustannuksista. Investointi- ja käyttökustannusten osuudet laitteiden kustannuksista on kuvattu pylväskuvaajassa tasaisesti ja kuviollisesti täytetyillä osilla. Sähköenergian ostosta koituvat kustannukset koostuvat taulukon 6 mukaisesti. Vertailutilanteen kustannukset koostuvat pelkästään sähköenergian ostosta koituvista kustannuksista. Tämän lisäksi kuvassa on esitetty energiaratkaisuja, jotka koostuvat 160 kWp:n aurinkovoimalasta, aurinkovoimalasta ja 150 kWh:n akustosta sekä aurinkovoimalasta, akustosta ja 6000 kWh:n vetyvarastosta.



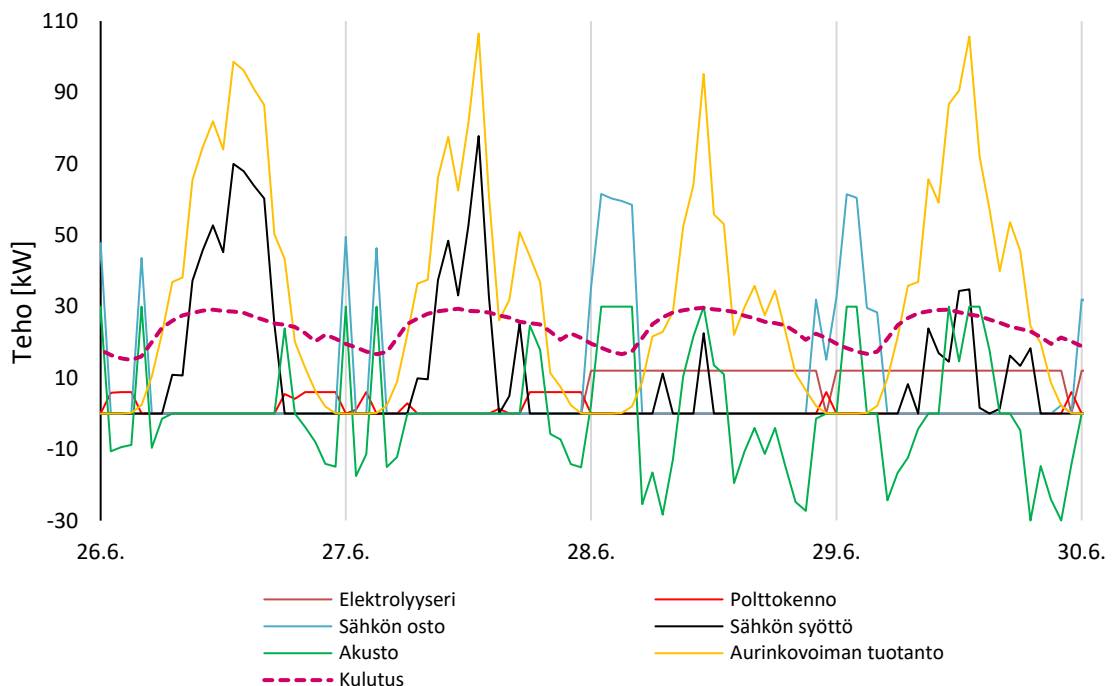
Kuva 13. Eräiden energiaratkaisujen kustannuksia; 160 kWp:n aurinkovoimala, 150 kWh:n akusto ja 6000 kWh:n vetyenergiavarasto.

Aurinkovoimalan asentaminen kerrostalojen käytettäväksi laskee huomattavasti sähkön ostokustannuksia, kun etenkin kesäaikaan sähkön oston tarve vähentyy hankintakustannuksiltaan ilmaisen aurinkoenergian myötä. Aurinkovoimala ei kuitenkaan laske kustannuksia tarpeeksi, sillä kokonaiskustannukset ylittävät vertailutilanteen kustannukset. Jouston lisääminen akkuenergiavaraston muodossa tehostaa aurinkovoimalan tuottaman sähkön käyttöä, kun sitä voidaan käyttää vuorokauden kalleimpina tunteina. Akuston oman kustannustason vuoksi kokonaiskustannukset eivät laske verraten tilanteeseen, jossa akustoa ei ole, vaikka akuston tarjoama jousto laskeekin edelleen sähkön hankintakustannuksia.

Kuvaajan skenaarioista suurimmat kokonaiskustannukset aiheutuvat, kun energiayhteisöön sijoitetaan energian monivarastointijärjestelmä. Vetyvarastoon liittyvät kustannukset lisäävät kokonaiskustannusten tasoa. Huomattavaa on, että energian kausivarastointiin tarkoitetun vetyvaraston lisääminen järjestelmään kasvattaa sähkön hankintakustannuksia. Energian monivarastointijärjestelmä ei siis onnistu löytämään tapaa, jolla sähkön hankintakustannukset laskisivat verrattuna tilanteeseen, jossa vetyvarastoon ei investoida.

5.2 Energiavarastojen operoinnin tarkastelu

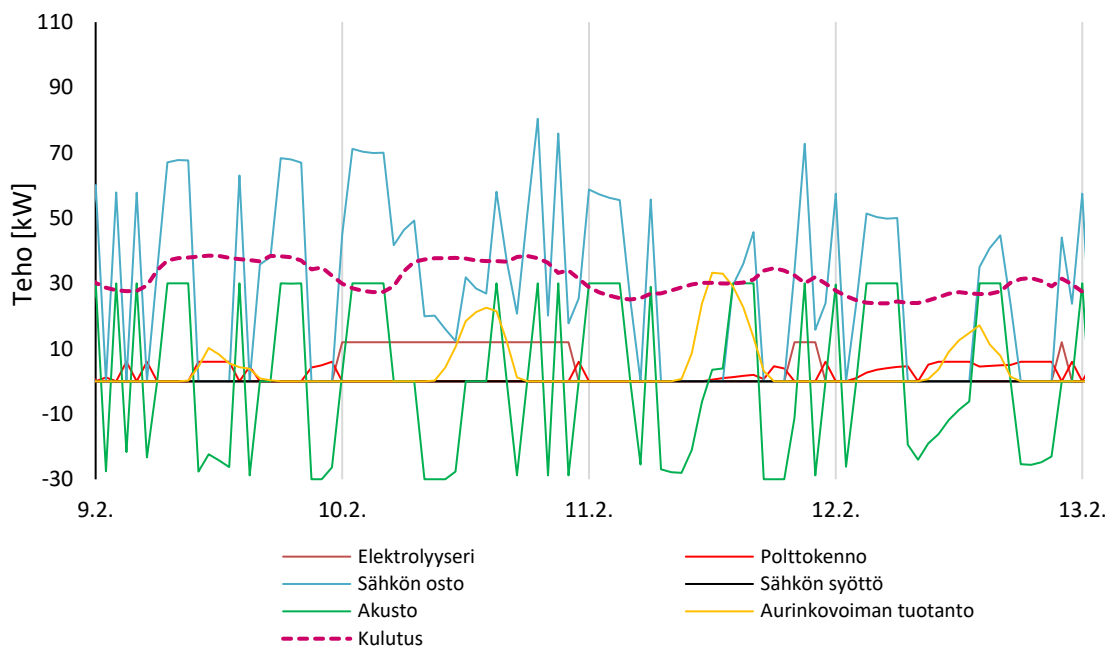
Laskennan tuloksena saadaan myös optimaalinen energiavarastojen tuntikohtainen operointi. Kuvassa 14 on esitetty energian monivarastointijärjestelmän toimintaa yhtenä kokonaisuutena neljän päivän ajalta mielivaltaisesti valitulta ajankohdalta kesällä. Vastaavasti kuvassa 15 on esitetty varastointijärjestelmän toimintaa talviaikaan. Kuvista nähdään akuston purku ja lataus, sähkön osto ja myynti sekä elektrolyysin ja polttokennoston toiminta tuntitehoina. Näiden lisäksi kuvaajiin on piirretty aurinkovoimalan tuottama sähköteho sekä kerrostalojen tehontarve.



Kuva 14. Mallin toiminta, kesä

Kuvaajasta 14 huomataan, että kesällä aurinkovoimalan tuottamaa sähköä ei suurilta osin saada hyödynnettyä, vaan energiavarastoista huolimatta ylijäämätuotantoa joudutaan syöttämään verkkoon. Akuston kapasiteetti ja elektrolyysin teho rajoittavat aurinkosähkön talteenottoa. Vetyvaraston varaustasoa ohjaa myös määritetty trajektorii,

minkä vuoksi malli toisinaan pidättäytyy ajamasta elektrolyyseriä ilmaisen aurinkosähkön saatavuudesta huolimatta. Elektrolyyserin ollessa käynnissä sitä ajetaan usein täydellä teholla usean perättäisen tunnin ajan, kun taas akuston lataus- ja purkutapahtumat ovat usein yhden tunnin mittaisia piikkejä. Akustoa ladataan sekä päivällä aurinkovoimaa tuottaessa että yöaikaan, jolloin sen lataaminen tapahtuu korkeilla tehoilla sähköverkkoa käyttäen. Kesällä sähkön ostotapahtumat sijoittuvat yöaikaan, kun aurinkovoimaa ei ole saatavilla. Tämä johtuu siitä, että sähkön yhtäaikainen osto ja myynti on estetty, jolloin päivällä sähköä ei voida ostaa.



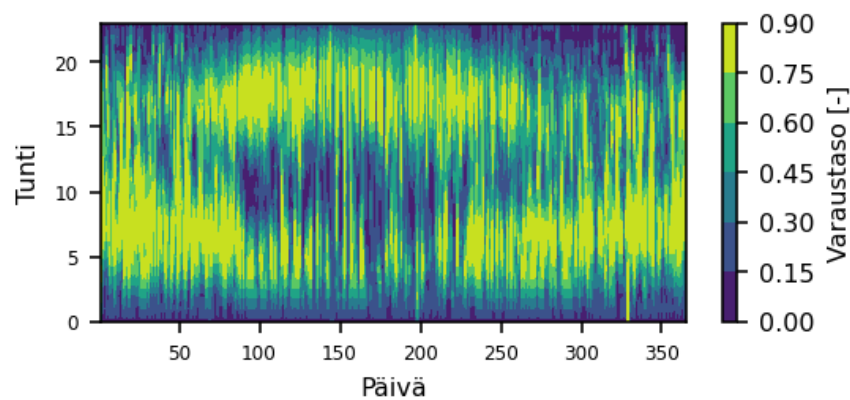
Kuva 15. Mallin toiminta, talvi

Kuvasta 15 huomataan, että talvella sähköä ostetaan enemmän vähäisen aurinkovoiman tuotannon vuoksi. Sen sijaan kuvaajassa tarkasteltavan ajanjakson aikana verkkoon ei syötetä sähköä lainkaan. Sähkön ostotehoon vaikuttaa sekä akuston lataustapahtumat että kerrostalojen sähkön käyttö. Akustolla on useita lataus- ja purkupiikkejä vuorokauden aikana. Myös elektrolyyseri on toiminnassa kuvaajassa näkyvän ajanjakson aikana lähes vuorokauden yhtäjaksoisesti. Tämä on seurausta vetyvaraston varaus-tason trajektorin seuraamisesta; todellisuudessa vetyvaraston täyttäminen tuotantova-jeen aikana ei ole optimaalista.

Huomioitavaa mallin toiminnasta sekä kesän että talven aikana on sähköverkon käytön huipputehot. Sähkön ostoteho voi joinain tunteina nousta jopa kaksinkertaiseksi kerros-talojen tehontarpeeseen verrattuna, sillä sähkön ostoteho on rajoitettu mallin muodos-

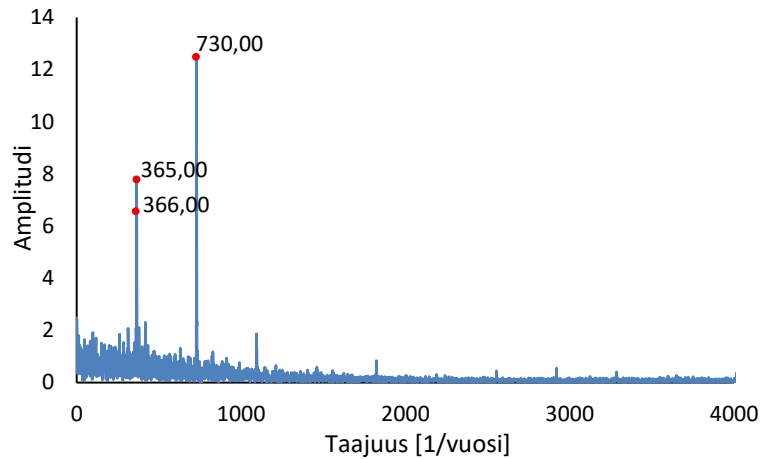
tusvaiheessa samansuuruiseksi kuin sähkön myyntiteho (200 kW). Myös sähkön myyntitehot nousevat toisinaan korkealle, sillä sen täytyy luopua tuotetusta sähköstä, jota ei pystytä täysin hyödyntämään. Sähköverkon käytön korkeiden huipputehojen esiintyminen ei olisi optimaalista, jos mallin tavoitteena olisi pienentää huipputehoja tai yhteisön sähkö sopimuksessa olisi tehopohjainen komponentti.

Energiavarastojen toiminnan yksityiskohtaisempaan tarkasteluun valitaan järjestelmä, jossa energiayhteisöön on liitetty 160 kWp aurinkovoimala, 150 kWh:n akkuenergiavarasto sekä 6000 kWh:n vetyenergiavarasto. Kuvassa 16 on esitetty akkuenergiavaraston varaustaso vuoden jokaisena tuntina. Kuvasta voidaan havaita akuston vuorokausittainen latautuminen ja purkautuminen.



Kuva 16. 150 kWh akkuenergiavaraston varaustaso vuoden aikana

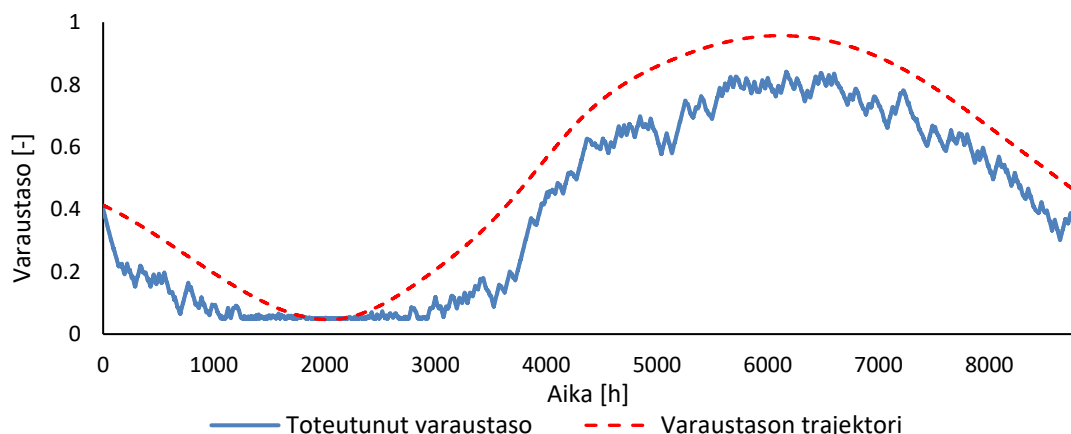
Vaikka akkuenergiavaraston malli toimii osittain odotetusti yhden vuorokauden mittaisella lataussyklillä, on sen ajotavassa muuta ajallista vaihtelua. Kuvan perusteella akuston lataus- ja purkuajankohdissa on eroja vuodenaikojen välillä. Kevään ja kesän aikana akusto näyttää latautuvan selkeämmin iltopäivän aikana, kun muina vuodenaikoina se latautuu useammin myös aamupäivällä. Kuvaajasta nähdään myös, että akuston varaustaso saavuttaa usein vuorokauden aikana yhden huipun sijaan kaksi huippua. Tätä tukee myös kuvassa 17 esitetty akkuenergiavaraston varaustason taajuusspektri. Taajuusspektri on laadittu suorittamalla akuston varaustason aikasarjalle nopea Fourier-muunnos, joka on esitelty lyhyesti alaluvussa 2.3.



Kuva 17. 150 kWh:n akkuenergiavaraston varaustason taajuusspektri

Taajuusspektri osoittaa, että akuston varaustason taajuuksista suurimman amplitudin saavuttaa aalto, joka värähtelee 730 kertaa vuoden aikana. Vaikka akustolla esiintyy vuorokauden aikana yhtä lataussykliä, on sillä taajuusspektrin perusteella selkeästi useammin kaksi lataussykliä vuorokauden aikana. Akusto siis onnistuu osittain vastaamaan sähkönkulutuksen vuorokauden sisäiseen vaihteluun, mutta suurimmilta osin se pyrkii muodostamaan kaksi sykliä vuorokaudessa. Sekä aurinkovoiman tuotannon että vetyvaraston kausittaisen luonteen uskotaan vaikuttavan akkuenergiavaraston vaihtelevaan ajotapaan, mutta tarkan syy-seuraussuhteen osoittaminen on haasteellista.

Mallin määrittämän vetyenergiavaraston toteutuneen varaustason ja varaustason suunnitellun trajektorin kuvaaja on esitetty kuvassa 18. Kuvaajasta nähdään energian kausivarastolle ominainen yksi vuoden mittainen sykli.

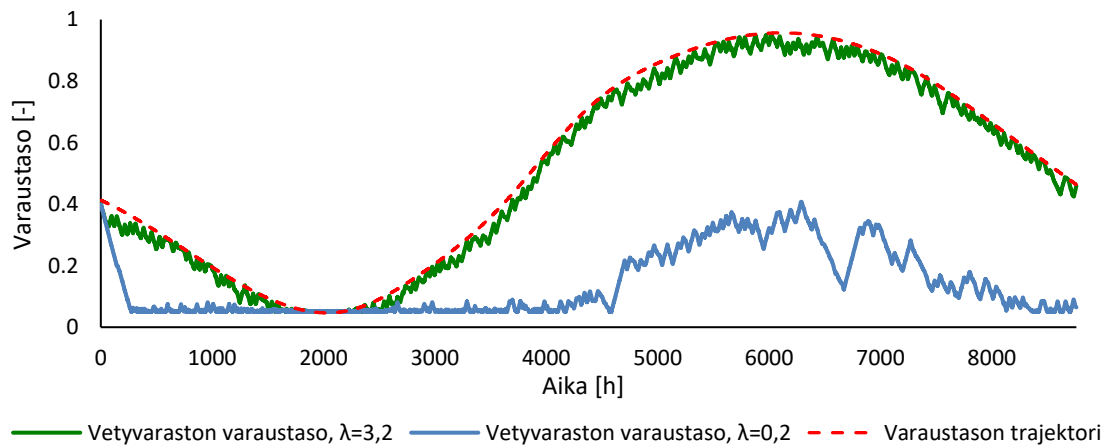


Kuva 18. 6000 kWh vetyenergiavaraston varaustaso vuoden aikana

Vetyvaraston varaustason käyttäytymiseen vaikuttaa sen ajotavasta aiheutuvien kustannusten lisäksi suunnitellulta trajektorilta poikkeamisesta aiheutuva kustannus. Lasken-

nassa käytetyllä sakkokertoimen arvolla vetyvaraston varaustasolle on edullisinta seurata suunniteltua trajektoria siten, että se pysyttelee huomattavasti ohjauskäyrän alapuolella; esimerkiksi suurin mallin saavuttama varaustaso on 84 % rajoitteiden salliman 95 %:n sijaan. Täten malli jättää hyödyntämättä käytettävissä olevasta varastointikapasiteetista noin 650 kWh.

Sakkokertoimen arvon muuttaminen vaikuttaa merkittävästi vetyvaraston varaustason käyttäytymiseen. Suuremmalla sakkokertoimen arvolla vetyenergiavarasto tavoittaa ohjauskäyrän tarkemmin, kun taas pienemmällä sakkokertoimen arvolla malli poikkeaa suunnitellulta trajektorilta enemmän. Kuvassa 19 on esitetty sakkokertoimen vaikutus vetyvaraston varaustason käyttäytymiseen. Kuvaajasta havaitaan 6000 kWh:n vetyenergiavaraston varaustason käyttäytyminen, kun sakkokertoimen λ arvo on kasvatettu 4-kertaiseksi ja pienennetty 0,25-kertaiseksi.

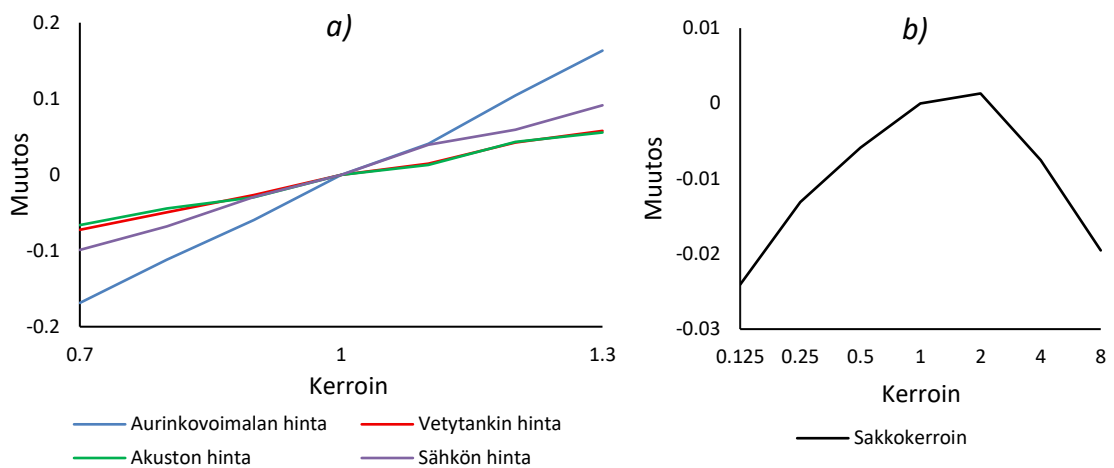


Kuva 19. 6000 kWh vetyvaraston varaustaso eri sakkokertoimien arvoilla

Kuvasta nähdään, että suuremmalla sakkokertoimen arvolla malli seuraa varaustason ohjauskäyrää hyvin tarkasti. Tällöin yhden vuorokauden mittaista operointia optimoitaessa elektrolyysin ja polttokennoston ajotavoille jää hyvin vähän mahdollisuuksia joustaa. Toisaalta trajektorin noudattaminen hyödyntää tehokkaammin vetyvaraston koko kapasiteettia. Vastaavasti pienellä sakkokertoimen arvolla vetyvaraston varaustaso ei juurikaan seuraa ohjauskäyrää, ja sen toiminnassa ei ole nähtävissä kausivaraston piirteitä. Kevään ja alkukesän aikana malli ei käytä vetyenergiavarastoa lähes lainkaan. Pienellä sakkokertoimen arvolla vetyvaraston käyttäytymisestä puuttuu myös jaksollisuus; vuoden loppupuolella malli ei pyri saavuttamaan varaustasoa, joka olisi lähellä vuoden alussa olevaa varaustason arvoa.

5.3 Herkkyysanalyysi

Herkkyysanalyysi suoritettiin energiayhteisölle, jonka energiajärjestelmä koostui 160 kWp:n aurinkovoimalasta, 6000 kWh:n vetyvarastosta ja 150 kWh:n akustosta. Herkkyysanalyysin eräiden kohteena olleiden muuttujien ja parametrien vaikutus energiayhteisön kokonaiskustannustasoon on kuvattu kuvassa 20. Kuvaajassa 20a on esitetty kokonaiskustannustason muutos aurinkovoimalan, vetytankin, akuston ja sähkön hinnan kertoimien funktioina. Kuvaajan x-akselilla on kerroin, jolla muuttujan arvoa on kerrottu. Y-akselilla on kokonaiskustannustason muutos alkuperäisen laskennan kokonaiskustannustasosta. Kuvaajassa 20b on esitetty vastaavasti sakkokertoimen vaikutus kokonaiskustannustasoon. Tämän kuvaajan x-akseli noudattaa logaritmista asteikkoa, jonka kantaluku on 2.



Kuva 20. Herkkyysanalyysin kohteina olleiden parametrien vaikutus kokonaiskustannustasoon

Herkkyysanalyysin kohteena olleista parametreista aurinkovoimalan investointihinnalla on suurin vaikutus energiayhteisön kokonaiskustannuksiin. Energiayhteisön kokonaiskustannustaso muuttuu hyvin lineaarisesti nostettaessa tai laskettaessa aurinkovoimalan investointihintaa. Myös muiden tarkasteltujen hintatasojen muutoksen vaikutus kokonaiskustannuksiin on lähes lineaarinen. Sähköenergian markkinahinnalla on toiseksi suurin vaikutus kokonaiskustannuksiin energiavarastojen sijasta. Energian varastokomponenttien hintatason vaikutuksen kustannustasoon oletettiin olevan suurempi em. parametreihin verrattuna.

Vaikka vetyvaraston sakkokertoimen vaikutus kokonaiskustannuksiin on pienin herkkyysanalyysin kohteina olleista parametreista, on sen vaikutus kuitenkin merkittävä. Sekä pienentämällä että kasvattamalla sakkokertoimen arvoa alkuperäisestä arvosta kokonaiskustannukset laskevat. Sakkokertoimen arvon suurentaminen ohjaa mallia käyt-

tämään tehokkaammin koko vetyvaraston kapasiteettia, mikä johtaa matalampiin käytöstä aiheutuviin kustannuksiin; noudattamalla tiukemmin vetyvaraston varaustason ohjauksikäyrää sähkön ostosta koituvat kustannukset pienenevät. Toisaalta kokonaiskustannukset laskevat sakkokertoimen pienentämisen seurauksena, mutta silloin vetyvaraston toiminta ei muistuta energian kausivaraston toimintaa. Sakkokertoimen vaikutus kustannustasoon kertoo siitä, että valittu vetyvaraston mallinnustapa ei tuottanut täysin optimaalista tulosta.

5.4 Tulosten tarkastelu ja pohdinta

Työn tulokset vastasivat suurilta osin odotuksia, ja ne olivat osittain samantapaisia alan muun tutkimuksen tuloksiin verrattuna. Laskennan tärkeimpinä tavoitteina oli selvittää energian varastointiteknologioiden vaikutuksia asuinrakennusten sähkönkulutuksen kustannuksiin ja osoittaa varastointijärjestelmän operointitavan vaikutuksia systeemin kokonaiskustannuksiin. Tulosten perusteella näihin tavoitteisiin päästiin.

Tutkittu energian monivarastointijärjestelmä osoitettiin olevan taloudellisesti kannattamaton, mikä vastaa aikaisemman tutkimuksen tuloksia. Toisaalta energian varastointiteknologioilla havaittiin olevan muita vaikutuksia asuinrakennusten sähkönkulutukseen; akkuenergiavaraston liittäminen aurinkosähköjärjestelmään mahdollisti sähkön omatuotannon korkeamman käyttöasteen, mikä edelleen vähensi sähkön verkosta ostamisen tarvetta ja täten sen kustannuksia. Tämän voidaan nähdä edelleen laskevan sähkön ostosta koituvia hiilidioksidipäästöjä, sillä sähköverkon tarjoama sähkö ei Suomessa ole vielä täysin hiilivapaata. Osoitetut vaikutukset ovat linjassa EU:n energiayhteisöjen tavoitteiden kanssa, mikä on merkittävää uusiutuvan energian laajan käyttöönoton ja yleisesti globaalien ilmastotavoitteiden kannalta.

Vetyenergiavaraston vaikutus tutkimustuloksiin oli odotusten vastainen. Tulosten perusteella vetyenergiavaraston liittäminen aurinkosähköjärjestelmään ja akkuenergiavarastoon ei lisännyt energian omatuotannon käyttöastetta. Tarkasteltujen tulosten perusteella vetyvaraston liittämisellä oli energiayhteisön sähkön ostokustannuksia kasvattava vaikutus. Vaikka energian monivarastointijärjestelmän kannattamattomuus vertailutilanteeseen verrattuna oli odotettavissa, sen suoriutuminen energian varastointiratkaisuna yksittäistä varastoa heikommin poikkeaa alan muista tutkimustuloksista. Valitun mallinnustavan uskotaan vaikuttaneen tähän osatulokseen.

Tutkimuksen alussa asetettuihin tutkimuskysymyksiin onnistuttiin vastaamaan. Energiayhteisöjen todettiin olevan merkittävä tekijä joustoresurssien käyttöönoton kannalta eten-

kin asuinrakennuksissa, ja kirjallisuuskatsauksessa onnistuttiin löytämään asuinrakennuskohteeseen sopivia energiavarastointiteknologioita. Vaikka teknologian kustannustason todettiin olevan odotetusti liian korkea sen käyttöönoton kannalta, tulokset osoittivat energiavarastojen mahdolliset muut vaikutukset asuinkerrostalojen sähkönkulutukseen.

6. YHTEENVETO

Ilmastonmuutokseen reagoiminen on aiheuttanut suuria toimenpiteitä sähkön ja lämmön tuotannossa, joka suurimmat kasvihuonekaasupäästöt omaavana sektorina pyrkii kohti kestävämpiä energiaratkaisuja. Perinteistä fossiilisiin polttoaineisiin perustuvaa tuotantoa korvataan uusiutuvan energian tuotantomuodoilla. Yhteiskunnan monialainen ja nopea sähköistyminen lisää edelleen painetta moninkertaistaa uusiutuvan sähkön tuotantokapasiteettia. Sääriippuvaisen vaihtelevan sähköntuotannon osuuden kasvaminen on kuitenkin ongelma nykyiselle sähköjärjestelmälle, joka on pääosin tukeutunut perinteisen perusvoimatuotannon tuomiin joustoihin sen sisäisen inertian muodossa. Ajallisesti vaihtelevien tuotantomuotojen osuuden kasvaminen vaatii uudenlaisten joustoresurssien käyttöönottoa.

Energiayhteisöt toimivat hajautettujen energiaresurssien käyttöönoton välineenä. Ne mahdollistavat tuotanto- ja joustoresurssien käyttöönoton sektoreille, joille niiden hyödyntäminen on ollut aikaisemmin tavoittamattomissa. Ne tarjoavat mahdollisuuden esimerkiksi aurinkosähköjärjestelmien ja energiavarastojen asennuksen kerrostalokohteisiin, millä on valtava potentiaali lisätä hajautettuja joustoja ympäri sähkön jakeluverkkoja.

Tämän diplomityön tavoite oli tutkia energian monivarastointijärjestelmän vaikutusta asuinkerrostaloista muodostettavan energiayhteisön sähkönkulutuksen kustannuksiin. Työssä mallinnettiin energian varastointijärjestelmästä ja aurinkovoimalasta koostuvaa energiayhteisöä sekalukuoptimoinnin avulla. Malli perustui kohteen mitattuun sähkön kulutusdataan sekä kohteen maantieteellisen alueen aurinkovoiman sähköntuotantoprofiilin arvioon. Optimointilaskenta suoritettiin kolmelle erikokoiselle aurinkosähköjärjestelmälle. Laskennan tavoitteena oli minimoida energiayhteisön sähkönkulutuksen kokonaiskustannukset, ja sen tuloksena saatiin optimaalinen akku- ja vetyenergiavaraston kapasiteettiyhdistelmä sekä varastointijärjestelmän optimaalinen operointitapa tarkastellussa olleen vuoden jokaiselle tunnille.

Työn tulokset vastasivat suurilta osin odotuksia. Mikään tutkimuksessa tarkasteltu varastointikapasiteettien ja aurinkovoimalan koon yhdistelmä ei ollut taloudellisesti kannattava verrattuna vertailutilanteeseen, jossa investoinnit jätetään tekemättä. Tarkasteltujen teknologioiden kustannukset todettiin liian korkeiksi vallitsevassa markkinatilanteessa; ollakseen taloudellisesti kannattavia, on varastointijärjestelmien investoinnista koituvien kustannusten laskettava tai sähkön markkinahinnan noustava. Sekä akuston että ve-

tyvaraston investointikustannukset olivat liian korkeat suhteutettuna joustoresurssien tarjoihin hyötyihin. Myös pelkkään aurinkovoimalaan investointi osoittautui laskennassa taloudellisesti kannattamattomaksi. Pelkän akkuenergiavaraston liittäminen aurinkosähköjärjestelmään ei tehnyt energiayhteisön toiminnasta taloudellisesti kannattavampaa sen korkeiden investointikustannusten vuoksi, mutta se laski huomattavasti tarvittavan ostosähkön määrää. Se onnistui lisäämään aurinkovoimalan tuotannon omakäyttöä ja täten paransi energiayhteisön energiaomavaraisuutta verrattuna tilanteeseen, jossa asuinkerrostalojen käytössä oli vain aurinkovoimala. Odotuksista poiketen vetyenergiavaraston lisääminen järjestelmään ei osoittanut lisähyötyjä verrattuna yhden varastotyyppin tilanteeseen; energian kausivarastointiin tarkoitettu vetyvarasto kasvatti tarvittavaa ostosähkön määrää, eikä se onnistunut merkittävästi tehostamaan aurinkovoimalan tuotannon käyttöä.

Akkuenergiavaraston mallinnus todettiin enimmäkseen onnistuneeksi; se pyrki välttämään sähkön ostamista korkeammilla hinnoilla purkamalla varaustaan päivällä ja latautumalla yöaikaan. Sen todettiin käyttäytyvän energian lyhytvaraston lailla, sillä sen varaustaso vaihteli voimakkaasti vuorokausittain. Vetyenergiavaraston rooli energian kausivarastona onnistuttiin simuloimaan mallin avulla, mutta sen toiminta todettiin ajoittain epäoptimaaliseksi. Se ei ajoittain pyrkinyt aurinkosähkön ylijäämätuotannon maksimaaliseen talteenottoon, mikä todettiin odotusten vastaiseksi. Vetyenergiavaraston mallinnustavassa todettiin olevan joitain virhelähteitä, ja sen oletettiin vaikuttaneen mallinnustulokseen. Herkkyysanalyysissä kuitenkin todettiin, että vetyvaraston operoinnin vaikutus kokonaiskustannuksiin käytetyn teknologian kustannustason vaikutuksiin verrattuna oli marginaalinen.

Tutkimuksen tulokset osoittivat, että vaikka odotusten mukaisesti energian varastointijärjestelmät eivät ole vielä taloudellisesti kannattavia, on niiden valikoidulla käytöllä selkeitä positiivisia vaikutuksia uusiutuvan energian käyttöasteeseen, asuinkerrostalojen energiaomavaraisuuteen sekä sähkönkulutuksen päästöihin. Näiden seikkojen vuoksi tutkimuksen tuloksia pidetään vahvistavana osoituksena energian joustoresurssien potentiaalista tulevaisuudessa. Jatkotutkimuksen aiheiksi tunnistettiin monivarastointijärjestelmien vaihtoehtoisten mallinnusmenetelmien lisäksi asuinrakennusten joustoresurssien vaihtoehtoiset käyttömahdollisuudet.

LÄHTEET

- [1] IPCC, Global Warming of 1.5°C, Cambridge University Press, 2022, 540 s.
- [2] United Nations Environment Programme, Paris Agreement, 2015, 25 s.
- [3] UNFCCC. Secretariat, Technical dialogue of the first global stocktake: Synthesis report by the co-facilitators on the technical dialogue, 2023, 46 s.
- [4] S. Arrhenius, On the Influence of Carbonic Acid in the Air upon the Temperature of the Ground, Philosophical Magazine and Journal of Science, Vol. 41, 1896, s. 237–276.
- [5] World Resources Institute, Climate Watch Historical GHG Emissions, 2025, Saatavissa: <https://www.climatewatchdata.org/ghg-emissions> (16.6.2025).
- [6] IEA, Renewables 2024: Analysis and forecast to 2030, 2024, 177 s.
- [7] IEA, Electricity 2025: Analysis and forecast to 2027, 2025, 200 s.
- [8] Tampereen yliopisto, Tampereen ammattikorkeakoulu, VTT, Prosumer Centric Energy Communities towards Energy Ecosystem (ProCemPlus) - loppuraportti, 2021, 80 s.
- [9] S. Impram, S. Varbak Nese, B. Oral, Challenges of renewable energy penetration on power system flexibility: A survey, Energy Strategy Reviews, Vol. 31, 2020.
- [10] IEA, Unlocking the Potential of Distributed Energy Resources: Power system opportunities and best practices, 2022, 116 s.
- [11] F. Nadeem, S.M.S. Hussain, P.K. Tiwari, A.K. Goswami, T.S. Ustun, Comparative Review of Energy Storage Systems, Their Roles, and Impacts on Future Power Systems, IEEE Access, Vol. 7, 2019, s. 4555–4585.
- [12] S. Ahmed, A. Ali, A. D'Angola, A Review of Renewable Energy Communities: Concepts, Scope, Progress, Challenges, and Recommendations, Sustainability, Vol. 16, No. 5, 2024.
- [13] M.A. Amin, R. Procopio, M. Invernizzi, A. Bonfiglio, Y. Jia, Exploring the role of Energy Communities: A Comprehensive Review, Energy Conversion and Management, Vol. 25, 2025.
- [14] Euroopan komissio, Clean energy for all Europeans, Euroopan unionin julkaisu-toimisto, 2019.
- [15] A.C. Lazaroïu, M. Roscia, G.C. Lazaroïu, P. Siano, Review of Energy Communities: Definitions, Regulations, Topologies, and Technologies, Smart Cities, Vol. 8, No. 8, 2025, 24 s.
- [16] J. Koskela, K. Lummi, P. Järventausta, Energiayhteisön perustamisen kannattavuus ja vaikutukset sidosryhmille, Tampereen yliopisto, 2023, 41 s.

- [17] K. Frenken, J. Schor, Putting the sharing economy into perspective, *Environmental Innovation and Societal Transitions*, Vol. 23, 2017, s. 3–10.
- [18] C. Inês, P.L. Guilherme, M.G. Esther, G. Swantje, H. Stephen, H. Lars, Regulatory challenges and opportunities for collective renewable energy prosumers in the EU, *Energy Policy*, Vol. 138, 2020, 11 s.
- [19] U.J.J. Hahnel, M. Herberz, A. Pena-Bello, D. Parra, T. Brosch, Becoming prosumer: Revealing trading preferences and decision-making strategies in peer-to-peer energy communities, *Energy Policy*, Vol. 137, 2020, 11 s.
- [20] Euroopan komissio, Directive 2018/2001 of the European Parliament and of the Council – of 11 December 2018 – on the Promotion of the Use of Energy from Renewable Sources (RED II), Euroopan unionin julkaisutoimisto, 2018.
- [21] Euroopan komissio, Directive 2019/944 of the European Parliament and of the Council – of 5 June 2019 – on Common Rules for the Internal Market for Electricity and Amending Directive 2012/27 (ED 2019), Euroopan unionin julkaisutoimisto, 2019.
- [22] T. Pahkala, H. Uimonen, V. Väre, Joustava ja asiakaskeskeinen sähköjärjestelmä, Työ- ja elinkeinoministeriö, 2018, 44 s.
- [23] Sähkömarkkinalaki, 588/2013.
- [24] Euroopan komissio, Directive 2009/72 of the European Parliament and of the Council – of 13 July 2009 – Concerning Common Rules for the Internal Market in Electricity and Repealing Directive 2003/54, Euroopan unionin julkaisutoimisto, 2009.
- [25] Motiva, Energiayhteisömallit, 2024, Saatavissa: <https://www.motiva.fi/ratkaisut/energiayhteisot/energiayhteisomallit> (28.5.2025).
- [26] Laki sähkömarkkinalain muuttamisesta, 730/2021.
- [27] Euroopan komissio, Energy Communities, n.d., Saatavissa: https://energy.ec.europa.eu/topics/markets-and-consumers/energy-consumers-and-prosumers/energy-communities_en (20.5.2025).
- [28] Z. Shi, F. Liang, A. Pezzuolo, Renewable energy communities in rural areas: A comprehensive overview of current development, challenges, and emerging trends, *Journal of Cleaner Production*, Vol. 484, 2024, 16 s.
- [29] C. Eid, L.A. Bollinger, B. Koirala, D. Scholten, E. Facchinetti, J. Lilliestam, R. Hakvoort, Market integration of local energy systems: Is local energy management compatible with European regulation for retail competition?, *Energy*, Vol. 114, 2016, s. 913–922.
- [30] A. Kannan, V.K. Tumuluru, Shared investment in PV panels and battery storage for residential building, *Energy, Ecology and Environment*, Vol. 7, No. 3, 2022, s. 236–249.
- [31] L. Semmelmann, M. Hertel, K.J. Kircher, R. Mikut, V. Hagenmeyer, C. Weinhardt, The impact of heat pumps on day-ahead energy community load forecasting, *Applied Energy*, Vol. 368, 2024, 13 s.

- [32] B. Velkovski, V.Z. Gjorgievski, B. Markovski, S. Cundeva, N. Markovska, A framework for shared EV charging in residential renewable energy communities, *Renewable Energy*, Vol. 231, 2024, 8 s.
- [33] F. Scheller, R. Burkhardt, R. Schwarzeit, R. McKenna, T. Bruckner, Competition between simultaneous demand-side flexibility options: The case of community electricity storage systems, *Applied Energy*, Vol. 269, 2020, 26 s.
- [34] H. Blanco, A. Faaij, A review at the role of storage in energy systems with a focus on Power to Gas and long-term storage, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 81, 2018, s. 1049–1086.
- [35] D. Kucevic, L. Semmelmann, N. Collath, A. Jossen, H. Hesse, Peak Shaving with Battery Energy Storage Systems in Distribution Grids: A Novel Approach to Reduce Local and Global Peak Loads, *Electricity*, Vol. 2, No. 4, 2021, s. 573–589.
- [36] N.A. Efkarpidis, S. Imoscopi, M. Geidl, A. Cini, S. Lukovic, C. Alippi, I. Herbst, Peak shaving in distribution networks using stationary energy storage systems: A Swiss case study, *Sustainable Energy, Grids and Networks*, Vol. 34, 2023, 13 s.
- [37] N. Good, K.A. Ellis, P. Mancarella, Review and classification of barriers and enablers of demand response in the smart grid, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 72, 2017, s. 57–72.
- [38] E.A. Martínez Ceseña, N. Good, P. Mancarella, Electrical network capacity support from demand side response: Techno-economic assessment of potential business cases for small commercial and residential end-users, *Energy Policy*, Vol. 82, 2015, s. 222–232.
- [39] N. Good, P. Mancarella, Flexibility in Multi-Energy Communities With Electrical and Thermal Storage: A Stochastic, Robust Approach for Multi-Service Demand Response, *IEEE Trans Smart Grid*, Vol. 10, No. 1, 2019, s. 503–513.
- [40] M. Islar, H. Busch, “We are not in this to save the polar bears!” – the link between community renewable energy development and ecological citizenship, *Innovation: The European Journal of Social Science Research*, Vol. 29, No. 3, 2016, s. 303–319.
- [41] O. Akizu, G. Bueno, I. Barcena, E. Kurt, N. Topaloğlu, J. Lopez-Guede, Contributions of Bottom-Up Energy Transitions in Germany: A Case Study Analysis, *Energies*, Vol. 11, No. 4, 2018, 21 s.
- [42] S. Baasch, J. Maschke, Participatory governance in decentralized energy transition: long-term findings from a municipal case study in Germany, *Journal of Environmental Policy & Planning*, Vol. 27, No. 3, 2025, s. 244–259.
- [43] T. Meister, B. Schmid, I. Seidl, B. Klagge, How municipalities support energy cooperatives: survey results from Germany and Switzerland. *Energy, Sustainability and Society*, Vol.10, No. 18, 2020, 20 s.
- [44] T. Hoppe, G. De Vries, Social Innovation and the Energy Transition, *Sustainability*, Vol. 11, 2018, 13 s.
- [45] B.K. Sovacool, D.J. Hess, S. Amir, F.W. Geels, R. Hirsh, L. Rodriguez Medina, C. Miller, C. Alvial Palavicino, R. Phadke, M. Ryghaug, J. Schot, A. Silvast, J. Stephens, A. Stirling, B. Turnheim, E. Van Der Vleuten, H. Van Lente, S. Yearley,

Sociotechnical agendas: Reviewing future directions for energy and climate research, *Energy Research & Social Science*, Vol. 70, 2020, 35 s.

- [46] Euroopan komissio, Energy communities: an overview of energy and social innovation, 2020, Saatavissa: <https://data.europa.eu/doi/10.2760/180576> (30.5.2025).
- [47] Euroopan komissio, Directive 2023/2413 of the European parliament and of the Council – of 18 October 2023, Euroopan unionin julkaisutoimisto, 2023.
- [48] Euroopan komissio, Directive 2024/1275 of the European Parliament and of the Council of – 24 April 2024 – on the Energy Performance of Buildings (recast), Euroopan unionin julkaisutoimisto, 2024.
- [49] RICS, Energy efficiency of the building stock in the EU, 2020, Saatavissa: <https://www.rics.org/news-insights/energy-efficiency-of-the-building-stock-in-the-eu> (21.5.2025).
- [50] M. Cerna, A.F. Harvey, *The Fundamentals of FFT-Based Signal Analysis and Measurement*, National Instruments, 2000, 20 s.
- [51] G. Wang, J. Blondeau, Optimal combination of daily and seasonal energy storage using battery and hydrogen production to increase the self-sufficiency of local energy, *Journal of Energy Storage*, 1. Vol. 92, 2024, 14 s.
- [52] B.K. Panigrahi, A. Bhuyan, J. Shukla, P.K. Ray, S. Pati, A comprehensive review on intelligent islanding detection techniques for renewable energy integrated power system, *International Journal of Energy Research*, Vol. 45, No. 10, 2021, 32 s.
- [53] A. Hormaza Mejia, J. Brouwer, D.A. Copp, Performance and dynamics of California offshore wind alongside Western US onshore wind and solar power, *Renewable Energy Focus*, Vol. 47, 2023, 11 s.
- [54] S.A. Vomva, G.C. Christoforidis, G.K. Papagiannis, Multi-Energy Systems: Modelling Approaches and Energy Storage Potential, IET, The 12th Mediterranean Conference on Power Generation, Transmission, Distribution and Energy Conversion (MEDPOWER 2020), 2021, s. 33–38.
- [55] A.M. Alonso, D. Costa, M. Messagie, T. Coosemans, Techno-economic assessment on hybrid energy storage systems comprising hydrogen and batteries: A case study in Belgium, *International Journal of Hydrogen Energy*, Vol. 52, 2024, s. 1124–1135.
- [56] A.B. Ansari, Multi-objective size optimization and economic analysis of a hydrogen-based standalone hybrid energy system for a health care center, *International Journal of Hydrogen Energy*, Vol. 62, 2024, s. 1154–1170.
- [57] K. Berg, S.S. Fosli, H. Farahmand, Industrial energy communities: Energy storage investment, grid impact and cost distribution, *Applied Energy*, Vol. 373, 2024, 15 s.
- [58] P. Gabrielli, M. Gazzani, E. Martelli, M. Mazzotti, Optimal design of multi-energy systems with seasonal storage, *Applied Energy*, Vol. 219, 2018, s. 408–424.

- [59] O. Lindholm, R. Weiss, A. Hasan, F. Pettersson, J. Shemeikka, A MILP Optimization Method for Building Seasonal Energy Storage: A Case Study for a Reversible Solid Oxide Cell and Hydrogen Storage System, *Buildings*, Vol. 10, No. 7, 2020, 27 s.
- [60] I. Petkov, P. Gabrielli, M. Spokaite, The impact of urban district composition on storage technology reliance: trade-offs between thermal storage, batteries, and power-to-hydrogen, *Energy*, Vol. 224, 2021, 11 s.
- [61] D. Roy, M. Bhowmik, A.P. Roskilly, Technoeconomic, environmental and multi criteria decision making investigations for optimisation of off-grid hybrid renewable energy system with green hydrogen production, *Journal of Cleaner Production*, Vol. 443, 2024, 10 s.
- [62] X. Zhou, W. Tan, Y. Sun, T. Huang, C. Yang, Multi-objective optimization and decision making for integrated energy system using STA and fuzzy TOPSIS, *Expert Systems with Applications*, Vol. 240, 2024, 14 s.
- [63] Z. Li, C. Zang, P. Zeng, H. Yu, Combined Two-Stage Stochastic Programming and Receding Horizon Control Strategy for Microgrid Energy Management Considering Uncertainty, *Energies*, Vol. 9, No. 7, 2016, 16 s.
- [64] J. Wang, D. Li, X. Lv, X. Meng, J. Zhang, T. Ma, W. Pei, H. Xiao, Two-Stage Energy Management Strategies of Sustainable Wind-PV-Hydrogen-Storage Microgrid Based on Receding Horizon Optimization, *Energies*, Vol. 15, Iss. 8, 2022, 18 s.
- [65] Y. Yang, S. Bremner, C. Menictas, M. Kay, A Mixed Receding Horizon Control Strategy for Battery Energy Storage System Scheduling in a Hybrid PV and Wind Power Plant with Different Forecast Techniques, *Energies*, Vol. 12, No. 12, 2019, 25 s.
- [66] S. Abedi, S. Kwon, Rolling-horizon optimization integrated with recurrent neural network-driven forecasting for residential battery energy storage operations, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Vol. 145, 2023, 13 s.
- [67] M.S. Guney, Y. Tepe Classification and assessment of energy storage systems, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 75, 2017, s. 1187–1197.
- [68] S. Ould Amrouche, D. Rekioua, T. Rekioua, S. Bacha, Overview of energy storage in renewable energy systems, *International Journal of Hydrogen Energy*, Vol. 41, No. 45, 2016, s. 20914–20927.
- [69] D. Choi, N. Shamim, A. Crawford, Q. Huang, C.K. Vartanian, V.V. Viswanathan, M.D. Paiss, M.J.E. Alam, D.M. Reed, V.L. Sprenkle, Li-ion battery technology for grid application, *Journal of Power Sources*, Vol. 511, 2021, 21 s.
- [70] S.O. Rey, J.A. Romero, L.T. Romero, À.F. Martínez, X.S. Roger, M.A. Qamar, J.L. Domínguez-García, L. Gevorkov, Powering the Future: A Comprehensive Review of Battery Energy Storage Systems, *Energies*, Vol. 16, No. 17, 2023, 21 s.
- [71] D.A. Elalfy, E. Gouda, M.F. Kotb, V. Bureš, B.E. Sedhom, Comprehensive review of energy storage systems technologies, objectives, challenges, and future trends, *Energy Strategy Reviews*, Vol. 54, 2024, 27 s.

- [72] EVESCO, The Power of Peak Shaving: A Complete Guide, 2025, Saatavissa: <https://www.power-sonic.com/blog/the-power-of-peak-shaving-a-complete-guide/> (20.6.2025).
- [73] S. Son, H. Song, Real-Time Peak Shaving Algorithm Using Fuzzy Wind Power Generation Curves for Large-Scale Battery Energy Storage Systems, *International Journal of Fuzzy Logic and Intelligent Systems*, Vol. 14, No. 4, 2014, s. 305–312.
- [74] P.D.K. Manembu, A. Kewo, R. Bramstoft, P.S. Nielsen, A Systematicity Review on Residential Electricity Load-Shifting at the Appliance Level, *Energies*, Vol. 16, No. 23, 2023, 22 s.
- [75] M. Stecca, L. Ramirez Elizondo, T. Batista Soeiro, P. Bauer, P. Palensky, A Comprehensive Review of the Integration of Battery Energy Storage Systems into Distribution Networks, *IEEE Open Journal of the Industrial Electronics Society*, 2020, 46 s.
- [76] K. Zhou, Optimal energy management strategy and system sizing method for stand-alone photovoltaic-hydrogen systems, *International Journal of Hydrogen Energy*, Vol. 33, No. 2, 2008, s. 477–489.
- [77] L. Colarullo, J. Thakur, Second-life EV batteries for stationary storage applications in Local Energy Communities, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 169, 2022, 14 s.
- [78] J. Koskela, K. Lummi, A. Mutanen, A. Rautiainen, P. Järventausta, Utilization of Electrical Energy Storage With Power-Based Distribution Tariffs in Households. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 34, No. 3, 2019, s. 1693–1702.
- [79] Y. Zeng, T. Zhou, T. Wang, M. Zhang, S. Zhang, H. Yang, Long-Duration Energy Storage: A Critical Enabler for Renewable Integration and Decarbonization, *Energies*, Vol. 18, No. 3, 2025, 22 s.
- [80] I. Petkov, P. Gabrielli, Power-to-hydrogen as seasonal energy storage: an uncertainty analysis for optimal design of low-carbon multi-energy systems, *Applied Energy*, Vol. 274, 2020, 25 s.
- [81] T. Rahman, T. Alharbi, Exploring Lithium-Ion Battery Degradation: A Concise Review of Critical Factors, Impacts, Data-Driven Degradation Estimation Techniques, and Sustainable Directions for Energy Storage Systems, *Batteries*, Vol. 10, No. 7, 2024, 32 s.
- [82] J. Koskela, A. Rautiainen, P. Järventausta, Using electrical energy storage in residential buildings – Sizing of battery and photovoltaic panels based on electricity cost optimization, *Applied Energy*, Vol. 239, 2019, s. 1175–1189.
- [83] B. Xu, A. Oudalov, A. Ulbig, G. Andersson, D.S. Kirschen, Modeling of Lithium-Ion Battery Degradation for Cell Life Assessment, *IEEE Transactions on Smart Grids*, Vol. 9, No. 2, 2018, s. 1131–1140.
- [84] H. Bašić, V. Bobanac, H. Pandžić, Determination of Lithium-Ion Battery Capacity for Practical Applications, *Batteries*, Vol. 9, No. 9, 2023, 15 s.
- [85] V. Lucaferri, M. Valentini, F. De Lia, A. Laudani, R.L. Presti, R. Schioppo, F. Riganti Fulginei, Modeling and optimization method for Battery Energy Storage

Systems operating at variable C-rate: A comparative study of Lithium technologies, *Journal of Energy Storage*, Vol. 73, 2023, 9 s.

- [86] Y. Al-Wreikat, E.K. Atfield, J.R. Sodré, Model for payback time of using retired electric vehicle batteries in residential energy storage systems, *Energy*, Vol. 259, 2022, 10 s.
- [87] IEA, *Technology Roadmap: Energy storage*, IEA, 2014, 64 s.
- [88] P. Gabrielli, J. Garrison, S. Hässig, E. Raycheva, G. Sansavini, The role of hydrogen storage in an electricity system with large hydropower resources, *Energy Conversion and Management*, Vol. 302, 2024, 12 s.
- [89] L. Zhou, A. Song, Y. Zhou, Electrification and hydrogenation on a PV-battery-hydrogen energy flexible community for carbon-neutral transformation with transient aging and collaboration operation, *Energy Conversion and Management*, Vol. 300, 2024, 28 s.
- [90] Z. Abdin, W. Mérida, Hybrid energy systems for off-grid power supply and hydrogen production based on renewable energy: A techno-economic analysis, *Energy Conversion and Management*, Vol. 196, 2019, s. 1068–1079.
- [91] A.M. Alonso, D. Costa, M. Messagie, T. Coosemans, Techno-economic assessment on hybrid energy storage systems comprising hydrogen and batteries: A case study in Belgium, *International Journal of Hydrogen Energy*, Vol. 52, 2024, s. 1124–1135.
- [92] M. Biemann, U.F. Vogt, M. Zimmermann, A. Züttel, Seasonal energy storage system based on hydrogen for self-sufficient living, *Journal of Power Sources*, Vol. 196, No. 8, 2011, s. 4054–4060.
- [93] L. Weimann, P. Gabrielli, A. Boldrini, G.J. Kramer, M. Gazzani, Optimal hydrogen production in a wind-dominated zero-emission energy system, *Advances in Applied Energy*, Vol. 3, 2021, 19 s.
- [94] T.S. Le, T.N. Nguyen, D.K. Bui, T.D. Ngo, Optimal sizing of renewable energy storage: A techno-economic analysis of hydrogen, battery and hybrid systems considering degradation and seasonal storage, *Applied Energy*, Vol. 336, 2023, 19 s.
- [95] C. Breyer, G. Lopez, D. Bogdanov, P. Laaksonen, The role of electricity-based hydrogen in the emerging power-to-X economy, *International Journal of Hydrogen Energy*, Vol. 48, 2024, s. 351–359.
- [96] J. Hanto, P. Herpich, K. Löffler, K. Hainsch, N. Moskalenko, S. Schmidt, Assessing the implications of hydrogen blending on the European energy system towards 2050, *Advances in Applied Energy*, Vol. 13, 2024, 16 s.
- [97] M. Tahmasbi, M. Siavashi, R. Ahmadi, A comprehensive review of hydrogen production and storage methods: fundamentals, advances, and SWOT analysis, *Energy Conversion and Management*, Vol. 26, 2025, 28 s.
- [98] M.R. Usman, Hydrogen storage methods: Review and current status, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 167, 2022, 11 s.

- [99] R.K. Ahluwalia, J.K. Peng, H.S. Roh, T.Q. Hua, C. Houchins, B.D. James, Super-critical cryo-compressed hydrogen storage for fuel cell electric buses, *International Journal of Hydrogen Energy*, Vol.43, No. 22, 2018, s. 10215–10231.
- [100] M.E. Şahin, An Overview of Different Water Electrolyzer Types for Hydrogen Production, *Energies*, Vol. 17, No. 19, 2024, 20 s.
- [101] P. Gabrielli, M. Gazzani, M. Mazzotti, Electrochemical conversion technologies for optimal design of decentralized multi-energy systems: Modeling framework and technology assessment, *Applied Energy*, Vol. 221, 2018, s. 557–75.
- [102] H. Chen, J. Zheng, P. Xu, L. Li, Y. Liu, H. Bie, Study on real-gas equations of high pressure hydrogen, *International Journal of Hydrogen Energy*, Vol. 35, No. 7, 2010, s. 3100–3104.
- [103] J. Li, G. Li, S. Ma, Z. Liang, Y. Li, W. Zeng, Modeling and Simulation of Hydrogen Energy Storage System for Power-to-gas and Gas-to-power Systems, *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, Vol. 11, No. 3, 2023, s. 885–895.
- [104] S. Niaz, T. Manzoor, A.H. Pandith, Hydrogen storage: Materials, methods and perspectives, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 50, 2015, s. 457–469.
- [105] D. Coppitters, K. Verleysen, W. De Paepe, F. Contino, How can renewable hydrogen compete with diesel in public transport? Robust design optimization of a hydrogen refueling station under techno-economic and environmental uncertainty, *Applied Energy*, Vol. 312, 2022, 14 s.
- [106] M.A. Ancona, F. Catena, F. Ferrari, Optimal design and management for hydrogen and renewables-based hybrid storage micro-grids, *International Journal of Hydrogen Energy*, Vol. 48, No. 54, 2023, s. 20844–20860.
- [107] P. Gabrielli, A. Poluzzi, G.J. Kramer, C. Spiers, M. Mazzotti, M. Gazzani, Seasonal energy storage for zero-emissions multi-energy systems via underground hydrogen storage, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 121, 2020, 19 s.
- [108] C. Samende, Z. Fan, J. Cao, R. Fabián, G.N. Baltas, P. Rodriguez, Battery and Hydrogen Energy Storage Control in a Smart Energy Network with Flexible Energy Demand Using Deep Reinforcement Learning, *Energies*, Vol. 16, No. 19, 2023, 20 s.
- [109] Tampereen kaupunki, Karttapalvelu (Oskari), 2024. Saatavissa: <https://karttat.tampere.fi/oskari/> (25.5.2025).
- [110] Ilmatieteen laitos, Ilmatieteen laitoksen avoin data, n.d., Saatavissa: <https://www.ilmatieteenlaitos.fi/avoin-data> (17.6.2025).
- [111] Nord Pool, Day-ahead prices, 2025, Saatavissa: <https://data.nordpoolgroup.com/auction/day-ahead/prices> (17.6.2025).
- [112] ENTSO-E, Transparency Platform, n.d., Saatavissa: <https://transparency.entsoe.eu/> (17.6.2025).
- [113] M.L. Bynum, W.E. Hackebell, C.D. Hart, B.L. Laird, J.D. Nicholson, J.P.W. Siirola, D.L. Woodruff, *Pyomo - Optimization Modeling in Python*, Springer, 2021, 67. s.

- [114] W.E. Hart, J.P. Watson, D.L. Woodruff, Pyomo: modeling and solving mathematical programs in Python, Sandia, Mathematical Programming Computation, Vol. 3, No. 3, 2011, s. 219–260.
- [115] Gurobi Optimization LLC, Gurobi Optimizer Reference Manual, 2024, Saatavissa: <https://www.gurobi.com> (25.5.2025).
- [116] J. Kratochvil, W. Boyson, D. King, Photovoltaic array performance model, 2004, Saatavissa: <https://www.osti.gov/servlets/purl/919131/> (25.5.2025).
- [117] Tampereen Energia Sähköverkko Oy, Verkkopalvelutuotteet, hinnat ja sopimusehdot, 2025, Saatavissa: <https://www.tampereensahkoverkko.fi/sahkon-jakelu-ja-kulutus/verkkopalvelutuotteet-hinnat-ja-sopimusehdot/> (23.6.2025).
- [118] Fortum Oyj, Myy ylimääräinen sähkösi meille, 2025, Saatavissa: <https://www.fortum.com/fi/sahkoa/tarve/myy-sahkosi-meille> (23.6.2025).
- [119] G. Walberg, Cubic Spline Interpolation: A Review, Columbia University, 1988, 14 s.
- [120] É. Clapeyron, Mémoire sur la puissance motrice de la chaleur, Journal de l'École Royale Polytechnique, Vol. 14, 1834, s. 153–190.