



**TEOLLISEN KOKOLUOKAN AURINKOVOIMALAN JA AKKUENERGIAVA-
RASTON KANNATTAVUUS JA HYÖDYNTÄMINEN SÄHKÖMARKKINOILLA**

Lappeenrannan–Lahden teknillinen yliopisto LUT

Sähkötekniikan Diplomityö

2022

Juho-Pekka Korhonen

Tarkastajat: Professori Samuli Honkapuro

Apulaisprofessori Juha Haakana

TIIVISTELMÄ

Lappeenrannan–Lahden teknillinen yliopisto LUT

LUT School of Energy Systems

Sähkötekniikka DIODI

Juho-Pekka Korhonen

Teollisen kokoluokan aurinkovoimalan ja akkuenergiavaraston kannattavuus ja hyödyntäminen sähkömarkkinoilla

Diplomityö

2022

72 sivua, 22 kuvaa ja 4 taulukkoa

Tarkastajat: Professori Samuli Honkapuro ja Apulaisprofessori Juha Haakana

Avainsanat: akkuenergiavarasto, aurinkovoimala, investointilaskelma, sähkömarkkinat

Tässä diplomityössä tutkitaan teollisen kokoluokan aurinkovoimalan ja akkuenergiavaraston kannattavuutta sähkömarkkinoilla. Tutkimus rajataan koskemaan teollisen kokoluokan aurinkovoimalan kannattavuuden parantamista akkuenergiavaraston avulla spot-markkinoilla. Kannattavuuden muutosta tutkitaan siirtämällä aurinkovoimalan tuotanto halvimmilta tuotantotunneilta kalleimmille tunneille akkuenergiavaraston avulla.

Aurinkovoimalan ja akkuenergiavaraston kannattavuutta analysoidaan muodostamalla investointilaskelma aurinkovoimalalle, akkuenergiavarastolle ja näiden yhdistelmälle. Investointilaskelman tunnuslukuina käytetään nettonykyarvoa, sisäistä korkokantaa sekä korollista takaisinmaksuaikaa. Investointilaskelmien epävarmuuksia arvioidaan muodostamalla sisäiselle korkokannalle herkkyysanalyysi.

Työn teoriaosuudessa käsitellään aurinkovoimalan ja akkuenergiavaraston keskeisimmät komponentit ja kustannusrakenteet, kuvataan sähkömarkkinoiden peruseräotteet ja toimintalogiikat sekä esitellään yleisimmät investointilaskelmien komponentit ja menetelmät.

Työssä saadut tutkimustulokset osoittavat, että teollisen kokoluokan aurinkovoimalan kannattavuutta ei voida parantaa siirtämällä sen tuotantoa akkuenergiavaraston avulla halvimmilta tuotantotunneilta kalliimmille. Tutkimustulosten perusteella aurinkovoimalan tuotanto on kannattavampaa myydä suoraan spot-markkinoille. Tutkimustulosten perusteella teollisen kokoluokan aurinkovoimala on kannattavampi investointi ilman sen yhteyteen rakennettua akkuenergiavarastoa.

ABSTRACT

Lappeenranta–Lahti University of Technology LUT

School of Energy Systems

Electrical Engineering

Juho-Pekka Korhonen

The profitability and utilization of a utility-scale solar PV and a battery energy storage system in the electricity market

Master's thesis

2022

72 pages, 22 figures and 4 tables

Examiners: Professor Samuli Honkapuro and Associate Professor Juha Haakana

Keywords: battery energy storage, electricity market, investment calculation, solar PV

This study aims to investigate the profitability of a utility-scale solar photovoltaic system and battery energy storage system in the electricity market. The study is limited to the enhancement of the profitability of a utility-scale solar photovoltaic system combined with a battery energy storage system on the spot market. Changes in profitability are evaluated by shifting the production of a solar photovoltaic system from the cheapest production hours to the most expensive hours with the help of a battery energy storage system.

The profitability of a utility-scale solar photovoltaic system and battery energy storage system is measured by investment calculation that is formed into a utility-scale solar photovoltaic system, battery energy storage system, and the combination of these two. Net present value, internal rate of return, and discounted payback period are used as characteristics of the investment calculation. The uncertainties of investment calculations are estimated by sensitivity analyses counted for the internal rate of return.

The main components and cost analysis of a solar voltage system and battery energy storage system, the basic principles of the electricity market, and the most common components and methods of investment calculations are described in this study.

Based on the results, the profitability of a utility-scale solar photovoltaic system can not be enhanced by shifting its production from the cheapest production hours to the more expensive production hours by using battery energy storage. It is more profitable to sell the energy from the solar photovoltaic system directly to the spot market. A utility-scale solar photovoltaic system is a more profitable investment without a battery energy storage system.

Sisällysluettelo

Tiivistelmä

Abstract

Symboli- ja lyhenneluettelo

1	Johdanto.....	9
2	Teollisen kokoluokan aurinkovoimala	11
2.1	Teollisen kokoluokan aurinkovoimalan komponentit.....	11
2.2	Teollisen kokoluokan aurinkovoimalan tuotto.....	13
2.3	Teollisen kokoluokan aurinkovoimalan kustannukset	17
2.3.1	CAPEX	18
2.3.2	OPEX.....	20
3	Akkuenergiavarasto	23
3.1	Akkuenergiavaraston komponentit	23
3.2	Yleisimmät akkutyypit ja niiden ominaisuudet.....	25
3.3	Akkuenergiavaraston kustannukset.....	27
4	Sähkömarkkinat.....	29
4.1	Sähköpörssin fyysiset tuotteet.....	30
4.1.1	Vuorokausimarkkinat.....	30
4.1.2	Päivänsisäiset markkinat.....	33
4.2	Johdannaismarkkinat.....	33
4.3	Kahdenväliset sopimukset.....	34
4.4	Säätö- ja reservimarkkinat.....	35
4.4.1	Nopea taajuusreservi.....	35
4.4.2	Taajuuden vakautusreservit	37
4.4.3	Taajuuden palautusreservit	39
4.5	Taseselvitys	40
5	Investointilaskelmat.....	43
5.1	Investointilaskelman komponentit	43
5.1.1	Hankintameno	43
5.1.2	Pitoaika	44

5.1.3	Jäännösarvo.....	44
5.1.4	Nettokassavirrat	45
5.1.5	Laskentakorkokanta	45
5.2	Investointilaskentamenetelmät	47
5.2.1	Nettonykyarvo	47
5.2.2	Sisäinen korkokanta	49
5.2.3	Takaisinmaksuaika.....	50
5.3	Energiainvestointien kannattavuusanalyysi	50
5.3.1	Painotettu energian tuotantokustannus LCOE.....	51
5.3.2	Painotettu energian varastointikustannus LCOS	53
5.4	Menetelmät investointilaskelmien epävarmuuksien käsittelylle.....	53
5.4.1	Herkkyysanalyysi.....	54
5.4.2	Skenaariotyöskentely	54
5.4.3	Reaaliopitot.....	55
6	Aurinkovoimalan ja akkuenergiavaraston kannattavuus.....	56
6.1	Käytetyt lähtötiedot.....	56
6.2	Aurinkovoimala spot-markkinoilla	59
6.3	Aurinkovoimalan ja akkuenergiavarasto spot-markkinoilla	61
6.4	Akkuenergiavarasto spot-markkinoilla	63
6.5	Johtopäätökset	65
7	Yhteenveto.....	66
	Lähteet	68

SYMBOLI- JA LYHENNELUETTELO

Symbolit

A	Pinta-ala	[m ²]
E	Energia	[Wh]
I	Virta	[A]
P	Päätöteho	[W]
S	Näennäisteho	[VA]
T	Lämpötila	[°C]
U	Jännite	[V]

Lyhenteet

AC	Vaihtosähkö
aFRR	Automaattinen taajuudenhallintareservi
A _t	Vuotuiset käyttökustannukset
BMS	Akunhallintajärjestelmä
BoS	Balance of System
CAPEX	Investointikustannukset
CHP	Yhdistetty lämmön ja sähköntuotanto
CT	Yritysverokanta
C _t	Vuotuiset latauskustannukset
D	Vieras pääoma
DC	Tasasähkö
Degr	Järjestelmän kuluminen
DF	Diskonttaustekijä

E	Oman pääoman arvo
EMS	Energianhallintajärjestelmä
EPAD	Sähkön aluehintaero
EPC	Engineering, Procurement, Construction
FCR	Taajuuden vakautusreservi
FCR-D	Taajuusohjattu häiriöreservi
FCR-N	Taajuusohjattu käyttöreservi
FFR	Nopea taajuusreservi
FRR	Taajuuden palautusreservi
i	Laskentakorko
I_0	Investoinnin hankintameno
I_n	Investoinnin jäännösarvo
infl	Vuotuinen inflaatioprosentti
InvRepl	Invertterin vaihtokustannus
IRR	Sisäinen korkokanta
I_{sc}	Oikosulkuvirta
k_D	Vieraan pääoman kustannus
k_E	Oman pääoman kustannus
LCOE	Painotettu energian tuotantokustannus
LCOS	Painotettu energian varastointikustannus
Li-ion	Litium-ioniakku
mFRR	Säätösähkö- ja säätökapasiteettimarkkinat
M_{el}	Vuotuinen energiantuotanto
n	Pitoaika
NaS	Natrium-rikkiakku
NCF	Kassavirta
Ni-Cd	Nikkeli-kadiumakku
NPV	Nettonykyarvo
OM_t	Vuotuiset käyttö ja kunnossapitokustannukset

OPEX	Käyttö- ja kunnossapitokustannukset
OTC	Kahdenvälinen sopimus
Pb-a	Lyijyakku
P_{\max}	Maksimiteho
PPA	Sähkönostosopimus
r	Diskonttauskorko
SCADA	Ohjaus- ja valvontajärjestelmä
SoC	Varauksenhallinta
SoH	Kunnonhallinta
t	Aika
VRFB	Vanadium-redox virtausakku
Yield	Tuotto
Zn-Br	Sinkki-bromi virtausakku
$WACC_{\text{nom}}$	Nimellinen keskimääräinen pääomakustannus
$WACC_{\text{real}}$	Reaalinen keskimääräinen pääomakustannus
W_{out}	Vuotuinen tuotetun energian määrä

1 Johdanto

Uusiutuvat energian tuotantomuodot ovat korvaamassa perinteisiä fossiiliseen energiaan perustuvia tuotantomuotoja. Ohjaavina tekijöinä energian tuotantomuotojen muutokselle ovat olleet ilmastonmuutoksen hillitseminen, uusiutuvien energian tuotantomuotojen kilpailukykyyn parantuminen ja poliittiset päätökset. Pansar ja Peljo (2021) mukaan sähköistyminen osana ilmastotavoitteiden saavuttamista lisää sähkön kulutusta ja tuotantotarvetta. Uusiutuvien energian tuotantomuotojen sääriippuvuus aiheuttaa muutoksia sähkömarkkinoilla ja luovat tarpeen sähkön varastoinnille sekä erityyppisille reserveille. Viime vuosina tuulivoimatuotannon rakentamisesta on tullut Suomessa kannattavaa ilman tukea ja markkinaehtoisia tuulipuistoja rakennetaan valtavaa vauhtia. Vastaavaa kiinnostusta aurinkovoimatuotannon teollisen mittakaavan rakentamiselle on ollut havaittavissa markkinoilla ja teollisen kokoluokan aurinkovoimaloiden rakentamisesta on tulossa kannattavaa. Teollisen kokoluokan aurinkovoimalan kannattavuuden tutkiminen Suomen olosuhteissa ja sen hyödyntäminen osana sähkömarkkinoita on ajankohtaista niin omana kokonaisuutenaan kuin yhteen liitetyn suuren akkuenergiavaraston kanssa. Tässä työssä tutkitaan teollisen kokoluokan aurinkovoimalan ja sen yhteyteen rakennetun akkuenergiavaraston kannattavuutta Suomen olosuhteissa ja osana sähkömarkkinoita.

Aurinkovoimalan ja akkuenergiavaraston yhdistelmää on tutkittu aiemmissä tutkimuksissa runsaasti. Aiemmat tutkimukset, kuten Vartiainen et.al (2017) sekä Vartiainen et.al (2019), ovat käsitelleet aurinkovoimalan tuotannon siirtämistä akkuenergiavaraston avulla omaan kulutukseen. Edellä mainittujen tutkimusten tulosten mukaan akkuenergiavarastolla voidaan parantaa näin aurinkovoimalan kannattavuutta. Tutkimuksia, joissa aurinkovoimalan kannattavuuden parantamista akkuenergiavaraston avulla sähkömarkkinoilla ilman tuotannon hyödyntämistä omaan kulutukseen ei yhtä merkittävässä määrin ole tehty. Vartiainen et.al (2019) on tutkinut myös teollisen kokoluokan aurinkovoimalan sekä akkuenergiavaraston CAPEX ja OPEX kustannusten kehitystä ja tutkimuksen tuloksia on käytetty tämän työn lähtötietoina.

Työssä tutkitaan teollisen kokoluokan aurinkovoimalan ja sen yhteyteen rakennetun suuren akkuenergiavaraston kannattavuudesta Suomessa osana sähkömarkkinoita. Hypoteesina on, että teollisen kokoluokan aurinkovoimalan kannattavuutta sähkömarkkinoilla voidaan parantaa akkuenergiavaraston avulla ja näin muodostaa taloudellisesti kannattava kokonaisuus sähkömarkkinoille. Tutkimus rajataan käsittelemään aurinkovoimalan kannattavuuden muutosta akkuenergiavaraston avulla spot-markkinoilla teoreettisessa tilanteessa ilman, että siirrettyä tuotantoa tarjotaan spot-markkinoille markkinoiden periaatteiden mukaisesti. Muut mahdolliset markkinapaikat aurinkovoimalan sekä akkuenergiavaraston osalta rajataan tutkimuksen ulkopuolelle. Työssä keskitytään teollisen kokoluokan aurinkovoimalan ja sen yhteyteen rakennetun suuren akkuvaraston taloudelliseen kannattavuuteen sähkömarkkinoilla pureutumatta yksittäisiin aurinkovoimalan tai akkuvaraston komponenttien teknisiin ominaisuuksiin tai tekniikkaan syvemmin. Tutkittavien järjestelmien kokoluokan rajausta on tehty olettamalla mittakaava niin suureksi, että lähtötietoina voidaan hyödyntää Vartiainen et.al (2019) esittämiä kustannustasoja.

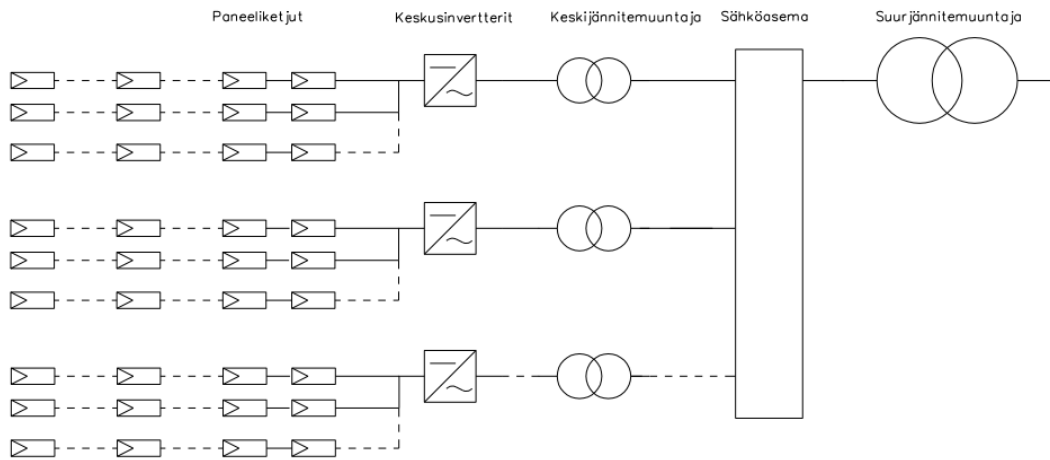
Työn toisessa ja kolmannessa luvussa esitellään teollisen kokoluokan aurinkovoimalan keskeisimmät komponentit ja kustannusrakenteet. Neljännessä luvussa esitellään sähkömarkkinoiden toimintaperiaatteet ja -mekanismit. Viidennessä luvussa esitellään investointilaskelmien keskeiset komponentit sekä yleisimmät investointilaskentamenetelmät. Kuudennessa luvussa esitellään tutkimusaineisto sekä tutkimustulokset ja seitsemännessä luvussa työn yhteenveto.

2 Teollisen kokoluokan aurinkovoimala

Tässä työssä teollisen kokoluokan aurinkovoimalalla tarkoitetaan maa-asenteista aurinkosähkövoimalaa, jonka invertteriteho on yli 25 MVA työssä käytettävien yksikkökustannustasojen hyödynnettävyyden vuoksi. Järjestelmä liittyy keskijännitteellä joko olemassa olevaan tai sitä varten rakennettuun sähköasemaan ja edelleen alue- tai kantaverkkoon. Lisäksi järjestelmän koko tuotanto on tarkoitus hyödyntää sähkömarkkinoilla, eikä sitä ole tarkoitus hyödyntää oman kulutuksen kattamiseen. Ensimmäisessä alaluvussa kuvaillaan tässä työssä käsiteltävän teollisen kokoluokan aurinkovoimalan keskeisimmät komponentit ja niiden periaatteelliset toimintalogiikat. Toisessa alaluvussa kerrotaan aurinkovoimalan tuottoon vaikuttavista tekijöistä. Kolmannessa alaluvussa käydään läpi teollisen kokoluokan aurinkovoimalan investointikustannukset (CAPEX) ja operointikustannukset (OPEX) sekä niiden tarkemmat jakaumat. Tässä työssä ei käsitellä aurinkovoimalan tarkkoja teknisiä yksityiskohtia, vaan keskitytään kuvaamaan järjestelmää sellaisella tasolla, joka mahdollistaa CAPEX:in ja OPEX:in sekä tuoton kuvaamisen.

2.1 Teollisen kokoluokan aurinkovoimalan komponentit

Teollisen kokoluokan aurinkovoimalan pääkomponentit koostuvat aurinkopaneeleista, inverttereistä, telineistä, muuntajista sekä verkkoliitynnästä (International Finance Corporation 2015). Kuvassa 1 on esitetty teollisen kokoluokan aurinkovoimalan yksinkertaistettu kaavio, jossa on nähtävillä aurinkopaneelit, invertterit, keskijännitemuuntajat, sekä sähköasema ja päämuuntaja. Järjestelmän komponentit kytkeytyvät toisiinsa tasa- ja vaihtosähkökaapeleilla sekä kiskoilla. Katkoviivat kuvastavat komponenttien määrän mahdollista vaihtelua. Komponenttien, kuten paneelien, inverttereiden tai muuntajien, määrä voi vaihdella järjestelmän koosta ja toteutustavasta riippuen.



Kuva 1 Teollisen kokoluokan aurinkovoimalan periaatekuva

Aurinkopaneelit muuttavat auringon säteilyn valosähköisen ilmiön avulla tasasähköksi ilman liikkuvia osia. Auringon säteily aiheuttaa aurinkokennon puolijohteissa elektronien liikettä, jonka vaikutuksesta aurinkokenno tuottaa tasasähköä. Yleisimmin aurinkokennoissa käytetty puolijohdemateriaali on pii. Aurinkopaneeli koostuu useista yhteen kytketyistä aurinkokennoista ja aurinkovoimala sisältää useita ketjuiksi kytkettyjä aurinkopaneeleita halutun tasasähkötehon aikaansaamiseksi. (International Finance Corporation 2015.) Kuvassa 1 on esitetty periaatekuva aurinkopaneelien sarjaankytkennälle, jossa useita paneeleita on kytketty ketjuun sarjaan. Sarjaankytkettyjen paneelien määrä vaikuttaa kyseisen ketjun jännitteeseen. Tyypillisesti sarjaankytkettyjen paneelien määrä on kymmeniä paneelien riippuen paneelin ja invertterin ominaisuuksista.

Invertterit muuttavat aurinkopaneelien tuottaman tasavirran vaihtovirraksi yleiseen sähköverkkoon liittymän mahdollistamiseksi. Useita aurinkopaneelien muodostamia ketjuja voidaan kytkeä rinnan inverttereihin. Invertterit sisältävät yleisesti myös aurinkovoimalaitoksen ohjaukseen ja optimointiin käytettäviä toimintoja sekä suojaustoimintoja. (International Finance Corporation 2015.) Kuvassa 1 on esitetty periaatekuva useiden aurinkopaneelien muodostamien ketjujen rinnankytkennästä keskusinverttereillä. Rinnankytkettyjen ketjujen määrä vaikuttaa rinnankytkettyjen ketjujen tuottamaan virtaan. Ketjuja voi olla kytketty rinnakkain useita riippuen käytettyjen paneelien ja invertterin ominaisuuksista.

Inverttereiden tuottama vaihtosähköteho nostetaan vaihtosähköverkon jännitteen suuruiseksi muuntajalla. Verkon jännite riippuu kytkentäpisteestä sekä maakohtaisista

standardeista. Muuntajat voivat sisältyä myös inverttereihin. (International Finance Corporation 2015.) Kuvassa 1 on esitetty periaatekuva, jossa muuntajat ovat invertteristä erillisinä komponentteina ja jokaista invertteriä kohden on oma muuntajansa.

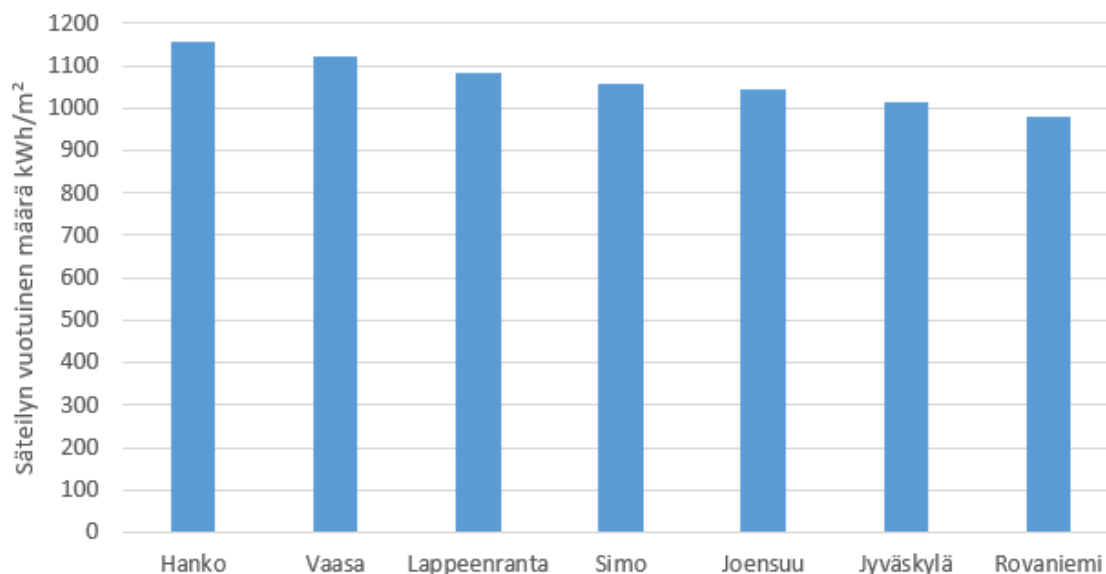
Aurinkopaneelit kiinnitetään telineisiin, joiden avulla aurinkopaneelit kiinnitetään perustuksiin ja joiden avulla aurinkopaneelien suuntaus saadaan oikeaksi. Telineet voivat olla kiinteitä tai seuraajalla varustettuja. Telineet ovat tyypillisesti valmistettu teräksestä tai alumiinista, mutta joissakin tapauksissa telineitä on valmistettu myös puusta. Tyypillisiä perustusvaihtoehtoja telineille ovat kelluvat betoniperustukset, sekä ruuvi- ja porapaaluperustukset. (International Finance Corporation 2015.)

Tässä työssä käsiteltävän teollisen kokoluokan aurinkovoimala tarvitsee tehonsa vuoksi liityntäpisteekseen joko olemassa olevan sähköaseman, jossa on riittävät tehovaraukset tai aurinkovoimalaa varten rakennetun oman sähköaseman. Aurinkovoimalaa varten rakennettu sähköasema on komponenteiltaan normaalin sähköaseman kaltainen sisältäen lähtö- ja syöttökentät, kojeistot, muuntajat, sekä suoja-, mittaus- ja valvontalaitteet.

2.2 Teollisen kokoluokan aurinkovoimalan tuotto

Aurinkovoimalan tuoton arviointi on tärkeä osa aurinkovoimalan kannattavuutta ja houkuttelevuutta arvioitaessa. Tuoton arvioinnin tarkoituksena on ennustaa keskiarvo aurinkovoimalan vuotuisesta energiantuotannosta sen elinkaaren aikana. (International Finance Corporation 2015.) Aurinkovoimalan tuotantoon vaikuttavat merkittävästi vallitseva säteily sekä järjestelmän sijainti, suuntaus, kallistuskulma ja lämpötila (Tahkokorpi 2016). Vartiainen et.al (2019) mukaan aurinkovoimalan tuotto riippuu paikallisista säteilyolosuhteista sekä suorituskykyosuudesta. Suorituskykyosuus kuvaa voimalaitoksen todellista tuottoa suhteessa tuottoon, jonka voimalaitos tuottaisi toimiessaan jatkuvasti nimellistehollaan. Se ottaa huomioon järjestelmän häviöt, jotka aiheutuvat järjestelmän eri osissa, kuten paneeleissa, inverttereissä tai kaapeleissa. (International Finance Corporation 2015.)

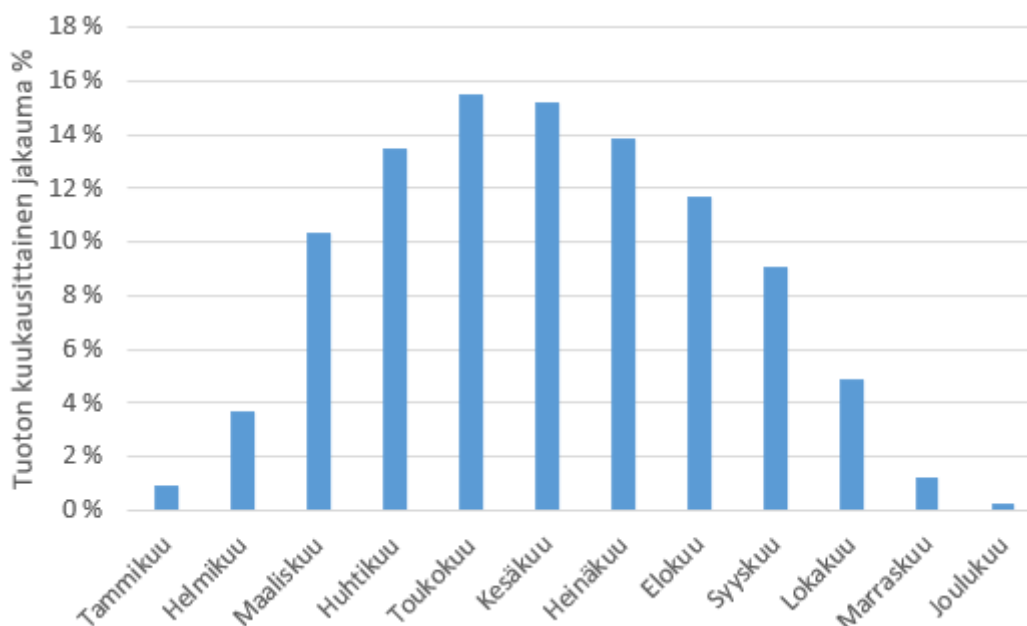
Auringon säteilyn määrään vaikuttaa merkittävästi järjestelmän sijainti suhteessa aurinkoon. Vuotuinen säteilyn määrä kilowattitunteina neliometriä kohden Hangossa, Vaasassa, Lappeenrannassa, Simossa, Joensuussa, Jyväskylässä sekä Rovaniemellä on esitetty kuvassa 2.



Kuva 2 Säteilyn vuotuinen määrä Suomen eri kaupungeissa (Datan lähde: European commission 2022)

Säteilyn määrä eri sijainneissa perustuu Euroopan komission PVGIS tietokannasta kerättyyn dataan. Data on kerätty suoraan etelään suunnatulla 45 asteen kallistuskulmalla olevalla järjestelmällä. Kuvasta 2 voidaan havaita maantieteellisen sijainnin merkittävä vaikutus säteilyn vuotuisen määrään. Tahkokorven (2015, 14) mukaan optimaalisesti suunnatulla järjestelmällä auringonsäteilyn määrä vuositasona on Etelä-Suomessa noin 1100 kWh/m² ja Keski-Suomessa noin 1000 kWh/m², joka on linjassa PVGIS tietokannasta kerätyn datan kanssa.

Auringon säteily ja siitä saatava aurinkovoimalan vuosittainen tuotto on Suomen olosuhteissa hyvin riippuvainen vuodenajasta. Kuvassa 3 on esitetty periaatteellinen kuva aurinkovoimalan tuotannon jakautumisesta eri kuukausille Suomessa. Kuvasta 3 voidaan havaita, että valta osa aurinkovoimalan tuotannosta saadaan maaliskuun ja syyskuun välisenä aikana ja talvikuukausien tuotanto on huomattavan pientä suhteessa kokonaisvuosituotantoon.



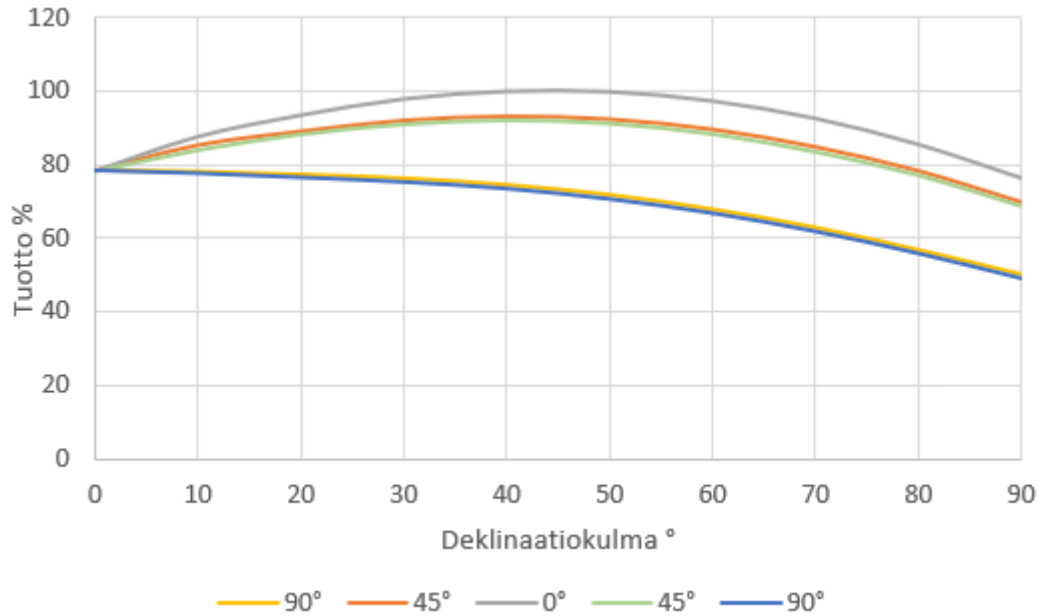
Kuva 3 Aurinkovoimalan tuotannon kuukausittainen jakauma (Datan lähde: European commission 2022)

Aurinkovoimala suunnataan yleisesti kohti etelää, mikäli edessä ei ole sitä estäviä esteitä. Järjestelmä voidaan suunnata myös itään tai länteen, mutta etelästä poikkeava suuntaus heikentää voimalan tuotantoa. Lounaan ja Kaakon välille suunnattaessa vuosituotto ei kuitenkaan merkittävästi pienene vaan se vaikuttaa lähinnä tuotannon vuorokautiseen aikaan. Suuntauksesta käytetään nimitystä atsimuutti. Suoraan etelään oleva atsimuuttikulma on 0° , länteen $+90^\circ$, ja itään 90° . (Tahkokorpi 2015, 17.) Toisaalta teollisen kokoluokan aurinkovoimalassa suuntaukseen voi vaikuttaa valitun alueen maaston sekä valitun alueen muodot, joten kenttien suuntauksia voidaan joutua tekemään useampaan ilmansuuntaan.

Aurinkopaneelien kallistuskulma vaikuttaa merkittävästi aurinkopaneeleista saatavaan tuotantoon. Paras teho saadaan silloin, kun säteily tulee kohtisuoraan paneeliin. Kallistuskulmaan käytetään nimitystä deklinaatio. Auringon korkeuden vaihdellessa vuodenaikojen mukaan merkittävästi on optimaalisin deklinaatio Suomessa keskimäärin noin 45° . (Tahkokorpi 2015, 18.)

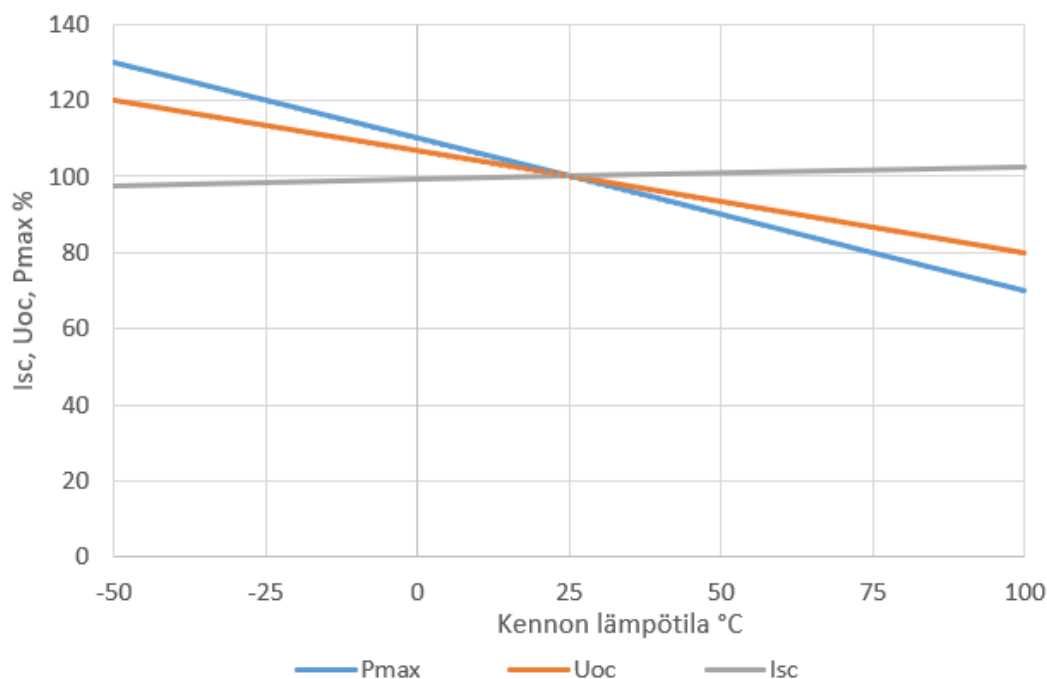
Kuvassa 4 on havainnollistettu atsimuuttikulman sekä deklinaatiokulman vaikutus aurinkovoimalan vuosituotantoon perustuen PVGIS tietokannasta kerättyyn dataan. Suomen olosuhteissa suoraan etelään suunnattu ja noin $40\text{--}50$ asteen kallistuksella oleva aurinkovoimala tuottaa parhaiten. Tästä poikkeaminen heikentää aurinkovoimalan tuotantoa ja suoraan itään

tai länteen suunnattu 90 asteen kallistuksella rakennettu voimala tuottaa vain noin puolet optimaalisesta.



Kuva 4 Atsimuutin ja deklinaation vaikutus tuotantoon prosentteina (Datan lähde: European commission 2022)

Aurinkokennon lämpötilalla on vaikutusta aurinkopaneelin kykyyn tuottaa tehoa. Aurinkopaneelin jännite ja teho laskee puolijohteiden ominaisuuksien takia kennojen lämpötilan ylitäessä 25 astetta. Jännitteen ja tehon lasku on noin 0,4 prosenttia astetta kohden. Kennon lämpötilan laskiessa alle 25 asteen paneelin jännite ja teho kasvaa, jolloin paneelin kyky tuottaa tehoa kasvaa. (Tahkokorpi 2015, 150.) Kuvassa 5 on esitetty periaatekuva kennon lämpötilan vaikutuksesta aurinkopaneelin tehoon.



Kuva 5 Kennon lämpötilan vaikutus kennon avoimen piirin jännitteeseen, oikosulkuvirtaan ja maksimitehoon (Datan lähde: International Finance Corporation 2015)

Kuvasta 5 voidaan havaita, että kennon lämpötilan ollessa 25 astetta, kenno kykenee tuottamaan 100 % nimellistehostaan. Alle 25 asteen lämpötilassa kenno kykenee tuottamaan nimellistehoaan enemmän. Tästä ominaisuudesta on hyötyä esimerkiksi keväisin, kun ilma on viileää, mutta säteilyn määrä korkeaa. Vastaavasti korkeammilla kennon lämpötiloilla kennon kyky tuottaa tehoa laskee.

Aurinkopaneelin kyky tuottaa tehoa heikkenee paneelin ikääntyessä puolijohteiden ominaisuuksien takia. Paneelivalmistajat lupaavat paneeleilleen keskimäärin enintään 0,9 % vuosittaisen heikkenemisen, joka tarkoittaa 80 % jäljellä olevaa nimellistehoa vielä 25 vuoden jälkeen. Paneelien ikääntymisellä on vaikutusta järjestelmän elinkaareen. (Vartiainen et.al 2019.)

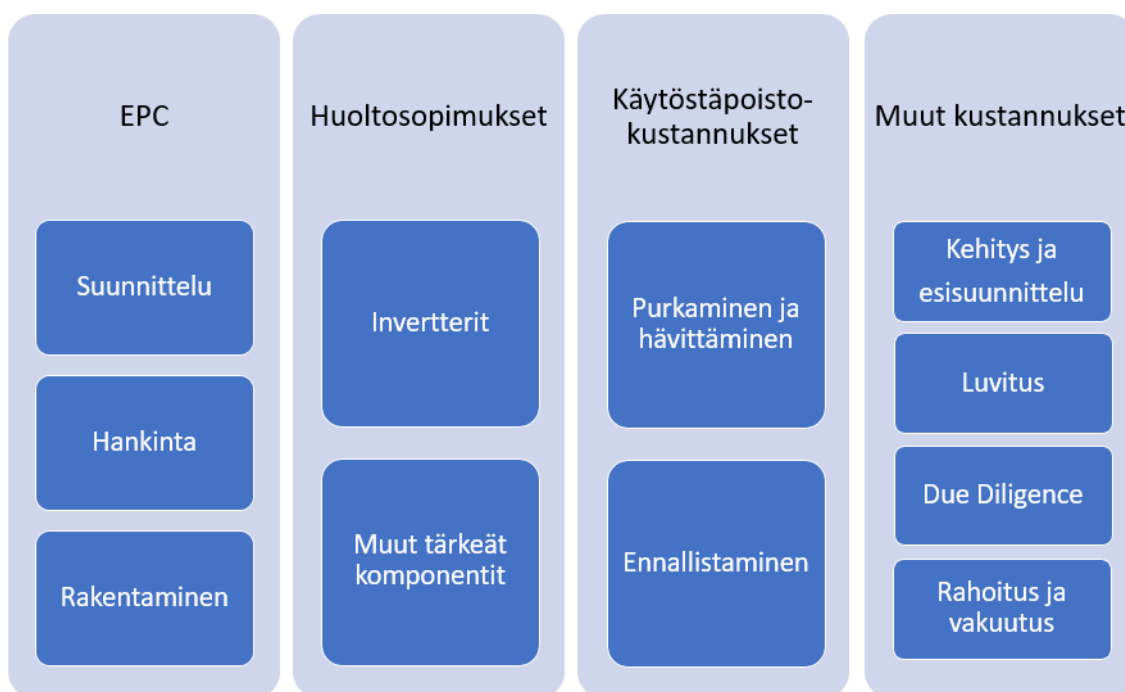
2.3 Teollisen kokoluokan aurinkovoimalan kustannukset

Teollisen kokoluokan aurinkovoimalan kustannukset voidaan jakaa niiden syntymisajankohdan perustella kahteen osaan. Investointikustannukset (CAPEX) syntyvät investoinnin

syntyhetkellä ja operatiiviset kustannukset (OPEX) syntyvät investoinnin elinkaaren aikana. Seuraavissa alaluvuissa esitellään teollisen kokoluokan aurinkovoimalaitoksen CAPEX ja OPEX määräytyminen sekä aiempaan tutkimukseen perustuen niiden euromääräiset tasot.

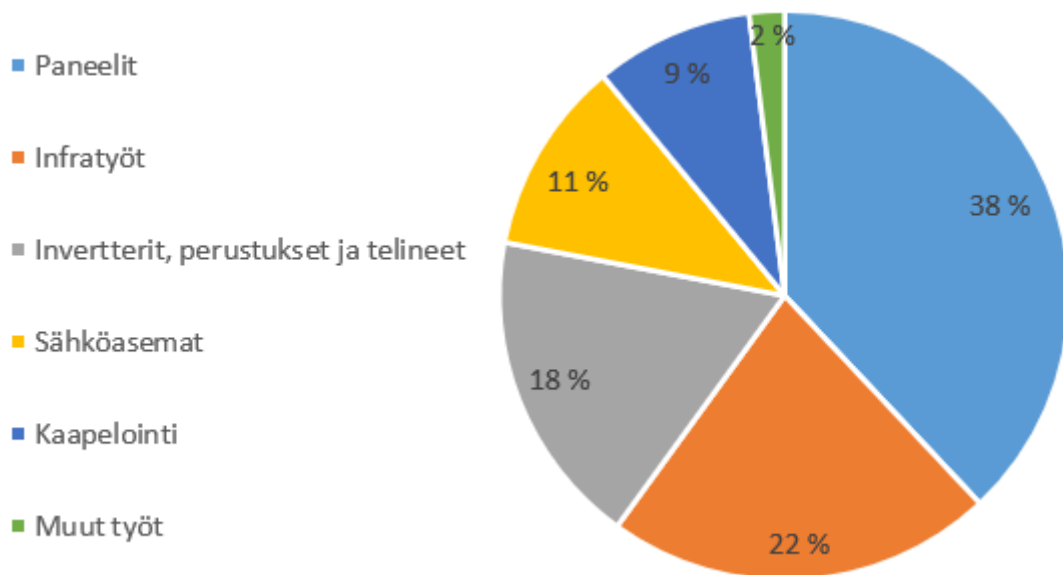
2.3.1 CAPEX

Teollisen kokoluokan aurinkovoimalan CAPEX koostuu aurinkopaneeleista sekä muusta infrastruktuurista (Balance of System, BoS). BoS:iin kuuluu muun muassa järjestelmän suunnittelu ja asennustyöt sekä järjestelmän materiaalit kuten perustukset, telineet, invertterit, kaapelointi, verkkoliityntä ja muu tarvittava infra. Käytännössä BoS:iin kuuluu kaikki muut järjestelmän osat paitsi aurinkopaneelit. (Vartiainen et.al 2019.) Tjengdrawiran ja Richterin (2017) mukaan CAPEX:iin kuuluvat kaikki investoinnin kustannukset suunnittelusta rahoituskuluihin ja hallintoon, jotka vaaditaan aurinkovoimalan kehittämiseen ja rakentamiseen. Kuvassa 6 on esitetty mukaillen Richterin ja Tjengdrawiran (2017, 20) tutkimuksessa havaitsemia teollisen kokoluokan aurinkovoimalan CAPEX:in elementtejä.



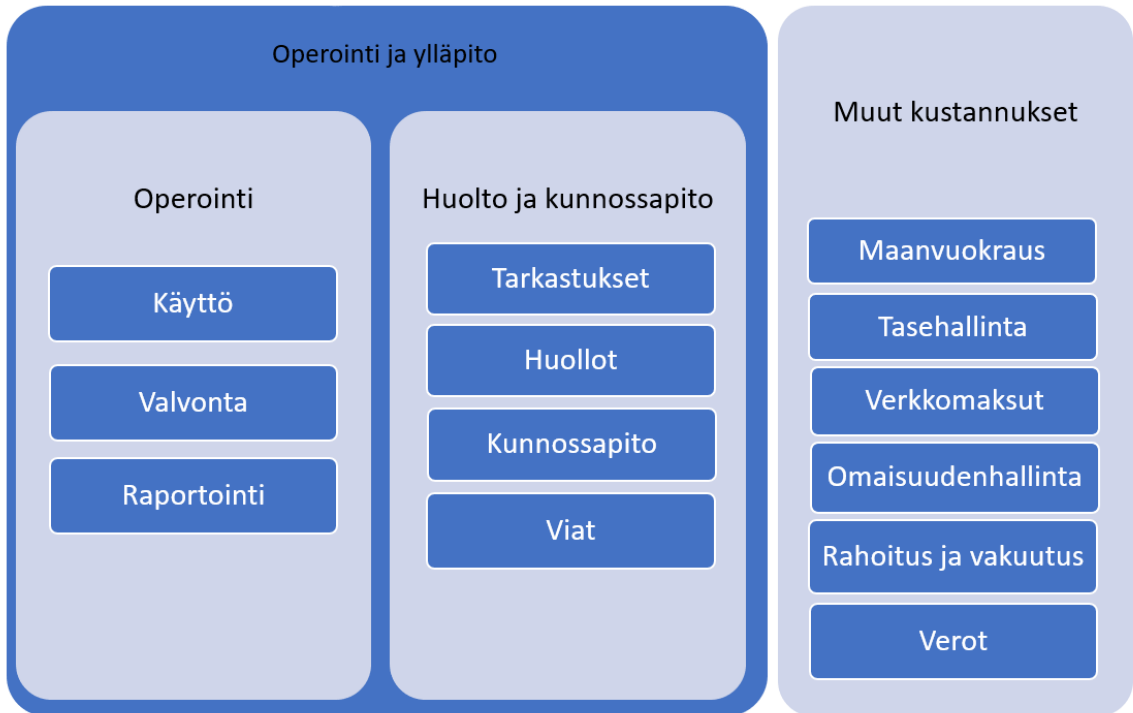
Kuva 6 Teollisen kokoluokan aurinkovoimalan CAPEX:in elementtejä

Merkittävin osa CAPEX:ista, noin 70–87 %, koostuu suunnittelu, hankinta ja rakentamiskustannuksista (Engineering, Procurement and Construction costs, EPC). EPC kustannukset kattavat aurinkovoimalan tarkemman suunnittelun, tarvittavien materiaalien ja laitteiden hankinnan sekä koko järjestelmän rakentamisen. Aurinkovoimalan verkkoliityntä kuuluu yleensä myös EPC kokonaisuuteen. (Richter & Tjengdrawira 2017, 20.) Vartiainen et.al (2019) esittämät CAPEX:in tekijät, eli aurinkopaneelit ja BoS, ovat osa EPC kokonaisuutta. Tuuli- ja aurinkovoimarakentamisen yhtäläisyyksiä ja eroavaisuuksia kuvanneessa blogitekstissään Miceli (2020) on kuvannut aurinkovoimarakentamisen CAPEX:in jakautumista eri komponentteihin kuvan 7 mukaisesti.



Kuva 7 BoS jakauma

Kuvan 7 mukaan aurinkovoimalaitoksen CAPEX koostuu noin 40 prosenttisesti aurinkopaneeleista ja noin 60 prosenttisesti BoS:sta. BoS:in osuus CAPEX:ista korostuu vuosi vuodelta enemmän, koska aurinkopaneelien hinnat laskevat huomattavasti BoS:ia nopeammin. Michelin (2020) mukaan nykyisellä kehitystahdilla aurinkopaneelien hinnat laskevat 75 % 10 vuoden välein. Myös Vartiainen et.al (2019) toteaa, että aurinkopaneelien hintojen lasku on muuta BoS:ia nopeampaa ja aurinkopaneelien hinnat on laskeneet 23–24 % tuotetun määrän tuplaantuessa.



Kuva 8 OPEX elementit

Teollisen kokoluokan aurinkovoimalan OPEX jakautuu operointi- ja ylläpitokustannuksiin sekä muihin kustannuksiin. Operointikustannukset koostuvat aurinkovoimalaitoksen käyttö-kustannuksista ja jatkuvasta reaaliaikaisesta valvontakustannuksista sekä toiminnan ja tuotannon raportoinnista. Huolto- ja kunnossapitokustannuksiin kuuluvat aurinkovoimalan määräaikaistarkastukset ja -huollot, kunnossapito, kuten paneelien puhdistus sekä kentän nurmikaton leikkaus. Operointi- ja ylläpitokustannukset voidaan jakaa kiinteisiin ja muuttuviin operointi- ja ylläpitokustannuksiin. Kiinteät kustannukset kattavat kiinteiden operointi- ja ylläpitosopimusten kustannukset. Muuttuviin operointi- ja ylläpitokustannuksiin kuuluvat kustannukset, joiden odotetaan syntyvän elinkaaren aikana, mutta kustannusten syntyä ja suuruutta ei pystytä ennalta määrittämään. (Richter & Tjengdrawira 2017, 24.)

Muut OPEX:in kustannukset koostuvat voimalaitoksen tarvitseman maa-alueen maanvuokrasopimuksista aiheutuvista kustannuksista sekä verkkoliityntä- ja tasehallintamaksuista. Lisäksi muihin OPEX:in kustannuksiin kuuluu omaisuudenhallinnasta syntyvät kustannukset, rahoitus- ja vakuutuskustannukset sekä verot. (Vartiainen et.al 2019.)

Useat OPEX:in komponentit ovat riippuvaisia aurinkovoimalaitoksen vaatiman pinta-alan koosta. Huolto- ja kunnossapito, paneelien puhdistus, kentän kunnossapito ja

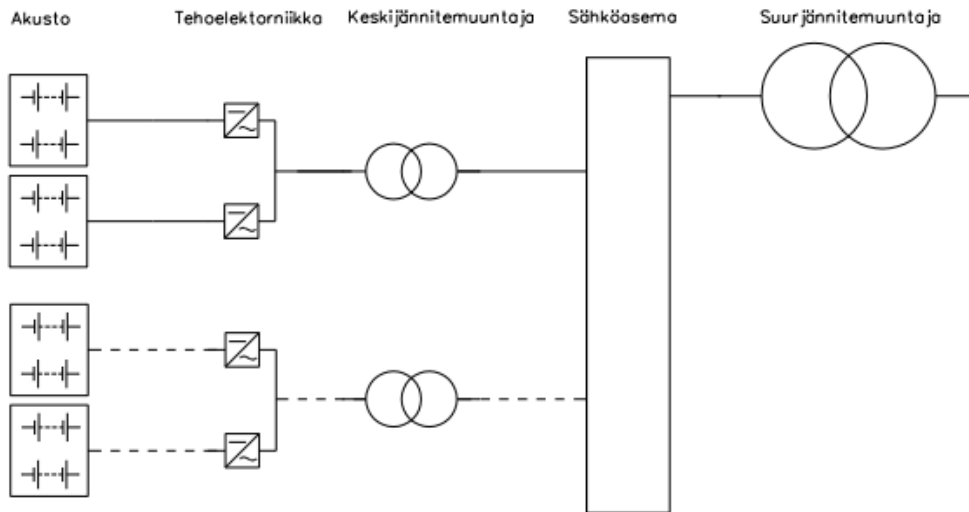
maanvuokrauskustannukset riippuvat merkittävästi tarvittavan pinta-alan koosta, jolloin aurinkopaneelien hyötysuhteen kehittyminen laskee OPEX kustannuksia yksikköä kohden. (Vartiainen et.al 2019.)

3 Akkuenergiavarasto

Tässä työssä keskitytään teholtaan yli 10 megawatin ja kapasiteetiltaan yli 10 megawattitunnin akkuenergiavarastoihin. Akkuenergiavarasto liittyy keskijännitteellä joko olemassa olevaan tai sitä varten rakennettuun sähköasemaan ja edelleen alue- tai kantaverkkoon. Lisäksi järjestelmän teho- ja kapasiteetti on tarkoitus hyödyntää sähkömarkkinoilla joko taajuus- ja tehoreservimarkkinoilla tai teollisen kokoluokan aurinkovoimalan osana tuotantopiikkien tasaajana. Ensimmäisessä aluvuossa kuvaillaan tässä työssä käsiteltävän akkuenergiavaraston keskeisimmät komponentit ja niiden periaatteelliset toimintalogiikat. Toisessa aluvuossa kerrotaan yleisimmistä akkutyypeistä ja niiden ominaisuuksista. Kolmannessa aluvuossa käydään läpi akkuenergiavaraston investointikustannukset (CAPEX) ja operointikustannukset (OPEX) sekä niihin vaikuttavat tekijät. Tässä työssä ei käsitellä akkuenergiavaraston tarkkoja teknisiä yksityiskohtia, vaan keskitytään kuvaamaan järjestelmää sellaisella tasolla, joka mahdollistaa CAPEX:in ja OPEX:in sekä hyödyntämismahdollisuuksien kuvaamisen.

3.1 Akkuenergiavaraston komponentit

Akkuenergiavaraston pääkomponentit koostuvat varsinaisesta akustosta, erilaisista ohjaus- ja suojaus- ja valvontatoiminnoista, tehoelektroniikasta sekä verkkoliitännästä. Akusto pitää sisällään itse akkukennot, jotka muodostavat erillisiä akkumoduuleita, joista taas muodostuu suurempia moduulipaketteja. Ohjaus- ja suojaus- ja valvontatoiminnot sisältävät nimensä mukaisesti järjestelmän vaatimia ohjaus- suojaus- ja valvontatoimintoja. Tehoelektroniikka-osa pitää sisällään invertterit sekä sovelluksesta riippuen muuntajat. Verkkoliityntäosaan kuuluu verkkoliitynnän vaatimat komponentit, joilla akkuenergiavarasto saadaan liitettyä valittuun sähköverkkoon. (Hesse et.al 2017.) Kuvassa 9 on esitetty akkuenergiavaraston yksinkertaistettu periaatekuva.



Kuva 9 Akkuenergiavaraston periaatekuva

Akustossa olevissa akkukennoissa sähköenergia muutetaan varastoinnin mahdollistavaksi kemialliseksi energiaksi sekä vastaavasti varastoidusta kemiallisesta energiasta takaisin sähköenergiaksi. Kennoja sarjaan- ja rinnankytkemällä saadaan kasvatettua moduuleiden sekä moduulipakettien jännite- ja virtatasoja ja näin muodostettua halutun tehoinen ja kapasiteetinen akusto. (Divya & Østergaard 2008.)

Akuston operointi vaatii erilaisia ohjaus-, suojaus-, ja valvontakomponentteja ja toimintoja. Energianhallintajärjestelmä (Energy Management System, EMS) vastaa akkuenergiavaraston tehonvirtauksen säädöstä sekä hallinnasta. Lämmönhallintatoiminnoilla ohjataan akkuenergiavaraston jäähtymistä, lämmitystä ja muuta ilmanvaihtoa. Lisäksi järjestelmässä on käytössä paljontorjunta- ja hälytystoiminnot. Akunhallintajärjestelmä (Battery Management System, BMS) suojaa akuston kennoja haitalliselta jännitteeltä, virralta ja lämpötilalta ja takaa akuston luotettavan ja turvallisen käytön pitämällä kennojen varauksen sallituissa rajoissa varauksen hallinnan (State of Charge, SoC) avulla. BMS sisältää myös kennojen kunnonhallintatoiminnon. (State of Health, SoH). Akunhallintajärjestelmän tiedot ohjataan energiahallintajärjestelmälle, joka ohjaa akustoa huomioimalla vallitsevat rajoitukset. Ohjaus-, suojaus-, ja valvontajärjestelmät on yhdistetty järjestelmän ohjaus- ja valvontajärjestelmään SCADA:aan (Supervisory Control and Data Acquisition). (Hesse et.al 2017.)

Akuston tasavirta muutetaan vaihtosähköverkkoon soveltuvaksi vaihtovirraksi inverttereiden avulla. Inverttereiden tuottama vaihtojännite korotetaan vastaamaan vallitsevan

vaihtosähköverkon jännitettä muuntajilla. Toisaalta jos invertterin vaihtojännitetaso vastaa verkkojännitteen tasoa, ei erillistä muuntajaa tarvita. (Hesse et.al 2017.)

Akkuenergiavaraston verkkoliityntä voi olla yhteinen esimerkiksi aurinkovoimalan kanssa. Akkuenergiavarasto voidaan liittää myös olemassa olevaan verkkoliityntään, joka on rakennettu esimerkiksi aurinkovoimalaa varten. Olemassa olevan verkkoliityntään sähköasemaa voi olla tarpeellista laajentaa näissä tapauksissa esimerkiksi omalla akkuenergiavarastoa varten rakennetulla lähdöllä.

3.2 Yleisimmät akkutyypit ja niiden ominaisuudet

Yleisimpiä suurissa akkuenergiavarastoissa käytettyjä akkutyyppejä ovat lyijyakut (Pb-a), natrium-rikkiakut (NaS), nikkeli-kadmiumakut (Ni-Cd) sekä litium-ioniakut (Li-ion). Lisäksi akkuenergiavarastoissa käytetään virtausakkuja (Flow battery), kuten vanadium-redox virtausakkuja (VRFB) tai sinkki-bromi virtausakkuja (Zn-Br). (Rahman et.al 2020.)

Lyijyakkuja käytetään laajasti eri akkuenergiavarastosovelluksissa. Lyijyakuilla on korkea hyötysuhde suhteessa niiden pääomakustannukseen, mutta haittapuolena niillä on lyhyt käyttöikä sekä suhteellisen suuri huoltotarve. Lyijyakun käyttöikää rajoittaa akun purkausvyvyys sekä käyttölämpötila. Kehittynyt venttiiliohjattu lyijyaku pienentää rajoitteita, ja sen käyttöikä onkin noin kymmenen kertaa perinteistä lyijyakkua pidempi. Lyijyakkujen käyttösovelluksia ovat muun muassa mikroverkot, taajuussäätö sekä hybridienergiajärjestelmät. (Rahman et.al 2020.)

Natrium-rikkiakkujen käyttö on yleistymässä suurissa akkuenergiavarastosovelluksissa sen hyvien ominaisuuksien vuoksi. Natrium-rikkiakuilla on korkea energiatiheys, pitkä elinikä sekä lähes olemattomat kunnossapitokustannukset. Lisäksi Natrium-rikkiakku kestää pitkää yhtäjaksoista purkamista. Natrium-rikkiakkuja onkin käytetty energian aikasiirtoon, jolloin akkua ladataan pienen energiankysynnän aikana ja puretaan suuren kysynnän aikana. (Rahman et.al 2020.) Korkean käyttölämpötilansa vuoksi natrium-rikkiakkuihin kohdistuu turvallisuusvaatimuksia, joiden vuoksi tekniikka soveltuu muihin kuin mobiilisovelluksiin (Mongrid et.al 2019).

Nikkeli-kadmiumakuilla on korkea energiatiheys ja pienet kunnossapitokustannukset. Nikkeli-kadmiumakkujen myrkyllisten metallien nikkelin ja kadmiumin ylläpitäminen ja hävittäminen on hankalaa. Korkean energiatiheyden vuoksi nikkeli-kadmiumakkuja voidaan käyttää useissa sovellutuksissa, kuten energian aikasiirrosta tai esimerkiksi reservinä, mutta akun sisältämät myrkylliset metallit rajoittavat sen käyttöä. (Rahman et.al 2020.)

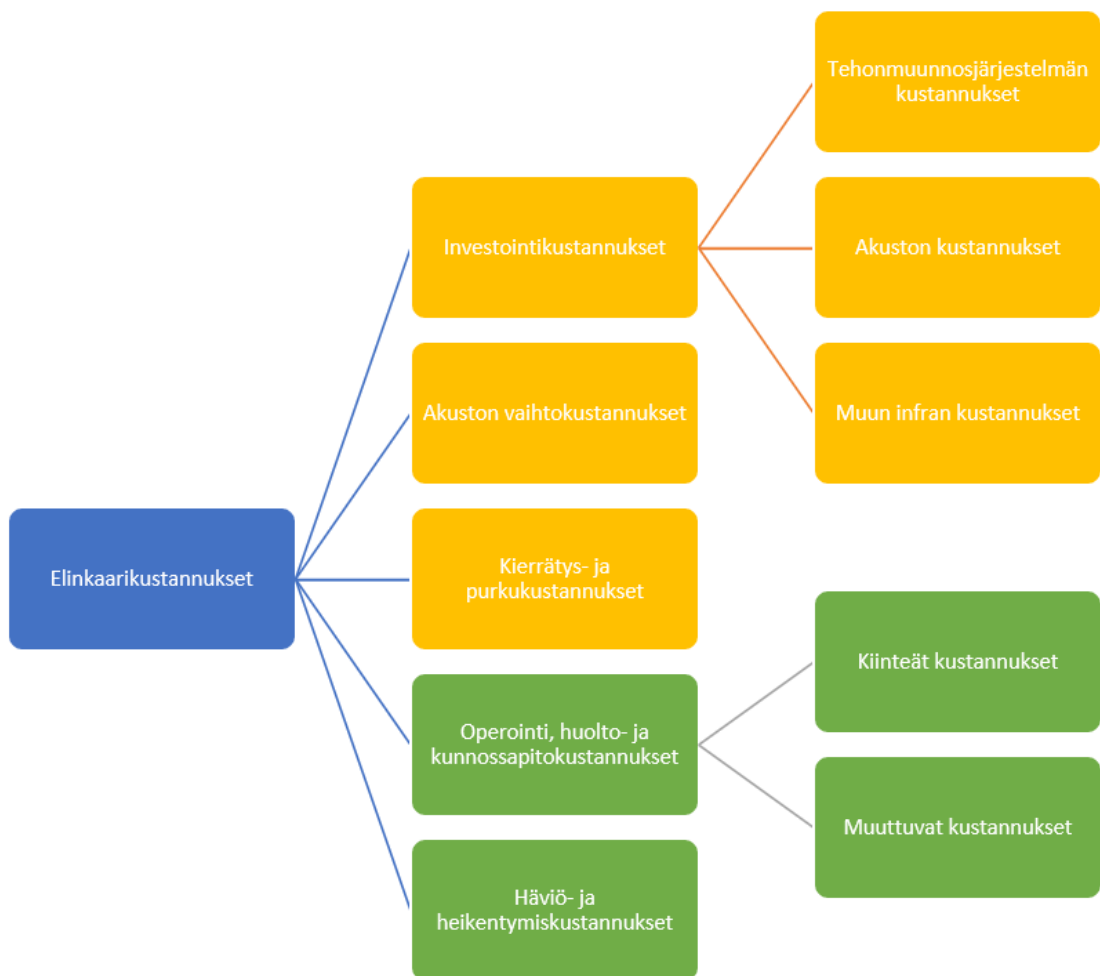
Virtausakut ovat uusi, vasta kaupallistumassa oleva akkuteknologia. Virtausakuilla on kuitenkin perinteisiin akkuteknologioihin verrattuna pidempi elinkaari, suuremmat käyttölämpötila-alueet sekä hyvä skaalautuvuus. (Mongrid et.al 2019.) Lisäksi virtausakkujen energia ja tehokapasiteetti voidaan suunnitella erikseen, joka tekee niistä soveltuvan useisiin teho- ja energiaa vaativiin sovellutuksiin (Rahman et.al 2020).

Litium-ioniakut ovat eniten käytetty ja yleisin akkutyypin akkuenergiavarastoissa. Litium-ioniakuilla on korkea energiatehokkuus, pitkä elinkaari sekä korkea teho- ja energiatiheys verrattuna muihin akkuteknologioihin. Hyvien ominaisuuksiensa vuoksi litium-ioniakkuteknologia on kasvanut nopeasti, vaikka niiden korkeat investointikustannukset ovatkin haasteena etenkin suuren mittakaavan litium-ioniakkuenergiavarastoissa. (Rahman et.al 2020.) Litiumioniakkujen haittapuolena on niiden turvallisuusriskit, jotka voivat aiheutua ylikuumenemisesta aiheutuvasta kemiallisesta reaktiosta. Kemiallinen reaktio voi aiheuttaa vuotoja sekä savukaasua ja synnyttää näin paloturvallisuusriskin. (IRENA 2017, 64.) Markkinoilla on paljon erilaisia litium-ioniakkuja, jotka hyödyntävät erilaisia akkukemioita ja yhdistelmiä. Tässä työssä ei keskitytä avaamaan erikseen erilaisten litium-ioniakkujen ominaisuuksia.

Akkujen ominaisuudet heikkenevät käytön sekä iän myötä. Ominaisuuksien heikkeneminen johtuu suurimmaksi osaksi akkukemiojen heikkenemisestä. Akun kapasiteetti heikkenee akun latauksien ja purkauksien eli syklien seurauksena. Jokainen sykli aiheuttaa akulle rasi-tusta ja akun eliniän heikkeneminen on seurausta kaikista kertyneistä sykleistä. Lisäksi heikkenemistä aiheuttaa muut ulkoiset stressitekijät kuten lämpötila ja aika. Akun ominaisuuksien heikkeneminen on epälineaarinen prosessi ja näin haasteellinen mallintaa. (Xu et.al 2016.)

3.3 Akkuenergiavaraston kustannukset

Akkuenergiavaraston kustannukset voidaan kuvata elinkaarikustannusmallin avulla. Elinkaarikustannukset kattavat koko akkuenergiavaraston elinkaaren aikaiset kustannukset. Elinkaarikustannuksiin kuuluvat kustannukset voidaan investoinnin elinkaaren alku- ja loppu-
hetkellä syntyviin kustannuksiin sekä sen käytön aikana syntyviin kustannuksiin. Kuvassa 10 on esitetty akkuenergiavaraston kustannusjakamaa mukailien Rahman et.al (2020) ja Mongrid et.al (2019) sekä Vartiainen et.al (2019) esittämiä malleja.



Kuva 10 Akkuenergiavaraston elinkaarikustannukset mukailien Rahman et.al (2020), Mongrid et.al (2019) & Vartiainen et.al (2019)

Akkuenergiavaraston investointikustannukset voidaan jakaa Vartiainen et.al (2019) mukaan kolmeen osaan perustuen niiden mahdolliseen erilaiseen oppimiskäyrään (Learning rate), eli odotettuun hinnan kehitykseen asennetun kapasiteetin kasvaessa. Investointikustannukset

voidaankin jakaa Vartiainen et.al (2019) mukaan tehonmuunnosjärjestelmään, eli inverttereihin, akustoon sekä muuhun infraan, eli BoS:iin. Rahman et.al (2020) mukaan nämä ovat akkuenergiavaraston pääkomponentteja, käyttäen kuitenkin BoS sijasta termiä BoP (Balance of Plant). Akkuenergiavarastossa invertterit sekä muu BoS ovat sisällöltään vastaavanlaisia teollisen kokoluokan aurinkovoimalan vastaavien kanssa (Vartiainen et.al 2019). Tapauksesta riippuen akkuenergiavaraston investointikustannukset voivat sisältyä kokonaisuutena EPC toimitukseen tai järjestelmän toimitus voidaan jakaa osiin. Mongrid et.al (2019) esittämän mukaan EPC toimitus sisältää tyypillisesti BoP:n ja akusto sekä tehonmuunnosjärjestelmä kuuluvat erillistoimitukseen.

Akkuenergiavaraston elinkaarikustannuksiin on huomioitava myös akuston vaihtokustannukset. Useimmilla akustoilla on rajallinen käyttö- ja sykli-ikä ja ne on vaihdettava akkuenergiavaraston elinkaaren aikana. Esimerkiksi litium-ioniakuilla käyttöikä on noin 10–15 vuotta ja sykli-ikä tuhansia syklejä. (Hesse et.al 2017; Rahman et.al 2020.)

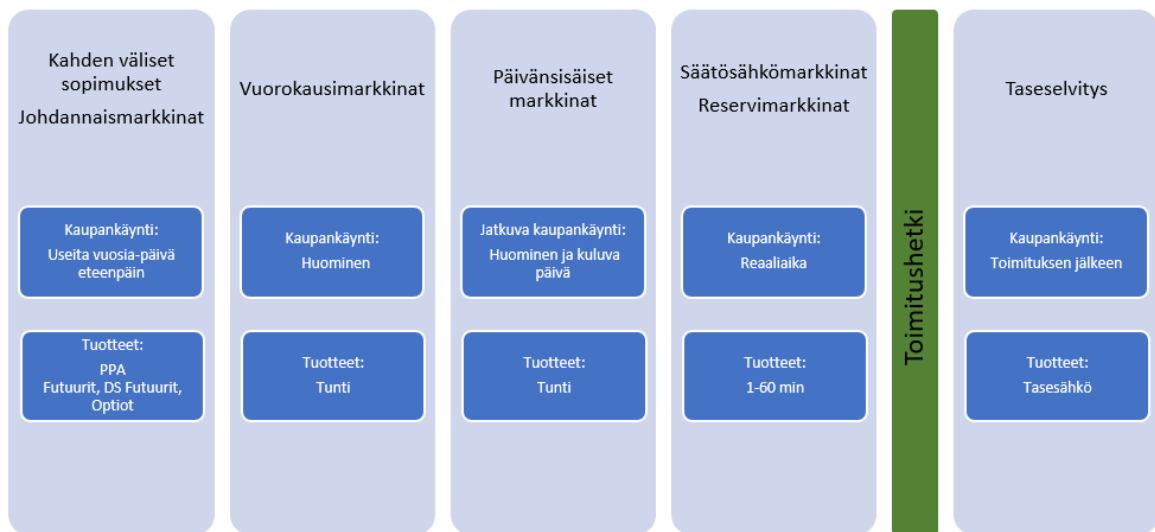
Järjestelmän elinkaaren lopussa järjestelmän purkamisesta ja kierrättämisestä aiheutuu kustannuksia, jotka tulee huomioida järjestelmän elinkaarenaikaisissa kustannuksissa. Kierrätys- ja purkukustannusten arviointi on datan puuttuessa haasteellista. Materiaalien uusiokäytön vuoksi kierrätys- ja purkukulujen jälkeen jäännösarvon tulisi olla positiivinen, kuten aurinkovoimalan tapauksessa.

Käytönaikaiset operointi-, huolto- ja kunnossapitokustannukset voidaan jakaa kiinteisiin sekä muuttuviin kustannuksiin. Kiinteitä kuluja ovat muun muassa kustannukset, jotka koostuvat akkuenergiavaraston pitämisestä toiminnassa koko elinkaaren ajan riippumatta sen energian- ja tehon käytöstä. Muuttuvia kuluja ovat kulut, jotka koostuvat akkuenergiavaraston pitämisestä toiminnassa koko elinkaaren muuttuen akkuenergiavaraston energian- ja tehon käytön mukaan. (Mongrid et.al 2019.)

Elinkaarikustannuksiin on laskettava myös akkuenergiavaraston hyötysuhde, käytön aikana syntyvät häviöt sekä järjestelmän heikentymiskustannukset. Näitä kustannuksia ovat akustosta puretun energian suhde akuston lataamiseen käytettyyn energiaan, akuston kapasiteetin heikentyminen, sisäiset häviöt sekä järjestelmän apulaitteiden, kuten jäähdytyksen, ilmanvaihdon ja BMS:n vaatima energia. (Mongrid et.al 2019.)

4 Sähkömarkkinat

Sähkömarkkinat koostuvat sähkön tuotannosta, sähköverkkoliiketoiminnasta sekä sähkökaupasta. Suomen sähköjärjestelmä kuuluu yhteispohjoismaalaiseen sähköjärjestelmään ja Suomen sähkömarkkina eurooppalaiseen tukkusähkömarkkinaan. Toimivilla sähkömarkkinoilla voidaan varmistaa kustannustehokas sähkön kysynnän ja tarjonnan tasapaino sekä yhteiskunnan riittävä sähkösaanti. (Fingrid 2022a.) Tässä luvussa sähkömarkkinat rajataan käsittelemään erityisesti sähkökauppaa. Kaupankäynti sähkömarkkinoilla koostuu kahdenvälisistä sähkön osto- ja myyntisopimuksista, johdannaismarkkinoista, sähköpörssin fyysisistä tuotteista, eli vuorokausimarkkinoista sekä päivän sisäisistä markkinoista. Lisäksi kauppaa käydään säätö- ja reservimarkkinoilla sekä tasehallinnassa.



Kuva 11 Sähkömarkkinoiden kauppapaikat mukaillen Fingrid (2022a) sekä Partanen et.al (2021)

Kuvassa 11 on esitetty sähkömarkkinoiden kauppapaikat ja tuotteet sekä niiden kaupankäynnin ajanhetki suhteessa toimitushetkeen. Seuraavissa alaluvuissa esitellään tarkemmin sähkömarkkinoiden kauppapaikat sekä niiden toimintaperiaatteet.

4.1 Sähköpörssin fyysiset tuotteet

Avoimilla sähkömarkkinoilla sähkön tuotannon ja tarjonnan optimointi on kannattavan liiketoiminnan edellytys. Sähkön kulutuksen arvioimiseen liittyvistä epävarmuuksista riippumatta sähköä on pystyttävä ostamaan ja myymään valitsevan kysynnän perusteella. Sähköpörssin fyysiset markkinat luotiin vastaamaan sähkömarkkinoiden osapuolten tarpeeseen käydä tilapäisesti kauppaa sekä luomaan uskottava hinnanmuodostusmekanismi sähkön referenssihinnalle. Kaupankäynti fyysisillä markkinoilla johtaa aina sähkön fyysiseen toimitukseen. Fyysisistä markkinoista käytetään yleisesti nimitystä Spot-markkinat. (Partanen et.al 2021, 23.)

Sähköpörssin kaupankäyntiä Pohjoismaissa sekä Baltian maissa hoidetaan Pohjoismaisessa sähköpörssissä Nord Poolissa. Nord Pool on avoin, keskitetty ja neutraali markkinapaikka, jossa sähkön markkinahinta muodostuu kysynnän ja tarjonnan mukaan. Kaupankäynnin toisena osapuolena on aina Nord Pool ja ennen kaupankäyntiä toimijoiden on annettava vakuus, jolloin riski vastapuolen maksukyvyttömyydestä vältetään. Nord Poolin toiminta on markkinalähtöistä ja sen tuotteet vakiotuotteita. Nord Poolin jäsenet osallistuvat päätöksen tekkoon, jolloin tuoterakenne vastaa markkinaosapuolten tarpeita. (Partanen et.al 2021, 21–23.)

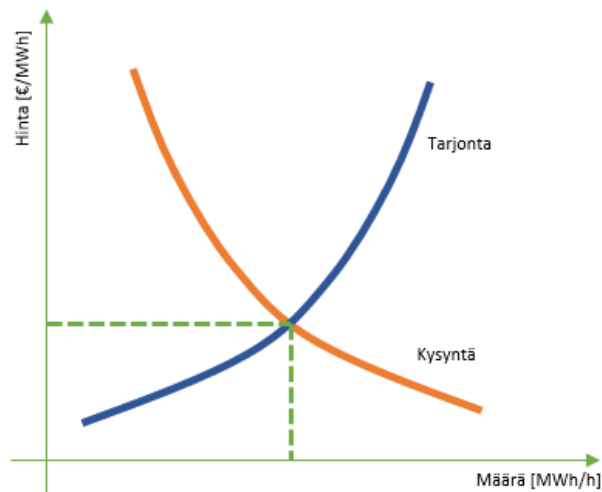
Spot-markkinoiden hyötynä on avoimen viitehinnan muodostuminen ja näin kaikkien markkinaosapuolien tasapuolinen kohtelu. Sähkön markkinahinta jokaiselle tunnille saadaan spot-markkinoilta ja saatua systeemihintaa voidaan käyttää referenssihintana johdannaismarkkinoilla, säätö- ja tasesähkömarkkinoilla sekä kiinteähintaisten sopimusten kaupankäynnissä sähköpörssin ulkopuolella. (Partanen et.al 2021, 23.)

Spot-markkinoilla kauppaa käydään kahdella erillisellä kaupankäyntimekanismilla. Markkinat on jaettu vuorokausimarkkinoihin (Day-Ahead, Elspot) ja päivänsisäisiin markkinoihin (Intra-Day, Elbas). Seuraavissa alaluvuissa käsitellään tarkemmin Elspot ja Elbas markkinoiden kaupankäyntimekanismit sekä niiden hinnanmuodostuminen.

4.1.1 Vuorokausimarkkinat

Elspot vuorokausimarkkinoilla kaupankäynnin osapuolet voivat myydä tai ostaa sähköä seuraavalle 24 tunnille suljetussa huutokaupassa, jossa osapuolet eivät tiedä toisten osapuolien

tarjouksia. Tarjoukset tulee jättää seuraavalle päivälle 12.00 Keski-Euroopan aikaa. Kaupan käynnin sulkeutumisen jälkeen jokaiselle tunnille muodostetaan algoritmein hinta kysynnän ja tarjonnan perusteella. Kysynnän ja tarjonnan perusteella muodostunut tuntikohtainen järjestelmä hinta julkaistaan tyypillisesti 12.45 Keski-Euroopan aikaa. Elspot-markkinoiden tulosta käytetään lisäksi myös lähtökohtana seuraavan 24 tunnin jakson suunnittelussa. (Nordpool 2022a.) Kuvassa 12 on esitetty sähkön hinnan muodostuminen kysyntä- ja tarjontakäyrän perusteella.

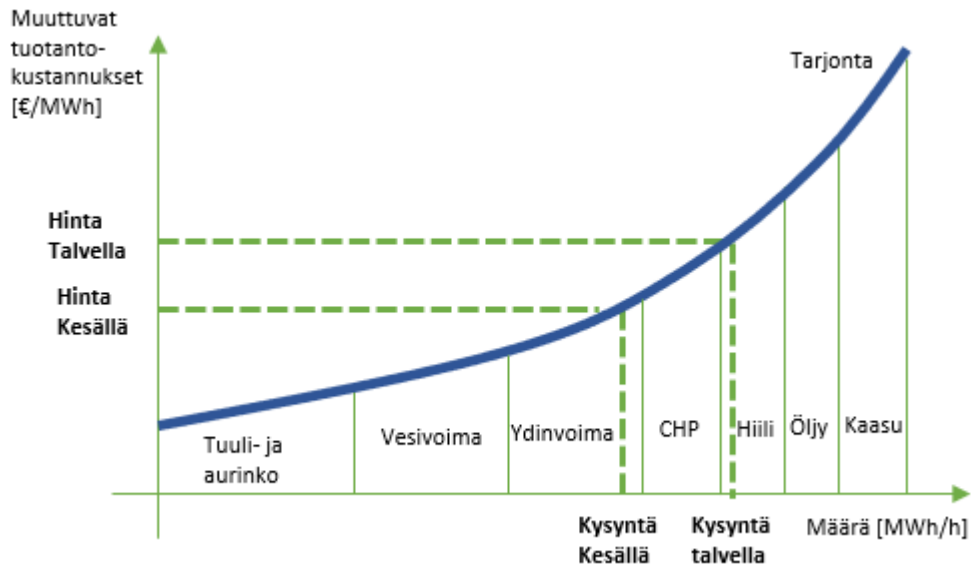


Kuva 12 Sähkön hinnan muodostuminen kysynnän ja tarjonnan mukaan mukaillen Bowles et.al 2017 sekä Partanen et.al 2021.

Kuvan 12 mukaan kysyntäkäyrä kuvaa sähkön hinnan ja kysynnän välistä suhdetta. Käyrän perusteella hinnan noustessa kysyntä laskee. Vastaavasti tarjontakäyrä kuvaa sähkön hinnan ja tarjonnan välistä suhdetta ja hinnan noustessa sähkön tarjonta nousee. Kysyntä- ja tarjontakäyrän perusteella muodostuva systeemihinta, eli markkinoiden tasapaino, löytyy kysyntä- ja tarjontakäyrän leikkauspisteestä. Nordpoolin (2021b) mukaan markkinahinnan ensisijainen tehtävä onkin luoda tasapaino kysynnän ja tarjonnan välille.

Toimivilla ja kilpailukykyisillä markkinoilla sähkö tuotetaan markkinoille mahdollisimman alhaisella hinnalla. Vaihtelevan sähkön kysynnän tyydyttämiseksi mahdollisimman alhaisin kustannuksin tarvitaan laajasti erilaisia tuotantotekniikoita. Eri tuotantotekniikoiden muuttuvat kustannukset vaihtelevat merkittävästi. (Nordpool 2022b.) Koska sähkön markkinahinta muodostuu kysynnän ja tarjonnan perusteella, on markkinahinta riippumatta tuotantomuodosta kaikille tuotantomuodoille sama. Muodostunut markkinahinta vastaa kyseisen

tunnin kysynnän kattamiseen tarvittavien kalleimpien tuotantovälineiden muuttuvia kustannuksia. (Partanen et.al 2021, 8.) Kuvassa 13 on havainnollistettu eri tuotantomuotojen muuttuvien kustannusten vaikutusta sähkön hintaan.



Kuva 13 Eri tuotantomuotojen vaikutus sähkön hintaan mukailten Vattenfall 2022 ja Partanen et.al 2021

Kuvasta 13 voidaan havaita, että matalan kulutuksen aikaan on mahdollista täyttää markkinoiden kysyntä tuotantomuodoilla, joissa muuttuvat kustannukset ovat matalat. Näitä tuotantomuotoja ovat ostettavasta polttoaineesta vapaat tuuli- ja aurinkovoima sekä vesivoima. Vastaavasti korkean kysynnän aikana tarvitaan markkinoiden kysyntää täyttämään muuttuvilta kustannuksiltaan kalliimpia tuotantomuotoja ja esimerkiksi yhdistetyn lämmön ja sähköntuotannon (CHP) tai hiilivoiman käytön tarve sähköntuotantoon nostaakin markkinahintaa huomattavasti.

Systemihinnan muodostuminen yllä kuvatusti ei ota huomioon mahdollisia rajoitteita sähkönsiirtoverkon siirtokapasiteeteissa. Mikäli siirtokapasiteetti riittää kattamaan tarvittavan siirtotarpeen, on systemihinta koko markkinalle sama. Jos taas siirtokapasiteetti rajoittaa siirtoa markkinan eri alueiden välillä, voi eri alueille muodostua järjestelmähinnasta poikkeavat aluehinnat. Alituotantoalueen aluehinta muodostetaan siirtämällä kuvan 12 tarjontakäyrää siirtokapasiteetin verran oikealle ja lukemalla uusi muodostunut aluehinta uudesta kysynnän ja tarjonnan leikkauspisteestä. Käytössä oleva siirtokapasiteetti laskee alituotantoalueen aluehintaa ja muodostunut aluehinta on järjestelmähinnan ja alkuperäisen

aluehinnan välissä. Vastaavasti ylituotantoalueen aluehinta muodostetaan siirtämällä kuvan 12 tarjontakäyrää vasemmalle ja lukemalla uusi muodostunut aluehinta uudesta kysynnän ja tarjonnan leikkauspisteestä. Käytössä oleva siirtokapasiteetti nostaa ylituotantoalueen aluehinta ja muodostunut aluehinta on järjestelmähinnan ja alkuperäisen aluehinnan välissä. (Partanen et.al 25–26.)

4.1.2 Päivänsisäiset markkinat

Elbas markkinat toimivat yhdessä Elspot markkinoiden kanssa kysynnän ja tarjonnan tasapainon varmistamisessa. Elspot markkinoilla kauppaa käydään ajallisesti lähempänä sähkön fyysistä toimitusta. Tasapainon varmistaminen lähempänä sähkön fyysistä toimitushetkeä on hyödyllistä markkinaosapuolille vähentäen reservien tarvetta ja helpottaen esimerkiksi uusiutuvan energian tuotannon vaihtelevuudesta aiheutuvaa tasapainottamisen tarvetta. Elbas markkinoilla markkinaosapuolet voivat huomioida myös odottamattomat tuotannon ja kulutuksen muutokset. (Nordpool 2022c.)

Elbas markkinat ovat jatkuva markkina, jossa kauppaa käydään joka päivä 24 tuntia vuorokaudessa ympäri vuoden. Kauppaa käydään tunnin, 30 minuutin sekä 15 minuutin tuotteista sekä lohkotuotteista. Elbas markkinoiden hinta muodostuu markkinaehtoisesti parhaiden tarjousten perusteella, jolloin halvimmat myyntitarjoukset ja kalliimmat ostotarjoukset toteutuvat. (Nordpool 2022c.)

4.2 Johdannaismarkkinat

Pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla johdannaisten kauppaa käydään Nasdaq Commoditiesin rahoitusmarkkinoilla. Johdannaismarkkinat toimivat riskienhallintatyökaluna sähkömarkkinoiden osapuolille. Johdannaisten avulla sähkömarkkinaosapuoli voi suojautua sähkön markkinahinnan odottamattomilta muutoksilta. Kaupankäynnin viitehintana käytetään selvityshetken systeemihintaa, johon johdannaistuotteiden nettoarvo selvitetään. Nasdaq Commoditiesin tuotteita ovat Futuurit, DS-Futuurit, Optiot sekä EPAD:t (Electricity Price Area Differentials, sähkön aluehintaerot). Johdannaisilla kaupankäynti ei johda sähkön fyysiseen toimitukseen, vaan sähkön fyysinen kaupankäynti on edelleenkin hoidettava fyysisen

toimituksen sisältäviltä markkinoilta. Johdannaismarkkinoilla kaupankäynnin osapuolena toimii aina Nasdaq Commodities, jolloin riski vastapuolen maksukyvyttömyydestä välitetään. (Partanen et.al 2021, 26–29.) Tässä työssä ei käsitellä tarkemmin johdannaismarkkinoita.

4.3 Kahdenväliset sopimukset

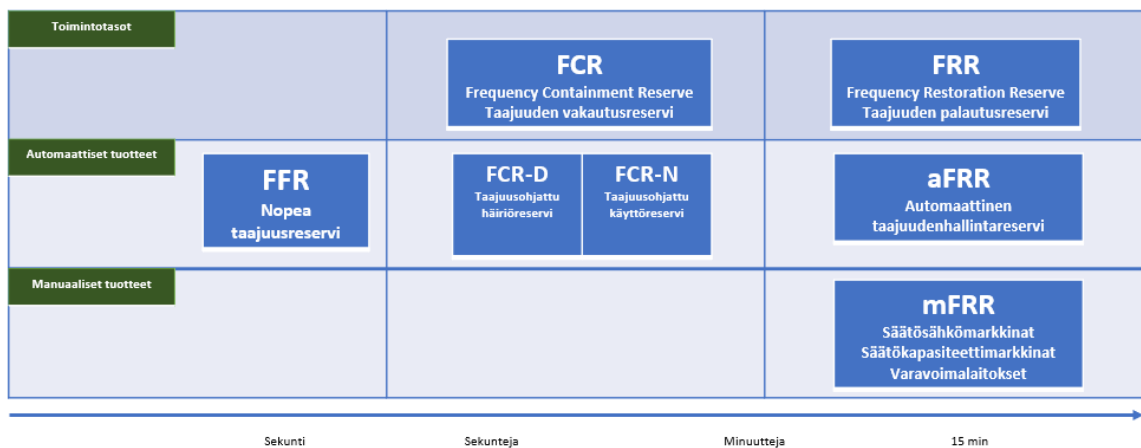
Kahdenvälisillä sopimuksilla tarkoitetaan sähkökauppaa, jota käydään sähköpörssin ulkopuolella. Sähköpörssin ulkopuolella käytävästä tukkukaupasta käytetään myös nimitystä OTC-markkinat (Over The Counter). OTC markkinoilla markkinaosapuolet voivat räätälöidä osto- ja myyntisopimusportfolionsa juuri tarpeitaan vastaaviksi. OTC markkinoilla on myös olemassa riski vastapuolen vastakyyttömyydestä, koska kaupankäyntiä takaamassa ei ole erillistä tahoja. (Partanen et.al 2021.)

PPA sopimukset (Power Purchase Agreements, sähkönostosopimukset) ovat pitkäaikaisia kahdenvälisiä sopimuksia sähkön tuottajien ja sähkön käyttäjien välillä. PPA sopimuksella osapuolet sopivat sähkökaupasta tietyllä hinnalla ja määrällä tietylle, yleensä pitkälle ajankaksolle. PPA sopimus on käytännössä OTC sopimus uusiutuvan energian tuottajan kanssa. (Next 2022.)

PPA sopimukset ovat kasvattaneet kiinnostavuuttaan sekä ostajien että myyjien näkökulmasta. Ostajan näkökulmasta PPA sopimuksien kiinnostavuutta lisää päästöjen vähentäminen sekä suojautuminen sähkön hinnan heilahteluilta. Myös myyjän näkökulmasta PPA sopimuksilla voidaan suojautua sähkönhinnan heilahteluilta sekä edesauttaa voimalaitoshankkeen rahoituksen järjestymistä. PPA sopimuksia tehdään yleisesti sähkön tuottajan sekä sähkön suurkuluttajan kanssa, joka kuluttaa ostamansa sähkön itse. Vaihtoehtoisesti PPA sopimuksia tehdään sähkön tuottajan ja sähkön jälleenmyyjän välillä, joka edelleen myy ostamansa sähkön suoraan asiakkailleen tai edelleen sähköpörssiin. (Next 2022; Suomen Tuuli-voimayhdistys 2022.)

4.4 Säätö- ja reservimarkkinat

Sähkön tuotannon ja kulutuksen on oltava tasapainossa joka hetki. Mikäli tuotanto ja kulutus ei vastaa toisiaan, aiheuttaa se poikkeaman sähköverkon 50 hertsin taajuuteen. Sähkömarkkinoilla markkinaosapuolille on edullista suunnitella kulutuksensa ja tuotantonsa tasapainoon. Suunnittelusta huolimatta kulutuksessa ja tuotannossa on käyttötunnin aikana poikkeamaa, jota korjaamaan tarvitaan reservejä. Lisäksi reservejä tarvitaan paikkaamaan odottamattomista tilanteista aiheutuneita kulutuksen ja tuotannon suunnittelemattomia tilanteita. Näitä reservejä ovat voimalaitokset, kulutuskohteet sekä energiavarastot, jotka kykenevät muuttamaan tehoaan tarvittaessa. Suomessa reservien hankinnasta vastaa Fingrid. (Fingrid 2022c.) Kuvassa 14 on havainnollistettu Suomessa käytössä olevat reservituotteet.



Kuva 14 Suomessa käytössä olevat reservituotteet mukaillen Fingrid (2022b)

Suomessa käytössä olevia reservituotteita ovat nopea taajuusreservi (Fast Frequency Reserve, FFR), taajuuden vakautusreservit (Frequency Containment Reserve, FCR) sekä taajuuden palautusreservit (Frequency Restoration Reserve, FRR). Seuraavissa alaluvuissa kuvaillaan tarkemmin Suomessa käytössä olevat reservituotteet.

4.4.1 Nopea taajuusreservi

Nopea taajuusreservi (FFR), on reservi, joka tarvitaan sähköjärjestelmän pienen inertian tilanteiden hallintaan. Pienellä inertialla tarkoitetaan tilannetta, jossa sähköjärjestelmän

pyöriviin massoihin varastoitunut liike-energian määrä on pieni. Sähköjärjestelmän pieni inertia vaikuttaa sähköjärjestelmän kykyyn vastustaa taajuuden muutoksia esimerkiksi tilanteissa, joissa tuotantolaitos tai siirtoyhteys menetetään vian seurauksena. Nopean taajuusreservin tarvittava määrä riippuu sähköjärjestelmän sen hetkisen inertian määrästä sekä menetetyn kapasiteetin suuruudesta. (Fingrid 2022d.)

Nopean taajuusreservin tarve painottuu kevät- kesä- ja syyskuukausille. Kevät, kesä- ja syyskuukausina sähköjärjestelmän inertia on pienimmillään. Hankintatarpeeseen vaikuttaa merkittävästi myös vesitilanne Pohjoismaissa. Koska nopean taajuusreservin hankintatarpeen määrä vaihtelee sähköjärjestelmän inertian määrästä johtuen, hankitaan nopeaa taajuusreserviä vain osalle tunneista ja vain tarvittava määrä. Nopeaa taajuusreserviä hankitaan kansallisilta tuntimarkkinoilta inertiaennusteen perusteella, jonne tuntikohtaiset tarjoukset käytettävyydestä jätetään seuraavan vuorokauden tunneille edellisenä iltana. Nopean taajuusreservin korvaus perustuu ylläpidettyyn kapasiteettiin ja määräytyy tuntikohtaisesti kalleimman käytetyn tarjouksen mukaan hintatason ollessa kymmeniä euroja/MW,h. (Fingrid 2022d; Fingrid 2022b.)

Nopean taajuusreservin reservikohteiden on täytettävä niille asetetut tekniset vaatimukset. Teknisten vaatimusten täyttyminen on osoitettava säätökokeilla ennen markkinoille osallistumista. Taulukossa 1 on esitetty nopean taajuusreservin aktivointivaihtoehdot, joista reservitoimittaja voi valita minkä tahansa aktivointivaihtoehdon.

Taulukko 1 Nopean taajuusreservin aktivointivaihtoehdot (Fingrid 2022d.)

Aktivointitaajuus (Hz)	Max. Aktivointiaika (s)
49,7	1,3
49,6	1
49,5	0,7

Nopean taajuusreservin reservitehon on aktivoitettava vaaditussa ajassa, kun taajuus alittaa aktivointitaajuuden. Minimikesto nopean taajuusreservin aktivoinnille on 5 sekuntia, mikäli tehon deaktivointinopeus on korkeintaan 20 % nopean taajuusreservin kapasiteetista sekunnissa. Mikäli deaktivointinopeus on suurempi, on aktivoinnin vähimmäiskesto 30 sekuntia. Nopean taajuusreservin on kyettävä uudelleenaktivointiin 15 minuutissa edellisen aktivoinnin jälkeen. (Fingrid 2022d.)

4.4.2 Taajuuden vakautusreservit

Taajuuden vakautusreservit on jaettu taajuuden käyttöreserviin (FCR-N) ja taajuusohjattuun häiriöreserviin (FCR-D). Taajuuden vakautusreservit ovat automaattisesti aktivoituvia pätötehoreservejä, joita käytetään jatkuvaan taajuuden hallintaan. Taajuusohjatun käyttöreservin tehtävänä on pitää sähköverkon taajuus normaalitaajuusalueella 49,9–50,1 hertsin välillä. Taajuuden ollessa normaalitaajuusalueella taajuusohjattu käyttöreservi säätää jatkuvasti symmetrisellä säädöllä. Taajuusohjattu käyttöreservin on pystyttävä ylössäätöön (Sähkön tuotannon lisäys tai sähkön kulutuksen vähentäminen) sekä alassäätöön (Sähkön tuotannon vähentäminen tai sähkö kulutuksen lisääminen). Taajuusohjatun häiriöreservin tehtävänä on pitää sähköverkon taajuuden vaihtelu 49,5–50,5 hertsin välillä, mikäli sähköverkon taajuus poikkeaa normaalitaajuusalueesta. Taajuusohjattu häiriöreservi säätää suuremmissa taajuuspoikkeamissa lähes lineaarisesti. Taajuusohjattu häiriöreservi on jaettu ylössäätö tuotteeseen (FCR-D ylös) sekä alassäätö tuotteeseen (FCR-D alas). (Fingrid 2022e; Fingrid 2022b.)

Taajuuden vakautusreservejä hankitaan markkinaehtoisesti vuosi- ja tuntimarkkinoilta. Tekniset vaatimukset vuosi- ja tuntimarkkinoille ovat samat. Kaupankäynnin kohteena on vuosi- ja tuntimarkkinoilla erikseen taajuusohjattu käyttöreservi, taajuusohjattu häiriöreservi ylös sekä taajuusohjattu häiriöreservi alas. Tarjouskilpailu vuosimarkkinoille osallistumiseen järjestetään kerran vuodessa syksyllä ja vuosimarkkinoille ei ole mahdollista tulla mukaan kesken sopimuskauden. Vuosimarkkinoilla reservisuunnitelmien mukainen määrä ostetaan täysimääräisesti ja reservitoimittajalla on velvollisuus ylläpitää myymänsä reserviä vuosimarkkinoilla vapaan kapasiteettinsa puitteissa. Reservisuunnitelmat vuosimarkkinassa jätetään edellisenä päivänä kello 18.00. Vuosimarkkinoiden hinta on kiinteä koko vuodelle ja se määräytyy vuosimarkkinoille hyväksytyin kalleimman tarjouksen mukaan. Tuntimarkkinoille voi osallistua tekemällä erillisen sopimuksen eikä sopimuksen tekeminen edellytä vuosisopimuksen tekemistä. Tuntimarkkinoille voi osallistua missä vaiheessa vuotta tahansa ja vapaata reservikapasiteettia voi tarjota markkinalle päivittäin. Reservisuunnitelmat seuraavan vuorokauden tunneille jätetään 18.30 ja tarvittava määrä tarjouksia käytetään hintajärjestyksessä. Taajuusohjatun häiriöreservin minimitarjouskoko on 1 MW. Ylössäätötuotteen hintataso vuonna 2022 on vuosimarkkinoilla noin 2 €/MW,h ja tuntimarkkinoilla parista eurosta kymmeneen euroihin/MW,h. Alassäätötuotteen hintataso vuonna 2022 on vuosimarkkinoilla noin 10€/MW,h ja tuntimarkkinoilla kymmeniä euroja/MW,h. Taajuusohjatun

käyttöreservin minimitarjouskoko on 0,1 MW. Hintataso 2022 vuosimarkkinoilla on noin 13 €/MW,h ja tuntimarkkinoilla muutamista euroista kymmeneen euroihin/MW,h.(Fingrid 2022e; Fingrid 2022b.)

Taajuuden vakautusreservien on täytettävä niille asetetut tekniset vaatimukset. Teknisten vaatimusten täytyminen on osoitettava säätökokeilla ennen markkinoille osallistumista. Taulukossa 2 on esitetty taajuuden vakautusreservien keskeiset tekniset vaatimukset.

Taulukko 2 Taajuuden vakautusreservien keskeiset tekniset vaatimukset (Fingrid 2022e.)

	Säädön vähimmäiskoko	Aktivoitumisaika	Muuta
Taajuusohjattu käyttöreservi	0,1 MW	3 min ± 0,1 Hz askelmaisella taajuusmuutoksella	Kuollut alue max ±0,01 Hz
Taajuusohjattu häiriöreservi ylös	1 MW	5 s / 50 % 30 s / 100 %, askelmaisella taajuusmuutoksella 49,9 Hz:stä 49,5 Hz:iin	
Taajuusohjattu häiriöreservi alas	1 MW	5 s / 50 % 30 s / 100 % askelmaisella taajuusmuutoksella 50,1 Hz:stä 50,5 Hz:iin	

Koska taajuusohjattu käyttöreservi on symmetrinen tuote, tulee sen kyetä aktivoimaan 100 % reservikapasiteetistaan ylös- tai alassäätöön, mikäli sähköverkon taajuus poikkeaa 49,9–50,1 hertsin alueelta. Sähköverkon taajuuden pysyessä 49,9–50,1 hertsin taajuudella, on taajuusohjatun käyttöreservin aktivoituvan määrän olla verrannollinen taajuuspoikkeaman suuruuteen. Taajuusohjatulla käyttöreservillä saa olla 0,01 hertsin suuruinen kuollut alue, jolloin aktivoituneen reservin määrä on nolla. (Fingrid 2021f.)

Taajuusohjatun häiriöreservin on aloitettava ylössäätö sähköverkon taajuuden laskiessa alle 49,9 hertsiin ja 100 % reservikapasiteetista on aktivoituttava taajuuden laskiessa edelleen 49,5 hertsiin tai sen alle. 49,5–49,9 hertsin taajuusalueella aktivoituvan määrän olla verrannollinen taajuuspoikkeaman suuruuteen. Vastaavasti taajuusohjatun häiriöreservin on aloitettava alassäätö sähköverkon taajuuden noustessa yli 50,1 hertsiin ja 100 % reservikapasiteetista on aktivoituttava taajuuden noustessa edelleen 50,5 hertsiin tai sen alle. 50,5–50,9 hertsin taajuusalueella aktivoituvan määrän olla verrannollinen taajuuspoikkeaman suuruuteen. Sekä taajuusohjatun häiriöreservin ylös- ja alassäätöön osallistuvissa reserveissa vähintään 50 % reservikapasiteetista tulee aktivoitua 5 sekunnissa ja 100 % 30 sekunnissa 0,5 hertsin askelmaisena taajuusmuutoksen seurauksena. (Fingrid 2021f.)

Taajuusohjattujen käyttö- ja häiriöreservien tulee kyetä aktivoitumaan täysimääräisesti koko toimitusjakson ajaksi. Poikkeuksena tähän on reservikohteet, joiden aktivointikyky on rajallinen eli niiden energiavarasto saattaa tyhjentyä kokonaan aktivoinnin seurauksena. Rajallisen aktivointikyvyn omaavan reservikohteen kapasiteetti tulee mitoittaa kykenemään vähintään 30 minuutin yhtäjaksoiseen täysimääräiseen aktivointiin per suunta. Rajallisen kapasiteetin omaavat kohteet on hyväksyttävä erikseen rajoitetun aktivointikyvyn kohteiksi. (Fingrid 2021f.)

4.4.3 Taajuuden palautusreservit

Taajuuden palautusreservien (Frequency Restoration Reserve, FRR) tarkoituksena on sähköjärjestelmän taajuuden palauttaminen nimellistaajuuteen ja vapauttaa aktivoituneet taajuuden vakautusreservit käytöstä. Taajuuden palautusreservit jaetaan automaattiseen taajuudenpalautusreserviin (aFRR) sekä manuaaliseen taajuuden palautusreserviin (mFRR), joka tunnetaan myös säätösähkönä. (Fingrid 2022i.)

Automaattisen taajuuden palautusreservin aktivointi perustuu Pohjoismaisen sähköjärjestelmän taajuuspoikkeamaan ja aktivointi tapahtuu automaattisesti kantaverkkoyhtiön 10 sekunnin välein lähettämän tehonmuutossignaalin perusteella. Automaattisen taajuudenpalautusreservin on aktivoitettava kokonaisuudessaan 5 minuutin kuluessa aktivointisignaalin läheytkestä kuitenkin niin, että aktivointi on aloitettava viimeistään 30 sekunnin kuluessa aktivointisignaalin lähettämisestä. (Fingrid 2022g; Fingrid 2022h.)

Automaattisen taajuuden palautusreservin ylös- ja alassäätökapasiteetti tarjotaan erikseen yhteispohjoismaisille markkinoille minimitarjouskoon ollessa 1 MW. Tarvittavat aktivoinnit tehdään tarjouskokojen suhteessa. Automaattisesta taajuuden palautusreservistä maksetaan kapasiteettikorvausta sekä energiakorvausta. Kapasiteettikorvauksen hintataso on kymmeniä euroja/MW,h. Energiakorvauksen suuruus määräytyy säätösähkömarkkinoiden ylös- ja alassäätöhinnan mukaan.. Automaattista taajuuden palautusreserviä hankitaan pääosalle vuorokauden tunneista. (Fingrid 2022b.)

Manuaalisia taajuuden palautusreservejä eli säätösähköä aktivoidaan Pohjoismaisilla säätösähkömarkkinoilla hintajärjestyksessä teknisten reunaehtojen puitteissa. Markkinoille voi tarjota resursseja, jotka kykenevät minimitarjouskoon mukaiseen tehonmuutokseen 15

minuutin kuluessa aktivointitarpeesta. Tarjoukset säätösähkömarkkinoille jätetään erikseen ylös- ja alasäätoresursseista. Minimitarjouskoko säätösähkömarkkinoille on 5 MW ja tarjoukset tulee jättää viimeistään 45 minuuttia ennen käyttötuntia. (Fingrid 2022b; Fingrid 2022j.)

Pohjoismaisilla säätösähkömarkkinoilla säätö­sähkön hinta määräytyy toteutuneiden säätöjen perusteella. Ylössäätohintana on kalleimman tilatun tarjouksen hinta, mutta aina vähintään Suomen vuorokausimarkkinoiden hinnan suuruinen. Ylössäätohintana voi kohota jopa tuhansiin euroihin. Kaikki tilatut ylössääto­tarjoukset saavat korvauksen sovitusta energiasta määräytyneen ylössääto­hinnan perusteella. Alasäätohintana on halvimman tilatun tarjouksen hinta, mutta kuitenkin enintään Suomen vuorokausimarkkinoiden hinnan suuruinen. Kaikki alasääto­tarjoukset saavat vastaavasti korvauksen sovitusta energiasta määräytyneen alasääto­hinnan perusteella. (Fingrid 2022b; Fingrid 2022j.)

Sääto­kapasiteettimarkkinoiden tarkoituksena on varmistaa, että seuraavan päivän säätö­­sähkömarkkinoille on riittävästi ylössääto­tarjouksia. Sääto­kapasiteettimarkkinoilla varmistetaan, että käytössä on riittävä määrä taajuuden palautusreserviä varavoimalaitosten huoltojen sekä muiden normaalista poikkeavien tilanteiden takia. Sääto­kapasiteetin hankinta on viikotason hankintaa. Kilpailutuksessa valituksi tullut toimittaja jättää ylössääto­tarjouksen säätö­­sähkömarkkinoilla edellispäivänä kello 11 mennessä. Sääto­kapasiteettimarkkinoiden korvaus perustuu kapasiteettikorvaukseen sekä energiamaksuun mahdollisista aktivoinneista. (Fingrid 2022b.)

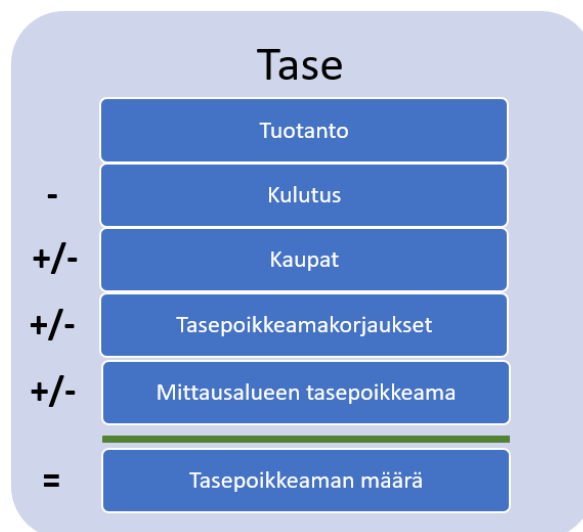
Kantaverkkoyhtiö Fingridillä on lisäksi varavoimalaitoksia varmistamassa, että sillä on riittävästi manuaalista taajuuden palautusreserviä eli säätö­­sähköä saatavilla poikkeustilanteita varten. Varavoimalaitokset käynnistetään vasta sen jälkeen, kun muut tarjoukset säätö­­sähkömarkkinoilta on tilattu. Varavoimalaitoksia ei myöskään käytetä kaupalliseen tuotantoon. (Fingrid 2022b.)

4.5 Taseselvitys

Sähkömarkkinoilla sähkö­­n tuotannon, hankinnan, kulutuksen ja myynnin tulee aina olla tasapainossa. Jokaisen markkinaosapuolen tulee suunnitella toimintansa tämän perusteella sekä pyrkiä ylläpitämään tätä tasapainoa. Käytännössä kuitenkin tuotannon, hankinnan,

kulutuksen ja myynnin välillä on aina poikkeamia. Näitä poikkeamia kutsutaan tasepoikkeamiksi. Tasepoikkeamia hoitamaan markkinaosapuolella on oltava avoin toimittaja, joka tasapainottaa markkinaosapuolen sähkötaseen sähkön toimitushetken jälkeen. Ylimmällä tasolla avoin toimittaja on kantaverkkoyhtiö. Markkinaosapuolta, jonka avoin toimittaja on kantaverkkoyhtiö, kutsutaan tasevastaavaksi. (eSett 2022b; Fingrid 2022k; Partanen 2021.) Tehotasapainon ylläpito hoidetaan automaattisesti taajuuden mukaan ohjautuvilla varusteilla, manuaalisesti toteutettavilla säädöillä sekä tarvittaessa hankkimalla säätökapasiteettia säätösähkömarkkinoilta yllä olevan alaluvun mukaisesti.

Pohjoismaissa on käytössä yksitasemalli, jossa tuotanto- ja kulutustaseet ovat yhdistettyinä samaan tasemalliin. Taseselvityksen tarkoituksena on saada muodostettua sähkömarkkinoille taloudellinen tasapaino käyttöjakson eli toimitushetken jälkeen. (eSett 2022a.) Kuvassa 15 on esitetty Pohjoismaissa käytössä olevan yksitasemallin perusajatus.



Kuva 15 Pohjoismaissa käytössä olevan yksitasemallin perusajatus mukailten eSett 2022a sekä Fingrid 2022k

Tasepoikkeaman määrä muodostetaan tasevastaavan mitatun tuotannon, kulutuksen, kaupojen, tasepoikkeamakorjausten sekä mittausalueen tasepoikkeaman poikkeamasta. Tasepoikkeamaa laskettaessa huomioidaan oman tuotannon ja kulutuksen lisäksi markkinaosapuolen tekemät kaupat fyysisiltä tai kahdenvälisiltä markkinoilta sekä tasepoikkeamakorjaukset reservimarkkinoilta. Lisäksi tasepoikkeamassa huomioidaan mittausalueen mahdollinen tasepoikkeama. Tasevastaavan tase on alijäämäinen, kun tasevastaava kuluttaa ja myy

sähköä enemmän kuin se tuottaa ja ostaa ja vastaavasti ylijäämäinen, kun tasevastaava tuottaa ja ostaa enemmän sähköä kuin se kuluttaa ja myy. Tasepoikkeaman energiamäärien ostot ja myynnit hoidetaan Pohjoismaisen taseselvitysyksikkö eSetin kanssa. Tasesähkön ostohinta on kalleimman säätösähkömarkkinoilla kyseisellä tunnilla käytetyn tasesähkön ostotarjouksen hinta, mutta kuitenkin vähintään vuorokausimarkkinan aluehinta. Vastaavasti tasesähkön myyntihinta on halvimman säätösähkömarkkinoilla käytetyn myyntitarjouksen hinta, mutta enintään vuorokausimarkkinan aluehinta. (eSett 2022a; Fingrid 2021.)

5 Investointilaskelmat

Investoinnilla tarkoitetaan Jormakan et.al (2021, 243) mukaan sellaiseen omaisuuteen sijoittamista, jonka on tarkoitus hyödyttää yritystä useita vuosia. Ikäheimo et.al (2019, 174–175) kuvailee investointien ominaispiirteiksi niiden pitkän ajallisen keston, laajat vaikutukset, suuren sitoutuneen pääoman sekä epävarmuuden. Ikäheimon et.al (2019, 174) sekä Jormakan et.al (2021, 243) mukaan investointeja ei yleensä voi myöhemmin perua ja ne muuttavat usein yrityksen toimintaa peruuttamattomasti. Yritykset tarvitsevat Jormakan et.al (2021, 244) mukaan investointipäätöksiensä tueksi investointilaskelmia. Oikein laaditulla investointilaskelmalla on merkittävä vaikutus investointien onnistumiseen, jonka lisäksi investointilaskelmia käytetään yrityksen päätöksenteon tukena. Investointilaskelman perusteella investointeja voidaan arvioida sekä investointeja vertailla. (Ikäheimo et.al. 2019, 177.) Tässä luvussa käydään läpi investointilaskelmien keskeiset komponentit ja yleisimmät investointilaskentamenetelmät sekä tutustutaan investointilaskelmien epävarmuuksien huomioimiseen.

5.1 Investointilaskelman komponentit

Investoinnin hyvyttä arvioitaessa tai investointivaihtoehtojen paremmuutta vertaillaessa eri tekijöiden arviointi on Ikäheimon et.al (2019, 180) mukaan avainasemassa. Investointilaskelmat sisältävät arvioita pitkän aikavälin kehityksestä, jolloin lähtötiedot eivät välttämättä ole kovinkaan tarkkoja. (Jormakka et.al. 2021, 244.) Neilimon ja Uusi-Rauvan (2005, 214) mukaan lähtötietoja voidaan arvioinnin lisäksi mitata tai esittää kvantitatiivisesti. Seuraavissa alaluvussa käydään läpi investointilaskelman keskeiset komponentit, joita hyödyntämällä investointilaskelma voidaan tehdä ja investointilaskelman eri tunnusluvut laskea.

5.1.1 Hankintameno

Investoinnin hankintamenolla tarkoitetaan Ikäheimon et.al (2019, 180) mukaan yrityksen tekemää taloudellista uhrausta kassavirtojen aikaansaamiseksi. Jormakan et.al (2021, 244)

mukaan hankintamenoon kuuluu investoinnin hankintahinnan lisäksi investoinnin asennus- ja käyttöönottokustannuksia. Hankintamenoon kuuluu myös investoinnin vaatimat liitännäisinvestoinnit ja hankintamenoa määriteltäessä on tärkeää arvioida, että mitkä menoerät jäisivät toteutumatta ilman investoinnin toteutumista. Investoinnin aiheuttamaan hankintamenoon sitoutunut pääoma osallistuu investoinnin kassavirtojen tuottamiseen pitkäksi aikaa. (Ikäheimo et.al. 2019, 180.) Neilimon ja Uusi-Rauvan (2005, 214) mukaan hankintameno ajoittuu lähelle investointipäätöksentekohetkeä, jolloin siihen liittyy vähemmän epävarmuuksia kuin muihin investoinnin tuottoihin ja kustannuksiin.

5.1.2 Pitoaika

Investoinnin pitoajalla tarkoitetaan Ikäheimon et.al (2019, 181) mukaan ajanjaksoa, jonka yli investointi on tuottavassa toiminnassa kassavirtoja tuottamassa. Jormakka et.al (2021, 244) taas kuvailee pitoajaksi investoinnin elinkaaren. Toisaalta Neilimon ja Uusi-Rauvan (2005, 217) mukaan investoinnin ikää voidaan periaatteessa jatkaa loputtomiin sopivilla korjauksilla ja modernisoinneilla. Näin onkin pitoaika tarkastellessa järkevää käyttää investoinnin teknillistaloudellista käyttöikä. Investointilaskelmaa varten tarvitaankin arvio investoinnin ajanjaksosta, jolta se tuottaa kassavirtoja. Yleisesti yrityksissä on ennalta päätetty ajanjakso, jolta kassavirtoja tarkastellaan sekä investoinnin oletettu pitoaika. (Ikäheimo et.al. 2019, 182.)

5.1.3 Jäännösarvo

Investoinnin arvoa, joka jää jäljelle hankintamenoista investoinnin pitoajan jälkeen, pidetään investoinnin jäännösarvona. Investointien ajanjaksojen ollessa pitkiä, jopa vuosikymmenten mittaisia, on jäännösarvon arviointi hyvin vaikeaa, jolloin usein jäännösarvo arvioidaan nol-laksi. Toisaalta jäännösarvo voi olla negatiivinen esimerkiksi purku-, kierrätys- tai puhdistuskulujen takia. (Ikäheimo et.al. 2019, 282.) Toisaalta jos käytetylle investoinnille on ole-massa markkinat, voi jäännösarvolla olla vaikutusta investoinnin edullisuuteen (Neilimo & Uusi-Rauva, 2005, 218).

5.1.4 Nettokassavirrat

Investointien kannattavuutta arvioitaessa ja tunnuslukuja laskettaessa kassavirrat ovat ainoa merkittävä tekijä. Investoinnin tuottamat vuotuiset nettokassavirrat syntyvät investoinnin tuotantovaiheessa aiheuttamista kassatuloista ja kassamenoista. Kassatuloihin kuuluu investoinnin aiheuttamat myynnit tai kustannussäästöt, kun taas kassamenoja ovat investoinnin vaatimat raaka-aineet, palkat tai esimerkiksi huolto- ja käyttökulut. (Ikäheimo et.al. 2019, 181.) Investoinnin nettokassavirta saadaan, kun vähennetään investoinnin vuotuisista kassaan maksuista investoinnin aiheuttamat vuotuiset kassasta maksut sekä verot, lisätään poistojen aiheuttama verohyöty sekä vähennetään alkuinvestointi sekä mahdollinen käyttöpääoman lisäys. Verot huomioidaan voimassa olevan yritysverokannan mukaan investoinnin kassaan maksujen ja kassasta maksujen erotusta poistojen verohyödyllä korjaamalla. Investointilaskelman kassavirroissa varsinaisia poistoja ei kuitenkaan huomioida. (Jormakka et.al. 2021, 253.)

5.1.5 Laskentakorkokanta

Investoinnin eri ajanhetkinä investoinnin pitoaikana tuottamat kassavirrat ovat keskenään eriarvoisia, joten kassavirtoja on pystyttävä siirtämään ajankohdasta toiseen niin, että eri aikoina tuotetut kassavirrat ovat vertailukelpoisia. Kassavirtojen arvon siirtämiseen ajankohdasta toiseen käytetään laskentakorkokantaa. (Ikäheimo et.al. 2019, 182.) Laskentakorkokantana voidaan käyttää myös investoinnin minimituottovaatimusta tai investointiin käytettyjen pääomien suhteella painotettua keskimääräiskustannusta (Neilimo & Uusi-Rauva, 2005, 216). Myös Jormakan et.al (2021, 244–245) mukaan investointilaskelmissa laskentakorkokantana käytetään usein painotettua keskimääräistä pääoman kustannusta, josta käytetään lyhennettä WACC (Weighted Average Cost of Capital).

Vartiaisen et.al (2019) mukaan nimellinen WACC voidaan määrittää yhtälön 5.1 mukaisesti:

$$WACC_{nom} = [D * k_D * (1 - CT) + E * k_E] / (D + E) \quad (5.1)$$

Jossa:

$WACC_{nom}$	on nimellinen WACC
D	on vieraan pääoman arvo
k_D	on vieraan pääoman kustannus
CT	on yritysverokanta
E	on oman pääoman arvo
k_E	on oman pääoman kustannus

Inflaatio vaikuttaa investointilaskelmien edullisuuden vertailuun. Inflaation vaikutus voidaan huomioida joko tekemällä laskelmat reaali rahassa käyttäen reaalista laskentakorkoa tai vaihtoehtoisesti tekemällä laskelmat nimellisrahassa käyttäen nimellistä laskentakorkoa. Mikäli laskelmissa käytetään reaali rahaa sekä nimellisen laskentakoron yhdistelmää, näyttää investointi todellista huonommalta ja mikäli taas laskelmissa käytetään nimellisrahaa sekä reaali laskentakoron yhdistelmää, näyttää investointi todellista paremmalta. (Neilimo & Uusi-Rauva, 2005, 216–217.) Ikäheimon et.al (2019, 183) mukaan investointilaskelman komponenttien arvioinnissa on käytettävä systemaattisesti joko nimellisiä tai reallisia suureita.

Vartiainen et.al (2019) mukaan nimellisen WACC:n ja inflaatiokorjatun reaali laskentakoron yhteys voidaan määrittää yhtälön 5.2 mukaan:

$$WACC_{real} = \left[\frac{(1+WACC_{nom})}{(1+Infl)} \right] - 1 \quad (5.2)$$

Jossa:

$WACC_{real}$	on inflaatiokorjattu WACC
Infl	on vuotuinen inflaatioprosentti

Eri investoinneilla voi olla myös erilaiset tuottovaatimukset ja näin erilaiset laskentakorot. Jormakan et.al (2021, 245) sekä Ikäheimon et.al (2019, 182) mukaan investoinnin tuottovaatimuksen tulisi olla sitä korkeampi, mitä suurempi epävarmuus investointiin liittyy ja mitä

korkeamman riskitason investointi on. Näin suuremman riskin investointien investointilaskelmissa laskentakorkokanta on suurempi (Jormakka et.al. 2021, 245).

5.2 Investointilaskentamenetelmät

Investointilaskelmamenetelmien avulla edellisessä luvussa esitettyjen lähtötietojen perusteella saadaan tuotettua laskentainformaatiota, jonka perusteella investointien kannattavuutta voidaan arvioida taloudellisesta näkökulmasta. Laskentainformaatio on tärkeää niin investointivaihtoehtojen vertailussa, investoinnin toteutuksessa kuin investoinnin onnistumisen arvioinnissa (Ikäheimo et.al 2019, 177.)

Investointilaskelmamenetelmät voidaan jaotella sen perusteella, että otetaanko laskentamenetelmissä huomioon rahan aika-arvo. Rahan aika-arvon huomioon ottaminen tuottaa menetelmien välillä eroavaisuuksia ja investoinnin hyvyttä arvioitaessa lopputulokset voivat olla erilaisia (Ikäheimo et.al 2019, 183.)

Seuraavissa alaluvuissa esitetään yleisimmin käytettyjä investointilaskentamenetelmiä.

5.2.1 Nettonykyarvo

Investoinnin nettonykyarvoa laskettaessa investoinnin aiheuttamat tuotot ja kustannukset diskontataan valitulla laskentakorolla nykyhetkeen. Nettonykyarvon ollessa positiivinen on investointi kannattava ja investoinnin tuottamien tuottojen nykyarvo on suurempi kuin investointikustannukset. (Neilimo & Uusi-Rauva, 2005, 218.) Nettonykyarvo lasketaan vähentämällä tulevien ennakoitujen nettokassavirtojen nykyarvosta investoinnin hankintameno (Jormakka et.al. 2021, 248). Nettonykyarvo kertoo rahamääräisenä investoinnin tuottaman lisäarvon yritykselle ja teoreettisesti yrityksen pitäisikin pyrkiä toteuttamaan kaikki investointinsa, joiden nettonykyarvo on positiivinen (Ikäheimo et.al, 2019, 186).

Vaikka Jormakan et.al (2021, 248) mukaan nettonykyarvoa pidetään teoreettisesti suositeltavimpana investointilaskentamenetelmänä, Ikäheimon et.al (2019, 186) mukaan suurien ja pienien investointien kannattavuuden vertailu pelkkien niiden tuottamien nettonykyarvojen

perusteella ei anna oikeaa kuvaa investointien kannattavuudesta pääomarajoitteen ollessa olemassa.

Investoinnin aiheuttamat tuotot ja kustannukset diskontataan nykyhetkeen kertomalla kassavirrat diskonttaustekijällä. Diskonttaustekijä voidaan laskea mukaillen Neilimoa ja Uusi-Rauvaa (2005, 364) yhtälöllä 5.3:

$$DF = \frac{1}{(1+i)^n} \quad (5.3)$$

Jossa:

DF	on diskonttaustekijä
i	on laskentakorko
n	on investoinnin pitoaika

Nettonykyarvo voidaan laskea Ikäheimo et.al (2019, 186) mukaillen yhtälöllä 5.4:

$$NPV = DF(\text{nettokassavirrat} - \text{investoinnin kustannus}) \quad (5.4)$$

Jossa:

NPV	on nettonykyarvo
-----	------------------

Vastaavaan lopputulokseen päästään Jormakan et.al (2021, 248) esittämällä tavalla yhtälön 5.5 mukaan:

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{NCF_t}{(1+r)^t} + \frac{I_n}{(1+r)^t} - I_0 \quad (5.5)$$

Jossa:

NCF	on kassavirta
I_0	on investoinnin hankintameno
I_n	on investoinnin jäännösarvo
t	on aika

r on diskonttauskorko

5.2.2 Sisäinen korkokanta

Sisäisen korkokannan menetelmä IRR (Internal Rate of Return) on yleisesti käytetty investointien kannattavuuslaskennassa käytettävä menetelmä, joka kertoo investoinnin kannattavuuden prosenttilukuna (Jormakka et.al. 2021, 251). Lisäksi Ikäheimon et.al (2019, 184–185) mukaan sisäinen korkokanta ilmaisee rahoituskustannukset, joilla investointi kannattaa toteuttaa. Neilimo ja Uusi-Rauva (2005, 221) taas kuvailevat sisäisen korkokannan olevan korkokanta, jota käyttämällä investoinnin nettonykyarvoksi tulee nolla.

Sisäinen korkokanta kertoo kuinka paljon investointi tuottaa sijoitetulle pääomalle prosenteissa rahan aika-arvo huomioon ottaen. Investointeja vertailtaessa sisäisen korkokannan perusteella paras investointi on se, joka tuottaa suurimman sisäisen korkokannan, joten investointien vertailu on sisäisen korkokannan perustella helposti ymmärrettävää. Investoinnin sisäisen korkokannan ollessa WACC:ia suurempi, on investointi kannattava. Sisäisen korkokannan etuihin kuuluu myös pääomarajoitteen huomioiminen. (Ikäheimo et.al. 2019, 184.)

Jormakan et.al (2021, 251) mukaan sisäisen korkokanta voidaan laskea laskemalla se korkokanta, jolla nettonykyarvoksi tulee nolla. Sisäisen korkokanta voidaan laskea yhtälöllä 5.6:

$$\sum_{t=1}^n \frac{NCF_t}{(1+IRR)^t} + \frac{I_n}{(1+IRR)^t} - I_0 = 0 \quad (5.6)$$

Jossa:

IRR on sisäinen korkokanta

Ikäheimon et.al (2019, 185), Jormakan et.al (2021, 252) sekä Neilimon ja Uusi-Rauvan (2005, 221) mukaan sisäisen korkokannan laskemisen käsin olevan haasteellista, ja sen ratkaisun tapahtuvankin yleisesti tietokoneella, esimerkiksi Exceliä hyödyntämällä.

5.2.3 Takaisinmaksuaika

Koroton takaisinmaksuaika on yksinkertaisuutensa takia suosittu menetelmä monissa yrityksissä. Koroton takaisinmaksuaika kertoo ajan, jossa investointi maksaa itsensä takaisin vuotuisilla nettokassavirroillaan. (Jormakka et.al. 2021, 252.) Käytännössä takaisinmaksumenetelmässä selvitetään aika, jonka kuluessa investoinnin yhteenlasketut nettotuotot ylittävät investoinnin hankintakustannuksen (Neilimo & Uusi-Rauva, 2005, 223).

Koroton takaisinmaksuaika voidaan laskea ratkaisemalla n Ikäheimon et.al (2019, 183) esittämästä yhtälöstä 5.7:

$$\sum_{t=1}^n \text{nettokassavirrat} + \text{investointikustannus} = 0 \quad (5.7)$$

Jossa:

n takaisinmaksuaika vuosina

Ikäheimon et.al (2019, 184) sekä Neilimo ja Uusi-Rauvan (2005, 223) mukaan korottoman takaisinmaksuajan käyttö korostaa lähitulevaisuudessa saatujen kassavirtojen merkitystä ottamatta huomioon takaisinmaksuajan jälkeisiä kassavirtoja lainkaan. Ikäheimo et.al (2019, 184) sekä Neilimo ja Uusi-Rauva (2005, 223) toteavatkin, että koroton takaisinmaksuaika kannustaakin tekemään investoinnit, jotka tuottavat sijoitetun pääoman nopeasti takaisin ja näin ollen takaisinmaksuaika mittaakin investoinnin kannattavuuden sijasta ennemminkin investoinnin rahoitusvaikutuksia. Edellä mainittujen lisäksi Ikäheimon et.al (2019, 184) sekä Neilimo ja Uusi-Rauvan (2005, 223) mukaan takaisinmaksuajan käyttämisen heikkoutena on perustapauksessa laskentakoron pois jättäminen laskelmista, joka voidaan kuitenkin tarpeen vaatiessa ottaa huomioon diskonttaamalla kassavirrat investointiajankohtaan.

5.3 Energiainvestointien kannattavuusanalyysi

Energiainvestointien kannattavuutta arvioitaessa lasketaan edellisessä luvussa läpikäytyjen tunnuslukujen lisäksi energiainvestointeihin soveltuvia tunnuslukuja. Yleisin näistä on

energian tuotannossa käytetty painotetun energian tuotantokustannuksen menetelmä LCOE (Levelized Cost of Energy). Energian varastointitarpeen lisääntyessä on painotetun energian varastointikustannuksen laskentamenetelmän LCOS:n (Levelized Cost of Storage) käyttö alkanut yleistyä. Tässä alaluvussa käydään läpi LCOE sekä LCOS yleisimmän laskentatavat.

5.3.1 Painotettu energian tuotantokustannus LCOE

Painotettu energian tuotantokustannus LCOE määritellään keskimääräiseksi hinnaksi, jolla voimalaitoksen on myytävä tuottamaansa energiaa elinkaarensa ajan kattaakseen omat kokonaiskustannuksensa (Papapetrou & Kosmadakis 2021). Toisin sanoen LCOE on voimalaitoksen omakustannehinta tuottamalleen energialle. LCOE lasketaan ottamalla huomioon voimalaitoksen investointikustannukset, kuten kehitys-, valmistus-, hankinta- ja asennuskustannukset sekä ylläpito ja kunnossapitokustannukset. Kustannukset diskontataan samaan ajanhetkeen voimalaitoksen tuotannosta saatavien arvioitujen tuottojen kanssa, jolloin tuloksena saadaan painotettu energian tuotantokustannus tuotettua yksikköä kohden. (Ebenhock et.al. 2015.)

LCOE voidaan laskea Ebenhockin et.al (2015) esittämän yleisen mallin mukaan yhtälöllä 5.8:

$$LCOE = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{A_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{M_{el}}{(1+i)^t}} \quad (5.8)$$

Jossa:

I_0	on investointikustannus (CAPEX)
A_t	on vuotuiset käyttökustannukset (OPEX)
M_{el}	on vuotuinen energiantuotanto
i	on WACC
n	on pitoaika
t	on vuoden numero

Energian tuotantomuodolla voi olla vaikutusta LCOE:n laskentatapaan. Vartiainen et.al (2019) esittämä aurinkovoimalan LCOE malli ottaa huomioon edellä mainittujen lisäksi aurinkopaneelien kulumisen, invertterin vaihtokustannuksen, voimalaitoksen jäännösarvon sekä inflaation vaikutuksen tuotetun sähkön hintaan.

Vartiainen et.al (2019) esittämä LCOE:n laskentamalli aurinkovoimalaitoksessa on esitetty yhtälössä 5.9:

$$LCOE = \frac{\left(CAPEX_{PV,total} + \sum \left[\frac{OPEX(t)}{(1+WACC_{nom})^{\frac{t}{2}}} \right] + \frac{InvRepl}{(1+WACC_{nom})^{\frac{N}{2}}} - \frac{ResValue}{(1+WACC_{nom})^N} \right)}{\sum \left[\frac{Yield(0)(1-Degr)^t}{(1+WACC_{real})^t} \right]} \quad (5.9)$$

Jossa:

$CAPEX_{PV,total}$	on kokonaisinvestointikustannus
$OPEX(t)$	on vuotuiset käyttö- ja kunnossapitokustannukset
$InvRepl$	on invertterin vaihtokustannus
$ResValue$	on järjestelmän jäännösarvo
$Yield(0)$	on ensimmäisen vuoden tuotanto
$Degr$	on järjestelmän kuluminen

Diskonttaamalla kustannukset nimellisellä WACC:lla ja sähköntuotanto reaalisella WACC:lla varmistetaan, että nettonykyarvo investoinnille nimellisellä WACC:lla on nolla, kun arvostetaan tuotettu sähkö todellisella LCOE:lla. Vaihtoehtoinen menetelmä on olettaa inflaatio nolllaksi ja diskontata kustannukset sekä sähköntuotanto reaalisella WACC:lla, jolloin päästään samaan lopputulokseen. (Vartiainen et.al. 2019.)

5.3.2 Painotettu energian varastointikustannus LCOS

Painotettu energian varastointikustannus LCOS määrittää kokonaiskustannukset varastoidulle energiayksikölle. LCOS huomioi järjestelmän investointikustannukset sekä sen elinkaaren aikaiset käyttö- ja kunnossapitokustannukset. Lisäksi LCOS huomioi energiavaraston elinkaaren aikana latauksesta aiheutuvat kustannukset. Saadut kustannukset jaetaan energiavaraston elinkaaren aikana tuottamalle energialle. Toisin sanoen LCOS kustannus on se omakustannushinta, millä hinnalla sähköä voidaan tarkastellulla energiavarastolla varastoida. Cristea et.al (2022) esittämän mallin mukaan painotettu energian varastointikustannus LCOS on esitetty yhtälössä 5.10:

$$LCOS = \frac{CAPEX + \sum_{i=1}^n \frac{OM_t + C_t}{(i+1)^t}}{\sum_{i=1}^n \frac{W_{out}}{(i+1)^t}} \quad (5.10)$$

Jossa:

OM_t	on vuotuiset käyttö- ja kunnossapitokustannukset
C_t	on vuotuiset latauskustannukset
W_{out}	on vuotuinen varastosta puretun energian määrä

5.4 Menetelmät investointilaskelmien epävarmuuksien käsittelylle

Tyypillisesti investoinnit suuntautuvat pitkälle tulevaisuuteen. Koska tulevaisuus on jollakin tasolla epävarmaa, aiheuttaa se myös investoinnille epävarmuuksia. Toisaalta investointilaskelmat pohjautuvat yleensä epävarmisiin lähtötietoihin. (Neilimo & Uusi-Rauva, 2005, 224.) Investoinnin onnistumiseen vaikuttavista tekijöistä osa on investoinnin kannattavuuden kannalta epävarmempia ja kriittisempiä kuin toiset. Jotkut investointiin vaikuttavista epävarmuustekijöistä ovat vaikutusmahdollisuuksien ulkopuolella, kun taas toisiin pystyy omalla toiminnallaan vaikuttamaan enemmän. Epävarmuustekijöiden analysointi ja pohdiskelu voi auttaa hyvien investointipäätösten tekemisessä. (Ikäheimo et.al. 2019, 175.)

Seuraavissa alaluvuissa käsitellään yleisimpiä keinoja, joilla investointien epävarmuustekijöitä voidaan käsitellä.

5.4.1 Herkkyysanalyysi

Herkkyysanalyysi on yleinen tapa analysoida investoinnin epävarmuuksia. Neilimon ja Uusi-Rauvan (2005, 25) mukaan herkkyysanalyysin avulla voidaan tutkia, kuinka investoinnin kannattavuus muuttuu, kun yhtä tai useampaa investointilaskelman komponenttia muutetaan. Herkkyysanalyysissa investointilaskelman keskeisten komponenttien arvoa muutetaan esimerkiksi 5 %, 10 % tai 15 % eri suuntiin ja muutoksen jälkeen tarkastellaan sen vaikutuksia investoinnin hyvyteen. Mikäli useampaa komponenttia muutetaan yhtä aikaa, tulisi todenmukaisten lopputulosten aikaansaamiseksi olla käytettävissä tietoa komponenttien yhteisvaihtelusta. (Ikäheimo et.al. 2019, 189.)

Kun herkkyysanalyysi on tehty kaikille investointilaskelman komponentille, saadaan selville investoinnin kannattavuuden kannalta kaikkein merkittävimmät komponentit, joiden arviointivirheille investoinnin kannattavuus on kaikkein alttein. Herkkyysanalyysissa saadaan myös selville komponentit, joiden vaikutus investoinnin kannattavuuteen on matalampi ja näin voidaan keskittyä investoinnin kannattavuuden kannalta tärkeimpiin komponentteihin. (Neilimo & Uusi-Rauva, 2005, 225.)

Herkkyysanalyysin yhteydessä lasketaan myös tyypillisesti niin sanottu Break even-laskenta, jonka perusteella investoinnin komponenteille saadaan laskettua ne kriittiset arvot, joilla investointi on vielä kannattavaa toteuttaa (Ikäheimo et.al. 2019, 188).

5.4.2 Skenaariotyöskentely

Investointilaskelmien epävarmuuksia voidaan huomioida myös skenaariotyöskentelyllä. Skenaariotyöskentelyssä pyritään löytämään ne todennäköiset tulevaisuuden näkymät, joita kohti ollaan menossa ja arvioimaan sen perusteella, kuinka investointien taloudellinen edullisuus kehittyy (Ikäheimo et.al. 2019, 189). Perusskenaarion lisäksi skenaariotyöskentelyssä laaditaan optimistinen skenaario, jossa lähtötiedot arvioidaan mahdollisimman

optimistiseksi, eli tuotot korkeiksi ja kustannukset alhaiseksi, sekä pessimistinen skenaario, jossa lähtötiedot arvioidaan pessimistiseksi, eli tuotot alhaisiksi ja kustannukset korkeiksi. Lisäksi suurissa investointiprojekteissa kannattaa laatia katastrofiskenaario, joka kertoo investoinnin tilanteen, mikäli ennusteet ovat vielä pessimististä skenaariota huonommat. (Jormakka et.al 2021, 266.)

Skenaariotyöskentelyssä erilaisia skenaarioita voidaan painottaa myös todennäköisyyskerrotoimella, jonka perusteella voidaan arvioida skenaarion toteutumisen todennäköisyyttä. Todennäköisyyksiä arviotaessa arvioidaan esimerkiksi todennäköisyyden optimistisimmalle skenaariolle olevan 20 %, todennäköiselle skenaariolle 60 % ja pessimistisille skenaariolle 20 %. Skenaariotyöskentelyn hyötynä on, että se pakottaa päätöksentekijän arvioimaan tulevaisuuden kehitystä eri näkökulmista. (Ikäheimo et.al. 2019, 189.)

5.4.3 Reaaliopiot

Investoinnit jakautuvat pääsääntöisesti pitkälle aikajaksolle. Tulevaisuuden ollessa yleensä epävarmaa, voi olla tarpeen tarkastella investoinnin muutosmahdollisuuksia ja muutosten mahdollista lisäarvon tuottoa suhteessa alkuperäiseen investointiin. Investointi voidaan tarkastelun perusteella esimerkiksi keskeyttää tai investointiajankohtaa siirtää, mikäli markkinaolosuhteet niin vaativat. Toisaalta investointia voidaan myöhemmin laajentaa investoinnin ollessa onnistunut suhteessa markkinoihin. Eri reaaliopioissa tarkastellut joustomahdollisuudet voivat olla arvokkaita, koska vaikka investointipäätöksen tekohetkellä varmaa tietoa ei ole saatavilla. Myöhemmin saatavilla olevan tiedon huomioiminen vaikuttaa investoinnin toteuttamiskelpoisuuteen merkittävästi. (Ikäheimo et.al. 2019, 189.)

6 Aurinkovoimalan ja akkuenergiavaraston kannattavuus

Aurinkovoimalan ja akkuenergiavaraston kannattavuutta sähkömarkkinoilla voidaan tarkastella analysoimalla niiden kannattavuutta eri markkinapaikoilla. Tässä työssä aurinkovoimalan ja akkuenergiavaraston kannattavuutta sähkömarkkinoilla tarkastellaan tutkimalla voiko aurinkovoimalan kannattavuutta parantaa akkuenergiavaraston avulla spot-markkinoilla. Ensimmäisessä alaluvussa esitellään investointilaskelmassa käytettävät lähtötiedot, toisessa alaluvussa tarkastellaan aurinkovoimalan kannattavuutta spot-markkinoilla ja kolmannessa alaluvussa tarkastellaan aurinkovoimalan kannattavuuden muutosta spot-markkinoilla akkuenergiavaraston avulla. Neljännessä alaluvussa vertaillaan aurinkovoimalan ja erillisen akkuenergiavaraston kannattavuuden tunnuslukuja edeltäviin tapauksiin ja viidennessä alaluvussa esitetään tutkimuksen johtopäätökset.

6.1 Käytetyt lähtötiedot

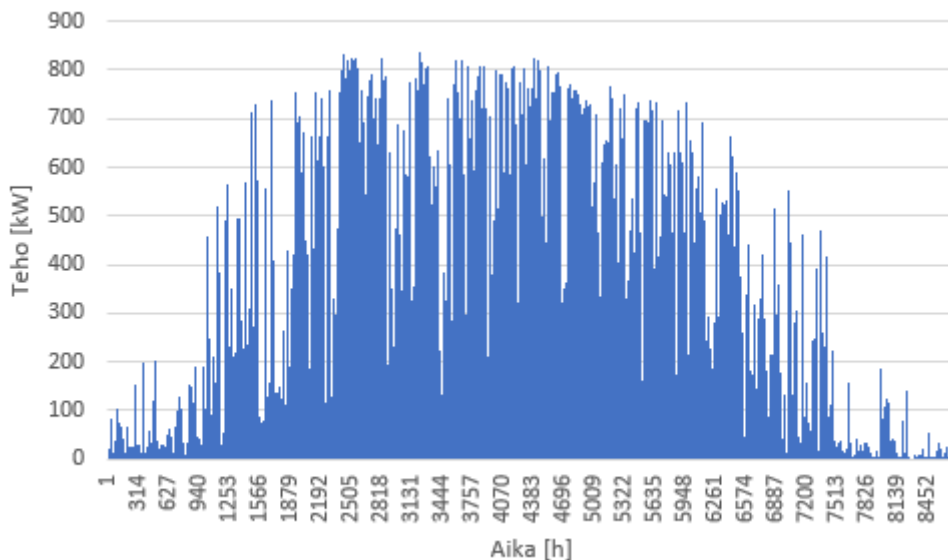
Tutkimuksen lähtötietoina on käytetty simulaatiodataa, markkinatietoa sekä aiemmin tehdyn tutkimuksen tietoja. Kerättyä tietoa soveltamalla ja skaalaamalla on muodostettu investointilaskelman komponentit, joiden perusteella aurinkovoimalan ja akkuenergiavaraston kannattavuuden tunnusluvut on mahdollista muodostaa. Lähtötiedot sekä laskenta on tehty käyttäen lähtötietoina kooltaan 1 MW aurinkovoimalaa ja 1 MW/1 MWh akkuenergiavarastoa laskennan yksinkertaistamiseksi. Hyödynnettävät CAPEX- ja OPEX tasot ovat teoreettisesti huomattavasti suuremman kokoluokan aurinkovoimalaitokseen ja akkuenergiavarastoon sovellettavalla tasolla mittakaavaedusta saatavan yksikköhintatason laskemisen vuoksi.

Aurinkovoimalan lähtötiedot perustuvat Vartiainen et.al (2019) esittämiin malleihin teollisen mittakaavan aurinkovoimalan kustannus- ja elinkaaritasoista sekä Renewables Ninja -sivuston Merra 2 tietokannasta saatavilla olevaan aurinkovoimalan tuotantodataan. Aurinkovoimalan lähtötiedot on esitetty taulukossa 3.

Taulukko 3 Aurinkovoimalan lähtötiedot

Lähtötieto	Arvo	Yksikkö	Lähde
WACC	5	%	
CAPEX	0,384	€/Wp	Vartiainen et.al (2019)
OPEX	8,1	€/kWp,a	Vartiainen et.al (2019)
Rappeuma	0,9	%/a	Vartiainen et.al (2019)
Elinkaari	30	a	Vartiainen et.al (2019)
Invertterin vaihtokustannus	15	%/CAPEX	Vartiainen et.al (2019)
Tuotanto	Tuntisarja	kW	Renewables Ninja Merra 2 (2019)

CAPEX- ja OPEX tasoissa on huomioitu Vartiainen et.al (2019) esittämien oppimiskäyrien mukaiset hintatasojen kehitykset vuodesta 2019 vuoteen 2022 ja ne sisältävät luvussa 2 esitetyt CAPEX- ja OPEX komponentit. Elinkaari, paneelien rappeuma sekä invertterin vaihtokustannus on huomioitu myös Vartiainen et.al (2019) esittämän mukaan. Aurinkovoimalan tuotantosarja on simuloitu Renewables Ninja -sivuston Merra 2 tietokannasta sijainnissa 63.22 astetta pohjoista leveyttä ja 21.58 astetta itäistä pituutta olevalle 1 MW aurinkovoimalalle 45 asteen kallistuskulmalla suoraan etelään suunnattuna. Käytetty aurinkovoimalan tuntisarja on esitetty kuvassa 16



Kuva 16 Aurinkovoimalan tuntisarja perustuen Renevables Ninja Merra2 tietokannan dataan

Kuvan 16 mukainen aurinkovoimalan tuotantosarja mukailee teorialuvussa 2 esitettyä aurinkovoimalan periaatteellista kuukausittaista vuosituotantomallia Suomessa. Tuotantodatasta on havaittavissa tuotannon painottuminen talvikuukausien ulkopuolelle sekä tuotannon määrän merkittävä vaihtelu tuotantokuukausien sisällä.

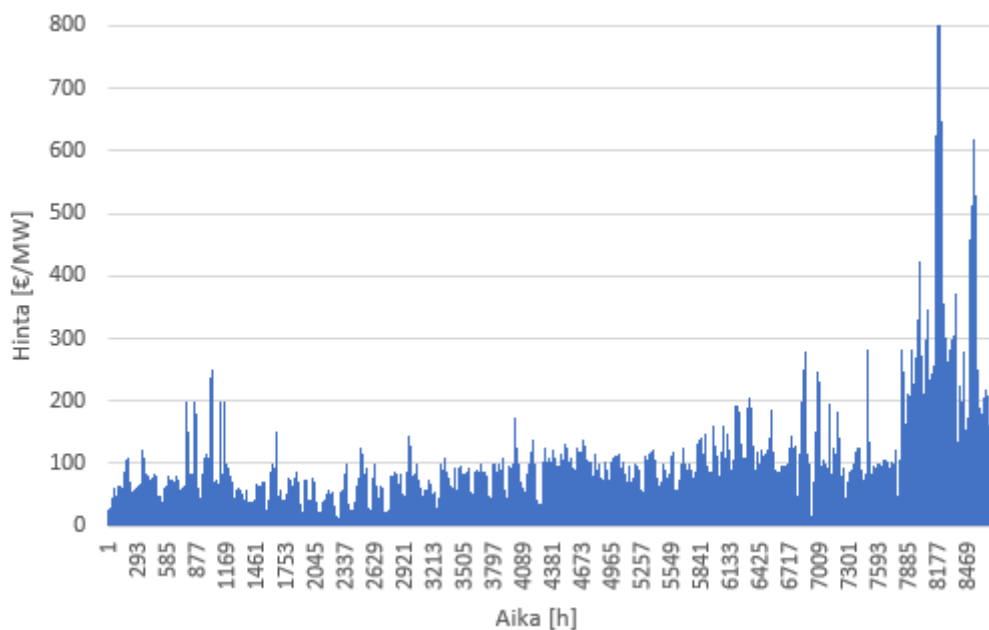
Akkuenergiavaraston lähtötiedot perustuvat Vartiainen et.al (2019) esittämiin malleihin teollisen mittakaavan akkuenergiavaraston kustannus-, elinkaari- ja hyötysuhdetasoista. Akkuenergiavaraston lähtötiedot on esitetty taulukossa 4.

Taulukko 4 Akkuenergiavaraston lähtötiedot

Lähtötieto	Arvo	Yksikkö	Lähde
WACC	5	%	
CAPEX	0,209	€/Wh	Vartiainen et.al (2019)
OPEX	3,6	€/kWh,a	Vartiainen et.al (2019)
Sykli-ikä	4000	kpl	Vartiainen et.al (2019)
Hyötysuhde	90	%	Vartiainen et.al (2019)
Elinkaari	15	a	Vartiainen et.al (2019)
Invertterin ja akustonvaihtokustannus	57	%/CAPEX	Vartiainen et.al (2019)
Sähkön hinta (Suomen aluehinta)	Tuntisarja	€/MW	Nordpool (2021)
Latauksen verkkopalvelumaksut	3,47	€/MWh	Fingrid (2022m)

CAPEX- ja OPEX tasoissa on huomioitu Vartiainen et.al (2019) esittämien oppimiskäyrien mukaiset hintatasojen kehitykset vuodesta 2019 vuoteen 2022 ja ne sisältävät luvussa 3 esitetyt CAPEX- ja OPEX komponentit. Elinkaari, hyötysuhde sekä invertterin ja akuston vaihtokustannus on huomioitu myös Vartiainen et.al (2019) esittämän mukaan.

Sähkön hintatietoina on käytetty Suomen aluehintaa spot-markkinoilla vuodelta 2021. Suomen 2021 aluehintadata on esitetty kuvassa 17.

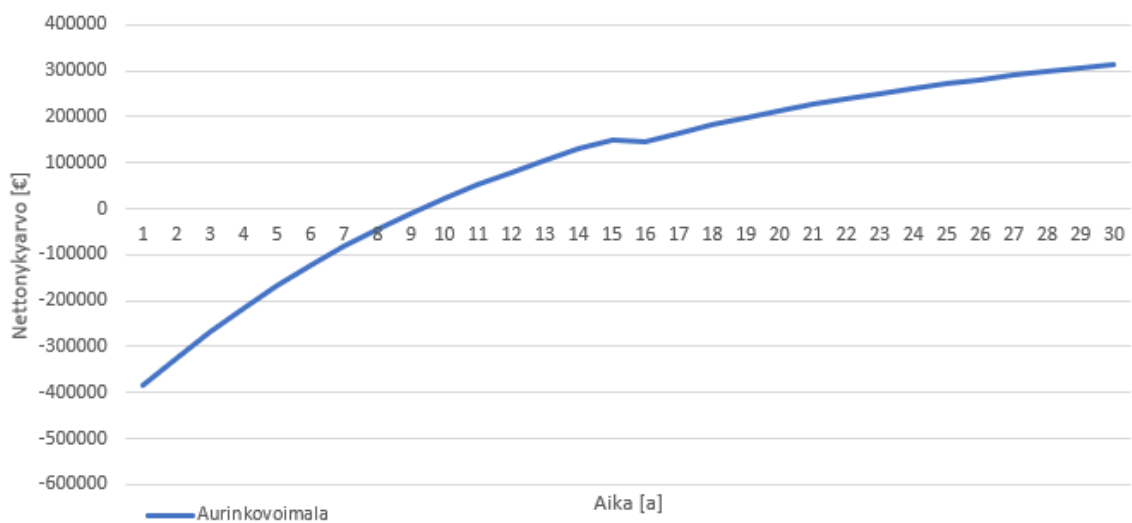


Kuva 17 Sähkön Day-Ahead markkinahinta 2021

Kuvasta 17 voidaan havaita, että sähkön markkinahinnassa vuonna 2021 on ollut merkittäviä vaihteluita. Vaihteluita on havaittavissa läpi vuoden ja niiden määrä sekä suuruus kasvavat loppuvuotta kohden.

6.2 Aurinkovoimala spot-markkinoilla

Aurinkovoimalan kannattavuuden tarkastelu spot-markkinoilla on laskettu yhdistämällä kuvan 16 mukainen aurinkovoimalan tuotantodatan tuntisarja kuvan 17 mukaiseen sähkön spot-markkina hintaan sekä hyödyntämällä taulukossa 3 esitettyjä lähtötietoja. Invertterin vaihtotarpeeksi on oletettu yksi kerta järjestelmän elinkaaren aikana Vartiainen et.al (2019) mukaan. Aurinkovoimalan nettonykyarvon kehitys käytetyillä lähtötiedoilla on esitetty kuvassa 18.

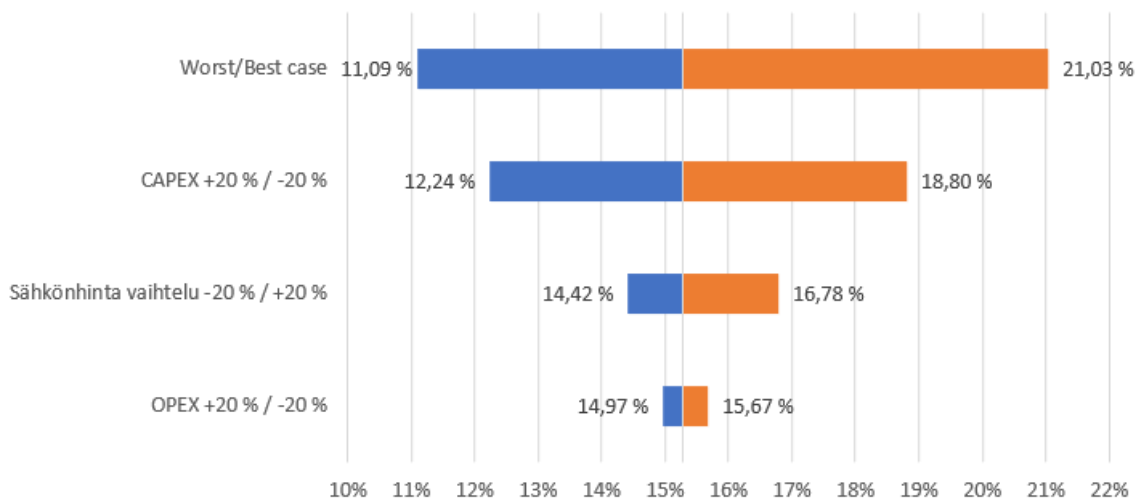


Kuva 18 Aurinkovoimalan nettonykyarvon kehitys

Kuvasta 18 voidaan havaita, että aurinkovoimalan nettonykyarvo saavuttaa positiivisen arvon yhdeksän vuoden kuluttua investoinnin tekohetkestä, jolloin myös investoinnista tulee käytetyillä lähtötiedoilla kannattava. Invertterin vaihtokustannus on havaittavissa nettonykyarvossa 15. vuoden kohdalla ja se saa nettonykyarvon kehityksen hetkellisesti negatiiviseksi.

Kuvasta 18 voidaan myös havaita, että investoinnin korollinen takaisinmaksuaika on yhdeksän vuotta.

Aurinkovoimalainvestoinnin herkkyyssanalyysi on toteutettu tarkastelemalla CAPEX:n, OPEX:n ja sähkön hintavaihteluiden $\pm 20\%$ muutoksen vaikutusta investoinnin sisäiseen korkokantaan. Sähkön hintavaihteluiden tarkastelu on tehty muuttamalla vuoden 2021 spot-tuntihintoja $\pm 20\%$. Tuntihintojen suuruutta on muutettu siten, että -20% tapauksessa vuoden keskiarvohinnan ylittävien tuntien hintaa on laskettu 20% ja vuoden keskiarvohinnan alittavien tuntien hintaa on nostettu 20% . Vastaavasti $+20\%$ tapauksessa muutokset on tehty toisinpäin ja saatu muodostettua herkkyyssanalyysi sähkönhintavaihteluille. Lisäksi edellä mainituista herkkyyssanalyysin muuttujista on muodostettu Best- ja Worst-case skenaariot ja tarkasteltu niiden vaikutusta investoinnin sisäiseen korkokantaan. Best-case skenaario on muodostettu muuttamalla CAPEX ja OPEX tasoja -20% sekä sähkön hinnan vaihtelua $+20\%$. Vastaavasti Worst-case skenaario on muodostettu muuttamalla CAPEX:a ja OPEX:a $+20\%$ sekä sähkön hinnan vaihtelua -20% . Sisäisen korkokannan herkkyyssanalyysi on esitetty kuvassa 19 perustason ollessa $15,27\%$.



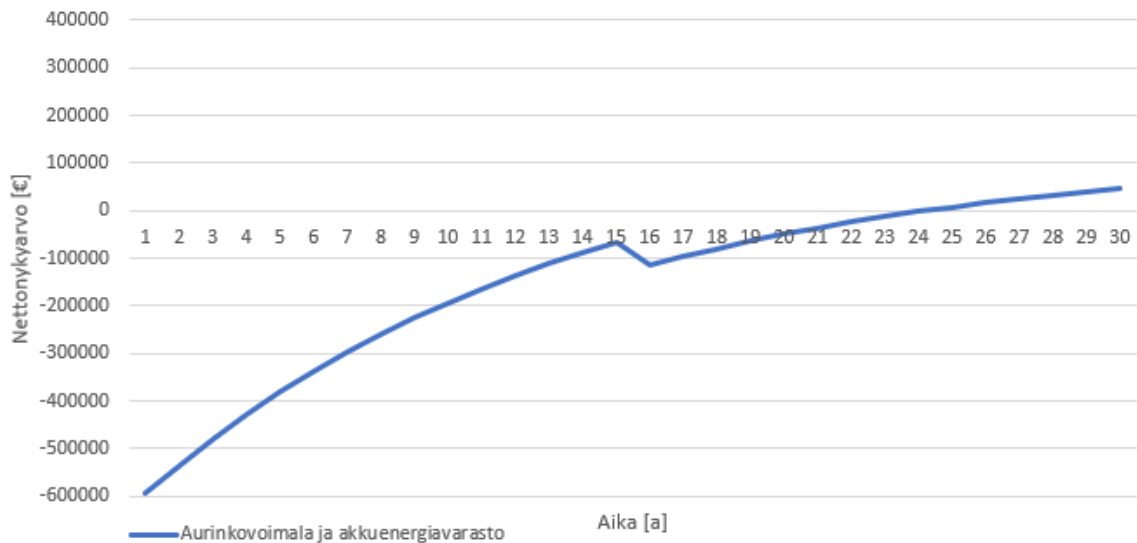
Kuva 19 Aurinkovoimalan herkkyyssanalyysi IRR suhteen. IRR perustaso $15,27\%$.

Kuvasta 19 voidaan todeta, että herkkyyssanalyysissä käytetyistä yksittäisistä muuttujista merkittävin vaikutus investoinnin sisäiseen korkokantaan on investoinnin CAPEX:lla. CAPEX tason noustessa $+20\%$ laskee investoinnin sisäinen korkokanta noin 3

prosenttiyksikköä perustasosta. Vastaavasti CAPEX tason laskiessa -20 % nousee investoinnin sisäinen korkokanta noin 3,5 prosenttiyksikköä perustasosta. Sähkön hintavaihtelun vähentyessä -20 % laskee investoinnin sisäinen korkokanta 0,85 prosenttiyksikköä perustasosta, kun taas sähkön hintavaihtelun kasvaessa +20 % nousee investoinnin sisäinen korkokanta 1,5 prosenttiyksikköä. OPEX tason muuttaminen vaikuttaa investoinnin sisäiseen korkokantaan maltillisesti. OPEX:n +20 % muutos laskee sisäistä korkokantaa 0,3 prosenttiyksikköä, kun taas vastaavasti -20 % muutos nostaa sisäistä korkokantaa noin 0,4 prosenttiyksikköä. Herkkyysanalyysin muuttujista yhdistämällä muodostettu Best-case skenaario kasvattaa investoinnin sisäistä korkokantaa noin 5,8 prosenttiyksikköä ja vastaavasti Worst-case skenaario pienentää investoinnin sisäistä korkokantaa 4,2 prosenttiyksikköä.

6.3 Aurinkovoimalan ja akkuenergiavarasto spot-markkinoilla

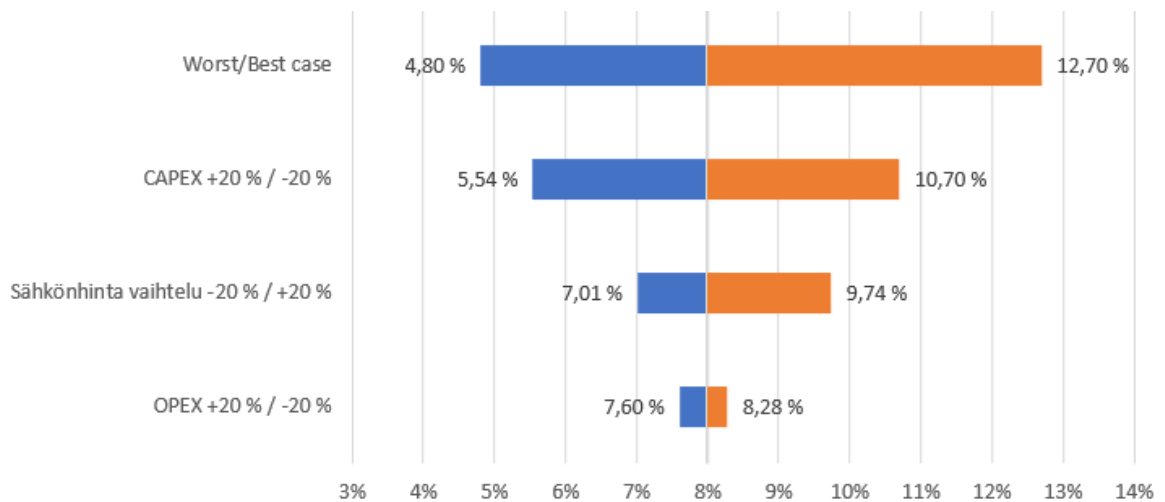
Aurinkovoimalan kannattavuuden muutosta akkuenergiavaraston avulla spot-markkinoilla on tarkasteltu yhdistämällä kuvan 16 mukainen aurinkovoimalan tuotantodatan tuntisarja kuvan 17 mukaiseen sähkön spot-markkina hintaan sekä siirtämällä akkuenergiavaraston avulla aurinkovoimalan tuotantoa halvimmilta tunneilta kalliimmille tunneille. Raja-arvona tuotannon siirrolle halvoilta markkinahinnan tunneilta kalliille on käytetty akkuenergiavaraston syklihintaa. Aurinkovoimalan tuotantotunnin spot-tuntimarkkinahinnan alittaessa vuorokauden ylimmän spot-tuntimarkkinahinnan vähintään lasketun syklihinnan verran, on kyseisen tuotantotunnin tuotanto siirretty akkuenergiavaraston avulla vuorokauden kalliimmalle tunnille. Lisäksi laskennassa on hyödynnetty taulukoissa 3 ja 4 esitettyjä lähtötietoja. Aurinkovoimalan ja akkuenergiavaraston yhdistelmän nettonykyarvon kehitys käytetyillä lähtötiedoilla ja laskentatavalla on esitetty kuvassa 20.



Kuva 20 Aurinkovoimalan ja akkuenergiavaraston yhdistelmän nettonykyarvon kehitys

Kuvasta 20 voidaan havaita, että aurinkovoimalan ja akkuenergiavaraston yhdistelmän nettonykyarvo saavuttaa positiivisen arvon 24 vuoden kuluttua investoinnin tekohetkestä, jolloin myös investoinnista tulee käytetyillä lähtötiedoilla kannattava. Aurinkovoimalan invertterin sekä akkuenergiavaraston akkupakettien ja inverttereiden vaihtokustannukset on havaittavissa nettonykyarvossa 15. vuoden kohdalla ja ne saavat nettonykyarvon kehityksen hetkellisesti negatiiviseksi. Kuvasta 20 voidaan myös havaita, että investoinnin korollinen takaisinmaksuaika on 24 vuotta.

Aurinkovoimalan ja akkuenergiavaraston investoinnin herkkyyksianalyysi on toteutettu tarkastelemalla CAPEX:n, OPEX:n ja sähkön hintavaihteluiden $\pm 20\%$ muutoksen vaikutusta investoinnin sisäiseen korkokantaan. CAPEX:n muutos $\pm 20\%$ perustasosta on vaikuttanut myös akkuenergiavaraston sykliahintaan. Sähkön hintavaihteluiden tarkastelu on tehty muuttamalla vuoden 2021 spot-hintojen vaihteluiden suuruutta $\pm 20\%$ keskiarvohinnasta. Lisäksi edellä mainituista herkkyyksianalyysin muuttujista on muodostettu Best- ja Worst-case skenaariot ja tarkasteltu niiden vaikutusta investoinnin sisäiseen korkokantaan. Best-case skenaario on muodostettu muuttamalla CAPEX ja OPEX tasoja -20% sekä sähkön hinnan vaihtelua $+20\%$. Vastaavasti Worst-case skenaario on muodostettu muuttamalla CAPEX:a ja OPEX:a $+20\%$ sekä sähkön hinnan vaihtelua -20% . Sisäisen korkokannan herkkyyksianalyysi on esitetty kuvassa 21 perustason ollessa $7,97\%$.



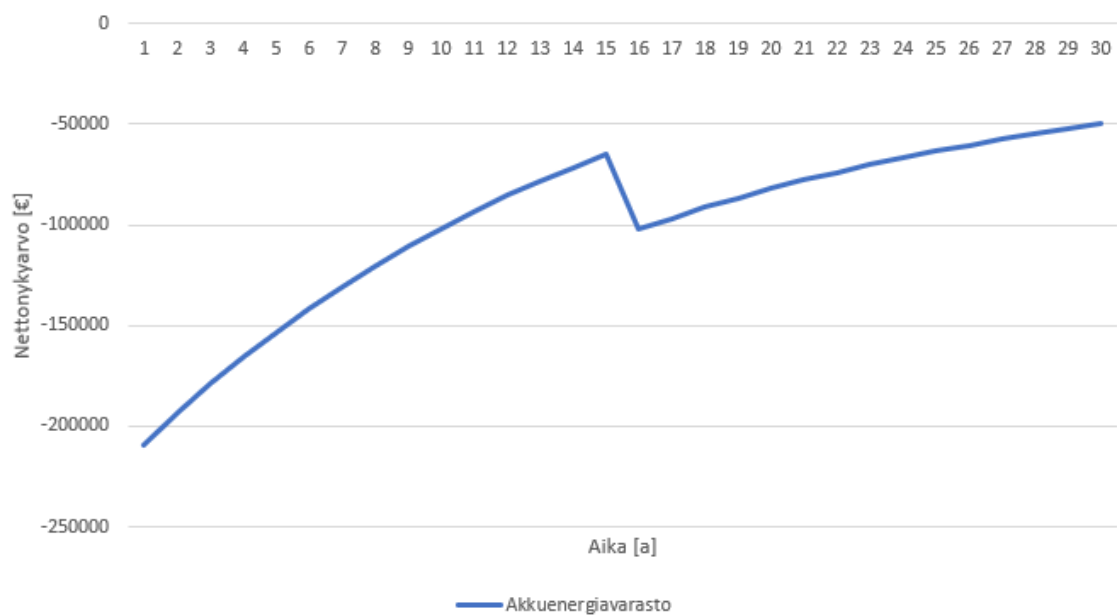
Kuva 21 Aurinkovoimalan ja akkuenergiavaraston yhdistelmän herkkyyssanalyysi IRR suhteen. IRR perustaso 7,97 %.

Kuvasta 21 voidaan todeta, että herkkyyssanalyysissä käytetyistä yksittäisistä muuttujista merkittävin vaikutus investoinnin sisäiseen korkokantaan on investoinnin CAPEX:lla. CAPEX tason noustessa +20 % laskee investoinnin sisäinen korkokanta noin 2,5 prosenttiyksikköä perustasosta. Vastaavasti CAPEX tason laskiessa -20 % nousee investoinnin sisäinen korkokanta noin 2,7 prosenttiyksikköä perustasosta. Sähkön hintavaihtelun vähentyessä -20 % laskee investoinnin sisäinen korkokanta noin 1 prosenttiyksikköä perustasosta, kun taas sähkön hintavaihtelun kasvaessa +20 % nousee investoinnin sisäinen korkokanta noin 1,8 prosenttiyksikköä. OPEX tason muuttaminen vaikuttaa investoinnin sisäiseen korkokantaan maltillisesti. OPEX:n +20 % muutos laskee sisäistä korkokantaa noin 0,4 prosenttiyksikköä, kun taas vastaavasti -20 % muutos nostaa sisäistä korkokantaa noin 0,3 prosenttiyksikköä. Herkkyyssanalyysin muuttujista yhdistämällä muodostettu Best-case skenaario kasvattaa investoinnin sisäistä korkokantaa noin 4,7 prosenttiyksikköä ja vastaavasti Worst-case skenaario pienentää investoinnin sisäistä korkokantaa 3,2 prosenttiyksikköä.

6.4 Akkuenergiavarasto spot-markkinoilla

Edellä mainittujen kannattavuustarkastelujen lisäksi akkuenergiavaraston kannattavuutta tarkasteltiin vertailun vuoksi myös erillisenä. Tarkastelu tehtiin luvussa 6.3 esitetylle

akkuenergiavarastolle erikseen. Akkuenergiavaraston kannattavuutta spot-markkinoilla tarkasteltiin lataamalla akkuenergiavarasto vuorokauden halvimalla spot-tuntimarkkinatuntihinnalla ja vastaavasti purkamalla akkuenergiavarasto vuorokauden kalleimmalla spot-tuntimarkkinatunnilla, mikäli kalleimman ja halvimman tunnin hintojen erotus muodostui akkuenergiavaraston sykliahintaa suuremmaksi. Akun latauksesta aiheutuvat verkkopalvelumaksut on huomioitu laskennassa erillisinä aurinkovoimalla tehtävään akkuenergiavaraston lataukseen vertailun mahdollistamiseksi. Kuvassa 22 on esitetty akkuenergiavaraston nettonykyarvon kehitys spot-markkinoilla.



Kuva 22 Akkuenergiavaraston nettonykyarvon kehitys

Kuvasta 22 voidaan havaita, että akkuenergiavarastoinvestointi ei käytetyillä lähtötiedoilla muodostu kannattavaksi spot-markkinoilla sen elinkaaren aikana eikä investointi maksa itseään käytetyillä lähtötiedoilla koskaan takaisin. Merkittävänä tekijänä akkuenergiavarastoinvestoinnin kannattavuudelle löytyy vuonna 15 tehtävästä inverttereiden ja akkupakettien uusinnasta, joka aiheuttaa hetkellisesti merkittävän nettonykyarvon alenemisen.

6.5 Johtopäätökset

Tässä tutkimuksessa selvitettiin, että voiko teollisen kokoluokan aurinkovoimalan kannattavuutta sähkömarkkinoilla parantaa akkuenergiavaraston avulla. Työssä tutkittiin aurinkovoimalan kannattavuuden muutosta tilanteessa, jossa aurinkovoimalan tuotantoa siirrettiin akkuenergiavaraston avulla spot-markkinoilla halvimmilta tuotantotunneilta kalliimmille tunneille. Tutkimuksen hypoteesina oli, että teollisen kokoluokan aurinkovoimalan kannattavuutta sähkömarkkinoilla voidaan parantaa akkuenergiavaraston avulla.

Saatujen tutkimustulosten perusteella teollisen kokoluokan aurinkovoimala on kannattava investointi spot-markkinoilla. Saadut tutkimustulokset osoittavat, että akkuenergiavarastojen tekninen ja taloudellinen kehitys ei ole vielä sillä tasolla, että sillä voitaisi siirtää spot-markkinoilla energiaa halvimmilta tunneilta kalliimmille tunneille taloudellisesti kannattavasti. Tutkimustulokset edelleen osoittavat, että akkuenergiavaraston tämän hetken teknologisen ja taloudellisen kehityksen tason takia sillä ei voida parantaa teollisen kokoluokan aurinkovoimalan kannattavuutta spot-markkinoilla. Tutkimustulosten perusteella merkittävin aurinkovoimalan sekä akkuenergiavaraston kannattavuuteen vaikuttava tekijä on niiden CAPEX. Tulokset osoittavat herkkyyksianalyysin perusteella aurinkovoimalan aina kannattavammaksi ilman akkuenergiavarastoa, vaikka käytettyjä lähtötietoja muutettiin suotuisampaan suuntaan joko erikseen tai yhdessä. Tutkimustulokset eivät huomioi akkuenergiavaraston hyödyntämistä muilla markkinapaikoilla, joilla akkuenergiavarasto voi olla jo nyt kannattava investointi.

Tutkimustulokset osoittavat, että käytetyillä lähtötiedoilla ja ongelman asettelulla teollisen kokoluokan aurinkovoimalan kannattavuutta ei voida parantaa spot-markkinoilla akkuenergiavaraston avulla. Saadut tutkimustulokset osoittavat myös tehdyn hypoteesin vääräksi käytetyillä lähtötiedoilla ja ongelman asettelulla. Saadut tutkimustulokset on muodostettu lasquemalla aurinkovoimalalle, akkuenergiavarastolle sekä näiden yhdistelmälle kannattavuuden tunnusluvut. Lisäksi aurinkovoimalalle sekä aurinkovoimalan ja akkuenergiavaraston yhdistelmälle on muodostettu herkkyyksianalyysit ja best- ja worst-case skenaariot. Tutkimustulosten laadintaan on käytetty sisäisen korkokannan, nettonykyarvon sekä korollisen takaisinmaksuajan menetelmiä, joiden perusteella tulokset on analysoitu.

7 Yhteenveto

Työssä saatujen tutkimustulosten perusteella saatiin ratkaistua asetettu tutkimusongelma. Käytetyillä lähtötiedoilla ja ongelman asettelulla päädyttiin lopputulokseen, jonka perusteella teollisen kokoluokan aurinkovoimalan kannattavuutta ei voida parantaa akkuenergiavaraston avulla sähkömarkkinoilla. Tutkimus rajattiin käsittelemään energian siirtoa spot-markkinoilla halvimmilta tunneilta kalliimmille tunneille teoreettisesti ilman, että siirretty tuotanto tarjottaisiin etukäteen spot-markkinoille markkinavaatimusten mukaisesti. Tutkimuksen ulkopuolelle rajattiin akkuenergiavaraston hyödyntäminen muilla markkinapaikoilla, kuten esimerkiksi reservimarkkinoilla. Tulokset osoittivat, että aurinkovoimalan kannattavuuden parantaminen akkuenergiavaraston avulla spot-markkinoilla vaatisi akkuenergiavaraston kustannusten huomattavan laskun, jotta aurinkovoimalan tuotannon siirrosta halvimmalta tuotantotunnilta kalliimmille tunneille tulisi kannattavaa.

Saatuja tutkimustuloksia voidaan verrata aiemmin tehtyihin tutkimuksiin, vaikka niiden tutkimusongelmien asettelut eivät ole yhtenevät. Tässä työssä saadut tulokset ovat linjassa muun muassa Vartiainen et.al (2017) saamiin tutkimustuloksiin, joiden perusteella aurinkovoimala on kannattavampi ilman akkuenergiavarastoa. Vartiainen et.al (2017) tulokset myös osoittavat, että akkuenergiavarastojen teknologisen kehityksen myötä myös aurinkovoimalan ja akkuenergiavaraston yhdistelmästä voi tulla kannattava.

Tutkimuksessa käytetty tutkimusaineisto perustuu aiempaan tutkimukseen sekä simulaatio- ja markkinadataan. Aurinkovoimalan ja akkuenergiavaraston CAPEX ja OPEX tasot perustuvat Vartiainen et.al (2019) esittämiin kustannustasoihin ja niiden kehitykseen. Viime vuosien poikkeuksellisen maailmantilanteen takia markkinat eivät ole noudattaneet Vartiainen et.al (2019) esittämää kehitystahtia ja näin ollen tutkimustulokset voivat olla liian optimistisia. Vuonna 2022 sähkön spot-markkinahinnan vaihtelu on taas ollut huomattavasti suurempaa kuin tutkimuksessa käytetty vuoden 2021 data ja vuoden 2022 spot-markkinahinnoilla tulokset voisivat olla erilaiset. Toisaalta tutkimuskysymyksen ratkaisuun tulosten optimistisuudella ei ole vääristävää vaikutusta. Vastaavasti tämänhetkinen poikkeuksellinen maailmantilanne ei välttämättä kuvasta maailmantilannetta pitkällä tähtäimellä kustannustasojen kuin sähköhinnankaan osalta. Energiainvestointien ollessa tyypillisesti ajallisesti pitkiä

investointeja, voidaan käytettyä tutkimusaineistoa ja sen perusteella saatuja tutkimustuloksia pitää osaltaan luotettavina.

Tutkimustuloksia voidaan hyödyntää käytännössä tilanteessa, joissa pohditaan aurinkovoimalan kannattavuuden parantamista akkuenergiavaraston avulla sekä akkuenergiavaraston erilaisia hyödyntämismahdollisuuksia eri markkinapaikoille. Työn perusteella esille nousseita kiinnostavia jatkotutkimusaiheita ovat aurinkovoimalan ja akkuenergiavaraston hyödyntäminen reservimarkkinoilla eri markkinapaikoilla sekä aurinkovoimalan ennustevirheen korjaaminen akkuenergiavaraston avulla.

Lähteet

- Bowles, S., Carlin, W. & Stevens, M. 2017. Kysyntä ja Tarjonta: Hinnanottajat ja kilpailulliset markkinat. Luku 8 teoksessa CORE-työryhmä. Talous. [Viitattu 4.8.2022.] Saatavissa: <https://www.core-econ.org/project/core-talous/>.
- Cristea, M., Tirnovan, R., Cristea, C. & Fagarasan, C. 2022. Levelized cost of storage (LCOS) analysis of BESSs in Romania. Sustainable Energy Technologies and Assessments. Vol. 53: part C, October, 102633. <https://doi.org/10.1016/j.seta.2022.102633>.
- Divya, K. C. & Østergaard, J. 2009. Battery energy storage technology for power systems—An overview. Electric Power Systems Research. Vol. 79:4. S. 511–520. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2008.09.017>.
- Ebenhoch, R., Matha, D., Marathe, S., Cortes Muñoz, P., Molins, C. 2015. Comparative Levelized Cost of Energy Analysis. Energy Procedia. Vol. 80. S. 108-122. <http://dx.doi.org/10.1016/j.egypro.2015.11.413>.
- eSett. 2022a. Pohjoismaisen taseselvityksen käsikirja - Ohjeet ja säännöt markkinaosapuolille [verkkoaineisto]. [Päivitetty 2.5.2022]. [Viitattu 11.8.2022]. Saatavissa: https://www.esett.com/app/uploads/2022/05/NBS_Kasikirja_SUOMI_3.4.pdf.
- eSett. 2022b. What is Imbalance settlement [verkkoaineisto]. [Viitattu 27.7.2022]. Saatavissa: <https://www.esett.com/about/esett-in-brief/>.
- European Commission. Photovoltaic Geographical Information System. PVGIS. Interactive Tools [simulointityökalu]. [Viitattu 24.4.2022]. Saatavissa: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/#api_5.1.
- Fingrid. 2022a. Johdanto sähkömarkkinoihin [verkkoaineisto]. [Viitattu 27.7.2022]. Saatavissa: <https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/markkinoiden-yhtenaisyyt/johdanto-sahkomarkkinoihin/>.
- Fingrid. 2022b. Reservituotteet ja reservien markkinapaikat [verkkoaineisto]. [Päivitetty 3.3.2022]. [Viitattu 8.8.2022]. Saatavissa: <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/sahkomarkkinat/reservit/reservituotteet-ja-reservien-markkinapaikat.pdf>.

- Fingrid. 2022c. Reservimarkkinat [verkkoaineisto]. [Viitattu 8.8.2022]. Saatavissa: <https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/reservit-ja-saatosahko/>.
- Fingrid. 2022d. Nopea taajuusreservi [verkkoaineisto]. [Viitattu 8.8.2022]. Saatavissa: <https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/reservit-ja-saatosahko/nopea-taajuusreservi/>.
- Fingrid. 2022e. Taajuusohjattu käyttö- ja häiriöreservi [verkkoaineisto]. [Viitattu 9.8.2022]. Saatavissa: <https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/reservit-ja-saatosahko/taajuusohjattu-kaytto--ja-hairioreservi/>.
- Fingrid. 2022f. Taajuuden vakautusreservien (FCR) teknisten vaatimusten todentaminen ja hyväksyttämismenettely [verkkoaineisto]. [Päivitetty 25.2.2021]. [Viitattu 9.8.2022]. Saatavissa: <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/sahkomarkkinat/reservit/fcr-liite2--teknisten-vaatimusten-todentaminen-ja-hyvaksyttamismenettely.pdf>.
- Fingrid. 2022g. Automaattinen taajuuden palautusreservi [verkkoaineisto]. [Viitattu 9.8.2022]. Saatavissa: <https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/reservit-ja-saatosahko/automaattinen-taajuudenhallintareservi/>.
- Fingrid. 2022h. Automaattisen taajuuden palautusreservin (aFRR) teknisten vaatimusten todentaminen ja hyväksyttämismenettely [verkkoaineisto]. [Päivitetty 1.1.2022]. [Viitattu 9.8.2022]. Saatavissa: <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/sahkomarkkinat/reservit/uusi-automaattisen-taajuuden-palautusreservin-afrr-teknisten-vaatimusten-todentaminen-ja-hyvaksyttamismenettely.pdf>.
- Fingrid. 2022i. Ehdot ja edellytykset manuaalisen taajuuden palautusreservin (mFRR) toimittajalle [verkkoaineisto]. [Päivitetty 1.11.2021]. [Viitattu 9.8.2022]. Saatavissa: https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/sahkomarkkinat/reservit/liite-1-reservitoimittajien-mfrr-ehdot-ja-edellytykset-1_11_2021.pdf.
- Fingrid. 2022j. Säätosähkö- ja säätökapasiteettimarkkinat [verkkoaineisto]. [Viitattu 9.8.2022]. Saatavissa: <https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/reservit-ja-saatosahko/saatosahko--ja-saatokapasiteettimarkkinat/>.
- Fingrid. 2022k. Tasepalvelut [verkkoaineisto]. [Viitattu 11.8.2022]. Saatavissa: <https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/tasepalvelut/>.

Fingrid. 2022l. Säätosähkön määrä ja hinta [verkkoaineisto]. [Viitattu 11.8.2022]. Saatavissa: <https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinainformaatio/reservimarkkinainformaatio/saatosahkon-maara-ja-hinta/>.

Fingrid. 2022m. Kantaverkkopalvelumaksut [verkkoaineisto]. [Viitattu 11.9.2022]. Saatavissa: <https://www.fingrid.fi/kantaverkko/sahkonsiirto/kantaverkkopalvelumaksut/>.

Hesse, H. C., Schimpe, M., Kucevic, D. & Jossen, A. 2017. Lithium-Ion Battery Storage for the Grid—A Review of Stationary Battery Storage System Design Tailored for Applications in Modern Power Grids. *Energies*. Vol. 10:12, December, 2107. <http://dx.doi.org/10.3390/en10122107>.

Ikäheimo, S., Malmi, T. & Walden, R. 2019. Yrityksen laskentatoimi. 8. painos. Helsinki: Alma Talent. 275 s. ISBN 978-952-14-3827-1.

International Finance Corporation. 2015. Utility-Scale Solar Photovoltaic Power Plants: A Project developers Guide [verkkoaineisto]. [Viitattu 16.4.2022]. Saatavissa: https://ifc.org/wps/wcm/connect/a1b3dbd3-983e-4ee3-a67b-cdc29ef900cb/IFC+Solar+Report_Web+_08+05.pdf?MOD=AJPERES&CVID=kZePDPG.

IRENA. 2017. Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency. ISBN: 978-92-9260-038-9. Saatavissa: <https://www.irena.org/publications/2017/oct/electricity-storage-and-renewables-costs-and-markets>.

Jormakka, R., Koivusalo, K., Lappalainen, J. & Niskanen, M. 2021. Laskentatoimi. 7. painos. Helsinki: Edita. 285 s. ISBN 9789513781033.

Miceli, F. 2020. BoP vs. BoS - similarities and differences [verkkoaineisto]. [Päivitetty 6.9.2020]. [Viitattu 10.5.2020]. Saatavissa: <https://www.windfarmbop.com/category/economics/>.

Mongird, K., Fotedar, V., Viswanathan, V., Koritarov, V., Balducci, P., Hadjerioua, B. & Alam, J. 2019. Energy Storage Technology and Cost Characterization Report [verkkoaineisto]. [Viitattu 21.7.2022]. Saatavissa: <https://energystorage.pnnl.gov/pdf/PNNL-28866.pdf>.

- Neilimo, K. & Uusi-Rauva, E. (2005). Johdon laskentatoimi. 12. painos. Helsinki: Edita. 366 s. ISBN 9789513741099.
- Next. 2022. Power Trading in the Wholesale Electricity Markets [verkkoaineisto]. [Viitattu 7.8.2022]. Saatavissa: <https://www.next-kraftwerke.be/en/knowledge-hub/power-trading/>.
- Norpool. 2022a. Day-Ahead Market [verkkoaineisto]. [Viitattu 5.8.2022]. Saatavissa: <https://www.nordpoolgroup.com/en/the-power-market/Day-ahead-market/>.
- Norpool. 2022b. Day-Ahead Market. [verkkoaineisto]. [Viitattu 5.8.2022]. Saatavissa: <https://www.nordpoolgroup.com/en/the-power-market/Day-ahead-market/Price-formation/>
- Norpool. 2022c. Intra-Day Market. [verkkoaineisto]. [Viitattu 7.8.2022]. Saatavissa: <https://www.nordpoolgroup.com/en/the-power-market/Intraday-market//>.
- Rahman, M., Olufemi, Abayomi., Gemechu, E. & Kumar, A. 2020. Assessment of energy storage technologies: A review. Energy Conversion and Management. Vol. 223:1, 113295. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2020.113295>
- Renewables Ninja. [Sähköinen kartta-aineisto]. [Viitattu 19.8.2022]. Saatavissa: <https://www.renewables.ninja/>
- Richter, M., Tjengdrawira, C., Vedde, J., Green, M., Frearson, L., Herteleer, B., Jahn, U., Herz, M. & Köntges, M. 2017. Technical assumptions used in PV financial models. Review of current practices and recommendations. International Energy Agency (IEA). ISBN 978-3-906042-46-6.
- Pantsar, M. & Peljo, J. 2021. Esipuhe. Teoksessa: Landström, M., Tamminen, S., Koistinen, A. & Peljo, J. (toim). Sähköistämisen rooli Suomen ilmastotavoitteiden saavuttamisessa. Kustannustehokas polku kohti päästötöntä Suomea. Helsinki: Sitra. [Viitattu 17.11.2021]. Saatavissa: <https://media.sitra.fi/2021/09/30131131/sitra-sahkoistamisen-rooli-suomen-ilmastotavoitteiden-saavuttamisessa.pdf>.
- Partanen, J., Viljanen, S., Lassila, J., Honkapuro, S., Salovaara, K., Niemelä, H., Annala, S., Makkonen, M., Belonogova, N. & Sihvonen, V. 2021. Electricity Markets – Lecture notes [LUT-yliopiston Electricity Market -kurssin materiaali]. [Viitattu 29.7.2022].
- Papapetrou, M. & Kosmadakis, G. 2021. Salinity Gradient Heat Engines. Sawston: Woodhead Publishing. 374 s. ISBN 9780081028643.

- Tahkokorpi, M. Erat, B., Hänninen, P., Nyman, C., Rasinkoski, A. & Wiljander, M. 2016. Aurinkoenergia Suomessa. Helsinki: Into. 320 s. ISBN 9789522646637.
- Tikka, V., Belonogova, N., Honkapuro, S., Lassila, J., Haakana, J., Lana, A., Romanenko, A., Haapaniemi, J., Narayanan, A., Kaipia, T., Niemelä H. & Partanen, J. 2018. Final report: multi-objective role of battery energy storages in an energy system [Tutkimusraportti]. [Viitattu 17.7.2022]. Saatavissa: <https://urn.fi/URN:ISBN:978-952-335-203-2>.
- Vartiainen, E., Masson, G., Breyer, C. & Moser, D. 2017. Improving the competitiveness of solar PV with electricity storage. 33rd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition. ISBN 3-936338-47-7. Saatavissa: <http://dx.doi.org/10.4229/EUPVSEC20172017-7DO.8.4>.
- Vartiainen, E., Masson, G., Breyer, C., Moser, D. & Medina, E. R. 2019. Impact of weighted average cost of capital, capital expenditure, and other parameters on future utility-scale PV levelised cost of electricity. Progress in Photovoltaics: Research and Applications. Vol. 28:6. S. 439–453. <https://doi.org/10.1002/pip.3189>.
- Suomen Tuulivoimayhdistys. 2022. Mikä PPA? [verkkoaineisto]. [Viitattu 7.8.2022]. Saatavissa: <https://tuulivoimayhdistys.fi/tietoa-tuulivoimasta-2/ppa-pitkaaikaiset-sahkonostosopimukset-2/ppa-pitkaaikaiset-sahkonostosopimukset>.
- Vattenfall. 2022. Sähkön hinta ja hiilijalanjälki kulkevat käsi kädessä [verkkoaineisto]. [Viitattu 4.8.2022]. Saatavissa: <https://www.vattenfall.fi/ilmasto/fossiilivapaa-elama-artikkelit/sahkon-hinta-ja-hiilijalanjalki/>.
- Xu, B., Oudalov, A., Ulbig, A., Andersson, G. & Kirschen, D. S. 2016. Modeling of Lithium-Ion Battery Degradation for Cell Life Assessment. IEEE Transactions on Smart Grid. Vol. 9: 2. S. 1131–1140. DOI: 10.1109/TSG.2016.2578950.