



**AKKUENERGIAVARASTON TOIMINTA JA KANNATTAVUUS TAAJUUDEN
VAKAUTUSMARKKINOILLA**

Lappeenrannan–Lahden teknillinen yliopisto LUT

Sähkötekniikan diplomityö

2023

Teemu Tossavainen

Tarkastajat: Apulaisprofessori Jukka Lassila

Professori Pertti Kauranen

TIIVISTELMÄ

Lappeenrannan–Lahden teknillinen yliopisto LUT

LUT School of Energy Systems

Sähkötekniikan koulutusohjelma

Teemu Tossavainen

Akkuenergiavaraston toiminta ja kannattavuus taajuuden vakautusmarkkinoilla

Diplomityö

2023

101 sivua, 42 kuvaa ja 17 taulukkoa

Tarkastajat: Apulaisprofessori Jukka Lassila ja Professori Pertti Kauranen

Avainsanat: akkuenergiavarasto, FCR-D, FCR-N, kannattavuus

Tässä diplomityössä tarkastellaan akkuenergiavaraston toimintaa ja kannattavuutta Fingridin taajuusohjattujen vakautusreservien markkinapaikalla.

Työssä käydään läpi taajuuden vakautusreservien rakennetta yleisesti, sekä vakautusreservi-markkinoiden hintakehitystä ja nykyisiä sekä uusiutuvia teknisiä vaatimuksia. Työ sisältää myös kirjallisuuskatsauksen, jolla pyritään selvittämään soveltuva investointilaskentamodiikka kannattavuuden arviointiin.

Lisäksi työssä simuloidaan laitteistossa käytettäviä pätötehoja, syntyviä häviöitä ja siirtyviä energiamääriä historiallisen taajuuden vaihtelun perusteella. Myös akuston varauksen hallinnan tarvetta ja tapaa tarkastellaan. Tarkasteluiden pohjana käytetään vakautusreservien uudistuvia teknisiä vaatimuksia, jotka ovat tulossa voimaan syyskuussa 2023. Työn lopuksi lasketaan kannattavuutta vakautusreservimarkkinoille investoitavaan akkuenergiavarastoon.

Työssä tehtyjen kannattavuuslaskelmien perusteella akkuenergiavarasto ei ole kannattava investointi taajuuden vakautusreservimarkkinoille. Poikkeuksena tästä on häiriöreservin alassäätö tuntimarkkinoilla, mutta sekin maksaisi itsensä valituilla lähtötiedoilla vain juuri ja juuri takaisin pitoajan puitteissa. Laskelmat koskevat akkuenergiavarastoa, joka investoidaan tiettyä markkinaa silmällä pitäen ja sillä operoidaan ainoastaan kyseisellä markkinapaikalla.

ABSTRACT

Lappeenranta–Lahti University of Technology LUT

School of Energy Systems

Electrical Engineering

Teemu Tossavainen

Operation and profitability of battery energy storage in frequency containment reserve marketplace

Master's Thesis

2023

101 pages, 42 figures and 17 tables

Examiners: Associate Professor Jukka Lassila and Professor Pertti Kauranen

Keywords: battery energy storage, FCR-D, FCR-N, profitability

This master's thesis studies the operation and profitability of battery energy storage in Fin-
grid's frequency containment reserve marketplace.

The work reviews the structure of frequency containment reserve in general, as well as the price development of the reserve market and current and renewable technical requirements. Also a literature review is carried out, which aims to find out a suitable investment calculation methodology for assessing profitability.

In addition, the work includes simulations of the active powers used in the equipment, the resulting losses and the transferred amounts of energy based on the historical frequency variation. The need and way of managing the battery charge is also examined. The reviews are based on the renewed technical requirements for frequency containment reserves, which are coming into force in September 2023. At the end of the work, the profitability of battery energy storage invested in the frequency containment reserve marketplaces is calculated.

Based on the profitability calculations made in the work, battery energy storage is not a profitable investment for the frequency containment reserve market. The exception to this is the downward adjustment of the disturbance reserve in the hourly market, but even that would pay for itself with the selected starting data only exactly within the holding period. The calculations concern battery energy storage, which is invested to specific marketplace and further operated only in that marketplace.

KIITOKSET

Haluan kiittää työn tarkastajia Pertti Kaurasta ja Jukka Lassilaa saamistani hyvistä neuvoista ja sopivasta haastamisesta diplomityötä tehdessä ja heitä kuten kaikkia muitakin opettajiani Lappeenrannan-Lahden teknillisissä yliopistossa saamastani ensiluokkaisesta koulutuksesta. Suuri kiitos kuuluu myös työnantajalleni Hitachi Energyllle, joka on osaltaan tukenut opintojani kokopäivätoimen ohessa.

Suurin kiitos kuuluu kuitenkin kotiin perheelleni. Täysipäiväiset työt ja opinnot pikkulapsiperheessä eivät ole kovin helppo yhdistelmä, mutta siitäkin on mahdollista selvitä korvaamattoman hyvällä tuella ja kannustuksella.

Vantaalla, 22.5.2023

Teemu Tossavainen

SYMBOLI- JA LYHENNELUETTELO

Muuttujat

<i>C</i>	reservimarkkinoille varattu tehokapasiteetti, kustannus
<i>E</i>	energiakapasiteetti
<i>f</i>	taajuus
<i>i</i>	laskentakorkokanta
<i>IRR</i>	sisäinen korkokanta
<i>c</i>	kustannus yksikköä kohti
<i>LCC</i>	elinkaarikustannus
<i>n</i>	lukumäärä, vuotuinen lukumäärä
<i>NPV</i>	nettonykyarvo
<i>OP</i>	oma pääoma
<i>P</i>	pätöteho
<i>SOC</i>	akun varaustila
<i>T</i>	tuottovaatimus, pitoaika
<i>t</i>	aika, ikä
<i>U</i>	jännite
<i>VP</i>	vieras pääoma
<i>WACC</i>	pääoman keskimääräinen kustannus
<i>YV</i>	yhteisöverokanta

Symbolit

α	diskonttauskerroin
Δf	keskimääräinen taajuuspoikkeama

Alaindeksit

<i>AEM</i>	häätätilan varauksenhallinnan
<i>AEM,lower</i>	alaraja AEM tilaan siirtymisen aloittamiseen
<i>AEM,upper</i>	yläraja AEM tilaan siirtymisen aloittamiseen
<i>alas</i>	alle 50 Hz

<i>allowed</i>	parametri NEM virran aktivoinnille ja suunnalle
<i>BESS</i>	akkuenergiavaraston
<i>BoP</i>	oheiskustannukset
<i>current</i>	NEM virran määrä
<i>disable,AEM,lower</i>	AEM de-aktivoitumisen alaraja
<i>disable,AEM,upper</i>	AEM de-aktivoitumisen yläraja
<i>disable,NEM,lower</i>	NEM de-aktivoitumisen alaraja
<i>disable,NEM,upper</i>	NEM de-aktivoitumisen yläraja
<i>FCR</i>	vakautusreservin
<i>FCR-D</i>	häiriöreservin
<i>FCR-N</i>	käyttöreservin
<i>FCR-X</i>	käyttö- tai häiriöreservin
<i>i</i>	vuosi
<i>inv</i>	investointi
<i>enable,AEM,lower</i>	AEM aktivoitumisen alaraja
<i>enable,AEM,upper</i>	AEM aktivoitumisen yläraja
<i>enable,NEM,lower</i>	NEM aktivoitumisen alaraja
<i>enable,NEM,upper</i>	NEM aktivoitumisen yläraja
<i>NEM</i>	normaalitilan varauksenhallinnan
<i>OP</i>	oma pääoma
<i>OPEX</i>	käyttö- ja kunnossapitokustannus
<i>OPEX, kiint.</i>	käyttö- ja kunnossapitokustannus, kiinteä
<i>OPEX, muut.</i>	käyttö- ja kunnossapitokustannus, muuttuva
<i>PCS</i>	tehonmuunnoslaitteisto
<i>ref</i>	ohjearvo
<i>sv</i>	sähkövarasto
<i>tot,FCR-N</i>	käyttöreservikohteen kokonais-
<i>tot,FCR-D</i>	häiriöreservikohteen kokonais-
<i>VP</i>	vieras pääoma
<i>ylös</i>	yli 50 Hz

Yläindeksit

n investointiaika

Lyhenteet

AC	vaihtosähkö
AEM	häätätilan varauksenhallinta
aFRR	automaattinen taajuudenpalautusreservi
BESS	akkuenergiavarasto
BMS	akunhallintajärjestelmä
BOP	oheiskustannukset
CAPEX	investointikustannukset
CSV	pilkulla erotetut arvot
DC	tasasähkö
DOD	purkaussyvyys
ENTSO-E	EU:n järjestelmä vastaavien kantaverkkoyhtiöiden yhdistys
EOL	elinkaaren loppu
FCR	taajuuden vakautusreservi
FCR-D	taajuusohjattu häiriöreservi
FCR-N	taajuusohjattu käyttöreservi
HVDC	suurjännitetasavirta
IRR	sisäisen korkokannan menetelmä
LCC	elinkaarikustannukset
LER	rajoitettu aktivointikyky
LFP	litium-rauta-fosfaatti
Li-ion	litiumioni
mFRR	manuaalinen taajuudenpalautusreservi
NCA	litium-nikkeli-koboltti-alumiinioksidi
NEM	normaalitilan varauksenhallinta
NMC	litium-nikkeli-mangaani-kobolttioksidi
NPV	nykyarvomenetelmä
OP	oma pääoma

OPEX	käyttö- ja kunnossapitokustannukset
OPEX, kiint.	käyttö- ja kunnossapitokustannus, kiinteä
OPEX, muut.	käyttö- ja kunnossapitokustannus, muuttuva
PCS	tehonmuuntolaitteisto
RTE	syklin hyötysuhde
SOH	arvio akun kunnosta
TMS	lämmönhallintajärjestelmä
VP	vieras pääoma
WACC	pääoman keskimääräinen kustannus
YV	yrittäjäverokanta
ZIP	pakattu tiedosto

Sisällysluettelo

Tiivistelmä

Abstract

Kiitokset

Symboli- ja lyhenneluettelo

1	Johdanto.....	13
2	Reservimarkkinat.....	15
2.1	Taajuuden vakautusreservit.....	16
2.2	Vakautusreservien hankinta ja hintakehitys.....	16
2.3	Vakautusreservien teknisiä vaatimuksia	23
2.3.1	Säätökoe.....	24
2.3.2	Tiedonvaihto	32
2.3.3	Säätöön käytetty energia	33
2.4	Vakautusreservien uudistuvat tekniset vaatimukset.....	34
2.4.1	Staattinen vaste ja aktivointikyky	35
2.4.2	Normaalitilan varauksenhallinta	37
2.4.3	Hätätilan varauksenhallinta.....	40
2.4.4	Merkittävimmät uudistukset	42
3	Investointilaskenta	44
3.1	Investoinnin tuotot ja kustannukset.....	44
3.1.1	Hankintameno	45
3.1.2	Nettokäyttöpääoma	45
3.1.3	Vuosittaiset kustannukset	46
3.1.4	Vuosittaiset tuotot	46
3.1.5	Vuosittaiset nettotuotot	46
3.1.6	Jäännösarvo.....	46
3.1.7	Investointiaika.....	47
3.2	Laskentakorkokanta	47
3.3	Tuottovaade.....	48
3.4	Investointilaskentamenetelmiä	49

3.4.1	Takaisinmaksuaika.....	49
3.4.2	Nykyarvomenetelmä.....	50
3.4.3	Suhteellinen nykyarvo ja nykyarvoindeksi.....	51
3.4.4	Sisäinen korkokanta.....	52
3.4.5	Annuiteettimenetelmä.....	53
3.5	Epävarmuuden käsittely.....	53
3.5.1	Herkkyyshanalyysi.....	53
3.5.2	Reaaliopit.....	54
3.5.3	Todennäköisyydet.....	55
3.6	Työssä käytetyt investointilaskentamenetelmät.....	55
4	Akkuenergiavarasto taajuuden säädössä.....	56
4.1	Pohjoismaisen synkronialueen taajuuden vaihtelu.....	56
4.1.1	Tuotannon ja kulutuksen muutoksien vaikutus taajuuteen.....	56
4.1.2	Taajuuspoikkeaman pinta-ala vuonna 2021.....	58
4.1.3	Kokonaisaika normaalitaajuusalueen ulkopuolella vuosina 2019–2022.....	59
4.1.4	Suurimmat taajuuspoikkeamat ja kokonaisaika vakautusreservien säätöalueen ulkopuolella vuonna 2022.....	61
4.2	Litiumioniakusto.....	62
4.3	Akkuenergiavaraston hyötysuhde.....	62
4.4	Laitteistossa aktivoituvat tehot.....	65
4.5	Laitteistossa siirtyvät energiamäärät ja häviöiden muodostuminen.....	72
4.6	Akuston varauksen hallinta.....	75
4.7	Akkujen ikääntyminen.....	79
5	Kannattavuuslaskelmat.....	81
5.1	Akkuenergiavaraston kustannukset.....	81
5.1.1	Elinkaarikustannusten laskenta.....	81
5.1.2	Litiumioniakkujen hintakehitys.....	83
5.1.3	Investointikustannusarvio.....	85
5.1.4	Käyttö- ja kunnossapitokustannusarvio.....	90
5.2	Lähtötiedot.....	90
5.3	Tulokset.....	92
5.4	Herkkyyshanalyysijä.....	93
6	Yhteenveto.....	96

7	Lähdeluettelo	98
---	---------------------	----

1 Johdanto

Sähköjärjestelmässä sähköä pitää tuottaa joka hetki yhtä paljon kuin sitä kulutetaan, koska sähköä ei voi varastoida itse järjestelmään. Pohjoismaisessa yhteiskäyttöjärjestelmässä, johon Suomikin kuuluu, on verkon taajuus kulutuksen ja tuotannon tasapainotilassa 50 Hz. Sähkömarkkinoiden osapuolet suunnittelevat etukäteen tarkasti kulutuksen ja tuotannon määriä tuntikohtaisen tasapainotilan saavuttamiseksi. Käyttötuntien sisällä tapahtuvien taajuuspoikkeamien korjaamiseen tarvitaan kuitenkin reservejä, jotka voivat muuttaa tehoaan tarpeen mukaan. Reservit tarkoittavat voimalaitoksia, kuluttajakohteita ja energiavarastoja, joita Suomen kantaverkkoyhtiö Fingrid hankkii ylläpitämiltään reservimarkkinoilta. (Fingrid 2022a)

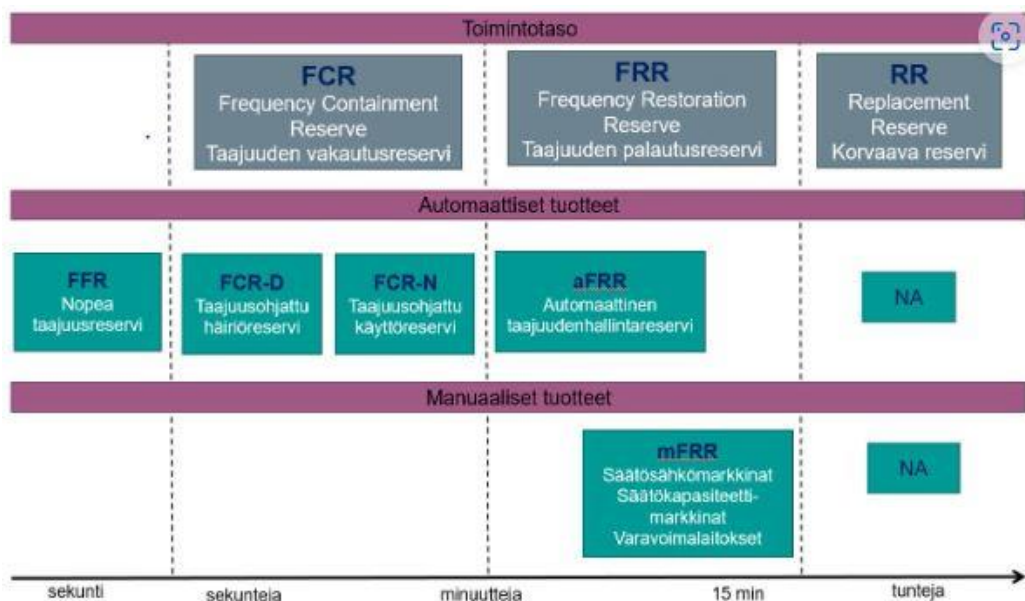
Pohjoismaisessa yhteiskäyttöjärjestelmässä, johon kuuluu Suomen lisäksi Ruotsi, Norja ja Itä-Tanska, on sovittu reservien ylläpitovelvoitteista maiden järjestelmävastaavien välisellä käytösopimuksella. Käynnissä oleva energiamurros, pohjoismaisen tasehallinnan tarpeet, sekä Olkiluoto 3 -ydinvoimalan käyttöönotto aiheuttavat kasvua reservituotteiden hankittavaan määrään, sekä hintaan. Reservimarkkinoita myös kehitetään aktiivisesti ja kantaverkkoyhtiöiden tavoitteena onkin muun muassa ottaa käyttöön vuoden 2023 aikana uudet taajuusohjatun käyttö- ja häiriöreservin tekniset vaatimukset. Tavoitteena on yhtenäistää tekniset vaatimukset pohjoismaissa ja päivittää vaatimukset vastaamaan uudistuvan sähköjärjestelmän tarpeita. Tällä oletetaan olevan vaikutusta reservien tarjontaan, koska jatkossa tarvetta on yhä nopeammille reservituotteille. Lisäksi Venäjän helmikuussa 2022 aloittama hyökkäyssota Ukrainassa on johtanut reservien hankkimisen lopettamiseen Venäjältä, jolla on myös vaikutusta markkinoilta saatavilla olevien reservien määrään. Fingridin tavoitteena on kehittää reservimarkkinoita siihen suuntaan, että reservien saatavuutta ja kustannustasoa turvataan. Yhtenä keinona on selvityksessä mahdollisuus käyttää hintasuojaustuotteita reservikapasiteettimarkkinoilla. Tämän tapaisella suojauksella voitaisiin tarjota varmuutta reservitoimittajien investoinneille ja samalla varmistella säätöressurssien saatavuutta. Fingridin ylläpitämien sähköjärjestelmien reservien tehtävänä on turvata sähkön kulutuksen ja tuotannon tasapainoa joka hetki. Viesti Fingridin suunnalta on selkeästi se, että reservejä haluttaisiin markkinoille lisää. (Fingrid 2022b)

Tämän diplomityön tavoitteena on selvittää akkuenergiavaraston toimintaa ja kannattavuutta uudistuvalla taajuuden vakautusreservin markkinapaikalla. Akkuenergiavaraston kannattavuutta tarkastellaan laitteiston rakentajan ja ylläpitäjän näkökulmasta. Työ sisältää yleisluontoisen katsauksen taajuuden vakautusreservimarkkinoihin, sekä niiden historialliseen hintakehitykseen ja hankittuihin määriin. Akkuenergiavaraston toimintaa mallinnetaan tallennettuun historialliseen taajuusdataan perustuen. Taajuusdatan perusteella muodostetaan laitteistoissa aktivoituvat pätötehot ja siitä edelleen laitteistossa syntyvät häviöt ja energiamäärät, joiden avulla päästään mallintamaan esimerkiksi varauksen hallinnan tarvetta.

Työn kannattavuuslaskelmat suoritetaan käyttäen kirjallisuudesta löytyviä investointilaskentamenetelmiä, jotka myös esitellään työssä. Kustannuksien arviointiin käytetään pääasiassa edellisten tutkimuksien tuloksia, mutta osittain myös tätä työtä tehdessä syntynyttä simulaatiodataa. Kannattavuutta arvioidaan olettamilla, että akkuenergiavarasto investoidaan yhtä tiettyä markkinapaikkaa silmällä pitäen ja sillä operoidaan vain kyseistä markkinapaikkaa.

2 Reservimarkkinat

Reservimarkkinoiden tuotteet voidaan jakaa kolmeen ryhmään käyttötarkoituksensa mukaan. Yhden ryhmän muodostavat taajuuden vakautusreservit. Taajuuden vakautusreservejä käytetään jatkuvaan taajuuden hallintaan. Taajuus halutaan pitää niin sanotulla normaalilla alueella, eli taajuuspoikkeama pyritään pitämään 0,1 Hz sisällä, taajuuden vaihdellessa välillä 49,9–50,1 Hz. Taajuuden palautusreservit muodostavat oman ryhmänsä. Ne aktivoituvat, jos normaalialueelta poiketaan ja niiden tehtävänä on palauttaa taajuus normaalialueelle ja vapauttaa aktivoituneet taajuuden vakautusreservit takaisin käyttöön. Kolmannen ryhmän muodostavat korvaavat reservit. Korvaavilla reserveilla valmistauduttaisiin häiriötilanteiden jälkeisiin mahdollisiin uusiin vikatilanteisiin palauttamalla aiemmin aktivoituneet taajuuden palautusreservit takaisin valmiuteen, mutta tätä kolmatta ryhmää ei ole käytössä pohjoismaisessa sähköjärjestelmässä. Lisäksi pohjoismaisessa yhteiskäyttöjärjestelmässä on käytössä nopea taajuusreservi. Nopeaa taajuusreserviä käytetään taajuudenhallintaan vakautusreservien lisäksi pienen inertian käyttötilanteissa. (Fingrid 2022a) Kuva 2.1 esittää pohjoismaisen yhteiskäyttöjärjestelmän reservituotteet luokiteltuna aktivoitumisajan ja toimintaperiaatteen mukaan.



Kuva 2.1 Reservimarkkinatuotteet luokiteltuna aktivoitumisajan ja toimintaperiaatteen mukaisesti. (Fingrid 2022a)

Kuvan mukaisesti pohjoismaisessa yhteiskäyttöjärjestelmässä käytössä oleva nopea taajuusreservi on nopeimmin reagoiva ja luonteeltaan automaattinen. Taajuuden vakautusreservit - taajuusohjatut käyttö- ja häiriöreservi - ovat myös automaattisia, mutta hieman hitaampia. Taajuuden palautusreserveissä on sekä automaattinen, että manuaalinen tuote. Näistä jälkimmäinen toimii jo huomattavan hitaasti muihin tuotteisiin verrattuna, koska se sisältää muun muassa käynnistettäviä varavoimalaitoksia.

2.1 Taajuuden vakautusreservit

Taajuuden vakautusreserveihin (Frequency Containment Reserve, FCR) kuuluu taajuusohjatut käyttö- ja häiriöreservi. Niitä käytetään jatkuvaan taajuuden hallintaan. Taajuusohjattu käyttöreservi (FCR-N, Frequency Containment Reserve for Normal operation) pyrkii pitämään taajuuden normaalialueella 49,9–50,1 Hz:ssä. Taajuusohjattu häiriöreservi (Frequency Containment Reserve for Disturbances, FCR-D) on tarkoitettu pitämään taajuus vähintään 49,5 Hz:ssä tai enintään 50,5 Hz:ssä taajuuden poiketessa normaalialueen ulkopuolelle.

Taajuusohjattu käyttöreservi on symmetrinen tuote, jonka täytyy kyetä säätämään pätötehoansa verkon taajuuspoikkeamien mukaisesti, eli sen on kyettävä taajuuden ylös-, sekä alas säätöön. Ylös säädöllä tarkoitetaan sähkön tuotannon lisäämistä tai kulutuksen vähentämistä. Alas säädöllä tarkoitetaan sähkön kulutuksen lisäämistä tai tuotannon vähentämistä. (Fingrid 2022c)

Taajuusohjattu häiriöreservi on jaettu kahteen erilliseen tuotteeseen, ylös- ja alassäätöön. Itse säätö tapahtuu samalla tavalla kuin taajuusohjatussa käyttöreservissä, eli ylössäädöllä tarkoitetaan sähkön tuotannon lisäämistä tai kulutuksen vähentämistä ja alassäädöllä sähkön kulutuksen lisäämistä tai tuotannon vähentämistä.

2.2 Vakautusreservien hankinta ja hintakehitys

Taajuusohjattua käyttöreserviä pidetään pohjoismaisessa yhteiskäyttöjärjestelmässä yllä jatkuvasti 600 MW normaalitilan taajuuden säätöä varten. Tästä Fingridin velvoite vuodelle 2022 oli 119 MW. Yhteisesti ylläpidettävät taajuusohjatun käyttö- ja häiriöreservin osuudet jaetaan kantaverkkoyhtiöiden kesken sen perusteella, paljonko maa kuluttaa ja tuottaa sähköenergiaa vuosittain. Kantaverkkoyhtiöt voivat hankkia oman veloitteensa täyttämiseen

tarpeelliset määrät reserviä parhaaksi katsomallaan tavalla. Velvoitteiden täyttämiseksi on myös mahdollista käydä kauppaa kantaverkkoyhtiöiden välillä, mutta saarekekäyttötilanteita varten on jokaisen kuitenkin pidettävä yllä kansallisesti riittävä määrä kapasiteettia alueellaan. Normaalitilanteessa toisesta Pohjoismaasta hankittava reservimäärä on rajoitettu kolmasosaan taajuusohjattujen reservien veloitteesta. (Fingrid 2022a)

Taajuusohjattua häiriöreserviä ylläpidetään aina sen verran, että yksittäisen vian aiheuttama pysyvä taajuuspoikkeama on maksimissaan 0,5 Hz, joten sen määrä vaihtelee tilanteen mukaan. Häiriöreservi mitoitetaan erikseen ylös- ja alassäädön määrälle. Ylitaajuustilanne voi aiheutua esimerkiksi pohjoismaisesta järjestelmästä sähköä pois vievän siirtoyhteyden tai suuren kulutuskohteen äkillinen irtoaminen verkosta. Vastaavasti alitaajuustilanne voi syntyä, jos suuri tuotantolaitos taikka pohjoismaiseen järjestelmään sähköä tuova siirtoyhteys putoaa verkosta. Alitaajuustilanteiden ylössäätötehoa (FCR-D ylös) tarvitaan vuoden 2022 marraskuun tilanteessa enintään 1450 MW ja alassäätötehoa (FCR-D alas) ylitaajuustilanteita varten enintään 1400 MW. Fingridin osuudet näistä olivat ylössäätöön noin 290 MW ja alassäätöön 120 MW. FCR-D alas markkinat alkoivat vuoden 2022 alussa ja sen hankintamääriä nostetaan vaiheittain. (Fingrid 2022a)

Fingrid hankkii oman veloitteensa verran taajuusohjattuja reservejä kotimaasta, toisista Pohjoismaista ja Viron tasasähköyhteyksistä. Ennen Venäjän hyökkäystä helmikuussa 2022 Ukrainaan, Fingrid hankki reservejä myös Venäjän tasasähköyhteyden kautta. Säättökykyisen kapasiteetin haltija voi tarjota kapasiteettiaan joko tunti- tai vuosimarkkinoille. Molemmilla markkinoilla on samat tekniset vaatimukset tuotteen sisäisesti. Yhteensä siis taajuusohjatuilla vakautusreservimarkkinoilla voi käydä kauppaa kuudella eri tuotteella. Tuotteet ovat taajuusohjattu käyttöreservi, taajuusohjattu häiriöreservi ylös ja taajuusohjattu häiriöreservi alas, sekä näille kolmelle erikseen tunti- ja vuosimarkkinat. (Fingrid 2022c)

Tämän työn kannalta merkittävimmät erot vuosi- ja tuntimarkkinoiden välillä ovat ne, että vuosimarkkinoilla kapasiteetille on kiinteä hinta koko vuoden tunneille ja käytettävissä oleva kapasiteetti määrittää korvauksen määrän. Tuntimarkkinoilla seuraavan vuorokauden kaikille tunneille annetaan tarjoukset, sekä käytettävissä olevat kapasiteettimäärät. Kaikkien tarjottujen kapasiteettien korkein hyväksytty tarjous määrittää kaikkien toimijoiden korvauksen määrän. Siten palveluntoimittajan korvaus tarjouksen läpi mennessään perustuu kullekin tunnille erikseen muodostuvasta hinnasta ja tarjotun kapasiteetin määrästä.

Taulukko 2.1 kuvaa taajuusohjatun käyttö- ja häiriöreservin tunti- ja vuosimarkkinoiden periaatteellisia eroja.

Taulukko 2.1 FCR-tuotteiden tunti- ja vuosimarkkinoiden periaatteelliset erot. (Fingrid 2022c)

Vuosimarkkinat	Tuntimarkkinat
Tarjouskilpailu järjestetään kerran vuodessa syksyisin.	Reservitoimittaja voi osallistua tuntimarkkinoille tekemällä siitä erillisen sopimuksen Fingridin kanssa, eikä se edellytä vuosisopimuksen tekemistä.
Kesken sopimuskauden ei ole mahdollista tulla mukaan reservin ylläpitoon vuosisopimuksella.	Tuntimarkkinoille mukaantulo on mahdollista myös kesken vuoden.
Reservisuunnitelmien mukainen määrä ostetaan täysmääräisesti.	Tarvittava määrä tarjouksia käytetään hintajärjestyksessä periaatteella halvin ensin.
Reservisuunnitelmat jätettävä edellisenä päivänä klo 18.00 mennessä.	Tarjoukset seuraavan vuorokauden tunneille jätettävä klo 18.30 mennessä.
Reservitoimittajalla on velvollisuus ylläpitää vuosimarkkinoille myymäänsä reserviä vapaan kapasiteettinsa puitteissa.	Reservitoimittajat voivat päivittäin antaa tarjouksia reservikapasiteetistaan. Reservitoimittaja, jolla on vuosisopimus, voi osallistua tuntimarkkinoille vain, jos on toimittanut vuosisopimuksen mukaisen reservimäärän täysimääräisesti.
Kiinteä hinta on voimassa koko vuoden. Se määräytyy kalleimman vuosimarkkinalle hyväksytyntarjouksen mukaan.	Maksettava korvaus määräytyy kullekin tunnille erikseen kalleimman käytetyn tarjouksen mukaan.

Fingrid kattaa taajuusohjatun käyttöreservin kustannukset täysimääräisesti tasepalvelutariffimaksuilla. Taajuusohjatun häiriöreservin kustannuksista Fingrid kattaa 10 % tasepalvelutariffimaksuilla ja 90 % kantaverkkotariffimaksuilla. (Fingrid, 2022a)

Taulukko 2.2 kuvaa Fingridin velvoitteita ja hankintakanavia taajuusohjatuille käyttö- ja häiriöreserveille vuoden 2022 marraskuun tilanteessa. Aiemmin mukana oli myös Venäjä yhtenä hankintakanavana FCR-N markkinalla 90 MW:n edestä, mutta Venäjän aloitettua hyökkäyssotansa Ukrainassa helmikuussa 2022, ovat hankinnat sen myötä Venäjältä lopetettu.

Taulukko 2.2 Fingridin taajuusohjatun käyttö- ja häiriöreservien velvoitteet ja hankintalähteet vuodelle 2022. (mukaiillen Fingrid 2022c)

Reservi	Velvoite	Hankintakanavat	Sopimusten mukainen enimmäiskapasiteetti
Taajuusohjattu käyttöreservi (FCR-N)	119 MW	Vuosimarkkinat Tuntimarkkinat Viro	103 MW 194 MW 35 MW (tilapäisesti 50 MW)
Taajuusohjattu häiriöreservi ylösäättö (FCR-D ylös)	290 MW	Vuosimarkkinat Tuntimarkkinat	431 MW 716 MW
Taajuusohjattu häiriöreservi alassäättö (FCR-D alas)	120 MW	Vuosimarkkinat Tuntimarkkinat	114 MW 151 MW

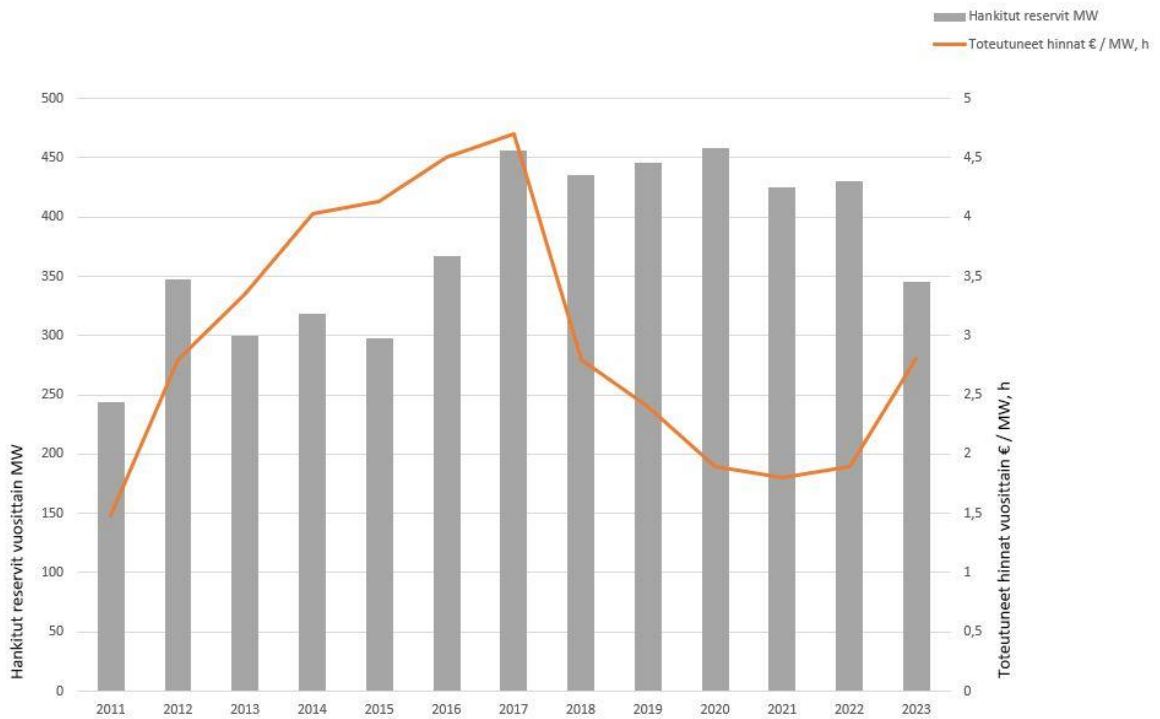
Selvästi isoimmat markkinat ovat FCR-D ylös tuotteilla, joita hankittiin vuonna 2022 melkein kolminkertainen määrä FCR-D alas tai FCR-N tuotteisiin verrattuna. On huomioitavaa, että FCR-D alas markkina on avattu vasta vuoden 2022 alussa ja tuotetta hankitaan asteittain lisää. Vuoden alussa 2022 velvoite oli 90 MW mutta se kasvoi heinäkuussa 120 MW tasolle (Fingrid, 2022a).

Vuosimarkkinoiden hinta ja kapasiteettien määrät määritetään vuosittain syksyisin avoimen tarjouskilpailun tuloksien mukaan. Todellinen vuosimarkkinatoteutuma vaihtelee tunti tunnilta reservitoimittajien käytettävissä olevien vapaiden kapasiteettien mukaisesti (Fingrid, 2022c). Kuva 2.2 esittää FCR-N vuosimarkkinan osalta hankitut kapasiteettimäärät (MW) ja hinnat (€/MW,h) vuosina 2011–2023 Suomessa.



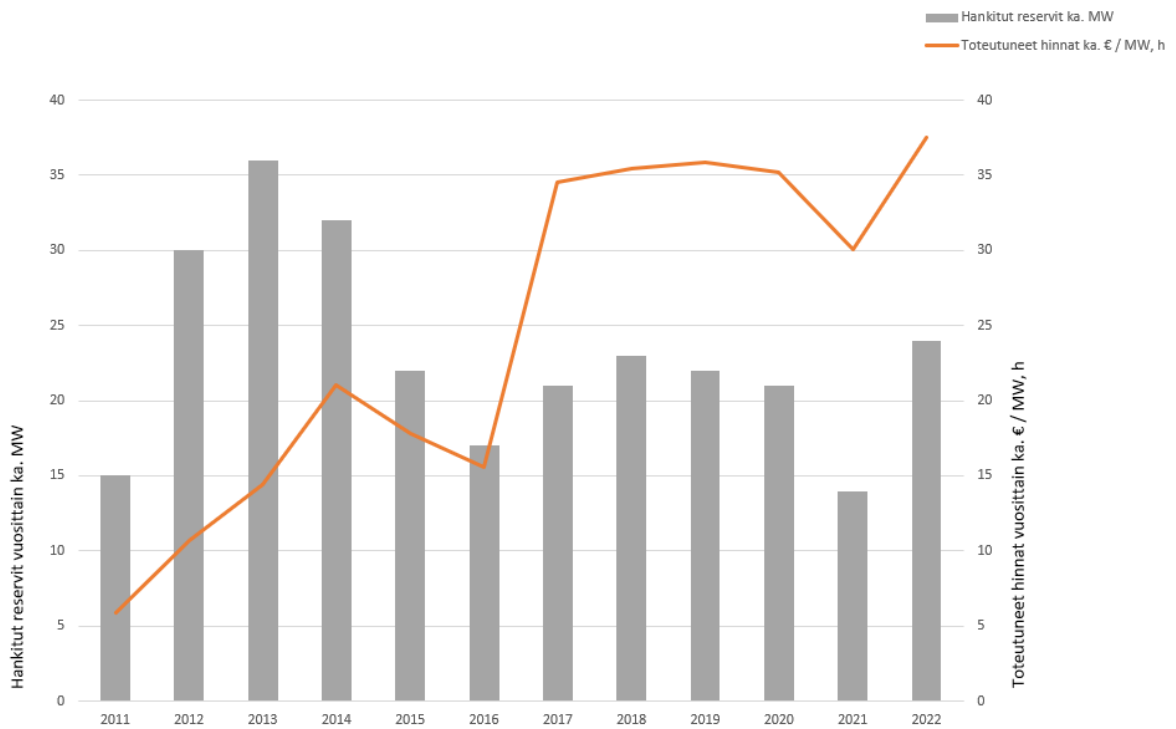
Kuva 2.2 FCR-N vuosimarkkinan toteutuneet hinnat ja hankitut kapasiteetit Suomessa vuosille 2011-2023. (mukaillen Fingrid 2022c)

Kuvasta on nähtävissä, että hankitut vuosisopimuksen reservikapasiteettimäärät vuodelle 2023 ovat vähentyneet ja hinnat kasvaneet, aivan kuten Fingrid aiemmin oli arvioinutkin tapahtuvan. Kapasiteettikorvauksessa vuoden 2022 tasosta (12,24 €/MW,h) kasvua vuoden 2023 tasoon (19,10 €/MW,h) peräti 56 %. Koskaan aiemmin FCR-N:n historiassa kapasiteettikorvaus ei ole ollut niin korkealla tasolla kuin vuonna 2023. Markkinoilta hankitussa FCR-N kapasiteetin määrässä on laskua vuoden 2022 tasosta (102,8 MW) vuoden 2023 tasoon (67,7 MW) noin 34 prosenttia. Kuvaajasta on pääteltävissä, että markkinahinnat ovat nousseet erittäin voimakkaasti, koska kapasiteettimäärän supistamisesta huolimatta on hinnassa noin voimakasta kasvua. Kuva 2.3 esittää vastaavat kapasiteettimäärät ja hinnat FCR-D ylös vuosimarkkinoiden suhteen vuosille 2011–2023.



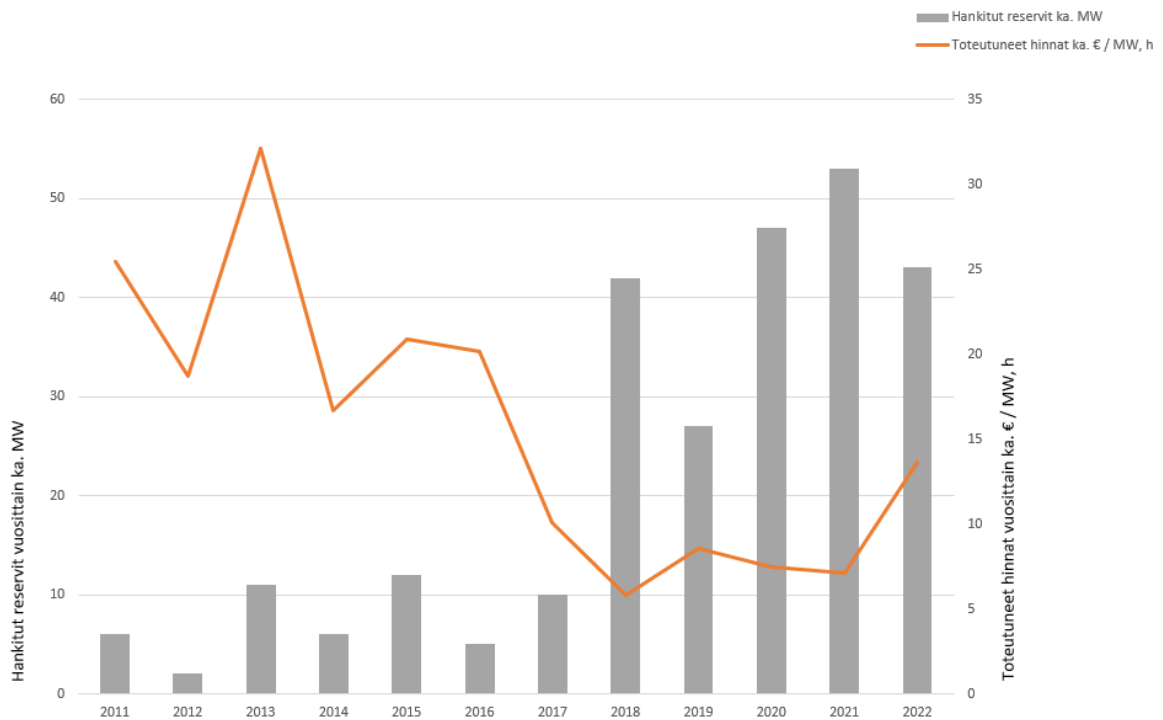
Kuva 2.3 FCR-D ylös vuosimarkkinan toteutuneet hinnat ja hankitut kapasiteetit Suomessa vuosille 2011–2023. (mukaillen Fingrid 2022c)

Myös FCR-D ylös vuosimarkkinoiden osalta tuotteen hinta on kasvussa ja hankitun kapasiteetin määrä on vähentynyt vuodelle 2023. Tuotteen hinta on ollut korkeimmillaan vuonna 2017 jolloin se on maksanut 4,70 €/MW,h. FCR-D alas reservimarkkina on uusi, tuotteen hankinta on aloitettu vuoden 2022 alussa. Vuoden 2022 hinta vuosimarkkinoilla oli 10,00 €/MW,h ja hankintamäärä 114,4 MW. Vuodelle 2023 hinta on 9,99 €/MW,h ja hankintamäärä 186,4 MW. (Fingrid, 2022c) Kuva 2.4 esittää FCR-N tuntimarkkinoiden keskiarvojen ja hankittujen kapasiteettimäärien keskiarvoa vuosina 2011–2022.



Kuva 2.4 FCR-N tuntimarkkinan toteutuneiden hintojen ja hankittujen kapasiteettimäärien keskiarvot Suomessa vuosille 2011–2022. (mukaihen Fingrid 2022c)

FCR-N tuntimarkkinoilla keskiarvohinnat ovat kasvussa, mutta toisaalta niin ovat määrätkin. Jos markkinoilla ei tapahdu suuria muutoksia, on odotettavissa, että hankitun kapasiteetin määrän kasvattaminen kasvattaa myös yksikköhintaa tuotteelle. Kuvasta erottuu erityisesti vuodelle 2017 huomattavan suuri, noin 120 %:n hinnan kasvu, kun vuoden 2016 keskiarvohinta tunnille oli 15,61 €/MW ja vuodelle 2017 se oli 34,58 €/MW. Tämän jälkeen tuntimarkkinoiden keskihinta on pysytellyt yli 30 €/MW tasolla saavuttaen korkeimman arvonsa vuonna 2022, 37,56 €/MW. Kuva 2.5 esittää FCR-D ylös tuntimarkkinoiden keskiarvoisten hinta- ja kapasiteettimäärien kehityksen vuosina 2011–2022.



Kuva 2.5 FCR-D ylös tuntimarkkinan toteutuneiden hintojen ja hankittujen kapasiteettimäärien keskiarvot Suomessa vuosille 2011–2022. (mukaiillen Fingrid 2022c)

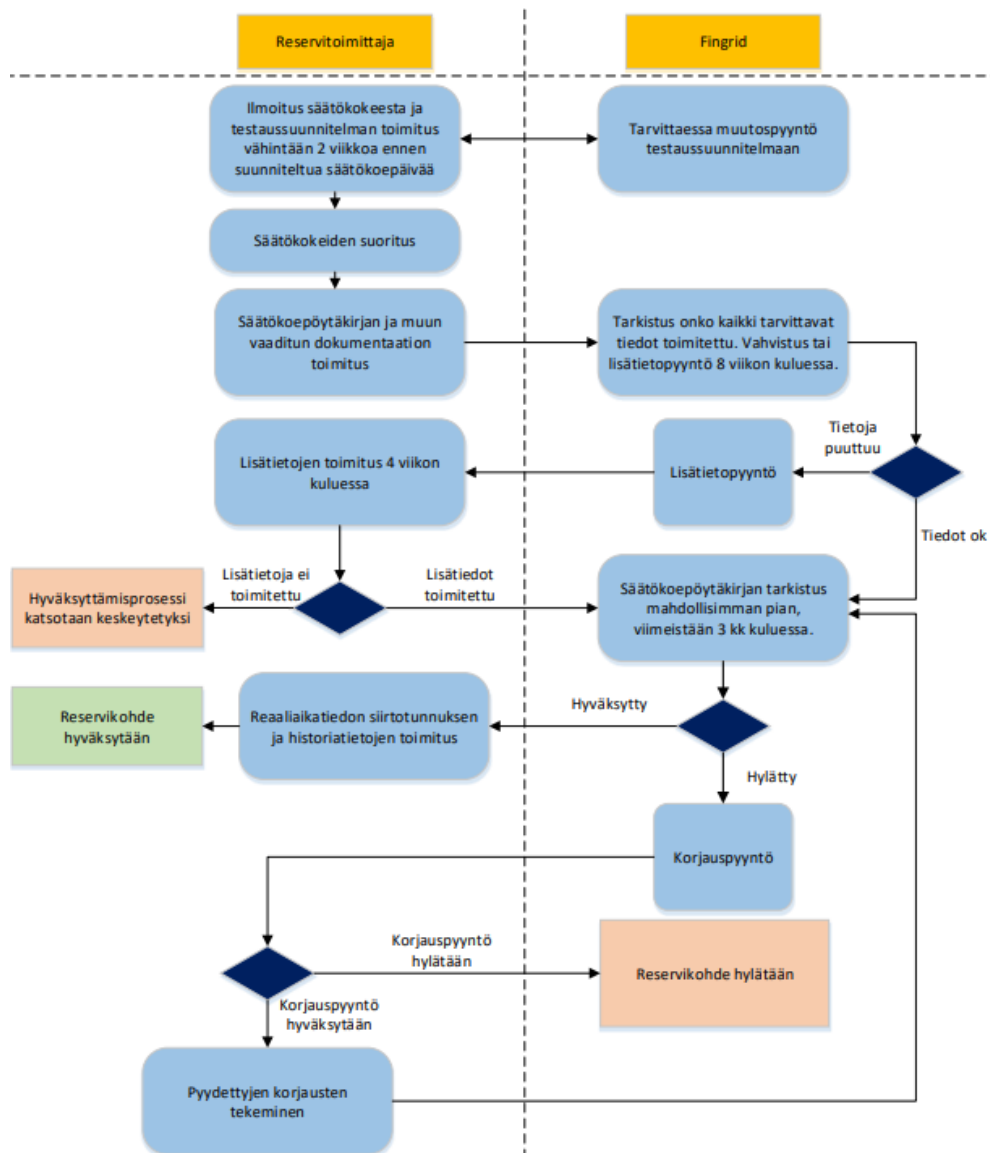
Kuten kuvasta on nähtävissä, on FCR-D ylös vuosimarkkinoilla tapahtunut vuosille 2011–2022 kokonaisuutena selkeä keskiarvohinnan lasku, sekä hankittavien keskiarvomäärien kasvu. Vuodet 2018–2021 hinta on ollut suhteellisen stabiili, mutta vuodelle 2022 se on noussut selkeästi. Hankittavissa keskiarvomäärissä ei ole tapahtunut viime vuosina suuria muutoksia, vuodelle 2022 määrät ovat olleet hienoisessa laskussa. Tuote on ollut kallein vuonna 2013 keskiarvohinnan ollessa 32,11 €/MW, vaikka tuolloin hankitut määrät olivat keskiarvoltaan maltilliset 11 MW tunnille. Vuonna 2021 hankittu määrä vastaavasti oli kasvanut jo 53 MW tunnille, mutta keskiarvohinta laskenut 7,08 €/MW,h.

2.3 Vakausreservien teknisiä vaatimuksia

Vakausreserveihin, kuten muihinkin reservilajeihin, kohdistuu useita teknisiä vaatimuksia, jotka täytyy täyttää, että voi osallistua reservimarkkinoille. Seuraavaksi käsitellään akkuenergiavarastoa koskevia olennaisia taajuuden vakausreservikohteen vaatimuksia.

2.3.1 Säätokoe

Reservikohteella tulee olla hyväksytty säätokoe suoritettuna ja sen tulee sijaita Fingridin järjestelmävastualueella, jotta kohde voi osallistua Fingridin ylläpitämille reservimarkkinoille (Fingrid, 2022h). Kuva 2.6 esittää hyväksyttämisen prosessin eri vaiheita.



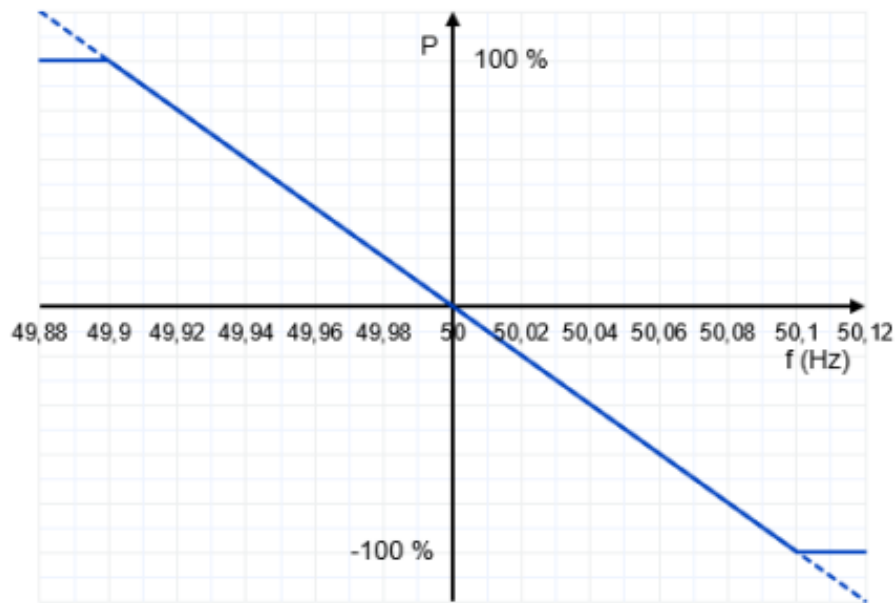
Kuva 2.6 Reservikohteen hyväksyttämisen prosessi. (Fingrid 2022h)

Reservitoimittaja vastaa säätokokeen suorittamisesta ohjeiden mukaisesti ja vaadittujen dokumenttien luovuttamisesta prosessikaaviossa annettujen aikamääreiden sisällä. Fingrid

vastaa osaltaan mittaustulosten ja tietojen tarkistuksesta, sekä hyväksyttämisen prosessin lopputuloksen ilmoittamisesta prosessikaavion mukaisessa aikataulussa. Kuvan mukaisesti reservikohteen hyväksyttämisen prosessi on nopeimmillaankin noin 22 viikkoa kestävä kokonaisuus. Säättökokeelle ei ole olemassa standardipöytäkirjaa, vaan tuloksista tehdään vapaa- muotoinen säättökoe-pöytäkirja Fingridille. Mittaustuloksista piirretään kuvaaja, josta selviää käytetyn testisignaalin taajuus ja aktivoitunut pätöteho. Lisäksi piirretään kuvaaja taajuus- säädön herkkyyden mittaustuloksista. Mittaustuloksien lisäksi tarvitaan uudessa reservikohteessa akkuenergiavaraston tietoja; teho (MW), energiakapasiteetti (MWh), varaustason ylä- ja alaraja (MWh tai %), sekä teknillinen kuvaus säätöjärjestelmän toiminnasta mukaan lukien varaustason hallinta. Säättökoe on nykyisten sääntönsien mukaan voimassa 5 vuotta kerrallaan, mutta se on uusittava aina, jos kohteessa tehdään muutoksia, jotka voivat vaikuttaa reservikohteen toimintaan. Tällaisia muutoksia ovat muun muassa säätölaitteiden päivitystyöt taikka säädön toimintaan vaikuttavien parametrien muutokset. Ennen 1.1.2019 suoritettujen säättökokeiden tulokset ovat voimassa 10 vuotta. Säättökoe on tarkoitettu uusittavaksi ennen kuin voimassaoloaika umpeutuu. (Fingrid, 2022h)

FCR-N kapasiteetista tulee aktivoitua 100 % ylös säätönä, kun taajuus on $\leq 49,9$ Hz. Kun taajuus on $\geq 50,1$ Hz, tulee vastaavasti kapasiteetista aktivoitua 100 % allassäätönä. Kun taajuus on normaalialueellaan, eli 49,9–50,1 Hz, tulee aktivoituneen tehon määrä jatkuvasti vastata taajuuspoikkeaman määrää. Säädön tulee aktivoitua täysimääräisesti kolmessa minuutissa askelmaisen 0,1 Hz muutoksen myötä, eikä sitä saa viivästyttää tahallisesti. Taajuus- säädön kuollut alue on $50 \text{ Hz} \pm 0,01 \text{ Hz}$ ja tällä alueella aktivoituneen reservitehon tulee olla nolla. (Fingrid, 2022h)

Akkuenergiavaraston ollessa kyseessä reservin pystyessä lineaariseen säätöön, tulee säädön käyttäytyä normaalitaajuusalueella lineaarisesti. Kuva 2.7 esittää lineaarisuuden kykenevän reservikohteen pätötehon aktivoitumisen normaalitaajuusalueella.

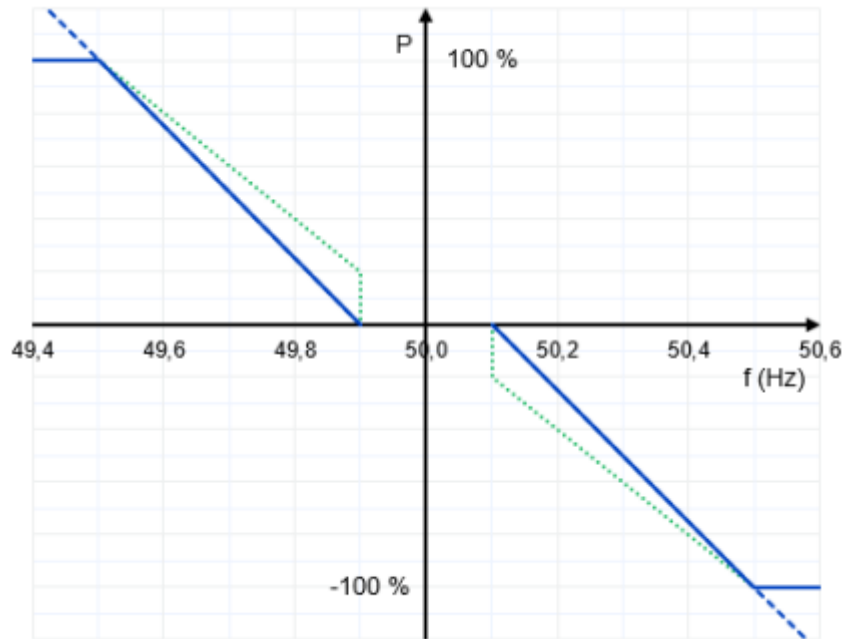


Kuva 2.7 FCR-N lineaarinen säätökäyrä normaalitaajuusalueella. Säätöä on myös mahdollista jatkaa lineaarisesti säätöalueen ulkopuolella, kuvassa katkoviivalla. (Fingrid 2022h)

Säätöä voi jatkaa lineaarisesti myös normaalitaajuusalueen, 49,9–50,1 Hz, ulkopuolella, kuten yllä olevassa kuvassa katkoviivan mukaisesti. Tämä tulee mainita säätökoepöytäkirjassa.

FCR-D ylös tuotteen kapasiteetista tulee aktivoitua 100 % ylössäätönä kun taajuus on 49,5 Hz tai alle sen. Vastaavasti FCR-D alas tuotteessa tulee kapasiteetista aktivoitua 100 % alassaätönä kun taajuus on 50,5 Hz tai yli sen. Taajuuden ollessa alueilla 49,5–49,9 Hz taikka 50,1–50,5 Hz tulee aktivoituneen kapasiteetin olla taajuuspoikkeamaan verrannollinen. Askelmaisen 0,5 Hz:n muutoksen seurauksen tulee häiriöreservituotteen kapasiteetista aktivoitua 50 % viidessä sekunnissa ja täydet 100 % puolessa minuutissa. Aktivoitumista ei saa tarkoituksella viivästyä. (Fingrid, 2022h)

Kun akkuenergiavarasto pystyy portaattomaan säätöön, toisin kuin esimerkiksi relekytketyt kuormat, tulee häiriöreservituotteen säädön olla lineaarinen käyttöreservituotteen tapaisesti. Säätöalue siirtyy häiriöreservituotteessa kauemmaksi 50 Hz:n nimellistaajuudesta. Kuva 2.8 esittää FCR-D alas ja FCR-D ylös kohteiden lineaariset säätökäyrät.



Kuva 2.8 FCR-D ylös ja FCR-D alas lineaariset säätökäyrät, kuvassa sinisellä. Säättöä on myös mahdollista jatkaa lineaarisesti säätöalueen ulkopuolella, kuvassa sinisellä katkoviivalla. Säädön voi aloittaa myös muusta kuin nollassa, kuvassa vihreällä. (Fingrid 2022h)

Lineaarista säättöä on sallittua jatkaa myös alueiden ulkopuolella, kuten kuvassa katkoviivalla. Tästä tulee olla merkintä säätökokeen pöytäkirjassa. Kuvassa näkyvää vihreää säätökäyrää on mahdollista soveltaa tapauksissa, joissa sinisen säätökäyrän vaatimaa säättöä ei säätäjällä ole mahdollista toteuttaa. Kuvan mukaisesti vihreän käyrän säädössä kapasiteetin aktivoituminen ei ala nollassa, vaan jostain muualta.

Fingrid luokittelee rajallisen aktivointikyvyn kohteiksi kaikki reservikohteet, jotka eivät kykene yhtäjaksoiseen kahden tunnin täysimääräiseen aktivointiin rajallisen energiamääränsä vuoksi. Tällaisessa kohteessa tulee aktivointikykyä rajoittavat tekijät tunnistaa ja hyväksyttää tuote rajoitetun aktivointikyvyn omaavaksi kohteeksi. Käyttöreservikohteen ollessa hyväksytty rajoitetulla aktivointikyvyllä, tulee sen kyetä nykyisten vaatimusten mukaan täysimääräiseen aktivointitehoon molempiin suuntiin 30 minuutin ajan. Rajoitetun aktivointikyvyn häiriöreservituotteen tulee kyetä vastaavasti täysimääräiseen aktivointitehoon 20 minuutin ajan. Akkuenergiavaraston tulee keskeyttää reserviin osallistuminen, jos varaustaso ajautuu sellaiseksi, että aktivointikykyvaatimus ei täyty. Kun taajuuden poikkeaman suunta vaihtuu tai jos varaustason hallinta palauttaa aktivointikyvyn rajojen sisään, voi reserviaktivoinnin taas aloittaa. Jos sama kohde osallistuu sekä käyttö-, että häiriöreserviin, ei

häiriöreserville varattua kapasiteettia saa käyttää normaalitaajuusalueella tapahtuvan käyttöreservin ylläpitoon. (Fingrid, 2022h)

Taajuuden vaihtelusta automaattisesti aktivoituvien taajuusohjattujen käyttö- ja häiriöreservituotteiden taajuusmittauksen tarkkuuden tulee olla vähintään 10 mHz ja resoluution yksi mHz. Eli toisin sanoen paikallisen taajuusmittauksen tulee näyttää vähintään hertsin tuhannesosia ja mittaustarkkuuden tulee olla hertsin sadasosan sisällä. Pätötehomittauksen resoluution tulee olla 10 kW ja mittaustarkkuuden tulee olla kuten taulukko 2.3 esittää. (Fingrid, 2022h)

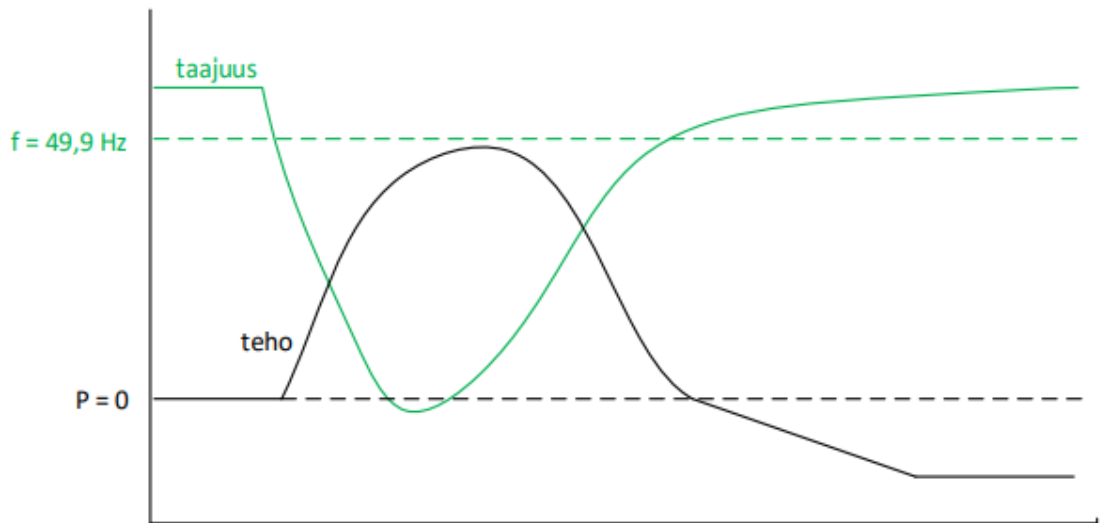
Taulukko 2.3 Reservikohteen aktivoituneen pätötehon mittausvaatimukset. (Mukaiillen Fingrid 2022h)

Kategoria	Nimellisteho	Sallittu epätarkkuus
1	< 2 MW	± 5 %
2	2–10 MW	± 1 %
3	> 10 MW	± 0,5 %

Kuten taulukosta nähdään, sallitaan alle 2 MW tehoisille reservikohteille kymmenkertainen virhe pätötehon mittaukselle verrattuna yli 10 MW tehoisiin kohteisiin.

Fingridin ohjeistuksen mukaan käyttöreserviin osallistuvan akkuenergiavaraston verkosta ottamaa tai verkkoon syöttämää tehoa ei saa ohjata muutoin kuin taajuuden perusteella. Sitä osaa energiavaraston teho- ja energiakapasiteetista mitä ei ole varattu reservikäyttöön, voi käyttää varaustason hallintaan. Varaustason hallinnalla ei saa kuitenkaan olla vaikutusta taajuusohjattuun säätökäyrän mukaiseen aktivoituvaan tehoon. (Fingrid, 2022h)

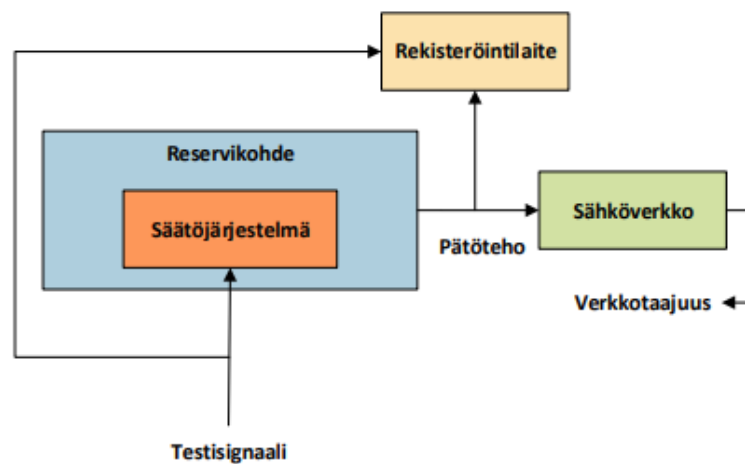
Jos akkuenergiavarastolla osallistutaan häiriöreservimarkkinoille, tulee palautusteho mitoitaa niin, että energiavarasto saadaan palautettua kahden tunnin kuluessa siitä, kun kapasiteetti on käytetty täysin loppuun. Käytännössä siis, jos FRC-D ylös reservikapasiteetti on loppunut, tulee se ladata niin kahden tunnin kuluessa, että täysi aktivointikyky on jälleen saavutettu. FCR-D alas reservikapasiteetin ollessa kyseessä, tulee akkua purkaa niin, että saavutetaan kahden tunnin kuluessa täysi aktivointikyky. Palautus tulee aloittaa heti kun taajuus palautuu normaalitaajuusalueelle. Myös palautuksen aikana voi tulla tarve uudelleen aktivoinnille taajuuspoikkeamien mukaan. (Fingrid, 2022h) Kuva 2.9 esittää FCR-D ylös tuotteen aktivoitumista ja palautumisen aloitusta periaatteellisesti.



Kuva 2.9 FCR-D ylös energiavaraston aktivoituminen ja varaustason palautuksen aloitus. (Fingrid 2022h)

Kuvassa palautusteho ajetaan ramppimaisesti ylös. Palautustehon muutosnopeuden tulee olla vähemmän kuin reservikohteen säätökokeessa hyväksytty reservikapasiteetti $P_{FCR-D}/5$ min. (Fingrid, 2022h)

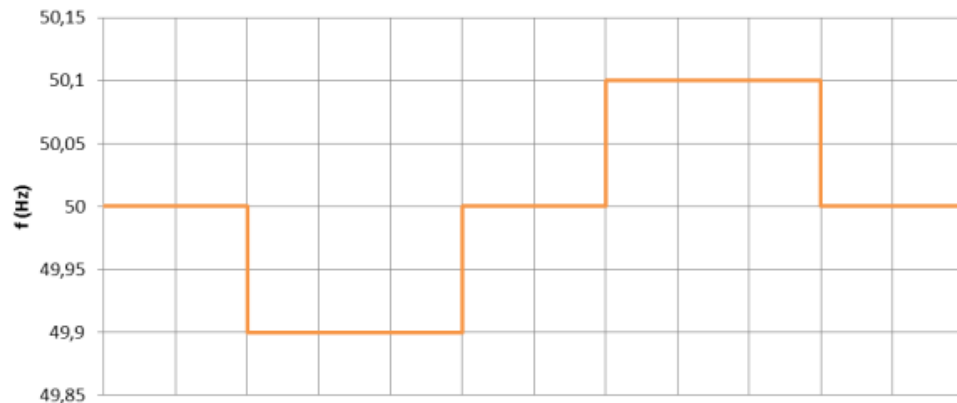
Kun reservikohteelle suoritetaan säätökoe, syötetään kohteen taajuudenmittaukseen testisignaali, joka tallennetaan yhdessä aktivoituneen pätötehotiedon kanssa. Kuva 2.10 esittää säätökoejärjestelyä.



Kuva 2.10 Säätökoejärjestelyt testisignaalin osalta. (Fingrid 2022h)

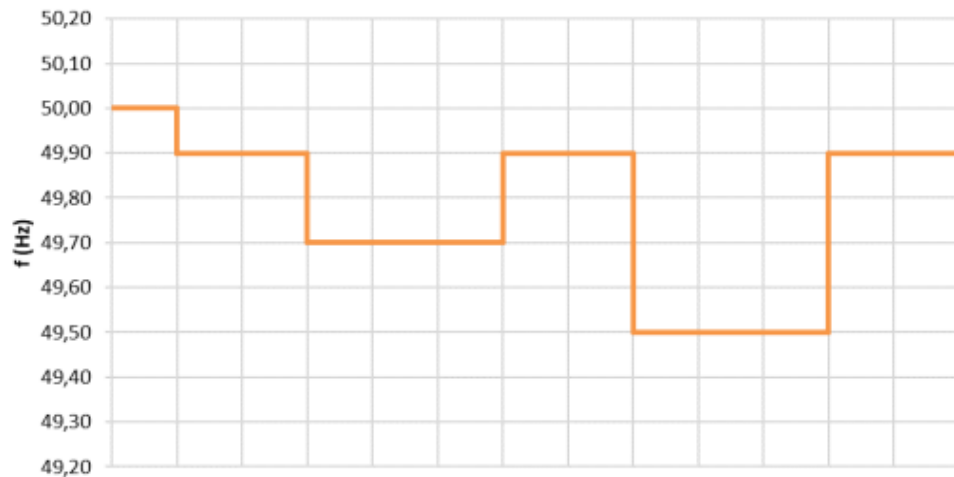
Reservikohteen taajuudenmittaussignaali korvataan testilaitteiston signaalilla. Rekisteröintilaitte tallentaa signaalin ja sen mukaisesti aktivoituneen tehon. Rekisteröintilaitteen näytteenottoväli saa olla enintään 0,2 s jotta parametrien määrittely onnistuu riittävällä tarkkuudella. Reservilaitteiston tulee olla synkronoituna sähköjärjestelmään, eli verkkoon siirretään ja sieltä otetaan tosiasiallisesti tehoa. Kohteelle voidaan määrittellä useita eri säätöasetteluita ja niiden kaikkien toiminta tulee todentaa erikseen. (Fingrid, 2022h)

Taajuusohjatun käyttöreservin testisignaalinä käytetään sekvenssiä, jossa nimellistaajuudesta poiketaan 0,1 Hz:n askelmaisella muutoksella molempiin suuntiin. Kuva 2.11 esittää säätökokeen testisignaalia. Käyttöreservituotteessa reservituotteen kapasiteetiksi määritetään pienempi tehon arvo, mikäli ylös- ja alassäädön tehoissa on eroa. Reservikapasiteetti määritetään säätökokeen tuloksesta 0,1 MW:n tarkkuudella. (Fingrid, 2022h) Yhden reservitarjouksen vähimmäiskapasiteetti käyttöreservissä on 0,1 MW ja häiriöreservissä 1 MW. Enimmäiskapasiteetit vastaavasti ovat käyttöreserville 5 MW ja häiriöreserville 10 MW. (Fingrid, 2022i)



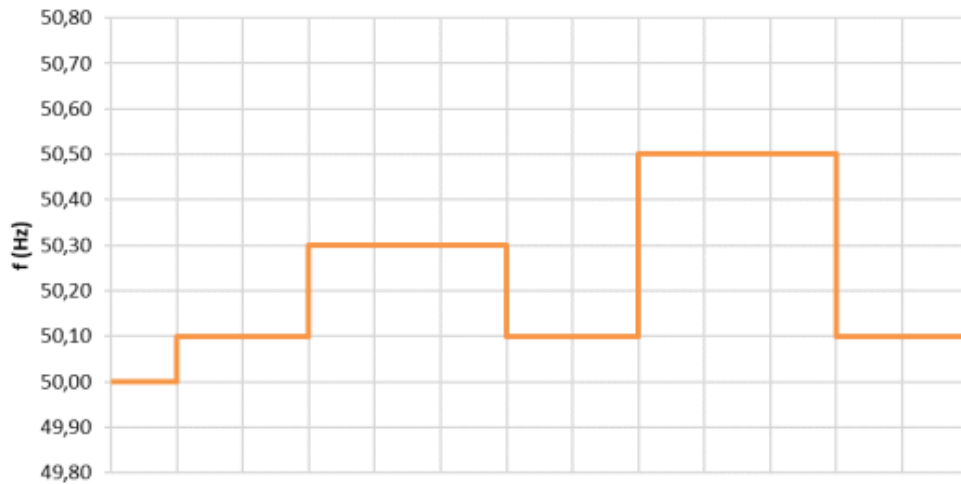
Kuva 2.11 FCR-N säätökokeen testisignaalisekvenssi. (Fingrid 2022h)

Kuvan testisignaalin askelmaisen + 0,1 Hz:n taikka - 0,1 Hz:n aiheuttamaa muutosta rekisteröidään viiden minuutin ajan, mutta säätökokeen tulokseksi tuleva pätötehotieto luetaan kolmen minuutin kohdalta. Aktivoituminen tulee kuitenkin olla aktiivisena kolmen minuutin jälkeenkin. (Fingrid, 2022h) Kuva 2.12 esittää vastaavan sekvenssin FCR-D ylös reservituotteelle.



Kuva 2.12 FCR-D ylös säätökokeen testisignaalisekvenssi. (Fingrid 2022h)

Testi alkaa kuvan mukaisesti syöttämällä järjestelmään $-0,1$ Hz:n poikkeama, jolloin mitattu taajuus putoaa $49,9$ Hz:iin. Kun laitteiston vaste on stabiloitunut, pudotetaan testisignaalin taajuus $49,7$ Hz:iin ja vastetta mitataan kahden minuutin ajan. Sen jälkeen taajuus palautetaan takaisin $49,9$ Hz:iin ja annetaan laitteiston stabilisoitua. Tätä ensimmäistä askelta käytetään säädön lineaarisuuden toteamiseen. Seuraavaksi pudotetaan taajuus $49,5$ Hz:iin ja jälleen rekisteröidään vastetta kahden minuutin ajalta. Tätä toista askelta käytetään kapasiteetin määrittämiseen. Kolmenkymmenen sekunnin jälkeen aktivoitunutta tehoa ja viiden sekunnin jälkeen aktivoitunutta tehoa kerrottuna kahdella verrataan toisiinsa. Näistä pienempi teho tulee säätökokeen tulokseksi. Kohteen aktivoitumisen tulee jatkua vielä kolmenkymmenen sekunnin jälkeenkin. (Fingrid, 2022h) Kuva 2.13 esittää vastaavan sekvenssin FCR-D alas säätökokeen testisignaali.



Kuva 2.13 FCR-D alas säätökokeen testisignaalin sekvenssi. (Fingrid 2022h)

Itse sekvenssi on sama kuin FCR-D ylös säätökokeessa, mutta käännettynä peilikuvaksi 50 Hz:n nimellistaajuuden yläpuolelle FCR-D alas säätökokeelle sopivaksi. Mittaus aloitetaan + 0,1 Hz:n poikkeaman aiheuttaman muutoksen stabiloiduttua. Ensimmäistä 50,3 Hz:n porrasta käytetään lineaarisuuden todennukseen ja toista 50,5 Hz:n porrasta kapasiteetin määrittelyyn. Kapasiteetti määritellään viiden ja kolmenkymmenen sekunnin aktivoituneista tehoista samalla tavalla kuin FCR-D ylös säätökokeessa. (Fingrid, 2022h)

Aktivoituvan pätötehon lisäksi jokaisessa taajuuden vakautuksen reservikohteessa mitataan taajuudensäädön herkkyys. Tällä pyritään selvittämään pienin taajuuspoikkeama, johon laitteiston vaste on sellainen mistä voi mitata aktivoitunutta pätötehoa. Jos kuollutta aluetta ei ole mahdollista asetella parametrina, testataan herkkyys syöttämällä laitteistoon askelmaisia taajuusmuutoksia ± 10 mHz:n portaissa tarvittaessa aina ± 50 mHz:n taajuuspoikkeamaan saakka. Jokaisen askelluksen jälkeen mitataan pätötehoa 3 minuutin ajan. Mikäli laitteistoon voi asetella kuolleen alueen, syötetään testisignaalin juuri tämän alueen ulkopuolelle asetettu askelmainen muutos, jonka johdosta aktivoituva pätöteho mitataan 3 minuutin ajan. (Fingrid, 2022h)

2.3.2 Tiedonvaihto

Akkuenergiavarastokohteen tulee myös toimittaa reaaliaikaisesti Fingridille kulloinkin ylläpidettävä reservimäärä megawateissa, sekä aktivointikyky minuuteissa. Reservitoimittajalle muodostuvan kapasiteettikorvauksen suuruus määritellään reaaliaikaisesti päivitettävän

ylläpidettäväksi ilmoitetun reservikapasiteetin mukaisesti. Päivitysväli näille tiedoille voi olla enintään yksi minuutti. Aktivointikyky minuuteissa voidaan laskea yhtälöllä

$$\text{Aktivointikyky} = \frac{E_{FCR}}{C_{FCR}} * 60 \frac{\text{min}}{\text{h}} \quad (2.1)$$

jossa E_{FCR} (MWh) on reservikohteen sen hetkinen energiamäärä ja C_{FCR} (MW) sen hetkisen ylläpidetyn reservikapasiteetin määrä. Saatavilla olevalla energialla tarkoitetaan käyttöreservin tapauksessa akun lataukseen tai purkuun käytettävissä olevista energiamääristä sitä, kumpi on pienempi. Mikäli kohteessa on mahdollisuus käyttää tarkempaa menetelmää, voidaan sitäkin käyttää Fingridin hyväksynnällä. Jos kohteen reservikäytön mahdollistama toiminnallisuus on poissa päältä, on kohteen reservikapasiteettimäärä 0 MW. Samoin jos akkuenergiavaraston varaustilasta johtuen aktivointia ei voida suorittaa, on kapasiteettimäärä 0 MW. (Fingrid, 2022i)

Kohteen tulee lisäksi tallentaa pätötehotiedot 1 s näytteenottovälillä ja säilyttää niitä vähintään neljä vuorokautta. Tietojen tulee sisältää taajuudenmittaustieto tahdistettuna pätötehotietoon, taikka olla aikaleimattu EET/EEST aikaan. Tiedot tulee pyydettyessä toimittaa Fingridille kahden viikon sisällä, esimerkiksi häiriötilanneselvityksiä varten. (Fingrid, 2022i)

2.3.3 Säättöön käytetty energia

Taajuusohjatun käyttöreservin säättöön kulutetun energiamäärän Fingrid huomioi reservikohteen tasevastaavan taseselvityksessä ja tekee siitä tasevastaavan kanssa selvityksen yhteydessä tehokaupan, joten käyttöreservikohteen ei tarvitse tehdä suoraa kauppaa säättöön käytetystä sähköenergiasta. Reservikohteen toimittajan tulee kuitenkin toimittaa vakautusreservien ylläpitoon ja taseselvitykseen liittyviä tietoja tasevastaavalle. Toimitettavista tiedoista ja niiden toimitustavasta tulee sopia yksityiskohtaisesti jokaisen kohteen tasevastaavan kanssa erikseen. (Fingrid, 2022i) Häiriöreservin ylläpitoon kuluneesta energiasta Fingrid ei maksa tasevastaavalle, eikä myöskään osta tasevastaavalta häiriöreservin ylläpidosta syntynyttä tuotantoa. (Leiskamo, 2023)

Käyttöreservikohteen tasevastaavalle korvattava energiamäärä lasketaan yhtälöillä

$$Ylössäätöenergia = \frac{\sum C_{FCR-N} * \Delta f_{ylös} * 1 \text{ h}}{0,1 \text{ Hz}} \quad (2.2)$$

ja

$$Alassäätöenergia = \frac{\sum C_{FCR-N} * \Delta f_{alas} * 1 \text{ h}}{0,1 \text{ Hz}} \quad (2.3)$$

joissa C_{FCR-N} (MW) tarkoittaa kaikkia tasevastaavan taseessa olevia ylläpidettyjä käyttöreservikohteita yhteenlaskettuna, $\Delta f_{ylös}$ (Hz) tunnin aikana tapahtunut keskimääräinen alle 50 Hz:n taajuuspoikkeama ja Δf_{alas} (Hz) tunnin aikana tapahtunut keskimääräinen yli 50 Hz:n taajuuspoikkeama.

Fingrid korvaa tasevastaavalle tuon yllä kuvatun laskennallisen ylössäätöön käytetyn energiamäärän kyseisen tunnin säätösähkömarkkinan ylössäätöhinnalla. Alassäätöön kulutetun laskennallisen energiamäärän Fingrid vastaavasti veloittaa tasevastaavalta kyseisen tunnin alassäätöhinnalla. Mikäli edellä mainittuja hintoja ei ole määritelty kyseiselle tunnille, käytetään korvauksiin ja veloituksiin kyseisen tunnin spot-hintaa. (Fingrid, 2022i)

2.4 Vakausreservien uudistuvat tekniset vaatimukset

Pohjoismaiset kantaverkkoyhtiöt ovat jo vuosien ajan kehittäneet yhdessä uusia teknisiä vaatimuksia taajuusohjatuille häiriö- ja käyttöreserville. Tavoitteena on uudistaa vaatimukset vastaamaan sähköjärjestelmän muuttuviin tarpeisiin, sekä yhtenäistää pohjoismaisten vakausreservien tekniset vaatimukset. Pääasiassa uudistukset keskittyvät kohteen suorituskykyyn ja stabiiliuteen liittyviin vaatimuksiin. Stabiiliusvaatimukset kiristyvät, koska halutaan varmistaa, ettei sähköjärjestelmässä pääse tapahtumaan hallitsematonta heiluntaa taajuudessa. Suorituskykyvaatimuksilla halutaan varmistaa kohteen tarpeeksi nopea kyky vastata taajuuden muutoksiin. Uusille vaatimuksille on jo tehty pilottitestejä kaikissa pohjoismaissa, joissa kohteet ovat edustaneet useita eri teknologioita. Teknisiä vaatimuksia on myös päivitetty pilottikokeilujen kommenttien pohjalta. (Fingrid, 2022j)

Tätä työtä tehdessä uudet vaatimukset eivät ole vielä tulleet voimaan. Aikataulu niiden voimaantulolle on vuoden 2023 syyskuussa (Leiskamo, 2023). Kantaverkkoyhtiöt ovat aloittaneet viranomaisprosessin voimaantulolle kesällä 2022 ja sääntelyviranomaiset ovat toimitaneet omat muutospyyntönsä vaatimuksia koskien kantaverkkoyhtiöille joulukuussa 2022. Kantaverkkoyhtiöiden vastatessa vielä viranomaisten muutospyyntöihin viranomaisen pääsee tekemään päätöksensä asiassa. (Fingrid, 2022j)

Seuraavaksi käsitellään tämän työn kannalta keskeisimpiä uudistuvia vaatimuksia. Alalukujen 2.4.1–2.4.3 lähteenä käytetään EU:n alueen järjestelmävastaavien kantaverkkoyhtiöiden yhdistys ENTSO-E:n (European Network of Transmission System Operators for Electricity) dokumenttia *Technical Requirements for Frequency Containment Reserve Provision in the Nordic Synchronous Area* (ENTSO-E, 2022), jonka ovat laatineet pohjoismaiset kantaverkkoyhtiöt Energinet (Tanska), Fingrid (Suomi), Statnet (Norja) ja Svenska kraftnät (Ruotsi) yhdessä.

2.4.1 Staattinen vaste ja aktivointikyky

Staattinen vaste FCR-tuotteille todennetaan askel- ja ramppitesteillä. Kohteille, joilla on rajoitettu aktivointikyky, LER (Limited Energy Reservoir), on tarpeen tehdä lisäksi aktivointikyvyille kestävyystesti erikseen. FCR-D kohteille testauksen painopiste on nopeissa ramppimaisissa taajuuden muutoksissa.

FCR-N:n uudistuvista teknisistä vaatimuksista suurin yksittäinen uudistus tätä työtä ajatellen koskee aktivointikykyä. Uudistuvissa teknisissä vaatimuksissa esitetään FCR-N aktivointikyvyn nostoa aiemmasta 30 minuutista kokonaiseen tuntiin. Eli kohteen tulee kyetä ylös- ja alassäätöön täydellä markkinakapasiteetillaan 60 minuutin ajan. Taulukko 2.4 esittää testisekvenssin FCR-N kohteelle, jolla on rajallinen aktivointikyky.

Taulukko 2.4 FCR-N testisekvenssi. (mukaillen ENTSO-E)

Askelnumero	Aloitusaika (min)	Kesto (min)	Taajuus (Hz)	Huomiot
	0	0,5	50,00	Aloituspiste
Esiaskel	0,5	0,5	49,95	Vasteen testaaminen
0	1	5	50,00	Askel f_0, P_0
1	6	60	49,90	Askel f_1, P_1
2	66	60	50,10	Askel f_2, P_2
3	126	5	50,00	Askel f_3, P_3
	131			Kokeen loppu

Taulukossa askeleella 1 testataan staattista vastetta ylössäätöön ja askeleella 2 alassäätöön. Mitattu vaste ei saa poiketa liikaa laitteiston laskennallisesta teoreettisesta vasteesta. Jos teho jää vajaaksi, voi se olla osoitus siitä, ettei laitteistolla päästä korjaamaan taajuutta suunnitellusti. Jos tehoa on vastaavasti liikaa, voi se johtaa laitteiston stabiiliusmarginaalien pienenemiseen ja järjestelmän mahdolliseen värähtelyongelmaan.

Lisäksi FCR-N kohteelle esitetään lisättävää marginaalia laitteiston teholle. Uudistuvissa vaatimuksissa esitetään, että kohteen minimiteho olisi 1,34-kertainen markkinoille myytävään tehokapasiteettiin nähden. Eli jos kohteen C_{FCR-N} on 1 MW, tulisi laitteiston minimitehon olla jatkossa 1,34 MW.

FCR-D testisekvenssissä taajuutta muutetaan askelmaisien muutoksien sijaan ramppimaisilla taajuusmuutoksilla, rampin muutosnopeutena käytetään 0,24 Hz/s. Taulukko 2.5 esittää FCR-D LER-kohteen testisekvenssin kuten se on esitetty uudistuvien teknisten vaatimusten dokumentissa. FCR-D LER kohteille esitetään vähimmäisenergiämäärää, joka mahdollistaa 20 min verran aktivointia täydellä teholla, mutta tämä on ristiriidassa staattisen vasteen testissä esitetyn vaatimuksen kanssa, jossa täyttä aktivointia tulee kyetä LER kohteen ollessa kyseessä tekemään puolen tunnin ajan. Dokumentissa toki korostetaan, että nämä arvot ovat vielä kehitystyön alla ja dokumentista julkaistaan päivitetty versio toukokuussa 2023. Fingridin Leiskamo (Leiskamo, 2023) vahvisti haastattelussa, että 20 minuutin vaatimus tulee voimaan testisekvenssissä esitetystä 30 minuutista huolimatta.

Taulukko 2.5 FCR-D testisekvenssi. (mukaillen ENTSO-E)

Rampin numero	Aloitusaika (s)	Kesto (s)	Taajuus FCR-D ylös (Hz)	Taajuus FCR-D alas (Hz)	Huomiot
	0	0	49,9	50,1	Tehon tulee olla tasainen ennen testin aloitusta
1	30	3	49,5	50,5	Aktivointitesti 1 suorituskyvyllä
2	33	27	49,9	50,1	De-aktivointitesti 1
3	60	1800	49,5	50,5	Staattisen vasteen testi täydellä aktivoinnilla
4	1860	300	49,9	50,1	Staattisen vasteen testi, ei aktivointia
5	2160	60	49	51	Aktivointitesti 2 suorituskyvyllä
6	2220	300	50	50	De-aktivointitesti 2, kokeen loppu

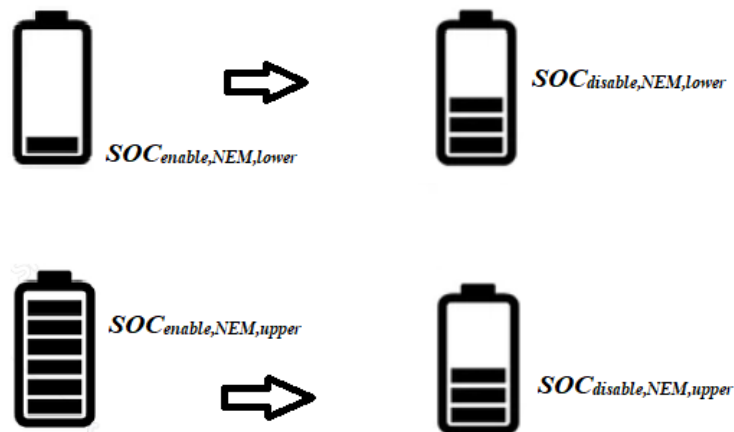
Kohteen staattiseksi vasteeksi määritellään ramppien 3 ja 4 mitattu erotus pätotehossa. FCR-D ylös kohteessa siis taajuuden muutoksesta 49,5–49,9 Hz seurannut tehon muutos ja FCR-D alas kohteessa taajuuden muutoksesta 50,5–50,1 Hz seurannut tehon muutos. Mitattu aktivoitunut teho ei saa FCR-D kohteessakaan poiketa liikaa kohteen laskennallisesta teoreettisesta tehosta.

FCR-D akkuenergiavarastokohteen nimellistehoon pääasialliseen säätösuuntaansa ei esitetä tehomarginaalia, mutta säätösuunnan vastakohtalle esitetään kerrointa 0,2. Eli jos FCR-D ylös kohteen nimellisteho on 1 MW, tulisi sen kyetä lataamaan 0,2 MW teholla ja vastaavasti jos FCR-D alas kohteen teho on 1 MW, tulisi sen kyetä purkamaan 0,2 MW teholla.

2.4.2 Normaalitilan varauksenhallinta

Jatkossa akkuenergiavarastokohteessa tulee olla varauksen (SOC, State of Charge) hallinnassa kaksi käyttötilaa, normaalitilan varauksen hallinta NEM (Normal state Energy Management) ja hätätilan varauksen hallinta AEM (Alert state Energy Management). NEM-käyttötilan tarkoitus on varmistaa, että kohteessa on tarpeeksi energiaa kohteen asianmukaiseen aktivoimiseen, sekä minimoimaan varauksen hallinnan aiheuttamia epätasapainotilanteita.

Kohteessa NEM-käyttötila mahdollistaa sen hetkisen säädön asetusarvon muutoksen niin, että FCR akkuenergiavaraston on mahdollista palauttaa SOC haluttuun arvoon. NEM saa aktivoitua ainoastaan silloin, kun taajuus on normaalialueella 49,9–50,1 Hz. Jos taajuus poikkeaa normaalialueelta liian kauaksi aikaa, tulee NEM-käyttötilan mennä pois päältä. Jos taajuuspoikkeama kestää niin kauan aikaa, että kohteen kyky purkaa taikka varata akkua alkaa ehtymään energiavaraston koon tullessa vastaan, tulee kohteen siirtyä AEM-käyttötilaan. Kuva 2.14 esittää NEM-käyttötilan periaatteellista toimintatapaa FCR-N kohteessa.



Kuva 2.14 NEM-tilan periaatteellinen toiminta FCR-N kohteessa. Varaustason ajautuessa aktivointirajalle NEM palauttaa akkuenergiavaraston varauksen vaadittuun tasoon.

FCR kohteen tulee siirtyä NEM-käyttötilaan aina kun taajuus on normaalialueella ja SOC on alueen $SOC_{enable,NEM,lower} - SOC_{enable,NEM,upper}$ ulkopuolella. Vastaavasti NEM-käyttötilan tulee mennä pois päältä, jos taajuus poikkeaa normaalialueen ulkopuolelle, taikka SOC on alueen $SOC_{disable,NEM,lower} - SOC_{disable,NEM,upper}$ sisäpuolella. SOC määrittellään siitä osasta akkuenergiavaraston energiakapasiteettia, joka on varattu reservimarkkinan käyttöön. Eli se ei välttämättä koske koko akkuenergiavaraston varaustilannetta, jos kapasiteettia on varattu muuhunkin käyttöön.

FCR-D kohteen tulee siirtyä NEM-käyttötilaan, kun täyttä aktivointikykyä on jäljellä vähemmän kuin 20 minuuttia ja palauttaa se takaisin 20 minuuttiin, jos taajuus on normaalialueella. FCR-N kohteelle vastaava NEM-käyttötilaan siirtyminen tulee tapahtua, kun aktivointikykyä on jäljellä 15 minuuttia ja taajuus on normaalialueella. FCR-N kohteen tulee lopettaa NEM-käyttötila, kun aktivointikykyä on palautettu niin, että NEM-käyttötilan lopetusrampin jälkeen sitä on jäljellä 57,5 minuuttia tai kun taajuus poikkeaa ulos

normaalialueelta. Taulukko 2.6 kuvaa SOC-tasoja, kun NEM-käyttötila tulee laittaa päälle ja pois päältä normaalitaajuusalueella.

Taulukko 2.6 Varauksen tasot, kun NEM-käyttötila tulee aloittaa ja lopettaa. Taajuuden tulee olla normaalitaajuusalueella. (mukaiillen ENTSO-E)

	FCR-N	FCR-D ylös	FCR-D alas
$SOC_{enable,NEM,upper}$	$1 - C_{FCR-N} * \frac{15/60}{E}$		$1 - C_{FCR-D} * \frac{20/60}{E}$
$SOC_{disable,NEM,upper}$	$1 - C_{FCR-N} * \frac{57,5/60}{E}$		$1 - C_{FCR-D} * \frac{20/60}{E}$
$SOC_{disable,NEM,lower}$	$C_{FCR-N} * \frac{57,5/60}{E}$	$C_{FCR-D} * \frac{20/60}{E}$	
$SOC_{enable,NEM,lower}$	$C_{FCR-N} * \frac{15/60}{E}$	$C_{FCR-D} * \frac{20/60}{E}$	

Taulukossa C_{FCR-N} ja C_{FCR-D} (MW) tarkoittavat markkinoille kulloinkin myytyä reservikapasiteettia ja E (MWh) tarkoittaa kulloinkin kyseisille markkinoille varattua energiavaraston energiakapasiteettia.

Kun tullaan rajojen sisään tai mennään niistä ulos, missä NEM tulee aktivoida, varauksen hallinnalle tulee laskea käytettävä virta-arvo. Virta-arvo määritellään laskemalla parametri $NEM_{allowed}$ viiden minuutin ajalta 1 s näytteenottovälillä. Parametrin aktivointi ja virran suunta määritellään yhtälöllä

$$NEM_{allowed} = \begin{cases} -1, \text{ jos } 49,9 < f < 50,1 \text{ ja } SOC < SOC_{NEM,enable,lower/upper} \\ 1, \text{ jos } 49,9 < f < 50,1 \text{ ja } SOC > SOC_{NEM,enable,lower/upper} \\ 0, \text{ muutoin} \end{cases} \quad (2.4)$$

ja NEM virran suuruus saadaan laskettua yhtälöllä

$$NEM_{current}(t_i) = \frac{1}{N} \sum_{n=1}^{N=300} NEM_{allowed}(t_{i-n}) \quad (2.5)$$

jossa virran arvon $NEM_{current}$ kasvaessa nolasta täyteen +1 taikka -1 arvoon, tulee FCR-N kohteen alkaa muuttamaan aktivoituneen tehon määrää yhtälön

$$P_{tot,FCR-N} = P_{FCR-N} + P_{NEM} = P_{FCR-N} + 0,34 * P_{FCR-N} * NEM_{current} \quad (2.6)$$

mukaisesti, niin että SOC saadaan palautettua rajojen sisälle. Yhtälössä $P_{tot,FCR-N}$ (MW) on kohteen kokonaisteho, P_{FCR-N} (MW) taajuuspoikkeamasta johtuva reservikohteen aktivoitunut säätöteho ja P_{NEM} (MW) NEM-käyttötilan varauksen hallintaan käyttämä teho. Riippuen taajuuspoikkeaman aiheuttamasta aktivoituneen tehon määrästä, voi NEM-käyttötila joko hidastaa varaustilan ylä- tai alarajan lähestymistä, taikka kääntää kokonaan tehon suunnan akkuvarastoon. Koska täysin aktivoitunut NEM-käyttötila voi joko kasvattaa taikka vähentää taajuuden aktivoimaa tehoa 34 %, täytyy kohteessa olla vielä tuo 34 % tehomarginaalia markkinoille myytävän kapasiteetin päälle, että NEM-käyttötilaa on mahdollista käyttää.

FCR-D kohteen, jonka energiakapasiteetti on täysin taikka osittain käytetty, tulee kyetä palauttamaan täysi aktivointikyky 120 minuutin kuluessa siitä, kun palautuksen aloitus sallitaan. Tästä syystä kohteessa tulee olla tehoreserviä vähintään 20 % markkinoille myytävästä kapasiteetista varaustilaa palauttavaan suuntaan. FCR-D kohteen kokonaisteho NEM-käyttötilassa saadaan yhtälöstä

$$P_{tot,FCR-D} = P_{FCR-D} + P_{NEM} = P_{FCR-D} + 0,20 * P_{FCR-D} * NEM_{current} \quad (2.7)$$

jossa $P_{tot,FCR-D}$ (MW) on kohteen kokonaisteho, P_{FCR-D} (MW) taajuuspoikkeamasta johtuva reservikohteen aktivoitunut säätöteho ja P_{NEM} (MW) NEM-käyttötilan varauksen hallintaan käyttämä teho. Kohteessa on mahdollista käyttää myös suurempaa NEM lataus- tai purkutehoa kuin 20 %, kunhan se ei ylitä 34 %:ä markkinoille myydyn kapasiteetin tehosta.

2.4.3 Häätätilan varauksenhallinta

FCR kohteen tulee siirtyä AEM-käyttötilaan, kun SOC ajautuu alueen $SOC_{enable,AEM,lower}$ – $SOC_{enable,AEM,upper}$ ulkopuolelle ja vastaavasti kohteen tulee lopettaa AEM-käyttötila, kun SOC on jälleen alueen $SOC_{disable,AEM,lower}$ – $SOC_{disable,AEM,upper}$ sisäpuolella. Toimintaperiaate

on sama kuin aiemmin esitetystä NEM-tilassa, mutta rajat AEM-tilan aktivoitumiselle ja deaktivoitumiselle ovat lähempänä varatun kapasiteetin minimi- ja maksimitasoja. Taulukko 2.7 esittää raja-arvot, milloin AEM-tilaan tulee siirtyä ja milloin se tulee lopettaa.

Taulukko 2.7 Varauksen tasot, kun AEM-käyttötila tulee aloittaa ja lopettaa. (mukaillen ENTSO-E)

	FCR-N	FCR-D ylös	FCR-D alas
$SOC_{enable,AEM,upper}$	$1 - C_{FCR-N} * \frac{5/60}{E}$		$1 - C_{FCR-D} * \frac{5/60}{E}$
$SOC_{disable,AEM,upper}$	$1 - C_{FCR-N} * \frac{10/60}{E}$		$1 - C_{FCR-D} * \frac{10/60}{E}$
$SOC_{disable,AEM,lower}$	$C_{FCR-N} * \frac{10/60}{E}$	$C_{FCR-D} * \frac{10/60}{E}$	
$SOC_{enable,AEM,lower}$	$C_{FCR-N} * \frac{5/60}{E}$	$C_{FCR-D} * \frac{5/60}{E}$	

Taulukosta nähdään, että kaikille FCR kohteille raja AEM-tilaan aloittamiseen on silloin kun energiaa täyteen aktivointiin on jäljellä enää 5 minuuttia. Vastaavasti AEM-tila tulee lopettaa, kun energiaa on palautettu 10 minuuttia kestävä täyden aktivoinnin verran.

AEM-käyttötilassa taajuuden muutoksesta aiheutuvaa tehon asetusarvoa aletaan muokkata määrittelemällä parametri f_{AEM} yhtälöllä

$$f_{AEM} = \begin{cases} f_0, \text{ jos } SOC \in [SOC_{AEM,lower}, SOC_{AEM,upper}] \\ f(t), \text{ muutoin} \end{cases} \quad (2.8)$$

jossa f_0 on normaalisti käytössä oleva taajuuden ohjearvo, eli 50 Hz. Varaustason ollessa alueen $SOC_{AEM,lower} - SOC_{AEM,upper}$ ulkopuolella parametrin sisällöksi tulee taajuuden oloarvo f . Alue $SOC_{AEM,lower} - SOC_{AEM,upper}$ valitaan niin, että kohde kykenee hallitusti ja pehmeästi siirtymään pois staattisen vasteen tilastaan 5 minuutin kuluessa niin, että kohteelle määritetyt rajat AEM-tilan aktivoinnille toteutuvat. Kun AEM-käyttötilaan siirrytään, lasketaan muokattava taajuusreferenssi 5 minuutin ajalta liukuvalla keskiarvolla 1 sekunnin näytteenotavälillä parametrissa f_{AEM} yhtälöllä

$$f_{ref} = \frac{1}{N} \sum_{n=1}^{N=300} f_{AEM} \quad (2.9)$$

jossa f_{ref} on tehon säätöön käytettävä taajuusreferenssi. Referenssin ollessa jotain muuta kuin f_0 , eli jotain muuta kuin 50,0 Hz, tulee kohteen alkaa säätämään tehoansa perustuen tuohon uuteen taajuusreferenssiin yhtälön

$$P_{FCR-X}(t) = C_{FCR-X} * \Delta f(t) = C_{FCR-X} * (f_{ref} - f(t)) \quad (2.10)$$

mukaisesti. Yhtälössä P_{FCR-X} (MW) on kohteen kokonaisteho, C_{FCR-X} (MWh) on kohteen markkinoille myyty energiakapasiteetti, f_{ref} (Hz) muokattu taajuusreferenssi ja f (Hz) verkon taajuus. AEM-käyttötilassa oleva kohde tulee raportoida poissa olevaksi, eikä siten reservimarkkinoiden käytössä.

2.4.4 Merkittävimmät uudistukset

Uusista teknisistä vaatimuksista nyt esitettynä toteutuessaan merkittävimpien tätä työtä ajatellen voidaan sanoa olevan FCR-N LER kohteen osalta tehokapasiteettiin ehdotettu 34 %:n korotus normaalin käyttötilan varauksen hallinnan toteutusta varten ja energiakapasiteettiin ehdotettu 100 %:n korotus 60 minuutin täyden aktivointikyvyn saavuttamiseksi entisen 30 minuutin sijaan. Näillä vaatimuksilla on toteutuessaan merkittävät vaikutukset akkuenergia-varaston investointikustannuksiin.

Toisaalta NEM-käyttötilan käyttäminen mahdollistaa reservikohteen varauksenhallinnan niin, ettei sen tarvitsisi poistua markkinapaikalta varauksen hallinnan ajaksi. Tällä on positiivinen vaikutus oletettaviin tuottoihin markkinapaikalla. Kohde poistuisi markkinapaikalta vasta kun varaustila on ajautunut sellaiseksi, että kohde siirtyy AEM-käyttötilaan.

FCR-D LER reservikohteeseen on testisekvenssissä määritelty 30 minuutin täysi aktivointikykyvaatimus entisen 20 minuutin sijaan, mutta toisaalla dokumentissa kohteelle on vaatimus 20 minuutin täysimääräisen aktivointikyvyn mahdollistaman energiasäällön ylläpitoon, joten nämä vaatimukset ovat ristiriidassa keskenään. Toukokuussa 2023 on tosin tulossa päivitys dokumenttiin. Lisäksi FCR-D LER kohteen tulisi kyetä tuottamaan pätötehoa 20 %

vastakkaiseen suuntaan säätösuuntaansa nähden, mutta tämän ei lähtökohtaisesti pitäisi olla ongelma akkuenergiavaraston ollessa kyseessä.

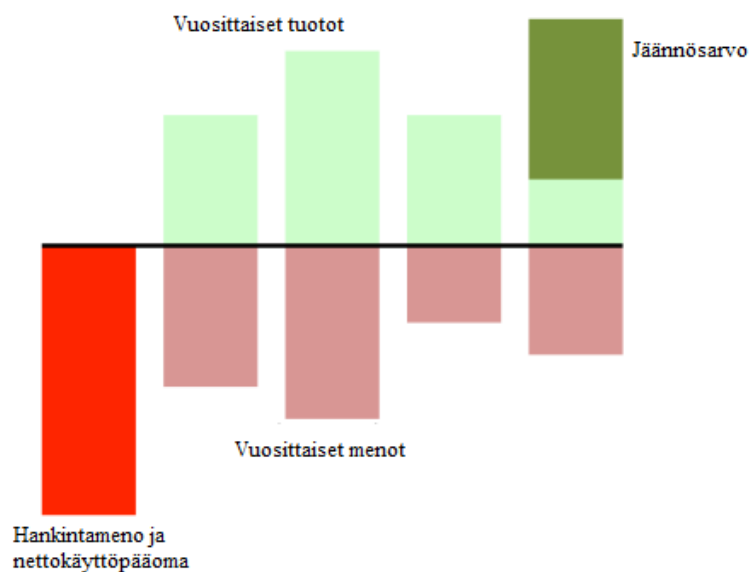
3 Investointilaskenta

Investoinneille tyypillisiä piirteitä ovat suuri sitoutunut pääoma, epävarmuus, laajat vaikutukset ja pitkä ajallinen kesto. Investointipäätöksenteko integroituu tiiviisti yrityksen strategian toteuttamiseen ja muut yritysten päätökset toteutetaan pääasiassa jo toteutuneiden investointien puitteissa. Yksittäiset investoinnit voivat myös ratkaisevasti vaikuttaa siihen, mitä investointeja on myöhemmin mahdollista toteuttaa. Investoinneissa pääomaa sitoutuu laajasti eri kohteisiin, esimerkiksi ohjelmistoihin, kiinteistöihin, laitteistoihin, informaatioteknologiaan jne. Näistä kohteista pääomat vapautuvat sitä mukaa kun investointi tuottaa kassavirtoja. Koska investoinnit ulottuvat pitkälle tulevaisuuteen ja tulevaisuuden tapahtumat ovat aina epävarmoja, ovat myös investointien lopputulokset epävarmoja. Osa investoinnin menestymiseen vaikuttavista tekijöistä on selkeästi epävarmempia ja kriittisempiä investoinnin onnistumisen kannalta kuin toiset. Näiden tekijöiden tunnistaminen ja analysointi on tärkeää hyvien investointipäätöksiä tekemisessä. (Ikäheimo et al., 2016)

Koska tulevaisuuden tarkkojen kassavirtojen tunnistaminen on mahdotonta, on tärkeää keskittyä niihin keskeisiin osatekijöihin, jotka merkittävimmin vaikuttavat investoinnin hyvyteen. Investointilaskelmissa onkin tärkeää ratkaista, kuinka määritellään kustannusten ja tuottojen ja niiden välisen suhteen ennustamistarkkuus. Erityisen haasteellisia investointeja ovat erityistarkoitukseen suunnitellut laitteistot, joihin akkuenergiavarasto myös kuuluu.

3.1 Investoinnin tuotot ja kustannukset

Investointilaskelmien vaativin osuus on lähtötietojen arvioiminen, koska arvioinnissa joudutaan ennustamaan tulevaisuutta. Toisaalta lähtöarvoihin on syytä myös panostaa, koska väärillä lähtöarvoilla huolellisistakaan laskelmista ei ole mitään hyötyä. (Saaranen et al., 2016.) Kuva 3.1 havainnollistaa investointilaskelmiin liittyviä lähtöarvoja. Kuvassa kulut ja menot ovat aseteltuna aika-akselille.



Kuva 3.1 Investointilaskelmiin liittyvät lähtöarvot.

Kuvan investoinnin kannattavuuteen vaikuttavat lähtöarvot voidaan kuvailla seuraavasti.

3.1.1 Hankintameno

Hankintameno muodostuu investointiajankohdan alkuun painottuvista kustannuksista. Monesti suurin osa kustannuksista suoritetaan investointijakson alussa, kun investoidaan esimerkiksi laitteistoon tai rakennukseen, joka mahdollistaa toiminnan. Hankintameno on helpoimmin määriteltävissä oleva lähtöarvo, koska se toteutuu kaikista lähtöarvoista ensimmäisenä (Saaranen et al., 2016.).

On tärkeää hahmotella hankintamenoa riittävän laajasti, esimerkiksi kysymällä mitkä menoterät eivät toteutuisi, jos kyseistä investointia ei olisi tehty. Hankintamenoon sitoutunut pääoma osallistuu maksujen saamiseen kassaan pitkän aikaa. Kun ajan myötä investoinnin arvo alenee ja mahdollisesti tuotantokyky heikkenee, kuvaa näitä ilmiöitä likimääräisesti tilinpäätöksiin kirjattavat suunnitelman mukaiset poistot. (Ikäheimo et al., 2016)

3.1.2 Nettokäyttöpääoma

Nettokäyttöpääomalla tarkoitetaan niitä muutoksia myyntisaatavissa, kassassa, varastoissa ja ostoveloissa, jotka aiheutuvat tehtävästä investoinnista. Nettokäyttöpääoma sitoutuu koko

investoinnin ajanjaksoksi, toisin kuin varsinainen hankintameno. Tämä johtuu siitä, että toiminnan varmistamiseksi tarvitaan jotain, esimerkiksi varaosia, raaka-aineita tai puolivalmisteita enemmän kuin ennen investointia. Joissain investoinneissa, esimerkiksi toiminnan tai varastoinnin tehokkuutta kasvatettaessa, voi nettokäyttöpääoman muutos olla myös negatiivinen. (Ikäheimo et al., 2016)

3.1.3 Vuosittaiset kustannukset

Vuosittaiset kustannukset eli menovirta koostuvat investoinnin ylläpidosta. Vuosittaisia kustannuksia ovat esimerkiksi energia, henkilöstökulut taikka laitteiden huolto- ja korjauskustannukset. Vuosittaiset kustannukset ajatellaan erääntyväksi vuoden välein hankintamennon hetkestä eteenpäin (Saaranen et al., 2016.).

3.1.4 Vuosittaiset tuotot

Vuosittaiset tuotot eli tulovirta ajatellaan myös muodostuvaksi vuoden välein hankintamennon hetkestä eteenpäin (Saaranen et al., 2016.). Koska investointi pyritään aina saamaan kannattavaksi, tulisi tuottoja luonnollisesti kerääntyä enemmän kuin kustannuksia.

3.1.5 Vuosittaiset nettotuotot

Vuosittaiset nettotuotot saadaan vähentämällä vuosittaisista tuotoista saman vuoden kustannukset. Vuosittaisia kustannuksia ja tuottoja on syytä käsitellä vuositasolla nettosummana, jolloin laskutoimitusten määrä laskelmissa vähenee. (Saaranen et al., 2016.)

3.1.6 Jäännösarvo

Jäännösarvolla tarkoitetaan investoinnin arvioitua jäljellä olevaa arvoa, kun investointiaika päättyy. Pitkän investointiajan tapauksessa jäännösarvo arvioidaan nolllaksi, koska sen täsmällinen arviointi on vaikeaa. Jäännösarvo voi olla myös negatiivinen, jos investoinnin lopullinen hävittäminen aiheuttaa kustannuksia merkittävästi. (Saaranen et al., 2016.)

Investoinnin päätyttyä myös nettokäyttöpääoma vapautuu (Ikäheimo et al., 2016).

3.1.7 Investointiaika

Investointiaika on se aika, jolla investointia ajatellaan hyödynnettävän taloudellisessa mielessä. Eli esimerkiksi koneen tai laitteiston taloudellinen käyttöikä. Käyttöikä jää yleisesti lyhyemmäksi kuin se aika, jota konetta olisi teknisesti mahdollista käyttää. Syynä siihen voi olla vaikkapa se, että pidemmälle ajalle on vaikeaa ennustaa laskelmiin vaikuttavien osatekijöiden toteutumista yksityiskohtaisesti. (Saaranen et al., 2016.)

Laitteiston fyysinen ikä voi rajoittaa investoinnin pitoaikaa. Mitä kuluneemmaksi laitteisto tulee, sitä enemmän tarvitaan korjauksia ja huoltoja mitkä aiheuttavat katkoksia tuotantoon, eli tuotannon epävarmuus kasvaa. Laitteiston tekninen pitoaika tarkoittaa sitä aikaa, kuinka kauan laitteisto on teknisesti riittävän moderni tuotantotoimintaan. Uusia innovaatioita myös syntyy ja teknologiat kehittyvät, joten vanhaa tekniikkaa voi olla hankalaa ylläpitää esimerkiksi varaosien saatavuuden heikentyessä. Yrityksissä onkin yleensä ennalta määriteltynä, kuinka pitkältä ajalta kassavirtoja tarkastellaan ja kuinka pitkäksi pitoaika oletetaan. (Ikäheimo et al., 2016)

3.2 Laskentakorkokanta

Matemaattisesti olennaista on muuttaa eriaikaiset suoritukset keskenään vertailukelpoisiksi. Käytännössä tämä tapahtuu siirtämällä kaikki suoritukset samaan ajankohtaan laskentakorkokantaa käyttäen. (Saaranen et al., 2016.)

Laskentakorkokannalla tarkoitetaan sitä rahan aika-arvoa, jolla investointiin liittyviä kassavirtoja siirretään ajankohdasta toiseen. Tämä on välttämätöntä, että investointia arvioitaessa saadaan kaikki kassavirrat toisiinsa nähden vertailukelpoisiksi. Tulevaisuudessa saatava yhtä suuri kassavirta on vähempiarvoinen kuin nykyhetkellä saatava. Siirrettäessä kassavirtoja tulevaisuudesta nykyhetkeen, kyse on diskonttaamisesta. Vastakohtana tälle olisi prolongointi. Diskonttaamisen mielekkyys johtuu teoriassa pääasiassa kahdesta syystä. Raha voitaisiin sijoittaa vaihtoehtoiseen kohteeseen, toisaalta kuluttaja vaatii korvauksen siitä, että hän siirtää omaa kulutustaan nykyhetkestä tulevaisuuteen. Lisäksi, jos tulevaisuuden tuottoihin liittyy vielä epävarmuutta, vaaditaan korvaus riskin kantamisesta. Tästä johtuen

investointeihin, joihin liittyy suurempaa epävarmuutta, tulisi tuottovaatimusten myös olla suurempia. Tuottovaatimukseen vaikuttaa myös oman ja vieraan pääoman määrä ja kuinka kalliita nämä rahoitusmuodot ovat. (Ikäheimo et al., 2016)

Laskentakorkokanta antaa tavoitteen sijoitetulle pääomalle tarvittavalle tuotolle. Laskentakorkokantaan vaikuttavat (Saaranen et al., 2016.).

- Investoinnin rahoitukseen otetun vieraan pääoman hinta, eli vaikkapa lainan korkokanta.
- Omalle pääomalle asetettu tuottovaatimus.
- Pääoman tuotto vaihtoehtoisessa kohteessa, jos pääomaa ei sidottaisikaan kyseiseen investointiin.
- Riskitaso, joka kyseiseen investointiin liittyy.

Laskentakorkokanta voidaan laskea määrittelemällä pääoman keskimääräinen kustannus (WACC, Weighted Average Cost of Capital). WACC on oman ja vieraan pääoman tuottovaatimusten painotettu keskiarvo. Vieraan pääoman kustannusten laskennassa otetaan myös verotus huomioon, sillä vieraan pääoman korot voidaan vähentää verotuksessa. (Saaranen et al., 2016.) WACC voidaan laskea yhtälöllä

$$WACC = \frac{OP}{OP + VP} * T_{OP} + \frac{VP}{OP + VP} * T_{VP} * (1 - YV) \quad (3.1)$$

jossa OP on oman pääoman määrä, VP vieraan pääoman määrä, T_{OP} oman pääoman tuottovaatimus, T_{VP} vieraan pääoman tuottovaatimus ja YV on yritysverokanta desimaalisena.

3.3 Tuottovaade

Matemaattisesti ja taloustieteen näkökulmasta voidaan ajatella, että WACC on oikea tapa määritellä tuottovaade investoinnille, mutta tämä ei Kosken mukaan pidä paikkaansa (Koski, 2017).

Vieraan pääoman tuottovaade on pienempi kuin oman pääoman. Jos investointi rahoitetaan runsaalla velkarahalla, eikä oman pääoman tuottovaadetta nosteta, alkaa investointi vaikuttamaan houkuttelevammalta mitä enemmän sen rahoitukseen käytetään velkarahaa.

Velkaisuusasteen nousu nostaa muitakin riskejä ja korreloi jopa konkurssiriskin kanssa, joten tuottovaateen tulisi varsinkin suhdanneherkillä aloilla nousta velkaisuusasteen mukana. Käytännössä siis tulisi nostaa oman pääoman tuottovaadetta niin voimakkaasti, että se vaikuttaa koko investoinnin tuottovaateeseen velkaisuusasteen noustessa, kattamaan kohonneet rahoitus- ja konkurssiriskit. (Koski, 2017)

Kosken mukaan (Koski, 2017) eri investointien riskitasojen ja tuottovaateiden määrittelyminen eri päätöksentekotilanteisiin olisikin tärkeää, jotta eri riskiluokkiin luokiteltavat hankkeet olisivat keskenään vertailukelpoisia.

3.4 Investointilaskentamenetelmiä

Investointilaskelmissa voidaan käyttää useita erilaisia menetelmiä, joilla kaikilla on omat ominaisuutensa. Laskelmien lopputulokset voivat poiketa suuresti toisistaan, riippuen käytetystä menetelmästä.

Suomessa, sekä suurissa kansainvälisissä suurissa yrityksissä käytetään investointien arvioimiseksi yleisimmin menetelmistä takaisinmaksuaikaa, sisäistä korkokantaa ja nykyarvoa. Näitä voidaan käyttää joko yhdessä taikka erikseen ja jokaista niitä voidaan käyttää joko ensisijaisena, taikka toissijaisena valintakriteerinä. (Ikäheimo et al., 2016)

3.4.1 Takaisinmaksuaika

Takaisinmaksuaika (Payback method) kertoo sen ajanjakson, jonka kuluessa investointi maksaa itsensä takaisin. Tällöin yhteenlaskettu investoinnin tuottama kassavirta on samansuuruinen, kuin alkuperäinen investointi. Investointi on yrityksen näkökulmasta kannattava, jos takaisinmaksuaika on lyhyempi kuin yrityksen asettama tavoiteaika ja sitä parempi mitä lyhyempi takaisinmaksuaika on. (Ikäheimo et al., 2016)

Koroton takaisinmaksuajan menetelmä ei ota huomioon rahan aika-arvoa, eli laskentakorkokantaa. Siinä vain yksinkertaisesti summataan nettotuottoja niin kauan, kunnes niiden summa vastaa hankintamenoa. Tähän kuluva aika on investoinnin takaisinmaksuaika. Menetelmä ei huomioi takaisinmaksuajan jälkeen tapahtuvaa nettotuottoja, eikä esimerkiksi

jäännösarvoa. Menetelmä suosii investointeja, joissa tuotot saavutetaan mahdollisimman nopeasti. (Saaranen et al., 2016.)

Korollisen takaisinmaksuajan menetelmässä otetaan huomioon myös laskentakorkokanta. Nettotuottoja summataan kuten korottamassakin menetelmässä, mutta summat diskontataan investointihetkeen sopivalla laskentakorkokannalla. (Saaranen et al., 2016.)

Takaisinmaksuajan käyttö laskentamenetelmänä on tärkeä yrityksille, joille kassavirta voi aiheuttaa selkeän rajoitteen. Kauempaa tulevaisuudesta saatavat kassavirrat ovat epävarmoja epävarmassa toimintaympäristössä, joten lähitulevaisuus on ratkaisevassa asemassa. Takaisinmaksuaika on myös helppo laskea, mutta siihen liittyy myös ongelmia. Keskeisin on se, ettei se huomioi takaisinmaksuajan jälkeisiä kassavirtoja millään tavalla, eikä siten mittaa varsinaisesti investoinnin kannattavuutta. Takaisinmaksuaikaa käytetäänkin hyvin usein muita menetelmiä täydentävänä menetelmänä. (Ikäheimo et al., 2016)

3.4.2 Nykyarvomenetelmä

Nykyarvomenetelmässä (NPV, Net Present Value method) investoinnin kaikki kustannukset ja tuotot diskontataan samaan hetkeen, tyypillisesti investoinnin alkuajankohtaan. Investointi on kannattava, jos kaikkien tuottojen nykyarvo on suurempi kuin kustannusten nykyarvo, eli nettonykyarvo on positiivinen. Vertailtaessa investointivaihtoehtoja kannattavin on se investointi, minkä nettonykyarvo on suurin. (Saaranen et al., 2016.)

Nykyarvomenetelmän vahvuus on se, että se kertoo suoraan tuottaako investointi omistajalleen arvoa ja jos tuottaa, niin kuinka paljon. Jos yrityksen tavoite on lisätä omistajalleen arvoa, sen tulisikin toteuttaa kaikki ne investoinnit, joiden nykyarvo on positiivinen. Käytännössä on olemassa kuitenkin rajoitteet rahoitukselle, joten tämä tuskin olisi mahdollista. (Ikäheimo et al., 2016). NPV lasketaan yhtälöllä

$$NPV = \text{tuottojen nykyarvo} - \text{kustannusten nykyarvo} \quad (3.2)$$

Tapauksessa, jossa nettotuotot olisivat tasaisia joka vuosi, voidaan vuosittaisten nettotuottojen nykyarvo laskea yhtälöllä

$$\text{tuottojen nykyarvo} = \frac{(1+i)^n - 1}{(1+i)^n * i} * \text{nettotuotto} \quad (3.3)$$

jossa n on investointiaika ja i on käytetty laskentakorkokanta desimaalisena. Mikäli nettotuotot vaihtelevat vuosittain, joudutaan ne summaamaan yksitellen.

Nykyarvomenetelmän heikkous on se, että se asettaa investoinnit paremmuusjärjestykseen niiden tuottaman NPV:n mukaisesti, mutta se ei ota huomioon investoinnin kustannuksia. Se tarkoittaa, että sekä hyvin pieniä, että hyvin suuria investointeja verrataan toisiinsa vain NPV:n perusteella. Tästä johtuen NPV ei anna oikeaa kuvaa investointien kannattavuudesta suhteessa toisiin vaihtoehtoisii investointeihin, mikäli pääomaa ei ole saatavilla rajoittamattomasti määrää kaikkien kannattavien investointien toteuttamiseen. Koska pääomaa ei ole saatavilla rajoittamattomasti, NPV ei sellaisenaan olekaan investointikriteerinä sellainen, joka parhaiten palvelisi omistajien etua. (Ikäheimo et al., 2016)

3.4.3 Suhteellinen nykyarvo ja nykyarvoindeksi

Nykyarvomenetelmän heikkous pääomarajoitteen suhteen voidaan poistaa suhteuttamalla nykyarvon ja investoidun pääoman summa investoituun pääomaan yhtälön

$$\text{suhteellinen nykyarvo} = \frac{NPV + \text{investointikustannus}}{\text{investointikustannus}} \quad (3.4)$$

mukaisesti (Ikäheimo et al., 2016). Nykyarvoindeksi eli kannattavuussuhde saadaan, kun nettotuottojen ja jäännösarvon nykyarvo suhteutetaan hankintamenoon yhtälön

$$\text{nykyarvoindeksi} = \frac{\text{nettotuottojen nykyarvo}}{\text{hankintameno}} \quad (3.5)$$

mukaisesti (Saaranen et al., 2016.). Molemmat menetelmät kuvaavat käytännössä samaa asiaa, eli sitä minkä verran investointi tuottaa suhteessa siihen sijoitettuun pääomaan.

Investointi on kannattava, mikäli suhteellinen nykyarvo taikka nykyarvoindeksi on suurempi kuin yksi. Jos nykyarvoindeksi on esimerkiksi 1,30, kertoo se päätöksentekijöille, että investoinnilla yritys voittaa 30 %. Vastaavasti indeksillä 0,60 yritys häviää 40 %.

Vaikka nykyarvoindeksiä voidaan pitää periaatteessa soveltuvampana liike-elämään kuin nykyarvomenetelmää, on sen käyttö vähäistä. Saadut lukuarvot, esimerkiksi 1,22 taikka 1,08 eivät kerro päätöksentekijöille tarpeeksi päätöksen tekoa varten. Ainoastaan sen, että toinen investointi on kannattavampi kuin toinen. Lukuarvojen suhteuttaminen pääoman tuottoon euromääräisenä ei onnistu. (Ikäheimo et al., 2016)

3.4.4 Sisäinen korkokanta

Sisäisen korkokannan menetelmässä (IRR, Internal Rate of Return) määritellään korkokanta, jolla tuottojen nykyarvo on yhtä suuri kuin kustannusten nykyarvo. Se kertoo, kuinka monen prosentin vuosittaisen tuoton investointi antaa sijoitetulle pääomalle. Käytännössä se siis tiivistää koko investoinnin tuotot yhdeksi vuotuiseksi tuotto prosentiksi, jota voidaan verrata yrityksen asettamaan tavoiteprosenttiin, eli käytännössä laskentakorkokantaan. Sisäisen korkokannan menetelmä on yleisimpiä käytössä olevia menetelmiä liike-elämässä investoinnin hyvyden arviointiin. (Saaranen et al., 2016.)

Sisäisen korkokannan laskeminen käsin on hankalaa koska se on neljännen asteen yhtälö, jonka laskemiseen yleisimmin käytetään Exceliä (Saaranen et al., 2016.). Ikäheimo et al. mukaan (Ikäheimo et al., 2016) sisäinen korkokanta voidaan laskea yhtälöllä

$$0 = \sum_{t=1}^n \frac{\text{kassavirta}}{(1 + IRR)^t} + \frac{\text{jäännösarvo}}{(1 + IRR)^n} - \text{hankintameno} \quad (3.6)$$

Myös tietokoneella laskettaessa ohjelma voi vaatia lähtökohdaksi jonkin arvion korkokannan suuruudesta (Ikäheimo et al., 2016).

IRR menetelmän perusteella investoinneista paras on se, jonka IRR on suurin. Lisäksi kaikista vertailtavista investoinneista kannattavia ovat ne, joiden IRR on suurempi kuin yrityksen asettama tuotto prosenttivaatimus.

Sisäisen korkokannan menetelmä kuitenkin sisältää ainakin pari epäkohtaa. Ensimmäinen liittyy oletukseen investointeja vertailtaessa, että investoinnista vapautuvan pääoman voisi sijoittaa mihin tahansa sijoituskohteeseen, joka tuottaisi sisäisen korkokannan verran. Tilanne on kuitenkin yleensä niin, että vaihtoehtona on jokin toinen investointi eikä sisäisen korkokannan verran tuottava sijoitus, joten oletamus on epärealistinen. Toinen epäkohta on se, että sisäisen korkokannan menetelmä voi antaa useita eri vastauksia, jotka ovat laskennallisesti täysin oikeita. Tämä voi tulla eteen esimerkiksi tilanteessa, jossa investointi alkaa tuottamaan investointiajan loppuvaiheessa negatiivisia nettokassavirtoja. (Ikäheimo et al., 2016)

3.4.5 Annuiteettimenetelmä

Annuiteettimenetelmässä kaikki investoinnin tuotot ja kustannukset muutetaan investointiajalle yhtä suuriksi vuosittaisiksi suoritteiksi, eli annuiteeteiksi. Tämä menetelmä sopii erityisen hyvin investointeihin, joita ei tehdä määrääjäksi vaan jatkuvaluontoiseksi, taikka jos vertaillaan investointeja, joiden pitoajat ovat eri pituisia. Investointi on kannattava, mikäli sen tuloannuiteetti on suurempi kuin menoannuiteetti. Investointien kannattavuutta vertailtaessa paras on investointi, jonka tulo- ja menoannuiteetin erotus on suurin. (Saaranen et al., 2016.)

3.5 Epävarmuuden käsittely

Koska investointiaika sijoittuu usein pitkälle tulevaisuuteen, liittyy siihen epävarmuutta. Epävarmuuden voidaan ajatella liittyvän erityisesti tuleviin kassavirtoihin, niiden suuruuteen ja ajankohtaan, eikä juurikaan investoinnin muihin ominaisuuksiin. Näin ollen epävarmuuden huomioimisen tulisikin painottua kassavirtoihin.

3.5.1 Herkkyysanalyysi

Herkkyysanalyysissä kokeillaan lähtöarvoja vaihtelemalla vaikutusta investoinnin kannattavuuteen. Tällä pyritään saamaan selville ne lähtöarvot mitkä vaikuttavat kannattavuuteen erityisen vähän ja erityisen paljon. Kaksisuuntaisessa herkkyysanalyysissä on kaksi

muuttuvaa lähtöarvoa, joita viedään eri suuntiin ja näiden ristikkäisvaikutusta investoinnin kannattavuuteen kokeillaan. Näin voidaan tutkia vaikkapa miten vuosittaisten nettotuottojen ja laskentakorkokannan yhteismuutos vaikuttaa kannattavuuteen. (Saaranen et al., 2016.)

Herkkyysanalyysin yhteydessä voidaan laskea myös ne kriittiset arvot, joilla investointi on vielä juuri ja juuri kannattava. Tätä kutsutaan break-even-menetelmäksi. Herkkyysanalyysi voidaan viedä myös niin pitkälle, että aletaan muuttamaan yhtä aikaa useita tekijöitä niin, että niiden väliset yhteisvaikutukset otetaan taustalla huomioon. Silloin kyse on simuloinnista. (Ikäheimo et al., 2016)

3.5.2 Reaaliopiot

Laskentatoimi ja rahoitusteoria lähtevät perinteisesti siitä, että investointi on kannattava vain, jos sen nykyarvo on suurempi kuin nolla. Strategisessa laskentatoimessa kuitenkin korostetaan investointeihin liittyvää tietotaitoa, joka mahdollistaa uusien jatkoinvestointien tekemisen ja liiketoiminnan edelleen kehittämisen. Näin myös liiketoiminnan ja investoinnin mukanaan tuomalla tietotaidolla on arvo. Tuotteeseen, tuotantoteknologiaan taikka liiketoimintaan yleisemmin liittyy monia optiomaisia piirteitä. Liiketoiminnan kehittymistä voi kuvailla eräänlaiseksi evoluutioksi. Tästä evoluutiosta syntyvästä tietotaidosta voidaan käyttää nimitystä reaaliset optiot, taikka strategiset optiot. Sille voidaan myös hinnoitella arvo ostooptioiden hinnoitteluperiaatteiden mukaisesti, koska arvoa syntyy tämän tietotaidon synnyttäessä kasvualustan uusille liiketoimintamahdollisuuksille. (Koski, 2017)

Voidaan myös asetella kysymys, että miten suunniteltavana olevaa investointia voidaan muuttaa alkuperäiseen investointiin verrattuna ja voisiko näillä muutoksilla saavuttaa lisäarvoa. Arvokkaita vaihtoehtoja voivat olla esimerkiksi se voiko investointia laajentaa, voidaanko se keskeyttää tai voidaanko sitä lykätä. Investointipäätöksen hetkellä näitä tietoja ei ole saatavilla, mutta myöhemmin ne voivat selvitä. Jos investointia voidaan sopeuttaa uuteen tietoon taikka markkinatilanteeseen, nämä joustomahdollisuudet voivat olla hyvinkin arvokkaita. (Ikäheimo et al., 2016)

Reaalisia optioita syntyy yritykseen aina joko vahingossa ilman systemaattista suunnittelua, taikka strategisen suunnittelun seurauksena. Optioiden syntyä voidaan myös edistää strategisella systemaattisella suunnittelulla. (Koski, 2017)

3.5.3 Todennäköisyydet

Investointilaskelmat laaditaan tyypillisesti niin, että niissä huomioidaan useita erilaisia skenaarioita mihin suuntaan toimiala kehittyy (Saaranen et al., 2016.). Tämä edellyttää tietysti sitä, että yrityksellä on jo jokin käsitys siitä miltä tulevaisuus saattaisi näyttää.

Skenaarioita voidaan myös painottaa todennäköisyyskertoimilla. Voidaan esimerkiksi arvioida todennäköisimmän vaihtoehdon todennäköisyydeksi vaikkapa 70 % ja optimistisimmän ja pessimistisimmän vaihtoehdon todennäköisyyksiksi 15 % molemmille. (Ikäheimo et al., 2016)

Skenaarioiden pohtiminen pakottaa päätöksentekijän ajattelemaan maailman tilaksi jonkin muun kuin vallitsevan alkuperäisen tilan. Esimerkiksi jos verrataan vuoden 2020 helmikuuta tämän tekstin kirjoittamisen hetkeen helmikuussa 2023, on maailma muuttunut suuresti. Maailmanlaajuinen koronapandemia puhkesi alkuvuodesta 2020, joka johti suuriin ongelmiin muun muassa toimitusketjuissa koko maailmassa. Tämän jälkeen Venäjä hyökkäsi Ukrainaan vuoden 2022 alussa, joka johti lukuisiin eri ilmiöihin maailman politiikassa ja taloudessa. Lisäksi Euroopassa koettiin energiakriisi vuonna 2022, sekä lainojen korot ja inflaatio ovat nousseet voimakkaasti ja ovat edelleen nousussa tätä kirjoitettaessa. Tätä kaikkea olisi voinut olla hyvin vaikeaa ennustaa vuoden 2020 alussa edes kaikista pessimistisimmässä skenaario-olettamassa ja lisäksi aikaa on kulunut vain kolme vuotta.

3.6 Työssä käytetyt investointilaskentamenetelmät

Koska työssä on tarkoitus selvittää, onko akkuenergiavarasto kannattava investointi taajuuden vakautusmarkkinoille investoituna, käytetään laskentamenetelmänä nykyarvomenetelmää. Nykyarvomenetelmän etu on sen ominaisuus kertoa suoraan tuottaako investointi omistajalleen arvoa ja jos tuottaa, niin kuinka paljon.

Koska reservimarkkinoilla on nähty suuriakin hintojen vaihtelua vuosien mittaan, on tulevien kassavirtojen ennustaminen hyvin haasteellista. Sen vuoksi työssä käytetään tarvittaessa myös korollisen takaisinmaksuajan menetelmää tukevana menetelmänä. Se keskittyy lähitulevaisuuteen ja osaltaan poistaa epävarmuutta, joka pelkän nykyarvomenetelmän käytöstä jäisi laskelmiin.

4 Akkuenergiavarasto taajuuden säädössä

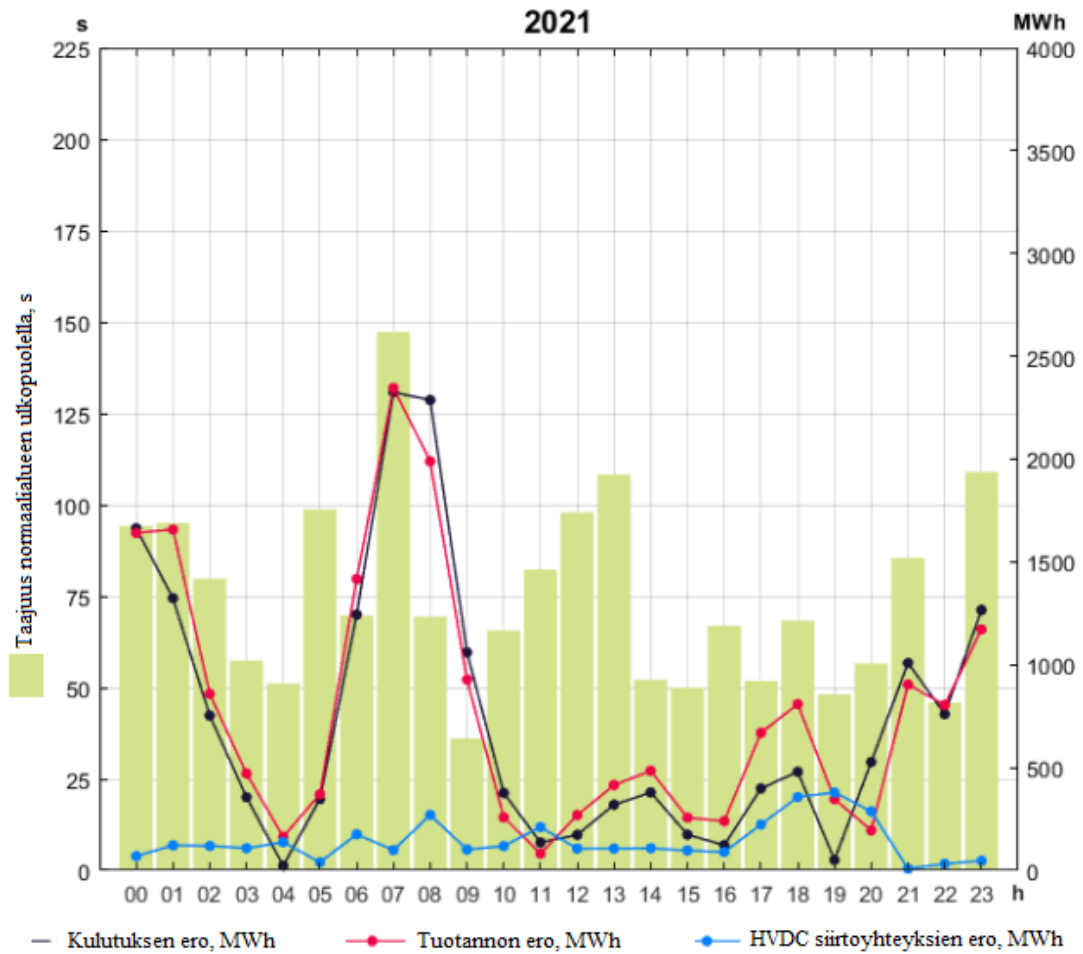
Akkuenergiavaraston sisältämistä komponenteista, sekä eri akkutekniikoista ja niiden ominaisuuksista on kirjoitettu paljon viime vuosina, eikä tässä työssä ole tarkoitus käsitellä yksityiskohtaisesti eri akkutekniikoita ja niiden ominaisuuksia, taikka akkuenergiavaraston sisältämää tekniikkaa. Tässä luvussa analysoidaan taajuuden muutoksia, sekä sitä kuinka suuria tehoja vakautusreservikohteessa on odotettavissa aktivoituvan taajuuden muutoksista ja minkä suuruisia energiamääriä akkuenergiavarastoon latautuu ja sieltä purkautuu, sekä syntyvien häviöiden määriä.

4.1 Pohjoismaisen synkronialueen taajuuden vaihtelu

Pohjoismaisen synkronialueen historiallisesta taajuuden vaihtelusta on saatavilla hyvin dataa. Fingrid koostaa vuosittain yhteenvedon edellisen vuoden taajuuden vaihteluista ja tekee niistä vuosittaisen taajuusraportin. Sen lisäksi Fingridin sivuilta löytyy arkistoituna mitattu taajuus vuoden 2015 alusta saakka. Taajuuden historiatieto on pakattuna zip-tiedostoformaattiin kuukausittain ja paketit sisältävät päiväkohtaiset CSV-tiedostot (Comma-Separated Values, pilkulla erotetut arvot) erillisinä. CSV-tiedostoissa on 400 kV sähköasemilta mitattu taajuus 10 Hz näytteenottotaajuudella. Dataa ei voida pitää 100 % kattavana yksittäisistä tiedonkeruuhäiriöistä johtuen (Fingrid, 2023).

4.1.1 Tuotannon ja kulutuksen muutoksien vaikutus taajuuteen

Kuva 4.1 esittää vuoden keskimääräisen taajuuspoikkeaman normaalialueen ulkopuolella sekunteja tunnissa vuodelle 2021. Lisäksi kuvassa on esitetty pohjoismaiden kulutuksen, tuotannon ja HVDC (High Voltage Direct Current, suurjännitetasavirta) siirtoyhteyksien erot keskimäärin tunneittain. HVDC siirtoyhteyksillä tarkoitetaan manner-Euroopan ja pohjoismaisen synkronialueen välisiä yhteyksiä. Erolla tarkoitetaan edellisen tunnin ja vertailtavan kuluvan tunnin eroa keskitehossa, eli toisin sanoen eroa energiamäärässä.



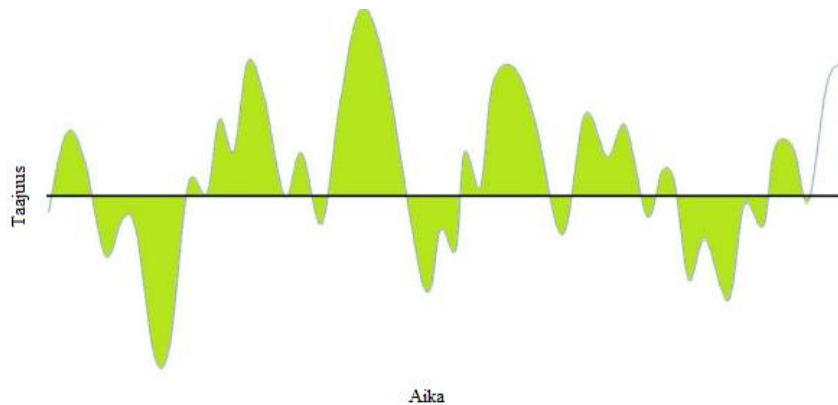
Kuva 4.1 Keskimääräinen taajuus normaalialueen ulkopuolella sekunteina tunnissa vuonna 2021 ja pohjoismaisen synkronialueen tuotannon, kulutuksen ja HVDC siirtoyhteysien ero kuluvan ja edellisen tunnin välillä. (Fingrid, 2022k)

Kuvasta on nähtävissä, että taajuuspoikkeama korreloi tehon muutoksien kanssa ja on suurimmillaan aamuseitsemältä, kun kulutuksen ja tuotannon eroarvot nousevat jyrkästi. Myös puolenpäivän aikaan ja alkuiltapäivästä taajuuspoikkeamat ovat merkittäviä, vaikka tuotanto ja kulutus pysyvät suhteellisen tasaisina.

Yksinkertaistettuna voidaan sanoa, että kuvaajasta nähdään myös sekuntitasolla se, kun FCR-N kohteen tulisi olla aktivoituneena täyteen tehoonsa ja myös FCR-D kohteet ovat alkaneet aktivoitua. Tähän kuitenkin vaikuttaa huomattavalla tavalla se, kauanko yksittäiset normaalialueelta poistumiset kestävät ja mitkä ovat kohteiden vasteajat tehon muutoksille.

4.1.2 Taajuuspoikkeaman pinta-ala vuonna 2021

Kuva 4.2 esittää taajuuspoikkeaman pinta-alan (eng. Frequency Area) määrittelyssä käytettävää lähestymistapaa. Poikkeaman pinta-alalla tarkoitetaan sitä pinta-alaa, mikä taajuuden poiketessa nimellisestä 50,0 Hz:stä muodostuu nimellistaajuuden ja poikkeaman piirtämän kuvaajan välille. Toisin sanoen kyseessä on siis taajuuspoikkeaman integraali.

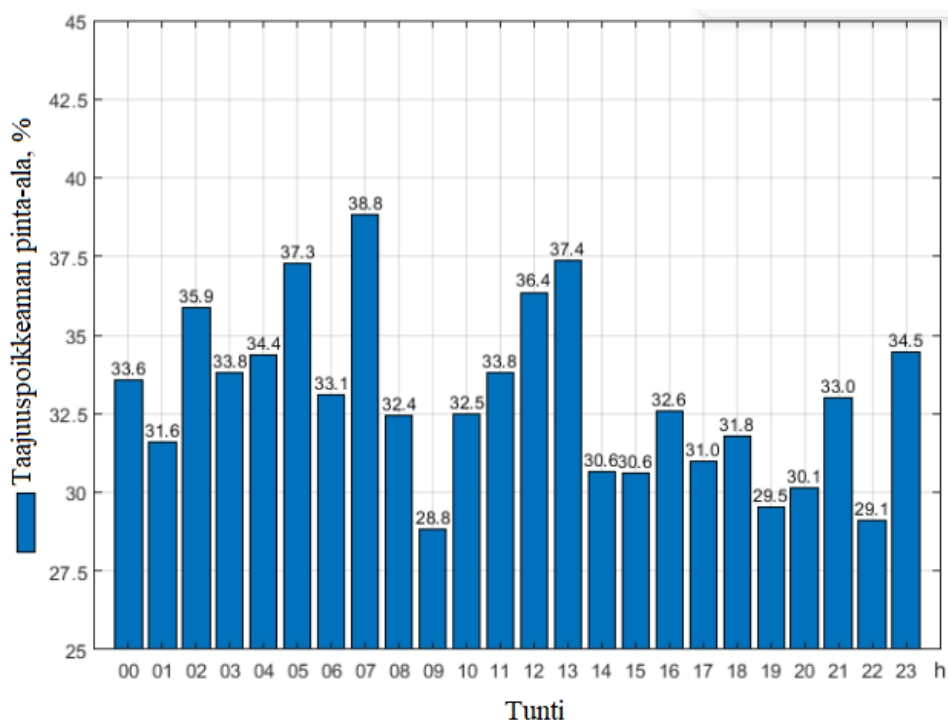


Kuva 4.2 Taajuusalueen määrittelyssä käytetty taajuuden poikkeaminen nimellisarvosta. (Fingrid, 2022k)

Taajuuspoikkeaman pinta-alan arvo 100 % vastaa puolta normaalitaajuusalueen alueesta, eli 0,1 Hz. Eli jos taajuus olisi ollut kokonaisen tunnin 50,1 Hz, tulisi kyseisen tunnin arvoksi 100 %. Mitä pienempi pinta-ala on, sitä parempi on ollut taajuuden laatu ajanjakson aikana. Taajuuspoikkeaman pinta-alan määrittämiseksi käytetään 0,1 s mittausresoluutiota ja se lasketaan yhtälön

$$Taajuusalue = \frac{1}{n * 0,1 \text{ Hz}} \sum_t^n |f(t) - 50,0 \text{ Hz}| \quad (4.1)$$

mukaisesti. Kuva 4.3 esittää keskimääräisen taajuuspoikkeaman pinta-alan tunneittain vuodelle 2021.



Kuva 4.3 Keskimääräinen taajuuspoikkeaman pinta-ala tunneittain vuonna 2021. (Fingrid, 2022k)

Kuvasta nähdään, että pinta-alat ovat olleet suurimmillaan aamuseitsemän aikaan, sekä puolenpäivän aikaan, jolloin siis taajuuspoikkeamaa on esiintynyt runsaimmin, sekä vastaavasti pienimmillään kello yhdeksältä aamulla ja illan tunteina 19, 20 ja 22.

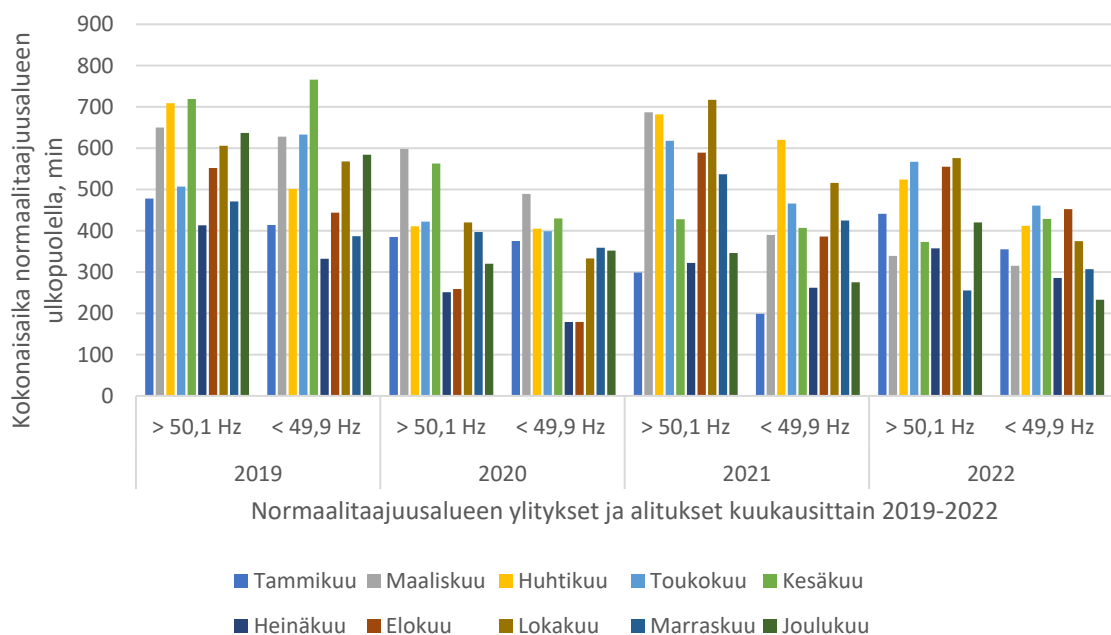
Kuvasta saadaan myös yksinkertaistetusti suoraan pääteltyä, mikä olisi FCR-N kohteen keskiteho. Keskiteho korreloi periaatteessa suoraan poikkeaman pinta-alan kanssa. Aiempaa esimerkkiä käyttäen, jos taajuus olisi ollut kokonaisen tunnin 50,1 Hz, tulisi kyseisen tunnin keskitehoksi 100 %. Joten kohteessa olisi ollut vuonna 2021 aktivoituneena päivän mittaan noin 30–40 % keskiteho tunneittain. Tähän kuitenkin vaikuttaa voimakkaasti kohteen vasteaika tehon muutoksille ja kyseessä onkin puhtaasti teoreettinen vertauskuva.

4.1.3 Kokonaisaika normaalitaajuusalueen ulkopuolella vuosina 2019–2022

Tätä työtä tehdessä Fingridin viimeisimmät arkistoidut taajuustiedot päättyvät joulukuuhun 2022, eikä vuoden 2022 taajuusraporttia ole vielä saatavilla. Jotta olisi mahdollista verrata vuotta 2022 edellisiin vuosiin, ladattiin vuoden 2022 taajuustiedot Fingridin internet-sivuilta ja muokattiin niitä Matlabissa. Matlabiin luotiin ohjelma, joka kokoaa erilliset päiväkohtaiset CSV-tiedostot yhdeksi suureksi CSV-tiedostoksi. Suuret tiedostot valittiin sisältämään

aina yhden kuukauden tiedot vuodelta 2022, joilla päästään tekemään suoraa vertailua edellisten vuosien kuukausikohtaisien normaalitaajuusalueen ylitysten kanssa. Kuukausikohtaiset CSV-tiedostot vietiin Matlabiin, jossa niitä muokattiin edelleen. Näytteenottotaajuuden ollessa 10 Hz, tulee käsiteltäviä datapisteitä päivälle noin 860 000 ja kuukaudelle noin 26 miljoonaa. Myöhemmin näitä tiedostoja käytettiin normaalitaajuusalueen ylityksien vertailun lisäksi vielä aktivoituneen tehon, siirtyneen energian, häviöiden ja varaustasojen simuloitiin Matlabissa ja Simulinkissä.

Kuva 4.4 esittää kuukausikohtaisesti taajuuden poikkeamat normaalialueen ulkopuolelle vuosilta 2019–2022 kokonaisaikana minuuteissa.



Kuva 4.4 Taajuuden poikkeamat normaalitaajuusalueelta minuuttia kuukausittain vuosille 2019-2022.

Kokonaisuutena poikkeamat ovat laskussa. Vuodelle 2021 ovat sekä normaalitaajuusalueen yläpuoliset, että alapuoliset ylitykset minuuttimäärissä pienessä kasvussa vuoteen 2020 verrattuna, mutta vuodelle 2022 ne ovat taas laskussa. Vuoteen 2019 verrattuna varsinkin alle 49,9 Hz:n poikkeamien minuuttimäärät ovat pienentyneet huomattavasti vuosille 2020–2022. Vuosikohtaisesti poikkeamat ovat yleisesti pienimmillään vuoden keskikohdalla ja vuodenvaihteessa, sekä normaalitaajuusalueen alituksissa, että ylityksissä. Korkeimmillaan ne ovat vastaavasti loppukeväästä ja alkusyksystä.

Vuodelle 2022 poikkeamat normaalialueelta ovat olleet laskussa sekä verrattuna edelliseen vuoteen, että vuosien 2019–2021 keskiarvoon, kun tarkastellaan kokonaista vuotta. Vuodelle 2022 Fingridin hankkima FCR-N vuosimarkkinakapasiteetti oli samaa luokkaa kuin vuodelle 2021, hieman yli 100 MW. Vastaavasti Fingridin hankkimissa FCR-N tuntikapasiteetin keskiarvomäärissä oli kasvua 10 MW vuoden 2021 14 MW:n tasosta vuoden 2022 24 MW:n tasoon.

4.1.4 Suurimmat taajuuspoikkeamat ja kokonaisaika vakautusreservien säätöalueen ulkopuolella vuonna 2022

Taulukko 4.1 esittää kokonaismäärät sekunneissa vuoden 2022 kuukausille kun FCR-D alas säätöalue on ylitetty tai FCR-D ylös säätöalue alitettu, sekä korkeimmat ja matalimmat esiintyneet taajuudet kuukausittain vuodelle 2022.

Taulukko 4.1 Suurimmat ja pienimmät esiintyneet taajuudet, sekä kokonaisaika sekunneissa FCR-D säätöalueiden ala- ja yläpuolella kuukausittain vuonna 2022.

2022				
	Maksimitaajuus, Hz	Minimitaajuus, Hz	> 50,5 Hz, s	< 49,5 Hz, s
Tammikuu	50,2900	49,4960	-	0,3
Helmikuu	50,2250	49,7970	-	-
Maaliskuu	50,4409	49,7990	-	-
Huhtikuu	50,2836	49,6613	-	-
Toukokuu	50,2213	49,7824	-	-
Kesäkuu	50,3293	49,6908	-	-
Heinäkuu	50,5039	49,6712	0,1	-
Elokuu	50,5241	49,6438	1,4	-
Syyskuu	50,2378	49,4243	-	4,3
Lokakuu	50,2686	49,6630	-	-
Marraskuu	50,2482	49,5763	-	-
Joulukuu	50,2285	49,7006	-	-

Taulukosta voidaan lukea, että taajuusohjatun häiriöreservin säätöalueen ulkopuolelle poiketaan hyvin harvoin ja kun poiketaan, ovat poikkeamat hyvin lyhytkestoisia. Vuonna 2022 oltiin alueen ulkopuolella yhteensä ainoastaan 6,1 sekuntia.

Suuret poikkeamat normaalitaajuusalueen yläpuolelle voivat johtua esimerkiksi manner-Euroopan ja pohjoismaiden välisen HVDC-siirtoyhteyden äkillisestä vikaantumisesta ja irti kytkeytymisestä, kun tehoa siirretään manner-Euroopan suuntaan. Suuret poikkeamat normaalitaajuusalueen alapuolelle voivat johtua esimerkiksi suuren tuotantolaitoksen, kuten ydinvoimalan, äkillisestä irti kytkeytymisestä.

4.2 Litiumioniakusto

Tässä työssä tarkasteltava akkutekniikka on litiumioniakusto. Litiumioniakut (Li-ion) ovat ylivoimaisesti suosituimpia suurissa akkuvarastoissa käytettävistä akuista ja kattavatkin yli 90 % kaikista akkuenergiavarastosovelluksista globaalisti (EESI, 2019).

Kaupalliseen tarkoitukseen ensimmäiset litiumioniakut esitteli Sony 90-luvun alussa ja ne olivat tarkoitettu pieniin kuluttajatuotteisiin, kuten matkapuhelimiin ja leluihin. Sieltä niiden käyttö on levinnyt niin sähköautoihin kuin suuriin MW-luokan sähkövarastoihinkin. Muihin akkutyyppeihin verrattuna ne ovat suhteellisen kevyitä ja energiatiheitä. Litiumioniakkuja myös kehitetään jatkuvasti ja uudet innovaatiot, kuten grafiitin korvaaminen piillä, pyrkivät parantamaan ominaisuuksia entisestään. (EESI, 2019)

Litiumioniakut eroavat toisistaan niiden ominaisuuksia määrittelevien akkukemioiden suhteen ja erilaisia akkutyyppejä on markkinoilla runsaasti saatavilla. Akkuenergiavarastoissa yleisimmin käytettävät akkutyypit ovat NMC (litium-mangaani-kobolttioksidi) ja NCA (litium-nikkeli-koboltti-alumiinioksidi) (Minkkinen, 2021).

Näiden lisäksi suosiotaan on viime aikoina kasvattanut LFP (litium-rauta-fosfaatti) akkutyyppejä. Pääasiallisena syynä LFP-akkujen kasvavaan suosioon on kohoavat raaka-aineiden, muun muassa kobolttin, hinta. LFP akut ovat myös turvallisempia kuin NMC- ja NCA-akut, mutta ne eivät ole niin energiatiheitä kuin jäljemmin mainitut. (NRECA, 2019)

4.3 Akkuenergiavaraston hyötysuhde

Akkuenergiavaraston hyötysuhdetta määriteltäessä käytetään niin sanottua syklin hyötysuhdetta (RTE, Round-Trip Efficiency). RTE on verkkoon siirretyn energian ja sieltä otetun energian suhde, kun palataan takaisin tarkastelun alkuhetken varaustilaan ja se sisältää myös

apulaitteisiin käytetyn energian. Akkuenergiavaraston häviöt voidaan jakaa kolmeen kategoriaan. (Mongrid et al., 2019)

- Energiakapasiteetin lasku akuissa. Tämän vaikutus voi olla iso akuston eliniän aikana, mutta yksittäistä sykliä tarkasteltaessa sen voi jättää huomioimatta.
- Sisäisten resistanssien vaikutukset.
- Apulaitteiden kuormat, kuten lämmitys, ilmanvaihto ja jäähdytys, akustohallinta (BMS, Battery Management System) ja tehonmuuntolaitteiston (PCS, Power Conversion System) ohjausjärjestelmät.

Taulukko 4.2 esittää Minkkisen (Minkkinen, 2021) työhönsä koostamia arvioita RTE arvoista hänen käyttämiensä lähteiden mukaan.

Taulukko 4.2 Litiumioniakustojen syklin hyötysuhde (RTE) eri lähteiden mukaan. (Mukaiillen Minkkinen 2021)

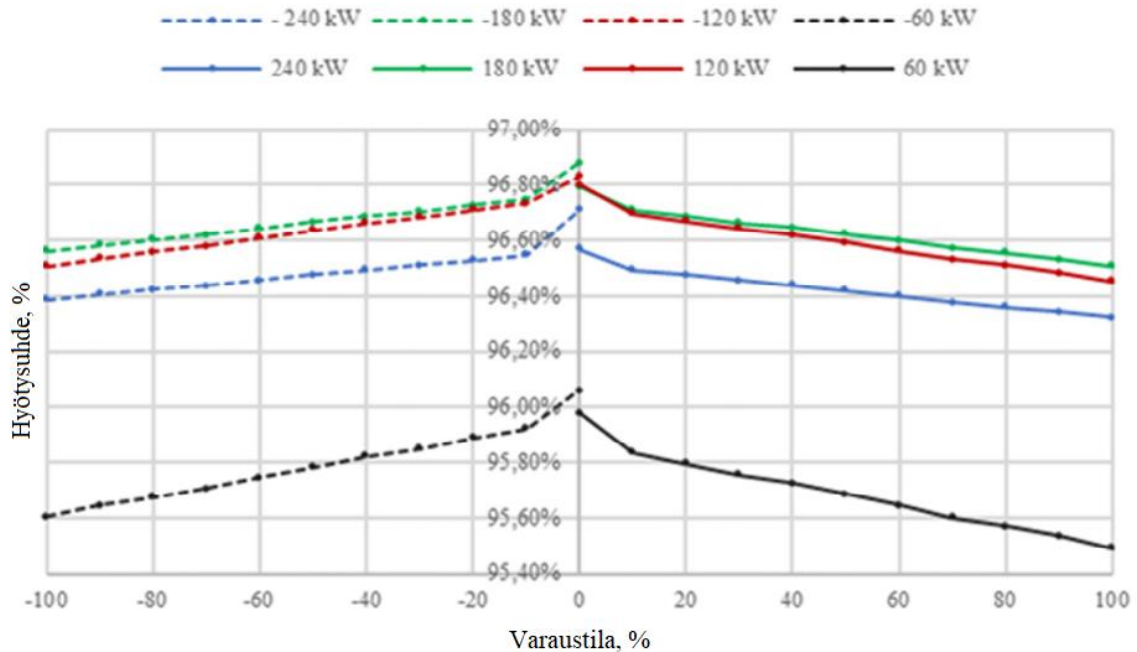
Lähde	Syklin hyötysuhde
Zakeri & Syri 2014	0,85–0,95
Luo et al. 2014	0,75–0,9
IRENA 2017	0,92–0,96
Mongrid et al. 2019	0,86
Sihvonen & Honkapuro 2020	0,92–0,96
Cole & Frazier 2020	0,85

Taulukosta on nähtävissä, että RTE vaihtelee suuresti eri lähteiden välillä. Yksittäistä RTE arvoa ei voikaan akkuenergiavarastolle määrittää, vaan siihen vaikuttaa voimakkaasti käytettävä tekniikka (Noyanbayev et al., 2018).

Kun tarkastellaan yksittäistä akuston latausta tai purkamista tarkemmin, hetkellisiin häviöihin vaikuttavat myös muun muassa sen hetkinen akuston varaustila, teho, sekä tehon suunta. Esimerkiksi akun varaustason laskiessa sen jännite laskee, jolloin virtaa joudutaan nostamaan saman tehon aktivoimiseksi. (Noyanbayev et al., 2018)

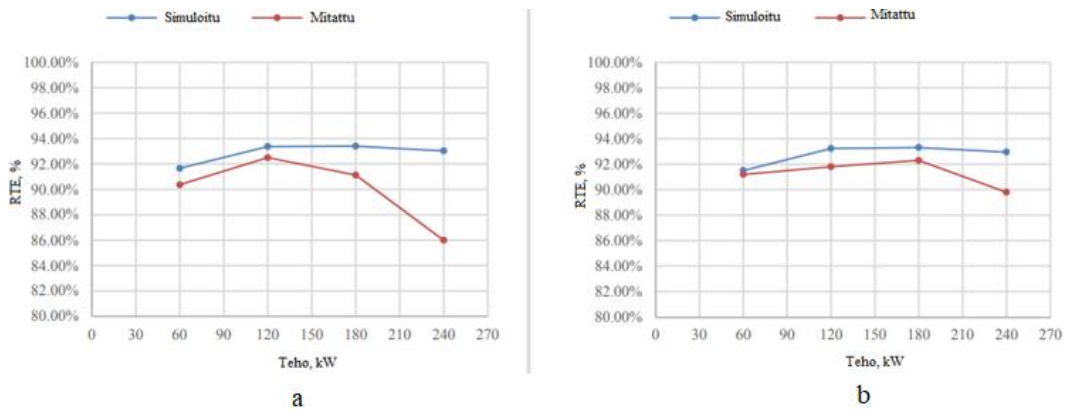
Kuva 4.5 havainnollistaa sitä, kuinka hyötysuhde on riippuvainen yllä mainituista seikoista. Kyseessä on simuloitu BESS, teholtaan 240 kW. Laitteistossa on Litiumioni-akustot, kaksi AC-puolelta rinnan kytkettyä kolmivaiheista kaksisuuntaista invertteriä, muuntaja, sekä

BMS ja kontrolleri ohjaukseen. Simulaatiossa käytetään 60 kW, 120 kW, 180 kW ja 240 kW tehoja sekä akun purkamiseen, että lataamiseen.



Kuva 4.5 Simulaatiomalli erään 240 kW akkuenergiavaraston hyötysuhteesta eri tehoilla ja varauksen tasoilla. Negatiivinen puoli varaustilasta tarkoittaa akuston purkamista ja positiivinen puoli latausta. (Noyanbayev et al., 2018)

Kuvasta on nähtävissä, että tämän laitteiston hetkellinen hyötysuhde on parhaimmillaan pienellä SOC tasolla. Tämä johtuu pääasiassa siitä, että kun akuston SOC nousee, joudutaan käyttämään korkeampaa jännitettä, joka johtaa suurempiin kytkentähäviöihin tehonmuunnoslaitteistossa. Hetkellinen hyötysuhde vaihtelee välillä 95,5–96,8 %, ollessaan korkeimmillaan 180 kW tehoa käytettäessä sekä akuston latauksessa, että purkamisessa. (Noyanbayev et al., 2018) Kuva 4.6 esittää saman laitteiston simuloituja ja todellisia RTE arvoja.



Kuva 4.6 Simuloidut ja mitatut RTE arvot eräälle 240 kW akkuenergiavarastolle. Käytetyt SOC tasot tapauksessa a) ovat 0 %-100 %-0 % ja tapauksessa b) 60 %-80 %-60 %. (Mukaiillen Noyanbayev et al., 2018)

Kuvan mukaan pienin RTE arvo saavutetaan lataamalla akku tyhjästä täyteen ja purkamalla se takaisin tyhjäksi käyttäen laitteiston täyttä tehoa 240 kW. Mitatuksi arvoksi saadaan 0,86. Suurin RTE arvo saavutetaan 60 %-80 %-60 % SOC syklillä käyttäen 180 kW tehoa. Arvoksi saadaan hieman yli 0,92. Samaan tulokseen päästään myös 0 %-100 %-0 % SOC syklillä käyttäen 120 kW tehoa. Tuloksista on nähtävissä, että edes yhdelle yksittäiselle laitteistolle on vaikea antaa yhtä RTE arvoa, sen vaihdellessa voimakkaasti tilanteen mukaan.

4.4 Laitteistossa aktivoituvat tehot

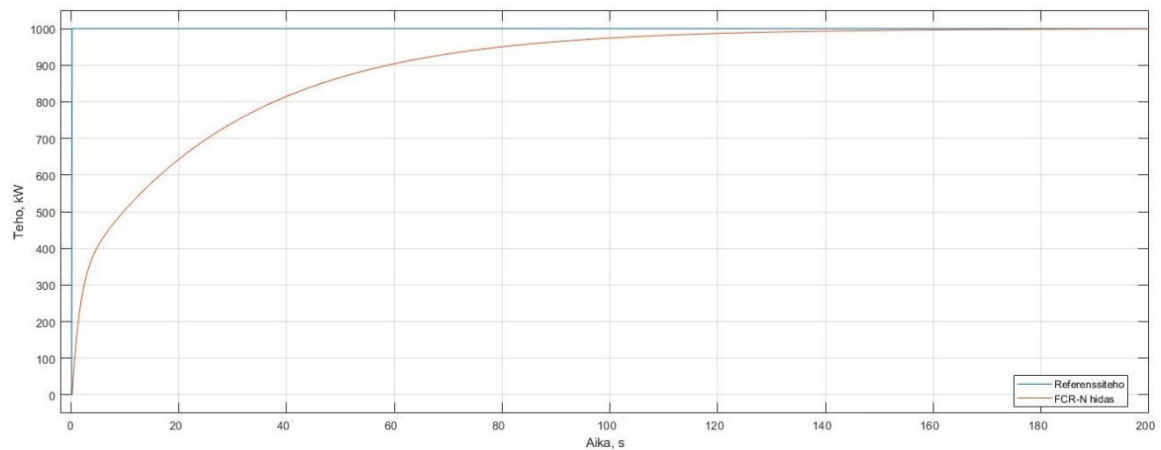
Laitteistossa syntyvä tehoja analysoitiin olettaen markkinoille myydyn 1 MW reservikapasiteettia. Tämä teho on myös pienin mahdollinen, millä voi osallistua sekä FCR-N, että FCR-D markkinapaikalle. FCR-D kohteen tulee aktivoitua 50 % tehoon 5 sekunnissa ja täyteen tehoon 30 sekunnissa. Tätä vastetta käytettiin FCR-D tehojen simulointiin. FCR-N kohteelle on asetettu vaatimus, jossa kohteen tulee aktivoitua täyteen tehoon 3 minuutin kuluessa. FCR-N simulointeihin käytettiin tätä vastetta. Lisäksi tehtiin vielä toiset simuloinnit FCR-N kohteelle käyttäen nopeampaa FCR-D kohteen vastetta, jotta päästiin tekemään vertailua eri vasteaikojen kesken. Näistä FCR-N säädöistä käytetään jatkossa tässä työssä nimityksiä FCR-N hidas 3 minuutin kuluessa täyteen tehoon aktivoituvalle säädölle ja FCR-N nopea 30 sekunnissa täyteen tehoon aktivoituvalle säädölle. Taulukko 4.3 esittää simuloinneissa käytetyt parametrit.

Taulukko 4.3 Simuloinnissa käytetyt parametrit.

	FCR-N hidas	FCR-N nopea	FCR-D ylös	FCR-D alas
Reservikapasiteetti, kW	1000	1000	1000	1000
Energiamäärä, kWh	2000	2000	*	*
RTE, %	90,25	90,25	*	*
Hyötysuhde, %	*	*	95	95
Vasteaikavaatimus, s Teho 0–50 %	-	< 5	< 5	< 5
Vasteaikavaatimus, s Teho 0–100 %	< 180	< 30	< 30	< 30
Simuloinnin resoluutio, s	0,1	0,1	0,1	0,1

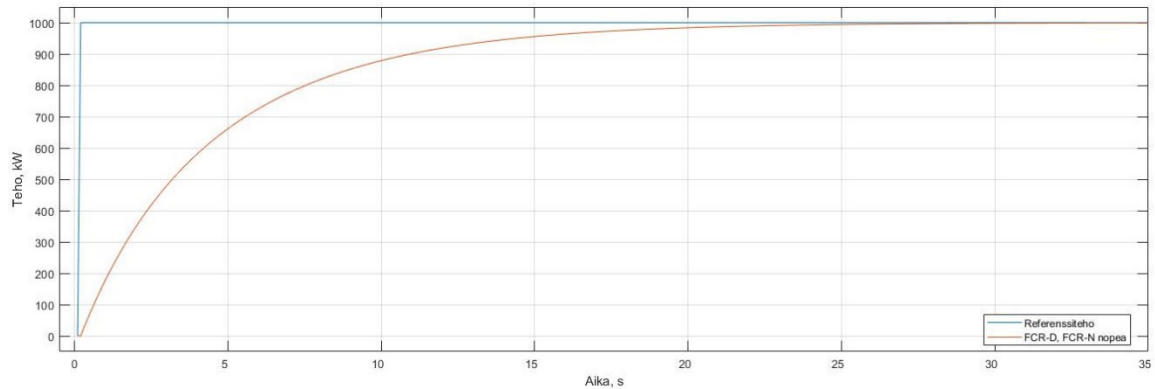
* Työssä ei ole simuloiteja, joissa arvoa olisi tarvittu

Tehon referenssinä käytettiin tehoon skaalattua mitattua historiallista taajuustietoa, jota ei suodateta. Kuva 4.7 esittää täyden tehon askelvastekoetta FCR-N hitaalle säädöllä.



Kuva 4.7 Simuloidun 1 MW tehoisen FCR-N kohteen askelvastekoe hitaalla säädöllä.

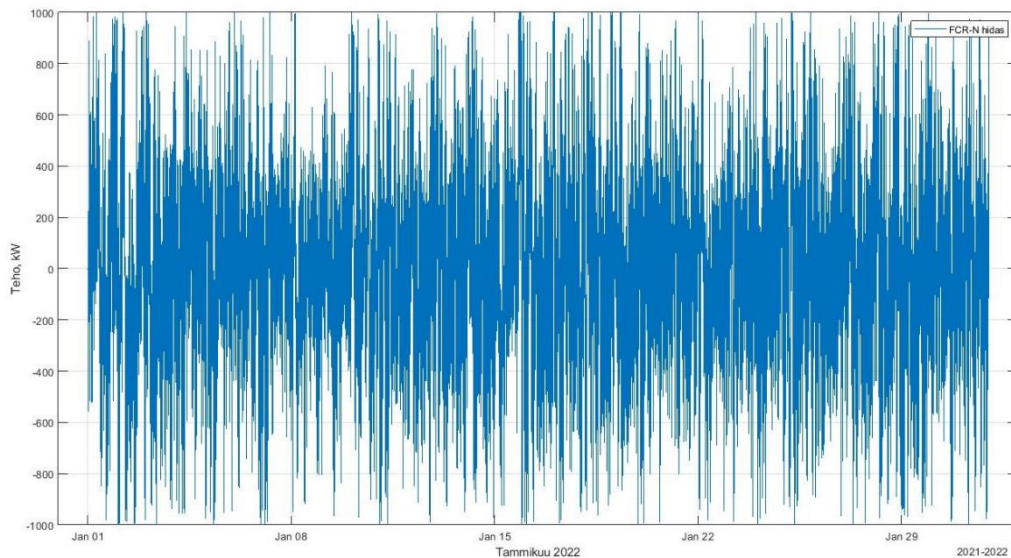
Normaalin PI-säädön tapaan teho nousee aluksi nopeammin, kun eroarvoa on paljon ja tehon kasvu hidastuu saavutettaessa pyydettyä arvoa. Täysi teho saavutetaan kolmen minuutin kuluessa. Kuva 4.8 esittää samaa askelvastekoetta simuloitavalle FCR-D kohteelle.



Kuva 4.8 Simuloidun 1 MW tehoisen FCR-D kohteen askelvastekoe. Tätä säätöä käytetään myös FCR-N nopeana säätönä vertailun vuoksi.

Kuvan FCR-D ja FCR-N nopea vaste on viritetty niin, että 50 % teho saavutetaan alle viidessä sekunnissa ja täyteen tehoon päästään alle 30 sekunnissa vaatimusten mukaisesti.

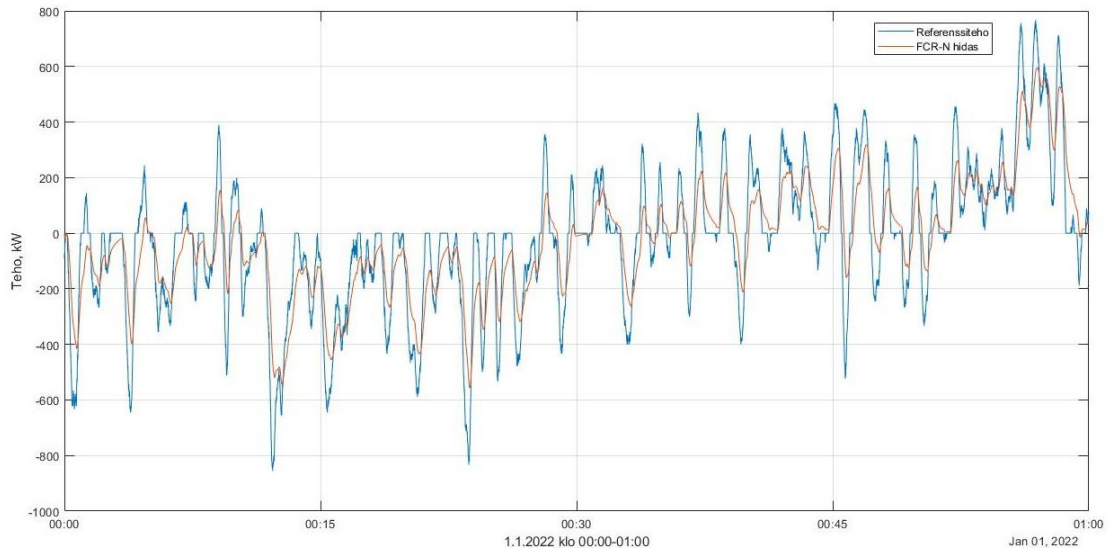
Kuva 4.9 esittää 1 MW:n FCR-N reservikohteen simuloitua tehoa tammikuussa 2022. Tehoa käsitellään akuston näkökulmasta, eli kun teho on negatiivista, siirtyy tehoa akustosta pois verkon suuntaan ja kun se on positiivista, akustoa ladataan.



Kuva 4.9 1 MW FCR-N kohteen simuloitu teho tammikuussa 2022.

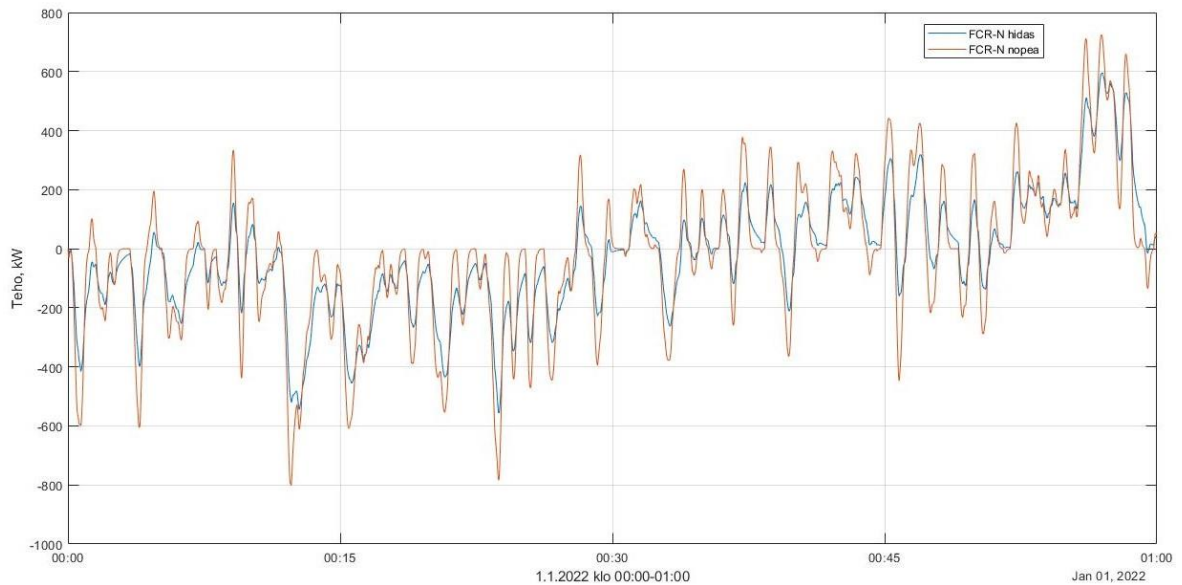
Aktivoitunutta tehoa ei ole mielekästä tarkastella näin pitkällä aikavälillä tehon ollessa jatkuvassa muutostilassa, jolloin kuvaajasta tulee hyvin epäselvä. Kuvasta on kuitenkin nähtävissä, että kohde aktivoituu täyden tehon tuntumaan usein, vaikkakin suurin osa

aktivoituneesta tehosta on selvästi huomattavasti pienemmällä tasolla. Kuva 4.10 esittää FCR-N kohteen simuloitua käyttäytymistä 1.1.2022 klo 00:00-01:00.



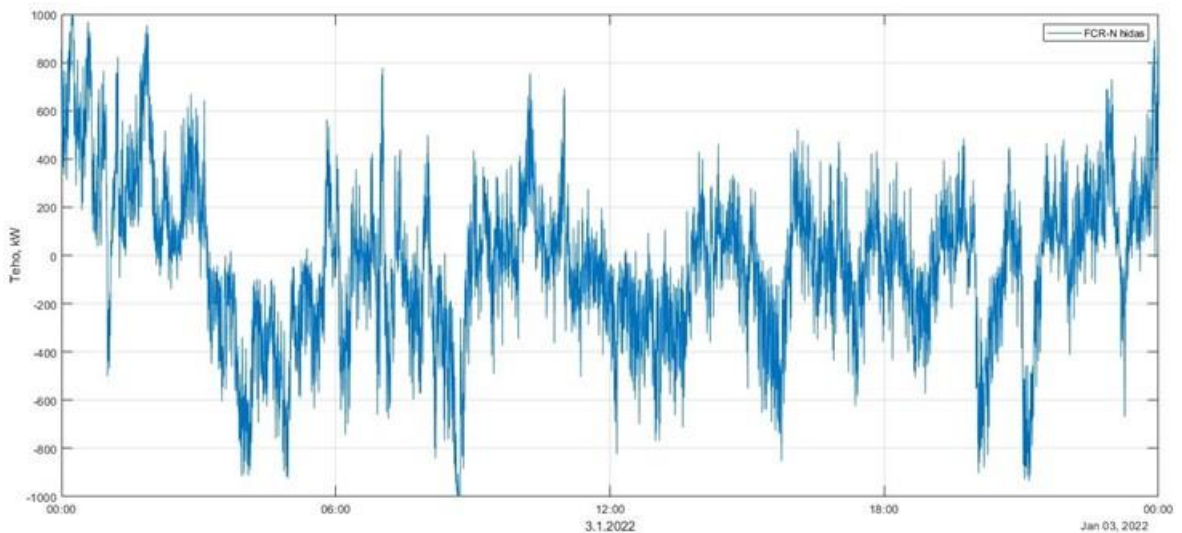
Kuva 4.10 1 MW:n tehoisen FCR-N kohteen simuloitu teho ja tehon referenssi 1.1.2022 klo 00:00-01:00.

Kuvasta on nähtävissä, että teho on jatkuvassa muutostilassa. Kyseessä on keskiyö lauantain vastaisena yönä, jolloin normaalitaajuusalueen ylitykset ovat tyypillisesti vähäisiä, eikä niitä tämänkään tunnin aikana ole ollut. Asian voi todeta vaikka siitä, että tehon referenssi ei kasva kertaakaan täyteen tehoonsa 1000 kW tasoon, joka vastaa taajuudessa poikkeamaa normaalitaajuusalueen ulkopuolelle. Kuvassa nähdään myös runsaasti hetkiä, kun tehon referenssi on nollassa. Tämä johtuu siitä, että taajuus on ± 10 mHz nimellistaajuudesta, eli säädön kuolleessa alueessa, jolloin tehon pyynti on nolla. Aktivoitunut teho seuraa referenssiä, mutta tehon huiput jäävät huomattavasti pienemmälle tasolle kuin referenssitehossa. Kuva 4.11 esittää samalle 1.1.2022 klo 00:00-01:00 tunnille FCR-N nopean ja hitaan säädön ja niiden erot.



Kuva 4.11 1 MW FCR-N nopea ja FCR-N hidas simuloitu teho 1.1.2022 klo 00:00-01:00.

Kuvasta on nähtävissä, että nopeamman säädön tehohiiput ovat huomattavasti korkeammalla tasolla. Nopeamman säädön teho kerkeää myös asettumaan huomattavasti useammin nollakohtaan kuin hitaamman säädön. Kuva 4.12 esittää simuloitua tehoa kokonaiselle arkipäivälle.



Kuva 4.12 1 MW:n tehoisen FCR-N kohteen simuloitu teho 3.1.2022 klo 00:00-24:00.

Kyseessä on maanantaipäivä 3.1.2022. Varsinkin vuorokauden alussa on pitkäkestoista aktiivointia ensin alassäätöön ja sen jälkeen ylössäätöön. Akkuenergiavarastolla se tarkoittaa, että akustoon ladataan vuorokauden alussa huomattavia määriä energiaa, ja sen jälkeen sieltä puretaan huomattavia määriä energiaa. Sen jälkeen aktiivointia tapahtuu tasaisemmin

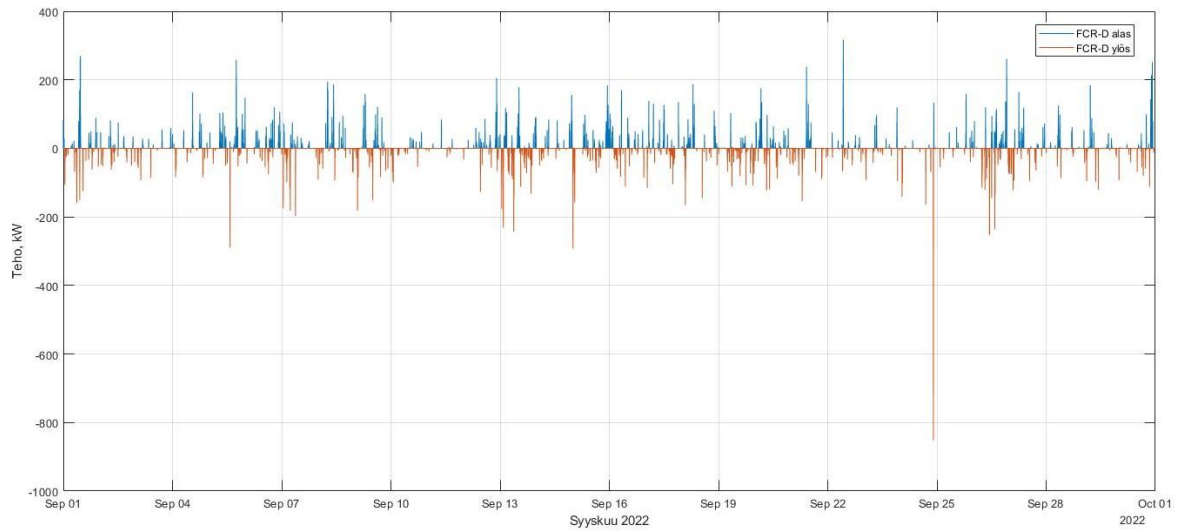
molempiin suuntiin melkein vuorokauden loppuun saakka, kunnes viimeisinä tunteina alassäättö on taas hallitsevana kuvaajassa. Edellä esitetyt FCR-N tehon simuloinnit eivät perustu mihinkään tiettyyn ilmiöön, vaan ne ovat esimerkin omaisesti esitettyjä tehon aktivointeja satunnaisesti valituista ajankohdista. Taulukko 4.4 esittää FCR-N kohteen simuloidut keskitehot nopealla ja hitaalla säädöllä.

Taulukko 4.4 FCR-N kohteiden simuloidut keskitehot kuukausittain vuodelle 2022.

2022			
Kuukausi	Keskiteho, kW FCR-N hidas	Keskiteho, kW FCR-N nopea	Ero, %
Tammikuu	225	243	8,0
Helmikuu	229	249	8,4
Maaliskuu	217	240	10,8
Huhtikuu	236	261	10,2
Toukokuu	235	263	12,1
Kesäkuu	221	249	13,0
Heinäkuu	203	226	11,6
Elokuu	228	254	11,3
Syyskuu	214	243	13,3
Lokakuu	227	255	12,4
Marraskuu	203	227	11,8
Joulukuu	202	218	8,0
Koko vuosi keskiarvo	220	244	10,9

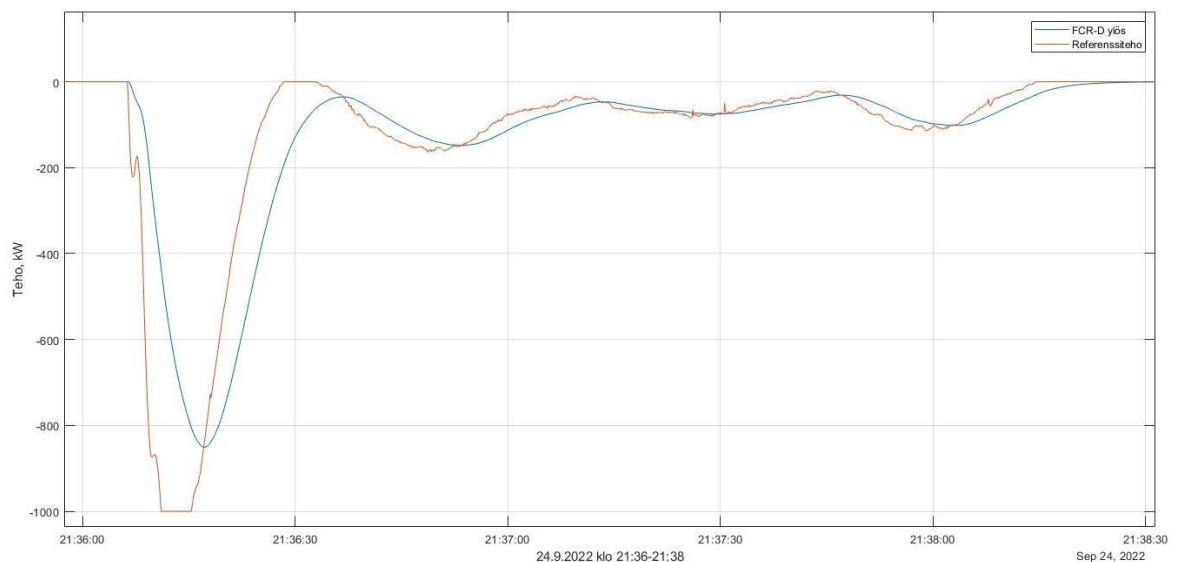
Keskitehot pysyttelevät suhteellisen tasaisina pitkin vuotta, mutta niissä on myös nähtävissä korrelaatiota kuvassa 4.4 esitettyjen kuukausikohtaisien normaalitaajuusalueelta tapahtuneiden poikkeamien kanssa. Poikkeamat olivat pienimmillään heinä-, marras- ja joulukuussa ja se näkyy tässäkin taulukossa matalampana keskitehona. Säädön parametroiminen nopeamaksi kasvattaa keskitehoa keskimäärin noin 11 %. Tällä on vaikutusta myös häviöihin, jotka kasvavat keskitehon kasvamisen myötä.

Tarkastellaan seuraavaksi FCR-D kohteiden tehon aktivoitumista. Taulukon 4.1 mukaan pitkäkestoisin FCR-D säätöalueelta poikkeama vuodelle 2022 on tapahtunut syyskuussa. Taajuushäiriö on ollut kestoiltaan 4,3 sekuntia ja taajuus on silloin pudonnut 49,4243 Hz:iin. Kuva 4.13 esittää FCR-D kohteiden simuloidut tehot syyskuussa 2022.



Kuva 4.13 FCR-D kohteiden simuloituiden tehot syyskuussa 2022.

FCR-D kohteet aktivoituvat harvakseltaan, mutta tasaisesti kuukauden mittaan tehojen pysytellessä pääasiassa alle 200 kW tasolla. Syyskuun taajuushäiriö näkyy 24. päivänä selkeänä piikkinä FCR-D ylös kohteen tehossa, joka aktivoituu yli 800 kW tasoon. Kuva 4.14 esittää FCR-D ylös referenssi- ja aktivoituneen tehon simuloinnit tarkennettuna tuohon taajuushäiriöön.



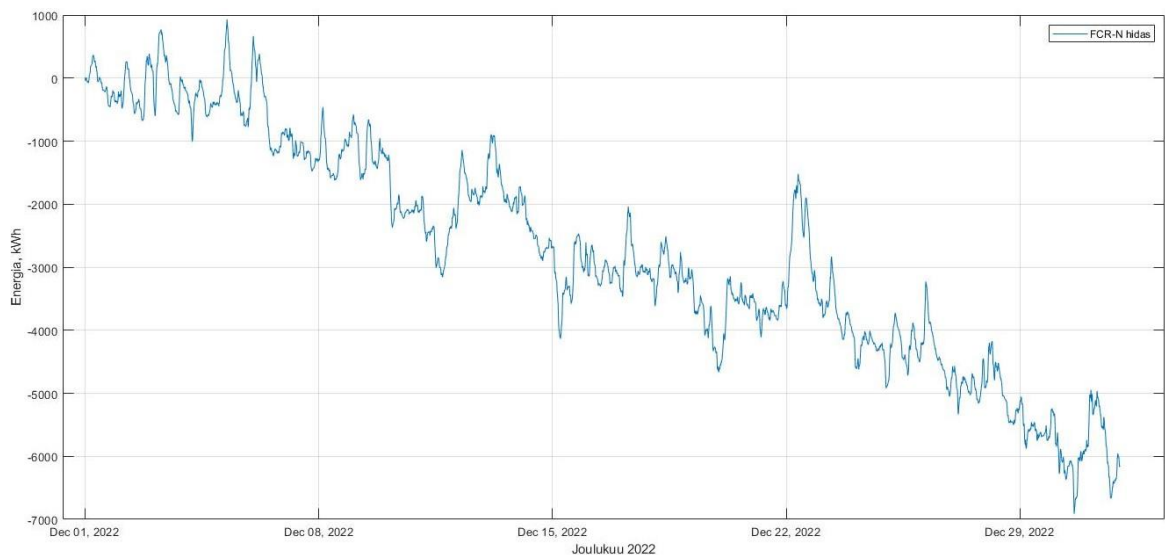
Kuva 4.14 FCR-D ylös simuloitu teho 24.9.2022 klo 21:36-21:38.

Kuvasta on nähtävissä, että kohde reagoi nopeasti referenssitehon muutokseen ja teho lähtee kasvamaan. Vaikka suurin taajuuden notkahdus saadaan nopeasti palautumaan, on säätö

vielä aktiivinen noin pari minuuttia, ennen kuin taajuus palautuu normaalialueen sisäpuolelle.

4.5 Laitteistossa siirtyvät energiamäärät ja häviöiden muodostuminen

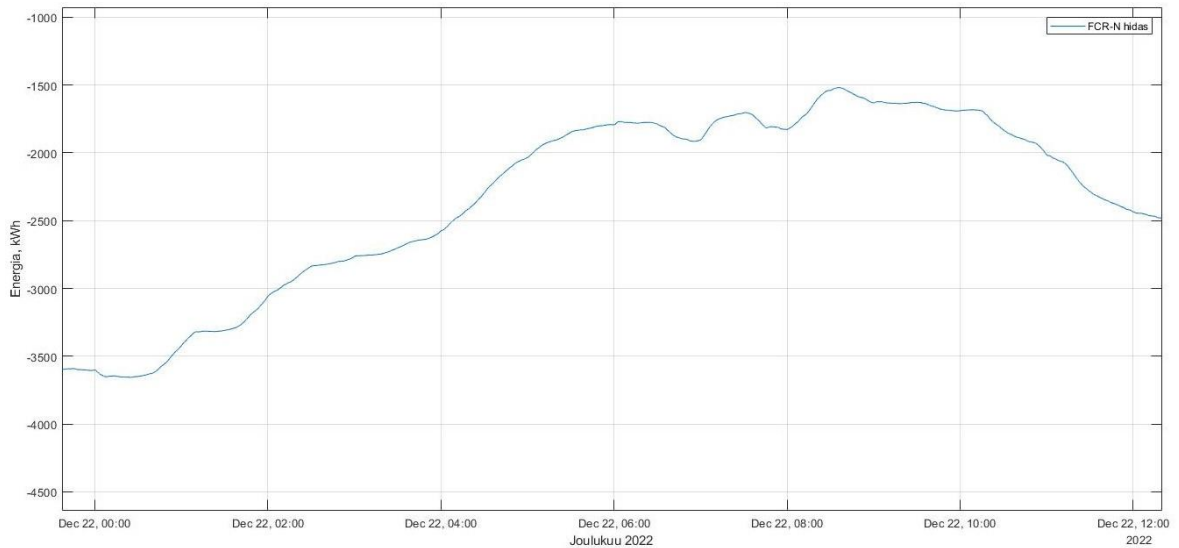
Koska taajuus on pidemmällä aikavälillä tarkasteltuna keskimäärin aina hyvin lähellä nimellistä 50 Hz:ä, on verkosta otetun ja sinne tuotetun säätöön käytetyn energiamäärän summa FCR-N akustolla hyvin lähellä nollaa. Esimerkiksi kuukausittain tarkasteltuna keskimääräinen taajuus on poikennut nimellisestä vuonna 2020 maksimissaan 0,4 mHz ja vuonna 2021 0,3 mHz (Fingrid, 2023l). Sen sijaan akustolle siirtyvä energiamäärä on FCR-N kohteessa aina pidemmällä aikavälillä tarkasteltuna negatiivinen, johtuen häviöistä. FCR-D ylös kohteessa se on niin ikään aina negatiivinen ja FCR-D alas kohteessa vastaavasti aina positiivinen, johtuen FCR-D säätöjen yksisuuntaisesta luonteesta. Kuva 4.15 esittää simuloitua energiamäärän kumuloitumista FCR-N kohteessa joulukuussa 2022.



Kuva 4.15 FCR-N simuloitu akustolle siirtynyt energiamäärä joulukuussa 2022.

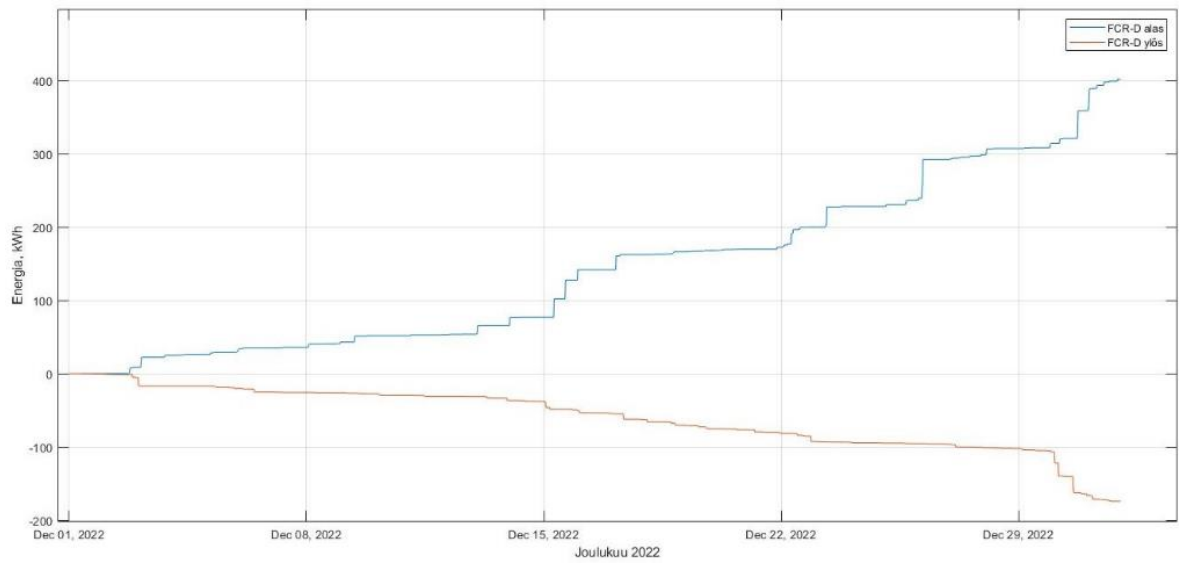
Kuvasta on nähtävissä, että vaikka lyhyellä aikavälillä tarkasteltuna FCR-N akuston energiamäärä voi olla voimakkaastikin positiivinen, se kuitenkin pidemmällä välillä tarkasteltuna kääntyy aina negatiiviseksi. Mitä pidemmällä aikavälillä energiamäärää tarkastellaan, sitä merkittävämmäksi häviöiden osuus nousee. Tämän kuukauden osalta päädytään noin -6000 kWh energiamäärään, määrän käydessä suurimmillaan noin -7000 kWh:ssa.

Joulukuun 22. päivä on nähtävissä varsin korkea piikki missä akustoa on ladattu. Kuva 4.16 esittää tuota ajankohtaa, kun akustoon on ladattu lyhyessä ajassa suuria energiamääriä.



Kuva 4.16 FCR-N simuloitu akustolle siirtynyt energiamäärä 22.12.2022 klo 00:00-12:00.

Kuvaaja kertoo, että akustoon on ladattu tuona päivänä yli 2000 kWh noin 8 tunnissa klo 00:30-8:30. Se on paljon verrattuna normaalisti noin 200 kW tasoon aktivoituneeseen keskitehoon, johon lasketaan mukaan teho molempiin suuntiin. Tässä tilanteessa keskiteho on ollut pelkästään latauksen suuntaan noin 250 kW. Kuva 4.17 esittää vastaavasti simuloitua akustolle siirtynyt energiamäärät FCR-D alas ja FCR-D ylös kohteille saman joulukuun 2022 aikana.



Kuva 4.17 FCR-D alas ja FCR-D ylös kohteiden simuloidut akustoille siirtyneet energiamäärät joulukuussa 2022.

Kuvassa on nähtävissä, että FCR-D kohteissa energiamäärät ovat odotetusti huomattavasti pienempiä, taajuuden normaalialueen ylityksien ollessa tyypillisesti maltillisia ja lyhytkestoisia. Vuositasolla 1 MW FCR-D ylös akustosta puretaan energiaa säätöön vuonna 2022 simulointien mukaan noin 3000 kWh ja vastaavasti 1 MW FCR-D alas akustoon ladataan energiaa noin 4000 kWh.

Taulukko 4.5 esittää FCR-N nopea ja hidas, FCR-D ylös ja FCR-D alas kohteiden simuloidut syntyneet häviöt kuukausittain vuodelle 2022. Häviöissä on mukana säädössä syntyneet häviöt, mutta esimerkiksi FCR-D kohteessa voi olla lisäksi järjestelmästä riippuen vaikkapa muuntajan tyhjäkäyntihäviöitä taikka tehonmuuntolaitteiston jäähdytyspuhaltimien tai -pumppujen häviöitä, joita syntyy, vaikka säätö ei olisikaan aktiivinen, eikä tehoa siirtyisi.

Taulukko 4.5 1 MW tehoisten FCR-N hidas ja nopea, FCR-D ylös ja FCR-D alas kohteiden simuloitut säädössä syntyneet häviöt vuonna 2022. Simulointien häviöprosentti on 5 %.

2022						
Kuukausi	Häviöt, kWh FCR-N hidas	Häviöt, kWh FCR-N nopea	Ero, %		Häviöt, kWh FCR-D ylös	Häviöt, kWh FCR-D alas
Tammikuu	8382	9044	7,9		15	19
Helmikuu	7704	8348	8,4		13	20
Maaliskuu	7670	8496	10,8		10	11
Huhtikuu	8510	9375	10,2		14	21
Toukokuu	8757	9799	11,9		17	21
Kesäkuu	7940	8973	13,0		16	13
Heinäkuu	7546	8421	11,6		13	14
Elokuu	8475	9429	11,3		18	23
Syyskuu	7715	8741	13,3		10	19
Lokakuu	8462	9508	12,4		13	23
Marraskuu	7297	8166	11,9		12	8
Joulukuu	7523	8125	8,0		8	21
Koko vuosi	95981	106425	10,9		159	213

Taulukosta on nähtävissä, että FCR-N kohteen häviöenergiat ovat omaa luokkaansa verrattuna FCR-D kohteisiin. FCR-N nopean säädön käyttäminen kasvattaa häviöitä samassa suhteessa kuin keskitehoa taulukon 4.4 mukaan, eli noin 11 %.

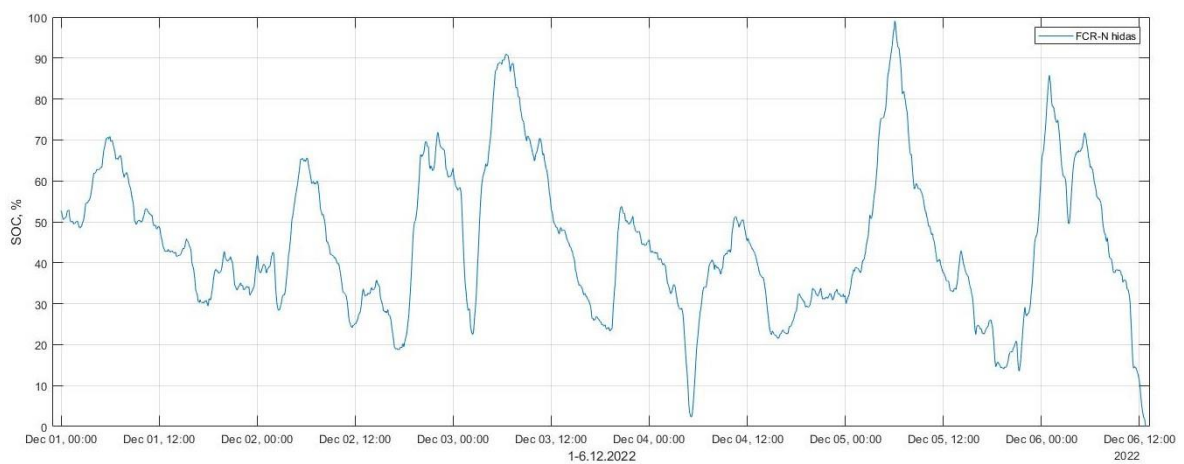
FCR-N kohteessa häviöihin kuluva energia voidaan luokitella merkittäväksi vuotuiseksi kulueräksi. Vuoden 2022 spot-keskihinta oli 18,81 c/kWh sisältäen arvonlisäveron, mutta ei myyjän marginaalia (Helen, 2023). Tällä hinnalla laskettuna FCR-N hitaaksi parametroidun kohteen häviöihin olisi kulunut rahaa vuonna 2022 noin 18 000 €, ja nopeaksi parametroiduun vielä noin 2000 € enemmän.

4.6 Akuston varauksen hallinta

Uudistuvien teknisten vaatimusten mukaan FCR-N LER kohteen tulee kyetä täyden tehon aktivointiin yhden tunnin ajan kumpaankin suuntaan. 1 MW FCR-N kohteessa se tarkoittaa, että häviöt huomioiden energiaa tulee kyetä lataamaan 950 kWh ja purkamaan 1050 kWh

akustolta, kun käytetään 95 % hyötysuhdetta lataukseen ja purkuun. Näin ollen pienimmäksi mahdolliseksi käytettävissä olevaksi energiamääräksi tulee 2000 kWh, jotta vaadittu aktivointi on mahdollista. Tällöin alkutilanteen SOC tulee olla 52,5 %.

Kuva 4.18 esittää varaustilan kehittymistä esimerkkitalanteessa, jossa FCR-N hidas kohde 2 MWh:n akuston energiamäärällä aloittaa taajuussäädön joulukuun alussa 2022. Alkutilanteen SOC on 52,5 %.



Kuva 4.18 FCR-N hidas kohteen simuloitu SOC joulukuussa 2022. Akuston energiamäärä on 2 MWh ja alkutilanteen SOC 52,5 %.

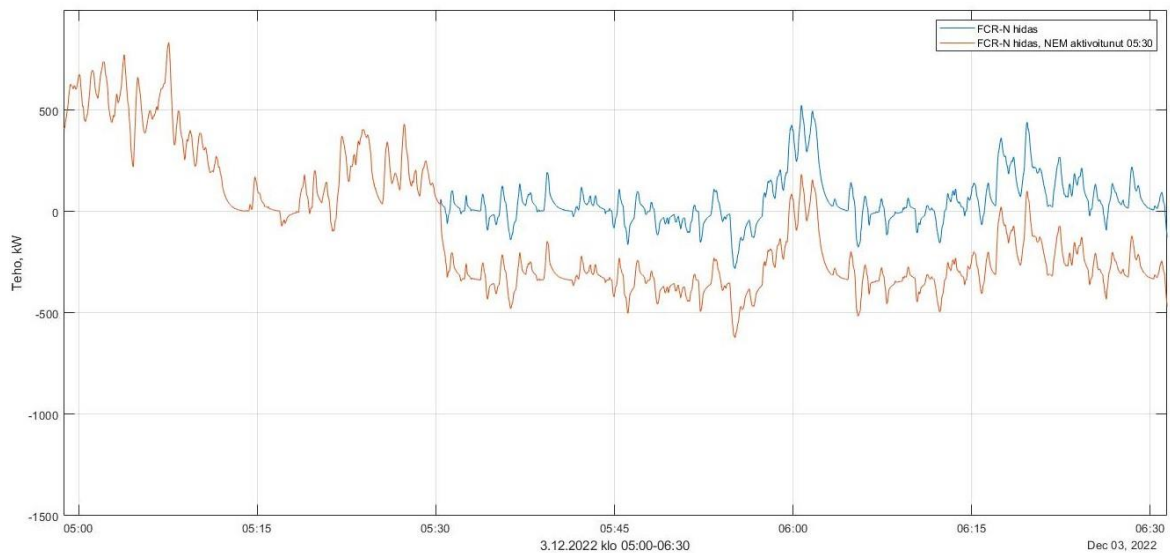
Kuvasta nähdään, että ilman varauksen hallintaa akusto purkautuu tyhjäksi keskipäivällä 6.12. Tätä ennen, 5.12, se on jo kerran melkein latautunut täyteen, sekä 4.12 melkein purkautunut tyhjäksi, mutta kuitenkin vielä pystynyt täpärästi jatkamaan toimintaa.

Akuston varauksen ajautuessa nolnaan se tulee nykyisten vaatimusten mukaan poistaa markkinoilta siksi aikaa, kun sitä ladataan. Lataus on kannattavaa hoitaa nopeasti, ettei kohde ole poissa markkinoilta kauempaa kuin on tarve. Varauksen voisi tässä tapauksessa palauttaa takaisin alkutilanteeseen noin tunnissa, käyttäen täyttä 1 MW tehoa, ja palata sen jälkeen markkinoille.

Uudistuvien teknisten vaatimusten myötä otetaan käyttöön aiemmin tässä työssä esitelty NEM-tila. Taulukon 2.6 mukaan tämän esimerkkikohteen (1 MW/2 MWh) NEM-tila tulisi aktivoitua, kun varausta on jäljellä 12,5 %, taikka kun se on kasvanut 87,5 %:iin. NEM-tilassa tehoon lisätään, taikka siitä vähennetään ylimääräinen 34 %, jotta saadaan ohjattua varausta haluttuun suuntaan. Määrä lasketaan markkinoille myydyistä reservikapasiteetin

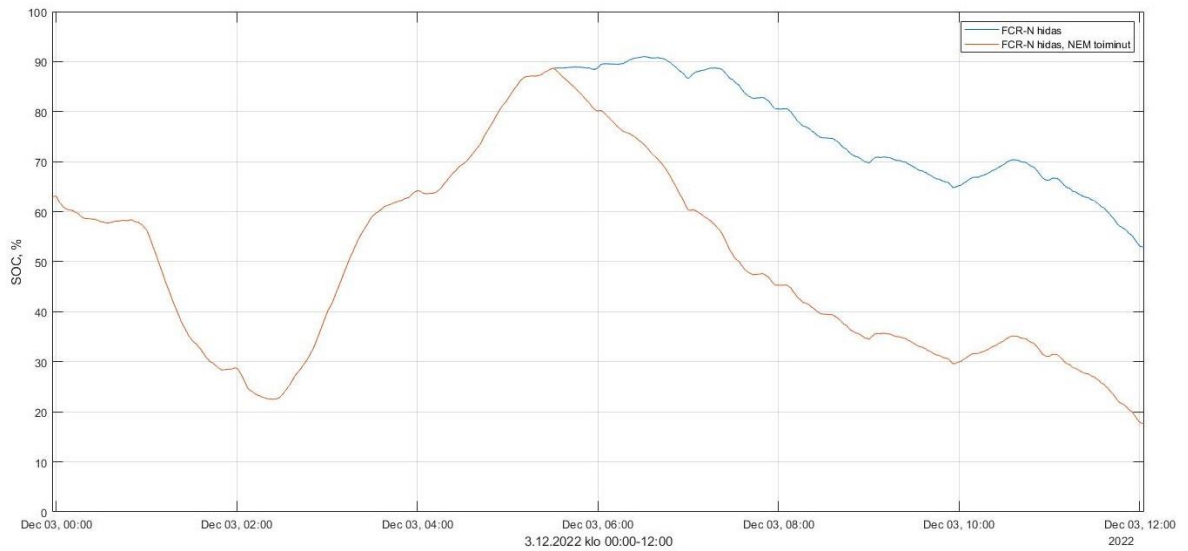
tehosta, eli tässä tapauksessa tehon määrä olisi 340 kW. NEM-tila pysyy aktiivisena niin kauan, että aktivointikykyä on palautettu 57,5 minuutin verran, mikäli taajuus pysyy normaalialueella. Riippuen palautuksen suunnasta, esimerkkitietojen tiedoilla NEM toimisi, kunnes SOC olisi palautettu alarajalta tasoon 47,9 % tai ylärajalta tasoon 52,1 %.

Kuvan 4.18 simuloinnissa SOC kasvaa yli 87,5 % tason joulukuun 3. päivä noin kello 05:30 ja ylittää siten NEM-tilan aktivointikynnyksen. Kuva 4.19 esittää simuloidun NEM-tilan aktivoitumisen kyseiselle kellon ajalle.



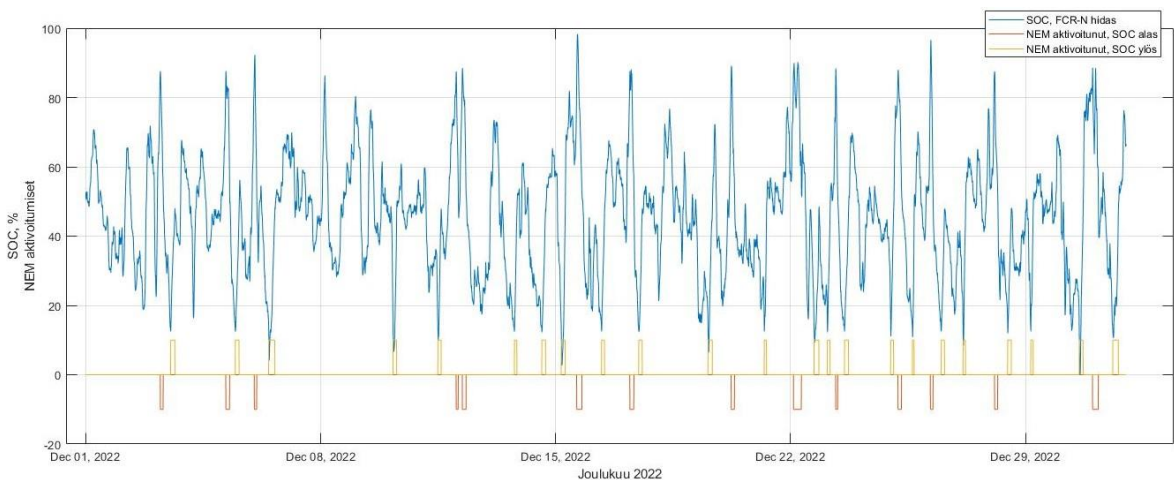
Kuva 4.19 FCR-N simuloitu teho ja NEM-tilan aktivoituminen.

NEM-tilassa tehon taso siirtyy 340 kW alemmaksi, mutta muuten säätö pysyy identtisenä verrattuna tilanteeseen, jossa NEM-tila ei olisi aktivoituneena. Näin kohde kykenee osallistumaan taajuuden hienosäätöön siitä huolimatta, vaikka sen varaustilaa muutetaan aktiivisesti. Vaikka teho NEM-tilassa olisikin eri suuntaan kuin tehon referenssi, kohteen teho muuttuu toivotulla tavalla taajuuden muutoksissa, eli silloin kohde on kuin kuorma, joka osallistuu taajuudensäätöön. Taajuuden hienosäädön kannalta teho käyttäytyy toivotusti, mutta kokonaistaseen kannalta se on kuitenkin väärään suuntaan ja aiheuttaa virhettä taseeseen, joka on kompensoitava muualla (Leiskamo, 2023). Kuva 4.20 esittää akuston varaustilan kehittymisen ilman NEM-tilaa ja NEM-tilan aktivoitumisen kanssa.



Kuva 4.20 FCR-N hidas simuloitu SOC ilman NEM-tilaa ja NEM-tilan aktivoitumisen kanssa.

Varauksenhallinta palauttaa varauksen vaadittuun 52,1 %:iin noin kahdessa tunnissa. Tämän jälkeen varaustila kehittyi vapaasti taajuudensäätöön käytetyn tehon mukaan, samalla tavalla kuin vertailtavana oleva SOC, johon NEM ei ole simuloinnissa vaikuttanut. SOC, johon NEM on vaikuttanut, jatkaa kehittymistään noin 30 % alemmalla tasolla. Kuva 4.21 esittää varaustilan kehittymisen koko kuukauden ajalta, kun käytössä on NEM.



Kuva 4.21 FCR-N hidas simuloitu SOC joulukuussa 2022. Käytössä on NEM ja sen aktivoitumista kuvaavat pulssit ylös- ja alaspäin kuvaajassa. Pulssin leveys kertoo aktivoitumisen keston.

Kuvasta on nähtävissä, että NEM aktivoituu yhteensä 37 kertaa kuukauden aikana, joista 23 kertaa se nostaa varaustasoa ylöspäin ja 14 kertaa laskee alaspäin. Lisäksi SOC ajautuu keran nolnaan kuukauden lopussa, ja pari kertaa lähelle nolaa tai lähelle täyttä kuukauden

aikana, eli normaalitilan varauksen hallinta ei riitä. Näissä tapauksessa tulisi aktivoitua AEM, mutta sitä ei tässä työssä simuloitu. Pienimmällä mahdollisella akuston energiamäärällä 1 MW tehoiselle FCR-N kohteelle, eli 2 MWh:lla, simuloituna akuston käyttö on hyvin syklistä. Tuota syklistä ja varauksen hallinnan tarvetta voi vähentää kasvattamalla akuston energiamäärää, mutta se myös kasvattaa investointikustannuksia.

4.7 Akkujen ikääntyminen

Litiumioniakkujen ikääntyminen heikentää akuston energia- ja tehokapasiteettia. Ikääntymiseen vaikuttaa kaksi mekanismia, syklinen ikä ja kalenteri-ikä. Kalenteri-ikään vaikuttaa voimakkaasti akkujen lämpötila. Lämpötilan noustessa kalenteri-ikä lyhenee (Mongrid et al., 2019). Kalenteri-ikään vaikuttaa myös akun varaustaso. Akuston keskimääräisen varaustason pudottaminen hillitsee akuston kalenteri-ikäntymistä (Minkkinen, 2021). Kalenteri-ikä voidaan pitää akuston maksimi-ikänä, koska akusto ikääntyy riippumatta siitä, käytetäänkö sitä vai ei. Syklinen ikääntyminen voi kuitenkin nopeuttaa akuston käyttöänsä loppua.

Kun sovelluskohtaisesti määriteltyä vähimmäistasoa, normaalisti noin 70–80 % alkuperäisestä energia- ja/tai tehokapasiteetissa ei enää saavuteta, on akusto tullut elinkaarensa loppuun (EOL, End of Life). BMS voi monitoroida jatkuvasti akuston käyttöä ja laskea siten minkä verran akuston kapasiteetti on laskenut uuteen verrattuna ja mikä on akun kunto, (SOH, State of Health).

Sykliseen ikään vaikuttaa syklien määrä ja purkaussyvyys (DOD, Depth of Discharge). DOD tarkoittaa sitä määrää akuston energiakapasiteetista, joka keskimäärin akustosta puretaan ja sinne ladataan yhden syklin aikana. Kuten arvio akkuenergiavaraston hyötysuhteesta, myös kalenteri- ja syklinen ikä vaihtelevat huomattavasti eri lähteiden välillä, sekä niille annetaan vielä huomattavia vaihteluvälejä. Esimerkiksi Minkkisen (Minkkinen, 2021) työhönsä koostaman taulukon mukaan litiumioniakkujen kalenteri-ikä vaihtelee 5–20 vuoden välillä ja syklinen ikä 1 000–20 000 syklin välillä. Mongrid et al. (Mongrid et al., 2019) antaa tutkimuksessaan kiinteät arvot, 10 vuotta kalenteri-ialle ja 3500 sykliä sykliselle iälle 80 %:n purkaussyvyydellä. Kymmenen vuoden pitoajalla akustolla voisi siis olla noin yksi sykli päivässä, kun DOD on 80 %, perustuen Mongrid et al. arvioon.

FCR-N kohteen syklimäärien ja keskimääräisen purkaussyvyyden määrittelemine on haastavaa. Selvää on, että syklejä on enemmän kuin yksi päivässä. Sen lisäksi selvää on, että purkaussyvyys pienimmälläkin mahdollisella energiamäärällä on pienempi kuin 80 %. NEM-tila rajoittaa purkaussyvyyden normaalitilanteessa 75 %:iin, antaen sen vaihdella välillä 12,5–87,5 %. Täysiä 75 %:n, tai yli, syklejä olisi esimerkiksi joulukuussa 2022 tämän työn simulointien perusteella tapahtunut 14 kertaa. Mutta näiden täysien syklien väleissä on huomattavia määriä pienempiä syklejä, joiden purkaussyvyys ja lukumäärä vaihtelee. Kun nämä täysien syklien lukumäärät ja niiden sisällä lukumääräisesti ja purkaussyvydeltään vaihtelevat pienemmät syklit vielä vaihtelevat satunnaisesti vuodenaikojen ja kuukausien kuluessa, aiheuttavat ne haastetta reservikohteen syklien arviointiin. Esimerkiksi joulukuussa 2022 syklejä on ollut karkeasti keskimäärin noin kaksi päivässä ja purkaussyvyys on ollut keskimäärin noin 45 %. Koska useimmat tutkimukset ja julkaisut käsittelevät syklistä ikää käyttäen 100 % purkaussyvyyttä ja voivat päätyä jopa 20 000 sykliin ikää arvioitaessa, olisi sen perusteella odotettavissa, että FCR-N kohdetta voisi operoida pienimmällä uudistuvien teknisten vaatimusten mukaisella akkuvaraston energiamäärällä käyttäen pitoaikana 10 vuoden kalenteri-ikää, syklisten iän tulematta vastaan. Tähän jää kuitenkin epävarmuutta, koska kuten todettua, syklistä ikää on ylipäättään vaikea määritellä ja myös FCR-N kohteen syklejä on vaikeaa määritellä. Varmuutta voi saada kasvattamalla kohteen energiamäärää, jolloin DOD vastaavasti pienenee, mutta silloin se joudutaan tekemään investointikustannuksia kasvattamalla.

Lisäksi, jos ensimmäinen säätökoe suoritetaan uusilla akuilla ja järjestelmässä käytetään pienintä vaadittua energiamäärää, on viiden vuoden päästä säätökoetta uusittaessa varauduttava tinkimään markkinoille myytävästä tehokapasiteetista, johtuen akuston kapasiteetin alenemisesta. Toisaalta ensimmäisen ja toisen säätökokeen väliin jäävän viiden vuoden aikana on hyvin aikaa seurata markkinoiden kehittymistä. Jos olosuhteet ovat suotuisat, voidaan lisätä akuston energiakapasiteettia kompensoimaan alkuperäisen kapasiteetin alenemistä siten, että toisenkin säätökokeen tuloksena saadaan myytyä täysi, kohteen alkuperäinen tehokapasiteetti markkinoille.

5 Kannattavuuslaskelmat

Akkuenergiavaraston kannattavuuden laskentaan käytetään luvussa 3 esitettyjä investointilaskentamenetelmiä, nettonykyarvomenetelmää ja korollisen takaisinmaksuajan menetelmää. Laskelmien tekoon tarvitaan lähtötietoina arviot tulevista kassavirroista, sekä syntyvistä kuluista järjestelmän pitoajalta. Tulevien kassavirtojen arviointiin käytettiin lukuun 2 koottuja historiallisia tietoja taajuuden vakautusreservimarkkinoiden hintakehityksestä. Kustannusten muodostumista arvioidaan seuraavaksi.

5.1 Akkuenergiavaraston kustannukset

Kustannuksien arviointiin käytettiin aiemmin tehtyihin diplomitöihin, sekä alan julkaisuihin ja tutkimuksiin koottuja kustannusarvioita, sekä luvun 4 simulaatiodataa.

5.1.1 Elinkaarikustannusten laskenta

Akkuenergiavaraston elinkaarikustannusten (LCC, Life Cycle Costs) laskentaan löytyy useita lähestymistapoja. Elinkaarikustannukset muodostuvat investointikustannuksista (CAPEX, CAPital EXpenditures), käyttö- ja kunnossapitokustannuksista (OPEX, OPERating EXpenditures), sekä kierrätys- ja hävityskustannuksista. Yhtenä tapana on jakaa investointikustannukset tehon perusteella muodostuviin tehonmuunnoslaitteiston kustannuksiin ja energiamäärän perusteella muodostuviin sähkövaraston kustannuksiin, sekä muihin laitteiston rakentamisesta muodostuviin kustannuksiin (BoP, Balance of Plant). Käyttö- ja kunnossapitokustannukset voidaan jakaa kiinteisiin ja muuttuviin kustannuksiin. Kierrätys- ja häviökustannuksista ei ole akkuenergiavarastojen tapauksessa vielä kovin paljon käyttökokeuksia, joten niitä ei yleensä tutkimuksissa huomioida (Minkkinen, 2021).

Tehonmuunnoslaitteistolle voidaan laskea investointikustannus yhtälöllä

$$C_{PCS} = c_{PCS} S_{PCS} \quad (5.1)$$

jossa c_{PCS} on tehonmuunnoslaitteiston yksikköhinta (€/kVA) ja S_{PCS} on tehonmuuntolaitteiston nimellisteho (kVA). Akusto-osan investointikustannus voidaan laskea yhtälöllä

$$C_{sv} = c_{sv} E_{sv} \quad (5.2)$$

jossa c_{sv} on sähkövaraston yksikköhinta (€/kWh) ja E_{sv} on sähkövaraston koko (kWh). Koko akkuenergiavaraston investointikustannus voidaan laskea yhtälöllä

$$C_{inv} = C_{PCS} + C_{sv} + C_{BoP} \quad (5.3)$$

jossa C_{BoP} on muut laitteiston rakentamisesta syntyvät kustannukset. Muita kustannuksia ovat esimerkiksi verkkoliityntä, suunnittelu, maankäyttö ja rakennukset.

Käyttö- ja kunnossapitokustannukset (C_{OPEX}) voidaan jakaa kiinteisiin ($C_{OPEX, kiint.}$) kustannuksiin ja muuttuviin ($C_{OPEX, muut.}$) kustannuksiin. Muuttuvat kustannukset riippuvat esimerkiksi sähkön hinnasta ja vuoden käyttötunneista, mutta kiinteät kustannukset eivät vaihtelee esimerkiksi edellä mainituista seikoista.

Laitteiston kierrätyksestä ja hävittämisestä on vähän kokemuksia. Siitä syntyy kustannuksia, mutta toisaalta järjestelmällä on myös jäännösarvoa, ja on siten vaikeaa arvioida, mitkä olisivat kustannukset laitteiston kierrättämisestä ja hävittämisestä. Kun kierrätys- ja hävityskustannukset jätetään huomioimatta, saadaan akkuenergiavaraston elinkaarikustannukset laskettua yhtälöllä

$$LCC_{BESS} = C_{inv} + \sum_{i=1}^T \alpha_i C_{OPEX} \quad (5.4)$$

jossa T on järjestelmän pitoaika vuosina ja α_i on vuoden i diskonttauskerroin.

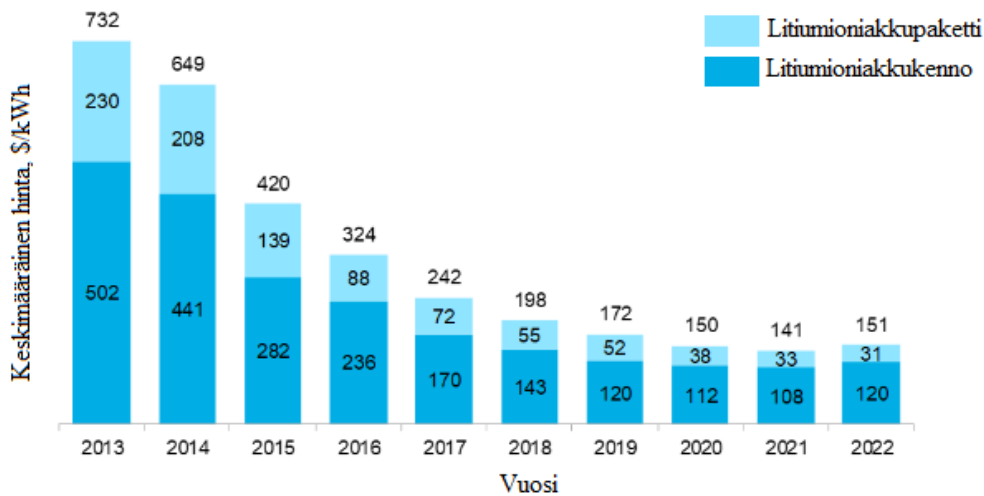
5.1.2 Litiumioniakkujen hintakehitys

Litiumioniakkujen hintoja on viime vuosina totuttu pitämään jatkuvasti laskevinä. Vuodesta 2013 vuoteen 2021 on nähty litiumioniakkujen keskimääräisien hintojen putoavan noin 80 %. Tämän hintakehityksen veturina on toiminut pääasiassa sähköautoteollisuus. (BloombergGreen, 2023)

Akkujen ensimmäinen valmiusaste on kenno, jolla on yksittäiset anodi sekä katodi, ja joka muuttaa kemiallisen energian sähköenergiaksi. Kun kennoja aletaan kytkeä sarjaan ja/tai rinnan, saadaan tästä yhdistelmästä moduuli. Kun moduuleita järjestellään ja pakataan sopivasti, kytketään ne haluttua jännitettä silmällä pitäen ja varustetaan ne akunhallintajärjestelmällä, saadaan moduuleista, tai joskus pelkistä kennoista, koottua akkupaketti.

Vuodelle 2022 nähtiin akkupakettien hinnoissa kuitenkin 7 % nousu, johtuen materiaalien ja komponenttien hintojen noususta, COVID-pandemian aiheuttamista globaaleista kuljetusketjuhaasteista, sekä kohoavasta inflaatiosta. Hintojen ei odoteta lähtevän laskuun ennen vuotta 2024. (Energy Storage News, 2022)

Keskimääräisen akkupaketin hinnan putoamista 100 dollariin on pidetty eräänlaisena hintakehityksen rajapyykkinä, joka kiihdyttää alan kasvua entisestään. Sen on aiemmin ennustettu tapahtuvan vuonna 2023, mutta hintojen nousun myötä ennustetta on nyt siirretty vuoteen 2026 (Energy Storage News, 2022). Kuva 5.1 esittää volyympainotetun keskihinnan dollareissa sähköajoneuvojen ja akkuenergiavarastojen litiumioniakkukennoille ja -paketeille. Kuvan aineistoon on kerätty yhteensä 178 hintatietoa henkilöautoista, busseista, hyötyajoneuvoista ja energiavarastoista.



Kuva 5.1 Volyymipainotettu keskihinta ja hinnan jakautuminen kennon ja paketin välille. (BloombergNEF, 2022)

Kuvasta nähdään vuodelle 2022 akkupaketin hinnan nousseen 151 \$ tasolle, joka ylittää jopa vuoden 2020 tason. Vuodelle 2023 BNEF (BloombergNEF, 2022) ennustaa hintojen pysyttelevän samassa tasossa kuin vuonna 2022.

Lisäksi kuvasta nähdään, että kennon ja paketin välinen suhde hinnassa on muuttunut. Kennon ja paketin hinnan suhdetta on totuttu pitämään noin 70:30 suuruisena, mutta se on muuttunut vähitellen (Energy Storage News, 2022). Vuodelle 2022 suhde on kuvan mukaan jo noin 80:20. Kennojen kustannusten kehittymistä voidaankin pitää erityisen herkkänä materiaali- ja komponenttikustannusten vaihtelulle (Energy Storage News, 2022). Toisaalta myös akkupakettien valmistamisesta on tullut kustannustehokkaampaa (BloombergNEF, 2022).

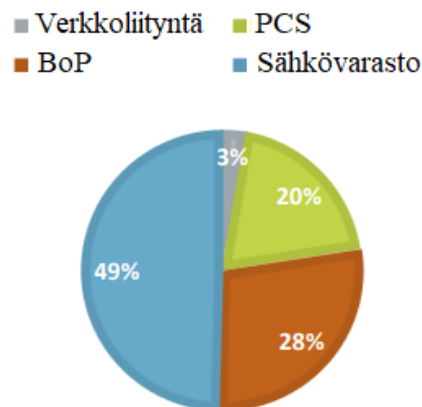
Halvimmat akkupaketit alueellisesti ovat saatavilla Kiinasta, noin 127 \$/kWh. Yhdysvalloissa akkupaketin hinta on 24 % kalliimpi kuin Kiinassa, ja Euroopassa vastaavasti 33 % kalliimpi kuin Kiinassa. Yhdysvaltojen ja Euroopan korkeammat hinnat heijastavat näiden markkinoiden suhteellista epäkypsyyttä. Muun muassa suuremmat tuotantokustannukset ja suuret akkujen tuontimäärät, samoin kuin esimerkiksi sovelluskohtaisesti räätälöidyt tilaukset, nostavat hintoja korkeammalle tasolle. (BloombergNEF, 2022)

LFP akkuteknologiana on kasvattanut suosiotaan viime vuosina akkuenergiavarastoissa, pääasiassa hinnan, mutta myös esimerkiksi paremman lämmönkeston ja fyysisen rasituksen keston vuoksi. LFP käyttää litiumkarbonaattia valmistuksessa raaka-ainemateriaalina enemmän kuin NMC teknologia, jonka sen on ajateltu korvaavan. Juuri litiumkarbonaatin hinta on kuitenkin noussut viime aikoina merkittävästi, joka vaikuttaa erityisen paljon LFP

akkujen hintoihin. Halvemman katodikemian laajempi käyttöönotto akkuteknologiassa on hillinnyt hieman keskimääräisen akkukennon hinnan nousua, mutta kuitenkin samaan aikaan LFP akkukensojen hinnat ovat nousseet vuodesta 2021 keskimäärin 27 % vuoteen 2022. LFP hinnat kuitenkin edelleen pysyivät noin 20 % NMC hintoja alempana. (Energy Storage News, 2022)

5.1.3 Investointikustannusarvio

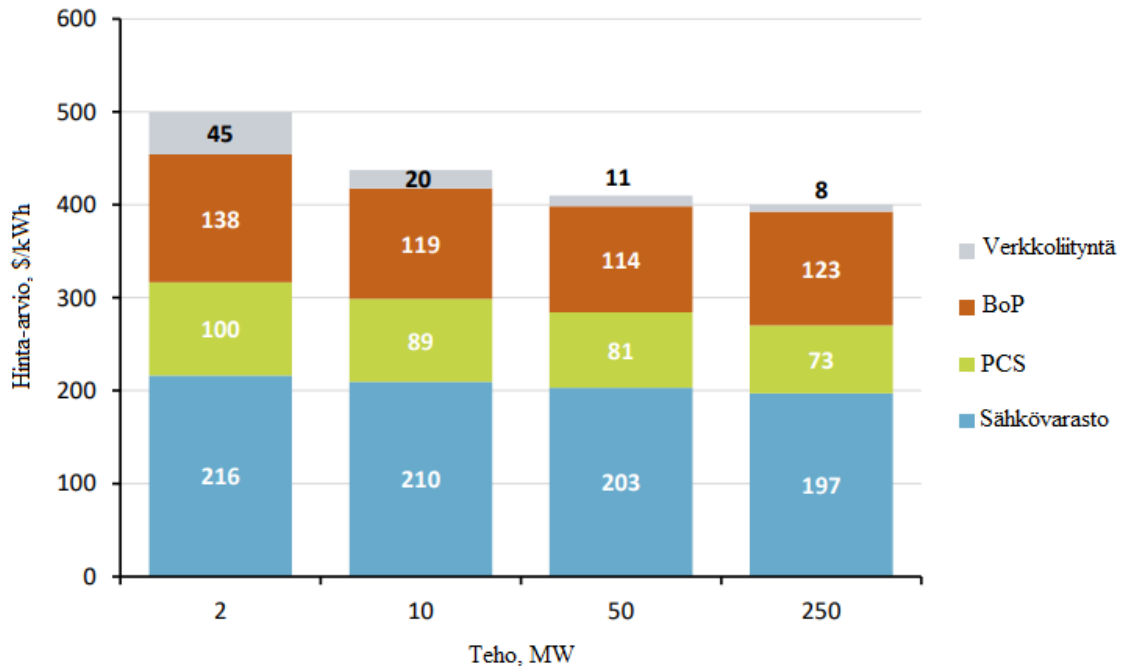
Arviot akkuenergiavaraston investointikustannuksista vaihtelevat huomattavasti eri lähteiden välillä. Lisäksi tutkimukset ja julkaisut usein painottuvat Pohjois-Amerikan markkinoille. Suuren energiamäärän akkuenergiavaraston kustannuksista suurin osa muodostuu sähkövarastosta kuvan 5.2 mukaisesti.



Kuva 5.2 Kustannusten jakautuminen 50 MW/100 MWh BESS-projektissa LFP tekniikalla. PCS kattaa tehonmuunnososan ja BoP muut oheiskustannukset. (mukaiillen Rystad Energy, 2023)

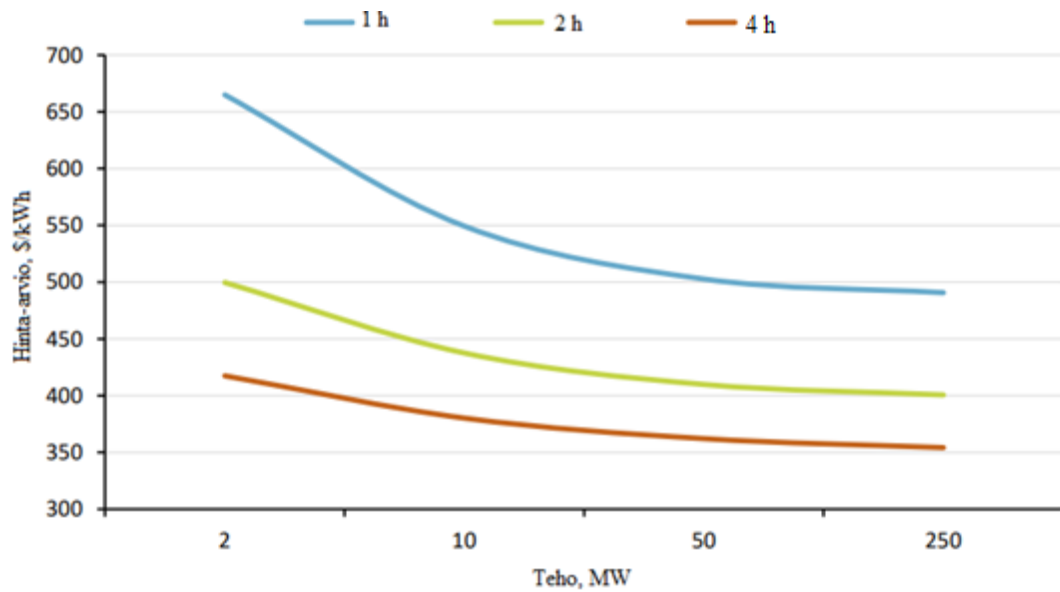
Sähkövaraston osuus investointikustannuksista on noin puolet esimerkkitapauksessa. Varasto-osan energiamäärän kasvattaminen kasvattaa vastaavasti siivua investointikustannuksista. PCS sisältää itse tehonmuunnoslaitteiston lisäksi kaiken laitteiston ohjauksen ja kommunikaation. Verkkoliitynnän osuus sisältää kustannukset verkkoon liittymiseksi, sisältäen esimerkiksi kaapeloinnin verkkoon ja sähköaseman. Mitä suuremmaksi projekti kasvaa akkuvaraston energiamäärän kannalta, sitä pienemmäksi verkkoliitynnän osuus painuu. BoP sisältää kaikki muut investointikulut, kuten kaiken suunnittelun, rakennustyöt, luvat, rahtikulut, tarvittavan maa-alan ja rakennukset. (Rystad Energy, 2023)

Akkuenergiavaraston CAPEX/kWh pienenee mitä suuremmaksi projekti kasvaa. Kuva 5.3 esittää investointikuluarvion neljälle eri tehoiselle kahden tunnin akkuenergiavarastolle LFP akuilla. Kahdella tunnilla tarkoitetaan esimerkiksi 2 MW:n teholla 4 MWh:n energiamäärää, eli ajallista kestoa täydestä varaustasosta tyhjäksi, kun akku purkaa täydellä teholla.



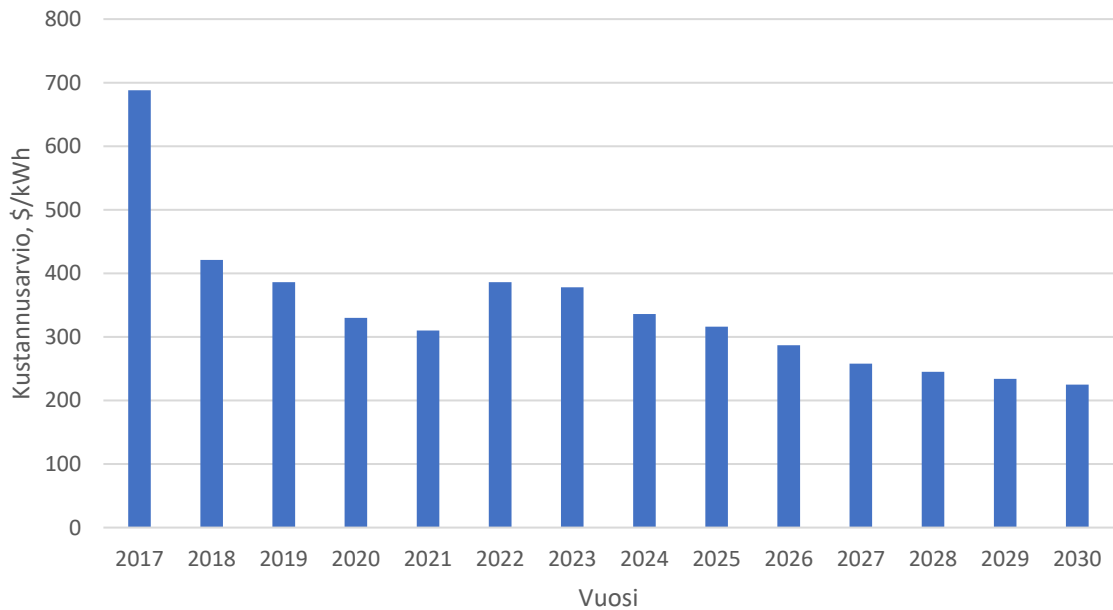
Kuva 5.3 CAPEX 2:n tunnin LFP akkuteknologian akkuenergiavarastoille neljällä eri teholla. (mukaillen Rystad Energy, 2023)

Kuvasta nähdään, että kaikki muut kustannukset/kWh pienenevät, kun akkuenergiavaraston teho kasvaa, mutta BoP osuuden CAPEX alkaa kasvamaan suurimman projektin tapauksessa. Tämä johtuu siitä, että kun projekti kasvaa tarpeeksi suureksi, alkaa suuren projektin tarvitsemat pitkä aika ja suurempi tarvittava resurssimäärä kasvattamaan osuuttaan kulurakenteessa. (Rystad Energy, 2023) Akkuenergiavaraston CAPEX/kWh pienenee myös siinä tapauksessa, että varasto-osan energiamäärä kasvaa. Kuva 5.4 esittää CAPEX:n kehitystä akkuenergiavaraston tehon ja varasto-osan energiamäärän vaikutuksesta.



Kuva 5.4 Akkuenergiavaraston CAPEX:n kehitys energiamäärän ja tehon mukaan. (mukaillen Rystad Energy, 2023)

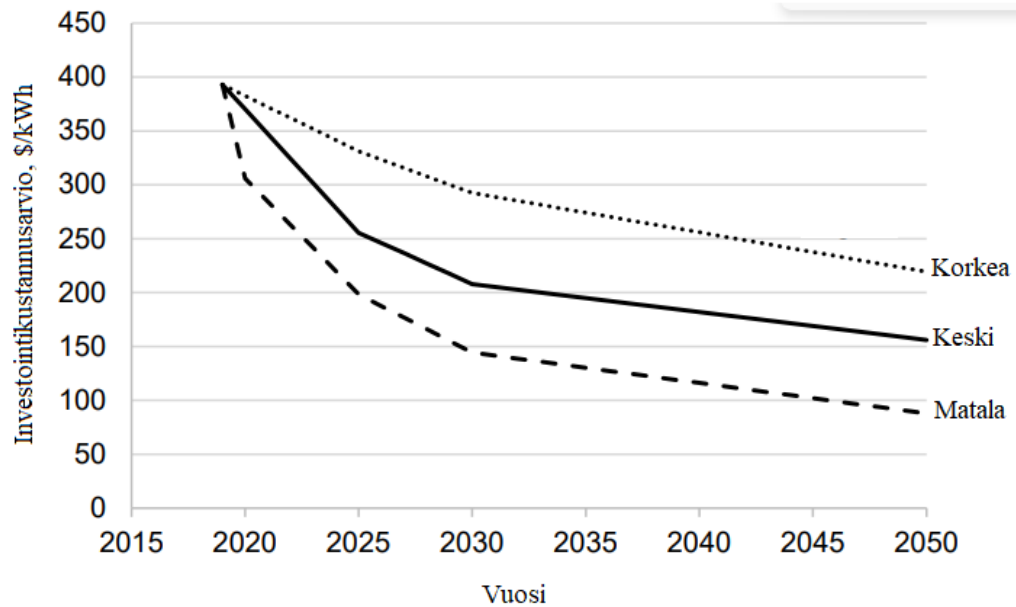
Suuremman energiamäärän akkuenergiavarasto tarvitsee suuremman määrän akkumateriaalia, monimutkaisemman BMS:n ja kehittyneen lämmönhallintajärjestelmän (TMS, Thermal Management System). Mutta jos tehoa ei ole tarvetta kasvattaa, voi saman tehoisella tehonmuunnoslaitteistolla ja verkkoliitynnällä operoida suuremman energiamäärän akkuenergiavarastoa, joka pienentää CAPEX/kWh suhdetta kuvan mukaisesti. Sen lisäksi energiamäärän kasvattaminen varasto-osassa kasvattaa järjestelmän energiatiheyttä, suunnittelukustannusten kasvamatta tai projektin toteutettavuuden kärsimättä. Litiumioniakkuenergiavaraston tehon ollessa 2 MW, projektin kustannukset voivat olla 665 \$/kWh 2 MWh akustolla. Kun saman tehoisen akkuenergiavaraston energiamäärä on nelinkertainen, 8 MWh, voivat investointikustannukset pudota 417 \$/kWh tasolle. Näin ollen 2 MW/2 MWh akkuenergiavarastoprojektin investointikustannus olisi 1,33 M\$ ja 2 MW/8 MWh projektin 3,33 M\$. (Rystad Energy, 2023) Kuva 5.5 esittää suuren neljän tunnin energiamäärän sisältävän akkuenergiavaraston investointikustannusarvion toteutuneen ja ennustetun kehityksen vuosille 2017–2030.



Kuva 5.5 Suuren neljän tunnin akkuenergiavaraston toteutunut ja ennustettu investointikustannusarvion kehitys vuosille 2017-2030. (mukaillen BloombergNEF, 2022)

Kuvasta on nähtävillä huomattava hintojen nousu vuodelle 2022. Vaikka pelkkien akkupakkettien hinnat nousivat 2021–2022 noin 7 %, tarvitsee akkuenergiavarasto joukon muitakin laitteistoa. Näiden laitteistojen, sekä akkuenergiavarastoprojektiin liittyvien kehittäjien, rakentajien ja järjestelmäintegraattoreiden kustannusten nousu, sekä kaikkiin edellä mainittuihin vaikuttava kohonnut inflaatio on nostanut suuren neljän tunnin akkuenergiavaraston investointikustannuksia peräti 28 % vuodelle 2022 edelliseen vuoteen verrattuna, asettuen 386 \$/kWh tasoon (BloombergGreen, 2023).

Kuva 5.6 esittää neljän tunnin akkuenergiavaraston investointikustannusten kehityksen aina vuoteen 2050 saakka kolmella eri skenaariolla. Arvio on vuodelta 2020 eikä siinä siten ole huomioitu vuoden 2022 nousua hinnoissa.



Kuva 5.6 Korkean, keskimääräisen ja matalan skenaarion investointikustannusarvion kehitys neljän tunnin akkuenergiavarastolle. (NREL, 2020)

Kuvasta on nähtävissä, että kaikissa skenaarioissa hintojen odotetaan laskevan. Vuodelle 2022 tapahtunutta hintojen nousua ei tässäkään tapauksessa ole voitu tunnistaa etukäteen. Jopa korkean hinnan skenaario tässä kustannuskehitysarviossa on pienempi, kuin toteutuneet hinnat vuodelle 2022 BloombergGreen:n (BloombergGreen, 2023) mukaan. Vuoden 2022 hintojen noususta huolimatta tämän kyseisen vuoden 2020 kustannuskehitysarvion keskimääräinen hintakehitys vuodelle 2030 on samaa tasoa kuvan 5.5 kustannuskehitysarvion kanssa, hieman päälle 200 \$/kWh.

Yhteenvedona voidaan todeta, että kustannusarvioon vaikuttavat yhtäaikaisesti useat eri seikat. Siihen vaikuttaa esimerkiksi käytetty akkuteknologia, kuten myös se missä akut valmistetaan ja missä itse akkuenergiavarastoprojekti toteutetaan. Lisäksi kustannuksiin vaikuttaa luonnollisesti voimakkaasti akkuenergiavaraston teho ja energiamäärä. Kustannuksia CAPEX/kWh on mahdollista pienentää rakentamalla energiamäärältään suurempi akkuenergiavarasto kasvattamatta laitteiston tehoa. Vakautusreservimarkkinoille suunnatussa akkuenergiavarastossa se ei kuitenkaan hyödytä mitään, koska kassavirrat ovat tehoerusteisia ja vaadittu energiakapasiteetti määräytyy markkinoille myydyin tehon mukaisesti tuotekohtaisesti.

5.1.4 Käyttö- ja kunnossapitokustannusarvio

Kuten investointikustannusarviot, myös käyttö- ja kunnossapitokustannusarviot vaihtelevat suuresti eri lähteiden välillä. Ne myös riippuvat sähkön hinnasta ja laitteiston käyttötarkoituksesta. Alan tutkimuksissa on nähtävillä kahdenlaista tapaa arvioida OPEX-kustannuksia. Joissakin lähteissä on laskettu kustannukset käyttäen tehoon perustuvaa kiinteää vuosikustannusta ja sen lisäksi energiaan perustuvaa muuttuvaa kustannusta. Joissain on käytetty pelkästään kiinteää kustannusta.

Esimerkiksi Mongrid et al. käyttää omassa tutkimuksessaan kiinteille kustannuksille arvoa 10 \$/kW ja muuttuville kustannuksille arvoa 0,0003 \$/kWh. Mongrid et al. tutkimukseensa koostamassa yhteenvedossa viiden eri tutkimuksen kiinteät kustannukset vaihtelevat välillä 6–20 \$/kWh. Kolmessa kyseisen yhteenvedon tutkimuksessa ei ole käytössä ollenkaan muuttuvia kustannuksia ja kahdessa, joissa niitä käytetään, on arvoksi määritelty 0,0003 \$/kWh. (Mongrid et al., 2019)

Edellä esitetyillä Mongrid et al. käyttämillä arvoilla (kiinteä 10 \$/kW ja muuttuva 0,0003 \$/kWh) tulisi luvun neljä simuloinneissa käytetylle FCR-N esimerkikohteelle (1,34 MW/2 MWh) käyttö- ja kunnossapitokustannuksia vuodessa euroiksi muutettuna (kurssilla 1 USD = 0,9 EUR) noin 12 k€/a. Taulukkoon 4.5 koostettujen häviöiden mukaan laskettuna, FCR-N kohteelle kertyy nykyisillä sähkön hinnoilla jo noin 20 k€/a vuotuiset kulut pelkästään häviöistä, joten Mongrid et al. käyttämiä arvoja ei voi soveltaa tässä tapauksessa. Toisaalta kyseinen OPEX laskentatapa antaa käytännössä saman tuloksen saman tehoiselle FCR-D akkuenergiavarastolle, noin 12 k€/a. Kuitenkin FCR-D kohteen häviöenergiälasku vuodessa olisi vain murto-osa FCR-N kohteesta, pelkästään taajuudensäädöstä syntyneiden häviöiden jäädessä muutamaan kymmeneen euroon vuodessa.

Yllä esitetty esimerkki avaa problematiikkaa liittyen OPEX-kustannuksien arviointiin käyttämällä kiinteää OPEX/kW ja mahdollisesti lisäksi muuttuvaa OPEX/kWh arvoa, ottamatta huomioon akkuenergiavaraston käyttötarkoitusta.

5.2 Lähtötiedot

Taulukko 5.1 esittää kannattavuuslaskelmissa käytetyt lähtötiedot.

Taulukko 5.1 Kannattavuuslaskelmien lähtötiedot.

		Hankinta- meno	Vuosittaiset kustannukset	Vuosittaiset tuotot	Huomioita
FCR-N vuo- simark- kina	Yksikköhinta	600 €/kWh	20 €/kW,a	19,10 €/MW,h	2 viikkoa poissa mark- kinoilta eri syistä per vuosi. Toisen sää- tökokeen jäl- keen reservi- kapasiteetti alenee 10 %.
	Määrä	2000 kWh	1340 kW	8424 h, 1 MW vuodet 1–5 0,9 MW vuodet 6–10	
	Yhteensä	1 200 000 €	26 800 €/a	160 900 €/a vuodet 1–5 144 800 €/a vuodet 6–10	
FCR-N tunti- markkina	Yksikköhinta	600 €/kWh	20 €/kW,a	37,56 €/MW,h	Pysyvyys tuntimarkki- noilla 4000 h vuodessa. Toisen sää- tökokeen jäl- keen reservi- kapasiteetti alenee 10 %.
	Määrä	2000 kWh	1340 kW	4000 h, 1 MW vuodet 1–5 0,9 MW vuodet 6–10	
	Yhteensä	1 200 000 €	26 800 €/a	150 200 €/a, vuodet 1–5 135 200 €/a, vuodet 6–10	
FCR-D ylös vuo- simark- kina	Yksikköhinta	1810 €/kWh	6,50 €/kW,a	2,81 €/MW,h	2 viikkoa poissa mark- kinoilta eri syistä per vuosi.
	Määrä	370 kWh	1000 kW	8424 h	
	Yhteensä	670 000 €	6500 €/a	23 700 €/a	
FCR-D ylös tunti- markkina	Yksikköhinta	1810 €/kWh	6,50 €/kW,a	13,63 €/MW,h	Pysyvyys tuntimarkki- noilla 4000 h vuodessa.
	Määrä	370 kWh	1000 kW	4000 h, 1 MW	
	Yhteensä	670 000 €	6500 €/a	54 500 €/a	
FCR-D alas vuo- simark- kina	Yksikköhinta	1810 €/kWh	6,50 €/kW,a	9,99 €/MW,h	2 viikkoa poissa mark- kinoilta eri syistä per vuosi.
	Määrä	370 kWh	1000 kW	8424 h	
	Yhteensä	670 000 €	6500 €/a	84 200 €/a	
FCR-D alas tunti- markkina	Yksikköhinta	1810 €/kWh	6,50 €/kW,a	28,92 €/MW,h	Pysyvyys tuntimarkki- noilla 4000 h vuodessa.
	Määrä	370 kWh	1000 kW	4000 h, 1 MW	
	Yhteensä	670 000 €	6500 €/a	115 700 €/a	
Laskentakorkokanta 10 %. Pitoaika 10 a. Jäännösarvo 0 €.					

Kassavirtojen arviointiin käytetään tuoreinta koko vuotta koskevaa hintatietoa. Vuosimarkkinahinnat ovat vuoden 2023 hintoja ja tuntimarkkinahinnat vuoden 2022 tuntimarkkinoiden keskimääräistä tuntihintaa. Vuosimarkkinoilta lähtötiedoissa arvioidaan oltavan poissa kaksi viikkoa vuosittain eri syistä, kuten viankorjauksista ja huolloista johtuen. Tuntimarkkinoille arvioidaan pysyvyydeksi 4000 h. Pysyvyyden määränä käytetään samaa tuntimäärää kuin Fingridin laatimassa ansaintamalliesimerkissä käytetään (Fingrid, 2023m). Laskentakorkokanta laskelmissa on 10 %, pitoaika kaikissa tapauksissa on 10 vuotta ja jäännösarvoa ei oteta huomioon. FCR-N kohteille ei investointivaiheessa rakenneta ylimääräistä

kapasiteettia energiamäärään, siten tehokapasiteetin oletetaan laskevan 10 % toisen säätökokeen myötä. FCR-D kohteille rakennetaan energiamäärä alusta alkaen niin, että toisessa säätökokeessa vielä pystytään 20 minuutin täyteen aktivointiin, vaikka energiakapasiteetti puutoisi 10 % ensimmäisen viiden vuoden aikana.

FCR-N kohteiden investointikustannus perustuu alaluvussa 5.1.3 esitettyihin arvioihin kustannuksista. FCR-D kohteiden investointikustannusta on pyritty arvioimaan FCR-N:n investointikustannukseen perustuen. Pelkkien akkujen kustannuksen on arvioitu FCR-N kohteessa olevan 200 €/kWh, jolloin niiden osuudeksi investointikustannuksista tulisi 400 k€. Muut kustannukset siten olisivat 800 k€ FCR-N kohteissa. Tuo FCR-N kohteen muiden kustannusten muodostama 800 k€ osuus on jaettu FCR-D kohteen ollessa kyseessä 1,34:lla. Tämä siitä syystä, että FCR-N kohteen teho on 1,34 kertaa suurempi kuin FCR-D kohteen, johtuen NEM-tilan vaatimasta tehomarginaalista. Tästä muodostunutta summaa, n. 597 k€, on käytetty FCR-D kohteelle muiden kustannuksien kuin akkujen osalta. Akkujen osalta FCR-D kohteelle on käytetty samaa 200 €/kWh kuin arvioitiin FCR-N kohteissakin niiden kustannusten olevan, jolloin pelkkien akkujen hinnaksi FCR-D kohteessa 370 kWh energiamäärällä muodostuu 74 k€. Näin FCR-D kohteen kokonaisinvestointikustannuksiksi on arvioitu 597 k€ + 74 k€ ≈ 670 k€. Poikkeuksellinen teho-energiasuhde (1:0,37) suhteellisen pienellä energiamäärällä johtaa huomattavan korkeisiin CAPEX/kWh kustannuksiin, niiden ollessa 1810 €/kWh lähtötiedoissa.

5.3 Tulokset

Nykyarvoa laskettaessa kaikkien laskettavien kohteiden tuotot ja kustannukset valituilla lähtötiedoilla diskontattiin investointihetkeen. Taulukko 5.2 esittää esimerkinomaisesti FCR-N vuosimarkkina osallistuvan kohteen tuotot ja kustannukset järjestelmän pitoajalta.

Taulukko 5.2 FCR-N vuosimarkkinakohteen investointihetkeen diskontatut tuotot ja kustannukset järjestelmän pitoajalta.

Pitoajan vuosi	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Tuotto markkinoilta, k€/a	160,9	160,9	160,9	160,9	160,9	144,8	144,8	144,8	144,8	144,8
Investointihetkeen diskontattu tuotto, k€/a	146,3	133,0	120,9	109,9	99,9	81,7	74,3	67,6	61,4	55,8
OPEX, k€/a	26,8	26,8	26,8	26,8	26,8	26,8	26,8	26,8	26,8	26,8
Investointihetkeen diskontattu OPEX, k€/a	24,4	22,1	20,1	18,3	16,6	15,1	13,8	12,5	11,4	10,3
Nettotuotto, k€/a	121,9	110,8	100,8	91,6	83,3	66,6	60,6	55,0	50,0	45,5

Valitulla laskentakorkokannalla järjestelmän pitoajan viimeisen vuoden nettotuotto on enää noin kolmanneksen ensimmäisen vuoden nettotuotosta. Taulukko 5.3 esittää kohteiden lasketut nettonykyarvot investointihetkeen diskontattuna.

Taulukko 5.3 Kohteiden nettonykyarvot diskontattuna investointihetkeen.

Kohde	NPV
FCR-N vuosimarkkina	-414 000 €
FCR-N tuntimarkkina	-477 000 €
FCR-D ylös vuosimarkkina	-564 000 €
FCR-D ylös tuntimarkkina	-375 000 €
FCR-D alas vuosimarkkina	-192 000 €
FCR-D alas tuntimarkkina	1 000 €

Kaikki investoinnit lukuun ottamatta FCR-D alas tuntimarkkinaa, ovat tappiollisia valituilla lähtötiedoilla eivätkä maksa itseään takaisin pitoajan puitteissa. FCR-D alas tuntimarkkina-kohte maksaisi itsensä takaisin 9,97 vuodessa ja sen nettonykyarvo olisi noin 1000 € positiivinen, joten sitäkään ei voida pitää houkuttelevana investointina valituilla lähtötiedoilla.

5.4 Herkkyysanalyysijä

Taulukko 5.4 esittää valituilla lähtötiedoilla raskaasti tappiolliseksi osoittautuneen FCR-N vuosimarkkinakohteen investointilaskelmien tueksi laaditun herkkyysanalyysin, jossa muutetaan investointikustannuksia ja nettotuottoja pitoajalta ± 25 % yhtäaikaisesti, taikka erikseen.

Taulukko 5.4 FCR-N vuosimarkkinakohteen investointihetken diskontatun nettonykyarvon kehitys investointikustannusten ja pitoajan nettotuottojen muuttuessa.

Nettokykyarvo investointihetken diskontattuna, €												
		Muutos investointikustannuksissa, %										
		25	20	15	10	5	0	-5	-10	-15	-20	-25
Muutos nettotuotoissa pitoajalta, %	-25	-910 432	-850 432	-790 432	-730 432	-670 432	-610 432	-550 432	-490 432	-430 432	-370 432	-310 432
	-20	-871 128	-811 128	-751 128	-691 128	-631 128	-571 128	-511 128	-451 128	-391 128	-331 128	-271 128
	-15	-831 823	-771 823	-711 823	-651 823	-591 823	-531 823	-471 823	-411 823	-351 823	-291 823	-231 823
	-10	-792 518	-732 518	-672 518	-612 518	-552 518	-492 518	-432 518	-372 518	-312 518	-252 518	-192 518
	-5	-753 214	-693 214	-633 214	-573 214	-513 214	-453 214	-393 214	-333 214	-273 214	-213 214	-153 214
	0	-713 909	-653 909	-593 909	-533 909	-473 909	-413 909	-353 909	-293 909	-233 909	-173 909	-113 909
	5	-674 605	-614 605	-554 605	-494 605	-434 605	-374 605	-314 605	-254 605	-194 605	-134 605	-74 605
	10	-635 300	-575 300	-515 300	-455 300	-395 300	-335 300	-275 300	-215 300	-155 300	-95 300	35 300
	15	-595 996	-535 996	-475 996	-415 996	-355 996	-295 996	-235 996	-175 996	-115 996	-55 996	4 004
	20	-556 691	-496 691	-436 691	-376 691	-316 691	-256 691	-196 691	-136 691	-76 691	16 691	43 309
	25	-517 387	-457 387	-397 387	-337 387	-277 387	-217 387	-157 387	-97 387	37 387	22 613	82 613

Taulukosta on nähtävillä, että investoinnista ei saa kannattavaa valituilla lähtötiedoilla muutoin kuin hyvin voimakkailla positiivisilla skenaarioilla, jotka koskevat yhtä aikaa molempia tämän skenaarion muuttujia, investointikustannuksia sekä tulevia nettotuottoja. Taulukko 5.5 esittää herkkyyksianalyysin samoilla muuttujilla FCR-D alas tuntimarkkinakohteen nettonykyarvon suhteen, joka osoittautui ainoana positiiviseksi laskelmissa.

Taulukko 5.5 FCR-D alas tuntimarkkinakohteen investointihetken diskontatun nettonykyarvon kehitys investointikustannusten ja pitoajan nettotuottojen muuttuessa.

Nettokykyarvo investointihetken diskontattuna, €												
		Muutos investointikustannuksissa, %										
		25	20	15	10	5	0	-5	-10	-15	-20	-25
Muutos nettotuotoissa pitoajalta, %	-25	-334 260	-300 760	-267 260	-233 760	-200 260	-166 760	-133 260	-99 760	-66 260	-32 760	740
	-20	-300 711	-267 211	-233 711	-200 211	-166 711	-133 211	-99 711	-66 211	-32 711	789	34 289
	-15	-267 161	-233 661	-200 161	-166 661	-133 161	-99 661	-66 161	-32 661	839	34 339	67 839
	-10	-233 612	-200 112	-166 612	-133 112	-99 612	-66 112	-32 612	888	34 388	67 888	101 388
	-5	-200 063	-166 563	-133 063	-99 563	-66 063	-32 563	937	34 437	67 937	101 437	134 937
	0	-166 513	-133 013	-99 513	-66 013	-32 513	987	34 487	67 987	101 487	134 987	168 487
	5	-132 964	-99 464	-65 964	-32 464	1 036	34 536	68 036	101 536	135 036	168 536	202 036
	10	-99 415	-65 915	-32 415	1 085	34 585	68 085	101 585	135 085	168 585	202 085	235 585
	15	-65 865	-32 365	1 135	34 635	68 135	101 635	135 135	168 635	202 135	235 635	269 135
	20	-32 316	1 184	34 684	68 184	101 684	135 184	168 684	202 184	235 684	269 184	302 684
	25	1 233	34 733	68 233	101 733	135 233	168 733	202 233	235 733	269 233	302 733	336 233

Taulukosta voi päätellä, että kohde on juuri ja juuri kannattava perusskenaariolla. Jos yhtä muuttujaa muutetaan negatiivisen skenaarion suuntaan, kohde muuttuu välittömästi kannattamattomaksi. Jos toista muuttujaa muutetaan sen jälkeen positiivisen skenaarion suuntaan, muuttuu kohde jälleen kannattavaksi. Samalla logiikalla on mahdollista edetä koko taulukon läpi, jos toista muuttujaa muutetaan vaikkapa 15 % negatiiviseen suuntaan, mutta toista 15 % positiiviseen, säilyy kohde kannattavana. Voidaan kuitenkin todeta, että kymmenen

vuoden pitoaika huomioon ottaen tuottoisaa kohteesta ei saa muutoin kuin kaikista voimakkaimmilla positiivisilla skenaarioilla, jotka koskevat yhtä aikaa sekä investointikustannuksia, että nettotuottoja.

Herkkyysanalyysiä olisi tietysti mahdollista tehdä vielä yksityiskohtaisemmin, kuten laskentakorkokannan, pysyvyysmäärien taikka käyttö- ja kunnossapitokustannusten suhteen. Käytännössä laskentakorkokannan kasvattaminen, kuten käyttö- ja kunnossapitokustannuksienkin, taikka pysyvyystuntien määrän supistaminen pienentää vuosittaisia nettotuottoja, jotka edellä esitetyissä herkkyysanalyyseissä olivat mukana. Vastaavasti laskentakorkokannan tai OPEX kustannuksien supistuminen, taikka pysyvyystuntien määrän suurentuminen, kasvattavat vuosittaisia nettotuottoja. Jos laskentakorkokannaksi valitaan esimerkiksi 5 %, muuttuvat laskelmat kannattavampaan suuntaan. Esimerkiksi FCR-N vuosimarkkinakohteen NPV muuttuu -414 k€ tappiosta -220 k€ tappioon kun korkokanta vaihdetaan 5 % tasolle. Nettotuottojen muutoksena pitoajalta se vastaa + 24 % skenaariota. Laskentakorkokantaa määriteltäessä on kuitenkin syytä huomioida viime aikoina kohonneiden inflaation ja korkojen lisäksi investointilaskelmia käsittelevässä luvussa esitetty tuottovaatimusmalli, jonka mukaan tuottovaatimusta on syytä kasvattaa investoinnin riskitason mukaisesti.

Vertailun vuoksi, jos nykyisellä käyttöreservin täyden aktivoinnin 30 minuutin keston vaatimuksella olisi mahdollista toteuttaa FCR-N akkuenergiavarastoprojekti jatkossakin, muuttuisi esimerkiksi FCR-N vuosimarkkina osallistuva investointi kannattavaksi. Oletuksena olisi, että muut parametrit säilyisivät ennallaan, mutta akkuenergiavaraston teho kasvatettaisiin 1,34 MW tehosta 2 MW tehoon, jolloin vuosittaiset tuotot kaksinkertaistuisivat, koska NEM-tilalle ei tarvitsisi jättää tehomarginaalia ja kaiken tehon voisi myydä markkinoille. Investointikustannus tästä tehon nostosta kasvaisi laskelmassa 150 k€ ja vuosittaiset käyttö- ja kunnossapitokustannukset 18 k€. Varauksen hallinnan tarvetta ja siitä johtuvaa markkinoilta poissaoloa ei arvioitu erikseen, mutta kohde olisi joka tapauksessa laskelmissa markkinoilta pois 2 viikkoa vuodesta eri syistä. Vertailukohteen NPV olisi 276 k€ ja se maksaisi itsensä takaisin 7,3 vuodessa. Investointikohteen epävarmat kassavirrat ja muukin epävarmuus huomioiden ei tätäkään investointia kuitenkaan voisi pitää houkuttelevana valituilla lähtötiedoilla.

6 Yhteenveto

Työssä saatujen tutkimustulosten, pääasiassa simulaatiodatan, perusteella saatiin hyvä käsitys akkuenergiavaraston toiminnasta taajuuden vakautusreservien markkinapaikoilla. Työn aikana rakennetun simulaatiomallin voi todeta kehittyneen suhteellisen kattavaksi akkuenergiavarastoon tavallisesti liittyvien suureiden käsittelyä silmällä pitäen.

Vakautusreservien uudistuvien teknisten vaatimusten arvioinnin myötä voi todeta vaatimusten sisältävän hyviä teknisiä uudistuksia, muun muassa akkuenergiavarastojen varauksen hallintaan liittyen. Erityisesti käyttöön otettavaa NEM-tilaa voi pitää hyvin suunniteltuna.

Uudistukset eivät kaikilta osin ole pelkästään mieluisia mahdollisten uusien investoijien näkökulmasta katsottuna. Uudistuvat tekniset vaatimukset tuovat tullessaan huomattavan suuren taajuusohjattua käyttöreserviä koskevan muutoksen liittyen täyden aktivoinnin ylläpito-kykyyn. Entisen puolen tunnin sijaan käyttöreservikohteen tulee kyetä aktivoitumaan tunnin verran ylös- ja alassäätönä. Tämä tarkoittaa käytännössä akkuvaraston energiamäärän kaksinkertaistamista edellisiin sääntöihin verrattuna ja on selvää, että tällä tulee olemaan negatiiviset vaikutukset investointien kannattavuuteen ja uusien toimijoiden pyrkimiseen markkinoille. Vaatimus on selkeästi ristiriidassa Fingridin toivomuksen kanssa, jossa markkinoille haluttaisiin lisää toimijoita, jotta olisi myös kilpailua ja hintakehitys pysyisi maltillisena. Toisaalta vaatimusten kiristäminen yhdenmukaistaa sääntöjä eri kantaverkkoyhtiöiden kesken. Lisäksi on huomioitava, että kun nykyisien toimijoiden säätökoe on aika uusia, on odotettavissa tehokapasiteetin vähenemistä markkinoilta, kun aiemmin käytössä olleet energiakapasiteetit eivät täytäkään uusien sääntöjen vaatimusta täyden tehon aktivoitumisen kestoa koskien.

Tässä diplomityössä käytetyillä kannattavuuslaskelmien lähtötiedoilla ei akkuenergiavaraston investoinnista taajuusohjatun vakautusreservin markkinapaikoille synny kannattavaa investointia eikä takaisinmaksua tapahdu pitoajan aikana. Tästä poikkeuksena on taajuusohjatun häiriöreservin tuntimarkkinoiden alassäätö, joka sekin maksaa laskelmissa itsensä vain juuri ja juuri takaisin järjestelmän pitoajan puitteissa, eikä siten ole investointina kovin

houkutteleva. Työssä tarkasteltiin yhtä reservikohdetta kerrallaan, eikä otettu huomioon mahdollista monisovelluskäyttöä.

Työssä esitettyjen akkuenergiavarastojen ennustettujen hintakehityksien mukaan investointikustannukset eivät tule putoamaan niin paljoa ainakaan vielä tällä vuosikymmenellä, että akkuenergiavaraston investointi muuttuisi kannattavaksi nykyisillä vakautusreservien markkinahinnoilla.

Markkinahinnoissa voidaan toki nähdä suuriakin muutoksia, kuten esimerkiksi taajuusohjatun käyttöreservin vuosimarkkinoiden hintojen nousu vuodelle 2023, tai häiriöreservin ylös-säädön vuosimarkkinoiden hintojen lasku vuodelle 2018 osoittaa. Lisäksi uudistuvilla teknisillä vaatimuksilla tulee todennäköisesti olemaan oma hintoja nostava vaikutuksensa viimeistään silloin kun vanhaa kapasiteettia alkaa poistumaan säätökokeiden uusimisien myötä.

7 Lähdeluettelo

- (BloombergGreen, 2023). *BloombergGreen, 2023. Even High Battery Prices Can't Chill the Hot Energy Storage Sector.* [verkkosivusto]. [Viitattu: 13.4.2023]. Noudettu osoitteesta <https://www.bloomberg.com/news/articles/2023-01-12/even-high-battery-prices-can-t-chill-the-hot-energy-storage-sector?leadSource=verify%20wall>
- (BloombergNEF, 2022). *BloombergNEF, 2022. Lithium-ion Battery Pack Prices Rise for First Time to an Average of \$151/kWh.* [verkkosivusto]. [Viitattu: 14.4.2023]. Noudettu osoitteesta <https://about.bnef.com/blog/lithium-ion-battery-pack-prices-rise-for-first-time-to-an-average-of-151-kwh/>
- (EESI, 2019). *Environmental and Energy Study Institute, 2019. Fact Sheet | Energy Storage (2019)* [verkkosivusto]. [Viitattu: 1.2.2023]. Noudettu osoitteesta <https://www.eesi.org/papers/view/energy-storage-2019>
- (Energy Storage News, 2022). *Energy Storage News, 2022. Lithium battery pack prices go up for first time since BloombergNEF began annual survey.* [verkkosivusto]. [Viitattu: 13.4.2023]. Noudettu osoitteesta <https://www.energy-storage.news/lithium-battery-pack-prices-go-up-for-first-time-since-bloombergnef-began-annual-survey/>
- (ENTSO-E, 2022). *ENTSO-E, 2022. Technical Requirements for Frequency Containment Reserve Provision in the Nordic Synchronous Area.* 27.7.2022. [verkkoaineisto]. [Viitattu: 29.12.2022]. Noudettu osoitteesta <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/sahkomarkkinat/reservit/fcr-technical-requirements-2022-06-27.pdf>
- (Fingrid, 2022a). *Fingrid, 2022. Reservimarkkinat* [verkkoaineisto]. [Viitattu: 25.10.2022]. Noudettu osoitteesta <https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/reservit-ja-saatosahko>
- (Fingrid, 2022b). *Fingrid, 2022. Energiamurros näkyy kasvavina reservien tarpeina ja reservien hankintakustannuksina* [verkkoaineisto]. [Päivitetty 8.7.2022]. [Viitattu: 25.10]. Noudettu osoitteesta https://www.fingridlehti.fi/energiamurros-nakyy-kasvavina-reservien-tarpeina-ja-reservien-hankintakustannuksina/?_gl=1*x4x489*_ga*NTUzNTE4MDcxLjE2MDM0MzY0MTM.*_ga_F21VJ04FKJ*MTY2NjY3ODY5My44LjEuMTY2NjY3OTEyOS4wLjAuMA..
- (Fingrid, 2022c). *Fingrid, 2022. Taajuusohjattu käyttö- ja häiriöreservi (FCR-tuotteet)* [verkkoaineisto]. [Viitattu: 29.10.2022]. Noudettu osoitteesta <https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/reservit-ja-saatosahko/taajuusohjattu-kaytto-ja-hairioreservi>

- (Fingrid, 2022d). *Fingrid, 2022. Automaattinen taajuuden palautusreservi. [verkkoaineisto]. [Viitattu: 29.10.2022].* Noudettu osoitteesta <https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/reservit-ja-saatosahko/automaattinen-taajuudenhallintareservi/>
- (Fingrid, 2022e). *Fingrid, 2022. Säätosähkö- ja säätökapasiteettimarkkinat (mFRR) [verkkoaineisto]. [Viitattu: 29.10.2022].* Noudettu osoitteesta <https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/reservit-ja-saatosahko/saatosahko--ja-saatokapasiteettimarkkinat/>
- (Fingrid, 2022f). *Fingrid, 2022. Varavoimailaitokset [verkkoaineisto]. [Viitattu: 29.10.2022].* Noudettu osoitteesta <https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/reservit-ja-saatosahko/varavoimailaitokset/>
- (Fingrid, 2022g). *Fingrid, 2022. Nopea taajuusreservi (FFR) [verkkoaineisto]. [Viitattu: 29.10.2022].* Noudettu osoitteesta <https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/reservit-ja-saatosahko/nopea-taajuusreservi/>
- (Fingrid, 2022h). *Fingrid, 2022. Taajuuden vakautusreservien (FCR) teknisten vaatimusten todentaminen ja hyväksyttämismenettely. [verkkoaineisto]. [Viitattu: 29.11.2022].* Noudettu osoitteesta <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/sahkomarkkinat/reservit/taajuuden-vakautusreservien-fcr-teknisten-vaatimusten-todentaminen-ja-hyvakysyttamismenettely-1.8.2022-alkaen.pdf>
- (Fingrid, 2022i). *Fingrid, 2022. Ehdot ja edellytykset taajuuden vakautusreservin (FCR) toimittajalle. [verkkoaineisto]. [Viitattu: 5.12.2022].* Noudettu osoitteesta <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/sahkomarkkinat/reservit/fcr-liite1---ehdot-ja-edellytykset.pdf>
- (Fingrid, 2022j). *Fingrid, 2022. Taajuusohjattujen reservien uusien teknisten vaatimusten käyttöönotto. [verkkosivusto]. [Viitattu: 29.12.2022].* Noudettu osoitteesta <https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/reservit-ja-saatosahko/taajuusohjattu-kaytto-ja-hairioreservi/taajuusohjattujen-reservien-uusien-teknisten-vaatimusten-kayttoonotto/>
- (Fingrid, 2022k). *Fingrid, 2022. Frequency quality analysis report 2021. [verkkoaineisto]. [Viitattu: 13.2.2023].* Noudettu osoitteesta https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/kantaverkko/suomen-sahkojarjestelma/frequency_quality_analysis_2021_public.pdf
- (Fingrid, 2023l). *Fingrid, 2023. Taajuus - historiatieto. [verkkosivusto]. [Viitattu: 1.3].* Noudettu osoitteesta <https://data.fingrid.fi/dataset/frequency-historical-data>
- (Fingrid, 2023m). *Fingrid, 2023. Reservimarkkinoiden ansaintamallit. [verkkosivusto]. [Viitattu: 2.5.2023].* Noudettu osoitteesta <https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/reservit-ja-saatosahko/kuinka-osallistua-reservimarkkinoille/ansaintamallit/>

- (Helen, 2023). *Helsingin Energia, 2023. Pörssisähkö. [verkkosivusto]. [Viitattu: 9.3.2023].* Noudettu osoitteesta <https://www.helen.fi/sahko/sahkosopimus/porssisahko#porssisahkon-hinta-oma-helenissa>
- (Hitachi Energy, 2023). *Hitachi Energy, Products & Solutions. Energy storage inverter PQstorI. [verkkosivusto]. [Viitattu: 2.3.2023]. Saatavilla:.* Noudettu osoitteesta <https://www.hitachienergy.com/products-and-solutions/energystorage/pqstori>
- (Ikäheimo et al., 2016). *Ikäheimo, S., Malmi, T., Walden, R. 2016. Yrityksen laskentatoimi, 7. painos. Liettua: BALTO Print. 262 s. ISBN: 978-952-14-2819-7.*
- (IRENA, 2017). *IRENA, 2017. Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.* Noudettu osoitteesta https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Oct/IRENA_Electricity_Storage_Costs_2017.pdf?rev=a264707cb8034a52b6f6123d5f1b1148
- (Korhonen, 2022). *Korhonen, J-P. 2022. Teollisen kokoluokan aurinkovoimalan ja akkuenergiavaraston kannattavuus ja hyödyntäminen sähkömarkkinoilla. LUT yliopisto. Sähkötekniikan diplomityö.*
- (Koski, 2017). *Koski, T. 2017. Pk-yrityksen strageninen talousjohtaminen. Viro: Printon. 156 s. ISBN: 978-952-246-485-9.*
- (Leiskamo, 2023). *Leiskamo, T. Asiantuntija, Fingrid. Keskustelu Teamsissa 27.4.2023.*
- (Minkkinen, 2021). *Minkkinen, E. 2021. Akkuvaraston hyödyntäminen ja kannattavuus sähkönjakeluverkossa. Diplomityö. LUT yliopisto. Sähkötekniikan koulutusohjelma.*
- (Mongrid et al., 2019). *Mongrid, K., Foterad, V., Viswanathan, V., Koritarov, V., Balducci, P., Hadjerioua, B., Alam, J. 2019. Energy Storage Technology and Cost Characterization Report. HydroWIRES.* Noudettu osoitteesta <https://energystorage.pnnl.gov/pdf/PNNL-28866.pdf>
- (Noyanbayev et al., 2018). *Noyanbayev, N.K., Forsyth, A.J., Feehally, T. 2018. Efficiency analysis for a grid-connected battery energy storage system. Materials Today: Proceedings, Vol 5, Issue 11, Part 1.* Noudettu osoitteesta <https://pdf.sciencedirectassets.com/305927/1-s2.0-S2214785318X00303/1-s2.0-S2214785318318947/main.pdf?X-Amz-Security-Token=IQoJb3JpZ2luX2VjED4aCXVzLWVhc3QtMSJHMEUCIC3i%2BX%2BlaUbxG4Q4KU0BKIBJHXIDwXGZCFUjrPL%2FD9UzAiEArIXrdH9cA8%2BxAc p5CAXiYKOrwXQBnSiKyx3s>
- (NRECA, 2019). *NRECA, 2019. Business & Technology Report. Battery Energy Storage Overview. [verkkoaineisto]. [Viitattu: 6.2.2023].* . Noudettu osoitteesta <https://www.cooperative.com/programs-services/bts/documents/reports/battery-energy-storage-overview-report-update-april-2019.pdf>

- (NREL, 2020). Cole, W., Frazier, W. 2020. *National Renewable Energy Laboratory. Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2020 Update.* [verkkoaineisto]. [Viitattu: 27.4.2023]. Noudettu osoitteesta <https://www.nrel.gov/docs/fy20osti/75385.pdf>
- (Rahman et al., 2020). Rahman, M., Oni, A., Gemechu, E., Kumar, A. 2020. *Assessment of energy storage technologies: A review. Energy Conversion and Management: Vol 223, 1 November 2020, 113295.* Noudettu osoitteesta <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890420308347#ab010>
- (Rystad Energy, 2023). Rystad Energy, 2023. *A sensitivity analysis on the capital expenditure of a battery energy storage system.* [verkkoaineisto]. [Viitattu: 13.4.2023]. Noudettu osoitteesta <https://www.rystadenergy.com/insights/five-key-parameters-of-bess-capex>
- (Saaranen et al., 2016.). Saaranen, P., Koltola, E., Pösö, J. 2016. *Liike-elämän matematiikka, 11. painos.* Keuruu: Otavan Kirjapaino Oy. 473 s. ISBN: 978-951-37-6891-1.
- (Tikka et al., 2018). Tikka, V., Belogonova, 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.* Noudettu osoitteesta <https://lutpub.lut.fi/bitstream/handle/10024/149396/Multi-objective%20role%20of%20battery%20energy%20storages%20in%20an%20energy%20system.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- (Vauhkonen, 2019). Vauhkonen, S. 2019. *Sähkövarastojen käyttö sähkönjakeluverkon pitkän aikavälin suunnittelussa.* Diplomityö. LUT yliopisto. Sähkötekniikan koulutusohjelma.