

VAASAN YLIOPISTO

TEKNIIKAN JA INNOVAATIOJOHTAMISEN YKSIKKÖ

SÄHKÖTEKNIikka

Markku Ojala

**SÄHKÖNJAKELUVERKON LOISTEHON OHJAUKSEN JÄRJESTELMÄ-
KONSEPTIN SUUNNITTELU**

Diplomityö, joka on jätetty tarkastettavaksi diplomi-insinöörin tutkintoa varten

Vaasassa 31.10.2018

Työn valvoja

Prof. Kimmo Kauhaniemi

Työn ohjaaja

Prof. Lauri Kumpulainen

ALKULAUSE

Tämä diplomityö on tehty toimeksiantona VEO Oy Power Distribution -yksikölle. Eri-tyisesti haluan kiittää työni ohjaajia professori Lauri Kumpulaista ja kehityspäällikkö Ari Pätsiä tuesta ja asiantuntevista neuvoista, joita ilman diplomityön tekeminen ei olisi ollut mahdollista. Haluan kiittää myös professori Kimmo Kauhaniemeä opastuksesta ja neuvoista sekä työni tarkastamisesta.

Olen kiitollinen VEO Oy:lle ja Vaasan yliopistolle mielenkiintoisesta ja ajankohtaisesta aiheesta. Kiitän esimiestäni suunnittelupäällikkö Ralf Söderholmia mahdollisuudesta tehdä töitä ja kehittyä alalla diplomityön kirjoittamisen ohella.

Lopuksi haluan kiittää lähimmäisiäni, jotka ovat tukeneet minua koko opiskelujen ajan.

Vaasassa 31.10.2018

Markku Ojala

SISÄLLYSLUETTELO

ALKULAUSE	2
SISÄLLYSLUETTELO	3
SYMBOLI- JA LYHENNELUETTELO	6
TIIVISTELMÄ	10
ABSTRACT	11
1 JOHDANTO	12
1.1 Työn taustat	12
1.2 VINPOWER-tutkimushanke	12
1.3 Työn tavoitteet ja rakenne	14
1.4 VEO Oy	16
2 LOISTEHO JA SIIHEN LIITTYVÄT ILMIÖT	17
2.1 Loisteho	17
2.2 Loistehotase	19
2.3 Jännitteen muutos	22
2.4 Maasulkuvirran kompensointi	23
3 KANTAVERKKOSOPIMUS 2016	26
3.1 Liittymispisteen loissähkörajat	26
3.1.1 Kulutuksen loissähkörajat	27
3.1.2 Tuotannon loissähkörajat	28
3.2 Loissähköikkuna	29

3.3	Loissähkömaksujen netotus	31
3.4	Lievennykset voimalaitosten loissähkömaksuissa	33
3.5	Lievennykset kulutuksen loissähkömaksuissa	33
3.6	ENTSO-E loistehovaatimukset	34
4	LOISTEHON HALLINNAN JA KOMPENSOINNIN TOTEUTUSVAIHTOEHDOT	35
4.1	Kompensoinnin taloudellinen hankinta ja sijoitus	35
4.2	Loistehon hallinta	36
4.3	Reaktori	38
4.3.1	Reaktorien tyypit	39
4.3.2	Tasasähkösäädettävä reaktori	41
4.3.3	Loistehon ja maasulkuvirran yhteiskompensointi	42
4.4	Staattinen loistehon kompensattori - SVC	43
4.5	Loistehon keskitetty ja hajautettu kompensointi	45
4.6	Voimalaitokset	47
4.6.1	VJV2018	47
4.6.2	Tuulivoimalaitoksien loistehon säätö	53
5	ÄLYMUUNTAMO JA LOISTEHON KOMPENSOINTI	56
5.1	Älykäs sähköjärjestelmä	56
5.2	Älymuuntamo	58
5.2.1	Automaation tasot älymuuntamossa	59
5.2.2	Vianpaikannus, erottaminen ja syötön palauttaminen	61
5.2.3	Älymuuntamo tulevaisuudessa	65
5.3	5G-verkon tuomat mahdollisuudet	66
6	LOISTEHON OHJAUSKONSEPTI JA LAITERATKAISUT	68

6.1	Yleiskuva järjestelmästä	69
6.2	Ohjauskonseptin tietoliikenne	71
6.3	Ala-asemapohjainen valvontaratkaisu	74
6.3.1	Ala-asemalaitteen valinta eri tietoliikennevaihtoehdoille	75
6.3.2	Tarvittavat lisämoduulit	76
6.3.3	Muut tarvittavat komponentit	78
6.4	Ala-asemapohjainen valvonta- ja ohjausratkaisu	80
6.4.1	Ala-asemalaitteen ja lisämoduulien valinta	81
6.4.2	Muut tarvittavat komponentit	81
6.5	Suojarelepohjainen ratkaisu	83
6.5.1	Smart Node Panel	83
6.5.2	Käytettävän suojareleen ja moduulien valinta	85
6.5.3	Mittaukset	86
6.5.4	Tietoliikenne	87
6.5.5	Muut ominaisuudet ja tarvittavat komponentit	89
6.6	Kaukokäyttöjärjestelmä ohjauskonseptissa	90
6.7	Yleiskuva ohjauskonseptista	93
7	JOHTOPÄÄTÖKSET JA JATKOTUTKIMUSTARPEET	98
8	YHTEENVETO	103
	LÄHDELUETTELO	107

SYMBOLI- JA LYHENNELUETTELO

Kreikkalaiset symbolit

ΔQ	Loistehon muutos
ΔU	Jännitteenmuutos
δ	Tehokulma
φ	Jännitteen ja virran välinen vaihe-erokulma
ω	Kulmataajuus

Muut symbolit

B	Suskeptanssi
C	Kapasitanssi
I	Virta
L	Induktanssi
\hat{i}	Virran huippuarvo
I_p	Virran pätökomponentti
I_q	Virran loiskomponentti
P	Pätöteho
P_{netto}	Liittymispisteen takaisten voimalaitosten nettosähkötehojen summa

Q	Loisteho
Q_c	Johdon tuottama loisteho tai kompensointilaitteen mitoitus-teho
Q_D	Loissähkön ottoraja liittymispisteen kuluttaessa pätötehoa
Q_{DI}	Loissähkön antoraja liittymispisteen kuluttaessa pätötehoa
Q_G	Loissähkön ottoraja liittymispisteen tuottaessa pätötehoa
Q_{GI}	Loissähkön antoraja liittymispisteen tuottaessa pätötehoa
Q_j	Loistehotase
Q_R	Reaktorin mitoitus-teho
Q_x	Johdon kuluttama loisteho
R	Resistanssi
S	Näennäisteho
S_K	Verkon oikosulkuteho
t_k	Huipunkäyttöaika
U	Jännite
\hat{u}	Jännitteen huippuarvo
U_{hv}	Jännitteenalenema
U_R	Reaktorin mitoitusjännite

<i>W_{otto}</i>	Liittymispisteen ottoenergia vuodessa
<i>X</i>	Reaktanssi
<i>Lyhenteet</i>	
<i>AI</i>	Analog input, analoginen sisääntulo
<i>CCMMP</i>	Communication, Control, Monitoring, Measuring & Protection, konsepti jonka pohjalta on luotu VEO Oy:n SNP-tuote
<i>CPU</i>	Central Processing Unit, Suoritin
<i>DCR</i>	Direct current regulated, tasasähköohjattava
<i>DFIG</i>	Double fed induction generator, kaksoissyötetty induktiogeneraattori
<i>DI</i>	Digital input, digitaalinen sisääntulo
<i>DO</i>	Digital output, digitaalinen ulostulo
<i>ENTSO-E</i>	European Network of Transmission System Operators
<i>FLIR</i>	Fault location, isolation and restoration, Vian paikannus, erottaminen ja syötön palautus.
<i>GOOSE</i>	Generic Object Oriented Substation Event, IEC 61850:n määrittelemä tiedonsiirtoprotokolla
<i>GPS</i>	Global Positioning System, satelliittipaikannusjärjestelmä
<i>IoT</i>	Internet of Things, teollinen internet
<i>ITU-R</i>	International Telecommunication Union Radiocommunication Sector

<i>LED</i>	Light emitting diode
<i>LTE</i>	Long-Term Evolution, nopean langattoman tiedonsiirron standardi
<i>NCC</i>	Network Control Center, valvomo
<i>PLC</i>	Programmable Logic Controller, ohjelmoitava logiikka
<i>RTD</i>	Resistance Temperature Detector, Vastuslämpötila-anturi
<i>RTU</i>	Remote Terminal Unit, ala-asekalaite
<i>SCADA</i>	Supervisory Control And Data Acquisition, käytönvalvontajärjestelmä
<i>SNP</i>	Smart Node Panel
<i>SQL</i>	Structured Query Language, standardoitu kyselykieli
<i>SVC</i>	Static var compensator, staattinen loistehon kompensattori
<i>VINPOWER</i>	Vaasa innovation platform for future power systems
<i>VJV</i>	Voimalaitosten järjestelmätekniset vaatimukset
<i>VPN</i>	Virtual Private Network, virtuaalinen erillisverkko

VAASAN YLIOPISTO**Tekniikan ja innovaatio-
johtamisen yksikkö**

Tekijä:	Markku Ojala
Diplomityön nimi:	Sähkönjakeluverkon loistehon ohjauksen järjestelmäkonseptin suunnittelu
Valvojan nimi:	Professori Kimmo Kauhaniemi
Ohjaajan nimi:	Professori Lauri Kumpulainen
Tutkinto:	Diplomi-insinööri
Oppiaine:	Sähkötekniikka
Opintojen aloitusvuosi:	2015
Diplomityön valmistumisvuosi:	2018

Sivumäärä: 115

TIIVISTELMÄ

Lisääntynyt maakaapelointi ja tästä seurannut loistehon tuotannon kasvu aiheuttaa jakeluverkkoyhtiöille ongelmia, kuten loissähköikkunan ylityksistä aiheutuvia loissähkömaksuja. Tämän vuoksi on tärkeää miettiä erilaisia loistehon kompensoinnin ja hallinnan ratkaisuja.

Diplomityön tavoitteena oli suunnitella loistehon kompensoinnin ohjauskonsepti. Ohjauskonseptissa keskityttiin erityisesti hajautettuun kompensointiin ja siihen liittyviin laiteratkaisuihin. Ratkaisuissa haluttiin ottaa huomioon eri tietoliikennevaihtoehtoja sekä kompensoidaanko vain loistehoa, vai myös maasulkuvirtaa. Eri laiteratkaisujen haluttiin ottaa huomioon loistehon valvonta ja mittaukset, ohjaukset ja lopulta myös suojausfunktiot. Laiteratkaisut haluttiin sijoittaa osaksi suurempaa ohjauskonseptin kokonaisuutta, jossa laitteita ohjataan tarpeen mukaan valvomosta.

Työn teoriaosuudessa käsiteltiin loistehoa ja siihen liittyviä ilmiötä, sekä vuoden 2016 kantaverkkosopimusta ja siinä määriteltyjä loissähkörajoja. Lisäksi perehdyttiin loistehon kompensoinnin ja hallinnan menetelmiin, joita voidaan hyödyntää jakeluverkossa. Teoriaosuudessa käsiteltiin myös älymuuntamoita, koska laiteratkaisuissa huomioitiin älymuuntamo-ominaisuudet.

Diplomityössä saatiin luotua periaatteellinen loistehon ohjauskonsepti, sekä määritettyä siihen liittyvät jakelumuuntamoille sijoitettavat laiteratkaisut. Kaikissa esitetyissä laiteratkaisuissa otettiin huomioon eri tiedonsiirtovaihtoehtoja. Laiteratkaisuista kaksi olivat ala-asemalaitepohjaisia, ja kolmas suojaarelepohjainen ratkaisu. Sijoitettaessa jakelumuuntamolle suojaarele saatiin mukaan myös suojausfunktiot, jolloin yhdistettynä tiedonsiirtoon ja kauko-ohjattaviin kytkinlaitteisiin voitiin puhua älymuuntamoratkaisusta. Lopuksi laiteratkaisut sijoitettiin osaksi suurempaa periaatteellista kokonaisuutta. Ohjauskonseptissa kyetään tarkkailemaan loistehotilannetta verkon eri osissa ja suorittamaan tarvittavat loistehon kompensointiin liittyvät ohjaukset sopivimmalla alueella pyrkien estämään loissähköikkunan ylitykset ja vaikuttamaan paikallisesti sähkön laatuun.

AVAINSANAT: Loisteho, kompensointi, ohjaus, jakeluverkko, älymuuntamo

UNIVERSITY OF VAASA**Faculty of technology**

Author:	Markku Ojala	
Topic of the Thesis:	Design of reactive power control concept for distribution networks	
Supervisor:	Professor Kimmo Kauhaniemi	
Instructor:	Professor Lauri Kumpulainen	
Degree:	Master of Science in Technology	
Major of Subject:	Electrical Engineering	
Year of Entering the University:	2015	
Year of Completing the Thesis:	2018	Pages: 115

ABSTRACT

Increased underground cabling and the resulting increase in the production of reactive power causes problems to distribution network operators, such as costs from exceeding reactive power limits. Therefore it is important to consider different solutions for reactive power compensation and control.

The aim of this thesis was to design a concept for reactive power control. The focus of the concept was on solutions of distributed reactive power compensation taking into account different communication methods and whether earth fault current is compensated along with reactive power. The solutions consist of monitoring, measuring, control and protection functions. The solutions for distributed reactive power compensation presented in this thesis are meant to be part of a larger concept where the compensation devices are controlled from network control center.

In the theoretical part of the thesis reactive power and the related phenomena are introduced along with reactive power tariffs that were set in national grid contract from the year 2016. The theoretical part also presents reactive power compensation and control methods that can be used in the distribution network. Smart secondary substation theory was also presented, as smart secondary substation capabilities were part of the proposed solutions in the reactive power control concept.

Reactive power control concept was created in this thesis along with hardware solutions for reactive power compensation monitoring, measurement, control and protection. Different communication methods were taken into consideration in these solutions. Two solutions were RTU (remote terminal unit) based and the third one was based on a protection relay. Secondary substation with a protection relay enabled protection functions, which combined with communication and remote controlled switches creates a smart secondary substation. The hardware solutions were inserted into a larger reactive power control concept capable of monitoring reactive power and controlling of compensation devices in the most logical parts of the network. The goal of this is to prevent exceeding the reactive power limits and to keep the quality of power acceptable.

KEYWORDS: Reactive power, compensation, control, distribution network, smart secondary substation

1 JOHDANTO

1.1 Työn taustat

Vuonna 2013 voimaan tullut sähkömarkkinalaki asetti tiukentuneet vaatimukset jakeluverkon toiminnan laadulle. Haja-asutusalueilla, pois lukien vapaa-ajan asunnot, myrskystä tai lumikuormasta aiheutuvien sähkökatkojen pituus ei saa ylittää 36 tuntia, ja taa-jamissa 6 tuntia (Sähkömarkkinalaki 588/2013). Tämän seurauksena verkkoyhtiöt aloit-tivat säävarman verkon rakentamisen, mikä käytännössä tarkoittaa siirtymistä avojoh-doista maakaapelointiin. Lisääntyneen maakaapeloinnin seurauksena verkon kapasitiivi-sen loistehon tuotanto on lisääntynyt, joten loistehon kompensoinnin tarve on muuttunut loistehon tuotannosta loistehon kulutukseen. Kapasitiivisen loistehon tuotannon lisään-tymiseen vaikuttavat myös tehoelektroniikkaa käyttävien, tehokertoimeltaan lähellä yhtä olevien laitteiden lisääntyminen. Suurin muutos näkyy valaisimilla ja moottorikäyttöillä (Hautero, Tuominen & Repo 2017: 6).

Vuoden 2016 kantaverkkosopimuksessa Fingrid alkoi loistehon tuotannon lisäksi las-kuttaa loistehon kulutuksesta. Jakeluverkkoyhtiöillä yksi suurimmista lisääntyneen ka-pasitiivisen loistehon tuotannon ongelmista on loissähköikkunan antopuolen ylitykset. Lisääntynyt loistehon tuotanto voi myös nostaa verkon jännitettä. Tämän vuoksi jakelu-verkkoyhtiöt alkoivat ratkaista loistehon tuotannon ongelmaa kompensoimalla keskite-tysti sähköasemilla ja hajautetusti verkon varrella, esimerkiksi jakelumuuntamoilla. Kompensoinnin lisäksi jakeluverkkoyhtiöiden on tärkeä miettiä muita loistehon hallin-nan keinoja. Kaikki tämä on tärkeää tehdä kustannustehokkaasti.

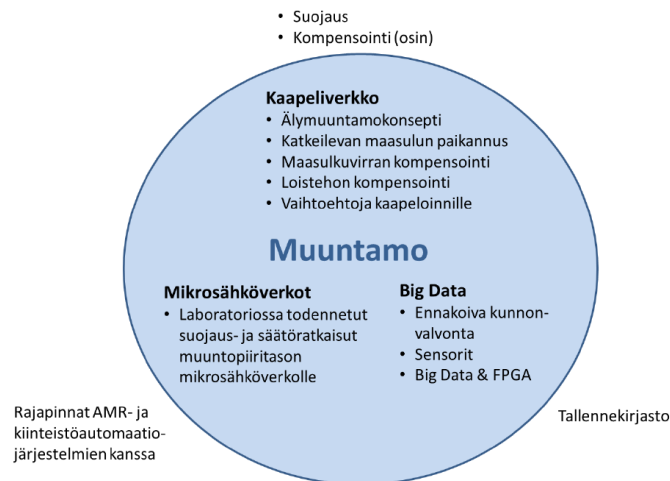
1.2 VINPOWER-tutkimushanke

VINPOWER, eli *Vaasa innovation platform for future power systems*, on Vaasan yli-opiston hanke, jonka tavoitteena on kehittää ja vahvistaa Vaasan yliopiston älyverkko-tekniikan innovaatioympäristöä. Hankkeen kestoksi on suunniteltu 1.9.2017–31.8.2019

ja se on rahoitettu 80 % EAKR-rahoituksella, joten hankkeen tulosten on oltava julkisia. Hanke toteutetaan suorittamalla vaativia tutkimustehtäviä liittyen valikoituihin teknisiin kehityskohteisiin, jotka ovat ”Kaapeliverkkojen hallinnan kehittäminen”, ”Mikrosähköverkot” ja ”Big Data”. (Kauhaniemi & Kumpulainen 2017: 4.)

Hankkeen ensimmäinen työpaketti ”Kaapeliverkkojen hallinnan kehittäminen”, on diplomityön kannalta tärkein osuus. Työpaketin tavoitteena on saada uutta tietoa tekniikoista, menetelmistä ja suunnitteluperiaatteista kaapeliverkoissa. Projektin toteuduttua on otettu kantaa maasulkusuojaukseen hajautetusti kompensoidussa verkossa, vianpaikkauksiin erityisesti katkeilevaa maasulkua ajatellen, maasulkuvirran kompensointiin sekä tähän työhön erityisesti liittyen loistehon kompensointiin. Loistehon kompensointiin liittyen halutaan selvittää tekniset vaihtoehdot kompensointiin, sekä perinteiset ratkaisut että uudet, tehoelektroniikkapohjaiset ratkaisut. Lisäksi halutaan selvittää vaihtoehtoja kaapeloinnille miettien teknisiä ratkaisuja ja regulatorisia näkökohtia ottaen huomioon asiakkaan näkökulmat. Kaapeliverkkojen työpakettiin kuuluu myös älymuuntamokonsepti, jossa selvitetään älykkään jakelumuuntamon toiminnot ja rajapinnat, tutkitaan älymuuntamo maaseudulla ja kaupunkiympäristössä sekä selvitetään kehitysvaiheet ja laajennettavuus. (Kauhaniemi & Kumpulainen 2017: 20–21, 28.)

Älymuuntamo on mukana diplomityössä kehitettäessä loistehon hajautettua ohjauskonseptia käyttäen perustana VEO:n *Smart Node Panel* -tuotetta, eli SNP:tä, jolla saadaan tavalliseen muuntamoon älytoiminnot yhdellä tuotteella. Älymuuntamo-osuus ei rajoitu VINPOWER-hankkeessa vain kaapeliverkkoihin, vaan muuntamo on keskiössä myös muissa työpaketeissa, kuten nähdään kuvasta 1. Kuvasta 1 nähdään myös VINPOWER-hankkeen muiden työpakettien päätavoitteet.



Kuva 1. Muuntamo VINPOWER-hankkeen keskiössä. (Kauhaniemi & Kumpulainen 2017: 5.)

1.3 Työn tavoitteet ja rakenne

Työn tavoitteena on selvittää loistehoon ja maasulkuvirtojen hallintaan liittyviä verkko-yhtiöille syntyviä haasteita lisääntyvän maakaapeloinnin ja Fingridin uusien loistehon toimitusehtojen myötä.

Tarkoituksena on kehittää järjestelmä- ja laitekonsepti loistehon hallintaan keskijänniteverkossa ja sähköasemilla ottaen huomioon myös maasulkuvirtojen hallinnan tarpeet ja älymuuntamojen tuomat mahdollisuudet. Konsepti käsittää järjestelmän toteutusfilosofian, yleiskuvauksen tarvittavasta tieto- ja tietoliikennetekniikasta sekä hajautetun kompensoinnin laiteratkaisut.

Eryityiskysymyksenä työssä tarkastellaan älymuuntamoille asetettavia vaatimuksia ja niiden toteutumismahdollisuuksia.

Luvussa 2 esitellään loistehon ja siihen liittyvien ilmiöiden teoriaa. Huomattavaa on johtojen ja kaapeleiden loistehotase, jossa on huomattavia eroja avojohtojen ja maakaapeleiden välillä. Tämän lisäksi tarkastellaan loistehon tuotannon aiheuttamaa jännitteennousua ja maasulkuvirran kompensointia.

Luvussa 3 tutustutaan vuoden 2016 kantaverkkosopimukseen. Luvussa esitetään eri liittymispisteet ja liittymispisteen loissähkörajojen ja loissähköikkunan muodostuminen. Teoriassa on huomioitu myös loissähkömaksujen netotus ja lievennykset. Lopuksi tutustutaan vielä ENTSO-E:n loistehovaatimuksiin.

Luvussa 4 perehdytään loistehon hallintaan ja kompensointiin. Aluksi esitetään loistehon kompensoinnin taloudellinen hankinta ja sijoitus jakeluverkossa. Tämän jälkeen tutustutaan loistehon hallinnan keinoihin, joilla voidaan pienentää loistehon tuotantoa. Tämän jälkeen esitetään yleisimmät kapasitiivisen loistehon kompensoinnin tavat, jotka ovat keskitetty ja hajautettu kompensointi reaktoreilla. Muista mahdollisuuksista käydään läpi kompensointi staattisella loistehon kompensointorilla ja voimalaitosten mahdollisuus osallistua loistehon kompensointiin.

Luvussa 5 esitellään työn älymuuntamoon liittyvää teoriaa. Ensiksi tutustutaan älykkääseen sähköjärjestelmään, koska jakelumuuntamon keskeisen sijainnin vuoksi älymuuntamolla voi olla suuri rooli älykkäässä verkossa. Tämän jälkeen esitellään itse älymuuntamoa, sen ominaisuuksia ja tulevaisuuden näkymiä. Lopuksi tutustutaan 5G-verkon mahdollisuuksiin.

Luvussa 6 siirrytään itse loistehon ohjauskonseptiin ja laiteratkaisuihin. Aluksi luvussa esitellään yleiskuva järjestelmän loisteho-ongelmista ja mahdollisista ratkaisuista. Tämän jälkeen suunnitellaan jakelumuuntamolle sijoitettavat laiteratkaisut, jotka ovat alasemapohjainen valvonta-ratkaisu, ala-asemapohjainen valvonta- ja ohjausratkaisu ja suojarilepohjainen ratkaisu. Jokainen ratkaisu suunnitellaan eri tietoliikennevaihtoehdoille. Laiteratkaisuista muodostetaan ohjauskonseptin kokonaisuus, joka esitellään luvun lopussa.

Luvussa 7 esitellään työn johtopäätökset ja jatkotutkimustarpeet. Luvussa 8 tehdään yhteenveto työstä.

1.4 VEO Oy

VEO Oy on vuonna 1989 nimellä Vaasa Engineering Oy perustettu energia-alan asiantuntijayritys, joka tarjoaa sekä sähköistys että automaattioratkaisuja sähkön tuotantoon, siirtoon, jakeluun ja käyttöön. VEO:n päätoimipiste on Vaasan Runsorissa ja muut toimipisteet Suomessa sijaitsevat Seinäjoella, Rovaniemellä ja Paimiossa (Risberg 2013: 9). Vuonna 2017 VEO:n liikevaihto oli 88 M€ ja se työllisti tytäryhtiöt mukaan lukien noin 450 työntekijää Suomessa, Ruotsissa, Norjassa ja Yhdistyneessä kuningaskunnassa. Vuonna 2017 VEO:n liikevaihdosta 70 % tuli viennistä. (VEO 2018a: 20).

VEO Oy:n liiketoimintayksiköt ovat Power Production, Power Distribution ja Power Utilisation. Power Generation tekee automaatio- ja sähköistys ratkaisuja voimalaitoksille, Power Distribution sähköasemia ja kojeistoja siirto- ja jakeluverkkoihin ja Power Utilisation teollisuuden sähköistys ja automaattioratkaisuja. Diplomityö on tehty Power Distribution -liiketoimintayksikölle. (VEO 2018a: 4.)

2 LOISTEHO JA SIIHEN LIITTYVÄT ILMIÖT

Tässä luvussa käsitellään loistehoon ja sen kompensointiin liittyvää teoriaa. Ensin on käyty läpi sähköinen teho ja sen perussuureet, johtojen ja kaapeleiden loistehotase, maakaapeloinnin vaikutus loistehotaseeseen ja lopuksi maasulkuvirran kompensointia, koska työssä käsitellään myös loistehon ja maasulkuvirran yhteiskompensointilaitteita.

2.1 Loisteho

Loisteho on piirissä lähteen ja kuorman välillä heilahtelevaa tehoa, jota ei voida käyttää hyödyksi kuten pätötehoa. Teho heilahtelee energiaa varastoivien komponenttien, eli kelojen ja kondensaattoreiden, ja energialähteiden välillä. Loisteho saadaan laskettua jännitteen ja virran huippuarvoista ja vaihe-erokulman avulla kaavalla

$$Q = \frac{1}{2} \cdot \hat{u} \cdot \hat{i} \cdot \sin \varphi, \quad (1)$$

missä \hat{u} on jännitteen huippuarvo, \hat{i} on virran huippuarvo ja φ on $\varphi_u - \varphi_i$ eli jännitteen ja virran välinen vaihe-erokulma. (Silvonen 2003: 176; Tarkka & Hietalahti 2006: 38–39.)

Vaihe-erokulman ollessa positiivinen jännite on virtaa edellä ja vaihe-erokulman ollessa negatiivinen virta on jännitettä edellä. Käytännössä tehokerroimen arvo vaihtelee välillä 0–1, eli tehokerroin on positiivinen kulman arvoilla $-90^\circ \leq \varphi \leq 90^\circ$. Tehokerroin ei siis kerro kuorman kapasitiivisuutta tai induktiivisuutta, joten asiaa selkeytetään ajoittain käyttämällä alaindeksiä $_{\text{kap}}$, jolloin vaihe-erokulma on $-90^\circ \leq \varphi \leq 0^\circ$, tai $_{\text{ind}}$, jolloin kulma on $0^\circ \leq \varphi \leq 90^\circ$. Esimerkiksi $\cos \varphi = 0,9_{\text{kap}}$ tarkoittaa kapasitiivistä kuormaa noin $-25,84^\circ$ kulmassa. Vaihe-erokulman ollessa nolla on kuorma puhtaasti pätötehoa, kun taas vaihe-erokulman ollessa joko 90° tai -90° on kuorma puhtaasti loistehoa. (Silvonen 2003: 175.)

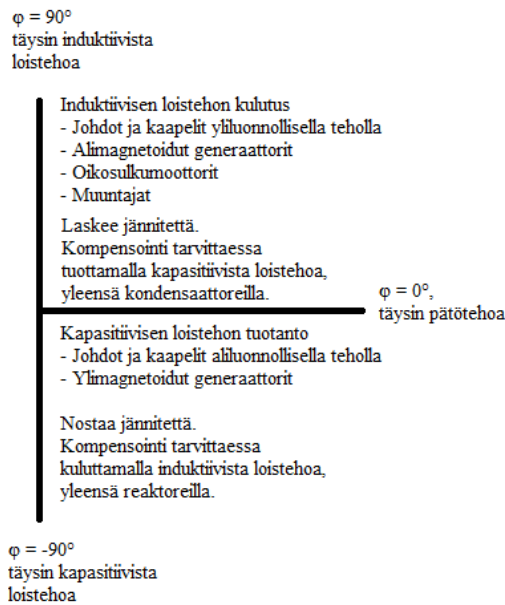
Loistehon aiheuttamia ongelmia ovat mm. tehohäviöt, jännitteen muutokset ja pätötehon siirtokapasiteetin heikkeneminen. Osa laitteista kuitenkin tarvitsee pätötehon ohella loistehoa, kuten muuntajat ja oikosulkumoottorit. Loisteho ylläpitää näiden laitteiden magneettikenttää pätötehon tehdessä työn. Ilman loistehon paikallista tuotantoa kuorma ottaa tarvittavan loistehon verkosta ja kuorman virta kasvaa virran loiskomponentin kasvaessa, kuten nähdään kaavasta

$$I = \sqrt{I_p^2 + I_q^2}, \quad (2)$$

missä I_p on virran pätökomponentti ja I_q on virran loiskomponentti.

Kaavasta 2 ilmenee hyvin loistehon siirron haitallisuus. Loiskomponentin takia joudutaan verkon laitteet mitoittamaan suuremmalle kokonaisvirralle. Tuotettu tai kulutettu loisteho onkin kannattavaa kompensoida joko rinnakkaiskondensaattoreilla tai reaktoreilla lähellä loistehon tarvetta. Tällöin pienentyneen näennäisvirran seurauksena saadaan vapautettua siirtokykyä pätöteholle, sekä saadaan pienennettyä pätötehohäviöitä. Pienempi kokonaisvirta tarkoittaa pienempiä häviöitä verkon komponenteille, kuten kaapeleille ja muuntajille, ja niiden pienempää lämpenemistä. (Korpinen 1998: 14–15.)

Kuvassa 2 on esitetty loistehon tuotantoon ja kulutukseen liittyviä ominaisuuksia ja komponentteja. Kuva 2 havainnollistaa myös loistehon ja vaihe-erokulman φ välistä suhdetta.



Kuva 2. Loistehon tuotanto, kulutus ja vaihe-erokulma.

2.2 Loistehotase

Diplomityön taustalla on lisääntyneen maakaapeloinnin aiheuttama kapasitiivisen loistehon lisääntyminen jakeluverkossa. Tämän vuoksi on mielekästä tarkastella kaapeleiden ja johtojen loistehon tuottoa ja kulutusta. Puhuttaessa loistehon tuotosta tarkoitetaan edellä mainittua kapasitiivista loistehoa, tai loistehomaksuja ajatellen verkkoon annettua loistehoa. Puhuttaessa loistehon kulutuksesta tarkoitetaan induktiivista loistehoa, tai loistehomaksuja ajatellen verkosta otettua loistehoa. Seuraavaksi tarkastellaan Eloväärän ja Haarlan (2011a: 365–366) esittämiä loistehotaseen laskentaan käytettäviä kaavoja.

Johdon kuluttamaan loistehoon vaikuttaa johdolla siirretty teho ja johdon reaktanssi. Johdon reaktansseissa kuluttama loisteho voidaan laskea kaavalla

$$Q_x = \frac{U_1^2}{X} + \frac{U_2^2}{X} - 2 \frac{U_1 U_2 \cos \delta}{X}, \quad (3)$$

missä U_1 on johdon alkupään jännite, U_2 on johdon loppupään jännite, X on johdon reaktanssi ja δ on tehokulma, eli johdon alku- ja loppupään jännitteiden välinen kulmaero.

Kun oletetaan johdon alkupään ja loppupään jännitteiden olevan samat saa yhtälö muodon

$$Q_x = 2 \frac{U^2}{X} (1 - \cos \delta). \quad (4)$$

Johdon tuottamaan loistehoon vaikuttaa johdon jännite ja johdon kapasitanssi. Johdon tuottama loisteho voidaan laskea kaavalla

$$Q_c = Q_{c1} + Q_{c2} = \frac{BU_1^2}{2} + \frac{BU_2^2}{2} = \frac{\omega C}{2} (U_1^2 + U_2^2), \quad (5)$$

missä Q_{c1} on johdon alkupään loistehon tuotto, Q_{c2} on johdon loppupään loistehon tuotto, B on johdon susceptanssi, ω on $2\pi f$ eli kulmataajuus ja C on johdon kapasitanssi

Kun oletetaan johdon alkupään ja loppupään jännitteiden olevan samat saa yhtälö muodon

$$Q_c = \omega C U^2. \quad (6)$$

Loistehotase ilmaisee muusta verkosta otetun loistehon määrän ja loistehon induktiivisuuden tai kapasitiivisuuden. Loistehotase saadaan laskettua johdon reaktansseissa kulluttaman ja kapasitansseissa tuottaman loistehon erotuksena kaavalla

$$Q_j = \frac{U_1^2}{X} + \frac{U_2^2}{X} - 2 \frac{U_1 U_2 \cos \delta}{X} - \frac{BU_1^2}{2} + \frac{BU_2^2}{2}. \quad (7)$$

Kun oletetaan johdon alkupään ja loppupään jännitteiden olevan samat saa yhtälö muodon

$$Q_j = 2 \frac{U^2}{X} (1 - \cos \delta) - \omega C U^2. \quad (8)$$

Kaavasta 8 nähdään, että loistehotase on positiivinen reaktansseissa kulutetun loistehon ollessa suurempi kuin kapasitansseissa tuotettu loisteho. Kapasitanssien tuottaessa enemmän loistehoa muuhun verkkoon kuin mitä reaktansseissa kulutetaan saa loistehotase negatiivisen arvon. Tyhjäkäyvät tai pienellä kuormalla olevat johdot tuottavat kapasitiivista loistehoa aiheuttaen jännitteen nousua verkkoon. Loistehotase saa arvon nolla, kun johdon kuluttama ja tuottama loisteho ovat itseisarvoltaan samat ja näin ollen kumoavat toisensa. Tällöin johto siirtää vain pätötehoa, eli toimii luonnollisella teholla. (Elovaara & Haarla 2011a: 365–366.)

Maakaapeleiden suurempi kapasitanssi lisää loistehon tuottoa ja vaikuttaa loistehotaseeseen kaavan 8 mukaisesti. Yksi tämän työn lähtökohdista on maakaapeleiden huomattavasti suurempi kapasitanssi verrattuna ilmajohtoihin ja siitä seurannut lisääntynyt kapasitiivisen loistehon tuotanto.

Luojus (2017: 5–6) teki diplomityössään taulukot 1 ja 2 kuvaamaan yleisesti käytettyjen 20 kV ja 110 kV avojohtotyyppien ja kaapelityyppien eroja. Taulukon tiedot oli saatu *Prysmian Groupin* dokumenteista, Martti Paavolan kirjasta *Sähköjohdot* sekä Elovaaran ja Haarlan kirjasta *Sähköverkot I, Järjestelmätekniikka ja sähköverkon laskenta*. Taulukon 1 laskuissa on käytetty jännitetasoa 20,5 kV ja taulukossa 2 jännitetasoa 117 kV. Taulukoissa laskettu loistehon tuotto Q_c on laskettu kaavalla 6.

Taulukko 1. Yleisesti käytettyjen 20 kV kaapeleiden ja johtojen ominaisuuksia. (Luojus 2017: 6.)

Conductor type	r [Ω/km]	x [Ω/km]	c [$\mu F/km$]	Reactive power Q_c [kvar/km]
Cables				
AHXAMK-W 50	0,76	0,145	0,17	22,444
AHXAMK-W 95	0,38	0,126	0,21	27,725
AHXAMK-W 150	0,25	0,116	0,24	31,686
AHXAMK-W 240	0,15	0,110	0,30	39,608
Overhead lines				
Sparrow	0,848	0,393	0,0095	1,254
Pigeon	0,337	0,364	0,01	1,320

Taulukko 2. Yleisesti käytettyjen 110 kV kaapeleiden ja johtojen ominaisuuksia. (Luojus 2017: 6.)

Conductor type	r [Ω/km]	x [Ω/km]	c [$\mu F/km$]	Reactive power Q_c [Mvar/km]
AHXLMK-W 800	0,073	0,176	0,23	0,989
AHXLMK-W 1600	0,048	0,163	0,30	1,290
Overhead lines				
Ostrich	0,188	0,410	0,0090	0,0387
1-Duck	0,096	0,409	0,0089	0,0383
2-Duck	0,048	0,300	0,0121	0,0521

Taulukoista 1 ja 2 nähdään loistehon tuotannon olevan jopa 30 kertaa suurempi kaapeleilla kuin avojohdoilla. Tämä kuvaa hyvin säävarman verkon tuomia ongelmia pysyvä loissähkön antorajojen sisällä ja tarvetta erilaisille kompensoinnin ratkaisuille.

2.3 Jännitteen muutos

Johdon tai kaapelin jännitteenalenema voidaan laskea kaavalla

$$U_{hv} = IR \cos \varphi + IX \sin \varphi = RI_p + XI_q, \quad (9)$$

missä U_{hv} on jännitteenalenema, R on johdon resistanssi ja X on johdon reaktanssi (Elovaara & Haarla 2011a: 368–369).

Näin ollen jännitteenalenema on riippuvainen käytettävän johdon tai kaapelin ominaisuuksista sekä virran pätö- ja loiskomponentista. Alaluvussa 2.1 todettiin vaihe-erokulman etumerkin olevan positiivinen virran ollessa induktiivinen ja negatiivinen virran ollessa kapasitiivinen. Jakeluverkossa lisääntyneen maakaapeloinnin seurauksena vaihe-erokulma saa negatiivisen arvon, jolloin kaavan 9 $\sin \varphi$ saa negatiivisen arvon. $\cos \varphi$ on edelleen positiivinen. Kapasitiivisen vaihe-erokulman kasvaessa itseisarvoltaan tarpeeksi suureksi voi kaavalla 9 laskettu jännitteenalenema saada negatiivisen arvon. Näin ollen kapasitiivinen virta voi aiheuttaa jännitteen nousua. Jakeluverkkoyhtiöiden on siis huomioitava muiden loistehon tuotannon ongelmien lisäksi mahdollinen jännitteen nousu.

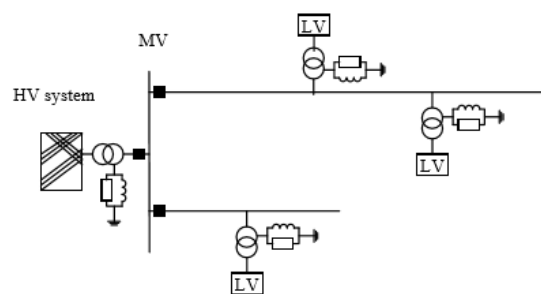
2.4 Maasulkuvirran kompensointi

Maasulkuvirran kompensointitarve on lisääntynyt yhdessä loistehon kompensointitarpeen kanssa maakaapeloinnin aiheuttaman maakapasitanssin kasvun seurauksena. Esimerkiksi 20 kV avojohtojen keskimääräinen maasulkuvirta on 0,067 A/km, kun taas maakaapeleiden keskimääräinen maasulkuvirta on riippuen kaapelityypistä 2,7–4 A/km (Lakervi & Partanen 2009: 186).

Maasulku syntyy eristysvian tai vastaavan vian seurauksena, kun virtapiirin johtimen ja maan tai maahan yhteydessä olevan laitteiston välille syntyy johtava yhteys. Maadoitetuissa verkoissa vikapaikalle ja sen läheisyyteen syntyy hengenvaara maasulkuvirran aiheuttamien vaarajännitteiden vuoksi. Suomessa on useassa paikassa maan ominaisvastus todella suuri, jolloin virta leviää maassa laajalle ja syvälle, ja vikapaikan läheisyyteen syntyy suuri askel- ja kosketusjännite. Kosketusjännitteen suuruus määräytyy maasulkuvirran suuruudesta ja suojaustoituksen resistanssista. Muita maasulun aiheuttamia ongelmia ovat esimerkiksi tulipalon vaara, sähköaseman potentiaalinen nousu, jännitekuoppien leviäminen laajalle alueelle ja indusoituneet häiriöjännitteet viestiverkoissa. Edellä mainitun kosketusjänniteongelman vuoksi keskijänniteverkon maadoitustapana käytetään yleisesti maasta erotettua verkkoa tai sammutettua verkkoa. (Lakervi & Partanen 2009:182; Elovaara & Haarla 2011b: 337.)

Sammutettu verkko tarkoittaa verkkoa, jossa tähtipisteen ja maan väliin on sijoitettu kuristin. Tällaista sammutuskuristinta kutsutaan nimellä Petersenin kela. Tavoitteena on, että maasulun aikaansaama vikavirta jää mahdollisimman pieneksi. Tällöin valokaari- maasulku sammuu todennäköisemmin itsestään. Pienempi maasulkuvirta pienentää myös vaarallisia maadoitusjännitteitä. Kuristimen induktanssi on mitoitettava siten, että kelan induktiivinen virta ja johtojen maakapasitanssien kautta kulkeva kapasitiivisen virta kumoavat toisensa lähes täysin. Tämä edellyttää kelan kautta kulkevan virran ja kapasitanssien kautta kulkevan virran olevan itseisarvoltaan yhtä suuret. (Lakervi & Partanen 2009: 184–185, 189; Elovaara & Haarla 2011a: 210–211.)

Maasulun kompensointi voidaan tehdä keskitetysti, hajautetusti tai näiden yhdistelmällä. Keskitetyssä kompensoinnissa on sammutuskuristin sähköasemalla, joka kytketään päämuuntajan tähtipisteeseen tai erilliseen maadoitusmuuntajaan. Hajautetussa kompensoinnissa riittävä määrä sammutuskuristimia sijoitetaan useaan eri paikkaan verkon varrella. Näiden kahden kompensointitavan yhdistelmä on esitetty kuvassa 3. Jos kuvasta poistetaan jakelumuuntajien sammutuskuristimet, jää kuva keskitetystä kompensoinnista. Kuvasta poistettaessa päämuuntajan sammutuskuristin, saadaan kuva hajautetusta kompensoinnista. (Jaakkola & Kauhaniemi 2013: 1.)



Kuva 3. Yhdistetty maasulun kompensointi. (Guldbrand & Samuelsson 2007: 2.)

Jaakkola & Kauhaniemi (2013: 1,4) tutkivat kompensointitapojen kannattavuutta eri olosuhteissa. Tutkimuksessa tehtiin simulointeja tyypilliselle suomalaiselle keskijännitejakeluverkolle. Tutkimuksessa havaittiin hajautetulla kompensoinnilla huomattavasti

pienemmät vikavirrat kuin keskitetyllä kompensoinnilla. Suuria eroja ei syntynyt kuristimien ollessa 5 km, 10 km tai 20 km päässä toisistaan, joten todennäköisesti kustannustehokkain vaihtoehto on kuristimien sijoittaminen 10 tai 20 km välein. Monilla keskijänniteverkon sähköasemilla on jo keskitetty sammutuskuristin, jolloin kustannustehokkain vaihtoehto on yhdistetty kompensointi. Tällöin sammutuskuristimia voisi sijoittaa 10 km välein, jolloin vikavirta olisi lähes yhtä pieni kuin hajautetun kompensoinnin tapauksessa. Hajautetun kompensoinnin todettiin olevan parempi myös suojalaitteiden kannalta, sillä hajautetulla kompensoinnilla, erityisesti täysin kompensoidussa tapauksessa, nollajännite oli suurempi kuin keskitetyllä kompensoinnilla. Tämä tarkoittaa maasulun havaitsemisen nollajännitteen perusteella olevan luotettavampaa hajautetulla kompensoinnilla. Jaakkolan & Kauhaniemen tutkimuksen tulokset tukevat siis loistehon ja maasulkuvirran hajautettua yhteiskompensointia. Tällöin kompensoitaessa loistehoa täytetään myös maasulkuvirtaan liittyvät vaatimukset.

3 KANTAVERKKOSOPIMUS 2016

Vuonna 2016 voimaan tullut uusi kantaverkkosopimus toi huomattavia muutoksia loistehon hinnoitteluun. Vuosi 2016 käytettiin siirtymään, ja uudet hinnoittelut eivät olleet vielä voimassa. Tämän jälkeen tehomaksut nousevat portaittain seuraavasti:

- Vuonna 2017 veloitettiin 333 €/MVA_r
- Vuonna 2018 veloitetaan 666 €/MVA_r
- Vuonna 2019 veloitetaan 1000 €/MVA_r

Loisenergiamaksu on ollut 2017 lähtien 5,00 €/MVA_rh. (Fingrid 2017a: 4.)

Aiemmin hinnoittelu ei tullut todellisista loistehon aiheuttamista kustannuksista, vaan hinnoittelu oli ”sakkohinnoittelua”. Uuden kantaverkkosopimuksen hinnoittelu perustuu todellisiin kompensointikustannuksiin, jotka loistehomaksulle ovat kompensoinnin investointikustannukset, kompensoinnin kunnossapito ja käyttö sekä loistehon varaama siirtokapasiteetti siirtojohtosta. Loisenergiamaksulle kustannukset muodostuvat kompensoinnin häviökustannuksista ja loistehon siirron aiheuttamista häviökustannuksista. (Huikari 2016: 10.)

Tässä luvussa esitellään kantaverkkosopimuksen tärkeimmät loistehoon liittyvät määräykset. Lopuksi tarkastellaan ENTSO-E:n loistehovaatimuksia.

3.1 Liittymispisteen loissähkörajat

Loistehoikkuna ja loissähkön otto- ja antorajat määräytyvät asiakkaalle liittymispistekohtaisesti. Kantaverkkosopimuksen mukaiset loissähkön toimituspisteet ovat asiakkaan liittymispisteet. Liittymispisteen tyyppi määräytyy kantaverkkoon liittymistavan mukaan, ja se määritetään vuodeksi eteenpäin. Liittymispisteen loissähkön toimitusrajoja voidaan tarkistaa merkittävän muutoksen seurauksena. Tällainen muutos voi olla esimerkiksi uuden voimalaitoksen käyttöönotto liittymispisteen takana. Tällöin liittymis-

pisteen pätötehon tuotanto lisääntyy, jolloin loissähköikkunan rajat muuttuvat. Kanta-
verkkoon voidaan liittyä kytkinlaitosliitynnällä tai voimajohtoliitynnällä. Kytkinlaitos-
liityntä tarkoittaa liityntää kantaverkon 400 kV, 220 kV tai 110 kV kytkinlaitokseen.
Voimajohtoliityntä tarkoittaa voimajohdon tai sähköaseman liittymistä Fingridin 110
kV voimajohtoon. (Fingrid 2017b: 4-5, Fingrid 2017c: 2, 5.)

Loissähkön otto tarkoittaa induktiivisen loistehon kulutusta, eli loistehoa otetaan kanta-
verkosta. Loissähkön anto tarkoittaa kapasitiivisen loistehon tuottoa, eli loistehoa syöte-
tään kantaverkkoon. Näistä tapauksista jälkimmäinen aiheuttaa lisääntyneen maakaape-
loinnin seurauksena useille jakeluverkkoyhtiöille loissähköikkunan ylityksiä, ellei toi-
menpiteisiin ryhdytä. Normaalisissa kytkentä- ja käyttötilanteissa loissähkön otto- ja an-
torajat perustuvat liittymispisteen kautta siirrettyyn vuotuisen pätötehon ottoenergiaan
ja liittymispisteen takana olevien voimalaitosten sähkötehojen nettosummaan. Huipun-
käyttöaikana käytetään tyypillisiä, keskimääräisiä arvoja. Pätötehon ottoenergia saadaan
laskemalla edeltävältä 12 kuukauden jaksolta kokonaisenergia. Poikkeustilanteissa käy-
tetään sähköteho arvioitua vastaavan ajankohdan tehoa normaalissa käyttötilanteessa.
Liittymispisteen loissähkön otto- ja antorajojen määräytyminen riippuu liittymispisteen
pätötehosta, sillä liittymispisteen tuottaessa pätötehoa käytetään eri laskukaavoja kuin
liittymispisteen kuluttaessa pätötehoa. Loissähkörajojen määräytymiseen perehdytään
alaluvuissa 3.2.1 ja 3.2.2. (Fingrid 2017c: 2.)

3.1.1 Kulutuksen loissähkörajat

Liittymispisteen kuluttaessa pätötehoa voidaan liittymispisteen loissähkön ottoraja las-
kea kaavalla

$$Q_D = 0,16 \cdot \frac{W_{otto}}{t_k} + 0,1 \cdot \frac{P_{netto}}{0,9}, \quad (10)$$

missä Q_D on liittymispisteen loissähkön ottoraja (MVA_r), W_{otto} on liittymispisteen ot-
toenergia vuodessa (MWh), t_k on huipunkäyttöaika (7000 tuntia prosessiteollisuudelle,
5000 tuntia muulle kulutukselle) ja P_{netto} on liittymispisteen takaisten voimalaitosten

nettosähkötehojen summa (MW). P_{netto} on 0, jos voimalaitoksen teho on enintään 1 MW. P_{netto} ei kasvata loistehoikkunaa, jos sen arvo on yli 450 MW, eli tämä osa kaavasta saa enimmillään arvon

$$0,1 \cdot \frac{P_{\text{netto}}}{0,9} = 50,0 \text{ [MVA}r\text{]}. \quad (11)$$

Loistehoikkunan minimikoko määritellään liittymispisteen tyyppin mukaan. Voimajohtoliittymälle loistehon ottorajan Q_D minimiarvo on 2 MVA_r ja sähköasemaliittymälle 4 MVA_r. Suurin mahdollinen loissähkön ottorajan arvo on 50 MVA_r.

Liittymispisteelle määritellään loissähkön antoraja kaavalla

$$Q_{Dl} = -0,25 \cdot Q_D, \quad (12)$$

missä Q_{Dl} on liittymispisteen loissähkön antoraja. (Fingrid 2017c: 2–3.)

3.1.2 Tuotannon loissähkörajat

Liittymispisteen tuottaessa pätötehoa voidaan liittymispisteen ottoraja laskea kaavalla

$$Q_G = 0,1 \cdot \frac{P_{\text{netto}}}{0,9}, \quad (13)$$

missä Q_G on liittymispisteen loissähkön ottoraja.

Liittymispisteen antoraja lasketaan kaavalla

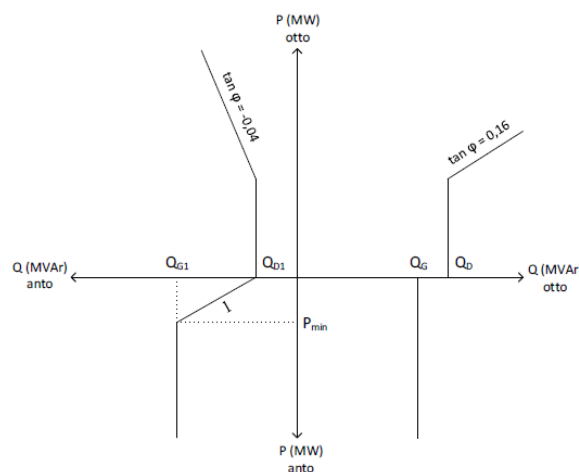
$$Q_{Gl} = -Q_G, \quad (14)$$

missä Q_{Gl} on liittymispisteen loissähkön antoraja. (Fingrid 2017c: 3.)

Pätötehoa tuottavalle liittymispisteelle on samat minimi- ja maksimi- ja arvot loistehon ottorajalle, kuin pätötehoa kuluttavilla liittymispisteillä. Voimajohtoliittymälle minimiarvo ottorajalle Q_G on siis 2 MVar ja sähköasemaliittymälle 4 MVar. Suurin mahdollinen arvo loissähkön ottorajalle on 50 MVar. Pätötehoa tuottavalla liittymispisteelle ei sovelleta anto- ja ottorajoja Q_{G1} ja Q_G , jos liittymispisteeseen liittyy enintään 15 kilometrin voimajohtolla voimalaitos tai voimalaitoksia, jotka osallistuvat kantaverkon jännitteen-säätöön. Tämän lisäksi liittymispisteen kulutettu vuosienergia tuotettuun vuosienergiaan nähden saa olla korkeintaan neljäsosa. (Fingrid 2017c: 3.)

3.2 Loissähköikkuna

Tuotannon ja kulutuksen loissähkörajojen perusteella muodostetaan loissähköikkuna, joka määrittää jokaiselle liittymispisteelle ilman erillistä korvausta toimitetun ja vastaanotetun loistehon. Kuvassa 4 on esitetty loissähköikkuna, jonka vaaka-akselilla on loisteho ja pystyakselilla pätöteho. Origin vasemmalla puolella vaaka-akselilla ollaan loistehon annon puolella, eli loistehoa tuotetaan kantaverkkoon. Origin oikealla puolella vaaka-akselilla ollaan loistehon oton puolella, eli kulutetaan kantaverkosta saatua loistehoa. Origin yläpuolella liittymispiste ottaa pätötehoa kantaverkosta ja origin alapuolella liittymispiste tuottaa eli antaa pätötehoa kantaverkkoon.



Kuva 4. Loissähköikkuna. (Fingrid 2017c: 4.)

Fingridin uuden hinnoittelun ja maakaapeloinnin aiheuttaman lisääntyneen loistehon tuotannon seurauksena suurin osa loissähkörajojen ylityksistä tapahtuu loissähköikkunan vasemmalla eli loistehon annon puolella. Jakeluverkkoyhtiöiden on keksittävä ratkaisuja, joilla saadaan ylitykset siirrettyä loissähköikkunan sisään. Yleisin tapa on kompensoida loistehoa reaktoreilla. Reaktoreita voidaan asentaa keskitetysti sähköasemille ja hajautetusti verkon varrelle. Loistehon hallinnan ja kompensoinnin keinoja esitellään tarkemmin luvussa 4.

Loissähkön toimitus on loissähköikkunan mukaista, kun seuraavat ehdot täyttyvät loissähköä otettaessa kantaverkosta ja annettaessa kantaverkkoon: (Fingrid 2017c: 4.)

- Kun liittymispiste kuluttaa pätötehoa, saa loissähkön otto kantaverkosta olla enintään Q_D -arvon suuruinen kaavan 10 mukaisesti tai 16 % kantaverkosta otetun pätötehon määrästä. Loissähkön anto kantaverkkoon saa olla enintään Q_{D1} -arvon suuruinen kaavan 12 mukaisesti tai 4 % kantaverkosta otetun pätötehon määrästä
- Kun liittymispiste tuottaa pätötehoa, saa loissähkön otto kantaverkosta olla enintään Q_G -arvon suuruinen kaavan 13 mukaisesti ja loissähkön anto kantaverkkoon saa olla enintään Q_{G1} -arvon suuruinen kaavan 14 mukaisesti.

Loissähkön anto ei kuitenkaan saa ylittää raja-arvoa, joka lasketaan kaavalla

$$l = Q_{D1} + P \cdot \frac{Q_{G1} - Q_{D1}}{P_{\min}}, \quad (15)$$

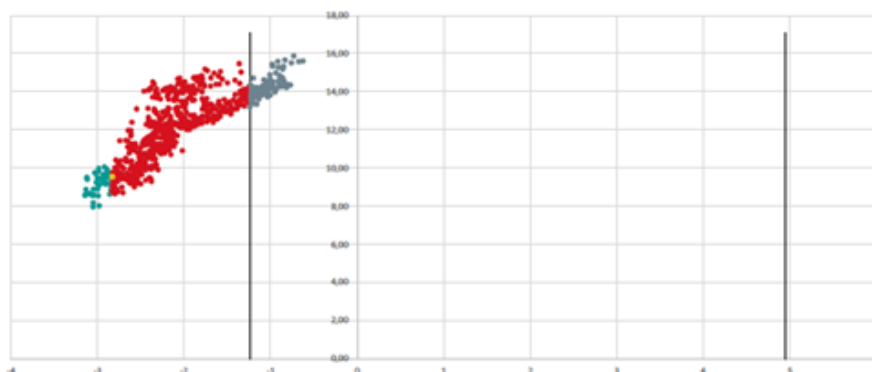
missä P on kantaverkkoon tuotetun pätötehon keskiteho ja P_{\min} on pienin pätötehotaso, jonka liittymispisteen takaiset voimalaitokset voivat tuottaa ilman aikarajaa. P_{\min} saadaan laskettua kaavalla

$$P_{\min} = -0,1 \cdot P_{\text{netto}}, \quad (16)$$

missä P_{netto} on liittymispisteen takaisten voimalaitosten nettosähkötehojen summa (MW). (Fingrid 2017c: 4–5.)

Liittymispisteen haltijaa laskutetaan loissähkörajojen ylityksistä, mutta laskutuksessa ei oteta huomioon kuukauden 50 itseisarvoltaan suurinta ylitystä. Ylityksistä ei myöskään laskuteta ylityksen aiheutuessa kantaverkon häiriöistä tai viasta. Mikäli loissähkörajoja ylitetään toistuvasti, kantaverkkoyhtiö pyrkii asiakkaan kanssa selvittämään ylityksien syyt ja ratkaisemaan ongelmat tarvittavilla toimenpiteillä. (Fingrid 2017c: 6.)

Kuvassa 5 on esimerkki loissähköikkunan antopuolen ylityksistä. Harmaat pisteet ovat loissähköikkunan sisällä olevat tuntikeskitehot. Siniset pisteet ovat ei-laskutettavat 50 suurinta ylitystä kuukaudessa ja punaiset pisteet ovat loissähkörajojen ylitykset, joista peritään loissähkömaksu.

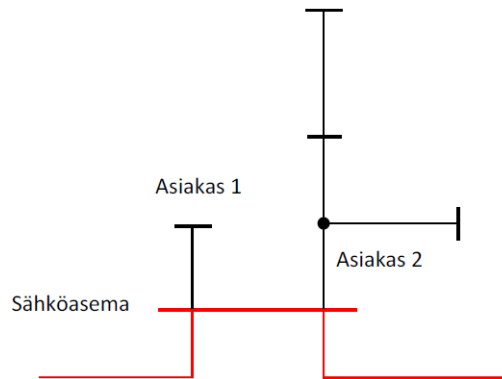


Kuva 5. Esimerkki loissähkörajan ylityksestä. (Huikari 2016: 7.)

3.3 Loissähkömaksujen netotus

Asiakkaan liittyessä kytkinlaitoksen samaan kiskoon usealla liittymispisteellä voidaan loissähkön seurannan perustana olevat loissähkörajat määrittää näiden liittymispisteiden energiamäärien nettosummana. Asiakkaiden on sovittava netotuksesta erikseen Fingridin kanssa ja tehtävä erillinen netotussopimus. Netotusta ei sovelleta kantaverkon erikoistilanteissa, kuten vika- tai huoltotilanteissa. (Fingrid 2017d: 10.)

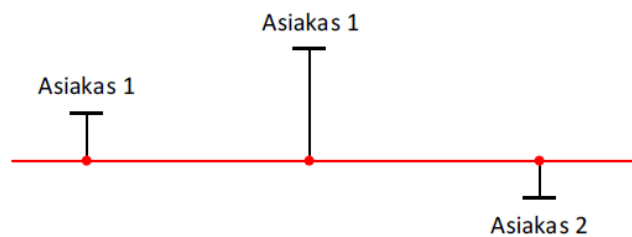
Kuvassa 6 on esimerkki tilanteesta, jossa voidaan tehdä netotus.



Kuva 6. Kiskonetotus. (Huikari 2016: 18.)

Kyseessä on kiskonetotus, jossa loissähkö siirtyy pelkästään sähköaseman kiskossa. Johtoihin verrattuna kiskot ovat mitoitettu huomattavasti suuremmille tehoille. (Huikari 2016: 18.)

Kuvassa 7 on esimerkki tilanteesta, jossa ei voida netottaa.



Kuva 7. Liittymispisteet kantaverkon johdolla. (Huikari 2016: 19.)

Kuvan 7 tilanteessa on eri liittymispisteet ja loissähkö siirtyy kantaverkon johdolla. Tämä pienentää kantaverkon siirtokapasiteettiä ja aiheuttaa häviöitä. (Huikari 2016: 19.)

3.4 Lievennykset voimalaitosten loissähkömaksuissa

Loissähkömaksuista voi saada tietyin ehdoin lievennyksiä. Kantaverkkoon suoraan liitetyille voimalaitokselle on annettu Fingridiltä ohjearvot vakiojännitteen säätöön ja loistehostatiikkaan. Ohjearvojen tarkoitus on, että normaalissa käyttötilanteessa asiakkaan liittymispisteen kautta ei kulje loistehoa. Voimalaitoksen haltija saa ohjearvot asiakkaalta, joka on määrittänyt ne yhdessä Fingridin kanssa. Häiriötilanteissa asiakkaan ei tarvitse maksaa loissähköikkunan ylityksistä, koska generaattoreiden loistehoreservien halutaan tukevan verkon ja voimalaitosten vikojen aikana järjestelmän jännitettä. (Fingrid 2017c: 6.)

3.5 Lievennykset kulutuksen loissähkömaksuissa

Asiakkaan vähintään 0,5 MVar kompensointiyksikön, joka on liitetty suoraan tai välillisesti sähköverkkoon, tai yksikköä syöttävän säteittäisen verkon viasta aiheutuvat korjaustilanteet otetaan asiakkaan pyynnöstä huomioon. Poissa olevan yksikön nimellinen loistehoarvo vähennetään loissähkön otosta tai annosta. Lievennykset saadaan kohtuullisen korjauksen keston ajan, mikä on enintään kaksi viikkoa tapahtumaa kohden. Kompensointiin käytettävän voimalaitoksen vikaantuessa voidaan käyttää samaa käytäntöä. (Fingrid 2017c: 6.)

Jos asiakkaan liittymispisteen takana olevaa päälle 10 MW voimalaitosta ei käytetä paikalliseen loistehon kompensointiin, voidaan sopia liittymispisteen loissähkömittauksesta vähennettävän voimalaitoksen loissähkön vaikutus. Samoin voidaan poistaa liittymispisteen loissähkörajojen määrittämiseen käytettävästä pätötehon mittauksesta voimalaitoksen pätötehon vaikutus. Jos näin halutaan toimia, on asiakkaan toimitettava Fingridille verkkoon liittyvien voimalaitoksien loissähkön tuntimittaustiedot sähkökaupan tiedonvaihdon menettelyohjeiden mukaisesti. (Fingrid 2017b: 6.)

3.6 ENTSO-E loistehovaatimukset

ENTSO-E, eli *European Network of Transmission System Operators*, on asettanut omat loistehoa koskevat vaatimuksensa. ENTSO-E edustaa 43 sähkönsiirtoyhtiötä 36 Euroopan maasta ja sen vaatimukset ja velvollisuudet määritellään EU:n rajasiirtoasetuksessa No 714/2009. Jäsenmaiden yhteisenä tehtävänä on muodostaa sisäiset energiamarkkinat ja sen optimaalinen toiminta, sekä tukea Euroopan energia ja ilmastotavoitteita. (ENTSO-E 2018.)

ENTSO-E:n vaatimuksissa määritellään, että siirtoverkonhaltija voi asettaa siirtoverkkoon liittyville jakeluverkoille loistehon otolle ja syötölle loistehoalueen, joka ei saa ylittää seuraavia arvoja (ENTSO-E 2016: 13.):

- loistehon ottotilanteessa, eli kulutuksessa, 48 % (0,9 tehokerroin) suurimmasta syöttötehosta tai ottotehosta
- loistehon syöttötilanteessa, eli tuotannossa, 48 % (0,9 tehokerroin) suurimmasta syöttötehosta tai ottotehosta.

Tämän lisäksi siirtoverkonhaltijalla on oikeus vaatia, että jakeluverkosta ei saa siirtyä liittymispisteen kautta loistehoa (viitejännite 1 pu) siirtoverkkoon pätötehon ollessa alle 25 % maksimitehosta, joka liittymispisteen kautta voidaan ottaa. (ENTSO-E 2016: 13.)

ENTSO-E:n asettamat loistehovaatimukset ovat lievemmat kuin Fingridin asettamat vaatimukset. Fingridin tiukoissa vaatimuksissa näkyy lisääntynyt loistehon tuotanto maakaapeloinnin seurauksena. Fingridin vaatimuksien seurauksena jakeluverkkoyhtiöitä on ryhdyttävä toimeen välttyäkseen loissähkömaksuilta.

4 LOISTEHON HALLINNAN JA KOMPENSOINNIN TOTEUTUS- VAIHTOEHDOT

Vuoden 2016 kantaverkkosopimuksessa tehdyn hinnoittelun muutoksen ja loistehon tuotannon lisääntymisen takia loistehon kompensoinnin tarve on muuttunut induktiivisen loistehon kompensoinnista kapasitiivisen loistehon kompensointiin. Siksi tässä luvussa keskitytään pääasiallisesti tuotetun, kapasitiivisen loistehon kompensoinnin menetelmiin. Luvussa käsitellään eri kompensointilaitteistoja ja niiden sijoituspaikkoja sekä muita loistehon hallinnan menetelmiä.

4.1 Kompensoinnin taloudellinen hankinta ja sijoitus

Loistehon kompensointia valittaessa jakeluverkkoyhtiöiden on tehtävä tapauskohtaisesti teknistaloudellinen tarkastelu, jotta kompensointi toteutetaan mahdollisimman taloudellisesti. Monet seikat vaikuttavat kompensoinnin valintaan, kuten tarvittava kompensointiteho, kytkentäilmiöt, häviöt ja jännitteenmuutokset. Ratkaisujen edullisuusjärjestyksen voidaan kuitenkin ajatella suuntaa antavasti olevan (STUL 2006: 87.):

- loissähköikkunan ilmaisosuuden hyödyntäminen
- asiakkaiden neuvonta ja ohjaus loistehon hallinnassa
- keskitetty kompensointi sähköasemilla ja/tai hajautettu kompensointi keskijännitejohtojen varrella ja/tai muuntamoilla
- loistehon kulutus tai tuotto generaattoreilla
- loistehon ostaminen Fingridiltä.

Todettaessa loistehon kompensointilaitteiden käytön olevan kannattavaa joudutaan miettimään kompensointilaitteiden sijoitusta taloudelliselta kannalta. Tämän vuoksi jakeluverkkoyhtiöt tekevät taloudellisuuslaskelmia, joissa otetaan huomioon esimerkiksi seuraavia tekijöitä (STUL 2006: 86.):

- syntyvät pääoma- ja huoltokustannukset

- kompensointilaitteen teknistaloudellinen pitoaika ja laskentakorko
- loistehon kompensoinnista syntyvät häviökustannukset
- loistehon siirrosta aiheutuvat häviöt
- Fingridin loissähkömaksut.

Jakeluverkkoyhtiöt tarkastelevat edellä mainittuja ja muita vaikuttavia tekijöitä tapauskohtaisesti. Tärkeää on ottaa loistehon kompensoinnissa huomioon verkon olosuhteiden muuttuminen, esimerkiksi maakaapeloinnin tai hajautetun sähköntuotannon lisääntymisen seurauksena. Teknistaloudellisten laskelmien on siis otettava huomioon muuttuvista olosuhteista johtuvat kompensointitarpeen muutokset. Verkossa tapahtuviin muutoksiin voidaan varautua esimerkiksi hankkimalla säädettäviä kompensointilaitteita tai varaamalla sähköasemalta tila uudelle reaktorille.

4.2 Loistehon hallinta

Jakeluverkkoyhtiöiden on kannattavaa loistehon kompensoinnin lisäksi käyttää muita loistehon hallinnan keinoja. Jakeluverkkoyhtiö voi esimerkiksi tarkistaa, ovatko kaikki käytössä olevat kaapelit tarpeellisia verkon toiminnan kannalta. Kytkemällä tarpeettomia johtoja ja kaapeleita irti verkosta voidaan varsinkin korkeajännitetasolla vähentää huomattavasti loistehon tuotantoa. Kaapeleiden kytkeminen irti ei kuitenkaan saa vaarantaa järjestelmän käyttövarmuutta. (Hautero ym. 2017: 55.)

Jakeluverkkoyhtiö voi myös laskuttaa tehotariffiasiakkaita loistehon tuotannosta. Liiallisesta loistehon tuotannosta laskuttaminen kannustaa verkkoyhtiöiden asiakkaita optimoimaan loistehon kompensointinsa. Kiinteiden kondensaattoriparistojen tarpeeton käyttö aiheuttaa ongelmia maakaapelien tuottaman loistehon lisäksi. Asiakkaita voidaan ohjata kytkemään irti kiinteitä kondensaattoriparistoja ja tarkistamaan säädettävien kompensointilaitteiden säädöt siten, että pysytään jatkuvasti hieman induktiivisella puolella. (Loukkalahti 2018: 15, 25.)

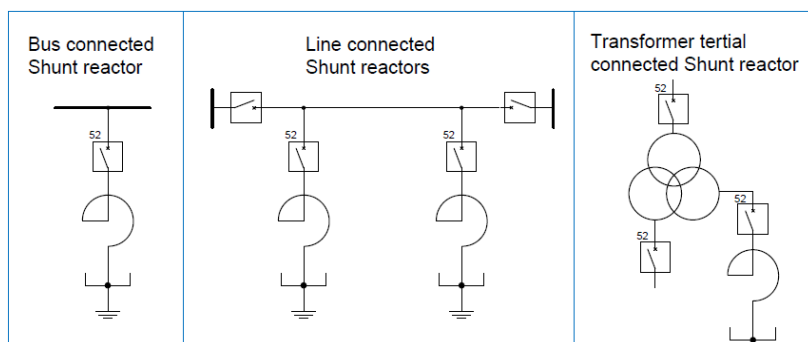
Loissähkömaksuihin vaikuttaa myös asiakkaiden käyttämien laitteiden vähentynyt loistehon kulutus, tai jopa siirtyminen loistehoa tuottaviksi. Esimerkiksi nykyaikaiset moottorikäytöt ovat taajuusmuuttajalla ohjattuja ja toimivat tehokertoimella 1. (Hautero ym. 2017: 55.) Verkkoyhtiöt voivat kannustaa asiakkaitaan käyttämään laadukkaita laitteita, joiden tehokerroin on mahdollisimman lähellä yhtä. Nykyaikaiset laitteet käyttävät elektroniikkaa ja sisältävät kondensaattoreita, jotka tuottavat loistehoa. Esimerkiksi kuumilamppuja sisältäviä loisteputkivalaisimia korvataan LED-valaisimilla ja kondensaattoreita sisältävillä loisteputkivalaisimilla. Monilla vanhemmilla ja halvemmilla LEDeillä on pienempi kapasitiivinen tehokerroin, mikä johtaa suurempaan loistehon tuotantoon. (Loukkalahti 2018: 25, 28.)

Loistehon hallintaa helpottaisi, jos viranomaiset, tutkijat ja laitevalmistajat kiinnittäisivät enemmän huomiota laitteiden kapasitiiviseen loistehon tuotantoon. Viranomaisten asettaessa vaatimuksia laitteiden laadulle voitaisiin kannustaa valmistajia rajoittamaan laitteidensa loistehon tuotantoa. Loistehon tuotannon aiheuttamia ongelmia saataisiin vähennettyä laitteiden ollessa mahdollisimman lähellä tehokerrointa 1 tai hieman induktiivisella puolella. (Loukkalahti 2018: 28.)

Loistehon hallintaan voidaan vaikuttaa koordinoimalla verkon jännitteensäätöön ja loistehon kompensointiin käytettäviä laitteita. Jännitteensäätötarve voi olla ristiriidassa loistehon kompensointitarpeen kanssa, koska näille on erilliset vaatimukset ja sopimukset. Esimerkiksi voimala saattaa syöttää verkkoon loistehoa jännitteen nostamiseksi, kun samaan aikaan loistehon kompensointiin käytettävä reaktori kuluttaa loistehoa. Säädettäessä jännitettä voimalalla saadaan jakeluverkon jännitteen laatua parannettua, mutta säätö vaikuttaa negatiivisesti jakeluverkkoyhtiöiden loistehomaksuihin. Säättäjäisen toiminnan koordinointi ja jännitteensäädön tavoitearvojen asetus tarkoituksenmukaisesti vähentää säätöjen ristiriidoista syntyviä ongelmia. Loistehomaksujen ja häviöiden kannalta voisi olla kannattavaa harkita jännitetason muuttamista päämuuntajan käännyksellä. (Hautero ym. 2017: 56.)

4.3 Reaktori

Reaktori eli rinnakkaiskuristin on verkossa loistehotasapainon ylläpitoon ja jännitteen-säätöön käytettävä laite. Reaktorin toimintaperiaatteena on kelan induktiivinen loistehoa kuluttava ominaisuus, jolla saadaan kulutettua kapasitiivista loistehoa. Erityisesti vähäisellä kuormalla johdot ja kaapelit tuottavat loistehoa verkkoon ja lisääntynyt maakaapelointi kasvattaa ongelmaa. Suomessa siirtoverkon reaktorit ovat yleensä kytketty muuntajien tertiäärikäämiin, mutta reaktorit on mahdollista kytkeä myös sähköaseman kiskoon tai korkeajännitejohtoon. Reaktori voidaan kytkeä suoraan johtoon kiinteästi, tai katkaisijan kautta. Reaktorin kytkentä muuntajaan tai kiskoon tehdään yleensä katkaisijalla. Reaktorien eri kytkentätavat on esitetty kuvassa 8. (Elovaara & Haarla 2011b: 225–226; CIGRE Working Group B5.37 2013: 34.)



Kuva 8. Reaktorien sijoituspaikat. (CIGRE Working Group B5.37 2013: 45.)

Useat lähteet, kuten CIGRE Working Group B5.37 ja Elovaaran ja Haarlan kirja Sähköverkot II, kertovat reaktoreista lähinnä siirtoverkon näkökulmasta. Tämä on ymmärrettävää, koska reaktorien käyttö jakeluverkossa on yleistynyt vasta viime aikoina. Siksi lähteitä on tärkeä tarkastella kriittisesti, vaikka siirtoverkon kompensointiin liittyvää teoriaa voidaan soveltaa usein myös jakeluverkon puolella.

4.3.1 Reaktorien tyypit

Reaktorit voivat olla joko öljy- tai ilmaeristeisiä. Ilmaeristeiset reaktorit sopivat normaalisti jännitteeltään 34,5 kV asti; tätä suuremmille jännitteille käytetään yleensä öljyeristeisiä reaktoreita. Öljyeristeisiä reaktoreita voidaan ilmaeristeisien tapaan käyttää myös pienemmillä jännitteillä. Ilmaeristeisen reaktorin suurimmat edut öljyeristeiseen nähden ovat pienemmät investointi- ja käyttökustannukset, pienempi paino, pienemmät häviöt ja puuttuvat eristeöljyn ylläpitokustannukset. Öljyeristeisen reaktorin suurimmat edut ovat mahdollisuus käyttää suuremmalla jännitteellä ja suurempi kompensointikapasiteetti. (CIGRE Working Group B5.37 2013: 14–15.)

Reaktorin kuluttama loisteho Q voidaan laskea kaavalla

$$Q = \left[\frac{U}{U_R} \right]^2 \cdot Q_R, \quad (17)$$

missä U on verkon jännite, U_R on reaktorin mitoitusjännite ja Q_R on reaktorin mitoisteho. (Elovaara & Haarla 2011b: 227.)

Kytettäessä rinnakkaiskompensointilaitte verkkoon on otettava huomioon sen aiheuttama prosentuaalinen jännitteenmuutos, jonka arvo ei saa ylittää muutamaa prosenttia. Jännitteenmuutos voidaan laskea kaavalla

$$\Delta U = \frac{Q_C}{S_K} \cdot 100\%, \quad (18)$$

missä ΔU on jännitteenmuutos, Q_C on kompensointilaitteen mitoisteho ja S_K on verkon oikosulkuteho kytkentäpaikalla. (Lakervi & Partanen 2009: 132.)

Kenttälä (2016: 46–50) arvio työssään simuloinneilla jännitteenmuutoksia kolmessa eri liittymispisteessä. Simuloinnit ja laskukaavat eivät anna täysin tarkkoja tuloksia useiden muuttujien takia, mutta niillä voidaan arvioida muutoksien suuruusluokkia. Tuloksien

mukaan kytkettäessä 3 MVAr reaktori verkkoon laskee 110 kV jännite noin 0,5-0,9 kV. Keskijännitepuolella vaikutuksien todettiin näkyvän lähinnä reaktorin kytkentäpaikkana olevalla sähköasemalla. Kuorman suuruuden ei todettu vaikuttavan merkittävästi jännitteenmuutokseen kytkentätilanteessa.

Reaktorit voidaan kytkeä verkkoon kiinteästi nimellistehollaan, jolloin reaktorilla ei ole muuta säätömahdollisuutta kuin kytkeä kompensointi kiinni tai irti katkaisijalla. Kiinteiden reaktoreiden käyttö on taloudellisesti kannattavin ratkaisu tasaisilla kuormilla ja verkko-olosuhteilla (Siemens 2017: 4). Sen sijaan kuorman vaihdellessa voi kiinteä reaktori aiheuttaa yli- tai alikompensointitilanteen, jolloin reaktori joudutaan kytkemään usein verkkoon ja irti verkosta. Toistuvat ohjaukset lyhentävät katkaisijan elinikää huomattavasti. Lisäksi reaktorin kytkeminen verkkoon aina suurimmalla tehollaan pahentaa kytkentäilmiöitä. Joustavuutta ja pienemmät kytkentäilmiöt voidaan saada jakamalla kompensointiteho usealle rinnakkain kytketylle reaktorille, mutta ratkaisu ei välttämättä ole taloudellisesti kannattava useampien laitteiden ja niiden huoltokustannusten vuoksi. Useamman reaktorin ratkaisu saattaa myös olla epäkäytännöllinen lisääntyneen tilantarpeen vuoksi. (Kirchner, Dohnal, Krämer & Späth 2015: 1.)

Lisää joustavuutta loistehon kompensointiin saadaan käyttämällä jännitteettömänä väliottokytkimellä tai jännitteisenä käämikytkimellä säädettäviä reaktoreita. Säätötavat vastaavat muuntajan säätötapoja. Väliottokytkimellä säätö tapahtuu aina jännitteettömänä, ja sen toiminta perustuu reaktorin johdinkierroslukujen muuttamiseen. Muutos tapahtuu portaittain säätämällä yleensä reaktorin kannella olevaa ohjainta. Toinen tapa säätää jännitteettömänä on hankkia reaktori, jolla on omat läpivientiliittimet eri kompensointitehoille. Reaktorin kaapelointia muutetaan halutun kompensointitehon mukaan. (Aura & Tonteri 1996: 43–44; Juhola 2018a.)

Käämikytkimellä voidaan kompensointitehoa säätää portaittain jännitteisenä. Tämä mahdollistaa loistehon tilannekohtaisen kompensoinnin kuorman muuttuessa. Lisäksi käämikytkin tuo joustavuutta tulevaisuudessa tapahtuville verkon muutoksille; esimerkiksi maakaapelointi lisää loistehon tuotantoa, jolloin tarvitaan suurempaa kompensointitehoa. Tällaisessa tapauksessa kiinteän reaktorin kompensointikapasiteetti voi jäädä

pieneksi, ellei reaktori ollut ylimitoitettu ennen kaapelointia. Toinen kompensointitehon säädettävyyden etu on parempi loissähköikkunan sisällä pysyminen ja loissähkömaksuilta välttyminen. Käämikytkin voidaan myös helpommin säätää toimimaan yhdessä verkon laitteiden, esimerkiksi *staattisten loistehon kompensoittorien* kanssa (CIGRE Working Group B5.37 2013: 16–17). Käytettäessä käämikytkintä usean kiinteätehoisen reaktorin sijaan säästetään investointi- ja huoltokustannuksissa. Vähemmän laitteita tarkoittaa myös pienempää tilantarvetta. Käytettäessä käämikytkintä voidaan reaktori kytkeä verkkoon ensin pienemmällä teholla, jolloin saadaan rajoitettua kytkentäilmiöitä. Reaktorin toimiessa matalammalla kompensointiteholla pienenevät myös häviöt ja meluhaitat (Kirchner ym. 2015: 2; Siemens 2017: 11–12.)

Käämikytkintä voidaan ohjata paikallisesti painonapilla tai kaukokäytön avulla valvomosta. Lisäksi on mahdollista lisätä automaattisäätäjä, joka mittaa esimerkiksi syöttökentän loistehoa. Mittauksien perusteella automaattisäätäjä pitää säätörajojensa puitteissa loistehon asetetussa tavoitearvossa. Jännitteisenä säädettävät reaktorit ovat yleensä suurempitehoisia, keskitettyyn kompensointiin käytettäviä kompensointilaitteita. (Autio 2018.)

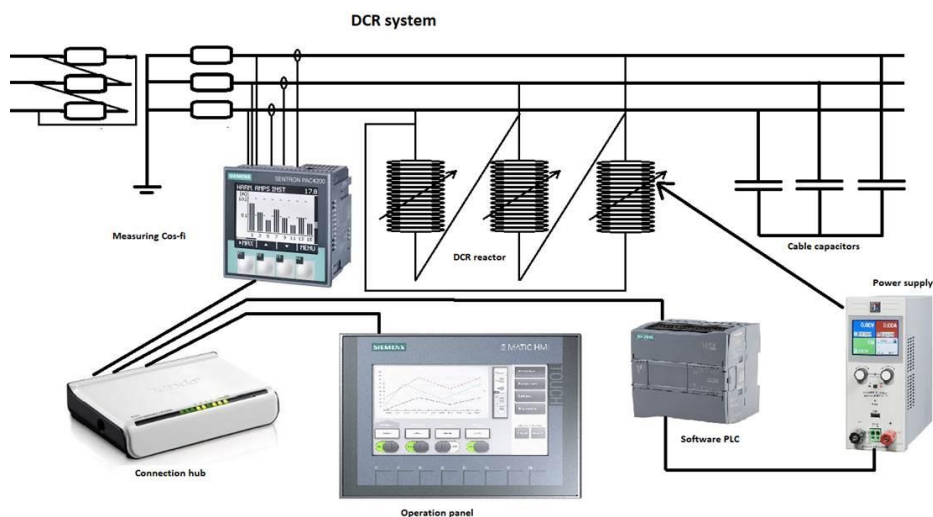
4.3.2 Tasasähkönsäädettävä reaktori

Sähköasemalle asennettava tasasähkönsäädettävä reaktori, eli *DCR-reaktori*, kompensoi täysin portaattomasti loistehoa. Kuvassa 9 on esitetty DCR-reaktori.



Kuva 9. DCR-reaktori. (KKM Power 2018.)

Kompensointitehoa säädetään jännitteisenä. Tällöin vältetään verkkoon tai irti verkosta kytkemisen riskit, kuten jännitepiikkien aiheuttamat rasitukset. Koska kytkentä voidaan tehdä pienimmällä teholla, saadaan vaimennettua myös kytkentäilmiöitä. DCR-reaktorin kompensointitehoa säädetään automaattisesti ohjelmistolla, joka tarkkailee verkon loistehotilannetta. Automaattinen säätö pitää loistehon loissähköikkunan sisällä, jolloin vältytään loistehomaksuilta. Tämän lisäksi DCR-reaktorilla saavutetaan muitakin säästöjä. DCR-reaktori on sähköisesti ohjattu, toisin kuin perinteiset, mekaanisesti säädettävät reaktorit. Näin ollen säästetään loissähkömaksujen lisäksi huolto- ja ylläpitokustannuksissa. DCR-reaktorin periaate osana järjestelmää on esitetty kuvassa 10. (Juhola 2018a.)



Kuva 10. DCR-reaktori järjestelmässä. (Juhola 2018b: 7.)

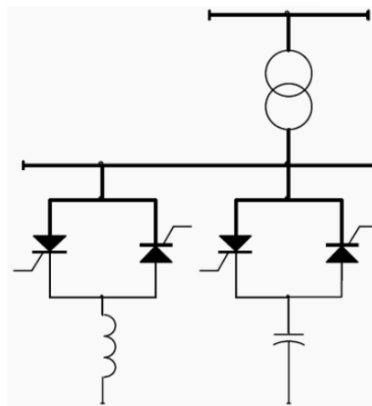
4.3.3 Loistehon ja maasulkuvirran yhteiskompensointi

Loistehoa ja maasulkuvirtaa voidaan kompensoida samalla laitteella. Reaktorin tähtipisteen maadoituksella samalla kuristimella kompensoidaan maasulun aikana maasulkuvirtaa. Tähtipisteen maadoituksen lisäksi kuristin täytyy mitoittaa kestämiään kompensoitavat maasulkuvirrat. Pelkästään loistehon kompensointiin käytettävä kuristin ei kestä tähtipisteen maadoituksen kautta kulkevia maasulkuvirtoja. Yhteiskompensointilaite voi-

daan varustaa käämikytkimellä, joka muuttaa loistehon ja maasulkuvirran kompensointitehoa. Haluttaessa kompensoida vain loistehoa voidaan kuristimen tähtipisteen maadoitus kytkeä irti kauko-ohjattavalla erottimella. (Juhola 2018a.)

4.4 Staattinen loistehon kompensaaattori - SVC

SVC (static var compensator) eli *staattinen loistehon kompensaaattori* muodostuu rinnakkain kytketystä reaktorista ja kondensaattorista. Reaktori ja kondensaattori voidaan kytkeä verkkoon tyristorien avulla sen hetkisen loistehon kompensoinnin ja jännitteen-säädön tarpeen mukaan. Joissakin laitteissa vain reaktorilla on tyristoriohjaus. *SVC*:n periaate näkyy kuvassa 11. (Elovaara & Haarla 2011a: 337.)



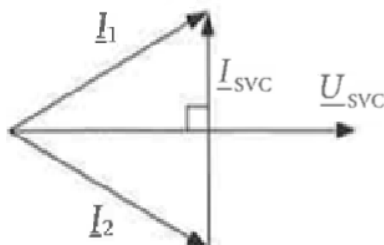
Kuva 11. Staattinen loistehon kompensaaattori. (Electrical Engineering Portal 2011.)

Staattisen loistehon kompensaaattorin virran kaava on

$$\underline{I}_{SVC} = j\underline{U}_{SVC} \cdot B_{SVC}, \quad (19)$$

missä U_{SVC} on kompensaaattorin jännite ja B_{SVC} on kompensaaattorin susceptanssi. (Elovaara & Haarla 2011a: 337.)

Kuvassa 12 on esitetty SVC:n osoitindiagrammi.



Kuva 12. Staattisen loistehon kompensattorin osoitindiagrammi. (Elovaara & Haarla 2011a: 337, muokattu.)

SVC:n susceptanssi on riippuvainen kondensaattorin ja reaktorin reaktansseista, joita voidaan säätää tyristörejä kytkemällä. SVC:n susceptanssin kaava on siis

$$\underline{B}_{SVC} = j(\omega C(t) - \frac{1}{\omega L(t)}), \quad (20)$$

missä C on kondensaattorin kapasitanssi ja L on reaktorin induktanssi. (Elovaara & Haarla 2011a: 337.)

SVC joko antaa tai ottaa loistehoa riippuen siitä, onko kondensaattorin vai reaktorin susceptanssi suurempi. Lisäksi staattinen loistehon kompensattori kykenee suodattamaan halutut yliaallot. SVC soveltuu kompensointiin teollisuudessa ja sähköverkossa kohteissa, joissa esiintyy nopeita loistehon ja jännitteen muutoksia. Teollisuudessa SVC on ainoa ratkaisu joissain vaativissa kohteissa, kuten terästehtaiden valokaariuuneissa. Sähköverkossa SVC voidaan kytkeä esimerkiksi siirtojohdon varrelle tai suoraan sähköasemalle. Siirtojohdon pätötehon siirron kasvaessa kasvaa myös johdon loistehon kulutus, jolloin SVC voi lisätä loistehon tuotantoaan ja kasvattaa siirtokapasiteettiä. Pienellä kuormalla johdon tuottaessa loistehoa SVC lisää loistehon kulutustaan. Maksimikompensointitilanteessa SVC toimii kuin johdolle kiinteästi rinnakkain kytketty kondensaattori tai reaktori. Sähköasemalle kytkettäessä SVC kykenee säätämään jännitettä jatkuvassa tilassa ja säilyttämään jännitestabiiliuden kuorman muutoksien aikana. Varsinkin

verkkovikojen jälkeen hyödytään SVC:n nopeasta säädöstä. Nopealla säädöllä saadaan myös potentiaalisesti vaimennettua sähkömekaanisia heilahteluja alueiden välissä ja parannettua transienttistabiiliutta. Asemalle sijoitettu SVC voi parantaa, mutta joissain tilanteissa myös huonontaa sähkömekaanista heilahtelua riippuen laitteen sijoituspaikasta verrattuna heilahteleviin generaattoreihin. Vaimennuksen ollessa kriittinen tekijä on kiinnitettävä erityistä huomiota laitteen sijaintiin ja säätöön, jottei sähkömekaaninen vaimennus heikkene joissain tilanteissa. (STUL 2006: 60; Elovaara & Haarla 2011a: 337–339.)

Staattisia loistehon kompensointilaitteita ei ole jakeluverkkoyhtiöillä vielä hyödynnetty suuressa mittakaavassa. Syynä voi olla, että jännite pysyy verkossa tarpeeksi tasaisena ja tarve nopealle säädölle ei ole tarpeeksi suuri verrattuna laitteen hintaan. Tällöin on edullisempaa hoitaa loistehon kompensointi ja jännitteensäätö muilla laitteilla. SVC:n optimaalinen käyttö jakeluverkoissa vaatii lisätutkimusta, mutta hintojen laskiessa SVC:stä voi tulla vaihtoehto jakeluverkon loistehon kompensointiin. Kuten Kenttälä (2016: 32) diplomityössään totesi, SVC sopii hyvin esimerkiksi tuulipuistoihin, joissa loistehon säätö ja jännitestabiilius ovat tärkeitä tuulipuiston toiminnan kannalta. Esimerkiksi Meksikossa sijaitsevan La Ventosan 400 kV sähköasemalle rinnakkain tuulipuiston kanssa sijoitetun SVC:n tehtävänä on mm. jännitteen heittelemisen minimointi ja pätötehoheilahtelujen vaimennus sekä tuulipuistojen että tuulipuistojen ja verkon välillä. Tämän lisäksi heilahteluja saadaan vaimennettua Meksikon ja Guatemalan välisessä 400 kV siirrosta (ABB 2011: 1). Tämä esimerkki kuvaa SVC:n hyötyjä siirtoverkossa ja voimalaitoksilla, mutta tulevaisuudessa SVC:stä voi tulla järkevä vaihtoehto myös jakeluverkkoon.

4.5 Loistehon keskitetty ja hajautettu kompensointi

Kompensointi jakeluverkossa voidaan toteuttaa keskitetysti sähköasemalla tai hajautetusti verkon varrella. Kompensointilaitteet ovat yleensä loistehoa kuluttavia reaktoreita. Keskitetyn kompensoinnin etuna on mahdollisuus käyttää suurempitehoisia kompensointilaitteita. Halutessa säätää kompensointitehoa jännitteisenä voidaan reaktori varus-

taa käämikytkimellä. DCR-reaktorin yleistyessä voidaan kompensointitehoa säätää portaattomasti, kuten aliluvussa 4.4.3 kerrottiin.

Reaktori voidaan kytkeä sähköaseman 110 kV tai 20 kV puolelle tarvittavan kompensointitehon mukaan. Tarvittavan kompensointitehon lisäksi on otettava huomioon rajoittavia tekijöitä; esimerkiksi kompensoitaessa 110 kV jännitetasolla joudutaan 20 kV jännitetasolla tuotettu loisteho siirtämään päämuuntajan läpi, mikä syö muuntajan tehokapasiteettia ja aiheuttaa häviöitä. Keskitetty kompensointi on jakeluverkkoyhtiöillä yleisesti käytetty kompensointitapa sen kustannustehokkuuden vuoksi; yhdellä laitteella pystytään kompensoimaan suurempi määrä loistehoa kuin hajautetun kompensoinnin laitteella. Keskitetyn kompensointilaitteen kapasiteettiä voivat rajoittaa kytkentäilmiöt ja edellä mainitut häviöt erityisesti pienempitehoisissa muuntajissa. (Peltola 2018.)

Asettamalla kompensointilaitteita hajautetusti jakeluverkon varrelle saadaan lisäkapasiteettiä loistehon kompensointiin. Hajautetulla kompensoinnilla parannetaan verkon siirtokapasiteettiä kompensoimalla loisteho lähellä sen syntypaikkaa. Hajautettua kompensointia käytettäessä ei tarvitse rakentaa sähköasemalle omaa kenttää reaktoria varten, joten sähköaseman tilanpuute ei muodostu ongelmaksi. Lisäksi tilanteissa, joissa johtolähtöä voidaan syöttää kahdelta eri sähköasemalta, saadaan loistehoa aina kompensoitua riippumatta kumpi asema syöttää johtoa. (Peltola 2018.)

Hajautetut kompensointilaitteet pienentävät pitkillä lähdoilla jännitteennousua, koska kaapelin pituus kompensointilaitteeseen nähden on lyhyempi kuin keskitetyllä kompensoinnilla. Sijoitettaessa uusia muuntamoita verkkoon kannattaa harkita yhteiskompensointilaitteita, joilla kompensoidaan sekä loistehoa että maasulkuvirtaa. Aliluvussa 2.4 todettiin hajautetulla maasulkuvirran kompensoinnilla olevan useita etuja keskitettyyn kompensointiin nähden. Näin ollen hajautetun loistehon kompensoinnin kannattavuutta voidaan parantaa kompensoimalla samalla maasulkuvirtaa. Hajautetun kompensoinnin huonoja puolia on kompensointitehon rajallisuus, joten pelkkä hajautettu kompensointi on harvoin kustannustehokkain ratkaisu loistehon kompensointiin. Lisäksi kompensointilaitteet voivat aiheuttaa meluhaittoja, joten hajautettu kompensointilaitteet täytyy sijoittaa

tarpeeksi kauas asutuksesta tai huolehtia riittävästä äänenvaimennuksesta (Peltola 2018).

4.6 Voimalaitokset

Voimalaitoksien generaattoreilla kyetään säätämään pätö- ja loistehoa. Loistehon säätö perustuu generaattorin magnetoinnin muuttamiseen; alimagnetoitu tahtigeneraattori kuluttaa ja ylimagnetoitu tuottaa loistehoa (Elovaara & Haarla 2011a: 351). Tässä luvussa keskitytään tuulivoimalaitoksien mahdollisuuksiin osallistua loistehon kompensointiin.

Tuulivoimaloiden hyödyntäminen loistehon kompensoinnissa voi olla jakeluverkkoyhtiöille hyvä lisäkompensointilähde, jonka avulla voidaan joissain tapauksissa pienentää tarvittavien kompensointilaitteiden määrää ja tehoa. Jakeluverkon ja voimalaitoksen haltijan välisestä yhteistyöstä on sovittava erikseen, mutta suurin este voimalaitoksen osallistumiselle loistehon kompensointiin on Fingridin asettamat vaatimukset voimalaitoksen osallistumisesta jännitteensäätöön, sillä jännitteensäätötarve ja jakeluverkon loistehon kompensointitarve voivat olla ristiriidassa keskenään. Voimalaitosten järjestelmätekniiset vaatimukset vuodelta 2013 päivitetään vuoden 2018 versioon, minkä seurauksena loistehovaatimukset tulevat muuttumaan.

4.6.1 VJV2018

Vuonna 2018 astuu voimaan uusi voimalaitosten järjestelmätekniiset vaatimukset -säädos, josta on jo luonnos saatavilla. Vaatimukset koskevat kaikkia uusia voimajärjestelmään liittyviä tahtikone- tai suuntaajakäyttöisiä voimalaitoksia, mukaan lukien merellä sijaitsevat voimalaitokset. Tässä aliluvussa käydään läpi suurpiirteittäin VJV2018 sisältämät merkittävimmät loistehoon liittyvät vaatimukset ja muutokset.

Vuoden 2013 määräyksissä vaatimukset oli täytettävä referenssipisteittäin, kun taas VJV2018 määräykset ovat voimassa liittymispistekohtaisesti. VJV 2013 voimalaitokset jaettiin teholuokkiin 1–4 mitoitus-tehon ja maantieteellisen sijainnin mukaisesti (Fingrid

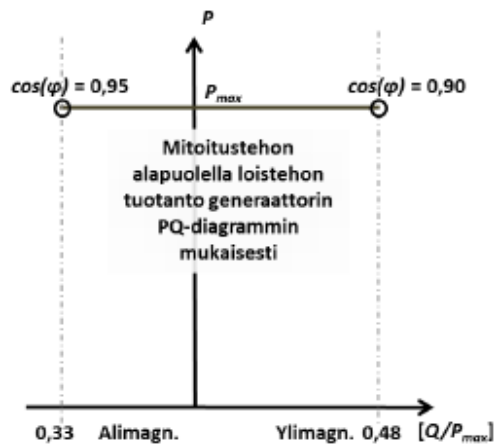
2013: 10). Sen sijaan VJV2018 jakaa laitokset tyyppeihin A, B, C ja D liittymispisteen jännitetason ja voimalaitoksen mitoitustehon mukaan. Tiivistelmä voimalaitoksien uusista tyyppiluokista voidaan nähdä taulukosta 3. (Fingrid 2013: 10, Fingrid 2018: 6.)

Taulukko 3. VJV2018 mukaiset voimalaitosten tyyppiluokat. (Fingrid 2018: 6.)

Tyyppi-luokka	Liittymispisteen jännitetaso	Ehto	Voimalaitoksen mitoitusteho P_{\max}
Tyyppi A	Liittymispisteen jännitetaso on alle 110 kV	ja (*)	Voimalaitoksen mitoitusteho on vähintään 0,8 kW mutta alle 1 MW. ($0,8 \text{ kW} \leq P_{\max} < 1 \text{ MW}$)
Tyyppi B	Liittymispisteen jännitetaso on alle 110 kV	ja (*)	Voimalaitoksen mitoitusteho on vähintään 1 MW mutta alle 10 MW. ($1 \text{ MW} \leq P_{\max} < 10 \text{ MW}$)
Tyyppi C	Liittymispisteen jännitetaso on alle 110 kV	ja (*)	Voimalaitoksen mitoitusteho on vähintään 10 MW mutta alle 30 MW. ($10 \text{ MW} \leq P_{\max} < 30 \text{ MW}$)
Tyyppi D	Liittymispisteen jännitetaso on vähintään 110 kV	tai (+)	Voimalaitoksen mitoitusteho on vähintään 30 MW ($P_{\max} \geq 30 \text{ MW}$)

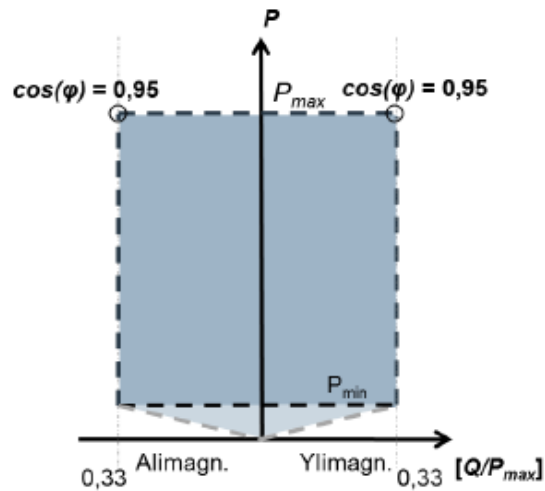
VJV2018-dokumentissa on erikseen määritelty tahtikonevoimalaitoksia koskevat ja suuntaajakytkettyjä voimalaitoksia koskevat vaatimukset. Loistehon kompensoinnin kannalta tärkeimmät vaatimukset koskevat loistehokapasiteettiä ja jännitteensäätöä.

Tyyppin B tahtikonevoimalaitoksilla loistehokapasiteettivaatimukset asettaa liittymispisteen verkonhaltija. Verkonhaltijan asettamat loistehokapasiteettivaatimukset eivät saa ylittää tyyppin C ja D voimalaitoksille asetettuja vaatimuksia. Tyyppin C ja D voimalaitoksien on pystyttävä vaikuttamaan liittymispisteen jännitteen nousuun ja laskuun. Tämän lisäksi tahtikonevoimalaitoksien generaattorin liittimistä mitattavan tehokertoimen ollessa välillä $0,95_{\text{kap}}$ ja $0,9_{\text{ind}}$ täytyy tuulivoimalan generaattorien kyetä toimimaan jatkuvasti mitoitustehollaan P_{\max} . Mitoitusteholla tarkoitetaan suurinta liittymispisteestä mitattua pätötehoa, jolla voimalaitos kykenee toimimaan aikarajattomasti ilman keskeytyksiä. Tarkemmat tahtikoneiden loistehokapasiteettivaatimukset on esitetty VJV2018-dokumentissa. Kuvassa 13 on havainnollistettu edellä mainittuja tahtikonevoimalaitoksien generaattoreiden loistehokapasiteettivaatimuksia. (Fingrid 2018: 49.)



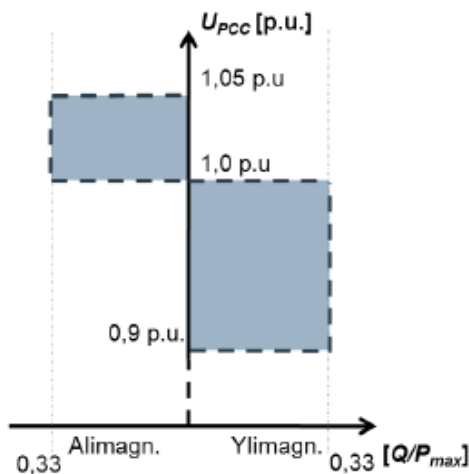
Kuva 13. Tahtikonevoimalaitoksen generaattorin loistehokapasiteettivaatimus. (Fingrid 2018: 3, 49.)

Loistehokapasiteetilla tarkoitetaan suurinta liittymispisteessä mitattua loistehoa, jonka voimalaitos kykenee kuluttamaan tai tuottamaan aikarajattomasti ilman keskeytyksiä. Tahtikonevoimalaitoksen on voitava kuluttaa tai tuottaa loistehoa ali- tai ylimagnetoituna tehokerrointa 0,95 vastaavassa toimintapisteessä. Loistehokapasiteetin toiminta-alue on minimitehon ja mitoitus-tehon välinen alue. Tyypin C ja D tahtikonelaitoksilla liittymispisteestä mitatun loistehon Q ja mitoitus-tehon P_{\max} suhteen on oltava 0–0,33 sekä alimagnetoituna että ylimagnetoituna. Vaatimus on täytettävä ylimagnetoitulla puolella liittymispisteen jännitteen ollessa 0,90–1,00 p.u ja alimagnetoitulla puolella liittymispisteen jännitteen ollessa 1,00–1,05 p.u. Vaatimuksissa 1,0 p.u on liittymispisteen verkonhaltijan määrittämä normaali käyttöjännite. Kuvassa 14 nähdään tahtikonevoimalaitosten loistehokapasiteettivaatimus pätötehon funktiona. (Fingrid 2018: 49–50.)



Kuva 14. Loistehokapasiteettivaatimus päätötehon funktiona C ja D tyyppin tahtikonevoimalaitoksille. (Fingrid 2018: 50.)

Kuvassa 15 nähdään loistehokapasiteettivaatimukset liittymispisteen jännitteen funktiona.



Kuva 15. Loistehokapasiteettivaatimus jännitteen funktiona C ja D tyyppin tahtikonevoimalaitoksille. (Fingrid 2018: 50.)

Suuntaajakytkettyjen voimalaitoksien loistehokapasiteettivaatimukset vastaavat tahtikonevoimalaitoksien loistehokapasiteettivaatimuksia. Tyyppin B voimalaitoksilla loistehokapasiteettivaatimukset asettaa liittymispisteen verkonhaltija ja tyyppin C ja D voimalai-

toksien loistehokapasiteettivaatimukset ovat samat kuin tahtikonevoimalaitoksien kuvissa 14 ja 15 esitetyt vaatimukset. (Fingrid 2018: 72.)

Uusien vaatimuksien mukaan liittymispisteen verkonhaltija voi asettaa tietyin ehdoin tahtikonevoimalaitokselle tai suuntaajakytketylle voimalaitokselle lisäloistehokapasiteettivaatimuksen. Sekä tahtikonevoimalaitoksen että suuntaajakytketyn voimalaitoksen liittymisjohdon tai -kaapelin kuluttama loisteho on kompensoitava edellä mainitulla lisäloisteholla. (Fingrid 2018: 50, 72-73.)

Uusien määräyksien myötä lisääntyvää loistehokapasiteettia voisi hyödyntää jakeluverkon loistehon kompensoinnissa, kun koko kapasiteettia ei käytetä verkon jännitteensäätöön ja eri osapuolet tekevät sopimuksen kompensoinnin korvauksista.

Nykyaikaisille, suuntaajakytketyille voimalaitoksille on asetettu erikseen vaatimukset jännitteen ja loistehon säädölle. Tyypin B voimalaitoksien on voitava toimia 1,0 tehokertoimella liittymispisteestä mitattuna tai tuettava liittymispisteen jännitettä loistehokapasiteetillaan. Tyypin C voimalaitoksilta vaaditaan automaattinen jännitteen ja loistehon säätö. Säädöiltä vaadittavat toimintatilat ovat vakioiloistehosäätö, vakiojännitesäätö ja vakiotehokerroinsäätö. (Fingrid 2018: 75.)

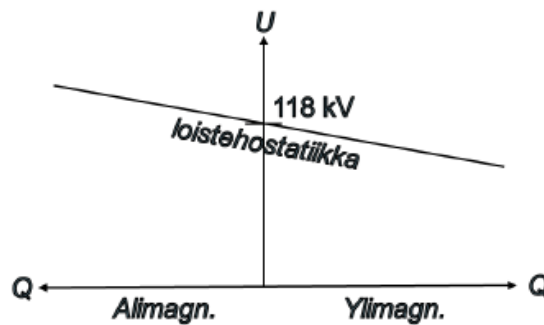
Vakiojännitteensäädöllä on vaatimuksien mukaan oltava mahdollisuus liittymispisteen jännitteen suoraan ohjaukseen, ottaen huomioon loistehostatiikka. Vakiojännitteensäädöllä on oltava lineaarinen loistehostatiikka, joka on aseteltavissa portaittain alueella 2–7 % korkeintaan 0,5 prosenttiyksikön välein. Loistehostatiikka, englanniksi *slope*, määrittää jännitteen muutoksen suhteessa voimalaitoksen tuottaman loistehon muutokseen. (Fingrid 2018: 3, 76.)

Loistehostatiikka määritellään kaavalla

$$\text{slope} = \frac{\frac{\Delta U}{U_n}}{\frac{\Delta Q}{Q_n}}, \quad (21)$$

missä ΔU on jännitteen muutos, U_n on mitoitusjännite, ΔQ on loistehon muutos ja Q_n on mitoitusloisteho. (Fingrid 2016b: 4.)

Jännitteen laskiessa alle nimellisen halutaan tuottaa loistehoa ylimagnetoinnilla jännitteen nostamiseksi. Jännitteen noustessa yli nimellisen halutaan kuluttaa loistehoa alimagnetoinnilla jännitteen laskemiseksi. Loistehostatiikan toiminta on esitetty kuvassa 16.



Kuva 16. Loistehostatiikka. (Fingrid 2016b: 4.)

Vakioloistehonsäädössä voimalaitoksen on voitava säätää suoraan liittymispisteeseen syötettävää tai sieltä otettavaa loistehoa. Säädön tarkkuuden on oltava vähintään 1 MVar ja loistehon tavoitearvo on saavutettava 10 sekunnissa. (Fingrid 2018: 77.)

Vakiotehokerroinsäädössä voimalaitoksen on voitava säätää suoraan liittymispisteen tehokerrointa. Voimalaitoksen on siis pystyttävä säätämään liittymispisteen loistehoa tuotetun pätötehon funktiona. Tehokerroin on oltava säädettävissä portaittain alueella $0,95_{\text{ind}} - 0,95_{\text{kap}}$ korkeintaan 0,01 askelein. Voimalaitoksen pätötehon muututtua äkilli-

sesti on vakiotehokerroinsäädön saavutettava tavoitearvonsa 10 sekunnissa. (Fingrid 2018: 77.)

Tyypin D suuntaajakytketyille voimalaitoksille pätee samat vaatimukset kuin tyypin C voimalaitoksille, mutta näiden lisäksi tyypin D voimalaitoksia koskevat lisävaatimukset liittyen loistehon- ja jännitteensäädön sähkömekaanisiin heilahteluihin (Fingrid 2018: 78).

Voimalaitoksilla on teknisesti hyvät edellytykset osallistua jakeluverkon loistehon kompensointiin. Edellä mainitut jännitteensäätövaatimukset voivat kuitenkin olla ristiriidassa loistehon kompensointitarpeen kanssa. Tyypin B voimalaitoksien loistehokapasiteetin määrää liittymispisteen haltija. Näin ollen tyypin B voimalaitoksilla loistehokapasiteettivaatimukset ovat joustavimmat, joten osallistuminen jakeluverkon loistehon kompensointiin on helpompaa.

4.6.2 Tuulivoimalaitoksien loistehon säätö

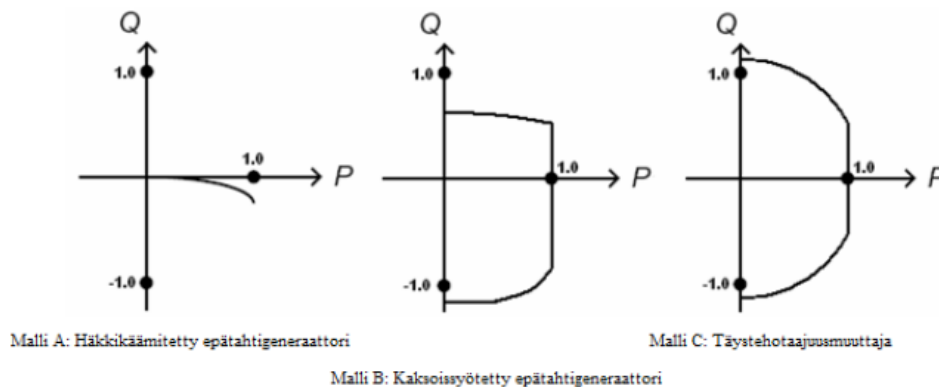
Nykyaikaisissa tuulivoimaloissa on taajuusmuuttaja generaattorin ja verkon välissä, jolloin taajuusmuuttajalla voidaan säätää loistehoa portaattomasti tarpeen mukaan. Osatehotaajuusmuuttajalla varustettu kaksoissyötetty tuulivoimala perustuu DFIG-käyttöön, missä DFIG on lyhenne sanoista *double fed induction generator*. DFIG-käytössä generaattorin staattori on kytketty suoraan verkkoon ja roottori on kytketty taajuusmuuttajan kautta. DFIG-käytön säätötavat voidaan jakaa toisistaan riippuviin nopeampaan sähköiseen säätöön ja hitaampaan tuuliturbiinin säätöön. Sähköisellä säädöllä voidaan hallita toisistaan riippumatta taajuusmuuttajan pätö- ja loistehon syöttöä. Tuuliturbiinin säätöön sisältyy syötetty ohjearvo pätöteholle ja lapakulmasäätö. Usein taajuusmuuttajan säätötapa on kaskadisäätö, jossa ulompi säätö on hitaampi välijännitepiirin säätö tai pätö- ja loistehosäätö. Sisempi säätö on nopeampi virtasäätäjä. Loistehoa voidaan säätää sen mukaan, halutaanko osa generaattorin magnetointiin tarvittavasta loistehosta syöttää taajuusmuuttajalla. Kaksoissyötettyjä tuulivoimaloita voitaisiin hyödyntää jakeluverkon loistehon kompensoinnissa, sillä koko voimalaitos voi ottaa verkosta tai syöttää verk-

koon loistehoa staattoriin kautta, eli toimia joko induktiivisella tai kapasitiivisella tehokertoimella verkkoon päin. (Farin ym. 2009: 10, 58.)

Täystehotaajuusmuuttajalla varustetuilla tuulivoimaloilla generaattorit ovat kytketty suoraan verkkoon taajuusmuuttajalla. Roottorin pyörimisnopeus on täysin erotettu verkon taajuudesta. Säädetävät ovat hitaampi tuuliturbiinin säätö ja nopeampi sähköinen säätö. Loistehon kompensoinnin kannalta merkittävää on verkon puoleisen sillan säätö, jolla säädetään pätö- ja loistehon syöttöä verkkoon. Rajoituksia loistehon tuotolle asettaa nimellistehotilanteessa taajuusmuuttajan näennäisteho, jonka mitoitus perustuu haluttuun $\cos \varphi$ -arvoon. (Farin ym. 2009: 10–11, 58–59.)

Täystehotaajuusmuuttajalla varustetulla voimalalla on suurempi potentiaali loistehon kompensoinnille, sillä koko tuulivoimalaitoksen ja verkon välillä liikkuva teho kulkee taajuusmuuttajan kautta tuoden suuremmat säätömahdollisuudet.

Erialaisten tuulivoimalaitoksien kykyä osallistua loistehonsäätöön voidaan esittää kuvan 17 P-Q toiminta-alueilla.



Kuva 17. Tuulivoimaloiden P-Q diagrammit. (Zhang 2014: 35.)

Mallin A tuulivoimalaa ei ole varustettu taajuusmuuttajalla ja se kuluttaa jatkuvasti loistehoa verkosta. Tällöin tuulivoimala käyttää tarvittaessa kondensaattoriparistoja loistehon kompensointiin. Mallin A tuulivoimalaa ei voida siis hyödyntää verkon kapasitiivi-

sen loistehon kompensoinnissa. Malli B kuvaa kaksoissyötettyä tuulivoimalaa, joka pysyy taajuusmuuttajan kautta osallistumaan verkon loistehon kompensointiin. Toiminta-alueetta rajoittaa taajuusmuuttajan nimellisteho, joka on yleensä noin 30 % generaattorin nimellistehosta (Ullah 2006: 10). Malli C on täystehotaajuusmuuttajalla varustettu tuulivoimala, jossa tuulivoimala on kytketty verkkoon suoraan taajuusmuuttajan kautta. Käytettävän taajuusmuuttajan mitoitus-teho on määrittävä tekijä toiminta-alueelle ja mallin C tapauksessa taajuusmuuttaja on mitoitettu yli voimalaitoksen nimellistehon. Tämä mahdollistaa loistehon tuotannon tai kulutuksen myös suurilla tuulennopeuksilla ilman, että pätötehon tuotantoa on laskettava (Ullah 2006: 15). Taajuusmuuttajalla kytketyillä voimalaitoksilla on siis hyvät edellytykset osallistua loistehon kompensointiin, jos se ei aiheuta ristiriitaa jännitteensäätövaatimuksien kanssa.

5 ÄLYMUUNTAMO JA LOISTEHON KOMPENSOINTI

Luvussa tarkastellaan älymuuntamoon ja lyhyesti Smart Gridiin, eli älykkääseen sähköjärjestelmään liittyvää teoriaa. Pääpaino on älymuuntamon tekniikassa ja mahdollisuuksissa. Älykkäästä sähköjärjestelmästä kerrotaan lyhyesti keskittyen tekniseen puoleen, vaikka se on vain osa älykkään sähköjärjestelmän kokonaisuutta. Teoriassa otetaan erityisesti huomioon älymuuntamoon liittyvät tekniikat ja mahdollisuudet. Älymuuntamo on työssä tärkeä, koska hajautettu, haluttaessa kaukokäytöllä ohjattava kompensointi voidaan sijoittaa muuntamolle osana suurempaa kompensointikokonaisuutta. Muuntamo on tärkeä jakeluverkon solmukohta, mikä tarkoittaa älymuuntamalla olevan myös suuri rooli kehityksessä kohti älykästä sähköverkkoa ja sähkön toimitusvarmuuden parane- mista (Rodriguez-Calvo, Frías, Reneses & Mateo 2012: 1).

5.1 Älykäs sähköjärjestelmä

Älykkään sähköjärjestelmän tarpeesta ollaan enimmäkseen yksimielisiä, mutta itse ter- mille ei ole tarkkaa määritelmää. Yksinkertaisimmillaan puhuttaessa sähköverkon älyk- kyydestä voidaan tarkoittaa verkkojen kannattavuutta ja luotettavuutta parantavaa auto- maatiota (CLEEN 2014: 4). Hieman laajemmin älykkään sähköverkon voisi määritellä sähköjärjestelmänä, jossa hyödynnetään uusinta tietoliikenne-, ohjaus- ja tietotekniik- kaa. Uuden tekniikan avulla saavutetaan kehittynyt verkon valvonta, ohjaus, älykkyys ja verkkoon liitettävyy- (Mohagheghi, Tournier, Stoupis, Guise, Coste, Andersen & Dall 2011: 1).

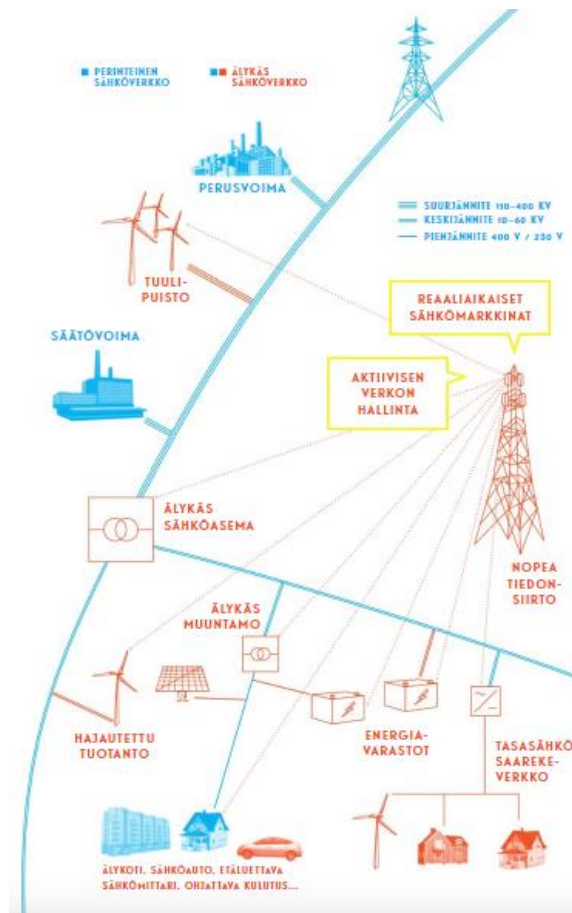
Työ- ja elinkeinoministeriön (2018) mukaan älyverkko eli älykäs sähköjärjestelmä op- timoi jatkuvasti sähkön tuotantoa ja kulutusta sekä tarkkailee sähkön virtausta. Älyk- kään sähköverkon ansioista voidaan siirtyä kustannustehokkaasti kohti vähähiilistä ja hajautetumpaa sähköjärjestelmää, jolloin sähköä kulutetaan ja tuotetaan aina kannatta- vimalla paikalla. Pienkuluttajalle tarjotaan enemmän vaihtoehtoja sähkön tuotantoon ja kulutukseen. Lisäksi älykäs sähköjärjestelmä toimii alustana, johon uudet keksinnöt ja palvelut voidaan liittää.

Älykkäällä sähköjärjestelmällä on useita tärkeitä ominaisuuksia ja hyötyjä. Älykäs sähköjärjestelmä esimerkiksi vähentää kasvihuonepäästöjä kannustamalla ja tukemalla siirtymistä sähköautojen käyttöön ja laajentamalla uusiutuvien energialähteiden käyttöä ja hajautettua tuotantoa. Fossiilisten polttoaineiden käyttö pienenee tuotannon optimoinnin myötä, koska tarve kaasuturbiinilaitoksien tuotannolle suurien kuormien aikana pienenee. (NIST 2014: 27.)

Asiakkaalle älykäs sähköjärjestelmä tarjoaa enemmän mahdollisuuksia olla mukana aktiivisesti sähköntuotannossa ja tehdä valintoja arvojen perusteella. Asiakkaalla on mahdollisuus käyttää älykkäitä laitteita, kuten termostaatteja, pesukoneita tai kuivaajia, jotka käsittelevät tietoa ja menevät päälle ja pysähtyvät asiakkaan tarpeiden mukaisesti. (IEEE 2011: 2.)

Sähköverkkoon lisättävä äly parantaa sähkön laatua ja syötön luotettavuutta. Älykäs sähköjärjestelmä mahdollistaa ennakoivan huollon ja itseään korjaavat toimenpiteet häiriötilanteissa. Tämän seurauksena katkojen määrät ja pituudet pienenevät. Lisäksi älykäs sähköjärjestelmä hyödyntää hajautettua tuotantoa ja energiavarastoja. Diplomityön kannalta tärkeimmät älykkään sähköjärjestelmän osat ovat älykkäät sähköasemat ja muuntamot, joilla saavutetaan optimoitu valvonta ja ohjaus älylaitteiden avulla. (Uluski 2010: 1; NIST 2014: 27–28.)

Kuvassa 18 on esitetty Älykkäät sähköverkot ja energiamarkkinat -tutkimusohjelman mukainen näkemys älykkäästä sähköjärjestelmästä.



Kuva 18. Älykäs sähköjärjestelmä. (CLEEN 2014: 9.)

5.2 Älymuuntamo

Älymuuntamo on keskeinen solmukohta älykkäässä sähköverkossa. Älymuuntamoita voidaan kuvata muuntamoina, jotka jännitteen muuntamisen lisäksi sisältävät älykkäitä ominaisuuksia. Näitä ovat esimerkiksi monitorointi, itsenäinen päätöksen teko, kaukokäyttö ja suojaukset. Jännitteiden ja virtojen mittauksilla älymuuntamo voi havaita ja paikantaa viat. Kommunikaatio kaukokäyttöjärjestelmään mahdollistaa vianpaikannuksen jälkeisen vian erotuksen ja jakelun nopean palauttamisen. Lisäksi älymuuntamo voi sisältää jännitteen ja loistehon säätömahdollisuudet ja mahdollisuudet energiavarastojen hyödyntämiseen. (Rodriguez-Calvo ym. 2012: 1.)

Mahdollisuus sijoittaa hajautettua loistehon kompensointia jakelumuuntamoille yhdistää älymuuntamot ja tarpeen kompensoida kapasitiivista loistehoa. Kompensointilaitteen katkaisijan ohjaukseen ja loistehotilanteen valvontaan voidaan hyödyntää samoja laitteita kuin käytetään muihin muuntamon ominaisuuksiin. Tällaisia laitteita voivat olla esimerkiksi ala-asemalaitteet ja suojareleet.

Perinteisesti muuntamoilla on ollut vähän älykästä tekniikkaa, mutta älyn lisääntyessä verkossa myös muuntamoista on ryhdytty tekemään älykkäitä. Älymuuntamolla ei ole tarkkaa määritelmää, mutta termiä älymuuntamo voidaan käyttää lisättäessä muuntamolle jokin älymuuntamoteoriaan liittyvistä ominaisuuksista, kuten katkaisijat, suojaukset tai tiedonsiirto. Älymuuntamon tärkeimpinä ominaisuuksina usein pidetään vikaindikoitintia ja vianpaikannusta. Vian rajaamiseksi kytkinlaitteita on voitava ohjata kaukokäytöllä. Vika on tärkeä saada rajattua selektiivisesti pieneen osaan verkkoa. Muuntamo on jakeluverkon keskeinen solmukohta, minkä vuoksi muuntamolla on suuri rooli vian erotuksessa. (Autio 2018.)

Mittauksien avulla saadaan tietoa, joka siirretään kaukokäyttöjärjestelmään esimerkiksi langattomasti tai kuituyhteydellä. Saadun tiedon perusteella verkon tilaa voidaan analysoida ja tehdä tarvittavat toimenpiteet. Tiedonsiirtoon on monia mahdollisuuksia, kuten julkisen puhelinverkon hyödyntäminen. Laki ei tällä hetkellä vaadi teleoperaattoreiden tukiasemien sähkönsyötön varmennusta, joten sähkökatko voi vaarantaa tietoliikenteen toiminnan. Omien älykkäiden ominaisuuksiensa lisäksi älymuuntamo voi toimia rajapintana esimerkiksi puhelinyhtiöille. Älymuuntamoon voidaan varata puhelinyhtiön päätelaitteille oma tilansa, josta ei ole pääsyä muuntamon muihin alueisiin. (Autio 2018.)

5.2.1 Automaation tasot älymuuntamossa

Älymuuntamo perustuu automaation tuomiin älykkäisiin ominaisuuksiin, mutta automaation taso muuntamolla voi vaihdella. Sähkönjakelun automaatiossa voidaan ajatella jakeluverkko jaettavaksi eri alueisiin, ja kullekin tasolle vaadittava automaatio määräytyy tasojen välisistä eroista vikaherkkyudessa ja alueiden kuormien prioriteeteista.

Luoma, Prokop & Javora (2013: 1–2.) ovat jakaneet muuntamon automaation neljään tasoon. Tasot perustuvat vaadittaviin ominaisuuksiin kyseessä olevassa sähköjakelun automaation alueessa. Suurempi taso sisältää edellisen tason ominaisuudet uusien ominaisuuksien lisäksi. Nämä automaation tasot ovat:

- Taso 1: Tilannetietoisuus (situational awareness)
- Taso 2: Vian erotus (fault isolation)
- Taso 3: Tehonhallinta (power flow management)
- Taso 4: Suojauksen selektiivisyys (protection selectivity).

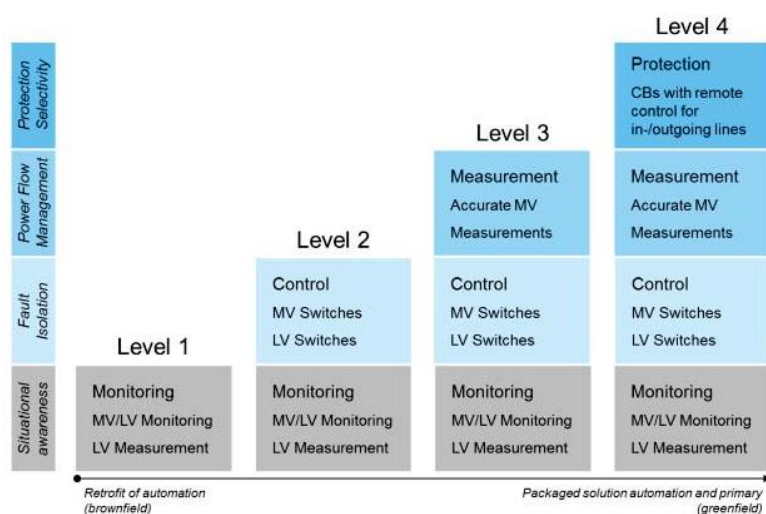
Tasolla 1 toteutetaan yksinkertainen muuntajan monitorointi sisältäen epätarkat keskijännitemittaukset ja yhteyden pienjännitepuolen mittalaitteisiin. Lisäksi muuntamolta saadaan kuormanerotimen tilatiedot. Näillä ominaisuuksilla saadaan karkea arvio vian sijainnista. Tasolla 1 on pystysuora, yksisuuntainen kommunikaatio alemmilla jännite-tasoilta suuremmille jännitetasoille, esimerkiksi sähköjakelun automaatiojärjestelmiin primääriasemilla tai kaukokäyttöjärjestelmään valvomossa.

Tasolla 2 saadaan muuntamolle primäärilaitteiden ohjaukset kaukokäytöllä. Ylemmän jännitetason sähköjakelun automaatio ja valvomon kaukokäyttöjärjestelmä yhdessä muuntamon paikallisen älyn kanssa mahdollistavat vikojen nopean erotuksen. Tällöin vika ei jatku eikä laajene muille alueille.

Taso 3 lisää tarkan energianmittauksen olemassa olevalle muuntamolle. Tarkat energiamittaukset mahdollistavat tarkan jakeluverkon tehonhallinnan analysoinnin korkeamman tason automaatiojärjestelmissä. Tasolla 3 älymuuntamosta tulee jakeluverkon solmukohta, jolta saadaan tarkkoja tietoja keskijänniteverkon tilasta eri kytkentätilanteissa.

Taso 4 eli suojauksen selektiivisyys lisää älymuuntamolle täydet suojausominaisuudet. Tason saavuttamiseksi vaaditaan katkaisijat muuntamon lähdoille.

Kuvaan 19 on tiivistetty älymuuntamon neljän eri automaatiotason ominaisuudet.



Kuva 19. Älymuuntamon automaation tasot. (Luoma, Prokop & Javora 2013: 2.)

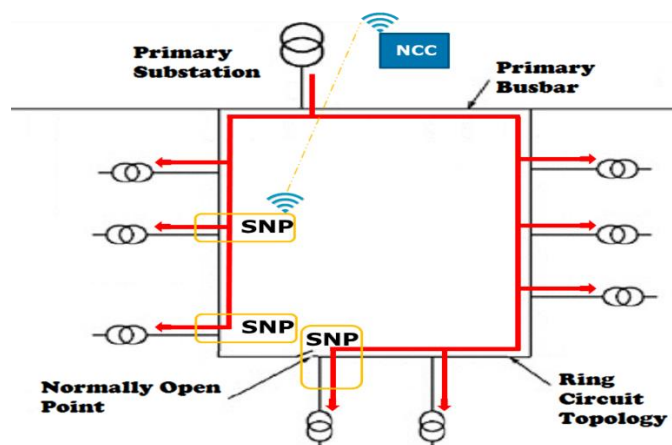
Hajautettuun loistehon kompensointiin on mahdollista yhdistää edellä mainittuja älymuuntamo-ominaisuuksia, joko sijoittamalla muuntamolle ala-asemalaite tai suoja-areleja ja muita tarvittavia automaatiolaitteita. Näin parannetaan hajautetun ratkaisun taloudellista kannattavuutta.

5.2.2 Vianpaikannus, erottaminen ja syötön palauttaminen

Vianpaikannus, erottaminen ja syötön palauttaminen on yksi tärkeimmistä älymuuntamon ja sähköjakelun automaation osa-alueista. Tässä luvussa käytetään englanninkielistä lyhennettä *FLIR*, eli *Fault Location, Isolation and Restoration*. Samasta asiasta puhuttaessa käytetään yleisesti myös lyhennettä *FLISR*, johon on lisätty sana *supply*.

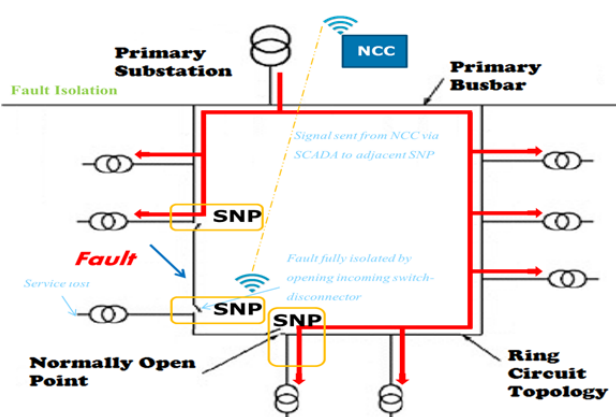
Normaalisti jakeluverkon vikatilanteessa sähköjakelu katkaistaan koko lähdöltä, jolloin suuri määrä asiakkaita voi jäädä ilman sähkönsyöttöä. Kauko-ohjattavilla erotinasemilla pyritään rajaamaan vika tekemällä kokeilukytkentöjä. Kytkennän muutoksen jälkeen terveellä lähdöllä katkaisija pysyy kiinni ja viallisella katkaisija laukeaa uudelleen. Sähkökatkon aikaa pidentävät mm. korjausryhmän saapuminen lähimmälle sähköasemalle ja vian tarkan sijainnin etsintä (Parikh, Voloh & Mahony 2013: 1).

Vianpaikannus ja erotus voidaan toteuttaa nopeammin nykyaikaisilla FLIR-menetelmillä. Kuvissa 20–22 on esitetty tilanne FLIR-ominaisuuksien hyödyntämisestä silmukoidussa jakeluverkossa puistomuuntamoille sijoitettujen SNP-tuotteiden avulla. Kuvassa 20 silmukoitua keskijänniteverkkoa syötetään päämuuntajalta ja osa jakelumuuntamoista sisältää SNP-tuotteen, jolla jakelumuuntamosta saadaan älymuuntamo. Kuvaan on merkitty langaton tietoliikenne älymuuntamon ja valvomon, eli *NCC:n* (*Network Control Center*) välillä. Normaalisessa tilanteessa silmukoidussa verkossa yksi kytkinlaite on auki luoden avoimen pisteen, eli *Normally Open Pointin*. Sähköjakelun suunta on esitetty kuvissa 20–22 punaisilla nuolilla.



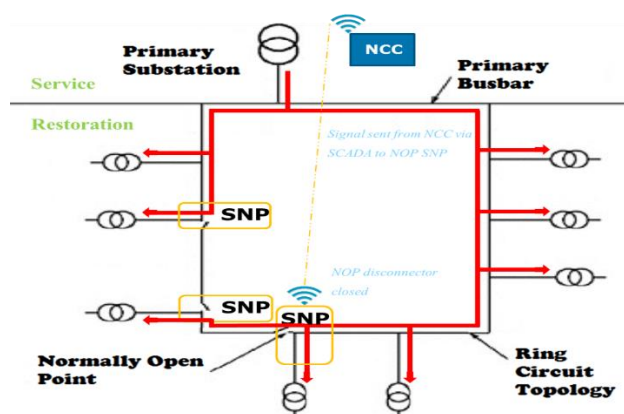
Kuva 20. Normaalityltilanne silmukoidussa jakeluverkossa. (Pätsi 2016: 5.)

Kuvassa 21 silmukoituun verkkoon on tullut vika, jolloin suojarleet mittaavat syntyneen vikavirran. Vian seurauksena suojarleet on aukaissut katkaisijan ja sähköjakelu on katkennut osalle asiakkaista. Mittauksien perusteella suojarleet laskevat vikapaikan ja välittävät tiedon valvomoon. Vika saadaan eristettyä avaamalla tarvittavat kytkinlaitteet.



Kuva 21. Vika havaittu ja eristetty silmukoidussa jakeluverkossa. (Pätsi 2016: 5, muokattu.)

Kuvassa 22 vika on eristetty ja sähkönjakelu on saatu palautettua asiakkaille syöttämällä sähkö toista kautta. Näin sähkökatkon kesto saadaan minimoitua ja vikaa voidaan siirtyä korjaamaan syötön jatkuessa normaalisti jakelumuuntamoilta asiakkaille.

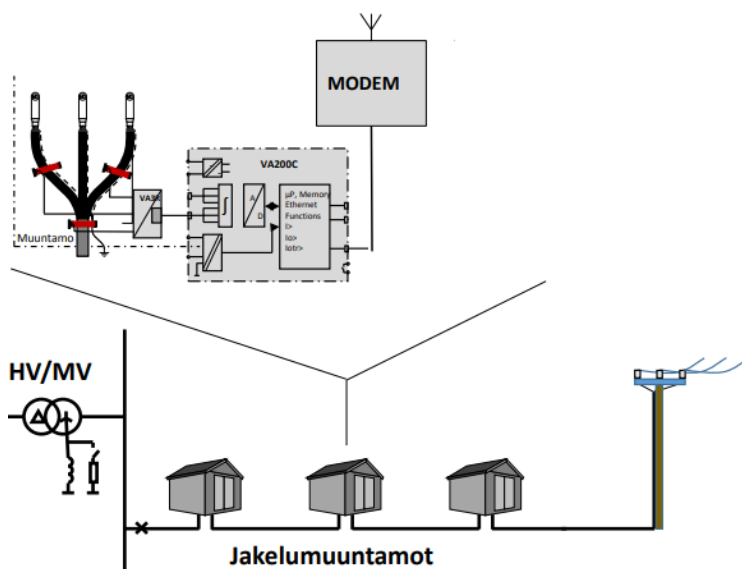


Kuva 22. Vika eristetty ja sähkönjakelu palautettu asiakkaalle FLIR-ominaisuuksia hyödyntäen. (Pätsi 2016: 5.)

Tässä työssä mietitään ratkaisua, jossa osana suurempaa ohjauskonseptia loistehon kompensointilaitteita sijoitetaan jakelumuuntamoille. Kompensointilaitteet voivat olla kiinteästi kiinni verkossa tai niitä voidaan ohjata päälle ja pois katkaisijalla. Yksi mahdollinen ohjaustarve voi syntyä verkon poiketessa normaalitilanteesta. Tällöin kompen-

sointilaitteen katkaisijaa voidaan ohjata valvomosta samoin kuin kytkinlaitteita vian eristyksessä.

Vianpaikannuksessa tyypillisesti käytetään sekä virran että jännitteen mittausta virta- ja jännitemuuntajilla. Jännitteenmittauksen toteutus jakeluverkossa taloudellisesti kannattavasti, erityisesti jälkiasennettuna, voi olla haasteellista. Tästä on seurannut tarve vain virran mittaukseen perustuvalla maa- ja oikosulkuvikojen paikannukselle. Pettissalon (2017: 1–2, 4, 12) kehittämä VIKE-vianilmaisimien kykenee paikantamaan yksivaiheisen maasulun, kaksoismaasulun, katkeilevan maasulun ja oikosulun. Tämän lisäksi laitteella kyetään ennakoimaan vikoja rekisteröimällä lyhytkestoisia, ohimeneviä maasulkuja. Ratkaisu vaatii Rogowski-kelat jokaisen lähdön virranmittaukseen, kaapelointikeskittimen sekä keskusyksikön. Lisäksi vaaditaan tietoliikenneyhteys kaukokäyttöjärjestelmään, mikä voidaan toteuttaa langattomasti esimerkiksi 3G/4G-modeemilla. Periaatekuva älykkäästä vianilmaisimesta muuntamolla on esitetty kuvassa 23.



Kuva 23. Periaatekuva älykkäästä vianilmaisimesta jakelumuuntamolla. (Pettissalo 2017: 6.)

Luvussa 6 tullaan esittelemään SAE IT -systems FW-5-GATE-4G ala-asema, jossa on sisäänrakennettu LTE-modeemi. Tämän lisäksi ala-asemaan voidaan yhdistää PM-1-R-

mittausmoduuli, johon voidaan tuoda mittauksiedot Rogowski-kelalta. Näin ollen ratkaisu sisältäen SAE IT -systemsia ala-aseman ja VIKE-vianilmaisimen saa tehtyä vianpaikannuksen ilman jännitteenmittausta, tietoliikenteen valvomoon sekä muita mahdollisia muuntamovalvonnan ominaisuuksia.

Loistehon laskentaa varten tarvitaan sekä virran että jännitteen mittaus. Näin ollen virranmittaukseen perustuva ratkaisu ei ole yhtä vartenotettava, kun jakelumuuntamolle sijoitetaan loistehon kompensointilaite. Kompensointilaitteita ei kuitenkaan tulla sijoittamaan jakeluverkon jokaiselle muuntamolle. Virranmittaukseen perustuva vianpaikannus on vaihtoehto muuntamoille, jotka eivät tarvitse jännitteenmittausta.

5.2.3 Älymuuntamo tulevaisuudessa

Älymuuntamolla on monia tulevaisuuden kehitysmahdollisuuksia. Älymuuntamon yksi tärkeimmistä ominaisuuksista on vikaindikointi ja vianpaikannus, joten tulevina vuosina on tärkeää saada suojauksiin ja vianpaikannukseen varmasti toimivat ratkaisut. Vianpaikannuksen logiikan on tulevaisuudessa otettava huomioon myös hajautettu tuotanto. Suojalaitteiden on lähetettävä viesti generaattoreille, jotta ne voidaan kytkeä irti verkosta nopeasti niiden ollessa osana viallista verkon osaa. Verkon suojalaitteet ja sähkön käyttäjien suojalaitteet voivat kommunikoida GOOSE-viesteillä, jolloin voidaan tunnistaa keskijännite- ja pienjännitetason generaattorit vikaantuneella lähdöllä. Tällöin osataan kytkeä irti generaattorit verkon viallisista osista. (CIRED 2017: 46.)

Toinen hyödyllinen kehitys älymuuntamon kannalta olisi standardoinnin lisääntyminen tekniikoissa, sillä eri valmistajien välillä voi olla suuriakin eroja. Käytettäessä esimerkiksi yhden valmistajan suojaraitia, voidaan joutua käyttämään saman valmistajan sensoreita. (Autio 2018.)

Tulevaisuudessa tietoliikenteen ja älyn tarve lisääntyvät ennestään älykkään sähköjärjestelmän myötä. Muuntamolla on oltava etäohjattavat erottimet tai katkaisijat, sekä tiedonsiirto- ja suojalaitteet, jotta se kykenee toimimaan osana älykstä sähköjärjestelmää. Älykkäässä sähköjärjestelmässä ja mikrosähköverkoissa muuntamot voivat olla verkon

pisteitä, joilla optimoidaan hajautetun tuotannon ja energiavarastojen käyttö, osallistutaan verkon suojaustoimintoihin ja hallitaan saarekekäyttöä. Suojauspuoli voi muodostua haasteeksi mikrosähköverkoissa siirryttäessä saarekkeeseen; älymuuntamoille rakennetulla suojauksella voi olla merkittävä rooli ongelman ratkaisussa muuntamon keskeisen sijainnin vuoksi. Älymuuntamo voi kommunikoida verkon, hajautetun tuotannon ja energiavarastojen kanssa ja määrittää, milloin voidaan siirtyä saarekekäyttöön ja pois. Tiedonsiirtoyhteyksien on oltava toimivia ja nopeita, jotta tämä on mahdollista. Langattomien yhteyksien paraneminen ja tukiasemien varmentaminen kehittävät tiedonsiirtoa, mutta myös kuituyhteyksillä voi olla merkittävä rooli. Kuituyhteyksiä on jo käytössä, ja lisääntyneen kaapeloinnin myötä voi kuituyhteyksien merkitys lisääntyä entisestään. Tiedonsiirron tärkeys korostuu myös vianpaikannuksen vaatimuksissa, joissa suojarleiden on kommunikoitava nopeasti osana suurempaa vianpaikannusjärjestelmää. Mainittujen kehitysnäkymien lisäksi älymuuntamolle on tärkeää standardoinnin lisääntyminen tekniikoissa, sillä eri valmistajien välillä voi olla suuriakin eroja. Käytettäessä esimerkiksi yhden valmistajan suojarleitä voidaan joutua käyttämään saman valmistajan sensoreita. (Autio 2018.)

5.3 5G-verkon tuomat mahdollisuudet

Lähestyttäessä älykästä sähköjärjestelmää ollaan myös siirtymässä kohti 5G-verkkoa. 5G-teknologia mahdollistaa DNA:n (2018) mukaan aluksi noin kymmenkertaiset tietoliikennenopeudet 4G:hen verrattuna, mutta tulevaisuudessa nopeus tulee kasvamaan. ITU-R:n eli *International Telecommunication Union Radiocommunication Sectorin* IMT-vision (2015: 14.) mukaan voidaan saavuttaa tietyissä olosuhteissa jopa 20 Gbit/s huippunopeudet tiedonsiirrossa. Viive tulee viestinnässä olemaan noin 1 ms, mikä on huomattavasti nopeampi kuin 4G verkon 10 ms ja ylöspäin oleva viive. Pientä viivettä tarvitaan esimerkiksi *teollisen internetin*, eli *IoT:n* ratkaisuisissa.

Maailman ensimmäiset kaupalliset 5G-verkot otettiin käyttöön Tampereella ja Tallinassa poikkeusluvalla 27.6.2018. 5G-laitteiden uskotaan tulevan massamarkkinoille 1–3 vuoden sisään. Liikenne- ja viestintäministeri Anne Bernerin mukaan 3400–3800 MHz

taajuusalueen 5G-luvat voidaan jakaa syksyllä, minkä seurauksena Suomi tulee olemaan ensimmäisten joukossa 5G-verkkojen rakentamisessa. Toimilupien jaon jälkeen tavoitteena on aloittaa vuonna 2019 kaupallinen toiminta taajamissa, jonka jälkeen vuonna 2020 saadaan lisää taajuusalueita ja toimivuus myös haja-asutusalueille. Vuodelle 2025 tavoitteena on 5G-verkon laaja kattavuus sekä virtualisoinnin seurauksena tarjolla olevat joustavat 5G-palvelut. (Rämö 2018; DNA 2018.)

5G:n tuoman lisäkapasiteetin ansiosta voidaan sähköverkkoon yhdistää suuret määrät laitteita, kuten mittaukseen käytettyjä sensoreita. Tämän sekä nopean tiedonsiirron ansiosta voidaan aina tarkkailla verkon sen hetkistä tilaa ja kyetään tarvittaviin reaaliaikaisiin etäohjausratkaisuihin. Sähköverkkoon liitettyjä laitteita voidaan valvoa reaaliaikaisesti ja tarkasti. Tämä mahdollistaa paremman energiankulutuksen ennakoinnin ja hallinnan, jolloin pienennetään huipunkäyttöaikaa ja säästetään energiankulutuksen pienentyessä. 5G itsessään on kustannus- ja energiatehokkaampi kuin edeltäjänsä. Energiatehokkuuteen tähtäävistä ratkaisuista saadaan entistä kannattavampia; esimerkiksi älykäävät katuvalot himmenevät automaattisesti, kun lähistöllä ei ole autoja tai jalankulkijoita. (Engerati 2017.)

Tietoliikenteen kehityksellä on suuri merkitys älymuuntamolle, kuten esitettiin aliluvussa 5.2.3. Luvussa 6 esitetään loistehon kompensoinnin ja muuntamovalvonnan ratkaisut voidaan tulevaisuudessa päivittää 5G-verkkoon kaupallisen käytön yleistyessä ja laiteratkaisujen kehittyessä. Tällöin saadaan olemassa olevista älymuuntamoon liittyvistä valvonta, ohjaus- ja suojausominaisuuksista yhä nopeampia laitteiden kommunikoidessa keskenään reaaliaikaisesti. Tämän lisäksi voidaan kehittää uusia, viiveettömämpiä ratkaisuja.

6 LOISTEHON OHJAUSKONSEPTI JA LAITERATKAISUT

Tässä luvussa tarkastellaan loistehon kompensoinnin ohjauskonseptin periaatetta ja siihen liittyviä laiteratkaisuja. Erityisesti painotetaan hajautetun kompensoinnin ratkaisuja, joissa kompensointilaitte sijoitetaan jakelumuuntamolle verkon varrelle. Hajautettu kompensointi voi tuoda lisäkompensointikapasiteettia sähköasemille sijoitetun keskitetyn kompensoinnin lisäksi. Hajautettu kompensointi voidaan toteuttaa halutessa yhdistelmälaiteilla, joilla kompensoidaan loistehon lisäksi maasulkuvirtaa. Loistehon ja maasulkuvirran kompensoinnin lisäksi jakelumuuntamolle sijoitetuilla laitteilla voidaan toteuttaa muuntamovalvontaa. Ratkaisut tarvitsevat yhteyden kaukokäyttöjärjestelmään ja mahdollisuuden kytkinlaitteiden ohjaukselle. Laiteratkaisuissa mainitut laitteet yhdistettynä kaukokäyttöön kykenevät kytkinlaitteiden automaattiseen ohjaukseen aseteltujen raja-arvojen perusteella, mutta työssä keskitytään valvomosta tehtävään manuaaliseen ohjaukseen loissähkötilanteen perusteella.

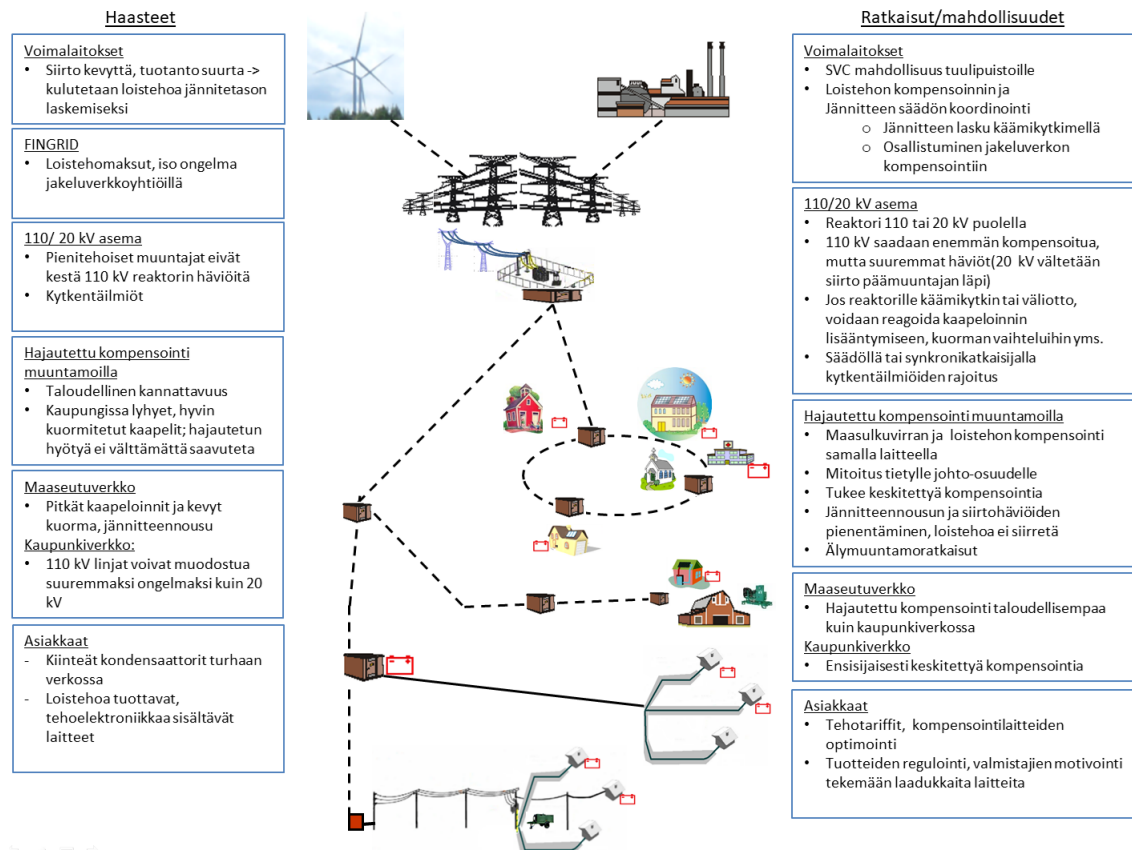
Laittevaihtoehtoina käydään läpi jakelumuuntamoille sijoitettuja ratkaisuja, joista kaksi ovat ala-asemalaitteepohjaisia ja kolmas suojarelekehjainen. Kaikki ratkaisut tarvitsevat tietoliikenneyhteyden kaukokäyttöön. Työssä tarkastellaan kahta tietoliikennevaihtoehtoa: langaton yhteys mobiiliverkon tai radioverkon kautta ja fyysinen yhteys kuidulla. Ensimmäisessä ratkaisussa sijoitetaan loistehon ja maasulkuvirran yhteiskompensointilaitte jakelumuuntamolle, jolloin maasulkuvirran kompensointi on määräävä ominaisuus.

Maasulkuvirran kompensointi on määräävä ominaisuus kosketusjännitevaatimuksien takia, joten kompensointilaitte halutaan pitää käytännössä aina kiinni verkossa. Tällöin muuntamolle sijoitetulla ala-asemalaitteella toteutetaan vain loistehon valvontaan tarvittavat mittaukset sekä muuntamovalvontaa. Toisessa ratkaisussa jakelumuuntamolle sijoitetaan vain loistehoa kompensoiva reaktori, joka voidaan ohjata kiinni verkkoon tai irti verkosta katkaisijalla. Samalla voidaan toteuttaa muiden lähtöjen valvontaa ja moottorihjattujen kytkinlaitteiden ohjauksia. Kolmas ratkaisu on VEO Oy:n SNP-tuotteen pohjalta tehty suojarelekehjainen ratkaisu, jolla saadaan toteutettua suojausfunktiot. Kaikki ratkaisut voidaan asentaa uudelle muuntamolle tai jälkiasennettuna. Jälkiasennettun ratkaisun toiminnallisuudet voivat kuitenkin olla rajalliset, koska esimerkiksi suo-

jausfunktioita varten lähdeillä on oltava katkaisijat. Työssä ratkaisuja on lähestytty optimaalisen tilanteen kannalta, jossa voidaan toteuttaa mahdollisimman laajat toiminnallisuudet.

6.1 Yleiskuva järjestelmästä

Eri osissa sähköverkkoa on erilaisia haasteita ja ratkaisuja loistehoon liittyen. Loisteho aiheuttaa sekä teknisiä että taloudellisia ongelmia jakeluverkossa. Kuvassa 24 on esitetty yleiskuva järjestelmästä, jossa on eritelty osa loistehoon liittyvistä ongelmista ja ratkaisuista.



Kuva 24. Yleiskuva loistehon ongelmista ja ratkaisuista järjestelmässä.

Kuvassa esitetyjä ongelmia ja ratkaisuja tarkasteltiin tarkemmin työn teoriaosuudessa. Yleiskuvasta nähdystä haasteista jakeluverkkoyhtiöille kenties ongelmallisim on loissähkömaksut, jotka syntyvät loissähköikkunan ylityksistä. Usein kustannustehokkain ratkaisu jakeluverkkoyhtiöille on keskitetty kompensointi sähköasemilla, koska tällöin reaktorien kompensointiteho voidaan mitoittaa suuremmaksi kuin jakelumuuntamoille sijoitettavilla reaktoreilla. Työssä suunniteltavalle hajautetulla ratkaisulla on kuitenkin omat etunsa, joita on esitetty työn teoriaosuudessa. Tiivistettynä hajautettua kompensointia voidaan perustella mm. seuraavasti:

- Lisäkapasiteettiä kompensointiin, jos loistehoa ei saada kompensoitua tarpeeksi sähköasemilla esimerkiksi kytkentäilmiöiden ja muuntajan häviöiden vuoksi
- Loistehon ja maasulkuvirran yhteiskompensointi; hajautetulla ratkaisulla täytettävät maasulkuvirtaan liittyvät kosketusjännitevaatimukset
- Loistehoa ei siirretä, jolloin häviöt pienenevät ja parannetaan päätötehon siirtokapasiteettia
- Verkon varrella tehtävillä mittauksilla nähdään paikallinen loistehotilanne
- Pystytään reagoimaan paremmin verkon erikoistilanteisiin, esimerkiksi kytkemällä kompensointi irti käytettäessä varayhteyksiä suurella kuormalla
- Vältetään loistehon aiheuttamalta jännitteenousulta pitkillä kaapeleilla
- Kaapelin tuottamaa loistehoa saadaan kompensoitua, vaikka kaapelia voitaisiin syöttää kahdelta eri asemalta
- Ratkaisun kustannustehokkuutta voidaan parantaa älymuuntamominaisuuksilla.

Ratkaisuilla on siis tekniset perustelut. Ohjauskonseptissa tarkastellaan laiteratkaisuja ja itse konseptia teknisestä näkökulmasta. Kun työn ratkaisuja ja ajatusta ohjauskonseptista sovelletaan oikeaan jakeluverkkoon, on tärkeää tehdä laskelmia ja tarkastella ratkaisujen kustannustehokkuutta.

Kuvassa 24 mainittiin maaseutuverkoilla olevan pidemmät kaapeloinnit ja kevyempi kuorma, minkä vuoksi hajautetun ohjauskonseptin toteuttaminen on helpommin perusteltavissa maaseutuverkossa tai kaupungin ja maaseudun yhdistelmässä. Erityisesti hajautetun kompensoinnin ohjaus voi soveltua alueille, joissa on paljon kuormanvaihtelua. Kuorman vaihtelu aiheuttaa siirtymisen loissähköikkunan antopuolelta ottopuolelle. Tämän lisäksi simuloinneissa on havaittu yllättävän paljon ottopuolen ylityksiä liittymispisteen tuottaessa pätötehoa (Hautero ym. 2017: 57). Näin ollen ohjausratkaisut voivat soveltua myös pätötehoa tuottaville liittymispisteille.

Muuntamoille voidaan tuoda loistehon kompensoinnin ja ohjauksen lisäksi muita ominaisuuksia, kuten muuntamon valvontaa, vianpaikannusta ja suojausfunktioita. Yhdistämällä loistehon kompensointi muihin ominaisuuksiin parannetaan ratkaisujen taloudellista kannattavuutta.

6.2 Ohjauskonseptin tietoliikenne

Ohjauskonseptissa käytettävät hajautetun kompensoinnin ratkaisut sijoitetaan muuntamoille verkon varrelle. Erityisesti maaseutuverkossa sijoituspaikka on usein syrjässä. Myös muun tyyppisissä verkoissa kompensointilaite halutaan sijoittaa paikalle, jossa siitä ei aiheudu meluhaittoja. Sijoituspaikkaan vaikuttavat myös muut käytännön seikat; erityisesti kaupunkiverkossa voi olla hankalaa saada sijoituslupa uudelle jakelumuntamolle. Äänekäs kompensointilaite voi hankaloittaa kaavoitusongelmaa entisestään. (Viiliäinen & Antikainen 2018.) Tämän vuoksi toimivat tietoliikennesratkaisut ovat tärkeitä hajautetun kompensoinnin valvonnassa ja ohjauksessa. Taulukossa 4 on esitetty eri tiedonsiirtovaihtoehtoja ja niiden tiedonsiirtonopeuksia.

Taulukko 4. Tiedonsiirtonopeuksien vertailu. (Luojaus 2017: 6.)

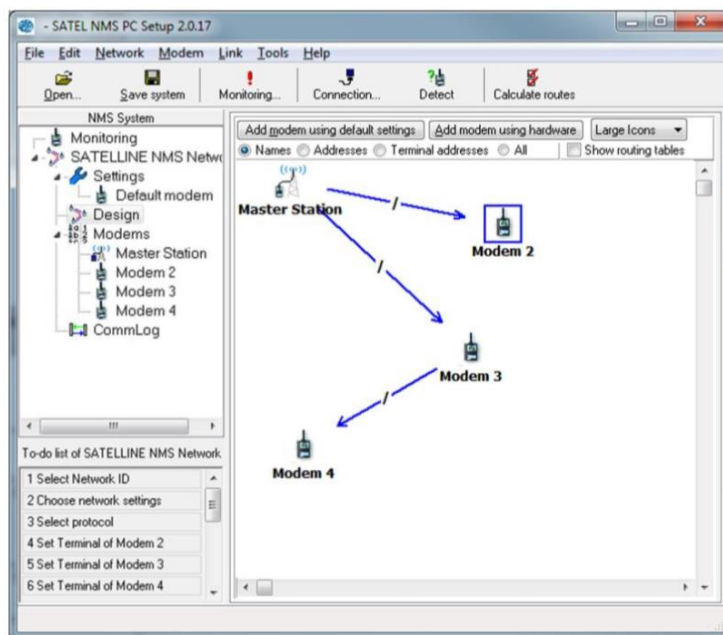
Media	Transfer rate
Wired	
Fibre optics	2 Gbps - 3 Tbps
Local Area Network (LAN)	10 Mbps - 1 Gbps
Data services in public networks	≤ 1 Gbps
Leased line	9,6 kbps - 2 Mbps
Integrated Services Digital Network (ISDN)	64 kbps - 128 kbps
Dial-up line	≤ 64 kbps
Power Line Carrier (PLC)	15 bps - 36 kbps
Wireless	
Satellite link (GEO-system)	≤ 10 Mbps
Radio link	≤ 2 Mbps
Radio telephone	1200 kbps
VHF/UHF narrow bandwidth data radio	9,6 kbps - 19,2 kbps
Global System for Mobile Communication (GSM)	9,6 kbps
General Packet Radio Service (GPRS)	40 kbps
Enhanced Data rates for GSM Evolution (EDGE)	400 kbps
High Speed Packet Access (HSPA)	10 Mbps
Long Term Evolution (LTE)	100 Mbps

Uutena tiedonsiirtovaihtoehtona on tulossa 5G-yhteys, joka voi toimia tietyissä olosuhteissa 20 Gbit/s tiedonsiirtonopeudella ja 1 ms viiveellä (ITU-R 2015: 4). 5G-verkosta kerrottiin tarkemmin alaluvussa 5.3.

Loistehotilanteen valvonta ja kompensointilaitteen ohjaus ei tarvitse nopeimpia tiedonsiirtoyhteyksiä, mutta muut jakelumuuntamon valvonta-, ohjaus- ja suojausfunktiot voivat olla kriittisempiä ja vaatia nopeaa tiedonsiirtoa. Lisäksi valittaessa nopeat tiedonsiirtoyhteydet valmistaudutaan tulevaisuuden tarpeisiin ja mahdollisiin laajennuksiin.

Jakeluverkkoyhtiöillä on eri tiedonsiirtoperiaatteita, joten työssä ei käydä läpi vain yhtä menetelmää. Laiteratkaisuissa otetaan huomioon langaton tiedonsiirto mobiiliverkossa ja radioverkkoyhteys. Jakeluverkkoyhtiöt rakentavat maakaapeloinnin yhteydessä kuituyhteyksiä, joten työssä otetaan huomioon myös tiedonsiirto kuidulla. Ohjauskonseptissa ei oleteta yhtiöillä olevan koko verkon kattavaa kuituyhteyttä, vaan kuituyhteyden lisäksi jakelumuuntamolle varataan mahdollisuus langattomaan tiedonsiirtoon joko mobiiliverkossa tai radioverkossa.

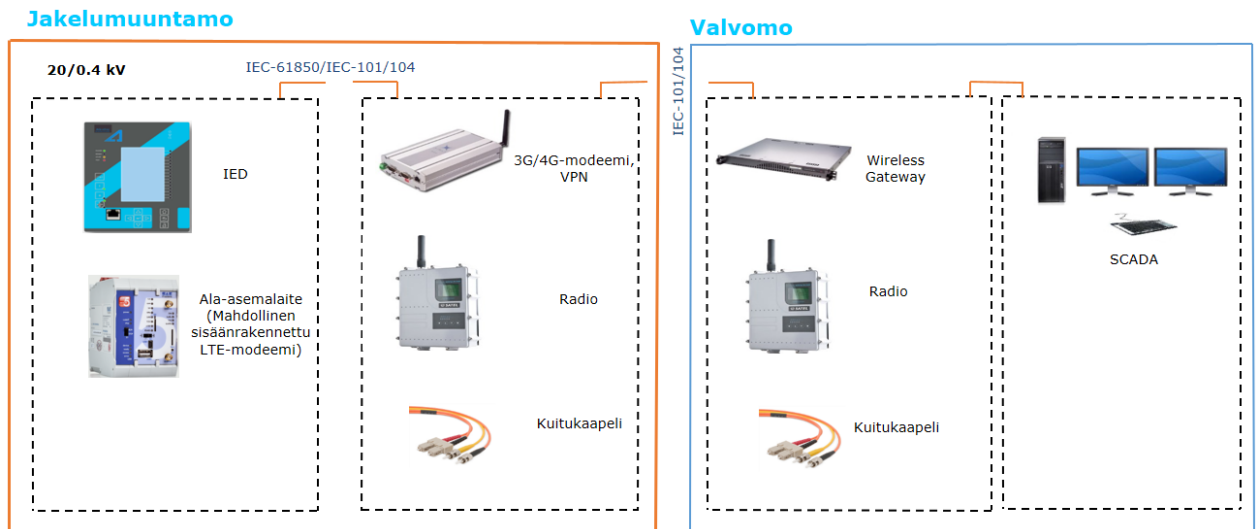
Käytettäessä langattomaan tiedonsiirtoon mobiiliverkkoa on hankittava erillinen modeemi tai hyödynnettävä ala-asemalaitteen tiedonsiirtomahdollisuuksia. SAE-IT -systemsin ala-asemalaitteille voidaan lisätä erillinen tiedonsiirtomoduuli tai voidaan valita ala-asemalaite, jossa on sisäänrakennettu LTE-modeemi. Tulevaisuudessa voidaan siirtyä käyttämään 5G-verkkoa, joka mahdollistaa käytännössä viiveettömän tiedonsiirron. Hyödynnettäessä radioverkkoa on käytettävä erillistä radiomodeemia, joka voidaan kytkeä ala-asemalaitteeseen. Jakelumuuntamon ollessa syrjässä voi syntyä ongelmia kantaman kanssa, joten radiomodeemien on voitava toimia reitittimenä. Jos radiomodeemin kantama ei riitä suoraan yhteyteen, voi yhteys kulkea matkan varrella olevan radiomodeemin kautta. Kuvassa 25 on esitetty yksinkertainen esimerkki vastaavasta tilanteesta, jossa *Modem 4:n* tiedonsiirto kulkee *Modem 3:n* kautta *Master Stationille*.



Kuva 25. Esimerkki radiomodeemin käyttämisestä reitittimenä. (SATEL 2017: 31.)

Tiedonsiirto jakelumuuntamon sisäisten laitteiden välillä voidaan tehdä IEC 61850 -protokollalla. Tietoliikenne kaukokäyttäjärjestelmään voidaan toteuttaa IEC 60870-5-104 -protokollalla, joka on yleisesti käytössä ala-asemien ja kaukokäyttäjärjestelmien välillä. Käytetyissä laiteratkaisuissa otetaan huomioon mahdollisuus muodostaa mah-

dollisimman tietoturvallinen yhteys VPN-tunnelin kautta. Kuvassa 26 on esitetty tiivistettynä laiteratkaisuissa käytettävät tiedonsiirtovaihtoehdot ja protokollat jakelumuuntamon ja valvomon välillä.



Kuva 26. Tiedonsiirto jakelumuuntamolta kaukokäyttöjärjestelmään. (Pätsi 2016: 6, muokattu.)

6.3 Ala-asemapohjainen valvontaratkaisu

Ensimmäisenä laiteratkaisuista tarkastellaan hajautetun kompensoinnin valvontaratkaisua. Pelkkä valvonta soveltuu erityisesti kompensoitaessa loistehoa ja maasulkuvirtaa yhteiskompensointilaitteella, joka halutaan pitää kiinteästi kiinni verkossa. Loistehon kompensointilaitteen valvonnan lisäksi saadaan toteutettua muuta jakelumuuntamon valvontaa. Valvontaratkaisu soveltuu myös hyvin alueelle, jossa ei ole suuria kuormanvaihteluja. Tällöin loissähköikkunan ylityksiä tapahtuu vain toisella laidalla, joten ohjausta tarvita. Ala-asemalaitteet toimivat jännitteellä 24–72 V DC, jonka mukaan voidaan valita ohjausratkaisussa mukaan tulevan akun koko. Samoin muiden komponenttien olisi hyvä toimia vastaavalla jännitteellä, jotta niiden syöttö voitaisiin varmentaa suoraan samalla akulla.

6.3.1 Ala-asemalaitteen valinta eri tietoliikennevaihtoehdoille

Ratkaisussa valitaan ala-asemalaite, joka kykenee valvomaan kompensointilaitetta ja lähtöjä sekä keräämään mittaustietoja kaukokäyttöjärjestelmään osaksi suurempaa kokonaisuutta. Ratkaisun on oltava modulaarinen tapauskohtaisten vaatimusten ja tulevien laajennuksien vuoksi. Kokonaisuuden on oltava mahdollisimman kompakti jälkiasennuksen helpottamiseksi. Tämän laiteratkaisun ala-asemalaitteeksi valitaan SAE IT -systems:n ala-asemalaite, joka täyttää edellä mainitut vaatimukset. Lisäksi laite soveltuu hyvin työhön, koska VEO Oy toimii SAE IT -tuotteiden maahantuojana ja käyttää tuotteita projekteissaan. SAE IT -systems:n ala-asemalaitteiden ominaisuuksien ja hinnan vertailun perusteella valitaan ratkaisut käytettäessä eri tietoliikennemenetelmiä. Ala-asemalaitteiden hintavertailua ei työssä esitetä tarkemmin.

SAE IT -systems:n ala-asemalaitteiden ominaisuuksien ja hinnan vertailun perusteella valitaan ratkaisut eri tietoliikennemenetelmille. Hyödynnettäessä mobiiliverkkoa tiedonsiirtoon valitaan ala-asemalaitteeksi FW-5-GATE-4G, jossa on sisäänrakennettu LTE-modeemi. Tällöin ei tarvita erillistä modeemia tai tiedonsiirtomoduulia, vaan yhteys kytetään muodostamaan langattomasti LTE/4G:n kautta itse ala-asemalaitteella. Heikon kuuluvuuden alueella voidaan yhteys muodostaa esimerkiksi 3G:n tai 2G:n kautta. Ala-aseman sisäänrakennetun modeemin kautta luotu langaton tietoliikenneyhteys voidaan muodostaa hyödyntäen VPN-tunnelia, jonka tila nähdään etupaneelissa olevalla LEDillä. (SAE IT -systems 2018a.)

Ratkaisuun olisi voitu valita myös ala-asemalaitteen perusmalli FW-5, jossa on oletuksena integroitua I/O:ta. Tällöin tarvittaisiin erillinen tiedonsiirtomoduuli tai modeemi tiedonsiirtoon. FW-5 ja tiedonsiirtomoduuli on hieman halvempi ratkaisu kuin FW-5-GATE-4G ja I/O-moduuli, jolla saadaan FW-5:n integroitua I/O:ta vastaava määrä sisään- ja ulostuloja (SAE IT -systems 2018b). Ero on kuitenkin niin pieni, että ala-asemalaitteeksi valitaan nopeamman 4G-tiedonsiirron mahdollistava FW-5-GATE-4G. Tällöin on varauduttu loistehon kompensoinnin lisäksi muihin ominaisuuksiin, joita voidaan hyödyntää nyt tai tulevaisuudessa. Tällaisia ominaisuuksia ovat esimerkiksi

vianpaikannus ja suojausfunktiot. Ratkaisuun valittu ala-asemalaite on esitetty kuvassa 27.



Kuva 27. FW-5-GATE-4G. (SAE IT -systems 2018a.)

Jakeluverkkoyhtiön hyödyntäessä radioverkkoa tiedonsiirtoon ei ole järkevää valita kalliimpaa FW-5-GATE-4G:tä, koska sisäänrakennettua LTE-modeemia ei tarvita. Parempi vaihtoehto on käyttää perusmallia FW-5, joka on hieman 4G-mallia edullisempi. FW-5 sisältää integroituna 8 digitaalista sisääntuloa, 4 digitaalista ulostuloa ja 2 analogista sisääntuloa (SAE IT -systems 2018c). Integroitua I/O:ta voidaan hyödyntää esimerkiksi tilatietoihin ja muuntamovalvontaan ja tapauskohtaisesti I/O:ta voidaan lisätä erillisillä moduuleilla.

Langattomien tiedonsiirtovaihtoehtojen lisäksi tiedonsiirtoon voidaan hyödyntää kuituyhteyttä. Tällöin ala-asemalaitteen valintaan vaikuttaa kuituyhteyden varmennus langattomalla tiedonsiirrolla. Varmennettaessa yhteys mobiiliverkolla on järkevintä valita FW-5-GATE-4G. Edullisempi FW-5 on parempi vaihtoehto, jos langattomaan tiedonsiirtoon käytetään radioverkkoa tai varmennusta ei tarvita.

6.3.2 Tarvittavat lisämoduulit

Mobiilitiedonsiirtoon valittu FW-5-GATE-4G ei sisällä integroitua I/O:ta, joten se tarvitsee tapauskohtaisen määrän I/O-moduuleja. Kiinteästi verkossa olevan kompensointilaitteen valvontaan ei tarvita digitaalista I/O:ta, koska kompensointilaitteen kytkinlait-

teen tilatietoa tai ohjausta ei tarvita. Jakelumuuntamolle sijoitettavaan ratkaisuun voidaan kuitenkin tarvita I/O:ta esimerkiksi muuntamon valvontaominaisuuksiin tai lähtöjen kytkinlaitteiden tilatietoihin. SAE IT -systemsillä on useita eri I/O-moduuleja, kuten 8DI, 8DO tai 4AI, jotka voidaan valita tilanteen mukaan. Työssä esimerkkinä valitaan 8 digitaalista sisääntuloa ja 2 analogista sisääntuloa sisältävä 8DI2AI, jolloin ratkaisuun saadaan tilatietoja ja esimerkiksi muuntajan lämpötilan seuranta. (SAE IT -systems 2018d: 3.)

Mittauksia varten valitaan lisämoduuliksi PM-1, joka kykenee virran ja jännitteen mittauksen perusteella laskemaan pätötehon, loistehon ja tehokertoimen. PM-1:een voidaan tuoda halutessa keskijännitepuolen tai pienjännitepuolen mittauksia. Jännitteenmittaukset voidaan ottaa suoraan pienjännitepuolelta (400 V) tai keskijännitepuolelta jännitemuuntajalla. Virtamittaukset tuodaan moduulille 1/5 A virtamuuntajalla. Lisämahdollisuuksia mittauksiin tuo moduulin mallit PM-1-R ja PM-1-S. Malleista PM-1-R:llä virta mitataan Rogowski-kelalla, joka voidaan asentaa kiskon tai kaapelin ympärille. Jännite mitataan jännitemuuntajilla, kuten mallissa PM-1. Esimerkki Rogowski-kelan asentamisesta kiskoon on esitetty kuvassa 28. (SAE IT -systems 2018e: 1, 3–4.)



Kuva 28. Rogowski-kelan asennus. (SAE IT -systems 2018e: 3.)

Mallilla PM-1-S sekä jännitteen että virran mittaus on toteutettu sensoritekniikalla (SAE IT -systems 2018e: 3). Sensorien käyttö helpottaa erityisesti jälkiasennettua ratkaisua,

koska sensorit on helpompi kytkeä jälkikäteen kuin virta- ja jännitemuuntajat. Sensoritekniikkaa tullaan hyödyntämään yhä enemmän tulevaisuudessa älykkään sähköjärjestelmän kehittyessä, joten PM-1-S on hyvä vaihtoehto tulevaisuuden kannalta. Mittausmoduulit maksavat yhtä paljon, joten mittausratkaisuun vaikuttavat itse mittalaitteiden kustannukset ja tekniset ominaisuudet. Jatkossa mittausmoduulista käytetään nimitystä PM-1, mutta tapauskohtaisesti kyseessä voisi olla PM-1-R tai PM-1-S.

6.3.3 Muut tarvittavat komponentit

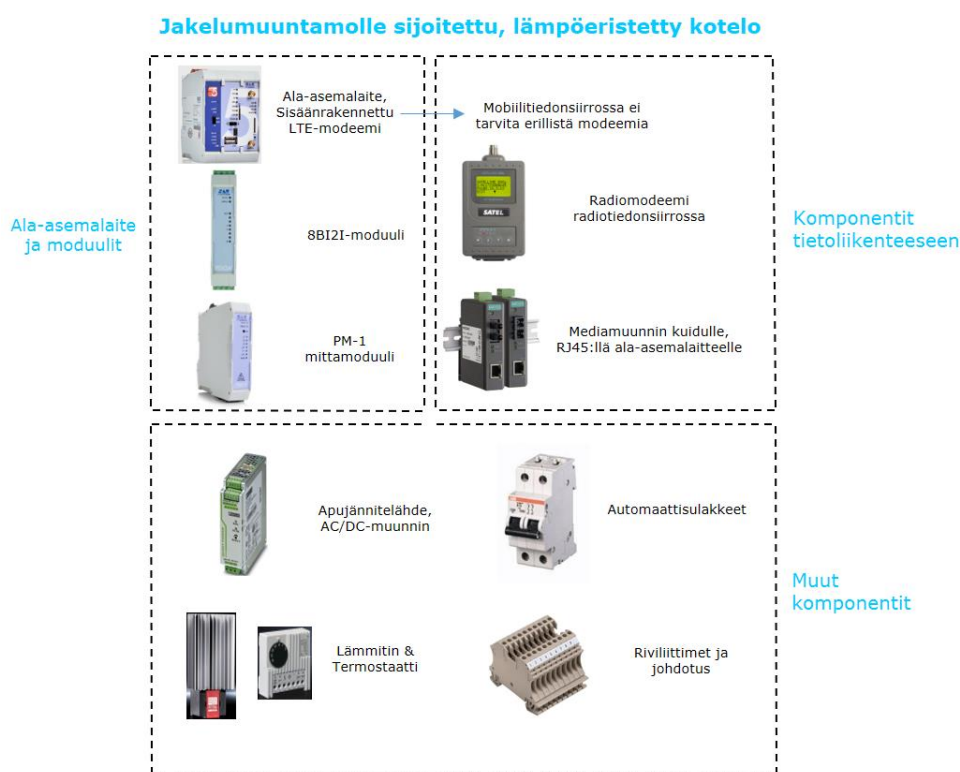
Ala-asemalaitteen ja moduulien lisäksi ratkaisuun tarvitaan muita komponentteja. Osana ohjauskonseptia ratkaisulta tarvitaan loistehotilanteen tarkkailua, mikä toteutetaan jännitteen ja virran mittauksilla. Mittaustiedot saadaan perinteisillä mittamuuntajilla tai sensoritekniikalla. Virta voidaan mitata keskijännitepuolelta, mutta jännite kalibroidusti pienjännitepuolelta. Tehonmittaukset eivät tällöin ole yhtä tarkkoja kuin mitattaessa jännite keskijännitepuolelta, mutta riittäviä saamaan kuva verkon sen hetkisestä loistehotilanteesta. Huomioitavaa on, että jännitepohjaisia suunnattuja suojausominaisuuksia ei voi tällöin toteuttaa. Jos muuntamolle laajennetaan tulevaisuudessa suojausominaisuudet, voidaan joutua jälkikäteen asentamaan jännitteen mittaus keskijännitepuolelle. Mittaustietojen perusteella PM-1 -moduuli laskee tehosuureet, joita halutaan tarkkailla ohjauskonseptissa.

Mittamuuntajien lisäksi tarvitaan useita komponentteja, jotka sijoitetaan jakelumuuntamolle lämpöeristettyyn koteloon. Lämpötilan tarkkailuun ja ylläpitoon voidaan käyttää termostaattia ja lämmitintä. Termostaatin sijaan voidaan halutessa valita kosteuden hallintaan hygrostaatti ja lämmitin, joka sisältää tarvittaessa päälle kytkeytyvän tuulettimen. Sopivat, halutut tarkkailun ja säädön ominaisuudet täyttävät tuotteet voidaan valita miltä tahansa valmistajalta. Lämmittimien apujännite on usein vaihtosähköä, joka voidaan ottaa suoraan muuntamon pienjännitepuolelta. Suurin osa muista komponenteista käyttää pientä tasasähköä. Pieni tasajännite saadaan tuomalla vaihtosähkö muuntajan pienjännitepuolelta ja muuntamalla se AC/DC-muuntimella pieneksi tasajännitteeksi. Teholähde voidaan valita miltä tahansa teholähteiden valmistajalta. Edellä mainittujen komponenttien lisäksi tarvitaan johdotus ja automaattisulakkeet. Automaattisulakkeiden

koko mainitaan usein komponenttien datalehdillä, mutta koko voidaan määritellä myös laskennallisesti.

Osa ala-asemalaitteen lisäksi tarvittavista komponenteista määräytyy tiedonsiirtotavan mukaan. Ala-asemalaitteen sisäänrakennetun LTE-modeemin ansiosta erillistä modeemia ei tarvita käytettäessä langattomaan tiedonsiirtoon mobiiliverkkoa. Hyödynnettäessä radioverkkoa tarvitaan erillinen radiomodeemi. FW-5 -sarjan ala-asemalaitteilta ei löydy erillistä moduulia, johon kuitu voitaisiin kytkeä. Tämän vuoksi tarvitaan erillinen mediamuunnin, johon kuitu voidaan kytkeä. Mediamuuntimelta voidaan jatkaa RJ45-kaapelilla ala-asemalaitteeseen hyödyntäen TCP/IP -protokollaa. Mediamuunnin voidaan valita miltä tahansa valmistajalta, mutta apujännitteen olisi hyvä olla sama kuin ala-asemalaitteella. Tällöin ei tarvita erikseen useampia apujännitelähteitä, ja ratkaisuun lisättäessä sähkönsyötön varmennus voidaan samalla akulla varmistaa mahdollisimman monen komponentin sähkönsyöttö.

Kuvassa 29 on esitetty yhteenveto jakelumuuntamolle lämpöeristettyyn koteloon sijoitettavista komponenteista. Komponenttien avulla voidaan toteuttaa kompensointilaitteen, loistehotilanteen ja muuntamon valvontaa. Ala-asemalaitteena toimii joko FW-5 tai LTE-modeemin sisältävä FW-5-GATE-4G.



Kuva 29. Valvontaratkaisuun tarvittavat komponentit.

Puistomuuntamoilta on mitattu pahimmillaan yli 70 °C lämpötiloja (Pettissalo 2018: 6). Ratkaisuun voidaan lisätä tarvittaessa jäähdytys, mutta lähtökohtaisesti komponentit kestävät hyvin lämpöä ja jäähdytys kasvattaa ratkaisun hintaa huomattavasti.

6.4 Ala-asemapohjainen valvonta- ja ohjausratkaisu

Loistehon ja maasulkuvirran yhteiskompensointiin perustuvan valvontaratkaisun jälkeen suunnitellaan laiteratkaisu, jossa kompensointilaitteen katkaisijaa voidaan ohjata valvomosta manuaalisesti kiinni ja auki. Ratkaisussa tarkastellaan uusia tarvittavia komponentteja ohjauksen mahdollistamiseksi. Muut komponentit pysyvät samoina valvontaan käytetyn ratkaisun kanssa.

Ohjausratkaisusta on eniten hyötyä osana suurempaa ohjauskonseptia. Tarkasteltaessa kokonaisuutta saadaan loistehon kompensointi ohjattua päälle tai pois optimaalisessa

osassa verkkoa. Ohjausmahdollisuudesta voi olla hyötyä myös verkon erikoistilanteissa; esimerkiksi vikojen aikana varayhteyksillä syötetään suurta kuormaa jolloin kaapelit saattavat kuluttaa loistehoa tuotannon sijaan (Viiliäinen & Antikainen 2018). Kompensointilaitteen ohjaus tehdään käsin valvomosta kaukokäyttöjärjestelmän avulla. SAE IT-systemsin ala-asemalaitteilla on mahdollisuus PLC-ohjelmointiin, jonka avulla voitaisiin säätää automaattinen ohjaus mittauksien perusteella. Automaattiohjaus olisi kuitenkin parempi toteuttaa kaukokäyttöjärjestelmässä, joka saa mittaustiedot verkon eri osista ja tarkastelee liittymispisteen loistehotilannetta. Automaattinen ohjaus vaatii koordinoitua toimintaa verkon eri kompensointilaitteiden välillä, joten automaattisen ohjausjärjestelmän rakentamisessa on otettava huomioon esimerkiksi kompensointilaitteiden kytkentäjärjestys. Työssä suunniteltavissa ratkaisuissa ohjaukset tehdään manuaalisesti valvomosta, mutta sovellettaessa ohjauskonseptia olemassa olevaan jakeluverkkoon voidaan miettiä automaattiohjauksen mahdollisuutta.

6.4.1 Ala-asemalaitteen ja lisämoduulien valinta

Ohjauksratkaisussa käytetään samoja tiedonsiirtotavan mukaan määräytyviä ala-asemalaitteita kuin valvontaratkaisussa. Ratkaisussa tarvitaan edelleen PM-1 mittausmoduulia jännitteen ja virran mittaukselle ja tehosuureiden laskentaan. Uutta ratkaisussa on digitaaliset ulostulot reaktorin ja haluttaessa lähtöjen katkaisijoita varten. Hyödynnettäessä mobiiliverkkoa tiedonsiirtoon FW-5-GATE-4G:lle lisättiin edellisessä ratkaisussa 8DI2A-moduuli tilatietoja ja mittauksia varten, ja nyt kokonaisuus täydentyy tarvittavalla määrällä 8DO-moduuleja. Käytettäessä radioverkkoa käytetään mallia FW-5, jolla on integroituna 8 digitaalista sisääntuloa, 4 digitaalista ulostuloa ja 2 analogista sisääntuloa. Ala-asemalaitteelle voidaan lisätä tarvittava määrä I/O-moduuleja, jos integroitu I/O ei riitä.

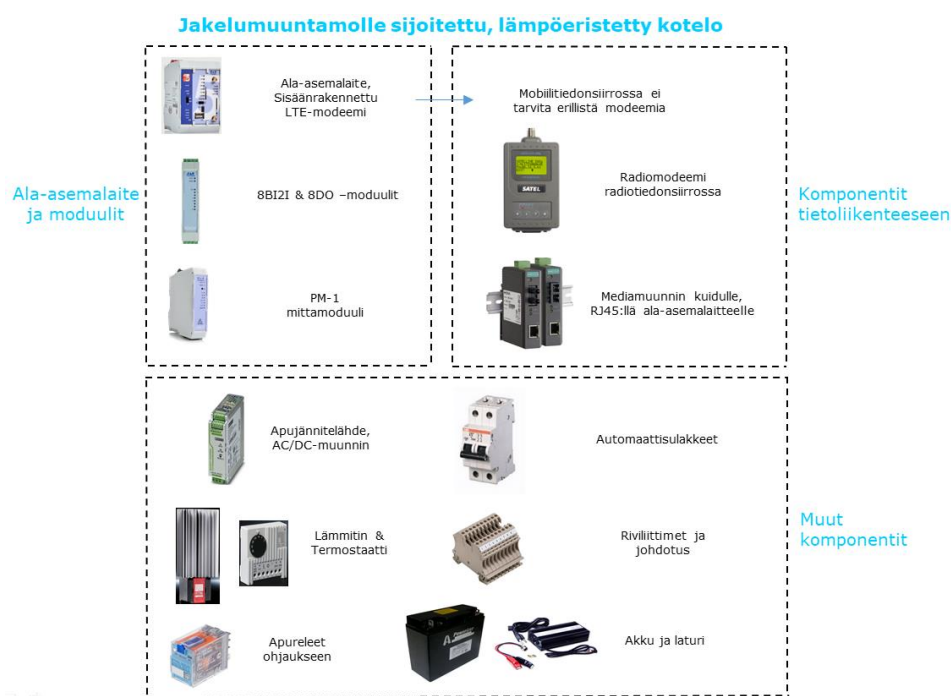
6.4.2 Muut tarvittavat komponentit

Haluttaessa tehdä ohjauksia valvomosta käsin täytyy kytkinlaitteiden, kuten katkaisijoiden, erottimien ja kuormanerotimien, olla moottoriohjattuja. Reaktorin kytkinlaitteena toimii katkaisija, joka kykenee katkaisemaan induktiivista virtaa. Ala-asemalaite saa

digitaaliseen sisääntuloon katkaisijan tilatiedon ja katkaisijaa ohjataan digitaalisilla ulostuloilla. Samoin voidaan ohjata jakelumuuntamon lähtöjen kytkinlaitteita. Kytkinlaitteiden ohjaukseen tarvitaan erilliset apureleet, jos kytkinlaitteilla ei ole sisäisesti rakennettua apureleohjauspiiriä. Uudelle muuntamolle voidaan suunnitella tarvittavat ohjaukset, mutta jälkiasennettuna ohjauksia rajoittaa moottoriohjattujen kytkinlaitteiden määrä.

Kun valvonnan lisäksi tehdään ohjauksia, halutaan ratkaisuun lisätä muuntamolle sijoitettava akku. Suurin osa käytetyistä komponenteista toimii 24 V DC apujännitteellä, jolloin muuntamolle on sijoitettava 24 V akku ja laturi. Samoin moottoriohjattavien kytkinlaitteiden ohjausjännitteen on oltava 24 V DC, jotta ohjaus voidaan varmistaa samalla akulla. 110 V DC akusto veisi liikaa tilaa erityisesti jälkiasennettuun ratkaisuun. 24 V DC varmennettu syöttö voidaan toteuttaa yhdellä 24 V DC akulla tai sarjaankytketyillä 12 V akuilla. Akut ja akkulaturi voidaan valita miltä tahansa valmistajalta, jos ne täyttävät halutut tekniset vaatimukset. Tärkeää on valitun akun ampeerituntikapasiteetti sekä valitun akun ja akkulaturin yhteensopivuus.

Kuvassa 30 on esitetty yhteenveto jakelumuuntamolle koteloon sijoitettavista komponenteista. Komponentteja käytetään kompensointilaitteen ja halutessa lähtöjen kytkinlaitteiden ohjaukseen ja valvontaan. Koteloon sijoitettavien komponenttien lisäksi kuvassa näkyy varmennettuun syöttöön tarvittavat akku ja akkulaturi. Samalla kokonaisuudella voidaan toteuttaa myös jakelumuuntamon valvontaa.



Kuva 30. Ohjausratkaisuun tarvittavat komponentit.

6.5 Suojareleperhjäinen ratkaisu

Kolmas laiteratkaisu on loistehon kompensoinnin valvonta ja ohjaus suojareleellä, jolloin saadaan laajimmat älymuuntamo-ominaisuudet. Suojareleellä voidaan toteuttaa samat ominaisuudet kuin aiemmin esitellyissä ala-asemapohjaisissa ratkaisuisissa. Uusina ominaisuuksina saadaan suojausfunktiot sekä kompensointilaitteelle että lähdöille ja vianpaikannus. Suojareleperhjäisen ratkaisun pohjana käytetään VEO Oy:n SNP-tuotetta.

6.5.1 Smart Node Panel

Smart Node Panel eli *SNP* on VEO Oy:n suojareleperhjäinen ratkaisu, joka voidaan sijoittaa uudelle muuntamolle tai jälkiasennettuna verkossa olevalle muuntamolle. SNP voidaan suunnitella joustavasti asiakkaan vaatimuksien mukaan. Ratkaisun koko perustuu sekä haluttujen toimintojen että suojattavien ja ohjattavien kohteiden määrään; suojareleitä voidaan tarvita enemmän halutessa suojata useampia lähtöjä. Kompakti, yhden suojareleen SNP on esitetty kuvassa 31. (VEO Oy 2018b.)



Kuva 31. SNP-tuote yhdellä suojarieleellä. (VEO Oy 2018b.)

SNP-tuotteella jakelumuuntamosta tehdään *smart node*, eli älykäs verkon solmukohta. Toisin sanoen jakelumuuntamo voidaan kutsua älymuuntamoksi. Smart node luodaan VEO Oy:n *CCMMP*-konseptilla. CCMMP on lyhenne sanoista *communication, control, monitoring, measuring* ja *protection*. Communication-osuus tuo Smart Nodelle kommunikoinnin smart noden ja valvomon välillä, ja control kauko- ja paikallisohjaukset normaalikäytössä ja vikojen hallinnassa. Monitoring tarkoittaa esimerkiksi kojeiden tilatietoja, lämpötiloja, kunnonvalvontaa ja sähkönlaatua. Measuring sisältää virta-, jännite- ja tehonmittaukset, joihin perustuu vikaindikointi ja vianpaikannus. Protection tarkoittaa suojausfunktioita katkaisijasovelluksissa. (Pätsi 2016: 4.)

Normaalikäytössä SNP:llä saadaan verkosta mittaus- ja tilatietoja ja tehdään ohjauksia kaukokäytöllä. Mittauksien perusteella tarkkaillaan sähkönlaatua. Samalla voidaan valvoa useita jakelumuuntamon ominaisuuksia, kuten muuntajan lämpötilaa, automaattisulakkeiden tiloja, akustoa ja ovien tilatietoja. Vikatilanteessa SNP:llä saadaan toteutettua vikaindikointi, vikaetäisyyden laskenta sekä vian erotus ja jakelun palautus. Kun vika on paikannettu ja erotettu etäohjauksella, voidaan sähkönjakelu palauttaa toista reittiä silmukoidussa verkossa. (Pätsi 2016: 5.)

6.5.2 Käytettävän suojareleen ja moduulien valinta

Suojareleen on täytettävä halutut ohjaus-, valvonta- ja suojausominaisuudet, joita mainittiin aiemmissa luvuissa liittyen älymuuntamoon ja SNP:hen. Mahdollisuudet eroavat tapauskohtaisesti, riippuen sijoitetaanko ratkaisu jo olemassa olevalle vai uudelle jake-lumuuntamolle. Sijoitettaessa ratkaisu jälkiasennuksena mahdolliset ohjausfunktiot voivat olla rajalliset, jos lähtöjä ei ole varustettu moottoriohjatulla kytkinlaitteilla. Suojausfunktioiden toteutukseen tarvitaan katkaisijat. Näin ollen ratkaisu on tapauskohtainen, mutta diplomityössä otetaan huomioon mahdollisimman laajat toiminnallisuudet.

Suojarele voidaan valita miltä tahansa suojarelevalmistajalta. Tässä työssä on valittu Arcteq Oy:n suojarele VEO Oy:n ja Arcteq Oy:n laajan yhteistyön vuoksi. Tärkeintä kuitenkin on, että valittava suojarele täyttää halutut toiminnallisuudet.

Suojarelepohjaisessa ratkaisussa halutaan muuntamolle sijoitettavan reaktorin katkaisijaa kytkeä kompensointitarpeen mukaan auki ja kiinni. Tämän vuoksi tarvitaan digitaalisia ulostuloja ohjauksikäskyille. Lisäksi halutaan kompensointilaitteen katkaisijalta tilatiedot kaukokäyttöjärjestelmään suojareleen kautta, joten ratkaisu tarvitsee digitaalisia sisääntuloja. Kompensointilaitteen lisäksi voidaan sijoittaa suojareleet lähdöille, joiden moottoriohjatulta kytkinlaitteilta halutaan tilatiedot ja ohjaukset. Lisäksi suojareleillä on oltava mittauksia varten sisääntulot mittamuuntajille tai sensoreille. Suojareleen on voitava laskea jännitteen ja virran mittauksien perusteella loistehotilanne, joka siirretään kaukokäyttöjärjestelmään. Tällöin voidaan tarkastella loistehotilannetta paikallisesti ja yhteenlaskettua kokonaistilannetta.

Itse kompensointilaite tarvitsee ylivirtasuojauksen, mutta lähtöjen ollessa varustettu katkaisijoilla halutaan toteuttaa yksi älymuuntamon tärkeimmistä ominaisuuksista eli vianpaikannus ja sähkönsyötön palautus. Lähdöt tarvitsevat siis suunnatun ylivirta- ja maasulkusuojauksen. Halutut suojaus-, valvonta- ja ohjausfunktiot voidaan toteuttaa parhaiten Arcteq Oy:n suojareleellä *AQ-F215*.

AQ-F215 sisältää suuntaamattoman ja suunnatun ylivirtasuojauksen ja maasulkusuojauksen, sekä katkeilevan maasulun suojauksen. Suojareleellä on useita muitakin suojausfunktioita, joita ei tarkastella tarkemmin. Lisäksi voidaan hyödyntää AQ-F215:n sisältämiä valvontaominaisuuksia, kuten katkaisijan valvontaa, virta- ja jännitemuuntajien valvontaa sekä häiriötallenninta. (Arcteq 2017: 5–6, 379.)

Oletuksena AQ-F215:llä on CPU-moduuli, joka sisältää 3 digitaalista sisääntuloa ja 5 digitaalista ulostuloa, joita voidaan hyödyntää ohjauksiin ja tilatietoihin. Tämän lisäksi oletuskonfiguraatioissa on kanavat virta- ja jännitemuuntajille mittauksia varten. (Arcteq 2017: 413.)

Suojareleen C, E ja F moduulipaikkoihin on mahdollista lisätä moduuleja tarpeiden mukaan. Näitä ovat esimerkiksi moduuli digitaalisille sisääntuloille ja ulostuloille, moduuli kuitutiedonsiirrolle tai lämpötila-anturille. Modulaarinen rakenne tuo vaihtoehtoja, joita voidaan soveltaa projektin tarpeiden mukaisesti.

6.5.3 Mittaukset

Suojarelepohjaisessa älymuuntamoratkaisussa mittaukset voidaan toteuttaa joko virta- ja jännitemuuntajilla tai sensoreilla. Tässä työssä suojareleeksi valittuun AQ-F215:een ei kuitenkaan ole vielä saatavilla moduulia mittaussensoreille, joten työssä määritetyssä laiteratkaisussa käytetään perinteisiä mittamuuntajia.

Ala-asemapohjaisissa ratkaisuissa mainittiin mahdollisuus mitata virta keskijännitepuolelta virtamuuntajilla ja jännite kalibroidusti suoraan muuntajan alajännitepuolelta. Suojarelepohjaisessa älymuuntamoratkaisussa ongelmaksi muodostuu suojausfunktioiden rajalliset mahdollisuudet, jos sekä virtaa että jännitettä ei mitata keskijännitepuolelta. Mitattaessa jännite alajännitepuolelta mahdollisia suojausfunktioita ovat esimerkiksi ylivirta ja maasulkusuojaus, mutta suunnatut suojaukset eivät onnistu. (Leppilahti 2018.)

Jakelumuuntamoita on erilaisia, ja halutut ominaisuudet voivat vaihdella, joten jännitteen mittausta alajännitepuolelta voi olla edelleen mahdollinen. Tällöin edellytyksenä on, että suunnattua suojausta ei tarvita tai suojarieleltä vaaditaan vain kytkinlaitteiden ohjaus ja valvonta. Mahdollisimman laajat suojausominaisuudet saavutetaan vain keskijännitelähdöltä tehdyllä virran ja jännitteen mittauksella, jotta suojariele voi laskea maasulun vikapaikan.

6.5.4 Tietoliikenne

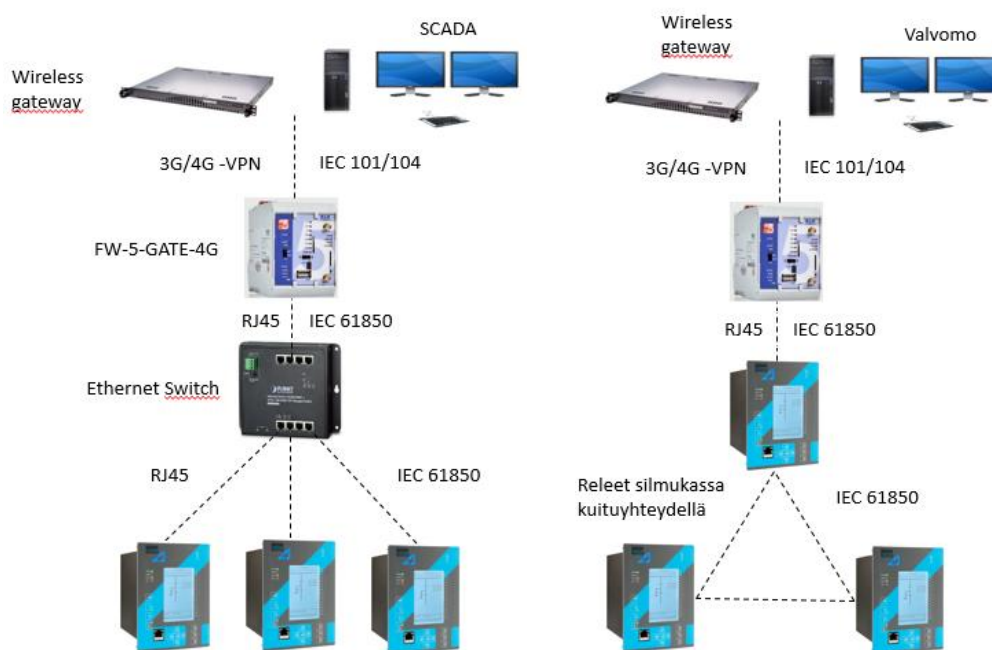
Älymuuntamoratkaisussa otetaan huomioon ala-asemaratkaisuihin käytetyt tietoliikennevaihtoehdot, eli langaton tiedonsiirto mobiili- tai radioverkossa ja fyysinen yhteys kuidulla. AQ-F215:lle ei saada omaa moduulia langattomalle tiedonsiirrolle, joten sekä mobiili- että radioverkkoa hyödynnettäessä tarvitaan erilliset komponentit tiedonsiirtoa varten. Kuitenkin voidaan kytkeä suoraan releelle lisättävään moduuliin.

Mobiilitiedonsiirtoon käytetään edelleen FW-5-GATE-4G -ala-asemaa. Ala-aseman sisäänrakennetulla LTE-modeemilla saadaan kommunikointia valvomoon IEC 104 -protokollalla. Ratkaisuun saadaan tarvittaessa myös lisää I/O:ta ala-asemalaitteen moduuleilla. Suojareleen ja ala-asemalaitteen välinen yhteys onnistuu RJ45-kaapelilla ja IEC 61850 -protokollalla (Pätsi 2018).

Älymuuntamolle sijoitetaan yleensä useampi suojariele, jotta halutut suojaus-, ohjaus- ja valvontaominaisuudet saadaan kompensointilaitteen lisäksi eri lähdöille. Eri suojarieleet saadaan kytkettyä ala-asemalaitteeseen hankkimalla Ethernet-kytkin. Suojareleet ja ala-asemalaitteeseen kytketään kytkimeen RJ45-kaapelilla. Kytkin voidaan valita miltä tahansa valmistajalta, kunhan se täyttää halutut vaatimukset. Kytkimen olisi hyvä toimia 24 V DC apujännitteellä, jotta se saadaan varmennetun syötön piiriin. Lisäksi kytkimen halutaan vievän mahdollisimman vähän tilaa.

Toinen vaihtoehto releiden ja ala-asemalaitteen väliseen tietoliikenteeseen on kytkeä suojarieleet silmukkaan tai sarjaan hyödyntäen AQ-F215:lle saatavilla olevaa kommunikointimoduulia. Releiden välinen kytkentä voidaan tehdä kuidulla, jolloin tarvittava

moduuli on *Double LC 100 MB Ethernet Module* (Arcteq 2017: 427). Tällöin yksi rele voidaan kytkeä RJ45-kaapelilla ala-asemalaitteeseen, ja muiden releiden välillä tietoliikenne kulkee kuituyhteydellä. Kuvassa 32 nähdään esitellyt tietoliikennevaihtoehdot.



Kuva 32. Tietoliikenne valvomoon Ethernet-kytkintä hyödyntäen tai releiden ollessa silmukassa.

Käytettäessä langattomassa tiedonsiirrossa radioverkkoa kytketään ala-asemalaitteeseen radiomodeemi ja kommunikointi valvomoon tehdään aiemmissa luvuissa määritellyllä tavalla. Ala-asemalaitteena voidaan käyttää mallia FW-5.

Kolmas tietoliikennevaihtoehto on aiempien ratkaisujen tapaan fyysinen yhteys kuidun avulla. Todennäköisesti jakelumuuntamolle ei tuoda omaa kuitua jokaiselle suojareleelle, vaan kuitu kytketään yhteen releeseen. Muut suojareleet saadaan mukaan tietoliikenneverkkoon aiemmin mainituilla tavoilla, eli käyttämällä Ethernet-kytkintä tai suojareleiden silmukointia. Haluttaessa varmentaa yhteys langattomalla tiedonsiirrolla voidaan käyttää FW-5-GATE-4G:tä tai ala-asemalaitteeseen kytkettyä radiomodeemia.

6.5.5 Muut ominaisuudet ja tarvittavat komponentit

SNP-tuotteeseen perustuva älymuuntamoratkaisu voidaan sijoittaa uuteen jakelumuuntamoon tai jälkiasennettuna verkossa olevalle jakelumuuntamolle. Uudet älymuuntamot kannattaa varustaa katkaisijoilla, jotta saadaan toteutettua täydet suojausfunktiot ja vianpaikannus. Jälkiasennetussa ratkaisussa ei välttämättä saada hyödynnettyä laajimpia älymuuntamo-ominaisuuksia. Loistehon kompensointiin ja älyyn liittyvät toiminnallisuudet on siis määriteltävä tapauskohtaisesti.

Kompensointilaitteen katkaisijaa ohjataan tarvittaessa manuaalisesti valvomosta, mutta ohjaus voitaisiin toteuttaa automatiikalla. Automaattista ohjausta voidaan harkita hyödynnettäessä diplomityön ratkaisuja oikeassa jakeluverkossa. Ohjauspiiriin voidaan lisätä tarvittaessa apureleet ja ohjauskäskyt saadaan tehtyä AQ-F215:n digitaalisilla ulostuloilla. Digitaaliset ulostulot kykenevät ohjauksiin kuormille, jotka eivät ylitä 5 A virtaa (Arcteq 2017: 440). Kytkeinlaitteiden tilatiedot kytketään suojausareleiden digitaalisiin sisääntuloihin 24 V DC signaalilla.

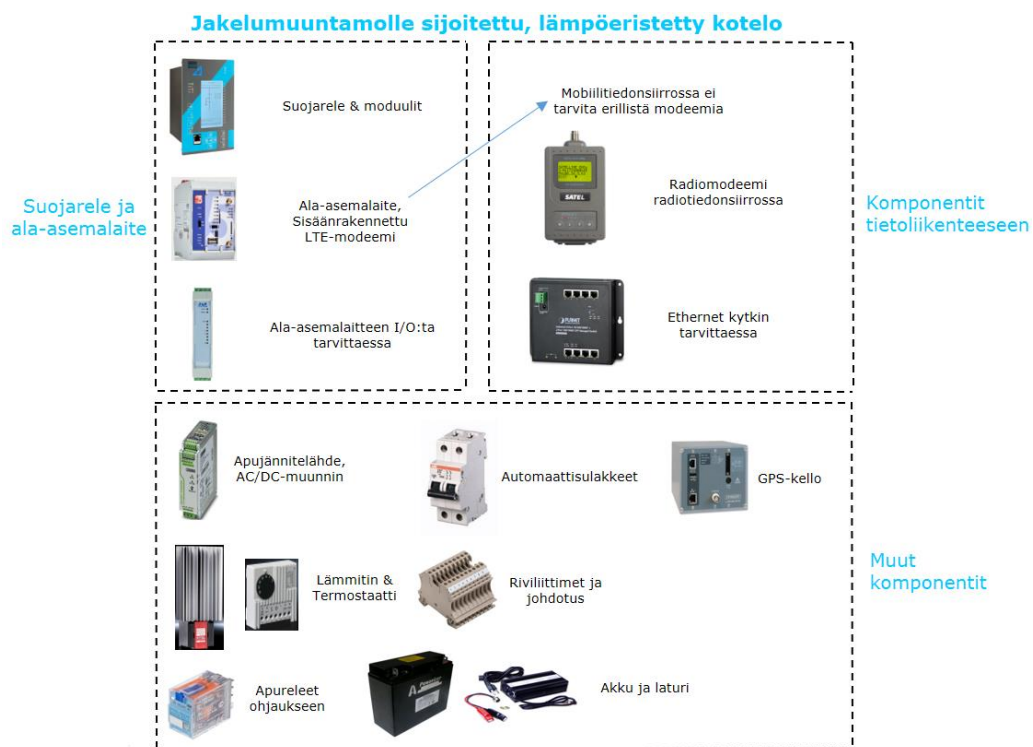
Sähkönsyöttö varmennetaan yhdellä 24 V akulla tai kahdella sarjaan kytketyllä 12 V akulla. AQ-F215:llä ei ole moduulia akun lataukselle, joten ratkaisuun tarvitaan edelleen akkulaturi. Lämpötilan ja kosteuden valvontaan käytetään edelleen lämmitintä ja termostaattia tai hygrostaattia. Komponenttien kotelon kannattaa myös olla lämpöeristetty.

Muuntajan lämpötilan valvontaan ei tarvita enää signaalimuunninta PT100-anturilla tehtävää mittausta varten, koska mittaukseen voidaan käyttää *RTD & mA Input* -moduulia. Moduuliin voidaan kytkeä joko 2, 3 tai 4-johdin PT100-anturi. Moduuliin on mahdollista valita joko 8 RTD-sisääntuloa tai 6 RTD-sisääntuloa ja 2 mA-sisääntuloa. (Arcteq 2017: 424.)

Suojausareleeseen perustuvaan ratkaisuun tarvitaan vikatilanteiden ja häiriötallentimen datan analysointia varten tapahtumien tarkat aikaleimat. Aika kannattaa mahdollisuuksien mukaan ottaa IEC-väylän kautta valvomosta, muutoin vaihtoehtona on älymuuntamolle

sijoitettava GPS-kello (Pätsi 2018). Valmistajilla on eri vaihtoehtoja, mutta erityisesti jälkiasennettaessa kannattaa huomioida käytössä oleva tila. Lisäksi GPS-kellon apusähkö olisi hyvä olla 24 V DC, jotta se voidaan liittää akkuvarmennettuun piiriin.

Kuvassa 33 on esitetty yhteenveto suojariepohjaisessa ratkaisussa koteloon sijoitettavista komponenteista. Kuvassa mukana on myös syötön varmennukseen käytettävät akku ja akkulaturi.



Kuva 33. Suojarelepohjaiseen ratkaisuun tarvittavat komponentit.

6.6 Kaukokäyttöjärjestelmä ohjauskonseptissa

Jakelumuuntamoilta saatavien mittauksien perusteella voidaan tarkastella sekä liittymispistekohtaista että verkon eri osien loistehotilannetta. Loissähkörajat voidaan konfiguroida suoraan kaukokäyttöjärjestelmään ja asetella halutut hälytysrajat mitatulle loisteholle. Näin voidaan mahdollisesti reagoida loistehon kompensointitarpeeseen jo ennen

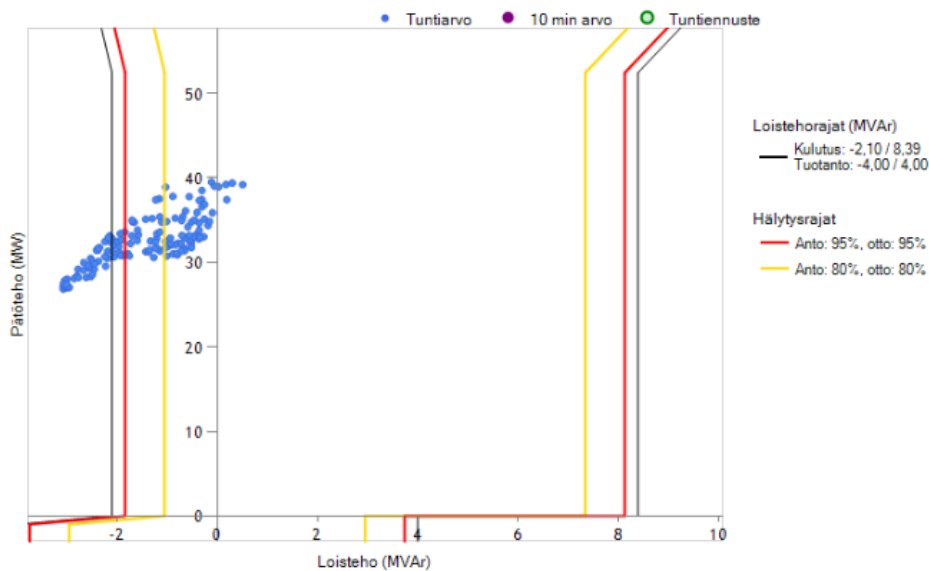
loissähkörajojen ylityksiä. Hajautetun kompensoinnin ratkaisulla loistehoa saadaan kompensoitua optimaalisessa osassa verkkoa. Samoin kompensointilaitteen katkaisija saadaan ohjattua auki juuri verkon osassa, jossa kompensointia vähiten tarvitaan. Lisäksi kaukokäyttöjärjestelmästä nähdään kytkinlaitteiden tilatiedot, voidaan ohjata jakelumuuntamon lähtöjen moottoriohjattuja kytkinlaitteita sekä saada hälytykset ja tieto suoritetuista suojausfunktioista älymuuntamoilla. Kaukokäyttöjärjestelmästä nähdään myös muuntamovalvontaan liittyviä ominaisuuksia, kuten muuntajan lämpötila tai muuntamon oven kiinni/auki -tilatieto.

Halutessa voidaan hyödyntää Netcontrolin tarjoamaa Netcon RPS -pilvipalvelua, jonka käyttöliittymään on rakennettu monet halutuista ominaisuuksista. Palveluun liitytään SCADA:sta SSL/VPN -yhteydellä ELCOM-tiedonsiirtoprotokollalla, jota myös Fingrid käyttää. Tämän vuoksi pystytään helpommin hyödyntämään Fingridin tietoja, jos tietojen hyödyntämisestä on sovittu erikseen. Käytännössä ratkaisussa varastoidaan verkon eri osista saatuja mittaustietoja ja varastoidaan ne SQL-tietokantaan. Netcon RPS:n selainpohjainen käyttöliittymä on integroitavissa suurimpaan osaan SCADA-järjestelmistä. Myös jakeluverkkoyhtiön loppuasiakkaalle voidaan sovittaessa antaa mahdollisuus tarkastella jonkin tietyn pisteen mittaustuloksia. Tällöin asiakas voi osallistua helpommin loistehon hallintaan optimoimalla kompensointilaitteensa. (Netcontrol 2018.)

Hyödyntämällä Netcon RPS -pilvipalvelua saadaan valmis käyttöliittymä, joten ominaisuuksia ei tarvitse itse konfiguroida SCADA-järjestelmään. Tällöin säästetään työtuntien vähentyessä. Käyttöliittymästä voidaan seurata loistehotilannetta ja kustannuksia koko verkossa ja eri mittauspisteissä. Tämän lisäksi voidaan yhdistää mittauspisteitä ja seurata yhdistettyä loistehotilannetta. Historian lisäksi Netcon RPS kykenee muodostamaan kuluvalta tunnilta loistehoennusteen, minkä ansioista voidaan ohjauskonseptiin kuuluvien kompensointilaitteiden ohjauksia tehdä jo ennen tapahtuvia ylityksiä. (Netcontrol 2018.)

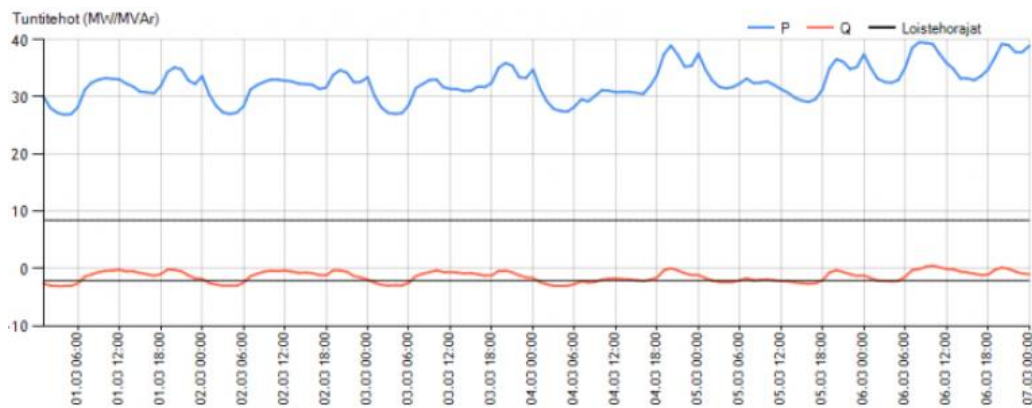
Käyttöliittymästä voidaan seurata koontitaulukkoa, jossa näkyy ajan tasalla olevat, mittauspistekohtaiset loistehoarvot sekä ikkunan ylitykset. Tämän lisäksi nähdään ennus-

teet loisteholle kuluvalle tunnilla. Tarkempaa kuukausittaista tietoa saadaan taulukosta, jossa nähdään tapahtuneet ylitykset. Taulukosta nähdään erikseen hyvitetävät 50 itseisarvoltaan suurinta ylitystä ja laskutettavat ylitykset. Taulukko määrittää ylityksistä aiheutuvat kustannukset. Käyttöliittymään kuuluu myös mittauspisteittäin valittava loissähköikkuna, johon on sijoitettu loistehon tuntiarvot. Mukaan voidaan ottaa myös 10 minuutin arvot sekä tuntiennuste. Loissähköikkunaan voidaan asettaa erikseen näkyviin kaksipuoliset hälytysrajat loisteholle sekä otto että antopuolella. Kuvassa 34 on esitetty käyttöliittymän mittauspistekohtainen loissähköikkuna, jossa näkyy pisteinä loistehon tuntiarvot ja esimerkkinä annetut hälytysrajat. (Netcontrol 2018.)



Kuva 34. Loissähköikkunan tarkkailu Netcon RPS -pilvipalvelimella. (Netcontrol 2018.)

Samalta välilehdeltä voidaan tarkastella loistehon ja pätötehon tuntikohtaista kehitystä omalta trendinäytöltään, joka on esitetty kuvassa 35 (Netcontrol 2018).



Kuva 35. Pätö- ja loistehon tuntikohtainen kehitys Netcon RPS-pilvipalvelimella. (Netcontrol 2018.)

Netcon RPS:stä saadaan haluttaessa takaisinkytkennät kaukokäyttöjärjestelmään, minkä avulla on mahdollista saada asiakkaan järjestelmään loistehohälytykset ja kompensointilaitteiden automaattinen ohjaus (Netcontrol 2018). Ohjauskonseptissa automaattinen ohjaus vaatii lisätutkimuksia käyttäen todelliseen verkkoon perustuvia simulointeja, jotta kompensointilaitteiden automaattinen ohjaus saadaan toteutettua koordinoitusti.

Netcon RPS -pilvipalvelin on vartenotettava osa hajautettua loistehon kompensoinnin ohjauskonseptia. Suurin hyöty voi olla säästöt SCADA:n konfigurointiin käytettävissä työtunneissa. Samoin Fingridin muuttaessa vaatimuksiaan päivitetään pilvipalvelimen asetukset automaattisesti (Netcontrol 2018).

Pilvipalvelun kannattavuus riippuu siis haluttujen ominaisuuksien määrästä sekä säästöistä jotka saavutetaan, kun ominaisuuksia ei jouduta itse konfiguroimaan SCADA-järjestelmään.

6.7 Yleiskuva ohjauskonseptista

Diplomityössä suunnitelluilla ratkaisuilla saadaan tarkasteltua loistehotilannetta verkon eri osista. Osassa ratkaisuista eri puolelle verkkoa sijoitettavia kompensointilaitteita ohjataan manuaalisesti valvomosta kaukokäyttöjärjestelmään tulevien mittaustietojen pe-

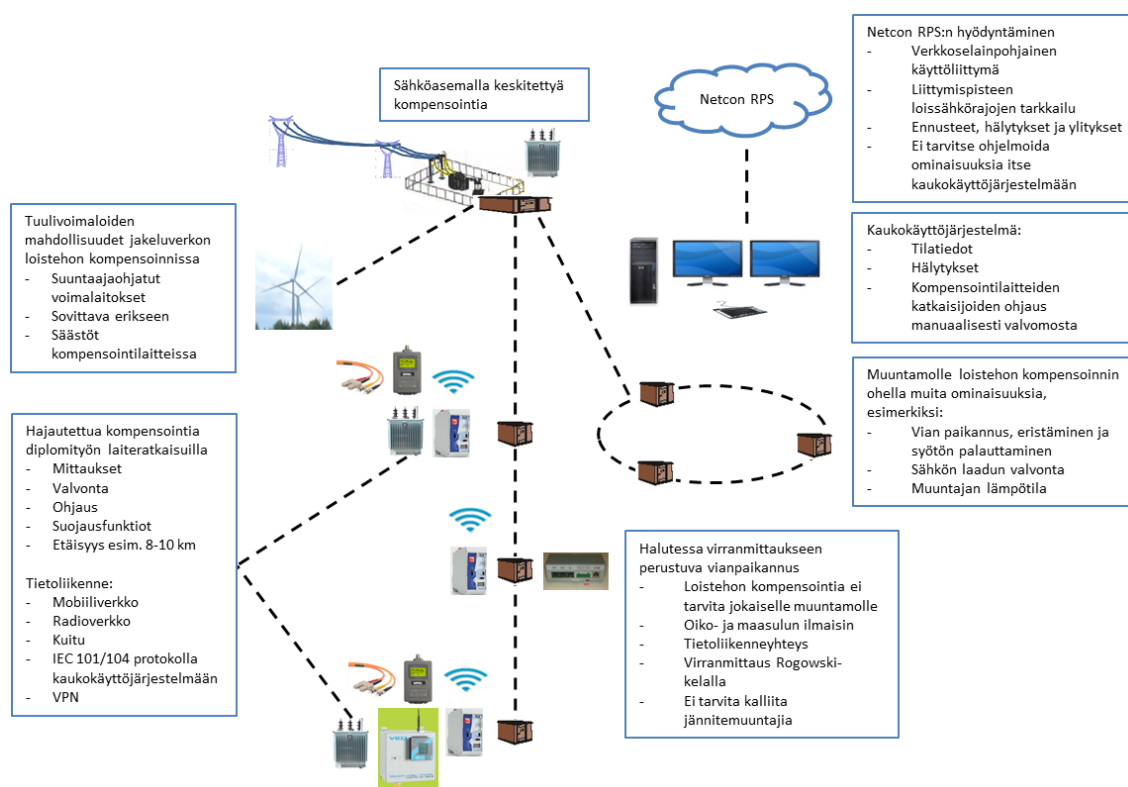
rusteella. Kaukokäyttöjärjestelmään voidaan asettaa hälytysrajat, jotka kertovat loissähköikkunan ylityksistä. Automaattinen ohjaus vaatisi verkon eri osiin sijoitettujen kompensointilaitteiden koordinoitua ohjausta, jotta useiden eri kompensointilaitteiden samanaikainen ohjaus ei aiheuttaisi yli- tai alikompensointia. Automaattinen ohjaus vaatisi myös toimintaviiveen, jotta kytkinlaitteet eivät ohjaisi katkaisijoita välittömästi loissähkörajojen ylityksien jälkeen. Reagointi välittömästi ei olisi taloudellisesti kannattavaa katkaisijoiden eliniän lyhenemisen seurauksena, sillä varsinkin vaihtelevalla kuormalla kytkentöjä voisi tulla useita lyhyessä ajassa.

Sähköasemalle sijoitettu keskitetty kompensointi on monelle jakeluverkkoyhtiölle ensisijainen ratkaisu loistehon kompensointiin. Yhdistettäessä keskitetty ja hajautettu kompensointi saadaan verkkoon loistehon kompensoinnin kokonaisuus, jossa voidaan valvoa ja ohjata loistehotilannetta verkon eri osissa. Hajautetun kompensoinnin kustannustehokkuutta lisää ratkaisujen älymuuntamo-ominaisuudet. Tämän lisäksi alaluvussa 4.6 todettiin taajuusmuuttajalla varustetuilla tuulivoimalaitoksilla olevan potentiaalia osallistua jakeluverkon loistehon kompensointiin. Erityisesti voimalaitoksien pätötehon tuotannon ollessa minimissään voidaan lähes koko kapasiteetti hyödyntää loistehon kompensointiin. Tämä on erityisen hyödyllistä ajatellen jakeluverkon loistehotilannetta, koska loistehon tuotanto on suurimmillaan tyhjäkävillä kaapeleilla. Jakeluverkkoyhtiön ja tuulivoimalan yhteistyö on otettava huomioon ohjauskonseptissa. Kompensointilaitteita ei saa kytkeä verkkoon tai irti verkosta, jos tuulivoimalan suorittamalla kompensoinnilla vältytään loissähköikkunan ylityksiltä. Tämä ei ole ongelmallista ohjauksien ollessa manuaalisia, mutta tuulivoimalan tekemä kompensointi otettava huomioon ohjauksien automatisoinnissa. Myös ohjauskonseptissa jakeluverkkoon sijoitettujen hajautettujen laiteratkaisujen määrä voi pienentyä tuulivoimalaitoksien suorittaman kompensoinnin seurauksena.

Luvussa aiemmin esitettyjä, jakelumuuntamoille sijoitettuja loistehon kompensoinnin ratkaisuja ei tarvitse sijoittaa jokaiselle jakelumuuntamolle. Tarkka arvio on tapauskohtainen, koska jakeluverkkkoja on erilaisia. Vaikuttavia tekijöitä ovat mm. kaapelointiaste sekä kaapelien ja avojohtojen pituus, keskitetyn kompensoinnin määrä ja kompensoidaanko loistehon lisäksi maasulkuvirtaa samoilla laitteilla. Esimerkkinä voidaan arvioi-

da hajautetulle kompensoinnille välimatkaksi 8–10 km, kuten Eno (2015: 15) ja Kenttälä (2016: 35) ovat arvioineet diplomitöissään muuntaja-kuristimelle sopivaksi sijoitusetäisyydeksi. Arvioitua etäisyyttä tukee myös aliluvun 2.4 maasulkuvirtateoria, kun jakeluverkossa kompensoidaan loistehon lisäksi maasulkuvirtaa. Jaakkola & Kauhaniemi (2013: 1,4) totesivat tutkimuksessaan kustannustehokkaimmaksi ratkaisuksi sijoittaa hajautetusti maasulkuvirran kompensointikuristimia 10 tai 20 km välein. Keskitetyn ja hajautetun maasulkuvirran kompensoinnin yhdistelmässä järkevimmäksi vaihtoehdoksi todettiin 10 km. Halutessa vianpaikannusta ja muita älymuuntamo-ominaisuuksia ilman loistehon kompensointia voidaan sijoittaa esimerkiksi VEO Oy:n SNP-tuotteita uusille jakelumuuntamoille tai jälkiasennettuna.

Kuvassa 36 on esitetty yleiskuva ohjauskonseptin periaatteesta ja mahdollisuuksista verkon eri osissa.



Kuva 36. Yleiskuva ohjauskonseptista.

Loistehon kompensoinnin lisäksi kytetään maasulkuvirran kompensointiin samalla laitteella, jolloin kompensointilaitteen halutaan olevan käytännössä aina kiinni verkossa. Jos ohjausmahdollisuutta ei ole, on erityisen tärkeää mitoittaa kompensointilaitteet tarkasti. Koska kompensointilaitetta ei ole mahdollista kytkeä irti verkosta valvomosta, voi syntyä yli- tai alikompensointitilanteita. Yksi mahdollisuus on varustaa kompensointilaitte jännitteettömänä säädettävällä väliottokytkimellä, jolloin verkon tilanteeseen voidaan reagoida tarvittaessa. Tämä vaatii jännitteen irti kytkennän ja väliottokytkimen asennon vaihtamisen kompensointilaitteen sijoituspaikalla. Käytettäessä loistehon ja maasulkuvirran yhteiskompensointia tai tiedettäessä verkon kuorman olevan tasainen voivat laiteratkaisut olla alaluvun 6.3 mukaiset, jolloin saadaan paikallisen loistehotilanteen valvonnan lisäksi verkon sähkönlaadun ja muuntamon valvontaa. Valvontaratkaisu voi soveltua moniin erilaisiin verkkoihin. Sen sijaan muuntamoille sijoitettavien kompensointilaitteiden varustaminen moottoriohjattavilla katkaisijoilla on järkevintä vaihtelevan kuorman alueella.

Käytännössä kompensointilaitte kannattaa kytkeä irti verkosta, kun ollaan ylittämässä loissähköikkuna ottopuolen rajoja, tai verkon paikallisen tilanteen sitä vaatiessa. Lisääntyneen loistehon tuotannon seurauksena ylitykset tapahtuvat suurimmaksi osaksi loissähköikkunan antopuolella. Kuitenkin Hauteron ym. (2017: 57.) tekemissä simuloineissa nähtiin ylityksiä myös loissähköikkunan ottopuolella; erityisesti ylityksiä tapahtui loistehon kulutuksella ja pätötehon annolla. Vastaavia ylityksiä on havaittu myös todellisten liittymispisteiden mittauksista. Nämä tulokset viittaisivat hajautetun kompensoinnin ohjausmahdollisuuden kannattavuuden lisääntyvän paitsi vaihtelevan kuorman alueilla myös pätötehoa tuottavilla liittymispisteillä.

Vaihtelevan kuorman tapauksien lisäksi hajautetun kompensoinnin ohjauksesta hyödyttään verkon erikoistilanteissa, kuten vikojen aikana. Vikatilanteessa varayhteyksillä voidaan syöttää suurta kuormaa, jolloin kaapelien loistehon tuotanto voi kääntyä loistehon kulutuksen puolelle. Tästä seuraa jännitteen alenemaa, jota pahentavat verkossa kiinni olevat reaktorit, jotka kuluttavat entisestään loistehoa. Tällöin hyödyttään mahdollisuudesta kytkeä kompensointilaitte irti verkosta. (Viiliäinen & Antikainen 2018.)

Moni jakeluverkkoyhtiö on jo ryhtynyt loistehon hallintaan, joten hajautettu loistehon kompensointi ja sen ohjaus voidaan lisätä olemassa olevan loistehon kompensoinnin lisäksi. Tämä voitaisiin toteuttaa esimerkiksi samalla, kun verkkoon lisätään muunta-
moautomaatiota.

7 JOHTOPÄÄTÖKSET JA JATKOTUTKIMUSTARPEET

Diplomityössä pyrittiin muodostamaan hajautetun loistehon kompensoinnin ohjauskonsepti sekä siihen liittyvät hajautetun kompensoinnin valvonta- ja ohjausratkaisut. Koska hajautetun kompensoinnin ohjaus ei ole erilliskysymys vaan osa verkostoautomaatiota, haluttiin tarkastella laajemmin myös älymuuntamoita. Työssä on kehitetty kolme jakelumuuntamoille sijoitettavaa laiteratkaisua. Kehitetyistä ratkaisuista kaksi on alaseMAPohjaisia ja kolmas suojarelePohjainen. Suojarele tuo jakelumuuntamolle tärkeimmät älymuuntamo-ominaisuudet, joita esiteltiin luvussa 5.

Ratkaisussa on tarkasteltu eri tietoliikennemenetelmiä jakeluverkkoyhtiöiden erilaisten käytäntöjen vuoksi. Tietoliikennevaihtoehdot ovat mobiiliverkko, radioverkko ja kuituyhteys. Lisäksi työssä on huomioitu mahdollisuus kompensoida loistehon lisäksi maasulkuvirtaa. Kehitetyt laiteratkaisut soveltuvat sekä uusille muuntamoille että jälkiasennukseen. Kaikissa ratkaisuissa toistuvat komponentit ovat tietoliikennekomponentit ja mittaukseen käytettävät komponentit. Muille tarvittaville komponenteille, kuten lämmitimelle ja muuntimille, on määritelty vain tekniset tarpeet. Diplomityölle ei nähty merkittävää lisäarvoa valmistajakohtaisten tyyppien määrittämisellä. Jatkotutkimuksena voisi vertailla eri valmistajien komponentteja, jotta voidaan toteuttaa kilpailukyöyisin ratkaisu.

Kaksi ensimmäistä työssä kehitettyä laiteratkaisua pohjautuvat SAE IT -systemsIn alaseMAPohjaisiin. FW-5 -sarjan alaseMAPohjaiset ovat pienikokoisia ja modulaarisia, joten ratkaisut pystytään räätälöimään haluttujen ominaisuuksien mukaisesti. Lisäksi FW-5-GATE-4G -mallissa on sisäänrakennettu LTE-modeemi, jolla pystytään toteuttamaan langaton tiedonsiirto ilman erillisiä komponentteja. Hyödynnettäessä mobiilitiedonsiirtoa on taloudellisinta käyttää FW-5-GATE-4G:tä, ja FW-5 käytettäessä radioverkkoa. Ensimmäinen ratkaisu soveltuu erityisesti loistehon ja maasulkuvirran yhteiskompensointiin. Tällöin kompensointilaitteen varustaminen katkaisijalla ei ole järkevää, koska maasulkuvirran kosketusjännitevaatimuksien vuoksi kompensoinnin halutaan olevan jatkuvasti kiinni verkossa. Ensimmäinen ratkaisu on siis kehitetty mittauksiin perustuvaan loistehotilanteen valvontaan. Lisäksi ratkaisulla voidaan tehdä muuntamovalvon-

taa, esimerkiksi muuntajan lämpötilan valvontaa PT100-anturilla. Muuntamovalvonta lisää ratkaisujen kustannustehokkuutta. Jos ratkaisuun yhdistetään FLIR-ominaisuuksia, voidaan pienentää keskeytyskustannuksia. Yhteiskompensoinnin lisäksi valvontaratkaisu sopii tasaisen kuorman alueelle, koska tällöin myös loistehon kompensoinnin tarve on tasainen.

Toisella laiteratkaisulla voidaan valvonnan lisäksi tehdä ohjauksia. Ratkaisu mahdollistaa loistehon kompensoinnin kytkennän verkkoon ja irti verkosta paikallisen kompensointitarpeen ja liittymispisteen loissähkörajojen mukaisesti. Ohjaukset tehdään valvomosta ala-asemalaitteeseen lisättävän 8DO-moduulin avulla. Valvomosta voidaan ohjata kompensointilaitteen katkaisijan lisäksi jakelumuuntamon lähtöjen moottoriohjattuja kytkinlaitteita. Ohjausmahdollisuus voi siis lyhentää viankorjaukseen käytettävää aikaa. Näin ollen säästetään muualtakin, kuin loissähkömaksuista. Ohjausratkaisussa korostuu ala-asemalaitteen modulaarisuus, koska tarvittavat ohjaukset täytyy suunnitella tapauskohtaisesti.

Kolmas ratkaisu pohjautuu VEO Oy:n SNP-tuotteeseen. Jakelumuuntamolle asennetaan suojarale, joka mahdollistaa edellisten ratkaisujen ominaisuuksien lisäksi suojausfunktiot ja vianpaikannuksen. Kompensointilaitteen ja lähtöjen kytkinlaitteiden ohjaukset ja tilatietojen keruu onnistuu suoraan suojaraleella. Ala-asemalaitetta käytetään edelleen useamman releen signaalien keräämiseen ja tiedonsiirtoon. Lisäksi ala-asemalaitteen moduuleilla saadaan tarvittaessa lisää I/O:ta. Ala-asemalaitteista FW-5-GATE-4G soveltuu parhaiten mobiiliverkolle ja perusmalli FW-5 radioverkolle ja kuidulle. Tietoliikenneperiaatteesta on esitetty havainnollistavat periaatekuvat. Mittaukset on toteutettu perinteisillä mittamuuntajilla, mutta tulevaisuudessa voidaan miettiä sensoreiden käyttöä erityisesti jälkiasennetuissa kohteissa.

Esitettyjen laiteratkaisujen pohjalta on suunniteltu hajautetun loistehon kompensoinnin ohjauskonsepti. Lähtökohtana olivat jakeluverkon loistehoon liittyvät ongelmat ja mahdolliset ratkaisut. Ratkaisumahdollisuuksia ovat esimerkiksi sähköasemille sijoitettavat reaktorit, tuulivoimalaitoksien hyödyntäminen, panostus asiakaspään loistehon hallintaan ja loistehon kompensointi hajautetusti työssä esitetyillä ratkaisuilla. Jakeluverkot

ovat erilaisia, joten paras loistehon kompensoinnin kokonaisuus täytyy selvittää tapauskohtaisesti.

Ohjauskonseptissa verkkoon on sijoitettu haluttujen ominaisuuksien mukaan aiemmin esiteltyjä loistehon kompensoinnin ratkaisuja esimerkiksi 8–10 km välein, mutta tarkempi etäisyys on mitoitettava jakeluverkkokohtaisesti. Verkon eri osista saatavilla mitauksilla todetaan optimaalinen paikka loistehon ja sähkönlaadun kannalta ohjata kompensointilaite verkkoon tai irti verkosta. Tärkeä osa ohjauskonseptia on kaukokäyttöjärjestelmä, josta voidaan seurata verkon paikallista ja yhteenlaskettua loistehotilannetta. Kaukokäyttöjärjestelmästä nähdään siis optimaalinen paikka loistehon ja sähkönlaadun kannalta ohjata kompensointilaite verkkoon tai irti verkosta. Kaukokäyttöjärjestelmään voidaan määritellä myös loistehon hälytysrajat. Hälytys voi tulla esimerkiksi verkon eri osista saatujen loistehomittauksien yhteenlasketun summan ylittäessä liittymispisteen loistehorajat. Lisäksi voidaan tarkastella tietyn kaapelointiosuuden loistehoa.

Työn päätuloksia ovat työssä kehitetyt laiteratkaisut ja hajautetun kompensoinnin laiteratkaisut ja ohjauskonsepti jakeluverkossa. Laiteratkaisuissa on huomioitu eri jakeluverkkoyhtiöiden käytäntöjä ja tiedonsiirtotapoja. Muuntamovalvonta parantaa ratkaisujen kustannustehokkuutta. Ratkaisut ovat modulaarisia ja voidaan räätälöidä jakeluverkon tarpeiden mukaan. Suojareleperusteisella ratkaisulla kyetään ala-asemalaitteen toiminnallisuuksien lisäksi suojausfunktioihin ja vianpaikannukseen. Hajautettu loistehon ohjauskonsepti helpottaa siis loissähköikkunassa pysymistä, ohjaa loistehon kompensointia optimaalisella paikalla ja tuo jakeluverkkoon muuntamovalvontaa.

Esitelty ohjauskonsepti suunniteltiin teorian pohjalta teknisestä näkökulmasta. Työssä ei ollut tiettyä jakeluverkkoa, jolle ohjauskonsepti olisi luotu. Koska työ ei sisältänyt taloudellista tarkastelua, jatkotutkimuksen kohteeksi sopisi laiteratkaisujen ja ohjauskonseptin kustannustehokkuuden tarkastelu erilaisissa verkoissa. Ratkaisut ovat joustavia ala-asemalaitteiden ja suojareleiden modulaarisuuden ansiosta, joten ratkaisut voidaan suunnitella jakeluverkkoyhtiöiden tarpeiden mukaisesti. Sovellettaessa hajautettua ohjauskonseptia tiettyyn jakeluverkkoon voidaan tehdä tarkemmat teknistaloudelliset tarkastelut ja suorittaa simulointeja halutusta verkosta. Vertailevilla laskelmilla voitaisiin

tarkastella loistehon kompensoinnin, FLIR-ominaisuuksien ja muun muuntamovalvonnan myötä saatavia säästöjä verrattuna investointikuluihin ja muihin mahdollisiin ratkaisuihin. Katkaisijoiden elinikään vaikuttaa vikavirtojen suuruudet ja kytkentämäärät, joten simuloinneilla voidaan tarkastella katkaisijoiden ohjauksien tuomia säästöjä verrattuna katkaisijan eliniän lyhenemiseen.

Työssä esitellyssä ohjauskonseptissa ohjaukset tehdään valvomosta manuaalisesti. Verkkomallilla tehtävien simulointien avulla voidaan kehittää automaattiset ohjaukset mittauksien perusteella. Automaattinen ohjaus onnistuu jakelumuuntamolle sijoitettavalla SAE IT -systemsin ala-asemalaitteella tekemällä tarvittavat PLC-ohjelmoinnit codeIT-ohjelmalla. Tällöin automaattinen ohjaus perustuu paikallisiin mittauksiin ja ohjaus tehdään verkon osassa, jossa mitattu loisteho ylittää asetetut rajat. Toinen mahdollisuus on automatiikan ohjelmointi kaukokäyttöjärjestelmään. Kaukokäyttöjärjestelmä on yhteydessä kaikkiin jakelumuuntamoille sijoitettuihin kompensointilaitteisiin ja on tietoinen koko jakeluverkon loistehotilanteesta. Automaattinen ohjaus on hyvin monimutkainen; kompensointilaitteet täytyy koordinoita siten, että kompensointi ohjataan kiinni tai auki optimaalisessa paikassa jakeluverkkoa. Lisäksi kompensointilaitteiden katkaisijoita ei saa ohjata liian herkästi katkaisijan eliniän lyhenemisen vuoksi. Automaattisessa ohjauksessa on myös otettava huomioon jakeluverkon suojaukset. Näin ollen automaattisen ohjauksen luominen vaatii tarkat jakeluverkon tiedot sekä mahdollisuuden simulointeihin.

Myös tehoelektroniikan hyödyntäminen loistehon kompensoinnissa vaatii jatkotutkimusta. Kuten aiemmin on mainittu, suuntaajaohjatuilla tuulivoimalaitoksilla on iso potentiaali loistehon kompensointiin. Alan ammattilaisten kanssa käydyissä keskusteluissa ilmenee usko tehoelektroniikan potentiaaliin, mutta konkreettisia ratkaisuja ei ole vielä toteutettu laajalti jakeluverkoissa. Tehoelektroniikka on siis tärkeä jatkotutkimusaihe erillisinä ratkaisuinä sekä osana ohjauskonseptia.

Tietoliikennettä ajatellen 5G-verkon yleistyessä voidaan tutkia käytännössä viiveettömän tiedonsiirron mahdollisuuksia jakeluverkon valvontaan. Todennäköisesti käytetyt SAE IT -systemsin ala-asemalaitteet kehittyvät tulevaisuudessa tukemaan 5G-verkkoa,

jolloin loistehon valvonta, ohjaukset ja suojausfunktiot voidaan toteuttaa yhä nopeammin. Loistehon ohella tarkkaillaan yleisesti verkon tilannetta viiveettömästi jakelumuuntamoilta saatavien mittaustietojen perusteella. Jatkotutkimus on ajankohtainen muutaman vuoden kuluttua 5G-verkon yleistyessä ja sitä tukevien laitteiden kehittyessä. Teoreettisella tasolla tutkimusta voidaan tehdä jo etukäteen tiedettäessä 5G-verkon siirtonopeudet ja kapasiteetti; esimerkiksi viiveettömän tiedonsiirron tuomia mahdollisuuksia FLIR-logiikassa ja suojauksissa voidaan simuloida etukäteen.

8 YHTEENVETO

Diplomityön tavoitteena oli luoda periaatetasolla teknisestä näkökulmasta jakeluverkkoon hajautetun loistehon kompensoinnin ohjauskonsepti ja siihen liittyvät laiteratkaisut. Laiteratkaisut kohdistuvat jakelumuuntamoille sijoitettavaan kompensointiin ja sen valvontaan ja ohjaukseen. Hajautettuun loistehon kompensointiin on yhdistetty älymuuntamo-ominaisuuksia. Jakeluverkkoyhtiöiden eri käytäntöjen vuoksi ratkaisut on tehty kolmelle eri tietoliikennevaihtoehdolle. Laiteratkaisuihin liittyvät mittaukset, tilatiedot, ohjaukset ja muu valvonta siirretään kaukokäyttöjärjestelmään valitun tietoliikennetavan avulla. Tällöin kaukokäyttöjärjestelmään voidaan muodostaa laajempi kuva jakeluverkon loistehotilanteesta ja mahdollisuus ohjata haluttuja kompensointilaitteita verkon tilanteen mukaan.

Työn taustalla on jakeluverkkojen loistehotilanteen muuttuminen ja siitä seuranneet ongelmat. Jakeluverkkoyhtiöt rakentavat säävarmaa verkkoa, mikä tarkoittaa maakaapelointia ilmajohtojen sijaan. Tämä on suurin syy loistehotilanteen muuttumiselle loistehon kulutuksesta loistehon tuotantoon, sillä maakaapelit tuottavat moninkertaisesti enemmän loistehoa kuin avojohdot. Lisääntynyt loistehon tuotanto aiheuttaa jakeluverkkoyhtiöille kuluja erityisesti loissähköikkunan antopuolen ylityksistä. Tämän vuoksi työssä suunniteltu loistehon kompensoinnin ohjauskonsepti on hyvin ajankohtainen jakeluverkon tämänhetkiseen tilanteeseen.

Teoriataustaa kerättiin haastattelemalla alan toimijoita ja lukemalla alaan liittyviä tutkimuksia ja kirjoja. Luvussa 2 tutustuttiin loistehoon ja siihen liittyviin ilmiöihin, kuten kaapeleilla syntyvään jännitteen muutokseen sekä johtojen ja kaapeleiden loistehotaseeseen. Verratessa kaapeleiden ja avojohdojen loistehotasetta huomataan, että kaapelit tuottavat suuremman maakapasitanssin vuoksi huomattavasti enemmän loistehoa. Samassa luvussa perehdyttiin maasulkuvirran kompensointiin liittyvään teoriaan. Diplomityön pääpaino on loistehossa, mutta maasulkuvirta huomioitiin loistehon ja maasulkuvirran yhteiskompensointilaitteiden vuoksi. Teoriaosuudessa viitattiin tutkimukseen, jonka perusteella hajautettu maasulkuvirran kompensointi on kustannustehokkain vaih-

toehto. Tämä tukee erityisesti työssä suunnitellun hajautetun kompensoinnin valvontaratkaisun kannattavuutta.

Luvussa 3 esitettiin yksi työn tärkeimmistä lähtökohdista eli vuoden 2016 kantaverkkosopimus, jonka mukaan laskutetaan loistehon oton lisäksi loistehon annosta. Juuri loissähköikkunan antopuolella syntyvät suurin osa jakeluverkkoyhtiöiden ylityksistä. Loissähkön otto- ja antorajat määräytyvät liittymispistekohtaisesti; liittymispisteen tuottaessa pätötehoa käytetään rajoille eri laskukaavoja kuin kuluttaessa pätötehoa. Luvussa perehdyttiin myös liittymispisteiden eri liittymistapoihin sekä loissähkömaksujen netotukseen ja lievennyksiin. Tämän lisäksi tutustuttiin ENTSO-E:n loistehovaatimuksiin.

Luvussa 4 tarkasteltiin loistehon hallinnan ja kompensoinnin menetelmiä. Pohdittaessa ohjauskonseptin eri osa-alueita oli tärkeä huomioida molempien vaihtoehtojen edut ja rajoitteet. Yleisin loistehon kompensoinnin ratkaisu on rinnakkaisreaktorit, joilla kulutetaan loistehoa. Pelkän loistehon kompensoinnin lisäksi on mahdollista kompensoida loistehoa ja maasulkuvirtaa samalla kompensointilaitteella. Tulevaisuuden ratkaisuna mainittiin DCR-reaktori, joka mahdollistaa portaattoman loistehonsäädön. Jakeluverkossa yleisimmin käytetyn reaktorin lisäksi teoriassa esitettiin staattinen loistehon kompensointori SVC, jota ei ole vielä hyödynnetty laajalti jakeluverkossa. Tulevaisuudessa hintojen laskiessa ja verkon muuttuessa yhä vaativammaksi älykkäiden ominaisuuksien myötä voi tarve nopealle loistehon muutokselle kasvaa ja SVC:stä tulla varteenotettava vaihtoehto.

Loistehon hallintaan kuuluu muutakin kuin loistehon kompensointi erilaisilla laiteratkaisuilla. Jakeluverkkoyhtiö voi esimerkiksi kytkeä irti tyhjäkäyviä kaapeleita tai opastaa asiakkaitaan optimoimaan säädettävät kompensointilaitteensa ja kytkemään kiinteät kondensaattoriparistot irti verkosta. Näiden sekä muiden luvussa 4 mainittujen loistehon hallinnan keinojen avulla helpotetaan loissähköikkunan sisällä pysymistä ja voidaan säästää kompensointilaitteiden investointikuluissa.

Erikseen tarkasteltiin tuulivoiman mahdollisuuksia osallistua loistehon kompensointiin. Nykyaikaiset tuulivoimalat ovat varustettu taajuusmuuttajilla, jolloin voimalat kykene-

vät sekä kuluttamaan että tuottamaan loistehoa tarvittaessa. Hyödynnettäessä tuulivoimaloita on mahdollista säästää kompensointilaitteiden investoinneissa. Tuulivoimaloiden osallistumisesta on kuitenkin sovittava erikseen jakeluverkkoyhtiön ja tuulivoimalan haltijan välillä. Lisäksi ongelmia voi aiheuttaa voimalaitoksien jännitteensäätövaatimukset, jotka voivat olla ristiriidassa jakeluverkon loistehon kompensointitarpeen kanssa.

Luvussa 5 tutustuttiin älymuuntamoon liittyvään teoriaan. Älymuuntamo on työssä keskeisessä osassa, koska ohjauskonseptin laiteratkaisuissa huomioitiin älymuuntamominaisuudet. Ensin luvussa tutustuttiin lyhyesti älykkääseen sähköjärjestelmään. Tämän jälkeen käytiin läpi älymuuntamon ominaisuuksia ja mahdollisuuksia tulevaisuudessa. Erityinen huomio annettiin älymuuntamon ehkä tärkeimmälle ominaisuudelle eli vianpaikannukselle, vian eristämiseksi ja syötön palautukselle. Lopuksi mietittiin tulevaisuuden mahdollisuuksia 5G-verkon yleistyessä.

Luvussa 6 luotiin periaatteellinen hajautetun loistehon kompensoinnin ohjauskonsepti. Luvussa esitettiin yleiskuva loistehon aiheuttamista ongelmista ja niiden ratkaisuista jakeluverkossa. Ohjauskonseptin suunnittelussa oletetaan jakeluverkossa olevan keskitettyä kompensointia, jonka lisäksi sijoitetaan jakelumuuntamoille hajautettua kompensointia. Jakelumuuntamoille sijoitettavalle kompensoinnille esitettiin kaksi SAE IT -systemsien ala-asemalaitteisiin pohjautuvaa ratkaisua; loistehon ja maasulkuvirran yhteiskompensointilaitteelle soveltuva valvontaratkaisu, sekä loistehon kompensointireaktorin katkaisijan ohjausratkaisu. Kolmas esitelty laiteratkaisu on suojarelepohjainen ratkaisu. Suojarele tuo tärkeitä älymuuntamo-ominaisuuksia, kuten suojausfunktiot ja vianpaikannuksen. Kaikilla laiteratkaisuilla on mahdollista toteuttaa loistehon kompensointiin liittyvien ominaisuuksien lisäksi muuntamon valvontaa, esimerkiksi muuntajan lämpötilan mittaus tai jakelumuuntamon oven auki/kiinni -tilatiedot. Jokaiselle ratkaisulle esitettiin variaatiot hyödynnettäessä tiedonsiirtoon mobiiliverkkoa, radioverkkoa tai kuituyhteyksiä. Valvomosta voidaan ohjata manuaalisesti kompensointilaitteen ja jakelumuuntamon lähtöjen kytkinlaitteita. Kaukokäyttöjärjestelmään voidaan ohjelmoida halutut toiminnallisuudet, kuten hälytykset loistehon tuotannon ylittäessä asetetut rajat. Halutessa voidaan hyödyntää valmista pilvipalvelua, jolloin ominaisuuksia ei tar-

vitse ohjelmoida kaukokäyttöjärjestelmään. Lopputuloksena työssä esitettiin hajautetun loistehon kompensoinnin laiteratkaisut valvontaa ja ohjausta varten, sekä ratkaisujen sisällyttäminen periaatteelliseen ohjauskonseptiin. Ohjauskonseptissa hajautettua kompensointia voidaan ohjata järkevimmissä osassa verkkoa yhteenlasketun loistehotilanteen tai verkon paikallisen tilanteen sitä vaatiessa.

LÄHDELUETTELO

ABB Oy (2011). *SVC for grid integration of wind power and damping of power oscillations in a 400 kV interconnector*. [Verkkodokumentti]. [Viitattu 15.12.2017]. Saatavissa: <https://library.e.abb.com/public/efd50a855e1dbb71c125793a00455f2a/1JNS010184%20LR.pdf>

Arcteq Relays Ltd (2017). AQ F215 – Feeder Protection IED Instruction Manual. [Verkkodokumentti]. [Viitattu 10.6.2018]. Saatavissa: <https://arcteq.fi/wp-content/uploads/2018/01/AQ-F215-Manual-1.10EN-1.pdf>

Aura, Lauri & Antti Tonteri (1996). *Sähkökoneet ja tehoelektroniikan perusteet*. 1. painos. Porvoo: Werner Söderström Osakeyhtiö. 544 s. ISBN 951-0-20167-7.

Autio, Kimmo (2018). Toimitusjohtaja, Maviko Oy. Haastattelu, Vaasa 27.2.2018.

CIGRE Working Group B5.37 (2013). *Protection, Monitoring and Control of Shunt Reactors* [Verkkodokumentti]. [Viitattu 3.1.2018]. Saatavissa: <https://e-cigre.org/publication/546-protection-monitoring-and-control-of-shunt-reactors>. ISBN 978-2-85873-242-5.

Cluster for Energy and Environment, CLEEN (2014). *Älykkäät sähköverkot ja energiamarkkinat - SGEM-ohjelman loppuraportti*. [Verkkodokumentti]. [Viitattu 2.4.2018]. Saatavissa: https://issuu.com/cleenltd/docs/cleen_sgem_loppuraportti_digipublis

DNA Oy (2018). Internet sivut. [online]. [Viitattu 1.7.2018]. Saatavissa: <https://www.dna.fi/5g-verkko>

- Electrical Engineering Portal (2011). *What is the Static Var Compensator (SVC)?* [online]. [Viitattu 18.2.2018]. Saatavissa: <https://electrical-engineering-portal.com/what-is-the-static-var-compensator-svc>
- Elovaara, Jarmo & Liisa Haarla (2011a). *Sähköverkot I: Järjestelmätekniikka ja sähköverkon laskenta*. Helsinki: Otatiето. 520 s. ISBN 978-951-672-360-3.
- Elovaara, Jarmo & Liisa Haarla (2011b). *Sähköverkot II: Verkon suunnittelu, järjestelmät ja laitteet*. Helsinki: Otatiето. 549 s. ISBN 978-951-672-363-4.
- Engerati (2018). 5G – what will it bring to the energy sector? [Verkkodokumentti]. [Viitattu 1.7.2018]. Saatavissa: <https://www.engerati.com/article/5g-%E2%80%93-what-will-it-bring-energy-sector>
- Eno, Heikki (2015). *Kapasitiivisen loistehon kompensointi sähköverkkoyhtiössä*. Tampereen teknillinen yliopisto. Tieto- ja sähkötekniikan tiedekunta. Diplomityö.
- ENTSO-E (2016). *KOMISSIION ASETUS (EU) 2016/1388*. [Verkkodokumentti]. [Viitattu 24.6.2018]. Saatavissa: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FI/TXT/PDF/?uri=CELEX:32016R1388&from=EN>
- ENTSO-E (2018). Internet sivut. [online]. [Viitattu 24.6.2018]. Saatavissa: <https://www.entsoe.eu/about/inside-entsoe/objectives/>
- Farin, J., L. Peltonen, M-L Pykälä & S. Uski-Joutsenvuo (2009). *Taajuusmuuttajien rakenne, mitoitus ja säätö generaattorikäytöissä*. Teknologian tutkimuskeskus VTT Oy. Tutkimusraportti. [Verkkodokumentti]. [Viitattu 21.4.2018]. Saatavissa: <http://www.vtt.fi/inf/julkaisut/muut/2009/TAMU-loppuraportti.pdf>

Fingrid Oyj (2013). *Voimalaitosten järjestelmätekniset vaatimukset VJV2013*. [Verkkodokumentti]. [Viitattu 28.4.2018]. Saatavissa:

<https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/palvelut/kulutuksen-ja-tuotannon-liittaminen-kantaverkkoon/voimalaitosten-jarjestelmatekniset-vaatimukset-vjv2013.pdf>

Fingrid Oyj (2016b). *Kantaverkkoon liittyminen*. [Verkkodokumentti]. [Viitattu 19.3.2018]. Saatavissa: <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/palvelut/sahkomarkkinainformaatio/kantaverkkoon-liittyminen.pdf>

Fingrid Oyj (2016b). *Voimalaitosten jännitteensäädön asetteluperiaatteet*. [Verkkodokumentti]. [Viitattu 1.5.2018]. Saatavissa:

<https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/palvelut/kulutuksen-ja-tuotannon-liittaminen-kantaverkkoon/voimalaitosten-jannitteensaadon-asetteluperiaatteet.pdf>

Fingrid Oyj (2017a). *Kantaverkkopalveluhinnoittelu 2017*. [Verkkodokumentti]. [Viitattu 15.3.2018] Saatavissa:

https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/palvelut/kayttovarma-sahkonsiirto/kantaverkkopalveluhinnoittelu_liite-2.pdf

Fingrid Oyj (2017b). *Fingrid Oyj:n yleiset liittymisehdot YLE2017*. [Verkkodokumentti]. [Viitattu 15.3.2018]. Saatavissa:

<https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/palvelut/kulutuksen-ja-tuotannon-liittaminen-kantaverkkoon/yleiset-liittymisehdot-yle2017.pdf>

Fingrid Oyj (2017c). *Loissähkön toimitus ja loistehoreservin ylläpito*. [Verkkodokumentti]. [Viitattu 15.3.2018]. Saatavissa:

<https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/palvelut/kayttovarma-sahkonsiirto/loissahkon-toimituksen-ja-loistehoreservin-yllapito.pdf>

Fingrid Oyj (2017d). *Kantaverkkopalveluehdot KVPE 2016*. [Verkkodokumentti]. [Viitattu 26.8.2018]. Saatavissa:

https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/palvelut/kayttovarma-sahkonsiirto/kantaverkkopalveluehdot-kvpe2016_liite-1.pdf

Fingrid Oyj (2018). *Voimalaitosten järjestelmätekniiset vaatimukset VJV2018 (luonnos)*. [Verkkodokumentti]. [Viitattu 28.4.2018]. Saatavissa:

<https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/palvelut/kayttovarma-sahkonsiirto/vjv2018-luonnos.pdf>

Guldbrand, Anna & Olof Samuelsson, (2007). Central or Local Compensation of Earth-Fault Currents in Non-Effectively Earthed Distribution Systems. *2007 IEEE Lausanne Power Tech*. pp. 1129-1134. Lausanne, Switzerland.

Hautero, M., V. Tuominen & S. Repo (2017). *Jännitteensäädön ja loistehon hallinnan kokonaiskuva - loppuraportti*. [Verkkodokumentti]. Tampereen teknillinen yliopisto. [Viitattu 15.3.2018]. Saatavissa: https://energia.fi/files/2373/Jannitteensaadon_ja_loistehon_hallinnan_kokonaiskuva_-_raportti_2018.pdf

Huikari, Tuukka (2016). Loissähköperiaatteet 2016. *Loissähköpäivä 13.12.2016*. Vantaa.

Institute of Electrical and Electronics Engineers IEEE (2011). *The Smart Grid: Opportunities for Industry and How IEEE Can Help*. [Verkkodokumentti]. [Viitattu 3.4.2018]. Saatavissa:

https://www.ieee.org/documents/ieee_smart_grid_whitepaper_sept2011.pdf

ITU-R (2015). *IMT Vision – Framework and overall objectives of the future development of IMT for 2020 and beyond*. [Verkkodokumentti]. [Viitattu 26.8.2018]. Saatavissa: https://www.itu.int/dms_pubrec/itu-r/rec/m/R-REC-M.2083-0-201509-1!!PDF-E.pdf

- Jaakkola, Juho & Kimmo Kauhaniemi (2013). Factors affecting the earth fault in large-scale rural medium voltage cable network. *CIREN 22nd International Conference on Electricity Distribution*. 3:1081, 1–4. Stockholm, Sweden.
- Juhola, Maarit (2018a). CTO, KKM Power Oy. Haastattelu, Vaasa 23.2.2018.
- Juhola, Maarit (2018b). Portaattomasti säädettävä kuristin. *VINPOWER, Älymuuntamotyöpaja 1*. Vaasa, Suomi.
- Kauhaniemi, Kimmo & Lauri Kumpulainen (2017). *VINPOWER Vaasa innovation platform for future power systems*. Julkaisematon. Vaasan yliopisto
- Kenttälä, Atte-Ilari (2016). *Jakeluverkon loistehohallinnan suunnitelma*. Tampereen teknillinen yliopisto. Tieto- ja sähkötekniikan tiedekunta. Diplomityö.
- Kirchner, L., D. Dohnal, A. Krämer & M. Späth (2015). Variable Shunt Reactors with On-Load Tap-Changers for the Efficient Compensation of Over-Voltages Caused by Capacitive Loads. *The 19th International Symposium on High Voltage Engineering*. 1–6. Pilsen, Czech Republic.
- KKM Power (2018). Internet sivut. [online]. [Viitattu 1.3.2018]. Saatavissa: <http://kkmpower.com/fi/products/dcr/>
- Korpinen, Leena (1998). *Sähkövoimatekniikkaopus: 9. Muuntajat ja sähkölaitteet* [Verkkodokumentti]. [Viitattu 18.12.2017]. Saatavissa: http://www.leenakorpinen.fi/archive/svt_opus/9muuntajat_ja_sahkolaitteet.pdf
- Lakervi, Erkki & Jarmo Partanen (2009). *Sähkönjakelutekniikka*. 2. painos. Helsinki: Otatieto. 295 s. ISBN 978-951-672-359-7.
- Leppilahti, Joni (2018). Customer Service Manager, Arcteq Relays Ltd. AQ-F215 kysymyksiä diplomityöhön. Sähköpostiviesti Markku Ojalalle 8.6.2018.

- Loukkalahti, Mika (2018). Helen Oy. Finnish perspective into shunt reactors. *500-klubben User Group meeting*. Copenhagen, Denmark.
- Luojus, Minna (2017). *Reactive Power Compensation Strategy in Distribution Network*. Aalto-yliopisto. Sähkötekniikan korkeakoulu. Diplomityö.
- Luoma, V., V. Prokop & R. Javora (2013). A novel retrofit concept for enabling smart secondary substations. *CIREN 22nd International Conference on Electricity Distribution*. 1:0986, 1–4. Tukholma, Ruotsi.
- Mohagheghi, S., J-C. Tournier, J. Stoupis, L. Guise, T. Coste, C. A. Andersen & J. Dall (2011). Applications of IEC 61850 in Distribution Automation. *2011 IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition*. Phoenix, AZ, USA 20-23.3.2011. ISBN 978-1-61284-789-4.
- National Institute of Standards and Technology (2014). *NIST Framework and Roadmap for Smart Grid Interoperability Standards, Release 3.0*. [Verkkodokumentti]. [Viitattu 3.4.2018]. Saatavissa:
<https://www.nist.gov/sites/default/files/documents/smartgrid/NIST-SP-1108r3.pdf>
- Netcontrol Oy (2018). Internet sivut. [online]. [Viitattu 6.7.2018]. Saatavissa:
<https://www.netcontrol.com/fin/uutisia/uutisia/netcon-rps/>
- Parikh, P., I. Voloh & M. Mahony (2013). Fault Location, Isolation and Service Restoration (FLISR) Technique using IEC 61850 GOOSE. *Power and Energy Society General Meeting (PES), 2013 IEEE*. 1–6. Vancouver, BC, Canada. ISBN 978-1-4799-1303-9
- Pätsi, Ari (2016). *Smart Node Panel SNP[®]: Future in Secondary substation automation*. Julkaisematon. VEO Oy.

- Pätsi, Ari (2018). Development Manager, VEO Oy. Erikoistyön releosuuteen liittyviä ajatuksia ja kysymyksiä. Sähköpostiviesti Markku Ojalalle 5.6.2018.
- Peltola, Jarkko (2018). Project Manager, Elenia. Haastattelu, Tampere 20.3.2018.
- Pettissalo, Seppo (2017). *VIKE Universaali ratkaisu keskijänniteverkon maa- ja oikosulkuvikojen paikannuksen*. [Verkkodokumentti]. [Viitattu 30.6.2018]. Saatavissa: https://www.univaasa.fi/fi/research/groups/ses/projects/protectdg_loppuraportti/pettissalo_keskijanniteverkkojen_vianilmaisu.pdf
- Pettissalo, Seppo (2018). Muuntamoautomaation pioneerin evästys. *VINPOWER, Älymuuntamotyöpaja 1*. Vaasa, Suomi.
- R. W. Uluski (2010). The Role of Advanced Distribution Automation in the Smart Grid. *Power and Energy Society General Meeting, 2010 IEEE*. Minneapolis, Minnesota, USA 25-29.7.2010. ISBN 978-1-4244-6549-1.
- Rämö, Marjo (2018). Elisa avasi Tampereelle maailman ensimmäisen kaupallisen 5G:n. *Tamperelainen* [Verkkodokumentti]. [Viitattu 1.7.2018]. Saatavissa: <https://www.tamperelainen.fi/artikkeli/683186-elisa-avasi-tampereelle-maailman-ensimmaisen-kaupallisen-5gn>
- Risberg, Sirpa (2013). *VEO HISTORIA Yksityiskohtaisemmin*. Julkaisematon. VEO Oy.
- Rodriguez-Calvo, A., P. Frías, J. Reneses & C. Mateo (2012). Optimal Degree of Smart Transformer Substations in Distribution Networks for Reliability Improvement. *Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Europe)*. 2012 3rd IEEE PES International Conference and Exhibition on. Berlin 14-17.10.2012. ISBN 978-1-4673-2595-0.

SAE IT -systems (2018a). Internet sivut. [online]. [Viitattu 8.5.2018]. Saatavissa: <https://www.sae-it.com/en/products/telecontrol/fw-5-gate-4g.html>

SAE IT -systems (2018b). *Price list net-line FW-5 and FW-5-GATE*. Sisäinen dokumentti.

SAE IT -systems (2018c). Internet sivut. [online]. [Viitattu 8.5.2018]. Saatavissa: <https://www.sae-it.com/en/products/telecontrol/fw-5.html>

SAE IT -systems (2018d). *net-line FW-5 micro telecontrol station*. [Verkkodokumentti]. [Viitattu 9.6.2018]. Saatavissa: https://www.sae-it.com/fileadmin/en/Data-sheet_net-line_FW-5.pdf

SAE IT -systems (2018e). *PM-1 Power measurement terminal*. [Verkkodokumentti]. [Viitattu 9.6.2018]. Saatavissa: https://www.sae-it.com/fileadmin/en/Datasheet_PM-1.pdf

Sähkö- ja teleurakoitsijaliitto STUL ry (2006). *Yliaallot ja kompensointi*. Espoo: Sähköinfo Oy. 120 s. ISBN 952-5600-19-X

Sähkömarkkinalaki 9.8.2013/588

Siemens AG (2017). *Economical and stable grid operation: Shunt and series reactors for medium- and high-voltage grids*. [Verkkodokumentti]. [Viitattu 3.1.2018]. Saatavissa: https://www.energy.siemens.com/ru/pool/hq/power-transmission/Transformers/Reactors/Brochure_Shunt-and-series-reactors.pdf

Silvonen, Kimmo (2003). *Sähkötekniikka ja elektroniikka*. Helsinki: Otatieto. 511 s. ISBN 951-672-335-7.

- Singh, Gagandeep (2015). *Design and Engineering for Smart Secondary Substation Automation Panel*. Tampereen teknillinen yliopisto. Tieto- ja sähkötekniikan tiedekunta. Diplomityö.
- Tarkka, Pertti & Lauri Hietalahti (2006). *Piirianalyysi 2*. 2. painos. Helsinki: Edita Publishing Oy. 284 s. ISBN-951-37-3926-0.
- Työ- ja elinkeinoministeriö (2018). Internet sivut. [online]. [Viitattu 12.2.2018]. Saatavissa: <http://tem.fi/perustietoja>
- Ullah, Nayeem Rahmat (2006). *Grid Reinforcing Wind Generation*. Chalmers University of Technology. Department of Energy and Environment. Division of Electric Power Engineering. Thesis for the degree of Licentiate of Engineering.
- Väisänen, Pasi (2012). *Loistehon kompensointi jakeluverkkoyhtiössä*. Tampereen teknillinen yliopisto. Tieto- ja sähkötekniikan tiedekunta. Diplomityö.
- VEO Oy (2018a). Vuosikertomus 2017. [online]. [Viitattu 12.9.2018]. Saatavissa: https://www.veo.fi/wp-content/uploads/2018/05/VEO_vuosikertomus_2017_LOW.pdf
- VEO Oy (2018b). Internet sivut. [online]. [Viitattu 3.6.2018]. Saatavissa: <https://www.veo.fi/smart-node-panel-snp/>
- Viiliäinen, Sami & Jussi Antikainen (2018). Käyttö- ja kehityspäällikkö & Suunnittelupäällikkö, Savon Voima Oy. Haastattelu, Skype-palaveri 6.4.2018.
- Zhang, Wen Wen (2014). *Loistehon säätö ja kompensointi*. Lappeenrannan teknillinen yliopisto. Teknillinen tiedekunta. Diplomityö.