

# KOMPENSOINTIREAKTORIN VALINTA TORNION ENERGIAN SÄHKÖASEMALLE

Aho Viljami

Opinnäytetyö  
Tekniikan ja liikenteen ala  
Sähkö- ja automaatiotekniikka  
Insinööri (AMK)

2018

Tekniikan ja liikenteen ala  
Sähkö- ja automaatiotekniikka  
Insinööri (AMK)

---

<b>Tekijä</b>	Viljami Aho	Vuosi	2018
<b>Ohjaaja</b>	DI Jaakko Etto		
<b>Toimeksiantaja</b>	Tornion Energia Oy Käyttöpäällikkö Reijo Sorvoja		
<b>Työn nimi</b>	Kompensointireaktorin valinta Tornion Energian sähköasemalle		
<b>Sivu- ja liitesivumäärä</b>	50 + 14		

---

Tämän opinnäytetyön tarkoituksena oli selvittää sopivia vaihtoehtoja, joilla voitaisiin kompensoida kasvanutta kapasitiivisen loisenergian määrää. Tornion Energia Oy:n Pirkkiön sähköasemalla. Sähkömarkkinalakien mukaisten toimitusvarmuuden parantamistöiden seurauksena kompensointilaitteiston tarve on kasvanut sähköverkon kapasitiivisen loistehon noustessa pienen kuormitustehon aikana. Loissähkön toimituksen ja loistehoreservin ylläpidon sovellusohjeiden perusteella määrittyvän loissähkön käytön ylittyessä Fingrid laskuttaa asiakasta kuukausittain loissähkön oton ja annon tuntikeskitechosta ja loisenergiasta. Loistehomääriä seurataan jakeluverkkoyhtiöiden liittymispisteiden mukaisesti ja loissähkörajojen ylityksestä liittymispisteen haltijaa laskutetaan kuukausittain.

Opinnäytetyössä tarkasteltiin, millaisilla laitteistoilla loistehoa voidaan kompensoida ja kuinka loistehoa syntyy jakeluverkossa. Aineistona käytettiin Tornion Energia Oy:n keräämiä loistehotilastoja eri vuosilta, loistehoa käsitteleviä opinnäytetöitä ja diplomitöitä.

Opinnäytetyön tulokseksi saatiin selvitys Pirkkiön sähköaseman nykyisestä ja tulevien vuosien kompensointitarpeesta. Kompensointitarpeen arvioinnin pohjana käytettiin viiden kuukauden ajanjaksoa, jolloin verkossa on eniten kapasitiivista loistehoa. Tämän ajanjakson ulkopuolella loistehon määrät eivät ylitä loistehoikkunan rajoja, sillä kuormitus verkossa on korkeampaa ja näin ollen kaapeleiden loistehohäviöt ylittävät niiden tuottaman kapasitiivisen loistehon. Lisäksi opinnäytetyössä tuotettiin kustannuslaskelmat ja takaisinmaksuajat eri vertailutilanteissa.

Technology, Communication and Transport  
Electrical and Automation Engineering  
Bachelor of Engineering

---

<b>Author</b>	Viljami Aho	Year	2018
<b>Supervisor</b>	Jaakko Etto, M.Sc.,		
<b>Commissioned by</b>	Tornion Energia Oy Reijo Sorvoja, Operations Manager		
<b>Subject of thesis</b>	Determining Shunt Reactor for Tornion Energia Oy's Electrical Substation		
<b>Number of pages</b>	50 + 14		

---

The purpose of this thesis was to inspect different solutions of capacitive reactive power compensation on Tornion Energia Oy's electrical substation. Due to the changes to the Electricity Market Act, electricity network companies have changed overhead lines to more weatherproof underground cabling. The capacitances of underground cables are significantly greater than overhead lines, this can lead to significant fees for distribution system operators. The transmission system operator Fingrid controls power network companies' transfers of reactive power to the main grid.

This thesis studies the methods of reactive power management and factors that produce reactive power to the distribution network. Material used for this thesis consisted of Tornion Energia Oy's reactive power reports, master theses and theses considering reactive power compensation in distribution network.

This thesis produced a report on the reactive compensation need at the substation located in Pirkkiö district at the moment and also in the future due to increasing ground cabling. The report additionally compared the cost and pay-back times of different shunt reactors and adjustable shunt reactors. The amount of needed compensation power was calculated by using Tornion Energia Oy's reactive power reports and data from the time period between of May and September, when the electricity consumption is low and thus the reactive power losses in distribution network cannot cancel the reactive power produced on the distribution network lines.

Key words

reactive power, compensation, variable shunt reactor

## SISÄLLYS

1	JOHDANTO .....	9
2	TORNION ENERGIA OY .....	10
3	SÄHKÖVERKON RAKENNE .....	12
3.1	Sähköasema .....	12
3.2	Jakeluverkko .....	12
3.3	Keskijänniteverkko .....	13
3.4	Pienjänniteverkot .....	13
3.5	Kuormitukset .....	13
4	NÄENNÄIS- JA LOISTEHO .....	14
4.1	Loisteho .....	15
4.2	Loistehon muodostuminen kaapelissa .....	16
4.3	Loistehon kompensoinnin vaikutukset .....	18
4.4	Yliaallot .....	19
4.5	Häviökustannukset .....	19
4.6	Kompensoinnin kokonaiskustannukset .....	21
5	LOISTEHON KOMPENSOINTI .....	23
5.1	Induktiivisen loistehon kompensointi .....	23
5.2	Kapasitiivisen loistehon kompensointi .....	24
5.2.1	Säädettävä rinnakkaiskuristin (VSR, Variable Shunt Reactor) .....	25
5.2.2	Muut kuristintyytit .....	27
5.3	Kompensoinnin säätö .....	28
6	KANTAVERKKOPALVELUHINNOITTELU 2017 .....	30
6.1	Hinnoitteluperiaatteet .....	30
6.2	Loissähköikkunan muodostuminen .....	31
7	PIRKKIÖN SÄHKÖASEMA .....	34
7.1	Loistehon määrä tällä hetkellä .....	34
7.2	Loistehon määrä tulevaisuudessa .....	35
7.2.1	Kuormitusvirta .....	35
7.2.2	Pigeon 99 ilmalinja .....	36
7.2.3	AHXAMK-W 3X185 kaapeli .....	37

---

7.2.4	Ilmajohdon ja maakaapelin vertailu .....	38
7.3	Pirkiön sähköaseman kompensointitarve .....	39
8	KOMPENSOINTIVAIHTOEHDOT .....	41
8.1	Häviökustannukset .....	41
8.1.1	Kompensoinnin kokonaiskustannukset .....	41
8.1.2	1 MVAR:in käyttökustannukset kesäkaudella .....	42
8.1.3	2 MVAR:in reaktorin käyttökustannukset kesäkaudella .....	42
8.1.4	1 MVAR:in säädettävän reaktorin käyttökustannukset kesäkaudella.. .....	43
8.1.5	2 MVAR:in säädettävän reaktorin käyttökustannukset kesäkaudella.. .....	44
8.2	Takaisinmaksuaika .....	44
8.3	Kiinteän rinnakkaiskuristimen kustannuslaskelma .....	45
8.4	Säädettävän rinnakkaiskuristimen kustannuslaskelmat .....	45
9	POHDINTA .....	47
	LÄHTEET .....	49
	LIITTEET .....	51

## ALKUSANAT

Mahdollisuudesta opinnäytetyön tekemiseen haluan kiittää Tornion Energia Oy:tä. Mielenkiintoisen opinnäytetyön aiheesta haluan kiittää Tornion Energian Oy:n käyttöpäällikköä Reijo Sorvojaa. Lisäksi haluan kiittää kaikkia, jotka osallistuivat opinnäytetyön tekemiseen.

Torniossa 14.05.2018

Viljami Aho

## KÄYTETYT MERKIT JA LYHENTEET

$C_{kok}$	kokonaiskustannukset
$C_i$	laitteen hankintahinta asennuksineen
$C_i$	laitteen häviökustannukset
$C_m$	laitteen ylläpitokustannukset
$C$	käyttökapasitanssi
$I$	kuormitusvirta
$k_j$	keskijännite
NLTC	No-Load Tap Changer, väliottokytkin
OLTC	On-Load Tap Changer, käämikytin
$P$	pätöteho
$p$	korkoprosentti
$p_j$	pienjännite
$Q$	loisteho
$Q_D$	loistehon ottoraja
$Q_{D1}$	loistehon antoraja
$Q_{it}$	loistehotase kaapelissa tai johdossa
$Q_t$	loistehon tuotanto
$Q_k$	loistehon kulutus
$Q_{itmin}$	loistehotase kaapelissa tai johdossa pienimmällä kuormitusvirralla
$Q_{itmax}$	loistehotase kaapelissa tai johdossa suurimmalla kuormitusvirralla
$Q_{itka}$	loistehotase kaapelissa tai johdossa keskimääräisellä kuormitusvirralla
$Q_{itmint}$	loistehotase kaapelissa tai johdossa pienimmällä arvioidulla tulevalla kuormitusvirralla
$Q_{itmaxt}$	loistehotase kaapelissa tai johdossa suurimmalla arvioidulla tulevalla kuormitusvirralla
$Q_{itkat}$	loistehotase kaapelissa tai johdossa keskimääräisellä arvioidulla tulevalla kuormitusvirralla
$S$	näennäisteho
$\Psi$	apukerroin

## Johtojen ja kaapelien lyhenteet

AHXW 185	Keskijännitemaakaapeli AHXAMK-W 3x185/35
Pigeon 99	Keskijänniteilmajohto Pigeon 85/14

## 1 JOHDANTO

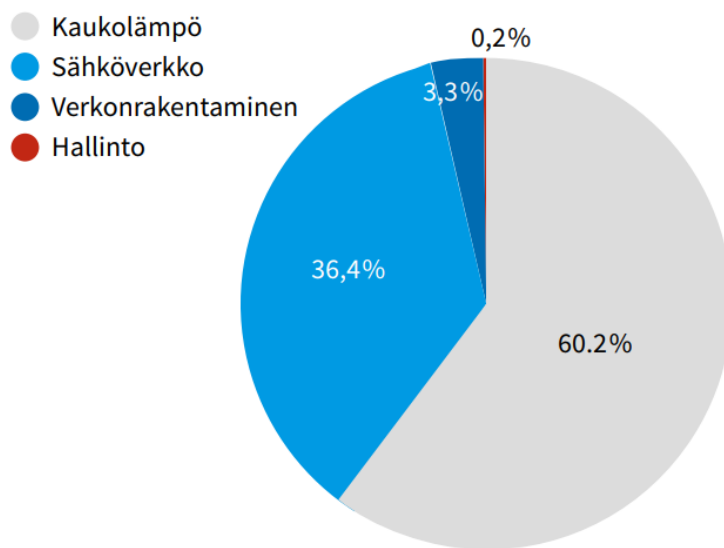
Tämän opinnäytetyön tarkoituksena on selvittää sopivia vaihtoehtoja, joilla voidaan kompensoida kasvanutta kapasitiivisen loistehon määrää Tornion Energia Oy:n Pirkkiön sähköasemalla. Selvityksessä huomioidaan eri laitteistojen investointikustannukset ja käyttökustannukset. Kompensointilaitteiston tarve on kasvanut sähköverkon kapasitiivisen loistehon määrän noustessa. Aikaisemmin sähköverkon loisteho oli induktiivista, mutta ilmajohdon korvaaminen säävarmemmalla maakaapelilla on lisännyt loistehon tuotantoa verkossa.

Opinnäytetyössä aluksi esitellään toimeksiantajan liiketoimintaa ja verkoston rakennetta yleisesti, sähköverkon peruskäsitteitä kuten keskijänniteverkoston ja pienjänniteverkoston eroja. Tämän lisäksi käsitellään näennäistehon määrittelyä, ja mistä tekijöistä se muodostuu. Loistehon muodostumista yleisellä tasolla käsitellään luvussa 4, kuin myös loistehon vaikutuksista sähköverkon siirtokykyyneen. Eri loissähkön kompensoimisen keinoja käsitellään luvussa 5, kuten myös laitteistojen eri ominaisuudet ja säätötavat.

Loissähkölaskutuksen muodostumisen käsittelyn jälkeen tarkastellaan kohdeverkon loistehomääriä ja sen mahdollisia muutoksia tulevaisuudessa. Kohdeverkon kompensoimislaitteiston sopivuuden pohtimisessa otetaan huomioon laitteiston häviö- ja investointikustannukset.

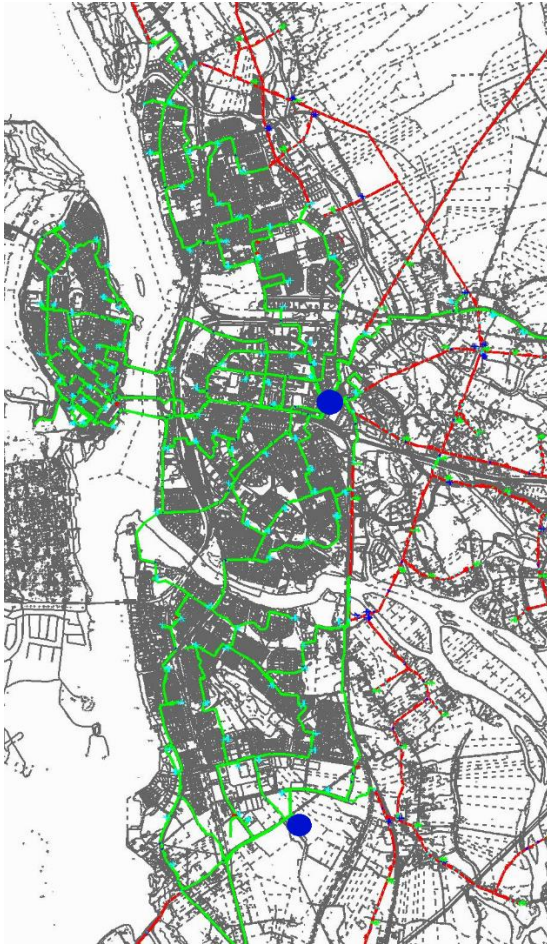
## 2 TORNION ENERGIA OY

Tornion Energia Oy on kokonaan Tornion kaupungin omistama yhtiö ja kuuluu Tornion kaupungin kuntakonserniin. Yhtiön sähkönsiirto- ja kaukolämpö laskutuksen ja laskutuksen asiakaspalvelun hoitaa Oulun Sähkömyynti Oy. Tornion Energia Oy:n juuret ovat alun perin vuonna 1911 perustetussa kunnallisessa sähkölaitoksessa. Kunnallinen sähkölaitos yhtiöitettiin vuonna 2002 Tornion Energia Oy:ksi ja samalla perustettiin Oulun Sähkömyynti Oy. (Tornion Energia Oy 2018.)



Kuvio 1. Liikevaihdon jakautuminen toimialueittain vuonna 2016 (Tornion Energia, Vuosikertomus 2016, 9)

Tornion Energia Oy:n toiminta jakautuu neljään toimialueeseen, joita ovat kaukolämpöpalvelut, sähköverkkopalvelut, verkonrakentamispalvelut ja hallintopalvelut. Liikevaihto jakautui vuonna 2016 kuvion 1 mukaisesti eri toimialueiden kesken. Tornion Energia Oy:n toiminta kattaa pääasiassa Tornion kunnan alueella olevan kaukolämpö- ja sähköverkon. Vuonna 2016 Tornion Energia Oy:n liikevaihto oli 11 845 000 euroa, josta tilikauden voittoa 1 459 000 euroa. (Tornion Energia Oy, Vuosikertomus 2016, 8-9.)



Kuvio 2. Tornion Energian jakeluverkkokaavio (Tornion Energia Oy 2018)

Tornion Energia Oy:n sähköverkon liityntäpisteitä kantaverkkoon ovat Pirkkiön Sähköasema ja Torpin päämuuntoasema, jotka ovat merkittyinä kuviossa 2 sinisillä merkeillä. Tornion Energia Oy:n 110 kV:n verkostoon kuuluu 2 kpl sähköasemia, ja 3 kpl päämuuntajia. Kaapelointiaste keskijänniteverkossa on 43 prosenttia, pienjänniteverkon kaapelointiaste oli vuonna 2016 73 prosenttia. (Tornion Energia Oy, Vuosikertomus 2016, 16–17.)

Vuonna 2016 keskijänniteverkon ilmajohton vikakeskeytyksiä oli 15 kappaletta, joista lumen ja jään aiheuttamia olivat 3 kappaletta, tuulen ja myrskyn 4 kappaletta ja ukkosien aiheuttamia 3 kappaletta. Loput vikakeskeytykset ilmajohtoisissa olivat joko verkon rakennevikoja tai tuntemattomasta syystä syntyneitä. Toimintavarmuuden parantamiseksi Tornion Energia Oy onkin korvannut ilmajohtot maakaapeloinnilla verkoston saneerauksen yhteydessä. (Tornion Energia Oy, Vuosikertomus 2016, 16–17.)

### 3 SÄHKÖVERKON RAKENNE

Sähköverkon tehtävä on siirtää sähkövoimansiirtojärjestelmän kautta jakeluverkkoon liitettyjen voimalaitosten tuottama sähkö loppukäyttäjille. Sähkönjakelujärjestelmä osia ovat 110 kV ja 45 kV alueverkot, 110/20 kV, 45/20 kV sähköasemat, 20 kV keskijänniteverkot (kj-verkko), 20/0,4 kV jakelumuuntamot ja 0,4 kV pienjänniteverkot (pj-verkko). (Lakervi & Partanen 2008, 12-13.)

Jakelu- ja pienjänniteverkkoja rakennetaan yleensä säteittäisinä. Rakentamiskustannustehokkuudeltaan keskijänniteverkkokin olisi edullisinta rakentaa säteittäiseksi. Käyttövarmuuden parantamiseksi kuitenkin keskijänniteverkko rakennetaan keskeisiltä osiltaan silmukoiksi, jolloin vika- ja huoltotilanteissa verkkoa voidaan syöttää tarvittaessa eri suunnasta. (Lakervi & Partanen 2008, 12-13.)

#### 3.1 Sähköasema

Keskijänniteverkkoa syöttävällä sähköasemalla muunnetaan alueverkon 110 kV jännite 20 kV:n keskijänniteverkon käyttämälle tasolle. Sähköasema on sähkönjakeluverkon tärkein yksittäinen rakenneosa. (Lakervi & Partanen 2008, 119). Sähköasema koostuu suurjännitekytkinlaitoksesta, yhdestä tai tarvittaessa useammasta päämuuntajasta, keskijännitekytkinlaitoksesta ja apujännitejärjestelmästä käytöntukitoimintoinen. (Lakervi & Partanen 2008, 119.)

#### 3.2 Jakeluverkko

Jakeluverkkoja käytetään lähes aina säteittäisinä, mutta ne ovat tyypillisesti silmukoituja. Säteittäisen verkon etuja ovat häiriöiden helpompi rajoittaminen ja oikosulkuvirtojen pysyminen matalampina. Lisäksi jännitteensäädön ja suojauksen toteuttaminen on yksinkertaisempaa kuin silmukoidussa verkossa. Silmukoidussa verkossa puolestaan jännitteenalenema ja energiahäviöt saadaan pienemmäksi. Silmukoidussa verkossa johtovian vaikutukset voidaan rajata yhteen erotinväliin. (Lakervi & Partanen 2008, 13.)

### 3.3 Keskijänniteverkko

Keskijänniteverkossa jännitetaso on Suomessa tyypillisesti 20 kV. Keskijänniteverkko on joko maasta erotettu tai sammutettu sammutuskuristimen kautta. Yli 90% sähkökäyttäjien kokemista keskeytyksistä on peräisin keskijänniteverkossa tapahtuvista vioista. Keskijänniteverkolla on normaalin sähkönjakelutoiminnan lisäksi varayhteysrooli vaikeissa 110 kV:n johto- tai sähköasemavioissa. Maaseudulla keskijänniteverkot on perinteisesti rakennettu avojohtoina. (Lakervi & Partanen 2008, 125.)

Haja-asutusalueilla ei varayhteysratkaisuille ole tarvetta tai juuri mahdollisuuttaan. Johdot rakennetaan pääasiassa sinne, missä kuormitustakin on. Taajamien maakaapelointiverkostoissa keskeisiä pohdittavia asioita ovat kaapeliverkon muoto ja maksimikuormitusasteet, kuin myös lähtöjen ja sähköasemien korvattavuus. Useimmiten peruseriaatteena on lähdön varasyöttö samalta sähköasemalta tulevan lähdön kautta, jolloin lähdöt voidaan tarvittaessa kytkeä lyhytaikaisesti silmukkaan esimerkiksi jakorajamuutosten yhteydessä. (Lakervi & Partanen 2008, 125.)

### 3.4 Pienjänniteverkot

Pienjänniteverkkoa syötetään jakelumuuntamolta, jossa muunnetaan 20 kV:n jännite 400 V:n tasolle. Taajamissa käytettävät jakelumuuntamot ovat isomman tehonsa ja ympäristövaatimustensa takia yleensä paljon kalliimpia kuin haja-asutusalueille sijoitettavat jakelumuuntajat. (Lakervi & Partanen 2008, 157.)

### 3.5 Kuormitukset

Sähköverkkojen kuormitukset muodostuvat loppukäyttäjien energian tarpeesta, eli siirretystä sähköenergiasta. Kuormitukset vaihtelevat käyttäjien tarpeiden mukaan. Talvella lämmitystarve nostaa verkon kuormitusta, kun taas säiden lämmentyessä verkon kuormitus lämmitystarpeen osalta vähenee.

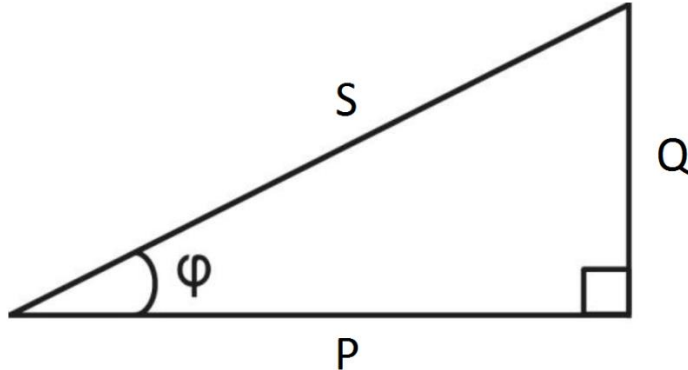
#### 4 NÄENNÄIS- JA LOISTEHO

Näennäisteho  $S$  muodostuu pätö- ja loistehosta kaavan 1 mukaisesti. Pätöteho on työtä tekevää sähkötehoa. Tiettyjen sähkölaitteiden toimiminen edellyttää pätötehon  $P$  lisäksi myös loistehoa  $Q$ , jotta ne voivat kehittää tarvitsemansa magneettikentän. Tällaisia laitteita ovat esimerkiksi moottorit, purkauslamput ja muuntajat. (TTT-Käsikirja 2000, 1.)

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (1)$$

missä

$S$	on	näennäisteho
$P$	on	pätöteho
$Q$	on	loisteho



Kuvio 3. Tehokolmio (Tekniikan kaavasto 2010, 126)

Loistehon muodostumista voidaan havainnollistaa tehokolmiolla kuvion 3 mukaisesti, jossa  $\cos\varphi$  kuvaa pätötehon ja näennäistehon suhdetta, eli tehokerrointa. Tehokerroin muodostuu pätö- ja näennäistehon suhteesta.

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

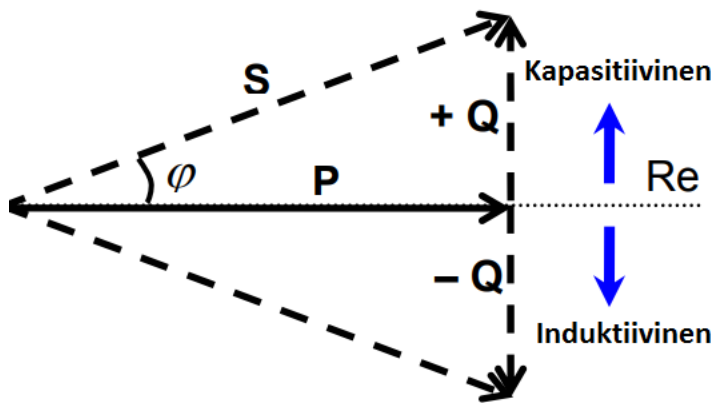
missä

$S$	on	näennäisteho
-----	----	--------------

P on pätöteho  
 $\cos\varphi$  on tehokerroin

#### 4.1 Loisteho

Loistehoa syntyy, kun virta ja jännite ovat vaihe-erossa. Loisteho voi olla joko kapasitiivista tai induktiivista. Loistehon ollessa kapasitiivista tarkoittaa se virran olevan edellä jännitettä, päinvastaisesti induktiivinen loisteho merkitsee virran olevan jäljessä jännitettä. Kuviossa 4 on havaittavissa induktiivisen ja kapasitiivisen loistehon suhde, jonka mukaisesti virran ja jännitteen vaihe-ero synnyttää kapasitiivista tai induktiivista loistehoa. (Engström 2007, 3, Gönen.)



Kuvio 4. Induktiivinen ja kapasitiivinen loisteho (Engström 2007, 3)

Loistehon määrän noustessa hyötysuhde heikkenee ja tarvittavan pätötehon siirtoon tarvitaan enemmän resursseja. Siirtyvän pätö- ja loistehon määrät ovat siis sidottuja toisiinsa. (Elovaara & Laiho 2007, 91.)

Jakeluverkostoissa ilmeneviä pätötehohäviöitä voidaan laskea kaavan 3 avulla. (Elovaara & Laiho 2007, 138.)

$$P_h = \left(\frac{P}{U}\right)^2 R + \left(\frac{Q}{U}\right)^2 R \quad (3)$$

missä

$P_h$  on pätötehohäviöt (W)

R on johdon kokonaisresistanssi ( $\Omega$ )

Loistehohäviöt  $Q_h$  voidaan laskea kaavan 4 avulla. (Elovaara & Laiho 2007, 138).

$$Q_h = \left(\frac{P}{U}\right)^2 X + \left(\frac{Q}{U}\right)^2 X \quad (4)$$

missä

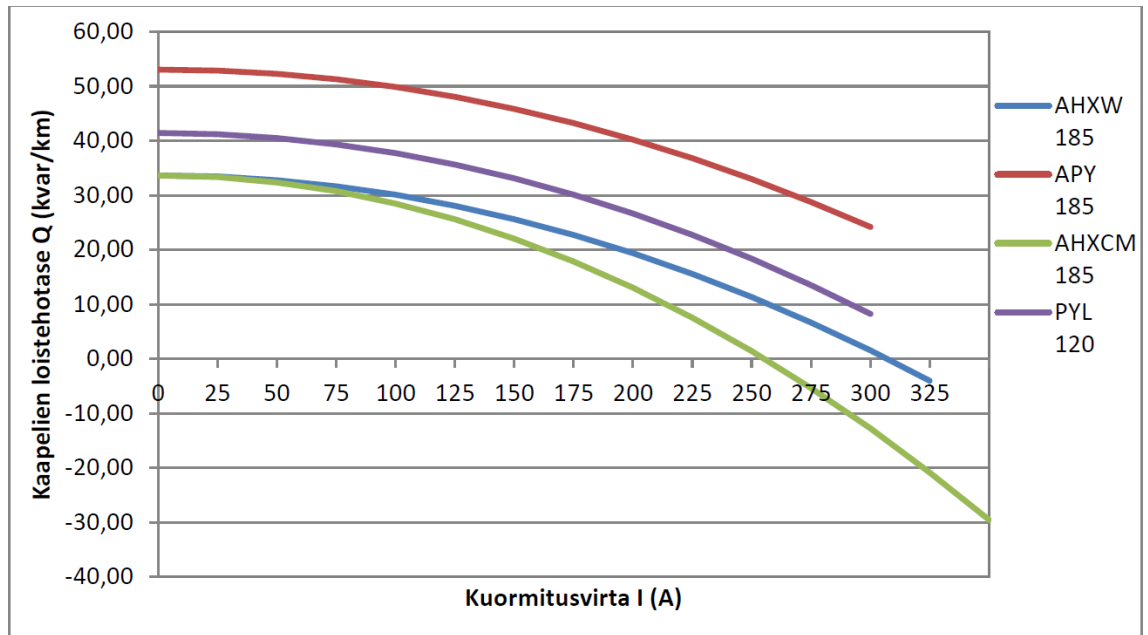
$Q_h$  on loistehohäviöt (VAr)

$X$  on johdon kokonaisreaktanssi ( $\Omega$ )

Kaavoissa 3 ja 4 on kaksi termiä, joista jälkimmäinen on siirretystä loistehosta riippuvainen. Loistehon määrän rajoittamisella on merkittävä osuus, jotta häviöiden määrä pienenesi. (Lakervi & Partanen 2008, 138.)

#### 4.2 Loistehon muodostuminen kaapelissa

Kapasitiivista tai induktiivista loistehoa muodostuu ilmajohdoissa ja maakaapeleissa käyttökapasitanssin, pitkittäisreaktanssin, käyttöjännitteen ja kuormitusvirran mukaisesti. Kapasitiivista loistehoa syntyy maakaapelissa johtuen sen rakenteesta, jossa hohtosuoja on hyvin lähellä johdinta. Tämä johtaa maakaapelin korkeaan kapasitanssiin suhteessa ilmajohtoihin (Engström 2007, 6). Kuormitusvirran nousu kasvattaa loistehohäviöitä keskijännite-kaapelissa, jolloin loisteho laskee kuvion 5 mukaisesti.



Kuvio 5. Loistehon tuotto eri keskijänniteverkon kaapeleissa kuormitusvirran kasvaessa (Väisänen 2012, 45)

Kaapelin tuottama loisteho voidaan laskea kaavalla 5 (Väisänen 2012, 41).

$$Q_{lt} = Q_t - Q_k = \omega C U^2 - 3 X I^2 = \omega C U^2 - 3 \omega L I^2 \quad (5)$$

missä

$Q_{lt}$	on	loistehotase kaapelissa tai johdossa (VAr)
$Q_t$	on	loistehon tuotanto (VAr)
$Q_k$	on	loistehon kulutus (VAr)
$\omega$	on	verkon kulmataajuus
$C$	on	käyttökapasitanssi (F)
$X$	on	pitkittäisreaktanssi ( $\Omega$ )
$I$	on	kuormitusvirta (A)

Kuorman ottama virta  $I$  lasketaan näennäistehosta  $S$ , kaavan 6 mukaisesti (TTT-Käsikirja 2000, 1).

$$I = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U} \quad (6)$$

missä

I	on	kuormitusvirta (A)
U	on	jännite (V)
P	on	pätöteho (W)
Q	on	loisteho (VAr)
S	on	näennäisteho (W)

#### 4.3 Loistehon kompensoinnin vaikutukset

Kuormituspisteissä tapahtuvan kompensoinnin aikaansaama kokonaisvirran pieneneminen vähentää verkon pätötehohäviöitä jolloin keskusten, kaapelien ja muuntajien lämpötila laskee (STUL 2006, 82-85). Kompensointi pienentää myös verkon jännitteenalenemaa  $U_a$  joka muodostuu yhtälön 7 mukaisesti. Yhtälöstä on nähtävissä loisvirran merkitys jännitteenalenemaan (STUL 2006, 82-85).

$$U_a = RI_p + XI_q \quad (7)$$

missä

$U_a$	on	jännitteenalenema (V)
R	on	koko siirtoverkon resistanssi ( $\Omega$ )
X	on	koko siirtoverkon reaktanssi ( $\Omega$ )
$I_p$	on	pätövirta (A)
$I_q$	on	loisvirta (A)

Kompensoinnin merkitys jännitteenalenemaan myötäilee johdinten poikkipinta-alan kasvua. Johdinten pituuden tai poikkipinta-alan kasvaessa johdinten reaktanssi kasvaa. (STUL 2006, 85.)

Kun kompensointilaitteita liitetään verkkoon syntyy sekä rinnakkais- että sarja-resonanssi- ja piirejä. (STUL 2006, 65.)

#### 4.4 Yliaallot

Suomessa yleiseen sähköjakeluun käytettävissä verkoissa nimellistaajuus on 50 Hz. Säröytyneessä verkossa esiintyy sekä tämän taajuuden harmonisia yliaaltoja että taajuudelle epäharmonisia yliaaltoja. Epäharmoninen yliaaltotaajuus on taajuus, joka ei ole perusaallon taajuuden monikerta. (STUL 2006, 29.) Yliaaltoja aiheuttavat tasa- ja vaihtosuuntaajakäytöt, hakkuriteholähteet, energiansäästöloistelamput, puolijohdekytkimet, tyristorisäätimet, kodin ja toimistotilojen elektroniikka, purkauslamput, hitsauslaitteet, valokaariuunit sekä vikaantuneiden muuntajien ja moottorien magneettiirit. (STUL 2006, 30.)

Vaihtojännitteiden ja -virtojen ollessa säröytyneitä niiden käyrämuoto ei ole täysin sinimuotoinen. Verkkojännitteen säröt syntyvät epälineaaristen kuormitusten verkosta ottamista tai verkkoon syöttämistä virroista. Jännite säröytyy, kun perustaajuisesta sinimuotoisesta poikkeavat virrat aiheuttavat verkon impedansseissa jännitehäviöitä. (STUL 2006, 29.) Myös säröytynyt jännite aiheuttaa sinimuodosta poikkeavia virtoja lineaarisillakin kuormituksilla. Generaattoreiden, moottoreiden ja muuntajien epälineaarisuuden myötä syntyy myös jännitteen säröytymistä. (STUL 2006, 29.)

Yliaallot aiheuttavat häviöiden kasvua sähköverkossa ja sähkökäyttäjien laitteissa, sekä eri laitteiden kuormitettavuuden alentumista. Yliaallot myös aiheuttavat mittareiden virhenäyttämiä sekä automaatiolaitteiden ja suojaileiden virhetoimintoja. Nämä tilanteet korostuvat erityisesti resonanssitilanteissa, joissa jännite säröytyy huomattavasti. (STUL 2006, 30.)

#### 4.5 Häviökustannukset

Reaktorin käytöstä syntyy häviöitä, jotka tulee ottaa huomioon laitteiston käyttökustannuksia laskettaessa sen elinkaaren ajalle. Reaktorin päätotehohäviöt riippuvat reaktorin kokoluokasta. Yleisimmin häviöt ovat noin 0,6-0,8 % nimellistehosta. (Forsblom 2017, 16.)

Häviökustannukset muodostavat huomattavan osuuden laitteen elinkaaren kokonaiskustannuksista, sillä reaktoreiden käyttöikä on 40-50 vuotta. (Energiamarkkinavirasto 2016.)

Kiinteitä ja jaksollisia häviökustannuksia voidaan vertailla, kun tulevat häviökustannukset diskontataan nykypäivään kaavojen 8 ja 9 avulla. Tällöin tulee tietää ensimmäisen vuoden kustannukset ja pitoaika. (Kenttälä 2016, 60.)

$$\Psi = \frac{(1 + \frac{r}{100})^2}{1 + \frac{p}{100}} \quad (8)$$

missä

$\Psi$	on	apukerroin
$r$	on	tehon vuosittainen kasvuprosentti
$p$	on	korkoprosentti

$$k = \Psi * \frac{\Psi^T - 1}{\Psi - 1} \quad (9)$$

missä

$k$	on	diskonttauskerroin
$T$	on	tarkasteluaika

Kun diskonttauskerroin on saatu laskettua, lasketaan häviöt ja valitaan häviökustannus. Lopulliset häviökustannukset saadaan kertomalla diskonttauskerroin, häviöt, häviökustannus ja huipunkäyttöaika keskenään kaavan 10 mukaisesti. Häviökustannukset vaihtelee 30-60 €/MWh välillä, ja keskimääräiseksi häviökustannukseksi valittiin 50 €/MWh. (Kenttälä 2016, 57-61.)

Kompensointilaitteen häviöt voidaan laskea kaavan 10 mukaisesti. (Kenttälä 2016, 60.)

$$P_{\text{häviöt}} = P_0 + P_h = P_0 + \left(\frac{S}{S_n}\right)^2 * P_{kn} \quad (10)$$

missä

$P_{\text{häviöt}}$	on	kompensointilaitteen häviöt
$P_0$	on	tyhjäkäyntihäviöt

$P_h$	on	kuormitushäviöt
$S$	on	laitteen läpi siirtyvä teho
$S_n$	on	laitteen nimellisteho
$P_{kn}$	on	laitteen nimellinen häviöteho

Laitteen häviökustannukset  $C_l$  muodostuvat kaavan 11 mukaisesti. (Kenttälä 2016, 60.)

$$C_l = k * t * H * P_{häviöt} \quad (11)$$

missä

$C_l$	on	laitteen häviökustannukset
$t$	on	huipunkäyttöaika
$H$	on	häviökustannus

Kiinteät kompensointilaitteet käyvät aina nimellistehollaan, eikä laitteen teho missään vaiheessa muutu. Kiinteän kompensoimislaitteen  $P_{häviöt}$ , ovat tällöin vakio. (Kenttälä 2016, 61.)

#### 4.6 Kompensoinnin kokonaiskustannukset

Kompensointilaitteiston kokonaiskustannuksia  $C$  laskettaessa huomioidaan hankintahinnat, ylläpitokustannukset ja häviökustannukset. Kokonaiskustannukset  $C$  lasketaan kaavan 12 mukaisesti. (Kenttälä 2016, 62.)

$$C = C_i + C_m + C_l \quad (12)$$

missä

$C$	on	kokonaiskustannukset
$C_i$	on	laitteen hankintahinta asennuksineen
$C_m$	on	laitteen ylläpitokustannukset
$C_l$	on	laitteen häviökustannukset

Laitteiston ylläpitokustannuksista ei ole tarkkaa tietoa, joten ne voidaan jättää tässä tapauksessa huomiotta. (Kenttälä 2016, 62.)

## 5 LOISTEHON KOMPENSOINTI

Loistehon ollessa joko kapasitiivista tai induktiivista, eli virran ollessa jännitettä edellä tai jäljessä, on kompensointilaitteisto joko kondensaattoriin tai kelaan perustuva sähkötekniikan peruskomponentti.

Sähköverkossa induktiivisen loistehon kompensointiin käytetään yleisesti rinnakkaiskondensaattoriparistoja. Voimansiirtoverkoissa induktiivisen ja kapasitiivisen loistehotasapainon ylläpitämiseen tarvitaan kondensaattoreiden lisäksi myös kuristimia eli reaktoreita. Reaktoreilla kompensoidaan kapasitiivista loistehoa. Suomen kantaverkossa reaktorit on kytketty 400/110/20 kV muuntajien tertiäärikämeihin. (Lakervi & Partanen 2008, 287.)

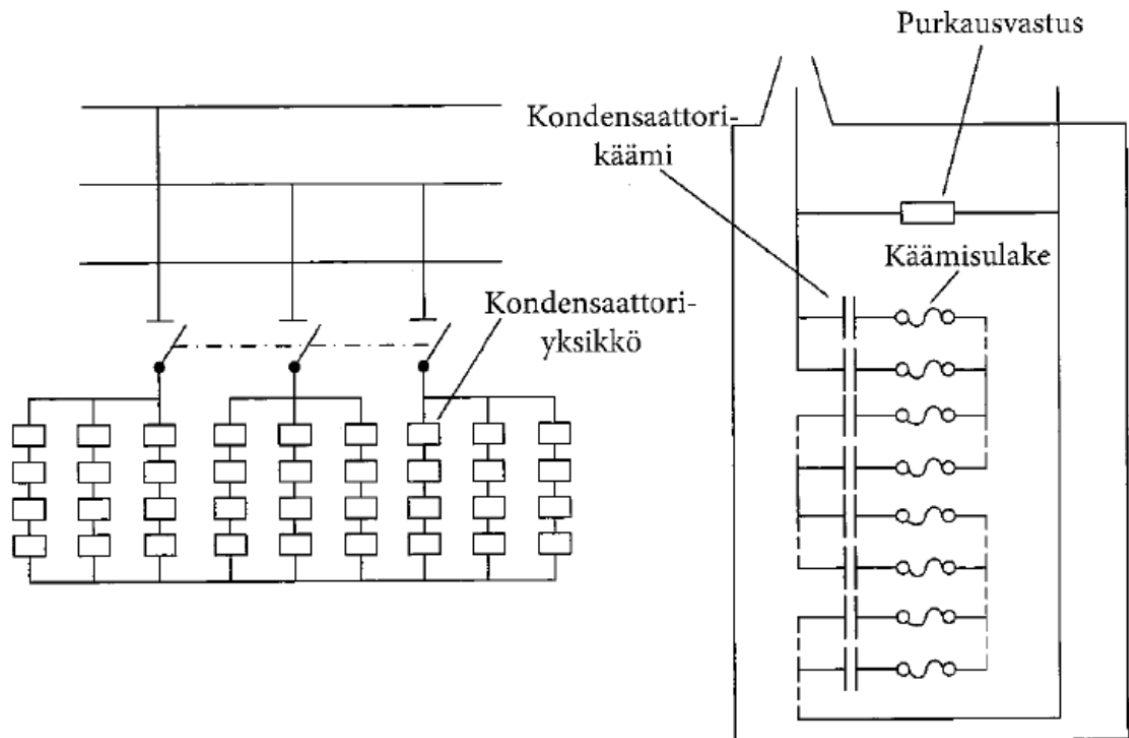
Kiinteät rinnakkaiskuristimet sopivat verkkoihin, joiden loistehovaihtelu on maltillista. Kiinteät rinnakkaiskuristimet käyvät nimensä mukaisesti nimellistehollaan, jolloin päätötehohäviöistä voi syntyä vuositasolla merkittävä kustannus. (Forsblom 2017, 16.)

### 5.1 Induktiivisen loistehon kompensointi

Induktiivisen loistehon kompensointiin tarvitaan kapasitiivista loistehoa. Kapasitiivisen loistehon tuottamiseen käytetään kondensaattoria, tahtimoottoria tai sähköntuotannon generaattoria.

Pienjänniteverkossa käytettävät kondensaattorielementit valmistetaan pääasiassa itseparantuvasta metalloidusta polypropyleenikalvosta. Elementit eivät sisällä kyllästysnestettä. Yksittäiset elementit tavallisemmin varustetaan sisäisillä suojuilla yliviltoja, ylipainetta ja ylipaineita vastaan. Elementit ovat itseparantuvia, jolloin läpilyönti elementissä aiheuttaa metallikerroksen höyrystymisen ja elementin jäämisen oikosulkuun. Pienjänniteyksikön rakenne koostuu useasta rinnankytketystä elementistä. Pienjänniteyksiköt ovat useimmiten 3-vaiheisia ja sisäisesti kolmioon tai tähteen kytkettyjä. Pienjänniteyksiköissä käytetään yleensä ulkoista purkausvastusta. Aikaisemmin sähköturvallisuusmääräyksissä oli vaatimus kondensaattorin varauksen purkamisesta sen verkosta kytkemisen

jälkeen. Alle 660 V:n nimellisjännitteisen kondensaattorin oli purkautettava minuutissa 50 volttiin. Suurjänniteyksiköiden eristerakenteet ovat joko öljyeristeisiä tai kuivia. Jokainen yksikkö on varustettu sisäisellä sulakkeella ja purkausvastuksella. (STUL 2006, 48-49.)



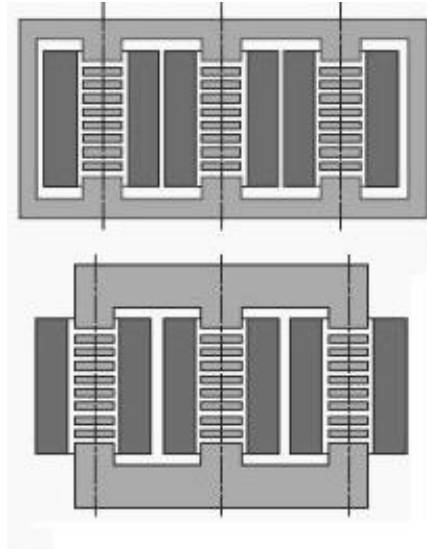
Kuvio 6. Suurjännitekondensaattorin ja kondensaattoriyksikön rakenne (Lakervi & Partanen 2008, 289)

Kondensaattoriparisto muodostuu useammasta rinnan ja sarjaan kytketystä kondensaattoriyksiköistä kuvion 6 mukaisesti. Siirto- ja jakeluverkostoissa sarjaan kytkettyjen yksiköiden määrän valinta tehdään verkon ja yksikön nimellisjännitteen mukaan. Rinnankytkettyjen yksiköiden lukumäärä määräytyy pariston tehon perusteella. Paristokoko on tyypillisesti Suomen 110 kV verkossa 20-50 MVA<sub>r</sub>, ja 20 kV verkostoissa 1-5 MVA<sub>r</sub>. (Lakervi & Partanen 2008, 288.)

## 5.2 Kapasitiivisen loistehon kompensointi

Reaktoreilla saadaan luotua sähkönjakeluverkkoon induktiivista loistehoa, ja näin ollen sen vaikutus on päinvastainen kondensaattoriin nähden.

Rinnakkaiskuristimia eli reaktoreita käytetään kapasitiivisen loistehon kompensoimiseen, jota syntyy matalan kuormituksen aikana voimansiirtolinjoissa. Rinnakkaiskuristimet yleensä kytketään muuntajan tertiäärikäämiin katkaisijalla. Kuviossa 7 on kuvattuna kolmivaihe-kuristimen rakenne.

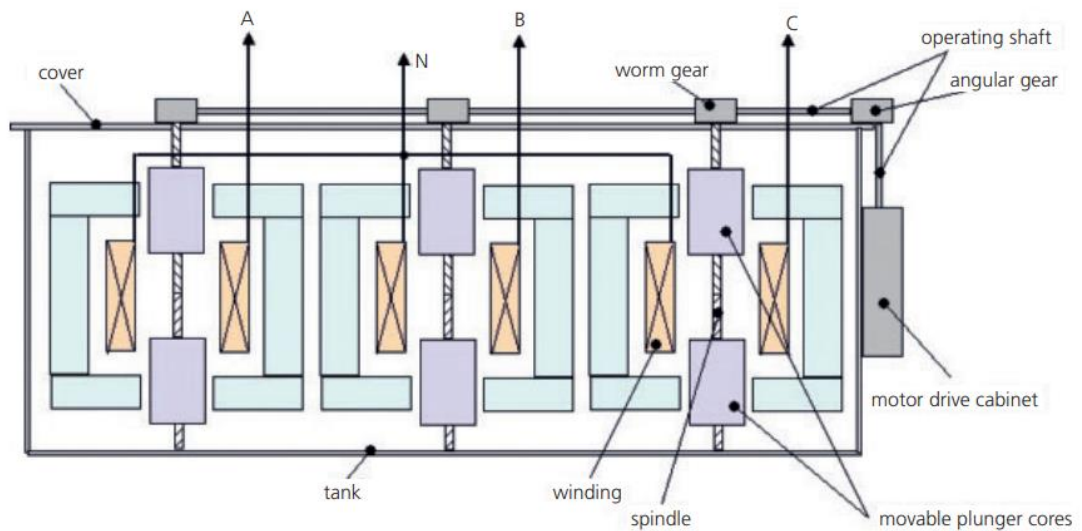


Kuvio 7. Kolmivaiheisen rinnakkaiskuristimen rakenne (Siemens 2018)

Reaktorit voidaan asentaa joko erilliseen laitesuojaan tai ulkokentälle. Asennettaessa laitesuojaan reaktorin jäähdytys otetaan huomioon. Ulkokenttäasennuksessa tulee huomioida jännite-etäisyydet. Reaktorin pätötehohäviöt riippuvat reaktorin kokoluokasta. (Forsblom 2017, 16.)

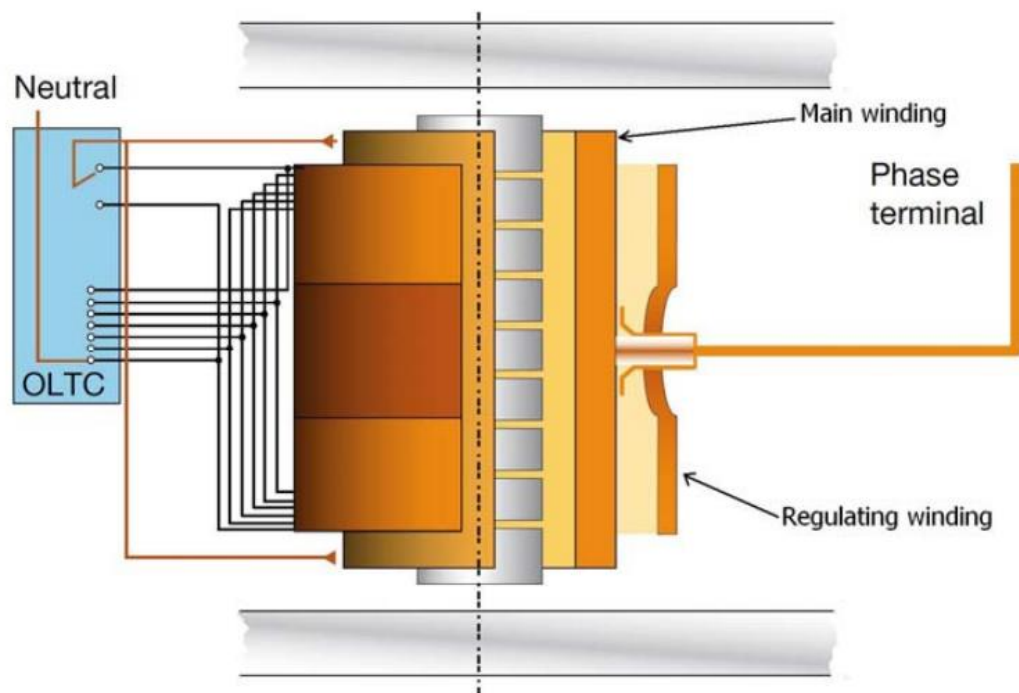
#### 5.2.1 Säädetty rinnakkaiskuristin (VSR, Variable Shunt Reactor)

Loistehomäärän vaihteluiden ollessa suurempia ovat säädettävät rinnakkaiskuristimet sopiva vaihtoehto kiinteille reaktoreille. Jännitteellisenä säädettävän rinnakkaiskuristimen toiminta perustuu käämikytkimellä tapahtuvaan induktiivisen reaktanssin säätöön, jossa säädetään reaktorin rautasydämen ilmaväliä. (Forsblom 2017, 16-19.) Ilmavälisäädettävän rinnakkaiskuristimen rakenne on kuvattuna kuviossa 8, josta on nähtävissä laitteen rakentuvan kolmesta yksiköstä, joissa reaktorin ilmaväliä muutetaan akseleilla.



Kuvio 8. Säädettävän rinnakkaiskuristimen rakenne (Trench 2017)

Säädettävä rinnakkaiskuristin voidaan varustaa jännitteisenä säädettävällä (OLTC, On Circuit Tap Changer), jännitteettömänä säädettävällä (NLTC, No Load Tap Changer) käämikytkimellä. Sääto voidaan toteuttaa myös jännitteettömänä säädettävällä väliottokytkimellä, joka voidaan varustaa etäohjattavalla säätömoottorilla. (Forsblom 2017, 15-17.)



Kuvio 9. OLTC-säädettävä reaktori (Khorami 2011, 36)

NLTC-käämikytkimellä säädettävä rinnakkaiskuristin voidaan säätää vain jännitteettömänä, mikä hidastaa reagointiaikaa ja kuluttaa katkaisijoita. OLTC-käämikytkimellä säädettävää rinnakkaiskuristinta voidaan säätää jännitteellisenä, jolloin kompensointia voidaan säätää reaaliajassa ja katkaisijoiden kuormitus on luonnollisesti vähäistä. OLTC-käämikytkimellä varustettu reaktori on kuvattuna kuviossa 9, josta nähdään että kytkimen eri asennoissa reaktorin käämien määrä vaihtelee. Rinnakkaiskuristimen kompensointitehoa säädettäessä myös pätötehohäviöt muuttuvat kompensointitarpeen mukana, mikä myös tuo käyttökustannuksissa säästöä. (Forsblom 2017, 16-19.)

### 5.2.2 Muut kuristintyytit

Kondensaattoripariston kanssa sarjaan kytketyllä vaimennuskuristimella rajoitetaan pariston kytkentävirtoja. Vaimennuskuristimet ovat verrattavissa sarjakuristimiin, joissa on pieni induktanssi. Jännitevaatimukset ovat usein sarjakuristimia korkeammat. Suodattimessa käytetään kuristinta yhdessä kondensaattorin kanssa. Suodattimen pienestä impedanssista johtuen suurin osa harmonisista yliaalloista päätyy suodattimeen eikä verkkoon. Korkeampia yliaaltotaajuuksia varten käytetään laajakaista suodattimia. Suodatinkuristin voidaan varustaa väliotoilla, jotta tarvittava viritystaajuus voitaisiin säätää. (STUL 2006, 59.)

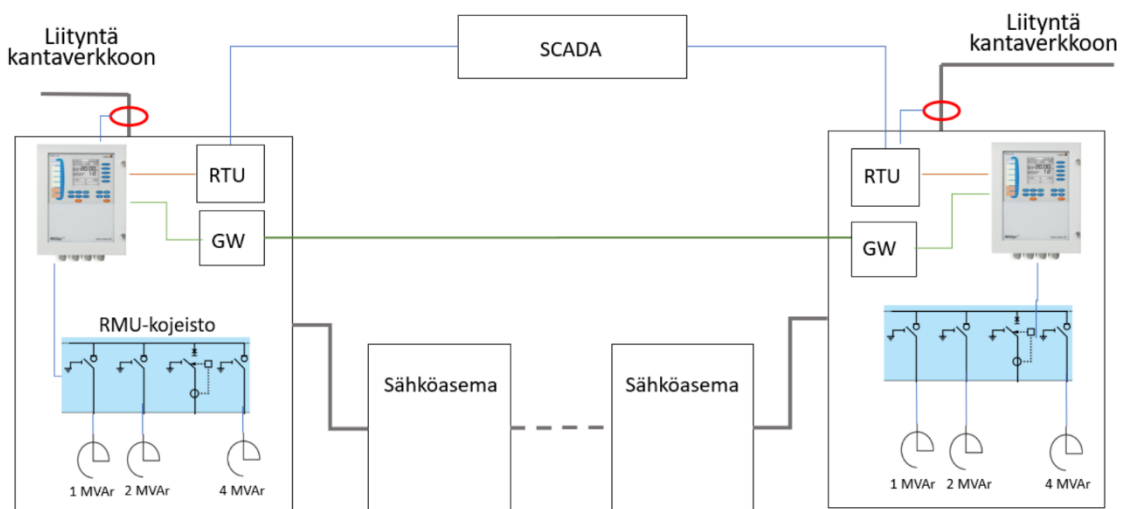
Sarjakuristimia käytetään rajoittamaan oikosulkuvirtaa ja siten estämään laitevahinkoja. Katkaisijat, kaapelit ja muut laitteet voidaan mitoittaa tällöin pienemmälle oikosulkuteholle. Sarjakuristin kootaan päällekkäin tai vierekkäin asennetuista kolmesta vaihekelasta. (STUL 2006, 58-59.)

Tyristorihjattua TCR-kuristinta käytetään staattisissa kompensointilaitteissa. TCR-kuristinta voidaan verrata rinnakkaiskuristimeen, josta se kuitenkin eroaa mahdollisuudella säätää virtaa nolasta maksimiarvoon asti. (STUL 2006, 58-59.)

Maadoituskuristin on kytketty kolmivaihejärjestelmän tähtipisteeseen. Kuristimen tarkoituksena on rajoittaa maasulkuvirta maasulkusuojaukselle sopivaan arvoon. (STUL 2006, 58-59.)

### 5.3 Kompensoinnin säätö

Loistehotasapainossa ja kuormituksessa mahdollisten kausivaihteluiden ollessa suuria ei ole kannattavaa pitää reaktoria koko vuotta verkossa tai hoitaa manuaalisia kytkentätoimenpiteitä. Kesäkaudella pätötehon kulutuksen ollessa yleensä pientä on kaapeleiden loistehotuotannon vaikutus suurimmillaan. Talvella kuormituksen ollessa suurta on tilanne luonnollisesti päinvastainen. Loistehovaihtelun ollessa suurta voi olla kustannustehokkaampaa käyttää automaattisäätöistä ratkaisua. Automaattinen säätö voidaan toteuttaa myös moottoroidulla väliottokytkimellä. Säätöohjeen mittausdata tuodaan joko analogitietona suoraan mittamuuntajilta säätäjälle tai ulkoisesta mittauksesta protokollaväylien kautta. Kuviossa 10 on esitetty portaittaisen automaattisäädön toteutustapa usealla kiinteällä rinnakkaisreaktorilla. (Forsblom 2017, 17-19.)



Kuvio 10. Portaittainen automaattisäätö (Forsblom 2017, 18)

Hystereeseillä voidaan määrittää, paljonko mittausarvon tulee poiketa asetusarvosta ennen säätötoimenpiteitä. Loistehon säädössä voidaan käyttää liittymäpisteestä ja sen loistehorajoista riippuen suurtakin hystereesiä asetusarvoille. Tällä tavoin vältetään säätimen edestakainen säätely. (Forsblom 2017, 18.)

Säädettävän reaktorin ohjaus voidaan toteuttaa mittaamalla reaktiivisen tehon tasapainoa. Tällöin mitataan sähköverkon kapasitiivista loistehoa, jota verrataan reaktorin induktiivisen loistehon tuottoon (Khorami 2011, 76-79). Reaktiivisen

tehon tasapainoon perustuvan säädön ongelma on, että säätösignaali ei asetu nolnaan, jolloin syntyy tarpeetonta säätöä edestakaisin (Khorami 2011, 75).

## 6 KANTAVERKKOPALVELUHINGNOITTELU 2017

Vuonna 2013 määritetyssä sähkömarkkinalaissa määritellään, että jakeluverkon vioituessa myrskyn tai lumikuorman seurauksena asemakaava-alueella sijaitsevalle käyttäjälle ei saa koitua yli 6 tuntia kestävästä sähköjakelun keskeytystä. Asemakaava-alueen ulkopuoliselle käyttäjälle ei myöskään vastaavassa tilanteessa saa koitua yli 36 tuntia kestävästä sähköjakelun keskeytystä (Sähkömarkkinalaki L588/2013, 51§). Sähkömarkkinalain johdosta jakeluverkkoyhtiöt ovat, toimitusvarmuutta parantaakseen, korvanneet avojohtoverkostoaan maakaapeloinnilla. Maakaapelin rakenteesta johtuen, sähköjakeluverkkoihin syntyy kapasitiivista loistentehoa avojohtoja huomattavasti enemmän.

Kasvanut loistehon määrä heikentää sähköverkon siirtokykyä, joten kantaverkkoyhtiö Fingrid Oyj on vuodesta 2017 alkaen laskuttanut jakeluverkkoyhtiöitä loissähkön toimittamisesta kantaverkkoon. Loissähkömääriä seurataan jakeluverkkoyhtiöiden liittymispisteiden mukaisesti ja loissähkörajojen ylittyessä liittymispisteen haltijaa laskutetaan kuukausittain. Ylityksistä laskutettava summa otetaan käyttöön portaittain vuosien 2017-2019 välillä, jotta jakeluverkkoyhtiöt voivat arvioida ja investoida tarvittavaa kompensointilaitteistoa. (Fingrid 2017, 4.)

Kantaverkkopalveluhinnoittelu 2017 dokumentin mukaisesti kantaverkkoyhtiö Fingrid ohjaa sähköyhtiöitä vähentämään kapasitiivisen loistehon määrää verkostoissaan asettamalla loissähkön otolle ja annolle rajat. Rajojen ylityksistä laskutetaan sopimuksen mukaisesti. (Fingrid 2017, 4.)

### 6.1 Hinnoitteluperiaatteet

Fingrid seuraa sähköyhtiöiden loissähkön oton ja annon tuntikeskituntitehoa liittymispisteittäin. Loissähkön toimituksen ja loistehoreservin ylläpidon sovelusohjeiden perusteella määrittyvän loissähkön käytön ylittyessä Fingrid laskuttaa asiakasta kuukausittain loissähkön oton ja annon tuntikeskitehosta ja loisenergiasta. Sopimusehtojen muutoksesta johtuvien investointien toteuttamisen helpottamiseksi ja kustannusvaikutusten keventämiseksi hinnoittelu tulee voimaan portaittain taulukosta 1 ilmenevällä tavalla. (Fingrid 2018, 2.)

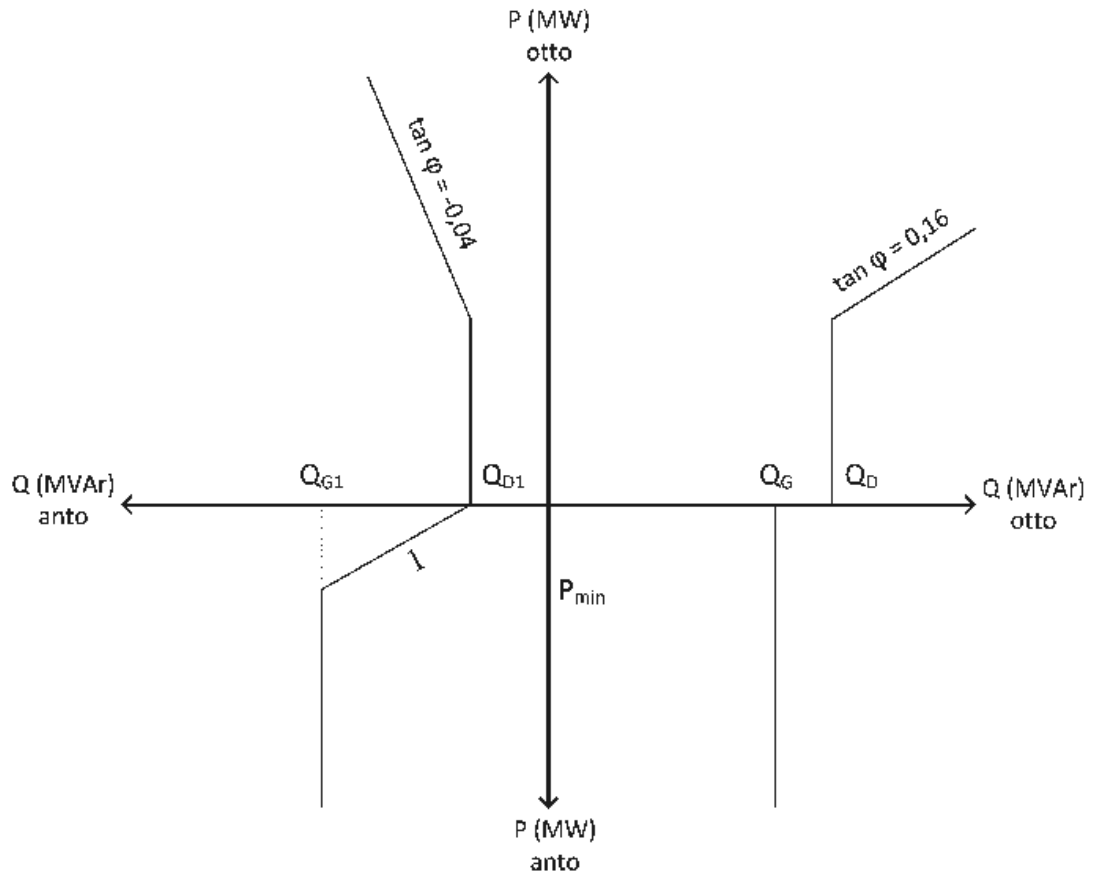
Taulukko 1. Loissähköä koskevat maksut (Fingrid 2017, 4)

Vuosi	Loistehomaksu/MVAr	Loisenergiamaksu/MVArh
2017	333€	5€
2018	666€	5€
2019	1000€	5€

Loisteho- ja energiamaksun laskutuksessa ei huomioida kuukauden aikana tapahtunutta 50 suurinta otto- tai antorajan ylitystuntia.

## 6.2 Loissähköikkunan muodostuminen

Siirrettyjä loistehoja ja niiden ylitysrajoja havainnollisesta kuvion 11 mukaisella loissähköikkunalla. Loissähköikkuna määrittelee liittymispistekohtaisen loissähkön ottorajan  $Q_D$  ja antorajan  $Q_{D1}$ . Liittymispisteiden loissähkön otto- ja antorajat tarkistetaan vuosittain kaavojen 8 ja 9 mukaisesti. (Fingrid 2018, 3.)



Kuvio 11. Loissähköikkuna (Fingrid 2018, 4)

Liittymispisteiden loissähkön antoraja  $Q_{D1}$  muodostuu kaavan 14 mukaisesti (Fingrid 2018, 4).

$$Q_{D1} = -0,25 * Q_D \quad (14)$$

missä

$Q_{D1}$  on loissähkön antoraja (MVar)

$Q_D$  on loissähkön ottoraja (MVar)

Liittymispisteiden loissähkön ottoraja  $Q_D$  muodostuu kaavan 15 mukaisesti (Fingrid 2018, 4).

$$Q_D = 0,16 * \frac{W_{otto}}{t_k} + 0,1 * \frac{P_{netto}}{0,9} \quad (15)$$

missä

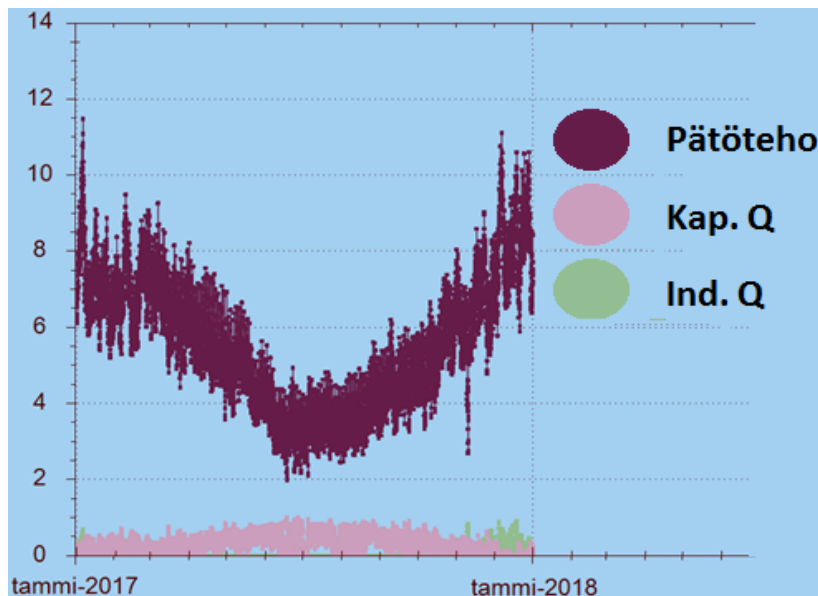
$Q_D$	on	loissähkön ottoraja (MVA <sub>r</sub> )
$W_{\text{otto}}$	on	liittymispisteen ottoenergia vuodessa (MWh)
$t_k$	on	7000h (huipunkäyttöaika, prosessiteollisuus)
$t_k$	on	5000h (huipunkäyttöaika, muu kulutus)
$P_{\text{netto}}$	on	liittymispisteen takaisten voimalaitosten nettosähkötehojensumma (MW)

## 7 PIRKKIÖN SÄHKÖASEMA

Tornion Energia Oy:n Pirkkiön sähköasema syöttää pääasiassa Pirkkiön ja Alatornion alueiden talouksia ja teollisuutta. Sähköasemalta on myös mahdollisuus syöttää Putaan kaupunginosaa tarvittaessa. Sähköaseman jakelualueen jäljellä olevan keskijänniteverkon ilmalinjan saneerauksen vaikutukset huomioidaan lisäksi sähköaseman loistehotaseessa.

### 7.1 Loistehon määrä tällä hetkellä

Kuviossa 12 on kuvattuna vuoden 2017 pätöteho ja loistehomäärät eri kuukausina. Kuviossa 12 nähdään, että Pirkkiön sähköaseman kapasitiivisen loistehon määrä kasvaa kuormituksen pienentyessä. Kuormitus on pienimmillään toukokuusta syyskuuhun, kun asiakkaiden lämmitystarve on vähäistä ja lomailukausi alkaa. Kapasitiivisen loistehon kompensointitarpeen arvioinnissa onkin parasta keskittyä kesäkauden loistehomääriin, jolloin kapasitiivisen loistehon määrä on huipussaan. Tarkasteluväliksi määritettiin toukokuun ja syyskuun välisen ajan loistehomäärät (Sorvoja 2018).



Kuvio 12. Pätö- ja loistehokertymät vuodelta 2017 (Tornion Energia Oy)

Pirkkiön sähköaseman kuukausittaisen seurantatilastojen pohjalta vuoden 2017 kapasitiivisen loistehon suurin arvo 1,008 MVA saavutettiin kesäkuussa, jolloin käyttäjät ovat juhlapyhien vietossa ja alueen teollisuuden tuotantomäärät vähäi-

semmit. Kuukausittaisen seurannan arvot ovat nähtävissä taulukossa 2, josta voidaan todeta loistehon määrän olevan keskimäärin noin 0,46 MVA.

Taulukko 2. Kesäkauden 2017 kantaverkkoon syötetyn kapasitiivisen loistehon määrä sähköaseman liityntäpisteessä

Kuukausi	Keskiarvo MVA	Suurin arvo MVA	Pienin arvo MVA
Toukokuu	0,503	0,829	0,056
Kesäkuu	0,474	1,008	0
Heinäkuu	0,445	0,948	0
Elokuu	0,456	0,901	0
Syyskuu	0,445	0,903	0

## 7.2 Loistehon määrä tulevaisuudessa

Loistehon määrään mahdollisen kasvun arvioinnissa otettiin lähtökohdaksi Pirkkiön aluetta syöttävän ilmajohdon korvaaminen maakaapelilla. Tämän kaapeloinnin vaikutuksia sähköaseman loistehoon huomioitiin vähentämällä nykyisen ilmajohdon vaikutus sähköaseman loistehon kokonaismäärästä ja sitten lisäämällä siihen korvaavaan maakaapelin vaikutus. Arvioinnissa tarvittavan kuormitusvirran laskemisen pohjana käytettiin vuoden 2017 kesäkauden keskimääräistä näennäistehoa. Lisäksi arvioitiin kuormituksen kasvaminen sähköasemalla 1,5 MW:lla, jolloin saatiin lisätietoa myös mahdollisen kuormituksen kasvamisen vaikutukset uudessa kaapelissa (Sorvoja 2018).

### 7.2.1 Kuormitusvirta

Loisteholaskentaan tarvittava kuormitusvirta, eli siirrettävän tehon virta, laskettiin kaavan 4 mukaisesti. Kuormitusvirran laskennassa hyödynnettiin ns. kesäkauden eli aikaväliltä 1. toukokuuta- 30. syyskuuta 2017 kerättyjä pätö- ja loistehotietoja Pirkkiön sähköasemalta. Lisäksi arvioitiin sähköverkon kuormituksen kasvaminen 1,5 MW:lla. Loistehon muodostumisesta kerätyt tiedot löytyvät taulukosta 3.

Taulukko 3. Kesäkauden ja tulevaisuudessa arvioitu kasvava kuormitusvirta sähköasemalla

Kuormitusvirta A	2017 toukokuu-syyskuu	Arvioitu tuleva kuormitus
Pienin	56	96
Suurin	183	224
Keskiarvo	109	150

### 7.2.2 Pigeon 99 ilmalinja

Keskijänniteverkon Pigeon 99 ilmajohdon tekniset tiedot, kuten käyttökapasitanssi ja pitkittäisreaktanssi, otettiin Tornion Energia Oy:n sähköverkkosuunnittelu-ohjelmiston tietojärjestelmästä. Kerättyjen kaapelitietojen, jotka ilmenevät taulukossa 4, avulla voitiin laskea kaavaa 3 hyödyntämällä nykyisen ilmajohdon loistehoarvot Pirkkiön sähköaseman kohdealuetta syöttävässä Kromitien lähdössä. Liitteessä 1 on esitettyinä kaapelilaskennat

Taulukko 4. Pigeon 99 ilmajohdon tiedot

Ilmajohdon tekniset tiedot		
Pigeon 99	Käyttökapasitanssi 0,01 $\mu\text{F}/\text{km}$	Pitkittäisreaktanssi 0,354 $\Omega/\text{km}$

Pigeon 99-ilmajohdon loisteholaskelmien tulokset löytyvät taulukosta 5. Tulokista voidaan havaita, että Pigeon 99-ilmajohdon loisteho on pienimmällä kuormitusvirralla 44 kVAr:ia. Keskiarvoisella kuormitusvirralla 109 A, ilmajohdon loisteho on 4831 VAr:ia. Suurimmalla kuormituksella 183 A, ilmajohdon loisteho muuttuu induktiiviseksi, jolloin se kuluttaa loistehoa 91 745 VAr:ia.

Taulukko 5. Ilmalinjan tuottama loisteho eri kuormitusvirroilla

4,2 km. Pituisen Ilmajohdon PG 99 loisteho	
A	kVar
55	44
183	-92
Ka. 109	5
Kuormitus + 1,5 MW	
96	17
224	-167
Ka. 150	-43

Loistehomäärien muutosten arvioinnissa otettiin huomioon nykyisen Pigeon 99-ilmajohdon loistehoarvot, jotka vähennettiin sähköasemalta kerätyistä loistehomääristä, näin saatiin tilanne ilman ilmajohdon vaikutusta. Nämä tiedot löytyvät taulukosta 6.

Taulukko 6. Kesäkauden loistehomäärät, joista vähennetty ilmalinjan loisteho

Kuukausi	Keskiarvo kVAr	Suurin arvo kVAr
Toukokuu	498	785
Kesäkuu	470	964
Heinäkuu	440	904
Elokuu	451	857
Syyskuu	440	859

### 7.2.3 AHXAMK-W 3X185 kaapeli

Keskijänniteverkon AHXAMK-W 3X185-kaapelin tekniset tiedot, kuten käyttökapasitanssi ja pitkittäisreaktanssi, otettiin Tornion Energia Oy:n sähköverkko-suunnittelu-ohjelmiston tietojärjestelmästä. Kerättyjen kaapelitietojen, jotka ilmenevät taulukossa 7, avulla voitiin laskea kaavaa 3 hyödyntämällä tulevan keskijännite-maakaapelin lisäyksen aiheuttama loistehomuutos Pirkkiön sähköaseman kohdealuetta syöttävässä Kromitien lähdössä. Liitteessä 1 on esitettyinä kaapelilaskennat.

Taulukko 7. AHXAMK-W 3X185 tiedot

Kaapelin tekniset tiedot		
AHAMK-W 3X185	Käyttökapasitanssi 0,26 $\mu$ F/km	Pitkittäisreaktanssi 0,119 $\Omega$ /km

Taulukkoon 8 on kerätty uuden maakaapelin loistehotase taulukon 4 mukaisten kuormitusvirtojen arvoilla. Vuoden 2017 mukaisilla kuormitusvirran arvoilla saatiin keskimääräiseksi loistehotuotoksi 133,6 kVAR: ia. huippuarvojen ollessa 147,1 kVAR: ia ja pienimmän loistehotuoton ollessa 100,9 kVAR:ia. Tulevilla kuormitusvirroilla loistehotuotannon keskimääräiseksi arvoksi saatiin 117,4 kVAR:ia, huippuarvon ollessa 137,4 kVAR:ia ja pienimmän loistehotuoton ollessa 75,7 kVAR:ia.

Taulukko 8. Maakaapelin tuottama loisteho eri kuormitusvirroilla 4,2 km. Kaapelipituudella

4,2 km. Pituisen maakaapelin AXMK 185 loisteho	
A	kVar
55	147
183	101
Ka. 109	133
Kuormitus + 1,5 MW	
96	137
224	76
Ka. 150	117

#### 7.2.4 Ilmajohdon ja maakaapelin vertailu

Kun Pigeon 99 ilmajohtoa ja AXMK 185 maakaapelia vertaillaan taulukon 9 tulosten perusteella, huomataan että suurilla kuormitusvirroilla Pigeon 99 ilmajohtoon loistehohäviöt kumoavat loistehotuoton. AXMK 185 maakaapelin loistehohäviöt eivät suurillakaan kuormitusvirroilla kumoa loistehontuottoa kaapelissa. Tämän hetkisillä huippukuormituksilla loistehomuutos ilmajohtoon ja kaapelin välillä on noin 200 kVAR lisää kapasitiivista loistehoa, arvioiduilla tulevilla huippuarvoilla loistehomuutos olisi noin 242 kVAR:ia lisää kapasitiivista loistehoa.

Keskiarvoisella kuormituksella loistehomuutos ilmajohtoon ja kaapelin välillä olisi noin 130 kVAr lisää kapasitiivista loistehoa.

Taulukko 9. Ilmajohdon ja kaapelin loisteho eri kuormitusvirroilla

Loisteho 4,201 km. Pituisella ilmajohtolla ja maakaapelilla eri virran arvoilla			
AXMK 185	kVAr	PG 99	kVAr
55 A	147	55 A	44
183 A	101	183 A	-92
Ka. 109 A	133	Ka. 109 A	5
96 A	137	96 A	17
224 A	76	224 A	-167
Ka. 150 A	117	Ka. 150 A	-43

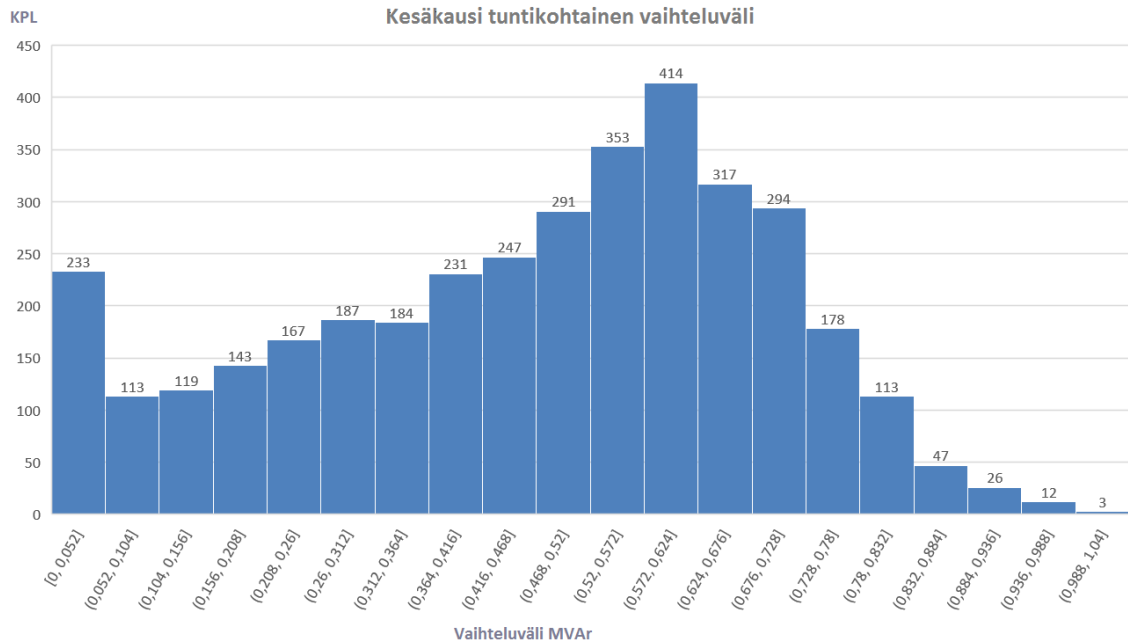
### 7.3 Pirkkiön sähköaseman kompensointitarve

Taulukkoon 10 on laskettuna kesäkauden keskimääräiseen loistehoon lisätynä ilmajohtoon korvaamisesta tapahtuva loistehomuutos. Muutos laskettiin vähentämällä ilmajohtoon loisteho kerätyistä arvoista, jonka jälkeen arvoihin voitiin lisätä maakaapeloinnin loisteho. Keskimääräiseen loistehoon lisättiin keskiarvoisella kuormitusvirralla syntyvä loisteho 133 kVAr. Huippuarvoihin lisättiin maakaapelissa pienimmällä kuormitusvirralla syntyvä loisteho 148 kVAr. Pigeon 99 ilmajohtoon muutos AXMK 185-kaapeliksi lisäisi loistehon tuotantoa 10–12 %.

Taulukko 10. 4,2 kilometriä pitkän maakaapelin vaikutus lisätynä kesäkauden 2017 loistehoarvoihin

Kuukausi	Keskiarvo kVar	Muutos %	Suurin arvo kVar	Muutos %
Toukokuu	632	+26	931	+12
Kesäkuu	603	+27	1 110	+10
Heinäkuu	574	+29	1 050	+11
Elokuu	585	+28	990	+10
Syyskuu	574	+29	1 005	+11

Tuloksista voidaan havaita, että kompensoimistarve keskijänniteverkossa uudella maakaapelillisäyksellä olisi suurimmillaan noin 1,1 MVAR. Tuleva arvioitu kuormituksen lisäys luonnollisesti nostaisi loistehohäviöitä keskijänniteverkossa.



Kuvio 13. Kapasiivisen loistehon tuntikohtainen vaihteluväli (Tornion Energia Oy)

Fingridin loisteholaskutus kuitenkin jättää huomiotta kuukauden 50 suurinta ylitystuntia, joten kesäkauden huippuarvojen kappalemäärä on oleellinen osa laitteiston valinnassa. Kuviossa 13 on kerätty tietyn vaihteluvälin sisäiset ylityskerrat. Näistä voidaan päätellä, että vuoden 2017 aikana huippuarvojen mukaiset ylitykset jäivät kolmeen kappaleeseen. Voidaan olettaa, että uuden maakaapelilyhteyden lisäyksen jälkeenkin huippuarvojen mukaiset ylitykset rajoittuvat n. 1,1 MVAR:iin ja tällöin ylitysten lukumäärä pysyy ennallaan.

## 8 KOMPENSOINTIVAIHTOEHDOT

Pirkkiön sähköaseman kapasitiivisen loistehon kompensoinnin vaihtoehtoja pohdittaessa otettiin huomioon laitteiston kompensointitehon ja säätöjärjestelmän sopivuus kohdeasemalla. Sopivan kokoisella rinnakkaiskuristimen käytöllä kapasitiivinen loistehotuotanto liittymäpisteessä saadaan kompensoitua täysin.

Laitehankinnoissa tulisi panostaa häviöttömyyteen, laitteiden pitoaikojen ollessa pitkiä ja siten häviökustannusten osuuden oleva merkittävä kokonaiskustannuksista. Pienihäviöiset laitteet kuumentuvat vähemmän, jolloin jäähdytyskustannuksissa tulee myös säästöä. (Kenttälä 2016, 62.)

### 8.1 Häviökustannukset

Häviökustannukset vaihtelevat 30-60 €/MWh välillä, ja keskimääräiseksi häviökustannukseksi H valittiin 50 €/MWh. (Kenttälä 2016, 57-61.)

#### 8.1.1 Kompensoinnin kokonaiskustannukset

Kiinteitä ja jaksollisia häviökustannuksia voidaan vertailla, kun tulevat häviökustannukset diskontataan nykypäivään kaavojen 8 ja 9 avulla. Tällöin tulee tietää-ensimmäisen vuoden kustannukset ja pitoaika. (Kenttälä 2016, 60.)

Kompensointilaitteiston kokonaiskustannuksia C laskettaessa huomioidaan hankintahinnat, ylläpitokustannukset ja häviökustannukset. Kokonaiskustannukset C lasketaan kaavan 12 mukaisesti. (Kenttälä 2016, 62.)

Laitteen häviökustannukset laskettiin 40 vuoden pitoajalle, kaavan 11 mukaisesti, kesäkauden käyttöajalla 3650h, 50 €/MWh häviökustannuksilla. Kiinteän 1 MVAR:in reaktorin häviönä käytettiin 7 kW. Kiinteän 2 MVAR:in reaktorin häviönä 11 kW. Laitteiden häviöt vaihtelevat laitevalmistajien ja laitteiden asettamien vaatimusten mukaan, joten käytetty häviö on esimerkkihäviö. Säädettyjen laitteiden häviönä käytettiin 0,85 % laitteen nimellistehosta.

Energiavirasto kerää yksikköhinnat ja pitoajan vaihteluvälit vuosina 2014 ja 2015 tekemiensä kustannuskyselyiden pohjalta. Kustannuskyselyt tehtiin säh-

kön jakeluverkonhaltijoille ja suurjännitteisen jakeluverkon haltijoille toteutuneista investointikustannuksista.

Taulukko 11. Energiaviraston ilmoittamat yksikköhinnat

Verkkokomponentti	Yksikköhinta, €	Pitoaika, vuotta
Rinnakkaiskuristin 1 MVar	61400	40-50
Rinnakkaiskuristin 2 MVar	79000	40-50

### 8.1.2 1 MVar:in käyttökustannukset kesäkaudella

Kiinteän 1 MVar:in häviökustannukset eivät muutu kompensointitarpeen muuttuessa, joten häviökustannukset pysyvät samana koko käyttöajan. Laitteen häviökustannukset laskettiin kaavan 11 mukaisesti. Kiinteän 1 MVar:in reaktorin häviönä käytettiin 7 kW

Laitteen häviökustannukset  $C_l$

$$C_l = 19\,222\text{€} = 15,04629687 * 3650h * \frac{50\text{€}}{MWh} * 0,007MW$$

Kokonaiskustannus  $C$  laskettiin lisäämällä laitteen häviökustannukset  $C_l$  Energiaviraston keräämiin yksikköhintoihin  $C_i$

$$C = C_i + C_l = 19222\text{€} + 61\,400\text{€} = 80\,622\text{€}$$

### 8.1.3 2 MVar:in reaktorin käyttökustannukset kesäkaudella

Kiinteän 2 MVar:in reaktorin häviökustannukset laskettiin kaavan 11 mukaisesti. Reaktorin häviönä käytettiin 11 kW.

Laitteen häviökustannukset  $C_l$

$$C_l = 30\,207\text{€} = 15,04629687 * 3650h * \frac{50\text{€}}{MWh} * 0,011MW$$

## Kokonaiskustannus C

$$C = C_i + C_l = 30\,207\text{€} + 79\,000\text{€} = 109\,207\text{€}$$

## 8.1.4 1 MVAR:in säädettävän reaktorin käyttökustannukset kesäkaudella

Säädettävän reaktorin häviöiden vaihdellessa kompensointitehon mukaan, on laskettava tarvittavan kompensointitehon huipunkäyttöaika. Tässä esimerkissä laitteen kokonaishäviöksi arvioitiin 0,85 % nimellistehosta. Häviökustannukset  $C_i$  säädettävälle 1 MVAR:in reaktorille laskettiin kaavan 11 mukaisesti. Huipunkäyttöaikana  $t$ , käytettiin kulloisenkin vaihteluvälin mukaista tuntimäärää. Huipunkäyttöajan tuntimäärät ovat nähtävissä taulukossa 12. Käyttökustannukset laskettiin 40 vuoden pitoajalle.

Taulukko 12. Loistehon vaihteluvälien tuntimäärät

Loistehon tuntimääräinen jakauma kesäkautena			
Vaihteluväli, kVAr		%	Tuntia
0	52	6,3 %	232
52	104	3,1 %	112
104	156	3,2 %	118
156	208	3,9 %	142
208	260	4,5 %	166
260	312	5,1 %	186
312	364	5,0 %	183
364	416	6,3 %	230
416	468	6,7 %	245
468	520	7,9 %	289
520	572	9,6 %	351
572	676	11,3 %	412
624	676	8,6 %	315
676	728	8,0 %	292
728	780	4,8 %	177
780	832	3,1 %	112
832	884	1,3 %	47
884	936	0,7 %	26
936	988	0,3 %	12
988	1004	0,1 %	3

Laitteen häviökustannus  $C_l$

$$C_l = 11\,233\text{€}$$

Kokonaiskustannus  $C$

$$C = C_i + C_l = 11\,233\text{€} + 71\,400\text{€} = 82\,633\text{€}$$

8.1.5 2 MVAR:in säädettävän reaktorin käyttökustannukset kesäkaudella

2 MVAR:in säädettävän reaktorin häviökustannukset  $C_l$  olivat 5861 euroa ja kokonaiskustannukset  $C$  94 861 euroa

Laitteen häviökustannukset  $C_l$

$$C_l = 5861\text{€}$$

Kokonaiskustannukset  $C$

$$C = C_i + C_l = 5861\text{€} + 89\,000\text{€} = 94\,861\text{€}$$

8.2 Takaisinmaksuaika

Takaisinmaksuaikaa laskettaessa laitteiston asennusvuodeksi päätettiin 2019 ja yksikköhintoina käytettiin Energiaviraston keräämiä yksikköhintoja, joihin lisättiin häviökustannukset laitteiden 40 vuoden pitoajalta.

Kaavalla 16 voidaan laskea investoinnin takaisinmaksuaika eri korkoprosentilla

$$\frac{-\ln\left(\frac{1-H}{iS}\right) - \ln(i)}{\ln(1+i)} = n^* \quad (16)$$

missä

n*	on	takaisinmaksuaika vuosissa
H	on	investointikustannus
S	on	nettotuotto
i	on	korkoprosentti

Tässä tapauksessa investointikustannus H, muodostuu laitteen käyttökustannuksista. Nettotuotto on loisenergiamaksujen summa vuodelta 2017.

### 8.3 Kiinteän rinnakkaiskuristimen kustannuslaskelma

Vuonna 2019 voimaan astuvalla loistehomaksulla 1000€/MVAr arvioituna kompensointilaitteiston takaisinmaksuajat ovat 1 MVAr:in rinnakkaiskuristimella olisi 9 vuotta. 2 MVAr:in rinnakkaiskuristimella takaisinmaksuaika olisi 12 vuotta. Takaisinmaksuajat laskettiin kaavan 10 mukaisesti, nettotuottona käytettiin kesäkauden loisteho- ja energialaskuja. Nettotuotosta vähennettiin laitteiston käyttökustannukset. Laskennan tulokset ovat nähtävissä taulukossa 10, tarkemmat laskutoimitukset liitteessä 2.

Taulukko 10. Takaisinmaksuaika 1 tai 2 MVAr:in rinnakkaiskuristimelle

Rinnakkaiskuristimen takaisinmaksuaika vuosissa		
Tyyppi	Elinkaarikustannukset, €	Vuosia
1 MVAr, kiinteä	80 622	9
2 MVAr, kiinteä	109 207	12

### 8.4 Säädetävän rinnakkaiskuristimen kustannuslaskelmat

Säädetävän kompensointilaitteiston takaisinmaksuajat 1 MVAr:in rinnakkaiskuristimella olisi 9 vuotta, 2 MVAr:in rinnakkaiskuristimella takaisinmaksuaika olisi 11 vuotta. Säädetävien rinnakkaisreaktoreiden häviökustannukset pudottavat takaisinmaksuaikaa laitteistolle samoihin lukemiin kiinteiden reaktoreiden kanssa. Säätojärjestelmällä varustettujen rinnakkaisreaktoreiden takaisinmaksuajat löytyvät taulukosta 9

Taulukko 9. Takaisinmaksuaika 1tai 2 MVAR:in säädettävälle rinnakkaiskuristimelle

Rinnakkaiskuristimen takaisinmaksuaika vuosissa		
Tyyppi	Elinkaarikustannukset, €	Vuosia
1 MVAR, säädettävä	82 633	9
2 MVAR, säädettävä	94 861	11

Laitteistotoimittajat rakentavat rinnakkaisreaktorit tilausten mukaan, joten kompensointiteho voidaan määrittää tilauskohtaisesti. Tällöin energiaviraston mukaiset standardikokoiset yksikköhinnat eivät ole täysin vertailukelpoisia, mutta suuntaa antavia.

## 9 POHDINTA

Opinnäytetyön tavoitteena oli selvittää Pirkkiön sähköaseman loistehon kompensointilaitteiston valintaan liittyviä ominaisuuksia, kuten kompensointiteho ja eri säätöjärjestelmien sopivuus kohteeseen. Lisäksi arvioitiin maakaapeloinnin vaikutuksia, kun jäljellä olevan keskijänniteverkon ilmajohtoverkosto korvataan maakaapelilla. Tulevan maakaapelin tuottama loisteho lisättiin Tornion Energian järjestelmistä kerättyihin loistehoraportteihin, joista oli vähennetty ilmajohtoverkon vaikutukset.

Opinnäytetyön tuotoksia olivat selvitys Pirkkiön sähköaseman nykyisestä ja tulevien vuosien kompensointitarpeesta. Kompensointitarpeen arvioinnin pohjana käytettiin viiden kuukauden ajanjaksoa, jolloin verkossa kehittyi eniten kapasitiivista loistehoa. Tämän ajanjakson ulkopuolella loistehon määrät eivät ylittäneet loistehoikkunan rajoja, sillä kuormitus verkossa on korkeampaa ja näin ollen kaapeleiden loistehohäviöt ylittävät niiden tuottaman kapasitiivisen loistehon.

Opinnäytetyössä havaittiin, että sopiva kompensointilaitteisto Pirkkiön sähköaseman tarpeisiin olisi 1 MVAR:in rinnakkaiskuristin. Loistehon määrän vaihtelua tarkastellessa tilastoista, voidaan todeta, että kiinteä rinnakkaiskuristin johtaisi ajoittaiseen ylikompensointiin. Säädettävää rinnakkaiskuristinta valitessa, ovat vaihtoehdot joko jännitteettömänä väliottokytkimellä säädettävä rinnakkaiskuristin tai jännitteellisenä säädettävä automaattisäätöinen rinnakkaiskuristin. Väliottokytkimellä varustettu rinnakkaiskuristin, tulisi saattaa aina jännitteettömäksi ennen säätöä ja edellyttäisi henkilökuntaa säädön tekemiseen paikan päällä. Jännitteettömänä säädettävä yksikkö myös kuluttaisi laitteiston katkaisijoita, tämä lisäisi laitteiston huoltotarvetta. Jännitteellisenä säädettävällä käämikytkimellä varustettua rinnakkaiskuristinta, voitaisiin ohjata sähköaseman säätölaitteistolla kaukokäyttönä ja automaattisesti. Automaattinen säätölaitteisto tuo kuitenkin lisäkustannuksia laitehankintaan, joka osaltaan kasvattaa investoinnin suuruutta. Toisaalta automaattilaitteisto ei sitoisi henkilökuntaa säätötoimenpiteisiin samassa mittakaavassa kuin väliottokytkimellä varustettu rinnakkaiskuristin. Lisäksi laitteiston katkaisijat eivät olisi väliottokytkimellä varustetun rinnakkaiskuristimen lailla rasituksen alla.

Laitteiston elinkaarikustannuslaskennan avulla voitiin vertailla eri ratkaisujen takaisinmaksuaikoja. Näiden pohjalta voidaan alustavasti arvioida eri laitteistoratkaisujen kustannuksia. Elinkaarikustannusten arvioinnin pohjana käytettiin nykyisen kantaverkkosopimuksen mukaista loissähköhinnoittelua, jonka pohjalta voitiin laskea vuosittain tapahtuva säästö. Tulevaisuudessa tilanne voi muuttua arvioidusta, jos loissähkön hinnoittelussa tapahtuu muutoksia tai verkon kuormitus muuttuu. Tarkasteltavan sähköaseman kaapelointiaste on jo korkea, joten arvioidun maakaapeloinnin lisäyksen ohella loistehomäärissä ei tapahtune suuria muutoksia.

Työn suurimmat ongelmat ilmenivät tilastotietojen käsittelyssä ja loistehomäärien luotettavassa arvioinnissa. Kantaverkkosopimuksen mukaiset huippulukemien huomioimatta jättämiset vaikuttivat kompensointitarpeen arvioinnissa suuresti. Puhtaasti huippuarvoja käyttämällä kompensointitarpeen arviointi olisi vääristänyt laitteiston kokoluokan arviointia. Tarkempi ylitysten kappalemäärien lisäselvitys toi selkeyttä ja tarkensi tarvittavan rinnakkaiskuristimen kokoa.

Jatkoselvityksenä voitaisiin vertailla tarkemmin eri säätöjärjestelmiä ja toteutus-tapoja. Säädinlaitteistojen toimittajia on useita, kuten myös rinnakkaiskuristimien.

## LÄHTEET

ABB Oy. 2000. TTT-käsikirja 2000-07. Helsinki. Viitattu 21.2.2018

Elovaara, J & Laiho, Y. 2007. Sähkölaitostekniikan perusteet. Helsinki. Otatieto.

Engström, J. 2007. Underground cables in transmission networks, Dept. of industrial electrical engineering and automation Lund University. Diplomityö.

Fingrid. 2017. Kantaverkkopalveluhinnoittelu liite 2. Viitattu 19.04.2018  
[https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/palvelut/kayttovarmasahkonsiirto/kantaverkkopalveluhinnoittelu\\_liite-2.pdf](https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/palvelut/kayttovarmasahkonsiirto/kantaverkkopalveluhinnoittelu_liite-2.pdf)

Fingrid. 2018. Loissähkön toimituksen ja loistehoreservin ylläpito. Viitattu 19.04.2018.

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

Forsblom, M. 2017 Automaattisesti säätyvä loistehonkompensointi. Metropolia Ammattikorkeakoulu. Insinööriyö.

Gönen, Turan. 1988. Electrical Power Transmission System Engineering: Analysis and Design. Sacramento. Wiley-Interscience publication.

Kenttälä, A-I. 2016 Jakeluverkon loistehohallinnan suunnittelu. Tampereen teknillinen yliopisto.

Khorami, M. 2011. Application Fields and Control Principles of Variable Shunt Reactors with Tap-Changer. Chalmers University of Technology. Diplomityö.

Lakervi, E. & Partanen, J. 2008. Sähkönjakelutekniikka. Helsinki. Otatieto.

STUL ry. 2006. Yliaallot ja kompensointi. Viitattu 21.2.2018

Sorvoja, R. 2018. Tornion Energia Oy. Haastattelu 20.02.2018

Siemens 2018. Shunt reactors for medium and high voltage networks :From development to use. Viitattu 6.04.2018.

[https://www.energy.siemens.com/ru/pool/hq/power-transmission/Transformers/Reactors/Shunt\\_reactors\\_for\\_medium\\_and\\_high\\_voltage\\_networks.pdf](https://www.energy.siemens.com/ru/pool/hq/power-transmission/Transformers/Reactors/Shunt_reactors_for_medium_and_high_voltage_networks.pdf)

Sähkömarkkinalaki 09.08.2013/588.

Tornion Energia Oy 2018. Historia. Viitattu 28.3.2018.

[https://www.tornionenergia.fi/tietoa\\_yhti%C3%B6st%C3%A4/historia](https://www.tornionenergia.fi/tietoa_yhti%C3%B6st%C3%A4/historia).

Tornion Energia Oy 2016. Vuosikertomus 2016. Viitattu 28.3.2018.

<https://www.tornionenergia.fi/file.php?59>

Trench 2010, Variable Shunt Reactors for Reactive Power Compensation. Viitattu 9.3.2018.

[http://www.trenchgroup.com/content/download/870/7024/file/E690\\_Variable%20Shunt%20Reactors.pdf](http://www.trenchgroup.com/content/download/870/7024/file/E690_Variable%20Shunt%20Reactors.pdf)

Väisänen, P. 2012. Loistehon kompensointi jakeluverkkoyhtiössä. Tampereen teknillinen yliopisto.

## LIITTEET

Liite 1. Kaapelilaskenta

Liite 2. Takaisinmaksulaskenta