

Sami Lähteenmäki

SÄHKÖJÄRJESTELMÄN INERTIAN NYKYTILANNE JA TULEVAISUUS

Informaatioteknologian ja viestinnän tiedekunta
Kandidaatintutkinto
Toukokuu 2023

TIIVISTELMÄ

Sami Lähteenmäki: Sähköjärjestelmän inertian nykytilanne ja tulevaisuus
Kandidaatintyö
Tampereen yliopisto
Tieto- ja sähkötekniikan kandidaattiohjelma
Toukokuu 2023

Liike-energian eli inertian väheneminen on noussut haasteeksi sähkövoimajärjestelmissä ja tämä ilmiö tulee haastamaan sähkövoimajärjestelmiä yhä voimakkaammin myös tulevaisuudessa. Tehoelektroniikan avulla kytketyt tuotantolaitokset ja kuormat eivät perinteiseen tapaan tarjoa inertiaa sähkövoimajärjestelmille. Inertian väheneminen aiheuttaa haasteita sähkövoimajärjestelmien taajuusstabiiliudelle häiriötilanteissa. Tässä tutkielmassa perehdytään kirjallisuuslähteiden avulla sähkövoimajärjestelmän inertian perusteisiin, perinteisen sähkövoimajärjestelmän toimintaan inertian näkökulmasta, millä tuotantomuodoilla sähkövoimajärjestelmissä tuotetaan liike-energiaa, kuinka inertian haasteisiin voidaan vastata erilaisilla tuotanto menetelmillä, energian varastointijärjestelmillä ja siirtoyhteyksillä sekä tulevaisuuden suuntauksiin sähköjärjestelmien kehityksessä.

Perinteisessä sähkövoimajärjestelmässä suuret verkon taajuudella pyörivät massat ovat tarjonneet järjestelmälle inertiaa taajuuden tasapainottamiseksi. Tuotanto, kuormat ja muut sulautetut verkon taajuudella pyörivät massat luetaan komponentteihin, jotka tuottavat inertiaa järjestelmille. Tulevaisuudessa tuotantomuotojen muuttuessa vähenevä liike-energia pyritään korvaamaan synteettisellä inertialla, jonka tärkeimpiä ominaisuuksia on sen kyky tuottaa tehovaste ja näin osallistua taajuuden säätöön.

Sähkövoimajärjestelmän peruseriaate on, että kulutuksen ja tuotannon tulee olla tasapainossa joka hetki. Pienet muutokset tuotannon ja kulutuksen tasapainossa näkyvät verkon taajuudessa taustakohinana. Häiriötilanteessa syntyy tehoepätasapainotilanne, jonka seurauksena taajuus pyrkii muuttumaan. Sähkövoimajärjestelmän liike-energian määrällä suhteessa tehoepätasapainoon on vaikutusta taajuuden muutosnopeuteen ja suuruuteen. Inertian vähenemisen seurauksena sähkövoimajärjestelmien dynamiikasta on tullut yhä nopeampaa. Tämä verkon nopeampi käyttäytyminen vaatii sen hallintajärjestelmiltä pienempää viivettä, koska järjestelmällä on vähemmän aikaa vastata taajuuden muutoksiin häiriötilanteessa verrattuna perinteiseen verkkoon.

Tulevaisuudessa perinteistä tuotantoa tullaan korvaamaan uusiutuvalla energiantuotannolla, kuten aurinko- ja tuulivoimalla, taajuusmuuttaja käyttöiset kuormat lisääntyvät ja tehonsiirto tasasähköyhteyksillä tulee kasvamaan. Tämä tarkoittaa suuntaajilla kytkettyjen laitteiden lisääntymistä verkossa. Tuulivoiman inertian emulointi on jo osoittanut tehokkuutensa ja tulee laajentumaan, lisäksi erilaisten energian varastointijärjestelmien integrointi osaksi sähkövoimajärjestelmiä lisääntyy. Tehoelektroniikasta voi tulla inertian ohjaukseen mahdollinen tekniikka kehittyneiden puolijohteiden ja ohjausjärjestelmien ansiosta.

Avainsanat: Inertia, liike-energia, synteettinen inertia, taajuus.

Tämän julkaisun alkuperäisyys on tarkastettu Turnitin OriginalityCheck –ohjelmalla.

SISÄLLYSLUETTELO

1 JOHDANTO.....	1
2 SÄHKÖVERKON INERTIA.....	3
2.1 Pyörimisliikkeen dynamiikka	3
2.2 Inertia perinteisessä sähkövoimajärjestelmässä.....	3
2.3 Inertian lähteet	5
2.4 Synteettinen inertia	6
3 SÄHKÖJÄRJESTELMÄ JA INERTIA	8
3.1 Sähköjärjestelmä.....	8
3.2 Inertian vaikutus taajuuteen.....	9
3.3 Tuulivoima	12
3.3.1 Tyypin 1 ja 2 tuulivoimageneraattorit.....	14
3.3.2 Tyypin 3 ja 4 tuulivoimageneraattorit.....	15
4 INERTIAN ROOLI TULEVAISUUDEN SÄHKÖVERKOISSA	17
4.1 Sähköverkkojen tulevaisuus	17
4.2 Taajuuden hallinnan haasteet pienen inertian verkoissa	19
4.3 Mahdollisia ratkaisuja taajuuden hallintaan.....	20
4.3.1 Aurinkoenergia	21
4.3.2 HVDC	22
4.3.3 Vauhtipyörä	23
5 YHTEENVETO	24
6 LÄHTEET	26

1 JOHDANTO

Uusiutuvien energianlähteiden käyttö sähköntuotannossa on kasvanut merkittävästi maailmanlaajuisesti. Näiden tuotantoyksiköiden integrointi sähköverkkoon tehoelektroniikan avulla on yleistynyt. Tehoelektroniikalla liitetty tuotanto tai kuormat eivät pysty tarjoamaan luonnollista inertiaa verkolle, kuten synkronikoneet (Denholm, Trieu, Wallace Kenyon, Kroposki & O'Malley, 2020). Tämä puute voi vaikuttaa sähköjärjestelmän toimintavarmuuteen ja on tämän tutkielman keskeinen tutkimuskohde. Sähköjärjestelmän käyttövarmuus on suurelle osalle itsestäänselvyys, ja inertian vähenemisen aiheuttavat haasteet toimintavarmuuteen toimivat tämän tutkielman motiivina.

Tutkielman tavoitteena on esitellä inertian teoriaa, perinteisen sähkövoimajärjestelmän toimintaa ja tulevaisuuden kehitystä uusiutuvan energiantuotannon suuntaan inertian näkökulmasta. Verkon inertian vähentymisellä voi olla merkittäviä vaikutuksia järjestelmän vakaudelle ja säätöstrategioille, joten tätä ilmiötä tutkitaan ja kehitetään aktiivisesti (Tielens & Van Hertem, 2016). Tutkimus on tärkeä, koska ympäri maailmaa ollaan siirtymässä hiilineutraaleihin yhteiskuntiin ilmastonmuutoksen hillitsemiseksi, ja sähkövoimajärjestelmien on sopeuduttava tähän muutokseen.

Sähkövoimajärjestelmän inertian pienentymisellä on vaikutusta verkossa useisiin vakauteen liittyviin näkökohtiin. Usein huomio sähköverkon inertiaa käsiteltäessä keskittyy verkon taajuuden muutosnopeuteen ja taajuuden minimiin häiriön jälkeen, mutta inertian vähentymisellä on vaikutusta myös taajuuden laatuun normaalissa tilanteessa sekä synkronigeneraattoreiden väliseen värähtelyyn. (Saarinen ym., 2018)

Perinteistä tuotantoa tullaan tulevaisuudessa korvaamaan uusiutuvalla energiantuotannolla, kuten aurinko- ja tuulivoimalla, taajuusmuuttaja käyttöiset kuormat lisääntyvät ja tehonsiirto tasasähköyhteyksillä tulee kasvamaan. Suuntaajakytketyt komponentit verkossa tulevat siis lisääntymään. Kehittyneiden puolijohteiden ja ohjauksen ansiosta Tehoelektroniikasta voi tulla inertian ohjaukseen mahdollinen vallitseva tekniikka.

Tässä tutkielmassa käsitellään ensin pyörimisliikkeen dynamiikkaa ja perinteisen sähkövoimajärjestelmän inertiaa sekä inertian lähteitä ja synteettistä inertiaa. Tämän jälkeen käsitellään sähköjärjestelmän rakennetta ja inertian vaikutusta taajuuteen.

Lisäksi tarkastellaan tuulivoiman roolia sähköverkossa ja erilaisia tuulivoimajeneraattorityyppejä. Neljännessä luvussa pohditaan inertian merkitystä tulevaisuuden sähköverkoissa ja käsitellään taajuuden hallinnan haasteita pienen inertian verkoissa. Lopuksi tutkielmassa esitellään mahdollisia ratkaisuja taajuuden hallintaan, kuten aurinkoenergiaa, tasasähköyhteyksiä ja vauhtipyöriä sekä esitetään vielä yhteenveto ja lähteet.

2 SÄHKÖVERKON INERTIA

Tämän luvun tarkoituksena on esitellä pyörimisliikkeen fysikaalinen tausta, inertian lähteet sähkövoimajärjestelmässä ja kuinka synkronisen järjestelmän inertia eli liike-energia voidaan matemaattisesti määrittellä.

2.1 Pyörimisliikkeen dynamiikka

Muutoksen hitautta ja sen vastustamista kuvataan fysiikassa inertian käsitteellä. Sähköverkossa inertia on pyöriviin massoihin varastoitunutta liike-energiaa. Tätä liike-energiaa tuottavat generaattorit, kuormat ja mahdollisesti muut tuotantoyksiköt, jotka pyörivät verkon määräämällä taajuudella. (Ørum, Kuivaniemi, Laasonen, Bruseth, Jansson, Danell, Elkington & Modig, n-d; Leinonen, 2018; Tielens & Van Hertem, 2016)

Pyörivällä ja suoraviivaisella liikkeellä on yhtäläisyyksiä. Pyörivässä liikkeessä olevalle kappaleelle voidaan ilmoittaa vauhti v (m/s) ympyrän tangentin suuntaan seuraavasti:

$$v=r\omega . \quad (1)$$

Kun tiedetään, että kappaleen kineettinen energia E (kg*m²/s²) on muotoa

$$E = \frac{1}{2}mv^2, \quad (2)$$

voidaan pyörivälle kappaleelle ilmoittaa sen liike-energia muodossa

$$E = \frac{1}{2}mv^2 = \frac{1}{2}mr^2\omega^2 = \frac{1}{2}J\omega^2, \quad (3)$$

missä J (kg*m²) on hitausmomentti. Hitausmomentti määritellään seuraavasti:

$$J = m_1r_1^2 + m_2r_2^2 + \dots = \sum_i m_i r_i^2 . \quad (4)$$

Tämä tarkoittaa yksittäisten massa alkoiden ja massa-alkion etäisyyden keskipisteestä neliöiden summaamista. Hitausmomentin määrittäminen integraalin avulla antaa tavan määrittää erimuotoisille kappaleille niiden hitausmomentit seuraavalla tavalla:

$$J = \int r^2 dm = \int r^2 \rho dV = \rho \int r^2 dV . \quad (5)$$

(Young, Freedman, Ford & Sears, 2012)

2.2 Inertia perinteisessä sähkövoimajärjestelmässä

Kuten jo aikaisemmin luvussa 2.1 määriteltiin, on inertia kappaleen kyky vastustaa liiketilan muutosta, mukaan lukien nopeuden ja suunnan muutokset. Sähkövoimajärjestelmässä nämä inertiaa tuottavat komponentit ovat pyöriviä koneita.

Koska koneiden mekaaninen pyörimisnopeus on kytketty sähköiseen kulmataajuuteen, voidaan yksittäisen generaattorin liike ilmaista seuraavasti:

$$\frac{\Delta J_{sg} * \omega_e}{\Delta t} = \tau_m - \tau_e, \quad (6)$$

missä ΔJ_{sg} on turbiinin ja generaattorin yhteinen hitausmomentti, ω_e on sähköinen kulmanopeus, Δt ajan muutos, τ_m ja τ_e ovat sähköinen ja mekaaninen vääntömomentti. Tärkeää tässä on huomata se, että J_{sg} ottaa huomioon generaattorin ja turbiinin yhteisen hitausmomentin sähköiseen kulmanopeuteen nähden. (Tielens & Van Hertem, 2016) Sähköinen kulmanopeus ottaa huomioon generaattorien napapariluvun, joka voi vaihdella suuresti riippuen generaattorin tyypistä ja käyttökohteesta (Bastman, 2022). Sähkövoimajärjestelmissä edellä esitetty heiluntayhtälö esitetään yleensä vääntömomentin sijasta tehon avulla seuraavasti:

$$\frac{d J_{sg} * \omega_e^2}{dt} = P_m - P_e, \quad (7)$$

missä yhtälön vasen puoli on generaattoriin ja turbiiniin varastoituneen energian derivaatta ja oikealla puolella P_m mekaanisen tehon ja P_e sähköisen tehon erotus. (Tielens & Van Hertem, 2016)

Kun generaattoriin varastoitunut energia ilmaistaan verrannollisena nimellistehoon, saadaan generaattorin inertiaavakio, joka ilmaisee sen, kuinka kauan generaattori pystyy tuottamaan nimellistehon pelkästään varastoitunutta liike-energiaa hyödyntäen. Inertiaavakio voidaan määrittellä seuraavasti:

$$H_{sg} = \frac{J_{sg} * \omega_{e,0}^2}{2S_{sg}} = \frac{E_{sg}}{S_{sg}}, \quad (8)$$

missä S_{sg} on generaattorin näennäisteho ja $\omega_{e,0}$ on nimellinen sähköinen kulmanopeus. (Ørum ym., n-d; Tielens & Van Hertem, 2016)

Koko systeemin inertiaavakio voidaan ilmaista ottamalla huomioon järjestelmän kaikkien generaattoreiden inertiaavakiot ja niiden nimellistehot. Systeemille laskettu inertiaavakion arvo saadaan seuraavasti:

$$H_{sys} = \frac{\sum H_{sg} S_g}{\sum S_{sg}} = \frac{\sum E_{sg}}{S_{sys}}, \quad (9)$$

missä H_{sys} on systeemin kokonaisinertiaavakio, H_{sg} on yksittäisen turbiini-generaattori yhdistelmän inertiaavakio, S_g on yhdistelmän näennäisteho, $\sum S_{sg} = S_{sys}$ on koko systeemin yhteenlaskettu näennäisteho ja $\sum E_{sg}$ on koko systeemin yhteenlaskettu liike-energia. (Tielens & Van Hertem, 2016) Edellinen kaava ei ota huomioon systeemin

inertian laskemisessa muita sähkövoimajärjestelmässä olevia mahdollisia inertian lähteitä.

Kaavassa 9 ilmaistaan sähkövoimajärjestelmän inertia sekunneissa, usein kuitenkin inertia ilmaistaan yksikössä megawattisekunti (MWs) tai gigawattisekunti (GWs). Kokonaiselle systeemille liike-energia voidaan ilmaista seuraavasti:

$$E_{k,sys} = S_{n,sys} H_{sys} = \sum S_{ni} H_i, \quad (10)$$

missä $S_{n,sys}$ on systeemin nimellinen näennäisteho, H_{sys} on systeemin inertiaavakio ja $\sum S_{ni} H_i$ on tulo yksittäisten turbiini-generaattori yhdistelmien näennäistehosta ja inertiaavakiosta. (Ørum ym., n-d) Näin voidaan esittää tulos yksikössä, jonka avulla on helppo esittää, kuinka paljon kokonainen järjestelmä pystyy tuottamaan tehoa yhden sekunnin ajan vain liike-energiaa hyödyntäen. (Tielens & Van Hertem, 2016)

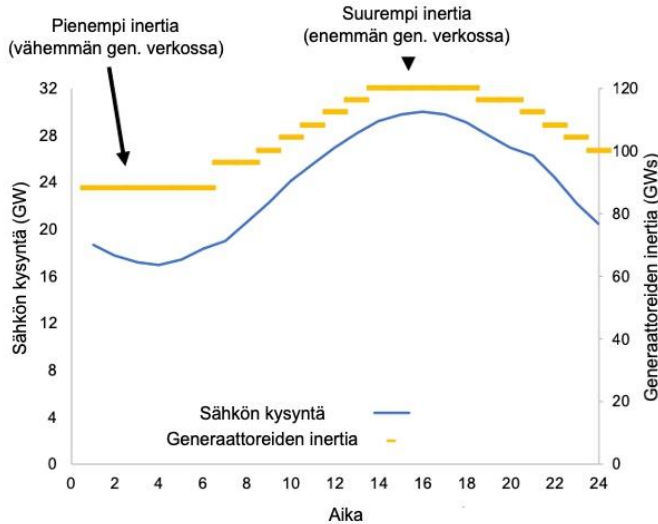
2.3 Inertian lähteet

Tielens ja Van Hertem (2016) kirjoittavat raportissaan, että sähkövoimajärjestelmän kokonaisinertian määrään vaikuttavat verkon taajuudella synkronissa pyörivät generaattorit ja kuormat sekä muut sulautetut tuotantomuodot. Inertian määrittämiseksi tarvitaan tietoa yksittäisten tuotantoyksiköiden ja kuormien ominaisuuksista. Usein järjestelmän liike-energiaa arvioitaessa vain generaattorien tuottama inertia huomioidaan, koska kuormista ja muusta tuotannosta ei ole saatavilla tarkkaa tietoa niiden inertian määrittämiseksi. Ørum ym., (n-d) toteavat omassa raportissaan samaan tapaan kuormien vaikuttavan verkon inertiatilaan, mutta niiden vaikutusta ei useinkaan huomioida edellä mainittujen tietojen puutteiden vuoksi.

Sähkön kysyntä ja tuotanto vaihtelevat vuorokauden ja vuodenajan mukaan. Vaihtelevasta tuotannosta ja kysynnästä johtuen inertiaa tuottavia tuotantoyksikköjä on kytkettynä verkkoon eri määrä eri ajan hetkillä. Tuotantolaitosten määrän ja tyypin vaihtelut tarkoittavat, että inertian määrä järjestelmässä vaihtelee. (Denholm ym., 2020; Tielens & Van Hertem, 2016) Kuvassa 1 on esitetty edellä mainituista syistä johtuva inertian vaihtelu yhden vuorokauden aikana.

Generaattoreiden tuottama liike-energia riippuu kolmesta tekijästä: tehokapasiteetista eli koosta, inertiaavakiosta ja pyörimisnopeudesta (Denholm ym., 2020). Usein perinteisten suurten tuotantoyksiköiden hitausmomentit ovat luokkaa 2–9 sekuntia riippuen edellä mainituista kolmesta tekijästä (Tielens & Van Hertem, 2016). Muihin tuotantotyyppeihin verrattuna synkronigeneraattoreiden inertiaavaste eroaa siinä, että niiden tuottama inertiaavaste on luontainen, hallitsematon ja riippumaton tehotasosta. Tehotason riippumattomuus tarkoittaa sitä, että esimerkiksi nimellisteholtaan 200 MW:n voimalaitos,

joka toimii 140 MW:n teholla, voi tarjota 60 MW:n tehoreservin. Tehonsäädön kannalta, täydellä teholla käytettävä voimala ei edellä mainittua reserviä voi tarjota. Voimalaitos tarjoaa kuitenkin saman määrän inertiaa toimiessaan kummalla tahansa tehotasolla. (Denholm ym., 2020)



Kuva 1: Inertian määrän vaihtelu riippuen vuorokauden ajasta, muokattu lähteestä (Denholm ym., 2020).

Kuorman vaikutus järjestelmän inertiaan riippuu sen dynamiikasta ja tyypistä. Suoraan järjestelmään kytketyt moottorikuormat vaikuttavat järjestelmän inertiaan, koska niiden pyörimisnopeus on sidoksissa järjestelmän taajuuteen. Taajuusmuuttajakäyttöiset moottorit eivät vaikuta järjestelmän inertiaan, koska verkkoon kytkennästä johtuen ne ovat sähköisesti erotettu verkon taajuudesta. (Denholm ym., 2020)

2.4 Synteettinen inertia

Tehovastetta, jota ohjataan tehoelektronikan avulla ja tuotetaan esimerkiksi uusiutuvalla energiantuotannolla tai varastointijärjestelmällä, kutsutaan synteettiseksi inertiaksi (Fang, Li, Tang & Blaabjerg, 2019). Synteettisen inertian luomiseksi mahdollisesti käytettäviä erilaisia varastointitekniikoita on useita, näitä ovat esimerkiksi vauhtipyörät, suprajohtavat magneettiset ja superkapasitiiviset energiavarastointilaitteet ja polttokennot (Khan, Mokhlis, Mansor, Illias, Awalin & Wang, 2023). Kineettisen energian kompensointia varastoidun energian avulla tai tasajänniteverkkoon varastoidulla energialla kutsutaan virtuaali synkronigeneraattoriksi (Fang ym., 2019).

Synteettisen inertian tärkeimpiä ominaisuuksia on sen kyky tarjota järjestelmälle nopeaa tehoreserviä (Laasonen, 2018). Synteettisellä inertiavasteella pyritään vaikuttamaan taajuuden muutosnopeuteen eli siihen, kuinka jyrkästi taajuus häiriötilanteessa laskee ja

siihen kuinka alas hetkellinen minimi laskee (Eriksson, Modig & Elkington, 2017). Taajuusmuuttaja kytkettyjen tuotantoyksiköiden pyörimisnopeus on eristetty järjestelmästä, eivätkä ne pysty tarjoamaan luonnollista inertiaa sähköjärjestelmälle (Ørum, Haarla, Kuivaniemi, Laasonen, Jerkø, Stenkløv, Wik, Elkington, Eriksson, Modig & Schavemaker, 2016). Synteettinen inertia tarjoaa sähköisen vääntömomentin, jolla pyritään vastustamaan taajuuden muutoksia (Eriksson ym., 2017).

Synteettisen inertian lähteinä voivat toimia esimerkiksi kondensaattorit, akut, aurinkovoimaloiden energian varastointijärjestelmät, HVDC-yhteydet ja tuulivoimalat. Tuulivoimaloiden inertian tuotto poikkeaa muista siinä, että niiden inertia on tuulivoimalaan sitoutunutta todellista liike-energiaa. (Saarinen ym., 2018)

3 SÄHKÖJÄRJESTELMÄ JA INERTIA

Tämän luvun tarkoituksena on esitellä sähköjärjestelmän perusteet, mitä vaikutusta sähkövoimajärjestelmän inertialla on taajuuteen sekä inertian tämän hetken tuotantomuotoja. Lisäksi luvussa käydään läpi esimerkin avulla, kuinka perinteinen järjestelmä pyrkii vastaamaan tuotannon ja kulutuksen epätasapainoon.

3.1 Sähköjärjestelmä

Sähköverkko muodostaa kokonaisuuden, jossa kulutus ja tuotanto pitää olla tasapainossa. Tämä johtuu sähköenergian varastoinnin hankaluudesta. (Fingrid, 2017) Tuotannon ja kulutuksen tasapaino on sähkövoimajärjestelmän reunaehto (Honkapuro, Sihvonen, Partanen, Harsia, Kallioharju, Kortetmäki, Järventausta, Repo, Remes & Ketomäki, 2020). Markkinatoimijoiden tehtävä on suunnitella tuotanto niin, että se vastaa kulutusta, vaikka todellisuudessa kulutuksen ja tuotannon tasapaino hieman vaihtelee. (Fingrid, 2017)

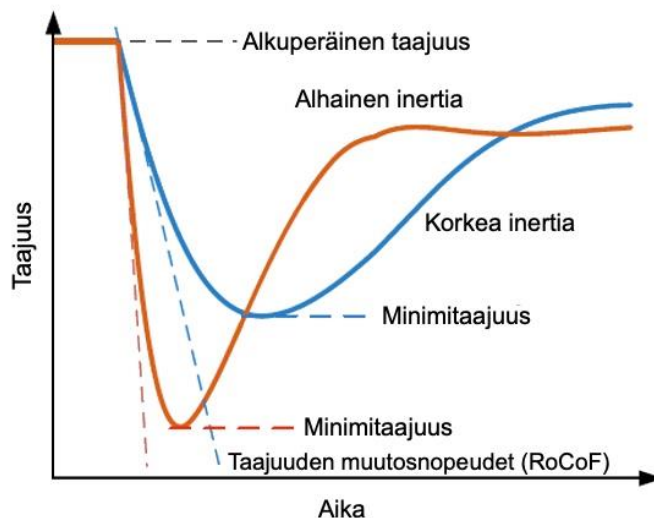
Sähköverkon taajuus synkronisilla alueilla on määritelty. Taajuuden avulla voidaan mitata verkon sen hetkistä tilaa eli sitä, kuinka hyvin verkko on kulutuksen ja tuotannon osalta tasapainossa. Useimmissa maissa verkon taajuus on 50 Hz tai 60 Hz. Verkon nimellisestä taajuudesta riippumatta, kulutuksen ollessa suurempaa kuin tuotanto verkon taajuus pyrkii laskemaan ja kulutuksen ollessa pienempää kuin tuotanto verkon taajuus pyrkii nousemaan. (Pappu, Chowdhury & Bhatt, 2010) Suomessa kantaverkkoyhtiöllä on työ- ja elinkeinoministeriön asetuksen (635/2013, 7§) mukaan velvollisuus ylläpitää taajuus Euroopan unionin lainsäädännössä asetettujen vaatimusten mukaisena (Työ- ja elinkeinoministeriö, 2013).

Sähköjärjestelmässä taajuuden säätö on yksi tärkeimmistä kantaverkonhaltijoiden tehtävistä. Taajuudensäädön tärkeydestä kertoo se, että esimerkiksi Isossa-Britanniassa käytetään vuosittain taajuuden tasapainottamiseen 160–170 miljoonaa puntaa. Iso-Britannian kantaverkkoyhtiö onkin määritellyt taajuuden säädön ensisijaiseksi tehtäväkseen. Generaattoriyksiköiden käyttö liian alhaisella taajuudella voi aiheuttaa tärinärasitusta turbiinin lapoihin ja vähentää näin ollen yksikön tehon tuottoa. Huonon taajuudenvälvönnän seurauksena voi tapahtua tuotannon laukeamista, katkoksia tai jopa alueiden eriytymistä ja saarekkeiden muodostamista. Tällaisia ei-toivottuja vaikutuksia pyritään eri puolilla maailmaa välttämään verkkosäädöksillä, joissa määrätään taajuuden säätöä koskevista standardeista. (Fang ym., 2019)

3.2 Inertian vaikutus taajuuteen

Inertian määrällä on merkitystä vaihtosähköverkon kannalta, kun otetaan huomioon, kuinka paljon taajuus muuttuu verkossa tapahtuvan tuotannon ja kulutuksen tasapainon vaihdellessa. Pienet muutokset tuotannon ja kulutuksen tasapainossa näkyvät verkon taajuudessa taustakohinaa, mutta suurissa tehoepätasapainotilanteissa verkon taajuus voi poiketa enemmänkin, kuten kuvassa 2 esitetään. Hetkellisessä järjestelmässä esiintyvässä epätasapainossa taajuus alkaa muuttua ja sen muutos on riippuvainen sillä hetkellä järjestelmässä esiintyvistä inertian määrästä, laukeavasta tehosta ja reservikapasiteetista. (Ørum ym., 2016)

Kuvassa 2 vertaillaan, kuinka sähköverkon taajuus käyttäytyy pienen ja suuren inertian tilanteessa, kun suuri tuotantoyksikkö äkillisesti irtoaa verkosta. Irronnut tuotantoyksikkö on molemmissa tapauksissa suuruudeltaan samankokoinen. Kuvasta huomataan, että pienen inertian tilanteessa taajuuden muutosnopeus (RoCoF, rate of change of frequency) on jyrkempi ja myös taajuuden minimi (Nadir) on pienempi verrattaessa sitä tilanteeseen, jossa verkon inertia on suurempi. Molemmissa tapauksissa irti kytkeytyvän tehon määrä on sama. (Entsoe, 2021)



Kuva 2: Verkon taajuuden käyttäytyminen tuotantoyksikön irtoamisen seurauksena. (mukaillen Entsoe, 2021)

Ørum ym., (n-d) mukaan sähköverkon stabiiliuden kannalta on tärkeää pystyä pitämään sähköverkon taajuus ennalta sovittujen rajojen sisällä. Ennalta sovittujen rajojen ylittäminen aiheuttaa suojausjärjestelmän aktivoitumisen, jolla pyritään suojaamaan verkon laitteita vaurioilta. Raportissaan Ratnam ym., (2020) toteavat, että alhainen taajuuden minimi häiriön seurauksena saattaa johtaa tahattomiin kuormien

irtikytkeytymisiin. Yleensä taajuuden nopeat ja suuret muutokset johtuvat suuren tuotantolaitoksen tai tasasähköyhteyden irtoamisesta (Ørum ym., n-d).

Tehotasapainon häiriintymisen takia synkronisesti kytketyt tuotantoyksiköt pyrkivät joko vapauttamaan verkkoon, tai absorboimaan verkosta liike-energiaa, riippuen johtuuko tehoepätasapaino kuorman vai tuotannon irtoamisesta taajuuspoikkeaman tasaamiseksi. Yksittäisen turbiini-generaattorin käyttäytymistä voidaan mallintaa seuraavalla heilahdusyhtälöllä:

$$H_{sg} \frac{df_{sg}}{dt} = \frac{f_n^2}{2S_{n,sg}f_{sg}} (P_m - P_e), \quad (11)$$

missä f_{sg} on turbiini-generaattorin taajuus, f_n nimellistaajuus, P_m turbiini-generaattorin mekaaninen teho, P_e sähköinen teho ja H_{sg} inertiaavakio. Yhtälöstä nähdään riippuvuus mekaanisen ja sähköisen tehon epätasapainon ja taajuuden välillä. Taajuuden muutosnopeus määritellään tämän epätasapainon avulla. (Ørum ym., 2016)

Lineaaraisella yhden massan mallilla, joka sisältää kuorman taajuus riippuvuuden yhdistää tehon muutoksen seuraavan kaavan mukaisesti:

$$\Delta f = \frac{f_n}{S_n(2*H_{sys}*s+kf_n)} \Delta P = G(s)\Delta P, \quad (12)$$

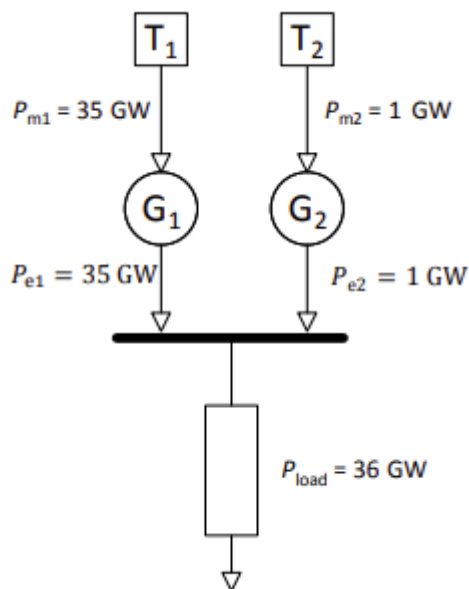
missä ΔP on tehoepätasapaino kuorman ja tuotannon välillä, Δf on taajuuden muutos, k on kuorman taajuus riippuvuus ja s Laplacen operaattori. Tämä on sähköjärjestelmän yhden syötön ja yhden lähdön malli. Todellisuudessa sähkövoimajärjestelmät koostuvat useista generaattoreista ja kuormista, joita yhdistää sähköverkko. Järjestelmässä tapahtuva häiriö aiheuttaa taajuuden muutoksia ja nämä taajuuden muutokset ovat erisuuruisia eri puolilla verkkoa. (Ørum ym., 2016) Yleisesti voidaan todeta, että taajuus on synkronisesti yhdistettyjen verkkojen alueella sama, mutta häiriötilanteissa poikkeamia voi esiintyä.

Havainnollistetaan esimerkin avulla sitä, kuinka taajuutta perinteisesti säädetään häiriön aikana. Esimerkin yksinkertaistamiseksi oletetaan jännite vakioksi ja tilanne häviöttömäksi. Generaattori yksi toimii taajuudenhallintareservinä (FCR, Frequency Containment Reserves). Kuormalla on 0,75 %/Hz taajuusriippuvuus ja kuormasta tippuu 270 MW:ia, kun taajuus tippuu yhden hertsin. Generaattoreiden varastoituneet kineettiset energiat ovat 200 GWs:a ja 8 GWs:a.

Generaattorin yksi mekaaninen ja sähköinen teho ovat kuvan 3 mukaisesti 35 GW:a ja samoin generaattorin kaksi 1 GW. Voidaan sanoa, että systeemi on mekaanisen- ja sähköisen tehon sekä kuorman kuluttaman tehon osalta tasapainossa seuraavana kaavan mukaisesti:

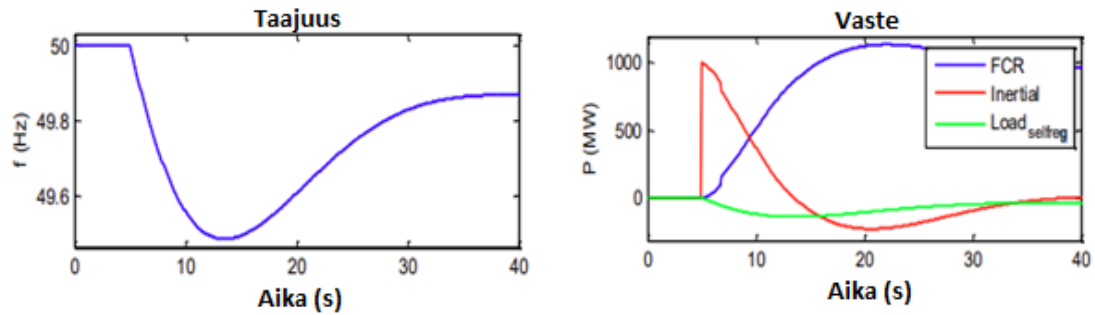
$$P_{m1} + P_{m2} = P_{e1} + P_{e2} = P_{load}. \quad (13)$$

Generaattori kaksi poistuu järjestelmästä. Tämän seurauksena generaattorin yksi on syötettävä järjestelmästä menetetty 1 GW sähköistä tehoa, koska kuorma on edelleen 36 GW:a. Turbiini yksi ei kuitenkaan sen säädön reagointiajasta johtuen pysty heti häiriön jälkeen tuottamaan kuin 35 GW:n mekaanisen tehon vaikka sähköistä tehoa otetaankin 36 GW:a. Tässä vaiheessa turbiinin tuottaman mekaanisen tehon ja generaattorin tuottaman sähköisen tehon välillä on epätasapaino. Tästä johtuen turbiini-generaattorin pyörimisnopeus hidastuu eli taajuus laskee. Turbiini-generaattoriin varastoitunut liike-energia muuttuu sähköiseksi tehoksi, jota käytetään kuorman syöttämiseen. Edellä kuvattua prosessia kutsutaan inertiaavasteeksi. (Ørum ym., 2016)



Kuva 3: Tehonsäätö esimerkin generaattorit, kuorma ja niihin liittyvät suureet. (mukaillen Ørum ym., 2016)

Kuvasta 4 nähdään, kuinka inertiaavaste aktivoituu heti häiriön tapahtuessa. Kun häiriötaajuusreservi alkaa vastata taajuuden muutokseen ja kuormitus pienentyä sen taajuusriippuvuuden vuoksi, inertiaavaste pienenee. Kun taajuuden minimi on saavutettu, alkavat järjestelmään synkronisesti liitetyt koneet kiihtyä ja inertiaavaste laskee negatiiviseksi. Turbiinin mekaanisen tehon ja generaattorin sähköisen tehon saavuttaessa tasapainon myös taajuus asettuu uuteen tasapainotilaan. (Ørum ym., 2016)

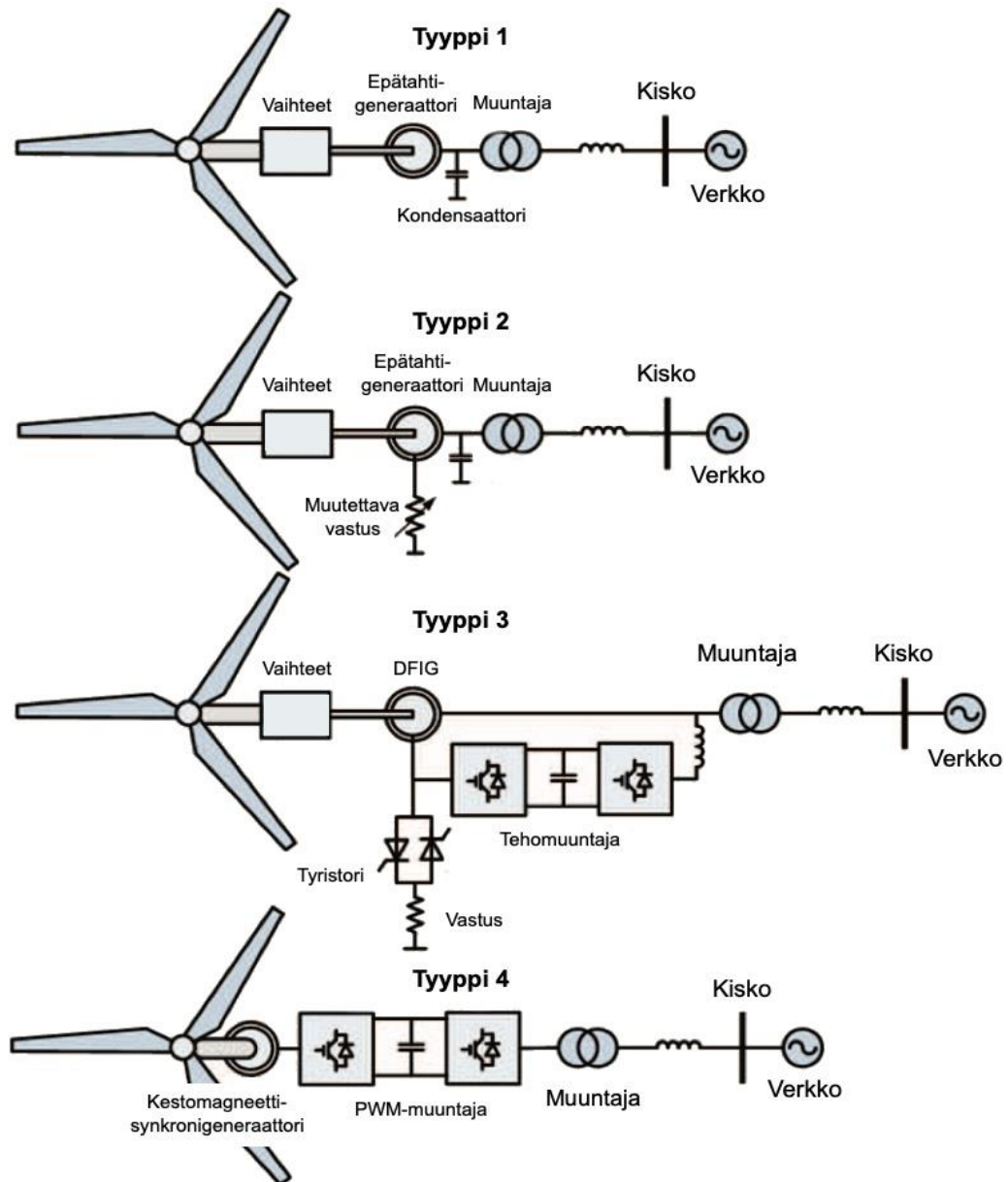


Kuva 4: Tehoreservin, inertiaavasteen ja kuorman käyttäytyminen suuren tuotantoyksikön irtoamisen jälkeen. (mukaillen Ørum ym., 2016)

3.3 Tuulivoima

Monilla nykyaikaisilla tuulivoimaloilla voidaan ohjata tehontuottoa verkon taajuuden mukaan. Tämä ominaisuus on tärkeä myös tulevaisuuden sähkövoimajärjestelmissä verkon taajuusstabiiliuden kannalta. Suuren tuotantoyksikön irtoamisen alkuhetkellä taajuusdynamikkaa hallitsee synkronisesti verkkoon kytkeytyneet generaattorit, jotka vapauttavat liike-energiaa verkkoon. Tämän mekanismin avulla alkuvaiheen taajuuden muutosnopeus pienenee ja hitaammilla reserveilla on enemmän aikaa reagoida taajuuden muutokseen. Generaattoreiden inertiaavaste, voidaan kuitenkin tuottaa myös tuulivoiman avulla hyödyntämällä hallittua inertiaavastetta. (Muljadi, Gevorgian, Singh & Santoso, 2012)

Tuulivoimalan inertiaavaste riippuu voimalaitoksen käyttöasteesta, alkuperäisestä toimintatilasta, sähköisistä ja fyysisistä ominaisuuksista. Inertiaavasteeseen vaikuttavia ominaisuuksia ovat esimerkiksi roottorin nopeuden ylä- ja alarajat, tehomuuntimien ylikuormituskyky, taajuussäätimen parametrit ja suurimman tehonopeuden raja. (Wu, Gao. W, Gao. T, Yan. W, Zhang, Yan. S & Wang) Vakionopeudella käytettävä tuulivoimala tarjoaa inertiaavasteen, koska se on kytketty suoraan verkon taajuuteen. Vaihtuvalla nopeudella toimiva tuulivoimala ei, ellei sitä ohjata juuri tätä tarkoitusta varten niin, että taajuusmuutos verkossa pystytään huomioimaan. Edellä mainitut erot inertiaavasteessa johtuvat yksinkertaisesta tuulivoimaloiden erilaisesta verkkoon liittynästä (Muljadi ym., 2012) Kuvassa 5 on esitetty neljä erilaista tuuliturbiini-generaattorityyppiä ja alla listattuna niiden ominaisuuksia, joita käsitellään tässä luvussa jäljempänä.



Kuva 5: Neljä erilaista tuuliturbiini-generaattorityyppiä. (mukaillen Muljadi ym., 2012)

- Tyyppi 1: Vakionopeuksinen epätahtigeneraattori
- Tyyppi 2: Liukurengasgeneraattori säädettävällä ulkoisella resistanssilla ja muuttuvalla jättämällä
- Tyyppi 3: Muuttuvanopeuksinen epätahtigeneraattori
- Tyyppi 4: Taajuusmuuttajaohjattu kestopagneettisynkronigeneraattori, muuttuva nopeus

Kineettisestä energiasta saatava lisäteho, jonka tuulivoimala voi luovuttaa verkkoon, riippuu tuulivoimalan roottorin alkutilan nopeudesta. Kineettisen energian muutosta häiriötilanteessa voidaan mallintaa seuraavasti:

$$\Delta E_{wt} = \frac{1}{2} J_{wt} (\omega_{wt,0} - \omega_{wt,1}), \quad (14)$$

missä ΔE_{wt} on tuuliturbiinin kineettisen energianmuutos, J_{wt} tuuliturbiinin hitausmomentti, $\omega_{wt,0}$ ja $\omega_{wt,1}$ ovat kulmanopeuden arvot ennen häiriötä ja sen jälkeen. (Muljadi ym., 2012)

Teho, jonka tuuliturbiini voi häiriön aikana vapauttaa verkkoon, voidaan lausua seuraavasti:

$$\Delta P = \frac{\Delta E_{wt}}{\Delta t}, \quad (15)$$

eli häiriötilanteessa tuuliturbiinista vapautuva teho ΔP ja häiriö kesto Δt . Kuten edellä olevista kaavoista nähdään, on verkkoon vapautuva teho riippuvainen tuulivoimalan lapojen alkuperäisestä ja häiriönjälkeisestä nopeudesta ja häiriön kestosta. Tyypillinen 1,5 MW:n tuulivoimala pystyy vapauttamaan tehoa 15 sekunnin mittaisen häiriön aikana aina 200 kW:iin asti, kun roottorin pyörimisnopeus tippuu 5 kierrosta minuutissa. Oikeanlaisella verkkoon kytkennällä tätä tuulivoimaloiden inertiaa voidaan käyttää hyväksi tuottamaan lisätehoa verkkoon häiriön alkuvaiheessa ja antamaan aikaa muille häiriöreserveille reagoida. (Muljadi ym., 2012)

Rajoittavia tekijöitä tuulivoimalan inertiaavasteelle ovat lisävoimantuotannosta johtuva lisälämpö ja mekaanisiin komponentteihin kohdistuvat voimat. Koska tuulivoimalan inertiaavaste on niin lyhytaikainen lämpöhäviöistä ei muodostu vaaraa esimerkiksi generaattorin käämityksille. (Muljadi ym., 2012)

3.3.1 Tyypin 1 ja 2 tuulivoimageneraattorit

Vakionopeudella toimiva epätahtigeneraattori ja liukurengasgeneraattori ovat kytkettyä suoraan verkon taajuuteen ja voivat näin ollen luovuttaa pyöriviin osiin, kuten vaihteisto, lavat ja generaattori, varastoitunutta liike-energiaa (Rolan, Luna, Vazquez, Aguilar & Azevedo, 2009). Toimiessaan normaaliolosuhteissa tuulivoimalan aerodynaaminen teho ja generaattorin tuottama teho ovat tasapainossa. Taajuuden äkillisen laskun seurauksena vakionopeudella toimivan tyypin 1 tuuliturbiinin roottorin nopeus ei muutu välittömästi turbiinin liike-energian vuoksi. Generaattorin teho-nopeusominaisuudet kuitenkin muuttuvat ja tämän seurauksena aerodynaamisen tehon ja tuotetun tehon välillä on eroa. Pyörimisnopeus tippuu tehojen epätasapainon vuoksi, kunnes se saavuttaa uuden tasapainon. (Muljadi ym., 2012)

Tyyppin 2 rajoitetusti muuttavanopeuksinen tuuliturbiini pystyy taajuuden muutoksesta huolimatta tuottamaan verkkoon edelleen vakiotehon piiriin kytketyn ulkoisen ohjattavan resistanssin avulla. Resistanssilla voidaan säätää roottorin jättämää ja sitä kautta kuinka paljon tehoa hukataan resistanssiin. (Muljadi ym., 2012)

3.3.2 Tyyppin 3 ja 4 tuulivoimageraattorit

DFIG (Double-Fed Induction Generator) eli tuplasyöttö epätahtigeneraattori ja kestoplaneettisynkronigeneraattori ovat muuttavanopeuksisia tuulivoimageraattoreita. Taajuusmuuttaja kytkennän ansiosta tyyppin 3 ja 4 generaattorit voivat taajuuden laskun aikana tarjota lisätehoa verkolle, jos turbiini ja taajuusmuuttaja ovat suunniteltu kestämaan ylikuormitusta. (Muljadi ym., 2012)

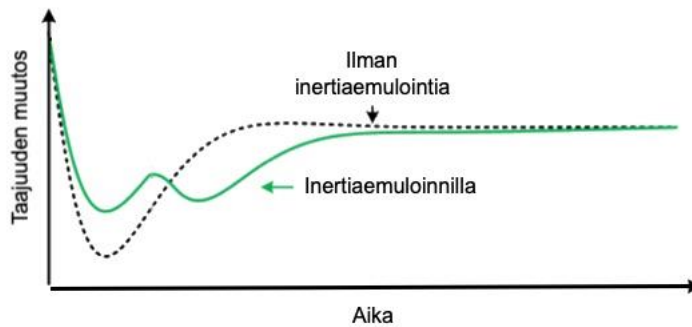
Muuttuvalla nopeudella toimivien tuulivoimaloiden mahdollinen lisätehon anto verkkoon voi perustua niiden käyttämiseen niin, että tuulesta saatava mahdollinen teho on suurempi kuin verkkoon häiriön hetkellä syötetty teho. Tuulivoimalan saavuttaessa nimellistehonsa voidaan lapojen kulmaa säätämällä roottorin pyörimisnopeus pitää vakiona, vaikka tuulennopeus kasvaisi nimellistä suuremmaksi. Näin saavutetaan tilanne, jossa tuulesta olisi otettavissa enemmän tehoa, mitä voimalalla juuri sillä hetkellä todellisuudessa tuotetaan. (Muljadi ym., 2012)

Taajuushäiriöreservi eli synteettinen inertiaavaste saadaan käyttöön pienellä viiveellä, noin kahdessa sekunnissa. Tuulivoimalan tuottamaa tehoa voidaan kasvattaa 5-10 % ja säilyttää tämä tehon tuotto noin kymmenen sekunnin ajan. Kymmenen sekunnin aikana roottorin pyörimisnopeus hidastuu, koska mekaaninen teho on pienempi kuin sähköinen teho. Tämän jälkeen turbiini pienentää tehon antoa verkkoon, jolloin saadaan roottorinopeus palautettua. Käytännössä muuttuvia parametreja tuulivoimalan inertiaemuloinnissa ovat tehon lisäys aika ja itse tehon suuruus, enimmäistoiminta-aika, pudotusteho, palautumisaika ja taajuuskaista, jolla taajuuden katsotaan olevan normaalilla toiminta-alueella. (Fang ym., 2019)

Jos tuulivoimalaa halutaan käyttää häiriön aikaisena reservinä ennen nimellistehonsa saavuttamista, on tehoa jätettävä reserviin pienemmilläkin tuulennopeuksilla eli tuulivoimalaa ei käytetä sen maksimitehopisteessä. Mahdollinen lisäteho on riippuvainen tuulesta saatavasta maksimitehosta sillä hetkellä kun häiriö tapahtuu. Jotta tuulivoimalaa voidaan käyttää näin, on taajuusmuuttajan-, generaattorin ja turbiinin kestävä ylikuormitustilanne. (Muljadi ym., 2012)

Verrattuna tavanomaisiin synkronigeneraattoreihin taajuusvasteen käyrät eroavat toisistaan jonkin verran, kuten nähdään kuvasta 6. Tämä on ymmärrettävää, koska

tuuliturbiini ei anna tehoa täsmälleen samalla tavalla kuin perinteiset synkronigeneraattorit. (Fang ym., 2019) Tulevaisuudessa muuttuvanopeuksisilla taajuusmuuttajalla kytketyillä tuulivoimaloilla tulee olemaan olennainen rooli sähkövoimajärjestelmien taajuusstabiiliuden säilyttämisessä. Suurin osa tuulivoimaloista tällä hetkellä on aikaisemmin luvussa esiteltyjen tyyppin 3 tai 4 tuulivoimaloita, joilla voidaan tuottaa tehovaste nopeasti ja antaa hitaammille reserveille aikaa toimia. (Muljadi ym., 2012)



Kuva 6: Tuulivoimalla tuotettu taajuusvaste verrattuna perinteiseen tuotantoon. (mukaillen Fang ym., 2019)

4 INERTIAN ROOLI TULEVAISUUDEN SÄHKÖVERKOISSA

Tämän luvun tarkoituksena on esitellä, miten perinteiset sähköverkot tulevaisuudessa tulevat muuttumaan ja minkälaisia tuotantomuotoja tai ratkaisuja voidaan hyödyntää taajuusstabiiliuden ylläpitämiseksi. Tässä luvussa käsitellään vain osa mahdollisista inertiaavastetta tarjoavista energiantuotantomuodoista, koska tehoa voidaan tuottaa verkkoon monilla tavoilla.

4.1 Sähköverkkojen tulevaisuus

Tulevaisuuden sähköverkoissa useat tämän päivän tavanomaisista tuotantoyksiköistä tullaan korvaamaan tai kytkemään irti järjestelmästä. Uusiutuva energiantuotanto lisääntyy kiihtyvää tahtia, koska se päihittää tuotantokustannuksiltaan perinteiset sähköenergian tuotantomuodot. Myös muutos sähköistyvään hiilineutraaliin yhteiskuntaan vauhdittaa siirtymää uusiutuviin energian tuotantomuotoihin. (Honkapuro.y.m., 2020) Kuvassa 7 on esitetty perinteinen ja mahdollinen tulevaisuuden sähkövoimajärjestelmä. Siitä on havaittavissa selvä tuotantotapojen muutos, tehoelektroniikan lisääntyminen, kuormituksen muutokset ja kuinka mahdollisesti kuluttajat voivat osallistua verkon tasapainottamiseen. Kuvassa 7 on esitetty erilaisten kulutus- ja tuotantomuotojen yhteydessä niiden liittymistapa. Keltaisella merkitty liittynyt tarkoittaa suuntaajaa ja lyhenne SG verkon kanssa synkronisella taajuudella liitettyä tuotantoa tai kulutusta.

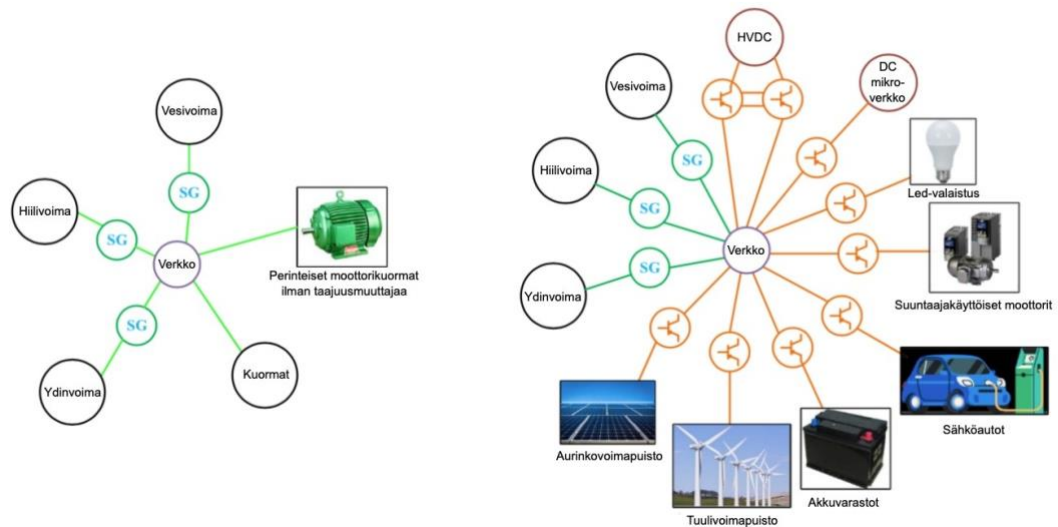
Järjestelmän näkökulmasta suurin osa uusiutuvasta energiasta käyttäytyy eri tavalla kuin perinteisesti on totuttu. Usein uusiutuvan energian tuotantoyksiköt ovat liitetty verkkoon tehoelektroniikan avulla, mikä erottaa joko osittain tai kokonaan sen sähköisesti verkosta. (Tielens & Van Hertem, 2016) Tämän seurauksena ne tuottavat vähän tai ei ollenkaan inertiaa ja näin ollen perinteiseen tuotantoon verrattuna, eivät samalla tavalla vastusta verkossa tapahtuvia taajuuden muutoksia (Ratnam, Palanisamy & Yang, 2020). Inertia pienentyminen on jo haastanut pienimpien sähköjärjestelmien ohjauksen ja vakauden. Haaste, jonka inertian väheneminen on aiheuttanut, tulee koskemaan tulevaisuudessa yhä suurempia sähköjärjestelmiä, kun uusiutuvien energialähteiden laajamittainen integrointi kasvaa. (Fang y.m., 2019) Pienemmällä järjestelmällä viitataan alueelliseen sähköntuotantjärjestelmään, joka palvelee rajattua maantieteellistä aluetta. Esimerkkeinä voidaan todeta Irlanti ja Iso-Britannia, jotka toimivat omana

saarijärjestelmänä. Ne voidaan vielä jakaa omiksi alueellisiksi sähköverkoiksi. (EirGrid, n-d; National Grid Electricity Transmission, n-d)

Tulevaisuudessa sähkövoimajärjestelmän inertia voidaan tulkita samalla tavalla kuin tämän päivän verkossa eli verkon kyvyksi vastustaa liiketilan muutosta, mutta mekanismi kuinka tämä toteutetaan, on erilainen. Käyttämällä virtuaalista inertiasastetta voidaan synkronisen tuotannon inertian pienenemistä kompensoida. Näin taajuuden muutos häiriötilanteessa rajoittuu verrattuna, jos verkossa ei käytettäisi hyväksi taajuuden muutokset huomioon ottavaa tehoelektroniikkaa. Inertiavaste riippuu siitä, millaista tehokapasiteettia virtuaaliseen inertiasäätöön osallistuvan liittymän takana on. Tällaista tehokapasiteettia voi olla esimerkiksi energiavarastot, tuulivoima tai HVDC-yhteyden kautta kytketty tehon tuotanto. (Tielens & Van Hertem, 2016)

Uusiutuvien energialähteiden integroinnin edetessä markkinoille tulee uutta ja edistyneempää teknologiaa inertian parantamiseksi. Nämä tekniikat luovat mahdollisuuden parantaa entistä enemmän sähköä käyttävien sähköjärjestelmien vakautta ja luotettavuutta tehoelektroniikan avulla. (Fang ym., 2019) Tehoelektroniikkaa hyödyntäen verkkoon voidaan liittää esimerkiksi vauhtipyöriä, energian varastointijärjestelmiä, aurinkosähköjärjestelmiä tai kondensaattoreita taajuusreserviksi (Tielens & Van Hertem, 2016). Yleisellä tasolla voidaan todeta, että edellä mainittu kehitys johtuu ohjauksen ja puolijohteiden kehittymisestä. (Fang ym., 2019)

Uusiutuvien energialähteiden lisääntyessä primäärinen taajuuden säätö pelkkää tuotantopuolta hyödyntäen tulee huomattavan kalliiksi, mutta myös teknisesti vaikeaksi. Lisäksi suuren tuuli- ja aurinkoenergian tuotannon ja alhaisen kysynnän yhdistelmä tarkoittaa, että on tehtävä toimenpiteitä verkon käytettävyyteen liittyvien syiden vuoksi. Kysynnästä saatava taajuusvaste on uusi mahdollinen lähestymisnäkökulma vähentää riippuvuutta perinteisestä tuotannosta. (Obaid, Cipcigan, Abraham & Muhssin, 2019)



Kuva 7: Perinteinen ja tulevaisuuden sähkövoimajärjestelmä. (mukaillen Ratnam ym., 2020)

Uusiutuvan energian tuotantokapasiteetin kasvun lisäksi on odotettavissa HVDC-siirtoyhteyksien lisääntyminen, koska ne tarjoavat mahdollisuuden siirtää suuremman määrän tehoa samankokoisiin vaihtosähköyhteyksiin verrattuna. HVDC-yhteys on taloudellisempi ratkaisu, kun etäisyys tuotetun ja kulutetun tehon osalta kasvaa tarpeeksi suureksi. (Entsoe, 2019) Koska nämä HVDC-linkit irrottavat sähköisesti kaksi järjestelmää toisistaan, toisen järjestelmän inertia ei ole suoraan käytettävissä toiseen järjestelmään (Tielens & Van Hertem, 2016).

Tehotasapainon ylläpitämiseksi yllättävien vikatilanteiden sattua tarvitaan joustoa kuormituksessa. Tulevaisuudessa voimajärjestelmän inertiamäärä vähenee, joten tällöin vaaditaan erittäin nopeaa joustoa. (Honkapuro ym., 2020) Myös kuormituksesta, kuten sähköautojen- tai kotitalouksien akkujärjestelmistä voitaisi saada apua taajuuden säätelyssä tulevaisuuden sähköverkoissa (Obaid ym., 2019). Erilaiset verkon taajuudella pyörivät kuormat ovat tarjonneet perinteiselle verkolle häiriötilanteessa hyödynnettävää inertiaa. Tämäkin tulee tulevaisuudessa muuttumaan, koska yhä useammin moottoreita ohjataan taajuusmuuttajien välityksellä. (Tielens & Van Hertem, 2016)

4.2 Taajuuden hallinnan haasteet pienen inertian verkoissa

Pienen inertian verkossa inertian arvioiminen ja ennustaminen on tärkeää. Aikaisemmin inertian arvioimiseen on käytetty likimääräisiä menetelmiä (Heylen, Teng & Strbac, 2021). Pienen inertian järjestelmissä hitausvakion laskemisesta on tullut hankalaa pääosin kahdesta syystä, uusiutuvan energiantuotannon epävarmuudesta ja hajautetun tuotannon saatavuus tietojen puutteesta. Sähkövoimajärjestelmän inertian

määrittämiseksi tulee laskea taajuudenmuutosnopeus, mutta johtuen uusiutuvan energian luonnollisesta vaihtelusta voi tämä aiheuttaa vaikeuksia inertia määrittämisessä. (Shazon, Masood & Jawad, 2022)

Inertian pientymisen seurauksena sähkövoimajärjestelmien dynamiikasta on tullut yhä nopeampaa. Tämä verkon nopeampi käyttäytyminen vaatii sen hallintajärjestelmiltä pienempää viivettä, mikä voi johtaa suurempiin mittausepätkäarkkuuksiin taajuudenmuutosnopeuden laskemisessa transienttien aikana. (Shazon ym., 2022) Mittauksien tarkkuutta voidaan parantaa käyttämällä erilaisia suodatintekniikoita, mutta mittauksista tulee tässä tapauksessa monimutkaisempia mikä voi vaikeuttaa verkon valvontaa (Milano, Dörfler, Hug, Hill & Verbič, 2018).

Sähkövoimajärjestelmän taajuus on seurausta synkronigeneraattoreiden roottorien pyörimisnopeudesta. Suurissa sähkövoimajärjestelmissä voi generaattoreiden pyörimisnopeuksissa esiintyä pientä vaihtelua transienttien aikana, mutta tätä hallitaan tehostabilointijärjestelmien avulla. Pienen inertian järjestelmissä generaattoreiden määrä voi olla vähäinen, eikä järjestelmä tällöin pysty tasaamaan nopeuden vaihtelua. (Shazon ym., 2022) Pienestä inertiasta johtuen sähkövoimajärjestelmien ennakoidaan tulevan värähtelevämmiksi (Poola, Bolognani & Dörfler, 2017). Edellä mainittujen syiden vuoksi voidaan tulevaisuudessa joutua tilanteeseen, missä tarvitaan paikallista taajuuden säätöä häiriötilanteiden jälkeen (Shazon ym., 2022).

Suurissa häiriötilanteissa alitaajuusreleet toimivat viimeisenä keinona palauttaa sähkövoimajärjestelmän stabiilius. Suuri taajuudenmuutosnopeus voi pienen inertian järjestelmässä aiheuttaa tilanteen, jossa releet eivät välttämättä reagoi taajuuden muutokseen ja tämä johtaa sähkökatkoksiin. (Yan, Masood, Kumar Saha, Bai & Gu, 2016)

Synteettistä inertiaa tai toisin sanoen inertian emulointia on ehdotettu monissa kirjallisuuskatsauksissa vaihtoehdoksi taajuuden säätelyyn tulevaisuuden pienen inertian verkoissa. Taajuuden säätö vaatii tässä tapauksessa hallintajärjestelmän eli säätösilmukan, jonka avulla voidaan säätää verkkoon syötettävää tehoa. Koska taajuuden vaihtelut tulevat kasvamaan, voi olla mahdollista, ettei säätösilmukan avulla pystytä seuraamaan taajuutta luotettavasti kaiken aikaa. (Shazon ym., 2022)

4.3 Mahdollisia ratkaisuja taajuuden hallintaan

Taajuuden hallintaa voidaan tarkastella, tuotannon, siirron ja kuorman tarjoamasta säätönäkökulmasta. Verkkoon kytketyt invertterit ja energianvarastointijärjestelmät

voivat tarjota mahdollisuuksia taajuuden säätöön jäljittelemällä synkronigeneraattoreiden käyttäytymistä. (Shazon ym., 2022)

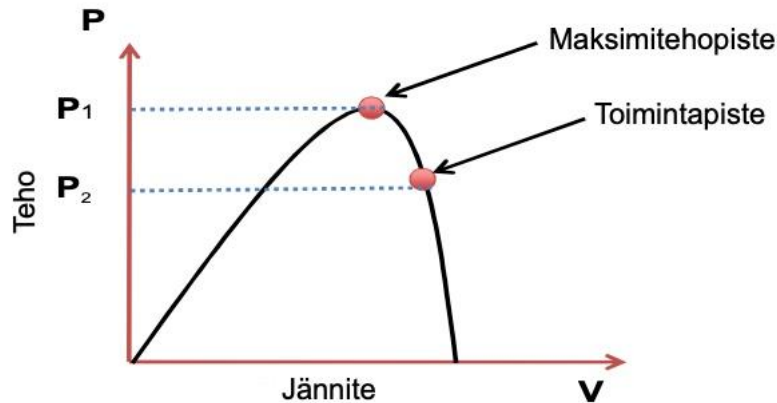
Seuraavassa esitetään muutama mahdollinen keino, ei kuitenkaan kaikkia. Useita ratkaisuja jätetään esittämättä, kuten esimerkiksi akku-, vesi- tai paineilmaparastot, superkondensaattori ja magneettiset suprajohde energiavarastot.

4.3.1 Aurinkoenergia

Perinteiset sähköverkkoon liitetyt aurinkosähköjärjestelmät on liitetty niin, että ne toimivat maksimitehopisteessään suurimman käytettävissä olevan tehon hyödyntämiseksi. PV-järjestelmät toimivat tietyllä jännitteellä, tietyssä lämpötilassa ja säteilyolosuhteissa. Maksimitehopisteessä toimiessaan aurinkosähköjärjestelmät eivät pysty tuottamaan reservitehoa häiriön aikana ilman varastointijärjestelmää. (Shazon ym., 2022)

Yhtenä menetelmänä käyttää aurinkosähköjärjestelmää, on ehdotettu käyttöä maksimitehopisteen alapuolella, jolloin järjestelmästä on saatavissa tehoreserviä. Aurinkosähköjärjestelmää voidaan käyttää aktiivisesti taajuuden ohjaukseen myös statiikkaohjauksen avulla (Zhong, Nguyen, Ma & Sheng, 2014). Statiikalla tarkoitetaan sitä, että taajuus ja ulostulo teho ovat kääntäen verrannollisia. Mitä enemmän taajuus laskee sen enemmän tuotanto syöttää tehoa (Elovaara & Laiho, 2007).

Aurinkosähköjärjestelmiä voidaan käyttää sähkövoimajärjestelmässä reservinä taajuuden hallinnassa synteettisenä inertian lähteenä eli tehovasteena, joko ilman energian varastointia tai energian varastoinnilla. Kuten jo aikaisemmin tässä luvussa todettiin, voidaan aurinkosähköjärjestelmää ilman varastointia käyttää optimaalista jännitettä suuremmalla jännitteellä, jotta voidaan pitää toimintapiste alle maksimitehopisteen. Jännitettä voidaan laskea ja tehoa nostaa taajuusmittauksiin perustuvan ohjaussignaalin avulla niin, että aurinkosähköjärjestelmä osallistuu häiriönaikaiseen taajuuden säätöön. (Shazon ym., 2022) Kuvassa 8 on esitetty yksi tapa, kuinka aurinkosähköjärjestelmää voidaan käyttää taajuuden hallintareservinä ilman varastointia.



Kuva 8: Aurinkosähköjärjestelmän käyttö maksimitehopisteen alapuolella optimaalista jännitettä suuremmalla jännitteellä. (mukaillen Pappu ym., 2010)

Aurinkosähkö- ja energianvarastointiyksikkö voidaan yhdistää järjestelmäksi, jonka avulla pystytään osallistumaan taajuudensäätöreserviin. Energianvarastointiyksikössä on akunhallintajärjestelmä, jolla voidaan hallita, ladataanko vai puretaanko akkuja. Verkon taajuuden ollessa normaalilla toiminta-alueella, energiavarastoyksikköä ohjataan vaihtamaan tehoa aurinkosähköyksikön kanssa sen varmistamiseksi, että energiavarastoyksiköllä on optimaalinen taajuuden säätövalmius. Kun verkon taajuus poikkeaa normaalista alueesta, energiavarastoyksikköä ohjataan vaihtamaan tehoa verkon kanssa, ja näin säätämään verkon taajuutta. (Ma, Ye, Li, Han & Wang, 2020)

4.3.2 HVDC

HVDC-yhteyksiä eli tasasähkölinkkejä voidaan käyttää yhdistämään kaksi synkronisesti toisistaan erillään olevaa verkkoa tai synkronisen sähköjärjestelmän sisällä yhtenä tehonsiirto vaihtoehtona. Kun synkronoimattomat vaihtosähköverkot liitetään toisiinsa HVDC-linkillä, voivat molemmat alueet tukea toisiaan tehoepätasapainotilanteessa. (Entsoe, 2019)

HVDC-järjestelmän kautta yhdistetty synkronoimaton järjestelmä voi toisen vaihtosähköverkon sijaan olla esimerkiksi meritulipuisto tai energiavarasto. Kaikille edellä mainituille HVDC-linkin kautta yhdistetyille vaihtoehdoille on yhteistä mahdollisuus tehon tasapainottamiseen, joka voidaan tehdä kolmella tavalla synkronoimattomien verkkojen välillä: taajuusreservillä, automaattisella taajuuden palautusreservillä tai manuaalisella taajuuden palautusreservillä ja korvausreservillä. (Entsoe, 2019) Kolmesta edellä mainitusta vaihtoehdosta ensimmäinen eli taajuusreservi liittyy verkon taajuuden tasapainottamiseen inertiaavasteena.

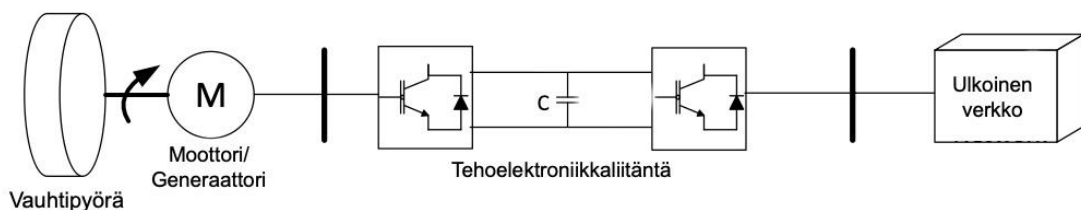
Taajuusreservin tarve voidaan päätellä mittaamalla taajuus HVDC-linkin molemmilta puolilta ja verrata sitä vertailutaajuuteen. Mittausdataan perustuen taajuusreserviä

voidaan käyttää taajuuden tasapainottamiseen. Liian pieniin taajuudenmuutoksiin reagoiminen voidaan estää asettamalla taajuuskaista, jolla reservit eivät toimi. Automaattinen palautusreservi toimii kuten taajuuden mittaaminen perinteisen generaattorin kohdalla. Reaaliaikaista signaalia lähetetään muuntajalle ja tämän mukaan toteutetaan tarvittava säätö. (Entsoe, 2019) Manuaalisella taajuuden säädöllä palautetaan taajuus nimelliseen arvoonsa ja teho suunnitellulle tasolle (Fingrid, 2022). Manuaalinen taajuuden säätö kestää kahta muuta säätömuotoa huomattavasti kauemmin (Entsoe, 2019).

4.3.3 Vauhtipyörä

Vauhtipyörä on pyörivä laite, jonka avulla voidaan varastoida liike-energiaa. Tämän liike-energian avulla tuotetaan synteettistä inertiaa, jolla tuetaan järjestelmän taajuusstabiiliutta. (Yu, Fang & Tang, 2018) Vauhtipyörän nopea vasteaika tekee siitä sopivan verkon taajuuden tasapainottamiseen. Muita hyödyllisiä ominaisuuksia ovat suuri teho- ja energiatiheys, kapasiteetti ei heikkene, pitkä käyttöikä ja voidaan ladata ja purkaa useita kertoja (Bolund ym., 2007). Vauhtipyörän liike-energia on verrannollinen luvussa yksi esitettyyn kaavaan 3 (Yu ym. 2018).

Kuvassa 9 esitetyn vauhtipyörän lisäksi järjestelmässä tarvitaan moottori-generaattoria ja tehoelektroniikkaa, jotka ohjaavat tehon, taajuuden ja nopeuden säätelyä. Moottorikäytössä toimiessaan sähköenergia syötetään staattorikäimitykseen, muunnetaan vääntömomentiksi ja kohdistetaan roottoriin, jolloin saadaan vauhtipyörä pyörimään nopeammin. Näin saadaan varastoitua vauhtipyörään liike-energiaa, joka voidaan myöhemmin tarvittaessa vapauttaa verkkoon. Generaattorikäytössä roottoriin varastoitunut liike-energia kohdistuu vääntömomentin, joka muunnetaan sähköenergiaksi. (Bolund, Bernhoff & Jeijon, 2007) Edellä kuvatun mekanismin avulla voidaan tasapainottaa verkon taajuuden vaihtelua varastoimalla tai purkamalla energiaa vauhtipyöräjärjestelmän avulla.



Kuva 9: Vauhtipyörän verkkoliityntä. (mukaillen Peralta, Cañizares & Bhattacharya, 2018).

5 YHTEENVETO

Tässä kandidaatintutkielmassa käsiteltiin sähköverkon inertiaa, sen merkitystä perinteisessä sähköverkossa ja kuinka sähkövoimajärjestelmät tulevat muuttumaan tulevaisuudessa. Työssä käytiin läpi inertian lähteitä, synteettistä inertiaa sekä inertian vaikutusta taajuuteen. Lisäksi työssä tutkittiin erityyppisten tuulivoimaloiden kykyä tuottaa inertiaa ja miten sitä voidaan hyödyntää verkon tasapainon ylläpitämiseksi.

Myös sähköverkkojen tulevaisuutta ja pienen inertian verkkojen haasteita taajuuden hallinnassa tarkasteltiin työssä sekä esiteltiin mahdollisia ratkaisuja taajuuden hallintaan. Työssä pohdittiin myös, kuinka aurinkovoiman, HVDC-linkkien ja vauhtipyörien avulla mahdollisia keinoja taajuuden hallintaan.

Sähköverkon inertialla on stabiiliuden kannalta tärkeä rooli. Kehitys kohti fossiilivapaata energiantuotantoa on tuonut uusiutuvien energiantuotantomuotojen mukana uusia haasteita sähköverkon kannalta. Trendi uusiutuvien energiamuotojen osalta on selvä, niiden tuotantokapasiteetti tulee kasvamaan seuraavien vuosikymmenten aikana.

Työssä havaitaan, että perinteisessä sähköverkossa suuri osa inertian tuottamisesta perustuu fossiilisilla polttoaineilla käytettäviin tuotantolaitoksiin, jotka ovat ympäristön kannalta epäedullisia. Uusiutuvan energian integrointi sähkövoimajärjestelmiin on johtanut tarpeeseen kehittää uusia tapoja tuottaa inertiaa sähköverkkoon. Synteettinen inertia on yksi tällainen tapa, ja se perustuu nykyaikaiseen sähkötekniikkaan, kuten energianvarastointijärjestelmiin, inverttereihin ja taajuusmuuttajiin.

Tutkielman perusteella voidaan myös todeta, että tuulivoimalat voivat olla ja ovat jo hyödyllisiä inertian lähteitä sähköverkossa. Erityyppiset tuulivoimalat tuottavat kuitenkin eri määrän ja eri tavoilla inertiaa. Tuulivoimasta saatavan inertian tehokas hyödyntäminen vaatii tarkkaa suunnittelua.

Työssä käsiteltiin myös tulevaisuuden sähköverkkojen haasteiden pääpiirteet. Pieni inertia verkossa voi johtaa taajuuden epävakauteen, joten on tärkeää kehittää uusia tapoja taajuuden hallintaan. Aurinkovoima, HVDC-linkit ja vauhtipyörät ovat kaikki potentiaalisia ratkaisuja taajuuden hallintaan, ja niiden käyttöä sähköverkossa tutkittiin tarkemmin työssä.

Lopuksi voidaan todeta, että sähköverkon inertia on tärkeä tekijä verkon toiminnan kannalta. Perinteisten inertian lähteiden korvautuminen uusiutuvilla energiantuotantomuodoilla on johtanut tarpeeseen kehittää uusia ratkaisuja sähköverkon inertiaongelmiin. Työssä esiteltiin erilaisia tapoja ratkaista näitä ongelmia

ja tulevaisuuden sähköverkoissa ennustetaan olevan yhä suurempi määrä suuntaajakytkettyjä komponentteja, jolloin uusia keinoja hallita taajuutta tarvitaan.

Tutkimuksen laajentaminen synteettisen inertian lisäämisen kustannuksiin voisi olla hyödyllistä, sillä investointipäätöksiin vaikuttavat merkittävästi kustannukset. Miten voimme määrittää kustannustehokkaimmat tuotantomuodot synteettisen inertian tuottamiseksi, vai olisiko erilaisten tuotantomuotojen yhdistely paras ratkaisu? Lisäksi inertian vaikutus sähkömarkkinoihin olisi mielenkiintoinen tutkimuskohde.

6 LÄHTEET

Bastman, J. (2022). Sähkökoneet opintomoniste. s. 6-7.

Bolund, B., Bernhoff, H., Leijon, M. (2007). Flywheel energy and power storage systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 11, 235–258.

Denholm, P., Mai, T., Kenyon, R. W., Kroposki, B., O'Malley, M. (2020). Inertia and the Power Grid: A Guide Without the Spin (No. NREL/TP-6A20-73856). National Renewable Energy Lab (NREL), Golden, CO (United States). <https://doi.org/10.2172/1659820>

EirGrid. (n.d.). How the grid works. <https://www.eirgridgroup.com/how-the-grid-works/> (Viitattu 12.5.2023)

Elovaara, J., & Laiho, Y. (2007). Sähkölaitostekniikan perusteet. Helsinki: Otatieto Oy.

Entsoe. (2019). HVDC links in system operations. Päivitetty 2.12 2019. https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/SOC%20documents/20191203_HVDC%20links%20in%20system%20operation_s.pdf (Viitattu 2.4.2023.)

Eriksson, R., Modig, N., Elkington, K. (2018). Synthetic inertia versus fast frequency response: A definition. *IET Renewable Power Generation*, 12, 507–514. <https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2017.0370>

Fang, J., Li, H., Tang, Y., Blaabjerg, F. (2019). On the inertia of future more-electronics power systems. *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, 7, 2130–2146. <https://doi.org/10.1109/JESTPE.2018.2877766>

Fingrid. (2017). Kulutuksen ja tuotannon tasapainon ylläpito. Saatavissa: <https://www.fingrid.fi/kantaverkko/sahkonsiirto/kulutuksen-ja-tuotannon-tasapainon-yllapito/> (Viitattu 18.3.2023)

Fingrid. (2019). Pohjoismaisen sähköjärjestelmän inertia. Saatavissa: <https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinainformaatio/inertia/> (Viitattu 14.3.2023)

Fingrid (2022) Ehdot ja edellytykset manuaalisen taajuuden palautusreservin (mFRR) toimittajalle. Päivitetty 1.12.2022. Saatavissa: https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/sahkomarkkinat/reservit/reservitoimittajien-mfrr-ehdot-ja-edellytykset_saatohkon-hintarajat-id-336286.pdf (Viitattu 2.4.2023)

Finlex © Säädökset alkuperäisinä: Työ- ja elinkeinoministeriön asetus 635/2013. Saatavissa <https://www.finlex.fi/fi/laki/alkup/2013/20130635> (Viitattu 7.1.2023)

Heylen, E., Teng, F., Strbac, G. (2021). Challenges and opportunities of inertia estimation and forecasting in low-inertia power systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 147, 111176. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111176>

Honkapuro, S., Sihvonen, V., Partanen, J., Harsia, P., Kallioharju, K., Kortetmäki, A., Järventausta, P., Repo, S., Remes, L., Ketomäki, J. (2020). Jousto 2035 visio: Energiajärjestelmän jouston tarpeet ja toteutuspotentiali 2035. Saatavissa: <http://www.theseus.fi/handle/10024/356482> (Viitattu 18.3.2023).

Khan, I.A., Mokhlis, H., Mansor, N.N., Illias, H.A., Jamilatul Awal, L., Wang, L. (2023). New trends and future directions in load frequency control and flexible power system: A comprehensive review. *Alexandria Engineering Journal*, 71, 263–308. <https://doi.org/10.1016/j.aej.2023.03.040>

Kuivaniemi, M., Ruokolainen, P., Modig, F. N., & Eriksson, R. (2019). Requirement for minimum inertia in the Nordic power system. *Energy*, 166, 214-222.

Laasonen, M. (2018). Sähköjärjestelmän matalan inertian hallinta. Fingrid. Saatavissa: <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/yhtio/toimikunnat/180612-sahkojarjestelman-matalan-inertian-hallinta.pdf> (Viitattu 21.3.2023).

Leinonen, P. (2018). Mitä on inertia? Fingrid-lehti. Saatavissa: <https://www.fingridlehti.fi/mita-on-inertia/> (Viitattu 31.1.2023).

Ma, J., Ye, H., Li, Z., Han, P., Wang, X. (2020). Design and Application of a Photovoltaic-Energy Storage Joint System with Active Frequency Regulation Capability. In 2020 15th IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications (ICIEA), pp. 1193–1197. <https://doi.org/10.1109/ICIEA48937.2020.9248270>

Milano, F., Dörfler, F., Hug, G., Hill, D.J., & Verbič, G. (2018). Foundations and Challenges of Low-Inertia Systems. 2018 Power Systems Computation Conference (PSCC), s. 1–25. <https://doi.org/10.23919/PSCC.2018.8450880>

Muljadi, E., Gevorgian, V., Singh, M., & Santoso, S. (2012). Understanding inertial and frequency response of wind power plants. 2012 IEEE Power Electronics and Machines in Wind Applications, s. 1–8. <https://doi.org/10.1109/PEMWA.2012.6316361>

National Grid Electricity Transmission. (n.d.). About us. <https://www.nationalgrideso.com/> (Viitattu 12.5.2023)

Obaid, Z.A., Cipcigan, L.M., Abraham, L., & Muhssin, M.T. (2019). Frequency control of future power systems: reviewing and evaluating challenges and new control methods. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, 7, 9–25. <https://doi.org/10.1007/s40565-018-0441-1>

Ørum, E., Haarla, L., Kuivaniemi, M., Laasonen, M., Jerkø, A., Stenkløv, I., Wik, F., Elkington, K., Eriksson, R., Modig, N., & Schavemaker, P. (n.d.). Future system inertia 2. Entsoe. Saatavissa: <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i->

[kraftsystemet/utvikling-av-kraftsystemet/nordisk-frekvensstabilitet/future-system-inertia-phase-2.pdf](#) (Viitattu 21.3.2023)

Ørum, E., Kuivaniemi, M., Laasonen, M., Bruseth, A. I., Jansson, E. A., Danell, A., Elkington, K., Modig, N. (2018). "Future system inertia," Entsoe Nordic SOCs. Saatavissa: https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/Publications/SOC/Nordic/Nordic_report_Future_System_Inertia.pdf (Viitattu 16.3.2023)

Pappu, V. A. K., Chowdhury, B., & Bhatt, R. (2010). Implementing frequency regulation capability in a solar photovoltaic power plant. In North American Power Symposium 2010. s. 1–6. <https://doi.org/10.1109/NAPS.2010.5618965>

Peña-Alzola, R., Sebastián, R., Quesada, J., & Colmenar, A. (2011). Review of flywheel-based energy storage systems. In 2011 International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives. s. 1–6. <https://doi.org/10.1109/PowerEng.2011.6036455>

Peralta, D., Cañizares, C., & Bhattacharya, K. (2018). Practical modeling of flywheel energy storage for primary frequency control in power grids. In 2018 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM). s. 1–5. <https://doi.org/10.1109/PESGM.2018.8585844>

Poolla, B. K., Bolognani, S., & Dörfler, F. (2017). Optimal placement of virtual inertia in power grids. IEEE Transactions on Automatic Control, 62, s. 6209–6220. <https://doi.org/10.1109/TAC.2017.2703302>

Ratnam, K. S., Palanisamy, K., & Yang, G. (2020). Future low-inertia power systems: Requirements, issues, and solutions - A review. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 124, 109773. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.109773>

Ritchie, H., Roser, M., & Rosado, P. (2022). Energy. Our World in Data. Saatavissa: <https://ourworldindata.org/energy> (Viitattu 15.4.2023)

Rolan, A., Luna, A., Vazquez, G., Aguilar, D., & Azevedo, G. (2009). Modeling of a variable speed wind turbine with a Permanent Magnet Synchronous Generator. 2009 *IEEE International Symposium on Industrial Electronics*. <https://doi.org/10.1109/isie.2009.5218120>

Saarinen, L., Norrlund, P., Yang, W., & Lundin, U. (2018). Linear synthetic inertia for improved frequency quality and reduced hydropower wear and tear. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 98, s. 488–495. <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2022.04.063>

Shazon, Md.N.H., Nahid-Al-Masood, Jawad, A. (2022). Frequency control challenges and potential countermeasures in future low-inertia power systems: A review. *Energy Reports*, 8, s. 6191-6219. <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2022.04.063>

Tielens, P., & Van Hertem, D. (2016). The relevance of inertia in power systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 55, 999-1009. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.11.016>

Wu, Z., Gao, W., Gao, T., Yan, W., Zhang, H., Yan, S., & Wang, X. (2018). State-of-the-art review on frequency response of wind power plants in power systems. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, 6(1), 1–16. <https://doi.org/10.1007/s40565-017-0315-y>

Yan, R., -Masood, N.-A., Kumar Saha, T., Bai, F., & Gu, H. (2018). The Anatomy of the 2016 South Australia Blackout: A Catastrophic Event in a High Renewable Network. *IEEE Transactions on Power Systems*, 33, 5374-5388. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2018.2820150>

Young, H.D., Freedman, R.A., Ford, A.L., & Sears, F.W. (2012). *Sears and Zemansky's University Physics: with Modern Physics*. Pearson Addison-Wesley, San Francisco.

Yu, J., Fang, J., & Tang, Y. (2018). Inertia Emulation by Flywheel Energy Storage System for Improved Frequency Regulation. In 2018 IEEE 4th Southern Power Electronics Conference (SPEC) (pp. 1-8). <https://doi.org/10.1109/SPEC.2018.8635947>

Zhong, Q.-C., Nguyen, P.-L., Ma, Z., & Sheng, W. (2014). Self-Synchronized Synchronverters: Inverters Without a Dedicated Synchronization Unit. IEEE Transactions on Power Electronics, 29, 617-630. <https://doi.org/10.1109/TPEL.2013.2258684>