

Loistehon hallinta JE-Siirto Oy:n sähkönjakeluverkossa

Juuso Harjunen

Opinnäytetyö
Tammikuu 2017
Tekniikan ja liikenteen ala
Insinööri (AMK), Automaatiotekniikan tutkinto-ohjelma
Sähkövoimatekniikka

Tekijä(t) Harjunen, Juuso	Julkaisun laji Opinnäytetyö, AMK	Päivämäärä 12.1.2017
	Sivumäärä 58	Julkaisun kieli Suomi
		Verkojulkaisulupa myönnetty: x
Työn nimi Loistehon hallinta JE-Siirto Oy:n sähköjakeluverkossa		
Tutkinto-ohjelma Automaatiotekniikan tutkinto-ohjelma		
Työn ohjaaja(t) Vesa Hytönen		
Toimeksiantaja(t) JE-Siirto Oy		
Tiivistelmä <p>Vuonna 2016 uusitun kantaverkkosopimuksen myötä hinnoitteluperiaatteet kantaverkon liittymispisteissä siirretylle loisteholle muuttuivat. Vuoden 2016 aikana loistehon siirrosta ei vielä peritty maksua, mutta vuosien 2017 ja 2019 välisenä aikana uusi hinnoittelu tullaan ottamaan vaiheittain käyttöön. Opinnäytetyössä selvitettiin uudistuksista aiheutuvia taloudellisia vaikutuksia JE-Siirto Oy:lle.</p> <p>Tavoitteena oli selvittää toimenpiteet, joilla JE-Siirto Oy voi välttää sen jokaisessa liittymispisteessä kantaverkkoon loistehon siirrosta aiheutuvat loisteho- ja loisenergiamaksut. Opinnäytetyössä arvioitiin nykyisten kompensointilaitteistojen sopivuutta tämän hetkisiin loistehon kompensointitarpeisiin sekä niiden käyttöä. Lisäksi arvioitiin seuraavien vuosien aikana toteutettavien hankkeiden vaikutuksia loisteho- ja loisenergiamaksujen muodostumiseen.</p> <p>Toimeksiantajan eri liittymispisteiden kompensointitarpeita selvitettiin mittaustietojärjestelmästä saatuihin mittaustietoihin perustuen. Nykyisiä kompensointilaitteistoja käytiin tarkastelemassa kohteittain ja niiden käyttöön tutustuttiin haastatteleamalla JE-Siirto Oy:n henkilöstöä. Lisäksi arvioitiin suunniteltujen hankkeiden vaikutuksia jakeluverkon tuottamaan loistehon määrään.</p> <p>Opinnäytetyön tuloksena saatiin jokaisen JE-Siirto Oy:n liittymispisteen osalta selvitys nykyisestä ja seuraavien vuosien aikaisesta loistehon kompensointitarpeesta. Opinnäytetyössä selvisi, että kantaverkkosopimuksen uudistuksista huolimatta toimeksiantajan on mahdollista välttää loistehon siirrosta aiheutuvat loisteho- ja loisenergiamaksut käyttämällä oikein nykyisiä kompensointilaitteistoja eikä uusia laiteinvestointeja ole täten tarvetta toteuttaa välittömästi.</p>		
Avainsanat (asiasanat) Sähköjakelu, loistehon kompensointi		
Muut tiedot		

Author(s) Harjunen, Juuso	Type of publication Bachelor's thesis	Date 12.1.2017 Language of publication: Finnish
	Number of pages 58	Permission for web publication: yes
Title of publication Reactive power management within distribution network of JE-Siirto Ltd.		
Degree programme Degree Programme in Automation Engineering		
Supervisor(s) Hytönen, Vesa		
Assigned by JE-Siirto Ltd.		
Abstract <p>The main grid contract was updated in January 2016 causing changes on reactive power tariffs. During 2016 the tariffs were not implemented yet, however, during the years 2017 to 2019 the tariffs will be implemented gradually, which affects all Fingrid Plc's customers connected to the Finnish main grid including JE-Siirto Ltd.</p> <p>The goal was to examine the economical expenses the new tariffs are going to cause to JE-Siirto Ltd. and to clarify how these expenses can be avoided. The adequacy of the existing reactive power compensating units for each of JE-Siirto Ltd.'s connection point to the main grid in the renewed situation was taken into consideration. The effect of the future projects to be completed during the following years were also examined.</p> <p>It was possible to solve the need for reactive power compensation at each connection point by analyzing the measurement data from the energy data management system. Learning about the existing reactive power compensating units was accomplished by inspecting each unit and interviewing the employees of JE-Siirto Ltd. The design engineers of JE-Siirto Ltd. were interviewed to learn about the oncoming projects and therefore to estimate how the production of reactive power within the distribution network is going to change in the following years.</p> <p>The results of the thesis were an understanding of the needs for reactive power compensation for each of JE-Siirto Ltd.'s connection point for the present and the following years. The thesis revealed that JE-Siirto Ltd. manages to avoid the economical expenses by using the existing reactive power compensation units correctly and therefore, there is no immediate need for updating these units.</p>		
Keywords/tags (subjects) Distribution of electricity, reactive power compensation		
Miscellaneous		

Sisältö

Lyhenteet ja määritelmät	4
1 Opinnäytetyön lähtökohdat	5
1.1 Opinnäytetyön tausta.....	5
1.2 Opinnäytetyön tavoitteet.....	5
1.3 Tietoperustan laatiminen ja käytetyt tutkimusmenetelmät.....	6
1.4 Opinnäytetyön käytännön toteuttaminen.....	7
1.5 JE-Siirto Oy.....	8
2 Loisteho	9
2.1 Loisteho ilmiönä	9
2.2 Loistehon kompensointitarpeet.....	10
2.3 Loistehon aiheuttamat häviöt	12
2.4 Sähkönjakeluverkon maakaapeloinnin vaikutukset.....	13
3 Loistehon kompensointilaitteistot ja niiden sijoittaminen	16
4 Kantaverkkosopimus 2016	20
4.1 Loistehon hinnoitteluperiaatteet	20
4.2 Liittymispistekohtaisen loissähköikkunan muodostuminen	21
4.2.1 Kulutuksen aikaiset loissähköikkunan raja-arvot	21
4.2.2 Tuotannon aikaiset loissähköikkunan raja-arvot.....	22
4.2.3 Loissähköikkunan ylityksistä aiheutuvat kustannukset.....	24
5 JE-Siirto-Oy:n liittymispisteet kantaverkkoon	25
5.1 Rauhalahden.....	26
5.2 Hämeenlahti	28
5.3 Kangasvuori	29
5.4 Keljo	30
5.5 Ylityksistä aiheutuvat kustannukset.....	32
5.5.1 Rauhalahden loisteho- ja loisenergiamaksut	33
5.5.2 Hämeenlahden loisteho- ja loisenergiamaksut.....	34

	2
5.5.3	Kangasvuoren loisteho- ja loisenergiamaksut..... 36
5.5.4	Keljon loisteho- ja loisenergiamaksut..... 37
6	Toimenpiteet taloudellisten rasitteiden pienentämiseksi 39
6.1	Kompensointilaitteistojen kustannukset 39
6.2	Rauhalahden kehitysehdotukset..... 40
6.3	Hämeenlahden kehitysehdotukset 41
6.4	Kangasvuoren kehitysehdotukset 43
6.5	Keljon kehitysehdotukset 44
6.6	Yhteenveto 47
7	Pohdinta..... 48
	Lähteet 50
	Liitteet 54
	Liite 1. JE-Siirto Oy:n jakelualue ja sähköasemien sijainnit54
	Liite 2. Rauhalahden liittymispisteen loissähköikkuna 01/2015 - 10/2016.....55
	Liite 3. Hämeenlahden liittymispisteen loissähköikkuna 01/2015 - 10/2016..56
	Liite 4. Kangasvuoren liittymispisteen loissähköikkuna 01/2015 - 10/2016....57
	Liite 5. Keljon liittymispisteen loissähköikkuna 01/2015 - 10/2016.....58
Kuviot	
Kuvio 1.	Tehokolmion periaatekuva..... 10
Kuvio 2.	Keskijänniteilmajohtojen loistehotase eri kuormitusvirroilla 14
Kuvio 3.	Keskijännitemaakaapeleiden loistehotase eri kuormitusvirroilla..... 15
Kuvio 4.	Suurjännitemaakaapeleiden loistehotase eri kuormitusvirroilla..... 16
Kuvio 5.	Liittymäpistekohtaisen loissähköikkunan periaatekuva 23
Kuvio 6.	Loissähköikkunan ylitysten mukainen laskutusperiaate 24
Kuvio 7.	Kondensaattoriparisto, nimellisteho 3 MVAr..... 27

Taulukot

Taulukko 1. JE-Siirto Oy:n avainluvut 2012-2015 (JES-yleisesittely 2016, 15)	9
Taulukko 2. Vuoden 2016 kantaverkkosopimuksen mukainen loistehon hinnoittelu	25
Taulukko 3. Liittymispisteiden kulutuksen aikaiset otto- ja antorajat.....	32
Taulukko 4. Rauhalahden liittymispisteen loisteho- ja loisenergiamaksut	33
Taulukko 5. Hämeenlahden liittymispisteen loisteho- ja loisenergiamaksut	35
Taulukko 6. Kangasvuoren liittymispisteen loisteho- ja loisenergiamaksut.....	36
Taulukko 7. Keljon liittymispisteen loisteho- ja loisenergiamaksut.....	38
Taulukko 8. Vuoden 2016 mukaiset kaapelointiasteet liittymispisteittäin.....	39

Lyhenteet ja määritelmät

I	Virta, [A]
U	Jännite, [V]
P	Pätöteho, [W]
Q	Loisteho, [var]
S	Näennäisteho, [VA]
Q_D	Liittymispistekohtainen ottoraja loissähkölle kulutettaessa pätötehoa kantaverkon liittymispisteessä, [MVA _r] (Loissähkön toimitus ja tehoreservin ylläpito 2016, 2)
Q_{D1}	Liittymispistekohtainen antoraja loissähkölle kulutettaessa pätötehoa kantaverkon liittymispisteessä, [MVA _r] (Loissähkön toimitus ja tehoreservin ylläpito 2016, 3)
Q_G	Liittymispistekohtainen ottoraja loissähkölle tuotettaessa pätötehoa kantaverkon liittymispisteessä, [MVA _r] (Loissähkön toimitus ja tehoreservin ylläpito 2016, 3)
Q_{G1}	Liittymispistekohtainen antoraja loissähkölle tuotettaessa pätötehoa kantaverkon liittymispisteessä, [MVA _r] (Loissähkön toimitus ja tehoreservin ylläpito 2016, 3)
Alueverkko	Kantaverkkoon kuulumaton suurjänniteverkko tai -johto (Määritelmiä n.d)
Jakeluverkko	Nimellisjännitteeltään alle 110 kV sähköverkko (Sähkömarkkinalaki 588/2013, 3 §)
Jakeluverkon haltija	Jakeluverkon haltija hallitsee jakeluverkkoa, jossa se harjoittaa luvanvaraista sähköverkkotoimintaa (Sähkömarkkinalaki 588/2013, 3 §)
Kantaverkko	Fingrid Oyj:n omistama vähintään 110 kV sähköverkko (Voimansiirtoverkko n.d)
Liittymispiste	Liittymispisteessä kantaverkon asiakas liittyy kantaverkkoon (Kantaverkkosopimus 2016, 3)
Loissähköikkuna	Esittää kuinka paljon loissähköä voidaan toimittaa ja vastaanottaa korvauksetta liittymispisteessä (Loissähkön toimitus ja tehoreservin ylläpito 2016, 3)

1 Opinnäytetyön lähtökohdat

1.1 Opinnäytetyön tausta

Vuoden 2013 syyskuussa voimaan astuneessa sähkömarkkinalaissa määritellään, ettei myrskyn tai lumikuorman aiheuttama jakeluverkon vikaantuminen saa aiheuttaa asemakaava-alueella yli 6 tunnin tai asemakaavan ulkopuolella yli 36 tunnin pituista sähkönjakelun keskeytystä. Vaatimusten tulee täytyä viimeistään vuoden 2028 loppuun mennessä. (L 588/2013, 51 §, 117 §, 119 §.) Jakeluverkkoyhtiöt ovat alkaneet tämän johdosta korvaamaan avojohtoverkkoaan maakaapeleilla, mikä on aiheuttanut jakeluverkon tuottaman kapasitiivisen loistehon runsasta kasvua sähköverkossa.

Suomen kantaverkkoyhtiö Fingrid Oyj on joutunut investoimaan reaktoreihin loistehon määrän lisääntymisen johdosta. Tämä on aiheuttanut huomattavia lisäkustannuksia, minkä johdosta Fingrid Oyj alkaa laskuttaa kantaverkon asiakkaita loistehon liiallisesta toimituksesta. (Loissähkön kompensointiin järkeviä ratkaisuja 2016, 20.) Vuoden 2016 tammikuussa astui voimaan uusi kantaverkkosopimus (Kantaverkkosopimus 2016, 3), jonka myötä loistehon hinnoitteluperiaatteisiin tuli muutoksia. Loisteho- ja loisenergiamaksujen välttämiseksi kantaverkon asiakkaiden tulee nyt kiinnittää jokaisen kantaverkon liittymispisteen osalta erikseen huomioita siirrettävään loistehon määrään. Loistehon hinnoittelua ei sovellettu vielä vuoden 2016 aikana, vaan hinnoittelu otetaan käyttöön vuosien 2017 ja 2019 välisenä aikana vaiheittain siten, että vuonna 2019 hinnoittelu on voimassa täysimääräisenä (Loissähkön toimitus ja loistehoreservin ylläpito 2016, 8).

1.2 Opinnäytetyön tavoitteet

Opinnäytetyö toteutettiin Jyväskylän kantakaupungin alueella jakeluverkonhaltijana toimivalle JE-Siirto Oy:lle. Opinnäytetyön tavoitteena oli selvittää, minkä suuruisia loisteho- ja loisenergiamaksuja on odotettavissa sen eri liittymispisteiden osalta ja kuinka näitä loistehosta aiheutuvia maksuja on mahdollista minimoida. Tavoitteena

oli myös arvioida, millaisia muutoksia loistehon kulutukseen ja tuotantoon on odotettavissa seuraavina vuosina, jotta saadaan käsitys loistehon kompensointitarpeesta myös tulevien vuosien osalta.

Opinnäytetyössä ei analysoitu yksittäisten tai alueellisesti valittujen jakeluverkon asiakkaiden loistehon kulutuksessa tapahtuneita viimeaikaisia muutoksia yksityiskohtaisesti, sillä muuten opinnäytetyö olisi laajentunut liiaksi. Sen sijaan opinnäytetyössä keskityttiin tarkastelemaan loistehon kulutuksessa ilmenneitä muutoksia liittymispisteittäin, sillä toimeksiantajan loistehon kompensointi sekä kantaverkkoyhtiön loistehon laskutus tapahtuvat liittymispistekohtaisesti.

1.3 Tietoperustan laatiminen ja käytetyt tutkimusmenetelmät

Jotta opinnäytetyö voi onnistua, tulee opinnäytetyölle määritellä tutkimusongelma, jonka pohjalta tutkimusprosessia lähdetään työstämään. Tutkimusongelman perusteella määritetään tutkimuskysymykset, joihin vastaamalla opinnäytetyön tutkimusongelma saadaan ratkaistuksi. (Kananen 2015, 41, 55.) Tämän opinnäytetyön tutkimusongelmaksi muodostui

Uuden kantaverkkosopimuksen mukaisen loistehon hinnoittelun aiheuttamat vaikutukset toimeksiantajalle

Tutkimusongelman lisäksi opinnäytetyölle määriteltiin myös tutkimuskysymykset, jotka rajattiin seuraavasti:

- Kuinka huomattavia loistehon siirrosta aiheutuvia kustannuksia on odotettavissa toimeksiantajan eri liittymispisteissä?
- Kuinka toimeksiantajan on mahdollista välttää loistehon siirrosta aiheutuvia kustannuksia sen eri liittymispisteissä?
- Millaisia muutoksia toimeksiantajan liittymispisteissä uskotaan tapahtuvan loistehon siirtomääriin seuraavien vuosien aikana?

Kanasen (2015, 76) mukaan kehittämistutkimus on luonteeltaan muutokseen pyrkivä ja koostuu vain kvalitatiivista tutkimuksesta tai osaksi kvalitatiivisesta eli laadullisesta

ja osaksi kvantitatiivisesta eli määrällisestä tutkimuksesta. Määrällinen tutkimus toteutetaan yleisimmin strukturoituina kyselyinä. Laadulliselle tutkimukselle on ominaista pyrkimys ymmärtää tai selvittää ilmiötä. Lisäksi laadulliselle tutkimukselle on tyypillistä, että aineiston kerääminen, analysoiminen sekä kirjoittaminen ovat aikaa vieviä ja haasteellisia, sillä tehdyt päätelmät ja väitteet on perusteltava. (Kananen 2015, 72-74.)

Tämän opinnäytetyön voidaan todeta olevan luonteeltaan kehittämistutkimus. Tarkoituksena on ollut luoda parannusta ja selvyttä nykyiseen tilanteeseen. Tutkimusotteeltaan opinnäytetyö on kvalitatiivinen tutkimus; opinnäytetyöhön kuului runsaasti analysointia ja arvioita tulevasta. Opinnäytetyöprosessin aikana toteutetut haastattelut olivat luonteeltaan strukturoimattomia teemahaastatteluja, joka on Kananen (2015, 81) mukaan yleisin kvalitatiivisen tutkimuksen haastattelun muoto.

Tietoperustassa käytettiin alkuperäisiä lähteitä aina kuin mahdollista. Tietoperusta koottiin käyttäen kirjastoista sekä toimeksiantajan henkilöstöltä lainaksi saatuja kirjallisia teoksia sekä Internet-lähteitä. Internet-lähteitä käytettäessä huolehdittiin lähteen luotettavuudesta, ja lähteinä käytettiin vain lähdekriittisesti arvioiden luotettaviksi todennettuja sivustoja.

1.4 Opinnäytetyön käytännön toteuttaminen

Opinnäytetyö aloitettiin tutustumalla aiheeseen ja kokoamalla opinnäytetyön tietoperusta. Tietoperustassa käsitellään loistehon ilmenemistä sähköjakeluverkossa sekä sen eri hallintamenetelmiä. Tietoperustaan kuuluu selvitys kantaverkkosopimuksen mukaisista uudistuksista loistehon hinnoitteluperiaatteisiin sekä siitä, kuinka uudistukset poikkeavat aiemmasta tilanteesta.

Opinnäytetyössä analysoitiin loistehon käyttäytymisestä tarkasteltavan jakson aikana. Jokaista liittymispistettä tarkasteltiin erikseen. Tarkasteltavaksi jaksoksi valittiin vuosi 2015 sekä vuoden 2016 tammikuun ja lokakuun välinen ajanjakso. Näin saatiin kokonaisvaltainen käsitys loistehon nykyisestä ilmenemisestä liittymispisteittäin,

mutta samalla tarkasteltava jakso oli kuitenkin riittävän pituinen, jotta useita eri tapahtumia ja niiden vaikutuksia mahtui tarkasteltavan jakson ajalle. Näistä tapahtumista ja niiden vaikutuksista oli mahdollista ennustaa myös tulevaisuuden vastaavia tapahtumia.

Opinnäytetyössä selvitettiin, millaisia kustannuksia minkäkin liittymispisteen osalta olisi kertynyt, mikäli nykyinen kantaverkkosopimus olisi ollut voimassa jo tarkasteltavien vuosien aikana. Lisäksi jokaisen liittymispisteen osalta tarkasteltiin erikseen liittymispisteen takaisen jakeluverkon maakaapelointitarpeet seuraavien noin kymmenen vuoden aikana. Näin saatiin käsitys niistä alueista, joissa kaapeleiden tuottamaan loistehon määrään on odotettavissa muutosta. Tarkastelussa huomioitiin vain uudet keski- ja suurjännitemaakaapelit, sillä pienjännitekaapeleiden tuottama kapasitiivisen loistehon määrä on käytännössä merkityksettömän pientä. Lisäksi pienjänniteverkon kaapelointiaste on jo 96 % (JES-yleisesittely 2016, 25), joten tilanne on jo normalisoitunut sen osalta.

Toimeksiantajan nykyisiin loistehon kompensointilaitteistoihin käytiin tutustumassa paikan päällä sähköasemilla. Lisäksi niiden liittymispistekohtaiseen käyttöön tutustuttiin haastattelemalla JE-Siirto-Oy:n suunnittelijoita, käyttömestareita sekä käyttökeskuksen käyttöpäivystäjiä.

1.5 JE-Siirto Oy

Opinnäytetyön toimeksiantaja JE-Siirto Oy on yksi Jyväskylän kaupungin omistaman Jyväskylän Energia Oy:n tytäryhtiöistä. JE-Siirto Oy on perustettu vuonna 2006, jolloin se eriytettiin omaksi yhtiökseen emoyhtiöstä. Siitä lähtien yhtiö on toiminut jakeluverkon haltijana Jyväskylän kantakaupungin alueella. (JES-yleisesittely 2016, 6, 7, 10.)

JE-Siirto Oy toteuttaa omalla henkilöstöllään yleis- ja verkkosuunnittelun, verkon käyttötehtävät, käyttökeskuksen toiminnan sekä jakeluverkon kunnossapitoon liittyvien työtehtävien, kuten jakokaappitarkistuksien, tilaukset ja valvonnan. Monet muista tehtävistä, kuten sähköverkon rakennuttaminen, mittautiedon hallinta, asia-

kas palvelu ja henkilöstöhallintopalvelut, hankitaan ostopalveluina emoyhtiö Jyväskylän Energia Oy:ltä. (JES-yleisesittely 2016, 13.) JE-Siirto Oy:n avainlukuja vuosilta 2012 - 2015 on esitetty taulukossa 1.

Taulukko 1. JE-Siirto Oy:n avainluvut 2012-2015 (JES-yleisesittely 2016, 15)

	2015	2014	2013	2012
Liikevaihto (M€)	17,7	18,7	17,5	20,5
Liikevoitto (M€)	1,3	0,3	0,7	1,2
Verkkoinvestoinnit (M€)	3,6	4,7	3,4	4,9
Henkilöstö keskimäärin ¹⁾	23	22	20	20
Sähköenergian siirto GWh	627,6	639,0	640,5	653,7
Käyttöpaikkojen määrä kpl	51 860	50 950	50 006	49 496
Liittymien määrä kpl	9 894	9 819	9 734	9 623

2 Loisteho

2.1 Loisteho ilmiönä

Eräät laitteet, kuten moottorit ja muuntajat, tarvitsevat toimiakseen pätötehon P lisäksi myös loistehoa Q . Siinä missä pätöteho saa aikaan varsinaisen työn, loisteho ylläpitää magneettikenttää. Pätö- ja loisteho muodostavat laskennalliseen suureen, näennäistehon S , jonka avulla saadaan selvitettyä kolmivaiheinen kokonaisvirta I kaavan 1 mukaisesti. (TTT-Käsikirja 2000, 1.)

$$I = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{\sqrt{3} * U} = \frac{S}{\sqrt{3} * U} \quad (1)$$

missä I = virta [A]

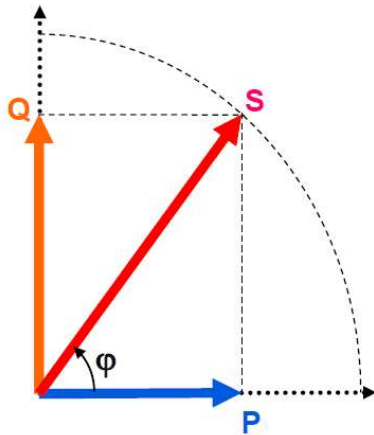
U = jännite [V]

P = pätöteho [W]

Q = loisteho [VAr]

S = näennäisteho [VA]

Pätötehon, loistehon ja näennäistehon välistä suhdetta voidaan havainnollistaa myös kuvion 1 mukaisen tehokolmion avulla.



Kuvio 1. Tehokolmion periaatekuva (Matias 2013, 7)

Tehokertoimella $\cos \varphi$ kuvataan pätötehon ja näennäistehon välistä suhdetta, joka kuvaa järjestelmän tehokkuutta (Matias 2013, 7). Tehokerroin on suurimmillaan ja samalla parhaimmillaan puhtaasti resistiivisellä kuormalla, eli kun pätöteho ja näennäisteho ovat yhtä suuret. Tällöin loistehoa ei kulu ollenkaan. Loistehon lisääntyessä näennäisteho kasvaa. Tällöin pätötehon ja näennäistehon välinen kulmaero kasvaa, ja vastaavasti tehokerroin heikkenee. Tehokerroin voidaan laskea kaavan 2 mukaisesti (Valtanen 2013, 928).

$$\cos \varphi = \frac{P}{S} \quad (2)$$

Puhtaasti resistiivisellä kuormalla kuluu pelkästään pätötehoa. Tällöin virta ja jännite kulkevat samassa vaiheessa keskenään. Loistehon vaikutuksesta virran ja jännitteen välinen vaihe-ero muuttuu. Induktiivisella kuormalla virta jää jännitettä jälkeen ja kapasitiivisella kuormalla virta kulkee jännitettä edellä. (Vatanen 2013, 925-926.)

2.2 Loistehon kompensointitarpeet

Mitä enemmän loistehoa siirretään, sitä vähemmän siirtokapasiteetista on käytettävissä pätötehon siirtoon. Lisäksi loistehon siirto lisää sähköverkon jännite-, teho- ja energiahäviöitä pelkkään pätötehon siirtoon verrattuna. (Yliaallot ja kompensointi

2006, 20.) Tästä johtuen loistehon kompensointi olisi tärkeää toteuttaa kulutuspaikan lähistöllä kompensointilaitteistojen avulla (Loistehon kompensointi ja yliaaltojen rajoittaminen 1999, 13).

Kantaverkkoyhtiö pyrkii omalla loistehon hinnoittelullaan ohjaamaan kantaverkkoon liittyvät kompensoimaan omat loistehon tarpeensa. Näin saadaan vähennettyä kantaverkossa siirretyn loistehon määrää ja siten parannettua pätötehon siirtokapasiteettia. Samalla kantaverkon häviöt pienenevät. Tarkoituksena on ylläpitää kansantaloudellista kokonaisratkaisua, jolla jaetaan loissähkön kompensointikustannukset sähköverkon käyttäjien ja ylläpitäjien kesken aiheuttamisperiaatteen mukaisesti. (Yliaallot ja kompensointi 2006, 20.)

Samoin kuin kantaverkkoyhtiön, myös jakeluverkon haltijoiden määrittelemät loissähkön hinnoittelut kannustavat sähkönkäyttäjiä kompensoimaan omat loissähkön tarpeensa. Sähkönkäyttäjän omassa verkossa loistehon siirto aiheuttaa samoja haittoja kuin jakeluverkossa sekä kantaverkossa. Loistehon siirto kasvattaa kuormitusvirtaa, jolloin tarvitaan mahdollisesti suuremmat johdinpoikkipinnat, kuin pelkän pätötehon siirtoon vaadittaisiin. Tämä suurempi kuormitusvirta voi myös johtaa suurempaan liittymän pääsulakekokoon, jolloin puolestaan jakeluverkonhaltijalle maksettava liittymismaksu sekä siirtohinnaston mukainen perusmaksu kasvavat. (Loistehon kompensointi ja yliaaltojen rajoittaminen 1999, 12.)

Vaikutusta siirtokapasiteettiin voidaan perustella yksinkertaistetusti aiemmin esitetyllä kaavalla 1. Siitä huomattiin, että myös loisteho vaikuttaa sähköverkossa siirrettävään kokonaisvirtaan. Mikäli loisteho saadaan poistettua kaavasta 1 kompensoinnilla, häviää myös sen vaatima osa kokonaisvirrasta, jolloin vastaavasti pätötehon siirtokapasiteetti paranee kompensointia edeltävässä verkossa (Yliaallot ja kompensointi 2006, 82).

Jännitteenalenemaan on mahdollista vaikuttaa loistehon kompensointilaitteistoilla. Kompensoinnin vaikutus jännitteenalenemaan voidaan laskea likimäärin kaavan 3 avulla (Yliaallot ja kompensointi 2006, 85).

$$U_a \approx R * I_p + X * I_q \quad (3)$$

missä U_a = jännitteenalenema (V)

I_p = pätövirta (A)

I_q = loisvirta (A)

R = siirtoverkon resistanssi (Ω)

X = siirtoverkon reaktanssi (Ω)

Kompensointilaitteistoja käytettäessä verkon loisvirta pienenee eli myös jännitteenalenema pienenee. Kompensoinnin vaikutus jännitteenalenemaan kasvaa johdinten poikkipintojen kasvaessa, jolloin myös johtimen reaktanssi kasvaa. Vastaavasti myös johtimien pituudella on merkitystä, sillä poikkipinnaltaan sama pitempi kaapeli tietää myös suurempaa kaapelin kokonaisreaktanssia. (Yliaallot ja kompensointi 2006, 85.)

2.3 Loistehon aiheuttamat häviöt

Siirrettäessä sähkötehoa kuormitusvirta lämmittää johtoja aiheuttaen häviöitä. Häviöistä aiheutuu kustannuksia, joten niitä pyritään välttämään. Jakeluverkossa ilmenevät johtimien pätö- ja loistehohäviöt voidaan laskea kaavojen 4-7 mukaisesti. (Elovaara & Laiho 1988, 137–138.)

Pätötehohäviöt saadaan kaavalla 4

$$P_h = 3 * I^2 * R \quad (4)$$

joka voidaan virtakomponenttien mukaan muotoilla muotoon

$$P_h = 3 * (I_p^2 + I_q^2) * R \quad (5)$$

ja edelleen muotoon

$$P_h = \left(\frac{P}{U}\right)^2 * R + \left(\frac{Q}{U}\right)^2 * R \quad (6)$$

joissa $P_h =$ pätötehohäviöt (W)
 $R =$ johdon kokonaisresistanssi (Ω).

Loistehohäviöt voidaan esittää samoin muodossa

$$Q_h = \left(\frac{P}{U}\right)^2 * X + \left(\frac{Q}{U}\right)^2 * X \quad (7)$$

missä $Q_h =$ loistehohäviöt (VAr)
 $X =$ johdon kokonaisreaktanssi (Ω).

Yhteistä näille johdetuille häviötehojen kaavoille 6 ja 7 on se, että molemmat koostuvat kahdesta eri osatekijästä, joista toinen on riippuvainen siirrettävän loistehon määrästä. Loistehoa kompensoimalla saadaan pienennettyä loistehon määrää ja siten myös pienennettyä sähköverkon häviöitä. (Elovaara & Laiho 1988, 138.)

2.4 Sähköjakeluverkon maakaapeloinnin vaikutukset

Maakaapelointi on lisääntynyt runsaasti viime vuosina. Vuoden 2013 syyskuussa voimaan astuneessa sähkömarkkina-laissa määritellään, ettei myrskyn tai lumikuorman aiheuttama jakeluverkon vikaantuminen saa aiheuttaa asemakaava-alueella yli 6 tunnin tai asemakaavan ulkopuolella yli 36 tunnin pituista sähköjakelun keskeytystä. Näiden vaatimusten tulee täytyä viimeistään vuoden 2028 loppuun mennessä. Lisäksi on määritetty siten, että vuonna 2019 vaatimusten tulee täytyä 50 %:lla jakeluverkon asiakkaista, sekä vuonna 2023 75 %:lla jakeluverkon asiakkaista vapaa-ajan asuntoja lukuun ottamatta. (L 588/2013, 51 §, 117 §, 119 §.)

Tässä opinnäytetyössä tarkoitetaan tästä eteenpäin kaapeleiden tuottamalla loisteholla kapasitiivisen loistehon muodostumista. Vastaavasti loistehon kulutuksella tarkoitetaan induktiivisen loistehon muodostumista.

Yksi keino lisätä jakeluverkon käyttövarmuutta on jakeluverkon ilmajohtojen maa-kaapelointi. Kuvioita 2 – 4 tarkasteltaessa tulee huomioida, että kuvaajissa kaapeleiden tuottama kapasitiivinen loisteho on esitetty etumerkiltään positiivisena ja vastaavasti kaapeleiden kuluttama loisteho negatiivisena.

Kaapeleiden ja avojohtojen loistehotaseet on laskettu kaavan 8 avulla (Väisänen 2012, 41).

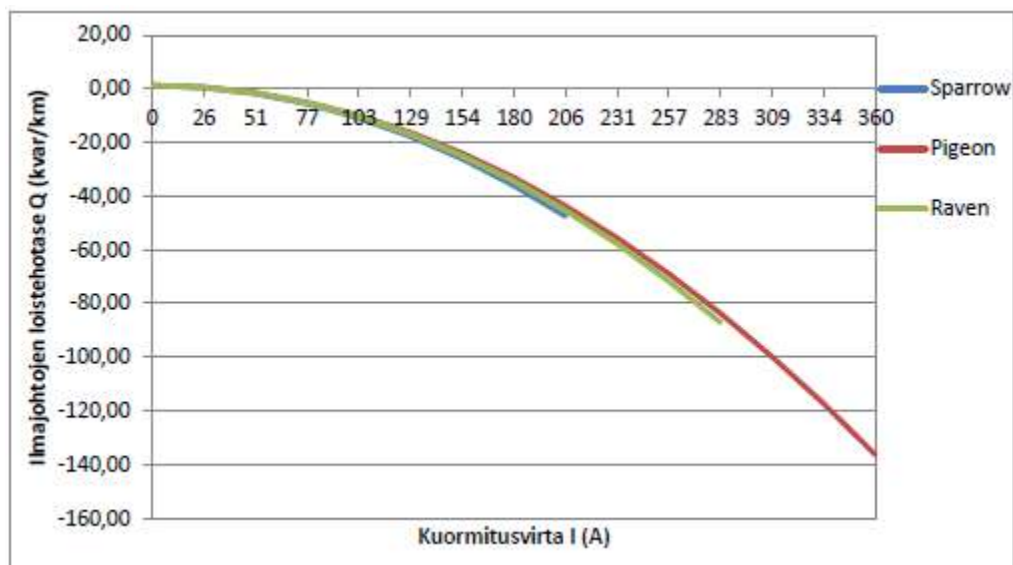
$$Q_T = U^2 \omega C - 3I^2 \omega L \quad (8)$$

missä Q_T = johtojen tuottama kapasitiivinen loisteho (VAR/km)

C = kokonaiskapasitanssi (F/km)

L = vaiheinduktanssi (L/km)

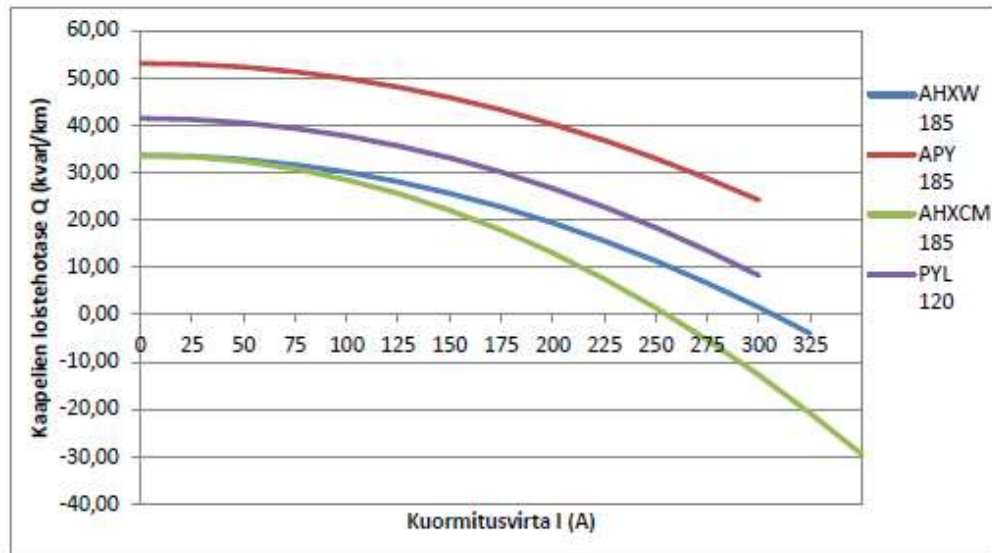
Kuviossa 2 on esitetty yleisesti jakeluverkoissa käytettyjen keskijänniteilmajohtojen kuluttama loisteho eri kuormitusvirroilla.



Kuvio 2. Keskijänniteilmajohtojen loistehotase eri kuormitusvirroilla (Väisänen 2012, 46)

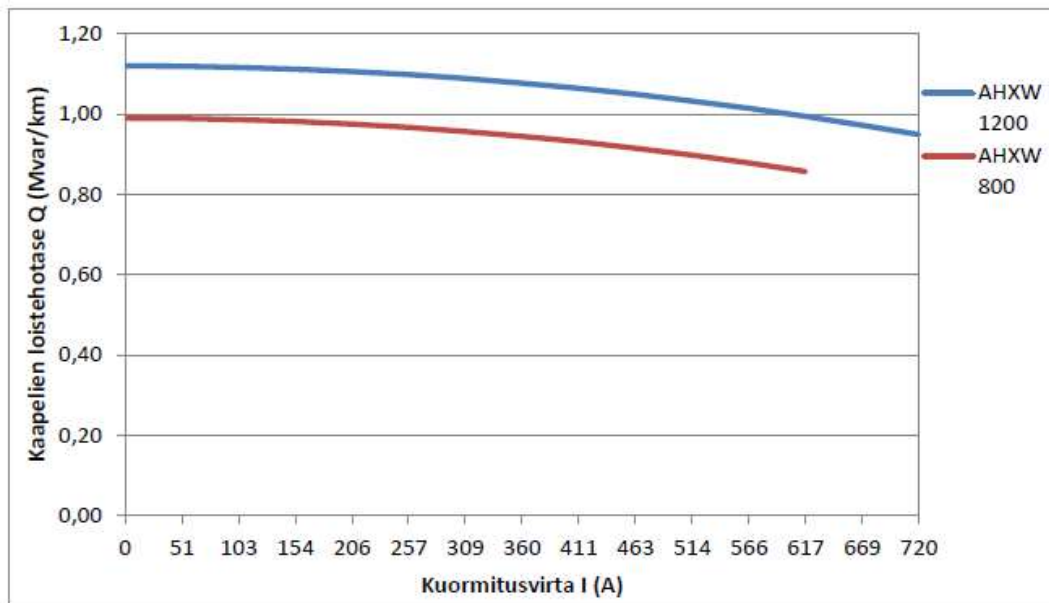
Kuviosta 2 huomataan, että keskijänniteverkon ilmajohtot tuottavat hyvin pienillä kuormitusvirroilla hieman loistehoa, mutta kuormitusvirran kasvaessa ilmajohtot al-

kavat kuluttamaan loistehoa. Maakaapelit sen sijaan tuottavat loistehoa lähes kuormitusvirrasta riippumatta. Kuten kuviossa 3 on esitetty, kaapelit tuottavat eniten loistehoa silloin, kun kuormitus on pienimmillään. Aivan kuormitettavuuden maksimirajoilla osa maakaapeleista alkaa kuluttamaan loistehoa. (Väisänen 2012, 45.)



Kuvio 3. Keskijännitemaakaapeleiden loistehotase eri kuormitusvirroilla (Väisänen 2012, 45)

Suurjännitemaakaapelit tuottavat merkittävästi enemmän kapasitiivista loistehoa kilometriä kohden kuin keskijännitemaakaapelit. Tämä on seurausta siitä, että kaapeleiden loistehon tuotanto on riippuvainen jännitteen neliöstä kaavan 8 mukaisesti. Suurjännitemaakaapeleiden tuottaman loistehon määrää eri kuormitusvirroilla on havainnollistettu kuviossa 4. (Väisänen 2012, 47.)



Kuvio 4. Suurjännitemaakaapeleiden loistehotase eri kuormitusvirroilla (Väisänen 2012, 42)

Jakeluverkkoyhtiöt pyrkivät nostamaan kaapelointiasteensa mahdollisimman korkealle, ja näin pienentämään säästä aiheutuvia sähkönjakelun keskeytyksiä. Tämä tarkoittaa maakaapeleiden osuuden kasvamista jakeluverkossa edelleen. Täten myös maakaapeleiden tuottama loistehon määrä jakeluverkoissa tulee kasvamaan myös tulevien vuosien aikana.

3 Loistehon kompensointilaitteistot ja niiden sijoittaminen

Kompensointilaitteistoja voidaan hyödyntää eri puolilla verkkoa. Jakeluverkkoyhtiön näkökulmasta kompensointi on mahdollista toteuttaa jakeluverkon eri osissa tai keskitetysti sähköasemalla. Sähköasemalla kompensoidessa tyypillistä on kompensointilaitteistojen pieni lukumäärä, mutta suuri nimellisteho. Sen sijaan mikäli kompensointilaitteistoja sijoitetaan verkon varrelle eri paikkoihin, on nimellisteholtaan pienempiä kompensointilaitteistoja oltava useampia.

Sähköasemalla kompensoidessa saadaan vähennettyä sekä kantaverkosta otetun loistehon määrää että päämuuntajan häviöitä. Sähköasemalla tapahtuvan kompen-

soinnin etuihin kuuluu myös mahdollisuus tarvittaessa käyttää kondensaattoriparistoja nostamaan jännitettä sähköaseman varasyöttötilanteissa. (Yliaallot ja kompensointi 2006, 87.)

Vaihtoehtoisesti kompensointilaitteistoja voidaan sijoittaa myös jakeluverkon alueelle hajautetusti. Näin on mahdollista kompensoida loisteho lähempänä sen syntyä paikkaa, jolloin myös jakeluverkon siirtohäviöt pienenevät. (Holmlund 2013, 18.) Hajautettu kompensointi vaatii kuitenkin useita eri laitteistoja, jolloin laitteiden hankinta ja ylläpitokustannukset lisääntyvät.

Kondensaattoriparistot

Useamman rinnan ja sarjaan kytketyn standardikokoisen kondensaattoriyksikön kokonaisuutta kutsutaan kondensaattoriparistoksi. Verkon mitoitusjännite määrittää tarvittavien sarjaan kytkettyjen yksiköiden lukumäärän. Pariston teho puolestaan määritetään rinnankytkettyjen yksiköiden lukumäärää muuttamalla. Suomessa 110 kV verkossa käytettävät kondensaattoriparistot ovat yleisimmin kooltaan 20 MVar - 50 MVar, kun taas keskijänniteverkossa kondensaattoriparistojen koot ovat yleisimmin 1-5 MVar. (Elovaara & Haarla 2011, 228.)

Kondensaattoriparistoja käytettäessä puhutaan rinnakkaiskompensoinnista tai sarjakompensoinnista riippuen siitä, kuinka kondensaattoriparisto on kytketty verkkoon. Maan ja vaiheen välille kytkettynä kondensaattoriparistosta käytetään nimitystä rinnakkaiskondensaattori, kun taas sarjakondensaattori on kytketty johdon kanssa sarjaan. Rinnakkaiskondensaattoreita käytetään suoraan kuorman rinnalla tai sähköasemilla, ja vastaavasti sarjakondensaattoreita käytetään kompensoimaan verkon reaktansseissa syntyvät jännitehäviöt johdonvarsilla. (Elovaara & Laiho 1988, 122.)

Rinnakkaiskondensaattoria käytetään sähköasemalla pääasiassa loistehon kompensointiin, mutta tarvittaessa niitä voidaan hyödyntää myös siirtokapasiteetin lisäämistä vaativissa tilanteissa. Tällainen tilanne voi esiintyä, mikäli 110/20 kV päämuuntaja tai sen 110 kV syöttöjohto on poissa käytöstä esim. laiteaurion seurauksena.

Tällöin sähköasemaa syötetään viereisiltä sähköasemilta 20 kV:n verkon kautta, jolloin varasyötöille siirtorajoitteita aiheutuu pääasiassa jännitteenalenemasta. Jännitteenalenemaa voidaan kuitenkin pienentää kytkemällä kompensointikondensaattorit varasyötettävän sähköaseman keskijännitekiskoon. Tilanne johtaa yleensä ylikompensointiin, jonka seurauksena sähköasemaa syöttävällä varasyöttöyhteydellä tapahtuva jännitteenalenema pienenee. (Lakervi & Partanen 2009, 131-132.)

Kompensointikondensaattoreita käytettäessä on kuitenkin huolehdittava, ettei resonanssivaaraa pääse syntymään verkon induktanssien ja kompensointikondensaattorin välille. Lisäksi kompensointikondensaattoreita mitoittaessa tulee huomioida kondensaattoripariston kytkennän aiheuttaman jännitemuutoksen suuruus. Resonanssitaajuus sekä likimääräinen prosentuaalinen jännitemuutos on mahdollista selvittää kaavoilla 9 ja 10, mikäli tunnetaan verkon oikosulkuteho sekä verkkoon kytkettävän kondensaattoripariston nimellisteho. (Yliaallot ja kompensointi 2006; 66, 78.)

$$f_{res} = \sqrt{\frac{S_k}{Q_c}} * f \quad (9)$$

missä, f = Verkon nimellistaajuus (Hz)
 f_{res} = resonanssitaajuus (Hz)
 S_k = Verkon oikosulkuteho (MVA)
 Q_c = kondensaattorin nimellisteho (MVar)

$$dU \approx \frac{Q_c}{S_k} * 100 \% \quad (10)$$

missä, dU = Prosentuaalinen jännitemuutos (%)

Kondensaattoriparistojen etuina voidaan pitää niiden alhaista hintaa verrattuna automatiikkaa sisältäviin kompensointiratkaisuihin. Kondensaattoriparistojen kytkemisestä aiheutuu kuitenkin kytkentätransientteja, jotka kuormittavat verkon komponentteja. Lisäksi on huomioitava resonanssivaaran muodostuminen, tuotettavissa

olevan loistehon säädeltävyyden puute sekä hitaus; verkosta irti kytketyn kondensaattoripariston on annettava purkautua, ennen kuin se voidaan jälleen kytkeä verkkoon. (Ebert, W. 2012, 13.)

Reaktori

Suomen kantaverkossa käytetään enimmäkseen ilmasydämissä ja ilmaeristeisiä reaktoreita. Ne koostuvat kolmesta yksivaiheisesta kelasta, jotka on muodostettu samankorkuisista ja -keskisistä sylinterinmuotoisista käämeistä. (Elovaara & Haarla 2011, 226.) Reaktoreiden kytkentä tapahtuu useimmiten katkaisijan välityksellä suurjännitemuuntajan tertiäärikäämeihin (Yliaallot ja kompensointi 2006, 59).

Reaktoreilla saadaan aikaan vastakkainen vaikutus loistehon tuotantoon kuin kondensaattoriparistoilla. Kondensaattoriparistoilla tuotetaan loistehoa, kun taas reaktorilla kulutetaan sitä (Yliaallot ja kompensointi 2006, 58).

Muuntaja-kuristin

Muuntaja-kuristin on ABB Oy:n kehittämä kuristimen ja jakeluverkkomuuntajan sisältämä laite, jota voidaan hyödyntää kapasitiivisen loistehon kompensoinnissa. Näillä laitteilla voidaan kuluttaa 200 kVAR loistehoa verkosta. Niitä suositellaan asennettavaksi jakeluverkossa on noin 8-10 km välein jakeluverkon eri osiin. (Holmlund 2013, 18.) Toisin kuin aiemmin esitetyillä kompensointilaitteistoilla, muuntaja-kuristimilla loistehon kompensointi tapahtuu jakeluverkon varrella eikä keskitysti sähköasemilla.

Hajautetun kompensoinnin etuina voidaan pitää sitä, että loisteho on mahdollista kompensoida lähempänä sen syntypaikkaa (Holmlund 2013, 18). Ratkaisu sopii etenkin haja-asutusalueille sekä taajama-alueille (Virtanen 2013, 18). Samalla kuitenkin tulee huomioida, että reaktoria vastaavan kompensointikyvyn saaminen aikaan hajautetulla mallilla vaatii useampia laitteita jaoteltuna ympäri jakeluverkkoa.

4 Kantaverkkosopimus 2016

Kantaverkkosopimus on Suomen kantaverkkoyhtiö Fingridin ja kantaverkkoon liittyneiden asiakkaiden välinen sopimus, jossa on määritelty sopimuksen eri osapuolten oikeudet, vastuut ja velvollisuudet. Kantaverkkosopimus uusittiin vuoden 2016 alussa. (Kantaverkkosopimus 2016, 3.) Tämän opinnäytetyön kannalta oleellimmat uudistukset edeltäviin kantaverkkosopimukseen verrattuna olivat muutokset loissähkön hinnoittelussa.

Loissähkön siirto sähköverkossa on lisääntynyt reilusti viime vuosien aikana. Lisäksi edelleen meneillään oleva keskijänniteverkon aktiivinen maakaapelointi pahentaa tilannetta entisestään. Teknisistä ja taloudellisista syistä loistehon siirto pitkiä matkoja ei ole järkevää. Yhdessä nämä tekijät ovat saaneet kantaverkkoyhtiö Fingrid Oyj:n muuttamaan loistehon seurantamallia alueellisesta seurannasta liittymispistekoh-taiseksi. (Lausunto sidosryhmien antamista kantaverkkosopimuksen palautteista 2015, 8.)

Vuoden 2015 kesän aikana Fingrid joutui kytkemään kantaverkon voimajohtoja irti verkosta varmistukseksi, ettei loistehoa pääsyt muodostumaan liikaa ja että jännitetasot saatiin pysymään turvallisella tasolla. Yhteyksien kytkeminen irti heikentää verkon käyttövarmuutta, joten tällaisia tilanteita tulisi pystyä välttämään. (Huikari 2016, 20–21.)

4.1 Loistehon hinnoitteluperiaatteet

Aikaisempien kantaverkkosopimusten mukaisesti sähköverkon kannalta keskenään läheisistä yhden tai useamman asiakkaan eri liittymispisteistä muodostettiin seuranta-alueita, joille muodostettiin omat loissähköikkunansa. Seuranta-alueista huolimatta loistehon siirto mitattiin kuitenkin liittymispisteittäin, aivan kuten nykyisinkin. Mikäli koko seuranta-alueen loissähköikkuna ylittyi, oli mahdollista laskuttaa ylityksestä vastuussa ollutta liittymispisteen haltijaa. (Loissähkön toimituksen ja loisteho-reservin ylläpito n.d., 1-4.)

Seuranta-alueiden ollessa vielä käytössä oli mahdollista, että asiakkaan jokin liittymispiste otti verkosta enemmän loistehoa tai vastaavasti syötti enemmän loistehoa verkkoon, kuin mitä kyseisen liittymispisteen loissähköikkuna antoi myöten. Tästä ei kuitenkaan välttämättä aiheutunut loisteho- ja loisenergiamaksuja asiakkaan maksettavaksi. Tämän mahdollisti se, että seuranta-alueita tarkasteltiin yhtenä kokonaisuutena, ja mikäli edellä mainittu ylitys ei aiheuttanut koko seuranta-alueen loissähköikkunan ylittymistä, säästyivät liittymispisteen haltija tällöin myös maksuilta.

Kantaverkkosopimus 2016 määrittää, että jokainen liittymispiste käsitellään erikseen, eli edellä kuvatusta seuranta-alueiden käytöstä on luovuttu. Jokaiselle liittymispisteelle lasketaan oma loissähköikkuna luvuissa 4.2.1 ja 4.2.2 esitetyn mukaisesti. Tämä määrittää, kuinka paljon loistehoa voidaan ottaa kantaverkosta tai antaa kantaverkkoon ilman, että siitä aiheutuu asiakkaalle erillisiä kustannuksia. (Loissähkön toimituksen ja loistehoreservin ylläpito 2016, 3.)

Välttyäkseen loisteho- ja loisenergiamaksuilta tulee kantaverkon asiakkaiden vuodesta 2017 alkaen huolehtia aiempaa tarkemmin siitä, että jokainen liittymispiste erikseen pysyy loissähköikkunan rajoissa. Loisteho- ja loisenergiamaksujen määräytymisperusteita on käsitelty tarkemmin luvussa 4.2.3.

4.2 Liittymispistekohtaisen loissähköikkunan muodostuminen

4.2.1 Kulutuksen aikaiset loissähköikkunan raja-arvot

Liittymispistekohtaisen loissähköikkunan raja-arvot Q_D ja Q_{D1} lasketaan kantaverkkosopimuksen määritelmien mukaisesti kulutukselle kaavojen 11 ja 12 mukaan (Loissähkön toimituksen ja loistehoreservin ylläpito 2016, 2-3).

$$Q_D = 0,16 * \frac{W_{\text{otto}}}{t_k} + 0,1 * \frac{P_{\text{netto}}}{0,9} \quad (11)$$

ja

$$Q_{D1} = -0,25 * Q_D \quad (12)$$

- missä
- Q_D = Kulutuksen aikainen loistehon ottoraja (MVar)
 - Q_{D1} = Kulutuksen aikainen loistehon antoraja (MVar)
 - W_{otto} = Liittymispisteen ottoenergia vuodessa (MWh)
 - $t_k = 5000 \text{ h}$ (huipunkäyttöaika, muu kulutus)
 - $t_k = 7000 \text{ h}$ (huipunkäyttöaika, prosessiteollisuus)
 - P_{netto} = liittymispisteen takaisten voimalaitosten nettosähkötehojen summa (MW)
 - jos voimalaitoksen teho $\leq 1 \text{ MW}$, $P_{\text{netto}} = 0$
 - jos summateho yli 450 MW, se ei enää kasvata Q_D arvoa.

Kantaverkkosopimuksessa on määritetty, että Q_D -arvo on voimajohtoliitynnöillä vähintään 2 MVar sekä kytkinasemaliitynnöillä vähintään 4 MVar (Loissähkön toimituksen ja loistehoreservin ylläpito 2016, 3). Liityntätavat eroavat toisistaan siten, että voimajohtoliitynnällä tarkoitetaan asiakkaan liittymistä suoraan kantaverkon voimajohtoon, ja vastaavasti kytkinasemaliitynnällä sitä, että liityntä kantaverkkoon tapahtuu Fingridin kytkinkojeiston kautta (Liittymistavan valinta 2016, 8-9). Liittymistapa määritellään jokaiselle liittymispisteelle erikseen kantaverkon siirtokyky, käyttövarmuus, sähköturvallisuus, tekniset toteutusvaihtoehdot, kustannukset ja ympäristövaikutukset huomioiden (Parviainen & Sederlund n.d, 4).

4.2.2 Tuotannon aikaiset loissähköikkunan raja-arvot

Uudessa kantaverkkosopimuksessa on määritetty, että mikäli liittymispisteen takana on kulutuksen lisäksi myös teholtaan yli 1 MW:n voimalaitoksia, loistehon anto- ja ottorajat Q_G ja Q_{G1} tuotannolle määritetään kaavojen 13, 14 ja 15 mukaisesti. Nämä raja-arvot ovat voimassa aina, kun liittymispisteen kautta tuotetaan pätötehoa kantaverkkoon. (Loissähkön toimituksen ja loistehoreservin ylläpito 2016, 3-5.)

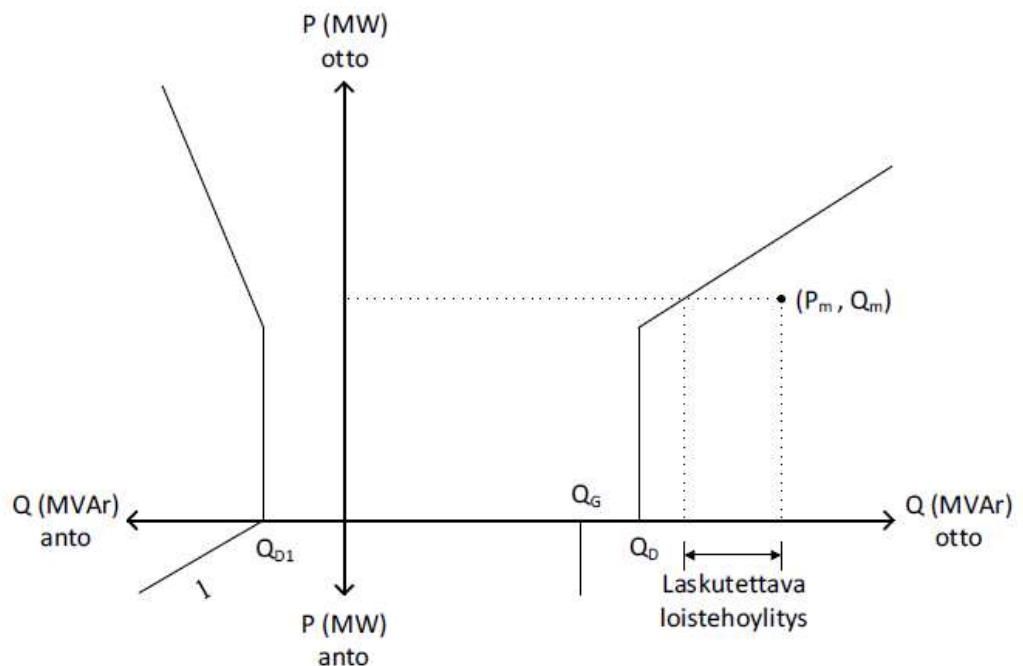
$$Q_G = 0,1 * \frac{P_{\text{netto}}}{0,9} \quad (13)$$

ja

4.2.3 Loissähköikkunan ylityksistä aiheutuvat kustannukset

Kantaverkkosopimuksessa määritellään, että mikäli liittymispisteessä mitattu loissähkön oton tai annon keskituntiteho on liittymispisteelle määritellyn loissähköikkunan rajojen ulkopuolella, koituu siitä loisteho- ja loisenergiamaksuja asiakkaan maksettavaksi. Keskituntitehojen tarkastelu sekä laskutus ylityksistä suoritetaan kuukausikohdaisesti. Kantaverkkosopimuksessa on kuitenkin lievennyksenä mainittu, että viisikymmentä itseisarvoltaan suurinta loissähköikkunan ylitystä jätetään huomioimatta kuukausittaisessa laskutuksessa. Näitä pienemmistä loissähköikkunan rajojen ylityksistä laskutetaan asiakasta voimassa olevan loistehon hinnoittelun mukaisesti. (Loissähkön toimitus ja loistehoreservin ylläpito 2016, 4.)

Laskutettavaa loistehon ylitystä on havainnollistettu kuviossa 6, jossa P_m, Q_m -pari vastaa yhden tunnin aikana siirrettyä pätö- ja loistehon keskituntitehoja (mts. 8). Liityntäpisteille kuukautta kohti näitä keskituntitehojen pisteitä tulee olemaan kuvaajassa kuukauden jokaisen tunnin osalta erikseen. Edellisen kappaleen mukaisesti, mikäli näitä P_m, Q_m -pareja on kuitenkin alle viisikymmentä rajojen ulkopuolella, ei asiakasta laskuteta ylityksistä.



Kuvio 6. Loissähköikkunan ylitysten mukainen laskutusperiaate (Loissähkön toimitus ja loistehoreservin ylläpito 2016, 8)

Hinnoittelu tullaan ottamaan käyttöön portaittain vuosien 2016 ja 2019 välillä taulukon 2 mukaisesti. Vuodesta 2019 alkaen loisteho- ja loisenergiamaksut säilyvät sellaisenaan toistaiseksi. (mts. 8.)

Taulukko 2. Vuoden 2016 kantaverkkosopimuksen mukainen loistehon hinnoittelu

Vuosi	Loistehomaksu €/MVA_r	Loisenergiamaksu €/MVA_rh
2016	Ei peritä maksua	Ei peritä maksua
2017	333	5
2018	666	5
2019	1000	5

5 JE-Siirto-Oy:n liittymispisteet kantaverkkoon

JE-Siirto Oy:llä on jakelualueellaan neljä liittymispistettä kantaverkkoon. Liittymispisteet sijaitsevat Keljon, Hämeenlahden ja Kangasvuoren sähköasemilla sekä Rauhalahden voimalaitoksen yhteydessä, josta on suora yhteys Tourulan sähköasemalle. (Helin 2016.) JE-Siirto Oy:n jakelualue sekä sähköasemien sijainnit on havainnollistettu liitteessä 1.

Alaluvuissa 5.1 – 5.4 käsitellään liittymispistekohtaisesti JE-Siirto-Oy:n nykyisin käytämiä loistehon kompensointiratkaisuja liittymispisteittäin sekä kartoitetaan, kuinka hyvin mikäkin liittymispisteistä pysyy loissähköikkunan raja-arvojen sisäpuolella. Luvussa 5.5 käydään läpi, minkä suuruisia loisteho- ja loisenergiamaksuja JE-Siirto olisi joutunut maksamaan vuosien 2015 ja 2016 aikana, mikäli vuoden 2019 mukainen täysimääräinen hinnoittelu olisi ollut jo voimassa kyseisten vuosien aikana. Tämä tulee olemaan oleellisena osana arvioitaessa liittymispisteiden nykyisten loistehon kompensointilaitteistojen soveltuvuutta nykyiseen tilanteeseen sekä sitä, onko uusiin laitteistoihin sijoittaminen taloudellisesti kannattavaa toteuttaa.

JE-Siirto-Oy:n käyttämät loistehon kompensointilaitteistot koostuvat jokaisen liittymispisteen osalta sähköasemilla sijaitsevista kahdesta erisuuruudesta kondensaattoriparistosta. Ne ovat nimellistehonsa puolesta kiinteitä. Tällä tarkoitetaan, ettei kondensaattoriparistojen tuottama loisteho ole säädettävissä vaan kondensaattoriparistot tuottavat verkkoon nimellistehonsa verran loistehoa nimellisjännitteellä ollessaan verkkoon kytkettynä. Todellisuudessa kondensaattoriparistojen tuottamat loistehomäärät jäävät hieman näennäistehoja pienemmiksi, sillä toimeksiantajan jakeluverkon jännite on hieman kondensaattoriparistojen nimellisjännitettä pienempi.

Kondensaattoriparistot kytketään sähköasemien 20 kV kiskostoihin muiden syöttölähtöjen rinnalle jokainen oman katkaisijansa välityksellä. Kondensaattoriparistot vaativat jokainen oman lähtökennon sähköasemalta kalustettuna katkaisijalla, erottimilla, virta- ja/tai jännitemuuntajilla. Laitteistot tulee suojata siten, ettei niiden käytöstä aiheudu vaaraa henkilöille tai vahinkoa muille sähköverkon laitteistoille. Kondensaattoriparistojen kytkeminen verkkoon ja verkosta irti suoritetaan käsin etänä JE-Siirto-Oy:n käyttökeskuksesta käyttöpäivystäjien toimesta (Moisio 2016).

5.1 Rauhalahdi

Varsinainen Rauhalahden liittymispiste kantaverkkoon sijaitsee Suomen kantaverkko-yhtiö Fingrid Oyj:n omistamalla Rauhalahden 110 kV kytkinasemalla, josta kulkee JE-Siirto-Oy:n 110 kV ilmajohtoyhteys Tourulan 110/20 kV sähköasemalle. liittymispisteen kulutus kulkee siis kokonaisuudessaan Tourulan sähköaseman kautta. Myös loistehon kompensointi kyseisen liittymispisteen osalta suoritetaan Tourulan sähköasemalla. Tourulan sähköaseman syöttämällä JE-Siirto-Oy:n jakeluverkon alueella on pääasiassa kaupungin keskustan asuin-, liike- ja toimistorakennuksia.

Tourulan sähköasema on rakennettu vuonna 1982. Myös loistehon kompensointiin käytettävät kompensointiparistot ovat samaiselta vuodelta, ja ne on valmistanut Nokian Kondensaattoritehdas. Kondensaattoriparistoista nimellisteholtaan pienempi on tyypiltään 12 USNP ja se on nimellisteholtaan 3 MVar. Nimellisteholtaan suurempi on tyypiltään 24 USNP ja sen nimellisteho on 6 MVar. Kondensaattoriparistot koostuvat

tyyppinsä mukaisesti 12 tai 24 yksivaiheisesta kondensaattoriyksiköistä, jotka ovat nimellisteholtaan 250 kVAr. Kuviossa 7 on esitetty kuva Tourulan sähköasemalla sijaitsevasta, nimellisteholtaan pienemmästä, 3 MVar kondensaattoriparistosta. Tourulan kondensaattoriparistoista nimellisteholtaan suurempi sekä muilla sähköasemilla sijaitsevat kondensaattoriparistot ovat pääosin vastaavan näköisiä kuin kuviossa 7 oleva kondensaattoriparisto, joskin yksittäisten kondensaattoriyksiköiden lukumäärä vaihtelee aiemmin esitetyn mukaisesti.



Kuvio 7. Kondensaattoriparisto, nimellisteho 3 MVar

Jyväskylän alueella toimii kaksi Jyväskylän Energia Oy:n omistamaa voimalaitosta, joista toinen on Rauhalahden voimalaitos. Vielä toistaiseksi Rauhalahden voimalaitoksella sekä JE-Siirto-Oy:n Rauhalahden liittymispisteellä on voimassa ns. netotussopimus, jonka vuoksi näitä liittymispisteitä kantaverkkoon on käsitelty yhtenä. Kyseisestä netotussopimuksesta ollaan kuitenkin parhaillaan luopumassa, ja tästä johtuen tässä opinnäytetyössä Rauhalahden liittymispistettä käsitellään JE-Siirto-Oy:n näkökulmasta omanaan eli ikään kuin netotussopimus olisi jo purettu. Tämä tarkoittaa,

että Rauhalahden voimalaitoksen vaikutus loissähköikkunan raja-arvoihin sekä tarkasteltavan ajanjakson aikaiset mittaustulokset on jätetty huomioimatta.

Liitteen 2 kuvaajassa on kuvattu Rauhalahden liittymispisteessä siirrettyjen pätö- ja loistehojen määrät tuntikohtaisesti opinnäytetyön tarkasteltavaksi ajanjaksoksi valitun vuoden 2015 tammikuun ja vuoden 2016 lokakuun väliseltä ajalta. Kuvaajan pystyakselin nollatason yläpuolella on esitetty pätö- ja loistehon keskituntitehojen ottomäärät kantaverkosta (kulutus), ja vastaavasti nollatason alapuolella pätö- ja loistehon keskituntitehojen antomäärä kantaverkkoon (tuotanto). Kuvaajassa kantaverkosta otettu teho on siis kuvattu positiivisena, sekä kantaverkkoon syötetty teho negatiivisena. Lisäksi kuvaajassa on esitetty mustalla liittymispisteille erikseen määritetyt loistehon otto- ja antorajat, joista ylempi kuvaa ottorajaa ja alempi antorajaa. Muiden liittymispisteiden liitteenä olevia kuvaajia luetaan vastaavasti.

Liitteen 2 kuvaajasta voidaan havaita, että loissähkö pysyy pääosin loissähköikkunan rajoissa. Talvikuukausien aikana 3 MVAR kondensaattoriparisto on ollut jatkuvasti kytkettynä verkkoon, ja tämän johdosta kyseisenä aikana loisteho on ollut toistuvasti antorajan tuntumassa yöaikana sekä viikonloppuisin, jolloin kulutus on pienempää. Vuoden 2015 huhtikuussa tapahtuva selvä muutos mitatussa loistehon määrässä on seurausta siitä, että tällöin nimellisteholtaan 3 MVAR kondensaattoriparisto on kytketty irti verkosta. Tästä alkaen aiemmin sen tuottamaa loistehoa on alettu ottamaan kantaverkosta aina lokakuuhun asti, jolloin samainen kondensaattoriparisto on kytketty jälleen verkkoon. Tämä havainnollistaa hyvin kondensaattoripariston vaikutusta kantaverkosta otettavaan tai sinne syötettävään loistehon määrään.

5.2 Hämeenlahti

Hämeenlahden sähköasema on rakennettu vuonna 1989. Hämeenlahdessa loistehon kompensointiin käytettävät kondensaattoriparistot ovat niin ikään kyseiseltä vuodelta ja ne on valmistanut Nokian Kondensaattorit. Nämä kondensaattoriparistot ovat tyypiltään 12 PSLP ja 18 PSLP sekä nimellistehoiltaan 3 ja 6 MVAR. Nimellisteholtaan 3 MVAR kondensaattoriparistossa on nimellisteholtaan 250 kVAR kondensaatto-

riyksiköitä yhteensä 12 kappaletta. Suurempi, 6 MVAR kondensaattoriparisto, koostuu sen sijaan nimellisteholtaan 333 kVAR kondensaattoriyksiköistä, joita on yhteensä 18 kappaletta. Hämeenlahden syöttämä jakeluverkon alue koostuu pääosin asuinalueesta sekä pienestä määrästä pienteollisuutta.

Hämeenlahden liittymispisteen loissähköikkuna vuoden 2015 tammikuun ja vuoden 2016 lokakuun välillä on esitetty liitteen 3 kuvaajassa. Kyseisen liitteen kuvaajaa tarkasteltaessa huomataan, että Hämeenlahden liittymispisteessä loistehon osalta pysytään suurin osa vuodesta suhteellisen hyvin loissähköikkunan rajoissa huolimatta loissähköikkunan pienestä koosta. Molempien tarkasteltavien vuosien toukokuun ja heinäkuun välisenä aikana huomataan kuitenkin pienen kulutuksen aikana ilmenevä selvä trendi, jolloin tapahtuu runsaasti antorajan ylityksiä. Myös vuositasolla on esiintynyt selviä vaihteluita. Verrattaessa vuotta 2015 ja vuotta 2016 keskenään huomataan myös, että vuonna 2015 kesäkuukausien aikana pätötehon kokonaiskulutus oli pienempää, jolloin myöskään loissähköä ei kulunut vastaavasti kuten vuoden 2016 kesäkuukausien aikana. Tämän seurauksena vuonna 2015 tapahtui enemmän loissähköikkunan antorajan ylityksiä kuin 2016.

Pienen kulutuksen aikana myös muiden JE-Siirto-Oy:n liittymispisteiden osalta esiintyy tilanteita, jossa maakaapelit tuottavat jakeluverkossa enemmän loissähköä mitä sitä kulutetaan. Muilla asemilla jää keskimäärin kuitenkin huomattavasti enemmän marginaalia loissähköikkunan antorajaan nähden.

5.3 Kangasvuori

Kangasvuoren sähköaseman kompensointilaitteistot ovat vuodelta 1979. Kondensaattoriparistoja on kaksi ja ne ovat Nokian Kondensaattoritehtaan valmistamia. Paristot ovat nimellisteholtaan 3 ja 6 MVAR ja tyypiltään ne ovat USNP 12 ja USNP 24, samoin kuten Tourulan sähköasemalla. Kondensaattoriparistot koostuvat nimellisteholtaan 250 kVAR kondensaattoriyksiköistä. Kangasvuoren syöttämällä jakeluverkon alueella on paljon pienteollisuutta, liiketiloja sekä asuinkiinteistöjä.

Kangasvuoren liittymispiste on Hämeenlahden liittymispisteen tavoin kytkeytynyt voimajohtoliityntänä kantaverkkoon. Toisin kuin Hämeenlahdessa, Kangasvuoren liittymispisteen kautta kantaverkosta otettu vuoden kokonaisenergia on ollut riittävää yli kaksinkertaistamaan loissähköikkunan koon voimajohtoliityntätavan mukaisesta minimikoosta. Liitteessä 4 on esitetty pätö- ja loistehon kuvaajat sekä loissähköikkunan mukaiset otto- ja antorajat vuoden 2015 tammikuun ja vuoden 2016 lokakuun väliseltä ajalta.

Liitteen 4 kuvaajasta nähdään, että Kangasvuoren liittymispisteessä loisteho ei ole pysynyt loissähköikkunan rajoissa yhtä tasaisesti kuin muissa liittymispisteissä. Vuoden 2016 osalta vasta elokuun loppupuolelta alkaen on havaittavissa se, että loissähköikkunan rajoissa pysytään hyvin. Tämä on tulosta siitä, että loistehon pitämiseen loissähköikkunan rajoissa on tällöin kiinnitetty enemmän huomiota; Moision (2016) mukaan tämä on käytännössä tarkoittanut sitä, että 3 MVar kondensaattoriparisto on kytketty verkkoon päiväsaikaisin arkipäivinä.

5.4 Keljo

Keljon liittymispiste eroaa muista JE-Siirto-Oy:n liittymispisteistä siten, että sen syötämällä jakeluverkon alueella on sähkön kulutuksen lisäksi myös sähkön tuotantoa. Sähköä tuottaa Jyväskylän Voima Oy:n Keljonlahden voimalaitos. Keljonlahden voimalaitoksen yhteydessä olevalle 110 kV kytkinasemalle kulkee 110 kV avojohtoyhteys Keljon sähköasemalta. Keljonlahden voimalaitoksen tuottama suurin sähköteho on 198 MW (Yhteiskuntavastuuraportti 2015 n.d., 43), joten voimalaitoksen merkitys liittymispisteen loissähköikkunan raja-arvoihin on merkittävä.

Keljon liittymispiste eroaa muista liittymispisteistä myös siten, että sen kautta syötetyllä jakeluverkon alueella on kaksi eri sähköasemaa: Keljon sähköasema sekä Eteläportin sähköasema. Eteläportin 110 / 20 kV sähköasemalle kulkee suurjännitemaakaapeliyhteys Keljonlahden 110 kV kytkinasemalta. Eteläportin vaikutus Keljon liittymispisteessä siirretyn loistehon kokonaismäärään on erittäin pieni. Tästä syystä sitä ei käsitellä tässä työssä erikseen.

Loistehon kompensointi on toteutettu ainoastaan Keljon sähköasemalla, eli mahdollisimman lähellä varsinaista liittymispistettä kantaverkkoon. Loistehon kompensointiin käytetään kondensaattoriparistoja, joista molemmat ovat Nokian kondensaattoritehtaan valmistamia. Nimellisteholtaan suurempi kondensaattoriparistoista on tyyppitään PSLP 24 ja nimellisteholtaan se on 6 MVAR. Se on valmistettu vuonna 1970 ja samalla se on kaikista JE-Siirto-Oy:n sähköasemilla käyttämistä kondensaattoriparistoista vanhin. Toinen kondensaattoriparistoista on nimellisteholtaan 3 MVAR ja tyyppitään USPN 12 ja se on valmistettu vuonna 1983.

Voimalaitoksessa tuotetun pätötehon määrä vaihtelee noin 90 MW:n ja 198 MW:n välillä (Yhteiskuntavastuuraportti 2015 n.d., 43). Myös voimalaitoksen kuluttaman tai tuotetun loistehon määrä voi vastaavasti vaihdella suuresti. Liitteessä 5 on esitettyä Keljon loissähköikkuna vuoden 2015 tammikuun sekä vuoden 2016 lokakuun väliseltä ajalta. Kyseisessä kuvaajassa näkyy netotettuna voimalaitoksen sekä Keljon ja Eteläportin sähköasemien kautta syötetyn jakeluverkon tuotanto ja kulutus.

Keljonlahden voimalaitos ei käynnissä

Tilanteessa, jossa voimalaitos ei ole käynnissä, loistehon ottorajan tai antorajan ylityminen on lähes mahdotonta. Näin on etenkin ottorajan osalta, sillä marginaali ottorajaan on ollut edellisen noin kahden vuoden aikana aina yli 20 MVAR silloin, kun voimalaitos ei ole ollut käynnissä. Myös marginaali kantaverkkoon syötetyn loistehon enimmäismäärästä loissähköikkunan mukaiseen antorajaan on ollut jatkuvasti vähintään 2 MVAR, joten myöskään antorajan ylityksiä ei ole tapahtumassa.

Keljonlahden voimalaitos käynnissä

Liitteestä 5 nähdään kuinka kantaverkosta otetun loistehon määrä vaihtelee voimakkaasti voimalaitoksen ollessa käynnissä. Ajoittain on oltu aivan loissähköikkunan ottorajan tuntumassa ja välillä on jopa menty sen yli. Samalla marginaali antorajaan on ollut jatkuvasti noin 20 MVAR. Huomattavaa on myös se, että ajoittain ylitykset ovat olleet kooltaan suuria. Tällöin ylityksistä voi aiheutua hyvin merkittävän suuruisia loisteho- ja loisenergiamaksuja.

5.5 Ylityksistä aiheutuvat kustannukset

Tässä luvussa tarkastellaan millaisia kustannuksia kullekin liittymispisteelle olisi aiheutunut vuosina 2015 ja 2016, mikäli vuodesta 2019 alkaen voimassa olevaa täysimääräistä loissähkön hinnoitteluperiaatetta (ks. luku 4.2.3) olisi sovellettu jo näiden vuosien aikana.

Liittymispisteiden loissähköikkunoiden kulutusrajoissa suhteen tapahtuu pientä vaihtelua vuosittain. Tähän vaikuttavat liittymispisteiden edellisen vuoden kokonaiskulutus ja Keljon liittymispisteen osalta myös voimalaitoksen käyntiaika. Alla olevaan taulukkoon 3 on laskettu vuosien 2015, 2016 ja 2017 kulutuksen raja-arvot Q_D ja Q_{D1} liittymispisteittäin luvussa 4.2.1 esitettyjä laskentaperiaatteita käyttäen.

Taulukko 3. Liittymispisteiden kulutuksen aikaiset otto- ja antorajat

Liittymispiste	Qd	Qd1
RAUHALAHTI	Mvar	Mvar
2015	5,63	-1,41
2016	5,98	-1,50
2017	5,68	-1,42
HÄMEENLAHTI		
2015	2,00	-0,50
2016	2,00	-0,50
2017	2,35	-0,59
KANGASVUORI		
2015	5,19	-1,30
2016	4,45	-1,11
2017	4,60	-1,15
KELJO		
2015	22,77	-5,69
2016	23,98	-6,00
2017	24,18	-6,05

Loissähköikkunan raja-arvot määritellään seuraavalle vuodelle käyttäen edellisen tarkastelujakson mittaustuloksia. Tarkastelujaksona käytetään edellisen vuoden loka-kuun ensimmäisen päivän ja kuluvan vuoden syyskuun 30. päivän välistä ajanjaksoa. (Loissähkön toimituksen ja loistehoreservin ylläpito 2016, 5.) Näin seuraavan vuoden

loissähköikkunan raja-arvot saadaan tietoon jo hyvissä ajoin ennen raja-arvojen varsinaista käyttöönottoa.

Kuten taulukosta 3 nähdään, liittymispisteiden loissähkön otto- ja antorajat ovat säilyneet suhteellisen vakaina eikä suuria raja-arvojen muutoksia juuri esiinny. Selittäviä tekijöitä tilanteelle, jossa yhdessä liittymispisteessä kulutus kasvaa ja toisessa pienee, voi olla jakelualueen kytkentätilanteen pidempiaikaisista tai pysyvistä muutoksista. Tällä tarkoitetaan, että aikaisemmin yhdeltä sähköasemalta syötettyä jakeluverkon aluetta syötetään joltain toiselta sähköasemalta.

5.5.1 Rauhalahden loisteho- ja loisenergiamaksut

Rauhalahden liittymispiste liittyy kantaverkkoon Fingrid Oyj:n 110 kV kytkinlaitoksen kautta eli sen liityntätapa kantaverkkoon on kytkinasemaliityntä. Näin ollen kantaverkkosopimuksessa määritetyn mukaisesti loissähköikkunan minimikoko olisi ottorajalle 4 MVA ja antorajalle -1 MVA. Tourulan sähköaseman syöttämällä alueella on kuitenkin paljon kulutusta, ja siten loissähköikkunan raja-arvot ovat liityntätavan mukaisesti määritettyjä suurempia.

Taulukkoon 4 on kerätty tiedot kuukausikohtaisesti Rauhalahden liittymispisteen loistehomaksuista, raja-arvojen ylitysten lukumäärästä sekä maksimitehoylityksestä kun viisikymmentä suurinta ylitystä on jätetty huomioimatta.

Taulukko 4. Rauhalahden liittymispisteen loisteho- ja loisenergiamaksut

Vuosi 2015	Laskutettava summa	Ylitysten lukumäärä	Laskutettava maksimitehoylitys
Helmikuu	55,10 €	25 kpl	0,05 Mvar
Maaliskuu	26,08 €	8 kpl	0,03 Mvar
Elokuu	159,31 €	13 kpl	0,15 Mvar
Joulukuu	86,63 €	26 kpl	0,08 Mvar
yht.	327,12 €		

Rauhalahden liittymispisteen osalta tilanne on hyvä, sillä JE-Siirrolle ei olisi koitunut laisinkaan loisteho- ja loisenergiamaksuja vuoden 2016 aikana. Kuitenkin vuonna

2015 loissähköikkunan raja-arvot ovat olleet vuoden 2016 raja-arvoja pienempiä ja tästä johtuen olisi vuoden 2015 aikana aiheutunut maksuja taulukon 4 mukaisesti. Kuten liitteen 2 kuvaajasta on nähtävissä, talvikuukausina liikutaan toistuvasti aivan loissähköikkunan antorajan tuntumassa. Yhteensä rajojen ylityksiä tapahtui tarkasteltavan jakson aikana ottorajan osalta 101 kappaletta ja antorajan osalta 309 kappaletta.

Elokuun 2015 puolivälin tienoilla on käynyt huomattava tapahtuma, jolloin kulutus on ollut poikkeuksellisen suurta. Tämän johdosta myös loissähköikkunan ottorajan ylitys on ollut tavanomaista suurempi. Kyseinen tapahtuma on seurausta siitä, että Kangasvuoren sähköasemalla oli käynnissä 110 kV saneeraustyö, jonka aikana osa normaalisti Kangasvuoren sähköasemalta syötetyistä kuormista syötettiin Tourulan sähköasemalta.

Edellä mainitun mukaisista hetkellisistä tapahtumista ei kuitenkaan välttämättä aiheudu loisteho- ja loisenergiamaksuja. Kantaverkkosopimuksessa on määritelty erikseen, ettei väliaikaisista sähköverkon poikkeustilanteista johtuvista ylityksistä välttämättä laskuteta. Ehtoina tälle ovat, että Fingridiä on tiedotettu tapahtumasta etukäteen ja tapahtuman seurauksena kantaverkolle ei aiheudu merkittäviä kustannuksia tai muuta haittaa. (Loissähkön toimitus ja loistehoreservin ylläpito 2016, 7)

Vuoden 2017 Rauhalahden liittymispisteen raja-arvot tulevat taulukon 3 mukaisesti pienemmän vuoteen 2016 verrattuna ja palaamaan lähes vuoden 2015 raja-arvojen mukaisiksi. Sähkökulutuksen ja kompensointilaitteistojen käytön säilyessä nykyistä vastaavana, on mahdollisuus pienehköille loistehosta aiheutuville maksuille olemassa tulevaisuudessa.

5.5.2 Hämeenlahden loisteho- ja loisenergiamaksut

Loissähköikkunan raja-arvot vuosille 2015, 2016 ja 2017 esitettiin taulukossa 3. Hämeenlahden liittymä kantaverkkoon tapahtuu voimajohtoliityntänä, joka määrittää minimissään loissähköikkunan ottorajaksi 2 MVar ja antorajaksi -0,5 MVar. Kantaverkkosopimuksessa määritellyn aikavälien kokonaiskulutuksien mukaisesti lasketut

raja-arvot vuosille 2015 ja 2016 ovat jääneet liityntätavan määrittämiä raja-arvoja pienemmäksi. Tämän seurauksena liityntätavan määrittämät minimiraja-arvot jäivät voimaan vuosille 2015 ja 2016. Vuodelle 2017 loissähköikkunan raja-arvoja laskettaessa kokonaiskulutus sen sijaan on ollut suurempaa. Tämän johdosta loissähköikkunan raja-arvot tulevat kasvattamaan vuodelle 2017.

JE-Siirto-Oy:n liittymispisteiden kokonaiskulutuksia keskenään verrattaessa havaitaan Hämeenlahden liittymispisteen kulutuksen olevan huomattavasti pienempää muihin liittymispisteisiin verrattuna. Tämä on myös ainoa liittymispiste, jossa kulutuksen aikaiset loissähköikkunan raja-arvot eivät aiemmin ole kasvaneet kulutuksen vaikutuksesta liityntätavan mukaisesti määritetyistä.

Loissähköikkunan raja-arvojen ylityksiä on tapahtunut tarkastelujaksolla yhteensä 671 kappaletta, joista kaikki ovat olleet antorajan ylityksiä. Lisäksi yhteistä näille ylityksille on se, että ne ovat kohdentuneet yksinomaan tarkasteltavien vuosien touko- ja heinäkuun välille.

Hämeenlahden liittymispisteen tiedot loistehomaksuista, raja-arvojen ylitysten lukumäärästä sekä maksimitehoylityksestä tarkasteltavalta ajanjaksolta, kun viisikymmentä suurinta kuukausikohtaista ylitystä on jätetty huomioimatta, on kerätty kuukausittain taulukkoon 5.

Taulukko 4. Hämeenlahden liittymispisteen loisteho- ja loisenergiamaksut

Vuosi 2015	Laskutettava summa	Ylitysten lukumäärä	Laskutettava maksimitehoylitys
Huhtikuu	12,00 €	9 kpl	0,01 Mvar
Toukokuu	255,61 €	255 kpl	0,17 Mvar
Kesäkuu	221,32 €	160 kpl	0,17 Mvar
yht.	488,93 €		

Vuosi 2016			
Kesäkuu	20,58 €	9 kpl	0,02 Mvar
yht.	20,58 €		

Vaikka laskutettavia ylityksiä on tapahtunut etenkin vuonna 2015 runsaasti, niistä aiheutuvat kustannukset ovat kuitenkin verrattain jääneet pieniksi. Tämä on seurausta ylitysten hyvin pienestä koosta. Vuonna 2016 ei kustannuksia olisi kertynyt lähes ollenkaan.

5.5.3 Kangasvuoren loisteho- ja loisenergiamaksut

Liitteen 4 kuvaajaa tarkasteltaessa huomataan, että ylityksiä on tapahtunut sekä loissähkön ottorajan, että loissähkön antorajan osalta. Molempien raja-arvojen ylityksiä tarkemmin analysoitaessa huomataan, että ne ovat pääasiassa seurausta siitä, ettei loistehon otto kantaverkosta pysy ottorajan alapuolella. Ottorajan ylityksiä tapahtuu osan aikaa vuodesta etenkin arkipäivisin, mikäli kompensointilaitteistoja ei ole kytketty verkkoon. Vastaavasti antorajan ylitykset ovat seurausta siitä, että loistehon kompensointilaitteistot ovat jääneet kytkemättä pois verkosta pienen kuormituksen aikana.

Kangasvuoren liittymispisteen kulutus vaihtelee arkipäivisin niin paljon, että 3 MVar kondensaattoriparisto on kytkettävä verkkoon aamuisin ennen kuin kulutus nousee huippuunsa ja vastaavasti irti verkosta illalla sähkönkulutuksen laskiessa.

Taulukkoon 6 on koottu tiedot Kangasvuoren liittymispisteen loistehomaksuista, raja-arvojen ylitysten lukumäärästä sekä maksimitehoylityksestä, kun viisikymmentä suurinta ylitystä on jätetty huomioimatta, sovellettaessa vuoden 2019 mukaisia loisteho- ja loisenergiamaksuja.

Taulukko 5. Kangasvuoren liittymispisteen loisteho- ja loisenergiamaksut

Vuosi 2015	Laskutettava summa	Ylitysten lukumäärä	Laskutettava maksimitehoylitys
Elokuu	737,65 €	32 kpl	0,68 Mvar
yht.	737,65 €		

Vuosi 2016			
Tammikuu	48,47 €	9 kpl	0,05 Mvar
Huhtikuu	340,76 €	23 kpl	0,32 Mvar
Toukokuu	412,31 €	50 kpl	0,37 Mvar
Kesäkuu	741,95 €	50 kpl	0,65 Mvar
yht.	1 543,46 €		

Taulukosta 6 huomataan maksujen olevan vuosikohtaisesti merkittäviä suuruudeltaan toimeksiantajan muihin liittymäpisteisiin verrattuna. Ensi vuonna Kangasvuoren loissähköikkunan raja-arvot tulevat olemaan hieman vuoden 2016 mukaisia suurempia, mikä tulee helpottamaan tilannetta tämän vuotisesta jossain määrin. Raja-arvojen kasvu ei kuitenkaan tule kokonaan poistamaan tarvetta kytkeä 3 MVAR kondensaattoriparistoa verkkoon ja verkosta pois, mikäli sähkönkulutus ei muutu aiempiin vuosiin verrattuna.

5.5.4 Keljon loisteho- ja loisenergiamaksut

Keljon liittymispiste on liityntätyypiltään kytkinasemaliityntä, sillä Fingrid Oyj:llä on oma 110 kV kytkinlaitteistonsa Keljon sähköasemalla, minkä kautta liityntä kantaverkkoon tapahtuu. Koska liittymispisteen takaisen Keljonlahden voimalaitosten nettosähköteho on yli kantaverkkosopimuksessa määritellyn 1 MW:n, otetaan se huomioon kantaverkkosopimuksen mukaisesti määritettäessä kyseisen liittymispisteen loissähköikkunan rajoja tuotannolle sekä kulutukselle.

Voimalaitoksen vaikutus loissähköikkunan kokoon on huomattava; mikäli liittymispisteen perässä ei olisi kyseistä voimalaitosta, olisivat Keljon liittymispisteen loissähköikkunan otto- ja antoraja-arvot kulutukselle vain noin kolmasosan nykyisistä. Kulutuksen raja-arvoja sovelletaan aina silloin, kun pätötehoa ei syötetä liittymispisteen kautta kantaverkkoon, eli esimerkiksi voimalaitoksen vuosihuollon aikana.

Voimalaitoksen ollessa käynnissä ja sen tuottaessa pätötehoa kantaverkkoon, loissähköikkunan raja-arvoina käytetään kiinteitä loistehon otto- ja antoraja-arvoja tuotannolle. Tuotannon aikaiset raja-arvot ovat eroavat kulutuksen aikaisista raja-arvoista siten, että ottoraja on hieman suurempi kulutuksen aikana kuin tuotannon aikana. Antoraja sen sijaan on merkittävästi kooltaan suurempi tuotannon aikana. Tämä on selvästi nähtävissä liitteen 5 kuvaajasta.

Keljon liittymispisteen osalta normaalitilanteessa loistehon ottoa kantaverkosta sallitaan hieman enemmän liittymispisteen näkökulmasta kulutettaessa pätötehoa kuin

sitä tuottaessa. Sen sijaan loistehon antoa kantaverkkoon sallitaan yli kolminkertaisesti Keljonlahden voimalaitoksen ollessa toiminnassa ja tuottaessa pätötehoa kantaverkkoon verrattuna tilanteeseen, jossa voimalaitos ei ole toiminnassa.

Keljon liittymispisteen osalta loissähköikkunan raja-arvojen ylityksiä tapahtui tarkastelujaksona yhteensä 324 kappaletta. Ominaista näille ylityksille oli se, että kaikki tapahtuivat yksinomaan voimalaitoksen ollessa toiminnassa ja ne olivat yksinomaan ottorajan ylityksiä. Nämä ylitykset jakaantuivat kuitenkin useille eri kuukausille, jolloin loisteho- ja loisenergiamaksuja olisi kertynyt ainoastaan taulukon 7 mukaisesti.

Taulukko 6. Keljon liittymispisteen loisteho- ja loisenergiamaksut

Vuosi 2015	Laskutettava summa	Ylitysten lukumäärä	Laskutettava maksimitehoylitys
Elokuu	1 362,92 €	22 kpl	1,30 Mvar
yht.	1 362,92 €		

Vuosi 2016			
Lokakuu	88,44 €	1 kpl	0,088 Mvar
yht.	88,44 €		

Verrattaessa Keljon liittymispisteen loisteho- ja loisenergiamaksuja muiden liittymispisteiden vastaaviin maksuihin ja ylityksiin huomataan ylitysten jakaantuneen tasaisesti tarkasteltavien kuukausien kesken, eikä niitä ole päässyt kertymään samalle kuukaudelle liiaksi. Vuoden 2015 kesä- ja heinäkuussa oltiin noin neljäkymmenen ottorajan ylityksen tuntumassa sekä joulukuussa ylityksiä kertyi tasan viisikymmentä. Edellä mainitun perusteella voidaan todeta, että riski yli viidenkymmenen ylityksen kertymisestä samalle kuukaudelle on ollut toistuvasti olemassa tuotannon aikana.

Merkittävää on myös se, että tapahtuneet ylitykset olivat suuruudeltaan huomattavia. Esimerkiksi elokuussa 2015 tapahtuneet vain 22 ottorajan laskutettavaa ylitystä olisivat aiheuttaneet jopa 1300 euron loisteho- ja loisenergiamaksun.

6 Toimenpiteet taloudellisten rasitteiden pienentämiseksi

Taulukkoon 8 on kerätty tiedot JE-Siirto-Oy:n liittymispisteiden takaisten keskijänniteverkkojen ilmajohtojen sekä maa- ja merikaapeleiden pituuksista sekä näiden perusteella lasketuista kaapelointiasteista normaalikytkentätilanteessa. Tätä taulukkoa käytetään apuna arvioitaessa, millaisia muutoksia kunkin liittymispisteen sähköverkosta johtuvaan loistehon tuotantoon on tulossa seuraavien vuosien aikana.

Taulukko 7. Vuoden 2016 mukaiset kaapelointiasteet liittymispisteittäin

Johtolaatu	Liittymispisteet			
	Rauhalampi	Hämeenlahti	Kangasvuori	Keljo
Ilmajohto	1,2 km	7,7 km	17,3 km	24,4 km
Maakaapeli	68,8 km	53,9 km	70,5 km	117,4 km
Merikaapeli	-	-	-	1,6 km

Kaapelointiaste	98,3 %	87,5 %	80,3 %	83,0 %

6.1 Kompensointilaitteistojen kustannukset

Uusien loistehon kompensointiin käytettävien laitteistojen hankkimisen kannattavuutta arvioitaessa voidaan käyttää seuraavaksi esitettyjä Energiaviraston määrittelemiä yksikköhintoja.

Energiaviraston alle 3 MVAR kondensaattoriparistolle määritetty yksikköhinta on 38 800 €. Vastaavasti rinnakkaiskuristimien yksikköhinnat ovat nimellistehosta riippuen 1 MVAR rinnakkaiskuristimelle 61 400 €, 2 MVAR rinnakkaiskuristimelle 79 000 € ja vähintään 3 MVAR rinnakkaiskuristimelle 101 300 €. (Verkkokomponentit ja yksikköhinnat 2016 - 2023 n.d.)

Näiden lisäksi edellä mainitut kompensointilaitteistot vaativat myös muita laitteita kytkentöjä sekä suojausta varten. Tästä johtuen tulee huomioida 2-kiskokojeiston katkaisijakentän 41 300€ yksikköhinta ja suojauslaitteiden yksikköhinta 7900 € kompensointilaitetta kohden. (Verkkokomponentit ja yksikköhinnat 2016 - 2023 n.d.)

6.2 Rauhalahden kehitysehdotukset

Rauhalahden liittymispisteen kannalta tilanne on tarkastelujakson aikana ollut toimiva nykyisellään. Loistehon kompensointi on toteutettu siten, että alkutalvella kondensaattoriparisto on kytketty verkkoon ja verkosta pois vasta keväällä. Näillä toimenpiteillä on pysytty poistamaan loisteho- ja loisenergiamaksut lähes kokonaan. Tässä opinnäytetyössä tarkastellulle lähes kahden vuoden tarkastelujaksolle olisi kertynyt aiemmin esitetyn taulukon 4 mukaiset loisteho- ja loisenergiamaksut. Nämäkin maksut on kuitenkin mahdollista välttää nykyisillä laitteilla kytkemällä kondensaattoriparisto verkkoon ja verkosta pois vastaavasti kuten Kangasvuoressa.

Tällä hetkellä rakenteilla olevalle Kankaan alueelle arvioidaan tulevan noin kaksi kilometriä keskijännitemaakaapelia (Mielonen 2016). Keskijänniteilmajohtoja tullaan maakaapeloidaan vain noin yhden kilometrin matkalta (KJ-ilmajohtojen kaapelointi 2016). Näin vähäisellä maakaapelimäärän lisääntymisellä ei tule olemaan suurta vaikutusta liittymispisteen takaisen jakeluverkon kapasitiivisen loistehon kokonaistuotantoon. JE-Siirto Oy käyttää keskijänniteverkon rakentamisessa nykyisin pääasiassa AHXAMK-W 3x185/35 -keskijännitemaakaapelia. Luvun 2.4 mukaan AXHAMK-W-kaapelit tuottavat enimmillään eli pienen kuormituksen aikana kapasitiivista loistehoa noin 35 kVAR kilometriä kohden. Yhteensä ennustettavissa on siis vain noin 0,1 MVAR lisäystä kaapeleiden tuottamaan kapasitiivisen loistehon määrään.

Liittymispisteen kautta syötetyn jakeluverkkoalueen vähäinen kaapelointitarve on selitettävissä sillä, että sen kaapelointiaste on jo 98 % (ks. taulukko 8). Täten maakaapeleista johtuvan kapasitiivisen loistehon tuotannon voidaan todeta säilyvän jokseenkin nykytilannetta vastaavana seuraavien vuosien aikana.

Rauhalahden liittymispisteen tämän hetken ainoaksi kehitysehdotus on nimellisteholtaan 6 MVAR kondensaattoripariston pienentäminen nimellistehoon 1,5 MVAR. Nimellisteholtaan tällainen kondensaattoriparisto olisi tämän liittymispisteen kannalta lähes ideaali; se olisi riittävän suuritehoinen kompensoimaan ottorajan ylitykset normaalikytkentätilanteessa, mutta silti riittävän pieni, ettei se verkkoon jatkuvasti kyt-

kettynä aiheuttaisi merkittävää ylikompensointia ja sitä kautta loissähköikkunan antorajan ylityksiä. Yhdessä 3 MVAR kondensaattoripariston kanssa ne olisivat nimellistehoiltaan riittävän suuret kompensoimaan liittymispisteen kokemat suuremmatkin kapasitiivisen loistehon tarpeet. Edellä mainitulle investoinnille ei kuitenkaan ole varsinaisia taloudellisia perusteita, sillä kompensointi on mahdollista hoitaa myös nykyisillä kompensointilaitteistoilla.

Huomiona kuitenkin mainitaan, että mikäli 110 kV ilmajohtoyhteys Rauhalahden kyt-kinasemalta Tourulan sähköasemalle maakaapeloidaan, tulee sillä olemaan huomattavia vaikutuksia liittymispisteen takaisen maakaapeliverkon tuottamaan kapasitiivisen loistehon kokonaismäärään. Ilmajohtoyhteys on nykyisellään 2,7 kilometrin pituinen. Mielosen (2016) mukaan kyseinen yhteys korvattaisiin AHXLMK-W 1200–suurjännitemaakaapelilla, joka tuottaa luvun 2.4 mukaisesti normaalilla kuormituksella noin 1 MVAR kilometriä kohden. Tässä tapauksessa puhuttaisiin siis noin 2,7 MVAR lisäyksestä liittymispisteen takaisen maakaapeliverkon kapasitiivisen loistehon tuotantoon. Tämä tietäisi loissähköikkunan antorajan jatkuvia sekä suuruudeltaan huomattavia ylityksiä kesäkuukausien aikana. Talvisin suurimpien kulutusten aikana olisi mahdollista, että antorajan ylityksiltä vältyttäisiin. Tämän hankkeen toteutus on kuitenkin vielä kaukana tulevaisuudessa ja ratkaisua sen aiheuttamaan mahdolliseen liittymispisteen ylikompensointiin tulee arvioida uudestaan yksityiskohtaisesti ajallisesti lähempänä hankkeen toteutusta.

6.3 Hämeenlahden kehitysehdotukset

Hämeenlahdessa loistehon kompensointiin on käytettävissä ainoastaan kaksi rinnakkaiskondensaattoriparistoa, jotka tuottavat kapasitiivista loistehoa. Liittymispisteellä ei kuitenkaan pienen kuormituksensa vuoksi ole ongelmia loissähköikkunan antorajan kanssa, vaan ongelmaksi on muodostunut maakaapeleiden liiaksi tuottama kapasitiivisen loistehon määrä, jota ei ole mahdollista kompensoida nykyisillä loistehon kompensointilaitteistoilla. Tästä aiheutuu etenkin kesän aikana jatkuvasti loissähköikkunan antorajan ylityksiä. Toistaiseksi ylitysten suuresta lukumäärästä huolimatta niistä aiheutuvat loisteho- ja loisenergiamaksut olisivat jääneet alhaisiksi ylitysten pienuudesta johtuen.

Salmelan (2016) mukaan Hämeenlahden liittymispisteen syöttämältä jakeluverkon alueelta tullaan kaapeloimaan seuraavien vuosien aikana vain noin kilometrin edestä ilmajohtoa. Hämeenlahden vajaan kahdeksan kilometrin ilmajohto-osuudesta noin neljä kilometriä on vuodelta 2012. Nämä ilmajohdot kulkevat Fingrid Oyj:n kantaverkon johtokadulla, joten varsinaista kaapelointitarvetta näille ilmajohdoille ei ole. Myös noin kahden kilometrin osuus on vuodelta 1985 ja ne kulkevat niin ikään Fingrid Oyj:n johtokadulla. Ilmajohdoverkon maakaapelointi ei siis tule seuraavina vuosina vaikuttamaan Hämeenlahden liittymispisteen takaisen sähköverkon tuottamaan kapasitiivisen loistehon määrään ja sitä kautta loisteho- ja loisenergiamaksujen suuruuteen lähes ollenkaan.

Sähköasemien syöttämien jakelualueiden rajoja siirtelemällä voidaan vaikuttaa liittymispisteiden vuosittaiseen kulutukseen. Siirtämällä muiden sähköasemien syöttämiä kuormituksia Hämeenlahden sähköaseman perään on lisätty kyseisen liittymispisteen kokonaiskulutusta. Tämä tulee kasvattamaan vuoden 2017 loissähköikkunan raja-arvoja aiempiin vuosiin verrattuna. Hämeenlahden liittymispisteen osalta pienikin lisäys loissähköikkunan kokoon vähentää ylitysten lukumäärää runsaasti, sillä Hämeenlahden liittymispisteen loissähköikkunan raja-arvojen ylitykset ovat olleet kooltaan hyvin pieniä. Pätötehon kulutuksen kasvaessa huomataan myös asiakkaiden keskimääräisen loistehon kulutuksen lisääntyneen vastaavasti. Tällöin maakaapeleiden tuottama kapasitiivinen loisteho saadaan kulutettua yhä enemmissä määrin syötettävällä alueella ja tämän seurauksena loistehon anto kantaverkkoon pienenee.

Nykyisillään 3 MVar kondensaattoriparistolle on käyttöä vain sähköaseman korvaustilanteessa, jolloin sitä voidaan käyttää nostamaan jännitettä sähköasemalla. Sen sijaan todellista tarvetta 6 MVar kondensaattoriparistolle kyseisellä sähköasemalla ei ole. Yksi vaihtoehto olisi korvata 6 MVar kondensaattoriparisto pienemmällä, esimerkiksi 1,5 MVar kondensaattoriparistolla, jonka avulla olisi mahdollista saavuttaa parempi tarkkuus loistehon kompensointiin. Taloudellista perustetta tälle ei kuitenkaan toistaiseksi ole. Mikäli liittymispisteen kulutus kuitenkin jatkaa kasvamistaan tulevaisuudessa on mahdollista, että 3 MVar kondensaattoripariston käyttö loistehon kompensointiin voi tulla tarpeelliseksi.

Nykyiset loistehon kompensointiratkaisut Hämeenlahden liittymispisteen osalta eivät ole nykyiseen tilanteeseen sopivat. Kantaverkosta otettu ja kantaverkkoon syötetyn loistehon määrä on hyvin lähellä nollassa pääosan vuotta, jolloin varsinaista tarvetta loistehon kompensointiin ei ole. Antorajan ylityksistä olisi mahdollista hankkiua eroon hankkimalla reaktori tai muutamia muuntaja-kuristin -laitteistoja Hämeenlahden syöttämälle jakeluverkon alueelle. Toistaiseksi kuitenkin loissähköikkunan antorajan ylitykset ja vastaavasti niistä aiheutuvat kustannukset ovat olleet hyvin pieniä eikä siten ole taloudellisesti kannattavaa investoida uusiin laitteistoihin. Hämeenlahden kulutusta tulee kuitenkin tarkkailla seuraavien vuosien aikana.

6.4 Kangasvuoren kehitysehdotukset

Kangasvuoren nykyinen loistehon kompensointitarve on Rauhalahden liittymispisteen tavoin toteutettavissa nykyisillä kompensointilaitteistoilla. Kangasvuorella loistehon kompensointitarve on ollut muita liittymispisteitä useammin esillä, sillä loissähköikkunan raja-arvojen rajoissa pysyminen on vaatinut 3 MVAR kondensaattoripariston käyttämistä arkipäivisin verkossa lähes koko vuoden 2016 ajan. Vuonna 2015 tällaista tilannetta sen sijaan ei ollut ja kondensaattoripariston käyttö olisi ollut tarpeellista vain muutamien viikkojen aikana. Muutos vuonna 2016 johtuu liittymispisteen kulutuksen kasvusta sekä vastaavasti loissähköikkunan pienemisestä.

Vuoden 2016 huhtikuun ja kesäkuun välisenä aikana Kangasvuoren sähköaseman alueella on ollut laajennus- ja huoltotöitä, jolloin kondensaattoriparistoja ei tietoisesti pidetty kytkettynä verkkoon. Tämä selittää kyseisenä aikavälinä arkisin ilmenneet kohtalaisen suuret loissähköikkunan antorajan ylitykset. Tilanne ei siis ole niinkään huono kuin mitä voisi ajatella tarkasteltaessa taulukon 6 mukaisia loisteho- ja loisenergiamaksuja.

Keskijänniteverkon ilmajohtoverkkoa maakaapeloidaan Kangasvuoren syöttämällä alueella noin 5 kilometrin pituiselta matkalta seuraavien kymmenen vuoden aikana. Mikäli huomioidaan myös kuntoperusteisesti uusittavat ilmajohtot, nousee osuus

noin 11 kilometriin. (KJ-ilmajohtojen kaapelointi 2016.) Luvussa 2.4 esitetyn perusteella voidaan kapasitiivisen loistehon tuotannon arvioida lisääntyvän Kangasvuoren syöttämällä jakeluverkon alueella ilmajohtojen saneerausten seurauksena noin 200 - 400 kVAr. Näiden maakaapelointien lisäksi Salmela (2016) arvioi Kangasvuoren alueelle tulevan noin 2,5 kilometriä uutta keskijännitemaakaapelia, mikäli nykyiset vielä suunnitteilla olevat hankkeet toteutuisivat.

Maakaapelointia ei tapahdu siinä määrin, että Kangasvuoren liittymispisteen tilanne loistehon osalta muuttuisi merkittävästi nykyisestä. Kuitenkin se voi hieman vähentää Kangasvuoren lähes jatkuvaa loistehon kompensointitarvetta, mutta muutos yksinään ei kuitenkaan tule olemaan riittävä poistamaan kondensaattoriparistojen käyttötarvetta kokonaan. Kulutuksen säilyessä ennallaan ei maakaapeloinnin lisääntyminen aiheuta ylikompensointia siinä määrin, että siitä aiheutuisi jatkuvasti tapahtuvia loissähköikkunan antorajan ylittymisiä. Varsinaista investointitarvetta reaktorille tai muuntaja-kuristimelle ei ole tälläkään liittymispisteellä.

Nimellisteholtaan 6 MVar kondensaattoriparisto on liian suuri myös Kangasvuoren liittymispisteelle. Kangasvuoressa kyseisen kondensaattoripariston pienentäminen arvoon 1,5 MVar takaisi nykyistä tarkemman kompensointitarkkuuden riskeeraamatta kuitenkaan liittymispisteen loistehon kokonaiskompensointikykyä. Tämä ei kuitenkaan poistaisi tarvetta kytkeä kyseinen kondensaattoriparisto irti verkosta vähäisen kulutuksen aikana, joten nimellistehon pienentäminen ei täten ole yhtä perusteltua kuin Hämeenlahden tai Rauhalahden liittymispisteiden tapauksissa.

6.5 Keljon kehitysehdotukset

Keljon liittymispisteelle aiheutuvien loisteho- ja loisenergimaksujen riskiä voidaan pitää huomattavana vaikka liittymispisteen loissähköikkuna on kooltaan suurempi kuin muiden JE-Siirto-Oy:n liittymispisteiden loissähköikkunat yhteensä. Tämä johtuu Keljonlahden voimalaitoksen aiheuttamista suurista vaihteluista liittymispisteen läpi siirretyn loistehon määrässä. Mikäli voimalaitos ei rajoita kantaverkosta ottaansa loistehon määrää nykyisestä on ylityksiä kuitenkin mahdollisuus pienentää

käyttämällä Keljon sähköasemalla sijaitsevia kondensaattoriparistoja loistehon kompensointiin.

Keljon liittymispisteen kautta syötettävän keskijänniteverkon ilmajohtoista tullaan maakaapeloimaan noin 13 kilometriä. Noin 9 kilometrin pituisen Keljonkankaan alueen runkojohto-osuuden maakaapelointi tulee tosin tapahtumaan vasta pitkän ajan kuluessa. (KJ-ilmajohtojen kaapelointi 2016.) Lisäksi Salmela (2016) arvioi keskijänniteverkon maakaapelointia tulevan tapahtumaan noin 8 kilometrin edestä uudella Kauramäen alueella. Yhteensä Keljon liittymispisteen kautta syötetylle jakeluverkon alueelle arvioidaan tulevan noin 22 kilometriä keskijännitemaakaapelia. Luvun 2.4 mukaisesti arvioiden tämä tarkoittaa noin 750 kVAr lisäystä loistehon tuotantoon. Tällaista määrää voidaan pitää suuruudeltaan merkittävänä. Keljon liittymispisteen loissähköikkuna on kuitenkin hyvin suuri, eikä tämä tule aiheuttamaan välittömiä toimenpiteitä toimeksiantajalle.

Vajaan kahden vuoden tarkastelujakson aikana Keljon liittymispisteelle kertyi kuudelle kuukaudelle yli 35 ottorajan ylitystä. Tätä voidaan pitää jo huomattavana etenkin, kun kyseessä ovat olleet ottorajan ylitykset, jotka ovat olleet ajoittain suuruudeltaan hyvin merkittäviä. Kuitenkin tarkasteltavana ajanjaksona vain kahtena kuukautena ylityksiä tapahtui yli 50, jotka olisivat aiheutuneet loisteho- ja loisenergiamaksuja.

Mikäli nimellisteholtaan 3 MVAR kondensaattoriparisto olisi pidetty verkossa koko tarkastelujakson ajan, olisi ottorajan ylitysten määrä ollut enimmillään noin 30 yhtä kuukautta kohden. Tarkasteltavalle ajanjaksolle ei loisteho- ja loisenergiamaksuja olisi siis koitunut lainkaan. Ylityksiä olisi kuitenkin tapahtunut toistuvasti ja mahdollisuus sille, että ylityksiä kertyisi yli 50 kuukaudelle, olisi olemassa tulevaisuudessa.

Sen sijaan nimellisteholtaan 6 MVAR kondensaattoripariston pitäminen verkossa pienentää maksujen muodostumien mahdollisuutta lähes täysin. Kyseistä kondensaattoriparistoa käytettäessä tulee huolehtia siitä, että mikäli voimalaitoksen tuotanto lakkaa, myös kondensaattoriparisto tulee kytkeä irti verkosta välittömästi. Mikäli kysei-

nen kondensaattoriparisto on kytkettyä verkkoon silloin kun voimalaitos ei ole tuotannossa, on tästä mahdollista aiheutua tuhansien eurojen suuruisia loisteho- ja loisenergiamaksuja. Loistehon siirtoa liittymispisteittäin seurataan jatkuvasti käyttökeskuksessa, joten tämän tapaista tilannetta ei pääse syntymään.

Keskijänniteverkon maakaapelointi yhdessä alueverkon rakentamisen kanssa saattaa nostaa kompensointitarpeen uudelleen tarkasteltavaksi 2020-luvun vaihteen tienoilla. Tähän mennessä on tavoitteena saada saneerattua Savelan nykyinen keskijänniteverkon kytkinlaitos 110 / 20 kV sähköasemaksi. Päämuuntajien lukumäärä jakeluverkon alueella tulee säilymään ennallaan, sillä Savelan 110 / 20 kV päämuuntajaksi siirretään yksi päämuuntaja Keljon sähköasemalta. Keljon ja Savelan sähköasemien välinen 110 kV yhteys on suunnitteilla toteuttaa AHXLMK-W 1200–suurjännitemaakaapelilla, jonka pituus on noin 2 kilometriä. Tämä tarkoittaa noin 2 MVar lisäystä maakaapeleiden tuottamaan kapasitiivisen loistehon määrään. Kun otetaan huomioon aiemmin mainittu keskijänniteverkon maakaapelointi, on mahdollista, että pienen kulutusten aikana Keljon liittymispisteelle voi tapahtua kooltaan pieniä antorajan ylityksiä.

Edellä mainittujen kaapelointien yhteisvaikutus vastaa suunnilleen nykyisen mukaista tilannetta, jossa 3 MVar kondensaattoria pidettäisiin jatkuvasti verkossa. Täten maakaapeloinnista ja sitä kautta loistehon tuotannon lisääntymisestä aiheutuvia merkittäviä maksuja ei tällekkään liittymispisteelle ole tiedossa. Huomattavaa on myös se, että loissähköikkunan antorajan ylityksiä voisi tapahtua vain niiden kuukausien aikana, jolloin Keljonlahden voimalaitos ei ole käynnissä.

Nimellisteholtaan 6 MVar kondensaattoriparisto on vuodelta 1970 ja se alkaa olla teknistaloudellisen pitoaikansa puolesta päivityksen tarpeessa. Kondensaattoriparisto on kuitenkin pitoajan täyttymisestä huolimatta edelleen täysin käyttökelpoinen ja toimiva. Sen uusiminen otetaan tarkemmin tarkasteluun Keljon sähköaseman 20 kV saneerauksen yhteydessä 2020-luvun vaihteessa.

6.6 Yhteenveto

Korkeasta kaapelointiasteesta huolimatta varsinainen maakaapeleiden tuottama kapasitiivisen loisteho ei ole aiheuttanut antorajan ylityksiä kuin Hämeenlahden liittymispisteen osalta. Nämä ylitykset ovat olleet kooltaan pieniä, jolloin niistä aiheutuvat maksut jäävät niin pieniksi, ettei ole taloudellisesti kannattavaa investoida uusiin loistehon kompensointilaitteistoihin.

Toimeksiantajan liittymispisteistä kolmen todettiin tarkastelujakson aikana olleen ongelmissa ainakin ajoittain loissähköikkunan ottorajan ylitysten kanssa eli kantaverkosta otettiin ajoittain liikaa loistehoa. Näiden ylitysten todettiin olevan Tourulan ja Kangasvuoren liittymispisteiden osalta täysin kompensoitavissa käyttäen nykyisiä kompensointilaitteistoja. Keljon liittymispisteen osalta ylitykset on mahdollista kompensoida vähintään lähes kokonaan, ja siten riski loisteho- ja loisenergiamaksuista jää käytännössä erittäin pieneksi. Nämäkään liittymispisteet eivät toistaiseksi aiheuta investointipaineita toimeksiantajalle.

Nykyisten kompensointilaitteistojen uusiminen otetaan tarkasteluun sähköasemittain toteutettavien 20 kV saneerausten yhteydessä mikäli kompensointilaitteistot toimivat luotettavasti ja turvallisesti siihen asti. Seuraava 20 kV saneeraus on tarkoitus toteuttaa Keljon sähköasemalla vuoden 2020 vaiheilla. Tähän mennessä myös Keljon ja Savelan sähköasemien välinen suurjännitemaakaapeli on otettu käyttöön ja sen vaikutus Keljon liittymispisteen loistehokäyttämiseen on selvillä. Tourulan sähköaseman 20 kV saneeraus ajoittuu 2020-luvun lopulle. Hämeenlahdessa sekä Kangasvuorella 20 kV saneeraus tapahtuu yhtä aikaa, noin 2030-luvun puolella välissä.

Tarve kompensointilaitteiden pikaisemmalle uusimiselle voi tulla vastaan, mikäli loistehon kompensointitarve muuttuu huomattavasti nykyisestä. Tällöin loistehon kompensointi ei olisi enää toteutettavissa nykyisten kompensointilaitteistojen avulla ja ylityksistä aiheutuvat loisteho- ja loisenergiamaksut olisivat suuruudeltaan huomattavia. Tällainen tilanne voi aiheutua suurjännitemaakaapeloinnin lisääntymisestä ja

keluverkon alueella. Tällöin loistehon kompensointia varten tulisi hankkia reaktoreita, joita toimeksiantajalla ei toistaiseksi ole. Suurjännitemaakaapelien kokonaispituus voi kasvaa alueverkon rakentamisen tai uusien varasyöttöyhteyksien myötä.

7 Pohdinta

Uuden kantaverkkosopimuksen myötä hinnoitteluperiaatteet kantaverkon asiakkaiden liittymispisteissä siirretylle loisteholle uudistuivat vuoden 2016 alusta. Tämän opinnäytetyön tarkoituksena oli selvittää muutosten vaikutuksia opinnäytetyön toimeksiantajalle JE-Siirto Oy:lle sekä selvittää, minkä suuruisia loisteho- ja loisenergiamaksuja uudet hinnoitteluperiaatteet ovat aiheuttamassa ja kuinka näiltä maksuilta olisi mahdollista välttyä.

Opinnäytetyön tuloksia olivat jokaisen JE-Siirto-Oy:n liittymispisteen osalta selvitys loistehon nykyisestä ja seuraavien vuosien aikaisesta kompensointitarpeesta. Nykytilan tarkastelu toteutettiin valitsemalla tarkasteltavaksi ajanjaksoksi vuosi 2015 sekä vuoden 2016 tammikuun ja lokakuun välinen ajanjakso. Opinnäytetyössä arvioitiin lisäksi tulevaisuudessa toteutettavien hankkeiden tuomia muutoksia ja niiden vaikutuksia liittymispisteiden kompensointitarpeeseen.

Opinnäytetyössä selvisi, että kantaverkkosopimuksen uudistuksista huolimatta nykyisiä kompensointilaitteistoja oikein käyttämällä on mahdollista välttää loissähkökkunan raja-arvojen ylitykset Rauhalahden ja Kangasvuoren liittymispisteiden osalta täysin. Keljon liittymispisteessä on mahdollista pienentää raja-arvojen ylityksiä vähintäänkin niin paljon, ettei toimeksiantajalle aiheudu merkittäviä kustannuksia. Hämeenlahden liittymispisteen loistehon kompensointitarve taas on vähentynyt lähes olemattomaksi kulutuksen lisääntymisen myötä. Loistehon hinnoitteluun toteutetut uudistukset eivät siis ole aiheuttamassa toimeksiantajalle investointipaineita uusiin loistehon kompensointilaitteistoihin. Toimeksiantajan tilannetta voidaan selittää sillä, että jakelualue on suhteellisen tiivis ja kooltaan pienehkö, jolloin toimeksiantajan maakaapelimäärät pysyvät lyhyinä ja samalla kulutus on jatkuvasti suuruudeltaan

kohtuullista. Myös suurjännitemaakaapeleiden kokonaispituus toimeksiantajan alueverkossa on hyvin vähäinen, jolloin niiden tuottama loisteho ei ole aiheuttanut ongelmia.

Tarkasteltavana ajanjaksona käytettiin lähes kahta vuotta. Viimeisimpien mittaustietojen pohjalta oli mahdollista luoda käsitys loistehon nykyisestä ilmenemisestä liittymispisteittäin. Tarkasteltava ajanjakso oli samalla tarpeeksi pitkä, jolloin havaittavissa oli useita eri tapahtumia ja niistä aiheutuvia vaikutuksia. Siten oli mahdollista arvioida tulevaisuuden vastaavien tapahtumien aiheuttamia vaikutuksia.

Opinnäytetyössä käytetyn mittaustiedon ja laskettujen loisteho- ja loisenergiamaksujen luotettavuus oli mahdollista todentaa vertaamalla niitä Fingrid Oyj:n toimittamiin loisraportteihin eri kuukausien osalta. Tulevaisuuden hankkeiden vaikutuksia loistehon tuotantoon arvioitiin käyttäen aina hankalinta eli kaapeleiden minimikuormituksen aikaista tilannetta, jolloin loistehon tuotanto on suurimmillaan. Todellisuudessa kaapelit ovat normaalitilanteessa useimmiten vähintäänkin hieman kuormitettuja, jolloin tuotetun loistehon määrä jää hieman arvioitua vähäisemmäksi.

Tulevaisuudessa tilanne voi muuttua arvioidusta, jos loissähkön hinnoittelun kiristyy tai jakeluverkon asiakkaiden sähkönkulutus muuttuu. Myös alueverkon rakentaminen voi aiheuttaa merkittäviä muutoksia, mutta näiden muutosten ennakoiminen on yksinkertaista, sillä alueverkkoa rakennuttaa toimeksiantaja. Hinnoittelun kiristymisen ja sähkönkulutuksen muutokset sen sijaan eivät ole riippuvaisia toimeksiantajasta, joten niiden ennakoiminen on lähtökohtaisesti haastavaa. Kun kompensointilaitteistoja aikanaan saneerataan, tulee huomioida sen aikainen loistehon kompensointitarve. Kuten tässä opinnäytetyössä havaittiin, tulevaisuudessa kompensointitarvetta on mahdollista olla sekä loistehon tuotannolle että kulutukselle.

Lähteet

Ebert, W. 2012. PCS100 STATCOM – STATCOM and its applications. ABB Group. Koulutusmateriaali Opiks Oy:n järjestämällä kurssilla ”Sähkön laatu ja loistehon kompensointi” Tampereella 20.10.2016.

Elovaara, J. & Haarla, L. 2011. Sähköverkot II. Verkon suunnittelu, järjestelmät ja laitteet. Helsinki: Gaudeamus.

Elovaara, J. & Laiho, Y. 1988. Sähkölaitostekniikan perusteet. Otatieto Oy.

Helin, J. 2016. Suunnitteluinsinööri. JE-Siirto Oy. Haastattelu 19.9.2016

Holmlund, J. 2013. Loisteho kuriin sekaverkoissa. Julkaisussa ABB Oyj:n asiakaslehti, 30, 2, 16-18.

Huikari, T. 2016. Loissähkön kompensointiin on järkeviä ratkaisuja. Julkaisussa Fingrid Oyj:n lehti, 19, 3, 20-21.

JE-Siirron jakelualue. N.d. Jyväskylän Energia Oy. Viitattu 28.12.2016.
http://www.jyvaskylanenergia.fi/filebank/249-sahkon_jakelualue.pdf

JES-yleisesittely. 2016. JE-Siirto Oy. Esittelyaineisto, sisäinen materiaali.

Lakervi, E & Partanen, J. 2009. Sähkönjakelutekniikka. Helsinki: Gaudeamus.

Lausunto sidosryhmien antamista kantaverkkosopimuksen palautteista. 2015. Fingrid Oyj:n lausunto FG-F3-183/2 Energiavirastolle. Viitattu 2.12.2016.

<https://www.energiavirasto.fi/documents/10191/0/Fingrid+Oyj+lausunto+kantaverk+kopalautteet/d9c9d0fc-e09a-497a-a0f6-26ac609f9566>

Liittymistavan valinta. 2016. Fingrid Oyj. Kantaverkkopalvelut: asiakasliite. Viitattu 1.12.2016.

<http://www.fingrid.fi/fi/asiakkaat/asiakasliitteet/Kantaverkkopalvelut/Kantaverkkoon%20liittyminen.pdf>

Loistehon kompensointi ja yliaaltojen rajoittaminen. 1999. Helsinki: Sähköenergioliitto ry SENER.

Loissähkön toimitus ja loistehoreservin ylläpito. 2016. Kantaverkkosopimus 2016: sovellusohje. Viitattu 13.10.2016.

<http://www.fingrid.fi/fi/asiakkaat/asiakasliitteet/Kantaverkkopalvelut/Kantaverkkosopimus2016/Loissähkön%20toimituksen%20ja%20loistehoreservin%20ylläpito.pdf>

Loissähkön toimituksen ja loistehoreservin ylläpito. N.d. Kantaverkkosopimus 2012-2015. Liite 4: sovellusohje. Viitattu 12.10.2016.

<http://www.fingrid.fi/fi/asiakkaat/asiakasliitteet/Kantaverkkopalvelut/Liite%204%20Loissähkön%20sovellusohje.pdf>

Kananen, J. 2015. Opinnäytetyön kirjoittajan opas. Jyväskylä: Jyväskylän ammattikorkeakoulu.

Kantaverkkosopimus 2016. Malliesimerkki kantaverkkosopimuksen sisällöstä. Viitattu 10.10.2016.

<http://www.fingrid.fi/fi/asiakkaat/asiakasliitteet/Kantaverkkopalvelut/Kantaverkkosopimus2016/Kantaverkkosopimus%202016.pdf>

KJ-ilmajohtojen kaapelointi. 2016. JE-Siirto Oy:n suunnitelma KJ-ilmajohtojen kaapeloinnin toteutusaikataulusta, sisäinen materiaali. Viitattu 20.10.2016.

Matias, J. 2013. Reactive power compensation. Esitysmateriaali. ABB Group. Viitattu 20.12.2016. <http://new.abb.com/docs/librariesprovider78/chile-documentos/jornadas-tecnicas-2013---presentaciones/4-jos%C3%A9-matias---reactive-power-compensation.pdf?sfvrsn=2>

Mielonen, T. 2016. Pääsuunnittelija. JE-Siirto Oy. Haastattelu 3.11.2016.

Moisio, M. 2016. Järjestelmäasiantuntija. JE-Siirto Oy. Haastattelu 17.11.2016

Määritelmiä. N.d. Fingrid Oyj. Viitattu 27.12.2016.

<http://www.fingrid.fi/fi/asiakkaat/tasepalvelut/maaritelmia/Sivut/default.aspx>

Parviainen, P. & Sederlund, J. N.d. Kantaverkkoon liittymisen periaatteet. Asiakasliite. Viitattu 18.10.2016.

http://www.fingrid.fi/fi/asiakkaat/asiakasliitteet/Kantaverkkopalvelut/Liittymisen_periaatteet.pdf

Salmela, S. 2016. Suunnittelija. JE-Siirto Oy. Haastattelu 15.11.2016.

L 588/2013. Sähkömarkkinalaki. Annettu 9.8.2013. Viitattu 22.11.2016.

<http://www.finlex.fi/fi/laki/alkup/2013/20130588>

TTT-käsikirja. 2000. Luku 9: Loistehon kompensointi ja yliaaltosuojaus. ABB. Viitattu 29.11.2016.

http://www.oamk.fi/~kurki/automaatiolabrat/TTT/09_0_Loistehon%20kompensointi%20ja%20yliaallot.pdf

Valtanen, E. 2013. Tekniikan taulukkokirja. 20. p. Genesis-Kirjat.

Verkkokomponentit ja yksikköhinnat 2016 - 2023. N.d. Energiavirasto.

Verkkokomponenttien yksikköhinnat neljännelle ja viidennelle valvontajaksolle.

Viitattu 5.12.2016. <https://www.energiavirasto.fi/verkkokomponentit-ja-yksikkohinnat-2016-2023>

Virtanen, E. 2013. Loisteho kuriin sekaverkoissa. Julkaisussa ABB Oyj:n asiakaslehti, 30, 2, 16-18.

Voimansiirtoverkko. N.d. Fingrid Oyj. Viitattu 2.1.2017.

<http://www.fingrid.fi/fi/yhtio/esittely/voimansiirtoverkko/Sivut/default.aspx>

Väisänen, P. 2012. Loistehon kompensointi jakeluverkkoyhtiössä. Diplomityö.

Tampereen teknillinen yliopisto, sähkötekniikan koulutusohjelma. Viitattu 14.11.2016.

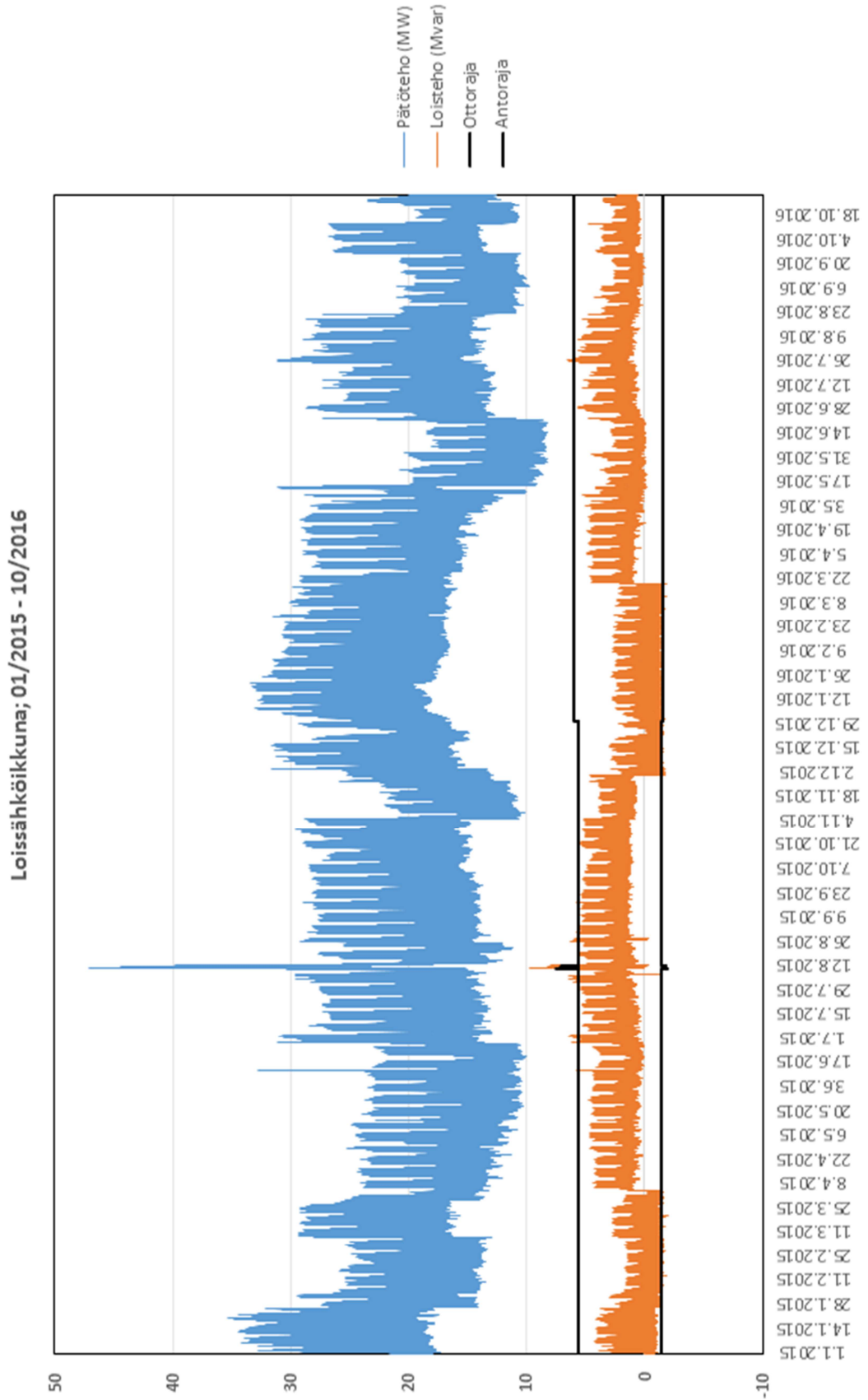
<https://dspace.cc.tut.fi/dpub/bitstream/handle/123456789/21284/Vaisanen.pdf?sequence=1>

Yhteiskuntavastuuraportti 2015. N.d. Jyväskylän Energia –yhtiöt. Viitattu 7.11.2016.

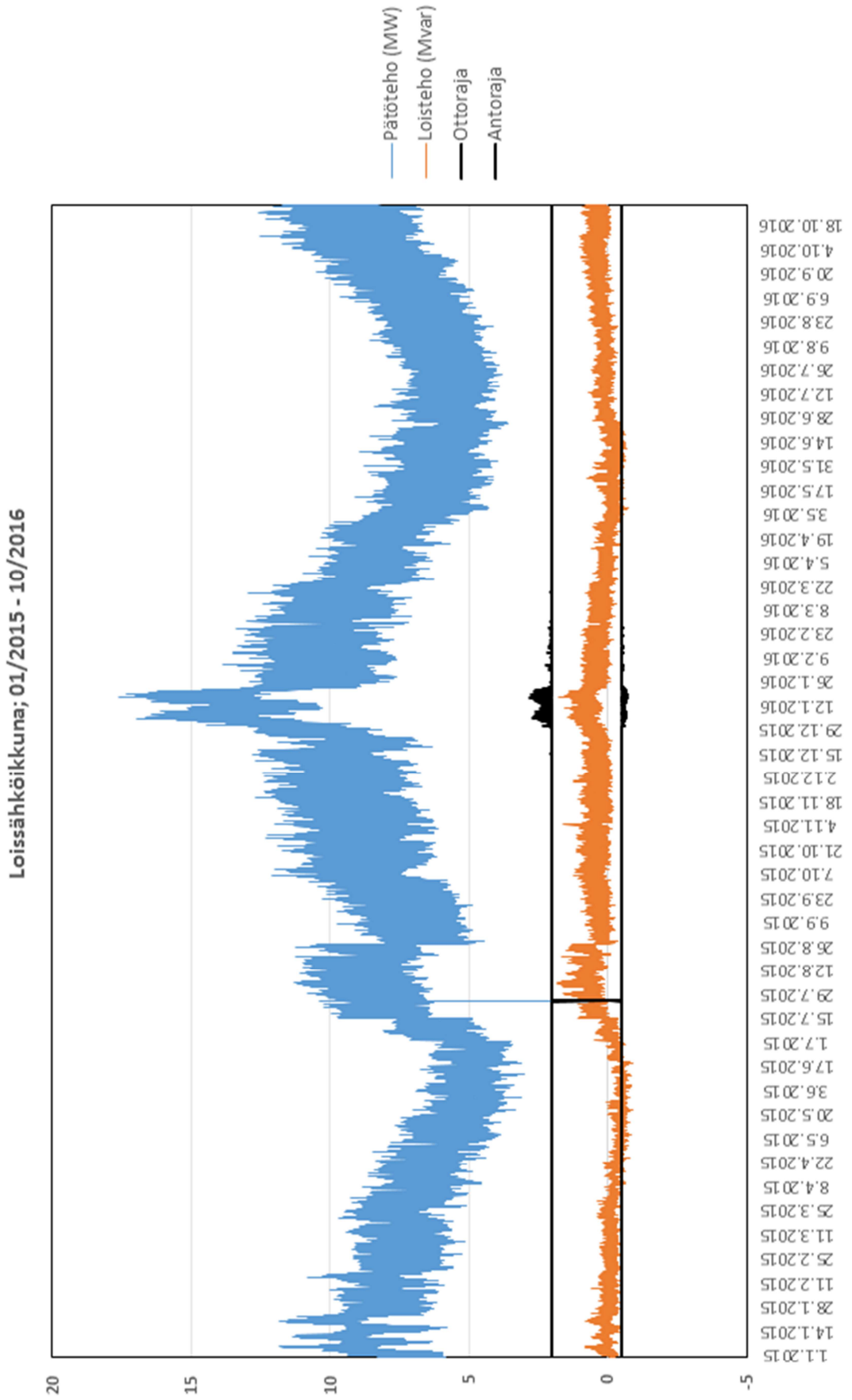
http://www.jyvaskylanenergia.fi/filebank/2179-JE_yhteiskuntavastuuraportti_2015.pdf

Yliaallot ja kompensointi. 2006. Sähkö- ja teleurakoitsijaliitto STUL ry. Espoo: Sähköinfo.

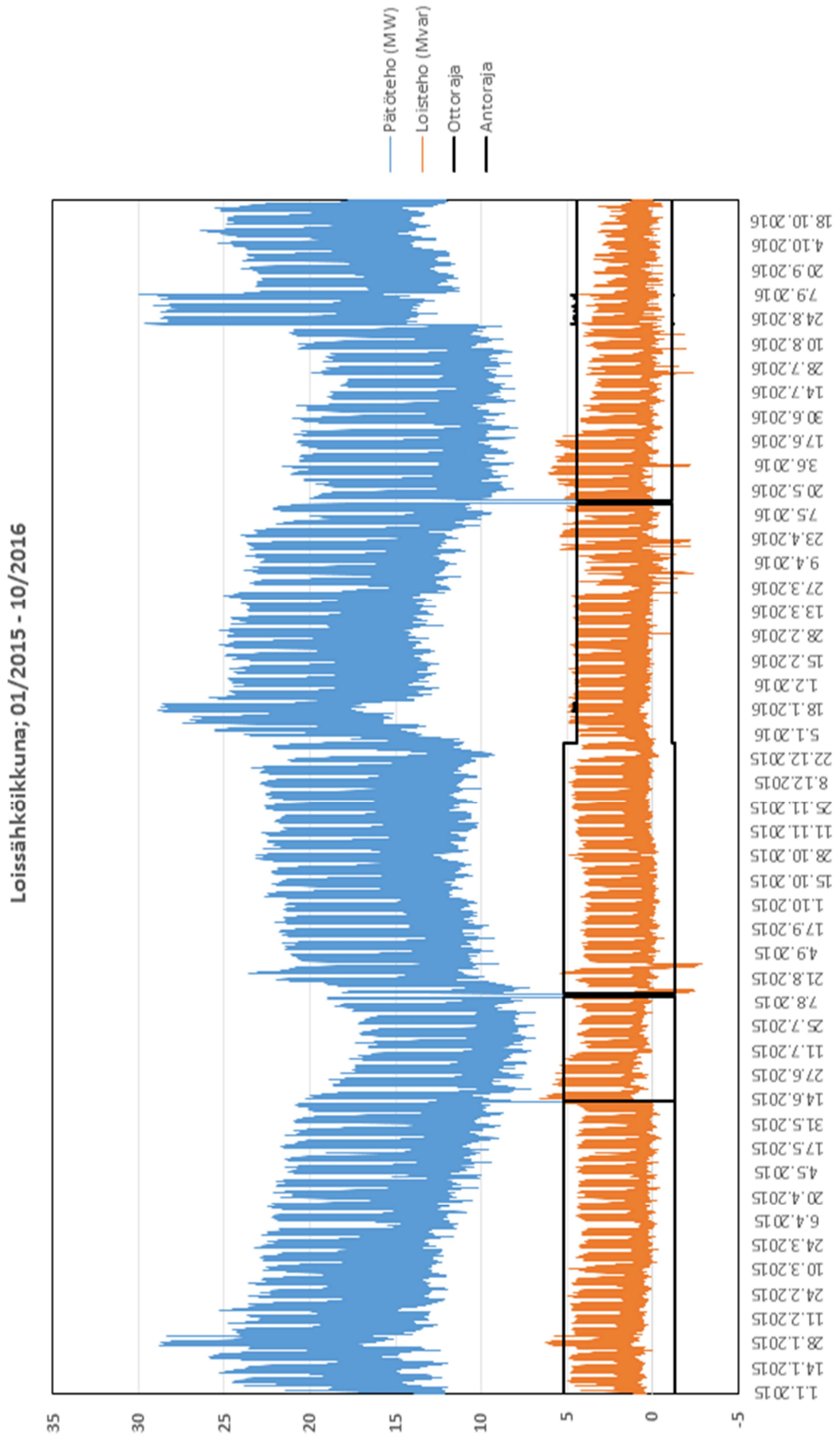
Liite 2. Rauhalahden liittymispisteen loissähköikkuna 01/2015 - 10/2016



Liite 3. Hämeenlahden liittymispisteen loissähköikkuna 01/2015 - 10/2016



Liite 4. Kangasvuoren liittymispisteen loissähkökkuna 01/2015 - 10/2016



Liite 5. Keljon liittymispisteen loissähkökkuna 01/2015 - 10/2016

