

Juho Yli-Pirilä

**INERTIAN ROOLI
SÄHKÖJÄRJESTELMÄN
STABIILIUDESSA**
Suomen kehitys kohti 2040-lukua

Kandidaatintyö
Informaatioteknologian ja viestinnän tiedekunta
Tarkastaja: TkT Ari Nikander
Marraskuu 2024

TIIVISTELMÄ

Juho Yli-Pirilä: Inertian rooli sähköjärjestelmän stabiiliudessa: Suomen kehitys kohti 2040-lukua

Kandidaatintyö

Tampereen yliopisto

Tieto- ja sähkötekniikan kandidaattiohjelma, sähkötekniikka

Marraskuu 2024

Sähköjärjestelmän inertia on sen pyörivään massaansa varastoitunutta kineettistä energiaa. Inertia vastustaa taajuuden muutosta, jolloin sähköjärjestelmä pysyy stabiilina. Suomi kuuluu Pohjoismaiseen synkronialueeseen, joka voidaan nähdä vahvana verkkona suuren tahtituotannon määrän vuoksi. Järjestelmän stabiilius on kuitenkin mahdollisesti uhattuna, sillä merkittävä määrä tuuli- ja aurinkovoimaa aiotaan liittää verkkoon tulevina vuosikymmeninä

Tämä työ tarkastelee sähköjärjestelmän inertian roolia erityisesti taajuusstabiiliuden näkökulmasta. Kineettinen energia ja synteettinen inertia esitellään, ja niitä analysoidaan sähköjärjestelmän toiminnan kannalta. Sähköjärjestelmän stabiiliuden näkökulmaa tarkennetaan kiinnittäen erityistä huomiota tehokulma-, taajuus- ja suuntaajaohjattuun stabiiliuteen. Taajuusstabiiliuden yhteydessä käsitellään myös Suomessa toimivia taajuuden reservimarkkinoita. Lopuksi arvioidaan Suomen tuotantorakenteen muutoksia seuraavina vuosikymmeninä, miten Pohjoismaisen synkronialueen inertia määritetään ja kuinka tuulivoimasta ja sähkövarastoista voidaan saada synteettistä inertiaa.

Arvioiden mukaan Suomen sähköjärjestelmään liitetään seuraavan 20 vuoden aikana yhteensä jopa 124 GW suuntaajaohjattuja voimalaitoksia. Samalla ennustetaan, että kineettistä energiaa varastoivan tahtituotannon määrä säilyy noin 10 GW:ssa. Jotta sähköjärjestelmän suurimpia sallittuja tehomuutoksia ei tarvitsisi rajoittaa pienen inertian tilanteissa, on välttämätöntä tukea taajuuden hallintaa. Synteettinen inertia, eli tehonanto tai -otto tehoelektronikalla ohjatuilla sähkövarastoilla tai tuulivoimalla, osoittautuu teknisesti mahdolliseksi ratkaisuksi.

Inertian suhteellisen pienenemisen myötä sähköjärjestelmä ei välttämättä pysty tehokkaasti vastustamaan taajuuden muutoksia suurten tehomuutoksien aikana. Suurissa, satojen tai tuhansien megawattien tehomuutoksissa taajuuspoikkeama ja taajuuden muutosnopeus voivat olla niin suuria, ettei generaattoreiden säätöpiireillä ole riittävästi aikaa tai kapasiteettia reagoida tarpeeksi nopeasti. Tällöin vaarana on, että koko järjestelmä voi muuttua staattisesti epästabiiliksi.

Avainsanat: inertia, synteettinen inertia, sähköjärjestelmän stabiilius, tuulivoiman inertia, sähkövarastot.

Tämän julkaisun alkuperäisyys on tarkastettu Turnitin Originality Check -ohjelmalla.

SISÄLLYSLUETTELO

1. JOHDANTO	1
2. INERTIAN MÄÄRITYS	2
2.1 Kineettinen energia	3
2.2 Inertiavakio	4
2.3 Heiluntayhtälö	5
2.4 Synteettinen inertia	6
3. SÄHKÖJÄRJESTELMÄN STABIILIUUS	8
3.1 Tehokulmastabiilius	11
3.2 Taajuusstabiilius	13
3.3 Suuntaajaohjattustabiilius	17
4. SÄHKÖJÄRJESTELMÄN INERTIAN KEHITYS	19
4.1 Sähköntuotannon ja -kulutuksen kehitys	19
4.2 Inertian historiallinen kehitys ja tulevaisuuden tarkastelu	22
4.3 Tuulivoiman inertiaavaste	24
4.4 Sähkövaraston inertiaavaste	26
5. YHTEENVETO	27
LÄHTEET	29

LYHENTEET JA MERKINNÄT

aFRR	Automatic frequency restoration reserve, automaattinen taajuuden palautusreservi
BESS	Battery energy storage system, akkupohjainen energian varastointijärjestelmä
CHP	Combined heat and power, yhteistuotanto
FCR-D	Frequency containment reserve – disturbance, taajuusohjattu häiriöreservi
FCR-N	Frequency containment reserve – normal, taajuusohjattu käyttöreservi
FFR	Fast frequency reserve, nopea taajuusreservi
HVDC	High-voltage direct current, suurjännitetasavirta
mFRR	Manual frequency restoration reserve, manuaalinen taajuuden palautusreservi
PMU	Phasor measurement unit, osoitinmittari
P2X	Power-to-X, sähköstä tehty tuote
RoCoF	Rate of change of frequency, taajuuden muutoksen nopeus
WAMS	Wide area monitoring system, WAMS-järjestelmä
E_i	Tahtikoneen kineettinen energia, inertia
E_f	Sähkömotorinen voima
E_{sys}	Sähköjärjestelmän inertia
f_i	Tahtikoneen taajuus
f_n	Nimellistaajuus
H	Inertiavakio
J_i	Hitausmomentti
P	Pätöteho
P_e	Tahtikoneen sähköinen teho
P_m	Tahtikoneen mekaaninen teho
S_n	Näennäisteho
T_e	Sähköinen momentti
T_m	Mekaaninen momentti
V_t	Tahtikoneen napajännite
X_s	Tahtireaktanssi
δ	Tehokulma
ω_e	Sähköinen kulmataajuus
ω_s	Synkroninen kulmanopeus

1. JOHDANTO

Sähköjärjestelmän inertialla on keskeinen rooli verkon stabiiliuden ylläpitämisessä, sillä se vaikuttaa järjestelmän kykyyn vastustaa taajuuden muutoksia ja palautua häiriötilanteista. Inertia muodostuu perinteisesti verkkoon kytkettyjen voimalaitosten, kuten tahtigeneraattoreiden, kineettiseen energiaan varastoituneesta pyörivästä massasta. Viime vuosina sähköjärjestelmän rakenne on muuttunut merkittävästi, kun uusiutuvien energialähteiden, kuten tuuli- ja aurinkovoiman, osuus tuotannosta on kasvanut. Tämä kehitys on vähentänyt perinteistä inertiaa suhteessa kokonaistuotantoon, sillä uusiutuvat tuotantomuodot käyttävät usein suuntaajaohjattuja laitteita, jotka eivät ole fyysisesti kytköksissä verkon pyörivään massaan. [1]

Työn tavoitteena on tarkastella inertian merkitystä sähköverkon stabiiliudelle ja arvioida sen kehitystä Suomessa tulevana vuosikymmeninä. Erityisesti työssä keskitytään synteettisen inertian mahdollisuuksiin kompensoida perinteisen inertian vähenemistä ja tukea järjestelmää tilanteissa, joissa kineettinen energia on vähissä. Työ pyrkii vastaamaan, miten inertian määrä vaikuttaa sähköverkon stabiiliuteen ja kuinka synteettistä inertiaa voidaan hyödyntää taajuusstabiiliuden parantamiseksi. Työssä esitellään, millaisia muutoksia Suomen sähköjärjestelmässä on odotettavissa inertian kannalta 2040-lukuun asti.

Työ perustuu sähköjärjestelmän stabiiliuteen ja inertiaan liittyvään kirjallisuuteen sekä ennusteisiin sähköntuotannon ja -kulutuksen kehityksestä Suomessa. Siinä tarkastellaan myös Pohjoismaisen synkronialueen erityispiirteitä, jotka vaikuttavat inertian muutosten hallintaan. Työssä hyödynnetään aiempia tutkimuksia ja skenaariomalleja inertian vaikutusten arvioimiseksi eri tulevaisuuden tilanteissa.

Työn rakenne on seuraava: Luvussa 2 esitellään sähköjärjestelmän inertia ja sen määritelmät sekä synteettisen inertian käsite. Luvussa 3 käsitellään sähköjärjestelmän stabiiliuden eri osa-alueita, kuten taajuus- ja tehokulmastabiiliutta, sekä tarkastellaan inertian merkitystä näiden stabiiliusmuotojen ylläpitämisessä. Luvussa 4 analysoidaan Suomen sähköjärjestelmän tulevaisuuden näkymiä ja esitetään skenaarioita inertian kehityksestä vuoteen 2045 asti. Lopuksi luvussa 5 esitetään työn johtopäätökset ja suositukset tulevaisuuden toimenpiteiksi.

2. INERTIAN MÄÄRITYS

Sähköenergiajärjestelmän inertia on energiantuotannon pyörivään massaan varastoitunutta kineettistä energiaa. Inertia vastustaa muutoksia sähköjärjestelmän tilassa. Pyörivällä massalla tarkoitetaan voimalaitoksen turbiinia ja siihen liitettyä tahtigeneraattorin roottoria. Ulkoinen mekaaninen voima pyörittää turbiinia, jolloin tahtigeneraattori tuottaa sähköenergiaa. Tahtigeneraattorit ovat nykyisen sähköjärjestelmän pääasiallinen inertianlähde. Ne pyörivät verkon taajuuden mukaisella tahtinopeudella ja tähän pyörivään liikkeeseen on varastoitunut energiaa. Tahtigeneraattorikuorma on kuitenkin johdonmukaisesti vähentynyt viime vuosina. Inertian väheneminen vaatii uusia tapoja taajuuden hallinnan takaamiseksi. Varteenotettava ratkaisu tähän ongelmaan löytyy tehoelektronikalla ohjatusta synteettisestä inertiaista. Synteettistä inertiaa voidaan saada suuntaaohjatusta voimalaitoksesta, kuten tuuli- tai aurinkovoimalasta, tai suurjännitteisestä tasasähköjärjestelmästä, kuten sähkövarastosta tai suurjännitetasavirta-kaapelista (engl. HVDC, High-voltage direct current). Synteettisellä inertialla tarkoitetaan kykyä korvata tahtikonevoimalaitoksen inertia eli liike-energia. [1, s. 90], [2, s. 7]

Sähköjärjestelmän vakaa toiminta vaatii, että verkon jännite ja taajuus pysyvät vaihtelurajoissaan. Stabiili sähköjärjestelmä on jäykkä, millä tarkoitetaan, että sen taajuus tai jännite eivät heilahtele merkittävästi kuorman muuttuessa. Sähköjärjestelmän kuorma, eli hetkellinen tehotarve, vaihtelee useilla aikaskaaloilla, aina minuuttien sisällä tapahtuvista muutoksista vuorokauden ajan, viikonpäivän ja vuodenajan vaikutuksiin. Jokahetkisen kuormanvaihtelun lisäksi järjestelmässä voi syntyä nopeita ja suuria tehomuutoksia, jos järjestelmäkomponentti, kuten rajasiirtoyhteys tai tuotantolaitos, vikaantuu. Tämä aiheuttaa suojaustoimenpiteitä, kuten verkon vikaantuneen osan erottamista muusta sähköverkosta. Kuormituksen vaihtelu aiheuttaa järjestelmään muutosilmiöitä, kuten jännitteen amplitudin ja taajuuden heiluntaa, kun tuotanto tasaantuu vaaditulle kuormalle. Vaihtelusta syntyvät magnetomotoriset voimat tasautuvat jousimaisesti järjestelmässä. Sähköjärjestelmän inertian muutosta vastustava luonne vähentää taajuuden heilahtelua. [3, s. 421]

Tässä luvussa määritellään pyörivän massan kineettinen energia, josta sähköjärjestelmän inertia pääasiallisesti koostuu. Lisäksi määritellään inertiavakio sekä heiluntayhtälö, jotka ovat verkon stabiiliuden arvioinnin kannalta hyödyllisiä työkaluja.

Lopuksi esitellään synteettinen inertia, jolla voidaan tehoelektronikan avulla lisätä verkon inertiaa.

2.1 Kineettinen energia

Perinteisesti sähköjärjestelmän inertia on varastoitunut verkkoon kytkettyjen megawattiluokan voimalaitosten turbiinien ja tahtigeneraattorien roottoreiden pyörivään massaan. Mitä enemmän järjestelmässä on inertiaa, sitä vakaampi järjestelmän taajuus on. Pienen inertian tilanteissa, joissa tuotetaan normaalia enemmän sähköenergiaa muulla tavoin kuin tahtigeneraattoreilla, järjestelmän taajuuden hallitseminen osoittautuu hankalammaksi. [4, s. 1000–1002]

Tahtigeneraattori tyypillisesti tyhjäkäynnistetään, jolloin sähköjärjestelmä ei kuormita sitä. Käynnistyksessä tahtigeneraattorin pyörimisnopeus eli taajuus sekä jännite nostetaan mahdollisimman lähelle järjestelmän nimellisarvoja eli tahdistetaan verkon mukaan. Tahdistuksen jälkeen generaattorin pyörimisnopeus on sama muiden järjestelmään kytkettyjen tahtikoneiden kanssa, tahtikoneen jännitteen amplitudi ei poikkea järjestelmän jänniteamplitudista ja vaihe-eroja tahtikoneen ja järjestelmän välillä ei ole. Tahtikoneen rakenteen vuoksi sen taajuus on täsmälleen sama kuin järjestelmän taajuus, eikä se voi poiketa nimellisestä taajuudesta merkittävästi. [5, s. 476–480]

Koska tahtikoneen taajuus ei voi poiketa järjestelmän taajuudesta, seuraa myös, että järjestelmän taajuus ei voi poiketa siihen kytkettyjen tahtikoneiden taajuudesta. Järjestelmään kytketyt tahtigeneraattorit jakavat kuorman aiheuttaman tehontarpeen siten, että jokaista generaattoria kuormitetaan tasaisesti. Tällöin kuorman muuttuessa tahtigeneraattoreiden säätäjät, kuten droop-ohjaus, ohjaavat generaattorin pyörimisnopeutta ja magnetointia pyrkien palauttamaan jatkuvuustilan. Droop-ohjaus pyrkii ylläpitämään liityntäpisteen jännitteen ja taajuuden vaihtelurajoissaan ohjaamalla ulostulotehoa suhteessa taajuuteen. Ääritilanteissa kuorman tai tuotannon häiriö voi aiheuttaa tahtigeneraattoreissa tehon kyllästymisen. Kyllästyminen tarkoittaa maksimikapasiteetin saavuttamista, jolloin generaattori ei pysty tuottamaan enempää tehoa. Tällöin generaattori ei pysty ylläpitämään taajuutta sallituissa vaihtelurajoissa. Jos tahtigeneraattorin taajuus poikkeaa sähköverkon nimellistaajuudesta, se tippuu tahdistasta ja irtkytketään. Järjestelmässä siis tulee olla tarpeeksi käytettävissä olevaa tehokapasiteettia kestäämään suuretkin tehomuutokset. [3, s. 326], [5, s. 545–546]

Tahtikoneen roottori pyörii synkronisella nopeudellaan eli tahtinopeudella ω_s . Toisaalta yksittäisen tahtikoneen synkroninen nopeus on verrannollinen järjestelmään kytkettyjen

tahtikoneiden tahtinopeuksiin. Roottori ja siihen mekaanisesti kytketty voimakoneen turbiini muodostavat yhdessä massallisen akselilla pyörivän sylinterin, jolla on hitausmomentti. Hitausmomentin vuoksi roottorin kiihdyttäminen vaatii energiaa. Yksittäisen tahtikoneen liike-energia eli kineettinen energia E_i (MWs) on kaavan (1) mukaan

$$E_i = \frac{1}{2} J_i \omega_s^2, \quad (1)$$

missä hitausmomentti J_i on yksittäisen tahtikoneen hitausmomentti. [3, s. 431–432]

Kun lasketaan järjestelmän kokonaisinertiaa, verkkoon kytkettyjen inertiaa tuottavien generaattoreiden kineettiset energiat voidaan laskea yhteen nimellisarvoja käytettäessä. Järjestelmän kineettinen energia E_{sys} voidaan laskea summakaavalla (2)

$$E_{sys} = \sum E_i, \quad (2)$$

missä yksittäisten generaattoreiden inertiat ovat nimellisarvoisia. [4, s. 1001]

2.2 Inertiavakio

Tahtikoneiden mallinnustiedoissa ei ole useimmiten ilmoitettu koneen hitausmomenttia. Toisaalta sähköjärjestelmään on kytketty koneita ja laitteita, joilla ei ole kineettistä energiaa tai muuta inertian mallintamistapaa. On siis hyödyllistä määrittää vakio, joka kuvaa yksittäisen koneen varastoimaa inertiaa samalla huomioiden koneen näennäistehon. Yksittäisen koneen inertia voidaan määrittää inertiavakion H (s) avulla kaavalla (3)

$$H = \frac{E_i}{S_n}, \quad (3)$$

missä S_n on koneen nimellisteho. Inertiavakion yksikkö sekunti kuvaa sitä aikaa, minkä tahtigeneraattori pystyy tuottamaan nimellistehoaan pelkästään siihen varastoituneella kineettisellä energialla. Useimmiten inertiavakio on tunnettu, sillä se on tärkeä mallinnustieto. Inertiavakio on kuitenkin vain karkea arvio tahtigeneraattorin tuottamasta inertiavasteesta. Koko järjestelmän inertia ilmaistaan usein kineettisenä energiana sekuntien sijasta. Yhdistämällä kaavat (2) ja (3) saadaan kaava (4)

$$E_{sys} = \sum H_i S_{ni}. \quad (4)$$

Järjestelmän kineettinen energia on varastoitunut siihen liitettyyn pyörivään massaan. On hyvä huomioida, että puhuttaessa inertiaasta, voidaan tarkoittaa joko kineettistä energiaa, synteettistä inertiaa tai näiden summaa. [6, s. 9, 12]

Kaavasta (1) seuraa, että myös tahtimoottoreissa, siis koneissa, jotka ottavat päätotehoa sähköverkosta, on kineettistä energiaa. Nämä harvemmin otetaan huomioon, kun tarkastellaan järjestelmän inertiaa pääasiassa siksi, että niistä ei ole tarpeeksi mallinnustietoja, eikä niiden tilaa välttämättä seurata. Kaavasta (1) seuraa myös, että tahtimoottorin ei tarvitse olla kuormitettu, jotta siinä voisi olla kineettistä energiaa. Kaavan (1) mukaan kineettinen energia ei ole riippuvainen tahtikoneen kuormituksesta, eli myös tyhjäkäytöllä toimivassa tahtikoneessa on kineettistä energiaa. Tahtikoneiden vähentyessä sähköjärjestelmästä myös reaktiivisen tehon tuottaminen on vähentynyt. Reaktiivisen tehon väheneminen ei kuitenkaan kuulu työn rajaukseen, joten se esitellään tässä ainoastaan motivaationa tahtikoneiden käytölle. Näiden kummankin ongelman korjaamiseen voidaan hyödyntää tahtikonetta, joka saa pyörimisenergiänsä sähköverkosta. Tällä voitaisiin nostaa järjestelmän oikosulkutehoa sekä parantaa verkon jännitteen ja taajuuden hallintaa. Tällaista tahtikonetta kutsutaan synkronikompensoitajaksi. [7, s. 10]

2.3 Heiluntayhtälö

Sähköjärjestelmään kytketyt tahtikoneet ovat sähkömagneettisessa yhteydessä toisiinsa. Jos järjestelmässä syntyy häiriö eli tahtigeneraattoreiden kuorma muuttuu, alkavat generaattoreiden taajuudet heilumaan yhtenäisesti. Heiluntayhtälön avulla voidaan tutkia, onko järjestelmä transienttistabiili ja staattisesti stabiili, eli heilahtelee ko järjestelmän taajuus vaihtelurajoissaan. Transienttistabiilius ja staattinen stabiilius määritellään tarkemmin sähköjärjestelmän stabiiliutta käsittelevässä luvussa. [3, s. 434]

Tahtikoneen roottoriin vaikuttaa sekä mekaaninen että sähkömagneettinen vääntömomentti. Kun voimanlähde pyörittää roottoria, syntyy mekaaninen vääntömomentti, jonka myötä generaattori tuottaa vastavoiman eli sähkömagneettisen väännön. Jos tahtikoneen roottoriin vaikuttavat voimat ovat epätasapainossa, järjestelmässä on kiihtyvää vääntömomenttia, joka tulee tasapainottaa. Voimien epätasapaino voi syntyä esimerkiksi, kun sähköinen vääntö kasvaa järjestelmän tehokuorman kasvaessa. Tilannetta kuvaa heiluntayhtälö (5)

$$\frac{dJ_i \cdot \omega_e}{dt} = T_m - T_e, \quad (5)$$

missä J_i on tahtikoneen hitausmomentti, ω_e on sähköinen kulmataajuus, T_m on mekaaninen vääntömomentti ja T_e on sähkömagneettinen vääntömomentti. [4, s. 1000]

Heiluntayhtälö esitetään useimmiten mekaanisen tehon sekä sähkömagneettisen tehon avulla. Tällöin kaavalla (6) voidaan esittää tietyn tahtikoneen heiluntayhtälö tarvittavan sähköisen tehon ja saatavilla olevan mekaanisen tehon avulla

$$H_i \frac{df_i}{dt} = \frac{f_n^2}{2S_{ni}f_i} (P_m - P_e), \quad (6)$$

missä f_i on tahtikoneen taajuus, f_n on nimellistaajuus, P_m on roottorin pyörittämiseen vaadittu mekaaninen teho ja P_e on tahtikoneen tuottama tai ottama sähköinen teho järjestelmään. Heiluntayhtälön kaava (6) pätee myös usean tahtikoneen järjestelmissä, jos käytetään suhteellisia arvoja. [6, s. 9]

2.4 Synteettinen inertia

Synteettinen inertia laajentaa perinteisen inertian käsitettä, siirtäen sen pois ajatuksesta, että suuntaajaohjattu tuotanto ei voisi osallistua inertiaavasteeseen. Tämä inertia on synteettistä, koska se ei perustu kineettiseen energiaan, eli pyörivään massaan, joka tarjoaa inertian. Koska inertia voidaan yksinkertaisesti määritellä energiana, joka tasaa verkon tilan muutoksia tietyllä nopeudella, myös suuntaajaohjattu tuotanto voidaan valjastaa osaksi inertiaavastetta. Järjestelmän tehomuutoksen tasapainottamiseen tarvittava energia saadaan, kun suuntaajaohjatut voimalaitokset syöttävät tai ottavat nopeasti päätötehoa. [8, s. 8]

Tätä ylimääräistä tehoa voidaan saavuttaa eri tavoin, esimerkiksi käyttämällä tehovarastoja, ajamalla suuntaajaohjattua tuotantoa alle sen optimaalisen toimintapisteen tai hyödyntämällä tuulivoimaloiden turbiinien kineettistä energiaa. Sähkövarastoteknologian nopean kehityksen myötä on todennäköistä, että sähkövarastoja käytetään tulevaisuudessa taajuuden tukemisessa samalla tavalla kuin perinteistä inertiaavastetta. [6, s. 12], [8], [9, s. 14]

Oletetaan, että kulutuksen tehontarve kasvaa äkillisesti, kun teollisuuden suuri prosessi käynnistetään odottamattomasti. Tällöin verkkoon syntyy pienhäiriö, joka leviää jännitteen ja taajuuden laskemisen muodossa. Sähköverkkoon kytketty tehovarasto, eli megawattiluokan sähkövarasto tunnistaa liityntapisteen taajuuden laskun. Tällöin tehovarasto alkaa purkautumaan tarvittavalla teholla nimellistehoonsa asti, antaen sähköverkkoon vastavoiman kulutuksen suurelle tehotarpeelle. Tällöin, jos sähkövarasto

tarjoaa tarpeeksi suuren tehosyötön, sähköjärjestelmän taajuus ja jännite tasaantuvat. [8, s. 4]

Kineettinen energia eli tahtigeneraattorituotanto vähenee suhteessa verkon nimellistehoon, kun siihen kytketään suuria määriä tuulivoimaa ja aurinkovoimaa. Osittain tai kokonaan suuntaajaohjattu energiantuotanto on mekaanisesti erotettu energijärjestelmästä, jolloin nämä tuotantolaitokset seuraavat verkkoa. Verkkoa seuraava suuntaaja toimii virtalähteenä pitäen sen tuottaman pätötehon vakiona, jolloin se lukkiutuu verkon taajuuteen. Kineettisen energian pienentyessä sähköenergiajärjestelmässä on nähty tarpeelliseksi korvata menetetty inertia synteettisellä inertialla. [4, s. 1003]

3. SÄHKÖJÄRJESTELMÄN STABIILIUUS

Sähköenergiajärjestelmä on laaja siirto- ja jakeluyhteyksin kytketty verkko, jossa tuotannon ja kulutuksen välillä on tehotasapaino. Ideaalisti tässä järjestelmässä jännite ja taajuus pysyvät vakioina. Todellisuudessa jännite ja taajuus vaihtelevat joka hetki tiukkojen raja-arvojen välissä. Järjestelmän monimutkaisuuden vuoksi sen nopeat muutokset korjataan automaattisesti ilman, että sähköverkonhaltija joutuu tekemään säätötoimenpiteitä. Jotta automaattinen säätö ehtisi palauttamaan sähköjärjestelmän stabiiliksi, tulee verkon olla tarpeeksi jäykkä eli sen tulee kestää hyvin nopeat muutokset verkon tilassa. [3, s. 426]

Stabiiliuden näkökulma liittyy tahtikoneen käyttäytymiseen, kun siihen kohdistuu häiriö. Häiriön vaikutuksesta tahtikoneen jännite, taajuus ja tehokulma alkavat vaihdella heiluntayhtälön mukaisesti. Tahtikoneen toimintapiste palautuu ennalleen, jos nettomuutosta tehossa ei tapahdu, ja uusi toimintapiste määrittyy, jos nettomuutos tehossa on tapahtunut. Jos toimintapiste voidaan määrittää tahtikoneelle, on se stabiili, mikä antaa sähköjärjestelmälle intuitiivisen ja yksinkertaisen määritelmän. Sähköjärjestelmän stabiilius voidaan määritellä sen kykyä palautua tietyistä alkutoimintapisteistä uuteen tasapainoiseen toimintapisteeseen, kun järjestelmässä syntyy häiriö, siten että tehonlaatu pysyy sallituissa vaihtelurajoissa. Stabiilius voidaan edelleen jakaa staattiseen stabiiliuteen ja transienttistabiiliuteen. [3, s. 426]

Staattisesti stabiili järjestelmä toimii sen tehonsiirtokyvyn vaihtelurajoissa. Järjestelmän tulee aina olla staattisesti stabiili. Staattisesti epästabiilin järjestelmän toimintapiste sijoittuu suurimman tehonsiirtokyvyn ulkopuolelle. Tämä ilmiö selitetään tarkemmin tehokulmastabiiliuden yhteydessä. Staattinen epästabiilius esiintyy verkon osan tai koko järjestelmän tippumisena tahdistusta. Staattisesti stabiilissa järjestelmässä tehonmuutokset aiheuttavat pieniä jännitteen ja taajuuden heilahteluja, jotka noudattavat heiluntayhtälöä. Staattisesti stabiilissa järjestelmässä nämä heilahtelut pysyvät lineaarisella alueella, eikä niistä välttämättä aiheudu ongelmia. [3, s. 444–448]

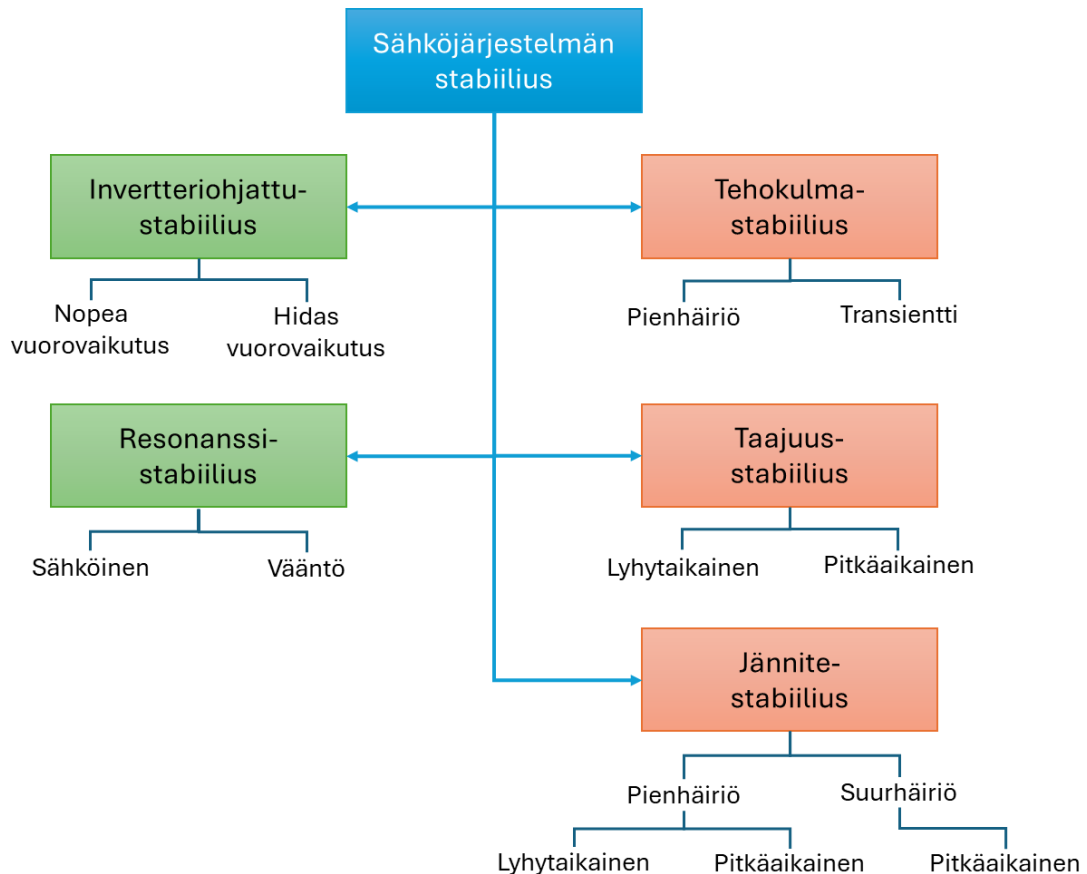
Verkossa tapahtuvat muutokset, jotka tapahtuvat alle sekunnissa ovat transienttimuutoksia. Transienttistabiilius on tällöin verkon nopeisiin tai suuriin muutoksiin liittyvä stabiiliustarkastelu. Transienttitilanteissa verkon tila muuttuu epälineaarisesti. Tämä muun muassa sallii transienttisesti stabiilille järjestelmälle korkeamman keston suurille muutoksille. Transienttistabiili järjestelmä ei kuitenkaan välttämättä ole staattisesti stabiili, sillä sen toimintapiste voi joutua staattisesti

epästabiilille alueelle. Transienttistabiiliuden kannalta on huomioitava, että koska tahtigeneraattoreiden roottoreiden pyörimisnopeudet eivät voi muuttua nopeasti, ei myöskään taajuus voi muuttua tahtigeneraattoreiden takia transienttimuutoksissa. [3, s. 448–450]

Häiriöiden laatu jaetaan perinteisesti pienhäiriöihin ja suurhäiriöihin. Pienhäiriö kuuluu sähköjärjestelmän normaaliin käyttöön ja kuvaa siis kuorman normaalia hetkittäistä vaihtelua. Järjestelmän on pystyttävä ylös- ja alassäätämään tehoa kuorman kasvunopeudella. Suurhäiriöstä puhutaan stabiiliuden kontekstissa, kun tehonmuutos kasvaa suureksi. Käytännössä tämä tarkoittaa aina rajasiirtoyhteyden katkeamista tai suuren generaattorin alasajoa. Mikä lasketaan suurhäiriöksi, vaihtelee järjestelmän sen hetkisestä toimintatilasta. Vaikka stabiiliusmielessä juuri pienhäiriöistä selviytyminen on tärkeämpää verkon nimelliselle toiminnalle, on suurhäiriötarkastelu jopa osittain tärkeämpää. Erityisesti suurhäiriötilanteissa sähköjärjestelmä ajetaan sen teknisille ääriarajoille, jolloin on uhkana koko järjestelmän hallitsematon alasajo. [10, Kappale 2.1.]

Sähköjärjestelmän stabiilius voidaan määritellä useammalla eri tavalla eri alalajeihin, näitä kuitenkin yhdistää tietyt järjestelmän tilan lainalaisuudet, jotka tulee toteutua. IEEE:n alainen sähköjärjestelmä komitea ja CIGRE:n komitea ovat työryhmänä luoneet 2004 stabiiliuden määritelmät ja päivittäneet näitä vuonna 2020. Tämän työryhmän mukaan stabiilius voidaan jakaa viiteen osa-alueeseen: tehokulma-, taajuus-, jännite-, suuntaajaohjattu- ja resonanssistabiilius. Nämä stabiiliuden osa-alueet kuvaavat eri näkökulmia, jotka vaikuttavat järjestelmän stabiiliuteen. Vuonna 2004 määriteltiin järjestelmän stabiiliuden vaatimukset, jotka ovat kuvassa 1 punaisella. Kuitenkin vuonna 2020 nähtiin tarve lisätä stabiiliuden määrittelyyn tehoelektroniikan vaikutus, mikä näkyy kuvassa 1 vihreällä. [11]

Stabiiliuden osa-alueet on myös erikseen jaettu omiin osa-alueisiin. Tehokulmastabiilius tarkastelee pienhäiriöitä ja transientti- tai suurhäiriöitä erikseen, sillä näissä erona on tarkastelun lineaarisuus. Taajuusstabiiliudessa lyhytaikaiset ja pitkäaikaiset muutokset erotellaan. Lyhytaikaisissa taajuuspoikkeamisissa taajuuden muutoksen nopeus ja taajuuspoikkeaman suuruus eivät saa kasvaa itseisarvoltaan liian suuriksi. Pitkäaikaisen taajuuden keskiarvo tulee olla nimellisarvoinen. Jännitestabiilius jaetaan tehokulman tavoin pien- ja suurhäiriöihin. Invertteriohjattu eli suuntaajaohjattu stabiilius jaetaan hitaan ja nopean vuorovaikutuksen ilmiöihin. Näissä vuorovaikutusilmiöissä suuntaajien ohjaus voi aiheuttaa verkkoon haitallisia jänniteheilahteluja. Resonanssistabiilius jaetaan väännön lähteen mukaan sähköiseen sekä mekaaniseen vääntöön. [11]



Kuva 1. Sähköverkon stabiiliuden osa-alueet, perustuu lähteeseen [11].

Sähköjärjestelmän stabiilius voidaan erotella ja nähdä useammalla eri tavalla yhdistelemällä eri vaikutustapoja ja vaikutusaikoja. Kuitenkin lähteestä riippumatta järjestelmän tulee yksinkertaisuudessaan toimia odotetusti jokaisella hetkellä. Järjestelmän tilaa eli sen yksittäisten generaattoreiden jännitteitä, taajuuksia ja tehokulmia voidaan seurata ja näiden välisiä vuorovaikutuksia tulee pystyä selittämään. Kuvan 1 tapa jakaa sähköjärjestelmän stabiilius on yksi yleinen usein kirjallisuudessa esiintyvä tapa ilmaista stabiiliuden osa-alueet. Työryhmän määritelmän lisäksi stabiilius voidaan jakaa esimerkiksi piensignaali-, transienttistabiiliuteen, jotka ovat analogisia staattiseen stabiiliuteen ja transienttistabiiliuteen. Suuret järjestelmän häiriöt voidaan myös toisaalta jakaa keskipitkiin ja pitkiin järjestelmän stabiiliusongelmiin, jotka nähdään kuvassa 1 taajuuden ja jännitteen pitkinä stabiiliusongelmina. Vaikka järjestelmän stabiilius voidaan jakaa eri tavoin, ei se merkittävästi vaikuta miten järjestelmän stabiiliutta tulisi tarkastella. [10], [11]

Seuraavaksi esitellään erityisesti muutoksessa olevan sähköjärjestelmän ja taajuuden kannalta tärkeät stabiiliuden osa-alueet. Näistä esitellään tarkemmin tehokulmastabiilius, taajuusstabiilius ja invertteriohjattu- eli suuntaajaohjattustabiilius. Resonanssi- ja jännitestabiilius ovat tärkeitä stabiiliuden osa-alueita, joista

resonanssistabiilius liittyy heilahteluista syntyviin järjestelmän mekaanisiin rasituksiin ja jännitestabiilius liittyy jännitteen hallintaan [11]. Edellä mainitut eivät kuitenkaan kuulu tämän työn rajaukseen, joten niiden esittely rajoitetaan pintapuoliseen käsittelyyn.

3.1 Tehokulmastabiilius

Tehokulmastabiilius kuvaa sähköjärjestelmään yhteen liitettyjen tahtikoneiden kykyä pysyä järjestelmän määräämässä tahdissa. Häiriön yhteydessä yksittäisen tahtigeneraattorin mekaanisen ja sähköisen momentin välille syntyy epätasapaino. Yksittäisen tahtigeneraattorin pyörimisnopeus alkaa tällöin heilumaan heiluntayhtälönsä mukaisesti. Tällöin järjestelmän tahtigeneraattoreiden pyörimisnopeudet alkavat poiketa toisistaan, kun enemmän kuormitetut generaattorit hidastuvat ja vähemmän kuormitetut nopeuttavat pyörimisnopeuttaan. Sähköjärjestelmässä siis löytyy hetkellisesti eri pyörimisnopeuksia. Nämä kuitenkin tasaantuvat stabiilissa tilanteessa. Heiluntayhtälön mukaiset heilahtelut ovat tärkeä analyysin työkalu selvittämään, onko tahtikone ja toisaalta tällöin koko järjestelmä stabiili. [10, Kappale 2.1.]

Tahtigeneraattorin voimakoneen tehoa muuttamalla säädetään generaattorin tuottamaa pätötehoa. Jotta tahtikoneen kuorman ja tehokulman välinen yhteys nähdään, määritellään tahtikoneen pätöteho. Tahtikoneen pätöteho on

$$P = \frac{V_t E_f}{X_s} \sin \delta_0, \quad (7)$$

jossa V_t on napajännite, E_f on sähkömotorinen voima ja X_s on tahtireaktanssi. Edellä olevan kaavan pätöteho syötetään sellaisenaan sähköverkkoon. Generaattorin tuotettavissa olevan pätötehon määrää kuvaa tehokulma δ funktio. Tästä myös seuraa, että generaattorikäyttöisen tahtikoneen tehokulma on positiivinen ja moottorikäyttöisen tahtikoneen tehokulma on negatiivinen. Kaavasta (7) myös seuraa, että ideaalisesti tahtikoneen suurin mahdollinen pätöteho on, kun $|\delta_0| = 90^\circ$, mutta tätä suuremmalla kulmalla oleva tahtikone tippuu tahdistasta, sillä sitä kuormitetaan liikaa. [10, Kappale 2.1.]

Tarkastellaan, miten järjestelmään kytketyt tahtigeneraattorit käyttäytyvät häiriön tapahtuessa. Tahtigeneraattorin hidastuminen tai nopeutuminen johtuu generaattoriin vaikuttavien voimien epätasapainosta. Jos generaattori esimerkiksi hidastuu, näkyy tämä tehokulman pienenemisenä, jolloin tahtigeneraattorien välille syntyy kulmaero. Tehokulmaeron takia nopeammille koneille siirtyy se liiallinen kuorma, mitä hitaampi tahtikone ei pysty ylläpitämään. Sähkömotoriset voimat eivät kuitenkaan välttämättä tasaannu ensimmäisellä heilahduksella, vaan järjestelmään syntyy useampi

amplitudiltaan edeltävää heikompi heilahdus. Normaalisti sähkömotoriset voimat tasaantuvat 3–5 sekunnin kuluttua häiriön syntymisestä. Jos järjestelmä on stabiili, kaikki heilahdukset pysyvät vaihtelurajoissa. Vaihtoehtoisesti heilahtelut ovat toisiaan vahvistavia, jolloin tahtikoneen heilahteleva tehokulma tiputtaa koneen tahdista. [10, Kappale 2.1.]

Tehokulmaan vaikuttavat häiriöt voidaan edelleen jakaa pienhäiriöihin sekä suuriin häiriöihin. Piensignaalistabiilius tarkastelee järjestelmän kykyä pysyä jatkuvassa tilassa normaalin kuormanvaihtelun aikana. Piensignaaliestäabiilius sähköjärjestelmässä voi näkyä joko tasaisesti kasvavana kuormana, jolloin tuotannon tehokapasiteetti ylitetään, tai kasvavina heilahteluina, jos järjestelmän vaimennusparametrit eivät ole oikein määriteltynä. Normaalisti epästäabiilius esiintyy amplitudiltaan kasvavina heilahteluina. [10, Kappale 2.1.]

Transientistäabiilius tarkastelee järjestelmän vikaantumisen tai hyvin suuren hetkellisen tehonmuutoksen vaikutusta stabiiliuteen. Transientistäabiiliin järjestelmän toimintapiste muuttuu käytännössä aina merkittävästi alkutoimintapisteestä, sillä järjestelmän on todennäköisesti pitänyt tehdä erinäisiä suojaustoimenpiteitä keskeytymättömän sähkönjakelun takaamiseksi. [10, Kappale 2.1.]

Suuntaajaohjatun tuotannon lisääntyminen tuo uusia näkökulmia tehokulmastabiiliuteen kokonaisuutena. Suuntaajaohjattu tuotanto on perinteisessä mielessä hajautettua, jossa suurin osa tuotannosta on suhteellisen pienitehoista ja tuotantolaitoksia on paljon hajautetusti. Laaja hajautettu tuotanto on simulaatioissa osoittautunut kokevan hallitsemattomia heilahteluja myös normaaleissa kuormanvaihtelutilanteissa. On myös osoitettu, että suuri hajautetun tuotannon läpäisyaste aiheuttaa sähköjärjestelmään piensignaaliestäabiiliutta. Tällaista järjestelmää ei itsessään voida pitää staattisesti stabiilina. Ratkaisuksi tähän on ehdotettu hajautetun tuotannon aggregoimista virtuaalivoimalaksi, jolloin saataisiin aikaiseksi tarpeeksi suuri virtuaalinen massa. [12], [13]

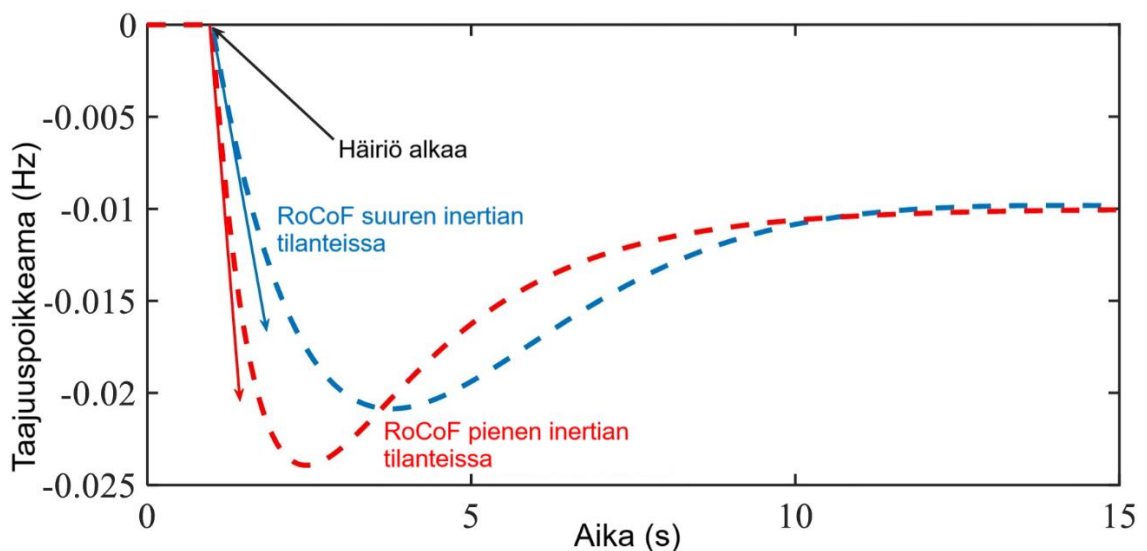
Virtuaalivoimaloita käytettäessä alueiden välinen heilahteluiden vaimennus tulee toteuttaa erillisellä ohjauspiirillä. Huono heilahtelun kestävyys on osoitettu myös virtuaalivoimaloille, joiden vaimennusta ei ohjata. Jotta järjestelmän tilasta saataisiin tarpeeksi tietoa, tarvitaan verkkoon tarkkoja PMU-mittareita (engl. Phasor measurement unit) laajasti, joilla voidaan jatkuvasti seurata sähköjärjestelmän tilaa. Tällöin puhutaan WAMS-järjestelmästä (engl. Wide area monitoring system). Vaimennusparametrin oikea valinta takaa myös paremman vasteen transientistäabiiliudelle, sillä suuntaajaohjatun

tuotannon pätö- ja loistehoa voidaan säätää nopeammin kuin perinteisen voimalan. [12, s. 5–7], [13]

3.2 Taajuusstabiilius

Taajuusstabiilius tarkastelee sähköjärjestelmän kykyä ylläpitää taajuus raja-arvoissaan suuren tehomuutoksen aikana ja sen jälkeen. Taajuuden muutokseen liittyy aina suuri kuorman ja tuotannon välinen epätasapaino. Taajuusstabiilissa järjestelmässä tulee taajuuden pysyä vähintään häiriölle määritellyissä vaihtelurajoissa. Lopulta järjestelmän tulee saattaa taajuus takaisin normaalin käytön vaihtelurajoihin mahdollisimman vähäisellä kuorman irtikytkemisellä. Taajuuden ylläpitämiseksi on Suomessa erillisiä taajuusreservejä, joiden tarkoitus on ylös- tai alassäätää kulutustaan taajuuden vaiheluiden mukaan. Tilanteet, jossa taajuus radikaalisti tippuu, johtuu aina suuren tuotantolaitoksen irtikytkymisestä tai suuritehoisen siirtolinjan katkeamisesta. [3, s. 429], [14, s. 6–7]

Taajuuden ja inertian välillä on suora yhteys, sillä verkon synkroninen nopeus määrää verkon taajuuden. Taajuuden heilahtelun aiheuttava häiriö näkyy suurena taajuuden muutosnopeutena (engl. RoCoF, rate of change of frequency) sekä suurena taajuuspoikkeamana. Inertian määrä vaikuttaa siihen, kuinka suuri taajuuspoikkeama on. RoCoF:in nähdään kasvavan kuvassa 2, kun järjestelmän inertia pienenee. Inertian vaikutus taajuuspoikkeamaan on esiteltyä kuvassa 2.

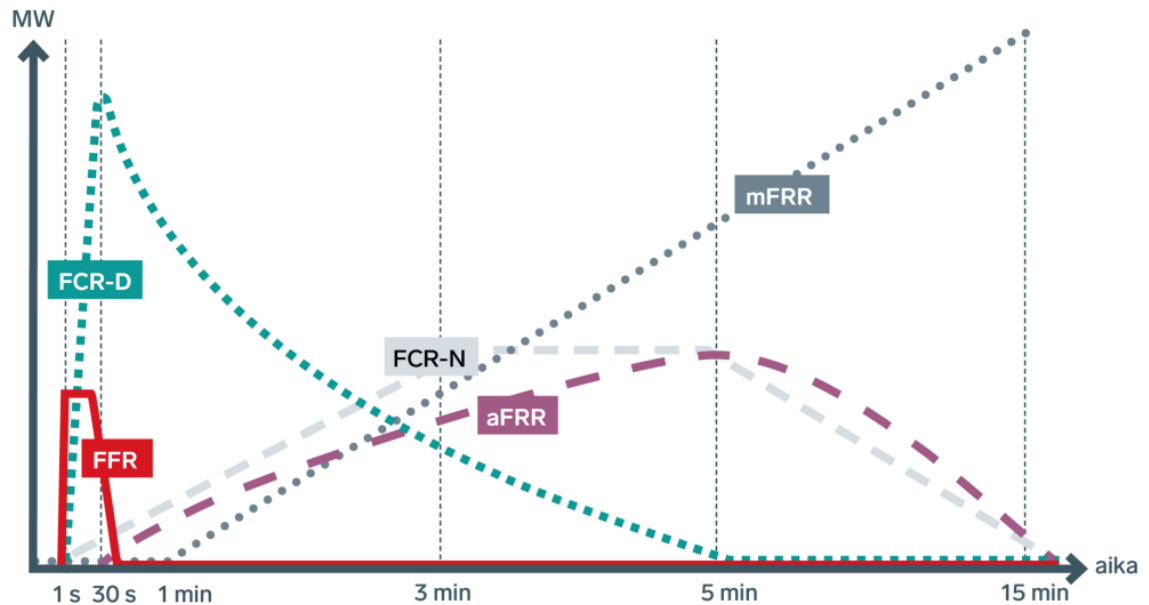


Kuva 2. Taajuuspoikkeama aikatasossa, kun inertian määrä vaihtelee järjestelmässä, perustuu lähteeseen [15, s. 4].

Inertian pieneneminen on suoraan yhteydessä suurempiin taajuuspoikkeamiin. Tämä johtuu järjestelmän heikkenevästä kyvystä vastustaa muutoksia. Inertian pienenemisen vuoksi RoCoF:in kasvu kuormittaa enemmän sähköjärjestelmää, sillä moni järjestelmän säätölaite kestää vain tietyn suuruista taajuuden vaihtelunopeutta. Kuvasta 2 nähdään, kuinka pienempi inertia verkossa aiheuttaa jyrkän RoCoF:in, johon järjestelmän suojaus joutuu reagoimaan nopeasti. [12, s. 7–8], [15]

Taajuusstabiiliustarkastelut keskittyvät yleensä tilanteisiin, jossa sähköjärjestelmään syntyy saarekkeita, kun tärkeät siirtolinjat eivät pysty ylläpitämään tarpeeksi suurta tehonsiirtoa tai kun hyvin suuri määrä tehontuotantoa, useiden satojen tai tuhansien megawattien luokkaa putoaa verkosta. Tästä esimerkkinä tilanne, jossa Suomen ja Ruotsin välinen siirtoyhteys katkeaa. Tällöin on uhkana, että Suomen alue muuttuu erotetuksi saarekkeeksi muusta Pohjoismaisesta sähköjärjestelmästä. Saarekkeiden syntyminen aiheuttaa vakavia ja laajoja ongelmia koko järjestelmätasolla, jos tilannetta ei saada korjattua nopeasti. Toisaalta saarekkeen liittäminen takaisin osaksi suurempaa järjestelmää on monimutkaista. Synkronoinnin onnistumiseksi saarekkeen vaihekulmien ja taajuuksien on vastattava lähes täysin koko järjestelmän vastaavia arvoja. [3, s. 429], [16, s. 5]

Fingrid on Suomen kantaverkon järjestelmävastaava, jolla on velvollisuus kehittää ja ylläpitää kantaverkkoa. Tähän liittyy erinäisten reservien hallinta. Taajuuden ylläpitämiseen on luotu Suomessa viisi reserviä, joilla hallitaan taajuutta normaalin käytön sekä suurhäiriöiden aikana. Taajuusreservit voidaan jakaa taajuusohjattuihin, automaattisiin sekä manuaalisiin reserveihin. Reservit toimivat hankintaperiaatteella. Reserviin mukaan haluava toimija ilmoittaa kapasiteetin, jonka se varaa reservin käyttöön. Reservitoimija saa korvauksen sekä kapasiteetista, että aktivoidusta energiasta. Kuva 3 on tukena reservitehon suhteellisen määrän ja sen toimintanopeuden havainnollistamisessa. [14]



Kuva 3. Reservituotteiden suhteelliset hankintamäärät ja niiden aktivointinopeudet havainnollistettuna [17, s. 7].

Kuvassa 3 on esiteltyä Suomen reservimarkkinoiden kaikki tämänhetkiset tuotteet. Nämä ovat manuaalinen ja automaattinen taajuuden palautusreservi, taajuusohjatut käyttö- ja häiriöreservi sekä nopea taajuusreservi. Esitellään seuraavaksi tarkemmin Fingridin taajuuden reservimarkkinat Suomessa. Alaotsikot on jaoteltu hankitun tehomäärän mukaan siten, että reservit esitellään suurimmasta pienimpään.

3.2.1 Manuaalinen taajuuden palautusreservi

Manuaalinen taajuuden palautusreservi (mFRR, engl. Manual frequency restoration reserve) on suurin yksittäinen reservimarkkina. Sen tarkoituksena on palauttaa järjestelmän taajuus 50 hertsiin siten, että täysi mFRR kapasiteetti olisi saavutettavissa 15 minuutissa. Kuvasta 3 nähdään, että mFRR aktivoituu hitaimmin, mutta sen kapasiteetti on suurin, ja se saavuttaa täyden kapasiteettinsa viimeistään 15 minuutissa. Se jakautuu ylösäättötuotteeseen sekä alassäättötuotteeseen, joista trendi viittaa, että alassäättötuotetta tullaan tulevaisuudessa hankkimaan enemmän. Fingridin ennusteiden mukaan se tarvitsee vuonna 2030 480 MW ylösäätkapasiteettia ja 800 MW alassäätkapasiteettia. Taajuusreserveistä mFRR on ainoa manuaalinen reservi, jonka aktivoinnista vastaa Fingridin Tasehallinta. Reserviä hyödynnetään vähentämään odotettujen tehoepätasapainojen vaikutusta taajuuteen. [14, s. 9], [17]

3.2.2 Taajuusohjattu häiriöreservi

Taajuusohjattu häiriöreservi (FCR-D, engl. Frequency containment reserve – Disturbance) on symmetrinen taajuuspoikkeaman hillitsemiseen pyrkivä reservi. FCR-D aktivoituu pelkästään häiriötilanteissa, jolloin taajuus poikkeaa yli 0,1 Hz nimellisarvostaan. FCR-D ylössäätöä tarvitaan alitaajuushäiriöihin, joissa menetetään tuotantoa tai HVDC-tuontiyhteys. FCR-D alassäätö on ylitaajuushäiriöitä varten, kun suuri määrä kuormaa menetetään tai HVDC-vientiyhteys katkeaa. Fingrid ennustaa FCR-D reservin symmetristä kasvua vuoteen 2030 mennessä, jolloin kumpaakin, ylös- sekä alassäätöreserviä olisi noin 350 MW.

FCR-D aktivoituu lineaarisesti 49,5–49,9 Hz sekä 50,1–50,5 Hz, josta 50 % tulee aktivoitua 4 sekunnissa ja 100 % tulee aktivoitua vähintään 30 sekunnissa. Kuvasta 3 nähdään reservin toiminta, joka voi aktivoida nopeasti suuren kapasiteetin tehoa. FCR-D aktivoituu taajuuden muuttuessa, eikä tarvitse erillistä aktivointisignaalia järjestelmävastaavalta. Tämä tarkoittaa myös sitä, että taajuusohjatuille reservimarkkinoille osallistuvan tulee pystyä mittaamaan liityntäpisteensä taajuutta. [14, s. 8], [17]

3.2.3 Automaattinen taajuuden palautusreservi

Automaattinen taajuuden palautusreservi (aFRR, engl. Automatic Frequency Restoration Reserve) toimii samankaltaisesti kuin manuaalinen taajuuden palautusreservi, mutta ohjaussignaali ja mahdollinen aktivointikomento lähetetään järjestelmävastaavalta 10 sekunnin välein. Suomessa aktivointi tapahtuu 5 minuutissa. Kuvasta 3 voidaan nähdä aFRR:n hitaampi aktivoituminen, jolloin sen rooli on enemmänkin mFRR toiminnan tukemisessa. Reservin kapasiteetti ei ole merkittävästi muuttumassa tulevana vuosina. Fingrid ennustaa hankkivansa noin 50 MW ylös- ja alassäätökapasiteettia. [14, s. 9], [17]

3.2.4 Taajuusohjattu käyttöreservi

Taajuusohjattu käyttöreservi (FCR-N, engl. Frequency Containment Reserve – Normal) ylläpitää järjestelmän taajuutta normaalin käytön vaihtelurajoissa 49,9–50,1 Hz. Se aktivoituu jatkuva-aikaisesti taajuuden pienistä heilahteluista kuorman ja tuotannon vaihdellessa. FCR-N pyrkii pitämään taajuuden pitkäaikaisen keskiarvon 50,0 hertsissä. Tuote on symmetrinen, mikä tarkoittaa, että kapasiteettitarjoajan tulee pystyä kumpaankin ylös- ja alassäätöön. FCR-N aktivointiaika on 3 minuuttia, jonka kuluttua koko kapasiteettireservi tulee olla käytössä. Reservin kapasiteettimäärässä ei ole

nähtävissä merkittävää kasvua, joten vuonna 2030 Fingrid hankkisi kapasiteettia noin 120 MW. [14, s. 8], [17]

3.2.5 Nopea taajuusreservi

Nopea taajuusreservi (FFR, engl. Fast Frequency Reserve) on luotu pienen inertian tilanteita varten, kun järjestelmän RoCoF on erittäin suuri. Se luotiin tukemaan FCR-D reserviä, sillä varsinkin pienen inertian tilanteissa normaali häiriöreservi ei aktivoidu tarpeeksi nopeasti. FFR reservin ainoa tuote on ylössäätö. FFR aktivoituu kolmivaiheisesti (49,7 Hz:ssä, 49,6 Hz:ssä ja 49,5 Hz:ssä) siten, että mitä suurempi taajuuspoikkeama on sitä nopeammin reservin tulee täysin aktivoitua 0,7–1,3 sekunnin kuluessa. Tämä voidaan nähdä kuvassa 3 nopeana aktivoitumisena, mutta samalla nopeana reservin energian kuluttamisena. Reserviin osallistuva toimija voi itse valita aktivointitaajuutensa. Nopea taajuusreservi on verrattain uusi tuote, mutta pienen inertian hetkien lisääntyessä, se on osoittautunut tärkeäksi osaksi reservimarkkinoita. Fingrid ennustaa tuplaavansa kapasiteettinsa vuoteen 2030 mennessä, jolloin nopeaa taajuusreserviä olisi 125 MW. [14, s. 9], [17]

3.3 Suuntaajaohjattustabiilius

Korkean suuntaajaohjatun tuotannon järjestelmissä on havaittu uusia stabiiliusilmiöitä, joita ei pysty selittämään pelkästään muilla stabiiliuden osa-alueilla. Suuntaajaohjatun tuotannon on havaittu aiheuttavan epästabiileja tehoheilahteluja. Mikrosekunneista kymmeneen millisekunteihin ulottuvat suuntaajien ohjaussignaalit voivat ristiinkytkettyä transientteihin sähkömotorisiin voimiin. Stabiiliuteen vaikuttavat vuorovaikutukset luokitellaan kahteen luokkaan: hitaasti ja nopeasti vuorovaikutteisiin stabiiliusilmiöihin. [11, s. 3278]

Hitaan vuorovaikutuksen suuntaajaohjattustabiilius kattaa pienitaajuiset heilahtelut, tyypillisesti alle 10 Hz:n. Nämä hitaat järjestelmätason epästabiiliudet johtuvat tehoelektronikan ja hidassasteisten sähkömotoristen voimien vuorovaikutuksesta. Epästabiiliutta esiintyy erityisesti heikoissa verkoissa, joissa jännitteen jäykkyys on huono. Heilahtelut näyttäytyvät usein todellisuudessa heikkona jännitteenlaatuna, jonka aiheuttaa suuntaajien säätöpiirit. Epästabiiliuden aiheuttaa liityntäpisteen jännitteen heilahtelu, jota suuntaajan säätöpiiri alkaa seurata ja omalta osaltaan vahvistaa. Tällöin suuntaaja itse voi aiheuttaa liityntäpisteen vahvistuvan jännitteen heilahtelun, kunnes järjestelmän tulee suorittaa suojaustoimenpiteitä. Jäykässä

verkossa heilahtelu ei ole yhtä suurta, sillä muut verkon osat vaimentavat heilahtelua. [11, s. 3278–3279]

Nopean vuorovaikutuksen suuntaajaohjattustabiilius kattaa suuritaajuiset heilahtelut, tyypillisesti kymmenistä satoihin hertzeihin tai jopa kilohertzeihin asti. Nopeat vuorovaikutukset tehoelektronisten laitteiden, kuten suuntaajaohjatun tuotannon, HVDC-kaapeleiden ja joustavien vaihtosähköverkon siirtojärjestelmien välillä voi aiheuttaa tehoheilahteluja. Vuorovaikutusta voidaan huomata myös muissa järjestelmäosissa, joissa vaste on kymmeniä tai satoja millisekunteja, kuten siirtoverkon tai tahtigeneraattorin staattorihjauksen välillä. Nämä heikentävät jännitteenlaatua aiheuttaen pahimmillaan resonansseja. Huonosti vaimennetuissa synteettisen inertian säätöpiireissä on myös huomattu tilanteita, joissa järjestelmään kytketyt suuntaajat aiheuttavat suuria jänniteheilahteluja. Nämä johtuvat synteettisen inertiaavasteen heilahteluista, kun suuntaajat pyrkivät säätämään pätötehoaan verkon tarvitsemaan tasoon. [11, s. 3278]

4. SÄHKÖJÄRJESTELMÄN INERTIAN KEHITYS

Sähköjärjestelmän muutos Suomessa on 2010- ja 2020-luvulla ollut kiihtyvästi kohti kestäväää hiilineutraalisti tuotettua sähköä, jota siirretään älykkäämmän sähköverkon avulla, ja jota kulutetaan energiatehokkaammin. Selvä murroskohta on tällä hetkellä nähtävissä, mikä herättää kysymyksiä tulevaisuudesta. Sähköntuotannon ja -kulutuksen muuttuessa erityisesti kuluttajan rooli on muuttumassa. Kuluttajan näkökulmasta käyttövarma sähkö on keskeisessä roolissa. Toisaalta tulevaisuuden sähköjärjestelmässä kuluttaja on todennäköisemmin aktiivisessa roolissa järjestelmän tasapainon ylläpidossa.

Seuraavaksi esitellään Suomen sähköjärjestelmän oletettu kehitys tulevien vuosikymmenten aikana. Ennusteet perustuvat mahdollisimman luotettaviin lähteisiin, mukaan lukien suomalaiset tutkimuslaitokset ja kantaverkkoyhtiö Fingridin ennusteet. Luvussa käsitellään seuraavia näkökulmia: Suomen sähköntuotannon ja -kulutuksen kehitys tulevina vuosikymmeninä, Pohjoismaisen synkronialueen inertian kehitys, sekä tuulivoiman, suurimman suuntaajaohjatun tuotantomuodon, mahdollisuudet osallistua inertiaavasteeseen. Lisäksi esitellään sähkövarastojen potentiaali toimia reservituotteina ja tukea taajuusstabiiliutta.

4.1 Sähköntuotannon ja -kulutuksen kehitys

Tarkastellaan sähköntuotannon rakennetta erityisesti stabiiliuden näkökulmasta. Stabiilissa järjestelmässä on riittävästi tehokapasiteettia kattamaan suuremmatkin tehonmuutokset. Käytetään tarkastelussa Suomen sähköjärjestelmää. On kuitenkin hyvä huomioida, että Suomi kuuluu Pohjoismaiseen synkronialueeseen yhdessä Ruotsin, Norjan ja Itä-Tanskan kanssa. Synkronialueen sisällä sähköjärjestelmä on yhteenkytketty kokonaisuus, jolloin se on kokonsa vuoksi vahva verkko, eli hyvin stabiili. Verkon vahvuuteen vaikuttaa tuotannon rakenne. Pohjoismaisen synkronialueen vahvuus on historiallisesti ollut sen korkeassa tahtituotannossa. Tahtituotantoa on vesivoima, ydinvoima, yhteistuotanto (engl. combined heat and power, CHP) ja erillistuotanto. [18], [19]

Suomen sähköjärjestelmän tehokapasiteetti oli vuonna 2021 noin 16 GW. Tästä 13 GW oli tahtituotettua, suurimpana segmenttinä oli yhteistuotanto. Toisaalta vuonna 2024 pelkästään Suomen alkuperätakuinen tehokapasiteetti oli 20 GW. Alkuperätakuu on sertifikaatti, joka varmistaa, että sähköntuotanto on uusiutuvaa, ydinvoimaa tai tehokasta

yhteistuotantoa. Tästä kapasiteetista hieman yli puolet eli 12 200 MW oli tahtituotantoa. Loppu kapasiteetti eli noin 7 800 MW on tuulivoimatuotantoa ja hieman alle 100 MW aurinkovoimaa. [9, s. 17], [20]

Tehokapasiteettia tarkasteltaessa on kuitenkin tärkeää huomioida, että koko kapasiteetti ei ole aina käytettävissä. Erityisesti tuulivoimasta saatava kapasiteetti vaihtelee huomattavasti. On täysin mahdollista, että yhtenä päivänä kaikki Suomen tuulivoimalat tuottavat täydellä teholla ja seuraavana päivänä ei tuule ollenkaan, jolloin vaaditaan tuhansia megawatteja tehoa muusta tuotannosta. Suomen tuotannon tehuhuippu on tehty 26.1.2024 kello 18, kun sähköjärjestelmässä oli 14 246 MW tuotantoa. Tästä hieman suurempi kulutusennätys on tehty 7.1.2016 kello 17, kun sähköjärjestelmässä oli kulutusta 15 105 MW. Taulukossa 1 on esiteltyä tuotannon rakenne ennätyksien aikaan. Taulukkoa varten yksittäiset tuotantosegmentit on pyöristetty lähimpään kymmeneen megawattiin helpottamaan lukujen vertailua. Tuotanto ja kulutus ovat reaaliaikatietoon sekä reaaliaikamittauksen ulkopuoliseen tietoon perustuvaa, jolloin tuotanto ja kulutus yhteensä ovat tarkempia arvoja. [21]

Taulukko 1. Tuotantorakenteen vertailu kulutusennätyksen 2016 ja tuotantoennätyksen 2024 välillä, perustuu lähteisiin [21], [22].

Pyöristetty megawatteina	7.10.2016 kello 17	26.1.2024 kello 18
Ydinvoima	2 780	4 370
Yhteistuotanto (teollisuus)	1 640	1 540
Yhteistuotanto (kaukolämpö)	3 140	1 100
Vesivoima	2 170	1 480
Muu tuotanto	280	170
Tuulivoima	160	5 580
Tuotanto yhteensä (arvio)	10 870	14 250
Kulutus yhteensä (arvio)	15 110	12 960
Siirto (tuonti - / vienti +)	- 4 230	+ 1 280

Taulukosta 1 nähdään Suomen sähköjärjestelmän rakenteen muutos viimeisen vuosikymmenen aikana. Olkiluoto 3:n valmistuttua Suomen ydinvoimakapasiteetti on noussut 1600 MW. Samalla on nähtävissä, että teollisuuden CHP ei ole merkittävästi muuttunut, kun taas kaukolämmön CHP on laskenut kolmannekseen. Vesivoiman määrä vaihtelee vuodesta toiseen, mutta uutta vesivoimakapasiteettia ei ole tullut viimeisen

kymmenen vuoden aikana. Merkittävin muutos on nähtävissä tuulivoimatuotannossa. Tuulivoiman nopean kasvun ja Olkiluoto 3:n vuoksi Suomi on tällä hetkellä sähköomavarainen, mitä se ei vielä vuonna 2016 ollut, jolloin tarvittiin suuri määrä siirtotehoa kattamaan tehovajetta. Toisaalta on hyvä huomioida, että esimerkiksi vuoden 2024 tuotantokuippua ei olisi saavutettu, jos tuona päivänä ei olisi ollut hyviä tuuliolosuhteita. Tällöin tuulivoiman noin 5600 MW olisi jouduttu korvaamaan joko siirtoyhteisillä tai muulla joustolla. [20], [22]

Historiallisesti Suomessa sähkö on tuotettu tahtituotannolla, ja sähkövaje on paikattu siirtoyhteisillä. Laskutrendi voidaan nähdä myös tarkasteltaessa, mistä lähteestä sähköenergia hankitaan. 2010-luvun taitteessa noin 30 % sähkökulutuksesta katettiin fossiilisilla polttoaineilla eli kivihieillä, öljyllä ja maakaasulla tai turpeella. 2020-luvun alussa nämä kattoivat enää alle 10 %. Tuulivoima tuotti vuonna 2023 jo noin viidenneksen koko Suomen sähköenergian kulutuksesta. [19], [23]

Fingrid on tehnyt eri ennusteita, miltä Suomen sähköjärjestelmä näyttää seuraavana 20 vuotena. Näissä ennusteissa kantavana teemana on tuulivoiman laaja käyttöönotto. Ennusteet on jaettu neljään eri mahdolliseen järjestelmään. Sähköä tuotteiksi -ennusteessa Suomi harjaantuu sähköstä ja muista raaka-aineista tuotettujen tuotteiden (engl. power-to-X, P2X), kuten synteettisten polttoaineiden, materiaalien ja kemikaalien merkittäväksi viejämaaksi. Tuulella vetyä -ennusteessa oletetaan laajaa vedyntuotantoa ja sen vientiä, joka vaatii suurta sähkötehopasiteettia. Mereltä tuulee -ennusteessa oletetaan, että suurin osa tuulivoimasta tulee sijoittumaan Länsi-Suomeen, mikä lisää kantaverkon vahvistamispaineita jo korkeasti kuormitettuun verkkoon. Mereltä tuulee -ennusteen sähkökulutuksessa yhdistyy kahden aikaisemman ennusteen oletukset, jossa Suomessa on kumpaakin P2X- ja vedyntuotantoa. Voimaa läheltä -ennuste on kaikista maltillisin. Se kuvaa ne tarvittavat investoinnit, jotka sähköjärjestelmä tarvitsee täyttääkseen hiilineutraaliustavoitteet. [9]

Kuvassa 4 on esiteltyä ennusteiden mukaiset kapasiteetit vuosina 2035 ja 2045. Kaikkien ennusteiden lähtötilanne on sama, eli nykyisen kapasiteetin päälle kasvatetaan kapasiteettia. Ennusteista nähdään, että tahtituotannon oletetaan laskevan 13 GW:sta 9–12 GW:iin vuonna 2035. Kolmessa ennusteessa oletetaan, että vuonna 2045 tahtituotantoa olisi 9–11 GW, kun taas Voimaa läheltä -ennuste olettaa, että pienydinvoimatekniikka otetaan laajamittaisesti käyttöön Suomessa.

Kapasiteetti 2035 (GW)	Sähköä tuotteiksi	Tuulella vetyä	Merellä tuulee	Voimaa läheltä	Kapasiteetti 2045 (GW)	Sähköä tuotteiksi	Tuulella vetyä	Merellä tuulee	Voimaa läheltä
Vesivoima	3	2	3	3	Vesivoima	3	2	3	3
Maatuuivoima	30	39	13	13	Maatuuivoima	50	79	13	13
Merituuloivoima	7	5	15	1	Merituuloivoima	10	11	32	1
Aurinkovoima	20	15	6	7	Aurinkovoima	39	30	9	14
Ydinvoima	4	3	4	6	Ydinvoima	4	2	4	8
Muu lämpövoima	4	4	3	3	Muu lämpövoima	4	5	4	3
Sähkövarastot (vuorokausi- ja päivänsisäisellä markkinalla)	4	4	1	3	Sähkövarastot (vuorokausi- ja päivänsisäisellä markkinalla)	6	4	1	4

Kuva 4. Suomen sähköjärjestelmän tehokapasiteetti vuosina 2035 ja 2045 eri ennusteissa. [9, s. 14]

Kuvan 4 ennusteiden väliset erot ovat inertiaattoman tuotannon osuudessa. Vuonna 2021 Suomen sähköjärjestelmän tuotannosta 81 % oli pyörivää tuotantoa, jossa on pyörivän massan liike-energiaa. Jokainen ennuste odottaa pyörivän tuotannon osuuden radikaalia vähenemistä tuotannossa. Jos laaja P2X- tai vetytuotanto tulee Suomeen, on ennustettavissa, että järjestelmän pyörivä tuotanto tippuu 13–15 %:iin vuonna 2035. Vuonna 2045 vain enää 7–9 % tuotannosta olisi pyörivää. Maltillisempi kehitys Suomen vetyinvestoinneissa laskisi silti pyörivän tuotannon osuutta, jolloin se olisi vuonna 2035 22–33 % ja vuonna 2045 17–30 % [9, s. 14]

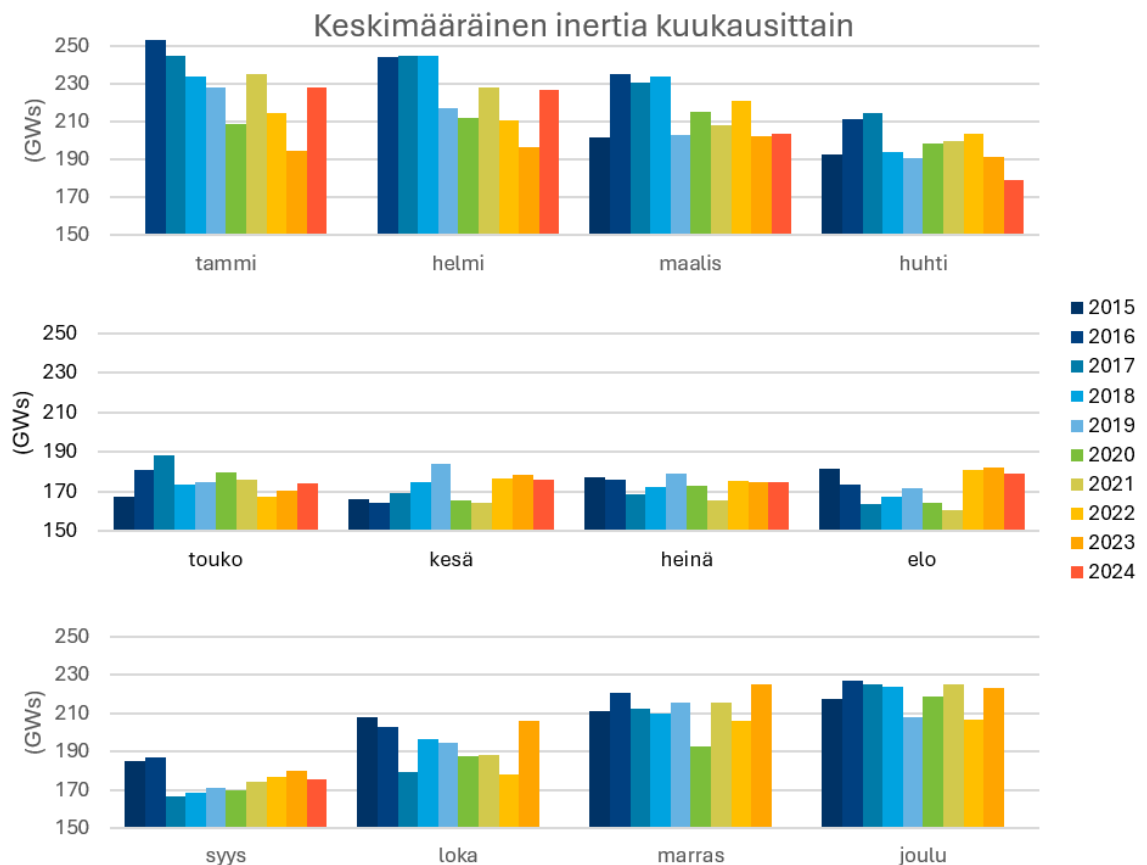
4.2 Inertian historiallinen kehitys ja tulevaisuuden tarkastelu

Pohjoismaisen sähköjärjestelmän inertia lasketaan koko synkronialueelle eli Suomelle, Ruotsille, Norjalle ja Itä-Tanskalle. Tässä kohtaa on tärkeä huomata, että puhuttaessa synkronialueen inertiaasta tarkoitetaan nimenomaan kineettistä energiaa, mahdollisen synteettisen inertian vaikutusta ei tällä hetkellä huomioida. Synkronialueen inertiaa käytetään vertailupisteenä, koska mikä tahansa paikallinen tehonmuutos aiheuttaa taajuuspoikkeaman koko järjestelmään. Pohjoismaiset kantaverkkoyhtiöt ovat yhteisprojektilla pyrkineet arvioimaan Pohjoismaisen synkronialueen kineettistä energiaa. Käytännön esimerkit ovatkin osoittaneet, että kineettisen energian arvioiminen on hankalaa. Inertian arviointi historiallisten häiriöiden avulla osoittautui liian epätarkaksi, sillä taajuuden mittaustietoja ei ollut tarpeeksi laajalta alueelta järjestelmästä. Päädyttiin siis inertian arvioimiseen generaattoreiden kilpitiöiden avulla. Suomi kattaa Pohjoismaisesta inertiaasta noin 20 %. [6, s. 20–22, 28]

Sähköjärjestelmän mitoittava vika on suurin mahdollinen tehonmuutos, joka järjestelmässä voi tapahtua. Tehon suuri väheneminen verrattuna kuormaan johtuu useimmiten Suomessa tai Ruotsissa sijaitsevien ydinvoimaloiden suojauksien laukeamisesta. Kuorman suuri väheneminen verrattuna tuotantoon johtuu suuritehoisen teollisuuslaitoksen nopeasta alasajosta. Näiden lisäksi tehon muutoksia voi ilmetä synkronialueen ulkoisten rajasiirtoyhteyksien katkeamisesta. Järjestelmän mitoittava

vika on se tehomuutos, jonka järjestelmä kestää N-1-tilanteessa, eli järjestelmän tulee pysyä staattisesti stabiilina myös mitoittavan vian jälkeen. Suomessa mitoittava vika on Olkiluoto 3:n järjestelmäsuojan laukeaminen eli 1300 MW. Järjestelmäsuojaan on yhdistetty 300 MW läheisiä teollisuuden laitoksia, jotka automaattisesti laukeavat myös, jos Olkiluoto 3:n tuotanto lakkaa. [24, s. 106–107]

Pohjoismaisen sähköjärjestelmän inertiatietoja on mitattu vuodesta 2015 lähtien. Keskimääräinen inertia kuukausittain vuosina 2015–2024 on esitelty kuvassa 5. Kuvan 5 mittausaineisto on koottu inertian yhden minuutin mittausaineistosta. Pohjoismaisessa sähköjärjestelmässä alle 120 GWs:n inertia nähdään pienen inertian tilanteena. Tällöin tehdään tukitoimenpiteitä hankkimalla reservituotteita, sekä tarvittaessa rajoittamalla suurimpien tuotantolaitosten tehoa pienentäen mitoittavaa vikaa.



Kuva 5. Pohjoismaisen sähköjärjestelmän inertia vuosina 2015–2024. [25]

Kuvasta 5 nähdään, että pohjoismainen inertia ei ole keskimääräisesti muuttunut merkittävästi viimeisen kymmenen vuoden aikana. Raportti [24] arvioi, että järjestelmän inertia kasvaa hieman vuoteen 2025 mennessä, jolloin järjestelmän kineettinen energia olisi yli 134 GWs 99 % vuodesta. Raportin mukaan koko järjestelmän tuotannosta 76 % olisi tahtituotettua, mutta jo pelkästään Suomen tuulivoimakapasiteetti on tällä hetkellä

paljon suurempi, mitä osattiin raportin koontihetkellä odottaa. Tahtituotannon määrä on pysynyt ennustuksissa. [24, s. 59–60]

Kineettisen energian osuuden pieneneminen aiheuttaa suuremman RoCoF:in ja taajuuspoikkeaman. Pohjoismaisessa sähköjärjestelmässä on ennustettu, että mahdollinen kineettinen energia voi kesäkuukausina pudota jopa alle 100 GW:iin [6, s. 52–53]. Kineettisen energian osuuden laskiessa tulee löytää tapoja lievittää mahdollisia riskejä, jotka liittyvät pienen inertian tilanteisiin. Suuntaajaohjatun tuotannon osuuden vaikutuksesta sähköjärjestelmän stabiiliuteen on tehty erinäisiä tutkimuksia. Irlannissa nähdään, että heidän kantaverkkonsa tulee olemaan liian epästabiili, jos 80 % tuotannosta on verkkoa seuraavaa ja tarvittava taajuuden säätö toteutetaan siihen suunnitelluilla sähkövarastoilla. Tutkimuksessa kuitenkin todetaan, että kalliimmalla ratkaisulla voidaan toteuttaa täysin suuntaajaohjattu tuotanto sähköjärjestelmään. [26] Toisessa tutkimuksessa käytettiin esimerkkijärjestelmänä Chilen kantaverkkoa. Myös tässä todettiin, että järjestelmä kestää 75 % verkkoa seuraavaa tuotantoa. Jos suuntaajiin lisätään taajuudensäätömahdollisuus, kasvaisi mahdollinen suuntaajatuotannon osuus 99 %:iin. [27] Suomen sähköjärjestelmässä ennustetaan vuodelle 2031, että 15 % vuoden ajasta suuntaajaohjatun tuotannon osuus on yli 80 %, ja muutamina hetkinä vuoden aikana osuus voi nousta lähes 90 %:iin [1, s. 91].

Pätötehonsyöttö verkkoon näyttäytyy parhaimpana ratkaisuna suuntaajaohjatun tuotannon osuuden kasvaessa vuosittain. Parhaimmat keinot nopeaan tehonsyöttöön häiriötilanteissa löytyy nopeasta taajuusreservistä. FFR:ään voidaan ostaa kapasiteettia tuulivoimasta, akkuvarastoista, synkronikompensaattoreista ja muista pienemmän kapasiteetin lähteistä.

4.3 Tuulivoiman inerttiavaste

Tuulivoimatuotannon nopea kasvu hallitsevaksi osaksi Suomen sähköjärjestelmää luo paineita järjestelmän stabiiliuden kannalta. Kuten aiemmin on todettu, laaja suuntaajaohjatun tuotannon käyttöönotto voi aiheuttaa vakavia stabiiliusongelmia kyseiselle järjestelmälle. Tällöin olisikin hyödyllistä, jos tuulivoima pystyisi tuotannollaan tarvittaessa reagoimaan suuriin tehonmuutoksiin kineettisen energian tavoin kuitenkin siten, että staattinen stabiilius voitaisiin säilyttää. [1, s. 90], [26], [27]

Tuulivoimalat voivat tukea järjestelmän taajuutta kolmella eri mekanismilla. Tuulivoimalan tuotantotehoa voidaan rajoittaa, jolloin tehonnostoa varten on tarvittaessa olemassa tehokapasiteettia. Toinen tapa on niin sanottu droop-ohjaus, joka perustuu

päto- ja loistehon säätöön suhteessa taajuuden muutokseen. Droop-ohjaus pyrkii ylläpitämään liityntäpisteen jännitteen ja taajuuden vaihtelurajoissaan. Kolmas tapa taajuustuelle on voimalan oma inertiaavaste. Tuulivoimalan inertiaavaste voidaan edelleen jakaa tuuliturbiinin kineettisen energian käyttämiseen sekä erilliseen tuulivoimalan yhteyteen liitettyyn tehoreserviin. Tehoreservinä toimii usein sähkövarasto, jota käsitellään laajemmassa mittakaavassa luvussa 4.4. Esitellään seuraavaksi tarkemmin muuttuvan potentiaalisen inertian emulointi, jolla tuulivoimalan turbiinin kineettinen energia voitaisiin valjastaa osaksi sähköjärjestelmän inertiaa. [28]

Tarkastelussa käytetään muuttuvanopeuksisia, täysitehoisesti suuntaajaohjattuja tuulivoimaloita, eli uusimman sukupolven voimaloita. Oletetaan, että alkutilanteessa oleva voimala tuottaa maksimitehopisteensä mukaisen pätoehon verkkoon. Järjestelmästä irtikykyttyä yllättäen suurempi määrä tehoa voimalaitoksen tai rajasiirtoyhteyden laukeamisen muodossa, jonka vuoksi järjestelmän taajuus heilahtaa alas. Koska järjestelmän taajuus tippuu, RoCoF on negatiivinen. Voimalan ohjausjärjestelmä huomaa raja-arvon alittavan RoCoF:in, jolloin se hetkellisesti kasvattaa voimalan pätoehoa. Tällöin on siis syntynyt tarvittavaa tehonsyöttöä järjestelmään, eli synteettistä inertiaa. Koska voimalan pätoeho on suurempi kuin mitä se pystyy ylläpitämään, tuuliturbiini alkaa hidastua laskien samalla pätoehoa. On kaksi vaihtoehtoista tilannetta, jossa voimala lopettaa synteettisen inertian tuottamisen ja palautuu korjaamaan tuuliturbiinin nopeutta takaisin alkutoimintapisteeseen. Ensimmäinen ja toivottu vaihtoehto on, että järjestelmä selviää taajuustuen avulla ensimmäisestä taajuusheilahduksesta, jolloin RoCoF muuttuu positiiviseksi ja taajuuspoikkeama alkaa tasaantumaan. Toinen vaihtoehto on, että roottori hidastuu niin paljon, että siitä saatava energia vastaa alkutilanteen tehoa, jolloin ei ole järkevää jatkaa pätoehon laskemista. Myös tällöin tuuliturbiinin pyörimisnopeus pyritään palauttamaan. Kun roottorin nopeus on palautettu, tuulivoimala voi osallistua myös mahdollisen seuraavan taajuusheilahduksen hallintaan. [28]

Tuulivoiman mahdollisuus osallistua taajuustukeen on olemassa, mutta se ei ole laajasti käytössä. Pohjoismaisten kantaverkkoyhtiöiden raportti ei ottanut kantaa synteettisen inertian mahdollisuuteen osallistua inertiaavasteeseen. Toisaalta samalla aiemmin esitelty tuulivoiman inertiaavaste ei ole laajassa käytössä kirjoitushetkellä, vaan toimii konseptiratkaisuna. Tuulivoimalan suuntaaja tulisi myös mahdollisesti mitoittaa suuremmaksi, jotta turbiinin kineettisestä energiasta saataisiin tarpeeksi pätoehoa järjestelmään. Suurempi suuntaaja lisäisi kustannuksia. [28]

4.4 Sähkövaraston inertiaivaste

Sähkövarastot (engl. Battery Energy Storage System, BESS) ovat historiallisesti vaikuttaneet kustannuksien kannalta epäkannattavalta ratkaisulta varastoida energiaa. Viimeisen vuosikymmenen aikana kuitenkin BESS-teknologia on kehittynyt nopeasti, jolloin ollaan tilanteessa, jossa BESS kapasiteettia on alettu rakentaa. BESS:eistä puhuttaessa on hyvä jälleen erottaa mitä järjestelmästä halutaan. Sähköjärjestelmän stabiiliuden kannalta tehovarastona BESS on osoittanut suurta potentiaalia. Esitellään seuraavaksi, miten BESS voi toimia sähköjärjestelmässä taajuustukena, kuinka paljon BESS-kapasiteettia on Suomessa ja miten se kytkeytyy reservimarkkinoihin. [29], [30]

BESS pystyy toimimaan taajuustukena symmetrisesti eli teknisesti se pystyy tarvittaessa ottamaan vastaan tehoa sekä syöttämään tehoa järjestelmään. BESS:in ohjaus voidaan toteuttaa droop-ohjauksella, jonka tarkoituksena on pitää liityntäpisteen jännite ja taajuus lähellä vakiota. Simulaatioissa BESS on osoittanut parannuksia taajuusstabiiliuteen pienentämällä ensimmäisen taajuusheilahduksen ja RoCoF:in itseisarvoa. On myös nähty, että mitä suurempi kapasiteetti BESS:eillä on, sitä paremmin ne pystyvät toimimaan taajuustukena. BESS:in korkeiden investointikustannusten vuoksi kapasiteetin valinnasta muodostuu teknistaloudellinen optimointikysymys. [29]

Suomessa BESS:it ovat viime vuosikymmenellä olleet pieniä projekteja, joilla on ollut pieni teho- ja energiakapasiteetti. Vuosina 2016–2019 käyttöön otettiin 7 BESS:iä, joiden yhteenlaskettu tehokapasiteetti oli 18,8 MW ja energiakapasiteetti 15,8 MWh. Pelkästään tällä vuosikymmenellä on jo suunnittelu, rakennusvaiheessa, tai käyttöön otettu yhteensä 505,9 MW, jonka yhteisenergiakapasiteetti on vähintään 401,7 MWh. Näiden projektien lisäksi on mahdollista, että uusia projekteja avataan lisää. [30, s. 11]

Sähkövarastojen taajuustuen markkinapaikka on reservimarkkinoilla. Parhaiten sähkövarastot voivat osallistua taajuusohjattuun reserviin sekä nopeaan taajuusreserviin. Jo vuonna 2021 toteutuneista FCR-N tuntimarkkinakaupoista 57 % koostui sähkövarastoista. Vuonna 2022 sertifioidusta FFR-kapasiteetista 28 % koostui sähkövarastoista. Fingrid ei tällä hetkellä odota, että taajuusohjattujen reservien tai nopean taajuusreservin tehokapasiteetti kasvaisi merkittävästi. [17, s. 8], [30, s. 8]

5. YHTEENVETO

Työssä käsiteltiin sähköjärjestelmän inertian roolia verkon stabiiliudessa ja selvitettiin sen muutoksia Suomessa seuraavina vuosikymmeninä. Inertia määritellään järjestelmän pyörivään massaan, kuten voimalaitosten turbiineihin ja tahtigeneraattoreihin, varastoituneeksi kineettiseksi energiaksi, joka vastustaa taajuusmuutoksia ja parantaa verkon vakautta. Synteettinen inertia tukee järjestelmää tehonotolla tai -syötöllä varsinkin silloin, kun järjestelmässä on vähän kineettistä energiaa. Inertian merkitys korostuu erityisesti sähköverkon häiriötilanteissa, kuten suurissa tuotantohäiriöissä tai kulutuspiikeissä, jolloin järjestelmän kyky säilyttää tasapaino riippuu sen inertian määrästä.

Perinteisessä sähköjärjestelmässä inertia on tuotettu pääasiassa tahtigeneraattoreilla, jotka ovat olleet kiinteässä yhteydessä verkon taajuuteen. Tämä on tarkoittanut sitä, että järjestelmän pyörivä massa on kyennyt tukemaan verkon taajuutta muuttuvissa kuormitustilanteissa. Viime vuosina kuitenkin siirtymä kohti uusiutuvia energianlähteitä, kuten tuuli- ja aurinkovoimaa, on vähentänyt kineettisen energian osuutta. Tämä johtuu siitä, että uusiutuva tuotanto käyttää usein suuntaajaohjattuja voimalaitoksia, jotka eivät ole fyysisesti kytköksissä sähköverkon pyörivään massaan samalla tavalla kuin perinteiset tahtigeneraattorit.

Sähköjärjestelmän stabiilius on tärkeä tekijä verkon toiminnan kannalta, ja se jaetaan useisiin eri osa-alueisiin, kuten taajuus-, jännite- ja tehokulmastabiiliuteen. Työssä korostettiin erityisesti taajuusstabiiliuden merkitystä, koska inertian väheneminen vaikuttaa suoraan järjestelmän kykyyn ylläpitää taajuus hyväksyttävissä rajoissa. Stabiiliutta heikentävät erityisesti pienen inertian tilanteet, joissa järjestelmän vaste häiriöihin hidastuu ja taajuusmuutokset voimistuvat. Tällaisten häiriöiden hallinta edellyttää tarkkaa säätöressurssien käyttöä ja synteettisen inertian hyödyntämistä, jotta järjestelmä pystyy palautumaan nopeasti tasapainotilaan.

Tehokulmastabiilius käsittelee järjestelmän kykyä säilyttää generaattorien yhteinen tahti häiriötilanteissa, ja sen ylläpito edellyttää riittävää kineettistä energiaa. Pienen inertian tilanteissa generaattorien pyörimisnopeudet voivat poiketa toisistaan merkittävästi, mikä voi johtaa taajuuden heilahteluihin ja pahimmillaan järjestelmän epästabiiliuteen. Jännitestabiilius ja suuntaajaohjattu stabiilius korostuvat, kun tehoelektroniikan käyttö lisääntyy. Suuntaajaohjattujen laitteiden vuorovaikutukset voivat aiheuttaa heilahteluja ja resonanssi-ilmiöitä, jotka on hallittava tehokkailla säätöjärjestelmillä.

Pohjoismaisen synkronialueen kineettisen energian osuus suhteessa järjestelmän kokonaisnäennäistehoon on laskussa. Suomessa kineettisen energian osuuden tuotannon näennäistehosta arvioidaan laskevan vuoteen 2045 mennessä 7–30 prosenttiin. Kineettisen energian määrä riippuu täysin sähköjärjestelmän tulevasta tehontarpeesta, sillä merkittävää uutta pyörivää tahtituotantoa ei odoteta lisättävän seuraavien vuosikymmenten aikana. Onkin mahdollista, että jo ensi vuosikymmenellä kesäkuukausina jopa 80 prosenttia tuotannosta tulee tuuli- ja aurinkovoimasta. Tällaisen uusiutuvan energian osuuden saavuttamiseksi järjestelmän taajuuden hallinta tulee toteuttaa suuntaajilla.

Riski pienen inertian tilanteille kasvaa tulevaisuudessa, kun sähköjärjestelmän pyörivän massan määrä vähenee suhteessa kokonaistehoon. Tämä heikentää järjestelmän stabiiliutta, erityisesti häiriötilanteissa, joissa menetetään suuri määrä tehoa. Jotta järjestelmän stabiilius voidaan varmistaa N-1-tilanteissa, voi olla tarpeen rajoittaa mitoittavan vian tehoa. Tämä ei ole kuitenkaan toivottavaa, sillä se voisi johtaa esimerkiksi Olkiluoto 3 päätötehon rajoittamiseen, mikä ei ole taloudellisesti kannattavaa. Pienen inertian tilanteisiin on varauduttava erityisesti kesäkuukausina, jolloin niiden esiintyminen on tulevaisuudessa todennäköisempää.

Synteettinen inertia vaikuttaa todennäköisimmältä ratkaisulta Pohjoismaisen synkronialueen taajuusstabiiliuden varmistamiseksi tulevina vuosikymmeninä. Tarvittava taajuustuki voidaan toteuttaa hyödyntämällä tuulivoimaloiden turbiinien inertiaa tai käyttämällä sähkövarastoja. Sähkövarastot ovat jo osa reservimarkkinoita, tarjoten jopa puolet taajuusohjatusta käyttöreservistä. Tällä hetkellä synteettisen inertian kaupallinen hyödyntäminen rajoittuu kuitenkin reservimarkkinoihin. Työ ei käsittele keinoja synteettisen inertian hyödyntämiseen reservimarkkinoiden ulkopuolella.

Työ osoitti, että sähköjärjestelmän muuttuva tuotantorakenne edellyttää uudenlaisia ratkaisuja taajuusstabiiliuden ja verkon stabiiliuden ylläpitämiseksi. Synteettinen inertia nousee keskeiseksi keinoksi korvata perinteisen inertian vähentyminen ja tukea järjestelmän toimintavarmuutta erityisesti pienen inertian tilanteissa. Jotta synteettistä inertiaa voidaan hyödyntää laajemmin, tarvitaan kehitystä sekä teknologian että markkinamekanismien osalta, esimerkiksi uusien säätö- ja reservituotteiden muodossa. Tulevaisuuden tutkimuksessa on tärkeää selvittää tarkemmin synteettisen inertian käytön mahdollisuudet reservimarkkinoiden ulkopuolella sekä arvioida sen vaikutuksia muihin sähköjärjestelmän stabiiliuden osa-alueisiin. Näin voidaan varmistaa, että sähköjärjestelmä pysyy vakaana ja joustavana muuttuvassa energiaympäristössä.

LÄHTEET

- [1] Fingrid Oyj, "Kantaverkon kehittämissuunnitelma 2024–2033," marras. 2023. Luettu 25.9.2024. [Verkossa]. Saatavilla: https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/kantaverkko/kantaverkon-kehittaminen/fingrid_kehittamissuunnitelma_2024-2033.pdf
- [2] Euroopan komissio, "Komission asetus (EU) 2016/631," 14.4.2016. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FI/TXT/PDF/?uri=CELEX:32016R0631> (Luettu 25.9.2024).
- [3] D. P. Kothari ja I. J. Nagrath, *Modern power system analysis*, vol. 4. New Delhi: Tata Mcgraw-Hill Pub. Co, 2011.
- [4] P. Tielens ja D. Van Hertem, "The relevance of inertia in power systems," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 55, s. 999–1009, maalisk. 2016, doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.11.016>.
- [5] D. P. Kothari ja I. J. Nagrath, *Electric machines*, 4th ed. New Delhi: Tata Mcgraw-Hill, 2010.
- [6] E. Ørum et al., "Future system inertia," ENTSO-E, helmi. 2018. Luettu 18.10.2024. [Verkossa]. Saatavilla: https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/Publications/SOC/Nordic/Nordic_report_Future_System_Inertia.pdf
- [7] Fingrid, *Voimalaitosten järjestelmätekniset vaatimukset VJV2024 (Luonnos)*. 14.6.2024. Luettu 19.9.2024. [Verkossa]. Saatavilla: https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/palvelut/kulutuksen-ja-tuotannon-liittaminen-kantaverkkoon/vjv2024---energiavirastolle-vahvistettavaksi-9_2024-id-471030.pdf
- [8] P. Makolo, R. Zamora, U. Perera ja T. T. Lie, "Flexible Synthetic Inertia Optimization in Modern Power Systems," *Inventions*, vol. 9, no. 1, tammi. 2024, doi: <https://doi.org/10.3390/inventions9010018>.
- [9] Fingrid, "Fingridin sähköjärjestelmävisio 2023," maalisk. 2023. Luettu: 5.9.2024. [Verkossa]. Saatavilla: https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/tiedotteet/sahkomarkkinat/2023/fingrid_sahkojarjestelmavisio_2023.pdf
- [10] Prabha Kundur, *Power System Stability And Control*. Second edition. S.L.: Mcgraw-Hill Education, 2022.
- [11] N. Hatziargyriou et al., "Definition and Classification of Power System Stability – Revisited & Extended," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 36, no. 4, s. 3271–3281, heinä. 2021, doi: <https://doi.org/10.1109/tpwrs.2020.3041774>.
- [12] G. M. Giannuzzi, V. Mostova, C. Pisani, S. Tessitore ja A. Vaccaro, "Enabling Technologies for Enhancing Power System Stability in the Presence of Converter-Interfaced Generators," *Energies*, vol. 15, no. 21, loka. 2022, doi: <https://doi.org/10.3390/en15218064>.

- [13] J. M. Mauricio ja A. E. Leon, "Improving Small-Signal Stability of Power Systems with Significant Converter-Interfaced Generation," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 35, no. 4, s. 2904–2914, tammi. 2020, doi: <https://doi.org/10.1109/tpwrs.2020.2968422>.
- [14] N. Modig, R. Eriksson, P. Ruokolainen, J. Nerbø Ødegård, S. Weizenegger ja T. Dalgas Fechtenburg, "Overview of Frequency Control in the Nordic Power System," *ENTSO-E*, maalisk. 2022. Luettu 21.9.2024. [Verkossa]. Saatavilla: <https://www.epressi.com/media/userfiles/107305/1648196866/overview-of-frequency-control-in-the-nordic-power-system.pdf>
- [15] K. Prabhakar, S. K. Jain ja P. K. Padhy, "Inertia estimation in modern power system: A comprehensive review," *Electric Power Systems Research*, vol. 211, loka. 2022, doi: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2022.108222>.
- [16] Fingrid, Sähköjärjestelmän vakavien häiriöiden selvittämisen yleisohje-KH40000. 2022. Luettu: 21.9.2024. [Verkossa]. Saatavilla: <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/palvelut/kayttovarmasahkonsiirto/kh40000---sahkojarjestelman-vakavien-hairioiden-selvittamisen-yleisohje-id-5346.pdf>
- [17] Fingrid, "Reserveistä ja reservimarkkinoista," kevät 2024. Luettu 21.9.2024. [Verkossa]. Saatavilla: <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/sahkomarkkinat/reservit/reservien-perusteet.pdf>
- [18] Fingrid, "Osa pohjoismaista sähköjärjestelmää," Fingrid - Kantaverkko, 18.5.2017. <https://www.fingrid.fi/kantaverkko/kehittaminen/pohjoismainen-sahkojarjestelma-ja-liitynnat-muihin-jarjestelmiin/> (luettu 14.10.2024).
- [19] Energiateollisuus, "Sähkön hankinta energialähteittäin 2007-2022," *Energiateollisuus - Tilastot*, 20.10.2023. <https://energia.fi/tilastot/sahkon-hankinta-energialahdeittain-2007-2022/> (luettu 12.10.2024).
- [20] Fingrid, "Voimalaitokset," Fingrid - Sähkömarkkinat, 9.1.2018. <https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinainformaatio/alkuperatakuun-tapahtumat/voimalaitokset/> (luettu 14.10.2024).
- [21] Fingrid, "Sähkön tuotanto ja kulutus," Fingrid - Sähkömarkkinat, 19.5.2017. <https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinainformaatio/kulutus-ja-tuotanto/> (luettu 14.10.2024).
- [22] Fingrid, "Sähköjärjestelmän tila," Fingrid - Sähkömarkkinat, 19.5.2017. <https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/sahkojarjestelman-tila/> (luettu 14.10.2024).
- [23] Suomen virallinen tilasto (SVT): Energian hankinta ja kulutus. Helsinki: Tilastokeskus. ISSN=1799-795X. Luettu: 13.10.2024. [Verkossa]. Saatavilla: <https://stat.fi/tilasto/ehk>
- [24] E. Ørum et al., "Future System Inertia 2," *ENTSO-E*, helmi. 2018. Luettu: 18.10.2024. [Verkossa]. Saatavilla: <https://www.statnett.no/globalassets/foraktorer-i-kraftsystemet/utvikling-av-kraftsystemet/nordisk-frekvensstabilitet/future-system-inertia-phase-2.pdf>

- [25] Fingrid, "Pohjoismaisen sähköjärjestelmän liike-energia - reaaliaikatieto," Fingrid - Avoin Data. <https://data.fingrid.fi/datasets/260> (luettu 3.10.2024).
- [26] J. Chen, M. Liu, F. Milano ja T. O'Donnell, "100% Converter-Interfaced generation using virtual synchronous generator control: A case study based on the irish system," *Electric Power Systems Research*, vol. 187, loka. 2020, doi: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2020.106475>.
- [27] B. Vega, C. Rahmann, R. Álvarez ja V. Vittal, "Determination of Control Requirements to Impose on CIG for Ensuring Frequency Stability of Low Inertia Power Systems," *IEEE Access*, vol. 10, s. 44891–44908, huhti. 2022, doi: <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2022.3169489>.
- [28] A. Bonfiglio, M. Invernizzi, A. Labella ja R. Procopio, "Design and Implementation of a Variable Synthetic Inertia Controller for Wind Turbine Generators," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 34, no. 1, s. 754–764, tammi. 2019, doi: <https://doi.org/10.1109/tpwrs.2018.2865958>.
- [29] C. E. Okafor ja K. A. Folly, "Provision of Additional Inertia Support for a Power System Network Using Battery Energy Storage System," *IEEE Access*, vol. 11, s. 74936–74952, heinä. 2023, doi: <https://doi.org/10.1109/access.2023.3295333>.
- [30] S. Lieskoski, O. Koskinen, J. Tuuf ja M. Björklund-Sänkiaho, "A review of the current status of energy storage in Finland and future development prospects," *Journal of energy storage*, vol. 93, heinä. 2024, doi: <https://doi.org/10.1016/j.est.2024.112327>.