



TAMPEREEN TEKNILLINEN YLIOPISTO
TAMPERE UNIVERSITY OF TECHNOLOGY

MATTI HAUTERO
LOISTEHON KOMPENSOINNIN TEKNIS-TALOUDELLINEN KEHIT-
TÄMINEN SIIRTO- JA JAKELUVERKOISSA

Diplomityö

Tarkastaja: professori Sami Repo
Tarkastaja ja aihe hyväksytty
1. maaliskuuta 2017

TIIVISTELMÄ

MATTI HAUTERO: Loistehon kompensoinnin teknis-taloudellinen kehittäminen siirto- ja jakeluverkoissa
Tampereen teknillinen yliopisto
Diplomityö, 84 sivua, 14 liitesivua
Tammikuu 2018
Sähkötekniikan diplomi-insinöörin tutkinto-ohjelma
Pääaine: Sähköenergia
Tarkastaja: professori Sami Repo

Avainsanat: loisteho, kompensointi, sähköverkko, jännitestabiilisuus, siirtoverkko, jakeluverkko

Loistehon tuotanto on Suomen sähköverkossa lisääntynyt viime vuosina merkittävästi, jonka seurauksena kantaverkon loistehon kompensointikapasiteetti on hetkittäin täydellä käyttöasteella. Kantaverkon kompensointilaitteiden tarkoitus on kompensoida sen oman verkon tyhjäkäynnistä syntyvää loistehoa, mutta viime aikoina on ollut havaittavissa tarvetta kompensoida myös jakeluverkkoyhtiöiden tuottamaa loistehoa kantaverkon puolella. Tämän seurauksena kantaverkkoyhtiö Fingrid uusi loistehotariffinsa, jotka tulevat voimaan vaiheittain 2017 – 2019 välisenä aikana. Tämän työn tarkoituksena on tutkia erilaisia vaihtoehtoja ja tapoja toteuttaa loistehon kompensointia koko sähköverkko huomioiden.

Työn pohjalle rakennettiin kuvitteellinen sähköverkkomalli, johon kuvattiin tuotantoa ja kulutusta kaikille jännitetasoille. Verkkomallissa on elementtejä Suomen sähköverkosta, mutta se ei suoraan vastaa mitään olemassa olevaa verkkoa ja se on hyvin pelkistetty. Työssä tutkittiin verkon muutoksia ja kompensointilaitteiden vaikutusta perustilanteen ja viiden erilaisen skenaarion kautta. Skenaariorissa huomioitiin mm. kaapelointiasteen nousu, hajautetun tuotannon lisääntyminen, sähköautojen lisääntyminen, asiakaskäyttämisen muutos ja kompensoinnin toteuttaminen hajautetusti. Taloudellisissa laskelmissa arvioitiin kompensointilaitteiden investointien kannattavuutta ja takaisinmaksuaikoja.

Työn tuloksissa havaittiin, että kompensointilaitteiden investointi tuli useimmissa tilanteissa kannattavaksi. Merkittävä havainto oli, että kompensointilaitteiden ja voimalaitosten jännitteensäädön koordinoimaton käyttö saattaa johtaa epäedullisiin ja voi pahimmassa tapauksessa mitätöidä kompensointilaitteen vaikutuksen. Jännitteen asetusarvolla oli merkitystä myös, kun hajautettua tuotantoa oli asetettu osallistumaan verkon jännitteensäätöön. Loistehotariffeiden todettiin ohjaavan verkon käyttöä oikeaan suuntaan ja kannustavan verkkoyhtiöiden etsimään ratkaisuja loistehonannon vähentämiseen.

ABSTRACT

MATTI HAUTERO: Technical and economical developing of reactive power compensation in transmission and distribution networks

Tampere University of Technology

Master of Science Thesis, 84 pages, 14 Appendix pages

January 2018

Master's Degree Programme in Electrical Engineering

Major: Electrical Energy

Examiner: Professor Sami Repo

Keywords: reactive power, compensation, power engineering, transmission network, distribution network, voltage stability

Reactive power production has increased in Finnish electric grid in recent years. Transmission networks capacity to compensate this reactive power are on its maximum level several times in a year. Transmission networks compensation devices are supposed to compensate appearing reactive power in the network when the consumption levels are low, but now it compensates also reactive power coming from the several distribution networks. Because of this, transmission network company Fingrid has changed its policy concerning the tariff system of reactive power transmission in the network. The changes will apply in stages between 2017 and 2019. The mission of this thesis is to observe and analyse different kind of methods to compensate reactive power in the whole electric grid.

In this work was created an electric grid model, which contains consumption and production in every voltage levels from 400 kV to 400 V. Grid model contains elements from the Finnish network, but it isn't a counterpart of any applying real network. Throughout one basic situation and five different scenarios were observed upcoming changes in the network and effect of different compensation strategies. The focus in the scenarios were increasing the level of mid-voltage cabling, adding distributed power generation, increasing the amount of electric vehicles, change in the customer behavior and adding distributed reactive power compensation capacity. In the economical calculations were analyzed the profitability of investments and payback periods.

As a result, found out that in the most of the times the investments on compensation devices seemed to be profitable. Major observation was that the coordination between compensation devices and power generators, which are forced to participate on automatic voltage regulation, need to be controlled carefully. Otherwise, it might end up to an unfavorable situation and the effect of compensation device might even be invalidated. Set point of the desired voltage value was crucial when distributed power generation were added to the grid and participated on the voltage regulation. The new reactive power transmission tariffs found out to direct the usage of the grid in the right direction. They encourage grid companies to consider different kind of options to lessen their reactive power production.

ALKUSANAT

Diplomityöni oli haastava ja mielenkiintoinen, mutta ennen kaikkea opettavainen projekti. Diplomityö osoitti konkreettisesti minulle, miten paljon tekemällä oppii valtavan määrän asioita. Samalla se kasvatti ammatillista itsevarmuutta ja –luottamusta sekä luovaa ongelmanratkaisukykyä.

Ensimmäisenä haluan kiittää ohjaajaani ja työni tarkastajaa professori Sami Repoa. Kiitos asiantuntevasta ja rakentavasta ohjauksesta. Alaisuudessa oli mukava työskennellä ja välitön läsnäolo ohjaushetkissä teki minuun vaikutuksen. Erityiskiitoksen ansaitsee diplomi-insinööri Ville Tuominen, joka rakensi verkkomallin topologian ja oli muutenkin monessa ongelmakohdassa apuna ja tukena. Kiitos myös diplomi-insinööri Mika Loukalahdelle, diplomi-insinööri Antti-Juhani Nikkilälle ja insinööri Esa Pohjosenperälle, jotka asiantuntemuksellaan auttoi projektin etenemisessä.

Matka teekkarina on ollut oma kasvutarinani. Siihen matkaan on mahtunut monenkirjavia hetkiä, jotka ovat kasvattaneet minusta ihmisen. Suurin kiitos siitä kuuluu sille turvaverkolle, joka on luonut turvallisen ympäristön kasvaa ihmisenä sekä antanut mahdollisuuksien kokeilla ja tilaa myös epäonnistumisille. Kiitos siis äiti ja isä siitä turvasta ja kannustuksesta, jota olen teiltä koko elämäni ajan saanut. Kiitos myös merkittävästä taloudellisesta tuesta. Kiitos Tampereen teknillinen yliopisto ja sen ylioppilaskunta. Tämä yhteisö on ollut tärkeimpiä yksittäisiä tekijöitä, jotka ovat vaikuttaneet viihtymiseeni ja opiskelukykyyni. Kiitos myös ystävät ja opiskelutoverit, olette tehneet tästä matkasta arvokasta.

Lopuksi haluan osoittaa rakkaimmat kiitokseni Annille. Kiitos, että olet ollut tukemassa ja kannustamassa minua vaikeinakin hetkinä.

Tampereella, 11.1.2018

Matti Hautero

SISÄLLYSLUETTELO

1.	JOHDANTO	1
1.1	Tavoitteet.....	2
1.2	Tutkimuksen rajaus	2
2.	LOISTEHO VAIHTOVIRTAVERKOISSA	3
2.1	Loisteho, näennäisteho, pätöteho	3
2.2	Loistehon tuotanto ja kulutus sähköverkossa.....	4
2.3	Kuormat.....	5
2.4	Siirtojohdot.....	5
2.4.1	Mallinnus	5
2.4.2	Luonnollinen teho	7
2.4.3	PQ-diagrammi	8
2.4.4	Ferranti-ilmiö	9
2.5	Loistehon merkitys sähköverkolle	10
2.5.1	Tehokertoimien muutos	10
2.5.2	Kaapeloinnin lisääntyminen.....	10
2.5.3	Hajautettu tuotanto	11
2.6	Loistehon kompensointi sähköverkossa.....	11
2.6.1	Kuorman ja johdon kompensointi.....	11
2.6.2	Keskitetty ja hajautettu kompensointi.....	12
2.6.3	Kompensoinnin komponentit.....	12
2.7	Loistehomaksut	17
2.7.1	Kantaverkkoyhtiön uudistus	18
2.7.2	Jakeluverkkoyhtiöt	20
3.	SIMULOITAVA MALLI	22
3.1	Mallin rakentamisen periaatteet	22
3.1.1	PowerWorld –ohjelmisto	23
3.1.2	Verkon osien mallinnus	23
3.2	Käytössä ollut mittausdata	28
3.2.1	Kaupunkiverkko.....	29
3.2.2	Maaseutuverkko	29
3.2.3	Kantaverkko	29
3.3	Mallinnettavat skenaariot	30
3.3.1	Kaapelointi	30
3.3.2	Aurinkoenergia.....	31
3.3.3	Säästö	32
3.3.4	Sähköauto	32
3.3.5	Hajautettu reaktoriskenaario	34
4.	TULOSTEN KÄSITTELY	35
4.1	Verkon perustilanne	35
4.1.1	Kantaverkko	35

4.1.2	Maaseutuverkko	36
4.1.3	Kaupunkiverkko	41
4.2	Kaapeliskenaario	45
4.2.1	Kantaverkko	45
4.2.2	Maaseutuverkko	46
4.3	Aurinkoenergia	48
4.3.1	Tehokertoimella 1	48
4.3.2	Jännitteensäätö kun pätötehoa tuotetaan	53
4.3.3	Ympärivuorokautinen jännitteensäätö	57
4.4	Säästöskenaario	61
4.4.1	Maaseutuverkko	61
4.4.2	Kaupunkiverkko	62
4.5	Sähköautoskenaario	63
4.5.1	Maaseutuverkko	63
4.5.2	Kaupunkiverkko	64
4.6	Hajautettu reaktoriskenaario	65
4.6.1	Maaseutuverkko	66
4.6.2	Kaupunkiverkko	67
5.	INVESTOINTILASKELMAT	68
5.1	Kustannus-hyötyanalyysi	68
5.1.1	Investointikustannukset	69
5.2	Skenaariot	72
5.2.1	Perustilanne	73
5.2.2	Kaapeliskenaario	73
5.2.3	Aurinkotuotanto	74
5.2.4	Säästöskenaario	75
5.2.5	Sähköautoskenaario	75
5.2.6	Hajautettu reaktoriskenaario	75
5.2.7	Yhteenvedo tuloksista	76
6.	HAVAINNOT	78
6.1	Investoinnit ja netotus	79
6.2	Tulevaisuuden vaatimukset	79
6.3	Tariffijärjestelmä	80
7.	YHTEENVETO	81
	LÄHTEET	82

LIITE A: SKENAARIOIDEN YKSITYISKOHTAISEMMAT TALOUSLASKELMAT

LIITE B: SÄÄSTÖ-, SÄHKÖAUTO- JA HAJAUTETUN REAKTORISKENAARION
KESKI- JA PIENJÄNNITEVERKKOJEN LOISTEHOTASEET

LYHENTEET JA MERKINNÄT

α	Vaimennuskerroin
A	Johdon siirtovakio
B	Johdon siirtovakio
β	Vaihekerroin
C	Johdon siirtovakio
c	Kapasitanssi
C_a	Asennuskustannus
C_h	Häviökustannusten nettonykyarvo
C_i	Investointikustannus
C_j	Johdon kapasitanssi
C_{kok}	Kokonaiskustannusten nettonykyarvo
C_p	Perustuskustannus
C_y	Ylläpitokustannus
D	Johdon siirtovakio
δ	Tehokulma
Elenia Oyj	Jakeluverkkoyhtiö, jolla paljon maaseutuverkkoa
FACTS	Joustavat kompensointitavat (Flexible Alternating Current Transmission Systems)
Fingrid Oy	Suomen kantaverkkoyhtiö
G	Johdon konduktanssi
g	Konduktanssi
γ	Etenemiskerroin
Helen Oy	Jakeluverkkoyhtiö, jolla paljon kaupunkiverkkoa
HVDC	Korkeajännitteinen tasajännitekaapeli (High Voltage Direct Current)
I	Virta
i	Korkokanta
I_g	Loissähkön antoraja pätötehon annolla, kun pätötehon anto alle raja-arvon
I_r	Johdon loppupään virta
I_s	Johdon alkupään virta
κ	Diskonttauskerroin
Kemijoki Oy	Jakeluverkkoyhtiö, jolla paljon säätövoimaan soveltuvaa tuotantoa
L	Induktanssi
l	Induktiivisuus
L_{vuosi}	Pätötehohäviöiden keskihinta
LCC	Verkkokommutoitu suuntaaja (Line Commutated Converter)
n	Reaktorin pitoaika vuosina
ω	Kulmataajuus
P	Pätöteho
$P_{\text{häviöt}}$	Keskimääräinen pätötehohäviö
P_l	Johdon luonnollinen teho
P_{min}	Pätötehon raja-arvo
P_{netto}	Nettosähkötehojen summa
Q	Loisteho
Q_D	Loissähkön ottoraja pätötehon kulutuksella
Q_{D1}	Loissähkön antoraja pätötehon kulutuksella
Q_G	Loissähkön ottoraja pätötehon annolla

Q_{G1}	Loissähkön antoraja pätötehon annolla
R	Resistanssi
r	Resistiivisyys
S	Näennäisteho
s	Pituus
SCADA	Käytönvalvontajärjestelmä (Supervisory Control And Data Acquisition)
S_r	Johdon loppupään näennäisteho
S_s	Johdon alkupään näennäisteho
ST-pooli	Sähkötutkimuspooli
STATCOM	Jännitteestä riippumaton kompensointilaite (Static Synchronous Compensator)
SVC	Säädettävä kompensointilaite (Static Variable Compensator)
t	Reaktorin huipunkäyttöaika
t_k	Huipunkäyttöaika
U	Jännite
U_r	Johdon loppupään jännite
U_s	Johdon alkupään jännite
φ_i	Virtaosoittimen kulma
φ_u	Jänniteosoittimen kulma
VJV	Voimalaitosten järjestelmätekniset vaatimukset
VSC	Jännitelähdesuuntaaja (Voltage Source Converter)
W_{otto}	Ottoenergia vuodessa
X	Reaktanssi
Z_S	Aaltoimpedanssi

1. JOHDANTO

Kantaverkon kyky kompensoida sähköverkossa syntynyttä loistehoa on viime vuosina ollut hetkittäin äärimmillään. Kantaverkon liittymispisteiltä tehtyjen mittausten perusteella loistehon anto kantaverkon suuntaan on kasvanut merkittävästi. Kantaverkkoyhtiö Fingrid on tämän kehityksen myötä uudistanut loistehotariffejaan, jotka astuivat vuoden 2017 alussa voimaan ja ovat käytössä täysimääräisinä maksuina vuoden 2019 alusta alkaen.

Lisääntyvä kaapelointiaste, hajautettu energiantuotanto ja toimitusvarmuus sekä sähkön laadun ylläpitäminen ovat asioita, jotka muuttavat käsitystämme perinteisistä sähköverkoista, jossa tyypillinen energian tuottaja ja – kuluttaja ovat selkeästi eriyettyinä. Vuonna 2013 uudistetun sähkömarkkinalain myötä vaatimukset keskeytyksille tulee kiristymään seuraavan 10 vuoden aikana. Kiristyvät vaatimukset ovat vieneet tai viemässä lähivuosina laajan osan keskijänniteverkon ilmajohdoista maan alle. Monella jakeluverkkoyhtiöllä on menossa omia säävarman verkon hankkeita, joilla kaapelointiastetta verkossa lisätään.

Kaapeloinnin lisääminen muuttaa verkon toimintapisteen aliluonnolliselle tehoalueelle verrattuna ilmajohtoihin sen kapasitiivisten ominaisuuksien vuoksi. Etenkin pitkillä kaapelilähdöillä on syytä arvioida, miten syntynyt loisteho verkossa kompensoidaan.

Hajautettu pientuotanto alkaa olla nouseva trendi myös Suomessa, ja se on ollut sitä pitkään jo esimerkiksi Keski-Euroopassa. Kotitaloudet ovat pystyneet hyödyntämään alati halpenevia aurinkopaneeleita, lämpöpumppuja, tuulivoimaa ja biopohjaisia polttoaineita, joilla voi itse tuottaa tarvitsemansa energian tai jopa syöttää tuottamansa energian verkkoon. Tällaiset muutokset tekevät tehonjaon hallinnasta niin pätö- kuin loistehon osalta haastavaa, koska siirrettävien tehojen vaihtelu kasvaa ja toisaalta siirrettävän energian määrä vähenee. Tämä vaikuttaa myös syöttävän verkon loistehon hallintaan.

Myös muut nousevat trendit, esimerkiksi liikenteen sähköistyminen, vaikuttavat merkittävästi sähköverkkoihimme tulevaisuudessa. Tässä työssä on tarkoitus tarkastella näitä tulevaisuuden skenaarioita niin teknisessä kuin taloudellisessa mielessä. Taloudellisessa mielessä siinä tapauksessa, että tavoitteena on selvittää kokonaisuuden kannalta järkevä tapa kompensoida tai käyttää verkkoa, jolla sähköverkko toimii mahdollisimman tehokkaasti.

Analyysia varten on rakennettu sähköverkkomalli, jolla on tarkoitus simuloida vuodennierron tilanteet erilaisina skenaarioina. Mallissa on kuvattu jokainen jännitetaso aina

kantaverkosta pienjännitetason kuluttajalle asti. Mallin rakentamisesta ja sen periaatteista kerrotaan tarkemmin kappaleessa 3.

Projektin yhteistyöosapuolina ovat toimineet Energiateollisuuden sähkötutkimuspooli (ST-pooli), Fingrid Oyj, Helen Oy, Elenia Oy ja Kemijoki Oy. Heiltä olemme saaneet koko projektin ajan tarvittavaa materiaalia mallinnusten luomiseen ja arvokkaita kommentteja.

1.1 Tavoitteet

Projektin tavoitteena on arvioida vaihtoehtoisia toteuttamistapoja loistehon kompensoinnille ja jännitteensäädölle verkon kokonaisuus huomioon ottaen. Tutkimuskysymyksissä on pohdittu käynnissä olevien muutostekijöiden vaikutusta jännitteensäädön ja loistehon hallintaan, nykyisten loistehotariffien ohjaavaa vaikutusta optimaaliseen suuntaan sekä mahdollisuutta hyötyä lähekkäin sijaitsevien alue- ja kantaverkkoliittymien säätö- ja loistehoresursseista. Tämän lisäksi on tarkasteltu tuotannon keskittymisen ja hajautumisen vaikutusta verkkoon, ja lopuksi on tarkoitus esittää havaintoja, miten eri skenaariot vaikuttavat loistehotaseeseen ja kompensointiin.

1.2 Tutkimuksen rajaus

Projektissa keskitytään pelkästään pysyvän tilan muutoksiin. Muutostilanteita kuten transienttistabiilisuutta ei tarkastella. Jännitestabiilisuutta arvioidaan tietyiltä osin verkon kyvystä toteuttaa tehonjako sen romahtamatta. Verkkomallissa jännitteensäätö on toteutettu käänmikytkimillä niin 400/110 kV:n sähköasemilla kuin 110/20 kV:n muuntajilla. Voimalaitokset osallistuvat voimalaitosten järjestelmätekniisten vaatimusten (VJV) mukaisesti jännitteensäätöön [1].

Verkosta on luotu ns. ”perustilanne”, jonka pohjalta tapahtuvia muutoksia arvioidaan. Perustilanteessa ei ole kuvattuna erityisesti mitään skenaariota, vaan pyrkii parhaalla mahdollisella tavalla mallintamaan tilannetta, jossa kulutus, tuotanto ja verkko vastaavat tätä päivää, sopivasti skaalattuna mallinnetulle verkolle. Verkkomalli ei kuitenkaan pyri kuvaamaan Suomen sähköjärjestelmän ominaisuuksia, vaikka keskeisimmät rakenteet ja asiakaskäyttäytyminen ovatkin lähtöisin suomalaisesta järjestelmästä.

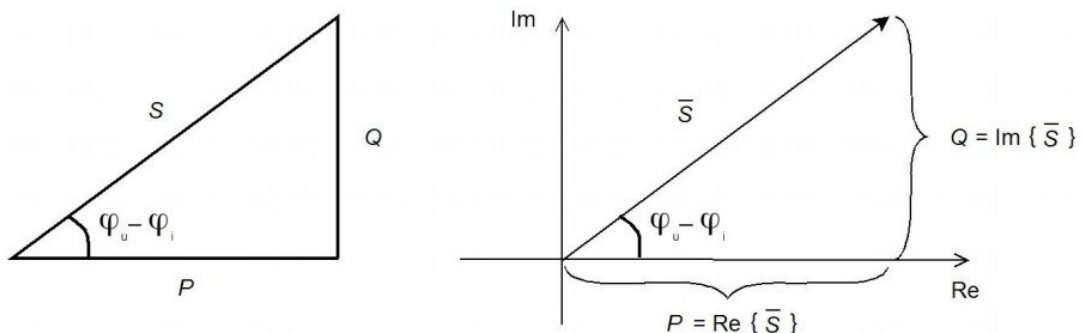
2. LOISTEHO VAIHTOVIRTAVERKOISSA

Loistehoa syntyy ja kuluu reaali maailmassa kaikissa vaihtovirtapiireissä. Tasavirtaverkoissa siirtyy ainoastaan pätötehoa. Ideaalisesti loistehoa ei ilmeneisi tilanteissa, joissa verkko olisi häviötön ja verkon kapasitiivinen tai induktiivinen kuorma olisi nolla. Käytännössä kaikissa vaihtovirtaverkkojen komponenteissa on reaktiivista kuormaa, joka aiheuttaa loistehohäviöitä. Häviöt ilmenevät pääasiassa energian sitoutumisena magneettikenttään (induktanssi) ja sähkökenttään (kapasitanssi).

Verkon johdot eivät ole häviöttömiä, vaan kuormitus- ja vuotovirta sekä korona aiheuttavat niissä häviöitä. Johdot ja kaapelit, joko tuottavat tai kuluttavat loistehoa riippuen tehonsiirtotilanteesta. Häviöt aiheuttavat laitteistoissa ja johdoissa tarpeetonta lämpötilan nousua ja vähentää siirrettävän pätötehon kapasiteettia. Tämän vuoksi häviöitä pyritään minimoimaan kompensoimalla ja toteuttamalla kompensointi mahdollisimman paikallisesti. Taloudellisesti tarkasteltuna kompensointi saattaa kokonaisuutena ja teknis-taloudellisesti olla järkevintä toteuttaa keskitetysti, isommilla laitteilla.

2.1 Loisteho, näennäisteho, pätöteho

Pätötehoa voidaan hyödyntää tehtävään työhön, kuten valaistukseen, sähkövastuksen kautta lämmittämiseen tai sähkömoottorin pyörittämiseen. Loistehoa voidaan hyödyntää tahtikoneiden magnetoinnissa, mutta muuten sen siirtämistä sähköverkossa pyritään välttämään ja tarvittu loisteho pyritään tuottamaan tai kuluttamaan paikallisesti. Hetkellisarvona tarkasteltuna, pätöteho voidaan hahmottaa kompleksilukuna, joka edustaa osoittimen vain reaali osaa. Loisteho vastaavasti kompleksilukuna edustaa osoitinta, jossa on vain imaginääriosa. Pätötehon ja loistehon välinen kulma on tällöin joko 90° tai -90° . Näennäisteho muodostuu näiden kahden tehon summavektorina. Näennäistehon ja pätötehon suhdetta kutsutaan tehokertoimeksi ja sitä merkataan $\cos\varphi$:llä. Kompleksinen teho on nähtävissä alla olevassa kuvassa. [2]



Kuva 1: Kompleksinen teho muodostuu pätö- ja loistehosta [2]

Kaavana näennäisteho voidaan muodostaa pätö- ja näennäistehosta:

$$S = P + jQ, \quad (1)$$

jossa S on näennäisteho, P on pätöteho ja Q on loisteho.

Näennäistehon ja pätötehon välille muodostuva kulmaero ($\varphi_u - \varphi_i$) kuvaa verkossa jännitteen ja virran välistä vaihe-eroa. Kulmaero on riippuvainen kulloisestakin verkon kuormitustilanteesta.

2.2 Loistehon tuotanto ja kulutus sähköverkossa

Ominaisuuksiltaan erilaiset komponentit osallistuvat loistehon tuotantoon ja kulutukseen sähköverkossa. Merkittävimpiä loistehoa kuluttavia komponentteja sähköverkossa ovat alimagnetoitu generaattori, alimagnetoitu verkossa pyörivä tahtimoottori, raskaasti kuormitettu avojohto/ kaapeli ja muuntaja sekä kuristin/ reaktori.

Vastaavasti loistehoa tuottavia komponentteja ovat ylimagnetoitu generaattori, ylimagnetoitu verkossa pyörivä tahtimoottori ja kevyesti kuormitettu avojohto tai kaapeli sekä kondensaattori. [3]

Yleisenä periaatteena sähköverkoissa on, että tarvittava loisteho pystyttäisiin tuottamaan paikallisesti. Tällöin siirtojohdot pystytään varaamaan pätötehonsiirtoon. Tämä pystytään toteuttamaan yllä esiteltyjä kompensointikomponentteja ja eri kompensointimenetelmiä hyödyntäen. Kompensointimenetelminä voidaan käyttää sarja- tai rinnakkaiskompensointia sekä keskitettyä tai hajautettua kompensointia. Verkonhaltijan näkökulmasta hajautetulla kompensoinnilla tarkoitetaan kompensointilaitteiden asentamista usealle paikalle ympäri verkkoa. Ne ovat usein sitä pienempiä yksiköitä, mitä taajemmin yksiköitä on verkkoon asennettu. Keskitetty kompensointi on verkonhaltijan näkökulmasta toteutettu yhteen tai muutamaan yksittäiseen kohtaan verkossa. Yksiköt ovat usein kapasiteetiltaan isoja ja kalliita. Kompensointitapaa suunniteltaessa taloudelliset ja tekniset realiteetit asettavat puitteet. Hajautettu kompensointi saattaa useasti olla teknisestiärkevin kompensointitapa, mutta todellisuudessa kompensointitavan valinta on kustannusten ja saatujen hyötyjen välinen kompromissi. Keskitetty kompensointi voi olla kokonaisuuden kannalta järkevämpää, vaikka loistehoa jouduttaisiinkin tämän takia jonkin matkaa siirtämään. Tätä kokonaisuuden hallintaa on tarkoitus tutkia tässä työssä.

2.3 Kuormat

Erilaiset verkon kuormat vaikuttavat verkon jännitestabiilisuuteen ja loistehon tuotantoon. Vakiotehokuormilla pätö- ja loistehon kulutus/ tuotanto ei muutu jännitteen muuttuessa. Vakiovirtakuormilla kuormitusvirta pysyy vakiona ja vakioimpedanssikuormilla kuorma riippuu jännitteen neliöstä, eli kuorma pienenee jännitteen pienentyessä. Kuormien dynaamiset muutokset vaikuttavat verkon jännitestabiilisuuteen. Staattiset kuormat kuten lämmitysvastus, hehkulamppu ja loisteputket ovat jänniteriippuvaisia kuormia ja niiden teho riippuu siis jännitteestä. Loisteputken kohdalla myös loistehon tuotanto riippuu jännitteestä.

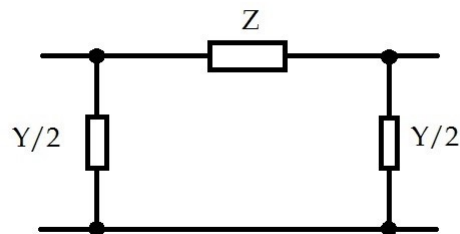
Dynaamisten kuormien, kuten esimerkiksi oikosulkumoottorin loistehon kulutus vaihtelee enemmän jännitteen mukaan kuin tarvittava pätöteho. Moottorin magnetoinnin kuluttama loisteho kasvaa jännitteen kasvaessa, samalla kun kuormituksesta riippuvan loistehon osuus pienenee jännitteen noustessa. [4]

2.4 Siirtojohdot

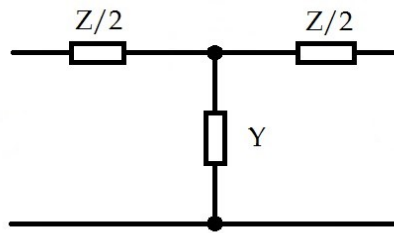
2.4.1 Mallinnus

Verkon siirtojohdot mallinnetaan johtovakioin ja sijaiskytkennöin. Sähkömagneettisen aallon aaltovaikutuksen takia johto kuvataan jakautunein vakioin. Siirtojohto voidaan mallintaa impedanssin ja admittanssin avulla. Impedanssi koostuu resistanssista ja reaktanssista, ja admittanssi koostuu konduktanssista ja susceptanssista.

Sijaiskytkentänä käytetään tyypillisesti joko T- tai π -sijaiskytkentää. Sijaiskytkentöjen avulla johtomallit saadaan kuvattua yksinkertaisemmin ja helpottavat tehonjaon laskentaa. Johtojen parametrit voidaan jakaa sijaiskytkennän avulla. Sijaiskytkentöjen mallit on kuvattu alla.



Kuva 2: Siirtojohdon π -sijaiskytkentä



Kuva 3: Siirtojohtodun T-sijaiskytkentä

Sähkömagneettinen aalto etenee äärellisellä nopeudella, jonka vuoksi virta ja jännite riippuvat ajasta ja paikasta. Kun johtimen pituus ylittää $1/16$ siirrettävän signaalin aallonpituudesta, ei voida olettaa Ohmin lakien mukaisesti virran olevan kaikkialla yhtä suuri. Tällöin ajattelemme siirtolinjan koostuvan pienistä paloista sarjaan kytketyistä induktansseista ja resistansseista sekä rinnan kytketyistä konduktansseista ja kapasitansseista. Aaltoluonteen takia voimme laskea johdolle nk. etenemiskertoimen γ , jonka reaali-osaa kutsutaan vaimennuskertoimeksi ja imaginääriosaa vaihekertoimeksi. Etenemiskerointa käytetään johdon siirtoyhtälöiden tarkassa laskennassa ja määritellään kaavan 2 mukaisesti.

$$\gamma = \sqrt{(r + j\omega l)(g + j\omega c)} = \alpha + j\beta, \quad (2)$$

missä r on johdon resistiivisyys, ω on kulmataajuus, l on johdon induktiivisuus, g on konduktanssi ja c kapasitanssi. Lisäksi α on vaimennuskerroin ja $j\beta$ vaihekerroin.

Siirtojohtodun parametreista pystymme laskemaan johdon aaltoimpedanssin eli ominaisimpedanssin. Sen avulla pystytään laskemaan johdon luonnollinen teho. Kun johtoa kuormitetaan aaltoimpedanssin suuruisella kuormalla, johto käy luonnollisella teholla eikä kuluta tai tuota loistehoa. Aaltoimpedanssi voidaan laskea seuraavalla kaavalla

$$Z_s = \sqrt{\frac{R + j\omega L}{G + j\omega C_j}}, \quad (3)$$

missä Z_s on aaltoimpedanssi, R on johdon resistanssi, L on johdon induktanssi, G on johdon konduktanssi ja C_j johdon kapasitanssi.

Pitkillä johdoilla voimme olettaa reaktanssin olevan huomattavasti resistanssia suurempi ($X \gg R$). Lisäksi yksinkertaistaaksemme edellä esitettyä kaavaa, oletamme vuotohäviöiden olevan pieniä, jolloin konduktanssi on nolla ($g=0$). Tällöin aaltoimpedanssi häviötömälle johdolle voidaan laskea seuraavalla kaavalla:

$$Z_s = \sqrt{\frac{l}{c}}, \quad (4)$$

jossa Z_s on aaltoimpedanssi, l on johdon induktanssi (ohm/km) ja c johdon kapasitanssi (ohm/km).

Siirtojohdot voidaan kuvata myös nelinapamallilla matriisiyhtälönä, jossa siirtovakiot kuvataan hyperbolisten funktioiden avulla. Tällä menetelmällä saadaan mallinnettua tarkasti pitkä johto. [5, 6]

2.4.2 Luonnollinen teho

Johdon tehonsiirto on tehokkaimmillaan, kun johtoa kuormitetaan aaltoimpedanssin suuruksella kuormituksella. Tällöin johto tuottaa ja kuluttaa loistehoa yhtä paljon, jolloin johto kompensoi itse itsensä. Etuna on, että johdon kapasiteetti pystytään varaamaan puhtaasti pätötehon siirtoon, ellei kuormitus itse vaadi loistehon siirtoa (esim. induktiivinen sähkömoottori). Tätä tehoa kutsutaan johdon luonnolliseksi tehoksi.

Siirtojohdon kuluttama loisteho on verrannollinen virran neliöön. Kulutus tapahtuu johdon sarjareaktansseissa. Loistehon tuotto taas tapahtuu johdon maakapasitansseissa ja on verrannollinen jännitteen neliöön. Siirtojohdon jännite on lähes vakio, jonka vuoksi johdon tuottama loisteho on niin ikään lähes vakio. Johdon kuormituksesta riippuva virta vaikuttaa loistehon kulutukseen, mikä voi vaihdella tehonjakotilanteesta riippuen hyvin voimakkaasti.

Johdon kuluttamalle teholle voidaan johtaa seuraava kaava.

$$Q_L = I^2 X_L, \quad (5)$$

missä Q_L on induktiivinen loisteho, I on johdon virta ja X on johdon sarjareaktanssi.

Vastaavasti johto tuottaa loistehoa kaavan 6 mukaisesti.

$$Q_C = \frac{U^2}{X_C}, \quad (6)$$

missä Q_C on kapasitiivinen loisteho, U on johdon jännite ja X on johdon sarjareaktanssi.

Johdon luonnollinen teho saadaan laskettua aaltoimpedanssin ja jännitteen avulla, kun oletamme johdon alku- ja loppupään jännitteen pysyvän yhtä suurina.

$$P_l = UI = \frac{U^2}{Z_s} \quad (7)$$

2.4.3 PQ-diagrammi

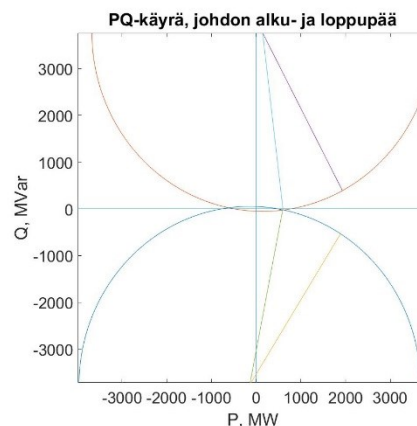
Johdon loistehotasetta voidaan tarkastella PQ-diagrammin avulla, johon on kuvattu johdon alku- ja loppupään toimintapisteet. Käyrien leikkauspisteestä löytyy johdon luonnollinen teho. Johdon PQ-diagrammi saadaan piirrettyä siirtovakioiden avulla, kun olemme ensin johtaneet johdon alku- ja loppupäälle yhtälöt näennäistehon suhteen. Positiivinen suunta on johdon alkupäästä kohti loppupäätä.

$$S_r = -\left|\frac{A}{B}\right| |U_r|^2 \angle(\beta - \alpha) + \frac{|U_s||U_r|}{|B|} \angle(\beta - \delta) \quad (8)$$

$$S_s = \left|\frac{D}{B}\right| |U_s|^2 \angle(\beta - \alpha) + \frac{|U_s||U_r|}{|B|} \angle(\beta + \delta), \quad (9)$$

missä S_r on johdon loppupään näennäisteho, A, B ja D johdon siirtovakioita, U_r johdon loppupään jännite, S_s johdon alkupään näennäisteho ja U_s johdon alkupään jännite.

Yllä olevat kaavat muodostuvat kahdesta osoittimesta. Toinen on kiinteä osoitin, joka määrittää ympyrän alku- tai loppupään keskipisteen ja toinen osoitin on riippuvainen tehonsiirtotilanteen tehokulmasta. Toimintapiste sijoittuu ympyrän kaarelle alla olevan kuvan mukaisesti. [6, 7]



Kuva 4: 150 km pitkän 3-Finch johdon alku- ja loppupään PQ-diagrammi

Kuvassa alapuolella oleva kaari kuvaa johdon loppupäätä ja yläpuolella alkupäätä. Kuvajaan on piirretty 150 km pitkän 3-Finch johdon toimintapisteet kahdella eri tehokulmalla ($\delta = 9^\circ$ ja $\delta = 30^\circ$). Kuvaajasta nähdään, että jännitteiden ollessa vakio, johto käy lähellä luonnollista tehoa tehokulman ollessa 9° , eli 612 MW. Vastaavasti 30° tehokulmalla (mikä on käytännössä maksimi) johdon alkupään teho on 1927 MW ja loppupään 1885 MW. Alkupään näennäistehoksi tulee tässä tapauksessa 1966 MVA, joka ylittää 3-Finch johdon termisen tehorajan 1950 MVA. Tällöin johto tarvitsisi myös loppupäähän 532 MVar ja alkupäähän -390 MVar kompensointia, jotta jännite saataisiin pidettyä vakiona tehonsiirron aikana. Johdolla tapahtuu samalla 42 MW:n pätötehohäviöt. Tätä kutsutaan

yliluonnolliseksi tehoalueeksi. Johto siis kuluttaa enemmän loistehoa kuin tuottaa, sillä virran kasvu johdossa on kasvanut. Vastaavasti johdon käydessä pienemmällä teholla mitä luonnollinen teho, johdon sanotaan käyvän aliluonnollisella teholla. Tällöin johto tuottaa enemmän loistehoa suhteessa kulutukseen, kun virta on pienempi. Johto käyttäytyy kuten kaavoissa 5 ja 6 esiteltiin.

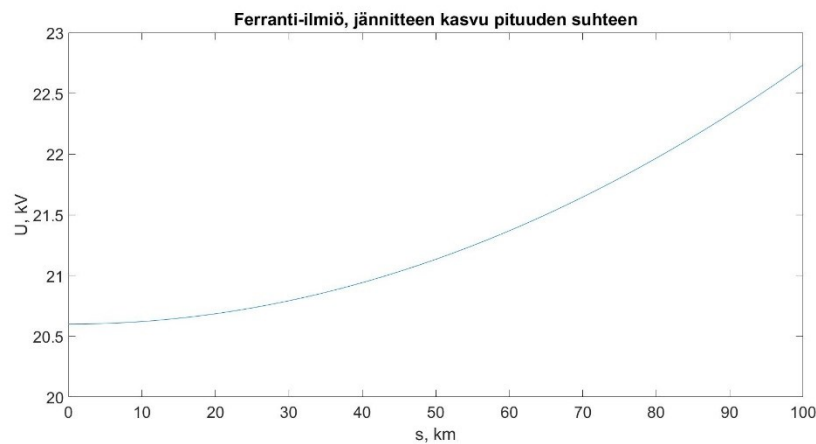
2.4.4 Ferranti-ilmiö

Ferranti-ilmiö kuvaa tilannetta, jossa verkon osa, johto tai kaapeli käy tyhjäkäynnillä eli ilman kuormaa. Ilman kompensointia etenkin pitkissä johdoissa jännite alkaa nousta loppupäässä. Kaapeleilla tämä ilmiö havaitaan lyhyemmillä pituuksilla suurempien maakapasitanssien vuoksi. Ilmiön vaikutus havaitaan jännitteenousuna myös kevyesti kuormitetuilla verkoilla. Tämä saattaa tuottaa haasteita etenkin kesäaikaan, eikä esimerkiksi säteittäisessä jakeluverkossa voida irtikytkä kaapeleita. Jännitteenousu tyhjäkäynnillä johdolla tai kaapelilla voidaan laskea kaavalla 10.

$$U_r = U_s(1 + \omega^2 c l s^2), \quad (10)$$

missä U_r on johdon loppupään jännite, U_s alkupään jännite, ω on kulmataajuus ($2\pi f$) c on johdon kapasitiivisuus (F/km), l johdon induktiivisuus (H/km) ja s johdon pituus. [6]

Alla on kuvattu 20 kV:n kaapelin AHXAMK-W 3x240 jännitteenousu tyhjäkäynnillä.



Kuva 5: AHXAMK-W 3x240 -kaapelin jännitteen kasvu tyhjäkäynnillä

Kuvasta 5 nähdään, että jännitteen nousu kaapelilla on merkittävä jo 100 km:n matkalla. Noin 80 km:n kohdalla jännite ylittää yleisesti sallitun jännitteen rajan keskijänniteverkoilla, eli 22,0 kV: n. Ilmiö on siis merkittävä jo keskijänniteverkon kaapelointia suunniteltaessa ja se tulee ottaa verkon suunnittelussa huomioon.

2.5 Loistehon merkitys sähköverkolle

Tämän päivän sähköverkoissa loistehon tuotanto on yleisemminkin haaste verkoille, kun taas kulutus. Kaapeleiden korkeammat maakapasitanssit vaikuttavat huomattavasti verkkojen loistehon tuotantoon kevyen kuormitusten tilanteissa. Samoin on ollut havaittavissa kehitystä, jossa loistehon kulutuksen tarve on vähentynyt merkittävästi. Sähköverkkojen loistehon kompensoinnin tarve on lisääntynyt.

Loistehon muutokset vaikuttavat verkon jännitetasoon. Jännitetaso kahden pisteen välillä kasvaa, jos vastaanottavassa päässä on kapasitiivista kuormaa [7]. Verkon hallinnan kannalta jännitetaso ei saa nousta tai laskea tiettyjen rajojen yli. Tilapäisesti jännitteet saavat poiketa enemmän kuin jatkuvassa tilassa, ja nämä poikkeamat riippuvat jännitetasosta ja verkkoyhtiöiden käytännöistä.

2.5.1 Tehokertoimien muutos

Viime vuosien havaintojen perusteella on ollut huomattavissa kuluttajien loistehotarpeiden muutosta. Verkkoyhtiöiden kanssa käytyjen keskustelujen perusteella nk. tehotariffilaisten vähentyneen loistehotarpeen lisäksi on epäilyksiä, että asiakkailta, joilla ei ole erillistä loistehomittausta, on tapahtunut muutoksia etenkin valaistustekniikan suhteen. Loisteputket ovat korvautuneet LED:llä ja yleinen energiatehokkuus kodintekniikassa on parantunut mm. EU:n energiatehokkuus –etiketöinnin sekä energiatehokkaamman rakentamisen ansiosta. Myös yleinen energiatietoisuus on lisääntynyt. Lisäksi perinteiset induktiiviset sähkömoottorikäytöt ovat korvautuneet taajuusmuuttajaohjatuilla moottoreilla, joiden tehoelektroniikkakomponentit näkyvät sähköverkolla vähemmän induktiivisena. [8-10]

2.5.2 Kaapeloinnin lisääntyminen

Vuonna 2013 voimaan astuneen sähkömarkkinalain tavoitteena on parantaa sähkönsiirron toimitusvarmuutta ja se on samalla luonut kannustimia lisätä kaapelointiastetta jakeluverkoissa. Laki edellyttää, ettei sähkökatkokset saa kestää yli 36 tuntia haja-asutusalueilla tai yli 6 tuntia taajamissa. Vapaa-ajan asuntoja ei tähän piiriin lasketa. Vaatimusten tulee täytyä 50 prosenttisesti vuoden 2019 loppuun mennessä ja 75 prosenttisesti vuoden 2023 loppuun mennessä. Kokonaisuudessa vaatimusten tulee täytyä vuoden 2028 loppuun mennessä, ellei jakeluverkkoyhtiö ole hakenut jatkoaikaa. [11]

Huomattava muutos on käynnissä maaseutuverkoissa, jossa verkot ovat olleet pitkälti ilmajohdoteja. Sähköverkkojen kaapelointiaste saattaa nousta näillä alueilla seuraavan kymmenen vuoden aikana nykyisestä 30%:sta jopa noin 80%:iin. [12]

2.5.3 Hajautettu tuotanto

Tuulivoiman integroimisesta sähköverkkoon on ehtinyt kertyä kokemusta 90-luvulta asti. Enenevissä määrin verkkoon on tulossa hajautettua aurinkoenergian pientuotantoa, hajautetummin, pienemmissä yksiköissä ja aina pienjänniteverkon alueelle asti. Hajautetun tuotannon lisääntymisessä on huomioitavaa, että verkossa tapahtuu teknisiä ja taloudellisia vaikutuksia, kuten mm. jännitteennousua. Tämä tulee huomioida verkkoa suunniteltaessa, etenkin kun uutta tuotantoa lisätään verkkoon. Usein tuotantoyksikön sallittu maksimipäteho määräytyy juuri jännitteennousun perusteella. [13]

2.6 Loistehon kompensointi sähköverkossa

Kompensointia voidaan suorittaa monella tavalla verkossa. Verkossa olevat tahtikoneet ja generaattorit voivat osallistua kompensointiin muuttamalla roottorin magnetointia, tämän lisäksi kondensaattoriparistoilla ja reaktoreilla voidaan tilanteesta riippuen joko kuluttaa tai tuottaa loistehoa. Lisäksi voidaan muuttaa verkon käyttöperiaatteita vähentääseen loistehon tuotantoa.

2.6.1 Kuorman ja johdon kompensointi

Verkossa käytetään erilaisia tapoja kompensoida kuormia ja johtoja, riippuen kuorman ominaisuuksista ja verkon kuormitustilanteesta. Sarjakompensointia käytetään pääasiassa johdoilla, ja rinnakkaiskompensointia sekä verkon että kuormien kompensointiin.

2.6.1.1 Sarjakompensointi

Sarjakompensointi kondensaattoreilla pienentää johtojen päiden välistä induktiivista reaktanssia. Käytännössä tämä lyhentää johtojen sähköistä pituutta. Sarjakondensaattoreita voidaan käyttää etenkin pitkillä siirtoyhteyksillä, Suomessa esimerkiksi pohjoisen ja etelän välisessä siirrosta. Sarjakondensaattorilla saadaan pienennettyä johtojen päiden välistä kulmaeroa ja verkosta otettua loistehoa kuormituksen aikana. Samalla kompensointi kasvattaa siirtokapasiteettia ja lieventää kulma- ja jännitestabiilisuusongelmia. Kompensoinnin kasvattamisella pystytään lisäämään johdon siirtokykyä. Sarjakondensaattorien asennuksella voidaan siis välttyä kalliilta johdon rakennushankkeilta, jos siirtotarve kasvaa tilapäisesti suureksi. Sarjakondensaattorin voi myös kytkeä irti ilman, että siirtoyhteyttä on tarvetta katkaista. Näin voidaan toimia esimerkiksi kesällä, jolloin kulutus ja sähkönsiirto ovat vähäisempää. [7, 14]

2.6.1.2 Rinnakkaiskompensointi

Rinnakkaiskompensointia tehdään kaikilla jännitetasoilla sekä verkko-operaattorin että kuluttajan toimesta. Kompensointi voidaan toteuttaa joko reaktoreilla tai kondensaattoreilla. Monet näistä laitteista on säädettäviä.

Reaktoreilla voidaan kuluttaa verkossa syntyvää loistehoa. Tämä on erityisen tarpeellista verkon ollessa kevyellä kuormalla, johtojen käydessä aliluonnollisella teholla. Fingridin käytäntö kantaverkon kompensoinnin suhteen on pääsääntöisesti toteutettu 400/110 kV:n sähköasemilla, joissa käytetään 400/110/20 kV:n kolmikäämimuuntajia. Muuntajan tertiäriin kytketään yleensä 4 kpl 64 MVAR:n ilmajähdytteisiä reaktoreita, joita voidaan kytkeä yksitellen verkkoon. Jakelu- ja alueverkkoyhtiöillä on erilaisia tapoja hyödyntää rinnakkaiskompensointia eri jännitetasoilla. Valittu tapa riippuu useasti siitä, minkä tyyppinen verkon rakenne on.

Pienjänniteverkon asiakkaalla kompensointi ilmenee esimerkiksi laitteiden omana loistehon kompensointina, joilla pyritään saamaan tehokerroin lähelle yhtä. Tällaisia laitteita ovat esimerkiksi loisteputket, joiden kuristimet palvelevat kyseistä tehtävää.

2.6.2 Keskitetty ja hajautettu kompensointi

Eri kompensointitavasta keskusteltaessa on otettava huomioon perspektiivi, josta asiaa tarkastellaan. Tässä yhteydessä puhutaan verkonhaltijan näkökulmasta, joka saattaa asiakkaan näkökulmasta olla täysin päinvastainen.

Maaseutuverkoilla siirrettävät tehot ovat useasti suhteessa pieniä ja siirtoetäisyydet pitkiä, jonka vuoksi usein järkevä kompensointitapa on toteuttaa kompensointi esimerkiksi keskijännitemuuntajien läheisyydessä. Kaupunkiverkolla taas on usein lyhyemmät siirtoetäisyydet ja suuremmat siirtotehot, jolloin keskitetympi kompensointimenetelmä voi olla kannattavampi. Tämä voidaan toteuttaa esimerkiksi keskittämällä kompensointi harvempaan isompaan yksikköön kytkinlaitosten läheisyyteen.

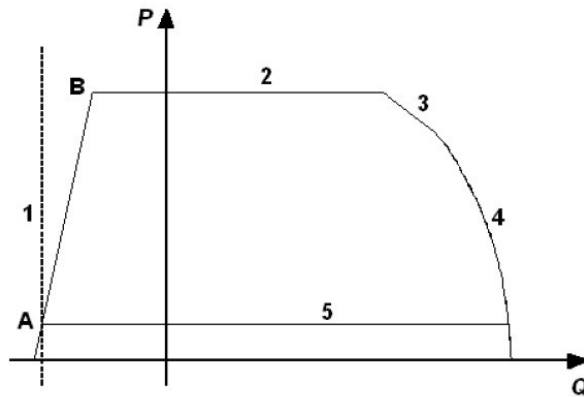
Kompensoinnin koordinointi ei välttämättä aina ole kovin tarkkaan järjestetty. Voimalaitokset osallistuvat jännitteensäätöön VJV:n ohjeiden mukaisesti, eikä verkonhaltija ole välttämättä sopinut mitenkään keskinäisestä kompensoinnista. Rinnakkaisreaktorit ovat useasti kytkettyinä yö- ja kesäaikaan verkkoon ilman erityistä ohjausta [8]. Kompensointia voitaisiin ohjata esimerkiksi kantaverkon liityntäpisteen loistehoikkunan ylitysten mukaan automaattisesti ohjatulla käytönvalvontajärjestelmällä (SCADA).

2.6.3 Kompensoinnin komponentit

2.6.3.1 Voimalaitokset

Voimalaitokset ovat nopea ja helppo tapa osallistua sähköverkon loistehon kompensointiin. Tahtigeneraattoreiden magnetointia muuttamalla voidaan joko kuluttaa tai tuottaa loistehoa sähköverkkoon. Ylimagnetoinnilla voidaan tuottaa loistehoa verkkoon ja alimagnetoinnilla taas vastaavasti kuluttaa loistehoa. Fingridin asettamat voimalaitosten järjestelmätekniset vaatimukset asettavat erikokoisille voimalaitoksille vaatimuksia, joissa niiden tulee pystyä osallistumaan loistehon kompensointiin [1]. Osa voimalaitoksen loistehosta pidetään häiriöreservinä [5].

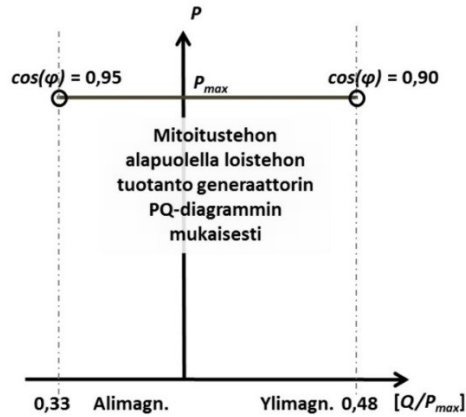
Tahtigeneraattoreiden kyky osallistua kompensointiin riippuu muun muassa sen niin kutsutusta PQ-käyrästä. Alla olevasta kuvasta näemme generaattorin rajat, minkä puitteissa se pystyy osallistumaan kompensointiin magnetointinsa avulla.



Kuva 6: Tahtigeneraattorin PQ-diagrammi [15]

Kuvan päätötehoakselin oikea puoli kuvaa generaattorin ylimagnetointialuetta, jolloin generaattori syöttää loistehoa verkkoon. Vastaavasti vasen puoli on alimagnetointialue, jolloin generaattori kykenee kuluttamaan verkon loistehoa. Kuvassa raja 1 on staattisen stabiilisuuden raja, jonka ylittäminen johtaisi generaattorin tahdistaputoamiseen. Raja 2 on turbiinin tuotannon yläraja ja raja 5 sen alaraja. Raja 3 on staattorin ylikuormitusraja, jolloin rajoittavaksi tekijäksi muodostuu staattorin lämpeneminen. Raja 4 on roottorivirran maksimiraja, joka voidaan tosin hetkellisesti ylittää. Se muodostaa ylimagnetoinnin eli loistehon tuotannon ylärajan. Alimagnetoidulla alueella on yleensä vielä releasettelu tehty siten, että loistehon kulutuksen raja tulee vastaan ennen stabiilisuusrajaa. [5]

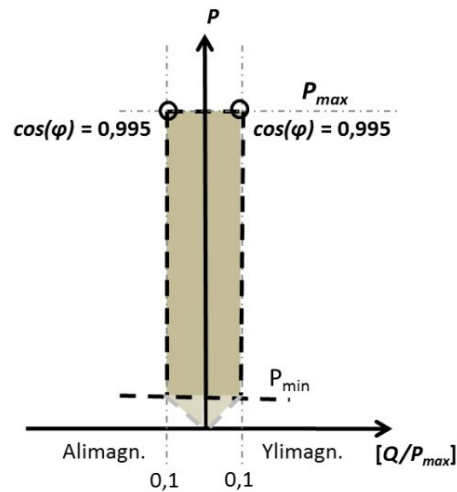
Fingrid on asettanut tahtigeneraattoreiden loistehon tuotannolle ja kulutukselle vaatimuksia, joiden puitteissa niiden pitää osallistua verkon jännitteensäätöön ja loistehotasapainon ylläpitoon. Vaatimukset riippuvat teholuokasta, joihin luokittelu riippuu nimellistehon suuruudesta. Teholuokkia on yhteensä neljä kappaletta. Teholuokkiin 2, 3 ja 4 kuuluvat kaikki yli 10 MW:n voimalaitokset. Näiden luokkien tahtigeneraattoreilta vaaditaan loistehokapasiteettia tehokertoimella $0,95_{kap} - 0,9_{ind}$ mitoitus-tehostaan. Mitoitus-tehon alapuolella loistehon tuotanto toteutetaan generaattorin PQ-diagrammin mukaisesti. Alla oleva kuva havainnollistaa tilannetta. [1]



Kuva 7: Tahtigeneraattorilta vaadittava loistehokapasiteetti [1]

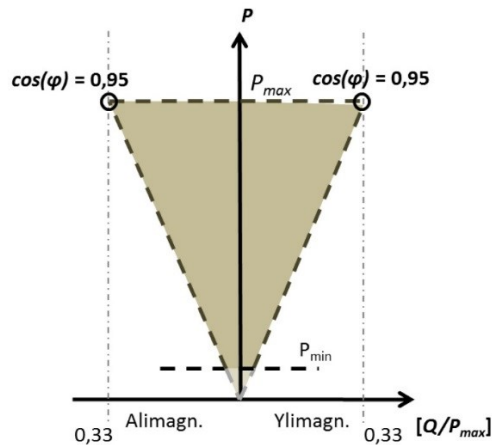
Tuulivoima

Tuulivoimatuotannon kohdalla sovelletaan omia käytäntöjä. Pienten yksittäisten tuulivoimaloiden tai tuulipuistojen, eli alle 10 MW:n yksiköiden kompensoinnista sovitaan verkonhaltijan kanssa tapauskohtaisesti. Mallissamme on mallinnettu yksi yksittäinen tuulivoimala maaseudun puolelle ja tämän loistehonkompensointi on määritelty teholuokan 2 mukaan, vaikkei olekaan yli 10 MW:n tuotantoyksikkö. Tämä yksinkertaistus on tehty, jotta malli saadaan vastaamaan likipitään todellista tilannetta. Teholuokassa 2 tuulivoimala osallistuu tehokertoimella 0,995ind – 0,995kap nimellistehostaan. Seuraava kuva havainnollistaa tilannetta.



Kuva 8: Tuulivoiman teholuokan 2 loistehokapasiteetti [1]

Teholuokkien 3 ja 4, eli yli 25 MW:n yksiköiden vaatimukset ovat erilaiset. Käytännössä nämä ovat usean yksittäisen tuulivoimalan muodostamia isoja tuulipuistoja. Voimalaitosten tulee pystyä kuluttamaan ja tuottamaan loistehoa mitoitus- ja minimitehonsa välisellä alueella tehokertoimella 0,95. Alla oleva kuva havainnollistaa tilannetta. [1]



Kuva 9: Tuulivoiman teholuokkien 3 ja 4 loistehokapasiteetti [1]

2.6.3.2 Kondensaattoriparistot

Kondensaattoriparistoilla pystytään tuottamaan loistehoa verkkoon. Ne ovat yleensä rinnankytkettyinä verkossa. Tyypillisesti kondensaattoriparistoja on käytetty paikallisesti teollisuudessa, joissa on tunnetusti isoja induktiivisia kuormia. Tällaisia ovat mm. suuritehoiset sähkömoottorikäytöt. Teollisuuden lisäksi muutkin asiakkaat kaikilla jännitetasoilla käyttävät kondensaattoreita kompensointiin. Kondensaattoriparistot ovat sijoitettuna yleensä paikallisesti sinne, missä kulutus on ollut. Tällöin siirtojohtoja ei tarvitse rajata loistehon siirtoon ja myös häviöissä säästetään. Lisäksi kondensaattoriparistoja käytetään sähköasemilla, jotta välttyttäisiin ottamasta loistehoa yläpuolisen verkonhaltijan verkosta.

2.6.3.3 Reaktorit

Öljyeristeiset reaktorit

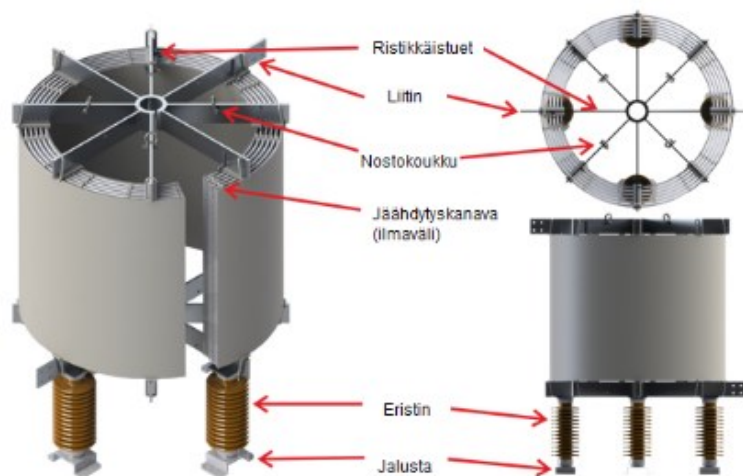
Öljyeristeiset reaktorit muistuttavat ulkonäöltään hyvin paljon muuntajaa. Ne ovat ilmaeristeisiä muuntajia monimutkaisempia ja rakenteensa takia kalliimpia komponentteja kuin ilmaeristeiset reaktorit. Useasti isommat reaktorit rakennetaan teholtansa käämikytkimellä säädettäväksi, jonka vuoksi ne ovat monikäyttöisiä. Tosin, useasti ilmajäähdytteisten reaktoreiden kohdalla säätö voidaan toteuttaa kytkemällä useampi reaktori säädön piiriin. Alla kuva öljyeristeisestä muuntajasta.



Kuva 10: Säädettävä öljyeristeinen reaktori [16]

Ilmasydämiset reaktorit

Ilmasydämiset reaktorit ovat öljyeristeisiä reaktoreita yksinkertaisempia. Ne kootaan kolmesta yksivaiheisesta kelasta, jotka koostuvat samankorkuisista ja –keskisistä sylinterinmuotoisista käämeistä. Reaktorit kytketään yleensä tähteen ja tasasivuisen kolmion muotoon. Tällä tavalla saadaan symmetrinen reaktori-impedanssi ja magneettikentän leviämisalue saadaan minimoitua. Seuraavassa kuvassa ilmasydäminen reaktori. [14]



Kuva 11: Ilmasydäminen reaktori [17]

2.6.3.4 Synkronikompensaattorit

Aikoinaan verkon kompensointia on hoidettu myös synkronikompensaattoreilla, joita on tänä päivänä käytössä vähenevissä määrin. Joissakin maissa purettavia voimalaitoksia on voitu ottaa käyttöön synkronikompensaattoreina (esim. Saksan ydinvoimalat). Ne olivat verkkoon kytkettyjä kuormittamattomia tahtikoneita, joita pystyttiin ali- ja ylimagnetoi- maan. Etuna synkronikompensaattorissa on sen joustava kyky osallistua kompensointiin.

Se on myös nopea reagoimaan muutoksiin. Haittapuolena on taas sen suhteessa kalliit kustannukset. Tänä päivänä saman asian ajavat tahtigeneraattorit. [18]

2.6.3.5 FACTS-laitteet ja HVDC

FACTS-laitteilla tarkoitetaan joustavia tapoja kompensoida verkkoja (Flexible Alternating Current Transmission Systems). Nämä voidaan karkeasti jakaa kahteen pääteknikkaan, yllä esiteltyyn sarjakompensointiin ja dynaamiseen rinnakkaiskompensointiin. Dynaamiseen rinnakkaiskompensointiin vaaditaan suuritehoisia tehoelektroniikkakomponentteja, joilla voidaan säätää automaattisesti jännitetasoa. Näitä laitteita käytetään myös ehkäisemään verkossa syntyviä yliaalloja ja sitä kautta verkon vakautta.

SVC ja STATCOM

SVC eli Static Variable Compensator on järjestelmä, jossa voidaan säätää loistehon tuotantoa ja kulutusta tehonjakotilanteesta riippuen tyristoreilla. Fingridillä on käytössä tällainen järjestelmä Kangasalan asemalla.

STATCOM-laitteet eli Static Synchronous Compensator ovat laitteita, jotka voivat transistoreiden avulla toimia kompensointilaitteina itsenäisesti riippumatta verkon jännitteestä. STATCOM laitteita käytetään mm. teollisuudessa parantamaan verkolle näkyvää kuorman tehokerrointa ja aktiivisuodattimena harmonisille yliaalloille.

HVDC

Korkeajännitteisillä tasajännitekaapeleilla eli High Voltage Direct Current –yhteyksillä voidaan myös osallistua verkon kompensointiin. Suomessa yhteyksiä on mm. pitkillä merikaapeleilla esim. Suomen ja Ruotsin välinen FennoSkan ja Suomen ja Viron välinen EstLink. Käytössä on kahdenlaista tekniikkaa. VSC (Voltage Source Converter) eli jännitelähdesuuntaaja sekä LCC (Line Commutated Converter) eli verkkokommutoitu suuntaaja.

VSC-järjestelmät pystyvät sekä tuottamaan että kuluttamaan loistehoa ollessaan kuormittuna. LCC-järjestelmissä oleva tehoelektroniikka pyrkii suodattamaan harmoniset yliaallot jännitteistä. Etenkin LCC-järjestelmien suodatinparistot kuluttavat loistehoa, joten ne toimivat samalla tavoin kuin rinnakkaisreaktorit. Suodatinparistojen lisäksi rinnalla on myös kompensointiin tarkoitettuja kondensaattoreita. [5]

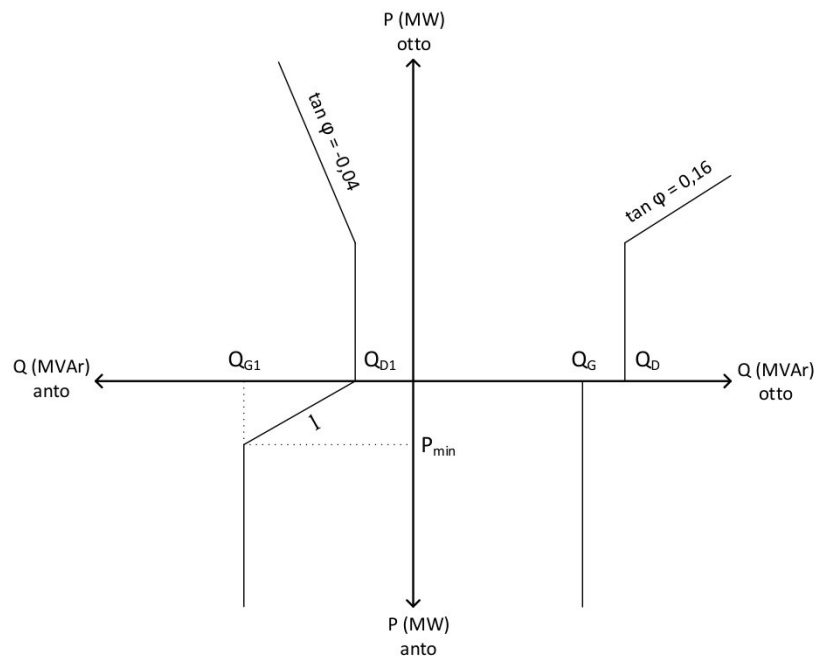
2.7 Loistehomaksut

Loistehomaksujen tarkoituksena on ohjata verkon käyttöä teknisesti ja taloudellisesti tehokkaaseen suuntaan. Maksuilla pyritään välttämään tarpeetonta loistehon siirtoa, jotta verkko pystyisi käyttämään mahdollisimman suuren osan siirtokapasiteetistaan pätötehon siirtoon.

Sähköverkkujen kehittymisen ja kuluttajien tehotarpeiden muutosten takia kansalliset loistehomarkkinat ovat olleet muutoksessa. Kantaverkossa on tehty havaintoja, että loistehon kulutuskapasiteetti eli reaktoreilla tapahtuva kompensointi on ollut hetkittäin viime vuosina täydessä käytössä [9]. Tämän vuoksi Fingrid on muuttanut loistehon hinnoitteluperiaatteitaan, jotka tulivat käyttöön vuodesta 2017 alkaen.

2.7.1 Kantaverkkoyhtiön uudistus

Fingrid uudisti loistehomaksujaan vuonna 2016, jotka astuivat voimaan vaiheittain seuraavien kolmen vuoden aikana. Loistehomaksujen määräytymisperiaate on loistehoikkuna, jonka koko riippuu liittymispisteen takaisen verkon keskitehonkulutuksesta ja sen kyvystä tuottaa pätötehoa. Liittymispisteen loistehoikkuna näyttää graafisesti alla olevan kuvan mukaiselta. [19]



Kuva 12: Fingridin loistehoikkuna liittymispisteelle [19]

Loistehoikkunan rajat muodostuvat seuraavasti. Liittymispisteen ottoraja Q_D , kun pätötehoa otetaan verkosta:

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

missä W_{otto} on liittymispisteen ottoenergia vuodessa (MWh), t_k on huipunkäyttöaika (5000 h, muu kulutus; 7000 h, prosessiteollisuus) ja P_{netto} liittymispisteen takaisten voimalaitosten nettosähkötehojen summa (MW).

Voimalaitoksen tehon ollessa enintään 1 MW, $P_{netto} = 0$ ja tehon ollessa yli 450 MW, loistehoikkuna ei enää kasva eli maksimi $(0,1 * \frac{P_{netto}}{0,9}) = 50,0$ MVA.

Q_D rajan minimiarvo on voimajohtoliitynnässä 2 MVA ja sähköasemaliitynnässä 4 MVA.

Loissähkön antoraja Q_{D1} :

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

Liittymispisteen takaisen verkon kuluttaessa pätötehoa, loissähkön otto kantaverkosta on enintään rajan Q_D -arvon suuruinen tai 16% kantaverkosta otetusta pätötehosta. Loistehoa annettaessa kantaverkkoon raja on enintään Q_{D1} -arvon suuruinen tai 4% otetusta pätötehosta.

Loissähkörajat pätötehoa annettaessa kantaverkon suuntaan:

Loissähkön ottoraja Q_G :

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

Loissähkön antoraja Q_{G1} :

$$Q_{G1} = -Q_G \quad (14)$$

Kuitenkin tuottaessa pätötehoa loissähkön anto on enintään Q_{G1} suuruinen, mutta kuitenkin alle raja-arvon, joka lasketaan kaavalla:

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

missä P on kantaverkkoon tuotetun pätötehon keskiteho (MW) ja $P_{min} = -0,1 * P_{netto}$. [19]

Loissähkön laskutuksessa ei oteta huomioon viittäkymmentä itseisarvoltaan suurinta loistehoikkunan ylitystä kuukaudessa. Ylityksistä ei myöskään laskuteta, jos ylitys aiheutuu kantaverkon viasta tai häiriöstä. Nämä on huomioitu tulosten laskennassa. Lisäksi vähintään 0,5 MVA:n kompensointiyksikön vikaantuessa on mahdollista saada laitteen nimellisen loistehon verran lievennystä kohtuullisen korjausajan ajaksi. Tällöin laitteita ei ole tarvetta kahdentaa. [20]

Ylitystilanteissa laskutetaan sekä ylittävän osuuden loisenergiasta että kuukauden suurimmasta loistehopiikistä lievennysten jälkeen. Fingridin uudet loistehotariffit astuvat täysimääräisinä voimaan 2019. Hinnat koskevat sekä antoa että ottoa. Alla oleva taulukko havainnollistaa syntyviä kustannuksia. [19]

Taulukko 1: Fingridin uudet loistehotariffit [20]

Vuosi	Loistehomaksu	Loisenergiamaksu
2017	333 €/MVA _r , kk	5 €/MVA _r h
2018	666 €/MVA _r , kk	5 €/MVA _r h
2019	1000 €/MVA _r , kk	5 €/MVA _r h

2.7.2 Jakeluverkkoyhtiöt

Jakeluverkkoyhtiöillä on käytössään omia tapoja laskuttaa asiakkaitaan loistehon käytöstä. Normaleilla kotitalousasiakkailta ei ole käytössä loistehomittautusta, vaikka useimilla asiakkailta tämä mittaus olisikin mahdollista toteuttaa. Heitä ei myöskään laskuteta loistehon käytöstä. Työssä mukana olleiden yhteistyötahojen laskutusperiaatteita on tässä kohtaa käytetty esimerkkeinä.

Helen Oy:llä on käytössä samanlainen hinnoittelu keski- ja pienjännitetehoasiakkaille. 1.7.2017 voimaan tulleessa hinnastossa loistehomaksu on alla olevan taulukon mukainen. [21]

Taulukko 2: Helen Oy:n loistehotariffit [21]

	Loistehomaksu, alv 0%	Loistehomaksu, alv 24%
Pienjännitete hosesiirto	1,99 €/kvar, kk	2,47 €/kvar, kk
Keskijännitete hosesiirto	1,99 €/kvar, kk	2,47 €/kvar, kk

Loistehon oton laskutus lasketaan kuukauden suurimman mitatun loistehon ottotehosta, josta on vähennetty joko 40% saman kuukauden suurimmasta päätötehosta tai vähintään 50 kvar. Annon laskutus lasketaan kuukauden suurimmasta antotehosta, josta on vähennetty 10% kuukauden suurimmasta päätötehosta. Loissähkön annosta aloitettiin laskutus vuoden 2017 alusta. [21]

Elenia Oyj:n laskutus on myös samanlainen keski- ja pienjänniteasiakkaille. 1.5.2017 voimaan tulleessa hinnastossa loistehomaksu on seuraavan taulukon mukainen.

Taulukko 3: Elenia Oyj:n loistehotariffit [22]

	Loistehomaksu, alv 0%
Pienjännitete-honsiirto	5,22 €/kvar, kk
Keskijännitete-honsiirto	5,22 €/kvar, kk

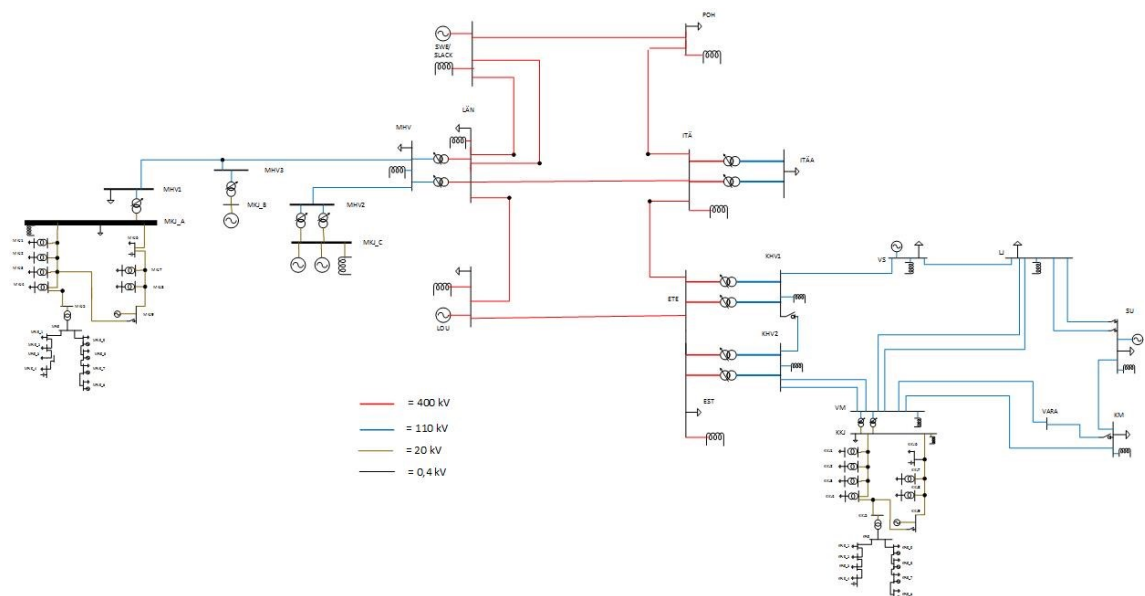
Maaseutuverkolla ei ole eritelty erikseen loistehon antoa ja kulutusta. Hinnoitteluperiaate riippuu tehonsiirtoluokasta, joita on yhteensä neljä. Tehonsiirtoluokat 1 ja 2 ovat pienjännitetsiirtoa, 3 ja 4 keskijännitetsiirtoa. Tehonsiirtoluokilla 1-3 veloitusloisteho on kuukausittain mitattu suurin 60 minuutin loiskeskiteho, josta vähennetään 16% laskutettavan pätötehon määrästä. Teholuokalla 4 veloitetaan kuukauden suurimman tuntikeskitehon loisteho, josta vähennetään 16% laskutuskauden suurimman mitatun keskipätötehon määrästä. [22]

3. SIMULOITAVA MALLI

Työssä on käytetty tietokonemallia, jota on simuloitu vuoden aikajaksolla, vuoden jokaiselle tunnille. Malli on rakennettu PowerWorld –ohjelmistolla ja simuloinnit luotu Matlab –ohjelmistolla. Mallikuva simulointimallista on nähtävissä kuvassa 13. Malliin on luotu alussa ns. perustilanne, joka pyrkii vastaamaan mahdollisimman realistisesti tämänhetkistä sähköverkon tilannetta. Myöhemmissä simuloinneissa on pyritty mallia muokkaamaan siten, että siinä huomioidaan myös tarkasteltavia skenaarioita, kuten kaapelointias-teen kasvua ja hajautetun tuotannon lisäämisestä.

3.1 Mallin rakentamisen periaatteet

Mallin pohjana on käytetty elementtejä Suomen sähköverkosta, mutta sen ei ole ollut tarkoitus vastata yksi yhteen Suomen sähköverkkoa. Sen on tarkoitus ollut kuvata riittävällä realismilla erilaiset vuorokauden- ja vuodenaikojen vaihtelut tehonjaossa ja loistehon siirrossa. Malli on rakennettu kuvaamaan sähköverkkokokonaisuutta, joka koostuu 400 kV:n kantaverkosta, 110kV:n verkosta, 20 kV:n jakeluverkosta sekä 0,4 kV:n pienjänniteverkosta. Jokaiselle jännitetasolle on mallinnettu kulutuspisteitä, joista tietyt yksityiskohdat ovat mallinnettu tarkemmin. Alla oleva kuva havainnollistaa verkkomallin topologiaa.



Kuva 13: Simuloitava verkkomalli

Kantaverkkoon on kytkeytynyt kaksi tarkemmin mallinnettua verkkoaluetta, joista toinen kuvaa kaupunkiverkkoa ja toinen säteittäistä maaseutuverkkoa. Kantaverkossa on näiden lisäksi mallinnettu AC- ja DC-siirtoyhteyksiä ulkomaille.

Tuotannon osalta kantaverkkoon on kuvattu perusvoimaa ja säätövoimaa, johon palataan vielä luvussa 3.2.3. Maaseudun puolelle on mallinnettu tuulivoimaa ja skenaarioissa myös lisääntyvää aurinkoenergiantuotantoa, kun kaupunkiverkon puolelle on mallinnettu perinteisempiä CHP-voimaloita, sekä pienjännitepuolelle skenaarioita varten aurinkoenergiaa.

3.1.1 PowerWorld –ohjelmisto

PowerWorld on alun perin koulutuskäyttöön tarkoitettu visuaalinen sähköverkon mallintamishjelma. Se syntyi 90-luvun alussa, kun aikansa verkonlaskentaohjelmat olivat pitkälti numeerisia, eikä kovin havainnollistavia. Ohjelmisto kehitettiin Illinoisin yliopistossa ja on tänä päivänä kasvanut täysin kaupalliseksi toimijaksi. [23]

PowerWorld:iin asennettiin tätä työtä varten SimAuto –lisäosa, jonka avulla saimme Matlab –ohjelmiston kanssa ohjattua PowerWorld –malliamme. Matlab on tekninen laskentaohjelma, jolla pystyy mm. laskemaan, koodaamaan ja esittämään matemaattisia ongelmia. Matlabin kanssa pystyimme luomaan koodin, jolla ajoimme mallissa olevia kuormia, tuotantoja ja reaktoreita. Myös aikasarjojen ajaminen ja tulosten esittäminen onnistuvat Matlabin kanssa kohtalaisen helposti.

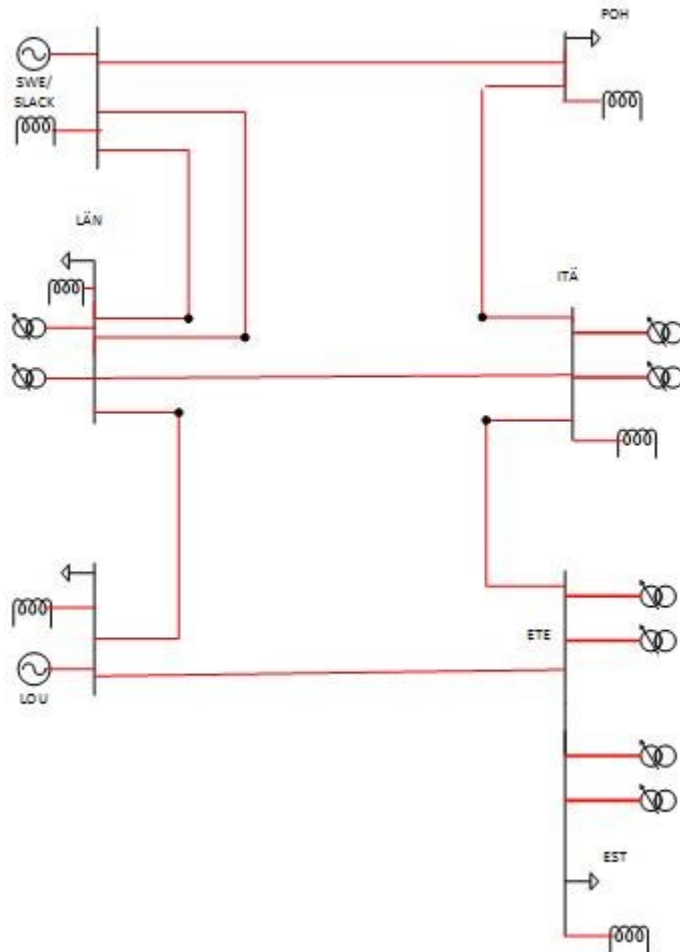
Erityistä huomioitavaa PowerWorldin PV-solmuissa eli generaattorisolmuissa on se, että jännitteensäätöön osallistuessa generaattoreille ei saa asetettua raja-arvoja. Niille voidaan asettaa tavoiteltava jännite, johon generaattori jatkuvasti jännitteensäädöllään ohjaa. Tämän ominaisuuden vuoksi generaattoreiden osuus loistehon kompensoinnissa on todellista tilannetta dominoivampi. Lisäksi PowerWorldin kolmikäämimuuntajia ei saatu mallinnuksessa toimimaan. Tämä puute korvattiin asettamalla 400 kV:n reaktorit suoraan kiinni 400 kV:n kiskoon. Nämä on huomioitu tulosten analysoinnissa.

3.1.2 Verkon osien mallinnus

Verkon eri osia mallinnettaessa hyödynnettiin projektitahoilta saatua dataa ja yhdessä suunniteltua verkon rakennetta. Kokonaisuutena verkkoa on yritetty rakentaa sellaiseksi, että se vastaa noin 10%:n osuutta Suomen sähköverkon tuotannosta ja kulutuksesta. Samaa skaalausta on pyritty noudattamaan myös jakeluverkkotasolla mahdollisuuksien mukaan. Kuitenkin niin, että muuntajien ja asemien kuormitukset vastaavat kohtuullisesti normaaleja käyttötilanteita.

3.1.2.1 Kantaverkko

Kantaverkon osalta verkkoon on mallinnettu kuusi solmupistettä, joista kahdesta mallinnetaan tarkemmin jakeluverkkoja. Jokaisella solmupisteellä on sijoitettuna 4*66 MVar reaktoreita, jotka osallistuvat portaittain kompensointiin. Solmujen välillä on käytetty 3-Finch tyyppisiä johtoja, joiden johtopituudet solmujen välillä ovat ”pohjois-eteläsuunnassa” 200-350 km ja itä-länsisuunnassa 150-300 km. Mallissamme ei ole käytetty sarjakkompensointia millään johtovälillä oletuksena.



Kuva 14: Kantaverkon rakenne

Solmupiste numero 1 (SWE) kuvaa jäykkää verkkoa, joka tässä kohtaa kuvaa etäisesti Pohjois-Suomen ja Ruotsin välistä siirtoa. Samalla on ajateltu, että ko. solmupiste kuvastaa myös Pohjois-Suomen vesivoimaa, ja täten säätää koko malliverkon tehtasapainoa.

Toinen solmupiste (LÄN) kuvastaa kaukaisesti Pohjanmaan aluetta ja maaseutua. Solmupisteellä on kaksi 400/110 kV:n muuntajaa, jotka syöttävät toista tarkemmin mallinnettua verkkoa. Samassa solmussa on myös yksi kuormapiste, jota on skaalattu koko Suomen kantaverkon kulutuksesta. Koko kulutuksesta on skaalattu 10%:n osuus meidän malliverkollemme, josta on vielä jaettu 15%:n osuus kyseiselle kuormituspisteelle.

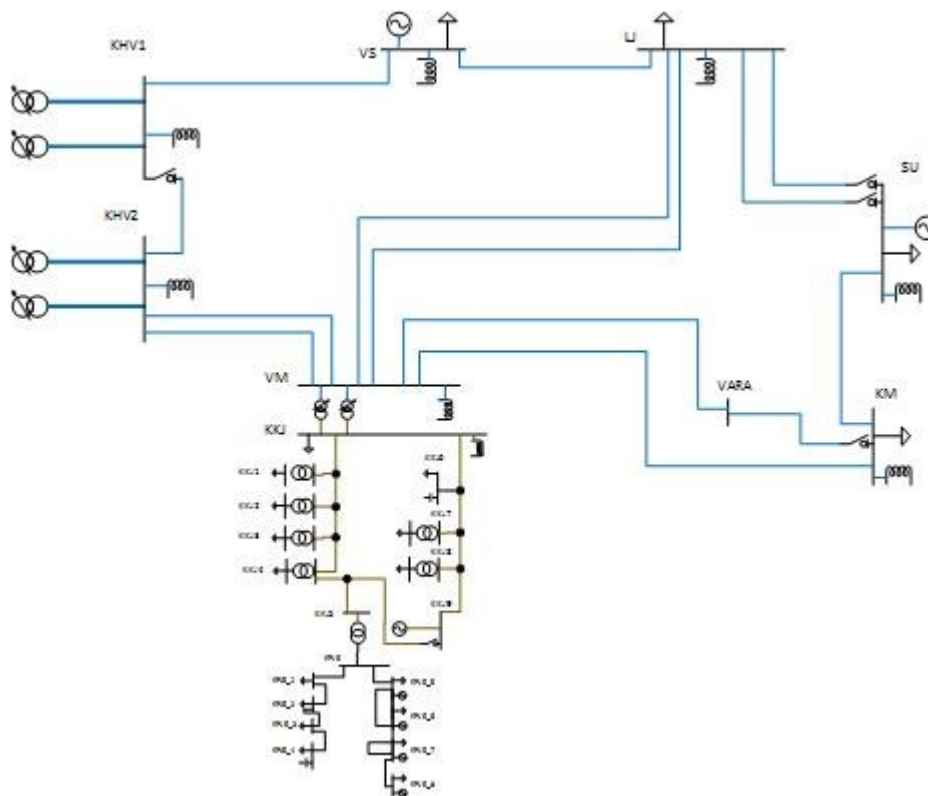
Kolmannella (LOU) solmupisteellä on jäljennetty Länsi-Suomen DC-siirtoa Ruotsin ja Suomen välillä sekä perusvoiman tuotantoa (ydin- ja CHP-voima). Näiden kohdalla on huomioitu vakaa tuotanto läpi vuoden, pois lukien toukokuun vuosihuollot, sekä kylmän vuodenajan aikana tarve CHP:n käytölle (tammikuu uudenvuoden jälkeen).

Neljännellä (POH) ja viidennellä (ITÄ) solmupisteellä on kaksi kulutuspiistettä, jotka on mallinnettu samaa periaatetta noudattaen kuten toisessa (LÄN) solmupisteessä. Neljäs solmu vastaa 35% kulutusosuutta skaalauksestamme ja viides solmu 50% skaalauksestamme. Viidennen solmun kulutus on tämän lisäksi mallinnettu 400/110 kV:n sähköase-
man taakse.

Kuudennella (ETE) solmupisteeltä lähtee tarkemmin mallinnettu, kaupunkialueeseen keskittynyt jakeluverkko. Tämän lisäksi solmupisteelle on kuvattu DC-siirtoyhteys kuvitteelliseen valtioon, jonka mallintamisessa on hyödynnetty Suomen ja Viron välisen siirron aikasarjadataa.

3.1.2.2 Jakeluverkko, kaupunki

Kaupunkiverkko on rakennettu pitkälti vahvalla kaapeloinnin osuudella. Poikkeuksen tekevät 110 kV:n puolella on käytetyt 2-Finch ja 2-Duck tyyppiset johdot. Muuten 110 kV:n verkossa on ollut käytössä HXCHBMK 3x1600 ja AHXLMK 3x800 –tyyppiset kaapelit. 110 kV:n verkko on rakennettu osittain silmukoiden, siten että varayhteyksiä kytkemällä verkko saadaan vielä vahvemmin silmukoiduksi. Perustilanteessakin jokainen 110 kV:n solmu saa vähintään kahdesta suunnasta syöttönsä. Kaikille solmupisteille on asetettu valmiudessa oleva kompensointimahdollisuus, jota skenaarioissa mallinnetaan. Tuotannon osalta verkkoon on mallinnettu kaksi CHP-voimalaa muistuttavaa generaattoria, jotka ovat vähäisellä käytöllä kesäaikaan ja muuten ovat käytössä läpi vuoden. Molemmat voimalat osallistuvat jännitteen hallintaan niille säädetyissä rajoissa.



Kuva 15: Kaupunkiverkon rakenne

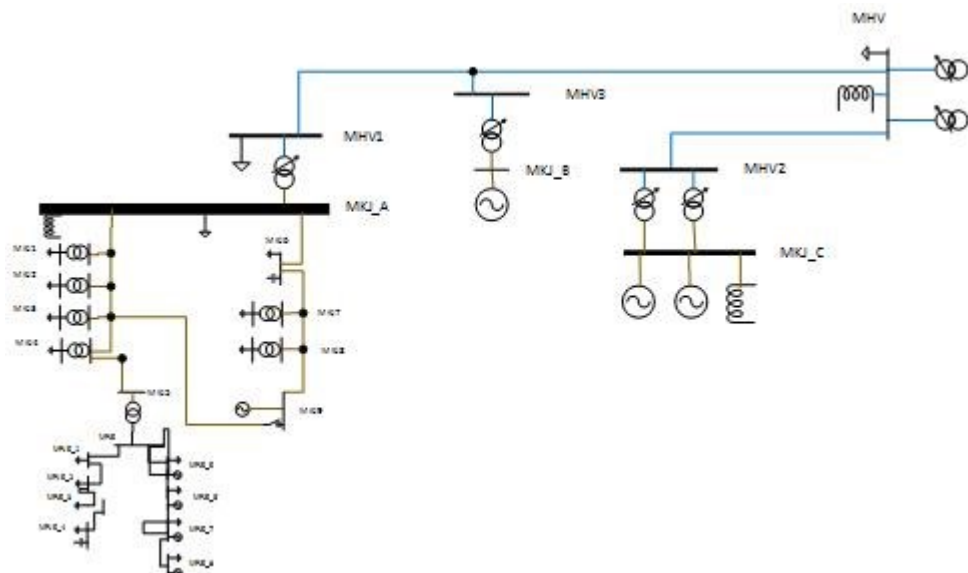
Jakeluverkkoyhtiön alueella yksi 110/20kV:n sähköaseman takainen verkko on mallinnettu tarkemmin. Keskijännitepuolelle on pyritty mallintamaan erityyppistä kulutusta, kerros- ja rivitaloasumista, palvelua ja pienimuotoista teollisuutta. 20/0,4 kV:n muuntajien kulutuksen mallintamisessa on hyödynnetty erään jakeluverkkoyhtiön muuntajien vuosittaisten kulutuksien aikasarjoja. Keskijänniteverkkoon on mallinnettu myös yksi suora kulutuskohde, joka kuvastaa teollisuuskuluttajaa. Sen tehokertoimeksi on asetettu 0,9 ind., mikä kompensoidaan rinnalla olevalla kompensointiyksiköllä näyttämään verkolle 0,98 ind. Keskijänniteverkon mallinnuksessa on käytetty AHXAMK 3x240 ja APY-AKMM 3x185 –kaapeleita. 110/ 20 kV:n muuntajaa säädetään kämikytkimellä, joka on asetettu niin, että alajännitepuolen tavoitearvo on 1,03 p.u. (20,6 kV). Verkon johdinpituudet ovat 0,5 – 1,0 km. Keskijänniteverkon tuotantoyksiköllä kuvataan aurinkoenergian tuotantoa aurinkoskenaariossa. Keskijänniteverkon muuntajien takaisten kulutusten tehokerroin on noin 0,96 ind.

Yksi 0,4 kV:n muuntajalähtö on mallinnettu tarkemmin. Yhdellä muuntajalähdöllä voi olla parhaimmillaan 150-200 asiakasta (varsinkin jos kyseessä on kerros- tai rivitaloasuntoja), mutta tähän malliin on kuvattu 8 kulutuspistettä. Kulutusta on mallinnettu eräältä verkkoyhtiöltä saaduilla asiakasdatoilla ja skaalattu sopivasti ylöspäin, jotta jakelumuuntajan kuormitukset pysyvät normaalissa suhteessa. Neljällä kulutuspisteellä on lisäksi

omaa tuotantoa, joita voidaan kytkeä tilanteissa, jossa halutaan selvittää hajautetun tuotannon erilaisia skenaarioita. Näillä tuotannoilla on ajateltu mallinnettavan verkkoon syötettävää tai omaan käyttöön tulevaa aurinkosähköä. Pienjännitepuolella on käytetty AXMK 4x185 S –kaapelia. 20/0,4 kV:n muuntajien väliottokytkimet ovat asennossa 1. Verkon johdinpituudet ovat 0,1 – 0,2 km. Pienjänniteasiakkaiden tehokerroinoletus on 1. Verkolle mallinnettua kompensointiyksikköä ei käytetä simuloinneissa.

3.1.2.3 Jakeluverkko, maaseutu

Maaseutuverkko jakautuu kahteen haaraan heti 400/110 kV:n aseman jälkeen. Molemmissa 110kV:n lähdöissä on käytetty 2-Duck –tyyppistä siirtojohtoa. Toinen lähtö päättyy tuulipuistoon (MHV2) jonne on mallinnettu kaksi tuotantoyksikköä. Molemmissa tuotantopisteissä on arvioitu olevan noin 10 yksikön tuulipuisto, jossa yksittäisen voimalan nimellisteho on 3 MW.



Kuva 16: Maaseutuverkon rakenne

Tuulivoimapuistot osallistuvat verkossa loistehonkompensointiin maksimissaan 0,95:n tehokertoimella. Yksittäinen johdolle kytketty tuulivoimala osallistuu kompensointiin tehokertoimella 0,995 maksimitehostaan, kuten VJV:n mukaisesti on määriteltä pienemmille tuulivoimalayksiköille. Tuulivoimaloiden referenssipisteeksi on asetettu muuntajien yläjännitepuoli ja sen tavoitearvoksi on asetettu 118 kV. Tuulivoimaloiden kompensointikyky skaalautuu siis kunkin hetken pätötehotuotannon mukaan.

Toisessa lähdössä on tarkemmin mallinnettu 20 kV:n keskijänniteverkko ja 110 kV:n siirtojohdolle on liitetty yksittäinen 3 MW:n tuulivoimala. Tarkoituksena on ollut kuvata yksittäisten liittymien vaikutusta verkkoon maaseudulla.

20 kV:n verkko on kuvattu säteittäiseksi, joka vastaa hyvin perinteistä jakeluverkkomallia. Toinen lähtö on avojohtolähtö, jonka johtona on käytetty Al/Fe 75/14 ”Loviisa” – avojohtoa. Toinen lähtö on kaapelilähtö, jonka kaapelina on käytetty AHXAMK 3x240 – tyyppistä kaapelia. Verkon johdinpituudet ovat 3 – 4 km. Keskijänniteverkkoon on kuvattu 7 jakelumuuntajaa, joista yksi on kuvattu tarkemmin useammalla kulutus- ja tuotantopisteellä. Muuntajien takaisen verkon kulutusta/ tuotantoa on mallinnettu verkolle sopivilla aikasarjoilla. Tämän lisäksi verkkoon on kuvattu suora yksittäinen teollisuuskuuttaja, jolla on omaa kompensointikapasiteettia tarvittaessa kondensaattoripariston muodossa. Teollisuusyksikön tehokertoimeksi on asetettu 0,9 ind., mikä kompensoidaan kompensointiyksiköllä näyttämään verkolle 0,98 ind. Kompensointiyksikkö on jatkuvassa käytössä, kun teollisuusyksikkö on kiinni verkossa. Verkkoon on myös kahden lähdön lisäksi kuvattu suora kulutuspiste alajännitepuolelle, jolloin 110/20 kV:n muuntajan kuormitus saadaan oikealle suuruusluokalle. 110/ 20 kV:n muuntajaa säädetään käämikytkimellä, joka on asetettu niin, että alajännitepuolen tavoitearvo on 1,03 p.u. (20,6 kV). Keskijänniteverkon tuotantoyksiköllä kuvataan aurinkoenergian tuotantoa aurinkoskenaariossa. Keskijänniteverkon muuntajien takaisten kulutusten tehokerroin on noin 0,99 ind.

Yksi 20/0,4 kV:n aseman takainen verkko on tarkemmin mallinnettu. Verkko jakautuu kahteen lähtöön ja yhteensä kulutuspisteitä on mallinnettu 8 kpl. Kulutuspisteiden osalta on mallinnuksessa hyödynnetty asiakasdataa omakotitaloista ja maataloilta. Nämä on skaalattu suuruusluokaltaan järkeviksi jakelumuuntajan ja johtojen kuormituksia silmällä pitäen. Neljän kulutuspisteen yhteyteen on mallinnettu omaa tuotantoa, joita voidaan kytkeä skenaarioita mallinnettaessa. Kuten kaupunkiverkossa, näiden tarkoitus on kuvata aurinkoenergiatuotantoa. Pienjänniteverkon johtojen mallinnuksen pohjana on käytetty AMKA 3x120 +95 –kierrejohtoa. 20/0,4 kV:n muuntajien väliottokytkimet ovat asennossa 1. Verkon johdinpituudet ovat 0,1 – 0,2 km. Pienjänniteasiakkaiden tehokerroinoleus on 1. Verkolle mallinnettua kompensointiyksikköä ei käytetä simuloinneissa.

3.2 Käytössä ollut mittausdata

Verkkomallinnuksen pohjalla on käytetty pääasiassa yhteistyötahoilta saatua mittausdataa. Osa datoista on kerätty julkisesti saatavana avoimena datana ja osa on ollut vain tutkimuskäyttöön tarkoitettua. Mittausdataa on kerätty eri vuosilta, jonka vuoksi dataa on jouduttu yhtenäistämään siten, että viikonpäivät ja viikonloput osuvat kokonaisuutena samoille kohdille. Yhtenäistämisen pohjana on tavoiteltu tilaa, jossa mallinnus vastaisi mahdollisimman yhteneväisesti vuoden 2014 viikonpäiväjakaamaa. Osa käytettävissä olleista datoista ovat olleet puutteellisia esim. tuulivoiman osalta. Simulointimalleja analysoitaessa on huomioitu saadun datan epäyhteneväisyys ja puutteellisuus.

3.2.1 Kaupunkiverkko

Kaupunkiverkon mallinnuksen pohjana on käytetty projektin käyttöön saatua dataa Helsingin kaupungin muuntajilta ja asemilta. Samoin johto- ja kaapelointitietoja on käytetty verkkomallin pohjana. Tehoskaalauksen pohjana on ollut kyseisen verkon tehotilastot vuodelta 2014, jotka on skaalattu sopivaksi verkkomallille.

3.2.2 Maaseutuverkko

Maaseutuverkon kuvaamisessa on käytetty taajama-alueiden ulkopuolella olevien alueiden dataa. Tuulituotantodataa oli vaikeaa saada, mutta sen pohjana on käytetty osittain melko vanhaa tietoa tuulivoimatuotannosta vuosilta 2005 ja 2006. Lisäksi data on kerätty 0,5 MW:n tuulivoimaloista. Tuulidataa on skaalattu karkeasti 3 MW:n suuruiseksi tuulivoimaloiksi. Lisäksi puutteellista dataa on skaalattu Suomen tuuliatlasta käyttäen, niiltä kuukausilta, joiden tiedot olivat puutteellisia (maalis-, huhti- ja toukokuu). Näiden karkeiden skaalausten vuoksi, tuulivoimaloiden tuotantokäyrät mallissa ovat hyvin suuntaa antavia, mutta kuitenkin riittäviä tähän tarkasteluun. Oikeiden 3 MW:n laitosten datojen kohdalla nollatuntien (eli tuntien jolloin voimalat eivät tuota) määrä olisi huomattavasti vähäisempi, sillä 3 MW:n laitoksissa nasellit ovat korkeammalla maanpinnasta sekä roottorit isompia. Ne pystyvät siis toimimaan paremmin heikommissakin tuulioloissa, eikä maan aiheuttama tuuleen kohdistuva kitkavaikutus ole ylempänä yhtä suuri kuin lähempänä maan pintaa.

3.2.3 Kantaverkko

Kantaverkon osalta on pohjana käytetty vuoden 2016 Fingridin mittausdataa Suomen tehonkulutuksesta ja skaalattu se ensin malliverkolle sopivaksi (noin 10%). Tämä kulutus on jaettu niiden kantaverkon kulutuspisteiden kesken, joiden kulutusta ei ole tarkemmin eritelty, suhteessa ITÄ 50%, POH 15%, LÄN 35%. Näiden lisäksi ETE- ja LÄN- solmuissa olevat maaseutu- ja kaupunkiverkko lisäävät kantaverkon kuormitusta noin 5% (maaseutu) ja 16% (kaupunki). ETE-solmussa on lisäksi kuvattu DC-siirtoyhteys, jonka mallinnuksen pohjana on käytetty Suomen ja Viron EstLink -yhteyden siirtoa ja skaalattu se kymmenesosaan todellisesta arvosta. LOU-solmussa on niin ikään kuvattu DC-yhteys, jonka pohjalla on käytetty Suomen ja Ruotsin välisten FennoSkan -yhteyksien dataa. Se on myös skaalattu kymmenesosaan todellisesta arvosta.

Kulutuspisteiden loistehotaseen mallinnukseen on käytetty Fingridiltä saatuja dataa. Mallinnuksessa on käytetty suhteellista loistehotasetta verkon pätötehon kulutuksen suhteen. Suhteellisessa loistehotaseessa on ollut kuvattuna kaikkien Fingridin hallinnoimien sähköasemien loistehojen suhde pätötehoon tuntikeskiarvoina koko vuoden aikasarjana. Pätötehon kulutuksen pohjana on käytetty Suomen sähköverkon vuosikulutusta tuntitehoina.

Tuotannon osalta verkkomalli ei juurikaan vastaa mitään valmista pohjaa. LOU-pisteen tuotantoyksikkö kuvaa ydinvoimaa ja CHP-tuotantoa, joka käy ympärivuoden vuosihuollot huomioiden. Simulaatiossa vuosihuollot ajoittuvat toukokuulle, kuten ne esimerkiksi Olkiluodon voimalaitoksilla toteutuvat. Tuotannon osuus koko verkon kuormituksesta on noin 28 %. DC-yhteyksillä siirrot ovat LOU-pisteessä pitkälti tuontia (osuus noin 17%) ja ETE-pisteellä vientiä (osuus noin 6%).

3.3 Mallinnettavat skenaariot

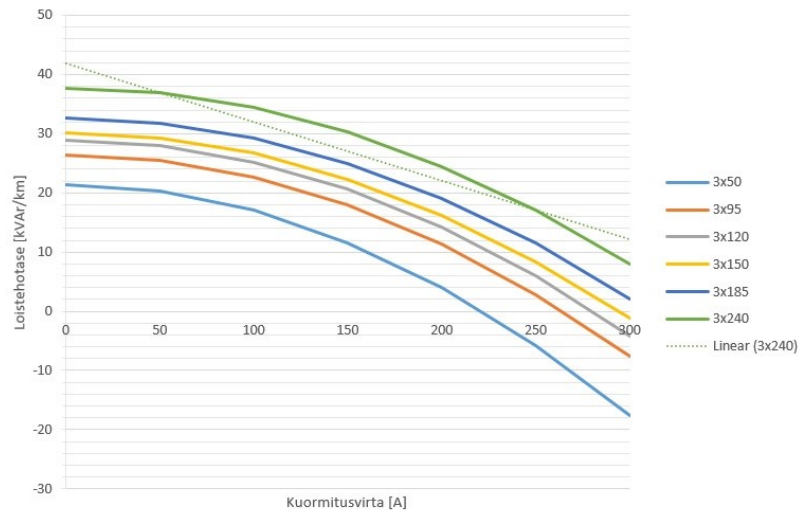
Skenaarioissa on pyritty mallintamaan tulevaisuuden tilanteita, joita sähköyhtiöt tulevat kohtaamaan lähivuosina. Erityisesti voimakas kaapeloinnin kasvu nk. ”säävarman verkon” kehittämisessä huomioitiin omassa skenaariossaan. Mallinnuksen periaatteena on käytetty herkkyytstarkastelua, eli aina yhden tai muutaman elementin muuttamisen vaikutusta verkon kokonaisuuteen. Näin pystytään tarkemmin tulkitsemaan ja analysoimaan saatavia tuloksia sekä tekemään johtopäätöksiä.

Perustilanteesta on pyritty tekemään mahdollisimman hyvin nykyistä kulutus- ja tuotantotilanteita vastaava, joka huomioi vuorokauden- ja vuodenajat. Lisäksi työssä on valittu viisi erilaista skenaariota, joita tarkastellaan. Skenaarioissa arvioidaan tulevaisuuden muutosten vaikutusta loistehotaseeseen ja verkon jännitteensäätöön.

3.3.1 Kaapelointi

Kaapelointiskenaariossa mallinnetaan säävarman verkon rakentamista ja keskijännite ja pienjännite verkon kaapelointia. Kaupunkiverkko on mallissa pitkälti kaapeloitu, joten sen osuus tässä skenaariossa on melko pieni.

20 kV:n verkon kaapeloinnin mallinnus on toteutettu mittaamalla 110/20 kV:n muuntajan alajännitepuolelle kuvatun kulutuspisteen virtaa. Tämä kulutuspiste on luotu kuvaamaan sitä 20 kV:n verkkoa, jota mallissa ei ole tarkemmin kuvattu. Se kuinka paljon kaapelointi tuottaa tai kuluttaa loistehoa, riippuu virrasta. Loistehon tuotanto on kääntäen verrannollinen virran suuruuteen ja suoraan verrannollinen kaapelin pituuteen. Kulutuspisteen virran mukaan on laskettu loistehon tuotanto, jota syntyy verkkoon. Syntyvä loisteho on laskettu AHXAMK-W 3x240 –kaapelin linearisoidun mallin mukaan. Alla olevassa kuvassa on loistehotasekäyriä erilaisista AHXAMK-W kaapeleista eri kuormitusvirroilla.



Kuva 17: AHXAMK-W kaapeleiden loistehotaseita eri kuormitusvirroilla

110 kV:n verkossa kuvataan tilanne samalla tavoin kuin edellä, olettaen, että 110 kV:n johtoja ei korvata kaapeleilla vaan lisätyt kulutuspaisteet kuvaavat 20 kV:n lisättyä kaapelointia. 110 kV:n johtimia ei oleteta kaapeloitavaksi samalla tavoin kuin kaupunkiverkossa. Kaupunkiverkon kaapelointi on luonnollista tilanpuutteen vuoksi eikä tällaista ongelmaa ole odotettavissa lähitulevaisuudessa maaseudun puolella.

3.3.2 Aurinkoenergia

Hajautettua tuotantoa on verkossa kaikissa skenaarioissa maaseutuverkon puolella tuuli-voiman muodossa. Tämän lisäksi on mallinnettu skenaario, jossa on kolme eri variaatiota, joissa aurinkoenergia toimii verkossa kolmella eri tavalla. Aurinkoenergiaa on mallinnettu molempiin jakeluverkkoihin 400 V:n puolelle neljään tuotantopisteeseen ja tämän lisäksi yhdet isommat tuotantoyksiköt 20 kV:n verkkoon. Tämän lisäksi tuotantoa mallinnetaan 110 kV:n verkoissa kulutuspaisteilla huomioimalla aurinkotuotanto kuormituskäyrissä. Tämä näkyy pienentyvinä pätötehon kulutuksina aurinkoisina tunteina. Aurinkotuotannon osuus näiden ylempien jännitetasojen kulutuspaisteilla on skaalattu samassa suhteessa kuin pienjänniteverkon tuotannon osuus on pätötehonkulutuksesta.

Ensimmäisessä variaatiossa aurinkovoimalat toimivat tehokertoimella yksi, eikä näin osallistu mitenkään jännitteensäätöön. Voimalat tuottavat siis ainoastaan pätötehoa päiväsaikaan ja ovat tuottavimmillaan valoisaan vuodenaikaan. Tuotannon mallinnuksen pohjana on käytetty Helen Oy:n omistamien Kivikon ja Suvilahden aurinkovoimalaitosten tuntidataa. [24]

Toisessa variaatiossa tuotantolaitokset osallistuvat jännitteensäätöön ollessaan kytkettynä verkkoon ja tuottaessaan pätötehoa. Osallistuminen loistehon kompensointiin tapahtuu

tehokerroinrajojen puitteissa samoin kuten tuulivoimaloilla. Loistehontuotannon/ -kulutuksen rajat tulevat siis kulloisenkin ajanhetken pätötehon suuruudesta suhteutettuna. Käytettävä tehokerroin on 0,95.

Kolmannessa variaatiossa aurinkovoimaloiden vaihtosuuntaajat osallistuvat jännitteen-säätöön myös yöaikaan ja ottavat tarvitsemansa häviötehon verkosta.

3.3.3 Säästö

Säästöskenaariossa mallinnetaan tilannetta, jossa asiakkaiden tehonkulutus pienenee merkittävästi nykyisestä. Pätötehon vähennys on -20% ja loistehon vähennys -70%. Tiettyillä projektiosapuolilla on jo nyt havaittavissa pientä laskua tehonkulutuksessa. Tämä saattaa liittyä LED-valaistuksen yleistymiseen loisteputkia korvattaessa sekä taajuusmuuttajakäyttöisten sähkömoottoreiden yleistymiseen. Skenaarion tarkoituksena on selvittää, miten asiakkaiden kulutustottumusten muutokset vaikuttavat sähköverkon loistehon virtauksiin ja jännitteisiin.

3.3.4 Sähköauto

Suomella on tavoitteena saada vuoteen 2030 mennessä 250 000 uutta sähköautoa. Sähköautoskenaariossa pyritään mallintamaan tilannetta, jossa verkkoon lisätään ladattavia sähköautoja. Mallinnus on alkeellinen eikä huomioi sähköautojen mahdollisuutta toimia kysyntäjoustopuolella tai sähkövarastona eikä sen siis ajatella syöttävän verkkoon mitään. Sähköautot toimivat pelkästään lisäkuormana tiettyinä vuorokauden aikoina, jolloin autojen on oletettu latautuvan ihmisten työmatkaliikenteen jälkeen ja osan latauksesta keskittyvän sähköön ollessa halvimmillaan (eli oletuksena yöaikaan). Työssä ei käsitellä sähköautojen lataamisesta aiheutuvia kytkentäilmiöitä ja harmonisia yliaaltoja, jotka saattavat vaikuttaa jännitteen laatuun. Työssä ei myöskään käsitellä sähköverkon mitoituskysymyksiä.

Sähköautojen latausjärjestelmät kotitalouksissa pohjautuvat vielä toistaiseksi pitkälti yksivaiheisesta pistorasiasta otettuun latausvirtaan (max. 3,6 kW/ 16A sulake; 2,3 kW/ 10A sulake). Riippuen jakeluverkosta, pikalatausjärjestelmiä on käytössä jo monilla ostoskeskuksilla, huoltoasemilla ja liikenteen risteyskohdissa, kuten juna-asemilla [25]. Taloyhtiöihin esim. kerrostaloihin on mahdollista asentaa myös pikalatausjärjestelmiä, joiden teho on 22 kW (3*32A sulake). [26]

Referenssiautona kuormituskäyriä laatiessa on käytetty Volkswagen e-Golf (2017) mallista täyssähköhenkilöautoa. Golfin akkujen kapasiteetti on 35,7 kWh ja yhdellä työmatkakakerralla (10-15 km) kuluu kaupunkiajossa keskimäärin 2,4 kWh energiaa. [27]

Lisääntyvä kuorma verkolle on ajateltu näkyvän siten, että yhdellä kuormituspisteellä on maaseutuverkon puolella kolme ja kaupunkiverkossa seitsemän sähköautoa. Isommille

kuormituspisteille näitä on skaalattu useampia, jakelumuuntajille 6.ertainen kulutus taulukoiden 4 ja 5 kulutuksista, muulle 20 kV:n verkkoa kuvaavalle pisteelle 12.ertainen kulutus, maaseudun 110 kV:n kulutuspisteille 40. (MHV1) ja 80. (MHV) kertaiset kulutusten kasvut ja kaupunkiverkon 110 kV:n kulutuspisteille 100.ertainen kasvu. Yhteensä verkossamme olisi sähköautoja 3720 kappaletta. Tehon tarve kasvaa verkossa yhteensä maaseutuverkossa 3,7 MWh ja kaupunkiverkossa 42,9 MWh vuodessa ja kovimman tehopiikin aikaan tehontarve kasvaa maaseudulla 1,9 MW ja kaupungissa 11,5 MW normaalikulutukseen verrattuna.

Maaseutuverkolla on ajateltu ensimmäisten sähköautojen kytkeytyvän klo 17 työpäivän jälkeen lataukseen. Yksi kolmesta autosta on kulkenut pidemmän matkan ja on latauksessa klo 17-07 (2,3 kW). Yksi autoista on älykkäässä latauksessa ja latautuu kaksi tuntia klo 02-04 välisenä aikana (3,6 kW), jolloin sähkön oletetaan olevan halvimmillaan. Kolmannen auton lataus kestää klo 02-07 välisen ajan (3,6 kW). Alla oleva taulukko havainnollistaa lisääntyvää sähkönkulutusta yksittäisellä pienjänniteverkon kulutuspisteellä.

Taulukko 4: Maaseutuverkon kulutuspisteellä lisääntyvä sähköautojen kulutus

Kellonaika	Lisääntyvä kulutus
17-02	2,3 kW
02-04	9,5 kW
04-07	5,9 kW

Kaupunkiverkon on ajateltu toimivan likimain samanlaisella tavalla kuten edellä esitellyssä maaseutuverkossa, sillä erotuksella, että kulutuspisteellä on nyt seitsemän sähköautoa. Kaksi (2,3 kW) kytetään heti pitkään lataukseen klo 17, älykkäillä latauksilla varustetut autot klo 02 (5 kpl, 3,6 kW) ja aamuyöllä latauksessa on enää pitkässä latauksessa olevat autot ja kaksi kello kahdelta lataukseen laitettua autoa. Alla oleva taulukko havainnollistaa kuormituskäyrien muutosta.

Taulukko 5: Kaupunkiverkon kulutuspisteellä lisääntyvä sähköautojen kulutus

Kellonaika	Lisääntyvä kulutus
17-02	4,6 kW
02-04	22,6 kW
04-07	11,8 kW

3.3.5 Hajautettu reaktoriskenaario

Hajautetussa reaktoriskenaariossa vertaillaan tilannetta, jossa kompensointiyksiköitä on sijoitettu taajemmin verkon alueelle. Skenaariossa ajettiin maaseutuverkon keskijänniteverkon 3 MVAR:n reaktoreita siten, että reaktorit kytketään päälle yöaikaan. Reaktorit olivat käynnissä öisin klo 22-6, kun verkon kuormitus on yleisesti alhainen.

Kaupunkiverkolla skenaario toteutettiin kuten edellä, lisäten 110 kV:n verkkoon hajautusti 10 MVAR:n reaktoreita 5 kpl.

4. TULOSTEN KÄSITTELY

Tuloksia on simuloitu vuoden jokaiselle tunnille, jonka seurauksena käsiteltävää ja analysoitavaa materiaalia kertyi isoja määriä. Kaiken kaikkiaan johtovälejä malliverkossa on 90 kappaletta, joista jokaisen loistehovirtausta on monitoroitu. Analyysissä on otettu verkon tarkastelun kannalta mielenkiintoiset kohteet käsittelyyn, kuten sähköasemat eri jännitetasojen välillä.

4.1 Verkon perustilanne

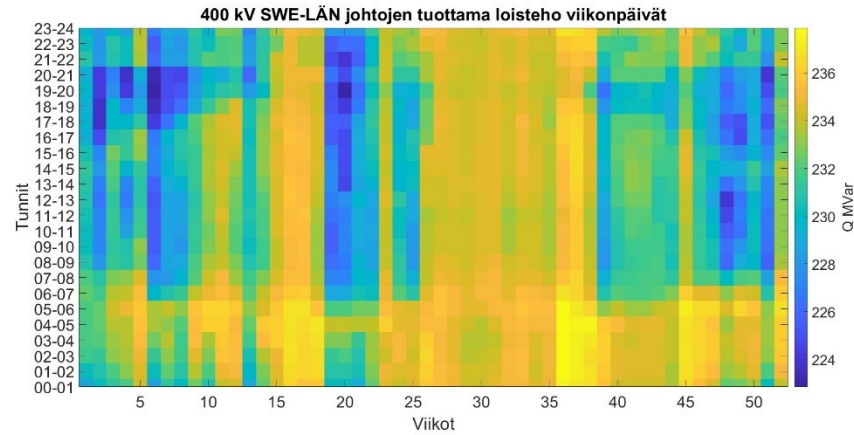
Verkon perustilanteessa verkkomalli on pohjamallin mukainen eikä simulointiin ole lisätty erityisiä piirteitä. Tämän simuloinnin on tarkoitus toimia vertailupisteenä skenaarioille.

Perustilanteessa verkkoa ajetaan lähes ilman reaktoreita. Verkkoa ajetaan niin, että jos loistehorajat ylittyvät loistehon antopuolelta, käynnistyvät reaktorit verkkojen liittymispisteillä. Maaseutuverkon 400/110 kV:n liittymispisteessä on yksi 10 MVar:n reaktori ja kaupunkiverkolla kaksi 10 MVar:n reaktoria. Maaseutuverkon puolella on lisäksi tarkoitus tarkastella liittymispisteenä 110/20 kV:n sähköasemaa, jolloin 110 kV:n verkon voisi omistaa toinen jakeluverkko- tai alueverkkoyhtiö.

4.1.1 Kantaverkko

Kantaverkon asettelun tavoitteena oli, että sen johdot olisivat ympäri vuoden sellaisella kuormituksella, että kantaverkon reaktorit eivät olisi jatkuvasti täydellä kuormituksella. Kantaverkon siirtotilanteiden osalta on kiinnostavinta tarkkailla johtojen tuottamaa loistehoa, sillä käytännössä lähes kaikki johdot ovat aliluonnollisella tehoalueella ympäri vuoden.

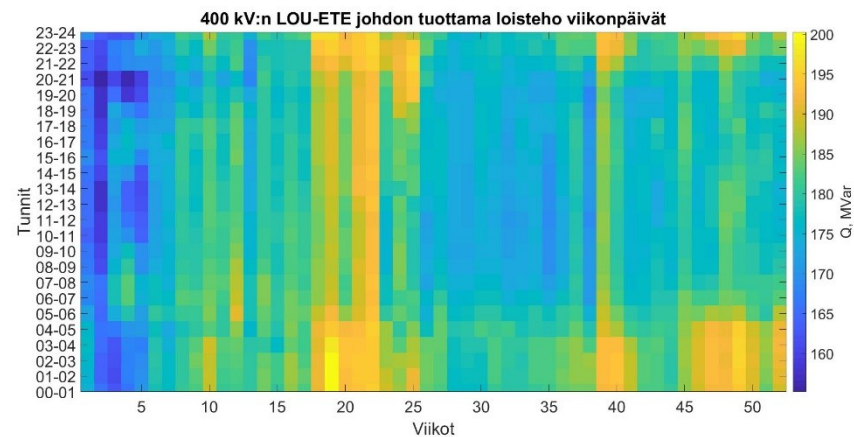
Verkon pohjoisen osan kaksoisjohdon tehonsiirto on koko vuoden aliluonnollisella teholla ja tuottaa loistehoa verkkoon etenkin yö- ja kesäaikaan. Alla olevassa kuvassa on havainnollistettu kaksoisjohdon yhteenlasketun loistehon tuoton jakauma viikko- ja tuntikeskiarvoina vuodessa. Mitä keltaisempi kyseisen tunnin loisteho on, sitä vähemmän kuormitettuna johdot ovat, ja tuottavat loistehoa.



Kuva 18: Kantaverkon solmupisteiden SWE-LÄN -välisen kaksoisjohdon yhteenlaskettu loistehontuotanto vuodessa

Kuvasta voidaan päätellä, että johdot ovat kevyesti kuormitettuna erityisesti yö- ja kesäaikaan. Vastaavasti kovempi kuormitus osuu talviaikaan sekä alkuiiltoihin.

Kantaverkon toisessa johtovälissä (LOU-ETE) loistehojakauma on samankaltainen kuin yllä, sillä erotuksella, että välissä on vain yksi johto, joka tuottaa vähemmän loistehoa. Alla on vastaavanlainen mosaiikkikuva tilanteesta.



Kuva 19: Kantaverkon solmupisteiden LOU-ETE -välisen kaksoisjohdon yhteenlaskettu loistehontuotanto vuodessa

Kuvasta havaitaan samoja huomioita kuin aiemmin. Kesän ja yön aikana johdot ovat kevyellä kuormalla. Vastaavasti talvella johto on päivisin ja iltapäivän kohtuullisella kuormalla. Kuitenkin koko vuonna johto on voimakkaasti aliluonnollisella tehoalueella.

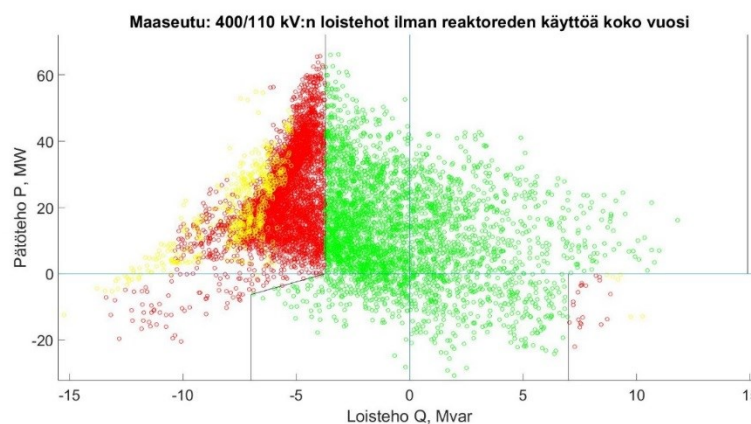
4.1.2 Maaseutuverkko

Maaseutuverkon kuormitus on keveähköä ja verkon johdot ovat lähes ympäri vuoden aliluonnollisella teholla perustilanteessa. Tämä vastaa pitkälti nykyistä maaseutuverkkojen

tilannetta Suomessa. Kesällä loistehon anto lisääntyy, kun verkon kuormitus on pienempää ja johdot ovat aliluonnollisella teholla.

4.1.2.1 400/110 kV:n asema

Tilanteissa on ajateltu kantaverkon liittymispisteen sijaitsevan 400/110 kV:n sähköaseman muuntajan alajännitepuolella. Kaikista mallinnetuista tilanteista on piirretty ns. ”haulikkokuvat” tehonjakotilanteista loistehoikkunan suhteen. Pätö- ja loistehojen haulikkokuvissa punaiset pallot kuvaavat ikkunan ylitystä, ja keltaiset Fingridin ohjeistuksen mukaisia lievennyksiä, joita lasketaan 50 itseisarvoltaan suurinta ylitystä kuukaudessa. Vihreät pallot taas kuvastavat hetkiä jolloin loistehot pysyvät ikkunan rajoissa.

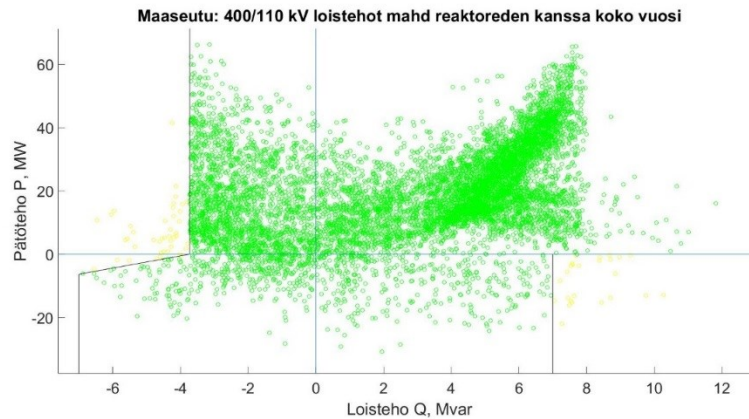


Kuva 20: Maaseutuverkon loistehoikkuna ennen reaktoreiden käyttöä, koko vuosi

Kuvassa 20 x-akselin positiivinen puoli kuvastaa tilannetta, jossa kantaverkosta otetaan loistehoa, kun taas negatiivinen puoli kuvastaa loistehon antoa. Y-akselin positiivinen puoli kuvaa pätötehon ottoa ja negatiivinen pätötehon antoa. Kuva 20 esittää maaseutuverkon liittymispisteen tilannetta 400/110 kV:n muuntajien (solmujen LÄN ja MHV välissä) läpi virtaavien alajännitepuolen tehojen suhteen. Verkossa oleva tuulivoimatuotanto vaikuttaa verkon loistehotaseeseen. Tuulivoimalat on asetettu VJV:n mukaisesti osallistumaan jännitteensäätöön ja niille on asetettu tavoitejännitteeksi 1,07 pu, eli 118 kV.

4.1.2.2 Reaktoreiden kanssa

Liittymispisteen reaktori (10 MVar) kytkeytyy verkossa aina kun loistehoikkuna ylittään. Reaktorin ansiosta loistehoikkuna ei enää ylity tämän ollessa kytkettynä. Aiemmat ylitykset siirtyvät loistehoikkunan keskustan suuntaan, kun loistehon antorajat ylittyvät. Alla olevasta kuvasta on nähtävissä koko vuoden muutokset reaktorin kanssa.

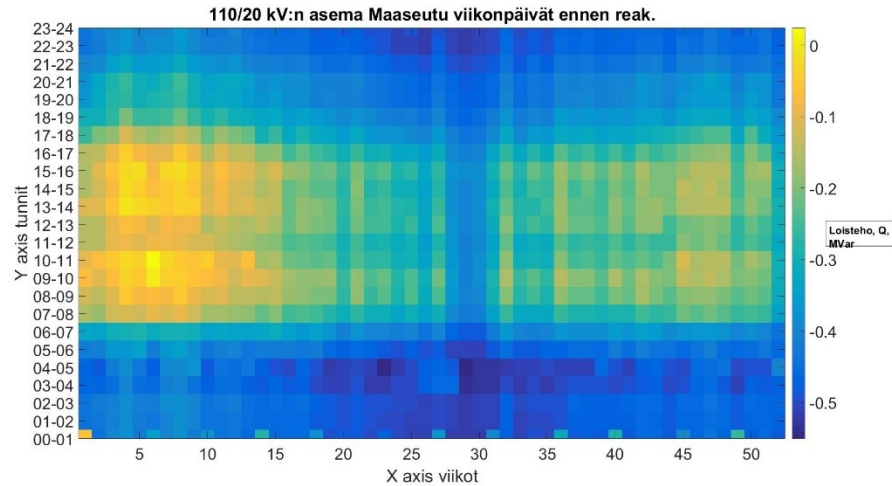


Kuva 21: Maaseutuverkon loistehot reaktoreiden kanssa koko vuotena

Reaktorit siirtävät käytännössä kaikki maaseutuverkon loistehonannon ylitykset loistehoikkunan sisälle, ja muutamat jäljelle jäävät ylitykset lukeutuvat lievennysten piiriin. Huomattavaa on, että ikkuna ylittyy loistehonoton puolelta, kun pätötehoa syötetään kantaverkkoon. Nämä ylitykset ajoittuvat syys-lokakuulle, jolloin tuulivoiman tuotanto on suurta. Tällöin muu verkko on keveähköllä kuormituksella ja pätötehoa syötetään kantaverkkoon. Jotta jännitetaso ei nousisi liian suureksi, kuluttavat tuulipuistot loistehoa, jonka vuoksi myös raja ylitetään. Reaktorin käytön ansiosta näiden tuntien loistehoylitykset kuuluvat kuitenkin lievennysten piiriin, joten tässä tapauksessa tuulivoimaloiden jännitteensäätö ei aiheuta kustannuksia jakeluverkkoyhtiölle. Keveähköstä kuormituksesta johtuen olisi 110 kV:n verkon jännitetasoa voinut päämuuntajilla hieman laskea suuren tuulivoimatuotannon aikana, jolloin tuulivoimaloiden ei olisi tarvinnut kuluttaa niin paljoa loistehoa. Tällä olisi ollut myös positiivinen vaikutus häviöihin reaktorihäviöiden, tuulivoimalan konverterihäviöiden ja loistehonsiirron aiheuttamien pätöteohäviöiden kautta.

4.1.2.3 110/20 kV:n asema

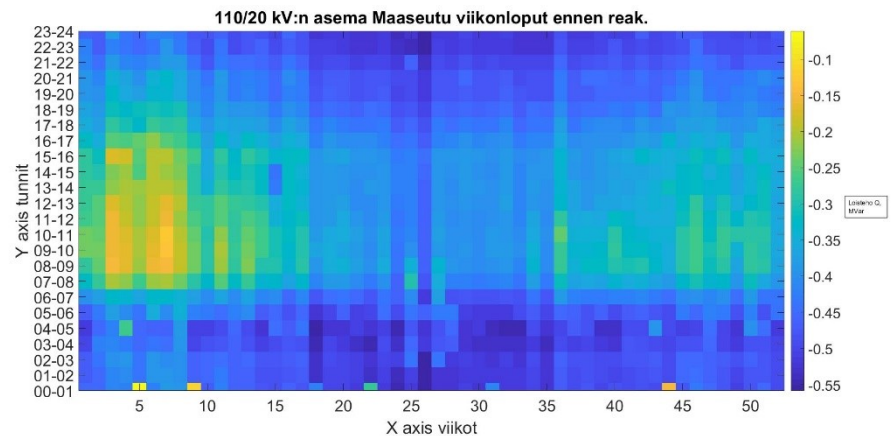
Jos verkkoyhtiön liittymispiste olisi 110/20 kV:n asemalla, ei siinä tapahtuisi ylityksiä perustilanteessa. Sen vuoksi onkin mielekkäämpää tarkastella tämän aseman loistehotaseen vaihteluita mosaiikkikuvaajien kautta ja arvioida vaihteluita vuorokauden ja vuodenajan mukaan. Seuraavassa kuvassa on havainnollistettu sähköaseman loistehotaseen vaihteluita viikon keskiarvon mukaan kullekin vuorokauden tunnille.



Kuva 22: 110/20 kV:n sähköaseman viikonpäivien loistehotaseet viikkokeskiarvoina kullekin tunnille

Loistehon tuotanto jakeluverkossa on suurempaa, mitä tummemmaksi sinisen sävy kuvaajassa muuttuu. Huomaamme, että iltaisin verkon kuormitus pienentyy kesää kohti mentäessä. Samoin kovimmat kuormitukset ovat talvella aamu- ja iltapäivällä. Oletettavasti on myös havaittavissa kesäajan muutos keskipäivän kohdalla.

Tilanteessa ei synny suurta eroa jakeluverkon puolella, kun 400/110 kV:n liittymispisteessä kytketään reaktori verkkoon loistehon ylitysten kohdalla. Eroa taas syntyy, kun verrataan viikonpäivien ja viikonloppujen loistehotaseita keskenään.

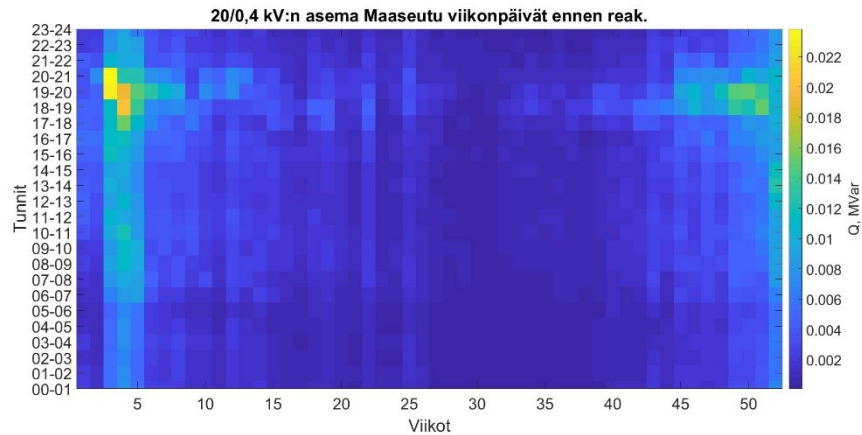


Kuva 23: 110/20 kV:n sähköaseman viikonloppujen loistehotaseet viikkokeskiarvoina kullekin tunnille

Yllä olevasta kuvasta havaitaan, ettei viikonloppujen kuormitukset ole yhtä suuria kuin arkisin ja tämän vuoksi loistehon tuotanto verkossa on suurempaa. Muuten tehotilanteiden jakauma muistuttaa pitkälti aiempia viikonpäivien käyttötilanteita.

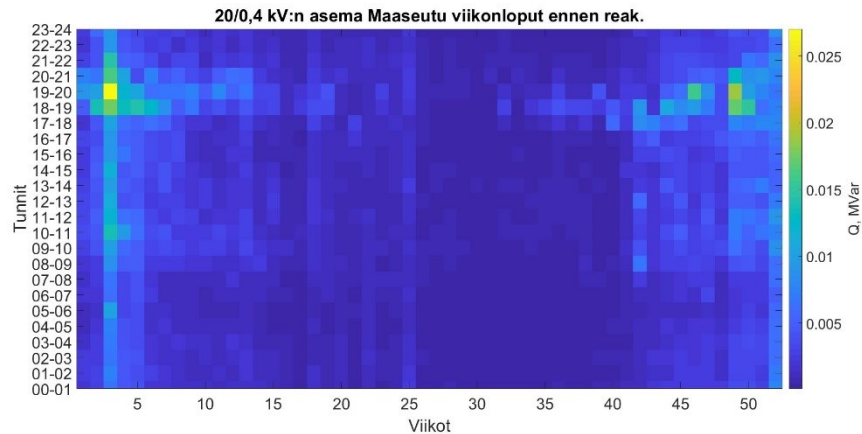
4.1.2.4 20/0,4 kV:n muuntaja

Pienjänniteverkon jakelumuuntaja solmupisteellä MPJ5 koostuu vain 8 erilaisesta kuormituspisteestä. Pienjänniteasiakkailla ei ole käytössä loistehomittautusta, jonka vuoksi kuormitukset ovat pelkkiä pätötehokuormia. Erot ovat hyvin pieniä ja koostuvat pelkästään johtojen aiheuttamista loistehoista.



Kuva 24: 20/0,4 kV:n jakelumuuntajan viikonpäivien loistehotaseet viikkokeskiarvoina kullekin tunnille

Kuvasta näemme, että pienjänniteverkko on kohtalaisen kovassa kuormituksessa koko vuonna. Tämän ansiosta sen johdot pysyvät yliluonnollisella tehoalueella ja ne kuluttavat loistehoa. Pienjänniteverkon kuluttajat ovat pitkälti asuinkäytössä, jonka vuoksi niiden tehonkulutus painottuu arkisin ilta-aikaan.



Kuva 25: 20/0,4 kV:n jakelumuuntajan viikonloppujen loistehotaseet viikkokeskiarvoina kullekin tunnille

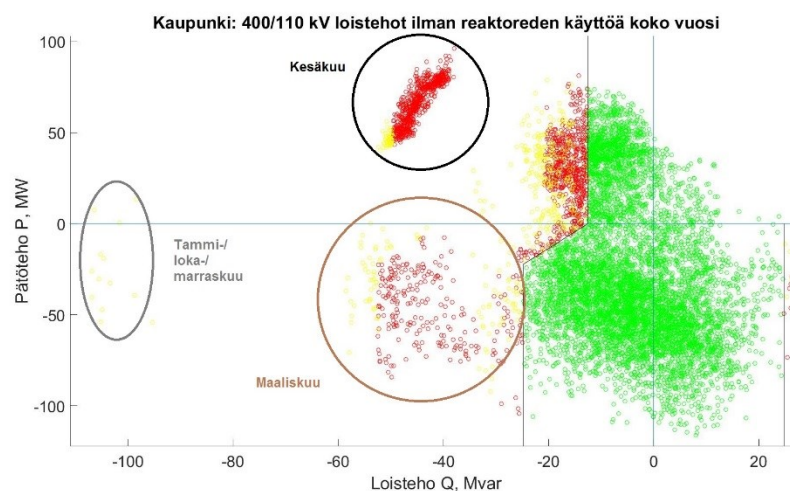
Yllä olevasta kuvasta nähdään saman solmun tilanne viikonloppuna. Erot ovat hyvin pieniä, mutta tietyt yksittäiset tunnit nousevat suuremmiksi tehopiikeiksi kuin arkisin.

4.1.3 Kaupunkiverkko

Kaupunkiverkossa huomataan, että vastapainelaitosten jännitteensäätö vaikuttaa voimakkaasti loistehotaseeseen. Voimalaitokset ovat mukana jännitteensäädössä VJV:n ohjeiden mukaisesti ja pyrkivät pitämään verkon jännitteen 1,07 p.u. :ssa (118 kV). Monessa tilanteessa voimalaitokset syöttävät kantaverkkoon loistehoa ylläpitäessään liittymispisteensä jännitettä. Reaktoreiden käynnistyessä vaikutukset ovat suhteessa pieniä, sillä näiden kytkeminen muuttaa voimalaitosten magnetointia. Ilmiö vastaa kutakuinkin todellista tilannetta verkon toiminnasta. Vastapainelaitokset osallistuvat jännitteensäätöön tavoitellen tiettyä jännitetasoa ilman, että niille olisi asetettu mitään tiettyä jännitteensäätörajoja.

4.1.3.1 400/110 kV:n asema

Simuloinnissa on huomioitava, että vastapainelaitokset eivät ole käynnissä kesäkuussa, jolloin nämä laitokset eivät voi osallistua loistehon kompensointiin tai jännitteensäätöön. Tällöin reaktorin kompensointikyky on huomattava. Alla olevasta kuvasta nähdään koko vuoden loistehoikkuna ilman reaktoreiden osallistumista kompensointiin.

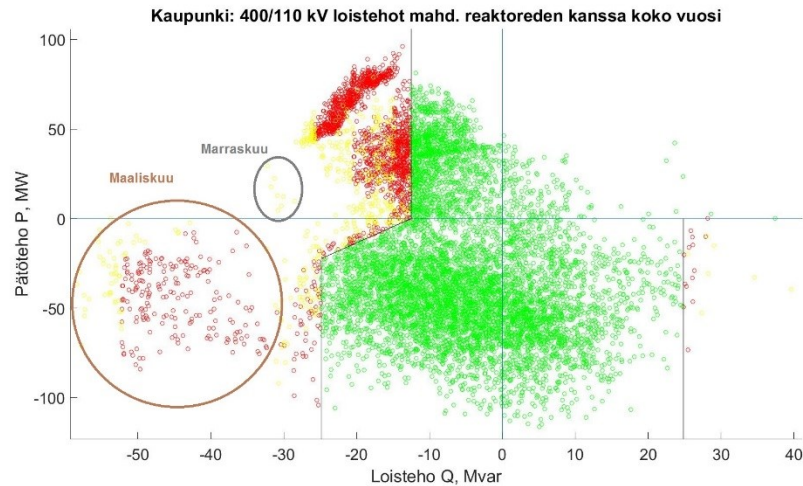


Kuva 26: Kaupunkiverkon loistehoikkuna ennen reaktoreiden käyttöä, koko vuosi

Kuvasta havaitaan merkittävien ylitysten ajoittuvan kesäkuun lisäksi tammi-, maaliskuu-, loka- ja marraskuulle. Kaupunkiverkossa tuulivoimatuotanto ei selitä poikkeavuuksia samalla tavalla kuten maaseutuverkossa. Muutenkaan kaupunkiverkon tuotanto- tai kulutus ei poikkea erityisesti vuodenajan normaalista. Voimalaitokset reagoivat erittäin herkästi jännitteen laskuun, minkä vuoksi generaattoria ylimagnetoidaan. Etenkin viikonloppujen kohdalle osuu suurimpina ylitystunteina matalia jännitetasoja verkon tietyille solmupisteille.

4.1.3.2 Reaktoreiden kanssa

Reaktoreiden kanssa ylitykset siirtyvät odotettua vähemmän kohti ikkunaa. Voimalaitosten ollessa kiinni verkossa, ne muuttavat magnetointiaan sen mukaan, miten reaktorit ovat kiinni verkossa. Huomattava vaikutus tapahtuu kesäkuussa, jolloin vastapainelaitokset eivät ole käynnissä, jolloin ne eivät osallistu jännitteensäätöön. Alla olevassa kuvassa havaitaan kokovuoden toimintapisteet, kun reaktorit ovat ylityksissä kytkettynä.



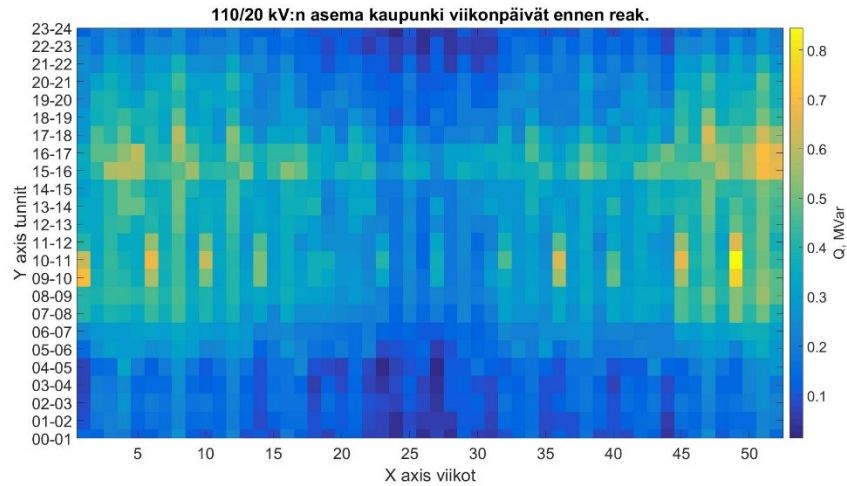
Kuva 27: Kaupunkiverkon loistehoikkuna liittymispisteen reaktoreiden kanssa, koko vuosi

Kuvaajasta huomataan, että aiemmat tammi-, loka- ja marraskuulle osuneet ylitykset saadaan kompensoitua reaktoreiden ollessa kytkettynä. Suurin vaikutus tapahtuu voimaloiden magnetoinnissa, jotka muuttuvat reaktoreiden kytkentöjen seurauksesta. Maaliskuun ylitykset pysyvät lähes samoina reaktoreista riippumatta.

Kahdesta 10 MVAR:n reaktorista huolimatta ylityksiä ei pystytä kokonaan kompensoimaan. Tästä koituu verkkoyhtiölle loistehotariffien mukaisia maksuja, joista lisää seuraavassa kappaleessa.

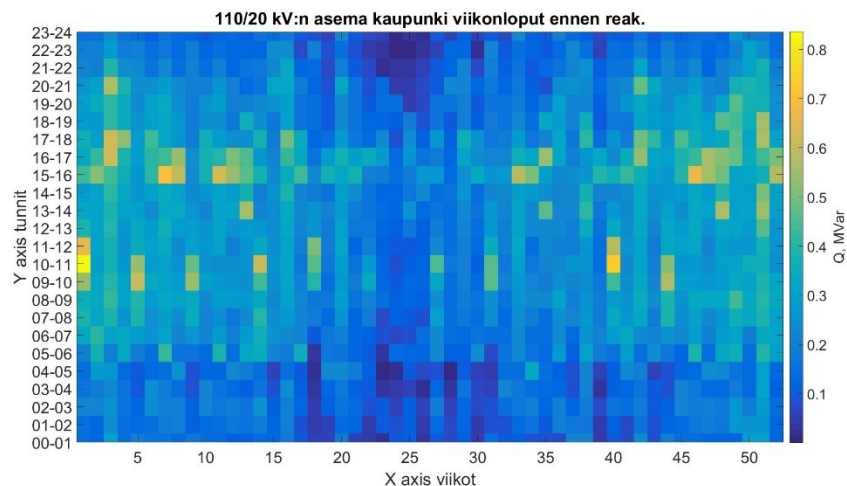
4.1.3.3 110/20 kV:n asema

Keskijänniteverkon sähköasemalla on luontevaa tarkastella loistehon muutoksia vuorokauden- ja vuodenajan suhteen.



Kuva 28: 110/20 kV:n sähköaseman viikonpäivien loistehotaseet viikkokeskiarvoina kullekin tunnille

Loistehotaseiden jakauma kaupunkiverkon keskijänniteverkossa on odotetusti hajaantunut vuorokauden- ja vuodenaikojen mukaan. Suurimmat vuorokauden kulutuspiikit näyttävät keskittyvän aamupäivien ja alkuiltujen kohdille. Kesää kohti siirryttäessä on havaittavissa loistehontuotannon lisääntymistä verkossa. Samoin on havaittavissa iltojen pidentymisen vaikutus loistehotaseeseen, sillä valaistuksen väheneminen kesällä näyttäisi vaikuttavan loistehon tuotantoon.

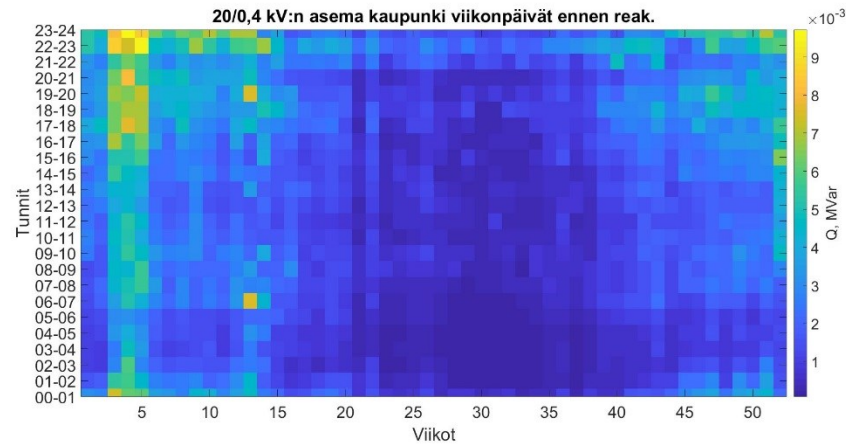


Kuva 29: 110/20 kV:n sähköaseman viikonloppujen loistehotaseet viikkokeskiarvoina kullekin tunnille

Aiemmasta kuvasta nähdään samaisen aseman loistehotaseet viikonloppuina. Jakaumasta havaitaan, että loistehon kulutus verkossa ei ole yhtä kovaa kuin viikonpäivien kohdalla ja aamujen vaikutukset eivät näy niin aikaisin kulutuksessa. Myös iltojen loistehon tuotanto on voimakkaampaa.

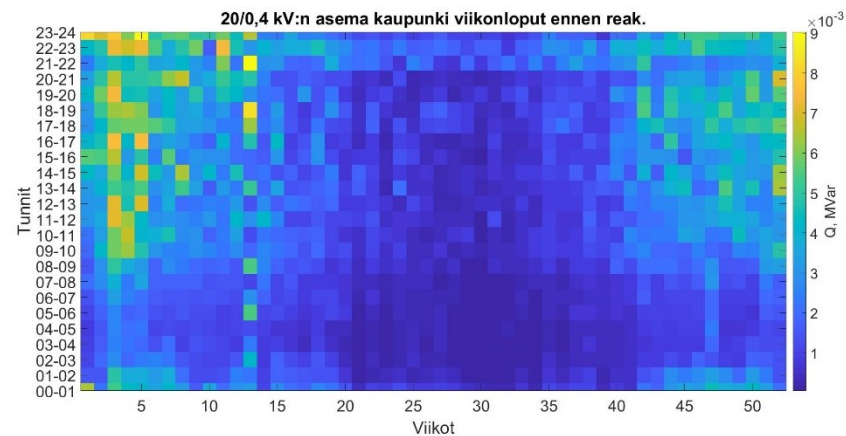
4.1.3.4 20/0,4 kV:n muuntaja

Pienjänniteverkon muuntajan kohdalla loistehojakauman vaihtelu on pientä ja pienetkin erot vaikuttavat isoilta kyseisessä skaalassa. Alla oleva kuva havainnollistaa tilannetta.



Kuva 30: 20/0,4 kV:n jakelumuuntajan viikonpäivien loistehotaseet viikkokeskiarvoina kullekin tunnille

Jakauman vaihtelut näkyvät voimakkaimmin vuodenaikojen kohdalla. Myös vahvasti iltai-aikaan painottuva loistehon kulutus näkyy arkipäivien kohdalla. Hiljaiset aamuyön tunnit erottuvat erityisesti kesän kohdalla. Alue koostuu pitkälti asutuksesta, minkä vuoksi jakauma näyttää tältä.



Kuva 31: 20/0,4 kV:n jakelumuuntajan viikonloppujen loistehotaseet viikkokeskiarvoina kullekin tunnille

Viikonloppujen kohdalla päivän aikainen kulutus jakautuu tasaisemmin. Muuten vuodenaikat ja aamut sekä illat erottuvat samalla tapaa kuin viikonpäivien kohdalla.

4.2 Kaapeliskenaario

Kaapeliskenaariossa on lisätty erityisesti maaseutuverkon puolelle kaapelointia kuvaamaan 20 kV:n suurta kaapelointiasteen lisäystä. Kaapelointia on lisätty kolmeen kulutus-pisteeseen maaseutuverkolle (solmut MHV, MHV1 ja MKJ_A). Kaikissa on ajateltu olevan keskijännitekaapeli AHXAMK-W 3x240:ta. Solmuun MKJ_A on kuvattu kyseistä kaapelia 24 km, solmuun MHV1 30 km ja solmuun MHV 125 km.

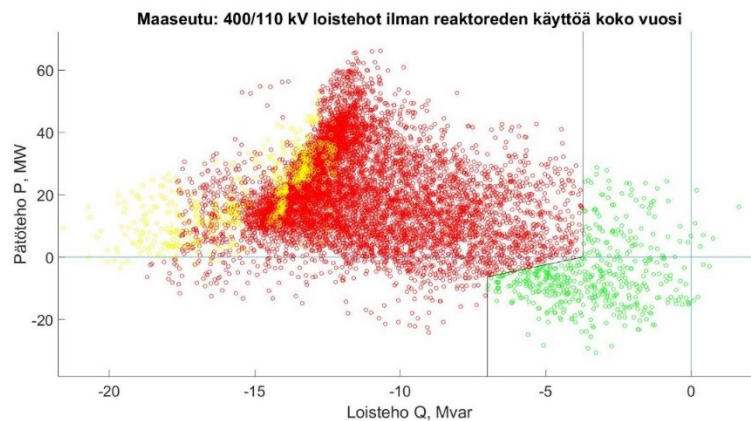
Kaupunkiverkko on valmiiksi hyvin vahvasti kaapeloitua, eikä ole odotettavissa voimakasta kaapelointiasteen kasvua lähitulevaisuudessa. Tämän vuoksi skenaariossa ei ole juurikaan tehty muutoksia kaupunkiverkon puolelle eikä kaupunkiverkkoa sen vuoksi oteta erityiseen tarkasteluun.

4.2.1 Kantaverkko

Kantaverkon osalta ei ole havaittavissa suuria muutoksia loistehotaseen muutoksille. Tiettyjen kantaverkon reaktorien kohdalla havaitaan kuitenkin kapasiteetin lisäystä, etenkin LÄN-solmulla. Kantaverkon kompensointikapasiteetti on kovalla käytöllä erityisesti kesäaikaan.

4.2.2 Maaseutuverkko

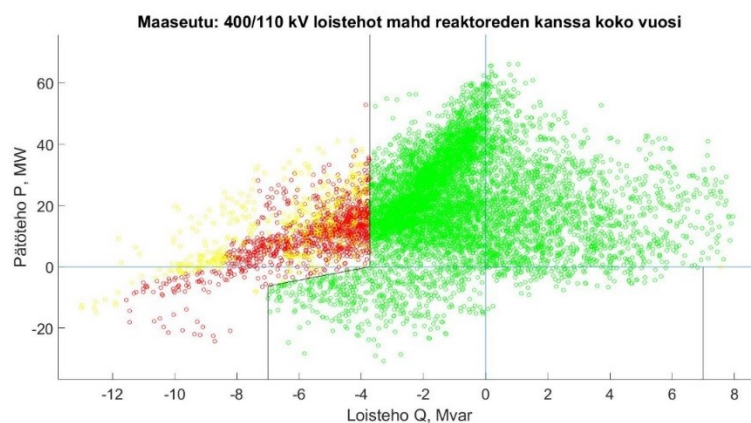
Maaseutuverkolla loistehoikkuna ylittyy odotetusti loistehon annon puolelta. Merkittävimmät ylitykset ajoittuvat touko-heinäkuulle, mutta myös maaliskuulle ja syyskuun lopulle.



Kuva 32: Maaseutuverkon loistehoikkuna ennen reaktoreiden käyttöä, koko vuosi, kaapelointi

Reaktoreiden kanssa

Liittymispisteen 10 MVAR reaktorin kanssa tilanteet siirtyvät osittain loistehoikkunan sisälle, mutta kompensointi ei tässä kohtaa ole riittävä. Alla jälleen kuvaaja koko vuoden tilanteesta.

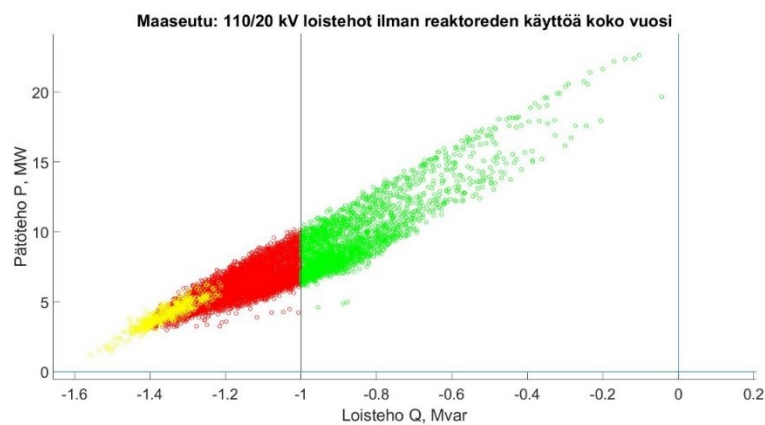


Kuva 33: Maaseutuverkon loistehot reaktoreiden kanssa koko vuotena

Kuvaajasta havaitaan, että reaktori kompensoi lähes kaikki muut ylitykset, paitsi toukoheinäkuun välillä tapahtuvat yölliset ylitykset. Toinen selkeä ylityspiikki osuu maaliskuun lopulle. Muut ikkunan ylitykset tapahtuvat satunnaisesti pitkin vuotta ja iso osa näistä lukeutuu lievennysten piiriin.

4.2.2.1 110/20 kV:n asema

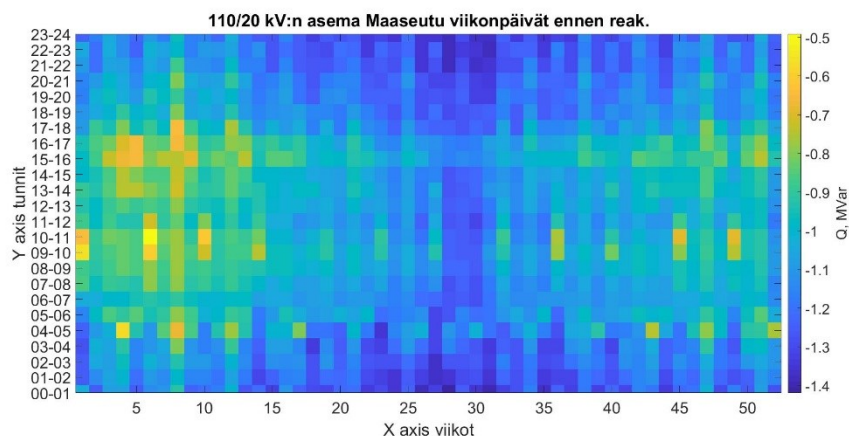
Maaseutuverkossa voidaan ajatella, että verkkoyhtiön liittymispiste ei ole välttämättä suoraan 400/110 kV:n kytkinlaitos. Välissä voi olla toinen verkkoyhtiö ennen jakeluverkkoa, joka omistaa verkon 110 kV:n osuuden. Riippuen yhtiöiden välisistä keskinäisistä sopimuksista, voidaan jakeluverkkoyhtiölle myös siirtää suoraan Fingridin loistehoikkuna ja laskuttaa sen ylitysten mukaan. Seuraavassa onkin siirretty loistehoikkunan jakeluverkon liittymispisteelle.



Kuva 34: Maaseutuverkon 110/20 kV:n aseman loistehot koko vuotena

Kuvasta nähdään, että jakeluverkon pienen verkon takia ikkuna on pienin mahdollinen. Tässä skenaariossa jakeluverkko ei tuota pätötehoa verkkoon, ja voidaankin todeta loistehon tuotannon olevan suurimmillaan, kun verkon kuormitus on pienimmillään. Ikkunan ylitykset riippuvat useammin vuorokaudenajasta, kuin vuodenajasta. Kesällä ei siis havaita erityistä piikkiä ylityksissä.

Vuorokauden sisällä tapahtuvat vaihtelut erotetaan helpoiten seuraavasta mosaiikkikuvasta.



Kuva 35: 110/20 kV:n sähköaseman viikonpäivien loistehotaseet viikkokeskiarvoina kullekin tunnille

Kuvasta havaitaan, että loistehoa tuotetaan jatkuvasti jakeluverkossa. Ero perustilanteeseen on huomattava lisääntyneen tuotannon suhteen, ja jakauma itsessään on muuttunut epätasaisemmaksi.

4.2.2.2 20/0,4 kV:n muuntaja

Pienjänniteverkolle ei ole erikseen kuvattu kaapelointia. Verkkomallin johtoparametrit on pidetty samoina, eli ne kuvaavat AMKA-riippukierrejohtoa. Näistä syistä pienjänniteverkon tilanne ei poikkea perustilanteesta eikä sitä ole tarpeen erikseen käsitellä.

4.3 Aurinkoenergia

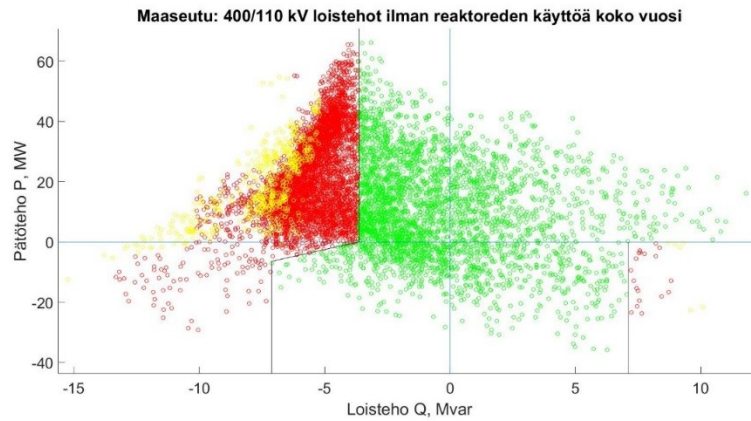
Hajautettua tuotantoa on verkossa kaikissa skenaarioissa maaseutuverkon puolella tuuli-voiman muodossa. Tämän lisäksi on mallinnettu skenaario, jossa on kolme eri variaatiota, joissa aurinkoenergia toimii verkossa kolmella eri tavalla.

4.3.1 Tehokertoimella 1

Yleisesti on huomattavaa, että pätötehon tuotanto kasvaa verkossa. Loistehoylitysten muutokset ovat pieniä, mutta maaseutuverkolla maksut ilman reaktorin käyttöä kasvaa hieman. Kaupunkiverkolla on taas havaittavissa pientä kustannusten laskua.

4.3.1.1 Maaseutuverkko

Maaseutuverkossa ei ole kuitenkaan nähtävissä erityisen suurta muutosta perustilanteen kannalta. Taloudellisissa laskelmissa huomataan, että ero ei näy niinkään loistehomaksujen suuruudessa, vaan loisenergiamaksuissa on nähtävissä noin 5% kasvu perustilanteeseen verrattuna.

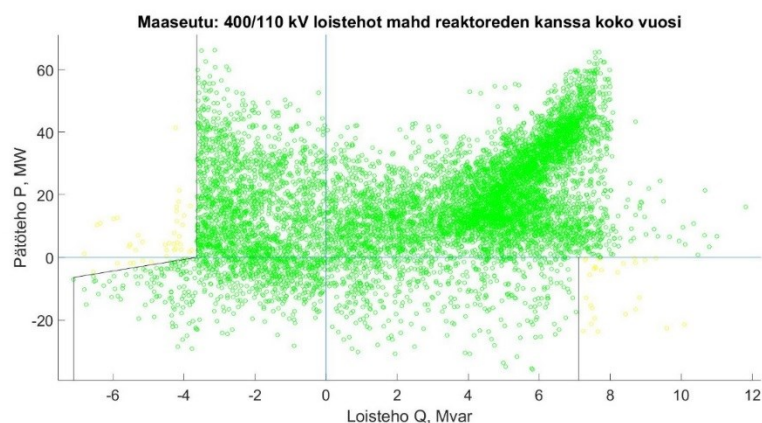


Kuva 36: Maaseutuverkon loistehot aurinkotuotannolla koko vuonna ilman reaktoreita

Verkkomallissa muuta verkkoa kuvaaville kulutuspiisteille on mallinnettu tuotannossa olevaa aurinkoenergiaa, siten että se vähentää pätötehon kulutusta. Kuvassa 36 nähdään aurinkotuotannon vaikutuksen muutos loistehoikkunaan. Pätötehon tuotanto lisääntyy verkossa ja ylityksistä johtuvat loistehomaksut lisääntyvät hieman. Tämä johtuu osittain siitä, että isoilla muuta verkkoa kuvaavilla kuormituspiisteillä pätötehon kulutus laskee niillä tunneilla, kun kulutus on muutenkin vähäisempää (kesäaika). Johtojen loistehon tuotanto pienenevän kuormituksen myötä kasvaa, kun ne käyvät aliluonnollisella tehoalueella.

Reaktoreiden kanssa

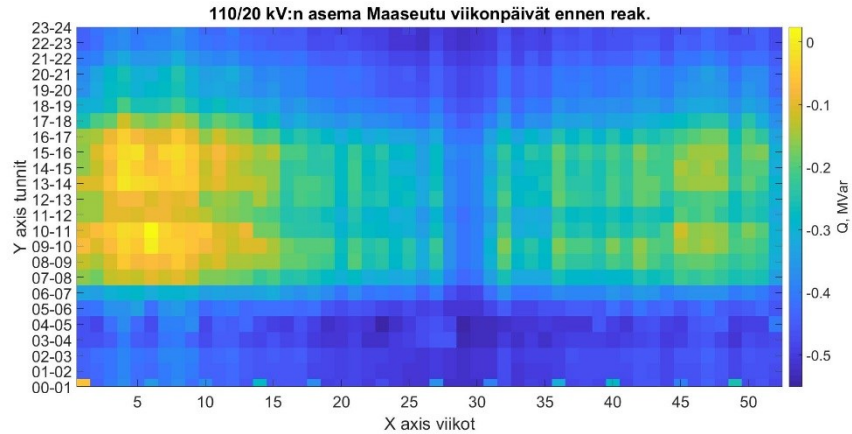
Reaktoreiden kanssa ylitykset siirtyvät loistehoikkunan sisälle ja jäljelle jäävät ylitykset lukeutuvat lievennysten piiriin. Alla oleva kuva selventää tilannetta.



Kuva 37: Maaseutuverkon loistehot aurinkotuotannolla koko vuonna reaktoreiden kanssa

110/20 kV:n asema

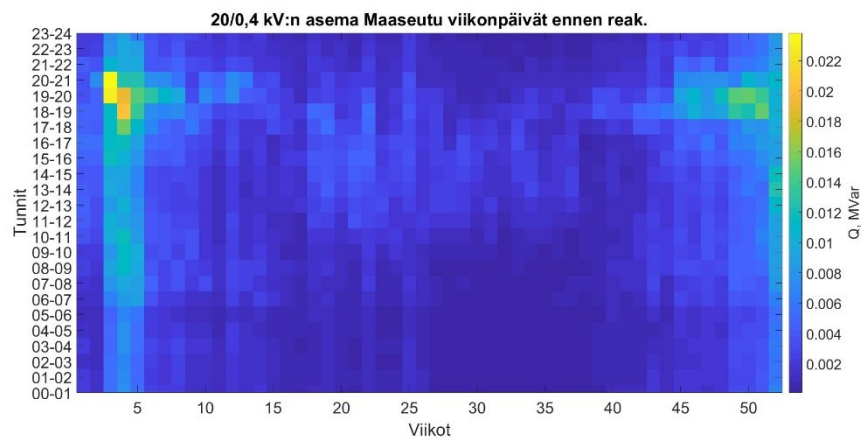
Keskijänniteverkon asemalla havaitaan loistehon tuotannon vähenemistä perustilanteeseen verrattuna. Ero havaitaan kevään, kesän ja alkusyksyn tunneilla. Talven tunneilla ei ole juurikaan eroa. Alla oleva kuva havainnollistaa tilannetta viikonpäiviltä.



Kuva 38: 110/20 kV:n sähköaseman viikonpäivien loistehotaseet viikkokeskiarvoina kullekin tunnille

20/0,4 kV:n muuntaja

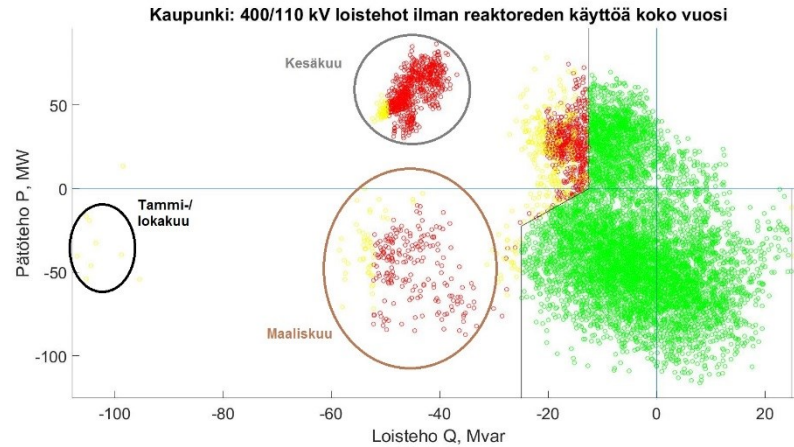
Muuntajatasolla muutokset ovat huomattavampia perustilanteeseen verrattuna. Valoisana aikana loistehon kulutus verkolla kasvaa. AMKA-johdot siirtyvät tällöin ylliluonnolliselle tehoalueelle. Alla oleva kuva havainnollistaa tilannetta.



Kuva 39: 20/0,4 kV:n muuntajan viikonpäivien loistehotaseet viikkokeskiarvoina kullekin tunnille

4.3.1.2 Kaupunkiverkko

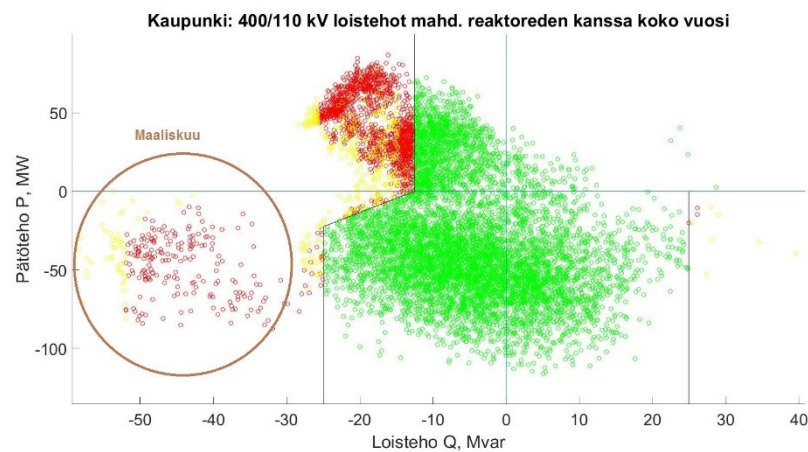
Kaupunkiverkon puolella muutos on niin ikään pientä, mutta näkyy hieman suurempana pätötehon tuotantona, etenkin kesäkuun kohdalla. Muuten erot perustilanteeseen ovat kohtalaisen pienet. Alla oleva kuva havainnollistaa tilannetta.



Kuva 40: Kaupunkiverkon loistehot aurinkotuotannolla koko vuonna ilman reaktoreita

Reaktoreiden kanssa

Reaktoreiden kanssa tilanne käyttäytyy samaan tapaan kuin perustilanteessa. Muutos näkyy huomattavimmin kesäkuun tilanteessa, mutta myös yleisellä tasolla on havaittavissa pientä siirtymää ikkunaa kohti. Alla oleva kuva havainnollistaa tilannetta.

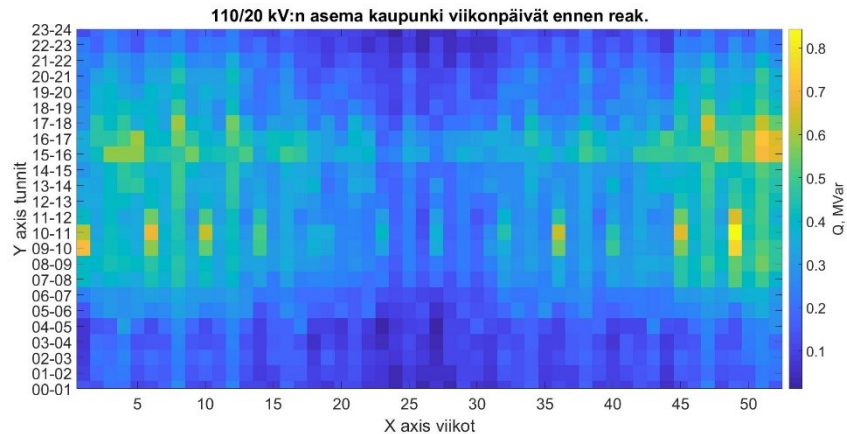


Kuva 41: Kaupunkiverkon loistehot aurinkotuotannolla koko vuonna reaktoreiden kanssa

110/20 kV:n asema

Keskijänniteverkon loistehotase muuttuu samalla tavoin perustilanteeseen verrattuna kuin maaseutuverkolla. Kesäajan loistehon kulutus verkon johdoilla kasvaa, mutta verkon

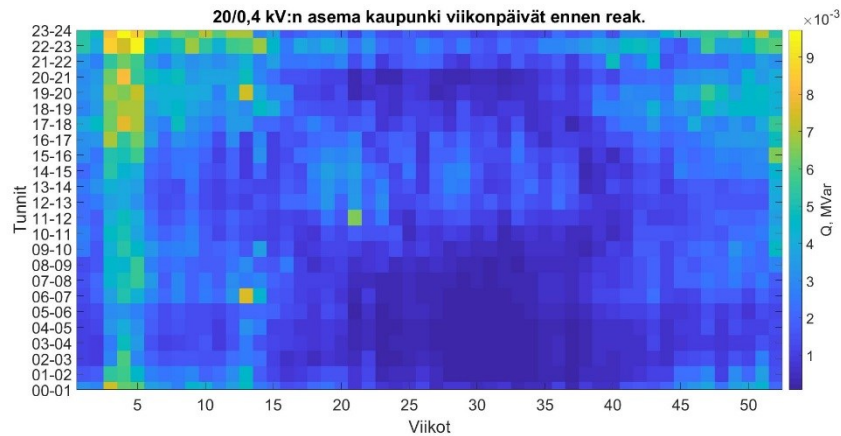
suuremmasta kulutuksesta johtuen muutokset eivät näy niin selvänä kuin maaseudun puolella. Alla oleva kuva havainnollistaa tilannetta.



Kuva 42: 110/20 kV:n sähköaseman viikonpäivien loistehotaseet viikkokeskiarvoina kullekin tunnille

20/0,4 kV:n muuntaja

Pienjänniteverkon loistehotaseen selkein muutos nähdään viikkojen 16 ja 37 välillä, eli huhtikuun lopun ja syyskuun alun välisenä aikana. Vuorokaudessa muutossa näky klo 09-18 välisenä aikana. Näinä tunteina loistehon kulutus verkossa lisääntyy. Alla oleva kuva havainnollistaa tilannetta.



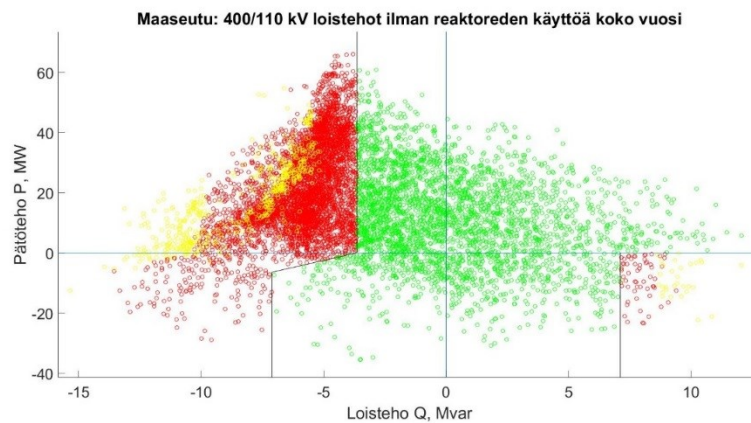
Kuva 43: 20/0,4 kV:n muuntajan viikonpäivien loistehotaseet viikkokeskiarvoina kullekin tunnille

4.3.2 Jännitteensäätö kun pätötehoa tuotetaan

Aurinkotuotannon osallistuminen jännitteensäätöön muuttaa loistehotasetta huomattavasti, etenkin kaupunkiverkossa. Keskijänniteverkolla aurinkotuotanto on asetettu tavoittelemaan jännitetasoa 1,03 pu (20,6 kV) ja pienjänniteverkolla tasoa 1,00 pu (0,4 kV).

4.3.2.1 Maaseutuverkko

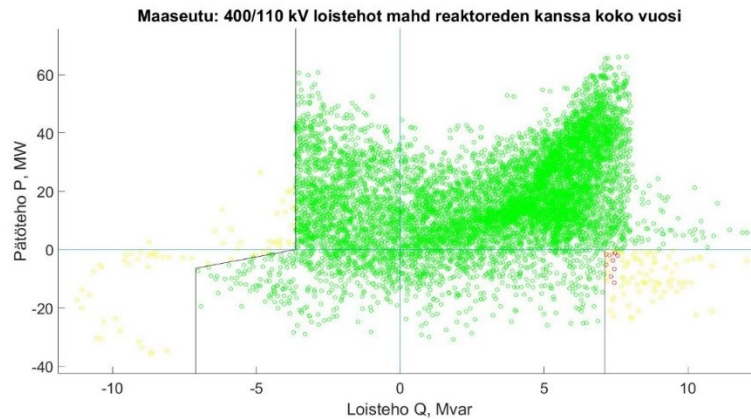
Maaseutuverkon puolella muutos näkyy lisääntyvinä ylityksinä niinannon kuin otonkin puolelta. Sekä tehomaksut, että energiamaksut kasvavat verrattuna tehokertoimien ollessa yksi. Alla oleva kuvaaja havainnollistaa tilannetta.



Kuva 44: Maaseutuverkon loistehot aurinkotuotannolla koko vuonna ilman reaktoreita, jännitteensäätö kun tuotantoa

Reaktorien kanssa

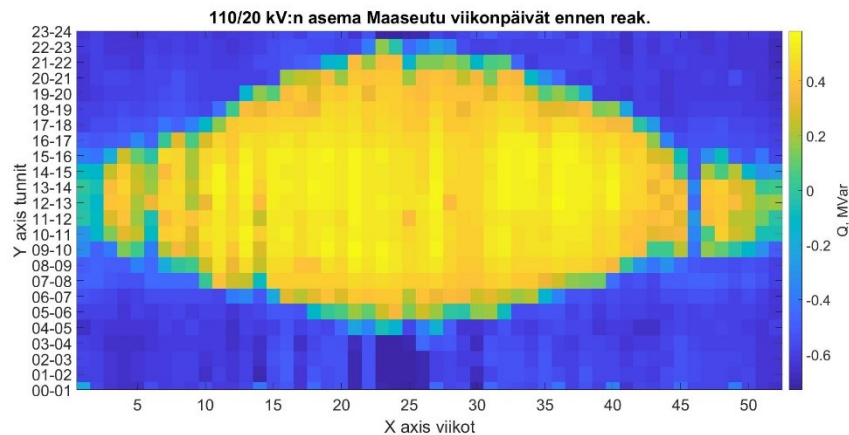
Reaktorien kanssa ei vältetä täysin loistehomaksuja. Rajan ylitykset loistehon oton puolelta sisältyvät maksuihin. Kompensoinnista huolimatta loistehon annolla jää muutamia tilanteita selkeästi yli ikkunan, kun pätötehoa syötetään verkkoon. Nämä ylitykset ajoittuvat kesäkuun loppupuolelle.



Kuva 45: Maaseutuverkon loistehot aurinkotuotannolla koko vuonna reaktoreiden kanssa, jännitteensäätö kun tuotantoa

110/20 kV:n asema

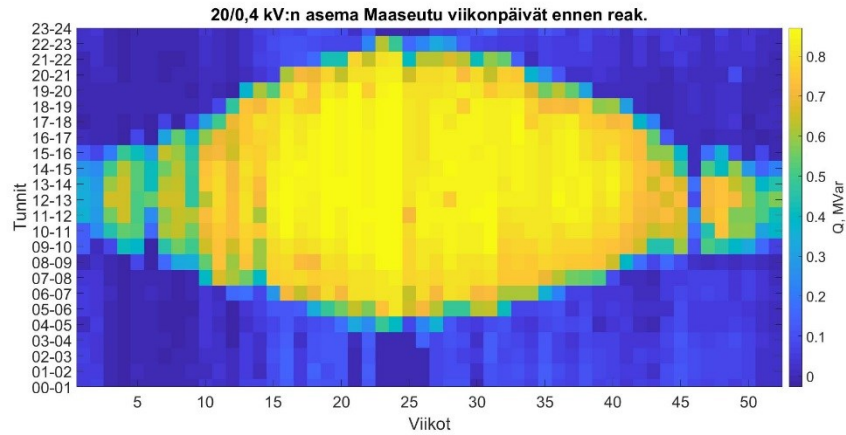
Keskijänniteasemalla jännitteensäädön lisääminen aurinkovoimaloille muokkasi voimakkaasti loistehotasekuvaajan jakaamaa. Voimalat alkavat kuluttaa loistehoa vuorokauden valoisina tunteina ja pyrkii pitämään jännitetason riittävän matalalla erityisesti kesällä, jolloin kulutus on vähäistä. Keskijänniteverkon tavoitejännitteeksi oli asetettu 1,03 pu eli 20,6 kV. Alla oleva kuvaaja havainnollistaa tilannetta.



Kuva 46: 110/20 kV:n sähköaseman viikonpäivien loistehotaseet viikkokeskiarvoina kullekin tunnille

20/0,4 kV:n muuntaja

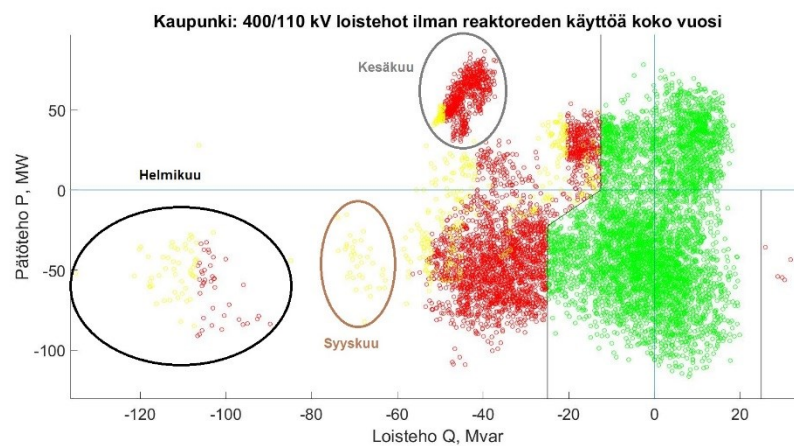
Pienjänniteverkon loistehotasejakauma muistuttaa muodoltaan keskijänniteverkon jakaamaa. Loistehoa kulutetaan kun jännite pyrkii yli 1,00 pu:n eli 0,4 kV:n. Erityisesti kesän kevyemmän kuormitusten tunneilla jännitteensäätö reagoi kuluttamalla loistehoa, jotta jännite ei nousisi liian korkeaksi. Alla oleva kuva havainnollistaa tilannetta.



Kuva 47: 20/0,4 kV:n muuntajan viikonpäivien loistehotaseet viikkokeskiarvoina kullekin tunnille

4.3.2.2 Kaupunkiverkko

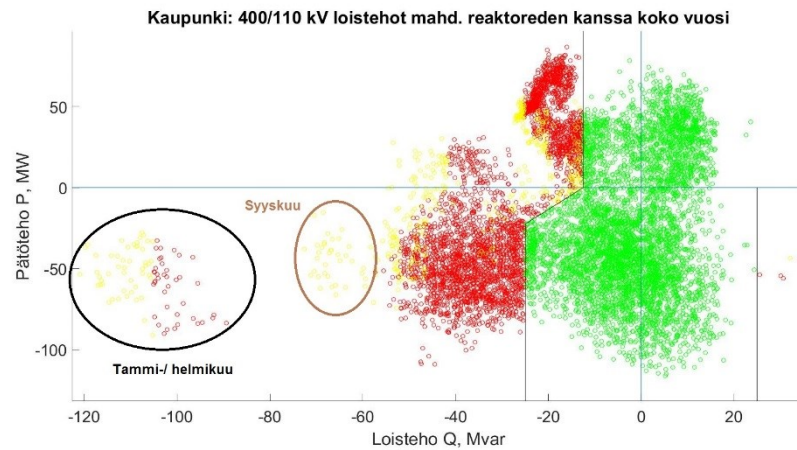
Kaupunkiverkon jännitteensädössä ylitysten suuruudet kasvavat annon puolelta. Ero on merkittävä aiempiin tilanteisiin verrattuna. Suurimmat ylitykset osuvat yllättäen helmikuulle, jolloin pätöteho tuotanto on voimakasta. Alla oleva kuva havainnollistaa tilannetta.



Kuva 48: Kaupunkiverkon loistehot aurinkotuotannolla koko vuonna ilman reaktoreita, jännitteensäätö kun tuotantoa

Reaktorien kanssa

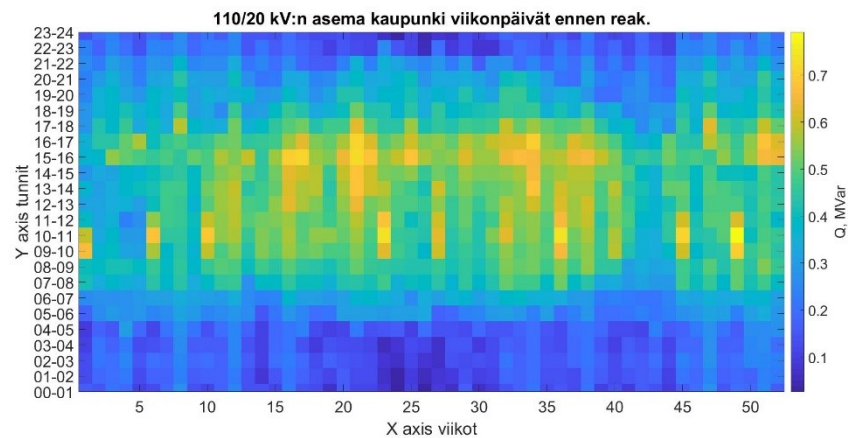
Reaktorien kanssa suurimpien ylitysten määrä antopuolella vähenee, muttei merkittävästi muun kuin kesäkuun osalta. Seuraava kuva havainnollistaa tilannetta.



Kuva 49: Kaupunkiverkon loistehot aurinkotuotannolla koko vuonna reaktoreiden kanssa, jännitteensäätö kun tuotantoa

110/20 kV:n asema

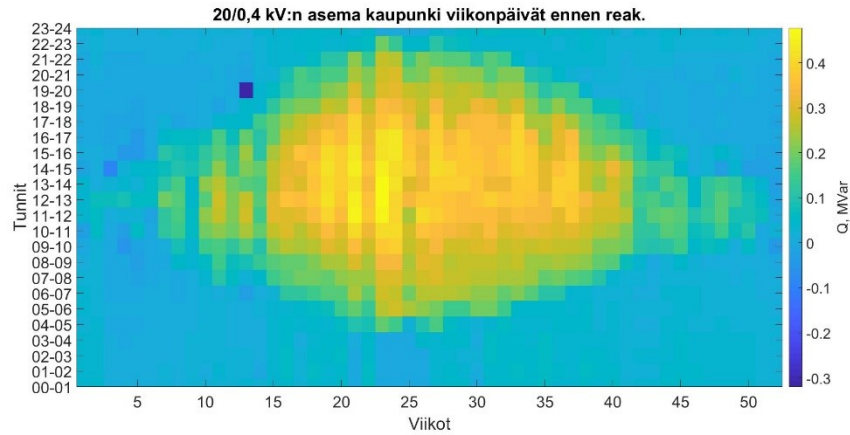
Jännitteensäätö vaikuttaa samalla tapaa loistehotaseeseen kuin maaseutuverkolla, mutta havaittava vaikutus ei ole niin suuri kaupunkiverkon suuremman kuormituksen vuoksi. Alla oleva kuvaaja havainnollistaa tilannetta.



Kuva 50: 110/20 kV:n sähköaseman viikonpäivien loistehotaseet viikkokeskiarvoina kullekin tunnille

20/0,4 kV:n muuntaja

Pienjänniteverkon skaalaukseen vaikuttaa merkittävästi yhden yksittäisen tunnin vaikutus viikolla 13, tunnilla 19-20. Kyseisellä tunnilla pienjänniteverkko tuottaa voimakkaasti loistehoa, kun taas muuten verkko on vahvasti kulutuksen puolella. Seuraava kuva havainnollistaa tilannetta.



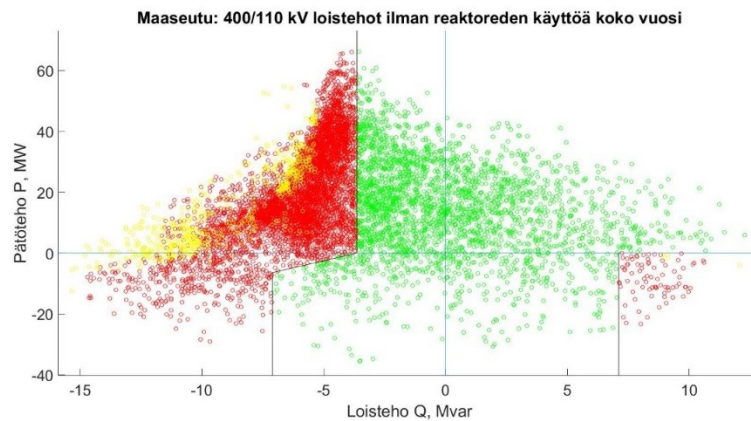
**Kuva 51: 20/0,4 kV:n muuntajan viikonpäivien loistehotaseet viikkokeskiarvoina kul-
lekin tunnille**

4.3.3 Ympäri vuorokautinen jännitteensäätö

Kolmannessa variaatiossa oli käytössä ympäri vuorokautinen jännitteensäätö. Aurinkoenergiajärjestelmien vaihtosuuntaajat osallistuivat jännitteensäätöön, vaikka pätoiteho ei syötettykään verkkoon. Ympäri vuorokautinen jännitteensäätö aiheuttaa aurinkovoimalan invertterissä häviöitä, jotka otetaan verkosta siinä tapauksessa, ettei voimala itse tuota sähköä.

4.3.3.1 Maaseutuverkko

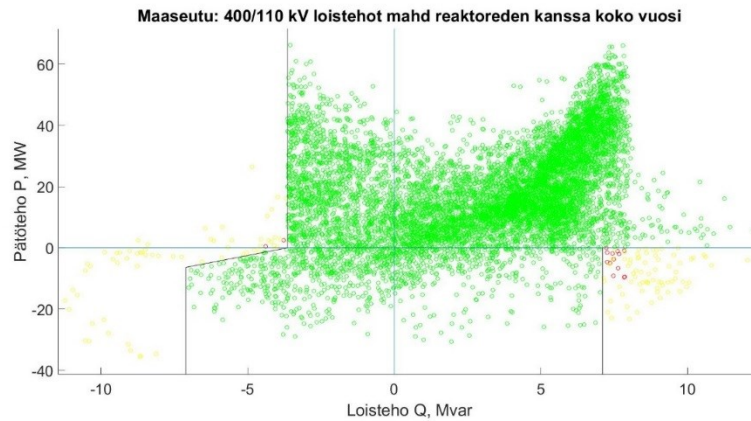
Maaseutuverkossa tehokerroinsäätö ympäri vuorokautisesti lisää ylityksiä aiemmista tilanteista entisestään. Alla oleva kuva havainnollistaa tilannetta.



Kuva 52: Maaseutuverkon loistehot aurinkotuotannolla koko vuonna ilman reaktoreita, ympäri vuorokautinen jännitteensäätö

Reaktoreiden kanssa

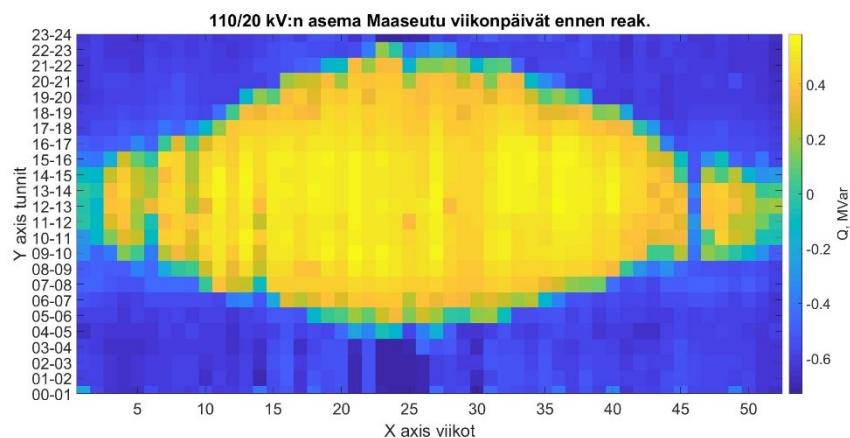
Reaktoreiden kanssa tilanne ei juurikaan eroa tilanteesta, jossa tehokerroinsäätö on käytössä pätötehoa tuottaessa. Alla oleva kuva havainnollistaa tilannetta.



Kuva 53: Maaseutuverkon loistehot aurinkotuotannolla koko vuonna reaktoreiden kanssa, ympärivuorokautinen jänniteensäätö

110/20 kV:n asema

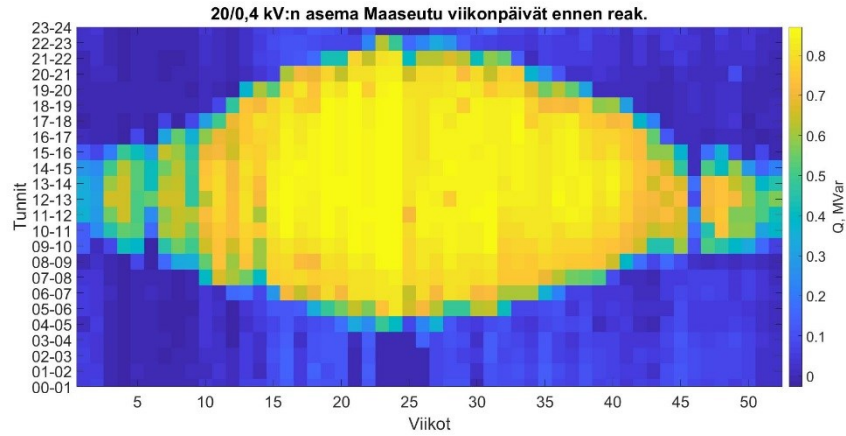
Keskijänniteasemalla muutokset pitäisi näkyä tunneilla, jolloin pätötehoa ei tuoteta. Merkittävää eroa ei ole havaittavissa pimeiden vuorokauden tuntien välillä, jolloin olettaisi jännitetasojen nousevan verkossa. Tällöin olisi olettavissa myös aurinkotuotannon osallistuvan loistehon kulutukseen. Näin ei verkossa kuitenkaan tapahdu, jonka vuoksi on syytä epäillä mallin toimivuutta tämän variaation osalta.



Kuva 54: 110/20 kV:n sähköaseman viikonpäivien loistehotaseet viikkokeskiarvoina kullekin tunnille

20/0,4 kV:n muuntaja

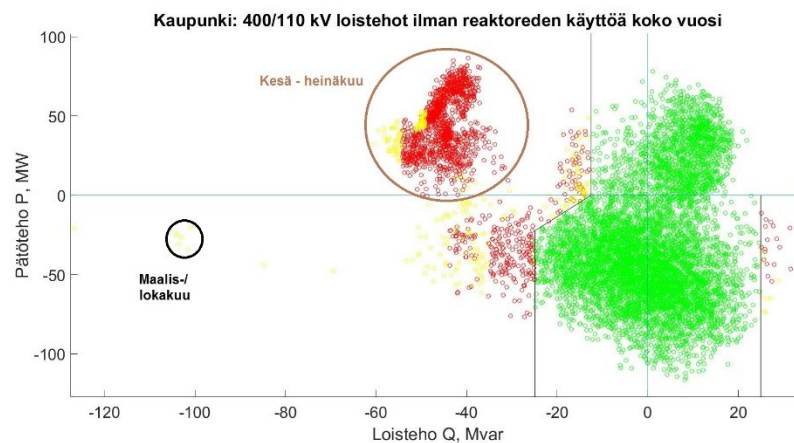
Pienjänniteverkolla muutokset eivät juurikaan eroa tilanteesta, jossa jännitteensäätö on käytössä pätoehon tuotannolla. Kuten aiemmin esitettiin, on syytä epäillä tältä osin mallin toimivuutta. Alla oleva kuva havainnollistaa tilannetta.



Kuva 55: 20/0,4 kV:n muuntajan viikonpäivien loistehotaseet viikkokeskiarvoina kullakin tunnille

4.3.3.2 Kaupunkiverkko

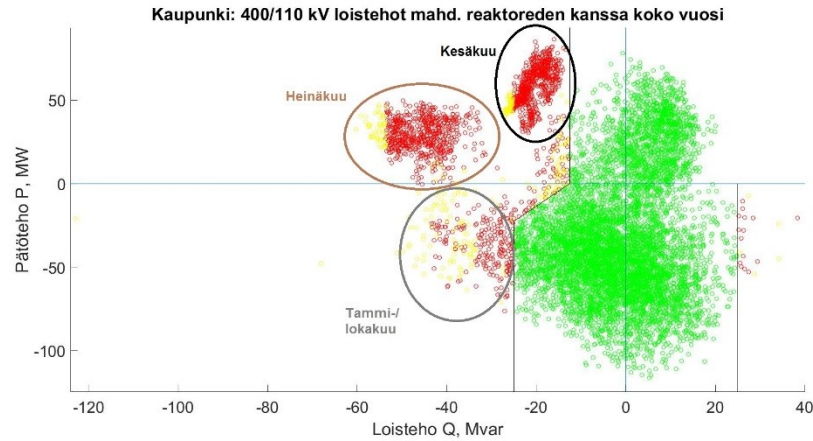
Kaupunkiverkossa ylitysten kannalta tilanne paranee edelliseen variaatioon verrattuna, kun säätö asetetaan ympärivuorokautiseksi. Kesä – heinäkuun ylitykset näkyvät silti huomattavina. Alla oleva kuva havainnollistaa tilannetta.



Kuva 56: Kaupunkiverkon loistehot aurinkotuotannolla koko vuonna ilman reaktoreita, ympärivuorokautinen jännitteensäätö

Reaktoreiden kanssa

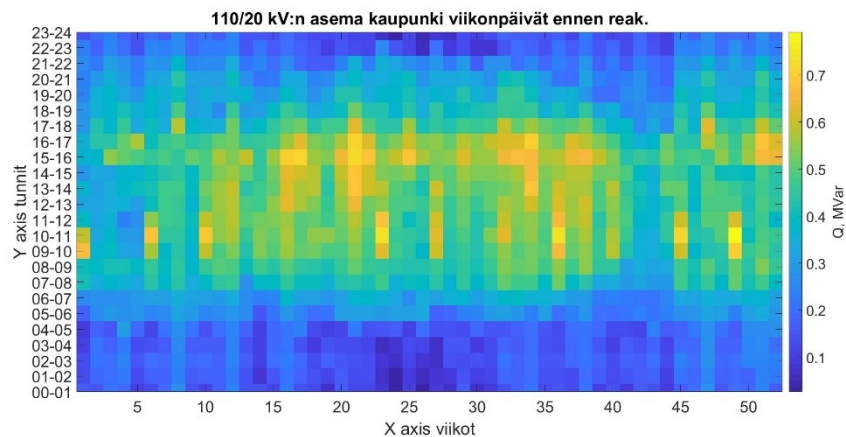
Reaktoreiden vaikutus ylityksissä on tässä variaatioissa samanlainen kuin aiemmissakin variaatioissa. Kesäkuuta lukuun ottamatta vaikutukset ovat vähäisiä. Alla oleva kuva havainnollistaa tilannetta.



Kuva 57: Kaupunkiverkon loistehot aurinkotuotannolla koko vuonna reaktoreiden kanssa, ympärivuorokautinen jännitteensäätö

110/20 kV:n asema

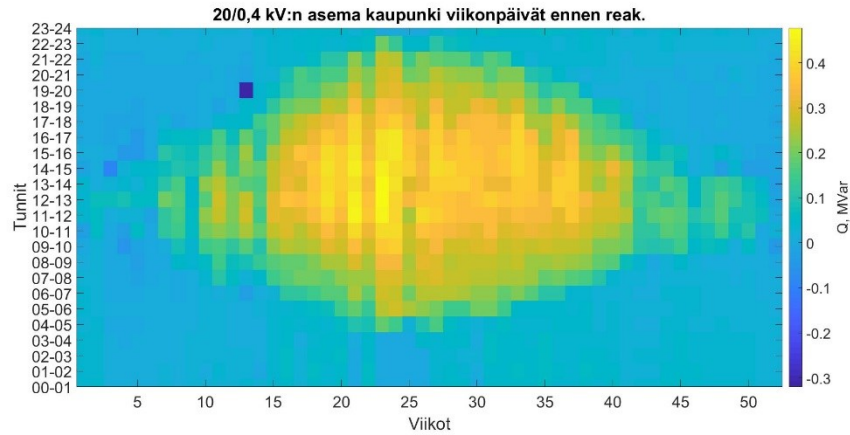
Variaation tulokset eivät eroa juurikaan tilanteesta, josta jännitteensäätö on käytössä päätöhoita tuottaessa. Myös kaupunkiverkon toimintaa variaatioissa on syytä kyseenalaistaa kuten maaseutuverkolla. Alla oleva kuva havainnollistaa tilannetta.



Kuva 58: 110/20 kV:n sähköaseman viikonpäivien loistehotaset viikkokeskiarvoina kullekin tunnille

20/0,4 kV:n muuntaja

Pienjänniteverkko käyttäytyy samalla tapaa kuten keskijänniteverkko kyseisessä variaatioissa. Seuraava kuva havainnollistaa tilannetta.



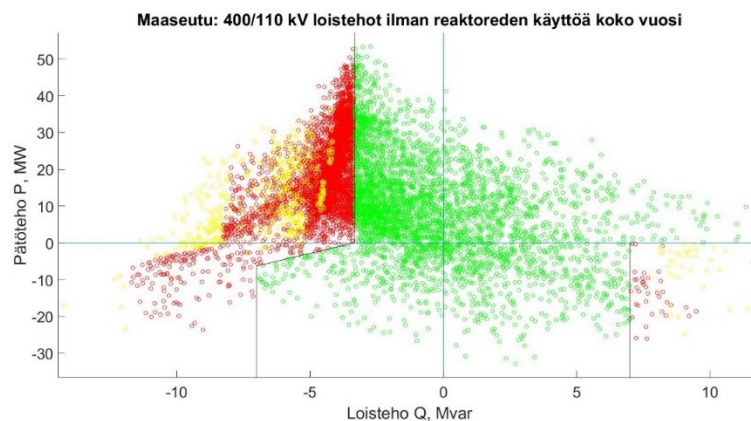
Kuva 59: 20/0,4 kV:n muuntajan viikonpäivien loistehotaseet viikkokeskiarvoina kul-lekin tunnille

4.4 Säätöskenaario

Säätöskenaariossa tilanne muuttuu kokonaisuudessa kohtalaisen vähän. Perustilanteeseen verrattuna ylitykset ovat jopa vähäisempiä. Alempien jännitetasojen kuvaajat on jä-tetty tästä tarkastelusta liitteeseen B.

4.4.1 Maaseutuverkko

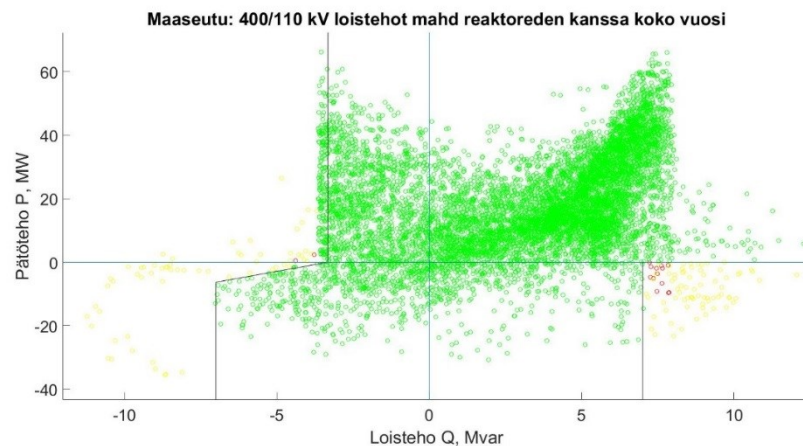
Maaseutuverkolla tilanne muuttuu odotettua vähemmän. Pätötehon kohdalla huomataan pienehköä siirtymää kohti päätötehon antoa. Loistehon anto kantaverkkoon lisääntyy hie-man, mutta samalla muuttuvat loistehoikkunan rajat sekä yksittäisten ylitysten vertailu-rajat, kun tilanteet siirtyvä päätötehon annon suuntaan. Oton puolelta lisääntyvät ylitykset johtunevat siitä, että verkon kuormituksen ollessa vähäinen ja tuulivoiman tuottaessa koh-talaisesti, jännite uhkaa verkossa nousta, mikä ohjaa tuulipuistot kuluttamaan loistehoa jännitestabiilisuuden säilyttämiseksi. Alla oleva kuva havainnollistaa tilannetta.



Kuva 60: Maaseutuverkon loistehot koko vuonna ilman reaktoreita, säätöskenaario

Reaktoreiden kanssa

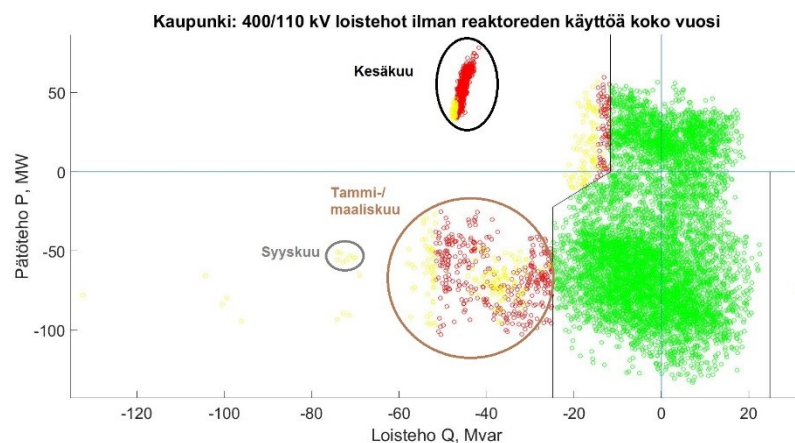
Reaktorit muuttavat verkon tilanteen odotetusti. Samalla maaseutuverkon teollisuuskuuttajan kondensaattoriparisto kytkettiin irti koko vuodeksi. Tilanne muistuttaa samanlaiselta mitä jännitteensäädön toteutuessa aurinkotuotannolla. Alla oleva kuva havainnollistaa tilannetta.



Kuva 61: Maaseutuverkon loistehot koko vuonna reaktoreiden kanssa, säästöskenario

4.4.2 Kaupunkiverkko

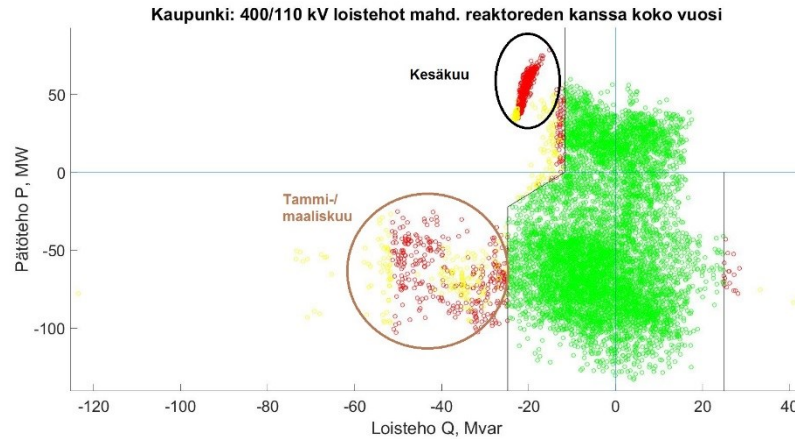
Kaupunkiverkolla havaitaan mielenkiintoinen ilmiö. Ilman reaktoreita loistehotase paraneee suhteessa perustilanteeseen. Ylitykset etenkin pätötehon oton puolella vähenevät. Alla oleva kuva havainnollistaa tilannetta.



Kuva 62: Kaupunkiverkon loistehot koko vuonna ilman reaktoreita, säästöskenario

Reaktoreiden kanssa

Reaktoreiden kanssa tilanne ei muutu merkittävästi muuten kuin kesäkuun osalta. Kesäkuun kohdalla saadaan myös merkittävimmät taloudelliset säästöt. Alla oleva kuva havainnollistaa tilannetta.



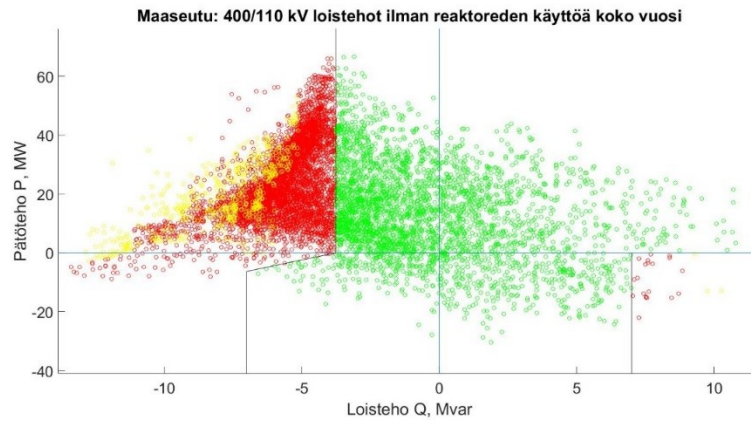
Kuva 63: Kaupunkiverkon loistehot koko vuonna reaktoreiden kanssa, säästöskenario

4.5 Sähköautoskenario

Sähköautoskenario lisää verkon kuormitusta molemmilla verkoilla ilt- ja yöaikoina. Tariffimaksujen suhteen arvioiden loistehoikkunan vertailurajat muuttuvat tietyillä toimintapisteillä, mikä johtaa joissain tapauksissa kasvaviin loistehomaksuihin. Alempien jännitetasojen kuvaajat on jätetty tästä tarkastelusta liitteeseen B.

4.5.1 Maaseutuverkko

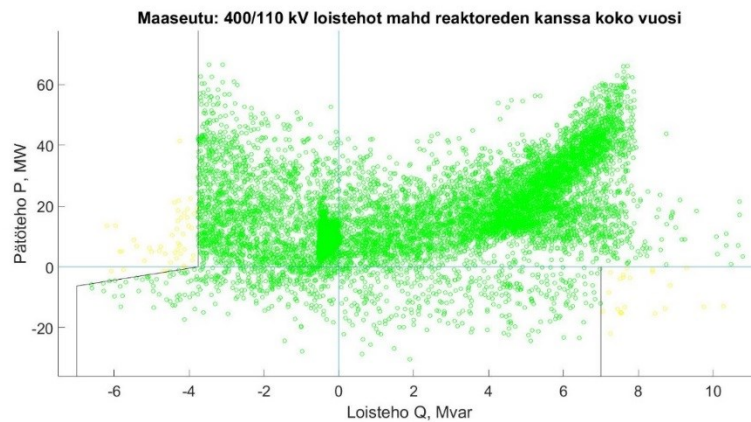
Maaseutuverkolla sähköautot lisäävät verkon kuormitusta hiljaisina tunteina, jolloin loistehontuotanto normaalisti on suurinta. Nyt tämän lisäkuorman ansiosta johdot käyvät lähempänä luonnollista tehoaluettaan ja tuottavat vähemmän loistehoa. Kokonaisuuden kannalta tämä siis auttaa loistehotilannetta. Kuitenkin vertailurajan muutos lisää loistehoikkunan ylityksiä. Seuraava kuva havainnollistaa tilannetta.



Kuva 64: Maaseutuverkon loistehot koko vuonna ilman reaktoreita, sähköautoskenaario

Reaktoreiden kanssa

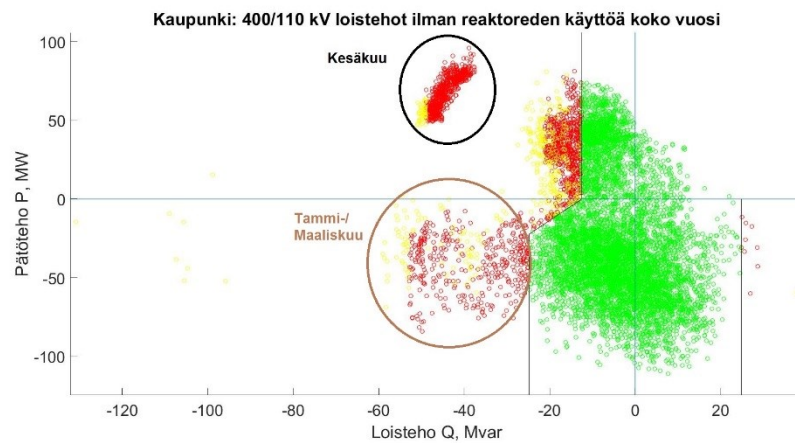
Kun reaktorit kytketään päälle, toimii kompensointi hyvin eikä tilanteesta synny loistehomaksuja verkkoyhtiölle. Syntyvät ylitykset lukeutuvat lievennysten piiriin. Alla oleva kuva havainnollistaa tilannetta.



Kuva 65: Maaseutuverkon loistehot koko vuonna reaktoreiden kanssa, sähköautoskenaario

4.5.2 Kaupunkiverkko

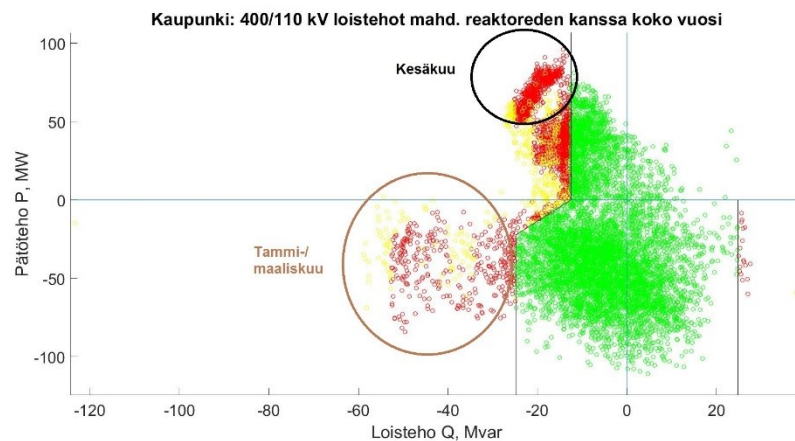
Kaupunkiverkolla muutokset ovat samanlaisia kuin maaseudullakin. Pahimmat loistehon ylitykset eivät toteudu niin suurina kuin perustilanteessa. Alla oleva kuva havainnollistaa tilannetta.



Kuva 66: Kaupunkiverkon loistehot koko vuonna ilman reaktoreita, sähköautoskenaario

Reaktoreiden kanssa

Reaktoreiden kanssa tilanne paranee kesäkuun ja muutaman muun ylityksen kohdalla. Muuten ylitykset jäljentelevät tilannetta ilman reaktoreita. Alla oleva kuva havainnollistaa.



Kuva 67: Kaupunkiverkon loistehot koko vuonna reaktoreiden kanssa, sähköautoskenaario

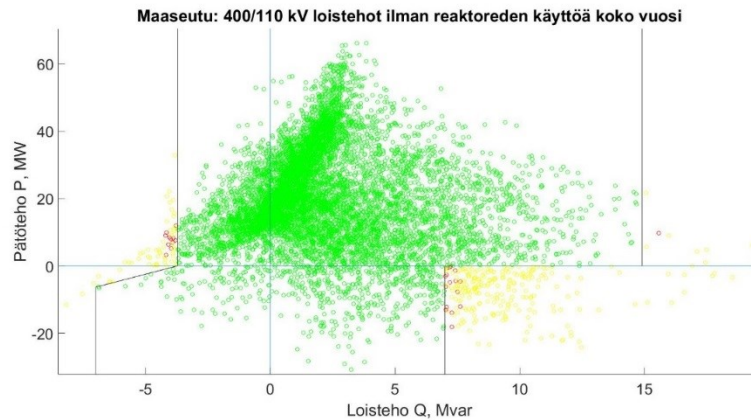
4.6 Hajautettu reaktoriskenaario

Hajautetussa reaktoriskenaariossa ajettiin verkkojen eri osissa olevia reaktoreita pelkästään öisin. Maaseutuverkon keskijänniteverkossa ollut 3 MVar:n reaktori kompensoi

loistehoa tehokkaasti ja tämä osoittautui loistehoikkunan näkökulmasta kohtalaisen toimivaksi ratkaisuksi. Kaupunkiverkolla skenaariossa lisättiin reaktoreita lisäksi 110 kV:n verkkoon, joka kompensoi hetkittäin yli loistehon ottorajan. Alempien jännitetasojen kuvaajat löytyvät liitteestä B.

4.6.1 Maaseutuverkko

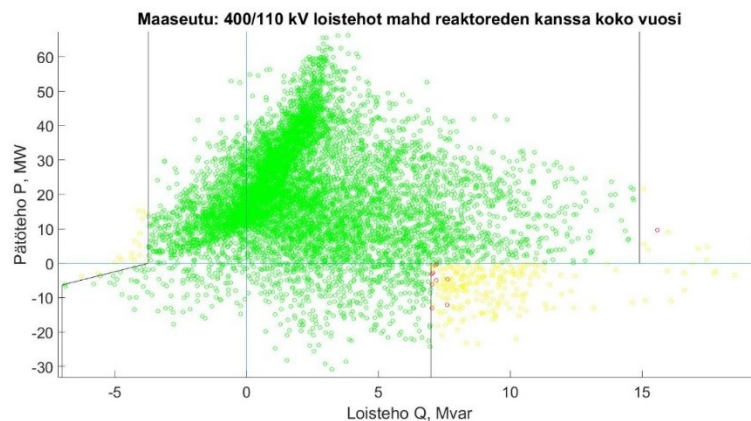
Yöaikaan kytkettävä reaktori riittää hyvin kompensoimaan maaseudulla syntyvät ylitykset. Muutamissa tilanteissa on havaittavissa ylikompensointia, joista suurin osa lasketaan lievennyksinä. Alla oleva kuva havainnollistaa tilannetta.



Kuva 68: Maaseutuverkon loistehot koko vuonna ilman liittymispisteen reaktoreita, hajautettu kompensointi

Liittymispisteen reaktoreiden kanssa

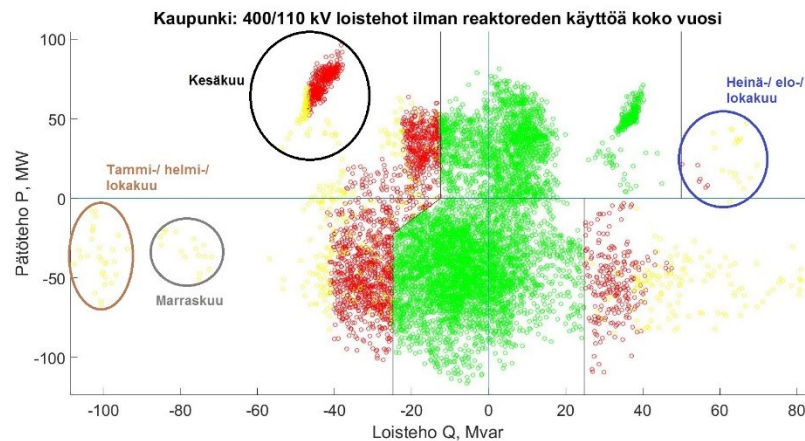
Liittymispisteen reaktoreita kytkettäessä loistehon antopuolen ylitykset vähenevät. Täydellisesti antopuoli ei kompensoidu, mutta muutamat ylitykset lukeutuvat lievennyksiin. Alla oleva kuva havainnollistaa tilannetta.



Kuva 69: Maaseutuverkon loistehot koko vuonna liittymispisteen reaktoreiden kanssa, hajautettu kompensointi

4.6.2 Kaupunkiverkko

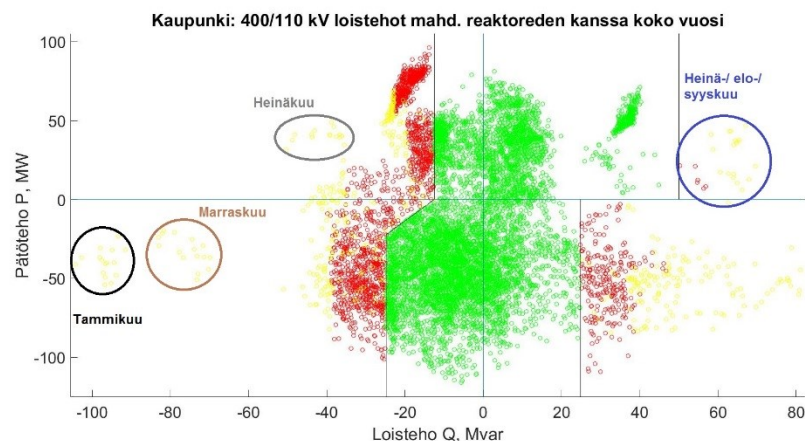
Kaupunkiverkolla yöaikainen kompensointi vähentää loistehon annon ylityksien suuruutta. Toisaalta huomaamme myös reilua ylikompensointia tapahtuvan verkossa, kun loistehon ottopuolen raja ylittyy useasti. Alla oleva kuva havainnollistaa tilannetta.



Kuva 70: Kaupunkiverkon loistehot koko vuonna ilman liittymispisteen reaktoreita, hajautettu kompensointi

4.6.2.1.1 Liittymispisteen reaktoreiden kanssa

Liittymispisteen reaktoreiden lisäys ei vaikuta juuri muuhun kuin kesäkuun ylityksiin. Muuten toimintapisteet näyttäisivät asettuvan edellä esitetyn tapaan. Alla oleva kuva havainnollistaa tilannetta.



Kuva 71: Kaupunkiverkon loistehot koko vuonna liittymispisteen reaktoreiden kanssa, hajautettu kompensointi

5. INVESTOINTILASKELMAT

Taloudellisissa tuloksissa tarkastellaan tarkemmin eri skenaarioiden aiheuttamia kustannuksia suhteessa eri laitteiden investointi- ja häviökustannuksiin sekä loistehotariffien asettamiin maksuihin. Tuloksia on tarkasteltu jälleen skenaariokohtaisesti. Tuloksia on tarkasteltu myös eri jännitetasojen ja asiakkaiden näkökulmasta (jakeluverkkoyhtiö).

5.1 Kustannus-hyötyanalyysi

Kustannus-hyötyanalyysi on yleisesti taloustieteissä käytettävä työkalu investointiprojektien kannattavuutta arvioitaessa. Kustannus-hyötyanalyysin tavoitteena on pystyä objektiivisesti arvioimaan projektin hyödyt ja haitat. Haasteena on luoda yhteismitallinen arvo kaikille haitoille ja hyödyille. Tässä harvoin onnistutaan täydellisesti ja työkalua käytettäessä on huomioitava sen puutteellisuus ja etenkin kriittinen suhtautuminen painotettujen arvojen valintaan ja valintaperusteisiin [28]. Puutteistaan huolimatta se antaa riittävän työkalun projektin vaikutusten arviointiin.

Käytämme kustannus-hyötyanalyysiä arvioitaessa sopivinta tapaa toteuttaa investoinnit loistehon kompensoinnille. Yleisesti käytetään jotakin valuttaa, joka on kätevästi diskontattavissa ja siten helppo laskea investointien nettonykyarvoa. Tässä työssä käytämme euroja (€). Huomioitavaa on kuitenkin, että etenkin sosiaalisten ja ympäristön vaikutusten arvottaminen on haastavaa arvioitaessa rahalla.

Tässä työssä tarkastellaan loistehonkompensointiprojektien investointien ja muutosten aiheuttamia lisäkustannuksia ja niiden tuomia lisähyötyjä sähköverkolle niin teknisessä kuin taloudellisessa mielessä.

Kustannus-hyötyanalyysissä keskitytään arvioimaan investointien tarjoamia vaihtoehtoja, joita verrataan verkon normaaliin käyttötilanteeseen ennen investointeja. Vaihtoehtoisia tapoja käyttää verkkoa voi olla kaapeleiden irtikytkentä kevyen kulutuksen tilanteessa. Tällaisia käyttötapoja on kuitenkin vaikea arvioida taloudellisesti, joten se on rajattu tämän työn ulkopuolelle. Suurimpia ongelmia ilmenee verkon kevyen käytön tilanteissa, jonka vuoksi ei ole tarvetta arvioida lisäinvestointeja esimerkiksi verkon lisärakentamiseen tai sarjakompensoinnin kapasiteetin lisäämiseksi. Analyysissä keskitytään investointien arviointiin ja muihin mahdollisiin tehonjakoon vaikuttaviin tekijöihin. Kuormituskäyriin voi vaikuttaa kuluttajiin vaikuttamalla esim. tarpeettomien kondensaattoriparistojen käytön vähentämisellä. Loistehotariffit kannustavat arvioimaan eri vaihtoehtoja ja ohjaavat verkon käyttöä optimoidumpaan suuntaan.

5.1.1 Investointikustannukset

Verkkoon asennettavien reaktoreiden investointikustannukset koostuvat laitehankinnoista, perustus- ja asennuskustannuksista. Näiden kertainvestoinneista syntyvien kulujen lisäksi on huomioitava laitteiden käyttö- ja huoltokustannukset sekä syntyvät häviökustannukset.

5.1.1.1 Laitehankinnat

Laitehankintojen hinnat riippuvat reaktoreille asetetuista vaatimuksista ja mm. kompensointikapasiteetista, laitevalmistajasta, rakenteesta, häviöistä ja säätömahdollisuuksista. Lopullisen laitehankinnan budjetti on tarjouskilpailun tulos, eikä laitevalmistajilla ole useastikaan tarjolla suoria listahintoja komponenteille. Energiavirasto on kuitenkin kerännyt keskiarvohintoja komponenttien investoinneista. Näissä tiedoissa ei ole erikseen eritelty öljy- tai ilmaeristeisiä reaktoreita tai otettu kantaa niiden säädettävyyteen. Sen lisäksi projektiosapuolien aiemmat kokemukset ovat osoittaneet, että investoinnit saattavat olla huomattavasti keskiarvohintoja suurempia [8]. Näitä tietoja on käytetty laskelmien pohjana arvioitaessa investointien kannattavuutta. Alla olevasta taulukosta löytyy Energiaviraston keräämien tietojen mukaisia kompensointilaitteiden yksikköhintoja (1-3 MVar).

Taulukko 6: Kompensointilaitteiden yksikköhintojen keskiarvoja [29]

Verkkokomponentti	Yksikköhinta, €
Kondensaattori alle 3 MVar	38,800
Muuntaja-kuristin	20,000
Rinnakkaiskuristin 1 MVar	61,400
Rinnakkaiskuristin 2 MVar	79,000
Rinnakkaiskuristin vähintään 3 MVar	101,300
Reaktori 5 MVar	150,000
Reaktori 15 MVar	500,000
Reaktori 12,5 – 25 MVar	700,000
Reaktori 15 – 30 MVar	800,000

Taulukon kustannuksissa on huomioitu asennuskustannukset, jotka tosin voivat vaihdella voimakkaasti tilanteista riippuen esim. toteutettavan suojauksen, jännitetason, sijainnin ja työvoimakustannusten mukaan.

5.1.1.2 Ylläpito-, huolto- ja häviökustannukset

Elinkaarensa aikana reaktoreissa ilmenee rakenteesta riippuen tarvittavat huoltotoimenpiteet. Öljyeristeisissä reaktoreissa on odotettavissa enemmän kunnossapitokustannuksia kuin ilmaeristeisissä reaktoreissa. Rakenteeltaan ilmasydäminen reaktori on hyvin yksinkertainen verrattuna öljyeristeiseen ja sen vuoksi huoltovapaampi ja edullisempi. Ilmasydämisessä reaktorissa ei tarvita öljyn valvontaa tai sen vaihtoa.

Energiaviraston arvion mukaan reaktoreiden pitoajaksi voidaan laskea 40 – 50 vuotta. Käyttöjakson jälkeen on huomioitava poistosta aiheutuvat kustannukset. Elinkaaren ajalta syntyvistä huoltokustannuksista on saatavissa vain hyvin vähän tietoa, mutta voimme kuitenkin olettaa, että isommat huolto- ja ylläpitokustannukset keskittyvät elinkaaren loppupäähän. Vaikean arvioitavuutensa vuoksi jätetään tässä työssä huoltokustannusten arvioinnin laskelmien ulkopuolelle, mutta tämä huomioidaan lopun johtopäätöksissä.

Häviökustannukset voivat olla merkittävä osa elinkaaren aikana syntyvistä kustannuksista. Häviökustannuksilla tarkoitetaan laitteessa aiheutuvia häviöitä, sekä laitteen asentamisesta verkolle aiheutuvia muutoksia ja kustannuksia, jotka saattavat vaikuttaa verkon häviöihin. Kun tiedämme vuositasolla syntyvät kustannukset, voimme laskea koko elinkaaren ajalta syntyvät kustannukset diskonttaamalla käyttöjakson häviökustannukset nettonykyarvoon. Tämän lisäksi meidän on sovittava sopiva korkokanta ja pitoaika, jonka voimme arvioida energiaviraston tiedoista.

Käytämme häviöiden laskemiseen jaksollisten kustannusten diskonttausmenetelmää, häviökustannusten jakautuessa tasaisesti eri vuosille. Elinkaaren häviökustannukset voidaan laskea seuraavasti:

$$\kappa = \frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n}, \quad (16)$$

jossa κ on diskonttauskerroin, i on käytettävä korkokanta ja n on reaktorin pitoaika vuosina.

Nyt saamme laskettua koko elinkaaren häviökustannusten nettonykyarvon:

$$C_h = P_{\text{häviöt}} * L_{\text{vuosi}} * t * \kappa, \quad (17)$$

jossa C_h on häviökustannusten nettonykyarvo, $P_{\text{häviöt}}$ on keskimääräinen tuntia kohti syntyvä pätötehohäviö (kW) ja L_{vuosi} pätötehohäviöiden keskihinta (€/kWh) sekä t reaktorin huipunkäyttöaika (h).

Mallissamme on myös simuloitu tilannetta, jossa reaktorit kytetään verkkoon loistehoikkunan ylittyessä. Tämä vaatii älykästä ohjausjärjestelmää ja automaatiota. Tästä syntyvät automaatiojärjestelmän investointikulut sekä laitteiden kommunikaatiosta ja automaatiosta syntyvät ylläpitokulut tulee huomioida. Tärkeää on myös huomioida, ettei automaattisesti ohjatussa järjestelmästä tule oskilloivaa, joka kytkee päälle ja pois reaktoreita vuorovälein ja täten aiheuttaen verkossa erilaisia teho- ja jännitevaihteluita. Kuitenkin ohjatussa järjestelmässä säästetään häviökustannuksissa, kun reaktorit eivät ole ympärivuotisesti kytkettynä nimellistehollaan.

Liitteen A taulukossa 1 on laskettu perustilanteen mukaiset laskelmat reaktoreiden häviökustannuksille. Korkokannoiksi on valittu 6%, 8% ja 10%. Häviökustannusten keskihinnaksi on laskettu 25€/ MWh. Reaktoreiden jäännösarvoksi arvioimme 0 €. Pitoajaksi valitaan 40 vuotta.

Asennuskustannukset muodostuvat reaktoreiden verkkoon liittämisestä syntyvistä kustannuksista. Tällaisia kustannuksia ovat mm. suojausten, automaation, ohjauksen ja työvoiman synnyttämät kustannukset. Myös jännitetaso vaikuttaa syntyviin kustannuksiin.

Perustuskustannukset riippuvat reaktorin sijoittamisesta ja siihen tarvittavasta rakenteellisista investoinneista. Tällaisia ovat esimerkiksi maansiirto- ja rakennustyöt, kun reaktori halutaan sijoittaa kiinteän rakennuksen sisään.

Ylläpitokustannukset muodostuvat laitteen huollosta ja normaalista käytöstä aiheutuvista kustannuksista. Kuten aiemmin mainittiin, ilmasydäminen reaktori on huoltovapaampi, mutta öljyeristeisessä reaktorissa on tarvetta seurata öljyn käyttöä ja suorittaa niiden vaihtoa.

Kokonaiskustannusten nettonykyarvon saamme laskemalla investointi-, asennus-, perustus-, ylläpito- ja häviökustannukset yhteen.

$$C_{kok} = C_i + C_a + C_p + C_y + C_h , \quad (18)$$

jossa C_i on investointikustannus, C_a on asennuskustannus, C_p on perustuskustannus ja C_y on ylläpitokustannus.

5.1.1.3 Tuotto

Reaktoreiden tuottama hyöty saadaan helposti laskettua siitä, kun tiedetään, että kuinka monesti reaktoria käyttämällä on välttytty loistehoikkunan ylitykseltä ja loistehomaksujen maksamiselta. Fingridin uusitut loistehotariffit tulevat asteittain käyttöön, joka pitää huomioida tuotantoa laskettaessa. Diskonttaamme ensiksi vuoden 2018 tuotot nykyhetkeen ja vuodesta 2019 eteenpäin käytämme jaksollisen maksun diskonttauskaavaa, josta vähennetään kaksi ensimmäistä vuotta. Vuoden 2017 arvoja ei tarvitse diskontata. Jaksollisen maksun diskonttauskertoimen laskenta esiteltiin kaavassa 16.

$$K_{18} = \frac{(1+i)^2-1}{i(1+i)^2} - \frac{(1+i) - 1}{i(1+i)} \quad (19)$$

$$K_{19} = \frac{(1+i)^{40}-1}{i(1+i)^{40}} - \frac{(1+i)^2-1}{i(1+i)^2} \quad (20)$$

Kun olemme laskeneet diskonttauskertoimet, voimme laskea koko elinkaaren aikaisen tuotannon nettonykyarvot. Liitteessä A on nähtävissä skenaarioiden mukaiset tuotannot.

5.1.1.4 Takaisinmaksuaika

Takaisinmaksuajalla pystymme arvioimaan missä ajassa tehtävän investoinnin tuotto ylittää siitä koituvat kulut. Yleisesti investoinneille asetetaan tuotto-odotus, joka huomioidaan käytettävässä laskentakorkokannassa. Laskentakorkokannan tulee tuotto-odotuksen lisäksi huomioida yleinen inflaatio, verot ja muut tuotoista syntyvät kulut. Reaktoreiden takaisinmaksuajan voimme laskea yksinkertaisella menetelmällä, jossa tarkastellaan milloin diskontattujen tuottojen arvo ylittää kustannusten nettonykyarvon. Koska loistehotariffit tulevat käyttöön asteittain, on huomioitava reaktori-investointien alkupäässä erilaiset vuosittaiset tuotot. Tämän takia tehdyissä laskelmissa investointien tuotot ja kulut on laskettu joka vuodelle erikseen.

5.2 Skenaariot

Liitteen A taulukoissa on arvioitu kaupunki- ja maaseutuverkon reaktorien aiheuttamia kustannuksia koko elinkaaren ajalta. Laskelmien pohjalla on käytetty öljyeristeistä 10 MVAR:n reaktoria ja keskijänniteverkolla 3 MVAR:n reaktoria. Reaktoreissa ei ole säätöä. Reaktorien pitoajaksi on arvioitu 40 vuotta ja muut aiheutuvat kustannukset on kerätty eri lähteistä, pääasiassa laitetilajien projektikokemusten pohjalta sekä laitetoimittajien ilmoittamista pätötehohäviöistä [30]. Häviökustannuksiksi on asetettu 4 snt/ kWh, joka voi muuttua pitoajan aikana huomattavasti. Kustannukset on diskontattu nykyarvoon kolmella eri korkokannalla (6%, 8%, 10%). Huipunkäyttöajat on saatu simulointien tuloksista.

Liitteen taulukoissa on taas laskettu elinkaaren aikana koituvat hyödyt, periaatteella, että reaktori asennettaisiin nyt ja olisi toiminnassa seuraavat 40 vuotta, eikä kulutus tai tuotanto verkossa muuttuisi mihinkään. Hyöty kertyisi siis säästettyinä loistehomaksuina verkkoyhtiölle.

5.2.1 Perustilanne

Perustilanteessa loistehoikkunat ylittyvät useasti sekä kaupunki- että maaseutuverkon puolella.

Kaupunkiverkon kaksi 10 MVAR:n reaktoria käynnistyvät automaattisesti, kun liittymispisteellä havaitaan loistehoikkunan ylitys. Reaktorit käynnistyvät vuoden aikana yhteensä 1974 tunniksi, eli niiden suhteellinen käyttöaste on 23%. Reaktoreiden käyttö jakautuu melko tasaisesti koko vuodelle, huomion arvoisena kesäkuukaudet ja syksy sekä maaliskuu. Reaktorin ollessa kytkettynä loistehoikkuna ylittyy yhä 2116 tuntina. Osa ylityksistä tapahtuu loisteho oton puolelta, jolloin reaktoria ei käytetä.

Maaseutuverkon säteittäisen verkon liittymispisteeseen on sijoitettuna yksi 10 MVAR:n reaktori. Muuten verkon loistehon kompensointiin osallistuvat tuulivoimalat aina, kun ne tuottavat sähköä. Ne osallistuvat VJV:n määräysten mukaisesti jännittämissä tehokerroimen antamissa rajoissa ($\cos\varphi = 0,95$). Liittymispisteen reaktori kytketään vuodessa 5316 tunniksi, eli sen käyttöaste on 61%. Reaktorin kytkemisen jälkeen loistehoikkuna ylittyy enää 67 kertaa. Nämä ylitykset menevät Fingridin loissähkön toimituksen ja loistehoreservin ylläpito –sovellusohjeen mukaisesti lievennysten piiriin, jolloin sähköyhtiölle ei koidu kustannuksia. Reaktoreiden käyttö jakautuu melko tasaisesti koko vuodelle.

Työssä tarkasteltiin myös takaisinmaksuaikaa. Tehdyillä laskelmilla kaupunkiverkon reaktorien takaisinmaksuaika on noin 13 (6% korko), 14 (8% korko) ja 16 (10% korko) vuotta. Maaseudun puolella takaisinmaksuaika on lyhyempi. 6%:n korkokannalla yhdeksän vuotta, 8%:n korkokannalla 10 vuotta ja 10%:n korkokannalla 11. vuotta.

5.2.2 Kaapeliskenaario

Kaapelointiskenaariossa keskityttiin ainoastaan maaseutuverkon kaapelointiin, sillä kaupunkiverkkoon ei ole odotettavissa suurta kaapelointiasteen kasvua. Skenaariossa arvioitiin myös keskijänniteverkkoon asennetun reaktorin kannattavuutta, jos kompensointi olisi tällä toteutettu. 400/ 110 kV liittymispisteen reaktorin käyttöaste oli koko vuoden ajan 95% eli reaktori on kytkettynä verkkoon lähes vuoden jokaisena tuntina. Korkea käyttöaste oli myös keskijänniteverkon reaktorilla, joka saavutti 74% käyttöasteen. Laskelmat on toteutettu samalla periaatteella kuin perustilanteessa. Odotettava kasvu loistehomaksuissa näkyy laskelmissa.

Taulukoiden lisäksi tarkasteltiin investointien kannattavuutta ja takaisinmaksuaikaa. Keskijänniteverkon reaktori osoittautui kannattamattomaksi investoinniksi, jos loistehomaksut siirrettäisiin suoramittaisina jakeluverkkoyhtiölle. Tässä tulee huomioida, että tehdyt laskelmat ovat tehty konservatiivisesti ja useat ylitykset lukeutuvat sallittavien lievennysten piiriin. Jakeluverkolle siirretty loistehoikkuna on minimikoossa, vaikka verkon

kokoon suhteutettuna loistehorajat voisivat olla vieläkin pienemmät. Samoin myös keskijänniteverkon ylitykset ovat pieniä, eikä niistä koidu isoja laskuja yhtiölle. 400/110 kV:n asemalla ollut reaktori sen sijaan maksoi hyvinkin nopeasti itsensä takaisin. Riippumatta käytetystä korkokannasta, takaisinmaksuaika oli noin kaksi vuotta.

5.2.3 Aurinkotuotanto

Aurinkotuotannon kohdalla käsiteltiin kolmea erilaista variaatiota. Jokaisesta variaatiosta on tehty erilliset laskelmat, jotka löytyvät liitteestä A.

5.2.3.1 Tehokerroin 1

Maaseutuverkon reaktori oli yhteensä 5372 tuntina käytössä (61%), kaupunkiverkolla 1813 tuntina (21%). Kustannukset perustilanteeseen verrattuna kasvaa tehomaksujen osalta 2,3% ja energiamaksujen osalta 4,9% maaseutuverkolla. Kaupunkiverkolla maksut pienenevät tehomaksuissa 7,9% ja 1,6% energiamaksuissa.

Takaisinmaksuajat eivät eroa paljoa perustilanteesta. Kaupunkiverkon takaisinmaksuajat ovat 13 ja 17 vuoden välissä ja maaseudulla 9 ja 10 vuoden välillä, riippuen käytettävästä korkokannasta.

5.2.3.2 Jännitteensäätö kun päätötehon tuotantoa

Jännitteensäätövariaatiossa reaktorit ovat hieman kovemmalla käyttöasteella kuin tehokerroin 1 tilanteessa. Maaseutuverkon reaktori kytketään verkkoon 5422 kertaa (62%) ja kaupunkiverkolla 3485 kertaa (40%). Ylityksistä aiheutuvat kustannukset kasvoivat tehokerroin 1 säätöön verrattuna. Maaseudulla kasvua tehomaksuissa oli 19,6% ja energiamaksuissa 14,8%. Kaupunkiverkolla kasvu tehomaksuissa oli 127% ja energiamaksuissa 84%.

Takaisinmaksuaika maaseudun reaktorilla oli tässä variaatiossa 7 – 8 vuotta ja kaupunkiverkolla 15 – 18 vuotta. Maaseutuverkolla takaisinmaksuaika lyhenee hieman ensimmäiseen variaatioon verrattuna.

5.2.3.3 Ympärivuotinen jännitteensäätö

Ympärivuotisessa jännitteensäädössä tilanne muuttuu kokonaisuuden kannalta aiemmasta tilanteesta huonompaan suuntaan maaseutuverkolla. Laskelmien perusteella tehoja ja energiamaksut kasvavat. Kaupunkiverkolla maksut pienenevät huomattavasti verrattuna tilanteeseen, jossa jännitteensäätö oli vain päätötehon tuotannolla käytössä. Tehokerroin 1 variaatioon verrattuna maaseutuverkon kustannukset kasvavat tehomaksuilla 37,1 % ja energiamaksuilla 35,8 %.

Kaupunkiverkon energiamaksut pysyvät muutoksesta huolimatta suurina variaatiossa. Tehomaksut pysyvät kuitenkin kohtuuden rajoissa, mikä tarkoittaa ylityksien kasaantuvan lähelle raja-aluetta. Kaupunkiverkon kustannukset tehomaksuilla lisääntyvät perustilanteeseen verrattuna 16,4 % ja energiamaksuissa jopa 54,1 %.

Takaisinmaksuajat variaatiossa ovat maaseutuverkon puolella 6 – 7 vuotta ja kaupunkiverkolla 13 – 16 vuotta korkokannasta riippuen. Loistehomaksujen kannalta kuitenkin edullisin variaatio maaseudun puolella toteutuu, kun aurinkotuotanto on asetettu tehoker-toimelle yksi. Sama tilanne on kaupunkiverkon kohdalla.

5.2.4 Säästöskenaario

Säästöskenaariossa maaseutuverkon reaktorin kannattavuus laskee. 10% korkokannalla takaisinmaksu on lähellä oletettavaa pitoaikaa. Reaktorien käyttöaste on pienempi kuin perustilanteessa. Skenaariosta koituvat maksut laskevat perustilanteeseen verrattuna. Maaseutuverkon tehomaksut laskevat 21,2 % ja energiamaksut 39,5 %. Kaupunkiverkon tehomaksut laskevat 11,7 % ja energiamaksut 2,7 %.

Takaisinmaksuajat pitenevät säästöskenaariossa. Maaseutuskenaariossa 6% korkokannalla takaisinmaksuaika pitenee 17 vuoteen, 8% korolla 21 vuoteen ja 10% korolla investointi maksaisi itsensä takaisin vasta yli 30 vuoden aikana. Kaupunkiverkolla taas takaisinmaksuaika vaihtelee 12 – 16 vuoden välillä.

5.2.5 Sähköautoskenaario

Sähköautoskenaariossa maksut ovat isompia kuin perustilanteessa. Loistehomaksut nousevat maaseudulla noin 9% ja kaupungissa noin 7,2%. Energiamaksut nousevat maaseudulla 12% kun kaupungissa ne nousevat 2,4%. Osasyynä maaseudulla nouseviin maksuihin on vertailurajan muutos. Pätötehon kulutuksen kasvaessa tehonjakotilanteet siirtyvät ikkunassa ylöspäin, ja vaikka loistehon tuotanto johdoissa absoluuttisesti vähenee, ovat pätötehon oton puolella loistehon antorajat tiukempia kuin pätötehon annon puolella.

Takaisinmaksuajat vaihtelevat maaseudun 8 – 9 vuoden ja kaupungin 13 – 16 vuoden välillä.

5.2.6 Hajautettu reaktoriskenaario

Hajautetusta reaktoriskenaariosta toteutettiin variaatio, jossa reaktorit olivat yöaikaan käytössä.

Skenaariossa on arvioitu myös maaseutuverkon puolella olleen keskijännitereaktorin vaikutusta verkon loistehoihin. Tämä osoittautuikin riittäväksi kompensoinniksi maaseutuverkon puolella, eikä erillistä isoa reaktoria liittymispisteelle ole järkevää investoida yhtäaikaaisesti keskijänniteverkon reaktorin lisäksi.

Takaisinmaksuaika maaseutuverkon keskijännitereaktorille on tässä variaatiossa nopea, ainoastaan 3 vuotta. Tämän lisäksi ei ole järkevää investoida liittymispisteelle omaa isoa reaktoria, sillä se ei maksa itseään takaisin keskijännitereaktorin asennuksen jälkeen.

Kaupunkiverkolla havaittiin ylikompensointia, joka tuotti turhia maksuja verkonhaltijalle. Kompensointilaitteita optimoimalla tätä pystytään välttämään, esimerkiksi asentamalla säädettäviä reaktoreita. Samoin älykkäällä koordinoinnilla voidaan ohjata, milloin mikäkin reaktori on järkevää kytkeä verkkoon. Skenaariossa tehtävät investoinnit eivät ole kannattavia, eikä ne tule maksamaan itseään pitoajallaan takaisin. Usean ison reaktorin asentaminen tulee kalliiksi ja niiden tuoma hyöty ei riitä kattamaan kuluja.

5.2.7 Yhteenveto tuloksista

Yhteenvedossa on koostettu kaikkien skenaarioiden loisteho- ja energiamaksut omiin taulukoihin ennen ja jälkeen liittymispisteen reaktoreiden käyttöä. Yhteenvedosta havaitaan helposti verkon kannalta taloudellisesti merkittävät skenaariot, joissa tapahtuu ylityksiä loistehoikkunan suhteen. Taulukkoon 7 on koottu skenaarioiden loistehomaksuista koituvat kustannukset ennen liittymispisteiden reaktoreiden käyttöä ja taulukkoon 8 maksut reaktoreiden käytön jälkeen.

Taulukko 7: Yhteenveto skenaarioiden loistehomaksuista, ilman liittymispisteen reaktoreita

Skenaario/ variaatio	Tehomaksut, maaseutu (€)	Energiamaksut, maaseutu (€)	Tehomaksut, kaupunki (€)	Energiamaksut, kaupunki (€)	Tehomaksut, maaseutu, KJ (€)	Energiamaksut, maaseutu, KJ (€)
Perus	37 760	42 680	92 220	139 590	-	-
Kaapeli	130 180	294 340	-	-	3 770	4 940
Aurinko, $\cos\phi=1$	38 640	44 770	84 960	137 300	-	-
Aurinko, jännitteen-säätö $P \neq 0$	46 230	51 410	210 180	256 690	-	-
Aurinko, jännitteen-säätö, ympäri vrk.	52 970	60 820	107 380	215 080	-	-
Säästö	29 750	25 810	81 390	135 820	-	-
Sähköauto	41 080	47 840	98 850	142 960	-	-
Hajautettu	1250	40	118 450	121 160	37 760	42 680

Taulukko 8: Yhteenveto skenaarioiden loistehomaksuista, liittymispisteen reaktoreiden kanssa

Skenaario/ variaatio	Tehomaksut, maaseutu (€)	Energiamaksut, maaseutu (€)	Tehomaksut, kaupunki (€)	Energiamaksut, kaupunki (€)	Tehomaksut, maaseutu, KJ (€)	Energiamaksut, maaseutu, KJ (€)
Perus	0	0	61 870	56 760	-	-
Kaapeli	16 800	9 220	-	-	0	0
Aurinko, $\cos\phi=1$	0	0	56 870	55 130	-	-
Aurinko, jännitteen-säätö $P \neq 0$	450	10	184 130	175 610	-	-
Aurinko, jännitteen-säätö, ympäri vrk.	760	30	80 810	132 090	-	-
Säästö	2 190	370	52 310	51 770	-	-
Sähköauto	0	0	68 680	59 790	-	-
Hajautettu	0	0	80 730	53 980	1 250	40

6. HAVAINNOT

Mallinnuksesta ja simuloinneista saadut tulokset ja niistä tehtävät johtopäätökset pätevät kyseessä olevaan malliin sekä sen piirteisiin ja ominaisuuksiin. On huomattavaa, että aina kompensointisuunnitelmaa tehdessä reaali maailman verkolle, on arvioitava hyvin tarkasti verkon ominaispiirteet ja mahdollisten investointien vaikutus kokonaisuuteen.

Mallissamme maaseutuverkon osalta pystyttiin toteamaan simuloitujen tulosten perusteella sen kuvantavan kohtalaisen hyvin säteittäisen verkon toimintaa. Maaseutuverkolta saatuja tuloksia voidaankin pitää melko luotettavina.

Silmukoidun verkon muutokset osoittautuivat kompleksisiksi ja verkossa ilmeni tilanteita, joissa verkko käyttäytyi epäjohdonmukaisesti. Voimalaitosten jännitteensäätö ja reaktoreiden yhteisvaikutus pienehkössä verkossa oli dominoivaa, jonka vuoksi kaupunkiverkosta saatuja tuloksia pitää arvioida kriittisesti ja johtopäätöksiä tulee tehdä varovaisesti.

Skenaarioissa ilmeni tilanteita, joissa reaktoreiden vaikutus lähes mitätöityi, kun generaattorit alkoivat tuottaa vastaavan määrän loistehoa, jotta jännite verkossa ei alkaisi laskea. Ilmiön toteutuminen oli todennäköisempää, kun itsestään säätyvä kompensointilaite oli sähköisesti lähellä jännitteensäädössä olevaa generaattoria. Voimalaitokset ovatkin asetettu ylläpitämään tiettyä jännitetasoa tiukasti ilman vasteetonta aluetta (dead band), joka saataa johtaa kokonaisuuden kannalta epäedullisiin tilanteisiin. Voimalaitosten ja verkkoyhtiöiden onkin järkevää suunnitella yhdessä kompensoinnin koordinointi, jotta tällaisilta tilanteilta vältyttäisiin.

Jakeluverkossa olevien voimalaitosten osallistuessa jännitteensäätöön havaittiin, että keskijänniteverkon jännitteensäätö vaikutti koko verkon muidenkin yksiköiden jännitteensäätöön merkittävästi. Keskijänniteverkon voimalaitokset olivat sähköisesti etäällä 110/20 kV:n muuntajista, jolloin luonnollista jännitteenalenemaa ehtii tapahtua verkossa. Voimalaitosten ei siis välttämättä ole kokonaisuuden kannalta järkevää tavoitella aivan samaa jännitetasoa mitä käämikytkimellä varustettu muuntaja tavoittelee.

Jakeluverkon näkökulmasta hajautetun tai keskitetyn kompensointimenetelmän valinta riippuu verkon rakenteesta. Hajautetumpana, pienemmillä yksiköillä toteutetun kompensoinnin etu on, ettei loistehoa tarvitse siirtää pitkiä matkoja, jolloin vältytään siirtokapasiteetin varaamiselta ja häviöiden syntymiseltä. Toisaalta esim. maaseutuverkolla johdot olivat selkeästi aliluonnollisella tehoalueella, jolloin siirtokapasiteetin rajallisuus ei muodostunut ongelmaksi. Samalla 110 kV:n johdot tuottivat merkittävän osan syntyvästä loistehosta, mikä oli syytä kompensoida ennen kantaverkon liittymispistettä. Kaapeloinnin

lisääntyessä keskijänniteverkossa, saattaa jatkossa olla perustellumpaa toteuttaa loistehon kompensointi hajautetummin.

Verkon näkökulmasta keskitetyn kompensoinnin toteuttaminen vaikutti tulevan kannattavaksi, kun loistehoikkunan ylittävät loistehot olivat suuria. Lähellä liittymispistettä tapahtuvalla kompensoinnilla saatiin kompensoitua tehokkaasti myös 110 kV:n verkossa syntyvät loistehot.

6.1 Investoinnit ja netotus

Kompensointilaitteiden investoinnit tulivat lähes kaikissa tilanteissa taloudellisesti kannattaviksi. Poikkeuksen muodostivat tilanteet, joissa loistehoikkunan ylitykset olivat vähäisiä ja joista suurin osa lukeutui lievennysten piiriin. Tällainen esimerkkitalanne muodostui maaseutuverkon keskijänniteverkolla, jota käsiteltiin omana verkkonaan suoraan Fingridin loistehoikkunan mukaan. Tällöin ylitykset jäivät vähäisiksi ja voidaankin todeta, että iso osa maaseutuverkon kuormasta syntyikin aliluonnollisella teholla käyvistä 110 kV:n johdoista.

Vaikka investoinnit osoittautuivatkin monessa kohtaa kannattaviksi, on silti syytä selvittää verkkokohtaisesti muita vaihtoehtoja loistehon annon vähentämiseksi. Tällaisia tapoja ovat esimerkiksi silmukoidun jakeluverkon kaapelointien irtikytkennät kevyillä kuormilla, niin ettei verkon häiriöriski kasva, turhien kondensaattoriparistojen irtikytkeminen esim. teollisuusasiakkailta, olemassa olevien kompensointilaitteiden koordinointi ja mahdollisten netotussopimusten tekeminen lähialueiden verkkoyhtiöiden kanssa. Fingridin nykyiset loistehomääräykset mahdollistavat kantaverkon liittymispisteen takaisten verkkoyhtiöiden keskinäiset netotussopimukset. Näillä voidaan välttää kalliit investoinnit ja kokonaisuuden kannalta epäedulliset käyttötilanteet, jossa toinen tuottaa verkkoon loistehoa ja toinen kuluttaa sitä.

6.2 Tulevaisuuden vaatimukset

Lisääntyvä kaapelointi lisäsi odotetusti loistehon antoa kantaverkon suuntaan ja tässä tapauksessa investoitavat kompensointilaitteet tulevat olemaan monelle verkkoyhtiölle ratkaisu. Säteittäisessä jakeluverkossa ei ole mahdollisuutta irtikytkä kaapeleita, jolloin kevyellä kuormituksella vaihtoehdoksi jää kompensoida syntyvä loisteho.

Asiakkaiden on havaittu vähentävän loistehontarvettaan ja tehokertoimet lähestyvät 1:tä tai jopa siirtyvät loistehon tuotannon puolelle. Säästöskenaariossa kuvattiin tilannetta, joissa asiakkaiden tehokerroin läheni 1:tä. Samalla odotettiin energiatehokkuuden parantumisen vähentävän pätötehon kulutusta asiakkailta, mikä johti loistehoikkunan ylitysten vertailurajan muutosta useammalla tunnilla pätötehon annon puolelle. Tämä johti loistehomaksujen vähenemiseen perustilanteeseen verrattuna. Reaktoreiden käytön lisäksi teollisuusasiakkaan kondensaattoripariston irtikytkentä paransi tilannetta merkittävästi.

Verkkoyhtiöiden onkin järkevää tarkistaa tehotariffilaistensa loistehontarpeet ja arvioida mahdollisuudet heidän kompensointilaitteidensa irtikytkemiseen tietyissä tilanteissa. Verkkoyhtiö voi hyötyä loistehomaksuissa, jos tehotariffilainen kuluttaakin loistehoa, niin ettei tästä koidu asiakkaalle maksuja. Nykykäytäntö ei tähän kannusta, kuten voidaan havaita taulukoista 2 ja 3.

Sähköautojen lisääntyvä määrä tulee helpottamaan kevyen kuormituksen aikana johtojen loistehon tuotantoa. Tämä ei kuitenkaan välttämättä näy positiivisesti loistehotariffien muodossa, sillä useampi tehonjakotilanne siirtyy pätötehon oton puolelle ja tällöin vertailuraja, jonka mukaan loistehomaksut muodostuvat, muuttuvat. Vaikka loistehontuotanto verkon johdoilla vähenee, niin loistehon anto kantaverkon suuntaan ei vähene niin paljon kuin vertailuraja muuttuu. Työssä on otettava huomioon, että lisätty sähköautojen määrä skenaariossa oli maltillinen. Jos tulevaisuudessa sähköautojen määrä Suomessa kasvaa 250 000:n, niin tällöin tämä vaikuttaa merkittävämmiin loistehon annon väheneeseen. Samoin verkoissa, joissa ei ole tuotantoa, ei tapahdu loistehomaksujen suhteen vertailurajan muutosta, jolloin lisääntyvä kulutus verkossa johtaa kokonaisuuden kannalta edullisempaan tilanteeseen.

6.3 Tariffijärjestelmä

Nykyinen tariffijärjestelmä ja loistehorajat ohjaavat verkon käyttöä oikeaan suuntaan. Nykyiset reaali verkkojen haasteet liittyvät loistehon suureen antoon, joiden vaikutusten vähentämiseen tariffijärjestelmä ohjaa. Investoinnit tai muut tavat vähentää loistehon tuotantoa kannattaa selvittää ja mahdollisesti toteuttaa.

Simuloinneissa tehtiin havaintona, ettei verkon voimakkaan pätötehon kulutuksen kohdalla sallittavista rajojen loivennuksista hyötynyt yksikään verkko eikä skenaario. Samoin loistehon kulutuksen rajojen väliset erot pätötehon oton ja annon välillä on jyrkkä. Useassa skenaariossa tämä raja ylitettiin, kun pätötehoa annettiin ja siitä koitui verkkoyhtiölle maksuja. Loistehon oton puolella ei ole käytössä samanlaista liukuvaa siirtymää rajassa kuten loistehon annon puolella. Todelliset kokemukset kuitenkin osoittavat, ettei loistehon otto muodostu monellekaan verkkoyhtiölle ongelmaksi.

Nykyinen tariffijärjestelmä ei pakota verkkoyhtiöitä tekemään keskenään netotussopimuksia. Netotussopimusten tekeminen vierekkäisten verkkoyhtiöiden välillä kuitenkin monessa tapauksessa hyödyttää niin kokonaisuutta kuin verkkoyhtiöitäkin. Nykyään ei kuitenkaan ole mahdollista netottaa vierekkäisten kantaverkon liittymispisteiden takaisia verkkoja yhteen, mikä saattaa lisätä investointien määrää joillakin verkon osilla.

7. YHTEENVETO

Loistehon hallinnan ja jännitteensäädön kokonaiskuvan mallintaminen ja analysoiminen ovat iso ja työläs prosessi. Luotu simulointimalli pyrittiin pitämään tutkimuksen kannalta mahdollisimman yksinkertaisena, mutta kuitenkin riittävän kattavana, jotta saaduista tuloksista voidaan tehdä relevantteja johtopäätöksiä. Tässä työssä kertyi iso määrä dataa, josta riittäisi analysoitavaa pidemmäksikin aikaa. Mallista ei saatu täydellistä, mutta se hioutui paremmaksi työn edetessä. Mallista ja sitä ohjaavasta koodista saatiin kuitenkin sellainen, jota pystytään toivottavasti hyödyntämään mahdollisissa jatkotutkimuksissa.

Saadut tulokset ovat analysointikelpoisia, mutta kaupunkiverkon odottamaton käyttäytyminen jännitteensäädön osalta loi haasteita tulosten käsittelyyn. Säteittäinen maaseutuverkko taas vaikutti käyttäytyvän odotetusti ja sen tulokset ovat tyydyttäviä. Tulosten perusteella voidaan todeta, että loistehon kompensoinnin toteuttamisessa tulee huomioida aina kulloisenkin verkon ominaispiirteet, odotettavissa olevat muutokset sekä erilaiset vaihtoehdot vaikuttaa loistehotaseeseen. Ennen kompensointilaitteiden investointipäätöstä onkin syytä verkkokohtaisesti selvittää netotusmahdollisuudet, tehotariffilaisten sopimukset ja laitteet, hajautetun tuotannon mahdollisuudet osallistua jännitteensäätöön (sopivilla asetusarvoilla), erilaiset vaihtoehdot käyttää verkkoa (esim. kaapeleiden irti-kytkentä) ja ennustaa tulevaisuuden asiakaskäyttämistä.

Projektin yhteydessä heräsi kysymyksiä, joista on mahdollisuus tehdä jatkotutkimuksia. Verkkoyhtiöiden kokemusten pohjalta on ollut havaittavissa asiakaskäyttämisen muutosta esim. LED-valaistuksen ja taajuusmuuttajakäyttöisten moottorien yleistymisen myötä. Erityisesti asiakkaista, joilla ei ole käytössä loistehonmittausta, ei ole tehty kattavaa tutkimusta siitä, miten heidän kulutustarpeensa ovat muuttuneet loistehon osalta. Toisena kysymyksenä heräsi kompensointilaitteiden ja voimaloiden välisen jännitteensäädön ja loistehon kompensoinnin koordinoinnin tutkiminen. Tämä tarve heräsi kohdatessamme haasteita kaupunkiverkon loistehon hallinnan kohdalla. Molemmissa aiheissa pystyttiin hyödyntämään verkkoyhtiöiden kokemuksia sekä tässä projektissa tehtyä mallia.

LÄHTEET

- [1] Voimalaitosten järjestelmätekniiset vaatimukset, 27.9.2013/VJV2013, 2013. Saatavilla: <http://www.fingrid.fi/fi/asiakkaat/liittyminen/tekniisetvaatimukset/Sivut/default.aspx>.
- [2] Mikkonen Risto Sähkötekniikan perusteet, luentokalvot, Docplayer, web page. Saatavilla (viitattu 19.10.2017): <http://docplayer.fi/19093648-Smg-2100-sahkotekniikka.html>.
- [3] Järventausta Pertti DEE-23010 Sähköverkkotekniikka, Tehonjaon laskenta, luentokalvot, Tampereen teknillinen yliopisto, web page. Saatavilla (viitattu 19.10.2017): https://webhotel2.tut.fi/units/set/opetus/kurssit/Materiaalisivut/DEE_23010/Tehonjako_2016_verkkoon.pdf.
- [4] Haarla Liisa ELEC-E8419 Sähkönsiirtojärjestelmät 1, Jännitestabiilisuus, luentokalvot, Aalto yliopisto, web page. Saatavilla (viitattu 11.1.2018): <http://bit.ly/2mrv8dL>.
- [5] Elovaara Jarmo, Haarala Liisa, Sähköverkot I, 2nd ed. Otatieto, Helsinki, 2011, 520 p.
- [6] D.P. Kothari, I.J. Nagrath, Modern Power System Analysis, 9th ed. Tata McGraw-Hill, Delhi, 2007, 694 p.
- [7] Repo Sami, Sähkönsiirtoverkon jännitestabiilisuusmarginaalin approksimointi, Tampereen teknillinen korkeakoulu, Tampere, 2000, 64 p. Saatavilla: <http://butler.cc.tut.fi/~repo/Julkaisut/raportti2.pdf>.
- [8] M. Loukkalahti, Diplomi-insinööri, Järjestelmäpäällikkö, Helen Sähköverkko Oy, Helsinki, Haastattelu (27.9.2017).
- [9] Laatikainen Mika, Sähkövoimajärjestelmän muutosten vaikutus kantaverkon loistehon hallintaan, Tampereen teknillinen yliopisto, Sähköenergiatekniikan laboratorio, Tampere, 2017, 64 p. Saatavilla: <https://dspace.cc.tut.fi/dpub/handle/123456789/25088>.
- [10] Euroopan komissio, Energiatohokkuusdirektiivin 2012/27/EU 24 artiklan 3 kohdan mukainen vuoden 2016 arviointi jäsenvaltioiden edistymisestä vuonna 2014 vuodelle 2020 asetettujen kansallisten energiatohokkuustavoitteiden saavuttamisessa ja energiatohokkuusdirektiivin 2012/27/EU täytäntöönpanossa; Komission kertomus euroopan parlamentille ja neuvostolle Euroopan komissio, Bryssel, 2017, 15 p. Saatavilla: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/FI/TXT/?uri=CELEX%3A52015DC0574>.
- [11] Sähkömarkkinalaki, 9.8.2013/588, 2013. Saatavilla: <http://www.finlex.fi/fi/laki/alkup/2013/20130588#Pidp450808224>.

- [12] E. Pohjosenperä, Insinööri, Asiantuntija, Verkon kehitys, Elenia Oy, Tampere, Haastattelu (16.5.2017).
- [13] Järventausta Pertti DEE-23010 Sähköverkkotekniikka, Hajautetun tuotannon verkostovaikutukset ja Smart Grids, luentokalvot, Tampereen teknillinen yliopisto, web page. Saatavilla (accessed 19.10.2017): https://webhotel2.tut.fi/units/set/opetus/kurssit/Materiaalisivut/DEE_23010/DG+SG_2016_verkkoon.pdf.
- [14] Elovaara Jarmo, Haarla Liisa, Sähköverkot II, 1st ed. Otatieto, Helsinki, 2011, 551 p.
- [15] Nousiainen Kirsi, Muuntajat ja sähkökoneet, Tampereen teknillinen yliopisto, Sähkövoimatekniikka, Tampere, 2007, 210 p.
- [16] Balance of power, T&DWorld, web page. Saatavilla (viitattu 23.10.2017): <http://www.tdworld.com/sponsored-articles/balance-power>.
- [17] Air core shunt reactors, Hilkar, web page. Saatavilla (viitattu 23.10.2017): <http://www.hilkar.com/aircoreshuntreactors.html>.
- [18] Weedy Birron Mathew, Electric Power Systems, 3rd ed. John Wiley & Sons, Southampton, 1989, 538 p.
- [19] Sovellusohje, Loissähkön toimitus ja loistehoreservin ylläpito, Fingrid, Helsinki, 2017, .
- [20] Loissähkön käyttö ja loistehoreservi, Fingrid, web page. Saatavilla (viitattu 23.10.2017): <http://www.fingrid.fi/fi/asiakkaat/Kantaverkkopalvelut/loissahko/Sivut/default.aspx>.
- [21] Sähkön siirtohinnasto, in: Hinnasto, 1st ed., Helen Sähköverkko, Helsinki, 2017, pp. 1.
- [22] Verkkopalveluhinnasto, in: Hinnasto, 1st ed., Elenia, Tampere, 2017, pp. 8.
- [23] PowerWorld history, PowerWorld corporation, web page. Saatavilla (viitattu 23.10.2017): <https://www.powerworld.com/company/history>.
- [24] Helen Oy Aurinkosähkö ja aurinkovoimalat , Helen Oy, web page. Saatavilla (viitattu 3.1.2018): <https://www.helen.fi/aurinko/kodit/aurinkosahko/>.
- [25] Helen Oy Julkinen latausverkosto , Helen Oy, web page. Saatavilla (viitattu 5.1.2018): <https://www.helen.fi/sahko/taloyhtiot/sahkoautojen-lataus/lataus/>.
- [26] Kiinteistöjen latauspisteet kuntoon , in: Motiva, Motiva, Helsinki, 2017, pp. 1-12.

[27] Volkswagen 2017 VW e-Golf

, Volkswagen, web page. Saatavilla (viitattu 3.1.2018): <http://www.vw.com/models/e-golf.65630/>.

[28] Anandarup Ray, Cost-benefit-analysis: issues and methodologies, 1st ed. The John Hopkins University Press, Baltimore, 1984, 158 p.

[29] Verkkokomponentit, yksikköhinnat (alv 0 %) ja pitoajat vuosille 2016 - 2023, Energiavirasto, Helsinki, 2015, .

[30] Virtanen Esa, Sähköverkkojen kaapelointi ja loisteho 110 kV kompensointi, ABB Oy, Vaasa/ Helsinki, 2017, 21 p.

LIITE A: SKENAARIOIDEN YKSITYISKOHTAISET TALOUSLASKELMAT

Taulukko 1: 110 kV:n 10MVA:n reaktoreiden elinkaarikustannukset perustilantesimuloinnissa

	Reaktori kaupunki 1	Reaktori kaupunki 2	Reaktori maaseutu
Hankintahinta (sis. asenn., suoj., autom. ym.) (€)	390000	390000	390000
Perustus (€)	67000	67000	67000
Pitoaika (v)	40	40	40
Häviökustannus (€/kWh)	0.04	0.04	0.04
Keskimääräinen pätöteho (kW/h)	49.5	49.5	49.5
Huipunkäyttöaika (h)	1974	1974	5316
Kokonaiskustannusten nettonykyarvo € (korko 6%)	515 810	515 810	615 370
Kokonaiskustannusten nettonykyarvo € (korko 8%)	503 610	503 610	582 510
Kokonaiskustannusten nettonykyarvo € (korko 10%)	495 520	495 520	560 930

Taulukko 2: Laskelma perustilanteen loistehomaksuista

	Reaktori kaupunki 1 & 2	Reaktori maaseutu
Tehomaksu -17	30 710	12 570
Tehomaksu -18	61 420	25 150
Tehomaksu -19	92 220	37 760
Energiamaksu	139 590	42 680
Jäännösarvo	0	0
Maksut reaktoreiden kytkennän jälkeen:		
Tehomaksu -17	20 600	0
Tehomaksu -18	41 200	0
Tehomaksu -19	61 870	0
Energiamaksu jälkeen	56 760	0

Taulukko 3: Reaktoreiden elinkaarikustannukset kaapelointiskenaariossa

	Reaktori KJ	Reaktori maaseutu
Hankintahinta (sis. asenn., suoj., autom. ym.) (€)	102000	390000
Perustus (€)	34000	67000
Pitoaika (v)	40	40
Häviökustannus (€/kWh)	0.04	0.04
Keskimääräinen pätöteohäviö (kW/h)	20	49.5
Huipunkäyttöaika (h)	6488	8286
Kokonaiskustannusten nettonykyarvo € (korko 6%)	214 096	703 850
Kokonaiskustannusten nettonykyarvo € (korko 8%)	197 890	652 640
Kokonaiskustannusten nettonykyarvo € (korko 10%)	186 760	617 440

Taulukko 4: Laskelma kaapelointiskenaarion loistehomaksuista

	Reaktori KJ	Reaktori maaseutu
Tehomaksu -17	1 260	43 351
Tehomaksu -18	2 510	86 701
Tehomaksu -19	3 770	130 180
Energiamaksu	4 938	294 340
Jäännösarvo	0	0
Maksut reaktoreiden kytkennän jälkeen:		
Tehomaksu -17	0	5 590
Tehomaksu -18	0	11 190
Tehomaksu -19	0	16 800
Energiamaksu jälkeen	0	9 220

Taulukko 5: 110 kV:n 10MVA:n reaktoreiden elinkaarikustannukset aurinkoskenaarissa aurinkoenergian tehokertoimen ollessa 1

	Reaktori kaupunki 1	Reaktori kaupunki 2	Reaktori maaseutu
Hankintahinta (sis. asenn., suoj., autom. ym.) (€)	390000	390000	390000
Perustus (€)	67000	67000	67000
Pitoaika (v)	40	40	40
Häviökustannus (€/kWh)	0.04	0.04	0.04
Keskimääräinen päteohäviö (kW/h)	49.5	49.5	49.5
Huipunkäyttöaika (h)	1813	1813	5372
Kokonaiskustannusten nettonykyarvo € (korko 6%)	511 010	511 010	617 040
Kokonaiskustannusten nettonykyarvo € (korko 8%)	499 810	499 810	583 840
Kokonaiskustannusten nettonykyarvo € (korko 10%)	492 100	492 100	561 020

Taulukko 6: Laskelma aurinkoskenaarion loistehomaksuista, tehokerroin 1

	Reaktori kaupunki 1 & 2	Reaktori maaseutu
Tehomaksu -17	28 290	12 870
Tehomaksu -18	56 580	25 740
Tehomaksu -19	84 960	38 640
Energiamaksu	137 300	44 770
Jäännösarvo	0	0
Maksut reaktoreiden kytkennän jälkeen:		
Tehomaksu -17	18 940	0
Tehomaksu -18	37 870	0
Tehomaksu -19	56 870	0
Energiamaksu jälkeen	55 130	0

Taulukko 7: 110 kV:n 10MVA:n reaktoreiden elinkaarikustannukset aurinkoskenariossa aurinkoenergian jännitteensäädössä, kun pätötehon tuotantoa

	Reaktori kaupunki 1	Reaktori kaupunki 2	Reaktori maaseutu
Hankintahinta (sis. asenn., suoj., autom. ym.) (€)	390000	390000	390000
Perustus (€)	67000	67000	67000
Pitoaika (v)	40	40	40
Häviökustannus (€/kWh)	0.04	0.04	0.04
Keskimääräinen pätöteho (kW/h)	49.5	49.5	49.5
Huipunkäyttöaika (h)	3485	3485	5422
Kokonaiskustannusten nettonykyarvo € (korko 6%)	560 820	560 820	618 530
Kokonaiskustannusten nettonykyarvo € (korko 8%)	539 280	539 280	585 020
Kokonaiskustannusten nettonykyarvo € (korko 10%)	524 480	524 480	561 980

Taulukko 8: Laskelma aurinkoskenarion jännitteensäätövariaation loistehomaksuista

	Reaktori kaupunki 1 & 2	Reaktori maaseutu
Tehomaksu -17	69 990	15 390
Tehomaksu -18	139 980	30 790
Tehomaksu -19	210 180	46 230
Energiamaksu	256 690	51 410
Jäännösarvo	0	0
Maksut reaktoreiden kytkennän jälkeen:		
Tehomaksu -17	61 320	150
Tehomaksu -18	122 630	300
Tehomaksu -19	184 130	450
Energiamaksu jälkeen	175 610	10

Taulukko 9: 110 kV:n 10MVA:n reaktorin elinkaarikustannukset aurinkoskenaarissa aurinkoenergian jännitteensäädössä, ympärivuotinen

	Reaktori kaupunki 1	Reaktori kaupunki 2	Reaktori maaseutu
Hankintahinta (sis. asenn., suoj., autom. ym.) (€)	390000	390000	390000
Perustus (€)	67000	67000	67000
Pitoaika (v)	40	40	40
Häviökustannus (€/kWh)	0.04	0.04	0.04
Keskimääräinen pätehdohäviö (kW/h)	49.5	49.5	49.5
Huipunkäyttöaika (h)	1806	1806	5888
Kokonaiskustannusten nettonykyarvo € (korko 6%)	510 800	510 800	632 410
Kokonaiskustannusten nettonykyarvo € (korko 8%)	499 640	499 640	596 020
Kokonaiskustannusten nettonykyarvo € (korko 10%)	491 970	491 970	571 010

Taulukko 10: Laskelma aurinkoskenaarion jännitteensäätövariaation loistehomaksuista, ympärivuotinen

	Reaktori kaupunki 1 & 2	Reaktori maaseutu
Tehomaksu -17	35 760	17 640
Tehomaksu -18	71 510	35 280
Tehomaksu -19	107 380	52 970
Energiamaksu	215 080	60 820
Jäännösarvo	0	0
Maksut reaktoreiden kytkennän jälkeen:		
Tehomaksu -17	26 910	250
Tehomaksu -18	53 820	500
Tehomaksu -19	80 810	760
Energiamaksu jälkeen	132 090	30

Taulukko 11: 110 kV:n 10MVA:n reaktorin elinkaarikustannukset säästöskenaariossa

	Reaktori kaupunki 1	Reaktori kaupunki 2	Reaktori maaseutu
Hankintahinta (sis. asenn., suoj., autom. ym.) (€)	390000	390000	390000
Perustus (€)	67000	67000	67000
Pitoaika (v)	40	40	40
Häviökustannus (€/kWh)	0.04	0.04	0.04
Keskimääräinen pätöteho (kW/h)	49.5	49.5	49.5
Huipunkäyttöaika (h)	1426	1426	4845
Kokonaiskustannusten nettonykyarvo € (korko 6%)	499 480	499 480	601 340
Kokonaiskustannusten nettonykyarvo € (korko 8%)	490 670	490 670	571 390
Kokonaiskustannusten nettonykyarvo € (korko 10%)	484 610	484 610	550 810

Taulukko 12: Laskelma säästöskenaariion loistehomaksuista

	Reaktori kaupunki 1 & 2	Reaktori maaseutu
Tehomaksu -17	27 100	9 910
Tehomaksu -18	54 200	19 810
Tehomaksu -19	81 390	29 750
Energiamaksu	135 820	25 810
Jäännösarvo	0	0
Maksut reaktoreiden kytkennän jälkeen:		
Tehomaksu -17	17 420	730
Tehomaksu -18	34 840	1 460
Tehomaksu -19	52 310	2 190
Energiamaksu jälkeen	51 770	370

Taulukko 13: 110 kV:n 10MVar:n reaktorin elinkaarikustannukset sähköautoskenarioissa

	Reaktori kaupunki 1	Reaktori kaupunki 2	Reaktori maaseutu
Hankintahinta (sis. asenn., suoj., autom. ym.) (€)	390000	390000	390000
Perustus (€)	67000	67000	67000
Pitoaika (v)	40	40	40
Häviökustannus (€/kWh)	0.04	0.04	0.04
Keskimääräinen pätöteho (kW/h)	49.5	49.5	49.5
Huipunkäyttöaika (h)	2153	2153	5493
Kokonaiskustannusten nettonykyarvo € (korko 6%)	521 140	521 140	620 650
Kokonaiskustannusten nettonykyarvo € (korko 8%)	507 830	507 830	586 690
Kokonaiskustannusten nettonykyarvo € (korko 10%)	498 690	498 690	563 360

Taulukko 14: Laskelma sähköautoskenarion loistehomaksuista

	Reaktori kaupunki 1 & 2	Reaktori maaseutu
Tehomaksu -17	32 920	13 680
Tehomaksu -18	65 830	27 360
Tehomaksu -19	98 850	41 080
Energiamaksu	142 960	47 840
Jäännösarvo	0	0
Maksut reaktoreiden kytkennän jälkeen:		
Tehomaksu -17	22 870	0
Tehomaksu -18	45 740	0
Tehomaksu -19	68 680	0
Energiamaksu jälkeen	59 790	0

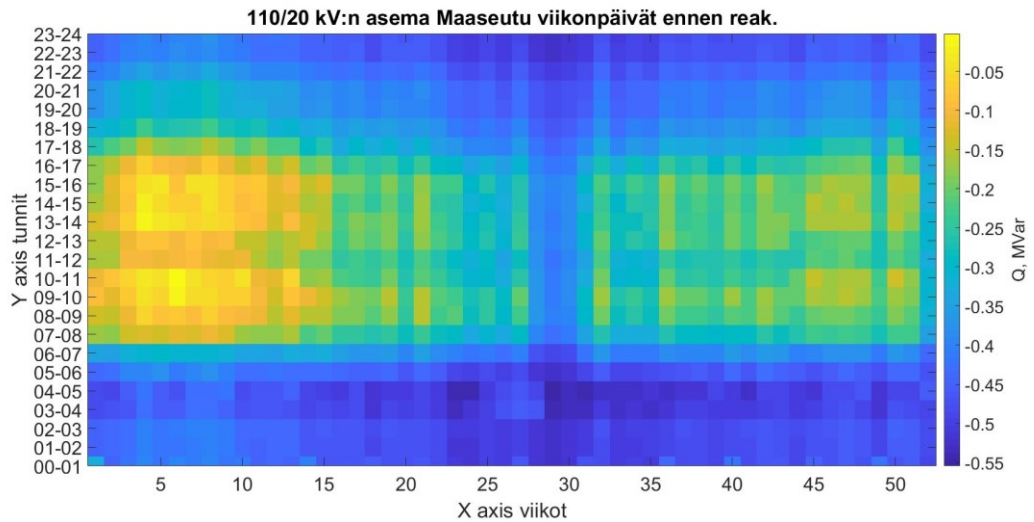
Taulukko 15: 110 kV:n 10 MVar:n ja 20 kV:n 3 MVar:n reaktorin elinkaarikustannukset hajautetussa reaktoriskenaariossa, yöaikainen käyttö

	Reaktorit liittymispiste 1 & 2	Reaktorit kaupunki muut 110 kV	Reaktori maaseutu	Reaktori KJ
Hankintahinta (sis. asenn., suoj., autom. ym.) (€)	720 000	1 950 000	390 000	102 000
Perustus (€)	134 000	335 000	67 000	34 000
Pitoaika (v)	40	40	40	40
Häviökustannus (€/kWh)	0.04	0.04	0.04	0.04
Keskimääräinen pätöteho (kW/h)	99	247.5	49.5	20
Huipunkäyttöaika (h)	2114	2920	68	2920
Kokonaiskustannusten nettonykyarvo € (korko 6%)	1 039 960	2 719 960	459 030	171 150
Kokonaiskustannusten nettonykyarvo € (korko 8%)	1 013 820	2 629 720	458 610	163 860
Kokonaiskustannusten nettonykyarvo € (korko 10%)	995 860	2 567 690	458 320	158 840

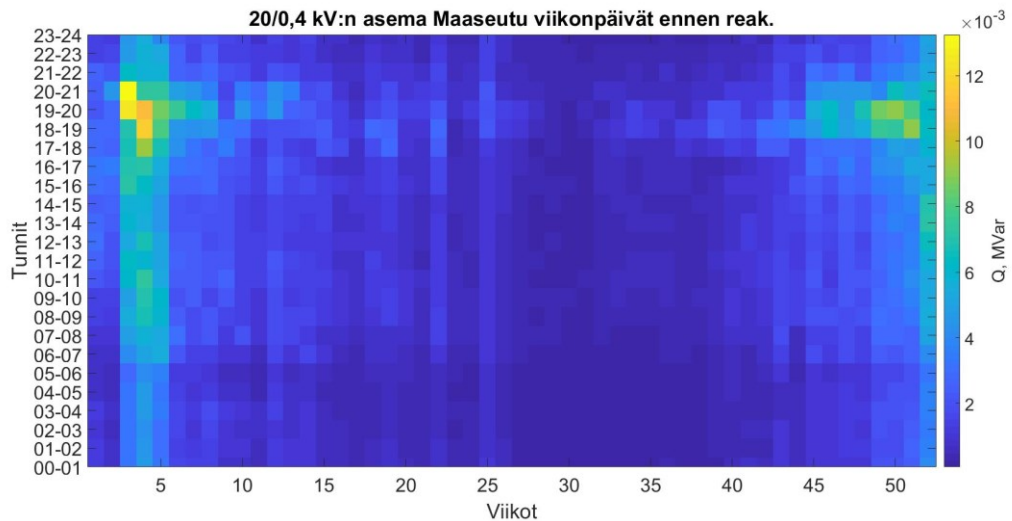
Taulukko 16: Laskelma reaktoriskenaarion loistehomaksuista

	Reaktori kaupunki 1 & 2	Reaktori maaseutu	Reaktori KJ
Tehomaksu -17	39 460	420	12 570
Tehomaksu -18	78 920	830	25 150
Tehomaksu -19	118 450	1 250	37 760
Energiamaksu	121 160	40	42 680
Jäännösarvo	0	0	0
Maksut reaktoreiden kytkennän jälkeen:			
Tehomaksu -17	26 880	0	420
Tehomaksu -18	53 770	0	830
Tehomaksu -19	80 730	0	1 250
Energiamaksu jälkeen	53 980	0	40

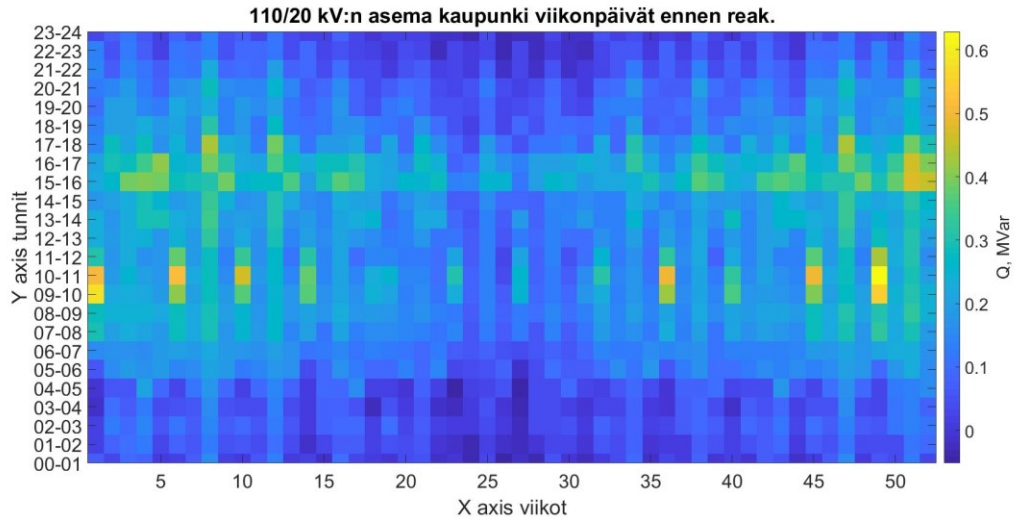
LIITE B: SÄÄSTÖ-, SÄHKÖAUTO- JA HAJAUTETUN REAKTORISKENAARION KESKI- JA PIENJÄNNITEVERKKOJEN LOISTEHOTASEET



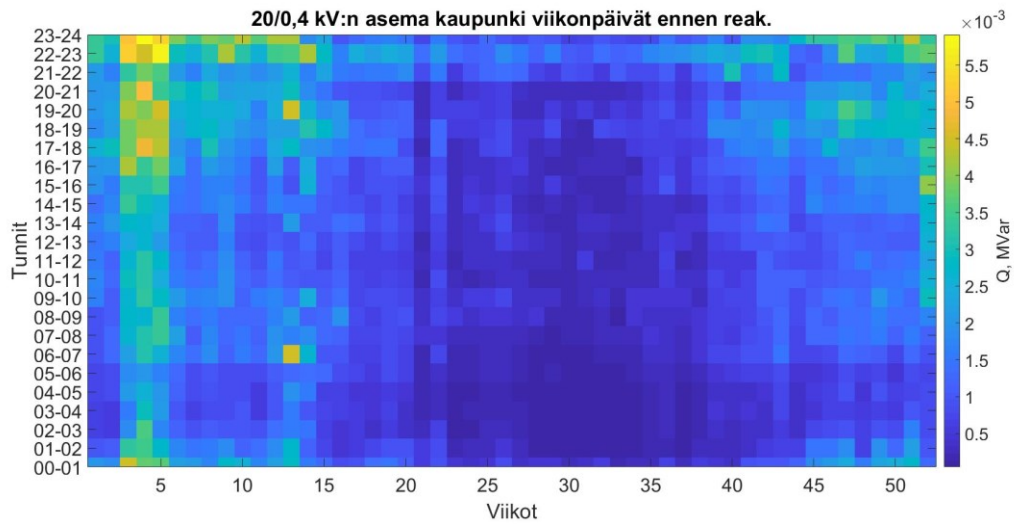
Kuva 1: 110/20 kV:n sähköaseman viikonpäivien loistehotaseet viikkokeskiarvoina kullekin tunnille, maaseutu, säästöskenaario



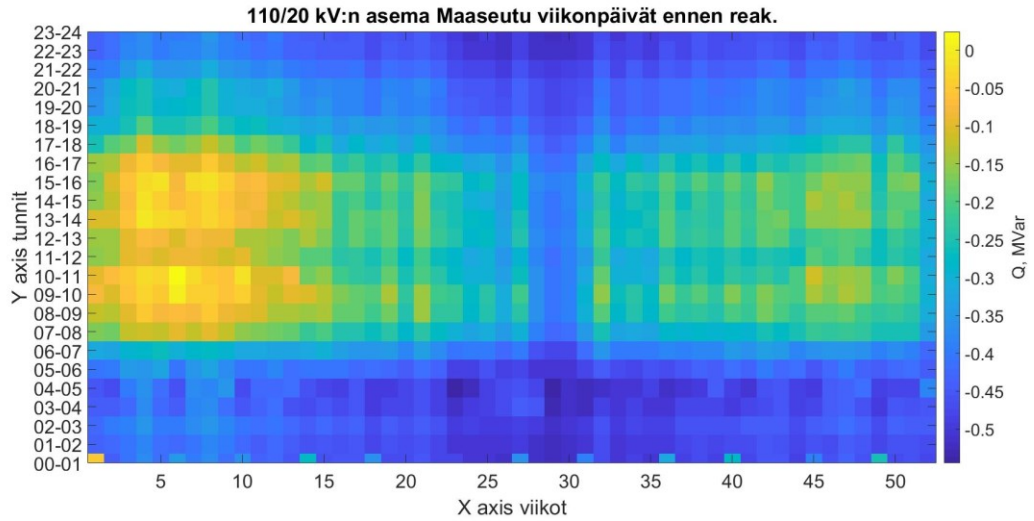
Kuva 2: 20/0,4 kV:n muuntajan viikonpäivien loistehotaseet viikkokeskiarvoina kullekin tunnille, maaseutu, säästöskenaario



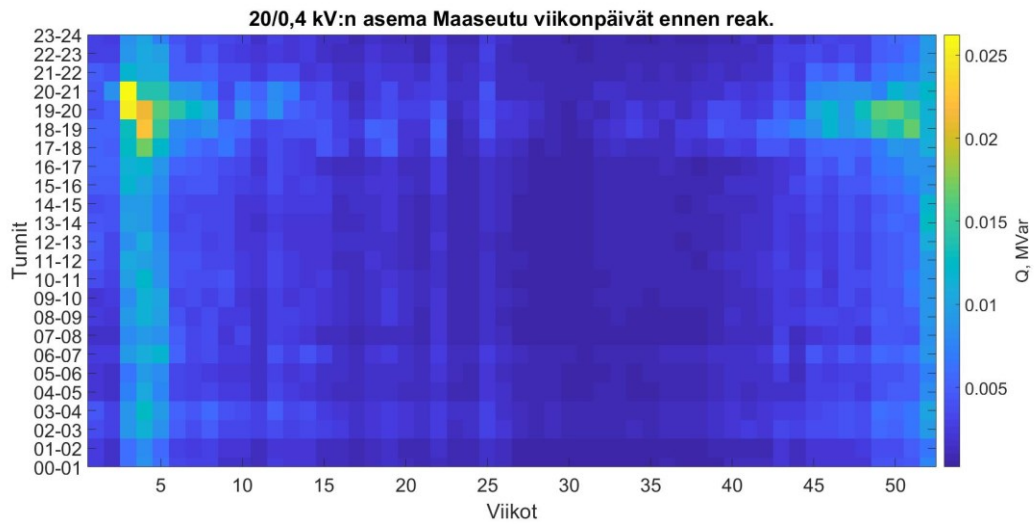
Kuva 3: 110/20 kV:n sähköaseman viikonpäivien loistehotaseet viikkokeskiarvoina kullekin tunnille, kaupunki, säästöskenaario



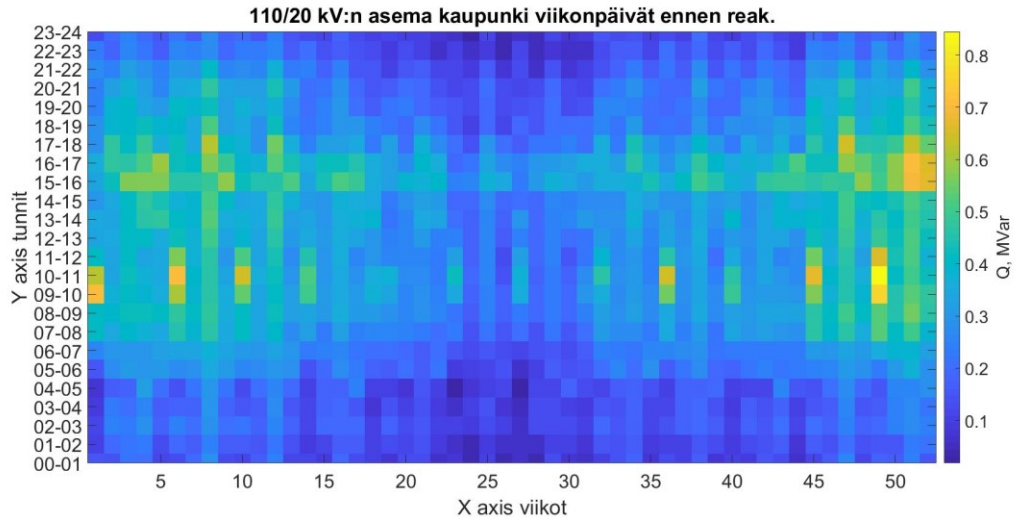
Kuva 4: 20/0,4 kV:n muuntajan viikonpäivien loistehotaseet viikkokeskiarvoina kullekin tunnille, kaupunki, säästöskenaario



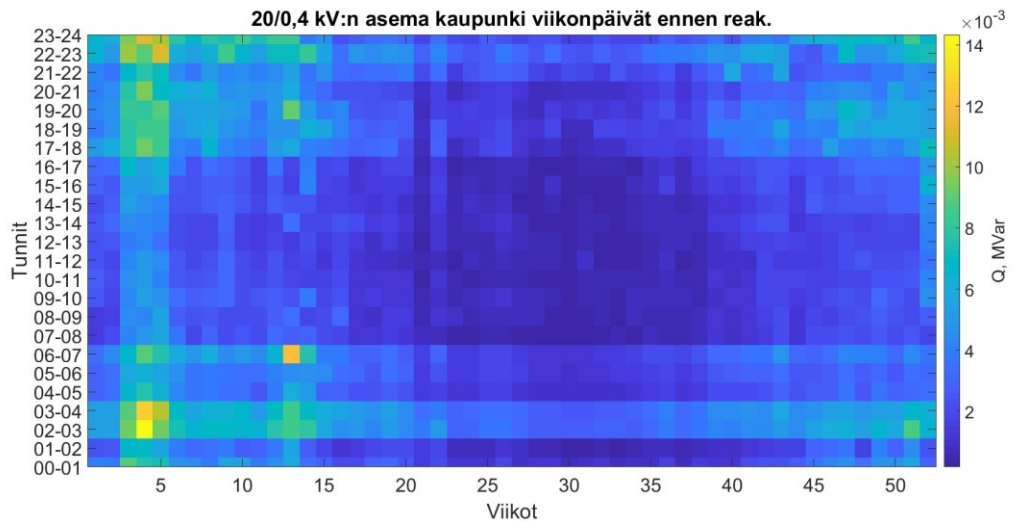
Kuva 5: 110/20 kV:n sähköaseman viikonpäivien loistehotaseet viikkokeskiarvoina kullekin tunnille, maaseutu, sähköautoskenario



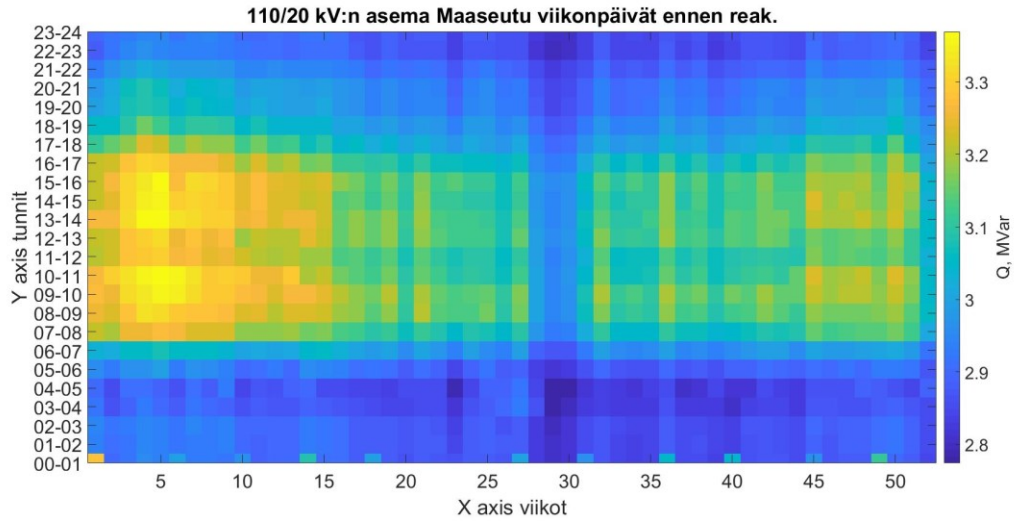
Kuva 6: 20/0,4 kV:n muuntajan viikonpäivien loistehotaseet viikkokeskiarvoina kullekin tunnille, maaseutu, sähköautoskenario



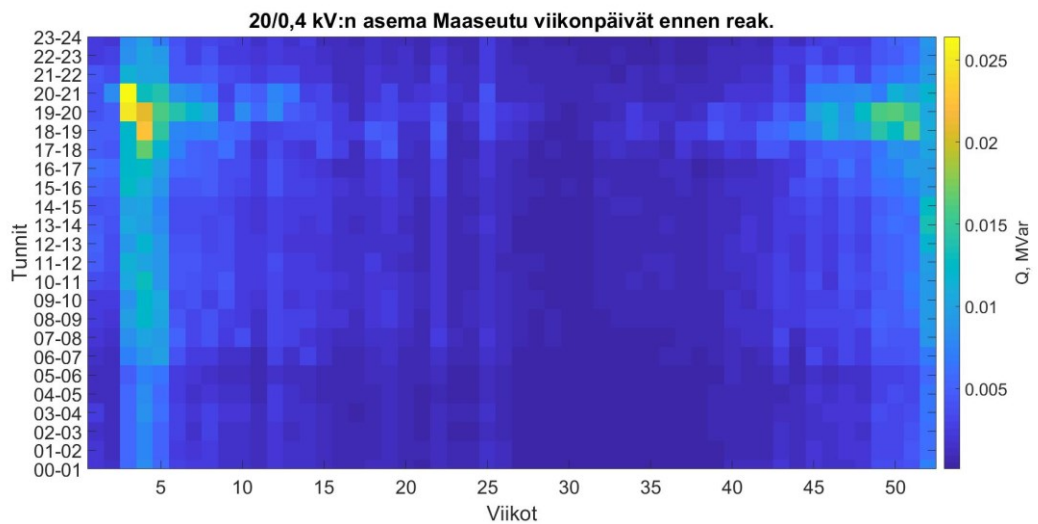
Kuva 7: 110/20 kV:n sähköaseman viikonpäivien loistehotaseet viikkokeskiarvoina kullekin tunnille, kaupunki, sähköautoskenaario



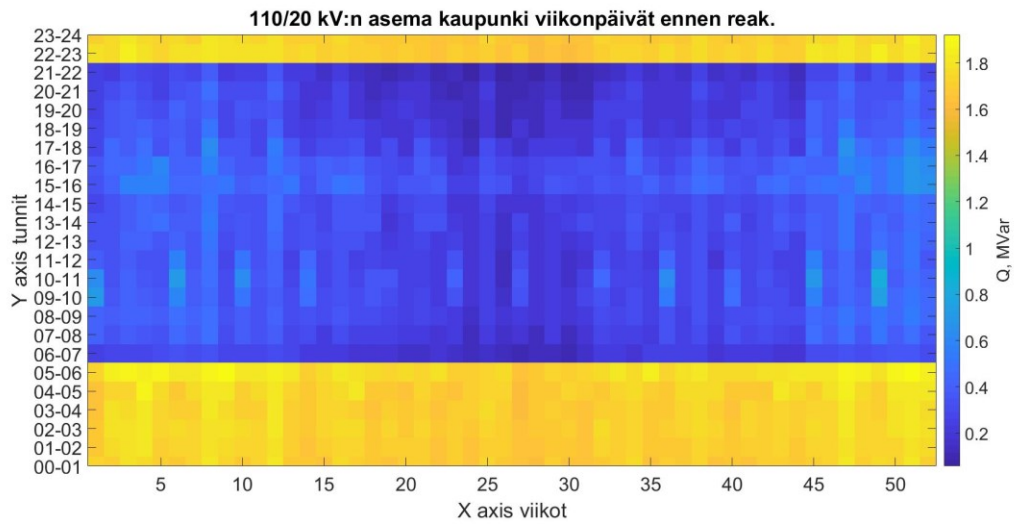
Kuva 8: 20/0,4 kV:n muuntajan viikonpäivien loistehotaseet viikkokeskiarvoina kullekin tunnille, kaupunki, sähköautoskenaario



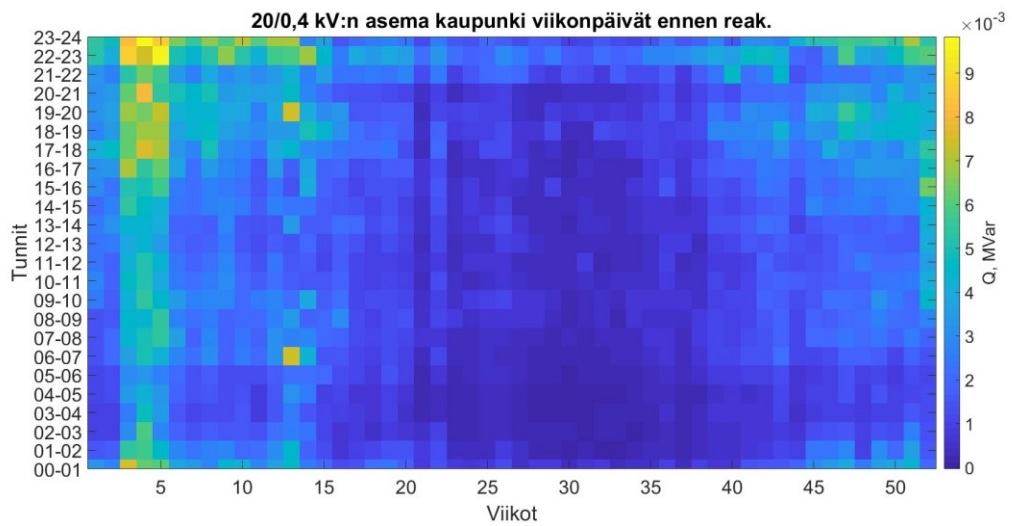
Kuva 9: 110/20 kV:n sähköaseman viikonpäivien loistehotaseet viikkokeskiarvoina kullekin tunnille, maaseutu, hajautettu reaktoriskenaario



Kuva 10: 20/0,4 kV:n muuntajan viikonpäivien loistehotaseet viikkokeskiarvoina kullekin tunnille, maaseutu, hajautettu reaktoriskenaario



Kuva 11: 110/20 kV:n sähköaseman viikonpäivien loistehotaseet viikkokeskiarvoina kullekin tunnille, kaupunki, hajautettu reaktoriskenaario



Kuva 12: 20/0,4 kV:n muuntajan viikonpäivien loistehotaseet viikkokeskiarvoina kullekin tunnille, kaupunki, hajautettu reaktoriskenaario