



Mika Syvinki

Sähkön kysyntäjousto ja sen toteutus

Metropolia Ammattikorkeakoulu

Insinööri (AMK)

Sähkö- ja automaatiotekniikan tutkinto-ohjelma

Insinöörityö

31.5.2022

Tiivistelmä

Tekijä:	Mika Syvinki
Otsikko:	Sähkön kysyntäjousto ja sen toteutus
Sivumäärä:	70 sivua + 0 liitettä
Aika:	31.5.2022
Tutkinto:	Insinööri (AMK)
Tutkinto-ohjelma:	Sähkö- ja automaatiotekniikka
Ammatillinen pääaine:	Sähkövoimatekniikka
Ohjaajat:	Tekninen palvelupäällikkö Tero Nurminen Lehtori Tuomo Heikkinen

Opinnäytetyön aiheena on sähkön kysyntäjousto ja sen toteutus. Työ tehtiin North-east Flow-yritykselle. Työn tarkoituksena oli kartoittaa sähkön kysyntäjoustoja ja sen osapuolia. Työn tavoitteena oli myös selvittää sähkön kysyntäjoustopuolelta toteutusta sähkömarkkinoilla ja käytännön toteutusmallein. Yrityksen tulisi opinnäytetyön avulla pystyä valitsemaan itselleen sopivin kysyntäjoustopuolelta toteutusmenetelmä markkinoita ja toteutusmalleja ajatellen.

Työ tehtiin laadullisen tutkimuksen menetelmin. Sähkön kysyntäjoustopuolelta perehdyttiin eri lähteitä tutkimalla. Työssä saatiin selvitettyä sähkön kysyntäjoustopuolelta sopivat sähkömarkkinat ja eri toteutusmenetelmät, joilla pystytään toteuttamaan sähkön kysyntäjoustopuolelta käytännössä.

Reservimarkkinat ja tukkimarkkinat soveltuvat parhaiten sähkön kysyntäjoustopuolelta. Kyseisten markkinoiden sähköisistä tuotteista kulutusta leikkaavat ja laskevat tuotteet ovat helpoin toteuttaa etenkin aiheeseen juuri tutustuneilla ja toteutusta harkitseville. Käytännön toteutusmenetelmät koostuvat mittaavasta laitteesta, ohjaavasta laitteesta tai järjestelmästä sekä joustettavasta kuormasta eli kohteesta. Mittalaitteella toteutettava ohjaus eli jousto on halvin ja yksinkertaisin. Joustopuolelta ohjaava järjestelmä on tarkempi ohjaukseltaan kuin mittalaitte, mutta järjestelmät soveltuvat enemminkin kiinteistöille. Laittekohtainen ohjaus kuuluu ohjattavaan laitteeseen itseensä. Laittekohtainen ohjaus soveltuu valmistajille ja yrityksille, jotka valmistavat tuotteita myytäväksi kuluttajille ja käyttäjille. Laittekohtaisessa ohjauksessa laitteen on hyvä olla suuritehoisen, jotta se soveltuu paremmin kysyntäjoustopuolelta ja osallistumiseen markkinoille.

Opinnäytetyö on hyödynnettävissä sähkön kysyntäjoustopuolelta toiminnassaan harkitseville muille yrityksille. Opinnäytetyö antaa hyvän käsityksen sähkömarkkinoille liittymisen vaatimuksista ja mihin käytännön asioihin yrityksen kannattaa kiinnittää huomiota teknisissä ratkaisuissaan kysyntäjoustopuolelta osalta.

Avainsanat: sähkön kysyntäjousto, sähkömarkkinat, kuorman ohjaus

Abstract

Author: Mika Syvinki
Title: Electricity Demand Response and Its Practical Application
Number of Pages: 70 pages
Date: 31 May 2022

Degree: Bachelor of Engineering
Degree Programme: Electrical and Automation Engineering
Professional Major: Electrical Power Engineering
Supervisors: Tero Nurminen, Technical Service Manager
Tuomo Heikkinen, Senior Lecturer

The topic of this thesis is electricity demand response and its practical application. This thesis study was carried out for Northeast Flow. The purpose was to research demand response and those who can participate in its application and usage. The objective was also to determine how demand response participates in electricity markets and what its practical implementations are. The company should be able to utilize the thesis study when it is choosing an electricity market and practical implementation method that best suits its goals.

The thesis study was implemented as qualitative research. Demand response was studied through different sources. Through these different sources, the best electricity markets and implementation methods could be found.

Reserve markets and electricity wholesale markets fit demand response the best. The products that cut electricity usage from said markets are the easiest to implement and fit new companies that have recently familiarized themselves with the subject. Practical implementation methods consist simply of meters, load controlling devices or systems and the load itself. Demand responses' easiest and cheapest implementation method is load control by meters. Load control devices and systems are more detailed load controls than meters. The load controlling systems, however, fit real estate buildings. Devices that have load controlling implemented within said devices, are optimal for companies that produce smart devices and single device products for customers and users. The bigger the power that the device uses, the better it can be utilized while performing demand response.

The thesis study is useful for all companies interested in demand response. The thesis clarifies the demands that the electricity markets have for applicants. The thesis also helps bring attention to technical aspects that companies need to focus on, when creating their own technical solutions on how to perform demand response.

Keywords: Demand response, Electricity markets, Load control

Sisällys

Lyhenteet

1	Johdanto	1
2	Sähkön kysyntäjousto	2
2.1	Sähkön kysyntäjouaston määrittely	2
2.2	Direktiivit ja lainsäädäntö	4
2.3	Käyttäjät, kuluttajat ja toimijat	5
2.4	Aggregointi	7
2.5	Haasteet	9
2.6	Datahub	10
3	Sähkömarkkinat	11
3.1	Reservimarkkinat	11
3.1.1	Taajuusohjattu käyttöreservi (FCR-N)	13
3.1.2	Taajuusohjattu häiriöreservi (FCR-D ylös/alas)	14
3.1.3	Nopea taajuusreservi (FFR)	14
3.1.4	Automaattinen taajuuden palautusreservi (aFFR)	15
3.1.5	Säätösähkö- ja sähkökapasiteettimarkkinat (mFFR)	16
3.2	Tukkumarkkinat (Sähköpörssi)	17
3.2.1	Day-Ahead (Vuorokausimarkkinat)	17
3.2.2	Intraday (Päivänsisäiset markkinat)	19
3.2.3	OTC-markkinat	20
3.3	Finanssimarkkinat (Nasdaq OMX)	20
3.3.1	Futuuri	20
3.3.2	DS-Futuuri	21
3.3.3	Optio	21
3.3.4	EPAD	22
3.4	Tasepalvelu	22
3.4.1	Tasehallinta	22
3.4.2	Taseselvitys	22
3.4.3	Tasemaksut	23
4	Kysyntäjouaston osallistuminen sähkömarkkinoille	25
4.1	Reservimarkkinat	26

4.1.1	Reservimarkkinoille liittyminen	26
4.1.2	Säätökoe	29
4.1.3	Reservimarkkinoilla toimiminen	33
4.1.4	Kysyntäjoustop toteutus reservimarkkinoilla	36
4.2	Tukkumarkkinat	40
4.2.1	Tukkumarkkinoille liittyminen	40
4.2.2	Kysyntäjoustop toteutus tukkumarkkinoilla	42
4.3	Finanssimarkkinat	45
4.3.1	Finanssimarkkinoille liittyminen	45
4.3.2	Kysyntäjoustop toteutus finanssimarkkinoilla	48
5	Kysyntäjoustop käytäntö	49
5.1	Ohjaus AMR-mittarilla	49
5.2	Ohjaus automaatiojärjestelmällä	53
5.3	Muita ratkaisuja	56
5.3.1	Laitekohtainen ohjaus ja automaatio	56
5.3.2	Akusto	57
5.3.3	Siirtokytkimet	58
6	Johtopäätökset	59
7	Yhteenveto	61
	Lähteet	63

Lyhenteet

- aFFR: *Automated frequency restoration reserve*. Automaattinen taajuuden palautusreservi.
- AMR: *Automated meter reading*. Tarkoittaa automaattista mittarinluentaa ja usein AMR:llä viitataan etäluettaviin mittareihin.
- BACS: *Building Automation Control System*. Kiinteistöjen kuormia hallitseva ja optimoiva automaatiojärjestelmä.
- EPAD: *Electricity Price Area Differentials*. Aluekohtaiset hintaerot.
- FCR: *Frequency containment reserve*. Taajuuden vakautusreservi.
- FCR-D: Taajuusohjattu häiriöreservi.
- FCR-N: Taajuusohjattu käyttöreservi.
- FEN: *Finnish Elcom Network*. Suomen yhtiöiden välinen tiedonvaihtoverkko.
- FFR: *Fast frequency reserve*. Nopea taajuusreservi.
- HEMS: *Home Energy Management System*. Kiinteistöjen energianhallintajärjestelmä.
- mFFR: *Manual frequency restoration reserve*. Säätösähkö- ja säätökapasiteettimarkkinat.
- NMMS: *Nordic Market Management System*. Kaupallinen sähköjärjestelmä, jossa tehdään automaattisen palautusreservin tarjouksia.
- OTC: *Over the counter*. Markkinatoimijoiden välinen kaupankäynti.

VAT: *Value added tax.* Arvonlisävero.

1 Johdanto

Opinnäytetyön aiheena on sähkön kysyntäjousto. Kysyntäjouston merkitys sähkökäytössä, sähkömarkkinoilla ja yritysten toiminnassa on kasvussa ydinvoiman ja uusiutuvien energiantuotantomuotojen takia. Koska sähköntuotantoa ei pystytä säätämään ydinvoiman ja uusiutuvien energiantuotantomuotojen osalta, täytyy kulutuksen säädön eli jouston tapahtua kuluttajien ja yrityksen toimesta.

Työssä tullaan aluksi käymään läpi sähkön kysyntäjoustoja yleisellä ja teoreettisella tasolla. Kysyntäjouston lisäksi teoriaosioissa perehdytään sähkömarkkinoihin, sähkömarkkinoiden tuotteisiin ja tasepalveluihin. Opinnäytetyössä tullaan myös käymään läpi sähkömarkkinoille liittymistä ja kuinka kysyntäjousto osallistuu tai esiintyy kyseisillä markkinoilla. Lopuksi työssä esitetään eri käytännön toteutusmalleja ja toteutusmalleihin liittyviä laitteistoja, järjestelmiä ja komponentteja.

Työn tavoitteena on muodostaa kattava tietopaketti sähkön kysyntäjoudesta ja sähkömarkkinoista. Yrityksen pitäisi pystyä hyödyntämään opinnäytetyötä päätteessään mille sähkömarkkinalle sen kannattaa osallistua ja mikä sähkömarkkinan tuote soveltuu sille parhaiten kysyntäjoustoja toteutettaessa. Työn tulisi myös antaa kuva kysyntäjouston käytännön toteutusmalleista ja laitteistosta yritykselle hyödynnettäväksi.

Työn resursseina ovat verkkoaineisto materiaali ja muut lähteet. Yritykseltä saatavaa materiaalia, kerättyä tietoa ja käytännön aikaansaannoksia voidaan myös hyödyntää opinnäytetyössä.

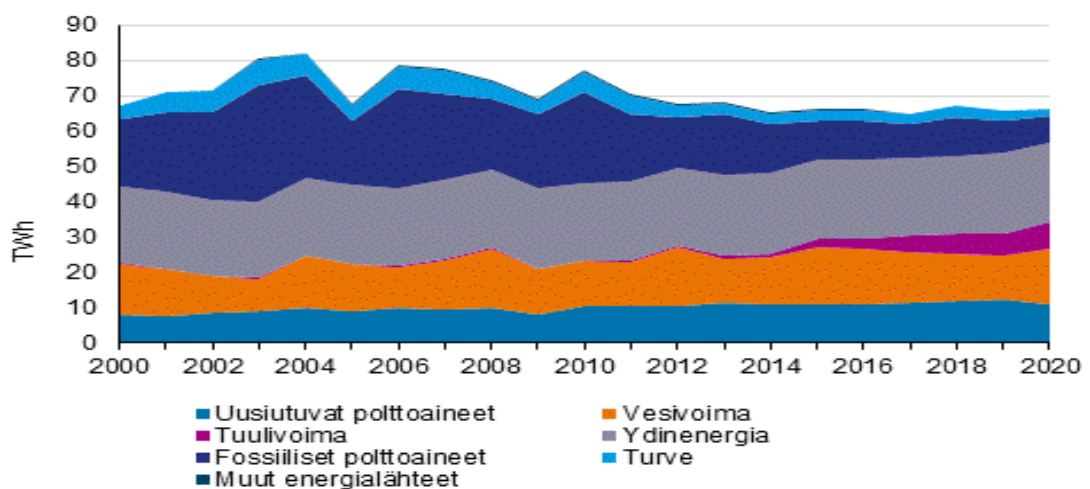
Opinnäytetyö tehdään Northeast Flowlle, joka on lämmityspalveluja tarjoava yritys. Yritys valmistaa digilämpövoimaloita, jotka pyrkivät hyödyntämään tietokoneiden hukkalämmön. Digilämpövoimalat ovat melko uusi innovaatio ja tästä johtuen yritys on digilämpövoimaloiden osalta pilotointivaiheessa. Yritys pyrkii tulevaisuudessa hyödyntämään kysyntäjoustoja digilämpövoimaloissaan ja

tarjoamaan jouston Fingridille, joten kysyntäjousto on aiheena yritykselle tärkeä tulevaisuuden toiminnassaan.

2 Sähkön kysyntäjousto

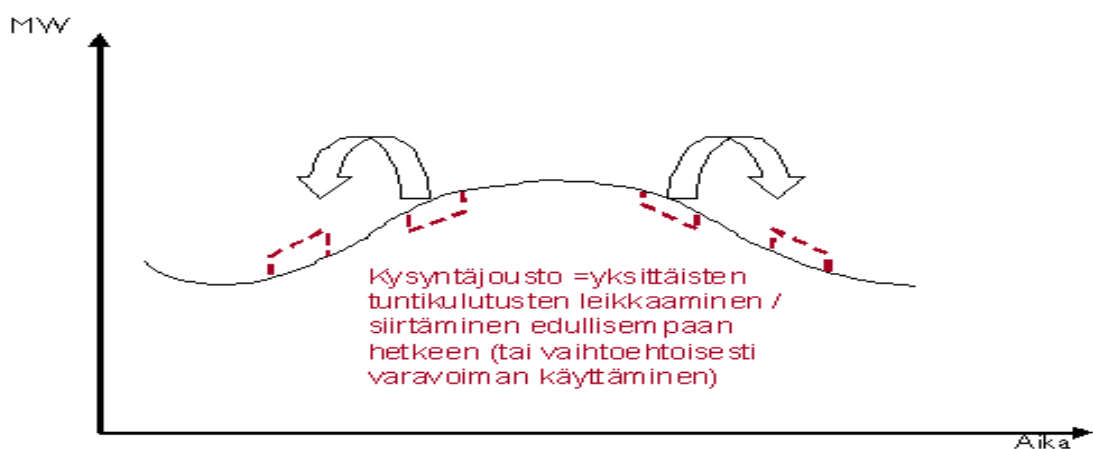
2.1 Sähkön kysyntäjouaston määrittely

Sähköntuotanto on siirtymässä ja on jo tietyssä määrin siirtynyt Suomessa ja maailmalla yhä enemmän uusiutuviin energiantuotantomuotoihin kuten kuvasta 1 on nähtävissä. Uusiutuvat energiantuotantomuodot kuten aurinkovoima ja tuulivoima ovat hyvin riippuvaisia olosuhteista kuten säästä, joten niiden tuotannon määrä vaihtelee eri ajanhetkillä. Aikaisemmin on totuttu, että sähköntuotanto pystytään säätämään vastaamaan sähkönkulutusta, mutta uusiutuvilla sähköntuotantomuodoilla tämä ei ole enää mahdollista. [1.] Myös ydinvoima, jonka määrä sähköntuotannossa on kasvussa, on uusiutuvien energiantuotantomuotojen lailla joustamattonta tuotantoa [2]. Ydinvoiman joustamattomuus ei riipu niinkään se kyvyttömyydestä joustaa vaan jouston kannattamattomuudesta. Ydinvoimalan käyttötuntien ja tuotetun sähkön määrä suuruus tekevät ydinvoimalasta taloudellisesti kannattavampia sekä auttavat ydinvoimaloiden takaisinmaksussa. Ydinvoimalan tuotannon katkaiseminen ja jälleen käynnistäminen on myös hyvin kallista toteuttaa. [3.]



Kuva 1. Suomen sähköntuotanto vuosina 2000–2020. [4.]

Koska tuotannon säätökyky ja joustavuus vähentyvät, täytyy säätö ja joustavuus toteuttaa muulla keinoin. Säätö ja jousto täytyy toisin sanoen toteuttaa kuluttajan näkökulmasta. Tätä joustoa kutsutaan sähkön kysyntäjoustoksi. Tarkemmin sähkön kysyntäjoustolla tarkoitetaan kulutuksen siirtämistä korkeilta sähkönkulutuksen ja sähkön hinnan ajanhetkiltä matalammille kulutuksen ja hinnan ajanhetkille. [1; 2.] Kuvassa 2 osa kulutuksesta huippuajanhetkellä on siirretty aikaisemmalle tai myöhemmälle ajanhetkelle. Kuvasta 2 voitaisiin vaihtaa teho ja korvata se sähkön hinnalla ja se havainnollistaisi kulutuksen siirtoa korkealta sähkön hinnan ajanhetkeltä edullisemmalle ajanhetkelle.



Kuva 2. Sähkön kysyntäjouston hahmotelma. [5.]

Kysyntäjoustolle löytyy kaksi ohjausmallia, joiden perusteella kysyntäjoustoa pyritään toteuttamaan: eksplisiittinen ja implisiittinen kysyntäjousto. Eksplisiittisessä kysyntäjoustossa kuluttajille maksetaan rahallista korvausta heidän toteuttamasta joustosta. Jousto voi tässä tapauksessa olla sähkönkulutuksen kasvattamista tai laskemista riippuen tilanteesta. Sähkön hinta pysyy samana, joten lisääntynyt tai laskenut kulutuksen määrä joustopyynnön takia voi aiheuttaa enemmän tai vähemmän kustannuksia käytön osalta kuluttajalle. Eksplisiittinen kysyntäjousto soveltuukin enemmän järjestelmän ylläpitäjälle kulutuksen ja järjestelmän kuormituksen hallitsemiseen. Implisiittisessä kysyntäjoustossa kulutusta pyritään säättämään sähkön hinnan ja hinnan muutosten perusteella riippuen kuluttajan mahdollisuuksista ja rajoitteista. Kuluttaja tai asiakas tähtää

tässä tapauksessa siirtämään kulutustaan sähkön hinnan edullisille ajanhetkille. [6, s. 2.]

Kulutuksen sovittaminen tuotantoon ei ole kysyntäjoustopuoleen ainoa tavoite tai hyöty. Kysyntäjoustopuoleen pystyy lisäämään sähköjärjestelmän riittävyyttä ja kasvattamaan stabiilisuutta. Kysyntäjoustopuoleen myös laskee huippukapasiteetin kasvattamisen tarvetta täten myös laskien kapasiteetin investointikustannuksia. Toisin sanoen ei ole tarvetta hankkia tai investoida uusiin sähkövoimaloihin ja niiden rakennuttamiseen, kun kysyntäjoustopuolella pystytään säätämään, siirtämään tai laskemaan kulutushuippuja. Kasvihuonepäästöt vähentyvät myös sillä kysyntäjoustopuoleen käytetään pääsääntöisesti uusiutuvien energiatuotantomuotojen lisääntymisen takia. Uusiutuvien energiatuotantomuotojen osalta kysyntäjoustopuoleen toimimaan kustannustehokkaana tasapainotusresurssina, kun uusiutuvia energiatuotantomuotoja liitetään osaksi järjestelmää. Uusiutuvat energiatuotantomuodot aiheuttavat myös vaihteluita sähkön hinnassa. [7, s. 1.] Kuluttajan näkökulmasta kysyntäjoustopuoleen tarjoaa edullisemmat sähkön hinnat, sillä se tekee toimitusketjusta tehokkaamman [8, s. 1].

2.2 Direktiivit ja lainsäädäntö

Euroopan unionin neuvosto ja parlamentti ottivat ensimmäisen kerran kantaa kysyntäjoustopuoleen vuonna 2009 laatimassaan direktiivissä 2009/72/EY. Direktiivi käsittelee sähkön sisämarkkinoita koskevia yhteisiä sääntöjä ja määräsi 12. artiklassa kohdassa d, että siirtoverkon haltija on vastuussa sähkövirtojen ohjauksesta, sähköverkon varmuudesta, luotettavuudesta ja tehokkuudesta. Kysyntäjoustopuoleen osalta direktiivi edellyttää, että kysyntäjoustopuoleen vaatimat tai tarvitsevat lisäpalvelut ovat saatavilla. Siirtoverkon haltijan vastuu ei direktiivin mukaan koske tapauksia, joissa saatavuus on riippuvainen muusta verkkoon liitetystä siirtoverkosta. [9.]

Vuonna 2012 Euroopan neuvosto ja parlamentti laativat toisen kantaaottavan direktiivin 2012/27/EU, joka käsittelee energiatehokkuutta. Kysyntäjoustopuoleen direktiivi viittaa 15. artiklan kohdissa neljä ja kahdeksan. Artiklan kohdassa neljä

siirto- ja jakelutariffien kannustimet halutaan poistaa, jotta ne eivät voi haitata kysyntäjoustop osallistumista markkinoiden tasapainottamiseen ja lisäpalvelujen hankkimiseen. Artiklan kohdassa kahdeksan direktiivi määrää, että kysyntäpuolen resursseja tuetaan jäsenvaltioiden energia-alan sääntelyviranomaisten toimesta. Kohta kahdeksan määrittelee yhdeksi resurssiksi kysyntäjoustop ja sen päämääränä on tukea resursseja osallistumaan tukku- ja vähittäismarkkinoille. [10.]

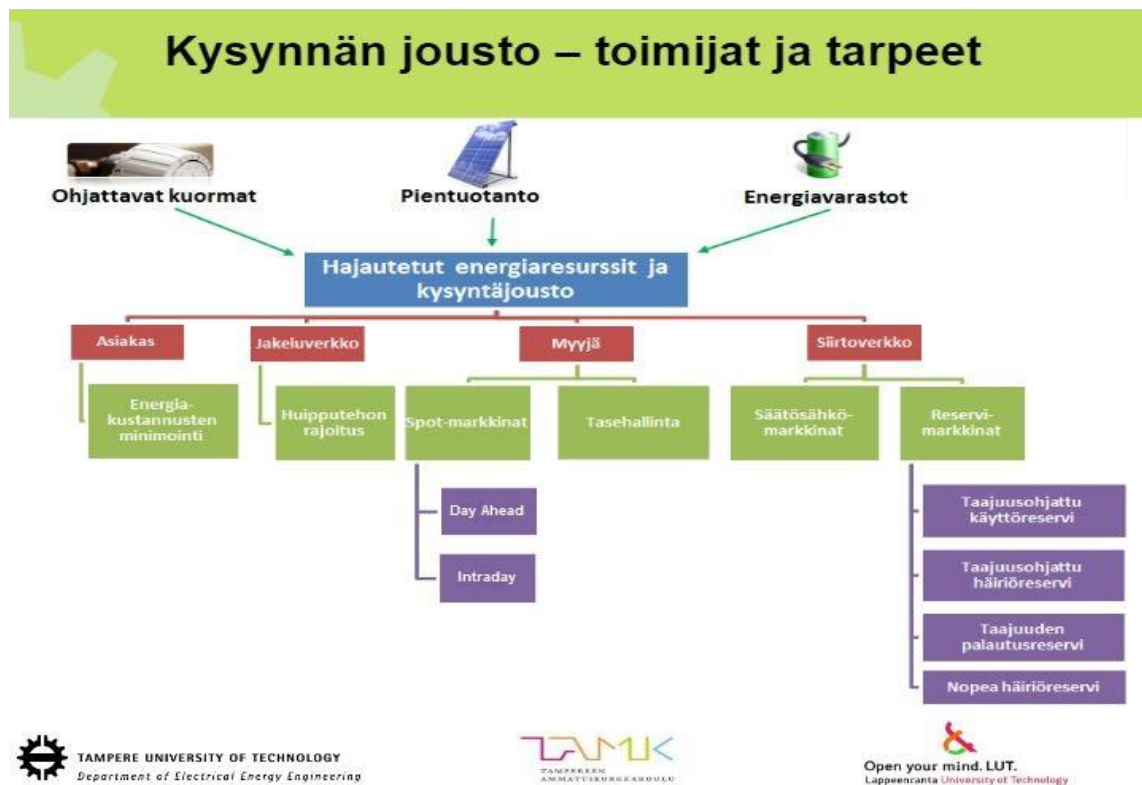
Vuoden 2019 Euroopan neuvoston ja parlamentin direktiivissä 2019/944 käsitellään sähkön sisämarkkinoita koskevia yhteisiä sääntöjä. Kysyntäjoustop osalta direktiivi keskittyy kuluttajan osallistumista joustop. 1. artikla määrää, että jäsenvaltioiden kansallinen lainsäädäntö ei aiheuta haittaa rajojen yli tapahtuvalle sähkökaupalle koskien myös kysyntäjoustopon liittyviä lakeja ja säädöksiä. 13. artiklan kohdassa kolme loppuasiakkaan on saatava kaikki joustopon liittyvät tiedot tai toimitetun sekä myydyn sähkön tiedot asiakkaan pyynnöstä kerran laskutuskautta kohden. 17. artikla käsittelee aggregointia, ja artiklassa mainitaan, kuinka kysyntäjoustop osallistuminen aggregoinnissa on sallittava ja kysyntäjoustopoa toteuttavien aggregoinnin markkinaosapuolia on kohdeltava syrjimättömästi. [11.]

Euroopan unionin ja parlamentin direktiivien lisäksi Suomessa tehtiin lisäys sähkömarkkinalakiin 2013/588. Kysyntäjoustopoa koskeva lisäys sähkömarkkinalakiin eli pykälä 49 tehtiin 18.1.2019 ja laki tuli voimaan 1.2.2019. Sähkömarkkinalain pykälä 49 käsittelee sähkökaupan ja taseselvityksen edellyttämän tiedonvaihdon kehittämistä. Pykälän mukaan järjestelmävastaavan kantaverkonhaltijan on kehitettävä sähkökaupan ja taseselvityksen tiedonvaihtoa. Kehitystoiminta koskee myös kysyntäjoustopoa, sen toimintaa ja tiedonvaihtoa. [12.]

2.3 Käyttäjät, kuluttajat ja toimijat

Sähkön kysyntäjoustopon liittyen tärkeä kysymys on, että kuka voi osallistua kysyntäjoustopon ja ketkä ovat kysyntäjoustopon toimijoita. Kuvasta 3 on nähtävissä,

että sähkön kysyntäjoustop toimijoita ovat sähkökäytön asiakkaat, jakeluverkko, sähkömyyjät ja siirtoverkot.



Kuva 3. Sähkön käytön toimijat (Elspot ja Elbas korvattu Day Ahead ja Intraday nimikkeellä). [13.]

Toimijoista tässä luvussa keskitytään asiakkaisiin eli sähkökäytön kohteisiin ja kuluttajiin. Sähkön kysyntäjousto soveltuu parhaiten kohteisiin, joiden sähkönkulutus on suuri ja joissa kulutusta voidaan joko nostaa tai laskea eli joustaa. Tällaisia kohteita kutsutaan suurkuluttajiksi, joita ovat yritykset ja teollisuudet. Yritykset ja teollisuudet pystyvät säätämään eli joustamaan omaa kulutustaan. Joustop lisäksi kulutuksen ollessa riittävällä tasolla eli tarpeeksi suuri kykenevät ne osallistumaan myös sähkömarkkinoille. Pienkuluttajat ovat sen sijaan kotitalouksia tai kuluttajia, joiden jousto ja kulutus eivät ole riittävän suuria sähkömarkkinoille osallistumiseen yksinään. Tästä johtuen sähkömarkkinoille on ilmentynyt aggregointia toteuttavia yrityksiä, jotka kokoavat kulutuksia ja tuotantoja muodostaen suuremman kokonaisuuden. Aggregointia käydään läpi tarkemmin seuraavassa luvussa. [2; 14.]

Konkreettisempia kuluttajakohteita, jotka voivat osallistua kysyntäjoustoan, ovat koulut, sairaalat, tuotantolaitokset, kylmävarastot, liikerakennukset, kaupat ja niin edelleen. Suomessa sähkölämmityskohteet ovat myös yleisiä sähkön kysyntäjouston käyttäjiä, ja niiltä löytyykin suuria joustokuormia. Lämmityksessä on huomioitava, että suurimmat tehot sijoittuvat lämmityskausille kuten esimerkiksi talvelle, jolloin kuluttajat eivät välttämättä ole halukkaita tai valmiita sähkön kysyntäjousta aiheutuviin alhaisempaan lämmitykseen. Kesäisin, jolloin lämmityksen tarve on alhainen, tehot ovat matalampia, mikä tarkoittaa, että joustettava tehon määrä on myös pienempi. [15, s. 5; 16.]

2.4 Aggregointi

Sähkömarkkinoille osallistuminen vaatii riittävän suurta tehoa ja vähimmäissääntökokoaa, jota yksittäisillä asiakkailla ei välttämättä ole. Tällaisille yksittäisille asiakkaalle on tarjolla palveluntarjoaja eli aggregoiva yritys, joka yhdistää monien pienkuluttajien tuotannon, kulutuksen tai varastoinnin yhdeksi suureksi kokonaisuudeksi. Aggregoinnin yksinkertaistettu toiminta on nähtävissä kuvassa 4, jossa aggregoiva yritys on koonnut eri kotitalouksien tai pienkuluttajien kulutuksen yhteen ja käy sillä kauppaa sähkömarkkinoilla. [17, s. 23.]



Kuva 4. Aggregoinnin yksinkertaistettu toimintamalli. [17, s. 24.]

Aggregaattorit voidaan jakaa kahteen eri luokkaan: yhdistettyihin aggregaattoreihin ja itsenäisiin aggregaattoreihin. Molemmat luokat sisältävät kolme eri aggregointimallia. Yhdistetyn aggregoinnin malleja ovat

- sähkönmyyjä aggregaattorina
- tasevastaava aggregaattorina
- jakeluverkonhaltija aggregaattorina. [18, s. 45.]

Sähkönmyyjän toimiessa aggregaattorina sähkönmyyjä suorittaa aggregointia asiakkaan eli kuluttajan luvalla. Sähkönmyyjä saa korvausta sähkön toimittamisesta ja asiakas voi saada rahallista korvausta tarjoamastaan joustosta. [18, s. 45–46.]

Tasevastaajan toimiessa aggregaattorina kuluttajalla on sopimus erikseen sähkönmyyjän kanssa ja tasevastaavan kanssa. Kuluttaja saa sähkön sähkönmyyjältä, mutta kysyntäjouston toteuttaa aggregaattorina toimiva tasevastaava. [18, s. 46.]

Jakeluverkonhaltijan toimiessa aggregaattorina kokoaa se eri kuluttajien sähkön kulutusta ja joustaa sitä. [18, s. 45.]

Itsenäisenä aggregaattorina voidaan pitää osapuolia, jotka eivät ole sähkönmyyjä, tasevastaavia tai jakeluverkonhaltijoita. Itsenäinen aggregaattori yhdistää kohteiden kulutusta, jotka ohittavat yleisen sähkön toimitusketjun. [19.] Itsenäisen aggregoinnin malleja ovat

- aggregaattori palveluntarjoajana
- kuluttaja/sähkönkäyttäjä aggregaattorina
- delegoiva aggregaattori. [18, s. 45.]

Palveluntarjoavassa aggregaattori mallissa itsenäinen aggregaattori toimii vain aggregoinnin palveluntarjoajana. Käyttäjän jousto avataan markkinaosapuolen toimesta, mutta markkinaosapuoli ei myy sitä omalla riskillä. [18, s. 47.]

Kuluttajan/sähkökäyttäjän toimiessa aggregaattorina se tarjoaa omaa kulutustaan joustettavaksi. Kyseinen malli sopii parhaiten suurille yrityksille, kuluttajille ja teollisuuksille. Kuluttajat pystyvät myymään omaa joustoaan eri markkinoille tai markkinaosapuolille. [18, s. 47.]

Palveluntarjoaja-aggregaattorista poiketen delegeoiva aggregaattori myy jouston markkinoille ja markkinaosapuolille omalla riskillä. Aktiivisena markkinaosapuolena delegeoivia aggregaattoreita voidaan pitää vastuussa niiden epäonnistuksessa täyttämään sähkön saatavuuden ja toimituksen vaatimukset. [18, s. 47.]

2.5 Haasteet

Kysyntäjoustop kokemat haasteet ovat pääsääntöisesti taloudellisia ja poliittisia. Yleistyäkseen kysyntäjoustop pitäisi olla kannattavaa kaikille sen osapuolille. Loppuasiakkaan osalta asiakkaan pitäisi kyetä myymään joustop ja saamaan riittävästi tietoa edistääkseen omaa tietämystään kysyntäjoustopista. [20, s. 37.]

Sähkön kysyntäjoustop laitteiston osalta tekniikan tulisi olla helppokäyttöistä ja niiden implementaation taloudellisesti kannattavaa. Erityisesti AMR-mittarit eli etäluettavat sähkömittarit ovat oleellinen osa kuorman ohjauksessa ja joustamisessa. AMR-mittarit ovat lainsäädännön edellyttämiä ja niillä pystytään valvomaan kysyntäjoustopille oleellista kuluttajan tietoa. Suomessa onkin tehty laajalajaiset etäluettavien sähkömittareiden asennukset, jotka ovat suurusluokaltaan noin kolme miljoonaa kappaletta vuoden 2017 mennessä, ja määrä on todennäköisesti kasvanut nykypäivään mennessä. Kaikkialla Suomen asunnoissa ja rakennuksissa ei kuitenkaan ole vielä asennettu etäluettavia sähkömittareita, mikä voi olla kynnyskivi kysyntäjoustop käyttöönotolle. [20, s. 37–38; 21.]

Muita haasteita ovat hajanainen toimialakenttä eli toimialalta löytyy monia sähkömyyjiä ja verkkoyhtiöitä. Kysyntäjoustoilta ei myöskään löydy yhtenäisiä käytänteitä eli standardeja sellaisissa kohdissa, joissa se olisi perusteltua. Lopuksi kysyntäjousto vaatii tietoa asiakkaiden kuormista ja kuormien ohjattavuudesta, jotta kysyntäjouston toteutus olisi mahdollisimman helppoa ja ongelmaton. [20, s. 38.]

2.6 Datahub

Datahub on Suomessa 21.2.2022 käyttöön otettu tiedonvaihtojärjestelmä. Se keskittyy Suomen sähkön vähittäismarkkinoille ja sinne tallennetaan asiakkaiden kulutustietoja. Toistaiseksi datahub on tarkoitettu jakeluverkkoyhtiöille ja sähkömyyntiyhtiöille, joita molempia on noin 80 kappaletta, mutta myös sähkökäyttäjät sekä käyttäjien oikeuttamat palveluntarjoajat voivat hyödyntää datahubiin tallennettua tietoa. Tiedonvaihtojärjestelmän tarkoituksena on nopeuttaa tiedonvaihtoa eri yritysten välillä koskien myös normaaliasiakkaita. Datahub vähentää myös markkinaprosessin virheiden määrää ja se edistää älyverkkojen sekä mittareiden käyttöä sekä kehittämistä. [22.]

Kysyntäjouston osalta datahub ei aiheuta merkittäviä muutoksia. Datahub mahdollistaa älyverkkojen ja mittareiden kehityksen, mikä myös kehittää kysyntäjoustoja. Kysyntäjoustoille oleellisia tietoja, joita datahubiin tallennetaan ovat kulutustiedot ja kuormat. Jotta kuormanohjaus ja jousto pystyttäisiin toteuttamaan paremmin tulevaisuudessa, täytyy datahubin kehittyä ja selvittää kuormanohjauksen tarpeita. Vaikka alustavat kuormatiedot löytyvät datahubista, ei tietoja pidetä riittävinä. Jo olemassa olevat kuormatiedot voidaan kuitenkin analysoida ja niistä voidaan muodostaa tarkempi näkemys kuorman tehonmuutoksesta. Datahub 2.0 suunnitellaan 15 minuutin taseselvitystä ja mittausajanjaksoa, mikä antaisi tarkempaa tietoa tehonmuutoksista. Tarkemmat tiedot tehonmuutoksesta parantavat kuorman ja kulutuksen ohjausta. Datahubin hyötyä rajoittaa kolmansien osapuolien kyky tai kykenemättömyys saada tarvittava tieto jouston toteutukseen. Kolmannen osapuolen täytyy hakea lupaa asiakkaalta päästäkseen käsiksi jouston toteuttamiseen vaadittuun tietoon. [23; 24, s. 7; 25.]

3 Sähkömarkkinat

Suomen sähkömarkkinat voidaan jakaa säätösähkö- ja reservimarkkinoihin, joita ylläpitää Fingrid ja muut Pohjoismaalaiset kantaverkkoyhtiöt, tukkumarkkinoihin, joista on vastuussa Nord Pool, ja johdannais- eli finanssimarkkinoihin, joita hoitaa Nasdaq OMX. Luvussa tullaan käymään läpi sähkömarkkinoita, sähkömarkkinoiden tuotteiden ominaisuuksia sekä toimituksen jälkeisiä palveluja eli tasepalveluja. Sähkömarkkinoiden rakenne on nähtävissä kuvassa 5. [26.]



Kuva 5. Sähkömarkkinoiden rakenne. [26.]

3.1 Reservimarkkinat

Edellä mainitun mukaisesti Suomen säätösähkö- ja reservimarkkinoista on vastuussa Fingrid ja muiden maiden kantaverkkoyhtiöt. Reservimarkkinoiden tarkoituksena on tukea sähköverkon tasapainotilaa. Tasapainotilassa sähköä tulee tuottaa saman verran kuin sitä kulutetaan. Tasapainotila on nähtävissä verkon taajuudella taajuuden ollessa 50,0 Hz. Sähkön kulutus ja tuotanto pyritään suunnittelemaan siten, että tasapainotila saavutettaisiin, mutta poikkeamien tapahtuessa hyödynnetään reservejä eli sähkön tuotantoa, kulutusta ja varastoja. Niiden tehoa muuttamalla pystytään palauttamaan verkko tasapainotilaan. [26; 27.]

Taulukko 1. Fingridin reservien veloitteet ja hankintalähteet vuodelle 2022. [27.]

Reservi	Velvoite	Hankintakanavat	Sopimusten mukainen enimmäiskapasiteetti
Taajuusohjattu käyttöreservi (FCR-N)	119 MW	Vuosimarkkinat Tuntimarkkinat Muut Pohjoismaat Venäjä Viro	103 MW 194 MW - 90 MW 35 MW
Taajuusohjattu häiriöreservi ylösäättö (FCR-D ylös)	n. 290 MW	Vuosimarkkinat Tuntimarkkinat Muut Pohjoismaat	431 MW 716 MW -
Taajuusohjattu häiriöreservi alassäättö (FCR-D alas)	92 MW*	Vuosimarkkinat Tuntimarkkinat Muut Pohjoismaat	114 MW 151 MW -
Nopea taajuusreservi (FFR)	n. 0–60 MW	Tuntimarkkinat Viro	104 MW 50 MW
Automaattinen taajuudenhallinta-reservi (aFRR)	60–80 MW (vain osalle vuorokauden tunneista)	Tuntimarkkinat Ruotsi Venäjä	- - -
Säätösähkömarkkinat ja nopea häiriöreservi (mFRR)	880–1300 MW	Säätösähkömarkkinat ja säätökapasiteettimarkkinat Fingridin varavoimalaitokset Käyttöoikeussopimuslaitokset	- 927 MW 291 MW

* Markkinoilta hankittava määrä hankinnan alkaessa 2022. Määrää kasvatetaan vaiheittain.

Pohjoismaiden eli Suomen, Ruotsin, Norjan ja Itä-Tanskan järjestelmävastaavat ovat sopineet veloitteet reservien ylläpitämiselle. Taulukossa 1 on listattuna eri reservityyppejä ja Fingridiltä veloitettu säätökykyisen kapasiteetin hankintamäärä kullekin reservityypille. Säätösähkömarkkinan ja nopean häiriöreservien hankintavelvoite on noin 900–1 300 MW:n luokkaa. Muut reservityyppien veloitteet ovat noin 100 MW:n suuruisia paitsi taajuusohjattu häiriöreservin ylösäättö, joka on noin 290 MW:n luokkaa. Taulukossa 1 on listattuna hankintakanavat, joita Fingrid voi hyödyntää reservien hankkimiseen. Hankintakanavia ovat sähkön vuosimarkkinat ja tukkumarkkinoiden tuntimarkkinat. Fingrid voi myös hankkia reservejä muilta Pohjoismailta sekä Virolta, että Venäjältä. [27.]

Kustakin reservistä Fingrid maksaa korvausta reservintoimittajalle. Korvauksen suuruus perustuu tarjotun reservin suuruuteen, reservinä toimimisen tuntimäärään ja sähkön säätöhintaan. Sähkön säätöhinta perustuu marginaalihinta-periaatteeseen eli kullakin markkinalla suurimman hyväksytyt tarjouksen hintaan. Marginaalihinta-periaatteen lopputuloksena on, että reserville on syntynyt omat markkinahintansa ylös- ja alassäädölle. [28, s. 13–14.]

3.1.1 Taajuusohjattu käyttöreservi (FCR-N)

Taajuusohjattu käyttöreservi on pätötehoreserviä, joka aktivoituu automaattisesti verkon taajuudenmuutoksista. Taajuusohjattu käyttöreservi pyrkii aktivoitumaan, kun verkon taajuus poikkeaa 50,0 Hz:n tasapainotilasta enemmän kuin 0,1 Hz:n verran eli taajuuden ollessa vähemmän kuin 49,9 Hz tai enemmän kuin 50,1 Hz. Taajuusohjatulla käyttöreservituotteella on pystyttävä samanaikaisesti sekä taajuuden ylössäätöön eli taajuuden nostoon, että taajuuden alassäätöön eli taajuuden laskemiseen. Ylössäädössä tuotantoa lisätään tai kulutusta vähennetään, jotta taajuus nousisi alle 50 Hz:stä takaisin 50 Hz:iin. Alassäädössä tuotantoa sen sijaan lasketaan tai kulutusta lisätään, jotta taajuus laskisi yli 50 Hz:stä takaisin 50 Hz:iin. Näiden käyttöreservin säätöjen vähimmäiskokoja, joita Fingridille voidaan tarjota, on 0,1 MW ja suurin säätökoko on 5 MW. Reservin tulee aktivoitua eli toteutua kokonaisuudessaan kolmessa minuutissa. Käyttöreservin ominaisuudet on havainnollistettu taulukossa 2. [29.]

Taulukko 2. Käyttöreservin ominaisuudet. [29.]

Reservi	Taajuusohjattu käyttöreservi
Lyhenne	FCR-N
Reservin kuvaus	Taajuuden pito normaalitaajuusalueessa
Säädön vähimmäiskoko	0,1 MW
Säädön maksimikoko	5 MW
Säätökoon tarkkuus	0,1 MW
Aktivoitumisaika	3 Min
Taajuusalue	49,9 - 50,1 Hz
Säätö	Itsenäinen paikallinen taajuuden mittaus
Säädön kuvaus	Kulutuksen nostoa ja vähentämistä

3.1.2 Taajuusohjattu häiriöreservi (FCR-D ylös/alas)

Taajuusohjatun käyttöreservin lailla häiriöreservi on taajuudenmuutoksesta aktivoituva pätötehoreservi, jolla pyritään pitämään verkon taajuus tasapainotilassa. Käyttöreservistä poiketen häiriöreservi pyrkii pitämään taajuuden 49,5–50,5 Hz:n alueella. Taajuusohjatun häiriöreservin tuotteet on myös jaettu ylös- ja alassäätötuotteisiin, jotka ovat erillisiä säätötuotteita. Teknisiltä vaatimuksiltaan Fingridille tarjottava säädön vähimmäiskoko häiriöreservin ylössäädön ja alassäädön osalta on 1 MW. Säädön maksimikoko on 10 MW. Puolet reservikapasiteetista pitää aktivoitua viidessä sekunnissa ja koko reservikapasiteetin on aktivoitettava 30 sekunnissa. Taulukossa 3 on listattuna kyseiset ominaisuudet. [29.]

Taulukko 3. Häiriöreservin ylös- ja alassäädön ominaisuudet. [29.]

Reservi	Taajuusohjattu häiriöreservi ylös/alas
Lyhenne	FCR-D Ylös & FCR-D Alas
Reservin kuvaus	Taajuuden vakautus epätasapainotilassa
Säädön vähimmäiskoko	1 MW
Säädön maksimikoko	10 MW
Säätökoon tarkkuus	0,1 MW
Aktivoitumisaika	5 s / 50%, 30 s / 100%
Taajuusalue	49,9 - 49,5 Hz (Ylös) & 50,1 - 50,5 Hz (Alas)
Säätö	Itsenäinen paikallinen taajuuden mittaus
Säädön kuvaus	Kulutuksen nostoa ja vähentämistä

3.1.3 Nopea taajuusreservi (FFR)

Nopea taajuusreservi on uusi vuonna 2020 toukokuussa käyttöönotettu reservituote. Nopean taajuusreservin tavoitteena on hallita inertiaa. Inertia on kyky vastustaa taajuudenmuutoksia ja inertiaa syntyy sähköjärjestelmän pyöriin massoihin varastoituneen liike-energian takia. Uusiutuvat energiantuotantomuodot vähentävät verkon inertian määrää, mistä johtuen verkossa tapahtuu nopeita ja suuria taajuudenmuutoksia vaatien yhä nopeampaa reagoitua reserveiltä taajuuden hallitsemiseen. Nopea taajuusreservi aktivoituu hyvin alhaisissa

verkon taajuuskissa. Aktivoitumistaajuudet ovat 49,7 Hz; 49,6 Hz ja 49,5 Hz. Aktivoitumisajat samassa järjestyksessä taajuudelle ovat 1,3 sekuntia; 1,0 sekuntia ja 0,7 sekuntia. Aktivoinnin vähimmäiskesto on 5 sekuntia, jos deaktivoitinoisuus on 20 % nopean taajuusreservin kapasiteetista sekuntia kohden. Aktivoinnin kesto kasvaa 30 sekuntiin suuremmilla deaktivoitinoisuuksilla. Nopean taajuusreservin pitää pystyä aktivoimaan uudelleen 15 minuutin kuluttua edellisestä aktivoitumisesta. Aktivoitavat ja säädettävät nopean taajuusreservin kapasiteetti koot ovat minimissään 1 MW ja maksimissaan 10 MW. Taulukosta 4 on nähtävissä reservin ominaisuudet. [30; 31, s. 5.]

Taulukko 4. Nopean taajuusreservin ominaisuudet. [30.]

Reservi	Nopea taajuusreservi
Lyhenne	FFR
Reservin kuvaus	Lyhyt säätö. Inertian hallinta reservi.
Säädön vähimmäiskoko	1 MW
Säädön maksimikoko	10 MW
Säätökoon tarkkuus	0,1 MW
Aktivoitumisaika	1,3 s; 1,0 s; 0,7 s
Taajuusalue	49,7 Hz; 49,6 Hz; 49,5 Hz
Säätö	Itsenäinen paikallinen taajuuden mittaus
Säädön kuvaus	Kulutuksen pudotus lyhyellä aikavälillä

3.1.4 Automaattinen taajuuden palautusreservi (aFFR)

Automaattinen taajuuden palautusreservi on otettu käyttöön Suomessa ja Pohjoismaissa vuonna 2013. Automaattinen taajuuden palautusreservi palauttaa sähköjärjestelmän taajuuden nimellisarvoonsa ja tehotasapainon sen suunniteltuun arvoon. Nimensä mukaisesti reservi aktivoituu automaattisesti maan kantaverkkoyhtiön 10 sekunnin välein lähettämän tehonmuutossignaalin johdosta ja sen aktivoitumisaika on noin viisi minuuttia. Fingridille tarjottava palautusreservin säädön vähimmäiskoko on 1 MW ja maksimikoko 50 MW. Taulukko 5 havainnollistaa reservin ominaisuuksia. [32.]

Taulukko 5. Automaattisen palautusreservin ominaisuudet. [32.]

Reservi	Automaattinen taajuuden palautusreservi
Lyhenne	aFRR
Reservin kuvaus	Taajuuden palautus nimellisarvoon autom.
Säädön vähimmäiskoko	1 MW
Säädön maksimikoko	50 MW
Säätökoon tarkkuus	1 MW
Aktivoitumisaika	5 Min
Taajuusalue	50 Hz nimellisarvoon palautus
Säätö	Fingridin signaalin aktivoima
Säädön kuvaus	Tilanne riippuva kulutuksen nosto/lasku

3.1.5 Säätosähkö- ja sähkökapasiteettimarkkinat (mFRR)

Säätosähkö- ja sähkökapasiteettimarkkinat ovat Fingridin ja muiden Pohjoismaiden kantaverkkoyhtiöiden ylläpitämiä. Fingrid hankkii markkinoilta säätökapasiteettia, jota käytetään tuotannon ja kulutuksen tasapainottamiseen sekä verkon käyttövarmuuden tukemiseen. Sähkökapasiteettia markkinoilla myy reservitoimittajat, joilta edellytetään kykyä toteuttaa tehonmuutos tai aktivoituminen 15 minuutissa. Reservitoimittajien tarjoamien säätökokojen on oltava vähintään 5 MW suuruisia ja maksimissaan 50 MW. Tarjouskoot voivat olla 1 MW:n suuruisia, jos tarjous voidaan toteuttaa elektronisesti ja alle 5 MW:n tarjouksia käyttötuntia kohden on tehty vain yksi. Käyttötunnille suunniteltu säätö aktivoidaan manuaalisesti reservitoimittajan toimesta. Taulukossa 6 on listattuna reservin ominaisuudet. [33.]

Taulukko 6. Manuaalisen taajuuden palautusreservin ominaisuudet. [33.]

Reservi	Manuaalinen taajuuden palautusreservi
Lyhenne	mFRR
Reservin kuvaus	Käytännöllinen toimittajan toteuttama
Säädön vähimmäiskoko	5 MW (1 MW, jos elektronisesti aktivoitu)
Säädön maksimikoko	50 MW
Säätökoon tarkkuus	1 MW
Aktivoitumisaika	15 Min tarjouksen hyväksymisestä
Taajuusalue	50 Hz nimellisarvoon palautus
Säätö	Fingrid pyytää toimittajaa aktivoimaan.
Säädön kuvaus	Tilanne riippuva kulutuksen nosto/lasku

3.2 Tukkumarkkinat (Sähköpörssi)

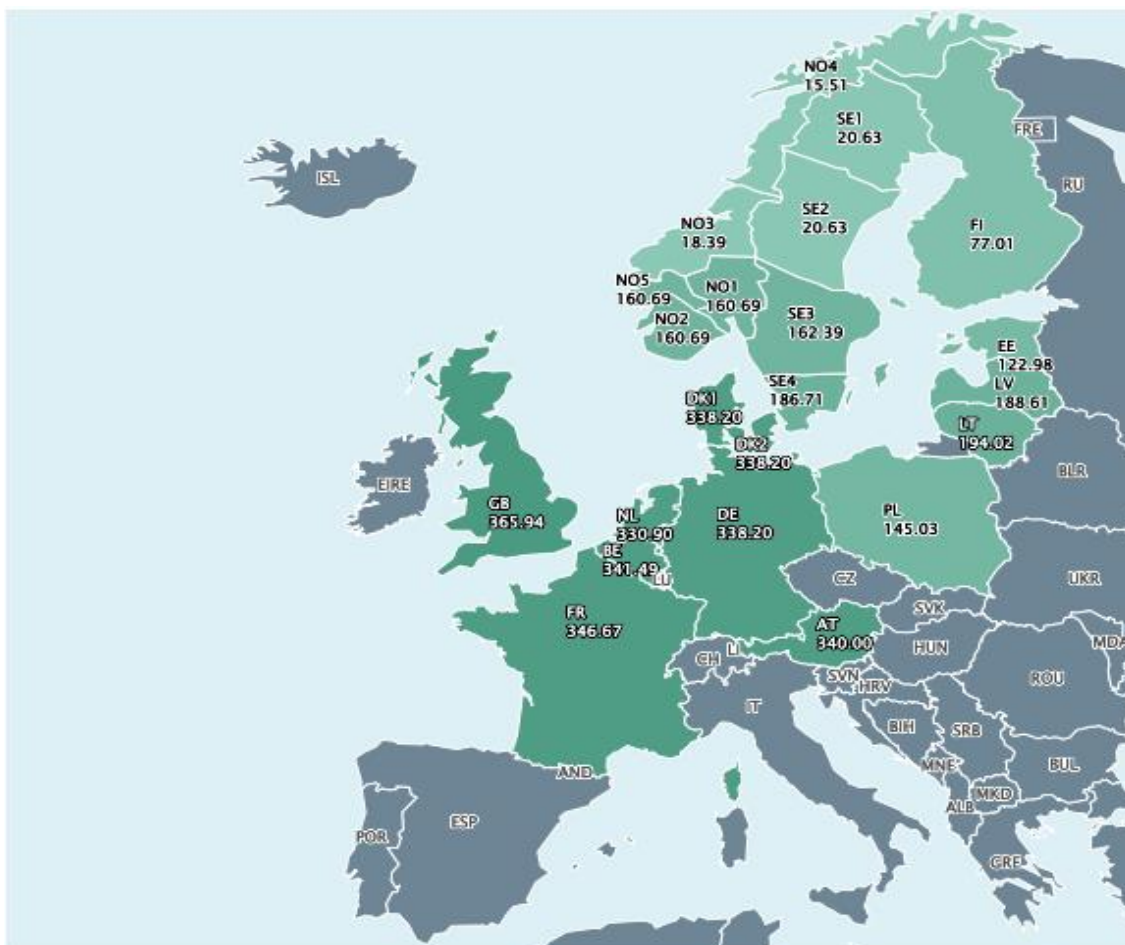
Sähkön tukkumarkkinat, jotka tunnetaan myös sähkön fyysisen kaupan markkinoina tai sähköpörssinä, perustettiin 90-luvulla Norjan parlamentin toimesta. Nord Pool on vastuussa tukkumarkkinoista, joihin Suomi liittyi vuonna 1998. Arviolta noin 70–75 % Suomen sähköstä myydään Nord Poolin sähköpörssissä. [34; 35.]

Sähköpörssin markkinoilla käytävä kaupankäynti tapahtuu Day-Ahead eli vuorokausimarkkinoilla ja Intraday eli päivän sisäisillä markkinoilla. Tässä luvussa paneudutaan tarkemmin kyseisiin markkinoihin ja myös OTC (Over the counter) -kaupankäyntiin eli sähköpörssin ulkopuoliseen kaupankäyntiin. [36.]

3.2.1 Day-Ahead (Vuorokausimarkkinat)

DA-markkinoilla sähkön hinta määräytyy sähkön kysynnän ja tarjonnan mukaan. Muita hintaan vaikuttavia tekijöitä ovat sääolosuhteet ja voimalaitosten toiminta. Sähkön voimalaitoksen tuotanto voi esimerkiksi olla puutteellista verrattuna sen maksimituotantoon, mikä vaikuttaa sähkön hintaan. Sähkön tuotantotyypit ovat myös erilaisia, joten tietty tuotettu sähkö on kalliimpaa kuin toinen tuotettu sähkö kuten esimerkiksi uusiutuvat energiantuotanto muodot verrattuna fossiilisiin energiantuotantomuotoihin. [37.]

DA-markkinoiden sähkön hinnat jaetaan alue- ja systeemihintoihin. Alue- ja systeemihinnat lasketaan kaikille sähkön toimitustunneille. Aluehinta muodostuu eri tarjousalueille, jotka siirtoverkonhaltijat ovat jakaneet ja muodostaneet hallitakseen sähkönsiirron tukkeutumista. Tarjousalueilla voi olla sähkön vaje, ylimäärä tai tuotanto ja kulutukset voivat olla tasapainossa. Sähkö pääsääntöisesti siirtyy sieltä, missä sähkön hinta on alhainen, sinne missä sähkönkysyntä- ja hinta ovat korkeita. Tarjousalueiden väliset hintaerot aiheutuvat sähkön tukkeutumisesta ja alueiden siirtokapasiteetin riittämättömyydestä. [38.] Nord Poolin tarjousalueet ovat esitettynä kuvassa 6.

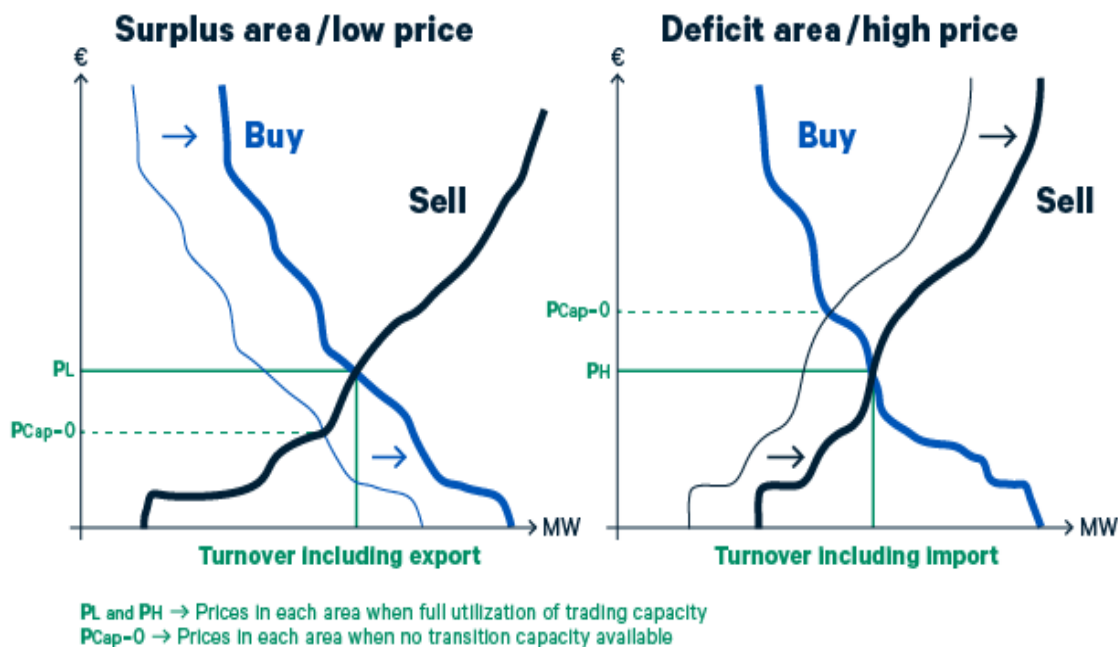


Kuva 6. Nord Poolin alueet. Kuvassa 2.3.2022 systeemihinnat. [39.]

Systeemihinta on rajoittamattoman markkinan selvityksen referenssihinta, missä verkon kapasiteetin siirtovalmiudet oletetaan äärettömiksi verrattuna aluehinnan siirtovalmiuksiin, missä siirtovalmiudet ovat realistiset. Sähkön finanssimarkkinat ja johdannaistuotteet käyttävät systeemihintaa referenssihintaan. [38.]

Kuva 7 havainnollistaa sähkön myynti- ja ostokäyrät, joiden risteymä on aikaansaatu aluehinta. Eri tunneille tehdään osto- ja myyntitarjouksia eri hinnoilla sekä tehon määrillä. Minimiosto- tai myyntihinta on -500 euroa ja maksimi 3000 euroa. Osto- ja myyntihinnat voidaan tehdä mille tahansa tehon määrälle, jonka suuruus on vähintään 0,1 MW. Tarjouksille rajataan minimi ja maksimi osto- että myyntihinnat. Tarjoukset kootaan tämän jälkeen kuvan 7 tapaiseksi, joiden risteymä on DA-markkinalle syntynyt tunnin sähkön hinta alueelle. Tarjoukset on

jätettävä edeltävänä päivänä kello 13 mennessä Suomen aikaa. [38; 40, s. 4; 41.]



Kuva 7. Aluehinnan muodostus sähkön oston ja myynnin risteymästä. [38.]

3.2.2 Intraday (Päivänsisäiset markkinat)

Päivänsisäiset sähkön kaupankäyntimarkkinat ovat nimensä mukaisesti päivän sisällä tapahtuvaa sähkön kaupankäyntiä. Kaupankäyntiä voidaan suorittaa jatkuvasti Intraday-markkinoilla. Tarjousaika pääsääntöisesti sulkeutuu tuntia ennen toimitusaikaa, mutta Suomessa voidaan tehdä tarjouksia jopa toimitusajan hetken kohdalla tosin vain paikallisissa sopimuksissa. Rajan yli tapahtuva päivänsisäinen sähkön kaupankäynti Suomen ja muiden maiden välillä sulkeutuu 30 minuuttia ennen toimitushetkeä. [42.]

Intraday-markkinoiden hinta perustuu parhaimman hinnan periaatteeseen eli suurin ostohinta ja alhaisin myyntihinta ovat ensisijaisia kullekin markkinaosapuolelle. Sähkön ostaja haluaa tosin sanoen mahdollisimman alhaisen myyntihinnan ja sähkön myyjä mahdollisimman suuren ostohinnan. [43.]

3.2.3 OTC-markkinat

Sähkökauppaa, jota käydään sähköpörssin ulkopuolella, kutsutaan OTC-kaupankäynniksi. OTC-kaupankäynti tapahtuu kahden tai useamman markkinaosapuolen välillä. OTC-kaupankäynti ja markkinat tarjoavat eri osapuolille mahdollisuuden muodostaa omaan sähkön tarpeisiin perustuvan sähkön osto- ja myyntipaketin. OTC-kaupankäynnissä on riskinä, että vastapuoli ei pysty toteuttamaan sovittuja velvollisuuksiaan, jolloin sähkön hankkija ei saa tarvitsemaansa sähköä toimintaansa. [44, s. 28.]

3.3 Finanssimarkkinat (Nasdaq OMX)

Futuurimarkkinat, jotka tunnetaan myös finanssimarkkinoina tai johdannaismarkkinoina, ovat Nasdaq Commodities -pörssin ylläpitämiä. Nasdaqin tuotteiden tarkoituksena on suojautua tukkumarkkinoiden eri tuntien sähkön hinnan vaihteluilta eli taata tietty sähkön hinta tietylle ajanjaksolle. Näitä tuotteita kutsutaan futuureiksi. Nasdaqin finanssimarkkinat ovat avoinna arkipäivisin kello 8 ja 19 välillä, jolloin voidaan ostaa tai myydä futuureja. [35.]

3.3.1 Futuuri

Futuurit ovat laillisesti sitova sopimus ostaa tai myydä hyödyke tai rahoitusväline, joka tässä tapauksessa on sähkö, sovitun ajanjakson aikana ostajan ja myyjän sopimaan hintaan. Sopimus velvoittaa ostajaa hyväksymään sähkön toimituksen ja myyjää toimittamaan sähkön ostajalle. [45.]

Futuurit standardisoidaan sähkön laadun, määrän ja toimitusajanjakson perusteella [45]. Sopimusten sähkön määrä ja hinta vaihtelevat osapuolien tarpeiden ja päätösten mukaan. Kaupattavan sähkön määrän on kuitenkin oltava vähintään 1 MW. Sopimusten pituudet eli toimitusajanjakso ovat kuitenkin tarkasti tiedossa. Sopimusten toimitusajanjakso voi olla päivä, viikko, kuukausi, neljännesvuosi, vuosi tai pidempi. Toimitusajanjaksoista vuosisopimus porrastuu neljännesvuoden pituisiin toimitusajanjaksoihin ja neljännesvuosisopimukset

porrastuvat kuukaudenpituisiin toimitusajanjaksoihin. Porrastumista havainnollistaa taulukko 7. Porrastuminen jatkuu suuremmilta toimitusajanjaksoilta pienempiin. Porrastuminen loppuu kuukauden pituisiin toimitusajanjaksoihin. [46, s. 2; 82–90]. Kun sopimus on sovittu, nettoarvon tilitys alkaa välittömästi ja loppuu vasta toimitusajan päätyttyä. Sopimuksen hintaa verrataan joka päivä tukku-markkinan systeemihintaan. Systeemihinnan ollessa suurempi kuin futuurin sovittu hinta maksaa myyjä ostajalle niiden erotuksen. Jos systeemihinta on alaisempi kuin futuurin hinta, maksaa ostaja myyjälle niiden välisen erotuksen. [47.]

Taulukko 7. Futuurien toimitusajanjaksojen porrastuminen. [46, s. 2; 82–90.]

Ftuurien toimitusajanjaksot	Porrastus
Vuosi+ (10v Maksimi)	
Vuosi	↓
1/4 Vuosi (3kk)	
Kuukausi	Ei
Viikko	Ei
Päivä	Ei

3.3.2 DS-Futuuri

DS-futuurit poikkeavat normaalifutuuereista toimitusajanjakson ja tilityksen kohdalla. DS-futuurit ovat kuukauden, neljännesvuoden ja vuoden pituisia. Futuurien lailla neljännesvuosi- ja vuosisopimukset porrastuvat lyhyempiin kuukauden toimitusajanjaksoihin. DS-ftuurien kauppaerät ovat myös 1 MW:n suuruisia. DS-ftuurin systeemihinnan ja sopimuksen hinnan vertailu on samanlaista kuten futuuereilla. Futuuereista poiketen kaupankäyntijakson aikana nettoarvoa kerätään ja lopullinen tilitys tehdään toimitusajanjakson aikana. [46, s. 76–80; 48.]

3.3.3 Optio

Optiot poikkeavat futuuereista siten, että optio antaa oikeuden mutta ei veloitetta ostaa tai myydä sähköä tiettyyn hintaan tiettyinä päivinä. Sähkön optio tuotteiden toimitusajanjaksot ovat neljännesvuoden ja vuoden pituiset sekä kaupattavat tehot vähintään 1 MW:n suuruisia. [46, s. 92–95; 48; 49.]

3.3.4 EPAD

EPAD (Electricity Price Area Difference) on futuurinomainen johdannaistuote, jolla tähdätään aluehintariskien hallinnoimiseen. Riskiltä suojautuminen toteutetaan laskemalla aluehinnan ja systeemihinnan erotus, joka toimii referenssihintana EPAD-futuureille. [47.]

EPAD-futuurien toimitusajat ovat viikon, kuukauden, neljännesvuoden ja vuoden pituisia. Kuten aikaisemmissa futuureissa neljännesvuoden ja vuoden sopimukset porrastuvat lyhyemmiksi kuukauden toimitusajan osuuksiksi. Sopimusten tehojen suuruus pysyy 1 MW:ssa. [46, s. 98–107.]

3.4 Tasepalvelu

3.4.1 Tasehallinta

Sähkötaseella tarkoitetaan sähkön tuotannon, hankinnan, kulutuksen ja myynnin välistä tehotasapainon ylläpitoa. Sähkötaseesta on vastuussa sähkömarkkinoiden eri osapuolet. Osapuolien sähkötaseen valvominen koituu käytännössä hyvin hankalaksi, joten ne tarvitsevat avoimen toimittajan. Avoimen toimittajan omaavaa markkinaosapuolta kutsutaan tasevastaavaksi ja se on vastuussa sähkötaseen tasapainottamisesta. Suomessa avoimen toimittajan roolissa toimii Fingrid. [50.]

Tasehallinta on Fingridin toimintaa, jossa sähkötehon tuotantoa ja kulutusta tasapainotetaan ja ylläpidetään. Tasapainotus ja ylläpito suoritetaan hyödyntämällä ja aktivoimalla luvun 3.1 reservituotteita. Tasehallinnassa sähköverkon taajuus pyritään pitämään noin 49,9–50,1 Hz alueella luvun 3.1 mukaisesti. [50.]

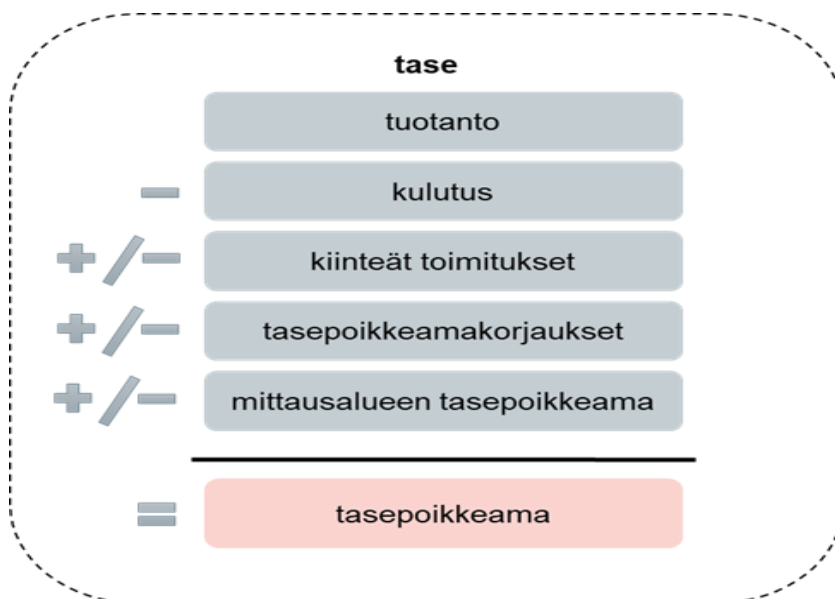
3.4.2 Taseselvitys

Taseselvitys on sähkön toimitusten selvittämistä. Selvityksen kohteina ovat sähkö markkinoiden osapuolet kuten sähkön myyjät. Taseselvitysmalli on

hierarkkinen. Mallin korkein asema on tasesähköyksikkö, jonka roolissa toimii Fingrid. Fingridin alapuolella toimii tasevastaavat, joiden tasevastuussa ovat sähkönmyyjät ja muut osapuolet. Oleellisinta mallissa on, että jokaisella osapuolella on yksi avoin toimittaja. Pohjoismaiden välisen taseselvityksen toteuttaa taseselvitysyksikkö, jonka roolissa toimii eSett. eSettin tehtävänä on tehdä taseselvityksiä tasevastaavista. [51; 52, s. 4.]

3.4.3 Tasemaksut

Taseisiin liittyy erilaisia maksuja, kustannuksia ja hintoja. Suomessa ja Pohjoismaissa on käytössä yhden taseen malli. Malli otettiin käyttöön 1.11.2021. Yhden taseen malli on nähtävissä kuvassa 8. Taseessa lasketaan tasepoikkeamaa eli sähkön määrää, joka muodostuu tuotetusta ja kulutetusta sähköstä. Sähkön kiinteät toimitukset, tasepoikkeamakorjaukset ja mittausalueen tasepoikkeama kasvattavat tai laskevat lopullista tasepoikkeamaa. [53.]



Kuva 8. Yhden taseen malli. [53.]

Jos tasepoikkeama on positiivinen eli sähköstä on jäänyt ylijäämää, ostaa Fingrid tasepoikkeaman. Tasepoikkeaman ollessa negatiivinen täytyy tasevastavan ostaa tasepoikkeama Fingridiltä. Tasepoikkeaman hinta riippuu Fingridin

säätösähkön hinnoista. Esimerkiksi yössäätötunnilla tasepoikkeaman hinta on yössäätöhinta, jos tunnilla on yössäätöä. Alasäädössä tasepoikkeaman hintana on tunnin alassäätöhinta. Jos säätöä ei tapahdu, tasepoikkeaman hinta on Nord Poolin vuorokausimarkkinan Suomen hinta. Taulukko 8 havainnollistaa tasepoikkeaman hinnan muodostumista. [54.]

Taulukko 8. Tasepoikkeaman hinnat ja yksihintajärjestelmä. [54.]

	Yössäätötunti	Ei säätöä	Alassäätötunti	
Yössäätöhinta	100	50	50	€/MWh
Vuorokausimarkkinahinta	50	50	50	€/MWh
Alassäätöhinta	50	50	20	€/MWh
Tasepoikkeaman osto/myyntihinta	100	50	20	€/MWh

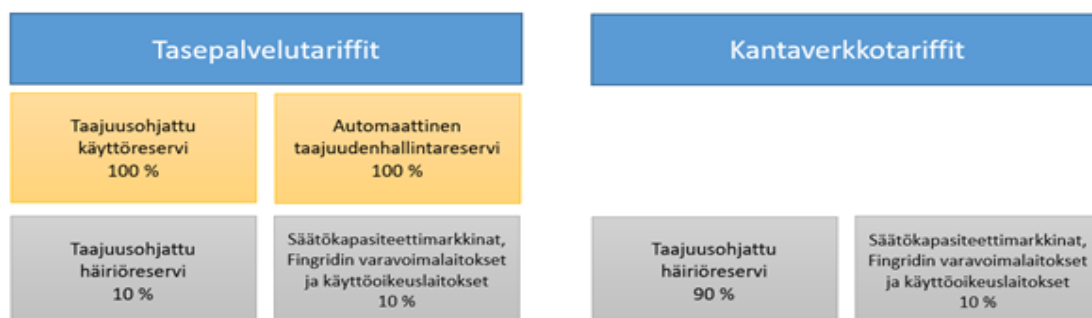
Tasepoikkeaman lisäksi tasepalveluihin liittyy myös muita maksuja. Taulukossa 9 on listattuna tasepalvelujen kiinteä viikkomaksu, joka on noin 30 euroa viikkoa kohden. Muita maksuja ovat tuotannon ja kulutuksen volyymimaksu, joka on 1.5.2022 alkaen 0,64 euroa MWh:ta kohden. Tasepoikkeamaan liittyy vielä volyymimaksu, joka on 1,15 euroa MWh:ta kohden. [55.]

Taulukko 9. Maksut yksitasemallissa. [55.]

Tasepalvelun maksut	Maksut 1.5.2022 alkaen	Maksut 1.2.2022 alkaen
Kiinteä viikkomaksu	30 €/vko	30 €/vko
Tuotannon ja kulutuksen volyymimaksu	0,64 €/MWh	0,41 €/MWh
Tasepoikkeaman volyymimaksu	1,15 €/MWh	1,15 €/MWh

Tasepoikkeaman energiamaksut sovitun mallin mukaisesti.

Tasepalveluihin lasketaan osaksi osa reservikustannuksista, mikä on nähtävissä kuvassa 9. Reserveillä viitataan luvun 3.1 reservituotteisiin. Taajuusohjatun käyttöreservin kustannukset kuuluvat tasepalvelulle kuten myös automaattisen taajuudenhallintareservin kustannuksetkin. Kantaverkolle kuuluu suurin osa taajuusohjatun häiriöreservin kustannuksista mutta pieni osa kustannuksista kuuluu myös tasepalvelutariffeille. Säätekapasiteettimarkkinoiden, Fingridin varavoimlaitosten ja käyttöoikeuslaitteistojen kustannuksista kuuluu pieni osa sekä tasepalvelutariffeille että kantaverkolle. [56.]



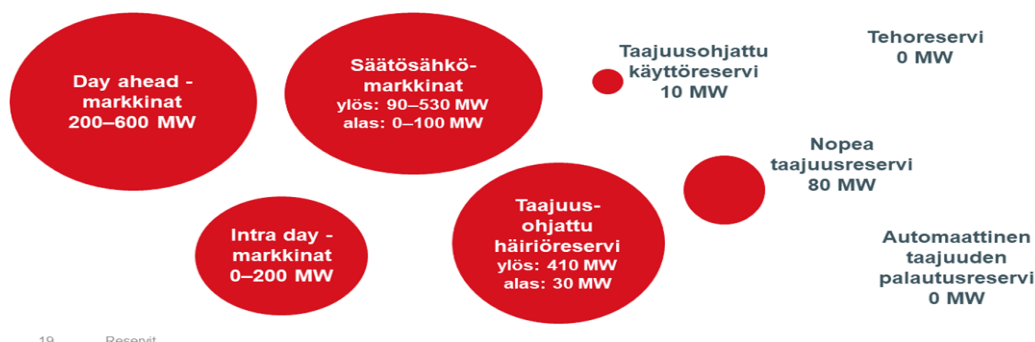
Kuva 9. Tasepalvelu- ja kantaverkkotariffit. [56.]

4 Kysyntäjoustop osallistuminen sähkömarkkinoille

Luvussa 4 käydään läpi eri sähkömarkkinoille osallistumista ja liittymistä. Huomiota kiinnitetään markkinoiden liittymisprosessiin ja markkinoiden jäsenyyksiin. Luvussa tuodaan myös ilmi osallistuminen käytännön kannalta eli tarjousten teko eri markkinoilla, tarjousten teon määräpäivät ja kellon ajat sekä tarjouksissa vaaditut tiedot kuten sähkön määrä, hinta ja tuntikohtainen kesto.

Lopuksi jokaisen markkinan kohdalla keskitytään sähkön kysyntäjoustop osallistumiseen ja toteutukseen nimenomaisilla markkinoilla. Toteutukseen ja taloudellisuuteen liittyvät seikat nostetaan luvuissa esiin. Sähkön kysyntäjoustop määrä sähkömarkkinoilla on nähtävissä kuvassa 10. Kysyntäjoustop on eniten suuruusjärjestyksessä Day ahead -markkinoilla, säätösähkömarkkinoilla, taajuusohjatulla häiriöreservillä, Intraday-markkinoilla, nopealla taajuusreservillä ja taajuusohjatulla käyttöreservillä.

Kysyntäjouston osallistuminen eri markkinapaikoille Suomessa status 1.2.2022



19 Reservit

Kuva 10. Kysyntäjousto sähkömarkkinoilla. [2.]

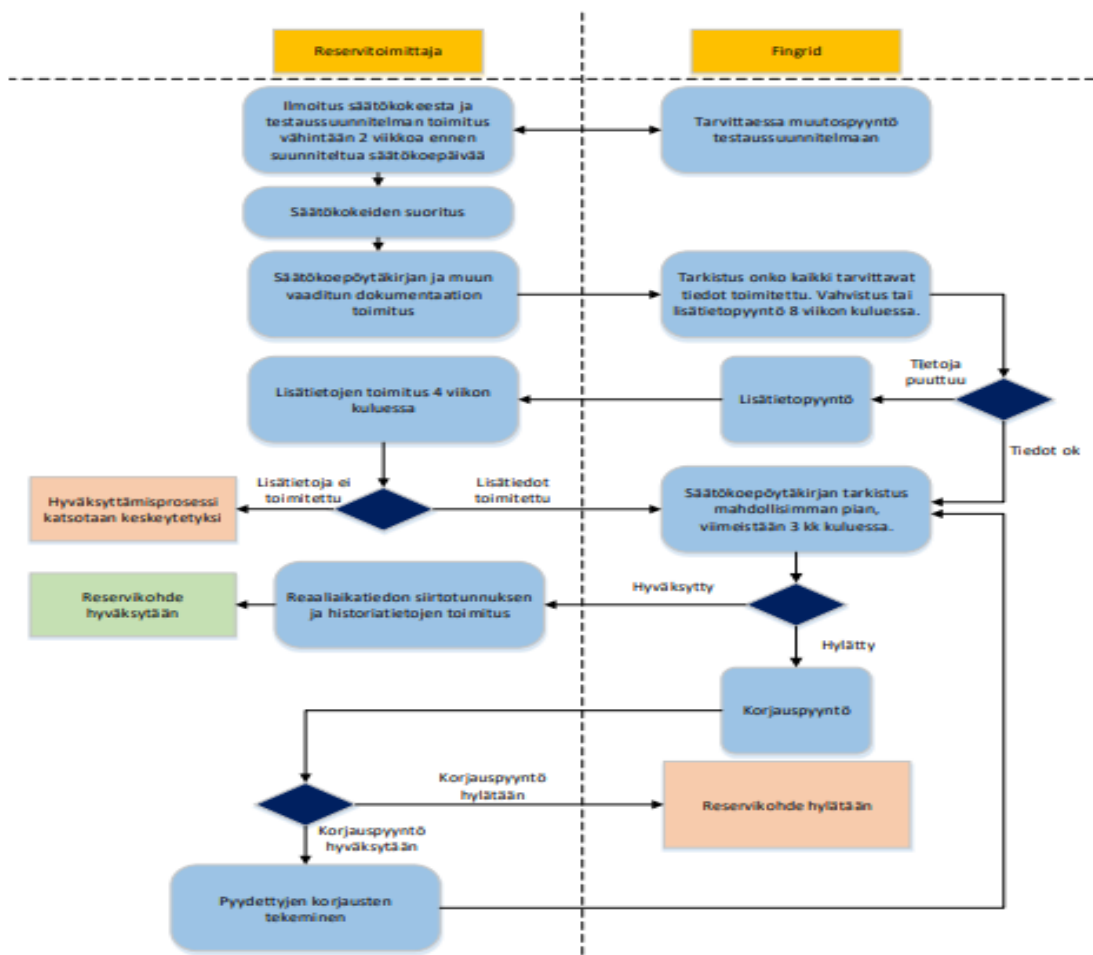
4.1 Reservimarkkinat

4.1.1 Reservimarkkinoille liittyminen

Reservimarkkinoiden teknisiä vaatimuksia on jo käyty läpi luvussa 3.1. Yleisvaatimuksia reservimarkkinoille liittymiselle ovat säätökykyisen kohteen omistaminen tai sähkönmyyjänä toimiminen. Reservinmyyjänä toimiminen vaatii myös sopimuksen Fingridin kanssa ja reservikohteen täytyy sijaita joko Suomessa tai se pitää pystyä kytkemään Suomen sähköverkkoon. [57.]

Reservin hyväksyttäminen noudattaa kuvan 11 prosessia taajuuden vakautusreservin, nopean taajuusreservin ja automaattisen taajuusreservin kohdalla. Reservin toimittaja suunnittelee säätökokeet ja testaukset, jotka Fingrid tarkastaa ja tekee muutospyyntöjä tarvittaessa. Reservin toimittaja tekee testit ja dokumentoi säätökokeen tulokset, jotka se toimittaa Fingridille. Fingrid tarkistaa dokumenttien tiedot ja kahdeksassa viikossa ilmoittaa tietojen vahvistuksesta tai tekee lisätietopyynnön puuttuvista tiedoista. Tarvittavan tiedon puuttuessa hyväksyttämisen prosessi keskeytetään. Jos kaikki tiedot ovat saatavilla, korkeintaan kolmessa kuukaudessa Fingrid pyrkii tarkistamaan säätöpöytäkirjan. Fingrid tässä vaiheessa joko hyväksyy reservikohteen tai hylkää sen. Fingrid lähettää hylkäämisen jälkeen korjauspyynnön, jonka yrityksen on tehtävä tai

reservikohde hylätään kokonaisuudessaan. Korjausten teko toistaa säätökoepöytäkirjan tarkistusprosessin ja hyväksynnän tai uudelleen hylkäyksen. Reservikohteen hyväksynnän seurauksena reservitoimittajan tulee lähettää reaaliaikaiset siirtotunnukset ja historiatiedot, minkä jälkeen reservikohde voi toimia reservinä. Sääötietojen toimittamista Fingridille jatketaan, jotta Fingrid voi varmistua, että reserviä todellakin toimitettiin sopimusten mukaisesti. Automaattisessa palautusreservissä historiatietoja ei tarvitse toimittaa muista reserveistä poiketen sillä Fingrid on vastuussa reservin aktivoimisesta. Manuaalisessa taajuudenpalautusreservissä on käytännössä sama mutta hieman lyhyempi hyväksyttämisen prosessi. Hyväksyttämisen prosessi vaatii vain dokumenttien toimitusta ja dokumenttien tietojen paikkausta. Tietojen paikkauksen jälkeen reservikohde joko hyväksytään tai hylätään. [58, s. 3; 59, s. 3; 60, s. 3; 61 s. 3.]



Kuva 11. Taajuuden vakautusreservin, nopean taajuusreservin ja automaattisen taajuusreservin hyväksyttämisen prosessi. [58, s. 3.]

Hyväksyttämismuutoksissa Fingridin vaatimat dokumenttien tiedot ovat nähtävissä taulukossa 10. Taulukon vasemmalla puolella ovat reservit ja oikealla puolella kyseisten reservien vaatimat tiedot. Jokainen reservi vaatii hyväksyttämismuutoksesta säätökoepöytäkirjan, reservikohteen tai resurssin nimen ja säätökohteen päivämäärän. Vakautusreservi ja nopea taajuusreservi vaativat tietoa voimalaitoksista, kulutuksesta ja energiavarastoista. Automaattinen ja manuaalinen vaativat sen sijaan paljon reaaliaikaisempaa tietoa.

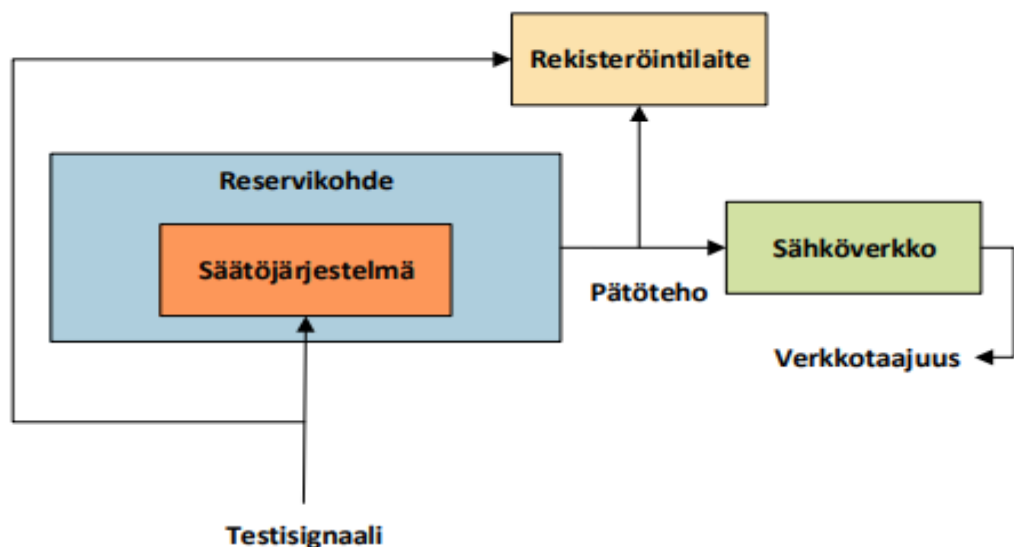
Taulukko 10. Reserveiltä vaadittavat dokumenttien tiedot. [58, s. 4; 59, s. 4; 60, s. 4; 61, s. 4; 62, s. 6–7; 63, s. 8.]

Reservit	Vaadittu dokumenttien tiedot
FCR, FFR, aFRR, mFRR	Säätökoepöytäkirja
FCR, FFR, aFRR, mFRR	Säätökohteen päivämäärä
FCR, FFR	Kohteen nimi
FCR, FFR	Taajuuden kuvaaja ajan suhteen
FCR, FFR	Päätötehon kuvaaja ajan suhteen
FCR, FFR	Voimalaitoksen nimellisteho (MW)
FCR, FFR	Voimalaitoksen maksimiteho (MW)
FCR, FFR	Kulutuksen tyyppi
FCR, FFR	Kulutuksen maksimiteho (MW)
FCR, FFR	Kulutuksen tekninen kuvaus säätöjärjestelmän toiminnasta
FCR, FFR	Energiavaraston nimellisteho (MW)
FCR, FFR	Energiavaraston energiakapasiteetti (MWh)
FCR, FFR	Energiavaraston Varaustason ylä- ja alaraja (MWh tai %)
FCR, FFR	Tekninen kuvaus energiavaraston toiminnasta ja varaustason hallinnasta
FCR	Taajuussäädön herkkyyden kuvaaja
FCR	Vesivoimalaitoksen putoamiskorkeus
FCR	Voimalaitoksen turbiinisäätäjän tyyppi ja parametrit
FFR	Aktivointitaajuus
FFR	Voimalaitoksen Hitsausvakio H (MWs/MVA)
FFR	Voimalaitoksen tekninen kuvaus säätöjärjestelmän toiminnasta
aFRR	aFRR kapasiteetti ylös (MW)
aFRR	aFRR kapasiteetti alas (MW)
aFRR	aFRR reservin aktivoinnista aiheutuva reaaliaikainen teho
aFRR	Fingridin lähettämän aktivointisignaalin takaisinlähetyksen
aFRR	Automaattisen taajuuden palautusreservin määrä
aFRR	Säätöenergian määrä ja hinta (Fingridin toimittama)
mFRR	Säätöresurssi
mFRR	Laitosnimi
mFRR	Säätöalue
mFRR	Tyyppi
mFRR	RO-Tunnus (Säätöobjektitunnus, jolla todennetaan säätötarjous)
mFRR	Reaaliaikaisen tiedon lähetystunnus
mFRR	Reservikohteen päätötehomittaus

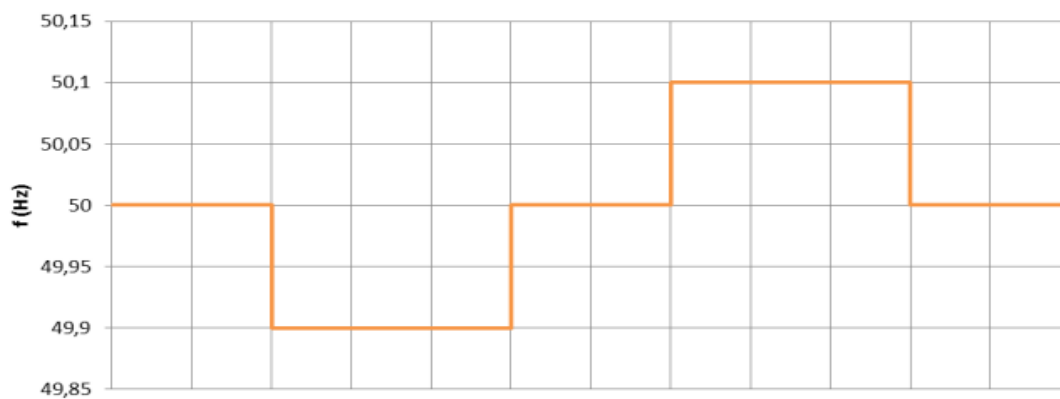
4.1.2 Säätkoe

Edellisessä luvussa listattujen tietojen keruun lisäksi reservikohteissa suoritetaan niiden säätkoe. Säätkoe suoritetaan kaikille reserveille paitsi manuaalisen taajuuden palautusreserville ja kokeen tarkoitus on tarkastaa, että kohteet täyttävät niille asetetut tekniset vaatimukset. Säätkokeet ovat voimassa viisi vuotta mittauspäivästä lähtien [58, s. 5].

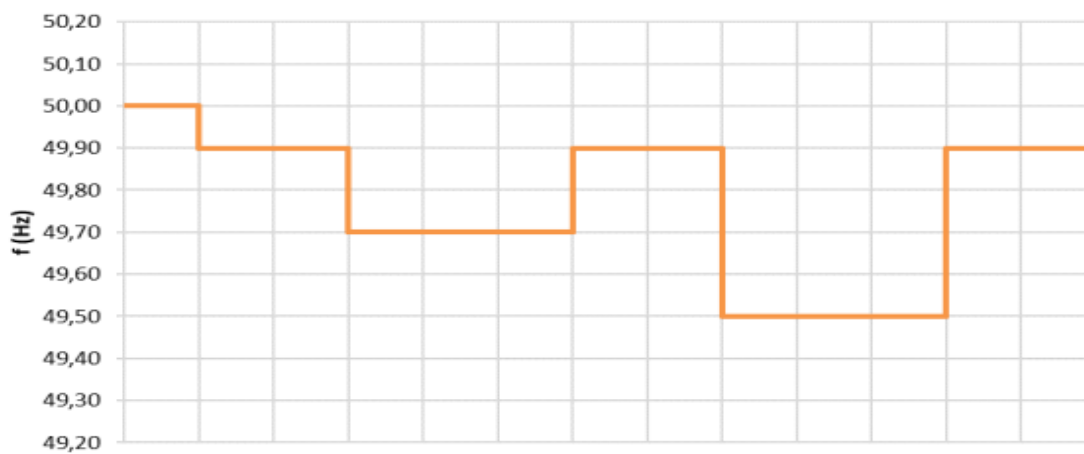
Käyttö- ja häiriöreservin säätkokeessa säädettävälle järjestelmälle lähetetään testisignaali ja seurataan sen vaikutusta pätötehoon sekä sähköverkkoon ja sähköverkon taajuuteen rekisteröintilaitteella. Rekisteröintilaitteena voi toimia mittauslaite tai tietokoneohjelma, joka tallentaa, mittaa ja dokumentoi taajuuden sekä pätötehon muutokset. Oleellista on, että dokumentoidut tiedot pystytään lähettämään Fingridille läpikäytäväksi. Käyttö- ja häiriöreservikohteissa taajuusmuutokset tehdään askelmaisesti ja porrastetusti. Taajuuden muutosten suuruudet kuitenkin vastaavat käyttö- ja häiriöreservin aktivoitumisaluetta eli käyttöreservin kohdalla testisignaalit ovat 49,9 ja 50,1 Hz:n alueella. Häiriöreservillä testisignaalit ovat ylös- ja alassäädössä 49,5 ja 50,5 Hz:n alueella. Säätkoetta havainnollistaa kuva 12 ja taajuuden testisignaalin muutoksia havainnollistavat kuvat 13, 14 ja 15. [58, s. 11–15.]



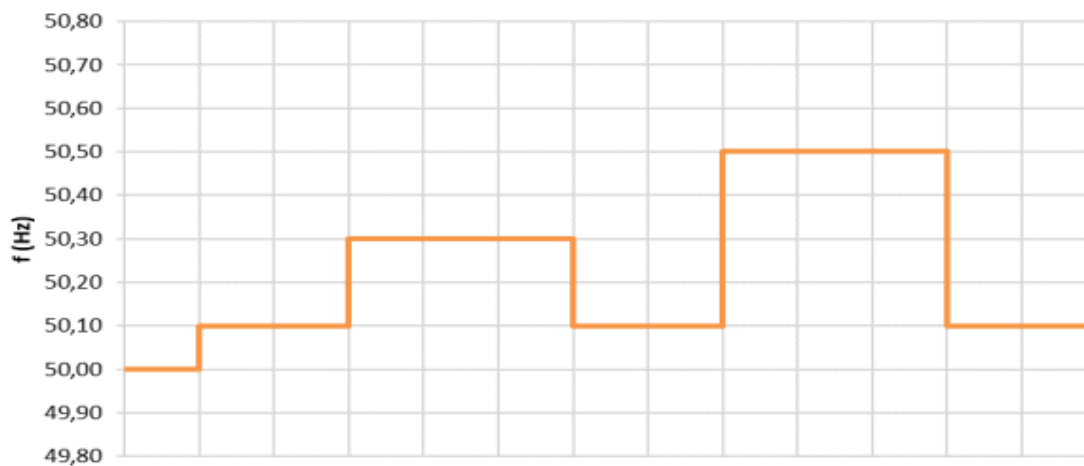
Kuva 12. Reservien säätkoe. [58, s. 12.]



Kuva 13. Käyttöreservin taajuuden testisignaali. [58, s. 13.]

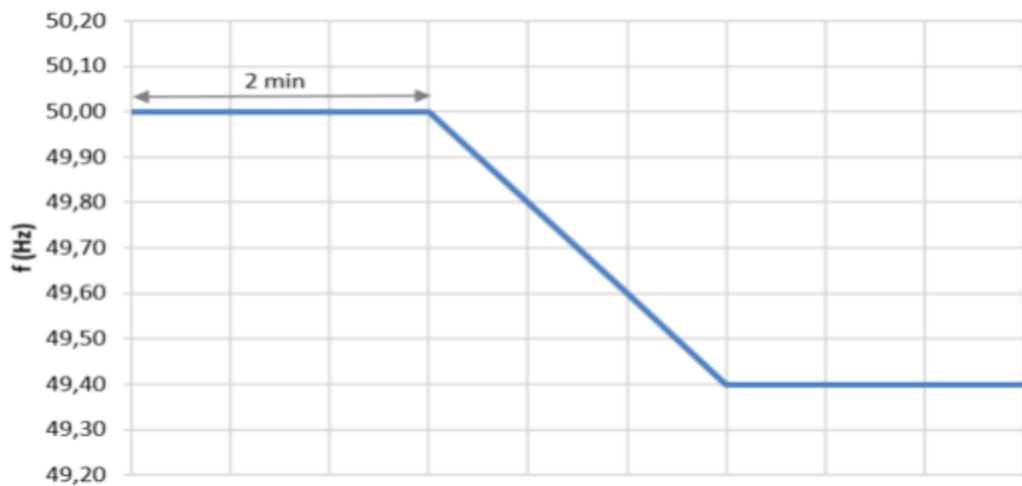


Kuva 14. Häiriöreservin taajuuden testisignaali ylössäädössä. [58, s. 14.]

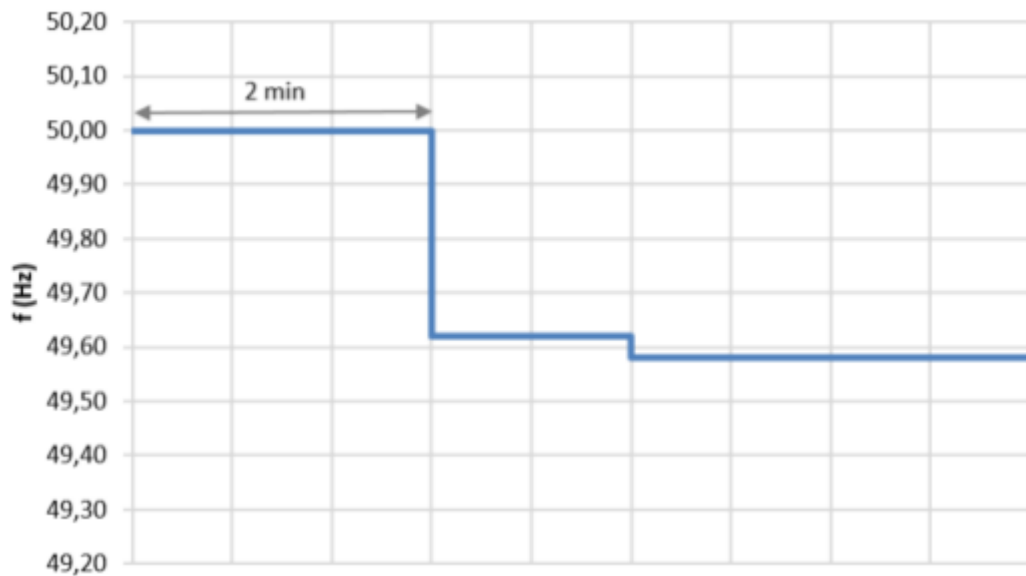


Kuva 15. Häiriöreservin taajuuden testisignaali alassäädössä. [58, s. 14.]

Nopealla taajuusreservillä on melko samanlainen säätökoe kuin käyttö- ja häiriöreservillä. Säättävälle järjestelmälle lähetetään testisignaali, joka ohjaa päätötehoa ja vaikuttaa sähköverkkoon. Erona aikaisempiin reserveihin on tapa, jolla ohjaussignaali annetaan. Ohjaussignaali annetaan kaksi minuuttia ajaa 50 Hz:ssä mittauksen aloittamisesta, minkä jälkeen taajuus ohjataan ramppimaisesti tai porrastetusti. Mittauksen annetaan jatkaa, kunnes kohde sulkeutuu. Testisekvenssit ovat havainnollistettu kuvissa 16 ja 17. [59, s. 8–9.]

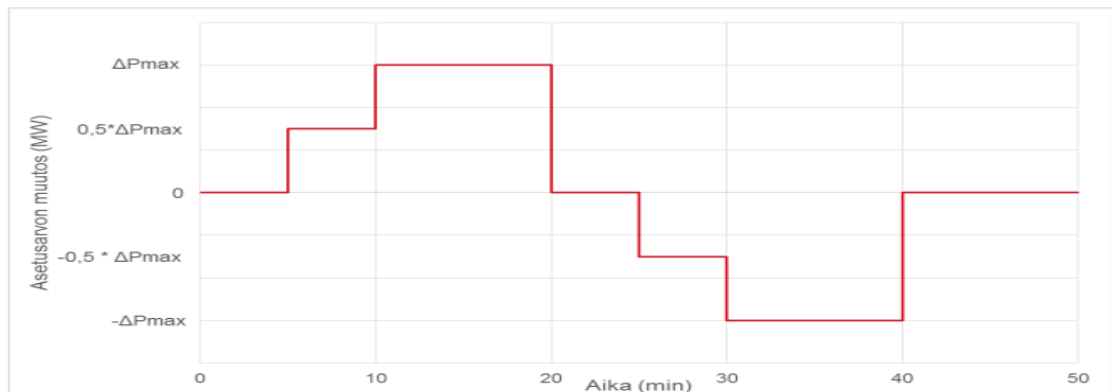


Kuva 16. Nopean taajuusreservin testisignaalin ramppi. [59, s. 9.]



Kuva 17. Nopean taajuusreservin testisignaalin porrastus. [59, s. 9.]

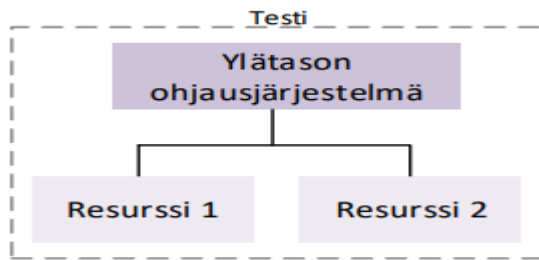
Automaattisen palautusreservin säätökokeessa ohjaavana tekijänä on tehonmuutos. Kokeessa testataan suurinta ja pienintä tehonmuutosta, jolla reservi toteutetaan todellisuudessa. Tehonmuutos voi olla positiivinen tai negatiivinen eli tehoa voidaan nostaa tai laskea riippuen pätötehosta ja säätökoosta. [60, s. 5.] Säätökokeen testisekvenssi on havainnollistettu kuvassa 18.



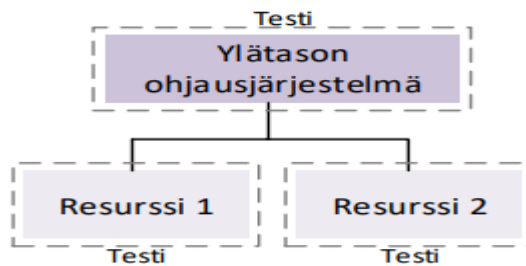
Kuva 18. Automaattisen palautusreservin tehon testisekvenssi. [60, s. 6.]

Aggregoitavissa testikohteissa säätökokeet poikkeavat edellä mainituista säätökokeista kokonaisuudeltaan eli mitä kohdetta tai kohteita tarkalleen testataan. Aggregoitavia kohteita voidaan testata kolmella eri tavalla. Ensimmäinen tapa on nähtävissä kuvassa 19. Testattavana kokonaisuutena on aggregoiva ohjausjärjestelmä ja sen resurssit yhtenä suurena kokonaisuutena. Uusien resurssien lisääminen kuvan 19 säätökokeessa vaatisi uutta säätökoetta. [58, s. 16.]

Toinen testaustapa on säätökokeen suorittaminen jokaiselle resurssille ja niitä ohjaavalle ohjausjärjestelmälle erikseen. Resurssien täytyy toisessa testaustavassa todistaa, että ne täyttävät tekniset vaatimukset itsenäisesti. Toista testaustapaa havainnollistaa kuva 20. Kolmas ja viimeinen tapa testata aggregoitavia kohteita on tyyppihyväksyntä. Tyyppihyväksynnässä resurssit ovat identtisiä ja reservitoimittajan tarvitsee vain todistaa, että ne toimivat samalla tavalla. Identtisillä kohteilla tarkoitetaan kohteita, joiden tehot ovat yhtä suuria esimerkiksi 0,1 MW ja joiden toiminta sekä laitteisto ovat samanlaisia. Identtisten resurssien lisääminen on ohjaukseen sallittua ilman jatkosäätökokeita. Hyväksytyin säätökapasiteetin lisääminen vaatii uusia säätökokeita. [58, s. 16.]



Kuva 19. Aggregoitavan reservikohteen säätökoe yhtenä kokonaisuutena. [58 s. 16.]



Kuva 20. Yksittäisten resurssien testaus aggregoinnin säätökokeessa. [58, s. 17.]

4.1.3 Reservimarkkinoilla toimiminen

Taulukossa 5 on eri reservien tarjouksiin liittyvää tietoa kuten minimi ja maksimitarjouskoot sekä millä tarkkuudella tarjoukset on annettava. Taulukossa 11 on myös listattuna määräpäiviä ja -aikoja reservitarjousten teolle. Tarjoukset pystytään tekemään kaupallisilla tiedon hallinnan sähköjärjestelmillä, joita ovat Vaksi Web ja NMMS (Nordic Market Management System). Vaksi Web on pääsääntöinen reservituotteiden tarjousten teko alusta. Vaksi Webillä pystytään tarjoamaan käyttö- ja häiriöreservin, nopean taajuusreservin ja automaattisen palautusreservin tuotteita. Vaksi Webillä pystytään myös tekemään tarjouksia säätösähkö- ja kapasiteettimarkkinoilla. NMMS järjestelmä sen sijaan soveltuu vain automaattisten palautusreservi tuotteiden tarjontaan. Vaksi Web ja NMMS ovat internet sovelluksia, ja tarjousten teko vaatii niille liittymistä ja sisäänkirjautumista. Liittyminen tapahtuu reservitoimittajan hakuprosessissa, jossa Fingrid

lähettää kirjautumistunnukset ja reservitoimittajaksi hakija lähettää IP-osoitteensa Fingridille. [64, s. 6–24.]

Vaksi Webillä käyttö- ja häiriöreservin sekä automaattisen palautusreservin tarjoukset pystytään tekemään kuukautta ennen reservin toimituspäivää. Käyttö- ja häiriöreservien tarjoukset on kuitenkin tehtävä viimeistään päivää ennen reservin toimituspäivää kello 18.30:een mennessä. Automaattisen palautusreservin määräpäivä on Vaksi Webin ja NMMS järjestelmien tarjousten kohdalla päivää ennen kello 8.30:tä. Nopean taajuusreservin tarjoukset pystytään tekemään Vaksi Webillä aikaisintaan kello 1.00:stä lähtien viikkoa ennen reservin toimituspäivää. Manuaalisella palautusreservillä eli säätösähkö- ja kapasiteettimarkkinoiden tuotteilla on kolme määräpäivää. Neljä päivää ennen reservin toimituspäivää, joka manuaalisen palautusreservin kohdalla on aina toimitusviikon maanantai, täytyy jättää kapasiteettitarjoukset Vaksi Webille. Kolme päivää ennen Fingrid julkaisee hankintapäätöksensä. Päivää ennen määräpäivää täytyy jättää säätökapasiteettitarjoukset ennen hankintajakson ensimmäistä päivää. Säätötarjoukset sen sijaan voi tehdä 45 minuuttia ennen käyttötuntia eli reservin toimituksen ajankohtaa. Säätötarjoukset ovat kuitenkin ainoa reservituote, jolle voidaan tehdä tarjouksia niin lähellä toimitusajanhetkeä. [63, s. 8; 64.]

Taulukko 11. Reservien tarjousten ajankohdat ja määräajat sekä koot. [63; 64.]

Päivä	Aikaraja	Reservi	Tarjousten kuvaus.	Min koko	Max koko	Tarkkuus
D-31	-	FCR-N	Tarjoukset aikaisintaan.	0,1 MW	5 MW	0,1 MW
D-1	klo 18:30		Tarjoukset viimeistään.			
D-31	-	FCR-D	Tarjoukset aikaisintaan.	1 MW	10 MW	0,1 MW
D-1	klo 18:30		Tarjoukset viimeistään.			
D-31	-	aFRR	Tarjoukset aikaisintaan Vaksi järjestelmällä.	1 MW	50 MW	1 MW
D-7	klo 1:00		Tarjoukset aikaisintaan NMMS järjestelmällä.			
D-1	klo 8:30		Tarjoukset viimeistään sekä NMMS että Vaksi järjestelmällä.			
D-4	klo 12:00	mFRR	Kapasiteetti tarjoukset viimeistään.	5 MW	50 MW	1 MW
D-3	klo 12:00		Fingrid julkaisee hankintapäätöksensä säätökapasiteettimarkkinoilla.			
D-1	klo 11:00		Säätökapasiteettitarjoukset viimeistään.			
D	-45 Min		Säätötarjoukset viimeistään.			
D-1	klo 18:00	FRR	Tarjoukset viimeistään.	1 MW	10 MW	0,1 MW
D	-	Kaikki	Sovittu reservien toimituspäivä ja ajanhetki.			

Taulukon 11 sisältävän tiedon lisäksi täytyy tarjouksiin sisällyttää seuraava tietoa:

- Aika: tarjouksen päivämäärä ja tunti, jolloin reserviä voidaan ja ajottaan toimittaa.
- Määrä (MW): sähkön määrä, jonka minimi ja maksimikoot ovat listattuna taulukossa 5.
- Hinta (€/MWh): reservi tarjouksen hinta euroa MWh:ta kohden. [65.]

Muita listattavia asioita tarjouksissa on käyttöreservin kohdalla säätöobjekti. Häiriöreserville täytyy listata tarjous tyyppi ja säätötapa. Nopealle taajuusreserville listataan myös tyyppi sekä onko kyseessä yhdistelmätarjous. Yhdistelmätarjous vaatii sen säätötavan ja hinnan listausta nopealle taajuusreserville. Automaattinen palautusreservi vaatii tarjousalueen ilmoittamista. Tarjouksessa on myös ilmoitettava tarjouksen suunta. [64.]

Kun tarjoustien tiedot ja ajankohta on sovittu, jäljelle jää enää niiden aktivointi. Aktivointi tapahtuu taajuusohjatun käyttö- ja häiriöreservin, nopean taajuusreservin kohdalla reservitoimittajan itsenäisen paikallisen taajuusmittauksen perusteella. Automaattisen palautusreservin aktivoi Fingrid aktivointisignaali. Aktivointisignaalin vastaanotto vaatii FEN (Finnish Elcom Network) -verkkoon eli energiayhtiöiden väliseen verkkoon liittymistä. FEN-verkkoa hyödynnetään reaaliaikaiseen tiedonvaihtoon ja valvontaan etenkin reservien toimitusten raportoinnissa. Manuaalisen taajuuden palautusreservin aktivointi tapahtuu Fingridin tilauksen pyynnöstä joko puhelimitse tai elektronisesti Vaksi Webin ekstranetillä. [64, s. 46]

Aggregoinnin toiminta lisää reservimarkkinoilla toimimiselle lisähaasteita edellä mainittujen lisäksi. Aggregoinnin toteuttaminen vaatii huomion kiinnittämistä tasevastaaviin ja reservi resurssien yhdistämiseen eri tasevastaavien alla. Käyttö- ja häiriöreservit sekä nopean taajuusreservin yhdistäminen eri tasevastaavien alla yhdeksi aggregoitavaksi kokonaisuudeksi on mahdollista, mutta automaattisen ja manuaalisen taajuuden palautusreservin yhdistämisen kohdalla resurssien on oltava reservin saman tasevastaavan taseissa. Tasevastaavien toiminta aluekohtaisesti riippuu täysin tasevastaavien omasta valmiudesta toimia eri alueilla. Saman tasevastaavan toiminnan täytyy siis sijoittua lähellä aggregoitavia

resursseja, jotta ne voidaan yhdistää automaattisen tai manuaalisen palautusreservin kohdalla yhdeksi kokonaisuudeksi. Muiden reservi resurssien yhdistäminen ja aggregointi eri tasevastaavien taseista on riippuvainen reservitoimittajan teknologisista valmiuksista yhdistää jopa toisistaan kaukana sijaitsevat resurssit. [28; 31; 62; 63.]

4.1.4 Kysyntäjouston toteutus reservimarkkinoilla

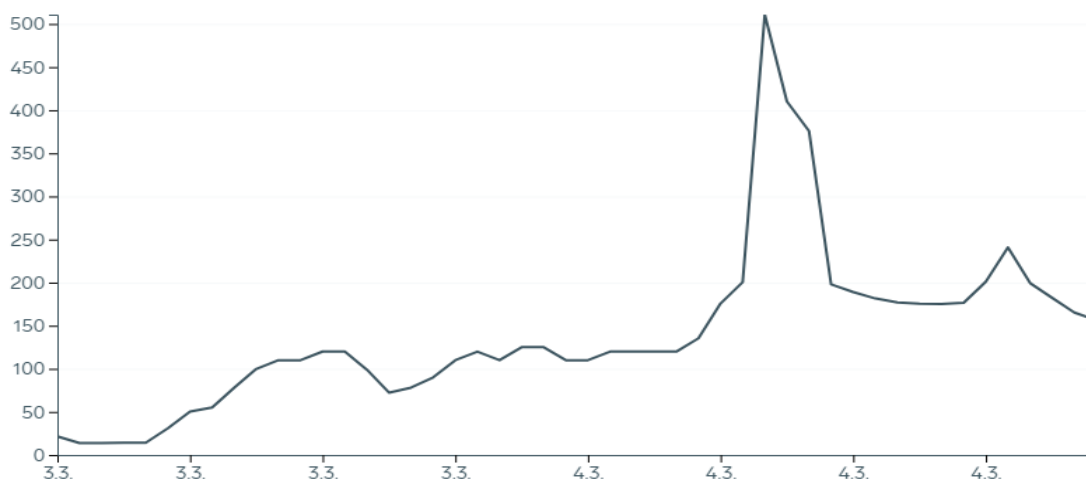
Reservimarkkinan tuotteet ovat kulutuksen ja tuotannon säätöä tasapainotilan ylläpitämiseksi. Erityisesti kulutuksen säätö ja siirtäminen ovat kysyntäjouston ominaisuuksia. Tästä johtuen kysyntäjousto soveltuu reservimarkkinoille osallistumiseen. Kuvassa 10 säätösähkömarkkinoiden ja taajuusohjatun häiriöreservin ylössäätö eli kulutuksen kohdalla sen pudottaminen vastaa kysyntäjouston kulutuksen siirtämistä ajankohdalta toiselle. Kuvasta 10 nähdään myös, että kysyntäjoustoa toteutetaan eniten nimenomaisilla markkinoilla ja reservillä etenkin ylössäädössä. Syy on luultavasti, että kulutusta on helpompi laskea kuin kasvattaa ja samoin myös nopeampaa. Kuluttajan kannalta on suotuisampaa, jos tehomuutokseen on annettu enemmän aikaa kuten säätösähkömarkkinoiden 15 minuutin aikaraja. Muilla reserveillä tehomuutokseen annettu aika huomattavasti lyhyempi kuten nopealla taajuusreservillä tai kulutuksen ja tuotannon säätö on jatkuvaa nostamista sekä laskemista kuten käyttöreservillä. Säätösähkömarkkinoilla ja taajuusohjatulla häiriöreservillä on siis yksinkertaisempi säätötoimenpide ja anteliaampi aikaraja reservin aktivointiin.

Edellisessä luvussa käy ilmi, että reservi tarjouksissa pitää määrittää reservinä toimimisen päivämäärä ja toiminta-aika tuntikohtaisesti. Päivä- ja tuntikohtainen tarjousten teko vaatii reservin tarjoajalta suunnittelua, mikä taas voi mahdollistaa jouston toteutuksen reservin säädön ulkopuolella. Reservi tarjouksen ja reservissä tapahtuvan kulutuksen voi siirtää korkean sähkön hinnalle tai korkean sähkön säädön hinnalle. Ensimmäinen aiheuttaa enemmän kustannuksia kuluttajalle mutta jälkimmäinen mahdollistaa ansioiden saannin. Korkea sähkön hinta ja säädön hinta ajoittuvat kuitenkin melko samoille ajanhetkille. Säädön hinnan ollessa korkeampi kuin sähkön hinta tekee kuluttaja voittoa. Yleensä ne ovat

kuitenkin melko yhtä suuret, joten saatu voitto on hyvin pieni. Ajoittain hintojen ero voi olla merkittävä ja voitot suuria. Näille hetkille, jos säätöä ja kulutusta saisi siirrettyä enemmän pystyisi yritys ansaitsemaan enemmän rahallista voittoa. Sähkön hinnat ovat havaittavissa kuvassa 21 ja säätö sähkön ylössäätöhinta kuvassa 22. Ylössäädön hintapiikki ajoittuu kello yhdeksän aikaan, kun sähkön hinta on noin 400 €/MWh. Kuluttajan kannattaisikin tähdätä ja siirtää eli joustaa kulutusta sekä reservin sähkö määrä juuri 400 €/MWh sähkön hinnan hetkille, jolloin ylössäädön hinta on 500 €/MWh ja tienattavat voitot ovat suurimmat. Haasteena tietenkin on markkinoiden sähkön hintojen ennustaminen. Toisaalta, jos reservintoimittaja kuluttaisi tehoa joka tapauksessa kyseisenä ajanhetkenä ei sähkön hinnat vaikuttaisi säädön hinnan kannattavuuteen. Tällöin reservinä toiminen olisi voittoa itsessään.



Kuva 21. Sähkön hinta Nord Poolin vuorokausimarkkinoilla 3–4.3. [65.]



Kuva 22. Sääto sähkönlösssäätohinta 3–4.3. [66.]

Muilla reserveillä taajuuden sääto hinnat eivät ole yhtä mielekkäitä kuin sääto sähköllä, sillä sääto sähkötarjoukset tehdään melko lähellä niiden aktivoitumisaikoja. Sääto sähkötarjoukset ovat tällöin hinnoiltaan hyvin normaalin sähkönhinnan tasoisia. Muilla reserveillä tarjoukset tehdään päivää ennen mikä lisää riskiä, jos sähkönhinta nousee reservin toimitustuntina. Reservitoimittaja joutuu tällöin maksamaan tehostaan ja reservinä toimimisestaan suuremman määrän sääto hinnat pysyessä kuitenkin samana. Reservitoimittajan tehon kulutus voi tapahtua, vaikka se ei toimittaisi reserviä. Toisin sanoen reservitoimittaja joutuisi joka tapauksessa maksamaan korkeasta sähköhinnasta, mikä lisäksi reservinä toimimisen kannattavuutta muillekin reserveille, vaikka sääto hinta ei katkaisikaan normaalia sähkönhintaa. Taajuuden ylössääto eli kulutuksen vähentäminen taas tarkoittaisi, että joustettaessa kulutettaisiin vähemmän korkean sähkönhinnan aikoina samalla, kun tienattaisiin sääto hinnasta itsestään. Korkeat ja matalat sähkönhinnat muodostuvat tuotetun sähkönhinnasta ja tuotantomuodosta. Etenkin mainitut aurinko- ja tuulivoiman sähkönhinnat ovat tilanneriippuvaisia. Jos tuotettua sähköä niiden osalta on vähemmän sähkönhinta kasvaa. Korkean tuotannon aikana sähkönhinta laskee. Eri tuotantosuuruudet myös aiheuttavat eri reserveille tilannekohtaisia tarpeita juuri tasapinotilan ylläpitämisen vuoksi. Korkeiden sähkönhintojen ennustaminen on hyvin vaikeaa, joten yritykselle sopivan reservituotteen tarjoaminen Fingridille vaatii pohtimista.

Ylössäätöä eli kulutuksen vähentämistä toteuttavat reservit ovat melko hyvä tapa välttää kokonaiskustannusten kasvattamiselta.

Taulukossa 12 on listattuna vuoden 2022 tammikuun reservien minimi- ja maksimituntihinta koko kuukauden ajalta. Keskiarvohinta on laskettu ottaen huomioon kaikki kuukauden tuntihinnat. Tuntihinnat ovat Fingridin maksamia reservin toimittajille. Maksettavat korvaukset perustuvat korkeimpaan Fingridin hankkimaan tarjouksen tuntihintaan, joka maksetaan jokaiselle reservitoimittajalle riippumatta muiden reservitoimittajien tarjousten tuntihinnoista. Korvaukset vaihtelevat riippuen tarjoukkoosta ja tuntihinnasta. Tuntihinnat vaihtelevat tehtyjen ja hyväksytyjen tarjousten mukaan ja korvaukset eri tunneilla voivat vaihdella. Reservien keskiarvohinta antavat hyvän näkemyksen mistä reservistä on eniten saatavissa korvausta. Automaattiset ja manuaaliset palautusreservit mahdollistavat suurimmat reservitoimittajien saamat korvaukset. Taulukossa 12 on listattuna Fingridin hankkimat ja Fingridille tarjotut reservien tehon määrät. Kuukauden aikana on tunteja, jolloin Fingrid ei ole tarvinnut reservejä, minkä takia reservien hankkimismäärä on pienimmillään ollut 0 MW. Eniten tehoa Fingrid on hankkinut manuaaliselta palautusreserviltä. Kyseisellä reservillä on myös eniten tarjouksia tehon puolesta eli eniten kilpailua.

Taulukko 12. Reservien tuntihintoja ja tehon määrien vuoden 2022 tammikuun ajalta. [66.]

Reservit	Pienin tuntihinta Tammikuussa (€/MW)	Suurin tuntihinta Tammikuussa (€/MW)	Tuntihinnan keskiarvo Tammikuussa (€/MW)	Pienin Mahdollinen Tarjouskoko (MW)	Suurin Mahdollinen Tarjouskoko (MW)	Minimi tuntihinnan korvaus tunnin keskiarvohinnalla ja minimi tarjoukkoalla (€)	Maksimi tuntihinnan korvaus tunnin keskiarvohinnalla ja maksimi tarjoukkoalla (€)
FCR-N	1,00	135,00	19,58	0,1	5	1,958	97,9
FCR-D Ylös	0,78	3,00	1,79	1	10	1,79	17,9
FCR-D Alas	15,00	150,00	31,55	1	10	31,55	315,5
FFR	0,00	0,00	0,00	1	10	0	0
aFRR Ylös	22,58	125,90	43,32	1	50	43,32	2166
aFRR Alas	24,03	111,10	45,57	1	50	45,57	2278,5
mFRR Ylös	8,89	680,00	124,33	5	50	621,65	6216,5
mFRR alas	-0,50	315,47	95,56	5	50	477,8	4778
Reservit	Fingridin pienin tunnille hankkima määrä (MW)	Fingridin suurin tunnille hankkima määrä (MW)	Fingridin tunnille hankkima määrän keskiarvo (MW)	Pienin Fingridille tunnille tarjottu määrä Tammikuussa (MW)	Suurin Fingridille tunnille tarjottu määrä Tammikuussa (MW)	Fingridille tunnille tarjottu tehon keskiarvon määrä Tammikuussa (MW)	
FCR-N	0	49	22	73	264	117	
FCR-D Ylös	0	113	37	125	337	252	
FCR-D Alas	0	69	34	5	121	96	
FFR	0	0	0	0	26	21	
aFRR Ylös	0	80	29	EI DATAA	EI DATAA	EI DATAA	
aFRR Alas	0	80	29	EI DATAA	EI DATAA	EI DATAA	
mFRR Ylös	0	754	29,96	174	1562	802	
mFRR alas	0	530	12,37	155	1169	645	

4.2 Tukkumarkkinat

4.2.1 Tukkumarkkinoille liittyminen

Nord Poolin sähkömarkkinoille eli tukkumarkkinoille osallistuminen vaatii sen jäseneksi hakua. Hakijalta vaaditaan taloudellista vakautta, VAT (Value Added Tax) -numeroa eli arvonlisäverotunnistetta ja tasepalvelusopimusta siirtoverkonhaltijan kanssa. Suomessa siirtoverkonhaltijana toimii Fingrid. Hakuprosessi aloitetaan ottamalla yhteyttä Nord Poolin paikalliseen markkina manageriin. Manageri antaa hakulomakkeen, jonka hakija täyttää. Nord Poolin riski ryhmä arvioi hakemuksen ja päättää lähettääkö hakemuksen eteenpäin. Jos hakemus hyväksytään, Nord Pool lähettää sopimus paketin, jonka sopimukset hakijan tulee allekirjoittaa. Sopimuksen allekirjoittamisen jälkeen hakijasta tulee Nord Poolin asiakas ja hän pystyy käymään kauppaa Nord Poolin markkinoilla. [67.]

Tarjousten jätto DA-markkinoille tai Intraday-markkinoille tapahtuu Nord Poolin netti alustalle, johon kirjautuakseen täytyy olla Nord Poolin asiakas. DA-markkinoilla ja Intraday-markkinoilla on myös omat ohjelmointirajapintansa eli niille erikseen tarkoitettut tarjousten teko alustat, jonne asiakkaat voivat myös jättää tarjouksiaan. Ohjelmointirajapinnat ovat Nord Poolin ylläpitämiä ja niiden tarkoitus on yhdistää yritysten ja asiakkaiden sovellukset yhdeksi kokonaisuudeksi, jossa yritykset voivat toimia ja käydä kauppaa keskenään. Nord Pool tukee myös Pohjoismaissa ja Baltian maissa organisaatioiden välistä tiedonsiirtoformaattia DA-markkinoille. Tarjousten jätön viimeiset ajankohdat on käsitelty luvussa 3.2.1 DA-markkinoiden osalta ja luvussa 3.2.2 Intraday-markkinoiden osalta. [68; 69.]

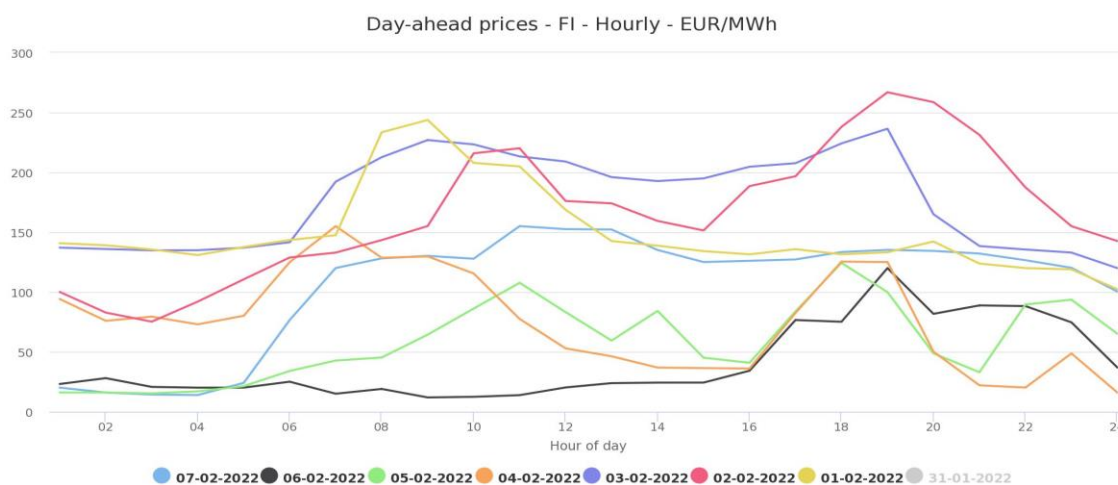
Nord Poolin maksut ovat vuotuisia tai kuukautisia riippuen siitä, mille Nord Poolin markkinalle yritys tai asiakas haluaa osallistua. Maksut ovat listattuna taulukossa 13.

Taulukko 13. Nord Poolin jäsenyysmaksut. [70; 71.]

Nord Pool -markkinat	Pohjois- ja Baltian maat	Suomi
Day-Ahead (€/vuosi) <ul style="list-style-type: none"> • Day-Ahead-markkinadata (Day-Ahead-hinnat, osto- ja myyntivolyymit, kapasiteetti) • Operointidata (Tuotanto ja kulutus, vaihto ja vesireservi data) • Regulaatiomarkkinat (Regulaatio teho, hinnat ja volyymi) • 1 Tili 	3 500	900
Day-Ahead (€/vuosi) <ul style="list-style-type: none"> • Day-Ahead-hinnat pelkästään • 1 Tili • 8 päivän historia data 	2 700	X
Intraday Reaaliaika (€/kuukausi) <ul style="list-style-type: none"> <li style="padding-left: 20px;">Tilaukset ja kaupankäynti <li style="padding-left: 20px;">Tilaukset <li style="padding-left: 20px;">Kaupankäynti 	2 583 2 417 667	370 350 100

4.2.2 Kysyntäjouston toteutus tukkumarkkinoilla

Kysyntäjouston toteutus Nord Poolin tukkumarkkinoilla kuvastaa hyvin kysyntäjoustossa tapahtuvaa kulutuksen siirtoa ja säätöä. DA-markkinoilla on sähkön hinnan kuvaajat menneiltä päiviltä, nykyiseltä päivältä ja seuraavalta päivältä. Kuvassa 23 DA-markkinoiden sähkön hintojen kuvaajat nähtävästi saavat huippuhintansa kello 6–10 sekä kello 18–20 melko säännöllisesti. Kello 10–18 sähkön hinta on myös melko korkea mutta se ei saavuta sähkön huippuhintojen tasoa. Oma joustoa voi siis suunnitella vastaavien Nord Poolin kuvaajien avulla ja joustossa osaa kulutuksesta voitaisiin siirtää sähkön huippuhinnan ajoilta edullisemmille ajanhetkille. Huomiota on kuitenkin kiinnitettävä sähkön hintaeroihin päivien välillä ja saman päivän hintojen välillä. Sähkö voi olla kalliimpaa eri päivinä, joten sähköstä maksettava hinta on suurempi joustosta riippumatta. Toisaalta kuluttajan toiminta voi vaatia sähkön hankkimisen, joten sähkön hintaerot päivien välillä eivät vaikuta merkittävästi jouston kannattavuuteen tai toteutukseen tai kuluttajan päätökseen hankkia sähköä. Tuntien välinen sähkön hintaero sen sijaan voi vaikuttaa merkittävästi. Jos hintaero hintahuipun ja kulutuksen siirrettävän ajanhetken hinnan välillä on merkittävä, säästöt ovat suuremmat.



Kuva 23. DA-sähkön hinnat 1–7.2.2022 aikajaksolta. [65.]

DA-markkinoilla on hintaperusteiset tarjoukset. Käyttäjä voi hankkia tietyn määrän sähköä kulutettavaksi asettamallaan hintarajoilla. Kuluttaja voi myös myydä sähköä tietyn määrän tietyillä hinta väleillä. Kuvassa 24 kuluttaja hankkii ensimmäiselle päivän tunnille 50 MW sähköä -500 €:n ja 50 €:n välillä. Suuremmilla sähkön hinnoilla kuluttaja myy sähköä 10 MW ja vielä suuremmilla hinnoilla 30 MW. [41.] Tällaisilla hintaehtoisilla tarjouksilla voidaan asettaa ehtoja ja toteuttaa kysyntäjoustoa. Esimerkiksi asetetaan ehto, että suuremmilla hinnoilla hankittavan sähkön määrää pienennetään ja pienemmillä hinnoilla hankitaan enemmän sähköä. Täten pystytään myös siirtämään eri kellonajoille eri suuruisia tehon kulutuksia. Riskinä on, että muut kuluttajat tekevät samoin aiheuttaen kulutuksen ja sähkön hinnan huippuja joustettaville hetkille.

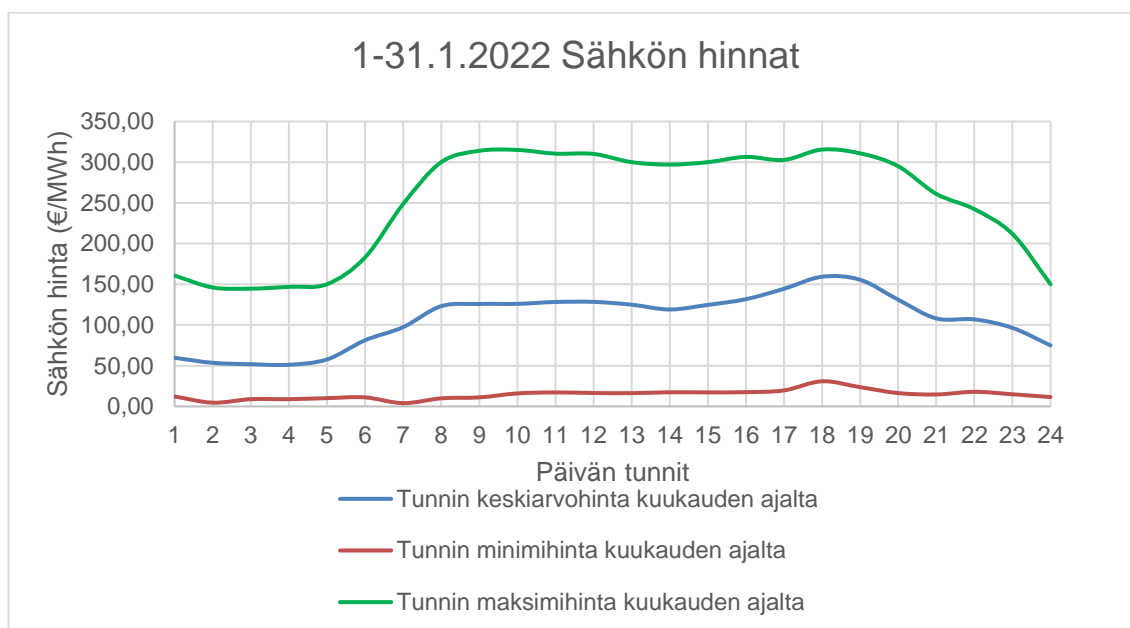
Price	-500	50	50.1	55	55.1	60	60.1	3 000
Hour								
01	50	50	0	0	-10	-10	-30	-30
02	100	70	0	0	-50	-50	-100	-100
03	150	50	0	0	-10	-10	-30	-30
:	:	:	:	:	:	:	:	:
24	170	100	0	0	-5	-5	-30	-30

Kuva 24. Hintakeskeinen DA-markkinoiden tarjousten teko. [41.]

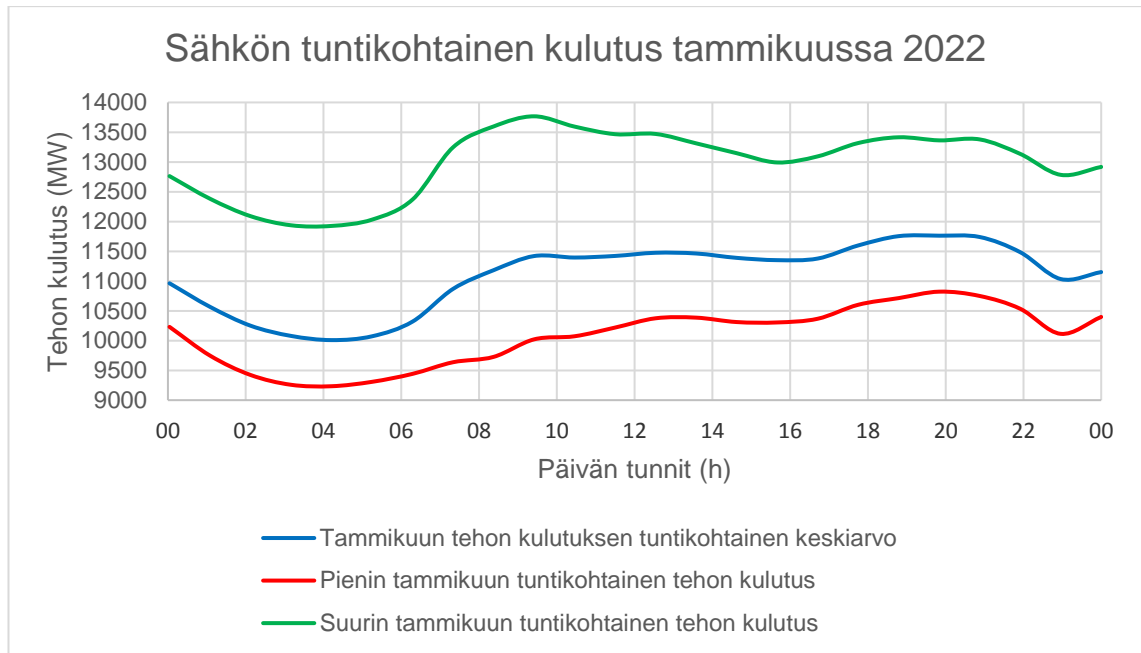
Yksittäisen osapuolen on käytännössä mahdotonta manipuloida DA-markkinoiden sähkön hintoja. DA-markkinoilla löytyy hinnasta riippumaton tilaustuote, jossa ostetaan tietty määrä sähköä välittämättä hinnasta. Kaikki osapuolet joutuvat myös maksamaan kuvan 7 mukaisen sähkön alueelle muodostuneen hinnan. Toisin sanoen ostotarjouksen tekijä maksaa ostotarjouksensa lisäksi sähkön aluehinnan. Edellisen kappaleen mukaisesti joustoa pystytään toteuttamaan hintaehtoisissa tarjouksissa, mutta yhden osapuolen toteuttaman kysyntäjouston vaikutus sähkön aluehintaan on lähes merkityksetön.

Kuvassa 25 on kuvaaja, joka havainnollistaa sähkön tuntihinnat tukkumarkkinoilla vuoden 2022 tammikuussa. Pienimmät ja suurimmat sähkön tuntihinnat kuukauden ajalta on kerätty yhdelle kuvaajalle. Jokaiselle tunnille on myös

laskettu kuukauden päivien tunnin keskiarvohinta. Sähkön maksimihinta ja keskiarvohinta kuvastaa parhaiten sähkön hinnan muodostumista päivän aikana, kun kuvaaja vertaa kuvan 23 kuvaajiin. Kuva 23 kuitenkin osoittaa, että keskiarvopäivän aikaan sähkön hinta laskee. Kuvassa 25 vastaava hinnan pudotus on huomattavasti pienempi. Yksittäisen päivän hinnat voivat vaihdella merkittävästi, mikä ilmenee kuvassa 25 minimi- ja maksimihintojen kuvaajien erona. Huomioitavaa on kuitenkin, että yksittäisen päivän hintaerot eivät kuitenkaan vastaa suuruudeltaan aivan kuvan 25 minimi- ja maksimihintojen välistä eroa vaan yksittäisen päivän sähkön hintaerot ovat hieman pienempiä. Kuva 26 antaa lisää näkemystä sähkön hintojen muutokseen. Kuvassa 26 on kunkin tunnin tammikuun pienin ja suurin tehon kulutus sekä tehon kulutuksen keskiarvo. Tehon kulutuksen kuvaajissa on nähtävissä samanlaista nousua ja laskua kuin kuvan 25 kuvaajissa. Kello kuuden kohdalla tehon kulutus kasvaa kuten kasvaa myös sähkön hinta. Kello 10:n jälkeen tehon kulutus ja sähkön hinta laskee hieman, kunnes ne alkavat jälleen nousta kello 16:n jälkeen sekä laskea kello 18–20 kohdilla.



Kuva 25. Sähkön tuntihinnat kuukauden ajalta. [65.]



Kuva 26. Sähkön kulutus Suomessa tammikuun eri tunteina. [66.]

DA-markkinoista poiketen Intraday-markkinat ovat reaaliaikaisempaa. Kysyntäjoustopuolelta tämä tarkoittaa, että kuluttajan kyky joustaa täytyy olla riittävän nopea sen toteuttamiseen, sillä Intraday-markkinat voivat olla avoinna tilanteesta riippuen toimitushetkeen saakka. Jousto Intraday-markkinoilla voidaan toteuttaa tekemällä yksittäisiä tarjouksia, joissa määritetään sähkön määrä ja toimitusaika sekä sähkön hinta. Jousto, kulutus ja hinta ovat hyvin myynti- ja ostotarjous riippuvaisia. Riskinä on, että haluttua sähkön hintaa ja määrää ei saada, joten haluttua joustoa ei pystytä toteuttamaan. [72.]

4.3 Finanssimarkkinat

4.3.1 Finanssimarkkinoille liittyminen

Nasdaqin finanssimarkkinoille liittyminen aloitetaan ottamalla yhteyttä Nasdaqin myyntiryhmään ja täyttämällä lomake Nasdaqin hakemusportaaliin tunnuksien saamiseksi. Tunnuksien jälkeen yrityksen tulee täyttää ja lähettää jäsenyydestä riippuva lomake Nasdaqille. Jäsenyydet ovat listattuna taulukossa 14. Jäsenyyksistä DCC eli suora selvitysasiakas vaatii muista poikkeavan

jäsenyysslomakkeen. Lomakkeen lisäksi täytyy yrityksen liittää yrityksen vuosiraportit viimeiseltä kahdelta vuodelta, osavuosisraportti, jos sellainen löytyy, yrityksen yhtiöjärjestys, kopio yhtiötodistuksesta, kuvaus yrityksen omistajuus rakenteesta, todistavat dokumentit allekirjoittavan henkilön auktoriteetista ja lista allekirjoittavan henkilön allekirjoituksista allekirjoitus näytteineen. [73; 74.]

Taulukko 14. Nasdaqin jäsenyydet. [74.]

Jäsenyydet	Lyh.	Kuvaus suomeksi
Exchange Member	EM	Vaihtokaupankäynnin jäsen
Non-Clearing Member	NCA	Ei-selvitysjäsen
General Clearing Member	GCM	Yleinen selvitysjäsen
Clearing Member	CM	Selvitysjäsen
Direct Clearing Agent	DCA	Suora selvitysedustaja
Direct Clearing Client	DCC	Suora selvitysasiakas
Block Broker Member	BBM	Lohkon välittäjäjäsen

Lomakkeiden lähettämisen jälkeen testataan yrityksen pääsyä kaupankäynti ja selvitys järjestelmään. Tämän jälkeen todennetaan yhteydet ja ohjelmistot. Lopuksi, kun Nasdaq on käsitellyt jäsenyys hakemuksen, pääse yritys verkkoportaalin kautta viimeistelemään hakemukset ja aloittamaan finanssimarkkinoilla kaupankäynnin sekä selvitysten teon riippuen jäsenyydestään. [73.]

Jäseneksi liittymisen jälkeen Nasdaq perii kerran vuodessa jäseniltään maksuja vuoden ensimmäisellä neljänneksellä, vaikka jäsenyys peruttaisiin kuluvana vuotena. Perittävät vuosimaksut vaihtokaupankäyntiin ja selvityksiin liittyen on listattuna taulukoissa 15 ja 16. Suurimmillaan vaihtokaupankäynnin jäseneltä veloitettava maksu on 15 000 euroa ja selvitysjäseniltä maksu on 25 000 euroa. Kyseisiin maksuihin lukeutuvat kaikkien tuotteiden futuurisopimukset. Maksut pienenevät, jos jäsen ei halua käydä tiettyjen tuotteiden futuurisopimuksilla kauppaa ja sulkee pois oman kaupankäynnin mahdollisuudet niiden osalta. [75.]

Taulukko 15. Vuosimaksut vaihtomaksujen osalta. [75, s. 3.]

Vuosimaksut - Vaihtomaksut	EM	BBM	NCM	Lisätili
Kaikki sopimukset (€)	15 000	Ilmainen	Ilmainen	6 750
Pohjoismaalainen sähkö, Euroopan energia, Yhdistyneen kuningaskunnan energia ja sähkötodistukset yhdistettynä (€)	13 500	Ilmainen	Ilmainen	6 750
Euroopan energia, Yhdistyneen kuningaskunnan energia, sähkötodistukset ja korvaussopimukset erikseen (€)	1 500	Ilmainen	Ilmainen	750

Taulukko 16. Vuosimaksut selvitysmaksujen osalta. [75, s. 3–4.]

Vuosimaksut - Selvitysmaksut	GCM	CM/DCC	CA Lisämaksu	Pienvirtä asiakas
Pohjoismaalainen sähkö, Euroopan energia, Yhdistyneen kuningaskunnan energia ja sähkötoimitukset yhdistettynä (€)	25 000	12 500	2 500	2000
Euroopan energia, Yhdistyneen kuningaskunnan energia, sähkötoimitukset ja korvaussopimukset erikseen (€)	Ilmainen	Ilmainen	X	X
Korvaussopimukset (€)	3 000	1 500	X	X
Lisätilin maksut (€)	Ilmainen	1 500	X	X

4.3.2 Kysyntäjouston toteutus finanssimarkkinoilla

Sähkön kysyntäjouston ei toistaiseksi sovellu finanssimarkkinoille yhtä hyvin kuin se soveltuu muille sähkömarkkinoille. Finanssimarkkinoilla ei myydä fyysistä sähköä vaan käydään finanssikauppaa turvaamalla sähkön hinta ja toimitus tietyllä ajanjaksolla. Koska sähkön hinta, määrä ja toimitus on määrätty osapuolien sopimuksen mukaisesti, sähkön kulutusta ja tuotantoa ei pystytä säätämään tai siirtämään futuurisopimuksesta johtuen.

Kysyntäjoustop toteutus finanssimarkkinoita hyödyntäen vaatisi päivä- ja tuntikohtaisia futuureja. Nykyiset futuurit ovat pituuksiltaan vähintään viikon pituisia. Viikkokohtaista sähkön kysyntäjoustop, jossa kulutusta siirrettäisiin viikosta toiseen, osoittautuisi hyvin hankalaksi. Tuntikohtainen joustop toteutus on merkittävästi suotuisampaa. Tuntikohtaisessa joustossa futuurien täytyisi muuttua tarjoamaan tuntikohtaista sähkön hinnan turvaamista viikkokohtaisen hinnan turvaamisen sijasta. Futuureissa tulisi myös tällöin pystyä asettamaan eri tunneilla toimitettava vaihteleva sähkön määrä, jotta kysyntäjoustop siirto ja säätö voitaisiin toteuttaa. Toistaiseksi reservimarkkinat ja Nord Poolin sähkömarkkinat ovat kehittäneet toimintaansa paremmin kysyntäjoustop toteuttamiselle kuin Nasdaqin finanssimarkkinat.

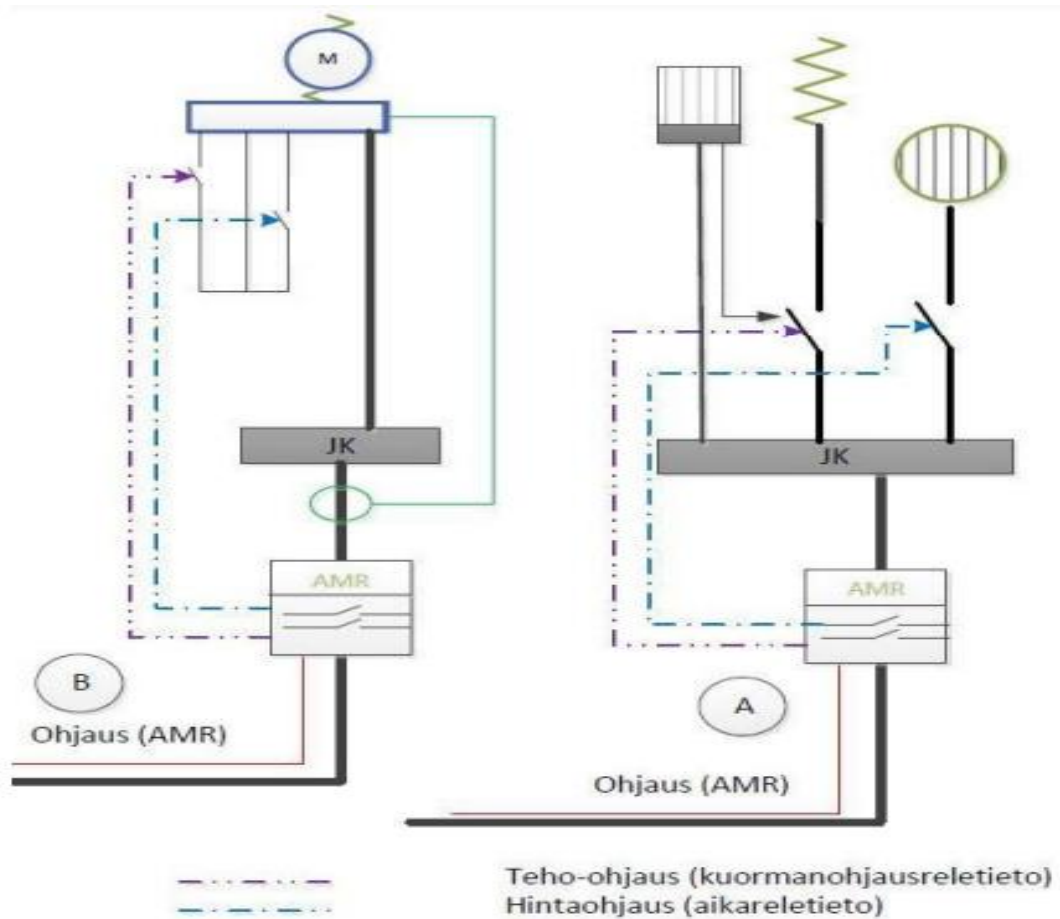
5 Kysyntäjoustop käytäntö

Kysyntäjoustop käytäntö yksinkertaisuudessaan koostuu mittaavasta laitteesta, ohjaavasta laitteesta tai järjestelmästä sekä kuormasta eli ohjattavasta laitteesta. Tämän luvun tarkoituksena on perehtyä kysyntäjoustop toteutusmalleja ja selventää toteutusmalleihin sisältyvää laitteistoa, kytkentöjä ja toiminnallisia osapuolia tai rajapintoja. Perehdyttävät toteutusmallit ovat AMR-mittareilla toteutettu ohjaus, automaatiojärjestelmällä toteutettu ohjaus ja laitteiston sisäinen toteutettu ohjaus. Luvun tavoitteena on luoda kustannusarviot toteutusmallien laitteistoille ja arvioimaan toteutusmallien laatua kysyntäjoustopo ajatellen. Lopuksi käydään myös läpi vaihtoehtoisia komponentteja ja laitteita, joita voidaan harkita kysyntäjoustop toteutuksessa kuten huoltovarmuutta parantavat siirto-kytkimet. [20, s. 19.]

5.1 Ohjaus AMR-mittarilla

Kysyntäjoustop toteutusmalleihin kuuluu kuorman ohjaus AMR-mittareilla. AMR-mittarin releillä voidaan joko suoraan ohjata kuormia päälle/pois tai toimittaa reletieto ohjauksen suorittavalle kuorman automatiikalle. Kuorman automatiikka vertaa tietoja sille asetettuihin parametreihin ja pyrkii muuttamaan ne kuluttajan vaatimiksi. Toteutusmalleja havainnollistaa kuva 27, jossa kohdassa A

ohjaustieto vietään suoraan kuormalle ja kohdassa B ohjaustieto vietään kuorman tai laitteen automatiikalle. Ohjaustieto voi olla sähköenergian kulutusta koskevaa tietoa. [20, s. 19.]



Kuva 27. AMR-mittarin ohjauksen toteutusmalli. [20, s. 20.]

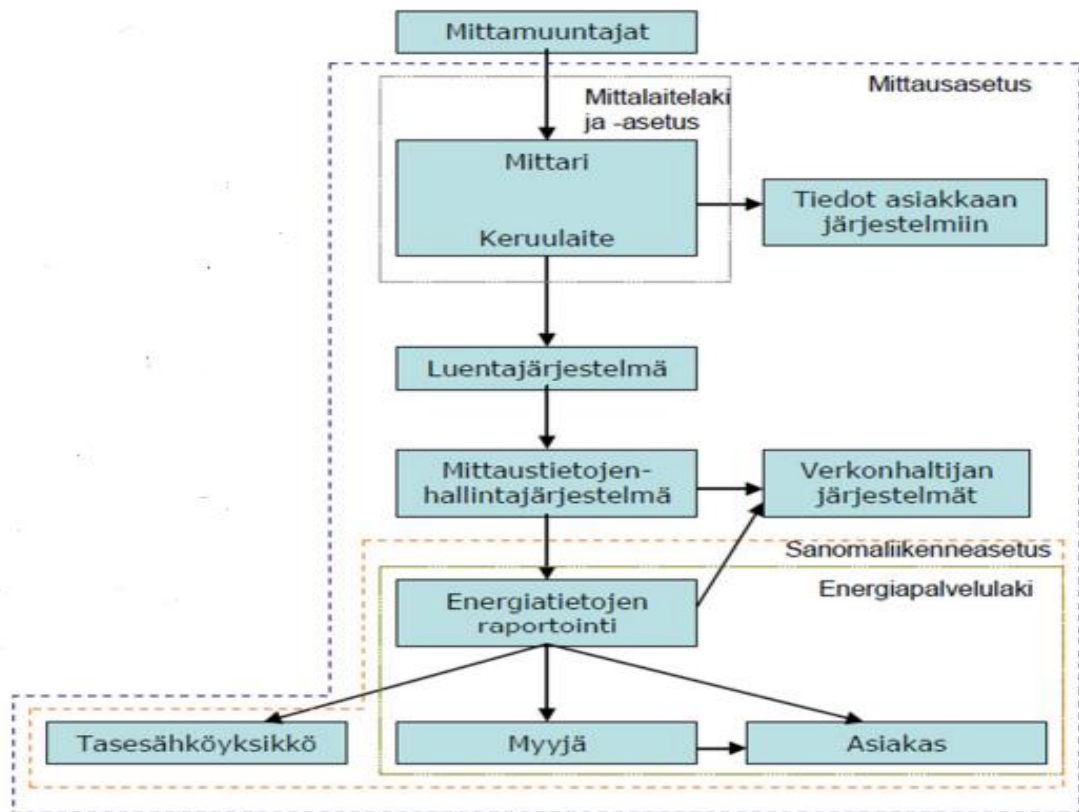
AMR-mittarilla toteutettava ohjaus soveltuu Nord Poolin Day-Ahead markkinoille. AMR-mittarit sisältävät ohjausaikataulun, jonka perusteella ohjausrele toteuttaa ohjauksensa. Koska Day-Ahead-markkinoilla käydään kauppaa tunti-kohtaisilla sähkö tuotteilla, soveltuu AMR-mittari siellä toteutettavaan kysyntäjoustoon myös sen mittausajanjakson puolesta, mikä AMR-mittareilla on tunnin pituinen. AMR-mittari kykenee toisin sanoen tekemään ohjauksensa tunnin välisille kulutuksen vaihteluille. Intraday-markkinat ovat Day-Ahead-markkinoita haasteellisemmat. Intraday-markkinoiden toimitukset voidaan sopia tapahtuvan 30 minuutin päästä sopimusajanhetkestä tai toimitukset voivat tapahtua heti

sopimuksen tapahduttua. AMR-mittareilla ei löydy kykyä toteuttaa näin nopeata ohjausta. AMR-mittareiden ohjaus voidaan Intraday-markkinoilla toteuttaa vain sellaisten sopimusten kohdalla, jossa toimitus tapahtuu ainakin tunnin päästä sopimushetkestä. [20 s, 4 & 36–37; 76, s. 2–3.]

AMR-mittareiden tuntiohjaus asettaa rajoitteita kysyntäjoustop toteutukseen Intraday-markkinoiden lisäksi reservimarkkinoille. Reservimarkkinoilla reservien aktivoitumisajat ja ohjaukset ovat maksimissaan noin 15 minuuttia ja lyhyimmillään sekunteja. Kaikkien AMR-mittareiden ohjaus ei ole riittävän nopea vastaamaan reservien vaatimuksia. AMR-mittareiden täytyy myös kyetä mittaamaan paikallista taajuutta ja pätötehon muutoksia. Kaikissa AMR-mittareissa tämä ei ole mahdollista, joten mittarit täytyy joko päivittää, korvata tai hankkia mittaukseen kykenevä AMR-mittari. [20, s. 4 & 37; 76, s. 3.]

Edellä mainittu AMR-mittareiden hankinta on hyvin halpa investointi, joka maksaa itsensä takaisin nopeasti. Mittarit maksavat noin 180 eurosta 570 euroon. Mittareiden kustannuksiin vaikuttaa niiden virta ja etäluentamahdollisuudet. Mittareiden kannattavuutta lisää niiden elinikä noin 10–20 vuotta. Huomiota on myös kiinnitettävä siihen, että AMR-mittarit ovat oleellinen osa myös muissa luvussa käytäviä toteutusmalleja. Vaikka kysyntäjoustop ohjausta ei toteutettaisi-kaan AMR-mittarilla, vaadittaisiin sitä esimerkiksi automaatiojärjestelmän ohjauksessa. [77.]

AMR-mittarin tärkeyttä sen omassa ja muissa kysyntäjoustop toteutusmalleissa havainnollistaa kuva 28. Oleellista mittarille on kerätä tietoa ja raportoida se tietoa vaativille osapuolille. Muissa toteutusmalleissa kuvassa 28 AMR-mittari lähettäisi tiedon automaatiojärjestelmän keskusyksikölle tai yksittäisen laitteen sisäiselle automaatio-ohjaukselle. [78, s. 16.]

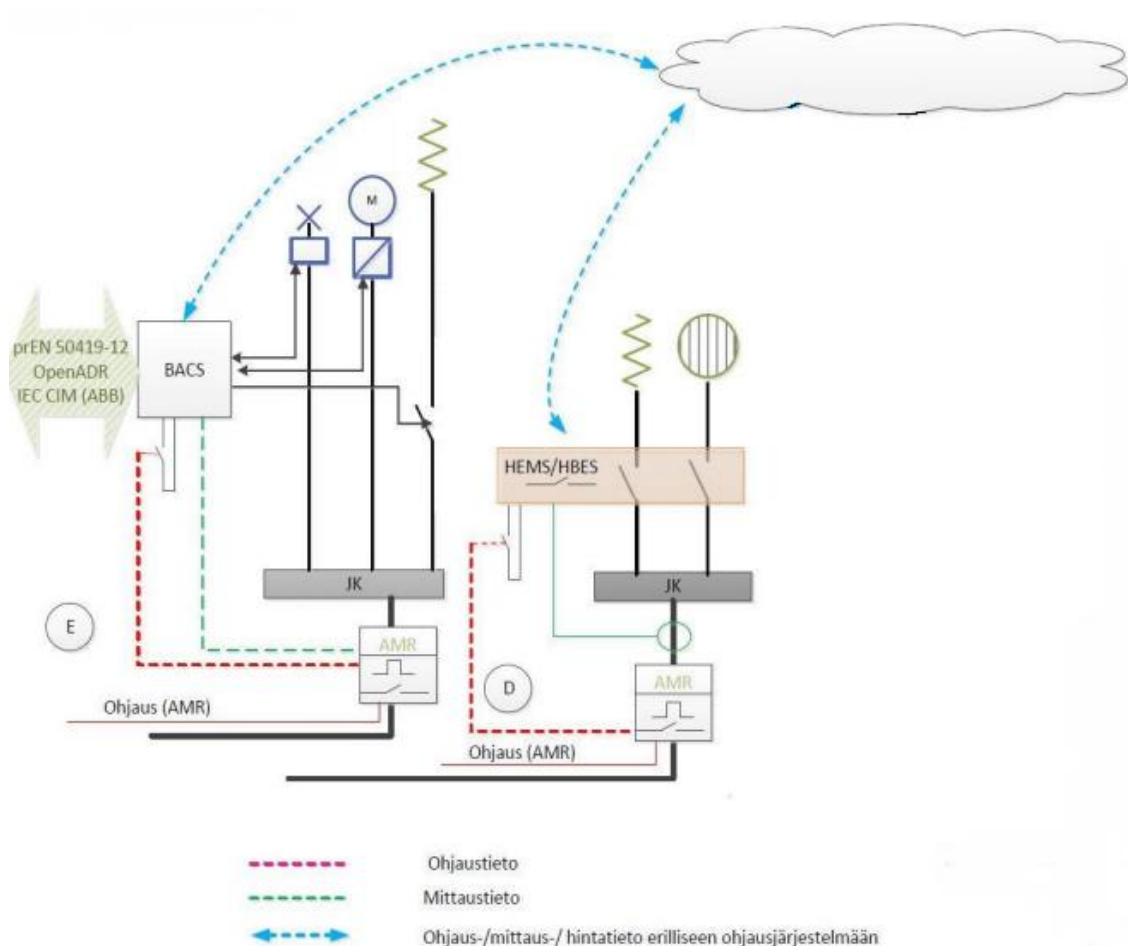


Kuva 28. Mittaus ja mittaustiedon jakelu. [78, s. 16.]

Asennetut AMR-mittarit alkavat 2020-luvulla vanheta, joten niitä joudutaan seuraavien vuosien aikana korvaamaan uusilla AMR-mittareilla. Uuden sukupolven AMR-mittareille on esitetty niiltä toivottuja toiminnallisuuksia. Taseselvitysjakson eli mittausajanjakson halutaan olevan nykyisen tasejakson pituinen eli 15 minuuttia enintään ja sen halutaan pystyä mittaamaan myös 3 minuutin pituisia jaksoja. Seuraavien AMR-mittareiden tulee myös pystyä mittaamaan ja tallentamaan pätötehot ja loistehot. Mittarin pitää myös kyetä mittaamaan tehon, jännitteen, virran ja taajuuden hetkelliset arvot. Mittarit täytyy pystyä katkaisemaan tai kytkemään etänä. Kysyntäjoustop osalta mittareiden kehitys ei vaikuta kuitenkaan parantavan sen itsenäistä toiminnallisuutta kysyntäjoustop toteutuksessa eli ohjauksessa. Ohjausten erillisratkaisut kuten automaatiojärjestelmät tai kuluttajien omat ohjausratkaisut kuitenkin hyötyvät mittareiden kehityksestä ja parannuksista. Mittareiden kyky tukea ratkaisuja mittausten ja tiedonvälityksen osalta edesauttavat joustop toteutusta, joka on riippuvainen juuri oikean ja ajantasaisen tiedon saannista. [78, s. 99–100.]

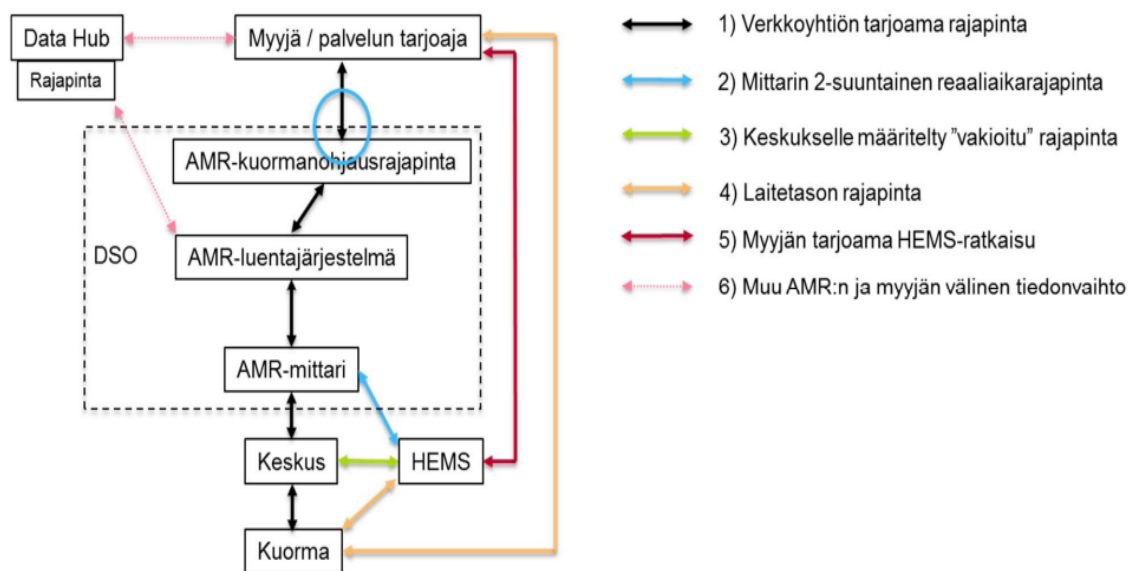
5.2 Ohjaus automaatiojärjestelmällä

Kysyntäjouaston vaatima ohjaus pystytään toteuttamaan kodin automaatiojärjestelmällä. Kodin automaatiojärjestelmiä ovat esimerkiksi BACS (Building Automation Control System) eli kotiautomaatiojärjestelmä ja HEMS (Home Energy Management System) eli kodin energianhallintajärjestelmä. BACSilla ja HEMSillä kysyntäjouaston toteutusmallit ovat nähtävissä kuvassa 29. BACS ja HEMS hyödynnetään kiinteistössä olevien laitteiden ja kuormien ohjaukseen. BACS ja HEMS soveltuvat käytännössä vain kiinteistöihin, joiden kuormien suuruudet voivat kuitenkin vaihdella merkittävästi toisistaan. Esimerkkinä vaihtelevista kuormista ovat toimistorakennukset verrattuna yhteen kotitalouteen. [20, s. 4 ja 19.]



Kuva 29. Kysyntäjouaston toteutusmalli BACSilla ja HEMSillä. [20, s. 20.]

Automaatiojärjestelmät, kuten BACS ja HEMS, koostuvat keskusyksiköstä, mitauslaitteesta kuten AMR-mittarista, antureista ja kuvassa 29 nähtävästä Cloudista eli pilvipalvelusta. AMR-mittari ja esimerkiksi lämpötilaa mittaava anturi lähettää tiedot keskusyksikölle, joka säätää ja optimoi kiinteistön laitteiden kulutusta ja toimintaa. Keskusyksikölle voidaan entuudestaan asettaa parametrit, joita se noudattaa ohjauksessaan. Keskusyksikön ohjausta voidaan säätää ja muokata myös etänä Internetin ja pilvipalvelujen avulla. Kuvassa 30 on havainnollistettu eri ohjaustapoja. BACSin ja HEMSin kohdalla ne voivat saada ohjaukseen vaikuttavaa tietoa mittareiden ja pilvipalvelujen lisäksi keskukselta tai BACSin sekä HEMSin myyjältä. [76, s. 5.]



Kuva 30. Ohjaustapoja sisältäen automaatiojärjestelmä ohjauksen. [76, s. 5.]

BACS ja HEMS sopivat kysyntäjouston toteutukseen, koska niillä voidaan ohjata ja joustaa yksittäistä kuormaa. Yksittäisen kuorman lisäksi niillä voidaan ohjata myös kuormista muodostettuja kokonaisuuksia kiinteistön sisällä. Jos yrityksellä on siis kotitalouteen myytävä laite, jolla on joustopotentiaalia, voidaan laite kytkeä BACSiin tai HEMSiin ja toteuttaa joustoa kyseistä laitetta ohjaamalla. Joissain kotitalouksissa ja kiinteistöissä löytyy jo automaatio- ja hallintajärjestelmiä. Näissä tapauksissa yksittäiset ohjattavat laitteet voidaan kytkeä järjestelmään ja toteuttaa joustoa. Jos kyseisiä järjestelmiä ei löydy, täytyy ne hankkia

ja asentaa. BACSin ja HEMSin asennus hinnat ovat nähtävissä taulukossa 17. Riippuen mitattavasta suureesta järjestelmä voi tarvita anturin, jonka hinta vaihtelee 10 eurosta 200 euroon anturia kohden [79; 80].

Taulukko 17. Järjestelmähinnat. [81, s. 9; 82.]

Järjestelmät	Hinta (€/m ²)
Kodin automaatiojärjestelmä (BACS)	24,5–68,5 €
Energianhallintajärjestelmä (HEMS)	7,8 €

Konkreettisempi esimerkki rakennusautomaatiosta on esitettyä kuvassa 31. Anturit tai etämittarit mittaavat tiedon ja lähettävät sen keskusyksikölle. Keskusyksikön tiedot ovat nähtävissä näytöllä, josta rakennukseen ja järjestelmään liitettyjä kuormia voidaan ohjata. [83.]



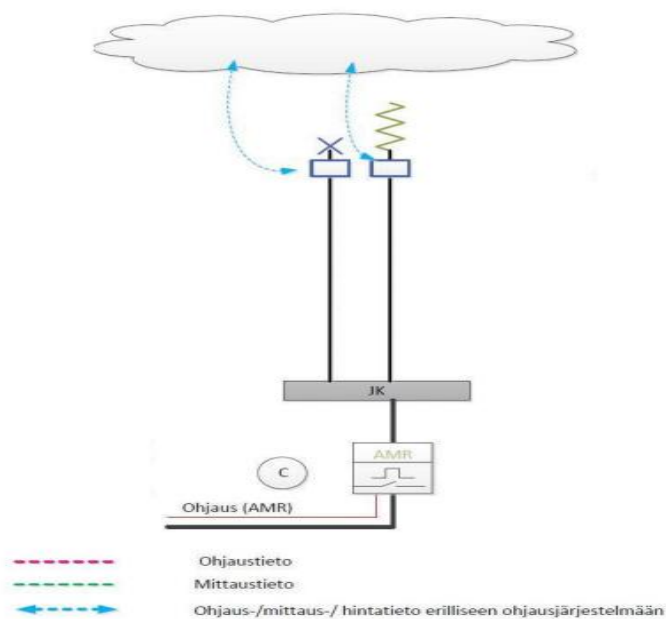
Kuva 31. Fidelixin rakennusautomaatoratkaisu. [83.]

5.3 Muita ratkaisuja

Kysyntäjoustop toteutus saa olla melko vapaamuotoista. Ohjausjärjestelmät, laitteet ja ratkaisut voivat olla yrityksen omia teknologisia ratkaisuja ja malleja. Kysyntäjoustop kasvu edellyttääkin uusien ohjauskeinojen kehittämistä [84]. Tässä luvussa käydään muutamia toteutuskeinoja ja lisälaitteita, joita voidaan harkita kysyntäjoustop toteutuksessa tai toteutuksen kehityksessä.

5.3.1 Laitekohtainen ohjaus ja automaatio

Laitekohtainen ohjaus ja automaatio on hyvin edellisten toteutusmallien kaltaista. Laitekohtainen toteutusmalli vaatii kuvan 32 mukaisesti etäluettavan mittarin kuten muutkin toteutusmallit. Laitteen täytyy olla myös yhteydessä pilvipalveluun, josta laitteen myyjä, asiakas tai palveluntarjoaja pystyy ohjaamaan laitetta ohjaussignaaleilla sekä asettamaan sille toiminta rajoitteet ja edellytykset eli parametrit. Laitekohtainen ohjaus poikkeaa edellisistä toteutusmalleista siten, että muissa toteutusmalleissa ohjausjärjestelmä tai mittari on laitteen ulkopuolella, kun kyseisessä mallissa ohjaus tapahtuu laitteen sisäisellä automaatiolla. Ohjattavasta laitteesta käytetään myös nimikettä älylaite. [20, s. 20.]



Kuva 32. Kysyntäjoustop laitekohtainen toteutusmalli. [20, s. 20.]

Laitekohtaiset ohjausratkaisut ovat valmistajakohtaisia. Yrityksillä ja valmistajilla on siis vapauksia muodostaa omia ohjattavia laitteita. Toisin sanoen laitteet sekä niiden ohjaustekniikka voivat koostua valmistajien valitsemista komponenteista ja muodostetuista järjestelmä kokonaisuuksista. Tämä vaikeuttaa toteutumallin ja sen komponenttien hintojen arvioimista. Toisaalta valmistaja voi muodostaa oman laitekohtaisen ohjausratkaisun, joka voi olla merkittävästi halvempi kuin muiden valmistajien laitteet. Huomiota on myös kiinnitettävä siihen, että laitteet vaativat ylläpitoa ja vioittuessa niiden korvaamista, mikä voi koitua laitteen omistajalle hankalaksi, jos yritys ei enää valmista laitetta tai tarjoa ylläpitopalveluja. [20, s. 22–23.]

5.3.2 Akusto

Akuston liittäminen osaksi kysyntäjoustoa toteuttavaa järjestelmää voi osoittautua kannattavaksi etenkin, jos akkujen hinnat laskevat. Nykyisellään isot kiinteistöön soveltuvat akut maksavat noin 20 000 eurosta 30 000 euroon ja ovat suuruudeltaan 20 kWh. Kysyntäjoustossa akusto voi toimia lisäkuormana sitä ladattaessa laskien verkon taajuutta. Akkuun ladattua sähköä voidaan myös hyödyntää verkon taajuuden kasvattamisessa, kun akusta otettava sähkö korvaa osan verkosta saatavasta sähköstä. Akustoa voitaisiin myös ladata matalilla sähkön hinnoilla ja ladattua sähköä voitaisiin kuluttaa korkeilla sähkön hinnoilla. Tällainen toiminta täyttää myös jouston periaatteet ja laskisi kokonaiskustannuksia. [85.]

Investointikustannukset ovat kuitenkin suuret etenkin, kun akustoja täytyy hankkia riittävästi markkinoiden minimisäätökokojen täyttämiseen. Akustojen osalta on kannattavampaa, että akusto tukee joustoa toteuttavaa järjestelmää sen sijaan, että se olisi päätoimijana joustossa. Sähkön hinnat ovat kuitenkin noin 50 €/MW luokkaa pienimmillään ja noin 400–500 €/MW suurimmillaan. Akustot ovat suuruudeltaan noin 50 kertaa pienempiä kuin 1 MW. Karkeasti arvioituna akustojen tuotot joustossa olisivat noin 1 eurosta 10 euroa yhtä joustoa kohden eli kulutusta siirrettäessä yhdeltä tunnilta toiselle. Koska hinnat voivat pysyä melko tasaisina, jouston toteutus ei ole aina kannattavaa, joten toteutettavien

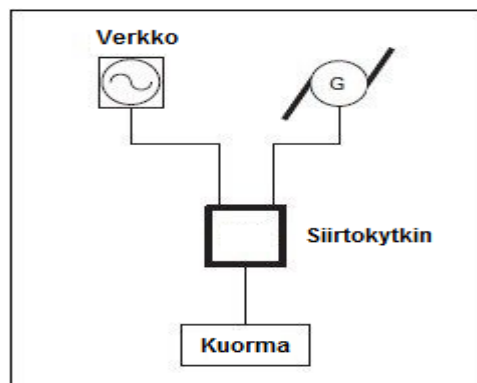
joustojen määrä pysyy melko alhaisen päivää kohden. Taulukossa 18 on listattuna Nord Poolin sähkön hintoja ja hintaeroja. Jos akuston 20 kWh teho joustettaisiin kerran päivässä, vuodessa kertyisi noin 479,9 euroa voittoa. Tällä tahdilla akusto maksaisiin itsensä takaisin noin 40 vuodessa, mikä ei ole kannattava investointi. Jos suurin piirtein samanlainen jousto saadaan toteutettua kaksi tai kolme kertaa päivässä, takaisinmaksuaika putoaisi noin 14–20 vuoteen. [85.]

Taulukko 18. Nord Poolin sähköhinnat ja akuston jouston tuotot. [65.]

Sähkön hinta (€/MW)	28.2.2022	1.3.2022	2.3.2022	3.3.2022	4.3.2022	5.3.2022	6.3.2022	Viikko tuotot	Vuosi tuotot
Klo 6	91,57	33,72	78,94	50,31	175,77	73,17	39,48	X	X
Klo 10	155,52	105,04	88,01	109,94	375,92	71,33	89,99	X	X
Hintaero (€/MW)	63,95	71,32	9,07	59,63	200,15	-1,84	50,51	X	X
0,02 MW Jouston Tuotot	1,28	1,43	0,18	1,19	4,00	-0,04	1,01	9,06	470,90

5.3.3 Siirtokytkimet

Siirtokytkimet (Transfer Switch) ovat itsestään toimivat tehonhallintalaitte. On olemassa primääri tehonlähde, josta siirtokytkin ohjaa sähköä kuormaan. Jos primääri tehonlähde vioittuu tai ei syötä sähköä jostain syystä kuormalle, ottaa siirtokytkin sekundääriseen lähteen käyttöön. Tehonlähteinä voi olla sähköverkko tai muu energiantuotantomuoto kuten esimerkiksi aurinkovoima. Tällä menetelmällä pystytään parantamaan järjestelmän huoltovarmuutta eli takaamaan paremmin järjestelmän toimiminen. [86.] Siirtokytkimen kytkentää havainnollistaa kuva 33.



Kuva 33. Siirtokytkimen toiminnan hahmotelma. [86.]

Siirtokytkimellä ei ole vaikutusta kysyntäjoustoan itseensä. Siirtokytkin vaihtaa vain tehon lähteen toiseen vian tapahtuessa. Siirtokytkimen rooli huoltovarmuuden takaajana pysyy myös kysyntäjoustoan toteutuksessa. Huoltovarmuuden takuu voi olla riittävä syy sen käyttöönotolle, sillä kysyntäjoustoan toteuttajat voivat käyttää omia ohjausratkaisujaan. Siirtokytkimen rooli joustossa kasvaa, jos siirtokytkin pystyy vaihtamaan esimerkiksi suuren lähteen kuten sähköverkon esimerkiksi aurinkovoiman lähteeseen. Toistaiseksi siirtokytkimelle ei ole tällaista ominaisuutta, mutta jos se pystyy vaihtamaan tehon lähdeä vian tapahtuessa, voidaan olettaa, että sen toimintaa pystytään kehittämään vaihtamaan tehon lähdeä tarpeiden mukaan. Isosta tehon lähteestä siirtyminen pienempään tehon lähteeseen voi olla merkittävä jousto etenkin, jos kohteita aggregoidaan yhdeksi suuremmaksi kokonaisuudeksi.

Siirtokytkimet eivät ole välttämättä suuri investointi, sillä niiden hinnat vaihtelevat 200 €:n ja 1 000 €:n välillä. Kyseiset siirtokytkimet ovat kolmivaiheisia ja kestävät jopa 100 A:n virtoja vaihetta kohden. [87; 88.]

6 Johtopäätökset

Fingridin reservimarkkinoista, Nord Poolin tukkumarkkinoista ja Nasdaqin finanssimarkkinoista reservi- ja tukkumarkkinat soveltuvat parhaiten kysyntäjoustoan. Reservimarkkinat vaatii enemmän reservitoimittajalta säätökokeiden osalta, mutta reservimarkkinat tarjoavat myös luotettavan keinon ansaita voittoa tarjotusta joustosta. Tukumarkkinoille liittyminen on yksinkertaisempaa ja toimiminen vapaampaa. Sähkön hankkijan ei ole pakko säätää kulutustaan tukkumarkkinoilla, kun reservimarkkinoilla sen sijaan säätää velvoitetaan reservitoimittajalta. Finanssimarkkinoilla futuureilla sähkön hintaan vaikuttaminen on vaikeaa ja futuurien ajanjaksot pidempiä kuin kysyntäjoustoalle on kenties kannattavaa.

Toteutusmalleista AMR-mittareihin eli etäluettaviin mittareihin perustuva ohjaus ja jousto on yksinkertaisinta. AMR-mittareilla ei kuitenkaan pystytä tekemään

tarkkoja ohjauksia, joita edellytetään suuremmilta kuormien ohjauksilta. AMR-mittarit toistaiseksi soveltuvat parhaiten yksittäisten kohteiden ohjaukseen.

Kiinteistöissä hyödynnettävät automaatiojärjestelmät pystyvät tekemään tarkkoja ohjauksia ja soveltuvat etenkin aggregointiin, sillä aggregoitavat kohteet ovat kotitalouksia ja pienkuluttajia, joiden yhdistäminen yhdeksi kokonaisuudeksi on teknillisesti vaativaa. Automaatiojärjestelmät soveltuvat yrityksille ja palveluntarjoajille, jotka ovat kiinnostuneet joustosta itsestään.

Laitteiston sisäisen ohjauksen ja automatiikan toteutusmalli soveltuu parhaiten suuritehoisiin kohteisiin ja tuotteisiin, joita yritykset voivat itse valmistaa. Laitteiston sisäistä ohjautuvuutta ja joustokykyä löytyy myös pienitehoisista laitteista, jotka voidaan yhdistää suuremmaksi kokonaisuudeksi. Laitteiston sisäistä ohjautuvuutta kannattaa harkita, sillä se ohjaa joko itseään tai laitteen omistaja ohjaa sitä pilvipalvelun avulla. Valmistajien on helpompi myös rakentaa laite ja sisällyttää laitteistoon ohjautuvuutta sen sijaan, että valmistaa kokonaisen järjestelmän kuormien kokonaisuuksien muodostamiseen ja ohjaamiseen.

7 Yhteenveto

Opinnäytetyllä pyrittiin muodostamaan näkemys sähkön kysyntäjoustopuolesta ja sen toteutuksesta. Työssä käytiin läpi sähkömarkkinoita, sähkömarkkinoiden osapuolia, sähkömarkkinoille liittymistä ja kysyntäjoustopuolesta sähkömarkkinoilla. Työssä pyrittiin myös tutustumaan sähkön kysyntäjoustopuolesta toteutusmalleihin ja komponentteihin sekä laitteistoon.

Työssä tutkittiin eri lähteitä, jotta saatiin selvitettyä, mitä sähkön kysyntäjoustopuolesta on, miksi sitä tarvitaan ja mitkä tekijät siihen liittyvät. Tutkittaessa havaittiin, että sähkön kysyntäjoustopuolesta rooli Suomessa on kasvussa etenkin sähkömarkkinoilla. Uusiutuvien energiantuotantomuotojen ja ydinvoiman takia kysyntäjoustopuolesta tarvitaan yhä enemmän. Sähkön kysyntäjoustopuolesta toteutus vaatii kyseisille markkinoille liittymistä. Liittyminen tapahtuu ottamalla yhteyttä markkinoiden ylläpitäjiin ja täyttämällä vaaditut dokumentit. Dokumenttien lisäksi reservimarkkinoille liittyminen vaatii säätökokeen toteutusta ja läpäisyä. Markkina-asioiden lisäksi tutkittaessa selvisi sähkön kysyntäjoustopuolesta toteutusmalleja. Toteutusmallit perustuvat tiedon mittaukseen ja lähettämiseen ohjaavalle mittarille, laitteelle tai järjestelmälle. Käytännön toteutus sai olla melko vapaamuotoista, kunhan joustopuolesta vaatima ohjaus toteutui.

Työn tavoitteena oli muodostaa tietopaketti kysyntäjoustopuolesta ja esitellä sen osapuolista ja käytännön toteutusta yritykselle, jotta yritys pystyy hyödyntämään työssä käytyjä asioita omassa toiminnassaan hyödyksi. Katsaus kysyntäjoustopuolesta ja sen osapuolista saatiin muodostettua. Sähkön kysyntäjoustopuolesta toteutus markkinoilla ja käytännössä saatiin hahmoteltua.

Sähkön kysyntäjoustopuolesta toteutus markkinoilla ja käytännössä olisi vaatinut enemmän taloudellista laskentaa markkinoiden osalta ja kenties tarkempaa käytännön toteutukseen soveltuvien komponenttien selvittämistä. Työssä tuli kuitenkin selvitettyä tarkemmin markkinoiden liittymisprosessia, joka olisi jäänyt selvittämättä ilman opinnäytetyötä. Myös kysyntäjoustopuolesta kehitysideat, kuten akustot ja siirtokytkimet, löytyivät opinnäytetyön teon ansiosta.

Työtä voitaisiin jatkaa avaamalla käytännön toteutus osiota tarkemmin. Käytännön toteutus osiossa voitaisiin seuraavaksi selvittää tarkemmat komponentit ja muodostaa niistä toimiva kokonaisuus. Markkinoiden osalta voitaisiin tehdä taloudellisia laskuja potentiaalisista voitoista ja tappioista. Taloudellisilla laskuilla voitaisiin yrittää määrittää parhaimmat jouston ajanhetket, jotta voitaisiin maksimoida voitot ja minimoida tappiot.

Työtä voidaan hyödyntää pohdittaessa, mille markkinoille aikoo osallistua ja mikä markkinoiden tuote soveltuu parhaiten yrityksen tai asiakkaan kulutukseen. Työn avulla pystytään myös pohtimaan mitä toteutusmallia kannattaa harjoittaa omassa tuotteessa toteutettavan.

Northeast Flow:n kannalta opinnäytetyö on kasvattanut ymmärrystä kysyntäjoustopuolesta, sähkömarkkinoista ja huoltovarmuudesta. Yritys on saanut pohtimisen aiheita taajuusohjaukseen, sähkön säätöön ja kannattavuuslaskelmiin liittyen. Yrityksen opinnäytetyöstä saamat tiedot ja pohdittavat seikat ovat vaikuttaneet yrityksen sähköverkkoajatteluun ja luoneet uusia näkökulmia digilämpövoimaloiden automaation jatkokehityksessä kysyntäjoustopuolea ajatellen. [89.]

Lähteet

- 1 Sähköä kannattaa käyttää joustavasti. Verkkoaineisto. Energiateollisuus. <<https://energia.fi/energiasta/energiamarkkinat/sahkomarkkinat/kulutuskousto>>. Luettu 21.2.2022.
- 2 Kysyntäjousto. Verkkoaineisto. Fingrid Oyj. <<https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/markkinoiden-yhtenaisyyys/pilottihankkeita/kysyntajousto/>>. Luettu 21.2.2022.
- 3 Teirilä, Juha. 2019. Ydinvoimala – joustaaiko vai eikö joustaa? Verkkoaineisto. Oulun yliopisto. <<https://www oulu.fi/blogs/bcdc-energiablogi/ydinvoimala-joustaaiko-vai-eiko-joustaa>>. 9.1.2019. Luettu 2.4.2022.
- 4 Yli puolet Suomen sähköstä tuotettiin uusiutuvilla energialähteillä vuonna 2020. 2021. Verkkoaineisto. Tilastokeskus. <https://www.stat.fi/til/salatuo/2020/salatuo_2020_2021-11-02_tie_001_fi.html>. Korjattu 3.11.2021. Luettu 21.2.2022.
- 5 SÄHKÖNKÄYTÖN KYSYNTÄJOUSTO. Verkkoaineisto. Suomen sähkönkäyttäjät. <<https://www.elfi.fi/sahkomarkkinat/sahkonkayton-kysyntajousto/>>. Luettu 21.2.2022.
- 6 Demand Response: Clarification of the standard process of required between BRPs and independent aggregators. 2015. Verkkoaineisto. Smart Energy Demand Coalition. <<https://smarten.eu/clarification-of-the-standard-processes-required-between-brps-and-independent-aggregators/>>. Luettu 21.2.2022.
- 7 Zancanella, Paolo; Bertoldi, Paolo & Kiss, Benigna. 2016. Demand response status in EU Member States. Verkkoaineisto. Euroopan komissio. <<https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC101191>>. Luettu 21.2.2022.
- 8 Annala, Salla; Medes, Gonçalo; Honkapuro, Samuli & Matos, Luísa. 2018. Comparison of Opportunities and Challenges in Demand Response Pilots in Finland and Portugal. Verkkoaineisto. ResearchGate. <https://www.researchgate.net/publication/328166774_Comparison_of_Opportunities_and_Challenges_in_Demand_Response_Pilots_in_Finland_and_Portugal>. Luettu 21.2.2022.
- 9 Direktiivi 2009/72/EY. 2009. Euroopan unionin virallinen lehti. 14.8.2009. Luettu 22.2.2022.

- 10 Direktiivi 2012/27/EU. 2012. Euroopan unionin virallinen lehti. 14.11.2012. Luettu 22.2.2022.
- 11 Direktiivi 2019/944. 2019. Euroopan unionin virallinen lehti. 14.6.2019. Luettu 22.2.2022.
- 12 Sähkömarkkinalaki. 2013. 9.8.2013/588. Päivitetty 22.10.2021. Luettu 22.2.2022.
- 13 Järventausta, Pertti. 2015. AMR teknologia - kysynnän jouston ja sen verkostovaikutusten näkökulmasta. Verkkoaineisto. Docplayer. <<https://docplayer.fi/1680318-Amr-teknologia-kysynnän-jouston-ja-sen-verkostovaikutusten-nakokulmasta.html>>. 11.6.2015. Viitattu 23.2.2022.
- 14 Sähkön kysyntäjousto – edistä uusiutuvaan energiaan siirtymistä ja hanki säätösähköllä riskittömiä lisätuloja. Verkkoaineisto. Fidelix. <<https://www.fidelix.fi/kysyntajousto/>>. Luettu 23.2.2022.
- 15 Demand Response Deconstructed. Verkkoaineisto. Enel X. <<https://demandresponse.ie/wp-content/uploads/Enel-X-Demand-Response-Deconstructed-Ebook.pdf>>. Luettu 23.2.2022.
- 16 Honkapuro, Samuli. 2016. Kysyntäjousto hyödyttää kaikkia sähkön käyttäjiä ja laskee sähkön hintaa. Verkkoaineisto. Smart Energy Transition. <<http://smartenergytransition.fi/fi/kysyntajousto-hyodyttää-kaikkia-sähkön-kayttajia-ja-laskee-sähkön-hintaa/>>. 17.11.2016. Luettu 23.2.2022.
- 17 Matkalla kohti joustavaa ja asiakaskeskeistä sähköjärjestelmää. 2017. Työ- ja elinkeinoministeriö. TEM Raportti 38/2017. 9.10.2017. Luettu 24.2.2022.
- 18 Maioui, Yassmine. 2020. Evaluation of the technical and market requirements unlocking demand response independent aggregators in selected European countries. Diplomityö. LUTpub. Luettu 24.2.2022.
- 19 Säätösähkömarkkinoiden aggregointipilotti. Verkkoaineisto. Fingrid Oyj. <<https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/markkinoiden-yhtenaisyyss/pilotti-hankkeita/saatosahkomarkkinoiden-aggregointipilotti/>>. Luettu 24.2.2022.
- 20 Järventausta, Pertti; Repo, Sami; Trygg, Petri; Rautiainen, Antti; Mutanen, Antti; Lummi, Kimmo; Supponen, Antti; Heljo, Juhani; Sorri, Jaakko; Harasia, Pirkko; Honkiniemi, Martti; Kallioharju, Kari; Piikkilä, Veijo; Luoma, Jaakko; Partanen, Jarmo; Honkapuro, Samuli; Valtonen, Petri; Tuunanen, Jussi & Belonogova, Nadezda. 2015. Kysynnän jousto – Suomeen soveltuvat käytännön ratkaisut ja vaikutukset verkkoyhtiöille (DR pooli) – Loppuraportti. Luettu 25.2.2022.

- 21 Koistinen, Antti. 2017. Uudet älymittarit muuttavat kodin arkea – Sähkönkulutuksesta saa pian reaaliaikaista tietoa kännykällä. Verkkoaineisto. Yle. <<https://yle.fi/uutiset/3-9577330>>. Päivitetty 18.4.2018. Luettu 25.2.2022.
- 22 Datahub tuo tiedot sähkökäyttöpaikoista yhteen järjestelmään. Verkkoaineisto. Fingrid Oyj. <<https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/datahub/>>. Luettu 25.2.2022.
- 23 Kysymyksiä ja vastauksia datahubista. Verkkoaineisto. Fingrid Oyj. <<https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/datahub/kysymyksia-ja-vastauksia-datahubista/#mita-tietoja-kerataan-ja-kenelta>>. Luettu 25.2.2022.
- 24 Repo, Sirpa; Gröhn, Mikko; Saarinen, Lari; Tähtinen, Tommi; Kuosmanen, Tuomo; Soronen, Sauli & Aalto, Joni. 2020. Kuormanohjausrajapinnan määrittely. Verkkoaineisto. Empower. <https://energia.fi/files/4727/Kuormanohjausrajapinta_loppuraportti.pdf>. 9.4.2020. Luettu 25.2.2022.
- 25 Datahub 2.0. Verkkoaineisto. Fingrid Oyj. <<https://palvelut.datahub.fi/fi/datahub/datahub-2-0->>. Luettu 25.2.2022.
- 26 Johdanto sähkömarkkinoihin. Verkkoaineisto. Fingrid Oyj. <<https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/markkinoiden-yhtenaisyyys/johdanto-sahkomarkkinoihin/>>. Luettu 28.2.2022.
- 27 Reservimarkkinat. Verkkoaineisto. Fingrid Oyj. <<https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/reservit-ja-saatosahko/>>. Luettu 28.2.2022.
- 28 Ehdot ja edellytykset taajuuden vakautusreservin (FCR) toimittajalle. 2021. Fingrid Oyj. 1.11.2021. Luettu 2.3.2022.
- 29 Taajuusohjattu käyttö- ja häiriöreservi. Verkkoaineisto. Fingrid Oyj. <<https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/reservit-ja-saatosahko/taajuusohjattu-kaytto--ja-hairioreservi/>>. Luettu 1.3.2022.
- 30 Nopea taajuusreservi. Verkkoaineisto. Fingrid Oyj. <<https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/reservit-ja-saatosahko/nopea-taajuusreservi/>>. Luettu 1.3.2022.
- 31 Ehdot ja edellytykset nopean taajuusreservin (FFR) toimittajalle. 2020. Fingrid Oyj. 7.4.2020. Luettu 1.3.2022.
- 32 Automaattinen taajuuden palautusreservi. Verkkoaineisto. Fingrid Oyj. <<https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/reservit-ja-saatosahko/automaattinen-taajuudenhallintareservi/>>. Luettu 1.3.2022.

- 33 Säätosähkö- ja säätökapasiteettimarkkinat. Verkkoaineisto. Fingrid Oyj. <<https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/reservit-ja-saatosahko/saatosahko--ja-saatokapasiteettimarkkinat/>>. Luettu 1.3.2022.
- 34 History. Verkkoaineisto. Nord Pool. <<https://www.nordpoolgroup.com/About-us/History/>>. Luettu 2.3.2022.
- 35 Näin käy kauppa sähköpörssissä. 2021. Verkkoaineisto. Vattenfall. <<https://energyplaza.vattenfall.fi/blogi/nain-kay-kauppa-sahkoporssissa>>. Päivitetty 19.2.2021. Luettu 2.3.2022.
- 36 Trading. Verkkoaineisto. Nord Pool. <<https://www.nordpoolgroup.com/trading/>>. Luettu 2.3.2022.
- 37 The power market. Verkkoaineisto. Nord Pool. <<https://www.nordpoolgroup.com/the-power-market>>. Luettu 2.3.2022.
- 38 Price calculation. Verkkoaineisto. Nord Pool. <<https://www.nordpoolgroup.com/trading/Day-ahead-trading/Price-calculation/>>. Luettu 2.3.2022
- 39 Day-ahead overview. Verkkoaineisto. Nord Pool. <<https://www.nordpoolgroup.com/maps/#/nordic>>. Luettu 2.3.2022
- 40 Product Specifications Nordic/Baltic Market Areas. 2021. Nord Pool. 5.4.2021. Luettu 2.3.2022
- 41 Single hourly order. Verkkoaineisto. Nord Pool. <<https://www.nordpoolgroup.com/trading/Day-ahead-trading/Order-types/Hourly-bid/>>. Luettu 2.3.2022
- 42 Nord Pool SIDC gate opening and gate closing times. 2021. Nord Pool. Luettu 2.3.2022.
- 43 Intraday market. Verkkoaineisto. Nord Pool. <<https://www.nordpoolgroup.com/the-power-market/Intraday-market/>>. Luettu 2.3.2022.
- 44 Partanen, Jarmo; Viljainen, Satu; Lassila, Jukka; Honkapuro, Samuli; Salovaara, Kaisa; Annala, Salla & Makkonen, Mari. 2015. Sähkömarkkinat – opetusmoniste. LUT. Luettu 2.3.2022.
- 45 Futures Contract. Verkkoaineisto. Nasdaq. <<https://www.nasdaq.com/glossary/f/futures-contract>>. Luettu 3.3.2022.

- 46 Joint Appendix 2 Contract Specifications. Nasdaq. 1.1.2022. Luettu 3.3.2022.
- 47 Sahkoporssin_ammattisanasto.pdf. Energia. Luettu 3.3.2022.
- 48 Nordic & European Power - manage power price risks efficiently. Verkkoaineisto. Nasdaq. <<https://www.nasdaq.com/solutions/nordic-european-power>>. Luettu 3.3.2022.
- 49 Option. Verkkoaineisto. Nasdaq. <<https://www.nasdaq.com/glossary/o/option>>. Luettu 3.3.2022
- 50 Tasepalvelut. Verkkoaineisto. Fingrid Oyj. <<https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/tasepalvelut/>>. Luettu 4.3.2022.
- 51 Taseselvitys. Verkkoaineisto. Fingrid Oyj. <<https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/tasepalvelut/taseselvitys/>>. Luettu 4.3.2022.
- 52 TASEPALVELUSOPIMUS (Balance Agreement) NRO XX [TASEVASTAAVA OY] sekä FINGRID OYJ. 2021. Fingrid Oyj. 1.10.2021. Luettu 4.3.2022.
- 53 Tasemallin kuvaus. Verkkoaineisto. Fingrid Oyj. <<https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/tasepalvelut/tasemallin-kuvaus/>>. Luettu 4.3.2022.
- 54 Yksihintajärjestelmä. Verkkoaineisto. Fingrid Oyj. <<https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/tasepalvelut/tasemallin-kuvaus/Yksihinta-jarjestelma/>>. Luettu 4.3.2022.
- 55 Maksut. Verkkoaineisto. Fingrid Oyj. <<https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/tasepalvelut/maksut/>>. Luettu 4.3.2022.
- 56 Tasepalveluun sisältyvät reservikustannukset. Verkkoaineisto. Fingrid Oyj. <<https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/tasepalvelut/tasemallin-kuvaus/tasepalveluun-sisaltyvat-reservikustannukset/>>. Luettu 4.3.2022.
- 57 Kuinka osallistua reservimarkkinoille. Verkkoaineisto. Fingrid Oyj. <<https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/reservit-ja-saatosahko/kuinka-osallistua-reservimarkkinoille/>>. Luettu 8.3.2022.
- 58 Taajuuden vakautusreservien (FCR) teknisten vaatimusten todentaminen ja hyväksyttämismisprosessi. 2021. Fingrid Oyj. 25.2.2021 alkaen. Luettu 8.3.2022.

- 59 Nopean taajuusreservin (FFR) teknisten vaatimusten todentaminen ja hyväksyttämismenettely. 2021. Fingrid Oyj. 7.6.2021. Luettu 8.3.2022.
- 60 Automaattisen taajuuden palautusreservin (aFRR) teknisten vaatimusten todentaminen ja hyväksyttämismenettely. 2022. Fingrid Oyj. 1.1.2022. Luettu 8.3.2022.
- 61 Manuaalisen taajuuden palautusreservin (mFRR) teknisten vaatimusten todentaminen ja hyväksyttämismenettely. 2021. Fingrid Oyj. 1.11.2021. Luettu 8.3.2022.
- 62 Ehdot ja edellytykset automaattisen taajuuden palautusreservin (aFRR) toimittajalle. 2022. Fingrid Oyj. 18.1.2022. Luettu 8.3.2022.
- 63 Ehdot ja edellytykset manuaalisen taajuuden palautusreservin (mFRR) toimittajalle. 2022. Fingrid Oyj. 15.3.2021. Luettu 31.3.2022.
- 64 Fingridin reservikaupankäynti ja tiedonvaihto -ohje. 2022. Fingrid Oyj. 12.1.2022. Luettu 8.3.2022.
- 65 Day-Ahead Prices. 2022. Verkkoaineisto. Nord Pool. <<https://www.nordpoolgroup.com/Market-data1/Dayahead/Area-Prices/FI/Hourly/?view=table>>. 3–4.3.2022, 1–7.2.2022 ja 1–31.1.2022. Viitattu 20.4.2022.
- 66 Reservimarkkinainformaatio. 2022. Verkkoaineisto. Fingrid Oyj. <<https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/sahkomarkkinainformaatio/reservimarkkinainformaatio/>>. 3–4.3.2022 & 1–31.1.2022. Viitattu 20.4.2022.
- 67 Becoming a customer. Verkkoaineisto. Nord Pool. <<https://www.nordpoolgroup.com/trading/join-our-markets/becoming-a-customer/>>. Luettu 10.3.2022.
- 68 Day-ahead trading. Verkkoaineisto. Nord Pool. <<https://www.nordpoolgroup.com/trading/Day-ahead-trading/>>. Luettu 10.3.2022.
- 69 Intraday trading. Verkkoaineisto. Nord Pool. <<https://www.nordpoolgroup.com/trading/intraday-trading/>>. Luettu 10.3.2022.
- 70 Day-Ahead Market Data. Verkkoaineisto. Nord Pool. <<https://www.nordpoolgroup.com/en/services/power-market-data-services/day-ahead-market-data/>>. Luettu 7.4.2022.
- 71 Intraday Market Data. Verkkoaineisto. Nord Pool. <<https://www.nordpoolgroup.com/en/services/power-market-data-services/intraday-market-data/>>. Luettu 7.4.2022.

- 72 Order types. Verkkoaineisto. Nord Pool. <<https://www.nordpoolgroup.com/trading/intraday-trading/order-types/>>. Luettu 11.3.2022.
- 73 Commodities Membership - how to become a member. Verkkoaineisto. Nasdaq. <<https://www.nasdaq.com/solutions/commodities-membership>>. Luettu 14.3.2022.
- 74 Commodities Membership Categories - find the membership model best suited to your needs. Verkkoaineisto. Nasdaq. <<https://www.nasdaq.com/solutions/commodities-membership-categories>>. Luettu 14.3.2022.
- 75 Joint Appendix 7 Fee List. Nasdaq. 20.4.2021. Luettu 14.3.2022.
- 76 Järventausta, Pertti; Heinimäki, Riina; Lehto, Ina; Lindroos, Malkus; Pylvänäinen, Jouni & Hyvärinen, Markku. 2018. Kuormanohjausrajapinta AMR-mittarin kautta toteutettaviin ohjauksiin. Työ- ja elinkeinoministeriö. 4.9.2018. Luettu 9.4.2022.
- 77 Energiavirasto. Verkkokomponentit ja yksikköhinnat 2016–2023. Luettu 9.4.2022.
- 78 AMR 2.0 loppuraportti. Pöyry. 15.12.2017. Luettu 9.4.2022.
- 79 Lämpötila-anturit. Verkkoaineisto. Taloon. <<https://www.taloon.com/lampotila-anturit>>. Luettu 12.4.2022.
- 80 Gann FT 30 lämpötila-anturi. Verkkoaineisto. Kosteusmittari. <<https://www.kosteusmittari.fi/tuotteet.html?id=35757/460892>>. Luettu 12.4.2022.
- 81 Wheeler, Greg. Performance of Energy Management Systems. Verkkoaineisto. <https://www.aceee.org/files/proceedings/1994/data/papers/SS94_Panel5_Paper28.pdf>. Luettu 12.4.2022.
- 82 Bradford, Clint. Getting Started With a Building Automation System: Cost Analysis & Breakdown. Verkkoaineisto. <<https://www.buildingsiot.com/blog/getting-started-with-a-building-automation-system-cost-analysis-breakdown-bd>>. Luettu 12.4.2022.
- 83 Langaton M-Bus -järjestelmä vie rakennusautomaation uudelle aikakaudelle. 2021. Verkkoaineisto. Fidelix. <<https://news.fidelix.fi/ajankoh-taista/langaton-m-bus-j%C3%A4rjestelm%C3%A4>>. Julkaistu 13.12.2021. Luettu 12.4.2022.

- 84 Honkapuro, Samuli & Auvinen, Karoliina. 2016. Sähkön kysyntäjoustop kasvun edellyttää hintakannustimia ja rakentamisen ohjausta. Verkkoaineisto. Smart Energy Transition. <<http://smartenergytransition.fi/fi/sahkon-kysyntajoustop-kasvu-edellyttaa-hintakannustimia-ja-rakentamisen-ohjausta/>>. Julkaistu 24.11.2016. Luettu 13.4.2022.
- 85 Kiinnostus kysyntäjoustopin kasvuun – nyt yhä useammat voivat osallistua. 2022. Verkkoaineisto. Fidelix. <<https://news.fidelix.fi/ajankohtaista/kiinnostus-kysynt%C3%A4joustopin-kasvuun>>. 20.1.2022. Luettu 13.4.2022.
- 86 Fundamentals of automatic transfer switches (ATS). Verkkoaineisto. Eaton. <<https://www.eaton.com/us/en-us/products/low-voltage-power-distribution-control-systems/automatic-transfer-switches/automatic-transfer-switch-fundamentals.html>>. Luettu 13.4.2022.
- 87 Generac RTSN100 100 Amp 3 Phase Automatic Transfer Switch. Verkkoaineisto. Ziller Electric. <<https://www.zillerelectric.com/products/generac-rtsn100-100-amp-3-phase-automatic-transfer-switch?variant=17380416833>>. Luettu 13.4.2022.
- 88 Automatic Transfer Switch. Verkkoaineisto. Made-in-China. <https://www.made-in-china.com/multi-search/automatic%2Btransfer%2Bswitch%2B63/F1--CD_Automatic-Transfer-Switch-Catalog/1.html>. Luettu 13.4.2022.
- 89 Nurminen, Tero, 2022. Tekninen palvelupäällikkö. Northeast Flow. Sähköposti 30.4.2022.