

LAPPEENRANNAN TEKNILLINEN YLIOPISTO

Teknillinen tiedekunta

Sähkötekniikan koulutusohjelma

Wen Wen Zhang

LOISTEHON SÄÄTÖ JA KOMPENSOINTI

Työn tarkastajat: Professori Jarmo Partanen
 Tutkijaopettaja Jukka Lassila

Työn ohjaaja: TkT Sami Kanerva

TIIVISTELMÄ

Lappeenrannan teknillinen yliopisto

Teknillinen tiedekunta

Sähkötekniikan koulutusohjelma

Wen Wen Zhang

Loistehon säätö ja kompensointi

Diplomityö

2014

89 sivua, 27 kuvaa, 6 taulukkoa, 4 liitettä

Työn tarkastaja: Professori Jarmo Partanen

Tutkijaopettaja Jukka Lassila

Hakusanat: Loisteho, kompensointi, säätö, reaktori, kondensaattori, tuulivoimala

Kantaverkkoyhtiö Fingrid Oy on tarkastellut kantaverkosta otettua tai tuotettua loistehoa alueittain Fingridin määrittelemällä maantieteellisellä tavalla. Alue koostuu liittymispisteistä, jotka ovat yksittäisten verkkoyhtiöiden liittymispisteitä. Yhden alueen sisällä voi siis olla monia eri verkkoyhtiöiden liittymispisteitä. Vuodesta 2016 alkaen loistehon tarkastelu vaihtuu aluetarkastelusta liittymispistetarkasteluun. Liittymispistetarkasteluun siirtymisen myötä tulee verkkoyhtiöiden investoida erinäisiin kompensointiratkaisuihin, jotta yksittäisten liittymispisteiden loistehot pysyvät Fingridin asettaman loistehon tarkasteluikkunan sisällä.

Työssä perehdytään erinäisiin kompensointiratkaisuihin ja niiden kytkentöihin sekä kytkentöjen vaikutuksiin olemassa olevaan sähköverkkoon. Lisäksi työssä käsitellään tuulivoimaloiden hyödyntämistä loistehon säädössä. Esimerkkitapauksessa tarkastellaan erästä Caruna Oy:n verkkoa ja pohditaan teknistä ja mahdollisimman taloudellista kompensointiratkaisua kyseiseen verkkoon.

Työn lopputulos on, että maakaapeloinnin määrän kasvaessa loistehon kompensoinnin tarve kasvaa. Näin ollen Fingrid Oy:ltä tarvitaan selkeitä linjauksia moneen ongelma-kohtaan, kuten tuotanto-kulutuspuolelta loistehon tarkasteluun. Lisäksi Energiavirastolta tarvitaan kannusteita loistehon kompensointiin, sillä verkkoyhtiöiden liiketoiminta perustuu regulaatiomalliin ja kompensointilaitteiston yksikköhinnasto on hyvin suppea.

ABSTRACT

Lappeenranta University of Technology

Faculty of Technology

Degree Program in Electrical Engineering

Wen Wen Zhang

Control and compensation of reactive power

Master's Thesis

89 pages, 27 figures, 6 tables, 4 appendixes

Examiners: Professor Jarmo Partanen

Associate Professor Jukka Lassila

Keywords: Reactive power, compensation, control, reactor, conductor, wind power

Currently Finnish TSO Fingrid has monitored flow of the reactive power regionally. Each region consists of many separate connection points, where local distribution system operators are connect to the Finnish main grid. From year 2016 Fingrid will monitor flow of the reactive power by connection point. Therefore local distribution system operators will have to control and compensate its reactive power to maintain it between the reactive power window, that is set to each connection point.

In this thesis different reactive power control solutions, their connections and effects on the network are examined. One possibility to control the reactive power is using wind power. Therefore it is been further researched how that is possible. In this thesis one network of a local distribution system operator Caruna Oy is been used as an example and it is discussed what are the best control and compensation solutions for this particular network.

The result of this thesis is that the increasing number of underground cabling grows the need for compensation and control of the reactive power. Thus, Fingrid needs clear guidelines for many challenges, such as monitoring the reactive power in production-consumption points. In addition, the Finnish energy authority also needs to set incentives for reactive power compensation, as the business operations of the distribution system operators are based on regulation and the pricelist of compensation equipment is very shallow.

ALKUSANAT

Tässä diplomityössä on selvitetty loistehon säätöä ja kompensointia Caruna Oy:lle. Haluan kiittää tämän työn ohjaajaa ja esimiestäni Sami Kanervaa, joka mahdollisti tämän työn. Lisäksi haluan kiittää kaikkia muita tiimini jäseniä sekä yhtiön työntekijöitä, jotka opastivat ja neuvoivat minua.

Todella lämpimät kiitokset kaikille ystäväilleni, joiden kanssa olen saanut jakaa nämä yhteiset vuodet, niin koulussa kuin koulun ulkopuolella. Kiitokset myös äidilleni, joka potkii minua tavoittelemaan enemmän ja haluamaan elämässä enemmän.

Erityiskiitokset tyttöystävälleni Tiialle, joka on kannustanut ja avustanut minua tässä työssä enemmän kuin olisin voinut edes haaveilla. Kiitokset uhrauksesta ja siitä, että olet aina nostanut minua jaloilleni.

Espoossa 16.10.2014

Wen Wen Zhang

Sisällysluettelo

| | |
|--|----|
| KÄYTETYT MERKINNÄT JA LYHENTEET | 3 |
| 1. JOHDANTO | 5 |
| 2. LOISTEHO JA YLIAALLOT | 8 |
| 2.1 Loisteho | 8 |
| 2.2 Yliaallot | 9 |
| 2.2.1 Fourier-sarja | 10 |
| 2.2.2 Signaalin kokonaissärö | 12 |
| 3. LOISTEHON KOMPENSOINTIIN JA YLIAALTOJEN SUODATUKSEEN KÄYTETYT RATKAISUMALLIT | 14 |
| 3.1 Rinnakkaiskondensaattori | 14 |
| 3.1.1 Rinnakkaiskondensaattorin ja sen oheislaitteiden valinta | 16 |
| 3.1.2 Resonanssitaajuuden vaikutus kondensaattorin valintaan | 17 |
| 3.1.3 Sysäysvirran vaikutus kondensaattorin oheislaitteiden valintaan | 17 |
| 3.2 Sarjakondensaattori | 18 |
| 3.3 Reaktorit | 20 |
| 3.4 Estokelapariot | 21 |
| 3.5 Yliaaltosuodattimet | 22 |
| 3.6 Aktiivisuodattimet | 22 |
| 3.7 Voimalaitos | 22 |
| 3.8 Maakaapeleiden ja ilmajohtojen vaikutus loistehotasapainoon | 23 |
| 3.8.1 Luonnollinen teho | 24 |
| 3.9 Kompensointilaitteen kytkeminen | 25 |
| 4. TUULIVOIMA | 26 |
| 4.1 Tuulivoimalan toimintaperiaate | 26 |
| 4.2 Tuulivoiman vaikutus voimajärjestelmään | 27 |
| 4.3 Tuulivoiman haasteet ja sijoittaminen | 28 |
| 4.3.1 Voimalaitosten järjestelmätekniilliset vaatimukset (VJV) | 28 |
| 4.3.2 Voimalaitoksien taajuuden ja pätötehon säätö | 29 |
| 4.3.3 Loistehokapasiteetti | 29 |
| 4.4 Yleisimmät tuulivoimataratkaisut | 31 |
| 4.4.1 Kiinteänopeuksinen tuulivoimala | 31 |
| 4.4.2 Kaksoissyötetty tuulivoimala | 32 |
| 4.4.3 Täystehotaajuusmuuttajalla varustettu tuulivoimala | 34 |
| 4.5 P-Q toiminta-alue | 35 |
| 5. TEHONJAKOLASKENTA | 36 |

| | | |
|-------|---|----|
| 5.1 | Tehonjakolaskennan suorittaminen | 37 |
| 5.2 | Verkon solmupisteyhtälöt..... | 38 |
| 5.3 | Newton-Raphsonin menetelmä | 39 |
| 5.4 | Newton-Raphsonin menetelmän soveltaminen | 40 |
| 5.5 | Tehonjaon määrittäminen | 41 |
| 6. | TUTKIMUSMENETELMÄ | 43 |
| 6.1 | Simulointiympäristö PSS®E | 43 |
| 6.1.1 | PSS®E:n perusteet | 44 |
| 6.1.2 | Tehonjakolaskenta PSS®E:ssä..... | 44 |
| 6.2 | LTJ-ekstranet..... | 45 |
| 6.3 | Mittaustietojen keruuohjelma Nelson | 45 |
| 6.4 | Taloudellisuuslaskelma..... | 45 |
| 7. | TARKASTELTAVA VERKKO..... | 47 |
| 7.1 | Loistehon tarkasteluikkuna | 47 |
| 7.2 | Tarkasteltava verkko..... | 49 |
| 7.2.1 | Korvaustilanne A | 54 |
| 7.2.2 | Korvaustilanne B | 57 |
| 7.3 | Tuulivoimaloiden vaikutukset..... | 60 |
| 7.3.1 | Tuulivoimaloiden vaikutukset korvaustilanteessa A..... | 61 |
| 7.3.2 | Tuulivoimaloiden vaikutukset korvaustilanteessa B..... | 62 |
| 7.4 | Kuormitushäviöiden nykyarvo | 63 |
| 7.5 | Yhteenvedo edellä mainituista vaihtoehdoista ja korvaustilanteista | 64 |
| 8. | LOPPUPÄÄTELMÄ | 70 |
| 8.1 | Jatkotutkimusaiheet..... | 73 |
| 9. | YHTEENVETO | 76 |
| | LÄHTEET..... | 78 |

Liitteet

Liite I: Verkon loistehon ja pätötehon käyttäytyminen vuonna 2013

Liite II: Reaktorin vaikutus verkon loistehoon ilman ohjausta

Liite III: Ohjatun reaktorin vaikutus verkon loistehoon

Liite IV: Ohjatun reaktorin ja kondensaattorin vaikutus verkon loistehoon

KÄYTETYT MERKINNÄT JA LYHENTEET

Merkinnät

| | |
|------------|---|
| c_p | Roottorin teholuku |
| C | Kondensaattorin kapasitanssi |
| C_1 | Diskontattu häviökustannukset |
| f_{res} | Resonanssitaajuus |
| f_0 | Perustaajuus |
| F | Signaalin tehollisarvo |
| H | Häviökustannukset |
| i | Sysäysvirta |
| I | Kuormitusvirta |
| I_R | Kondensaattorin mitoitusvirta |
| L | Induktanssi |
| n | Järjestysluku |
| p | Korkoprosentti |
| P | Pätöteho |
| P_r | Roottorin teho |
| Q | Loisteho |
| Q_k | Kompensointilaitteen loisteho |
| Q_{ku} | Loistehon kulutus |
| Q_{lt} | Loistehotase |
| Q_R | Kondensaattorin/ reaktorin mitoitusteho |
| Q_{reak} | Reaktorin kuluttama loisteho |
| Q_{rk} | Rinnakkaiskondensaattoripariston kehittämä loisteho |
| Q_{sk} | Sarjakondensaattorin tuottama loisteho |
| Q_s | Loisseurantaikkunan ottoraja |
| Q_{s1} | Loisseurantaikkunan antoraja |
| Q_t | Loistehon tuotanto |
| r | Roottorin säde/ tehonkasvu |
| S | Näennäisteho |
| S_k | Oikosulkuteho kytkentäpaikassa |
| t | Aika/ huipunkäyttöaika |

| | |
|-------------------|--|
| t_k | Aika loisseurantaikkunan rajojen laskennassa |
| T | Jaksonaika/ käyttöaika |
| u | Tuulen nopeus |
| U | Verkon jännite |
| U' | Jännite kondensaattorin kytkennän jälkeen |
| U ₀ | Jännite ennen kompensointilaitteen kytkentää |
| U _R | Kondensaattorin/ reaktorin mitoitusjännite |
| ΔU | Jännitemuutos |
| W _{otto} | Ottoenergia |
| W _{tuot} | Tuotantoenergia |
| X _{sk} | Sarjakondensaattorin reaktanssi |
| Y | Admitanssi |
| φ | Tehokertoimen kulma |
| ω | Verkon kulmataajuus |
| ρ | Ilman tiheys |
| θ | Admitanssin kulma |
| δ | Jännitteen kulma |

Lyhenteet

| | |
|---------|---|
| DFIG | Doubly fed induction generator |
| EV | Energiavirasto |
| LTJ | Laskutusmittaus- ja taseselvitysjärjestelmän |
| PMSG | Permanent magnet synchronous generator |
| PSS®E | Power System Simulator for Engineering |
| STATCOM | Static synchronous compensator |
| SVC | Static var compensator |
| THD | Total Harmonic Distortion |
| VJV | Voimalaitosten järjestelmätekniiset vaatimukset |
| WRSG | Wound rotor synchronous generator |

1. JOHDANTO

Monet kulutuslaitteet ja pyörivät koneet tarvitsevat toimiakseen pätötehon lisäksi myös loistehoa. Tämän myötä loistehon tarve ja anto on kasvanut. Varsinkin loistehon anto korostuu, kun myrskyjen myötä verkkoyhtiöt siirtyvät kohti säävarmempaa verkkoa, mikä tarkoittaa johtojen maakaapelointia. Näiden muutoksien myötä Fingrid on alkanut muuttaa käytäntöä loistehon tarkastelun suhteen.

Ennen ja toistaiseksi vielä tällä hetkellä loistehon tarkastelu tapahtuu Fingridin toimesta alueittain. Alueet ovat Fingridin määrittämiä maantieteellisiä alueita, jotka koostuvat erillisistä liittymispisteistä eli pisteistä, joissa verkkoyhtiön johto on kytketty Fingridin kantaverkkoon. Nämä liittymispisteet ovat yksittäisten verkkoyhtiöiden omistamia. Yhdellä alueella voi näin ollen olla useita eri verkkoyhtiöiden omistamia liittymispisteitä. Loistehon tarkastelu on suoritettu alueittain ja alueelle on asetettu oma loistehoikkuna. Loistehon mittaukset tehdään tunneittain ja ylityksestä Fingridillä on oikeus veloittaa 3 000 €/MVAr ja 10 €/MVArh. Vuonna 2016 on tarkoitus siirtyä loistehon aluetarkastelusta liittymispistetarkasteluun. Tällä tavoin Fingridin on helpompi kontrolloida loistehon kulutusta ja kohdistaa loistehon ylitykset yksittäisille liittymispisteille.

Aluetarkastelussa liittymispisteet kompensoivat toinen toisiaan ja tällä tavoin tähän asti on pysytty Fingridin loistehoikkunan sisäpuolella. Siirtyminen liittymispisteittäiseen loistehon tarkasteluun näkyy helpommin loistehoikkunan ylityksissä. Tämän seurauksena verkkoon tarvitaan kompensointilaitteistoja, jotta liittymispisteittäiset loistehot saadaan pysymään tarkasteluikkunan sisäpuolella. Tässä muutoksessa on monia teknisiä ja käytännöllisiä haasteita. Yksi olennaisin haaste on liittymispiste, missä on sekä kulutusta että tuotantoa. Tällaisessa pisteessä tuntikohtaiset loistehon mittaukset voivat vaihdella hyvin suuresti voimalaitoksen takia, sillä voimalaitoksien ylös- ja alasajot vaikuttavat verkosta otettavaan loistehoon. Lisäksi Fingrid voi tilanteen vaatiessa pyytää voimalaitoksia joko ajamaan loistehoa tai ottamaan sitä verkosta jännitteensäädön takia.

Tämän diplomityön tarkoituksena on tutkia erilaisia loistehon kompensointiratkaisuja, kuten reaktoria ja kondensaattoria sekä niiden soveltamista erääseen Caruna Oy:n verkkoalueeseen loistehon tarkastelun kannalta. Simuloinnin avulla tutkitaan erilaisia kom-

pensointiratkaisuja ja sitä kautta saatujen tulosten avulla yritetään löytää teknisesti paras mahdollinen toimiva ratkaisu loistehon kompensointiin. Ratkaisuun vaikuttavat myös tulevaisuuden näkymät, sillä verkon komponenttien pitoajat voivat olla hyvinkin pitkiä, jopa 60 vuotta. Näin ollen jo tässä vaiheessa tulee pyrkiä ennakoimaan ja ennustamaan verkon muutoksia, kuten maakaapeloinnin kasvua ja verkkoon liitettävien pientuotantojen määrää, vuosien päähän.

Työn alussa esitetään, mitä loisteho on ja kuinka se syntyy sekä kerrotaan loistehon myötä syntyvistä yliaalloista. Tämän jälkeen perehdytään erilaisiin kompensointiratkaisuihin, niiden kytkentöihin ja niiden vaikutukseen sähköverkkoon ja voimalaitoksien, erityisesti tuulivoimalaitoksien, vaikutuksiin loistehon hallinnassa. Kasvavan tuulivoimaloiden käytön takia yhtenä ratkaisumahdollisuutena pohditaan tuulivoimaloiden hyödyntämistä loistehon kompensoinnissa, eli onko tuulivoimaloita mahdollista käyttää loistehon säädössä ja jos on, niin voidaanko niitä todellisuudessa hyödyntää.

Tässä työssä sähköverkon simuloinnissa on käytetty PSS®E eli Power System Simulator for Engineering –ohjelmistoa. Ohjelmiston avulla on simuloitu erästä Caruna Oy:n verkkoaluetta ja tarkasteltu sen avulla loistehon käyttäytymistä sekä pohdittu erilaisia kompensointiratkaisuja kyseiseen verkkoon. Lisäksi simuloinnissa on otettu huomioon erinaiset korvaustilanteet, jotta saadaan aikaan mahdollisimman kattava kompensointiratkaisu. Loistehon lisäksi kompensointilaitteilla voidaan säätää verkon jännitettä ja varsinkin korvaustilanteessa jännitteen ylläpito on tärkeämpää kuin loistehon säätö. Näin ollen kompensointiratkaisussa on otettu huomioon loistehon säädön lisäksi myös jännitteen säätö. Lopussa pohditaan, miten loistehon kompensointia tulisi Fingridin puolesta tarkastella ja valvoa, jotta se olisi mahdollisimman investointikannustava verkkoyhtiöiden kannalta.

Loistehon kompensointia maasulun kannalta ei tässä diplomityössä tarkastella, sillä maasulkujen kelat tulee olla kiinni verkossa kokoa ajan, mutta kompensointia varten kelat saatettaisiin joutua välillä irrottamaan verkosta. Lisäksi maasulun ja loistehon kompensointiin tarkoitettujen kelojen kytkentätavat ovat erilaisia. Vaikka rakenteellisesti maasulun ja loistehon kompensointikelat ovat käytännössä samantyyppisiä keloja, niiden toimintaperiaatteiden takia niitä ei voida käsitellä samana. Syynä tähän on se, että

loistehon käyttäytyminen liittymispisteissä ei ole tasaista vaan joinakin tunteina saataan mennä tarkastelurajojen yli ja joinakin tunteina loisteho on rajojen sisäpuolella. Näin ollen reaktoria ei voida pitää kokoajan verkossa kiinniketykettynä.

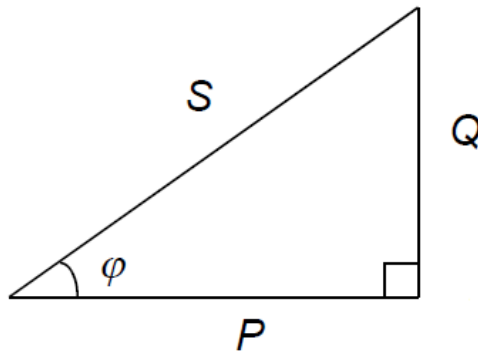
Lisäksi työssä on tarkastelu vain pintapuolisesti loistehon kompensoinnin taloudellista puolta, sillä kompensointilaitteiston tuotteentarjoajalta ei löydy kattavaa hinnastoa laitteista ja lisäksi Energiavirastolla on hyvin suppea yksikköhinnasto kompensointilaitteistoille. Näin ollen työssä lasketut tunnusluvut ovat suuntaa antavia. Tarkkaa kustannuslaskelmaa ei voitu tehdä puutteellisten tietojen takia eikä näin ollen kompensointilaitteiston kannattavuutta voitu laskea tarkasti.

2. LOISTEHO JA YLIAALLOT

Tässä luvussa käsitellään loistehoa yleisellä tasolla sekä tarkastellaan sen laskemista teoreettisesta näkökulmasta. Lisäksi luvussa käsitellään loistehon ja pätötehon suhdetta ja sitä, miten ne yhdessä muodostavat näennäistehon. Luvussa perehdytään myös yliaaltoihiin, joiden aiheuttamat resonanssi-ilmiöt vaikuttavat omalta osaltaan loistehon kompensoinnin toteutukseen käytännössä.

2.1 Loisteho

Sähköverkkoa tai verkkoon liitettyä laitetta kuormittavan kokonaisvirran suuruus on suoraan verrannollinen sen läpi kulkevaan näennäistehoon, jos jännite oletetaan vakioksi. Näennäisteho S koostuu pätötehosta P ja loistehosta Q . Pätötehon ja loistehon suhdetta kutsutaan tehokerroimeksi, $\cos \varphi$. Kuvassa 2.1 on havainnollistettu tehokolmion muodostumista. (Elovaara et al., 2011, Sähköverkot I)



Kuva 2.1. Tehokolmio

Tehokolmion avulla nähdään, että näennäisteho S voidaan laskea seuraavasti

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (2.1)$$

ja tehokerroin $\cos \varphi$ saadaan

$$\cos \varphi = \frac{P}{S} \quad (2.2)$$

Puhtaasti pätötehoa kuluttavia laitteita ovat esimerkiksi vastukset, joissa sähkövirta muuttuu lämmöksi. Eräät kulutuslaitteet puolestaan tarvitsevat toimiakseen pätötehon lisäksi myös loistehoa. Tällaisia kulutuslaitteita ovat muun muassa sähkömoottorit ja purkauslamput. Näin ollen sähköverkossa on huomioitava pätötehon lisäksi myös loistehon tarvetta. Loistehon siirto sähköverkossa lisää johtimien ja muuntajien läpi kulkevan kokonaisvirran kasvua. Kokonaisvirran kasvu kasvattaa johtimien ja muuntajien käämitysten kuormitusta, mikä taas ilmenee lämpenemisenä. Näin ollen loisteholla on vaikutusta laitteiden kuormittumiseen ja kuvan 2.1 perusteella pätötehoon. (Elovaara et al., 2011, Sähköverkot I)

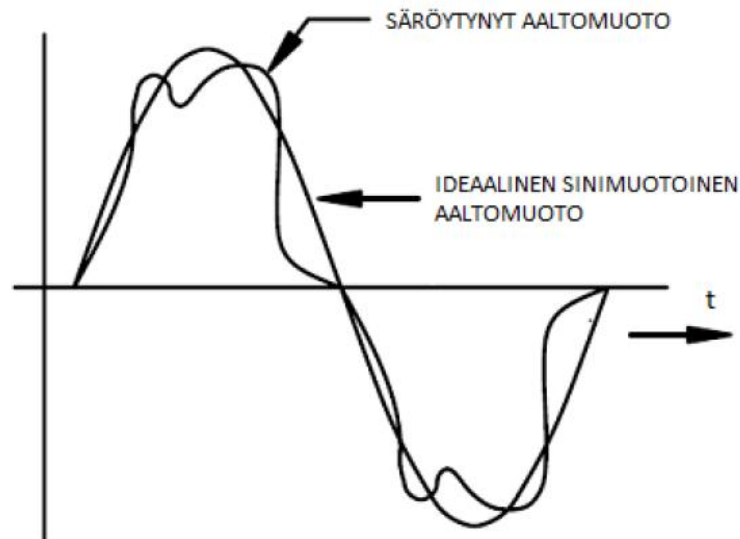
Verkkoon liitetty sähkömoottori tarvitsee toimintaperiaatteensa takia pätötehon lisäksi myös loistehoa, koska tarvittava sähköteho muuttuu magneettikentän välityksellä kuormaa pyörittäväksi vääntömomentiksi. Tällainen sähkömoottori on esimerkiksi oikosulkumoottori, jolla voidaan sekä kuluttaa että tuottaa loistehoa. Muita loistehoa käyttäviä laitteita ovat esimerkiksi purkauslamput ja muuntajat. Sähköverkkoon loistehoa tuottavat pääasiassa voimalaitosten generaattorit, kompensointikondensaattorit ja suurjännitekaapelit. Varsinkin maakaapelit tuottavat enemmän loistehoa kuin kuluttavat niiden suuren ominaiskapasitanssinsa takia. Tämä tulee huomioida sähköjakeluyhtiöissä kasvavan maakaapeloinnin yhteydessä. (Korpinen, 2007. Sähkökoneet osa 1 & 2)

Laitteiden tarvitsema loisteho voidaan tuottaa paikallisesti kompensointilaitteiden avulla tai ottaa jakelujärjestelmän kautta kantaverkosta. Verkossa käytettävillä ilmajohdoilla ja maakaapeleilla on verrattain suuri kapasitanssi ja näin ollen loistehon pitkän matkan siirtäminen ei ole kannattavaa. Tuottaessa loistehoa paikallisesti kompensoinnin avulla voidaan vähentää johdoissa ja muuntajissa esiintyviä jännite-, teho- ja energiahäviöitä. Lisäksi yhtälöstä 2.1 nähdään, että loistehon siirto vähentää pätötehon siirtokykyä. Näiden syiden takia on kustannuksellisesti edullisinta tuottaa loistehoa mahdollisimman lähellä kulutuspistettä.

2.2 Yliaallot

Yliaallot jaetaan harmonisiin ja epäharmonisiin yliaaltoihin. Harmoniset yliaallot ovat perustaajuuden (50 Hz) kerrannaisia. Ne summautuvat verkkotaajuuden päälle ja aiheuttavat ylimääräisiä häviöitä laitteissa. Harmoniset aallot syntyvät epälineaaristen kuormi-

en verkosta ottamista virroista, jotka eivät ole sinimuotoisia. Tällöin säröytynyt virta aiheuttaa myös verkon yliaaltoimpedansseissa jännitteen säröytymisen. Tällaisia yliaaltoja aiheuttavia laitteita ovat esimerkiksi tasasuuntaajat, muuntajat ja loistelamput sekä monet tietokonelaitteet. Kuvassa 2.2 on esitetty ideaalinen sinimuotoinen aaltomuoto ja säröytynyt aaltomuoto. (Elovaara et al., 2011, Sähköverkot I)



Kuva 2.2. Ideaalinen sinimuotoinen aaltomuoto ja säröytynyt aaltomuoto. (Helsingin kasvatus, 1997, muokattu)

Epäharmonisia yliaaltoja syntyy erittäin epälineaarisissa laitteissa. Epäharmonisten yliaaltojen pääasiallisia aiheuttajia ovat staattiset taajuusmuuttajat, syklokonverterit ja induktiouunit. Näiden laitteiden ottama virta vaihtelee jännitejaksoista riippumattomasti eli niiden ottamat virrat eivät ole perustaajuuden kerrannaisia. Summautuessaan verkkotaajuuden päälle ne aiheuttavat verkkotaajuuden sinimuotoon joko alle tai yli 50 Hz:n jaksollista vaihtelua. Epäharmoniset yliaallot ovat kuitenkin hyvin harvinaisia eivätkä aiheuta mainittavia ongelmia nykypäivän verkossa. (Alanen et al., 2009; SFS-EN 50160, 2010)

2.2.1 Fourier-sarja

Ranskalaisen matemaatikon ja fyysikon Jean Baptiste Fourierin mukaan mikä tahansa jaksollinen aaltomuoto voidaan esittää äärettömänä summana eritaajuisia sini- ja kosinimuotoisia komponentteja. Tätä kutsutaan Fourier-sarjaksi keksijänsä mukaan. Näin

ollen myös säröytyneiden jännitteiden ja virtojen aaltomuodot voidaan esittää Fourier-sarjana. Funktio voidaan hajottaa komponentteihinsa käyttämällä Fourier-analyysiä, johon yliaaltojen matemaattinen käsittely perustuu. Jokainen jaksollinen funktio, joka on muotoa $F(t) = F(t + T)$, voidaan kehittää Fourierin sarjaksi, joka on muotoa (Hieta-lahti et al., 2006)

$$F(t) = \frac{a_0}{2} + \sum_{n=1}^{\infty} a_n \cos(n\omega_0 t) + \sum_{n=1}^{\infty} b_n \sin(n\omega_0 t) \quad (2.3)$$

missä

a_0 , a_n ja b_n ovat Fourier-sarjan kertoimia

n on yliaallon järjestysluku

ω_0 on perustaajuisen komponentin kulmanopeus

t on aika

Sarjan ensimmäistä termiä ($n=1$) kutsutaan perusaalloksi ja muita yliaalloiksi järjestyslukunsa mukaan siten, että ($n=2$) on toinen yliaalto ja niin edelleen. Perustaajuisen komponentin kulmanopeus on ω_0 , toisen harmonisen yliaallon kulmanopeus on $2\omega_0$, kolmannen harmonisen yliaallon kulmanopeus on $3\omega_0$ ja h :nen harmonisen yliaallon kulmanopeus on $h\omega_0$.

Fourier-sarjan kertoimet saadaan laskettua seuraavista yhtälöistä (Apiola, 2006)

$$a_0 = \frac{2}{T} \int_{-T/2}^{T/2} F(t) dt \quad (2.4)$$

$$a_n = \frac{2}{T} \int_{-T/2}^{T/2} F(t) \cos(n\omega_0 t) dt \quad (2.5)$$

$$b_n = \frac{2}{T} \int_{-T/2}^{T/2} F(t) \sin(n\omega_0 t) dt \quad (2.6)$$

missä

T on jaksonaika

$F(t)$ on jaksollinen epäsinimuotoinen funktio

n on yliaallon järjestysluku

ω_0 on perustaajuisen komponentin kulmanopeus

t on aika

2.2.2 Signaalin kokonaissärö

Signaalin kokonaissärökerroin THD (Total Harmonic Distortion) kertoo perusaaltoa suurempien taajuuksien kokonaismäärän ja se lasketaan neliösumman suhteellisista yliaalloista eli särökertoimista. (SFS-EN 50160, 2010)

$$\text{THD} = \sqrt{\sum_{n=2}^{\infty} \left(\frac{F_n}{F}\right)^2} \quad (2.7)$$

missä

F_n on n :nnen yliaallon komponentti

F on signaalin perustaajuuden tehollisarvo.

Standardi SFS-EN 50160 määrittelee harmonisille yliaaltojännitteille tietyt raja-arvot. Kokonaissärökertoimien raja-arvot esitetään alla olevassa taulukossa. Standardilaadussa riittää, kun 95 % yliaaltojännitteistä on kyseessä olevien rajojen alapuolella.

Taulukko 2.1. Harmonisten yliaaltojännitteiden sallitut raja-arvot liittymiskohdassa suhteessa perustaajuiseen jännitteeseen (SFS-EN 50160, 2010)

| Parittomat yliaallot | | | | Parilliset yliaallot | |
|----------------------|--------------------------|--------------------|--------------------------|----------------------|--------------------------|
| Kolmella jaottomat | | Kolmella jaolliset | | | |
| Järjestysluku (n) | Suhteellinen jännite (%) | Järjestysluku (n) | Suhteellinen jännite (%) | Järjestysluku (n) | Suhteellinen jännite (%) |
| 5 | 6,0 | 3 | 5,0 | 2 | 2 |
| 7 | 5,0 | 9 | 1,5 | 4 | 1 |
| 11 | 3,5 | 15 | 0,5 | 6...24 | 0,5 |
| 13 | 3,0 | 21 | 0,5 | | |
| 17 | 2,0 | | | | |
| 19 | 1,5 | | | | |
| 23 | 1,5 | | | | |
| 25 | 1,5 | | | | |

Yliaalloista on haittaa sekä jakeluverkolle että siihen kytketyille laitteille. Jakeluverkon tasolla yliaallot aiheuttavat lisähäviöitä, resonansseista johtuvia ylijännitteitä, suojaus-

järjestelmien virhetoimintoja ja ongelmia verkkokäskeyhjausten kanssa sekä virheitä energianmittauksessa. Lisähäviöt muuntajilla johtuvat yliaaltovirtojen seurauksesta kasvaneista kupari- ja hajakenttähäviöistä. Sen sijaan yliaaltojännitteet lisäävät muuntajien rautahäviöitä. Kaapeleissa ja johtimissa yliaallot aiheuttavat ongelmia lämpenemisen takia. Tahtimoottoreissa yliaallot aiheuttavat lämpenemän lisäksi myös mekaanista värähtelyä. (Falck et al., 2008)

Voimalaitoksen magnetointia säätämällä voidaan hallita loistehoa, mutta tämä ei riitä, sillä kulutus voi olla hyvinkin pitkän matkan päässä tuotannosta. Tuottamalla tai kuluttamalla loistehoa paikallisesti voidaan verkkoa käyttää tehokkaammin. Näin verkossa siirtyvän loistehon määrä pienenee, mikä pienentää häviöitä ja jännitteen alenemia. Lisäksi se tukee verkon pätötehon siirtokykyä. (Elovaara et al., 2011, Sähköverkot I)

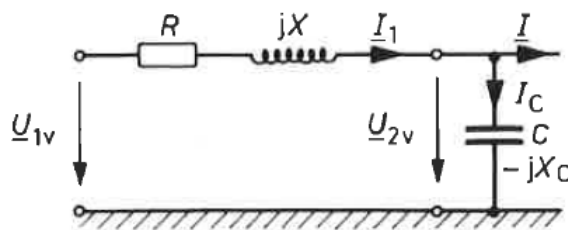
3. LOISTEHON KOMPENSOINTIIN JA YLIAALTOJEN SUODATUKSEEN KÄYTETYT RATKAISUMALLIT

Valtakunnallinen kantaverkkoyhtiö Fingrid on tähän asti mitannut loistehoa liittymispisteittäin, mutta tarkastelu on tapahtunut alueittain. Alueella voi olla eri verkkoyhtiöiden liittymispisteitä, jotka yhdessä kompensoivat toisiaan niin, että loistehon tarve ja kulutus on tarkasteluikkunan sisällä. Luvussa 6 kerrotaan lisää siitä, miten loistehon tarkasteluikkuna on laskettu. Tulevaisuudessa Fingridillä on aikomus tarkastella loistehon kulutusta ja tuottoa liittymispisteittäin. Tässä kappaleessa tarkastellaan loistehoa tuottavia ja kuluttavia tapoja sekä vertaillaan niiden toimintaa. Lisäksi luvussa perehdytään loistehotuotantoon voimalaitoksia hyödyntäen.

Kompensoinnilla pyritään saamaan verkossa esiintyvä loistehon tarve tai tuotto mahdollisimman pieneksi. Kompensointiratkaisuja on monia ja yleisimpiä kompensointitapoja sähköverkossa ovat sarjaan tai rinnan kytketyt kondensaattoriparistot. Kompensointi voidaan toteuttaa joko keskitetysti tai hajautetusti. Hajautetulla toteutuksella saadaan verkossa esiintyvä loisteho mahdollisimman pieneksi, sillä paristot asennetaan mahdollisimman lähelle kulutuspiistettä. On myös mahdollista tuottaa loistehoa generaattoreiden avulla, sillä loistehoa voidaan tuottaa pätötehon ohella. Sähköasemakompensointiin verrattuna pitkän siirtomatkan, pätötehon kannalta huonomman hyötysuhteen ja tuotetun loistehon korkeiden kustannusten takia loistehon tuotto generaattoreiden avulla ei tarkastella tässä diplomityössä. (Elovaara et al., 2011, Sähköverkot II)

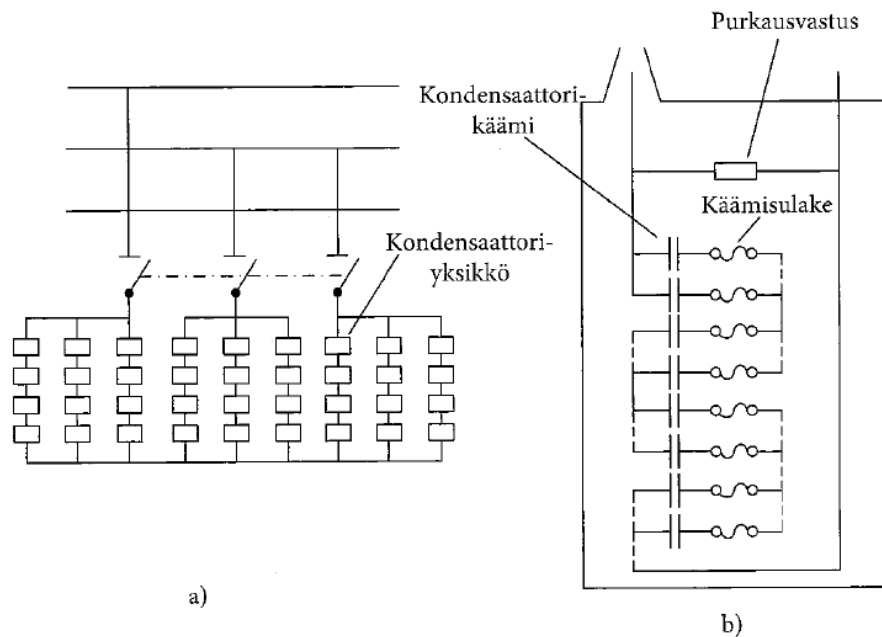
3.1 Rinnakkaiskondensaattori

Sähköverkossa käytetään tyypillisesti rinnakkaiskondensaattoriparistoja loistehon tuotantoon. Kuvassa 3.1 on esitetty johdon rinnakkaiskompensointi yksinkertaisuudessaan.



Kuva 3.1. Johdon rinnakkaiskompensointi. (Elovaara et al., 1988)

Kondensaattoriyksikössä on useita sarjaan ja rinnan kytkettyjä käämejä, joita on esitetty kuvassa 3.2. Kondensaattoriyksiköiden suojana käytetään Suomessa käämikohtaisia sisäisiä sulakkeita, jotka erottavat vioittuneet käämit verkosta. Käämikohtaisten sulakkeiden lisäksi koko paristo on varustettava pääsulakkeilla tai vastaavalla suojauksella. (Elovaara et al., 2011, Sähköverkot II)



Kuva 3.2. Suurjännitekondensaattoripariston ja a) kondensaattoriyksikön b) periaatteellinen rakenne. (Elovaara et al., 2011, Sähköverkot II)

Rinnakkaiskondensaattoriparistot kytketään mahdollisimman lähelle kulutuspistettä ja rinnakkaisreaktorit muuntajien 400/110/20 kV:n tertiäreihin. Reaktoreiden ansiosta johtoja ei tarvitse kytkeä irti pienen kuorman aikana. Suomessa kolmivaiheisten reaktoriyhmien teho on 63 MVar. Rinnakkaiskondensaattoriparistojen tehot vaihtelevat huomattavasti niiden sijoituspaikan mukaan 7 - 65 MVar. (Elovaara et al., 2011, Sähköverkot II)

Rinnakkaiskondensaattoripariston kehittämä loisteho Q_{rk} saadaan yhtälöstä

$$Q_{rk} = \omega C U^2 = \left(\frac{U}{U_R}\right)^2 Q_R \quad (3.1)$$

missä

ω = verkon kulmataajuus

C = kondensaattorin kapasitanssi

U = verkon jännite

U_R = kondensaattorin mitoitusjännite

Q_R = kondensaattorin mitoitusteho

Yhtälöstä 3.1 nähdään, että rinnakkaiskondensaattori soveltuu huonosti voimansiirron kompensointiin silloin, kun verkossa on vika. Vikatilanteessa verkon loisteho ja jännite pienenevät ja tämän seurauksena verkko tarvitsee loistehotukea. Lisäksi rinnakkaiskondensaattorin syöttämä loisteho laskee neliöllisesti, kun jännite laskee. (Elovaara et al., 2011, Sähköverkot II)

3.1.1 Rinnakkaiskondensaattorin ja sen oheislaitteiden valinta

Virran mahdollisten yliaaltokomponenttien takia kondensaattoripariston on kestävä jatkuva 1,3-kertainen mitoitusvirta lämpenemättä liikaa. Lisäksi on otettava huomioon kapasitanssin toleranssi, joka on $\pm 10\%$. Pariston kytkinlaitteiden, virtamuuntajien ja vastaavien laitteiden mitoitusvirta on valittava vähintään 43 % suuremmaksi kuin mitä pariston mitoitusteho edellyttää. Näiden ohella kondensaattorin valintaan vaikuttavat muun muassa kondensaattorin kytkennästä aiheutuvan jännitteenmuutoksen suuruus ja resonanssivaara. (Elovaara et al., 2011, Sähköverkot II)

Kytettäessä kondensaattori verkkoon verkon jännitteen määrä nousee seuraavan yhtälön mukaisesti

$$\frac{U'}{U_0} = \frac{1}{1 - \frac{Q_R}{S_k}} \quad (3.2)$$

missä

U' = Jännite kondensaattorin kytkennän jälkeen

U_0 = Jännite ennen kondensaattorin kytkentää

Q_R = Kondensaattorin mitoitusteho

S_k = Verkon oikosulkutehokondensaattorin kytkentäpisteessä

Yhtälöstä 3.2 nähdään, että mikäli kondensaattori on teholtaan liian suuri, niin myös äkillinen jännitteen muutos on suuri. Tämä ilmenee häiritsevänä valojen äkillisenä kirkastumisena. Yleensä jännitteenousu pyritään rajoittamaan kolmeen prosenttiin.

3.1.2 Resonanssitaajuuden vaikutus kondensaattorin valintaan

Kondensaattorin ja syöttävän verkon muodostama värähtelypiirin resonanssitaajuus f_{res} saadaan seuraavalla yhtälöllä

$$f_{res} = f_0 \sqrt{\frac{S_k}{Q_R}} \quad (3.3)$$

missä

f_0 = perustaajuus (50 Hz)

Kondensaattorin koon valinnassa tulee huomioida, ettei yhtälöstä 3.4 saatu resonanssitaajuus ole parittomien kolmella jaottomien yliaaltojen eikä myöskään mahdollisen verkkokäskyohjausjärjestelmän käyttämän lähetystaajuuden läheisyydellä. (Elovaara et al., 1988)

3.1.3 Sysäysvirran vaikutus kondensaattorin oheislaitteiden valintaan

Keskeinen ominaisuus rinnakkaiskondensaattorin kytkinlaitteelle on myös kytkinlaitteen sysäysvirran kestoisuus. Yksittäisen pariston tapauksessa sysäysvirta saadaan yhtälöstä (Elovaara et al., 2011, Sähköverkot II)

$$i = \sqrt{2} * I_R * \sqrt{\frac{S_k}{Q_R}} \quad (3.4)$$

missä

I_R = kondensaattorin mitoitusvirta

Q_R = Kondensaattorin mitoitusaste

S_k = Verkon oikosulkuteho kondensaattorin kytkentäpisteessä

Mikäli jo verkossa olevan pariston rinnalle kytketään toinen paristo, syntyy erittäin suuri katkaisijaa rasittavaa virta. Sysäysvirta on tällöin

$$i = \sqrt{\frac{2}{3}} * U * \sqrt{\frac{C_1 C_2}{C_1 + C_2} * \frac{1}{L_1 + L_2}} \quad (3.5)$$

missä

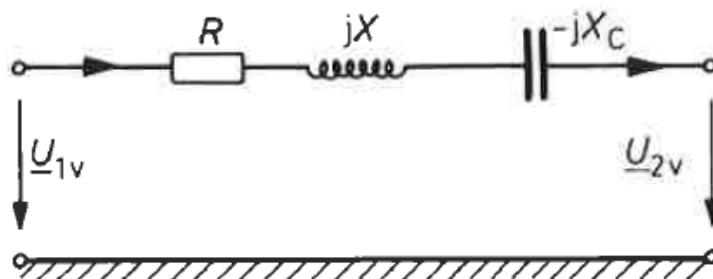
C_1, C_2 = kondensaattoreiden kapasitanssit

L_1, L_2 = kondensaattoriparistojen, niiden liitäntäjohtojen ja mahdollisten vaimennuskuristimien induktanssit.

Mikäli katkaisijan sysäysvirran kestoisuus ei riitä, virtaa voidaan rajoittaa vaimennuskuristimien avulla.

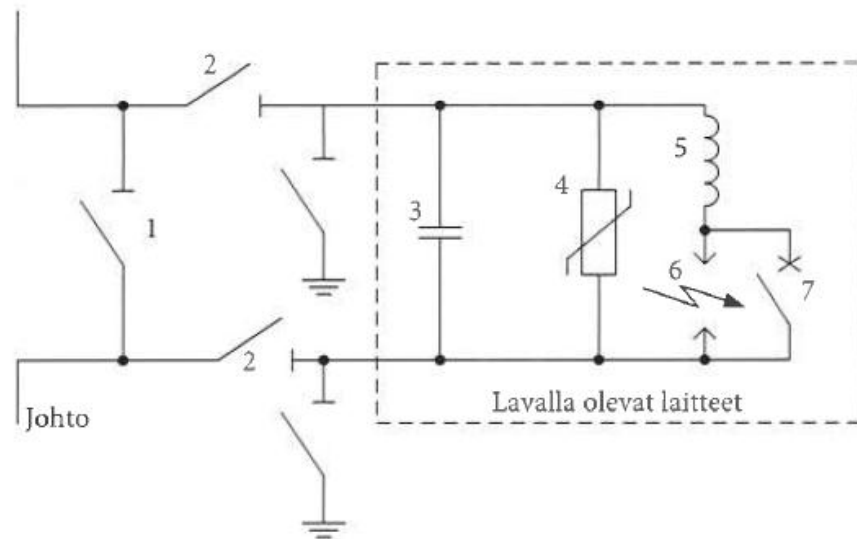
3.2 Sarjakondensaattori

Pitkillä voimansiirtojohtojen johdon reaktanssi asettaa rajan sille, kuinka suuri teho johdon kautta voidaan siirtää. Sarjakondensaattorilla voidaan pienentää johdon reaktanssia ja samalla suurentaa johdon siirtokykyä. Sarjakondensaattori kytketään johdon kanssa sarjaan, jolloin se pienentää johdon päiden välistä induktiivista reaktanssia. Tällöin loishäviöt pienenevät ja johdon tehonsiirtokapasiteettia voidaan käyttää paremmin päätötehon siirtoon. Kuvassa 3.3 on esitetty johdon sarjakompensointi yksinkertaisuudessaan. (Elovaara et al., 2011, Sähköverkot II)



Kuva 3.3. Johdon sarjakompensointi (Elovaara et al. 1988)

Periaatteessa sarjakondensaattori on samantapainen kondensaattoriyksiköistä koottu paristo kuin rinnakkaiskondensaattorikin. Ainoastaan sen verkkokytkeä ja suojaus ovat toisenlaisia. Sarjakondensaattorin pääosat esitellään kuvassa 3.4.



Kuva 3.4. Sarjakondensaattorin pääosat: 1) ohituserotin, 2) paristoerotin, 3) kondensaattori, 4) varistori, 5) vaimennuspiiri, 6) kipinäväli, 7) ohituskatkaisija. (Elovaara et al., 2011, Sähköverkot II)

Sarjakondensaattori liitetään verkkoon ohitus- ja paristoerottimien avulla, jotta se pystytään tarvittaessa erottamaan verkosta ilman, että koko siirtoyhteys otetaan pois verkosta pidemmäksi ajaksi. Itse kytkennät tapahtuvat ohituserotinta ohjaamalla. Kun kompensointikondensaattori on verkossa, ohituserotin on auki. Erotin suljetaan erilaisissa vikatilanteissa tai kun halutaan tilapäisesti ohittaa koko sarjakondensaattori. (Elovaara et al., 2011, Sähköverkot II)

Sarjakondensaattorin tuottama loisteho Q_{sk} on verrannollinen johdossa kulkevaan kuormitusvirtaan seuraavan yhtälön mukaisesti (Elovaara et al., 2011, Sähköverkot II)

$$Q_{sk} = 3 * X_{sk} * I^2 \quad (3.6)$$

missä

X_{sk} = sarjakondensaattorin reaktanssi

I = kuormitusvirta

Sarjakompensoinnin etuna on sen itsesäätyvyys. Koska sarjakompensoinnilla tuotettu loisteho on verrannollinen virran neliöön yhtälön 3.7 mukaisesti, säätyy pariston kompensointiteho automaattisesti linjan kuormituksen vaihdellessa. (Elovaara et al., 2011, Sähköverkot II)

Sarjakompensoinnin haasteena on lähistöllä sattuvat vikojen vikavirrat. Vikavirrat kulkevat sarjakondensaattorin kautta aiheuttaen ylijännitteitä, jotka on purettava monimutkaisella ylijännitesuojajärjestelyillä. (Elovaara et al., 2011, Sähköverkot II)

Sarjakondensaattorin suojaaminen kaikilta mahdollisilta ylijännitteiltä siten, että kompensointitoiminta ei kokonaan keskeydy, tulisi näin ollen hyvin kalliiksi. Tämän takia on tapana jakaa viat kahteen luokkaan sen mukaan, missä viat tapahtuvat sarjakompensoituun johtoon nähden. Sisäiset viat (internal faults) ovat sarjakompensoidulla johdolla sattuvia vikoja ja ulkoiset viat (external faults) ovat kompensoidun johdon ulkopuolisessa verkossa sattuvia vikoja. Sisäisissä vioissa vikavirrat kohoavat yleensä niin suuriksi, että sekä kondensaattori että varistori on ohitettava kipinävälin avulla jo vian aikana. Ulkoisissa vioissa on tavoitteena, että kondensaattori on heti käytettävissä, kun vika poistuu. (Elovaara et al., 2011, Sähköverkot II)

Sarjakompensoinnin yhteydessä puhutaan usein kompensoimisasteesta. Kompensoimisaste tarkoittaa sitä, kuinka suuren osuuden johdon induktiivisesta reaktanssista sarjakompensointitoiminta kompensoi. Pitkillä siirtojohdoilla tämä on tyypillisesti 40 – 70 %. Kompensoimisastetta saattaa rajoittaa sarjakompensoinnin vaikutus johdon jänniteprofiiliin, sillä sarjakondensaattorin kohdalla johdon jännite maata vastaan nousee äkillisesti ja tästä seuraava jännite voi nousta suuremmaksi kuin verkon suurin sallittu käyttöjännite. (Elovaara et al., 2011, Sähköverkot II)

3.3 Reaktorit

Voimansiirtoverkossa tarvitaan kondensaattoreiden lisäksi rinnakkaiskuristimia eli reaktoreita loistehotasapainon ylläpitämiseen. Reaktoreilla kompensoidaan pienen kuorman aikana johtojen kehittämä ylimääräinen loisteho. Reaktorin kuluttama loisteho Q_{reak} saadaan yhtälöstä

$$Q_{reak} = \left[\frac{U}{U_R}\right]^2 * Q_R \quad (3.7)$$

missä

U = verkon jännite

U_R = reaktorin mitoitusjännite

Q_R = reaktorin mitoitusteho

Suurjänniteverkossa käytetään tyypillisesti kondensaattoriparistoja, jotka kompensoivat kulutuksen ottamaa loistehoa. Kondensaattoreita ohjataan pääasiassa jännitesäätäjillä, jotka saavat ohjauksensa 110 kV jännitteestä. Poikkeustilanteessa, kun jännitteestä ei saada riittävää ohjauksiteoriä verkon jännitteen ollessa lähes vakaa, ei voida käyttää jännitesäätäjäohjausta. Tällöin on mahdollista käyttää kello- tai käsiohjausta. Kello-ohjaus on paikanpäällä tehtävä toimenpide, mutta käsiohjaus voidaan suorittaa sekä paikanpäällä että kauko-ohjauksena piirivalvomoista. Kolmas tapa kompensoinnin säätämiseen on käyttää hyväksi loisvirran mittaustietoa. (Mörsky et al., 1994)

Aikaisemmin suurjänniteverkossa käytettiin synkronikompensoittajia, jotka olivat verkkoon kytkettyjä ja kuormimattamattomia yli- tai alimagnetoituja tahtimoottoreita. Tällöin samalla laitteella sekä tuotettiin että kulutettiin loistehoa. (Elovaara et al., 2011, Sähköverkot II)

3.4 Estokelaparistot

Yliaaltoisessa verkossa käytetään kompensoinnissa rinnakkaiskondensaattoripariston sijasta joko estokelalla varustettua kondensaattoriparistoa tai yliaaltosuodatinta. Estoparistoa käytettäessä vältetään resonanssiipiirien syntyminen verkon induktanssien ja kondensaattorin kapasitanssien välille. Mikäli resonanssiipiiri pääsisi syntymään, kondensaattorin resonanssitaajuudelle osuvat yliaaltovirrat vahvistuisivat jopa 20-kertaiseksi. Resonanssin aiheuttama virtasäro pahentaa myös verkon jännitteen säröytymistä. Estokelapariston käyttöä suositellaan tilanteissa, joissa jännitteen harmoninen kokonaissäro ylittää 3 %:n tason, mutta jännitteenlaatu on yliaalloista huolimatta kohtuullinen. Estokelaparistoa käytetään keskitetysti kompensointiin niin pien- kuin keskijännitetasossakin. (Hietalahti et al., 2006; Elovaara et al., 2011, Sähköverkot II)

3.5 Yliaaltosuodattimet

Estokelaparistojen tavoin yliaaltosuodattimia käytetään verkoissa, joissa on paljon yliaaltolähteitä. Mikäli jännitesärö on suurempi kuin 5 %, on perustaajuisten loistehon kompensointi ja yliaaltojen suodatus toteutettava estokelapariston sijaan jollakin suodattimella, kuten yliaaltosuodattimella. Yliaaltosuodattimen etuna on tarvittavan loistehon tuoton lisäksi yliaaltovirtojen poisto verkosta. Tämä vaikuttaa sähkön laatuun, kun jännitesärön määrä vähenee. (Hietalahti et al., 2006)

3.6 Aktiivisuodattimet

Aktiivisuodattimella tarkoitetaan laitteistoa, jolla pystytään muuttamaan suodatusta verkon sen hetkisen yliaaltotilanteen vaatimalle tasolle. Passiivinen suodatin suodattaa vain ennalta määräytyt yliaallot. Aktiivisten suodattimien toiminta perustuu verkon yliaaltojen mittaukseen ja näiden kanssa vastaavansuuruisen, mutta 180 ° vaihesiirrossa olevan, virran tuottamiseen. Tämä suodattimen tuottama virta kumoaa alkuperäisen yliaaltovirran. Aktiivisuodatin pystyy suodattamaan myös taajuudeltaan muuttuvia yliaaltoja sen nopean vasteen takia. (Hietalahti et al., 2006)

Aktiivisuodattimien etuja ovat sen mahdollisuus suodatukseen ilman loistehon tuotantoa, useampien taajuuksien yhtäaikainen suodatus ja rinnakkaisresonanssivaaran välttäminen sekä pieni fyysinen koko. Lisäksi aktiivisuodattimella voidaan kompensoida nol-lajohtoon summautuvat yliaallot, kuten 3. harmoninen yliaalto, ja aktiivisuodattimen toiminnan kannalta kompensoitavan virran suunnalla tai käyrämuodolla ei ole merkitystä. Haittapuolina aktiivisuodattimilla on niiden kalliimpi hinta verrattuna passiivisuodattimiin sekä puolijohdekomponenttien rajallinen suorituskyky. (Hietalahti et al., 2006)

3.7 Voimalaitos

Voimalaitoksia voidaan hyödyntää loistehotuotannon ohella myös ylimääräisen loistehon kulutukseen. Loistehon tarpeen muutokset voidaan kompensoida generaattorin magnetointia muuttamalla. Tästä palvelusta on verkkoyhtiönkohtaisesti maksettu korvausta tuotetusta loisenergiasta sen mukaan, miten paljon tuotto vähentää voimalaitosten pätötehon tuotantoa. (Mörsky et al., 1994)

3.8 Maakaapeleiden ja ilmajohtojen vaikutus loistehotasapainoon

Verkon maakaapelit ja ilmajohtot vaikuttavat omalta osaltaan verkon loistehotasapainoon. Siirtojohdon loistehon tarve määräytyy pätötehon mukaan. Niissä syntyvät loistehohäviöt ja loistehon tuotanto voidaan laskea seuraavasti

$$Q_{lt} = Q_t - Q_{ku} = \omega CU^2 - 3XI^2 = \omega CU^2 - 3\omega LI^2 \quad (3.8)$$

missä

Q_{lt} = loistehotase kaapelissa tai johdossa

Q_t = loistehon tuotanto

Q_{ku} = loistehon kulutus

Yhtälöstä 3.8 nähdään, että siirtojohdon kuluttama loisteho Q_{ku} on verrannollinen virran neliöön. Sen sijaan siirtojohdon tuottama loisteho Q_t on puolestaan verrannollinen jännitteen neliöön. Verkossa jännitetaso pyritään pitämään mahdollisimman vakaana, joten johdon loistehon tuotanto on lähes vakio. Sen sijaan verkossa kulkevan virran suuruus on riippuvainen kuormituksesta. Näin ollen kaapeleiden ja johtojen loistehotase vaihtelee kuormituksen mukaan. (Repo, 2000)

Taulukossa 3.1. on esitetty tyypillisiä suurjännitejohtoja ja niiden ominaisarvoja. Johdon kuormitusvirta ja käyttölämpötila vaikuttavat johdon resistanssiin. Lisäksi resistanssin arvo vaihtovirralla on suurempi kuin tasavirralla johtuen virranahdosta ja johtimien läheisyydestä.

Taulukko 3.1. Suurjännitejohtojen ominaisarvoja. (Elovaara et al., 2011. Sähköverkot I)

| | 110 kV | | | | | 400 kV | |
|-------------------|----------|---------|--------|--------|--------|---------|---------|
| | Suursavo | Ostrich | Duck | 2-Duck | 2xDuck | 2-Finch | 3-Finch |
| R [Ω /km] | 0,268 | 0,188 | 0,096 | 0,048 | 0,096 | 0,026 | 0,0171 |
| X [Ω /km] | 0,412 | 0,41 | 0,409 | 0,3 | 0,383 | 0,33 | 0,291 |
| B [μ S/km] | 2,81 | 2,84 | 2,808 | 3,788 | 2,994 | 3,57 | 4,04 |
| C [μ F/km] | 0,0089 | 0,009 | 0,0089 | 0,01 | 0,0095 | 0,011 | 0,013 |

Taulukossa 3.1 merkintä 2-Duck tarkoittaa nippujohdinta, joka koostuu kahdesta Duck-osajohdimesta. Merkintä 2xDuck tarkoittaa puolestaan kaksoisjohtoa, eli pylväällä on kaksi erillistä samanlaista virtapiiriä, joista kummassakin kukin vaihejohdin muodostuu yhdestä Duck-johdimesta. Taulukosta myös nähdään, että 400 kV:n johdoissa reaktanssi on jopa kymmenkertainen resistanssiin nähden ja 110 kV:n johdoissa suhde on vajaa neljä. Tämä selittyy lähinnä resistanssin muutoksella, sillä pituutta kohti laskettu reaktanssi ei vaihtele paljonkaan jännitteen mukana. Sitä vastoin resistanssi putoaa puoleen, kun käytetään kahta osajohdinta yhtä vaihetta kohti ja kolmannekseen, kun käytetään kolmea osajohdinta vaihetta kohti. (Elovaara et al., 2011. Sähköverkot I)

3.8.1 Luonnollinen teho

Johdon luonnolliseksi tehoksi sanotaan pätötehoa, jolla johdon tuottama ja kuluttama loisteho ovat yhtä suuret. Tällöin johdon jännite ja virta muuttuvat tasaisesti siirryttäessä kohti johdon alkupäätä. Myös niiden vaihe muuttuu suoraan verrannollisena etäisyyteen johdon lopusta. Luonnollisella teholla käyvän johdon induktanssin ja kapasitanssin loistehot ovat yhtä suuret ja vastakkaismerkkiset, ja siksi ne kumoavat eli kompensoivat toisiaan. Mikäli johto toimii aliluonnollisella tehoalueella, niin se tuottaa enemmän loistehoa kuin kuluttaa. Tämä on yleistä pitkillä siirtojohdoilla, minkä perässä on suhteellisen pienet kuormat ja johto on suurimman osan ajasta tyhjäkäynnillä. Avojohtoja pyritään käyttämään mahdollisimman taloudellisesti eli johdot käyvät ylikuonnollisella teholla ja kuluttavat enemmän loistehoa kuin tuottavat. (Repo, 2000)

3.9 Kompensointilaitteen kytkeminen

Kohdeverkon kompensointilaitteella on sähköverkon kannalta muutamia haittavaikutuksia. Kompensointilaitteen kytkeminen verkkoon muuttaa heti kytkentäkohdan jännitettä. Jännitteen muutoksen suuruus riippuu kytkentäkohdan oikosulkutehosta ja kompensointilaitteen tehosta. Solmupisteessä tapahtuva jännitteen muutosarvio voidaan laskea kaavasta (Mörsky et al., 1994)

$$\frac{\Delta U}{U_0} = \frac{Q_k}{S_k + Q_k} \quad (3.9)$$

missä

ΔU = jännitteen muutos

U_0 = jännite ennen kompensointilaitteen kytkentää

Q_k = kompensointilaitteen loisteho

S_k = oikosulkuteho kytkentäpaikassa.

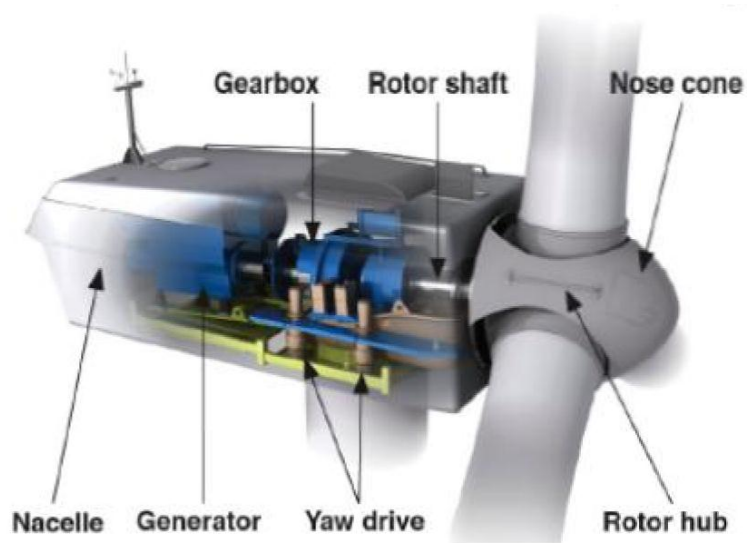
Jännite jakeluverkossa pyritään pitämään mahdollisimman tasaisena ja muutokset tulee korjata mahdollisimman nopeasti. Kompensointilaitteiden liittämisestä ja irrottamisesta johtuvaa jännitetason nousua ja laskua tasataan sähköaseman käämikytkimen avulla. Käämikytkin toimii jännitteen asetteluarvon ja mitatun arvon välisen virheen seurauksena. Kun jännitevirhe on riittävän suuri ja se on kestänyt kauemmin kuin aseteltu viive, muuttaa käämikytkin asentoaan. Tällä tavoin jännite saadaan pidettyä halutuissa rajoissa kytkennän jälkeen. Mikäli kompensointilaitetta kytketään päälle ja pois useasti, vaikuttaa tämä selkeästi käämikytkimen käyttöikää lyhentävästi. (Repo, 2000)

4. TUULIVOIMA

Kasvavan uusiutuvien energialähteiden kysynnän myötä tuulivoiman suosio Suomessa on kasvanut Suomen tuulivoimayhdistys ry:n mukaan. Pätötehon lisäksi tuulivoimaloilla voidaan tuottaa ja kuluttaa loistehoa. Näin ollen tuulivoimaloilla on suuri vaikutus verkon loistehotasapainoon. Tässä kappaleessa on käsitelty tuulivoimaloiden toimintaperiaatteita, niiden haasteita liittyen tuulisähkön tuotantoon ja mahdollista hyödyntämistä loistehotasapainon hallintaan.

4.1 Tuulivoimalan toimintaperiaate

Tuuliturbiinin pääkomponentit ovat torni, kolmilapainen roottori, vaihteisto ja generaattori. Kuvassa 4.3 on esitetty tuuliturbiinin läpileikkaus.



Kuva 4.3. Tuuliturbiinin pääkomponentit. (Kässi et al., 2013)

Tuuliturbiinin toimintaperiaate perustuu siihen, että turbiini suunnataan tuuleen kääntökoneistonsa avulla. Tavallisesti tuulivoimalaitos vaatii käynnistyäkseen 3,5 m/s tuulen nopeuden, mutta tämä riippuu hieman tuuliturbiinimallista. Roottorin teho P_r lisääntyy nopeasti tuulen nopeuden kasvaessa alla olevan yhtälön mukaisesti

$$P_r = \frac{1}{2} c_p \rho A u^3 = \frac{1}{2} c_p \rho \pi r^2 u^3 \quad (4.1)$$

missä

c_p = roottorin tehokerroin, parhaimmillaan 0,5

ρ = ilman tiheys

r = roottorin säde

u = tuulen nopeus

Yhtälöstä 4.1 nähdään, että tuulivoimalla on hyvin suuri vaikutus roottorin tehoon. Roottori ei kuitenkaan saa pyöriä hallitsemattomasti suurilla tuulen nopeuksilla. Kun tuulen nopeus kasvaa 15 – 25 m/s, tehoa joudutaan yleensä rajoittamaan passiivisella sakkaussäädöllä tai aktiivisella lapakulmien säädöllä. Yleensä laitos joudutaan pysäyttämään yli 25 m/s tuulen nopeuksissa, jotta vältetään laiteaurioita. Tuulipuiston tuotanto pysäytetään portaittaisesti asettamalla turbiinit pysähtymään hieman eri tuulen nopeuksilla. Tällöin voimajärjestelmän kokema tuotantotehon aleneminen ei ole yhtä nopea kuin jos koko tuotanto pysäytetään kerralla. Keskimääräinen tuulivoimalan käyttöikä on 20 – 30 vuotta voimaloiden käyttöasteesta ja kunnossapidosta riippuen. (Kässi et al., 2013; Motiva Oy, 2013)

4.2 Tuulivoiman vaikutus voimajärjestelmään

Tuulivoimalaitokset rakennetaan sinne missä on suotuisat tuuliolosuhteet ja taloudellisesti kannattava rakentaa. Lisäksi erilaiset ympäristötekijät vaikuttavat tuulivoimaloiden rakentamiseen. Näin ollen suuret tuulivoimalat sijaitsevat usein kaukana kulutuspaikoista, kuten rannikoilla. Tämä lisää siirtotehon kasvua siirtoverkossa, mikä kasvattaa johdon siirtohäviötä. Vastaavasti, mikäli kulutus on lähellä tuotantoa, johdon siirtohäviö on pienempi.

Siirto- tai jakeluverkkoon liitetty tuulipuisto vaikuttaa tehon virtaukseen verkossa ja siten myös verkon jännitteeseen. Näin ollen tuulipuistoilla on oltava kyky säätää oman liitäntäpisteensä jännitettä tai verkkoon on liitettävä tahtigeneraattori, joka kompensoi tuulipuiston aiheuttamat jännitteenmuutokset. Muutoin jännitetaso ei pysy sallittujen rajojen sisäpuolella ja verkon jännitestabiilius menetetään.

Siirtoverkossa resistanssi on tyypillisesti hyvin pieni ja induktanssi hyvin suuri. Tällöin kahden solmupisteen väliseen jänniteeroon vaikuttaa suuresti pisteiden välillä kulkeva

loisteho. Tämän vuoksi generaattorit ylläpitävät jännitestabiilia loistehon avulla. Käytännössä tämä tarkoittaa sitä, että tahtigeneraattori tuottaa loistehoa ja kuluttaa sitä riippuen vallitsevasta jännitetasosta. Yksi tuuliturbiinin pääkomponenteista on generaattori, jonka hyötyä tarkastellaan loistehon säädössä. (Mäkinen, 2009)

4.3 Tuulivoiman haasteet ja sijoittaminen

Tuulivoimatuotannolle on ominaista epävarmuus tulevasta tuotantomäärästä, sillä tuulivoiman sähkötuotanto on riippuvainen tuulen suunnasta ja voimakkuudesta. Lisäksi tuulivoiman tuotantoteho saattaa muuttua hyvin suuresti lyhyellä aikavälillä. Näin ollen järjestelmässä on oltava riittävän tuotantotehon ja -energian takaamiseksi varakapasiteettia ja tuulivoimaloiden tehovaihteluiden hallintaa varten tehonsäätökapasiteettia. Tuulivoiman hyödyntämisessä on otettava huomioon myös se, että tuulivoima on rakennettava sinne missä on taloudellisesti kannattavaa rakentaa ja missä ympäristötekijät sen sallivat. Tuulivoiman tuulituotannon suuren vaihtelun vuoksi Fingrid on pyrkinyt huomioimaan tuulivoimaloiden verkkovaikutuksia asettamalla tuulivoimatuotannolle omat verkkoon liittymisehdot. Seuraavissa kappaleissa on selitetty tuulivoiman toimintaperiaatteita sekä tuulivoiman vaikutusta voimajärjestelmään.

4.3.1 Voimalaitosten järjestelmätekniiset vaatimukset (VJV)

Voimalaitosten järjestelmätekniiset vaatimukset koskevat niitä Suomen sähköjärjestelmään kytkettyjä tai kytkettäviä voimalaitoksia, joiden mitoitusteho on vähintään 0,5 MW. Fingrid on luokitellut voimalaitokset neljään teholuokkaan. (VJV2013, 2013)

- Teholuokka 1: Mitoitusteho on vähintään 0,5 MW mutta alle 10 MW.
- Teholuokka 2: Mitoitusteho on vähintään 10 MW mutta alle 25 MW.
- Teholuokka 3: Mitoitusteho on vähintään 25 MW mutta alle 100 MW.
- Teholuokka 4: Mitoitusteho on vähintään 100 MW. Lisäksi tähän teholuokkaan kuuluvat ne mitoitusteholtaan vähintään 10 MW:n voimalaitokset, jotka liittyvät Lapissa Valajaskosken ja Pirttikosken 220 kV:n sähköasemien Isoniemen ja Kokkosnivan johtolähtöjen takana sijaitsevaan sähköverkkoon.

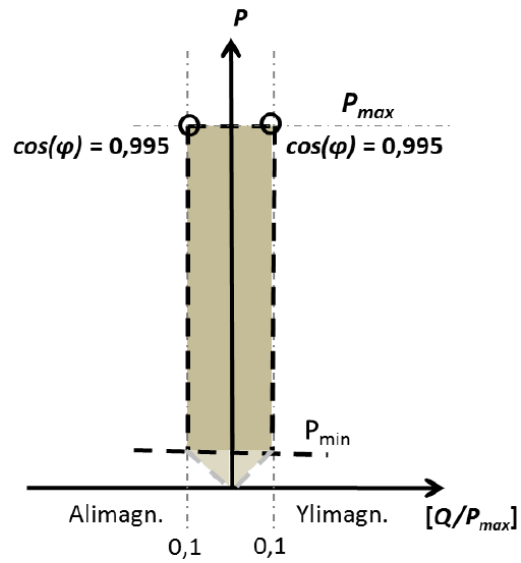
4.3.2 Voimalaitoksien taajuuden ja pätötehon säätö

Teholuokka 1:n tuulivoimalaitoksille ei ole määritetty taajuuden ja pätötehon säätöön liittyviä vaatimuksia. Mikäli voimalaitoksen ominaisuuksiin kuuluu pätötehon ja taajuuden säätöön liittyviä toiminnallisuksia, on Fingridillä oikeus hyödyntää tarvittaessa näitä toiminnallisuksia. Sama oikeus pätee myös teholuokkaan 2, 3 ja 4 kuuluviin tuulivoimaloihin. Teholuokkiin 2, 3 ja 4 luokitellut voimalaitokset on varustettava laitteilla, joilla tehoa ja tehon muutosnopeutta voidaan säätää. Voimalaitoksen tehosäädön tulee mahdollistaa pätötehon asettaminen manuaalisesti sekä pätötehon säätäminen taajuusmittauksen perusteella eli taajuussäädöllä. (VJV2013, 2013)

Voimalaitoksen ja sen generaattoreiden pätötehon tuotannon muutosnopeutta on pystyttävä rajoittamaan. Mikäli tuulen voimakkuus heikkenee nopeasti, ei tehon muutosnopeutta tarvitse rajoittaa. Tehon muutosnopeutta tulee kyetä rajoittamaan, mikäli pätötehon rajoittimen asetteluarvoa lasketaan. Voimalaitoksen pätötehon tuotantoa on pystyttävä säätämään alaspäin 100 prosentista 20 prosenttiin mitoitustehosta alle viidessä sekunnissa. Lisäksi tuulivoimalaitoksen tuuliturbiinigenaattorit eivät saa pysähtyä yhtä aikaa suuren tuulennopeuden vuoksi. Pysäytys tulee toteutua porrastetusti ja porrastuksen tulee perustua tuuliturbiinigenaattoreiden kykyyn toimia turvallisesti voimakkaalla tuulella. Voimalaitoksen tuotannon automaattisesta aloittamisesta sähköverkosta irtikytkemisen jälkeen on sovittava erikseen liittymispisteen verkonhaltijan kanssa. (VJV2013, 2013)

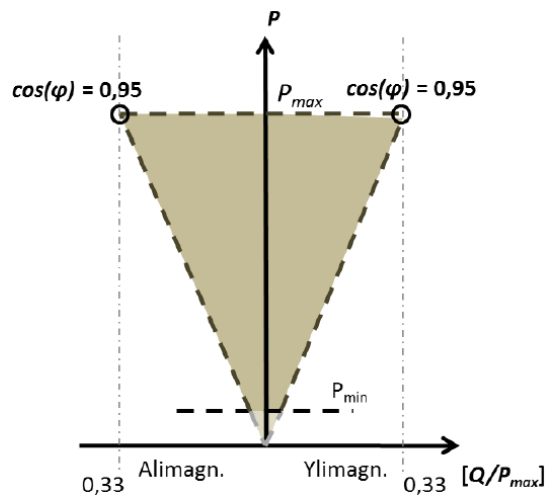
4.3.3 Loistehokapasiteetti

Pätötehon säädön lisäksi tuulivoimalaitoksilla tulee olla loistehokapasiteetti. Liittymispisteen verkonhaltija asettaa loistehokapasiteettivaatimuksen teholuokan 1 tuulivoimalaitoksille. Teholuokan 2 tuulivoimalaitosten on kyettävä tuottamaan ja kuluttamaan loistehoa Q toimiessaan mitoitusteholla P_{\max} yli- tai alimagnetoina tehokertoimella 0,995. Kuvassa 4.1 on esitetty tämä loistehokapasiteettialue. (VJV2013, 2013)



Kuva 4.1. Loistehokapasiteettivaatimukset teholuokan 2 tuulivoimalaitoksille.

Teholuokkien 3 ja 4 tuulivoimalaitosten on täytettävä muuten teholuokan 2 vaatimukset, mutta loistehokapasiteettivaatimus on erilainen ja se on kuvattu seuraavasti. Voimalaitoksen tulee kyetä tuottamaan ja kuluttamaan loistehoa Q minimitehonsa ja mitoitustehonsa rajaamalla toiminta-alueella yli- tai alimagnetoituna tehokertoimella 0,95. Kuvassa 4.2 on esitetty tämä loistehokapasiteettialue. (VJV2013, 2013)



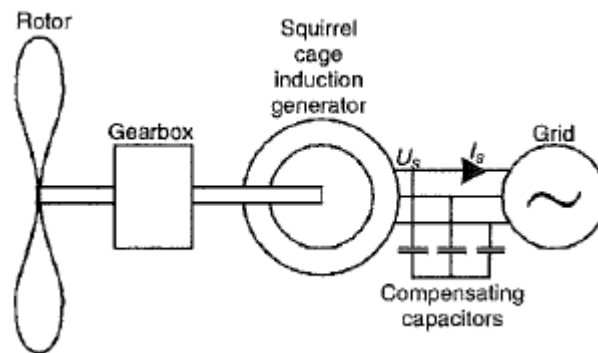
Kuva 4.2. Loistehokapasiteettivaatimukset teholuokan 3 ja 4 tuulivoimalaitoksille.

4.4 Yleisimmät tuulivoimalaratkaisut

Seuraavissa kappaleissa on esitetty kolme yleisintä tuulivoimalaratkaisua. Nämä ratkaisut ovat kiinteänopeuksinen tuulivoimala, kaksoissyötetty tuulivoimala ja täystehotajuusmuuttajalla varustettu tuulivoimala.

4.4.1 Kiinteänopeuksinen tuulivoimala

Kuvassa 4.4 on esitetty kiinteänopeuksinen tuulivoimalamalli, jossa on häkkikäännetty epätahtigeneraattori.



Kuva 4.4. Kiinteänopeuksinen tuulivoimalamalli. (Mäkinen, 2009)

Tässä ratkaisumallissa oikosulkukone kytketään suoraan sähköverkkoon muuntajan välityksellä ja se pyörii kiinteällä nopeudella. Roottorin pyörimisnopeus säädetään vaihteen avulla generaattorille sopivaksi. Kiinteänopeuksinen tuulivoimala käyttää oikosulkugeneraattoria, joka ottaa magneetointia varten tarvitsemansa loistehon staattorin kautta syöttävästä verkosta. Loistehon kulutuksen määrään vaikuttavat napajännite, tuotettu pätöteho ja roottorin pyörimisnopeus, minkä takia loistehon syöttöä ei voida säätää. Näin ollen oikosulkugeneraattoria ei voida käyttää jännitteen säätöön, koska se kuluttaa loistehoa. (Mäkinen, 2009)

Oikosulkukoneen loistehon kulutus saattaa olla ongelmallista tuulivoimakäytössä, sillä sen ottama loisteho saattaa aiheuttaa suuria jännitehäviöitä. Tämän vuoksi oikosulkugeneraattorin rinnalle asennetaan usein kompensointikondensaattorit pienentämään tätä jännitehäviötä ja vähentämään verkossa siirrettävän loistehon määrää. Kondensaattorin lisääminen parantaa tuulivoimalan liitäntäpisteen jännitettä, mutta ei tarjoa jännitteen-

säätömahdollisuutta tuulivoimalalle. Kiinteänopeuksiselle tuulivoimalalle saadaan jännitteensäätökykyä lisäämällä sen rinnalle ohjattavissa oleva loistehonlähde, kuten esimerkiksi STATCOM tai SVC. (Mäkinen, 2009; Iliadis et al., 2013)

Staattisessa loistehon kompensattorissa (static var compensator) on rinnakkain kytkettynä kondensaattori ja reaktori. Kytkennässä voi olla myös pelkästään kondensaattori kelan rinnalla, jossa vain kela ohjataan tyristoreilla. Tyristoreja ohjaamalla staattisen kompensattorin reaktanssia pystytään säätämään. Staattinen loistehon kompensattori voi vaikuttaa sähköverkon jännitteeseen loistehon kulutuksella tai tuottamisella. SVC-laitteen perusyhtälö on

$$\underline{I}_{SVC} = j\underline{U}_{SVC} * B_{SVC} \quad (4.2)$$

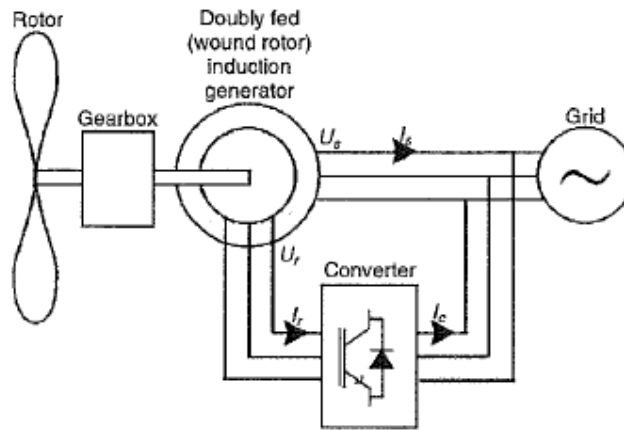
Yhtälön 4.2 susceptanssille voidaan kirjoittaa yhtälö $B_{SVC} = j(\omega C(t) - 1/\omega L(t))$. Yhtälöstä nähdään, että susceptanssi arvo on riippuvainen loistehon kulutuksesta ja tuotosta. (Elovaara et al., 2011, Sähköverkot I)

Staattista loistehon kompensattoria voidaan parantaa jännitelähdesuuntaajalla. Tällä tavoin saadaan aikaan säädettävä rinnakkaiskompensointi, jonka toiminta-alue on verkkojännitteestä riippumaton. Tällainen laite on nimeltään STATCOM, joka tulee sanoista static synchronous compensator. Laitetta on kutsuttu suomen kielellä tavallisesti staattiseksi loistehogeneraattoriksi tai staattiseksi tahtikompensaattoriksi. STATCOMilla voi tuottaa tai kuluttaa loistehoa, koska laite koostuu puolijohdekomponenteista, jotka voidaan syyttää tai sammuttaa halutulla rytmillä. Näin STATCOMin jännitteen suuruutta voidaan muuttaa ja voidaan vaikuttaa myös siihen, ottaako laite loistehoa verkosta vai tuottaako se loistehoa verkkoon. (Elovaara et al., 2011, Sähköverkot I)

4.4.2 Kaksoissyötetty tuulivoimala

Kaksoissyötetyssä tuulivoimalamallissa (DFIG, Doubly fed induction generator) on kaksoissyötetty epätahtigeneraattori, jonka roottoriipiiri on kytketty verkkoon taajuusmuuttajan välityksellä staattoriipiirin ollessa kytkettynä suoraan verkkoon. Tämä mahdollistaa pyörimisnopeuden muutoksen $\pm 30\%$:iin synkronisen pyörimisnopeuden ym-

pärillä. Myös tässä tuulivoimalamallissa tarvitaan vaihdelaatikko toiminnan takaamiseksi. Kuvassa 4.5 on esitetty kaksoissyötetty tuulivoimalamalli. (Farin et al., 2009)



Kuva 4.5. Kaksoissyötetty tuulivoimalamalli. (Mäkinen, 2009)

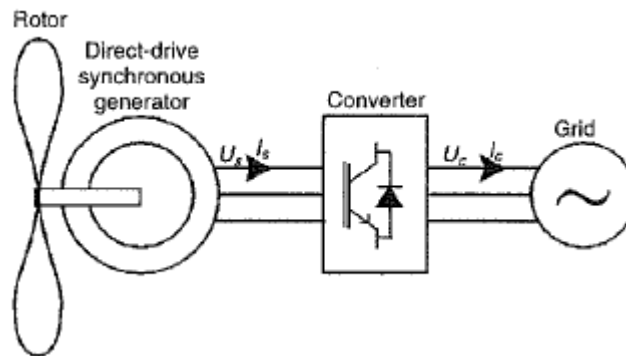
Tässä ratkaisumallissa osa generaattorin tuottamasta tehosta kulkee verkkoon taajuusmuuttajan kautta ja osa staattoriin kautta. Riippuen voimalan toimintapisteestä teho voi kulkea joko verkkoon tai generaattoriin suuntaan, eli generaattori voi syöttää verkkoon loisteho tai ottaa verkosta loistehoa. Kaksoissyötetyssä tuulivoimalamallissa loistehonsyöttökykyä voidaan ohjata säätämällä roottorivirtoja taajuudenmuuttajalla. (Mäkinen, 2009; Farin et al., 2009)

DFIG:n etu on sen kyky hallita loistehoa kontrolloimalla roottorin herätevirtaa. Sen ei tarvitse ottaa magnetointivirtaa verkosta, koska se voidaan magnetoida myös roottoripiirin avulla. Loistehon tuotannon avulla kaksoissyötettyä epätahtikonetta voidaan käyttää verkon loistehon kompensointiin, koska tehokerroin on tällöin asetettavissa. Yleensä tehokerroin pyritään asettamaan mahdollisimman lähelle yhtä tuotannon ja tehonsiirron häviöiden minimoimiseksi. (Baroudi et al., 2005)

Haittapuolena DFIG:ssä on järjestelmän herkäät komponentit kuten taajuusmuuttajat. Taajuusmuuttajat on suojattava muun muassa verkkovikatilanteita varten. Lisäksi liikkuvat osat, kuten liukurenkaat ja harjat vaativat säännöllistä huoltoa.

4.4.3 Täystehotaajuusmuuttajalla varustettu tuulivoimala

Täystehotaajuusmuuttajalla varustetun tuulivoimalan generaattori on kytketty verkkoon koneen staattorin ja taajuusmuuttajan välityksellä. Tällöin staattoripuolen taajuus ei ole verkon taajuuteen kytköksissä. Kuvassa 4.6 on esitetty täystehotaajuusmuuttajalla varustettu tuulivoimalamalli. (Farin et al., 2009)



Kuva 4.6. Täystehotaajuusmuuttajalla varustettu tuulivoimalamalli. (Mäkinen, 2009)

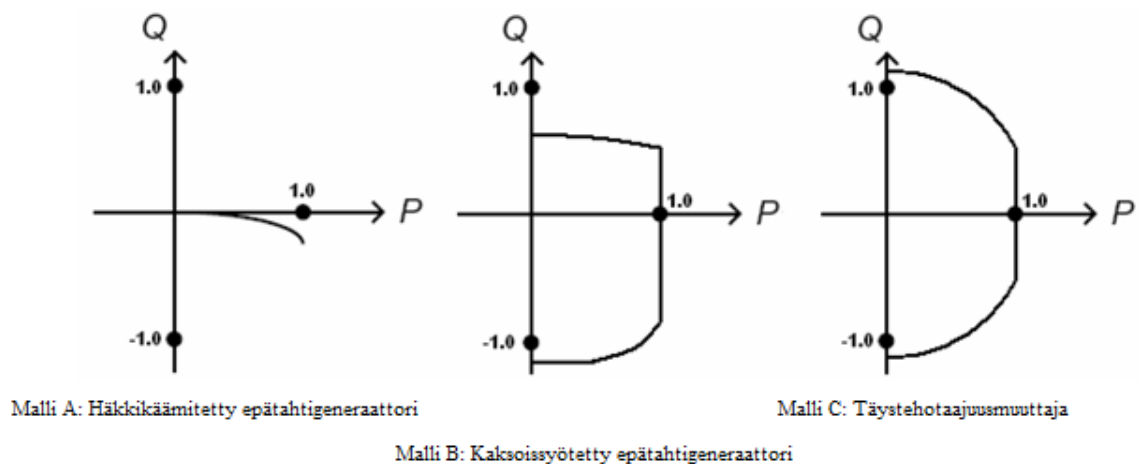
Täystehotaajuusmuuttajalla varustetun muuttuvanopeuksisen tahtigeneraattorin roottori voidaan toteuttaa tavanomaisella käämityksellä tai kestmagneeteilla. Käytettävät generaattorit ovat joko vierasmagneetoituja tahtigeneraattoreita (WRSG, wound rotor synchronous generator) tai kestmagneettitahtigeneraattoreita (PMSG, permanent magnet synchronous generator). Tahtigeneraattoria voidaan käyttää suoravetoisena ilman vaihdelaatikkoa, kunhan generaattorin napojen määrä on riittävä. Täystehotaajuusmuuttajan takia tahtigeneraattorit ovat rakenteeltaan monimutkaisempia ja usein kalliimpia toteuttaa kuin vastaavan kokoiset induktiogeneraattorit. Etuna tässä ratkaisumallissa on se, että turbiinien pyörimisnopeutta voidaan säätää vapaasti optimaalista hyötysuhdetta silmälläpitäen ja niiden tehokertoimet ovat vapaasti asetettavissa. Täystehotaajuusmuuttajat voivat erottaa tuulivoimalat verkosta, mikä mahdollistaa tasaisen tehonsyötön verkkoon sekä suodattavat verkossa tapahtuvien ilmiöiden etenemistä tuulivoimalaan. (Ackermann, 2005)

Haittapuolina tässä ratkaisumallissa ovat muun muassa tarvittavan tehoelektroniikan aiheuttamat häviöt sekä mahdolliset muuttajakäyttöjen rikkoutumiset verkon vikatil-

teissa. Kestomagneettitahtigeneraattoreissa haittoina ovat lisäksi kalliit magneetit, jotka ovat vaikeita työstää, sekä niiden mahdollisuus demagnetoitumiseen.

4.5 P-Q toiminta-alue

Kuvassa 4.7 on havainnollistettu edellisissä kappaleissa esitettyjen tuulivoimaloiden perustyyppien tyypillisiä reaktiivisia toiminta-alueita nimellisjännitteellä. Tuulivoimaloiden loistehoa voidaan säätää kuvassa olevan alueen rajojen sisällä.



Kuva 4.7. Tuulivoimamallien P-Q toiminta-alueet. (Nayeem, 2006)

Malli A ei kykene ilman ulkoista kompensointilaitetta säätämään kuluttamansa loistehon määrää. Malleissa B ja C on taajuusmuuttaja, jolla pystytään säätämään verkkoon syötettyä loistehoa. Kaksoissyötetyssä epätahtigeneraattorissa taajuusmuuttajan nimellisteho on kuitenkin yleensä vain noin 30 % voimalan nimellistehosta, mikä rajoittaa toiminta-aluetta. Kokonaan taajuusmuuttajan takana olevassa generaattorissa reaktiivista toiminta-aluetta rajoittaa vain taajuusmuuttajan nimellisteho. Taajuusmuuttaja mitoitetaan hieman suuremmaksi kuin voimalan nimellisteho, jotta maksimipätehollakin voimalaa voidaan käyttää yhdestä poikkeavalla tehokertoimella. (Nayeem, 2006)

5. TEHONJAKOLASKENTA

Silmukoidussa verkossa on sähköasemaan kytketty vähintään kaksi johtolähtöä. Silmukoinnin tarkoituksena on lisätä sähkönsyötön luotettavuutta. Silmukoidun verkon johtojen ja muuntajien kuormittuminen voidaan laskea, kun tunnetaan asemien jännitteet. Johtohaarojen ja muuntajien virrat voidaan sen jälkeen laskea Ohmin lailla.

Tehonjakolaskennassa selvitetään hetkellisten kuormitusten ja voimalaitosten ajotilanteen perusteella, miten sähkö kulkee verkossa. Tehonjaolla saadaan selville, paljonko johdoilla kulkee sähkötehoa ja paljonko johdolla syntyy tehohäviötä. Lisäksi tehonjakolaskennan perusteella saadaan myös selville kiskojen jännitteet ja generaattorien loistehot.

Tehonjakolaskentaa hyödynnetään verkostolaskennassa, muun muassa seuraavissa tehtävissä:

- Verkon suunnittelu
- Verkon käyttö ja käytön suunnittelu
- Verkon suojauksen suunnittelu
- Häviöiden minimointi
- Verkon dynamiikan simulointi

Verkon suunnittelussa tehonjakolaskennalla selvitetään, kannattaako tai pitääkö jokin johto rakentaa vai ei. Kriteereinä vaihtoehtojen välillä voi olla esimerkiksi siirtokyvyn kasvaminen ja häviöiden pieneneminen. Verkon käytössä ja käytön suunnittelussa tehonjakolaskennalla lasketaan lähitulevaisuuden siirtoja ja verkon jännitteitä sekä selvitetään suunniteltujen keskeytysten aikaisia tehonjakoa ja mahdollisia ylikuormitustilanteita. Käyttö on suunniteltava niin, etteivät johdot, muuntajat tai muut laitteet ylikuormitu huippukuorman aikana. Verkon suojauksen kannalta tehonjakolaskennalla voidaan selvittää, aiheuttavatko kuormitusvirrat releiden laukeamista. Häviöiden minimoinnissa selvitetään sopivat asemajännitteiden arvot. Verkon dynamiikan simuloinnissa tehonjakolaskennalla selvitetään alkutilanne ennen vikaa. Myös vian jälkeinen verkon tila voi-

daan selvittää tehonjakolaskennalla, kun tiedetään verkon kytkentätilanne vian jälkeen. (Elovaara et al., 2011, Sähköverkot I)

5.1 Tehonjakolaskennan suorittaminen

Tehonjakolaskentaa varten on muodostettava sähkövoimajärjestelmän pysyvän tilan malli, jossa on määritetty verkon kytkentätilanne, verkon rakenneosien sähkötekniset arvot sekä tarkasteltavan tilanteen suunnitellut tuotannot ja kulutukset. Kytkentätilanteen osalta päätetään, mitkä kytkinlaitteet ovat auki ja mitkä kiinni. Järjestelmän komponenteista tarvitaan tehonjakomalliin seuraavat tiedot (Siemens, 2005)

- Johtojen impedanssit ja admittanssit
- Muuntajien impedanssit, muuntosuhteet ja käämikytkinten arvot
- Rinnakkaiskompensointilaitteiden admittanssit
- Kuormien pätö- ja loistehon kulutus
- Generaattorien pätötehon tuotanto
- Generaattorien ylläpitämät solmujännitteet tai loistehon tuotanto
- Generaattorien loistehon otto- ja antokyky

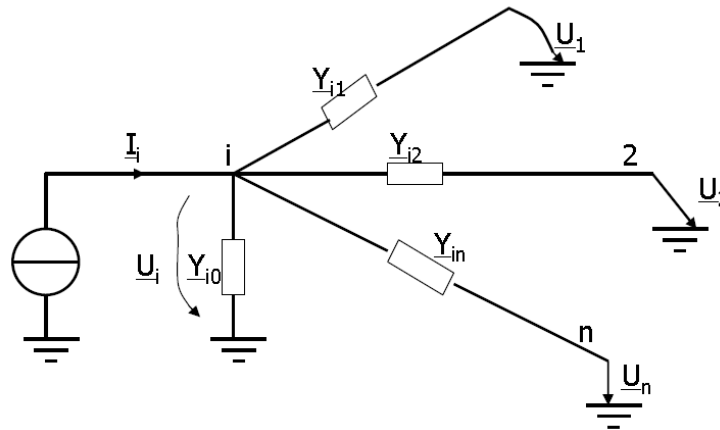
Kun edellä mainitut komponenttien teknilliset arvot on saatu selville, etenee tehonlaskenta seuraavasti:

1. Numeroidaan systemaattisesti verkon johto-osat ja solmupisteet
2. Muodostetaan verkkoyhtälöt
3. Ratkaistaan solmujännitteet
4. Lasketaan verkkohaarojen virrat, tehot ja häviöt

Tämä matemaattinen toimenpide on käsin laskettuna hyvinkin raskas tai jopa mahdoton, sillä todellisuudessa tarkasteltavassa pisteessä voi olla monta haaraa. Näin ollen käytännössä laskenta tehdään tätä varten laaditun tietokoneohjelman avulla.

5.2 Verkon solmupisteyhtälöt

Laskennallisesti tehonjaon laskeminen perustuu Kirchoffin I lain mukaisesti yhtälöryhmän ratkaisuun. Tämän havainnollistamiseksi tarkastellaan kuvaa 5.1, joka esittää verkon erästä solmupistettä.



Kuva 5.1 Verkon solmupiste ja sen liittyminen muihin solmupisteisiin. (Partanen, 2010)

Solmupiste i on liittynyt solmupisteisiin $1, 2, \dots, n$ admitansseilla $Y_{i1}, Y_{i2}, \dots, Y_{in}$, jotka edustavat johtojen ja muuntajien admitansseja. Y_{i0} johtuu johtojen maakapasitansseista ja muusta vaiheen ja maan välillä olevasta impedanssikuormituksesta, esimerkiksi reaktorista. I_i edustaa solmupisteeseen esimerkiksi generaattorista syötettyä virtaa tai solmupisteestä otettua kuormaa.

Kuvan 5.1 ja Kirchoffin I lain perusteella

$$I_i = Y_{i0}U_i + \sum_{j=1}^n Y_{ij}(U_i - U_j) \quad (5.1)$$

Yhtälöä ryhmittelemällä saadaan

$$I_i = (Y_{i0} + \sum_{j=1}^n Y_{ij})U_i - \sum_{j=1}^n Y_{ij}U_j \quad (5.2)$$

Yhtälön 5.2 mukainen yhtälö on kirjoitettava kaikille solmupisteille. Saatava yhtälöryhmä esitetään mukavimmin matriisiyhtälönä. Niitä nimetään verkon solmupisteyhtälöiksi (Elovaara et al., 2011, Sähköverkot I)

$$I = \begin{bmatrix} \underline{I}_1 \\ \dots \\ \underline{I}_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{Y}_{11} & \dots & \underline{Y}_{1n} \\ \dots & \dots & \dots \\ \underline{Y}_{n1} & \dots & \underline{Y}_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{U}_1 \\ \dots \\ \underline{U}_n \end{bmatrix} = YU \quad (5.3)$$

missä

\underline{I} = lähdevirtavektori

\underline{Y} = solmuadmittanssimatriisi

\underline{U} = solmujännitevektori.

Solmupisteyhtälö 5.3 voidaan ilmasta virran sijaan tehon avulla (Elovaara et al., 1988)

$$\begin{bmatrix} \frac{P_1 - jQ_1}{\underline{U}_1^*} \\ \vdots \\ \frac{P_i - jQ_i}{\underline{U}_i^*} \\ \vdots \\ \frac{P_N - jQ_N}{\underline{U}_N^*} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{Y}_{11} & \dots & \underline{Y}_{1i} & \dots & \underline{Y}_{1N} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \underline{Y}_{i1} & \dots & \underline{Y}_{ii} & \dots & \underline{Y}_{iN} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \underline{Y}_{N1} & \dots & \underline{Y}_{Ni} & \dots & \underline{Y}_{NN} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{U}_1 \\ \vdots \\ \underline{U}_i \\ \vdots \\ \underline{U}_N \end{bmatrix} \quad (5.4)$$

Verkkoyhtälöiden polaarimuoto on seuraava (Granger et al., 1994)

$$P_i = \sum_{j=1}^N U_i Y_{ij} U_j \cos(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) \quad (5.5)$$

$$Q_i = -\sum_{j=1}^N U_i Y_{ij} U_j \sin(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) \quad (5.6)$$

missä

θ_{ij} = admitanssin \underline{Y}_{ij} kulma

δ_i = jännitteen \underline{U}_i kulma

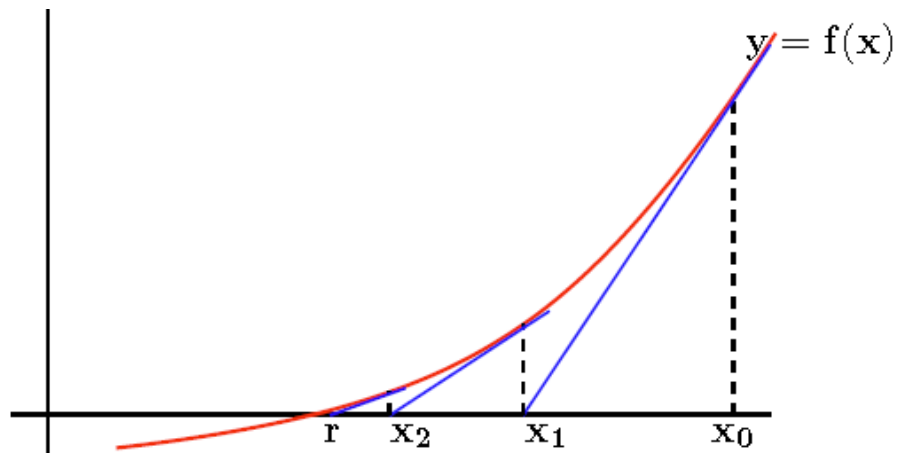
δ_j = jännitteen \underline{U}_j kulma

U_i , Y_{ij} ja U_j ovat vastaavien alleviivattujen osoitinsuureiden itseisarvoja.

5.3 Newton-Raphsonin menetelmä

Yhtälöiden 5.5 ja 5.6 ratkaisuun käytetään yleisimmin Newton-Raphsonin iterointimenetelmää. Tätä menetelmää hyödynnetään tässä diplomityössä käytettävän PSS®E ohjelmistan tehonjaon ratkaisussa. Newton-Raphsonin iterointimenetelmä perustuu siihen,

että epälineaarisen funktion ratkaisua voidaan etsiä siten, että sen kuvaajan likiarvon kohdalla korvataan tangentillaan ja lasketaan sillä parempi likiarvo. Kuva 5.2 havainnollistaa tilannetta. Newton-Raphsonin menetelmässä tämä on yleistetty useamman muuttujan funktiolle. (Elovaara et al., 1988; Elovaara et al., 2011, Sähköverkot I)



Kuva 5.2 Newton-Raphsonin menetelmä. (Numerical Methods, 2008)

5.4 Newton-Raphsonin menetelmän soveltaminen

Sähköverkon jännitteiden iteroinnissa Newton-Raphsonin menettelyä sovelletaan seuraavasti

1. Ryhmitellään yhtälöt 5.5 ja 5.6 siten, että ensin tulevat kuormituspisteet ja niiden jälkeen generaattoripisteet. Jos solmupisteitä on N kpl ja generaattoripisteitä M kpl, on kuormituspisteitä yhteensä $N - M - 1$ kpl, sillä yksi piste valitaan vertailupisteeksi.
2. Kirjoitetaan yhtälöt

$$\begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \vdots \\ \Delta P_{N-1} \\ \Delta Q_1 \\ \vdots \\ \Delta Q_{N-M-1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H_1 & H_2 \\ H_3 & H_4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_1 \\ \vdots \\ \Delta \delta_{N-1} \\ \Delta U_1 \\ \vdots \\ \Delta U_{N-M-1} \end{bmatrix} \quad (5.7)$$

missä H-matriisit ovat Jacobin matriiseja, joiden alkiot ovat

$$\begin{aligned} H_{1ij} &= \frac{\partial P_i}{\partial \delta_j} & H_{2ij} &= \frac{\partial P_i}{\partial U_j} \\ H_{3ij} &= \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_j} & H_{4ij} &= \frac{\partial Q_i}{\partial U_j} \end{aligned} \quad (5.8)$$

3. Annetaan jännitteiden kulmille ja itseisarvoille alkuarvot.
4. Lasketaan annettujen alkuarvojen avulla P ja Q yhtälöstä 5.7 ja 5.8.
5. Lasketaan todellisten ja laskettujen tehojen erotus ja syötetään se yhtälöryhmään 5.7. Mikäli erotus on pienempi kuin annettu toleranssi, niin tarkkuus on riittävä ja voidaan päättää iteroinnin.
6. Lasketaan uudet osittaisderivaatat Jacobin matriiseista. Käännetään osittaisderivaattamatriisi ja lasketaan korjaukset jännitteiden itseisarvoille ja kulmille.
7. Lisätään saadut korjaukset jännitteiden itseisarvoihin ja kulmiin. Palataan kohtaan 4.

(Elovaara et al., 1988; Elovaara et al., 2011, Sähköverkot I)

5.5 Tehonjaon määrittäminen

Kun on saatu selville solmujännitteiden itseisarvot ja kulmat, voidaan laskea johtojen kuormittuminen ja häviöt. Solmupisteiden i ja j välisessä admitansseissa kulkee virta

$$I_{ij} = Y_{ij}(U_j - U_i). \quad (5.9)$$

Solmupisteestä i virtaa solmupisteiden i ja j väliseen johto-osaan näennäisteho

$$\underline{S}_{ij} = U_i I_{ij}^* = U_j Y_{ij}^* (U_j^* - U_i^*). \quad (5.10)$$

Kyseessä olevalla johto-osalla muuttuu häviöksi näennäisteho

$$\underline{S}_{hij} = Y_{ij}^* (U_j - U_i)^2. \quad (5.11)$$

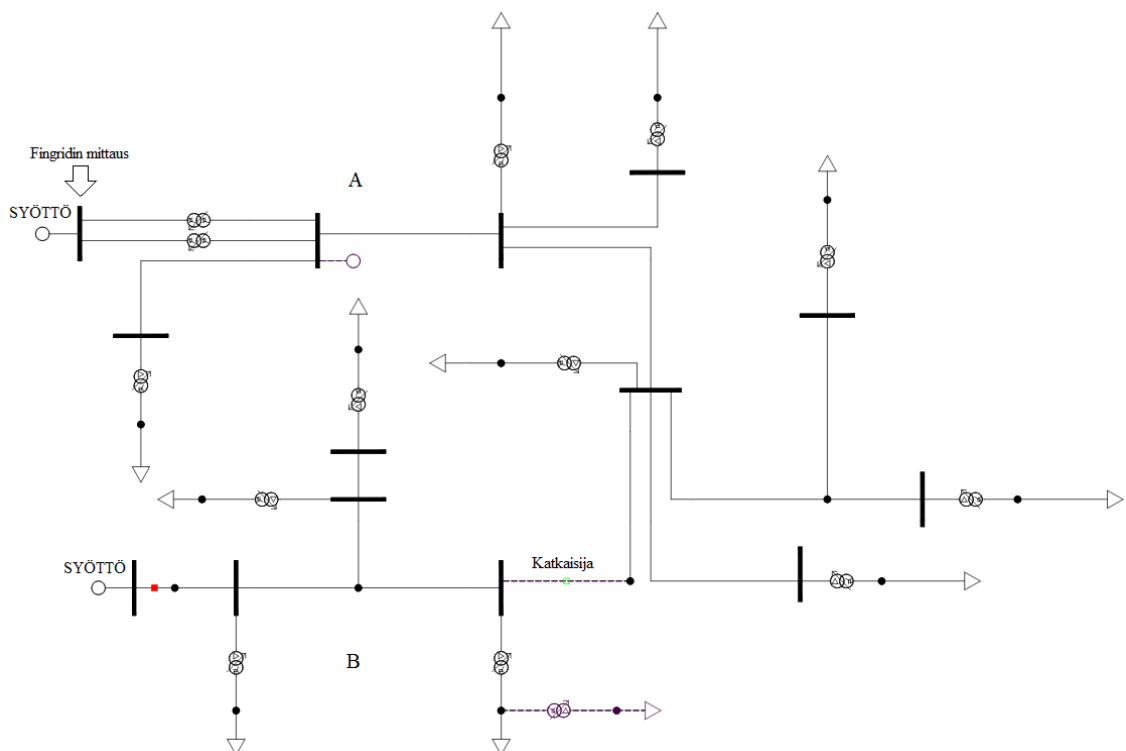
Jos laskettavassa verkossa on pitkiä johtoja, on otettava huomioon niiden maaka-
pasitanssien vaikutus. Kokonaishäviöt voidaan laskea joko summaamalla yhtälön 5.11
mukaan lasketut häviöt johto-osittain tai tuotannon ja kulutuksen erona. Nämä ovat hy-
vin lähellä toisiaan, jos jännitteet on iteroitu riittävän tarkasti. (Elovaara et al., 1988;
Elovaara et al., 2011, Sähköverkot I)

6. TUTKIMUSMENETELMÄ

Tässä kappaleessa käydään läpi tässä diplomityössä käytettäviä erilaisia ohjelmistoja. Ohjelmistoja ovat verkon simulointi ja laskentaohjelma, PSS®E, Fingridin asiakkaille tarjoama LTJ-ekstranet ja Carunan oma mittaustietojen keruuohjelma Nelson. Kappaleessa on esitelty hieman käytettyjä ohjelmia ja niiden ominaisuuksia. Kappaleessa 7 on hyödynnetty työssä tarkasteltavaa verkkoa PSS®E -simulointiohjelmalla ja verkon käyttäytymistä kompensoinnin jälkeen ja erilaisissa korvaustilanteissa.

6.1 Simulointiympäristö PSS®E

Tässä diplomityössä tehonjakojen ja eri kompensointiratkaisujen simuloinnit suoritetaan PSS®E simulointiohjelmalla. PSS®E eli Power System Simulator for Engineering on sähkönsiirtoverkkojen tarkasteluun käytetty ohjelmisto. Tässä luvussa kerrotaan PSS®E:n perusteita ja PSS®E:n tehonjakolaskennasta. Kuvassa 6.1 on esitetty tarkasteltavan verkon PSS®E malli.



Kuva 6.1. Tarkasteltavan verkon mallinnus. (Paksu viiva kuvaa 110 kV kiskoja, lukuun ottamatta kisko, jossa on Fingridin mittaus, mikä on 220 kV kisko. Pisteet kuvaavat 20 kV kiskoja, yhtenäiset viivat kuormituksessa olevia johtoja, katkonaiset viivat ei-kuormituksessa olevia johtoja ja kolmiot kuormia.)

6.1.1 PSS®E:n perusteet

PSS®E ohjelmiston avulla voidaan tarkastella sähkövoimajärjestelmän toimintaa sekä pysyvässä tilassa että dynaamisissa olosuhteissa. Ohjelmiston työkalujen avulla voidaan selvittää

- Tehonjako ja optimaalisen tehonjaon selvittäminen
- Vika-analyysi
- Redusoitujen verkkojen rakentaminen
- Dynamiikan simulointi

Lisäksi PSS®E tarjoaa apuohjelmia muun muassa tietojen syöttöä, tulostamista ja käsittelyä varten.

6.1.2 Tehonjakolaskenta PSS®E:ssä

PSS®E:ssä on saatavilla seuraavat iteraatiomenetelmät jännitteiden ratkaisemiseksi tehonjaon ratkaisua varten:

- Gauss-Seidelin menetelmä
- Muunneltu Gauss-Seidelin menetelmä, joka reagoi myös sarjakondensaattoreihin
- Täydellinen Newton-Raphsonin menetelmä (Full Newton-Raphson method)
- Yksinkertaistettu Newton-Raphsonin menetelmä (Decoupled Newton-Raphson method)
- Yksinkertaistettu Newton-Raphsonin menetelmä, jossa käytetään kiinteää kulmakerrointa (Fixed-Slope Decoupled Newton-Raphson method).

Kullakin yllä mainitulla iteraatiomenetelmällä on vahvuutensa ja heikkoutensa. Ratkaisun löytyminen riippuu verkon ja kuormien ominaisuuksista. Jos yksi menetelmä ei suppene, kannattaa toista menetelmää kokeilla tai esimerkiksi väliaikaisesti lukita verkkokomponenttien säätömahdollisuuksia. Gauss-Seidelin menetelmät sopivat verkkolasentamalleihin, joissa on huonot alkuarvaukset tai jossa on loisteho-ongelma. Huonona puolena kyseisessä menetelmässä on sen hitaus, sillä menetelmä suppenee hitaasti. Sen

sijaan Newton-Raphsonin menetelmät suppenevat nopeasti ja näin ollen ei tarvita montaa iterointikierrosta. Huonona puolena tässä menetelmässä on se, että tarvitaan hyvä alkuarvaus, sillä huonon alkuarvauksen tapauksessa vastaus ei suppene lainkaan tai antaa väärän vastauksen.

6.2 LTJ-ekstranet

Laskutusmittaus- ja taseselvitysjärjestelmän (LTJ) ekstranet on Fingridin tarjoama ekstranet-palvelu. LTJ-ekstranet on osa Fingridin verkkopalvelukokonaisuutta, joka koostuu kolmesta eri osasta: Fingridin ulkoisista verkkosivuista, asiakasekstranetista ja LTJ-ekstranetista. LTJ-ekstranetin verkkopalvelut ovat kantaverkko-, rajasiirto- ja loistehon käytön seurantaan liittyvät aikasarjamuotoiset tiedot, joita on hyödynnetty tässä diplomityössä. Lisäksi palvelusta on hyödynnetty erilaisia raportointeja, kuten energiaerittelyjä ja loissähkönseurannan P/Q-diagrammit.

6.3 Mittaustietojen keruuohjelma Nelson

Nelsonista saadaan tuntitasoista mittaustietoa, kuten pätötehot ja loistehot eri mittausasemista. Tuloksia on osittain vertailtu Fingridin mittauksiin ja etsitty, onko Caruna Oy:n ja Fingridin mittaustulosten välillä suuria poikkeamia. Nelsonista saadaan myös jakeluverkon tuntikohtaista mittaustietoa. Tätä on hyödynnetty tulosten analysoinnissa, esimerkiksi kun selvitetään, missä kulutuspiisteessä on suurin kulutus tai tuotanto, sillä yhden liittymispisteen takana voi olla moniakin kuormituspisteitä.

6.4 Taloudellisuuslaskelma

Yhtenä tärkeänä verkon investointien ohjaustyökaluna on taloudellisuuslaskelma, eli se, että investoinnille saadaan mahdollisimman kattava kustannuslaskelma. Joitakin kompensointikojeistoja kustannuksineen on esitetty taulukossa 6.1. Kannattavuuslaskelmasa usein kiinnostuksen kohteena on kaikkien suunnittelujakson vuosina syntyvien vuotuis-kustannusten nykyarvo, sillä komponenttien käyttöikä on keskimäärin 20 – 40 vuotta. Tämä voidaan laskea diskonttaamalla jokaisena vuonna syntyvät kustannukset nykyhetkeen. Tässä työssä tarkastellaan häviökustannuksia.

Taulukko 6.1. Investointikustannukset eri kompensointilaitteistolle. (Huuska, 2014)

| <i>Laitteisto</i> | <i>Teho [MVar] / Jännite [kV]</i> | <i>Kustannus [€]</i> |
|-------------------|-----------------------------------|----------------------|
| Kondensaattori | 1,2 / 20 | 30 000 |
| Reaktori | 2 / 20 | 61 000 |
| Reaktori | 3 / 20 | 94 000 |

Kustannusarviot on laatinut Risto Huuska Alstom Grid Oy:stä. Nämä kustannukset ovat laitteiston yksikkökustannuksia, johon ei sisälly työkustannuksia tai suojauslaitteiden kustannuksia..

Energiavirasto on asettanut kompensointilaitteistoille käyttöajaksi 30 – 45 vuotta. Tässä diplomityössä oletetaan komponentin käyttöajaksi 35 vuotta ja häviöiden kustannukset on diskontattu sen mukaan. Häviökustannukset ja korkoprosentti sekä tehonkasvu ovat oletettuja arvoja. Diskontatut häviökustannukset C_l lasketaan seuraavasti (Lakervi et al., 2009)

$$\psi = \frac{(1+r/100)^2}{1+p/100} \quad (6.1)$$

$$\kappa = \psi * \frac{\psi^T - 1}{\psi - 1} \quad (6.2)$$

$$C_l = \kappa * t * H * P_{losses} \quad (6.3)$$

missä

r = tehonkasvu, 2 %

p = korkoprosentti, 4 %

T = käyttöaika [a]

t = huipunkäyttöaika [h]

P_{losses} = häviötehot.

7. TARKASTELTAVA VERKKO

Tässä kappaleessa perehdytään Fingridin loistehon tarkastelurajojen laskemiseen ja siihen liittyviin periaatteisiin. Tämän jälkeen laskentaperiaatetta sovelletaan tässä diplomityössä tarkasteltavaan verkkoon. Verkon simuloinnissa hyödynnettiin PSS®E:tä ja selvitettiin, miten verkko käyttäytyy eri korvaustilanteessa ja kompensoinnin ratkaisuihin.

7.1 Loistehon tarkasteluikkuna

Loisteho mitataan Fingridin toimesta liittymispisteittäin, mutta loistehon seuranta tapahtuu ensisijaisesti alueittain. Fingridillä on oikeus laskuttaa ylityksen aiheuttanutta liittymispisteen haltijaa. Loissähkörajojen ylityksestä laskutetaan 3 000 €/MVArh ja loissähköikkunan ylittävältä osalta loisenergiasta 10 €/MVArh. Loisseurantaikkunan suuruus määräytyy liittymispisteen ottoenergian ja huipunkäyttöajan perusteella. Lisäksi huomioon otetaan liittymispisteen takainen tuotanto joko lisäämällä 10 % laitoksen nimellistehosta tai 2,5 % nettotuotannosta 5000 tunnin käyttöajalla. Näistä vaihtoehdoista valitaan suurempi ja näin muodostuu loiskulutuksen raja-arvo. Loistuotannon Q_{S1} raja-arvo saadaan, kun kerrotaan loiskulutuksen raja-arvo luvulla -0,25. Loisseurantaikkunaa lasketaan seuraavasti

$$Q_S = \frac{W_{otto} * 0,16}{t_k} + 0,025 * \frac{W_{tuot}}{5000}, \text{ tai} \quad (7.1)$$

$$Q_S = \frac{W_{otto} * 0,16}{t_k} + 0,1 * S_N \quad (7.2)$$

$$Q_{S1} = -0,25 * Q_S \quad (7.3)$$

missä

W_{otto} = ottoenergia

W_{tuot} = tuotantoenergia

$t_k = 7\ 000$ h (prosessiteollisuus)

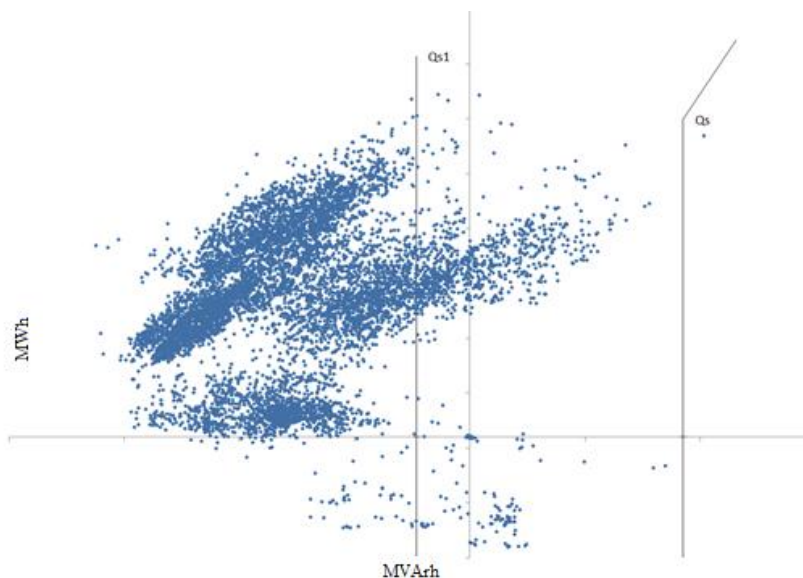
$t_k = 6\ 000$ h (muu teollisuus)

$t_k = 5\ 000$ h (muu kulutus)

S_N = liittymispisteen takainen suurin generaattori

Yhtälöistä 7.1 ja 7.2 valitaan suurempi, jota asetellaan Q_S tarkastelu rajaksi.

Kuvassa 7.1 on esitetty tarkasteltavan liittymispisteen loistehorajat käyttämällä yhtälöitä 7.1, 7.2 ja 7.3



Kuva 7.1. Tarkasteltavan liittymispisteen loistehorajat ja tuntikohtaiset mittauspisteet.

Loiskuva esittää seuranta-alueen tai liittymispisteen loistehon käytön suhdetta pätöenergiaan. Jokainen sininen piste vastaa yhden tunnin (P,Q) -mittausparia. Q_s -raja tarkoittaa loissähkön ottoa ja Q_{s1} antoa. Kuvassa 7.1 on 7 034 loistehon mittauspistettä, jotka ovat rajojen ulkopuolella. Näistä rajojen ylittävistä loistehon mittauspisteistä Fingrid laskuttaa 3 000 €/MVar ja 10 €/MVarh. (Fingrid, 2011)

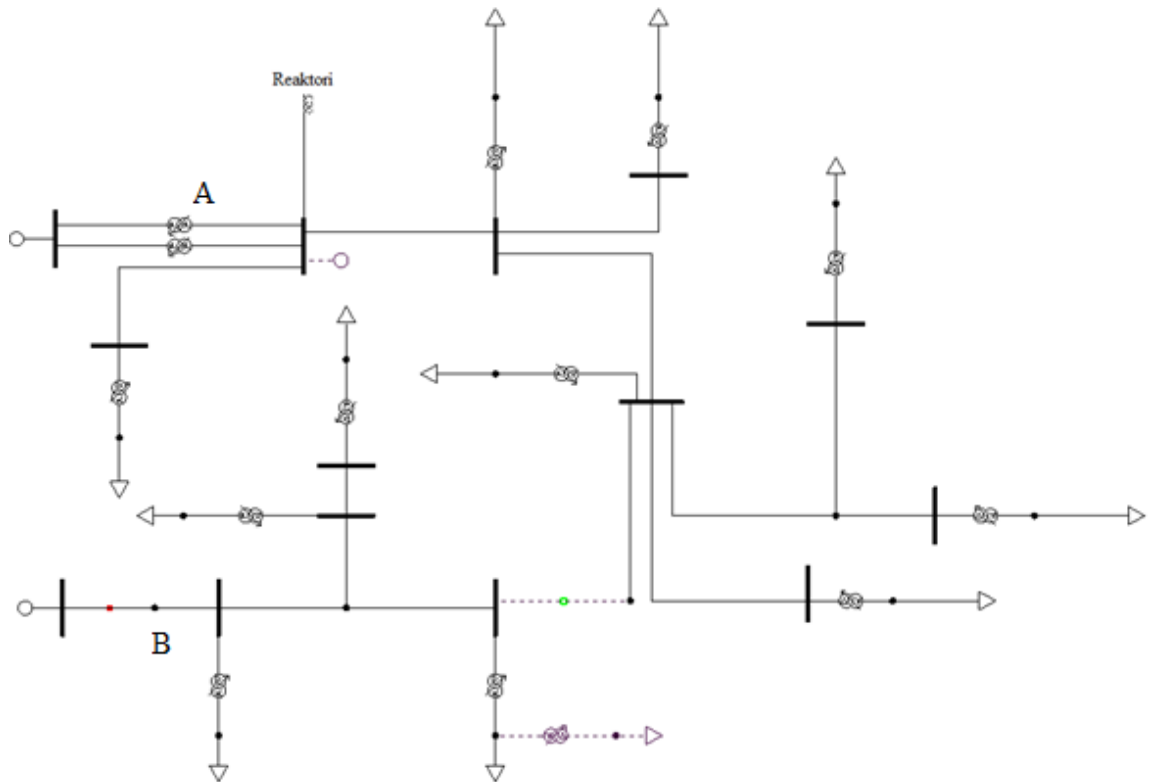
Liittymispisteen toimitusrajat seuraavalle vuodelle tarkistetaan vuosittain marraskuun loppuun mennessä mittaustietojen perusteella. Toimitusrajat määritellään edellisen vuoden lokakuun 1. päivän ja kuluvan vuoden syyskuun 30. päivän välisen ajanjakson pätötehon mittaustietojen perusteella. (Fingrid, 2011)

Jos junasyöttöasemien pätö- ja loissähkön kulutus ovat seuranta-alueen mittauksissa mukana, junasyöttöasemilla olevat suodatinkondensaattorit otetaan sopimuksessa huomioon siten, että Q_{s1} - arvosta vähennetään seuranta-alueella olevien junasyöttöasemien suodatinkondensaattoreiden nimellinen loistehoarvo. (Fingrid, 2011)

7.2 Tarkasteltava verkko

Tarkasteltavan verkon A johtopituus on lähes 280 km ja katkaisijan takaisen verkon B johtopituus on lähes 140 km. Normaalitilanteessa katkaisija on auki ja verkkoa A syötetään pohjoissuunnasta ja verkkoa B eteläsuunnasta. Tarkasteltavan verkon topologia on esitetty kuvassa 7.2. Tässä diplomityössä on tarkasteltu myös korvaustilannetta, mikäli toinen syötöstä on pois käytöstä ja koko johtolähtöä joudutaan syöttämään yhdestä syötöstä. Liitteessä I on esitetty viivadiagrammina tarkasteltavan verkon A lois- ja päätötehon mittaukset vuodelta 2013. Punainen viiva kuvaa päätötehoa ja sininen viiva loistehoa. Loistehorajoja kuvaavat vihreä ja violetti viiva. Liitteestä I nähdään, että loistehoikkunan ylitykset tapahtuvat loistehon annon puolella. Tarkasteltavan verkon A kuormitettavuus on pieni ja pitkän siirto johdon takia siirtojohto tuottaa enemmän loistehoa kuin mitä se kuluttaa, koska johto käy suurimman osa ajasta aliluonnollisella tehoalueella. Tämä ilmiö selittää kuvaajan loistehon käyttäytymistä.

Tarkasteltavan verkon A loistehon ottoraja on 9,55 MVar ja antoraja on 2,39 MVar. Vuonna 2013 suurin yksittäinen loistehon anto oli 16,22 MVar, mikä on reilusti yli sallitun loistehon antorajan. Näin ollen yksittäisen loistehon mittauspisteen loistehomaksu olisi 41 490 € ja loisenergiamaksu 138,30 €. Koko vuoden osalta tarkasteltavan verkon loistehomaksu oli 400 k€ ja loisenergiamaksu 420 k€. Näin ollen kokonaisloismaksu vuonna 2013 oli 820 k€. Jotta tämä ylitys saadaan kompensoitua, on verkkoon asennettava A 14 MVA reaktori. Liitteessä II on esitetty loistehon käyttäytyminen kompensoinnin jälkeen. Kuvassa 7.2 on esitetty tarkasteltava verkko kompensointilaitteistoinen.

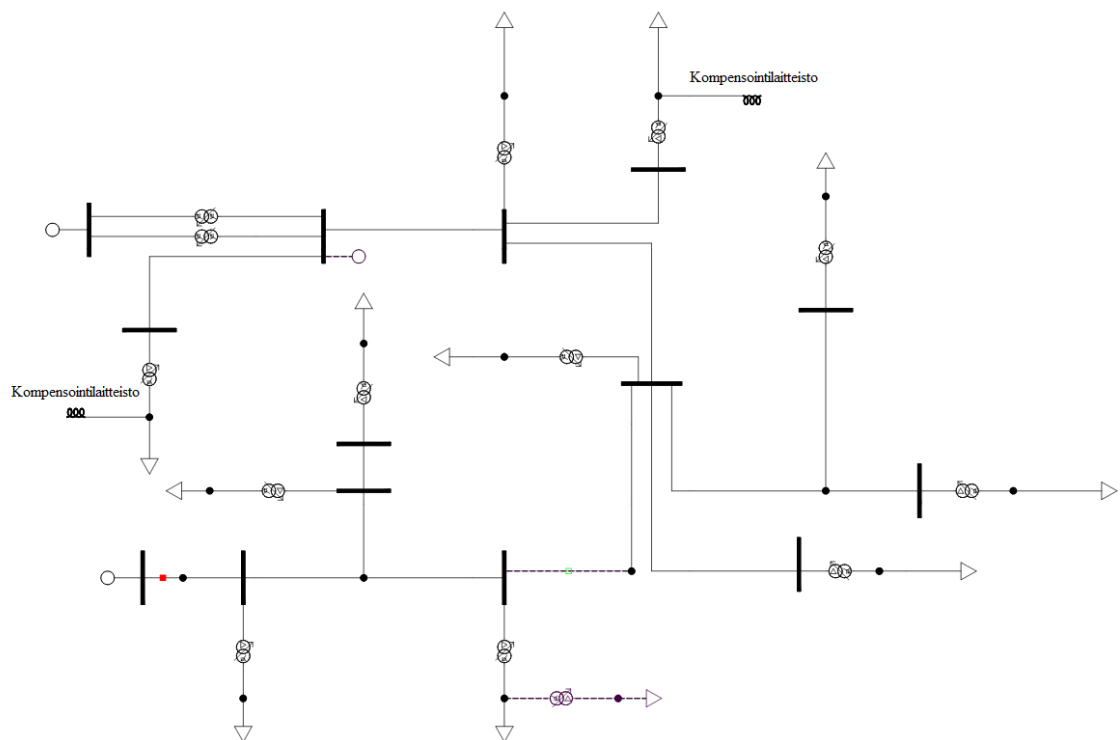


Kuva 7.2. Kompensointilaitteisto suurjännitetasolla.

Reaktorin jälkeen loistehon anto on enää 2,22 MVar, mikä on loistehon tarkastelurajan sisäpuolella. Kompensoinnin myötä loistehot ylittävät loistehon ottorajan, sillä verkon loistehon anto ei ole tasainen, vaan hyvin vaihteleva. Jotta pysytään sallittujen rajojen sisällä, reaktoria on ohjattava tuntitarkkuudella. Liitteessä III on esitetty loistehon käyttäytyminen, mikäli sitä ohjataan tuntitarkkuudella. Ohjaus on ohjelmoitu sillä periaatteella, että kompensointilaitetta ohjataan mahdollisimman vähän. Tämä sen takia, että ohjausreleet ovat herkempiä komponentteja, joita pitää huoltaa ja vaihtaa. Ohjauskertoja tulisi vuoden aikana 254 kappaletta ja aika, jonka kompensointilaitteisto olisi verkossa kiinni, on 6 708 tuntia. Liitteessä III olevasta kuvaajasta nähdään, että loisteho ei ole aivan täydellisesti rajojen sisällä ja loistehoylityksiä on myös loistehon oton puolella. Näin ollen reaktorin teho on oltava säädettävissä tai reaktorin rinnalle on asennettava kondensaattori. Kondensaattorin teho on oltava 3 – 10 MVar. Liitteessä IV on esitetty loistehon käyttäytyminen kompensoinnin jälkeen. Tässä ratkaisussa ohjauksen määrä vuodessa on 202 kertaa ja aika, jonka kompensointilaitteisto on verkossa kiinni, on 7 016 tuntia. Kahden kompensointilaitteiston kytkennässä ohjaus on suoritettu niin, että

jompikumppi laitteistosta, eli reaktori tai kondensaattori tai molemmat, on kiinni verkossa.

PSS®E mallinnuksesta voidaan todeta, että tavoitettiin päästään asentamalla tarkasteltavaan verkkoon A 14 MVA reaktori suurjännitteen (110 kV) tasolle. Vastaavasti tavoitettiin päästään myös asentamalla kaksi 7 MVA reaktoria keskijännitteen puolelle. Kuvassa 7.3 on esitetty kompensointilaitteisto keskijännitetasolla.

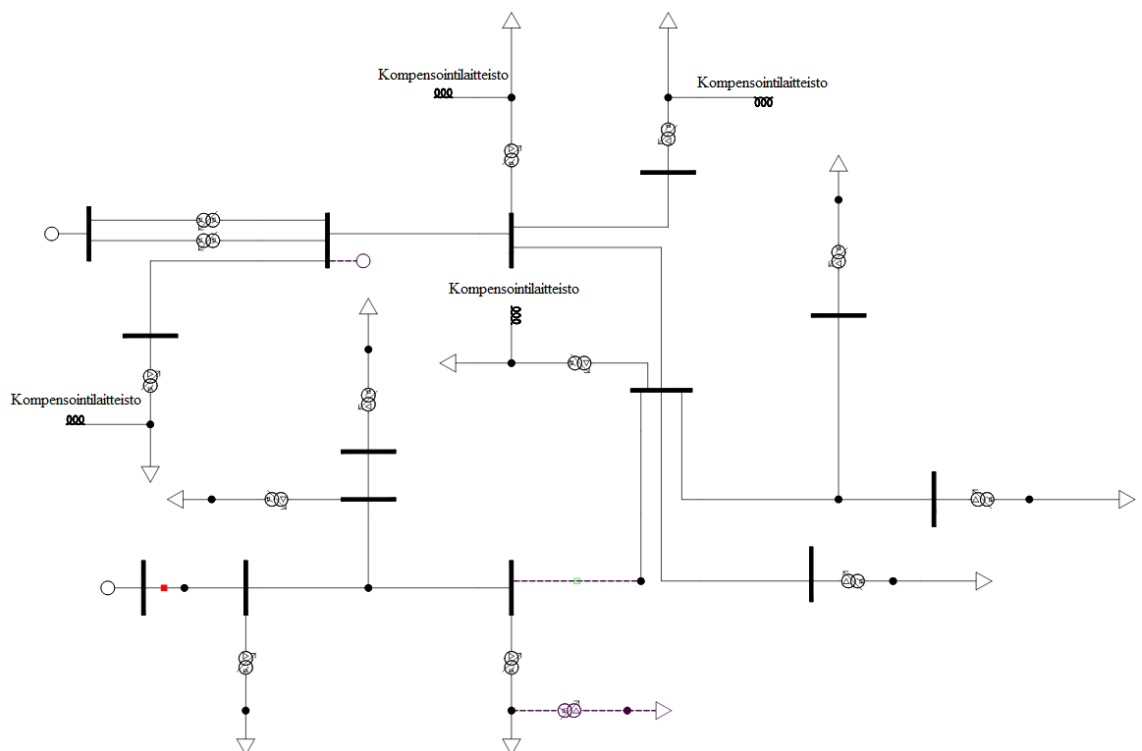


Kuva 7.3. Kompensointilaitteisto keskijännitetasolla.

Tällä ratkaisulla loistehon otto olisi 4,89 MVar, joka on loistehon tarkastelurajan sisällä. Jatkossa verkkoa A syötetään kolmella eri variaatiolla. Variaatiot ovat kahden muuntajan rinnakkaiskäyttö, verkko jaetaan kahteen osaan, missä kuormat jaetaan tai toinen muuntajista toimii varamuuntajana. Näin ollen kompensointilaitteistot on sijoitettu kahdelle eri asemalle.

Kytettäessä kompensointilaitteisto verkkoon on otettava huomioon myös jännitteen muutos. Kondensaattorilla on positiivinen vaikutus jännitteeseen ja reaktorilla vastaavasti negatiivinen. Kompensointilaitteiston kytkennän myötä keskijännitteen kiskon

jännitteen muutos on 5,5 %, mikä on liian suuri SFS EN-50160:n asettamalle standardille, missä sallittu muutos on maksimissaan 5 %. Kyseinen muutos on aivan liian suuri Caruna Oy:n asettamalle standardille, joka on 2,5 % ja jota noudatetaan tässä diplomityössä. Näin ollen 7 MVA reaktori on teholtaan aivan liian suuri kyseisille asemille. Tämän seurauksena, mikäli kompensointia halutaan asentaa keskijännitetasolle ja otetaan huomioon jännitteen muutokset, on 2,4 MVA reaktori asennettava neljälle eri asemalle. Kuvassa 7.4 on esitetty edellä mainittu kompensointiratkaisu.



Kuva 7.4. Kompensointilaitteiston uudelleensijoitus keskijännitetasolla.

Tällöin suurin yksittäinen kompensointiaseman jännitteen muutos on 1,01 %. Tämä jännitteen muutos on sallittujen rajojen sisällä.

Energiavirasto (EV) on asettanut kojeistolle ja sen oheislaitteille seuraava hinnaston.

Taulukko 7.1. EV:n hinnasto kompensointilaitteistolle.

| 20 kV | |
|---|----------------------|
| | Yksikköhinta [€/kpl] |
| Kondensaattori 2,4 MVA | 38 730 |
| Kuristin, alle 50 MVA | 51 930 |
| Kuristin, yli 50 MVA | 70 320 |
| Ilmaeristeinen 1-kiskokojeisto, lisäkenttä | 13 960 |
| Ilmaeristeinen 2-kiskokojeisto, lisäkenttä | 21 960 |
| Kaasueristeinen 2-kiskokojeisto, lisäkenttä | 30 070 |
| Suojaus- ja automaatio, lisäkenttä | 6 380 |
| 110 kV | |
| Ilmaeristeinen 1-kiskokojeisto, lisäkenttä | 246 660 |
| Ilmaeristeinen 2-kiskokojeisto, lisäkenttä | 328 890 |
| Ilmaeristeinen 3-kiskokojeisto, lisäkenttä | 387 310 |
| Suojaus- ja automaatio, lisäkenttä | 19 040 |
| Kaasueristeinen 1-kiskokojeisto, lisäkenttä | 361 340 |
| Kaasueristeinen 2-kiskokojeisto, lisäkenttä | 443 570 |
| Suojaus- ja automaatio, lisäkenttä | 31 800 |

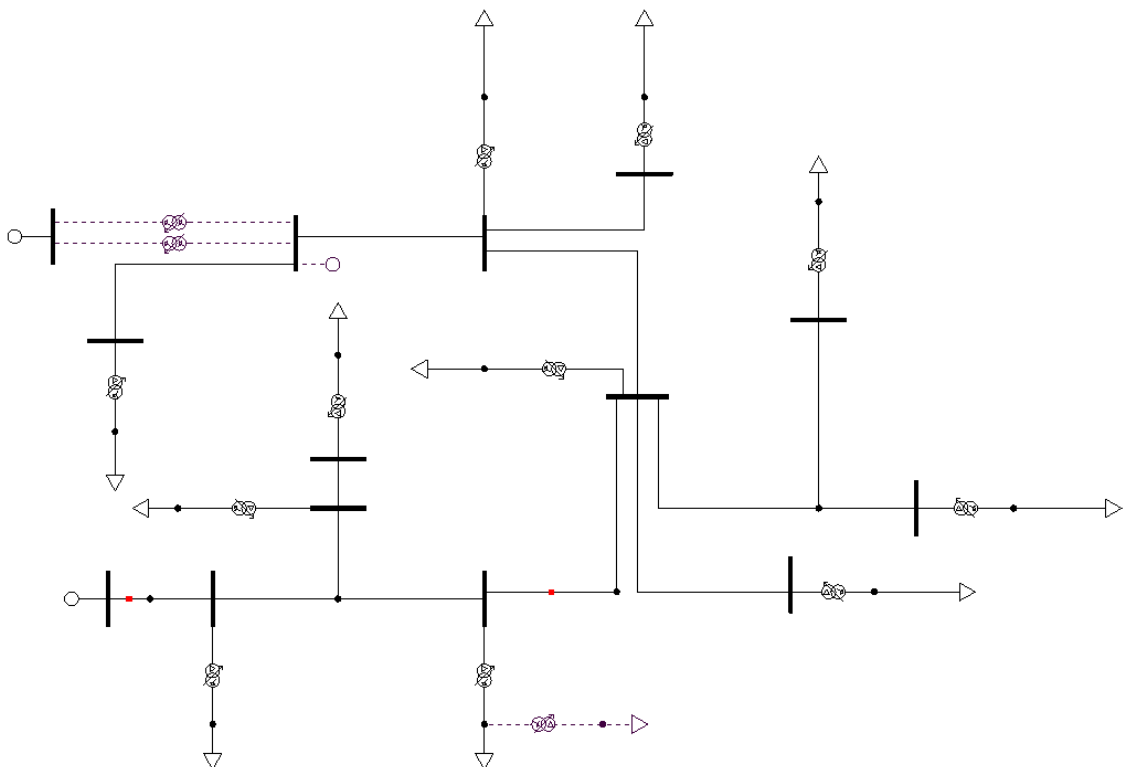
Taulukosta 7.1 nähdään, että Energiavirasto on asettanut yksikköhinnat keskijännitetason kompensointilaitteistolle. Vastaavasti kompensointilaitteiston hinnastosta puuttuu kokonaan suurjännitetaso. Näin ollen on hyvin vaikeaa tehdä kannattavuuslaskentaa suurjännitteen puolelle asennettaville kompensointilaitteistoille. Mikäli tässä tarkasteltavassa verkossa kompensointilaitteisto asennettaisi keskijännitetasolle, kustannukset olisivat:

| | |
|--|--------------|
| - 4 * kuristin, alle 50 MVA | 4 * 51 930 € |
| - 2 * ilmaeristeinen 1-kiskokojeisto, lisäkenttä | 2 * 13 960 € |
| - 2 * ilmaeristeinen 2-kiskokojeisto, lisäkenttä | 2 * 21 960 € |
| - 4 * suojaus- ja automaatio, lisäkenttä. | 5 * 6 380 € |
| - Yksikköhinnaltaan tälle investoinnille olisi | 311 460 €. |

Suurjännitteen kompensointilaitteistolle kustannusarvion tekemisessä joudutaan hieman soveltamaan, sillä hinnastosta puuttuu koko laitteistojen yksikkökustannukset. Näin ollen tulkinnasta riippuen kustannuksissa voi olla hyvin suuria vaihteluita. Tässä diplomityössä ei oteta kantaa siihen, millä tavalla kompensointilaitteistot on tulkittu. Näin ollen yksikköhintaa ei ole laskettu suurjännitteen tason kompensoinnille. EV:n hinnasto on toistaiseksi voimassaoleva, sillä vuonna 2016 alkaa uusi valvontajakso, minkä seurauksena hinnastoon voi tulla muutoksia.

7.2.1 Korvaustilanne A

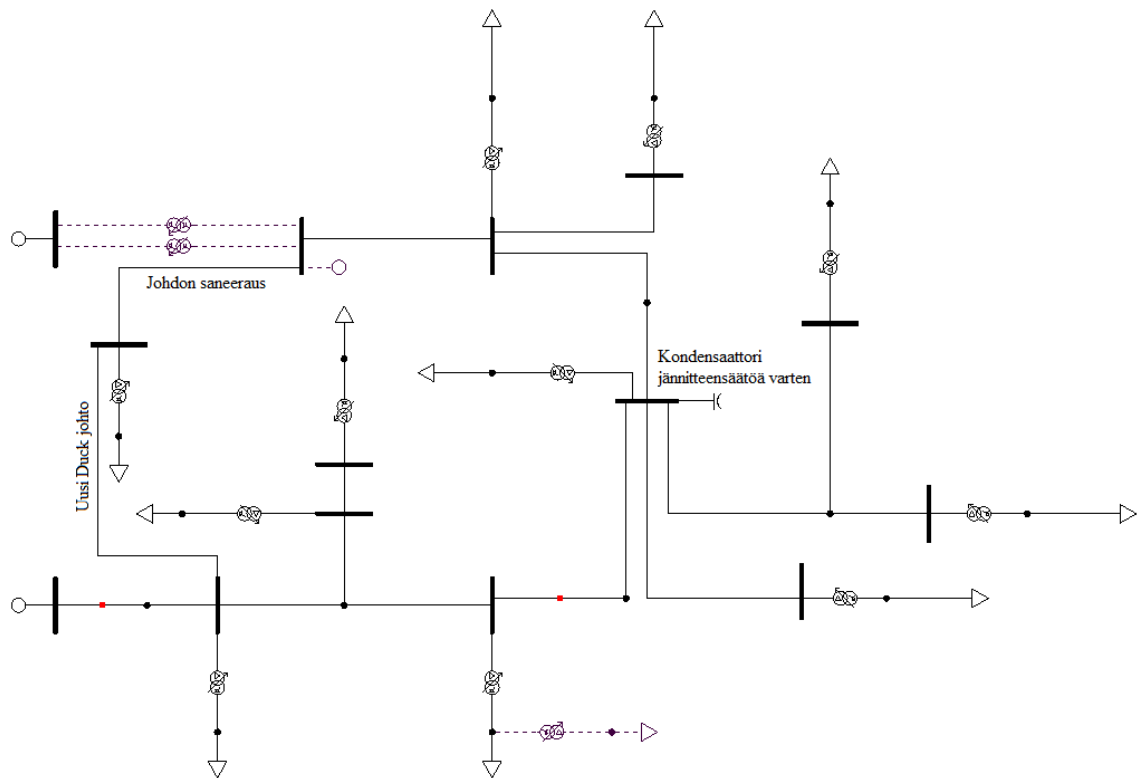
Tässä luvussa tarkastellaan verkon stabiilisuuden käyttäytymistä, kun verkon A syöttö on pois käytöstä huollon tai muun poikkeustilanteen takia. Katkaisijan välityksellä koko verkkoa syötetään eteläsuunnasta. Tässä korvaustilanteessa ei tarkastella loistehon rajoja, sillä Fingridin loistehon mittaus tapahtuu sillä kiskolla, joka on tässä tilanteessa pois käytöstä. Kuvassa 7.5 on esitetty kyseinen korvaustilanne.



Kuva 7.5. Korvaustilanne I

Maksimikuormituksen tilanteessa, missä pätötehon tarve on lähes 170 MW ja loistehon tarve on lähes 200 MVA_r, verkko ei ole kykeneväinen siirtämään tehoa kauimmaiselle kuormituspisteelle. Tässä tilanteessa verkon jännite romahtaa kokonaan ja tippuu jopa nolnaan. Syynä tähän on se, että siirtomatka on liian pitkä, jopa 420 km kauimmaiselle kuormituspisteelle, johdon siirtokapasiteettiin nähden. Pahimmassa tapauksessa johto vaurioituu tai jopa palaa poikki, mikä voi johtaa siihen että koko verkko joutuu sähköttömään tilaan.

Ratkaisuksi edellä mainittuun ongelmaan on varayhteys tai verkon vahvistaminen. Nykyisten johtojen vaihtaminen paksumpaan tai rinnakkaisjohdon rakentaminen ei ole kannattavaa. Yksi kilometri voimajohtoa maksaa keskimäärin 130 k€, joten koko pituudeltaan investointikustannus olisi 54,6 M€. Lisäksi regulaatiomallissa joudutaan ottamaan huomioon olemassa olevien johtojen nykykäyttöarvo, joten johtimen vaihto ei ole kannattavaa. Toisena vaihtoehtona on rakentaa uutta johtoa, jotta kyseinen verkko saadaan rengastettua. Tämä toimenpide ei vielä riitä, sillä olemassa olevan verkon johdon siirtokapasiteetti on liian pieni, jotta saadaan siirrettyä riittävä teho kauimmaiselle kuormituspisteelle. Näin ollen tulee saneerata olemassa oleva johto Duck johdolla. Verkon uudella voimajohdolla vahvistamisen jälkeen yksittäisen kiskon jännite on 96 kV, mikä on edelleenkin liian pieni. Näin ollen verkkoon tarvitaan vielä kondensaattoria jännitteen ylläpitämiseksi. Kondensaattori sijoitetaan mahdollisimman lähelle sitä kuormituspistettä, missä sitä tarvitaan. Kuvassa 7.6 on esitetty tämä ratkaisu.



Kuva 7.6. Korvaustilanne A verkon vahvistuksen jälkeen.

Jännitteen säätöä varten on kondensaattorin oltava teholtaan vähintään 25 MVar, jotta jännite kiskoissa on sallituissa rajoissa. Kompensoinnin myötä pienin yksittäisen kiskon jännite on 112 kV.

Teknisesti kuvassa 7.6 esitetty ratkaisu sopii hyvin tähän korvaustilanteeseen, sillä uuden johtimen kuormitusvirta tässä korvaustilanteessa on 380 A ja voimajohdon suurin sallittu kuormitusvirta on 845 A. Taloudellisesti ja käytännössä tässä ratkaisussa on muutamia haasteita. Tällaiset haasteet ovat uuden voimajohdon pituus, sillä päätepisteiden välinen etäisyys on 70 km. Koko pituudeltaan investointikustannus olisi noin 9,1 M€. Kustannus on erittäin suuri hyötyyn nähden, sillä tätä ratkaisua tarvitaan vain korvaustilanteissa ja verkon maksimikuorman aikana, mitkä ovat vain murto-osa verkon käyttöajasta. Lisäksi ongelmana on myös uuden johtokadun lunastus. Näin pitkän yhteisen johtokadun lunastuksessa yhteistyössä maanomistajien kanssa tulee yleensä aina ongelmia.

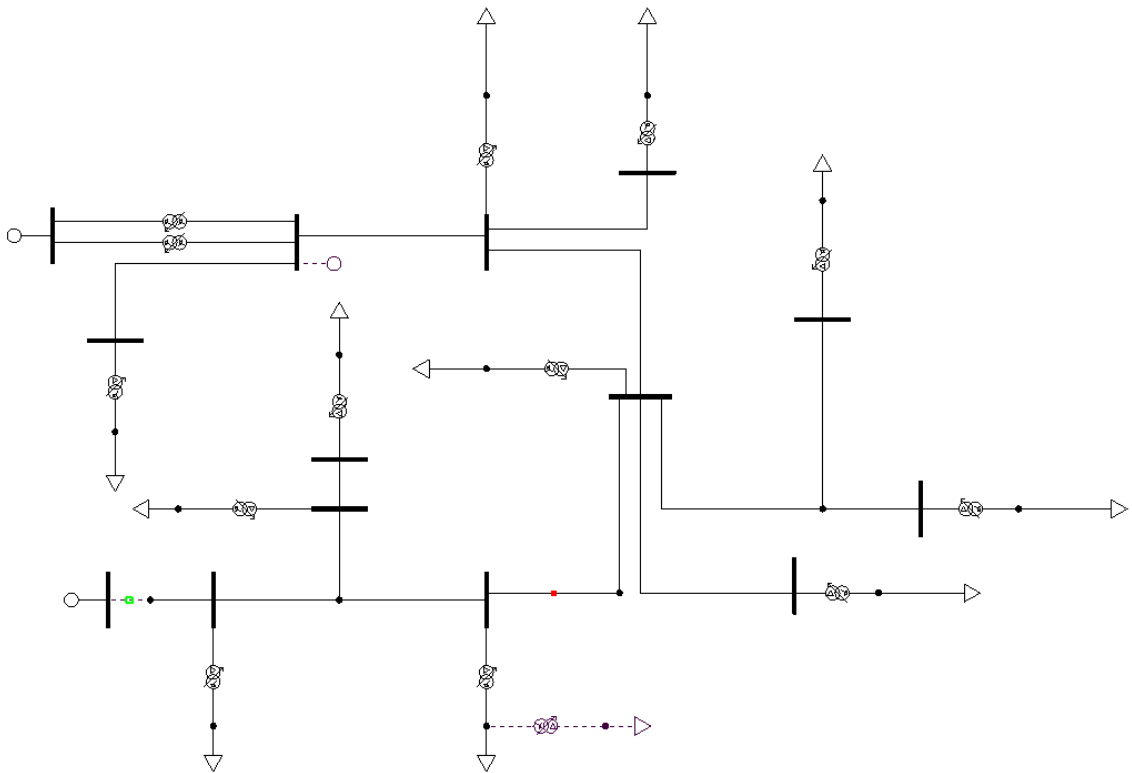
Kolmantena vaihtoehtona olisi varayhteys naapurijakeluyhtiöön. Tällöin kuorma saadaan jaettua ja johdon kuormittuvuutta kevennettyä. Varayhteyden haittapuoli on se, että tässä poikkeustilanteessa ollaan kokonaan riippuvaisia naapuriyhtiöstä. Mikäli naapurijakeluyhtiölläkin on poikkeustilanne, niin voi olla että varayhteydestä ei saada riittäviä tehoja ja lisäksi naapuriyhtiö voi yksinoikeudella määrittää korvaussähkölle yksikköhinnat.

Minimikuorman tilanteessa jännite kauimmaisessa kiskossa on 127,27 kV, mikä on aivan liian suuri. Näin ollen verkkoon on kytkettävä reaktori, jotta jännite saadaan pysymään mahdollisimman stabiilina. Kompensointia suoritetaan kuvan 7.2 tavoin. Mikäli 14 MVA reaktori on kiinni verkossa, on jännite samaisessa kiskossa 113,30 kV. 14 MVA reaktori sopii tähän nykyiseen verkkoon, mutta mikäli verkon maakaapelin osuutta lisätään säänvarmemman verkon vuoksi, on se huomioitava reaktorin hankinnassa.

Lopuksi tarkastellaan vielä verkon käyttäytymistä keskikuorman aikana. Jännitteiden muutokset ovat tässä tapauksessa sallituissa rajoissa. Näin ollen tässä tapauksessa ei tarvita erillistä kompensointia.

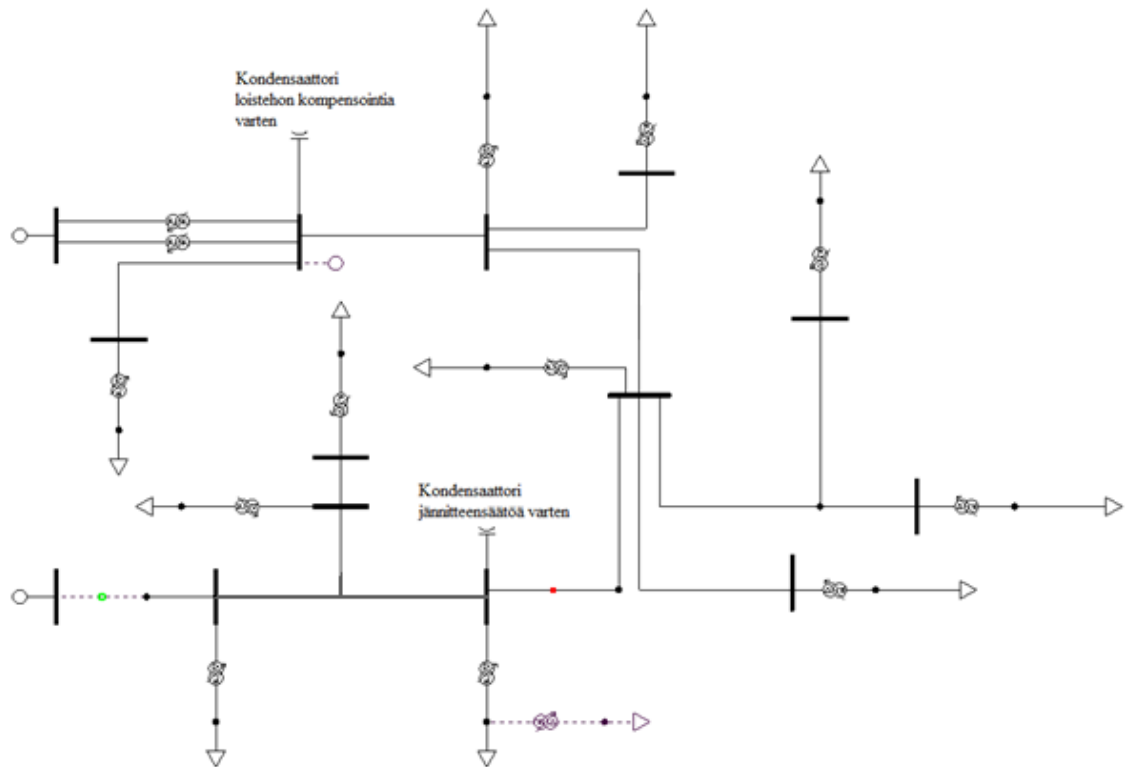
7.2.2 Korvaustilanne B

Tässä luvussa tarkastellaan verkon tehojen käyttäytymistä, kun verkon B syöttö on pois käytöstä. Katkasijan välityksellä koko verkostoa syötetään pohjoissuunnasta. Kuvassa 7.7 on esitetty tämä korvaustilanne II.



Kuva 7.7. Korvaustilanne B.

Maksimikuorman aikana jännite kauimmaisessa suurjännitteen kiskossa on 102,5 kV, joka on liian pieni. Jo pelkästään jännitteen puolesta verkko tarvitsee kompensointia ja lisäksi loistehon otto on liittymispisteessä 32,01 MVar. Tarkasteltavan verkon loistehon ottoraja on 9,55 MVar ja näin ollen loistehon otonkin kannalta tarvitaan kompensointia. Koska kyseessä on alijännite ja loistehon ottorajan ylitys, kompensointiin tarvitaan kondensaattori. Verkossa päästään loistehon tarkastelurajojen ja jännitteen vaihtelujen sisäpuolelle, mikäli verkkoon liitetään $2 * 10$ MVar kondensaattori. Yksi kondensaattori joudutaan asentamaan lähelle liittymispistettä loistehon kompensointia varten ja toinen heikon jännitteen kiskon lähelle, jotta jännitteen muutos saadaan mahdollisimman pieneksi. Kondensaattoreiden sijoittaminen on esitetty kuvassa 7.8.



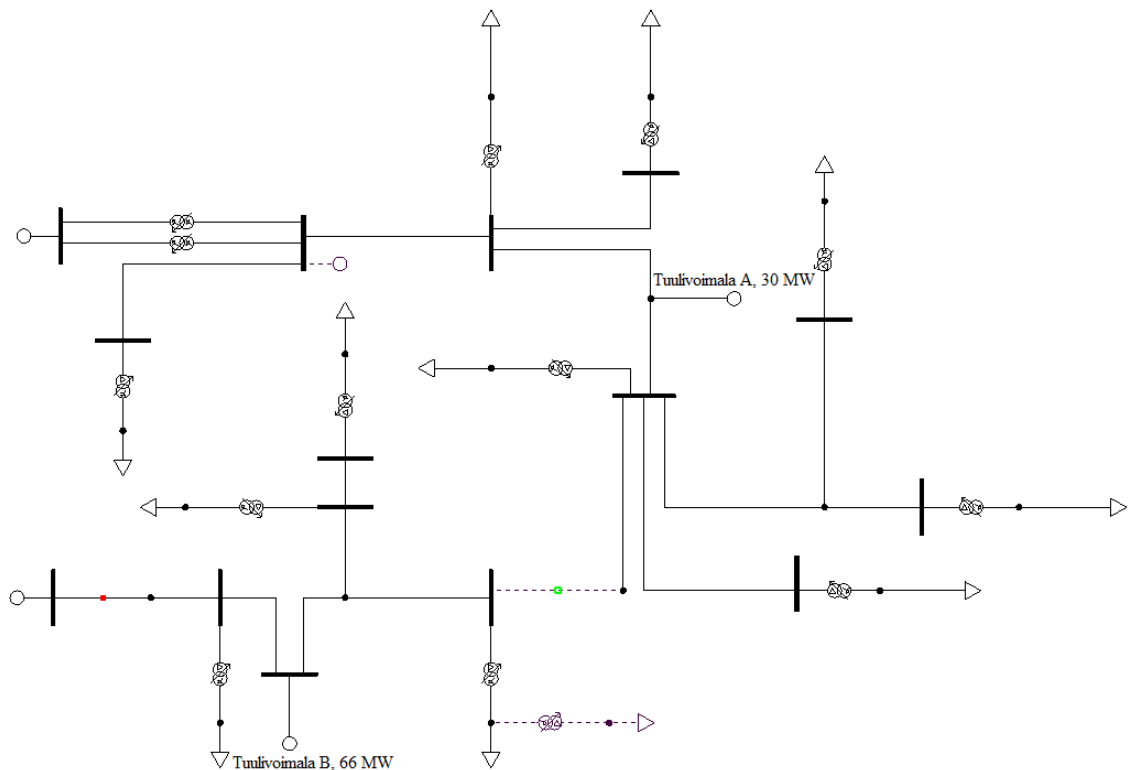
Kuva 7.8. Kompensointiratkaisu korvaustilanteessa B maksimikuorman aikana.

Kompensoinnin myötä loistehon otto liittymispisteessä on 2,88 MVAR ja jännite kaivimmaisessa kiskossa on 112,5 kV. Tässä poikkeustilanteessa loistehon ylitys johtuu kolmannesta osapuolesta eikä itse verkosta. Näin ollen Fingrid Oy:n kanssa tulee neuvotella, miten loistehon tarkastelussa käytäydytään, sillä verkon stabiilisuuden kannalta riittää, jos jänniteensäätöä varten oleva kondensaattori on päällä.

Minimikuorman aikana jännitteet kiskoissa ovat sallituissa rajoissa, mutta loistehon anto liittymispisteessä on 16,12 MVAR. Tarkasteltavan verkon loistehon antoraja on 2,39 MVAR, joten näin ollen loistehon anto on yli sallitun rajan, mikä tulee kompensoida. Kuvan 7.2 kompensoinnin myötä loistehon anto tippuu 0,31 MVAR, mikä on sallitun rajan sisällä. Tällä ratkaisulla jännitteetkään eivät alita tai ylitä sallittuja rajoja. Keski-kuormituksessa loistehon otto liittymispisteessä on 1,86 MVAR, mikä on tarkastelurajan sisällä ja näin ollen erillistä kompensointia ei tarvita.

7.3 Tuulivoimaloiden vaikutukset

VJV:ssa on määritetty tuulivoimalan liittäjälle loistehokapasiteetti riippuen tuulivoimalan teholuokituksesta. Lisäksi verkonhaltijalla on oikeus asettaa liitetyille tuulivoimaloille raja-arvot. Tällaiset raja-arvot ovat jännitteen vaihtelu sekä taajuuden ja pätötehon säätö. Käytännössä tuulivoimalat ajavat tehotuotantoa tehokertoimella 1. Loistehokapasiteetin kannalta verkonhaltijalla on oikeus käyttää puolet loistehokapasiteetista loistehon hallintaan. Näin ollen liitetyillä tuulivoimaloilla voidaan osittain hyödyntää ja kompensoida tarkasteltavaa loistehoa. Käytännössä tämä tarkoittaa sitä, että verkonhaltija voi maksullista korvausta vastaan pyytää tuulivoimalaa tuottamaan tai kuluttamaan loistehoa, kuitenkin VJV:n puitteiden rajoissa. Tarkasteltavaan verkkoon on aikomuksena liittää kaksi kaksoissyötettyä tuulivoimalaa, 30 MW tuulivoimala verkko-osaan A ja 66 MW tuulivoimala verkko-osaan B. Molemmat tuulivoimalat kuuluvat teholtaan VJV:n luokituksessa teholuokan 3 tuulivoimalaitoksiin. Alla olevassa kuvassa 7.9 on esitetty tuulivoimaloiden kytkentä kohdat.



Kuva 7.9. Tarkasteltava verkko tuulivoimaloiden jälkeen.

30 MW tuulivoimala tulee olemassa olevan voimajohdon varteen. Toista 66 MW tuulivoimalaa varten joudutaan olemassa oleva voimajohto katkaisemaan ja rakentamaan 2 * 10 km liittymisjohto. Liittymisjohdoksi on valittu Duck voimajohto.

Simuloinnista saadaan selville, että minimikuorman aikana normaalitilanteessa loistehon anto liittymispisteessä on 10,87 MVAR. Tuulivoimalan A:n täystuotannon aikana loistehon anto on enää 4,37 MVAR, mikä edelleenkin ylittää loistehorajan. Näin ollen verkkoon on liitettävä reaktori tuulivoimaloiden tuotannosta riippumatta. Reaktorin teholliskoko on oltava välillä 8 – 14 MVA, sillä tuulivoimalan tuotantoa on vaikea ennustaa. Reaktorin myötä loisteho vaihtelee oton 8,74 MVAR jaannon 1,56 MVAR välillä tuulivoimalan tuotannosta riippuen.

Keskikuormituksen tapauksessa on verkko-osaan A asennettava yksi 5 - 11 MVA reaktori, kuvassa 7.2 on esitetty tämä kompensointiratkaisu. Tällöin loisteho vaihteleeannon 1,32 MVAR ja oton 8,65 MVAR välillä tuulivoimalan A tuotannon vaihdellessa 0 MW ja 30 MW välillä. Maksimikuormituksen aikana ei tarvita erillistä kompensointia, mikäli tuulivoimala on kiinniketykettynä verkossa. Loisteho liittymispisteessä vaihtelee oton 3,09 MVAR ja oton 11,04 MVAR välillä tuulivoimalan A tuotannon ollessa välillä 0 MW ja 30 MW. Näin ollen nollatuotannon aikana verkon loisteho on loistehon tarkasteluikkunan ulkopuolella, minkä kompensointiin tarvitaan erillinen kondensaattori. Kondensaattorin kooksi valitaan 5 MVAR, jonka myötä loistehon otto on enää 5,28 MVAR.

7.3.1 Tuulivoimaloiden vaikutukset korvaustilanteessa A

Kappaleessa 7.2.1 todettiin, että maksimikuormituksen aikana verkon jännite romahtaa kokonaan ja verkon stabiilisuuden saavuttamiseksi tarvitaan joko uusi johdin, jotta saadaan aikaan rengaskytkentä, tai korvaussähköä naapurijakeluyhtiöltä. Mikäli tuulivoimalat toimivat tässä tilanteessa täydellä kapasiteetilla, verkon stabiilisuus pysyy yllä ja jännite kauimmaisella kiskolla on 109 kV. Haasteena tässä tilanteessa on tuulivoiman epätasainen tuotanto ja sen ennustamisen vaikeus. Mikäli tuulivoimala B:n tuotanto on 0 MW ja tuulivoimalan A tuotanto on täysillä eli 30 MW, jännite kauimmaisella kiskolla tippuu jännitteeseen 88 kV. Näin ollen verkkoon on liitettävä kondensaattori, jolla saadaan jännitteen muutos pieneksi. Kondensaattorin kooksi valitaan 15 MVAR ja kompensoinnin myötä jännite kiskolla on 117,5 kV. Lisäksi, vaikka tuulivoimala B:n tuotanto

on täysillä eli 66 MW, on tuulivoimala A:n tuotanto oltava vähintään 28 MW, jotta jännite kauimmaisessa kuormituspisteessä pysyy vakaana. Näin ollen stabiilisuuden kannalta ei voida olla täysin tuulivoimaloiden varassa ja kondensaattorin tarve teknisessä mielessä on tarpeen.

Keskikuormituksen aikana tuulivoimaloiden tuotannot vaikuttavat verkkoon positiivisesti. Mitä suurempi on tuulivoimaloiden tuotanto, sitä pienempiä ovat jännitteiden muutokset. Sen sijaan minimikuormituksen aikana, kun tuulivoimaloiden tuotanto on huipussaan, jännitteen muutos kauimmaisessa suurjännitteen kiskossa on liian suuri, yli 10,0 %. Näin ollen, jotta jännitteen muutos saadaan kompensoitua, on verkkoon asennettava reaktori. Reaktoriksi valitaan 14 MVA reaktori, jota käytetään myös loistehon kompensoinnissa. Reaktorin myötä jännite kauimmaisella kiskolla on 115,78 kV, mikä on sallituissa rajoissa.

7.3.2 Tuulivoimaloiden vaikutukset korvaustilanteessa B

Loistehon otto liittymispisteessä maksimikuorman aikana on tässä korvaustilanteessa hieman pienempi kuin kappaleessa 7.2.2 tuulivoimalan B liittymisjohdon takia. Loistehon otto on 47,63 MVar, kun tuulivoimalat ovat irtikytketty verkosta. Mikäli tuulivoimaloiden tuotannot ovat täydellä kapasiteetilla, niin loistehon otto tarkastelupisteessä on enää 0,32 MVar. Näin ollen tuulivoimaloiden täystuotannon aikana ei erillistä kompensointia tarvita. Jos tuulivoimala A tuotanto on nolla, on tuulivoimalan B pätötehon tuotannon oltava vähintään 20 MW ja loistehon tuotannon 10 MVar, jottei erillistä kompensointia tarvita. Tällöin loistehon otto on 9,47 MVar. Mikäli tuulivoimala B:n tuotanto on nolla ja tuulivoimalassa A on täystuotanto, on loistehon otto liittymispisteessä 21,34 MVar. Näin ollen tuulivoimalan B tuotannon tukea tarvitaan, mikäli erillistä kompensointilaitteistoa ei haluta. Loistehon kompensoinnissa tarvitaan 5 MVar kondensaattori ja jännitteen säädössä tarvitaan toinen samankokoinen kondensaattori, joka asennetaan lähemmäksi verkon loppupäätä. Kompensointilaitteisto sijoitetaan verkkoon kuvan 7.8 mukaisesti. Kompensoinnin myötä loistehon anto liittymispisteessä on 1,11 MVar ja jännite kauimmaisella kiskolla on 112,5 kV.

Kappaleessa 7.2.2 todettiin, että ilman verkossa kiinni olevia tuulivoimaloita, loistehon anto minimikuorman aikana liittymispisteessä on 16,12 MVar. Tuulivoimaloiden täys-

tuotannon myötä loistehon anto on 0 MVar, mutta otto on sen sijaan 12,39 MVar. Jotta tämä ylitys saadaan kompensoitua, on verkkoon asennettava kondensaattori. Ratkaisu tähän saadaan kuvan 7.8 mukaisella toteutuksella ilman jännitteen kompensointia varten tarvitseaa kondensaattoria. Kompensoinnin myötä loistehon otto on enää 7,47 MVar.

Keskikuormituksen aikana loistehon otto liittymispisteessä on 5,65 MVar, kun tuulivoimaloiden tuotannot ovat täydellä kapasiteetilla. Mikäli tuulivoimala B:n tuotanto on nolla, niin loistehon anto liittymispisteessä on 6,08 MVar. Tämä ylityksen kompensointiin on verkkoon liitettävä reaktori. Ratkaisu tähän on teholtaan 4 - 12 MVA reaktori, jolloin loisteho liittymispisteessä on välillä anto 1,43 MVar ja otto 7,67 MVar. Kompensointi liitetään kuvan 7.2 tavalla. Vastaavasti mikäli tuulivoimalan A tuotanto on nolla, niin loistehon anto liittymispisteessä ilman erillistä kompensointia on 2,34 MVar. Tuulivoimalan B tuotannosta riippumatta loistehon anto vaihtelee välillä 0,94 MVar ja 2,34 MVar. Näin ollen tässä tapauksessa ei tarvita erillistä kompensointia.

7.4 Kuormitushäviöiden nykyarvo

Tässä kappaleessa käsitellään edellä mainittuja kompensointilaitteistojen kuormitushäviöitä ja lasketaan niiden käyttöajalle diskontattu kuormitushäviöiden nykyarvo. Taulukossa 7.2 on esitetty saadut tulokset. Tulokset on saatu käyttämällä yhtälöä 6.3 ja taulukkoa 6.1. Alstom Grid Oy:n esitteissä mainitaan, että kompensointilaitteiden kuormitushäviö on keskimäärin 0,15 W/kVar. Samaa periaatetta on sovellettu reaktoreidenkin kohdalla.

Taulukko 7.2. Eri kompensointilaitteistojen kuormitushäviöiden nykyarvo.

| Kompensointilaitteisto ja teholliskoko [MVA; MVA _r] | | Kuormitushäviö [MW] | Kuormitushäviöiden nykyarvo [€] |
|---|----|---------------------|---------------------------------|
| Reaktori | 3 | 0,00045 | 4 947 |
| | 8 | 0,0012 | 13 191 |
| | 14 | 0,0021 | 23 084 |
| Kondensaattori | 5 | 0,00075 | 8 623 |
| | 10 | 0,0015 | 17 246 |
| | 15 | 0,00225 | 25 868 |
| | 25 | 0,00375 | 43 114 |

Taulukosta 7.2 nähdään, että laitteistojen kuormitushäviöt ovat suhteellisen pieniä. Näin ollen diskontatut kuormitushäviöiden nykyarvotkin ovat suhteellisen pieniä. Vaikka nykyarvot ovat pieniä, niin kannattavuuslaskennassa tulee ottaa sekin huomioon, sillä laitteiston kokonaiskustannukseen sisältyvät investointikustannusten lisäksi kuormitushäviöt, kunnossapitokustannukset ja ylläpitokustannukset. Tässä diplomityössä ei oteta kantaan kompensointilaitteistojen kokonaiskustannukseen, sillä suurjännitteen kompensointilaitteistojen kustannuksissa on suuria vaihteluja toimittajista riippuen ja hankintakustannuksissa on suuria eroja kilpailutuksista riippuen.

7.5 Yhteenveto edellä mainituista vaihtoehdoista ja korvaustilanteista

Tässä kappaleessa vertaillaan edellä käsiteltyjä kompensointivaihtoehtoja ja eri korvaustilanteita. Alla olevassa taulukossa 7.3 on koottu lista edellä mainituista kompensointiratkaisusta ja korvaustilanteista.

Taulukko 7.3. Eri kompensointiratkaisut eri korvaustilanteessa.

| Normaalitilanne | |
|--|--|
| Vaihtoehto 1 | 110 kV reaktori (14 MVA) ja kondensaattori (3 – 10 MVA _r). <i>Haaste:</i> Kustannuslaskelman kannalta hankalaa, koska EV:n hinnastosta puuttuu suurjännitteen kompensointilaitteiston yksikkökustannus. |
| Vaihtoehto 2 | Neljä 20 kV reaktoria (3 MVA). EV:n hinnaston mukaan kompensoinnin kustannus on 311 460 €. <i>Haaste:</i> Kompensointilaitteiston hajasijoittaminen voi olla tilallisesti hyvin haastavaa ja laitteita on vaikeampi kontrolloida määrän takia. Lisäksi loistehon kompensoinnin kannalta kondensaattori tulisi sijoittaa tässä verkossa mahdollisimman lähelle mittauspistettä. |
| Korvaustilanne A (Tässä tilanteessa ei tarkastella loistehoa) | |
| Keskikuormitus | Ei tarvitse kompensointia. |
| Minimikuormitus | 110 kV reaktori (14 MVA). <i>Haaste:</i> Laskenta on tehty nykyiselle verkolle, mikäli jakeluverkon maakaapeloinnin osuus kasvaa, niin reaktorin tehoa pitää suurentaa. Näin ollen maakaapelointi tulee ottaa huomioon reaktorin valinnassa. |
| Maksimikuormitus | Tarvitaan verkon vahvistusta. Uusi voimajohto ja jännitteen säätöä varten 110 kV kondensaattori (25 MVA _r). Johdon investointikustannus noin 9,1 M€. Vaihtoehtoisesti varayhteys naapuriyhtiöltä. <i>Haaste:</i> Voimajohdon pituus on yli 70 km, ja johtokadun lunastus. |
| Korvaustilanne B | |
| Keskikuormitus | Ei tarvitse kompensointia. |
| Minimikuormitus | 110 kV reaktori (14 MVA). |
| Maksimikuormitus | Loistehon tarkastelun kannalta tarvitaan 110 kV kondensaattori (10 MVA _r) ja jännitteen säätöä varten toinen 110 kV kondensaattori (10 MVA _r). <i>Haaste:</i> Ei pysytä loistehon rajojen sisäpuolella. Onko verkkoyhtiön vastuulla pysyä loistehorajojen sisällä, jos kyseessä on poikkeustilanne ja syy johtuu kolmannesta osapuolesta? |
| Tuulivoimaloiden vaikutukset normaalitilanteessa | |
| Keskikuormitus | Tuulivoimalan tuotannosta riippumatta tarvitaan 110 kV reaktori (5 – 10 MVA). |

| | |
|--|---|
| Minimikuormitus | 110 kV reaktori (8 – 14 MVA). |
| Maksimikuormitus | Ei tarvita erillistä kompensointia, kun tuulivoimalaitosten tuotannot ovat täydellä kapasiteetilla. <i>Haaste:</i> Ilman tuulivoimalaitosten tuotantoa tarvitaan erillinen 110 kV kondensaattori (5 MVA _r) loistehon kompensointiin. |
| Tuulivoimaloiden vaikutukset korvaustilanteessa A | |
| Keskikuormitus | Tuulivoimaloiden tuotannot eivät vaikuta verkon stabiilisuuteen. |
| Minimikuormitus | 110 kV reaktori (14 MVA), jotta jännitteen muutos on sallitun rajan sisällä. |
| Maksimikuormitus | Tuulivoimaloiden täystuotannon aikana verkko pysyy stabiilina eikä tarvita uuta johtoa. <i>Haaste:</i> Tuuliolosuhteiden epävarmuus, jonka myötä tarvitaan 110 kV kondensaattori (15 MVA _r) stabiilisuuden säilyttämiseksi. |
| Tuulivoimaloiden vaikutukset korvaustilanteessa B | |
| Keskikuormitus | Täystuotannon aikana ei tarvita erillistä kompensointia. <i>Haaste:</i> Mikäli tuulivoimalan B tuotanto on nolla, niin tarvitaan 110 kV reaktori (4 – 10 MVA). |
| Minimikuormitus | Kaksi 110 kV kondensaattoria (5 MVA _r). |
| Maksimikuormitus | Täystuotannon aikana ei tarvita erillistä kompensointia. <i>Haaste:</i> Mikäli toinen tuulivoimaloista on irti verkosta, niin tarvitaan kaksi 110 kV kondensaattoria (5 MVA _r) loistehon ja jännitteen säätöä varten. |

Tässä tarkasteltavassa verkossa kompensointilaitteiston sijoittaminen keskijännitteen puolelle on loistehon hallinnan kannalta vain paikallinen vaikutus kytkettävään asemaan ja sen lähtöihin. Ottaen huomioon tämän tarkasteltavan verkon rakennetta ja sen kuormitusta, suurin osa loistehonannon ylityksistä syntyy tyhjäkäyvästä voimajohdosta. Näin ollen kompensointilaitteisto on loistehon kompensoinnin kannalta kannattavaa sijoittaa mahdollisimman lähelle Fingridin loistehon mittauspistettä.

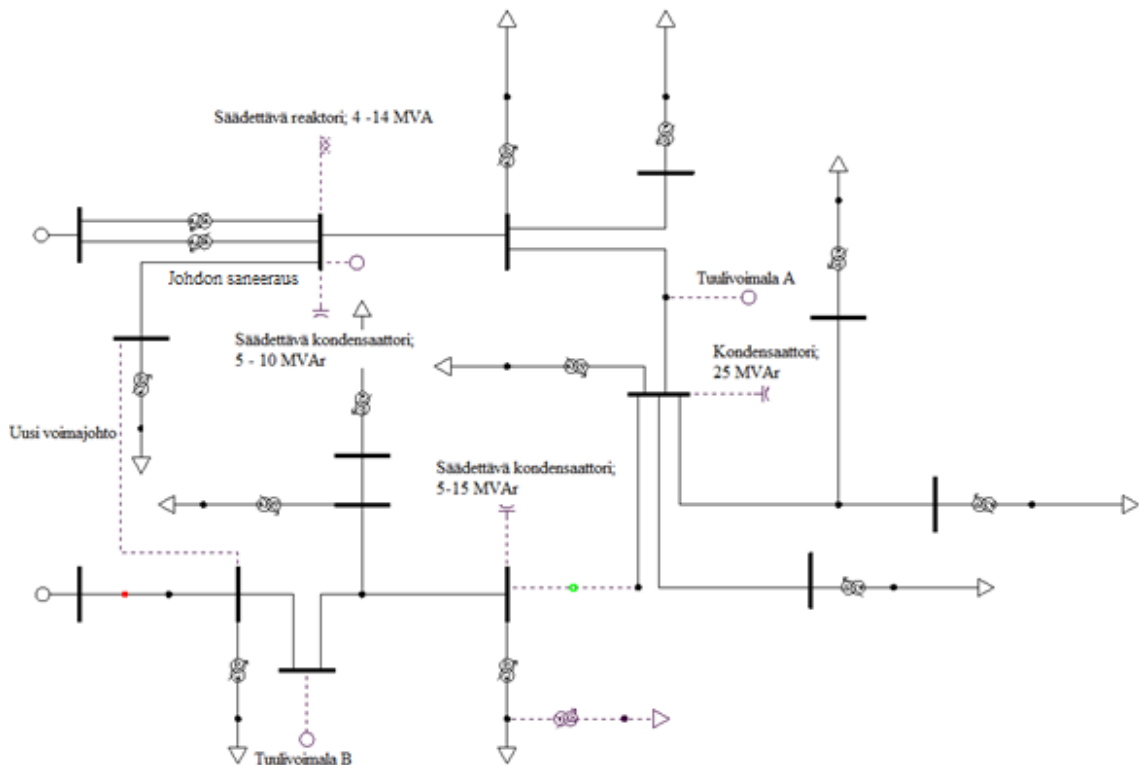
Sähkömarkkinaviraston uudet määräykset keskeytyksiin liittyen ja tiukentuneet keskeytyskustannukset ohjaavat verkkoyhtiöitä säävarmaan verkkoon. Tämän seurauksena jakeluverkon maakaapelointi kasvaa, sillä näin vältytään puiden kaatumiselta linjojen päälle. Kasvava maakaapelointi lisää verkon loistehon tuotantoa, mikä on kompensoita-

va reaktoreilla. Näin ollen reaktoreiden tarve kasvaa tulevaisuudessa. Tämän seurauksena tulevaisuuden näkymät tulee ottaa huomioon jo tässä vaiheessa kompensoinnissa, jotta saadaan aikaan mahdollisimman kattava pitkän tähtäimen investointisuunnitelma.

Tässä tarkasteltavassa verkossa on pitkä siirtomatka ja siirtomatkaan nähden pienet kulutukset, mikä vaikuttaa siirtojohtojen loistehon käyttäytymiseen. Näin ollen, kun otetaan huomioon nämä sähköverkkoihin liittyvät tulevaisuuden näkymät, kompensointilaitteen kytkentärajoitteet ja siirtojohdon pituus, on EV:n hinnastosta riippuen kannattavaa sijoittaa kompensointilaitteisto suurjännitteen puolelle. Taulukosta 7.3 nähdään, että mahdollisimman kattava kompensointiratkaisu, jossa otetaan huomioon kaikki korvaustilanteet, loistehon tarkasteluikkunan ylitykset, tulevat tuulivoimalat ja jännitteen muutokset, on

- Yksi säädettävä 110 kV reaktori, jonka teho on 4 – 14 MVA
- Yksi 110 kV kondensaattori, jonka teho on 25 MVAr
- Kaksi säädettävä 110 kV kondensaattoria, jonka teho on 5 – 15 MVAr
- Uusi voimajohto sekä olemassa olevan voimajohdon saneeraus

Kuvassa 7.10 on esitetty tarkasteltavan verkon kompensointiratkaisu.



Kuva 7.10. Tarkasteltavan verkon kompensointiratkaisu.

Tuulivoimaloiden avulla päästään osittain lähemmäksi loistehon tarkasteluikkunaa ilman erillistä kompensointia ja korvaustilanteessa voidaan hyödyntää tuulivoimaloiden tuotantokapasiteettia. Esimerkiksi korvaustilanteessa A ei tarvita uutta voimajohtoa, jos tuulivoimaloista saadaan kapasiteetiltaan maksimi tuotanto. Tässä ongelmana on epävaakaat tuuliolosuhteet ja niiden ennustaminen. Näin ollen ei voida täysin olla tuulivoimaloiden varassa. Minimi kuormituksen aikana jännitteen muutokset ovat liian suuria korvaustilanteessa A ja näin ollen verkkoon tulee liittää myös erillinen keskijännitteen reaktori, joko 6 MVA tuulivoimalan A:n liittymispisteelle tai 4 MVA reaktori kauimmaiselle kuormituspisteelle.

Yhtenä ongelmakohtana tässä kompensointiratkaisussa on laitteistojen säädettävyys. Manuaalinen säätö on tässä tapauksessa lähes mahdotonta toteuttaa, sillä loistehon tarkastelu tapahtuu tunneittain ja manuaalisessa säädössä on tarkasteltava tunneittain loistehon käyttäytymistä ja säätää kompensointilaitteistoja sen mukaan. Näin ollen automaattinen säätö on ainoa realistinen ratkaisu tässä tapauksessa. Automaattisessa säädössä on oltava jonkinlainen automatiikka, joka reagoi loistehon vaihteluun ja moottorin

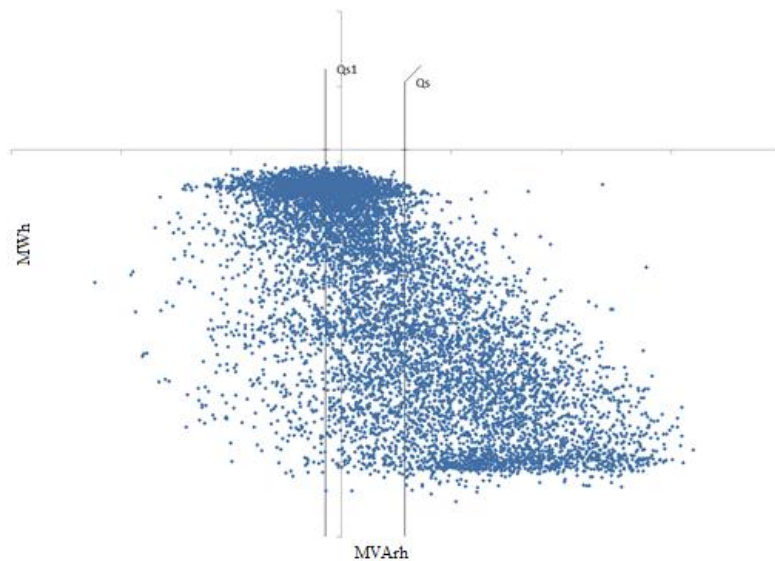
avulla säätää kompensointilaitteistojen toimintaa. Säädettävässä kondensaattorissa on levypakat, joista kiinteä levypakka on nimeltään staattori ja liikkuva on roottori. Kondensaattorin kapasitanssi määräytyy sen mukaan, kuinka paljon levyt ovat toistensa kanssa limittäin. Samalla toimintaperiaatteella toimivat myös säädettävät reaktorit. Reaktorin sisällä on sydän ja käämi. Säättäjä muuttaa kuristimen sisällä olevan ilmaraon suuruutta automaattisesti moottorin avulla. Näin ollen liikkuvien osien takia säädettäville kompensointilaitteille joudutaan tekemään useammin kunnossapitotarkastuksia ja korjauksia. Säädettävyyden mahdollisuus lisää laitteistojen hankintakustannuksia ja kunnossapitokustannuksia.

8. LOPPUPÄÄTELMÄ

Fingridin kanssa käydyssä palaverissa selvisi, että syy tähän loistehon tarkasteluun on se, että vuosi vuodelta loistehon otto kantaverkosta ja erityisesti loistehon anto kantaverkkoon on kasvanut. Näin ollen verkkoon tulisi tehdä muutoksia, jotta verkon stabiilius pysyy yllä. Syynä muutokseen aluetarkastelusta liittymispistetarkasteluun on se, että muutoksen myötä loistehon ylityksiä on helpompi määrittää ja kontrolloida. Tällä tavoin on helpompi määrittää yksittäisen aseman loistehoa ja loistehon ylityksen laskutus kohdistuu yksittäiselle liittymispisteelle ja sen verkkoyhtiölle. Tämän uudistuksen myötä herää joitakin pääkysymyksiä:

1. Tuotantoa ja kulutusta sisältävän liittymispisteen loistehon hallinta.
2. Tuulivoimalaitoksien vaikutus loistehon tarkasteluun.
3. Korvaus- ja poikkeustilanteet.
4. Loistehon tarkasteluikkunan laskenta ja sen suuruus.

Alla kuvassa 8.1 on erään liittymispisteen loistehorajat ja vuoden 2013 tuntikohtaiset loistehon mittauspisteet.



Kuva 8.1. Tuotanto-kulutuspuheen loistehorajat ja tuntikohtaiset loistehon mittauspisteet.

Tämän liittymispisteen takana on kaksi voimalaitosta, joiden tuotantokapasiteetit ovat 43 MW ja 51 MW, ja yksi kulutuspuhe, jonka suurin kulutus yksittäisenä tuntina vuon-

na 2013 oli 7,5 MW. Voimalaitokset haluavat ajaa nollaloisteholla ja loistehon tuotanto on sen verran mitä generaattorimuuntaja tarvitsee. Fingridillä on oikeus velvoittaa voimalaitoksia tuottamaan loistehoa verkkoon ja ottamaan loistehoa verkosta, sillä tällä tavoin ylläpidetään verkkojärjestelmän jännitetasoa. Voimalaitosten ajojen takia loistehon mittaukset tässä liittymispisteessä käyttäytyvät suurella vaihtelulla. Tässä korostuu tuotanto-kulutuspuoleen eli sekapisteen haastavuus loistehon hallinnassa.

Mikäli voimalaitoksille asetetaan loistehoikkunat, minkä sisällä loistehon anto tai otto tulee olla, niin voimalaitoksien hyödyntäminen jännitteen säädössä menettää kokonaan tarkoituksensa. Tämän seurauksena Fingrid joutuu käyttämään jännitteen säädössä erilisiä kondensaattoreita tai reaktoreita, mikä lisää verkon investointeja. Tämä taas heijastuu verkkoyhtiöihin liittymismaksuina, jonka loppujen lopuksi yksittäiset kuluttaja-asiakkaat maksavat. Ratkaisuna tällaisissa tapauksissa voisi olla erillinen tarkastelu kulutus- ja tuotantopisteelle. Kulutuspuolelle asetettaisiin omat loistehorajat ja tuotantopisteelle asetetaan omansa. Tällöin loistehon kompensointi kohdistuisi oikealle tarkastelupisteelle. Lisäksi ottaen huomioon voimalaitoksien nollaloistehon ajon, kannattaneeko voimalaitoksille olla asettamatta loistehorajoja. Tällä tavoin voimalaitoksia voidaan hyödyntää jatkossa jännitteen säätäjinä.

Tuulivoimalaitokset tässä loistehon tarkastelussa tulee tarkastella omana tapauksenaan, sillä tuulivoimaloissa on monia haasteita liittyen loistehon säätöön. Uudet tuulivoimalat ovat kaksoissyötettyjä tuulivoimaloita tai täystehomuuttajalla varustettuja tuulivoimaloita, joten näin ollen tuulivoimalat voivat itse säätää oman loistehonsa kulutusta tai antoa. Loistehon kannalta haasteena ei ole tuulivoimaloiden loistehon tuotanto tai kulutus, vaan tuulivoimaloiden sijainnit. Tuulivoimalat rakennetaan yleensä paikkoihin missä on suotuisat tuuliolosuhteet ja jotka yleensä sijaitsevat kaukana kulutuspuolesta. Näin ollen tuulivoimaloita varten joudutaan rakentamaan erillinen liittymisjohto. Tuotannon aikana tämä ei tuota ongelmaa loistehon kannalta, mutta tyhjäkäynnin aikana tämä johto tuottaa loistehoa, mikä näkyy loistehon tarkastelussa. Näin ollen tuulivoimaloiden liittymispisteille tulisi asettaa omat loistehotarkastelurajansa tai nollaloistehoraja, sillä taajuusmuuttajien avulla tuulivoimalat voivat hallita loistehon ottonsa tai antonsa, kuitenkin VJV:n määrittelemissä rajoissa.

Loistehon tarkasteluikkuna lasketaan yhtälöiden 7.1 – 7.3 avulla. Yhtälössä 7.1 nähdään, että W_{otto} eli kantaverkosta otetulla vuosienergialla on suuri vaikutus ikkunan leveyteen. Tämä ongelma korostuu varsinkin niissä liittymispisteissä, missä on paljon tuulivoimaloita ja pienvoimalaitoksia. Voimalaitoksien myötä näissä liittymispisteissä kantaverkosta otettu vuosienergia on todella pieni tai jopa nolla, minkä myötä loistehon tarkasteluikkuna on todella kapea. Jatkotoimenpiteenä voisi olla, että yksittäiselle liittymispisteelle asetetaan minimi loistehon tarkasteluikkuna, esimerkiksi loistehon otto olisi 1 MVar ja anto 0,25 MVar. Tällä tavoin vältetään siltä, ettei yksittäisellä liittymispisteellä loistehon maksu ole taloudellisesti liian merkittävä pienvoimalaitoksien takia ja tällä tavoin vältetään tarpeettomalta loistehon kompensoimislaitteen investoinnilta.

Kappaleesta seitsemän nähdään, että korvaustilanteella on todella suuri vaikutus loistehon käyttäytymiseen ja siihen, miten loistehon ylitykset saadaan kompensoitua. Lisäksi erilaiset poikkeustilanteet, kuten kompensointilaitteiston vioittuminen tai sähköasemien korjaus, vaikuttavat suuresti loistehon käyttäytymiseen. Myös Fingridin kantaverkon korjauksella tai saneerauksella on suuri vaikutus loistehoon, sillä voi olla, että yhtä liittymispistettä joudutaan syöttämään toisella liittymispisteellä. Näin ollen yhdellä liittymispisteellä on kahden liittymispisteen loistehon taakka, minkä seurauksena loisteho ei pysy tarkasteluikkunan sisällä. Tällaisissa korvaus- ja poikkeustilanteissa tulisi loistehon tarkastelussa olla joustava, esimerkiksi mikäli asiasta on hyvissä ajoin ilmoitettu Fingridille, niin loistehoa ei tarkasteltaisi tältä poikkeusajalta. Tällä tavoin vältetään sellaisten kompensointilaitteistojen investoinneilta, joiden tarkoitus on vain varautua poikkeustilanteisiin loistehon säädön kannalta. Tämä sen takia, että yhteiskunnan hyvinvoinnin kannalta ei ole tarkoitus investoida vain lisää komponentteja verkkoon vaan parantaa verkon stabiilisuutta, sillä regulaatiomallin mukaan näiden investointien kustannukset kohdistuvat loppujen lopuksi yksityisille kuluttajille.

Aikaisemmassa kappaleessa seitsemän todettiin myös, että loistehon tarkastelun kannalta on kannattavaa sijoittaa kompensointilaitteisto liittymispisteen lähetyville. Sen sijaan hajautettua kompensointia käytetään lähinnä jännitteen säädössä. Hajautettu kompensointi soveltuu esimerkiksi sellaiselle verkolle, missä on paljon maakaapelia sähköaseman syötön takana. Näin ollen loistehon kompensointi on verkkokohtaista, siihen vai-

kuttaa muun muassa verkon topologia, tulevat investoinnit ja kuormituksen muutos. Yhtenä vaihtoehtona loistehon kompensoinnissa voisi olla se, että kompensointi suoritettaisiin kantaverkon puolella. Tällöin loistehon tarkastelu ei kohdistuisi yksittäisille verkkoyhtiöille ja kompensointia voitaisiin toteuttaa keskitetysti Fingridin toimesta. Tämän seurauksena kantaverkon liittymismaksu kasvaisi kompensointilaitteistojen investointien takia, mutta tällä toimenpiteellä verkkoon ei tarvitsisi asentaa useita erillisiä kompensointilaitteistoja eri verkkoyhtiöiden toimesta.

Aluetarkastelusta siirtymisestä pisteittäiseen liittymispistetarkasteluun on tarkoituksena loistehon ylitysten tarkastelun kohdistamisen helpottaminen. Tällä tavoin saadaan osoitettua yksittäisen liittymispisteen loistehon ylitykset. Joillakin Fingridin aluetarkastelun alueilla on vain yhden verkkoyhtiön omistamat liittymispisteet, jotka loistehon tarkastelun kannalta yhdessä tarkasteltuna ovat tarkasteluikkunan sisällä, mutta yksittäisenä liittymispisteenä loistehon ylityksiä esiintyy. Monet tällaiset liittymispisteet ovat saman kantaverkon johdon varrella. Näin ollen liittymispisteiden kuormitukset kohdistuvat samalle johdolle kompensoinnista huolimatta. Tällainen tapaus voisi olla poikkeustilanne, jossa loistehoa tarkastellaankin edelleen aluetarkasteluna. Tällä tavoin välttyttäisiin tarpeettomilta verkkoinvestoinneilta.

Verkkoyhtiöiden liiketoiminnan kannalta loistehon ylityksistä aiheutuvilla maksuilla ei ole suurta taloudellista merkitystä, sillä regulaatiomallin mukaan häviömaksut ovat lähes läpilaskutettavia. Näin ollen Fingrid tulee asettamaan loistehomaksuille sellaiset rajat, että se kannustaa verkkoyhtiöitä investoimaan loistehon kompensointiin. Lisäksi Energiavirastolta tarvitaan uusi ja selkeä yksikköhinnasto kompensointikomponenteille, jotta verkkoyhtiöiden kannalta kompensointilaitteistoille saadaan laskettua regulaatiohintaa. Mikäli selkeää yksikköhinnastoa ei ole eivätkä Fingridin loistehon maksurajat ole kannustavia, jää loistehon kompensointi verkkoyhtiöiltä tekemättä. Näin ollen loistehosta syntyvät loistehomaksut kohdistuvat yksittäisille kuluttajille.

8.1 Jatkotutkimusaiheet

Loistehon tarkastelu tässä diplomityössä on tehty niillä oletusarvoilla, jotka on asetettu loistehon aluetarkastelun aikana. Pistemäiseen tarkasteluun siirtymisen myötä voi olla, että loistehoikkunan laskenta ja loistariffi muuttuvat. Näin ollen tarkkaa loistehon tar-

kastelua ei voida tehdä, vaan laskennat perustuvat oletuksiin. Lisäksi uuden valvontajakson myötä Energiaviraston yksikköhinnastoihin saattaa tulla muutoksia. Muutoksien myötä yksikköhinnastoon saattaa tulla kompensointilaitteistosta kattavampi malli tai yksikköhinnat saattavat jopa tippua. Voi myös olla ettei hinnastoon tule muutoksia lainkaan. Näillä kaikilla on suuri vaikutus siihen, miten verkkoyhtiö kompensoi oman loistehon kulutuksensa tai tuottonsa pysyäkseen sille asetetun loistehon tarkasteluikkunan sisällä.

Taloudellisessa mielessä suurta vaikutusta on myös sillä, mikä markkinatilanne erinäisille kompensointilaitteille on. Erinaisten lähteiden mukaan varsinkin säädettävien kompensointilaitteiden kysyntä on Suomessa vielä varsin pieni, mikä vaikuttaa tuotetarjontaan. Näiden laitteiden tarjoajia on vain kourallinen, mikä vaikuttaa kilpailutukseen ja tuotteen hankintakustannuksiin. Lisätutkimusta tuotteiden tarjoajista ja laitteiden hintojen kilpailutuksesta tarvitaan, jotta verkkoyhtiöt saavat tehtyä mahdollisimman kattavan investointisuunnitelman.

Teknisessä mielessä tarvitaan myös lisätutkimusta. Tällaisia aiheita ovat esimerkiksi jännitteen ja kompensointilaitteiston käyttäytyminen, kun laitetta kytketään verkkoon. Kappaleessa kaksi on käsitelty yliaaltoja ja jännitteen muutosta teoriassa, kun kompensointilaitetta kytketään verkkoon. Kappaleessa kolme taas on käsitelty sitä, miten yliaallot saadaan suodattua verkosta, esimerkiksi estokelaparistolla tai erinaisilla suodattimilla. Kompensointilaitteistoa ei voida vain kytkeä valmiiseen verkkoon vaan käytännössä tällaisista kytkennöistä tarvitaan lisää tutkimusta, joka tulee suorittaa rajatussa ympäristössä ja kontrolloiduissa olosuhteissa. Tällä tavoin vältetään mahdollisilta laitteiden viikaantumisilta, sähkökatkoilta tai pahimmassa tapauksessa verkon vaurioitumiselta.

Taajuusmuuttajien avulla uudet tuulivoimalat voivat itse säätää omaa loistehon antoa tai ottoa, mikä käytännössä tarkoittaa sitä, että tuulivoimalat ajavat nollaloisteholla. Loistehon tarkastelun kannalta tuulivoimalat itsessään eivät aiheuta loistehon ylityksiä vaan niiden liittymisjohdot aiheuttavat. Näin ollen riippuu Fingridin määräyksistä, miten loistehoa tarkastellaan tällaisissa tapauksissa. Loistehon säädössä ja kompensoinnissa verkkoyhtiöllä on oikeus käyttää puolet voimalaitoksen loistehokapasiteetista alueellisesti. Näin ollen riippuen verkkoyhtiön ja siihen liittyneen voimalaitoksen välisestä liittymis-

sopimuksesta voidaan voimalaitoksen loistehon kapasiteettia mahdollisesti hyödyntää loistehon säädössä. Haasteena tässä on taloudelliset kysymykset, sillä voimalaitokset ajavat loistehoa sen verran, mitä generaattorimuuntaja tarvitsee ja lisäksi loistehon tuotto vähentää pätötehon tuottoa. Tämän pohjalta asia vaatii jatkotutkimusta.

9. YHTEENVETO

Tässä diplomityössä on tarkasteltu ja tutkittu sähköverkossa käytettäviä erilaisia loistehon kompensointiratkaisuja. Taustasyynä tähän tutkimukseen on loistehon tarkastelun muutos Fingrid Oy:n toimesta. Ennen ja vielä toistaiseksi loistehon tarkastelua on Fingridin puolesta suoritettu alueittain, joka koostuu monista verkkoyhtiöiden yksittäisistä liittymispisteistä. Vuodesta 2016 lähtien on tarkoitus siirtyä aluetarkastelusta liittymispisteisiin tarkasteluun. Siirtymän myötä verkkoyhtiöiden on tarkkailtava oman liittymispisteen loistehon kulutusta ja tuotantoa sekä mahdollisesti kompensoitava sitä erilaisilla kompensointilaitteilla, jotta liittymispisteet pysyvät Fingridin niille asettamissa loistehon tarkasteluikkunassa.

Erilaisten loistehon kompensointiratkaisujen lisäksi työssä tutkittiin niiden kytkentöjä ja kytkentöjen vaikutuksia olemassa olevaan sähköverkkoon. Tutkimuksessa tarkasteltiin erään verkon loistehoa ja millä kompensointikeinoilla kyseisen verkon loistehot saataisiin pysymään Fingridin asettaman tarkasteluikkunan sisällä. Tarkastelussa selvisi, että verkkoon pitää asentaa 14 MVA reaktori ja 3 MVAR kondensaattori normaalissa tilanteessa, jotta Fingridin asettamat loistehorajat eivät ylity. Ottaen huomioon tulevat tuulivoimalat sekä korvaus- ja erinäiset poikkeustilanteet on verkkoon asennettava kuvan 7.10 mukaiset kompensointilaitteet loistehon ja jännitteen stabiilisuuden kannalta. Maksimikuormassa korvaustilanteen aikana jännite romahtaa kauimmaisessa kuormituspisteessä ja tämän takia yhtenä vaihtoehtona on uuden voimajohdon rakentaminen, jotta verkko saadaan renkaaksi. Johdon siirtokapasitanssin on oltava riittävän suuri, jotta rengasverkosta olisi hyötyä. Näin ollen uuden voimajohdon reitiksi on valittu reitti kuvassa 7.10 esitetyllä tavalla. Uuden johdon lisäksi verkkoa pitää saneerata olemassa olevaa voimajohtoa paksummalla johdolla, jotta siirtokapasiteetti saadaan riittävän suureeksi kauimmaisellekin kuormituspisteelle.

Tarkasteltavan verkon loistehon kompensoinnin kannalta tarvitaan reaktoria, sillä loistehon ylitykset tapahtuvat loistehonannon puolella eli pisteessä tuotetaan liikaa loistehoa kantaverkkoon. Erinäisissä korvaustilanteissa ja tulevien tuulivoimaloiden takia jännitteen muutokset ovat todella suuret tässä verkossa. Lisäksi kuormien vaihtelut ja niiden seurauksena syntyvät jännitteen vaihtelut ovat aivan liian suuria. Näin ollen re-

aktorin lisäksi tarkasteltavaan verkkoon on asennettava kondensaattoreita jännitteensäätöä varten. Yhtenä vaihtoehtona on naapurijakeluyhtiöiden apusähkö korvaustilanteissa, jolloin ei välttämättä tarvita erillisiä kondensaattoreita, mutta silloin verkko on kokonaan naapurijakeluyhtiön lainasähkön varassa.

Tämä uuden loistehon tarkastelun muutos on vielä todella varhaisessa vaiheessa, sillä mitään lopullisia päätöksiä loistehon tariffin tai tarkasteluikkunan suhteen ei ole vielä tehty. Muutoksessa on sekä teknisiä että taloudellisia haasteita. Tekniset haasteet liittyvät esimerkiksi sekapisteidien loistehon tarkasteluun, voimalaitoksien pitkiin liittymisjohtoihin sekä erinäisiin korvaus- ja poikkeustilanteisiin. Taloudelliset haasteet liittyvät sen sijaan siihen, miten kompensoinnista saadaan mahdollisimman kannattava verkkoyhtiöiden kannalta, sillä häviökustannukset ovat regulaatiomallin mukaan lähes läpilas-kutettavia liiketoiminnassa. Näin ollen Fingridiltä vaaditaan selkeitä linjauksia loistehon tarkastelun suhteen ja yhteistyötä Energiaviraston kanssa, jotta ohjaus loistehon kompensointiin olisi mahdollisimman selkeä ja kannattava. Tässä vaiheessa verkkoon investoiminen loistehon kompensoinnin kannalta ei ole vielä kriittisessä vaiheessa, mutta asiaa ei voida jättää kokonaan huomioimatta, sillä muutos astuu voimaan ensisijaisen aikataulun mukaan vuonna 2016 ensimmäinen päivä tammikuuta. Varsinkin kasvavan maakaapeloinnin myötä reaktorin tarve loistehon kompensoinnissa korostuu ja tämä tulee ottaa huomioon jo tässä vaiheessa.

LÄHTEET

Ackermann T. 2005. *Wind Power in Power Systems*. England. John Wiley & Sons Ltd. ISBN 0-470-85508-8.

Alanen, R., & Hätönen, H. 2009. *Sähkön laadun ja jakelun luotettavuuden hallinta. State of art –selvitys* Espoo: Valtion teknillinen tutkimuskeskus (VTT). Tutkimusraportti.

Apiola, H. 2006. *Fourier-Sarjat*. Teknillinen korkeakoulu, Matematiikan laitos. Mat-1.1332 Matematiikan peruskurssi KP3-II.

Baroudi J.A., Dinavahi V., Knight A.M.A. 2005, *Review of Power Converter Topologies for Wind Generators*. Edmonton. Alta. ISBN 0-7803-8987-5.

Elovaara, J. & Haarla, L. 2011. *Sähköverkot I, Järjestelmätekniikka ja sähköverkon laskenta*. 1. painos. Otatiето: Gaudeamus Helsinki University Press. s. 89 – 153 & 351 – 352 & 447 – 452

Elovaara, J. & Haarla, L. 2011. *Sähköverkot II, Verkon suunnittelu, järjestelmät ja laitteet*. 1. painos. Otatiето: Gaudeamus Helsinki University Press. s. 225 – 236.

Elovaara, J., & Laiho J. 1988. *Säkölaitostekniikan perusteet*. 3. painos. Otatiето: Karisto Oy, Hämeenlinna. s. 56 – 62 & 116 – 122 & 287 – 291.

Falck, E., Keikko, T., Korpinen, L. & Mikkola M. 2008. *Yliaalto-opus*. [verkkodokumentti]. [Viitattu 16.10.2014]. Saatavilla <http://www.leenakorpinen.fi/archive/opukset/ylialto-opus.pdf>.

Farin, J., Peltonen, L., Pykälä, M-L. & Uski-Joutsenvuo, S. 2009. *Taajuusmuuttajien rakenne, mitoitus ja säätö generaattorikäytöissä*. Espoo: Valtion teknillinen tutkimuskeskus (VTT). Tutkimusraportti.

Grainger, J., & Stevenson, W. 1994. *Power System Analysis*. New York: McGraw-Hill. s. 329 – 335.

Helsingin kasvatus. 1997. Sähkö. [verkkodokumentti]. [Viitattu 16.10.2014]. Saatavilla <http://www.helsinki.fi/kasv/okl/luonti/e413.html>.

Hietalahti, L., Männistö, M., Seesvuori, R., Seesvuori, V. & Wilén, T. 2006. Yliaallot ja kompensointi. Espoo, Sähköinfo Oy. ISBN 952-5600-19-X. s. 26 – 65.

Huuska, R. 2014. Kompensointilaitteistojen kustannukset. [sähköposti]. Risto.huuska@alstom.com 28.5.2014.

Iliadis, N.A., Pappu, V., Pardalos, P.M., Pereira, M.V.F., & Rebennack, S. 2013. Handbook of wind power systems. Grid Integration of Wind Power Systems: Modeling of Wind Power Plants. Vol. 5, s. 153 – 209.

Korpinen, L. 2007. Muuntajat ja sähkölaitteet. [verkkodokumentti]. [Viitattu 16.10.2014]. Saatavilla http://www.leenakorpinen.fi/archive/svt_opus/9muuntajat_ja_sahkolaitteet.pdf.

Korpinen, L. 2007. Sähkökoneet, osa 1. [verkkodokumentti]. [Viitattu 16.10.2014]. Saatavilla http://www.leenakorpinen.fi/archive/svt_opus/10sahkokoneet_1osa.pdf.

Korpinen, L. 2007. Sähkökoneet, osa 2. [verkkodokumentti]. [Viitattu 16.10.2014]. Saatavilla http://www.leenakorpinen.fi/archive/svt_opus/10sahkokoneet_2osa.pdf.

Kässi, T., Lehtovaara, M., Pyrhönen, O., Selevuo, J., & Varis, J. 2013. Suomalaisen tuulivoimateollisuuden asema, kilpailukyky ja tulevaisuuden näkymät kansainvälisillä markkinoilla. Lappeenranta: Lappeenrannan teknillinen yliopisto.

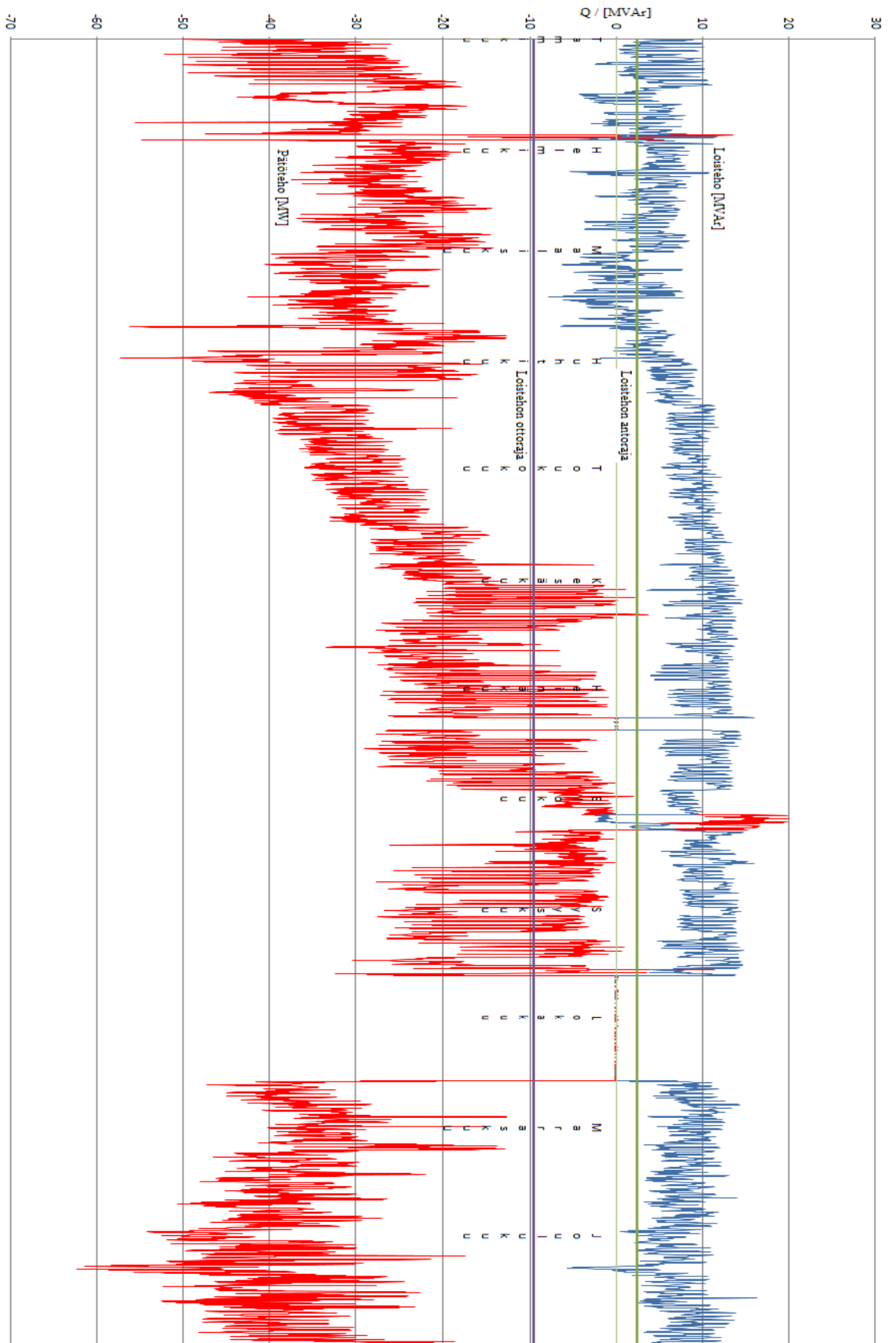
Lakervi, E., & Partanen, J. 2009. Sähkönjakelutekniikka. 2. Uudistettu painos. Otatieto: Hakapaino, Helsinki. s. 40 – 44.

- Loissähkön käyttö ja loisreservin ylläpito. 2011. Fingrid Oy. [verkkodokumentti]. [Viitattu 16.10.2014]. Saatavilla
<http://www.fingrid.fi/fi/asiakkaat/asiakasliitteet/Kantaverkkopalvelut/Liite%204%20Loissähkön%20sovellusohje.pdf>.
- Nayeem, R.U. 2006. Grid Reinforcing Wind Generation. Thesis for the degree of licentiate of engineering. [verkkodokumentti]. [Viitattu 16.10.2014]. Saatavilla
<http://www3.ul.ie/~mlc/support/CompMaths2/files/NewtonRaphson.pdf>.
- Mathematics Learning Centre. 2008. Numerical Methods. [verkkodokumentti]. [Viitattu 16.10.2014]. Saatavilla
<http://www3.ul.ie/~mlc/support/CompMaths2/files/NewtonRaphson.pdf>.
- Motiva Oy. 2013. Tuulivoimateknologia. [verkkodokumentti]. [Viitattu 27.2.2014]. Saatavilla
http://www.motiva.fi/toimialueet/uusiutuva_energia/tuulivoima/tuulivoimateknologia.
- Mäkinen, A. 2009. Wind power in power systems. [verkkodokumentti]. [Viitattu 16.10.2014]. Saatavilla
<http://webhotel2.tut.fi/units/set/opetus/kurssit/Wind/Seminaarit/luku19.pdf>.
- Mörsky, J., & Mörsky, J. 1994. Voimalaitosten yhteiskäytön tekniikka. Helsinki: Haka-painot Oy. s. 65 – 82.
- Partanen, J. 2010. Lappeenrannan teknillinen yliopisto, Sähkösiirtotekniikka, Tehonjaon laskenta.
- Repo, S. 2000. Sähkösiirtoverkon jännitestabiilisuusmarginaalin approksimointi. Tampere: Tampereen teknillinen korkeakoulu. s. 18 – 24.
- SFS-EN 50160. 2010. Yleisestä jakeluverkosta syötetyn sähkön jänniteominaisuudet. 4. painos. Helsinki, Suomen standardisoimisliitto. s. 22 – 51.

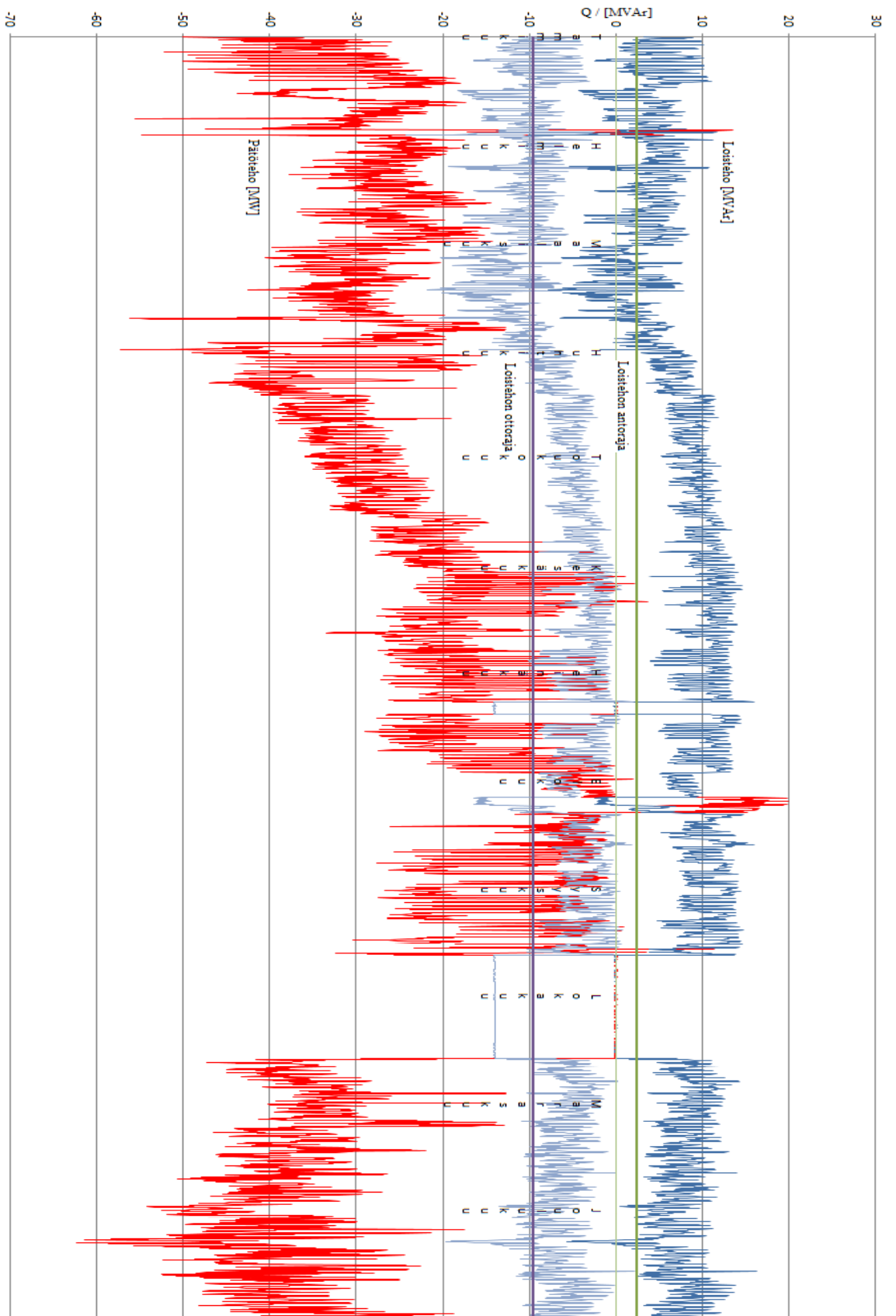
Siemens Power Transmission & Distribution, Inc. 2005. PSS/E 30.2 User's Manual.
Luku 4,2.

Voimalaitosten järjestelmätekniiset vaatimukset VJV2013. Fingrid Oy. Saatavilla
<http://www.fingrid.fi/fi/asiakkaat/asiakasliitteet/Liittyminen/2013/Voimalaitosten%20järjestelmätekniiset%20vaatimukset%20VJV2013.pdf>.

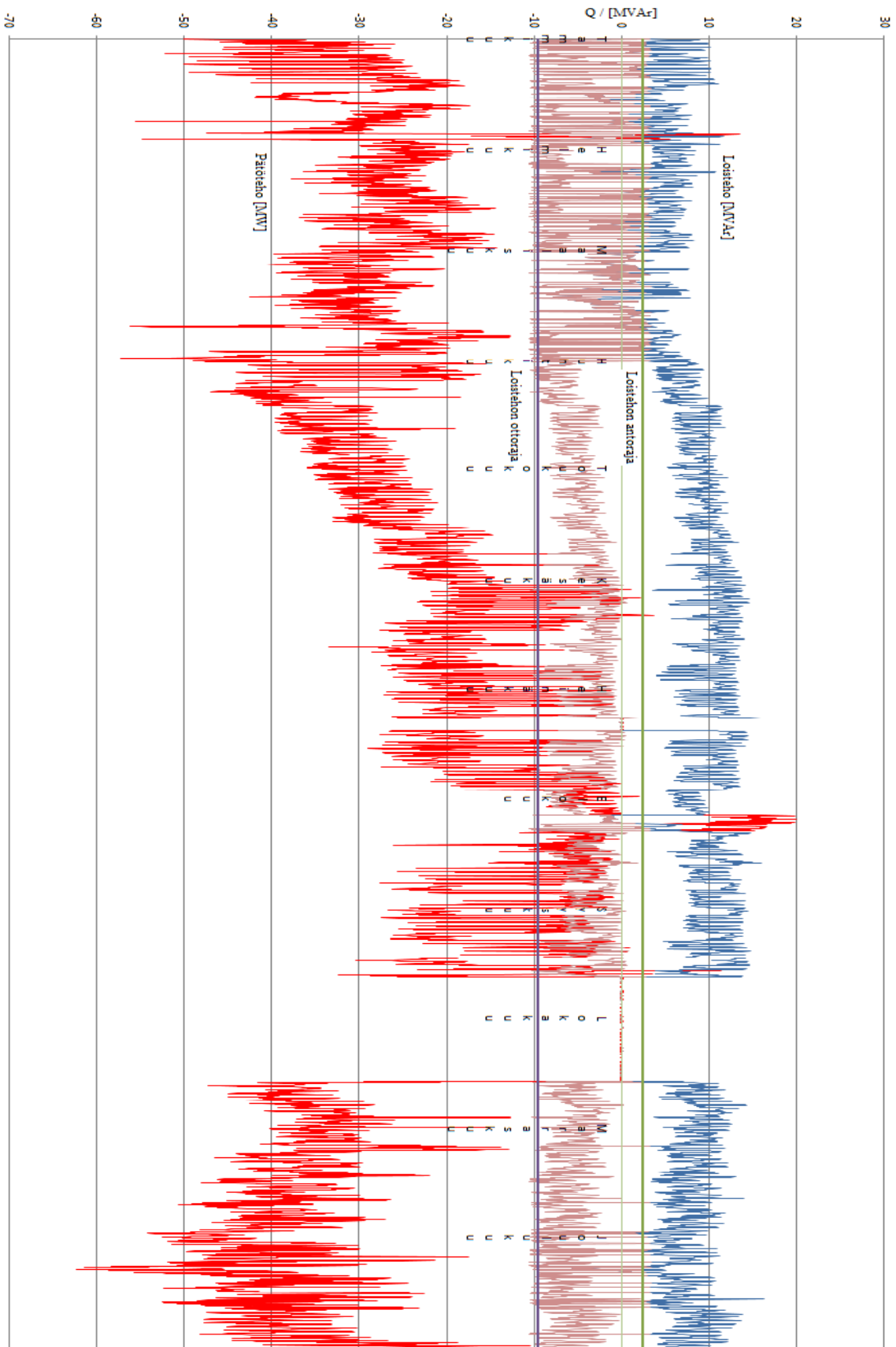
Liite I: Verkon loistehon ja pätötehon käyttäytyminen vuonna 2013



Liite II: Reaktorin vaikutus verkon loistehoon ilman ohjausta



Liite III: Ohjatun reaktorin vaikutus verkon loistehoon



Liite IV: Ohjatun reaktorin ja kondensaattorin vaikutus verkon loistehoon

