

Juho Tuominiemi

**KYMIJOEN INKEROISTEN VESIVOIMA-
LAITOKSEN SÄHKÖJÄRJESTELMÄN
LAINSÄÄDÄNNÖLLISTEN VAATIMUS-
TEN SELVITYS JA TEKNISTALOUELLI-
NEN TARKASTELU**

Diplomityö
Informaatioteknologian ja viestinnän tiedekunta
Pertti Järventausta
Sami Repo
Kesäkuu 2021

TIIVISTELMÄ

Juho Tuominiemi: Kymijoen Inkeröiden vesivoimalaitoksen sähköjärjestelmän lainsäädännöllisten vaatimusten selvitys ja teknistaloudellinen tarkastelu
Diplomityö
Tampereen yliopisto
Sähkötekniikan DI-tutkinto-ohjelma
Kesäkuu 2021

Vesivoima on yksi vanhimmista uusiutuvan energian sähköntuotantomuodoista, jonka etuna tulevaan säästä riippuvaan joustavaan sähköjärjestelmään on sen säädeltävyys. Suomessa suurin osa vesivoimaan liittyvistä investoinneista kohdistuvat uusien vesivoimalaitosten rakentamiseen sijaan vanhojen voimalaitosten peruskorjauksiin ja kehittämiseen.

Kouvolassa sijaitsevan Kemijoen omistaman Inkeröiden vesivoimalaitoksen sähköjärjestelmä on tulossa käyttökänsä päähän ja sille suunnitellaan uusintaa. Voimalaitos on yhdistetty viereiseen paikallisen teollisuustoimijan tehtaaseen, johon suurin osa voimalaitoksen tuottamasta sähköstä siirretään. Voimalaitos on yhdistetty myös viereisen Kemijoen omistaman Anjalankosken vesivoimalaitoksen kautta kantaverkkoon. Inkeröiden sähköjärjestelmän uusinnassa pääsyöttyyhteyden sähkönsiirtoreitti on toteutettava joko tehtaaseen tai kantaverkkoon.

Sähköjärjestelmää uusittaessa on huomioitava vanhan sähköjärjestelmän pitoaikana päivittyneet lainsäädännölliset ja tekniset vaatimukset voimalaitoksen toiminnalle. Tässä diplomityössä selvitetään mitkä vaatimukset asettavat reunaehdot Inkeröiden sähköjärjestelmän uusinnalle ja miten reunaehdot rajoittavat uusinnan toteutusta. Lisäksi työssä tarkastellaan teknistaloudellisesti eri vaihtoehtojen toteutusta pyrkien löytämään niistä kannattavin.

Inkeröiden voimalaitoksen sähköjärjestelmän uusinnalle reunaehdot antaa sähkömarkkinalaki, jonka kantaa selvitetään Energiavirastolta. Sähköjärjestelmän uusinnalle voidaan määritellä kaksi toteutustapaa. Ensimmäisenä toteutustapana voimalaitos voidaan liittää tehtaaseen erillisellä linjalla suoraa sähköntoimitusta varten. Sähkömarkkinalakiin on kuitenkin tulossa lisäyksiä erilliseen linjaan koskevaan sääntelyyn hallituksen esityksellä, jossa erillisen linjan kautta tapahtuva sähkönjakelu on sallittua vain enintään 2 MVA tehoisella sähköntuotannolla. Inkeröiden voimalaitoksen teho on lähes 20 MVA, joten hallituksen esityksen perusteella erillisen linjan käyttö Inkeröiden voimalaitoksen tuotannon siirtämiseen muuttuu luvanvaraiseksi sähköverkkotoiminnaksi. Nykyisessä sähkömarkkinadirektiivissä enimmäistehorajaa ei ole ja on mahdollista, että enimmäistehoraja poistuu hallituksen esityksen edetessä.

Vaihtoehdon teknistaloudellinen tarkastelu ja tulevaisuuden toiminta vaatii yhteistyötä Kemijoen ja teollisuustoimijan välillä. Etuja ovat säästöt kantaverkkopalvelumaksuissa ja teollisuuden tukeminen apusähköllä. Huonona puolena on sähkön tuotannon riippuvuus tehtaan kulutuksesta.

Toisena toteutustapana Inkeröiden voimalaitos voidaan liittää Anjalankosken voimalaitoksen kautta kantaverkkoon, jolloin voimalaitoksen ja tehtaan välinen yhteys voidaan jättää varasyöttyyhteydeksi. Toteutustavassa voimalaitos toimii sähkömarkkinoilla ja tuotanto ei ole riippuvainen tehtaan toiminnasta. Investointi on hankintakustannuksiltaan Kemijoelle kalliimpi, koska Anjalankosken kytkinkenttää on laajennettava. Investoinnin suunnittelussa on varauduttava myös Inkeröiden voimalaitoksen mahdolliseen tehonnostoon.

Tulosten perusteella tässä vaiheessa ei voida määrittää yhtä kannattavinta toteutustapaa. Päätöksenteon perustuessa tarkempaan selvitykseen Kemijoen on odotettava sähkömarkkinalain muuttumista ja selvittää muutoksen vaikutukset erillisen linjan käytön kannattavuustekijöihin. Tulokset antavat Kemijoelle hyvät lähtökohdat uusintainvestoinnin toteutustavan päätöksen tueksi ja alustavan suunnitelman vaihtoehtojen suunnittelun jatkamiseen.

Avainsanat: vesivoima, sähköjärjestelmä, sähkömarkkinalaki

Tämän julkaisun alkuperäisyys on tarkastettu Turnitin OriginalityCheck –ohjelmalla.

ABSTRACT

Juho Tuominiemi: The assessment of legislative requirements and techno-economic analysis for the electric system of the hydropower plant on the river Kymijoki in Inkeroinen
Master's Thesis
Tampere University
Master's Degree Programme in Electrical Engineering
June 2021

Hydropower is one of the oldest production forms of renewable electricity, which has the advantage of being controllable for a future weather dependent flexible electricity system. In Finland, most of the investments related to hydropower are directed to the renovations and development of old hydropower plants instead of building new power plants.

The electric system of the hydropower plant of Inkeroinen owned by Kemijoki in Kouvola, is coming to the end of its service life and it is planned to be renewed. The power plant has been connected to an adjacent factory owned by local industrial operator, to which most of the electricity generated by power plant is transferred. The power plant has also been connected to the grid through the adjacent hydropower plant of Anjalankoski owned by Kemijoki. In the renewal of the electric system of Inkeroinen, the main supply connection of the electricity transmission must be implemented either to the factory or to the grid.

When renewing the electric system, the updated legislative and technical requirements for the operation of the power plant during the lifetime of the old electricity system must be taken into account. This master's thesis investigates which requirements set the boundary conditions for the renewal of the electric system of Inkeroinen and how the boundary conditions limit the implementation of the renewal. In addition, the thesis analyzes the implementation of different alternatives techno-economically trying to find the most profitable ones.

The boundary conditions for the renewal of the electric system of the power plant of Inkeroinen are given by the Electricity Market Act of Finland, which opinion is clarified from Energy Authority. Two implementations can be defined for the renewal of the electric system. As a first implementation, the power plant can be connected to the factory with a separate line for a direct electricity supply. Additions to the regulation on a separate line are coming to the Electricity Market Act with the law proposal, where the distribution of electricity via the separate line is allowed only with a maximum of 2 MVA of electricity generation. The capacity of the power plant of Inkeroinen is almost 20 MVA, so based on the law proposal, the use of the separate line for the distribution of the production of the power plant will become a licensed electricity network operation. There is no maximum power limit in the present Electricity Market Directive, and it is possible that the maximum power limit will be removed when the law proposal proceeds in the parliament.

The techno-economic analysis and the operation of the future of this implementation require cooperation between Kemijoki and industrial operator. The advantages are the savings in the grid service charges and the support for industry with the auxiliary electricity. The disadvantage is a dependence of the production of the electricity on the consumption of the factory.

As a second implementation, the power plant of Inkeroinen can be connected to the grid through the power plant of Anjalankoski, in which case the connection between the power plant and the factory can be left as a backup supply connection. In this implementation, the power plant operates in the electricity market and the production is not dependent on the operation of the factory. The acquisition costs of the implementation make the investment more expensive for Kemijoki because the switchyard of Anjalankoski must be extended. The planning of the investment must also prepare for the possible power increase of the power plant of Inkeroinen.

Based on the results, it is not possible to determine the one most profitable implementation at this stage. When the decision-making is based on a more detailed study, Kemijoki must wait for the change of the Electricity Market Act and investigate the effects of the change on the profitability factors for the use of the separate line. The results provide a good starting point for Kemijoki to support the decision on how to implement the renewal investment and preliminary plan for continuing of the planning of the alternatives.

Keywords: hydropower, electric system, Electricity Market Act

The originality of this thesis has been checked using the Turnitin OriginalityCheck service.

ALKUSANAT

Tämä diplomityö tehtiin Kemijoki Oy:ssä Rovaniemellä. Diplomityön ohjauksessa olivat mukana Kemijoelta sähkötekniikan asiantuntija Jarkko Virtanen ja käytettävyyden johtaja Heikki Kusmin sekä Tampereen yliopistolta professori Pertti Järventausta.

Haluan kiittää Jarkkoa työn aktiivisesta ohjauksesta sekä asiantuntevista opeista ja tuesta työn aikana. Lisäksi haluan kiittää Heikkiä mielenkiintoisen diplomityöaiheen tarjoamisesta ja arvokkaista kommentteista työhön. Kiitokset Pertille työn ohjauksesta, rakentavasta palautteesta ja kehitysehdotuksista. Kiitokset myös muille työssä haastatetuille. Haluan kiittää perhettäni ja ystäviäni kaikesta tuesta opiskeluni aikana.

Rovaniemellä, 18.6.2021

Juho Tuominiemi

SISÄLLYSLUETTELO

1. JOHDANTO	1
1.1 Tutkimuskysymykset	2
1.2 Tutkimusmenetelmät	2
2. VESIVOIMAN LIIKETOIMINTA JA VESIVOIMALAITOKSET	4
2.1 Sähköntuotanto	4
2.2 Suomen lainsäädäntö	6
2.3 Vastuullisuus	6
2.4 Kemijoki Oy	7
2.5 Vesivoimalaitokset	8
2.5.1 Toiminta ja rakenne	8
2.5.2 Turbiinit	10
2.5.3 Apujärjestelmät	12
3. VESIVOIMALAITOKSEN SÄHKÖJÄRJESTELMÄ	13
3.1 Generaattori	13
3.1.1 Rakenne	13
3.1.2 Magnetointi	14
3.1.3 Käyttäytyminen vikatilanteissa	16
3.2 Tehonsiirtojärjestelmä	18
3.2.1 Tehomuuntaja	19
3.2.2 Kiskosto ja kaapelit	20
3.2.3 Kytkinlaitteet	21
3.3 Relesuojaus	22
3.4 Omakäyttöjärjestelmä	22
3.5 Tähtipisteen maadoitus	23
4. SÄHKÖJÄRJESTELMÄN UUSINNAN SUUNNITTELU	25
4.1 Voimalaitoksen liittäminen sähköverkkoon	25
4.2 Tehonsiirtojärjestelmän mitoitus	28
4.2.1 Komponenttien mallinnus	28
4.2.2 Oikosulku- ja kuormitusvirta	29
4.2.3 Muuntajan mitoitus	32
4.2.4 Jännitekestoisuus	32
4.3 Kustannuslaskenta	33
4.4 Yleisiä huomioita sähköjärjestelmän uusinnasta	35
5. INKEROISTEN VESIVOIMALAITOS	36
5.1 Sähköjärjestelmän nykyinen ratkaisu	37
5.2 Laitteistojen lähtötiedot	38
5.3 Oikosulkuvirrat ja kuormitus	40
5.3.1 Inkeröiden kojeiston oikosulkukestoisuuden ylittyminen	40
5.3.2 Kaapelijärjestelmän teknistä tarkastelua	41

6.SÄHKÖJÄRJESTELMÄN UUSINNAN VAATIMUSTEN SELVITYS JA TOTEUTUKSEN ARVIOINTI	43
6.1 Sähköjärjestelmän uusinnan toteutustavat	43
6.1.1 Sähkönsyöttö teollisuuslaitoksen sähköjärjestelmään	44
6.1.2 Sähkönsyöttö Tehtaanmäen sähköasemaan	44
6.2 Sähkömarkkinalain asettamat reunaehdot	45
6.2.1 Tehonsiirtojärjestelmän pääsyöttöyhteys	45
6.2.2 Suljettu jakeluverkko	47
6.2.3 Erilliset linjat	48
6.2.4 Tehonsiirto- ja omakäyttöjärjestelmän varasyöttöyhteys	50
6.3 Tekniset vaatimukset	52
6.4 Tulevaisuudessa huomioitavaa	53
6.5 Sähköjärjestelmän uusinnan toteutuksen arviointi	54
7.TEKNISTALOUELLINEN TARKASTELU	59
7.1 Päämuuntaja	59
7.1.1 Yhden ja kahden rinnakkaisen päämuuntajan tarkastelu	60
7.1.2 Päämuuntajan mitoitus	63
7.2 Varasyöttöyhteys	66
7.3 Keskijännitekojeistot	66
7.4 Lähtötiedot tehonnoston kannattavuuslaskentaan	69
7.5 Voimalaitoksen järjestelmäteknisissä vaatimuksissa huomioitavaa	73
7.6 Voimalaitoksen liittäminen teollisuuslaitokseen	73
7.6.1 Mitoitukset	74
7.6.2 Kantaverkkopalvelumaksut	75
7.7 Tarkastelun johtopäätökset ja materiaalihankinta	77
8.YHTEENVETO	80
LÄHTEET	84
LIITE A: KYTKENTÄTILANTEEN 1 OIKOSULKULASKELMAT	89
LIITE B: KYTKENTÄTILANTEEN 2 OIKOSULKULASKELMAT	92
LIITE C: KYTKENTÄTILANTEEN 3 OIKOSULKULASKELMAT	95
LIITE D: KYTKENTÄTILANTEEN 4 OIKOSULKULASKELMAT	98
LIITE E: KYTKENTÄTILANTEEN 5 OIKOSULKULASKELMAT	101
LIITE F: INKEROISTEN KOJEISTOON VAIKUTTAVAT OIKOSULKUVIRRAT	104
LIITE G: ANJALANKOSKEN PUOLELLE TULEVAAN KOJEISTOON VAIKUTTAVAT OIKOSULKUVIRRAT	107

KUVALUETTELO

Kuva 1.	Sähköntuotanto energialähteittäin Suomessa 2020 ja maailmalla 2018, muokattu lähteistä [5] ja [2].....	5
Kuva 2.	Kemijoen, Lieksanjoen ja Kymijoen vesistöalueiden voimalaitokset Suomessa ja Kemijoki Oy:n säännöstelemät säännöstely- ja tekojärvet [15].	7
Kuva 3.	Vesivoimalaitoksen rakennekuva, muokattu lähteestä [21].....	9
Kuva 4.	Periaatekuva vesiturbiinin ja generaattorin rakenteesta. Kuvassa generaattorin pyörimissuunta on esitetty vihreällä nuolella ja veden kulkusuunta sinisellä nuolella, muokattu lähteestä [25].	10
Kuva 5.	Vasemmalla Pelton, keskellä Francis ja oikealla Kaplan turbiini, muokattu lähteestä [26].	11
Kuva 6.	Vasemmalla umpinapaisen ja oikealla avonapaisen roottorin periaatekuva. Kuvassa umpinapaisessa koneessa on kaksi napaa ja avonapaisessa koneessa neljä napaa, muokattu lähteestä [30].	14
Kuva 7.	Symmetrisen kolmivaiheisen oikosulkuvirran muoto alku-, muutos- ja jatkuvan tilan ajanhetkinä. Kuvassa esitetyt virrat vasemmalta oikealle ovat oikosulkuvirran huipusta huippuun -arvo alussa, sysäysoikosulkuvirta, tasavirta alussa ja huipusta huippuun -arvo jatkuvassa tilassa, muokattu lähteestä [33].	17
Kuva 8.	Kuormitetun muuntajan yksivaiheinen sijaiskytkentä, muokattu lähteestä [35].	19
Kuva 9.	Prosessikuvaus kantaverkkoon liittymisestä ja voimalaitoksen järjestelmätekniisten vaatimusten todentamisesta [42].	27
Kuva 10.	Inkeröisten ja Anjalankosken voimalaitosten pelkistetty pääkaavio. Kuvassa poikkiviiva johtimella tarkoittaa erotinta ja rasti katkaisijaa.	37
Kuva 11.	Yksijohdinkaapelijärjestelmän asennuskuvio.....	39
Kuva 12.	Periaatekuva kiinteistörajan ylittävstä energiayhteisöstä [62].	49
Kuva 13.	Inkeröisten voimalaitoksen sähköjärjestelmän uusinnassa voimalaitoksen liittämistapaan joko viereiseen kartonkitehtaan sähköjärjestelmään tai Tehtaanmäen sähköasemaan liittyviä hyötyjä, haittoja tai riskejä.	57
Kuva 14.	Inkeröisten ja Anjalankosken voimalaitoksen pelkistetty pääkaavio Inkeröisten sähköjärjestelmän uusinnassa, jossa Inkeröisten sähkönsiirron pääyhteys on Anjalankosken liittymisjohdon kautta Tehtaanmäen sähköasemaan. Kuvassa poikkiviiva johtimella tarkoittaa erotinta, rasti katkaisijaa ja katkoviiva varasyöttöyhteyttä.	78

LYHENTEET JA MERKINNÄT

aFRR	Automatic Frequency Restoration Reserve, Automaattinen taajuudenpalautusreservi
AVI	Aluehallintovirasto
AVR	Automatic Voltage Regulator, Automaattinen jännitteensäätäjä
ELY	Elinkeino-, liikenne- ja ympäristökeskus
EU	Euroopan unioni
FCR	Frequency Containment Reserve, Taajuusohjattu reservi
IEC	International Electrotechnical Commission
mFRR	Manual Frequency Restoration Reserve, Säätösähkömarkkinat
NPV	Net Present Value, Nettonykyarvo
PV	Present Value, Nykyarvo
ROI	Return on investment, Pääoman tuottoaste
SF ₆	Rikkiheksafluoridi
VJV	Voimalaitosten järjestelmätekniset vaatimukset
YLE	Yleiset liittymisehdot
<i>c</i>	Jännitekerroin
E_{pot}	Potentiaalienergia
<i>f</i>	Taajuus
<i>g</i>	Putoamiskiihtyvyyys
<i>H</i>	Perushankintakustannus
<i>h</i>	Korkeus
<i>I</i>	Virta
<i>i</i>	Laskentakorkokanta
I_0	Muuntajan tyhjäkäyntivirta
I_k	Jatkuvan tilan oikosulkuvirta
I_k'	Muutosoikosulkuvirta
I_k''	Alkuoikosulkuvirta
i_p	Sysäysoikosulkuvirta
I_{th}	Terminen ekvivalenttinen oikosulkuvirta
<i>JA</i>	Jäännösarvo
<i>m</i>	Massa
m_{th}	Oikosulkuvirran vaimenevan tasavirtakomponentin kerroin
<i>n</i>	Pitoaika vuosina
<i>NA</i>	Nykyarvo
<i>NNA</i>	Nettonykyarvo
n_s	Tahtinopeus
n_{th}	Oikosulkuvirran vaimenevan vaihtovirtakomponentin kerroin
<i>p</i>	napapariluku
P_0	Muuntajan tyhjäkäyntihäviö
P_k	Muuntajan kuormitushäviö
P_{kn}	Muuntajan nimelliskuormitushäviö
<i>q</i>	Virtaama
<i>R</i>	Resistanssi
R_{Fe}	Muuntajan rautasydämen resistanssi
R_{Gf}	Generaattorin fiktiivinen resistanssi
<i>S</i>	Teho
S_n	Nimellisteho
<i>t</i>	Aika
T_d'	Pitkittäinen muutosaikavakio
T_d''	Pitkittäinen alkuaikavakio
T_q'	Poikittäinen muutosaikavakio

T_q''	Poikittainen alkuaikavakio
U_m	Laitteen tai kojeiston suurin käyttöjännite
U_n	Nimellisjännite
V	Tulevaisuudessa tapahtuva maksu
X	Reaktanssi
X_0	Nollareaktanssi
X_2	Vastareaktanssi
X_a	Ankkurireaktanssi
X_d	Pitkittäinen tahtireaktanssi
X_d'	Pitkittäinen muutosreaktanssi
X_d''	Pitkittäinen alkureaktanssi
X_{dw}	Vaimennuskäämien reaktanssi
X_f	Generaattorin magnetointireaktanssi
X_l	Vuotoreaktanssi
X_m	Muuntajan magnetointireaktanssi
X_q	Poikittainen tahtireaktanssi
X_q'	Poikittainen muutosreaktanssi
X_q''	Poikittainen alkureaktanssi
Z_k	Oikosulkuimpedanssi
z_k	Suhteellinen oikosulkuimpedanssi
η	Hyötysuhde
κ	Sysäyskerroin
ρ	Tiheys

1. JOHDANTO

Ilmastonmuutos ohjaa sähkön tuotantomuotoja kohti uusiutuvaa energiantuotantoa. Sähköjärjestelmän täytyy kehittyä uusiutuvan säästä riippuvan sähköntuotannon, kuten aurinko ja tuulivoiman, sekä tasaisesti ajettavan ydinvoiman lisääntyessä. Vesivoima on vanhimpia uusiutuvan sähkön tuotannon muotoja, mutta sen lisääntymistä rajoittaa vesivoimalaitoksille sopivien vesistöjen määrä ja ympäristötekijät. Vesivoiman tärkeimpiä ominaisuuksia kehittyvän sähköjärjestelmän kannalta on veden säädeltävyys. Vesi toimii energiavarastona, kun säästä riippuvasta tuotannosta saadaan sähköä, ja vesivoimasta saadaan sähköä, kun muu sähkön tuotanto painuu alle kulutuksen. Suomessa tuotetusta vuorokautisesta säätösähköstä merkittävin osa on vesivoimaa.

Suurin osa Suomen vesivoimalaitoksista on rakennettu 1900-luvulla. 2000-luvulla vanhoille voimalaitoksille on tehty lähinnä peruskorjauksia ja tehonnostoja. Vesivoimalan liittäminen sähköverkkoon edellyttää voimalan sähköjärjestelmältä nykyisen lainsäädännön ja vaatimusten mukaisuutta. Vanhojen sähköjärjestelmien uusimisessa on huomiotava pitoajan aikana päivittyneet vaatimukset esimerkiksi sähköverkkoon liittymiseen tai voimalan käyttöön liittyen.

Kemijoki Oy on merkittävä vesivoiman tuottaja Suomessa. Tässä työssä selvitetään Kemijoen omistaman Inkeröisten vesivoimalaitoksen sähköjärjestelmiin liittyviä lainsäädännön ja vaatimusten asettamia reunaehtoja, jotka on huomiotava sähköjärjestelmää uusittaessa. Reunaehdot ohjaavat sähkönsiirtoreittien toteutustapaa kahden vaihtoehdon välillä ja voimalaitoksen toimintaa tulevaisuudessa. Lisäksi työssä tarkastellaan teknistaloudellisesti sähkönsiirtoreittien toteutusta alustuen investointihankkeen suunnittelua.

Työn alussa tarkastellaan vesivoiman liiketoimintaa ja vesivoimalaitoksia, joiden ohella esitellään työn toimeksiantajayritys Kemijoki Oy. Tämän jälkeen siirrytään tarkastelemaan vesivoimalaitoksen sähköjärjestelmän pääkomponentteja, rakennetta ja toimintaa. Neljännessä luvussa käsitellään voimalaitoksen sähköverkkoon liittämistä sekä sähköjärjestelmän uusinnan suunnittelussa käytettäviä mitoituksen ja kustannuslaskennan menetelmiä.

Viidennessä luvussa esitellään Inkeröisten voimalaitos ja tähän työhön tarvittavat voimalaitoksen lähtötiedot. Tämän jälkeen selvitetään sähköjärjestelmän uusinnan vaatimuk-

set Inkeröiden voimalaitoksen toimintaympäristössä ja niiden asettamat reunaehdot uusinnan toteutukselle. Lisäksi luvussa arvioidaan kahden vaihtoehdon toteutukseen ja toimintaan liittyviä hyötyjä ja haittoja sekä tulevaisuuden riskejä. Seitsemännessä luvussa tarkastellaan sähkönsiirtoreittien toteutusta vertaillen teknistaloudellisesti eri vaihtoehtoja. Työn lopuksi vastataan tutkimuskysymyksiin ja pohditaan jatkotoimia tulosten pohjalta.

1.1 Tutkimuskysymykset

Inkeröiden vesivoimalaitoksen sähköjärjestelmä on tulossa käyttöikänsä päähän ja sille suunnitellaan uusintaa. Voimalaitos on liitetty viereisen tehtaan kautta kantaverkkoon sähkönsiirtoa varten. On herännyt epäily, ettei sähköjärjestelmää voida uusia liittämällä voimalaitosta tehtaaseen, koska se ei ole nykypäivän vaatimusten mukaista. Tämän työn toimeksiannon taustalla on selvittää ongelma, voidaanko voimalaitoksen sähköjärjestelmä uusia pitämällä sähkönsyötön reitti teollisuuslaitoksen sähköjärjestelmään vai onko voimalaitos liitettävä sähköverkkoon käyttäen uutta sähkönsiirtoreittiä.

Työssä keskitytään Inkeröiden vesivoimalaitoksen yksilölliseen toimintaympäristöön, nykyiseen lainsäädäntöön ja voimassa oleviin voimalaitosten vaatimuksiin. Työn tutkimuskysymykset ovat:

1. Mitkä vaatimukset asettavat reunaehdot sähköjärjestelmän uusimiselle?
2. Miten reunaehdot rajoittavat tai poissulkevat uusinnan toteutusvaihtoehtoja?
3. Mikä reunaehdot täyttävä sähköjärjestelmän uusimisen toteutustavan variaatio on teknistaloudellisesti kannattavin ratkaisu uusinnan alustavaksi suunnitelmaksi?

Työn tuloksena saadaan sähköjärjestelmän uusinnan toteutustapojen vaatimusten asettamat lähtökohdat, toteutuksen arviot ja alustavat suunnitelmat yrityksen päätöksenteon tueksi. Työstä rajataan pois teollisuuslaitoksen laajan sähköjärjestelmän tekninen tarkastelu, kannattavuuslaskelma liittyen Inkeröiden voimalaitoksen mahdolliseen tehonostoon tulevaisuudessa, jolla voi olla vaikutus sähköjärjestelmän uusinnan suunnitteluun, ja hankittavien materiaalien tarjousten käsittely.

1.2 Tutkimusmenetelmät

Työn aluksi tehdään kirjallisuuskatsaus vesivoimalaitosten sähköjärjestelmiin ja niiden uusintaan liittyvään yleiseen teoriaan. Tämän jälkeen selvitetään lähtökohdat Inkeröiden vesivoimalaitoksen sähköjärjestelmän uusinnalle. Vesivoimalaitokseen ja sen toimintaympäristöön tutustutaan yhteistyössä voimalaitoksen omistajayrityksen Kemijoen ja

paikallisen kunnossapitäjän Stora Enson asiantuntijoiden kanssa ja kohdevoimalaitoksen vierailulla.

Teorian ja lähtökohtien perusteella määritellään sähköjärjestelmän uusinnan mahdollisia toteutustapoja voimalaitoksen pääpiirikaavion ja tehonsiirtoreittien osalta. Lainsäädännöllisesti uusintaan vaikuttaa sähkömarkkinalaki, jonka asettamia reunaehtoja selvitetään Energiavirastolta. Energiavirastolle lähetetään virallinen lausuntopyyntö sähkömarkkinalain kannasta uusintaan liittyen. Tutkimuksen aihe on ajankohtainen lainsäädännön muuttumisen kannalta ja tulevia muutoksia arvioidaan saatavilla olevan tiedon perusteella. Sähköjärjestelmän uusinnan vaihtoehtojen teknistä toteutusta, käyttötekniikkaa ja tulevaisuuden näkymiä arvioidaan Kemijoen ja Stora Enson asiantuntijoilta keskusteluista ja yhteistyöpalaverista saadun paikallistietämyksen tukemana.

Teknistaloudellisessa tarkastelussa lasketaan voimalaitoksen sähköverkon kuormitus- ja vikavirtoja, joilla mitoitetaan hankittavia laitteistoja, sekä arvioidaan ja vertaillaan vaihtoehtojen kustannuksia. Tarkastelun perusteella kootaan lähtötietoja Inkeröisten voimalaitoksen tehonnoston kannattavuuslaskentaan. Lopuksi vaihtoehtoille kootaan alustavat suunnitelmat, pohditaan työn tuloksia ja annetaan suosituksia Kemijoelle jatkoa ajatellen.

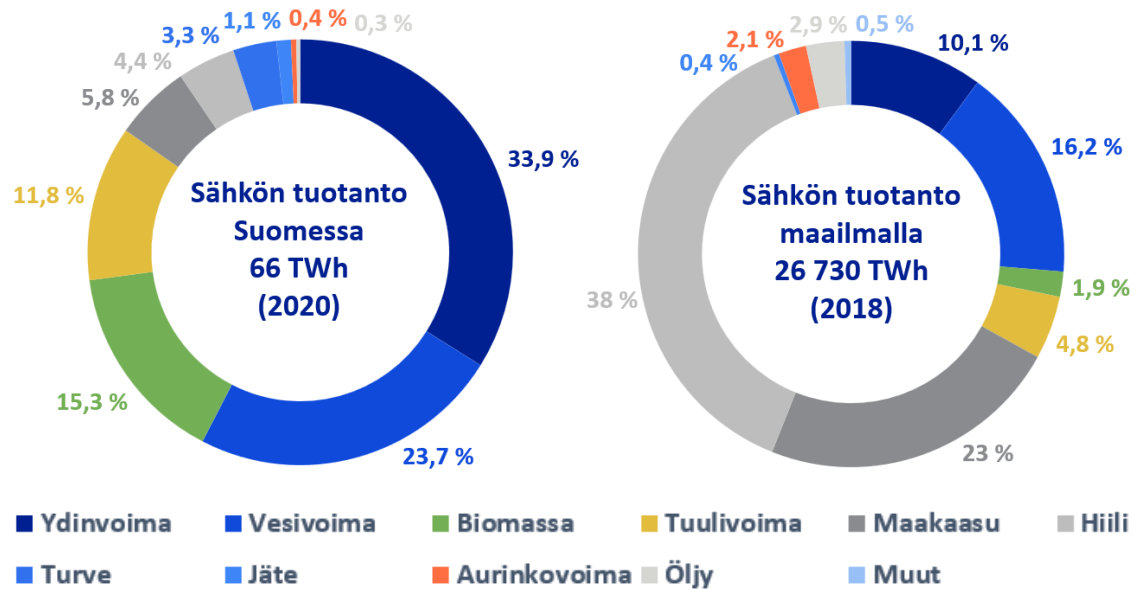
2. VESIVOIMAN LIIKETOIMINTA JA VESIVOIMALAITOKSET

Vesivoima on merkittävä sähköntuotantomuoto niin Suomessa kuin maailmalla. Vesivoimalla tuotettu sähkö on uusiutuvaa ja sitä voi hyödyntää reservinä säätämällä tuotantoa joustavasti vesivarastojen avulla. Vesivoimaloiden rakentamiseen ja vesistöjen käyttöön on säädetty Suomessa monia ympäristöön liittyviä lakeja. Tämän vuoksi vastuullisuus on merkittävä osa vesivoimayhtiöiden toimintaa. Kemijoki Oy kuuluu Suomen merkittävimpiin vesisähkön tuottajiin. Vesivoimalaitokset ovat toiminnaltaan, rakenteeltaan ja järjestelmiltään ympäristöönsä sopeutuvia kokonaisuuksia. Tässä luvussa käsitellään vesivoiman liiketoimintaa yleisellä tasolla, esitellään Kemijoki yritys ja tutustutaan vesivoimalaitosten pääpiirteisiin.

2.1 Sähköntuotanto

Vesivoima on yksi vanhimmista energiantuotantomuodoista. 1800-luvulla vesivoiman potentiaalienergiaa alettiin käyttää sähköntuotantoon. Tämän jälkeen vesivoima oli pitkään merkittävin sähköntuotantomuoto, kunnes muut tuotantomuodot yleistyivät. Globaalisti vesisähkön tuotantomäärä vuosittain kasvaa jatkuvasti, mutta sen osuus kokonaissähköntuotannosta pienenee. [1] Tämä tarkoittaa, että muut sähköntuotantomuodot lisääntyvät nopeammin kuin vesivoima. Vuonna 2018 vesivoimalla tuotettu sähkö maailmalla oli noin 16,2 %, mikä vastaa 4 330 TWh:n energiamäärää [2]. Vuoden 2019 lopussa uusiutuvan vesivoiman asennettu kapasiteetti maailmalla oli noin 1 130 GW [3].

Suomessa on vesivoimalaitoksia noin 250 kappaletta ja niiden yhteenlaskettu teho on noin 3 190 MW [4]. Vesivoimalla tuotetun kotimaisen sähkön osuus Suomen koko vuoden 2020 sähköntuotannosta oli 23,7 % eli noin 15 600 GWh [5]. Kuvassa 1 on esitetty Suomessa ja maailmalla tuotetun sähkön osuus energialähteittäin. Suomessa vesivoima on toiseksi suurin sähköntuotantomuoto ydinvoiman jälkeen. Maailmalla yli puolet sähköstä tuotetaan hiilellä ja maakaasulla. Vesivoima on maailmalla vasta kolmanneksi yleisin tuotantotapa, mutta uusiutuvista sähköntuotantomuodoista yleisin.



Kuva 1. Sähköntuotanto energialähteittäin Suomessa 2020 ja maailmalla 2018, muokattu lähteistä [5] ja [2].

Vesivoimalaitos on taloudellisesti iso investointi, mutta pitkän käyttöikänsä vuoksi se on yksi edullisimmista sähköntuotantomuodoista [1]. Vesivoimalaitokset voidaan luokitella nimellistehon perusteella kolmeen ryhmään, jotka on esitetty taulukossa 1. Suurin osa Suomen kannattavuudeltaan edullisimmista vesivoimakohteista on jo rakennettu ja merkittävä määrä hyödyntämättömästä vesivoimapotentialista on suojeltujen vesistöjen alueella. Tämän vuoksi edullisimpia hankkeita vesivoimakapasiteetin lisäämiselle on olemassa olevien voimalaitosten peruskorjausten yhteydessä tehtävät tehonnostot. [6]

Taulukko 1. Vesivoimalaitosten luokitukset nimellistehon mukaan, muokattu lähteestä [7].

Vesivoimalaitoksen luokitus	Voimalan koko
Suurvesivoimala	Yli 10 MW
Pienvesivoimala	1-10 MW
Minivesivoimala	Alle 1 MW

Vesivoiman vuosituotanto vaihtelee sääolosuhteiden kuten sademäärien mukaan. Vesivoimaa käytetään tuotannon ohella myös reservinä. Reservivesivoiman etuja ovat nopea säädeltävyys, suuri energiavarasto ja teho sekä uusiutuvuus. Suomessa vesivoimaa käytetään nopeana taajuusohjattuna reservinä (FCR) sekä automaattisena taajuudenpalautusreservinä (aFRR) ja säätösähkömarkkinoilla (mFRR) [8]. Joustavien resurssien merkitys kasvaa tulevaisuudessa, kun tuotannon ja kulutuksen vaihtelut lisääntyvät.

2.2 Suomen lainsäädäntö

Vesien käyttöä ja rakentamista ohjaa vesilaki (587/2011) [9]. Vesilaki toimii yleislakina vesivarojen ja vesiympäristön käyttöön ja tilaan. Vesivoimalaitoksen rakentamiseen ja käyttöön tarvitaan aina vesilain mukainen lupa. Lupahakemukset käsittelee aluehallintovirasto (AVI) ja lupaehtojen noudattamista valvoo elinkeino-, liikenne- ja ympäristökeskus (ELY). Vesilain lisäksi vesistöjen käytössä sovelletaan myös monia muita ympäristöön liittyviä lakeja, kuten ympäristönsuojelulakia ja luonnonsuojelulakia. [10]

Euroopan unionin (EU) vesipolitiikan puitedirektiivissä (2000/60/EY) asetetaan säännöt vesistöjen tilan huonontumisen pysäyttämiseksi ja Euroopan vesistöjen hyvän tilan saavuttamiseksi [11]. Direktiivi on pantu Suomessa käytäntöön lailla vesienhoidon järjestämisestä ja asetuksella vesienhoitoalueista [10].

2.3 Vastuullisuus

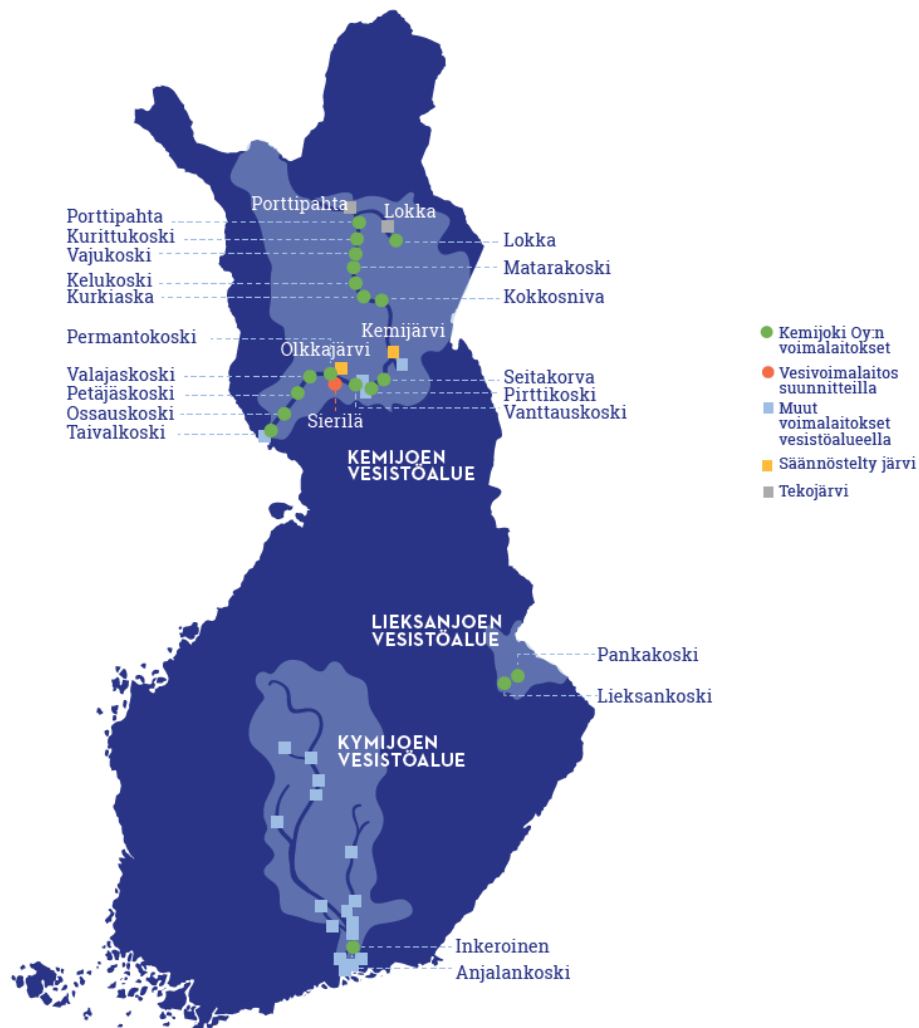
Lainsäädäntö ohjaa vesivoimayhtiöitä kohti vastuullista toimintaa. Niistä suurin osa ohjaa ympäristövastuulliseen toimintaan. Ilmaston kannalta vesivoima on tärkeä voimavara hiilineutraalin yhteiskunnan tavoittamisessa. Suurin vaikutus vesivoiman tuotannolla on kuitenkin paikalliseen ympäristöön.

Merkittävimmät ympäristövaikutukset aiheutuvat patojen ja säännöstelyaltaiden rakentamisesta. Padot estävät joen vaelluskalojen liikkumista ja vaikuttavat siten kalakantoihin ja kalastukseen. Vesivoimayhtiöt tekevät jatkuvasti töitä vaelluskalakantojen elinolojen parantamiseen muun muassa istutuksilla ja patojen ohitusratkaisujen kehittämällä. Vesivoiman säännöstely aiheuttaa säännöstelyaltaan vedenpinnan vaihtelua, josta voi olla haittaa rantojen kasvillisuudelle ja eliöstölle. [12] Vedenkorkeudelle määritellään tarkat ylä- ja alarajat lupaehtoissa. Veden säännöstelyn tärkeä tavoite on vesivoiman tuottaminen, mutta useilla alueilla veden säännöstely on välttämätöntä esimerkiksi tulvien estämiseksi, vesiliikenteen edistämiseksi, virkistyskäytön mahdollistamiseksi tai vesiensojeluun vuoksi. [13] Veden säännöstelyllä voidaan myös hillitä vedenpinnan vaihtelua runsas- ja vähäsateisten ajanjaksojen välillä.

Vesivoimayhtiöt kehittävät jatkuvasti toimintaansa ja tekevät laajasti yhteistyötä eri yhteiskunnan toimijoiden kanssa. Yhtiöiden keskeiseen toimintaan kuuluu vuorovaikutus paikallisten toimijoiden, kalastajien ja asukkaiden kanssa. Vastuullisuuteen kuuluu myös hiilineutraalin sähkön tuottaminen mahdollisimman tehokkaasti. Tehokkaan tuotannon varmistamiseksi vesivoimayhtiöt ylläpitävät voimaloiden jatkuvaa käytettävyyttä ja tekevät tehonnostoja olemassa oleviin vesivoimalaitoksiin. [12]

2.4 Kemijoki Oy

Kemijoki Oy perustettiin vuonna 1954. Ensimmäinen vesivoimalaitos, Petäjaskoski, valmistui Kemijokeen vuonna 1957. Tämä jälkeen jokeen on valmistunut 15 uutta Kemijoki Oy:n rakentamaa voimalaitosta. [14] Lisäksi yhtiö omistaa kaksi voimalaitosta Lieksanjoessa ja kaksi Kymijoessa. Kemijoki Oy on yhteensä 20:llä vesivoimalaitoksellaan merkittävin vesivoiman tuottaja Suomessa. [15] Kuvassa 2 on Kemijoen, Lieksanjoen ja Kymijoen vesistöalueiden voimalaitokset Suomessa sekä Kemijoen säännöstely- ja tekojärvet.



Kuva 2. Kemijoen, Lieksanjoen ja Kymijoen vesistöalueiden voimalaitokset Suomessa ja Kemijoki Oy:n säännöstelemät säännöstely- ja tekojärvet [15].

Kemijoki Oy:n voimalaitosten yhteenlaskettu nimellisteho ylittää 1 100 MW ja vuonna 2020 vuosituotanto oli 4 794 GWh, joka oli yli kolmanneksen kotimaisesta vesivoimalla tuotetusta sähköstä [16]. Yhtiön osakkeet on jaettu vesivoima- ja rahaosakkeisiin. Suomen valtio omistaa koko osakepääomasta 50,1 %. Toiseksi suurin omistaja ja suurimman osan vesivoimaosakkeista omistava osakas on Fortum Power and Heat Oy.

Kemijoki on Mankala-yhtiö, jolloin yhtiön tarkoitus on tuottaa sähköä osakkailleen omakustannushintaan ja yhtiön tavoitteena ei ole tuottaa voittoa. Yhtiön liikevaihto vuonna 2020 oli 53 miljoonaa euroa. [17]

Kemijoki on vesivoimatuotannon asiantuntija- ja tilaajaorganisaatio, joka hankkii suurimman osan toiminnoistaan kumppaneiltaan. Henkilöstöä yhtiössä on 40 ja päätoimipiste sijaitsee Rovaniemellä. Viime vuosien investoinneista suurin osa on kohdistettu voimalaitosten peruskorjauksiin. Investoinneilla varmistetaan voimalaitosten pitkäaikainen toimintakyky, korkea käytettävyytaso sekä henkilö-, ympäristö- ja laiteturvallisuus. [17]

2.5 Vesivoimalaitokset

Vesivoimalaitokset ovat monipuolisia kokonaisuuksia. Niiden rakenne ja toiminta riippuvat ympäristötekijöistä. Voimalaitoksen päätehtävä on tuottaa sähköenergiaa, mutta rakennettavan voimalaitoksen tyyppi ja siellä käytettävät turbiini- ja generaattoritekniikat valitaan ympäristöolosuhteiden mukaan. Valintaan vaikuttavia tekijöitä ovat muun muassa veden virtaama sekä käytettävissä oleva putouskorkeus ja säännöstelyallas. Vesivoimalaitoksen tasapainoinen toiminta on tuettu monilla apujärjestelmillä. Tässä luvussa esitellään vesivoimalaitoksen yleinen toiminta ja rakenne sekä käytettävät turbiinitekniikat ja apujärjestelmät.

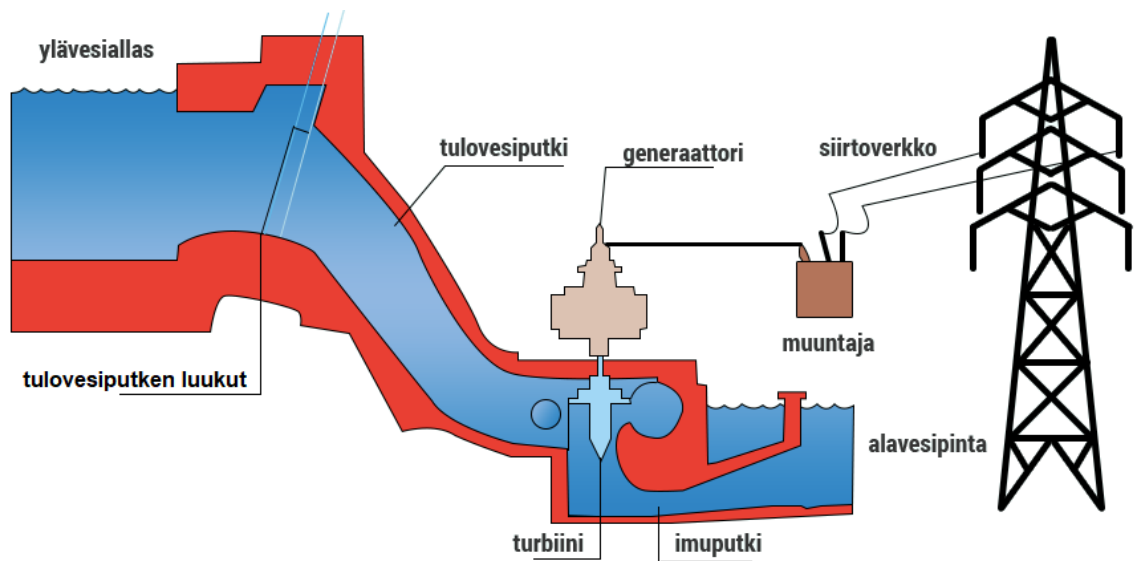
2.5.1 Toiminta ja rakenne

Vesivoimalaitoksen toiminta perustuu veden potentiaalienergian muuttamiseen mekaaniseksi energiaksi ja sen edelleen muuttamiseen sähköenergiaksi. Voimalaitoksen teho voidaan laskea jakamalla veden potentiaalienergian muutos ajan t suhteen kaavalla

$$P = \frac{dE_{pot}}{dt} \eta = \frac{d(mgh)}{dt} \eta = \rho qgh\eta, \quad (1)$$

jossa E_{pot} on potentiaalienergia, t on aika, η on voimalaitoksen hyötysuhde, m on veden massa, g on maan vetovoiman kiihtyvyys, h on veden putouskorkeus, ρ on veden tiheys ja q on veden virtaama [18]. Kaavassa voidaan käyttää veden tiheytenä 1000 kg/m^3 ja maan vetovoiman kiihtyvyytenä $9,8 \text{ m/s}^2$. Yleensä vesivoimalaitosten hyötysuhteet ovat hyviä noin 90 prosentin luokkaa. Näin ollen veden putouskorkeus ja virtaama ovat suurimmat voimalaitoksen tehoon vaikuttavat tekijät. [18] Veden putouskorkeus tarkoittaa ylä- ja alavesialtaan korkeuseroa metreinä ja veden virtaama turbiinin läpi kulkeutunutta vettä kuutioina sekunnissa.

Kuvassa 3 on esitetty vesivoimalaitoksen rakenne pääpiirteittäin. Tulovesiputken luukujen ollessa auki vesi virtaa ylävesialtaalta tulovesiputkeen. Tulovesiputken suulla käytetään välppää estämään roskien pääsyä tulovesiputkeen, jotka voisivat vahingoittaa turbiinikoneistoa [19]. Tulovesiputken luukut toimivat veden virtauksen hätäsulkulaitteina ja veden virtausta ohjataan turbiinin ympärillä olevilla johdesiivillä [20]. Veden virtaus pyörittää turbiinia muuttaen veden potentiaalienergian mekaaniseksi pyörimisenergiaksi. Generaattori muuttaa pyörimisenergian sähköenergiaksi, joka muuntajan kautta syötetään sähkönsiirtoverkkoon. Veden virrattua turbiinin läpi se kulkee imuputken läpi alavesialtaaseen.



Kuva 3. Vesivoimalaitoksen rakennekuva, muokattu lähteestä [21].

Vesivoimalaitokset vaihtelevat toimintaperiaatteiltaan muun muassa ympäristön, patorakenteen, energianvarastoinnin ja säädeltävyyden mukaan. Voimalaitosten kolme päätyyppiä ovat

1. jokivoimalaitos,
2. säännöstelyvoimalaitos ja
3. pumppuvoimalaitos.

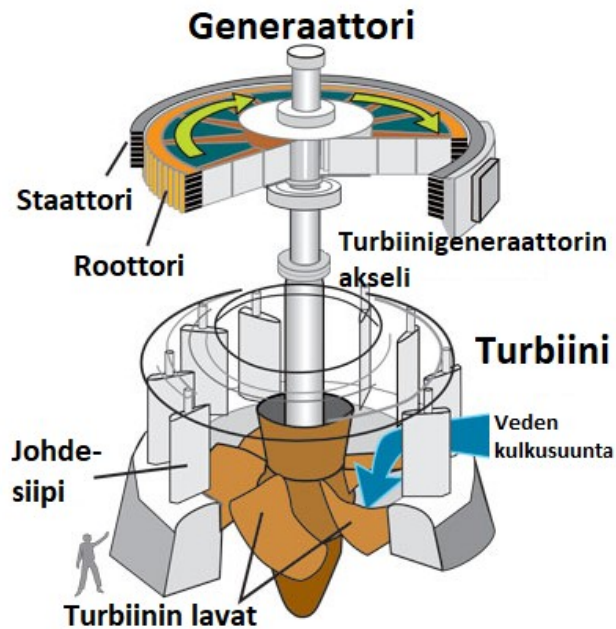
Jokivoimalaitoksen toiminta perustuu energian tuottamiseen veden virtauksesta pienellä putouskorkeudella [1]. Voimalaitoksen virtaavan veden sääntely on vähäistä padon pienen energiamäärän varastoinnin vuoksi [22]. Jokivoimalaitoksia voidaan hyödyntää sääntökäyttöön ohjaamalla joen virtausta laitosta ylemmän sääntely- tai vesivoimalaitoksen avulla. Esimerkiksi Kemijoella koko jokiketjun laitokset ovat säädeltävissä, kun ylimpänä laitoksena on säännöstelyvoimalaitos. [20] Säännöstelyvoimalaitos varastoi veden potentiaalienergiaa säännöstelyaltaaseen [19]. Voimalaitoksen iso patorakenne varastoi

paljon vettä muodostaen säännöstelyaltaaksi järven. Suuren energiavaraston myötä veden säädeltävyys on erittäin hyvä. [1]

Pumppuvoimalaitokset eivät tuota sähköenergiaa vaan toimivat energiavarastona. Vettä pumpataan alavesialtaasta ylempään varastoaltaaseen, kun sähkön kulutus on pientä tai tuotanto suurta. Kun tilanne on päinvastainen, varastoaltaan vesi virtaa alavesialtaaseen ja vesipotentiaali muutetaan sähköenergiaksi. [19] Pumppuvoimalaitokset hallitsevat sähköenergian varastointijärjestelmien markkinaosuutta. Vuonna 2016 pumppuvoimalaitoksien tehollisen asennuskapasiteetin osuus Euroopan sähköenergiavarastoista oli karkeasti 99 %. Pumppuvoimalaitoksien suuren markkinaosuuden selittävät voimalaitosten suuri koko, pitkä elinikä ja pitkälle kehittynyt tekniikka verrattuna muihin sähköenergian varastointimuotoihin. [23] Pumppuvoimalaitosten mahdollisuudet Suomessa ovat rajatut maanpinnan pienten korkeuserojen ja luonnonarvojen vuoksi [24].

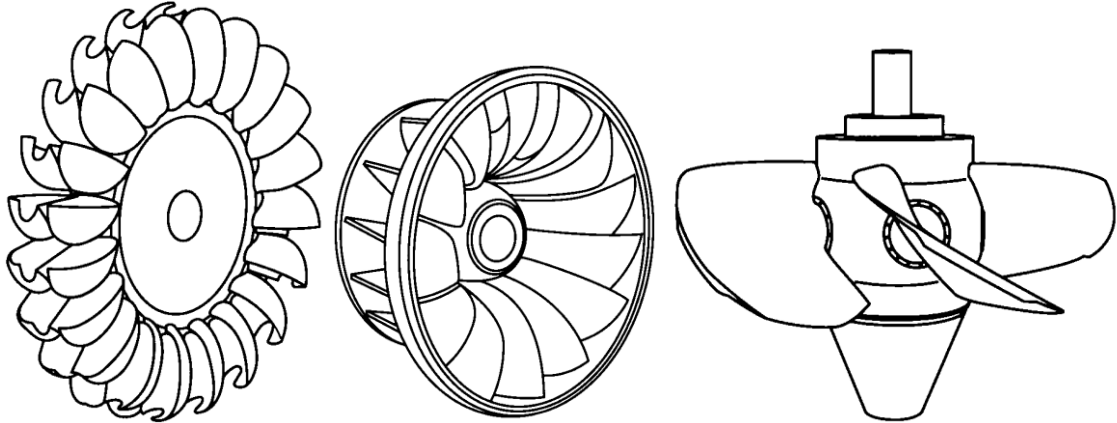
2.5.2 Turbiinit

Kuvassa 4 on esitetty turbiinigeneraattorin rakenne ja sen osia. Vesi kulkee johdesiipien läpi turbiinin lapoihin. Johdesiipien tarkoitus on säätää veden virtaama turbiinille sopivaksi hyötysuhteen parantamiseksi [22]. Turbiini pyörittää akselin välityksellä generaattorin roottoria.



Kuva 4. Periaatekuva vesiturbiinin ja generaattorin rakenteesta. Kuvassa generaattorin pyörimissuunta on esitetty vihreällä nuolella ja veden kulkusuunta sinisellä nuolella, muokattu lähteestä [25].

Vesivoimalaitoksissa käytettävät kaksi pääturbiinityyppiä ovat impulssi- ja reaktioturbiini. Yleisimpiä vesiturbiineja ovat Pelton, Francis ja Kaplan, jotka on esitetty kuvassa 5. Impulssiturbiini saa pyörimisenergian veden liike-energiasta. Veden pitkä putouskorkeus aiheuttaa vedelle suuren nopeuden. Vesi ohjataan suoraan turbiinin lapaan, johon suuri paine tuottaa impulssimaisen voiman, mikä aiheuttaa turbiinin pyörimisen. [19] Yleisin impulssiturbiini on Pelton turbiini [1].



Kuva 5. Vasemmalla Pelton, keskellä Francis ja oikealla Kaplan turbiini, muokattu lähteestä [26].

Reaktioturbiinien toiminta perustuu veden virtauksen ja paineen yhteistoimintaan. Reaktioturbiinit eroavat impulssiturbiineista siten, että ne sijaitsevat vedellä täytetyssä kotelossa, jossa vesi virtaa turbiinin lapojen läpi. [22][27] Reaktioturbiineja käytetään yleensä voimaloissa, joissa on pienempi putouskorkeus, mutta suurempi veden virtaama. Yleisimpiä reaktioturbiineja ovat Francis turbiini ja potkuriturbiineihin kuuluva Kaplan turbiini. Potkuriturbiineja on useita eri malleja, joista Kaplan eroaa lapojen ja johdesiipien säätömahdollisuudella. [22] Potkuriturbiineihin kuuluvat myös Bulb ja Pit, joita käytetään vaak akselisenä vesireitin sisällä [19]. Näissä turbiinimalleissa generaattori on sijoitettu vesireitin sisällä olevaan koteloon. Pit turbiini on kytketty generaattoriin vaihteiston välityksellä. [28] Suurin osa Suomen vesivoimalaitoksista on putouskorkeudeltaan alle 50 metriä ja näin ollen käytetyimpiä turbiinimalleja ovat Francis ja Kaplan turbiinit. Pelton, Francis ja Kaplan turbiineja on vertailtu taulukossa 2 niiden tyyppin ja yleisesti käytetyn putouskorkeuden mukaan.

Taulukko 2. Vesivoimalaitosten turbiinien vertailu turbiinityyppien ja putouskorkeuden mukaan, muokattu lähteistä [22] ja [27].

Vesiturbiini	Pelton	Francis	Kaplan
Turbiinityppi	Impulssi	Reaktio	Reaktio
Putouskorkeus	Suuri	Keskisuuri	Pieni

Voimalaitoksen järjestelmätekniiset vaatimukset edellyttävät voimalaitoksen varustamista turbiinisäätäjällä ja siihen liittyvällä pyörimisnopeuden säädöllä, joilla ohjataan turbiinigeneraattorista saatavaa pätötehoa ja taajuutta. Turbiinisäätäjän taajuussäätö toteutetaan verkon taajuusmittauksilla siten, että voimalaitos pystyy häiriötilanteissa automaattisesti osallistumaan sähköjärjestelmän taajuuden tukemiseen. [29]

2.5.3 Apujärjestelmät

Vesivoimalaitos on monien eri järjestelmien kokonaisuus. Apujärjestelmät tukevat voimalaitoksen toimintaa sekä lisäävät käytettävyyttä, huollettavuutta ja turvallisuutta. Apujärjestelmien tarve ja suunnittelu on voimalaitoskohtaista. Suuremmat voimalaitokset tarvitsevat monia ja kriittiset kohteet laadukkaita apujärjestelmiä. Sähköjärjestelmän päätehtävä on siirtää tuotettu sähkö verkkoon. Sähköjärjestelmä sisältää myös monia muita tehtäviä, joita käsitellään seuraavassa luvussa.

Seuraavat apujärjestelmät voivat olla tarpeellisia vesivoimalaitoksen toiminnalle:

1. Vesiviilennysjärjestelmä viilentää lämpöä vapauttavia järjestelmiä tai komponentteja, kuten generaattoria.
2. Vedenpoisto- ja viemärointijärjestelmä poistaa ylimääräisen veden.
3. Paineilmajärjestelmää voidaan käyttää paineilmakatkaisijoiden täyttämiseen, säätö-öljyjärjestelmiin ja muihin tarpeisiin.
4. Nosturijärjestelmää tarvitaan suurten komponenttien nostamiseen.
5. Palojärjestelmä turvaa lämpenemisen sekä suurien jännitteiden ja virtojen aiheuttamat palovaarat.
6. Talotekniset järjestelmät, kuten lämmitys, ilmanvaihto ja ilmastointi, antavat hyvät työskentelyolosuhteet.
7. Öljy- ja voitelujärjestelmä puhdistaa ja viilentää voitelu- ja hydraulioöljyt sekä syöttää ne pyöriin osiin kuten generaattoriturbiiniin.
8. Jarrutusjärjestelmä pysäyttää vika- tai huoltotilanteessa verkosta irrotetun pyörimään jääneen turbiinigeneraattorin. [19]

Apujärjestelmien sähkönsyöttö tapahtuu voimalaitoksen omakäyttöjärjestelmällä, jota tarkastellaan seuraavassa luvussa.

3. VESIVOIMALAITOKSEN SÄHKÖJÄRJESTELMÄ

Sähköjärjestelmän tehtävä on varmistaa sähkön siirto ja jakelu vesivoimalaitoksen sisällä. Tehonsiirtojärjestelmä siirtää generaattorin tuottaman sähkön verkkoon. Sähkönjakelu voimalaitoksen omiin tarpeisiin toteutetaan omakäyttöjärjestelmällä. Kriittisimpien järjestelmien sähkönsaanti on varmistettu varavirtalähteillä. Kriittisimpiä järjestelmiä ovat ohjaus- ja suojausjärjestelmä, jotka varmistavat voimalaitoksen turvallisen toiminnan, korkeimman hyötysuhteen ja verkon vaatimusten noudattamisen. Sähköjärjestelmät sisältävät myös maadoituksen, ukkossuojauksen ja kaapeloinnin. [19] Tässä luvussa käydään läpi yleisesti sähköjärjestelmän tärkeitä osakokonaisuuksia vesivoimalaitoksella.

3.1 Generaattori

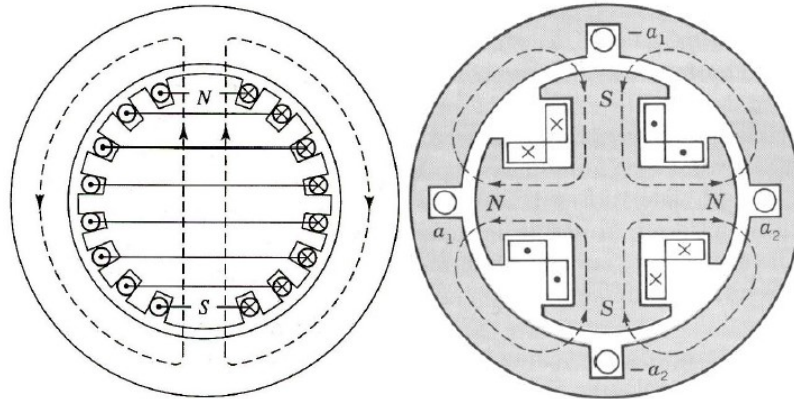
Generaattori kuuluu voimalaitoksen tärkeimpiin komponentteihin. Voimalaitoksilla käytettäviä generaattoriratkaisuja on useita riippuen voimalaitoksen ominaisuuksista, käytettävistä turbiineista ja tarvittavasta pyörimisnopeudesta. Generaattorit voidaan jaotella esimerkiksi toiminnaltaan tahti-, epätahti tai kestromagneettigeneraattoreihin ja sijoitustavaltaan pysty- tai vaaka-akseligeneraattoreihin. Vesivoimalaitoksessa tyypillisesti käytetään tahtigeneraattoria. Tyypillistä vesivoimalaitoksen generaattorille on myös korkea hyötysuhde sekä pieni pyörimisnopeus verrattuna höyryturbiinin generaattorin nopeuteen. [1] Seuraavissa luvuissa keskitytään tahtigeneraattorin ominaisuuksiin.

3.1.1 Rakenne

Generaattori muuttaa mekaanisen energian sähköenergiaksi sähkömagneettisen induktion avulla. Sähkömagneettisessa induktiossa johtimeen indusoituu jännite siihen vaikuttavan magneettikentän muuttuessa joko liikuttamalla johdinta magneettikentässä tai muuttamalla paikallaan olevaan johtimeen vaikuttavaa magneettikenttää. Generaattorin rakenne koostuu paikallaan pysyvästä staattorista ja pyörivästä roottorista. Staattorin ja roottorin väliin jäävää tilaa kutsutaan ilmapäliksi. Tahtigeneraattoreissa magneettikenttä synnytetään magnetoimalla roottorin magnetointikämit magnetointilaitteiston syöttämällä tasavirralla. Ankkuriksi kutsutaan generaattorin osaa, johon jännite indusoituu. Tahtigeneraattorissa ankkurina toimii staattori, jonka ankkurikämeihin magnetoitu roottori indusoi jännitteen. Magnetointi- ja ankkurikäemityksen lisäksi tahtigeneraattorissa

käytetään vaimennuskäämitystä, joka vaimentaa koneelle haitallisia ilmiöitä, kuten vastakkaiseen suuntaan pyöriviä kenttiä ja heilahteluita. [30]

Tahtigeneraattorit jaetaan roottorin rakenteen perusteella umpinapaisiin ja avonapaisiin koneisiin. Kuvassa 6 on läpileikkaukset umpi- ja avonapaisesta generaattorista.



Kuva 6. Vasemmalla umpinapaisen ja oikealla avonapaisen roottorin periaatekuva. Kuvassa umpinapaisessa koneessa on kaksi napaa ja avonapaisessa koneessa neljä napaa, muokattu lähteestä [30].

Umpinapainen roottori sopii mekaanisesti paremmin suuremmille nopeuksille ja avonapainen pienemmille. Pitkä ja halkaisijaltaan pieni umpinapainen roottori soveltuu hyvin suurella nopeudella pyörivälle höyryturbiinille. Vesiturbiineille soveltuu avonapainen roottori, joka on rakenteeltaan lyhyt ja halkaisijaltaan suuri. Tämän muotoisen generaattorin hitausmomentti on suuri ja se tasoittaa veden virtauksen vaihtelua. [30]

Generaattorin tuottaman vaihtosähkön taajuuteen vaikuttavat generaattorin pyörimisnopeus ja napojen lukumäärä. Tahtigeneraattorin tahtinopeus määräytyy liitettävän sähköverkon taajuuden perusteella. Tahtinopeus n_s (1/min) tai toiselta nimeltään synkroninopeus saadaan kaavalla

$$n_s = \frac{60f}{p}, \quad (2)$$

jossa f on sähköverkon taajuus ja p on generaattorin napaparluku. Vakiotajuudessa sähköverkossa generaattorin tahtinopeus on sitä pienempi mitä enemmän siinä on napoja. [30]

3.1.2 Magnetointi

Magnetointilaitteiston tehtävä on syöttää magnetointivirtaa generaattorin roottorin magnetointikäämillem. Magnetointilaitteisto koostuu magnetointikoneesta ja automaattisesta jännitteensäätäjästä AVR (Automatic Voltage Regulator). Magnetointikone syöttää mag-

netointikämiin tasavirran. Magnetointivirtaa tuottavaa magnetointigeneraattoria kutsutaan herätinkoneeksi. Magnetointivirran kasvattaminen kasvattaa myös generaattorin napojen välistä jännitettä. Säättäjä huolehtii generaattorin automaattisesta jännitteensäädöstä säätämällä magnetointivirtaa sekä normaali- että häiriötilanteissa. Säättäjä saa tiedon generaattorin jännitteestä ja virrasta mittamuuntajien välityksellä. Magnetointilaitteiston teho on noin 2–3,5 kW/MVA generaattorin nimellistehosta. [30]

Magnetointilaitteistot voidaan jakaa tasa- ja vaihtosähkömagnetointilaitteisiin. Tasasähkömagnetointilaitteiston herätinkoneena toimii tasavirtageneraattori. Tasavirtageneraattoria pyöritetään joko erillisellä moottorilla tai se voidaan asentaa samalle akselille päägeneraattorin kanssa. Tasavirran syöttö roottoriin tapahtuu liukurenkaiden ja hiiliharjojen välityksellä. Tasasähkömagnetointijärjestelmä on toiminnaltaan hidaskäyttöinen ja sen tyypillinen jännitteen nousuaika on 1–2 s. Suomessa näitä magnetointijärjestelmiä on vielä käytössä vanhoissa vesivoimalaitoksissa. [30]

Uusissa generaattoreissa suositetaan vaihtosähkömagnetointilaitteistoja, jotka ovat helpommin huollettavia, hinnaltaan edullisempia, luotettavampia ja säätöominaisuuksiltaan parempia kuin tasavirtamagnetointi. Staattisessa magnetoinnissa magnetointiteho otetaan päägeneraattorin napajännitteestä tai ulkoisesta lähteestä. Vaihtovirta tasasuunnataan ja syötetään liukuharjojen välityksellä magnetointikäymykseen. Staattisen magnetoinnilla jännitteensäätö tapahtuu tasasuuntaajan säädöllä ja jännitteen nousuajat ovat tyypillisesti 0,15–0,3 s. Staattinen magnetointi ei sisällä pyöriviä osia. [30]

Suurissa tahtigeneraattoreissa magnetointivirta voi olla niin suuri, ettei sitä kannata siirtää liukurenkaiden ja hiiliharjojen välityksellä. Harjattomassa magnetointilaitteistossa vaihtovirta tasasuunnataan päägeneraattorin akselilla pyörivällä tasasuuntaajalla. Laitteiston herätinkoneena toimii vaihtovirtageneraattori, jonka magnetointikäymys on staattorissa ja ankkurikäymys päägeneraattorin pyörivään akseliin asennetussa roottorissa. Herätinkone saa magnetointivirran pieneltä kestopagneettigeneraattorilta, joka toimii apuherättimenä. Apuherättimen kestopagneetti pyörii päägeneraattorin kanssa samalla akselilla. Apuherättimen syöttämä vaihtovirta tasasuunnataan ennen sen syöttämistä herätinkoneen staattorikämiin. Harjattoman magnetointilaitteiston jännitteensäätö tapahtuu apuherättimen syöttämän virran tasasuuntauksen säädöllä. Harjaton magnetointi on luotettava, koska sen toiminta on ulkoisen verkon häiriöistä riippumaton. Jännitteen nousu-aika harjattomalla magnetoinnilla on noin 0,4–0,6 s. [30]

Magnetoinnin tarve muuttuu generaattorin kuormituksen muuttuessa. Jännitteensäädöllä generaattori voidaan yli- tai alimagnetoida. Ylimagnetoituina roottorin magnetointi-

virtaa kasvatetaan ja generaattori syöttää verkkoon loistehoa. Tällöin generaattorin tehokerroin on induktiivinen. Alimagnetoituna generaattori ottaa verkosta loistehoa ja sen tehokerroin on kapasitiivinen. Verkonhaltija vaatii generaattorilta loistehokapasiteettia voimalaitoksen liittymispisteen normaalin käyttöjännitteen ylläpitämiseksi. Voimalaitoksen on kyettävä rajoittamaan liittymispisteen jännitteen muutosta kuluttamalla tai tuottamalla loistehoa. [29]

Jännitteensäätäjä tulee toteuttaa kaksikanavaisena sähköjärjestelmän käyttövarmuuden turvaamiseksi ja sen varajärjestelmänä on magnetointivirran käsisäätö. Kattojännitteellä tarkoitetaan suurinta mahdollista jännitettä, joka magnetointilaitteistolla voidaan generaattorin napajännitteeksi saada. Jännitteensäätäjät on mitoitettava siten, että staattisella magnetoinnilla kattojännite on vähintään 2 kertaa ja harjattomalla magnetoinnilla vähintään 1,6 kertaa generaattorin mitoituskormitusta vastaava magnetointijännite. Lisäksi magnetointilaitteiston on kyettävä ylläpitämään kattojännite 10 sekunnin ajan. [29]

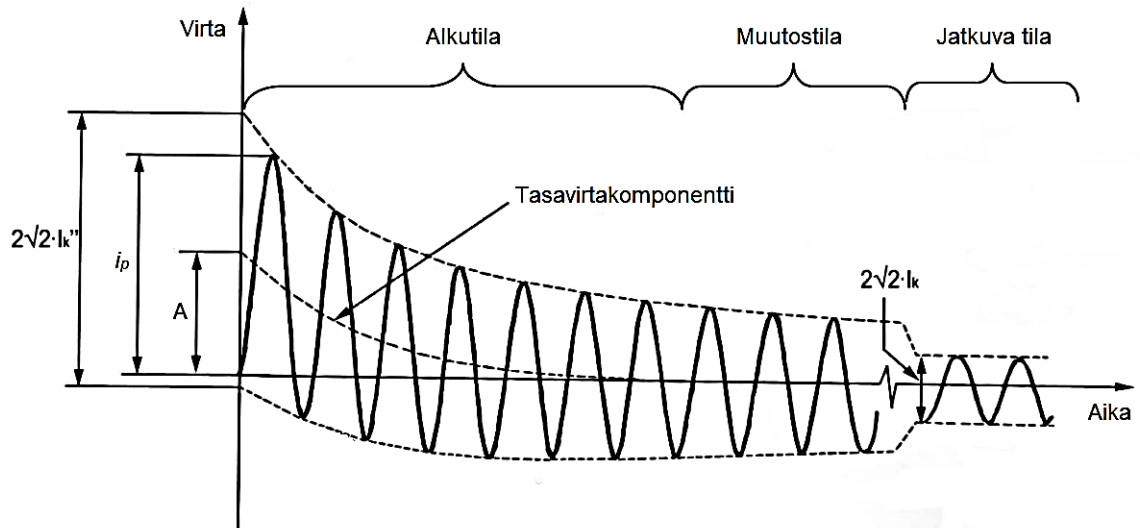
Jännitteensäädön toimintaan liittyy rajoittimia ja suojaus- ja rajoitustoimintoja. Rajoittimien kuten ali- ja ylimagnetointirajoittimien tulee kommunikoida muiden suojaustoimintojen kanssa. Generaattorin jännitteensäätö voidaan varustaa lisästabilointipiirillä, joka vaimentaa generaattorin ja sähköjärjestelmän välisiä heilahteluita. Myös muista jännitteensäädön ominaisuuksiin, säätötapoihin, suojaus- ja rajoitustoimintoihin, virityksiin ja käyttötapoihin liittyvistä ehdoista kerrotaan voimalaitoksen järjestelmäteknisissä vaatimuksissa. [29]

3.1.3 Käyttäytyminen vikatilanteissa

Generaattorit ovat merkittävimpiä oikosulkuvirran lähteitä sähköjärjestelmässä. Oikosulkuvirta riippuu

1. hetkestä, jolloin oikosulku tapahtuu,
2. generaattorin kuormasta ja virityksestä juuri ennen oikosulkua,
3. oikosulun tyypistä,
4. generaattorin rakenteellisista ominaisuuksista
5. generaattoreiden välisistä impedansseista. [31]

Symmetrisen kolmivaiheisen oikosulun vikavirta on kuvan 7 kaltainen. Oikosulkuvirta koostuu tasa- ja vaihtovirtakomponentista. Tasavirtakomponentin A suuruus riippuu oikosulun syntyhetkestä ja sen vaimenemisnopeus vikavirtapiirin resistanssin ja reaktanssin suhteesta. Alkuoikosulkuvirta I_k'' on symmetrisen oikosulkuvirran tehollisarvo alkutilassa. Sysäyoikosulkuvirta i_p on oikosulkuvirran ensimmäisen huipun hetkellisarvo myös tasavirtakomponentti huomioon otettuna. [32] Oikosulkuvirtojen laskemista käsitellään tarkemmin luvussa 4.2.2.



Kuva 7. Symmetrisen kolmivaiheisen oikosulkuvirran muoto alku-, muutos- ja jatkuvan tilan ajanhetkinä. Kuvassa esitetyt virrat vasemmalta oikealle ovat oikosulkuvirran huipusta huippuun -arvo alussa, sysäysoikosulkuvirta, tasavirta alussa ja huipusta huippuun -arvo jatkuvassa tilassa, muokattu lähteestä [33].

Oikosulun alussa generaattorin staattorin vaiheiden vikavirrat nousevat suuriksi. Staattorin vikavirta pyrkii indusoitumaan roottorin käämeihin, mutta indusoitumisen magneettivuo ei pysty muuttumaan nopeasti. Tämän vuoksi generaattorin reaktanssi on oikosulun alussa pieni. Ajan kuluessa staattorin virta indusoituu roottorin vaimennus- ja magnetointikäämeihin, jolloin generaattorin reaktanssi kasvaa. Lopulta generaattorin reaktanssi ja staattorin vikavirta saavat jatkuvan tilan arvonsa. Reaktanssin muuttumisen vuoksi oikosulkulaskennassa käytetään alku-, muutos- ja jatkuvan tilan arvoja, joita merkitään pilkuilla. [34] Kuva 7 havainnollistaa vikavirran muuttumista eri tilojen välillä.

Generaattorin virta- ja reaktanssisuureet jaetaan D- ja Q-akselin komponentteihin. Akselin D suureissa magneettiset ominaisuudet keskittyvät napojen suuntaiselle akselille ja akselin Q suureissa poikittaiselle akselille napojen suhteen. [30] Akseleiden mukaan generaattorille saadaan pitkittäiset D-akselin reaktanssit ja poikittaiset Q-akselin reaktanssit.

Alkutilaa kutsutaan subtransientiksi. Alkutilassa generaattorin reaktanssi koostuu vuoto-reaktanssista X_l , ankkurireaktion reaktanssista X_a , magnetointireaktanssista X_f ja vaimennuskäämien reaktanssista X_{dw} [33]. Vuotoreaktanssi X_l on staattorin ankkurikäämityksessä vaikuttava hajareaktanssi, joka ei ylitä ilmaväliä [31]. Ankkurireaktion reaktanssi on peräisin ankkurireaktion aiheuttamista magneettisista vaikutuksista ja sen reitti menee ilmavälin yli. [30] Magnetointi- ja vaimennuskäämeissä vaikuttavat nimiensä mukaisesti magnetointi- ja vaimennuskäämien reaktanssi. [33] Alkutilan suureita merkitään kahdella pilkulla, kuten pitkittäinen alkureaktanssi X_d'' ja poikittainen alkureaktanssi X_q'' . Pitkittäinen alkureaktanssi voidaan laskea kaavalla

$$X_d'' = X_l + \frac{1}{\frac{1}{X_a} + \frac{1}{X_f} + \frac{1}{X_{dw}}}. \quad (3)$$

Alkutila kestää muutaman kierroksen. Alkureaktanssien kestolle on määritelty alkuaikavakiot pitkittäiselle suurelle T_d'' ja poikittaiselle T_q'' . [31]

Muutostila alkaa, kun vaimennuskäämeihin indusoituvat virrat ovat vaimentuneet, mutta virrat vaikuttavat vielä magnetointikäämeissä. Muutostilaa kutsutaan transientiksi ja sen pitkittäinen muutosreaktanssi X_d' ja poikittainen muutosreaktanssi X_q' merkitään yhdellä piikulla. Pitkittäinen muutosreaktanssi saadaan kaavalla

$$X_d' = X_l + \frac{1}{\frac{1}{X_a} + \frac{1}{X_f}}. \quad (4)$$

Muutostila kestää muutamia sekunteja ja tälle ajalle on muutosaikavakiot pitkittäiselle muutosreaktanssille T_d' ja poikittaiselle T_q' . [31]

Muutostilan jälkeen, kun vaimennusvirrat magnetointikäämeihin ovat loppuneet, voidaan käyttää generaattorin jatkuvan tilan reaktansseja. Pitkittäistä X_d ja poikittaista X_q reaktanssia kutsutaan tahtireaktanssiksi. Pitkittäinen tahtireaktanssi muodostuu vuotoreaktanssista ja ankkurireaktion reaktanssista kaavalla

$$X_d = X_l + \frac{1}{\frac{1}{X_a}} = X_l + X_a, \quad (5)$$

jossa ankkurireaktanssi on paljon suurempi kuin vuotoreaktanssi. [31]

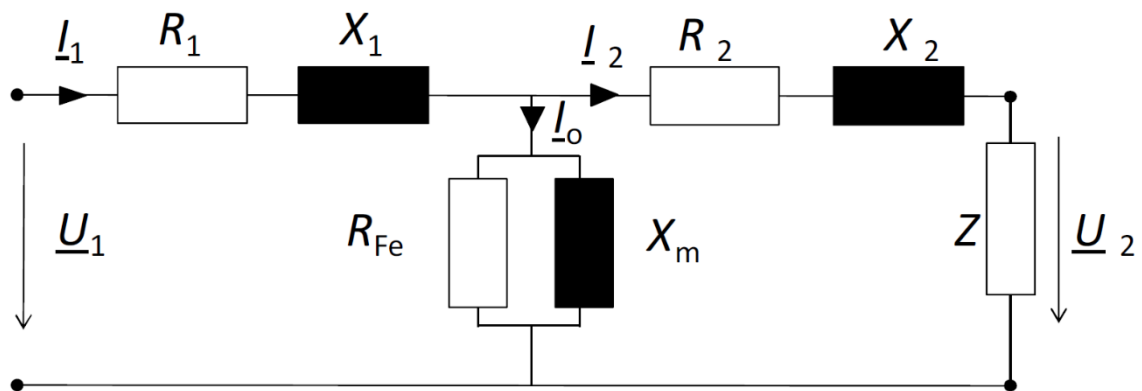
Generaattorin resistanssi ja reaktanssiarvot ovat yleensä valmistajan ilmoittamia. Tyypillisesti arvot ilmoitetaan suhteellisarvoina käyttämällä perustehona ja -jännitteenä generaattorin nimellisarvoja. Generaattorin tarkan käyttäytymisen tarkasteluun valmistaja ilmoittaa muitakin reaktansseja kuin yllä mainitut, kuten vastareaktanssi X_2 ja nollareaktanssi X_0 . Magneettivuon kasvaessa magneettimateriaalin permeabiliteetti alkaa pienentyä ja lopulta materiaali kyllästyy. Ilmiötä kutsutaan saturaatioksi. [30] Kyllästyminen vaikuttaa myös reaktansseihin ja siksi valmistaja ilmoittaa myös kyllästyneet reaktanssit, jotka ovat suuruudeltaan pienempiä kuin saturaantumattomat reaktanssit.

3.2 Tehonsiirtojärjestelmä

Tehonsiirtojärjestelmän päätehtävä on syöttää generaattoreilla tuotettu sähkö voimalaitoksen liitosverkkoon. Tehonsiirtolaitteisiin kuuluvat tehomuuntaja, kiskosto ja kaapelit generaattorin ja muuntajan välillä sekä kaikki osat yhdistävät katkaisijat ja kytkinlaitteet.

3.2.1 Tehomuuntaja

Voimalaitoksen tehomuuntajan tehtävä on muuntaa jännite liitettävän sähköverkon tasolle. Muuntajan toiminta perustuu sähkömagneettiseen induktioilmiöön, jossa ensiökäämiin syötetty vaihtovirta I_1 saa rautasydämeen muuttuvan magneettivuon. Magneettivuon muutos indusoi toisiokäämiin virran I_2 tai avoimen silmukan päiden välille jännitteen. Yksivaihemuuntajien muuntosuhteena käytetään ensiön ja toision käämikierroslukujen tai nimellisjännitteiden suhdetta. Kolmivaihemuuntajien muuntosuhteena käytetään nimellisjännitteiden suhdetta, koska käämikierrosten suhteet vaihtelevat kytkentätavan mukaan [35]. Muuntaja voidaan mallintaa kuvan 8 mukaisella sijaiskytkennällä.



Kuva 8. Kuormitetun muuntajan yksivaiheinen sijaiskytkentä, muokattu lähteestä [35].

Kuvan 8 resistanssit R_1 ja R_2 kuvastavat ensiö- ja toisiokäämissä tapahtuvaa pätötehohäviötä, joka aiheuttaa käämin lämpenemisen. Osa ensiökäämin synnyttämästä magneettivuosta ei lävistä toisiokäämiä ja tätä osaa kutsutaan hajavuoksi. Hajavuo mallinnetaan käämien reaktansseilla X_1 ja X_2 . [35].

Tyhjäkäynnillä muuntajan toisiopuoli on virraton ensiökäämin ollessa kytketty vaihtojännitteeseen. Tyhjäkäyntitilanteessa ensiökäämi ottaa verkosta tyhjäkäyntivirran, joka on alle 2% muuntajan nimellisvirrasta. Muuntajan sijaiskytkennässä tyhjäkäyntivirta I_0 kulkee resistanssin R_{Fe} ja magnetointireaktanssin X_m kautta, jotka kuvaavat rautasydämessä tapahtuvia häviöitä. Näistä johtuva tyhjäkäyntihäviö ja normaalin kuormitustilan nimelliskuormitushäviöt ovat yleensä kilpiarvoissa ilmoitettuja suureita. [35]

Kolmivaihemuuntajien ensiö- tai toisiopuolen käämit voidaan kytkeä tähteen, kolmioon tai hakatähteen. Muuntajakytkennät merkitään kilpiarvoihin kirjaimin, jossa iso kirjain tarkoittaa yläjännitepuolen kytkentää ja pienikirjain alajännitepuolen kytkentää. Tähtikytkentä merkitään kirjaimilla Y tai y, kolmiokytkentä D tai d ja hakaristikytkentä Z tai z. Tähtikytkentä sopii suurille jännitteille ja mahdollistaa tähtipisteen maadoituksen. Kolmiokytkennän etuna on kolmannen yliaallon vaimentaminen. Tyypillisimpiä Suomessa

käytettyjä muuntajakytkentöjä jakelumuuntajilla ovat Dyn11 nimellisteholtaan yli 100 kVA:n muuntajille ja Yzn11 alle 100 kVA:n muuntajille. Generaattorimuuntajille tyypillinen kytkentä on Yd11. Muuntajakytkennässä n tarkoittaa tähtipisteen maadoitusta ja luku 11 tarkoittaa kellolukemaa. Kellolukemat ovat 30° vaihesiirtojen kerrannaisia, joilla kuvataan ensiön ja toision vaihejännitteiden välistä vaihesiirtoa. Esimerkiksi kellolukema 11 tarkoittaa, että toision vaihejänniteosoitin on 330° jäljessä vastaavasta ensiön vaihejänniteosoittimesta. [35]

3.2.2 Kiskosto ja kaapelit

Voimalaitoksen tarpeet ja laitteistot vaikuttavat sähköjärjestelmän piirikaavion kytkentävalintoihin. Voimalaitoslaitteiden yhdistämiseen käytetään kaapeleita ja kiskostoja. Suurvirtakaapelit sopivat kaukana toisistaan olevien voimalaitosten osien yhdistämiseen tai kun kulkureitti on monimutkainen [32]. Virta-alueella 1000–6000 A käytetään nykyisin yksijohdinkaapelijärjestelmiä, jotka koostuvat yhdestä tai useammasta sopivalla tavalla rinnankytketystä yksijohdinkaapelista. Johtimien määrän perusteella valitaan kaapelijärjestelmässä käytettävä asennuskuvio, jolla pyritään johtimien tasaiseen kuormittumiseen. Kaapelijärjestelmän sähköisiin arvoihin vaikuttavat kaapeleiden asennustapa ja -kuvio sekä kosketussuojapiirin asennustapa [36].

Kaapelijärjestelmän kosketussuojapiiri voi olla suljettu tai avoin. Suositeltu asennustapa on suljettu kosketussuojapiiri, jossa kaapelien kosketussuojat on yhdistetty toisiinsa kaapeliyhteyden molemmissa päissä ja maadoitettu ainakin toisesta päästä. Avoimessa kosketussuojapiirissä kaapelien kosketussuojat on yhdistetty ja maadoitettu vain kaapeliyhteyden toisesta päästä. Avoimen kosketussuojapiirin kaapelijärjestelmän kuormitettavuus on suurempi kuin suljetun, mutta sen pituutta rajoittaa kosketussuojan päähän indusoituva jännite. [36]

Kiskostolla voidaan keskitetysti yhdistää monia laitteita ja sen nimellisvirta on yleensä suuri. Generaattorin kytkentä voidaan toteuttaa joko konekohtaisen muuntajan eli blokkimuuntajakytkennällä tai kokoojakiskokytkenällä. [32] Blokkimuuntajakytkennässä generaattorilla on oma muuntaja, jolla se liitetään voimalaitoksen kiskoon tai suoraan verkkoon. Kokoojakiskokytkenässä useampia generaattoreita voidaan liittää samaan kiskoon, joka voidaan päämuuntajalla liittää verkkoon. Yleensä usean generaattorin vesivoimalaitoksissa suositetaan kokoojakiskojärjestelmää.

Kiskojärjestelmä voi koostua useista kiskoista. Pääkiskoksi kutsutaan kiskoa, johon liitytään katkaisijalla. Apukiskoon liittyminen tapahtuu pelkästään erottimella. Kiskojärjestelmän valinnalla voidaan mahdollistaa normaalit ja poikkeukselliset kytkennät esimerkiksi

huolto- tai korjaustöihin. Kiskojärjestelmällä on suora vaikutus voimalaitoksen luotettavuuteen ja käytettävyyteen. Muita kiskojärjestelmän valintaan vaikuttavia tekijöitä ovat kytkinlaitokseen heti ja myöhemmin liitettävät laitteet, järjestelmän yksinkertaisuus, kiskovian haitallisuus, rakenteellinen toteutus, tilantarve ja kustannukset. [37]

3.2.3 Kytkinlaitteet

Kytkinlaitteiden tehtävä on ohjata sähköenergian kulkua verkossa, erottaa viallinen osa verkosta ja toimia tarvittaessa verkostojen osien erotuskohtana. Kytkinlaitteet muuttavat tehtävän vaatiessa verkon topologiaa. Tärkeimmät suurvoiman siirrossa ja jakelussa käytettävät kytkinlaitteet ovat

1. katkaisija, joka pystyy katkaisemaan kuormitus- ja oikosulkuvirran,
2. erotin, joka pystyy pitämään kaksi verkon osaa tarvittaessa erillään toisistaan,
3. kytkin, joka pystyy katkaisemaan vain kuormitusvirran ja
4. kuormaerotin, joka on sekä kytkin että erotin. [37]

Kytkinlaitteet mitoitetaan ominaisuuksiltaan halutun tehtävän ja sähköjärjestelmän suureiden perusteella. Kytkinlaitteiden tärkeitä ominaisuuksia ovat katkaisu- ja sulkemiskyky, jatkuvan tilan virrankesto, oikosulkuvirran kesto ja katkaisukyky, mekaaninen luotettavuus, jänniterasitukset sekä turvallisuustekniset ominaisuudet [37].

Katkaisijat voivat olla käsin tai automaattiohjattuja. Automaattiohjauksessa avautumiskäskyn antaa verkon tilaa mittamuuntajien välityksellä valvova rele. Katkaisijoita voidaan jakaa ryhmiin katkaisukammiossa käytettävän väliaineen perusteella. Yleisimmät uutena käyttöön otettavat katkaisijatyypit ovat SF₆- ja tyhjiökatkaisijat. Katkaisukammion väliaine osallistuu valokaaren sammuttamiseen katkaisijassa sekä mahdollisesti katkaisukohdan jännitteisten osien eristämiseen muista osista. [37]

Vesivoimalaitoksen tärkeitä komponentteja ovat generaattorikatkaisijat, jotka sijaitsevat generaattorin ja päämuuntajan tai kiskon välissä. Generaattorikatkaisijan toimintojen edut ovat huomattavat etenkin voimaloissa, joissa turvallisuuden ja käytettävyyden vaatimustasot ovat korkeat ja yksiköt ovat arvokkaita. Generaattorikatkaisijan tehtävä on erottaa generaattori verkosta. Tämä mahdollistaa voimalaitoksen käyttöjännitteen saamisen generaattorin päämuuntajan kautta, jolloin erillistä käynnistysmuuntajaa ei tarvita. Generaattorikatkaisijalla varustetut generaattorit voidaan kytkeä samaan kiskoon, mikä yksinkertaistaa voimalaitoksen kytkentäpiiriä ja vähentää kytkintarvetta suurjännitepuolella. Suurissa usean generaattorin ja omakäyttömuuntajan järjestelmissä generaattori-

katkaisijat takaavat aputoimintojen käytettävyyden vikatilanteissa. Generaattorikatkaisijan on täytettävä tiukempia sähköisiä vaatimuksia sen altistuessa voimakkaammille sähköisille ilmiöille kuin päämuuntajan verkon puolella olevat katkaisijat. [32]

3.3 Relesuojaus

Sähköjärjestelmän suojauksen tavoite on kytkeä verkon viallinen osa irti verkosta välttämättä omaisuusvahingot, verkon häiriöt ja ihmisille tai eläimille aiheutuvat vaarat. Suojauksen pääkomponenttina toimivat suojareleet, jotka mittamuuntajien välityksellä seuraavat sähköjärjestelmän suureita ja antavat tarvittaessa käskyjä sähköverkon osat yhdistäville katkaisijoille. Relesuojauksen toiminta on oltava nopeaa, selektiivistä, herkkää ja luotettavaa. Nopealla suojauksella minimoidaan vahingot ja säilytetään terveen verkon stabiilisuus. Selektiivisellä suojauksella verkosta irrotetaan mahdollisimman pieni vika-alue. Riittävän herkkä suojaus kykenee toimimaan myös käyttötilanteen aiheuttamilla pienentyneillä vikavirroilla. Luotettava suojaus on toiminta- ja käyttövarmaa. Toiminta-varmuus tarkoittaa sitä, että rele ei lähetä laukaisukäskyä, jos suoja-alueella ei ole vikaa. Käyttövarma relesuojaus toimii silloin kun sen on suunniteltu toimivan. [37]

Sähköjärjestelmän osat suojataan pääsuojauksella ja varasuojauksella. Suojaus voi olla kahdennettu, jolloin toinen suojarele toimii varasuojana. Varasuojana voidaan käyttää myös saman vian havaitsemiseen kahta eri menetelmää tai sisäkkäisiä releiden suoja-alueita. Verkon pääkomponentit voidaan suojata suojausyksiköllä, joka kattaa useita eri suojaustoimintoja. Yleensä kalliimmat ja isommat komponentit suojataan perusteellisemmin kuin pienet. [37]

Tahtigeneraattorin relesuojaus koostuu monista suojattavista vioista ja eri suojausmenetelmistä. Generaattori on suojattava sekä ulkoisilta että sisäisiltä vioilta. Tärkeimpiä suojauskäskyjä ovat oiko- ja maasulkusuojaukset niin staattorissa kuin roottorissa. Paras staattorin oikosulkurele on differentiaalirele, joka valvoo kahden mittauspisteen välisten suureiden eroa. Muut suojauskäskyt voivat liittyä esimerkiksi generaattorin magnetointiin ja tahtikäyttöön. Muuntajan pääsuojana toimii yleensä differentiaalirele ja varasuojana ylivirtarele. [37]

3.4 Omakäyttöjärjestelmä

Voimalaitoksen omakäyttöjärjestelmällä syötetään sähköä sen omiin järjestelmätarpeisiin. Yleensä omakäyttöjärjestelmät ovat jännitetasoltaan pienjännitteisiä. Tavallisesti omakäyttöjärjestelmän sähkönsyöttö tapahtuu laitoksen kokoojakiskoon liitetyllä oma-

käyttömuuntajalla. Etenkin korkean käyttövaatimusten voimalaitoksissa omakäyttöjärjestelmän syöttö turvataan varasyötöllä joko toisen omakäyttömuuntajan avulla tai liittynällä paikalliseen jakeluverkkoon. Voimalaitoksen pimeäkäynnistys edellyttää omakäyttöjärjestelmän toimintaa. Pimeäkäynnistyskyvyn täyttämiseksi omakäyttöjärjestelmän toiminta on turvattu varavoimageneraattoreilla. [32]

Omakäyttöjärjestelmällä turvataan voimalaitoksen apujärjestelmien sähkönsaanti. Omakäyttöjärjestelmän kuormat voidaan jakaa kahteen osaan, joista ensimmäisenä on voimalaitoksen toiminnan kannalta kriittisimmät lähdöt. Nämä ovat usein voimalaitoksen toiminnan kannalta välttämättömiä, kuten generaattorin viilennys-, voitelu- ja palosuojausjärjestelmä ja turbiinin vedensyöttö. Toisena osana pidetään muita lähtöjä, joilla ei ole suoraa vaikutusta voimalaitoksen jatkuvaan toimintaan kuten talotekniikka, paineilmakompressorit ja nosturit. [19]

Tasasuuntaajilla liitetty tasasähköjärjestelmä kuuluu voimalaitoksen omakäyttöjärjestelmään. Tasasähköjärjestelmä koostuu akustosta, jakelujärjestelmästä ja suojausyksiköistä. Järjestelmän tehtävä on turvata voimalaitoksen turvallisen toiminnan kannalta välttämättömien ohjaus- ja suojaustoimintojen jatkuva sähkönsaanti. Toiminta edellyttää luotettavuutta, riippumattomuutta muista järjestelmistä ja toimintakyvyn valvontaa. Korkeiden vaatimusten vuoksi tasasähköjärjestelmä on usein kahdennettu. [32]

3.5 Tähtipisteen maadoitus

Maasulku tarkoittaa vikaa, jossa yksi tai useampi vaihe on kosketuksessa maapotentiaaliin. Maasulkutilanteessa verkon vaihejännitteet muuttuvat ja verkossa esiintyy kapasitiivisia vikavirtoja. Maasulkutilanteen vikavirta on pienempi kuin oikosulkuvirta, minkä vuoksi relesuojauksen voi olla vaikea havaita maasulkuvikaa. Maasulkuvat ovat merkittävimpiä ylijännitteiden aiheuttajia. Sähköverkon laitteita suojataan ylijännitteiltä maadoitusten avulla. [31]

Käyttömaadoituksella tarkoitetaan virtapiirin osan maadoittamista joko suoraan tai impedanssin kautta [37]. Voimalaitoksen ja sähköverkon käyttömaadoitus tapahtuu yleensä verkossa olevien muuntajien ja generaattoreiden tähtipisteiden maadoittamisella. Yleensä generaattorin staattorin käämitykset on kytketty tähteen, jolloin tähtipisteen maadoittaminen on mahdollista [22].

Tähtipisteiden maadoituksella on suuri vaikutus maasulkuvian aiheuttamiin vikavirtoihin ja ylijännitteisiin. Maadoituksen mitoittamisella tarkoitetaan maadoitustavan ja käytettävän maadoitusimpedanssin suuruuden valintaa. Maadoituksen mitoituksella voidaan vaikuttaa vikavirran sekä ylijännitteiden suuruuteen ja siten käytettävään suojaukseen. [38]

Maasulkuvirtaa kasvattamalla relesuojaus kykenee havaitsemaan vian ja toimimaan nopeasti. Yleensä keskijännitetaso voimalaitosjärjestelmät on maadoitettu pienen impedanssin kautta suoraan maadoittamisen sijaan generaattorin vikavirtojen rajoittamiseksi.

[31]

4. SÄHKÖJÄRJESTELMÄN UUSINNAN SUUNNITTELU

Voimalaitoksen sähköjärjestelmän suunnittelussa kytkennät ja laitevalinnat perustuvat eri vaihtoehtojen teknistaloudellisiin vertailuihin. Vertailuissa otetaan huomioon muun muassa hankintahinta, hyötysuhteet, käytettävyys, käyttö- ja huoltokustannukset sekä lähtötilanne huomioiden tulevaisuuden laajentumismahdollisuudet. [32] Sähköjärjestelmän uusinnassa on huomioitava voimalaitoksen sähköverkkoliittymän tarkastus. Voimalaitoksen liittäminen sähköverkkoon edellyttää lainsäädäntöön perustuvien yleisten ehtojen ja vaatimusten täyttämistä, joita käsitellään tässä luvussa. Tämän lisäksi luvussa tarkastellaan uusintaan liittyviä tekniseen mitoittamiseen ja kustannuslaskentaan liittyviä metodeja.

4.1 Voimalaitoksen liittäminen sähköverkkoon

Suomessa sähkömarkkinoita säätelee sähkömarkkinalaki (588/2013). Lakia sovelletaan sähkömarkkinoihin, joilla tarkoitetaan sähkön tuotantoa, tuontia, vientiä ja toimitusta sekä sähkönsiirtoa ja -jakelua. Laissa määritellään muun muassa verkonhaltijaa koskevat säännökset. Sähkömarkkinalain noudattamista Suomessa valvoo Energiavirasto. [39]

Sähkömarkkinalain mukaan yksinoikeus jakeluverkon rakentamiseen vastuualueellaan on verkonhaltijalla. Muut voivat rakentaa jakeluverkkoa vastuualueelle, kun kyseessä on esimerkiksi liittymisjohto voimalaitoksen liittämiseen verkonhaltijan sähköverkkoon. Vähintään 110 kV suurjännitejohdon rakentamiseen on oltava lupa Energiavirastolta. Energiavirastolle tulee myös ilmoittaa voimalaitoksen rakentamisesta tai sen pysyvästä käytöstä poistamisesta. [39]

Laissa säädetty liittämisvelvollisuus velvoittaa verkonhaltijan liittämään pyynnöstä toiminta-alueellaan tekniset vaatimukset täyttävät voimalaitokset sähköverkkoonsa kohtuullista korvausta vastaan [39]. Verkonhaltijaa koskee liittämisvelvollisuus suurjännitteisessä jakeluverkossa alueilla, joilla verkon käyttäjien on edullisempaa liittyä kyseisen verkonhaltijan kuin toisen verkonhaltijan verkkoon teknisistä, taloudellisista tai maankäytöllisistä syistä johtuen. Verkonhaltijan on julkaistava liittämistä koskevat ehdot ja vaatimukset, joiden on oltava tasapuolisia, syrjimättömiä ja perusteltuja. Ehtojen ja teknisten vaatimusten perusteita valvoo Energiavirasto. [40] Suomen sähköjärjestelmän käyttövarmuudesta ja teknisestä toimivuudesta vastaa järjestelmävaraava

kantaverkonhaltija. Järjestelmävastuun toteuttamiseksi kantaverkonhaltija voi asettaa tarpeellisia ehtoja sähköjärjestelmään liitettyjen voimalaitosten käyttämiselle. [39] Suomessa kantaverkonhaltijana toimii Fingrid Oyj.

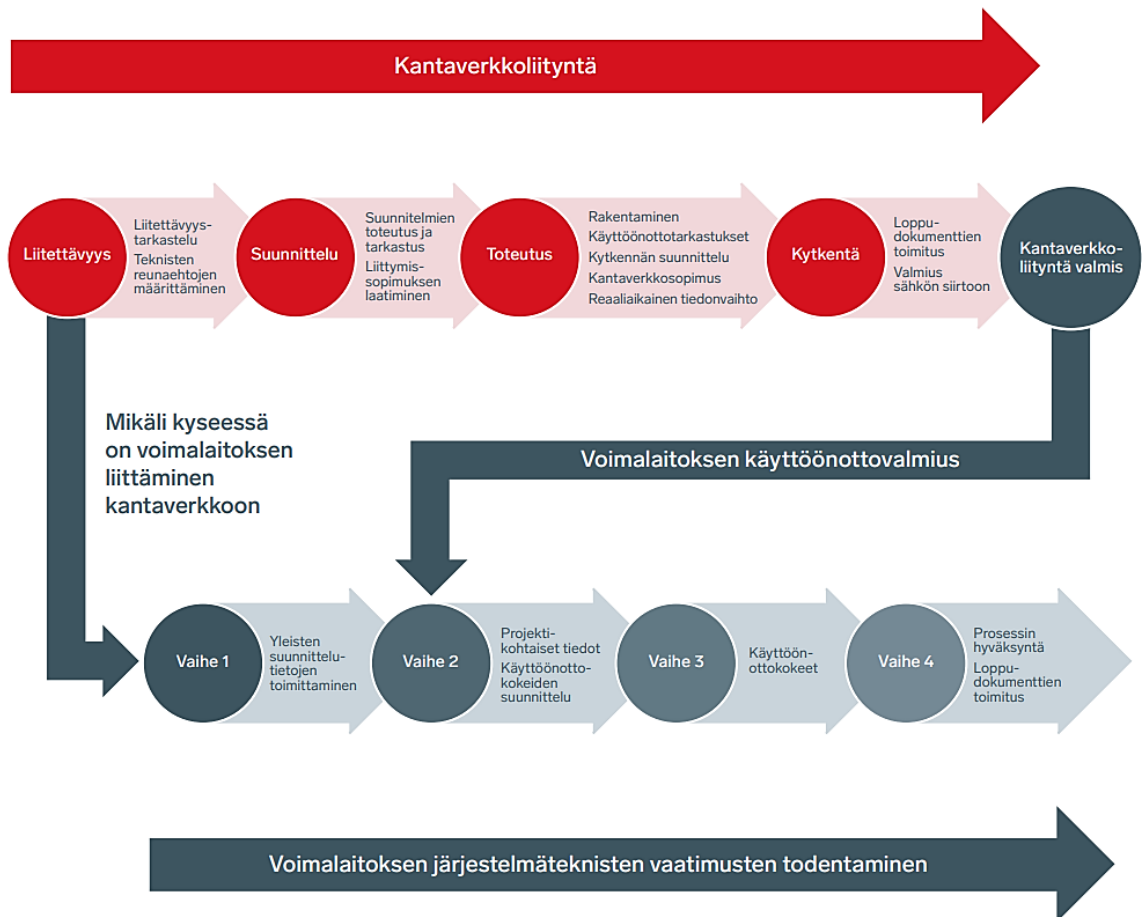
Kantaverkkoon liittyjien tulee täyttää Fingridin yleisissä liittymisehdoissa (YLE) esitetyt vaatimukset, joilla varmistetaan liitettävien verkkojen yhteensopivuus ja sähköverkon käyttövarmuus. Liittymisehdoissa määritellään liityntää koskevat oikeudet, vastuut ja velvollisuudet. Voimalaitoksen on täytettävä voimassa olevat Fingridin voimalaitoksen järjestelmätekniset vaatimukset (VJV), jotta se voidaan liittää Suomen sähköjärjestelmään. [41] Voimalaitoksen järjestelmäteknisillä vaatimuksilla varmistetaan, että voimalaitos

1. kestää sähköjärjestelmässä esiintyvät jännite- ja taajuusvaihtelut,
2. tukee sähköjärjestelmän toimintaa häiriötilanteissa sekä toimii luontevasti eri käyttötilanteissa,
3. ei aiheuta häiriötä sähköjärjestelmässä ja että
4. voimalaitoksesta tarvittavat tiedot ovat verkonhaltijalla sekä Fingridillä [29].

Kantaverkon liityntäprosessi ja voimalaitoksen järjestelmäteknisten vaatimusten todentamisprosessi on esitetty kuvassa 9.

Liitettävyydessä tarkastellaan liittynnän teknistä sopivuutta kantaverkkoon. Tässä prosessin ensimmäisessä vaiheessa valitaan liittymistapa ja -paikka. Liittymistapa voidaan toteuttaa kytkinlaitosliitynnällä tai 110 kV voimajohtoliitynnällä. Kytkinlaitosliitynnällä tarkoitetaan liittymistä 400 kV, 220 kV tai 110 kV kytkinlaitokseen. Liitettävältä teholtaan yli 250 MW liittynät liitetään ensisijaisesti 400 kV kytkinlaitokseen teknisistä syistä johtuen. Teholtaan alle 250 MW liittynät voidaan liittää 220 kV tai 110 kV kytkinlaitokseen. [41]

Suomen kantaverkossa kytkinasemat ovat harvassa ja voimajohtot ovat pitkiä. Siksi tuotanto tai kulutus voidaan liittää myös 110 kV voimajohtoon, mikä tarkoittaa johtoon liittyvää haarajohtoa tai sähköasemaa. Voimajohtoliitynnässä on otettava huomioon esimerkiksi kantaverkon käytettävissä oleva siirtokapasiteetti ja muut tekniset reunaehdot. Suurin sallittu muuntajan nimellisteho on 25 MVA ilman koneellista ilmanvaihtoa. Koneellisella ilmanvaihdolla muuntajan kuormittaminen on sallittua 30 MW asti. Jos muuntokapasiteetin tarve on suurempi, voidaan teknisten ehtojen salliessa liityntään lisätä toinen 25 MVA muuntaja. Tässä tapauksessa muuntajien alajännitepuolet eivät saa olla rinnankytketty. [41]



Kuva 9. Prosessikuvaus kantaverkkoon liittymisestä ja voimalaitoksen järjestelmäteknisten vaatimusten todentamisesta [42].

Sähkön tuotanto voidaan liittää Fingridin kytkinlaitoksiin. 110 kV voimajohtoon voidaan liittää vain pieniä voimalaitoksia. Voimajohtoon liitettävä tahtikonekäyttöinen voimalaitos on oltava teholtaan alle 5 MW tai suuntaajakäyttöinen voimalaitos alle 30 MW, jonka liittymisverkkoon syöttämä suurin oikosulkuvirta saa olla 1,2-kertainen voimalaitoksen nimellisvirtaan verrattuna. [41]

Liitettävyyden tarkastuksen jälkeen kantaverkkoliityntä etenee kuvan 9 prosessin mukaisesti. Suunnitteluvaiheessa liittyjä suunnittelee liittynnän ja toimittaa tarvittavat asiakirjat Fingridille. Suunnittelun valmistuttua seuraa liittytähankkeen toteutus ja käyttöönotto. Voimalaitosliittämiselle on suoritettava voimalaitoksen järjestelmäteknisten vaatimusten todentamisprosessi, jonka ensimmäinen vaihe on rinnakkain kantaverkkoliityntän kanssa liittyen etenkin suunnitteluvaiheeseen. Toinen vaihe alkaa vasta, kun voimalaitos on käyttöönottovalmis. Käyttöönottokokeiden jälkeen tekniset vaatimukset voidaan todeta ja prosessi hyväksyä.

Voimalaitosten järjestelmätekniset vaatimukset on porrastettu liittymispisteen jännitetasoon ja voimalaitoksen mitoitustehon perusteella neljään tyyppiluokkaan A - D.

Suurvesivoimalat kuuluvat nimellistehonsa perusteella luokkaan C 10 MW – 30 MW tai D yli 30 MW. Liittymispisteeltään vähintään 110 kV jännitetasoon liitettävä voimalaitos luokitellaan tyypiksi D. [29]

Voimalaitoksen järjestelmätekniset vaatimukset ovat sitä tiukemmat mitä suurempi voimalaitos on kyseessä. Suurvesivoimalaitokselle asetettu erityisvaatimus koskee omakäytölle jäämistä ja toimintaa omakäytöllä. Vesivoimalaitoksen tulee kyetä toimimaan omakäytöllä vähintään 8 tunnin ajan, kun muiden kuin vesi- tai ydinvoimalaitosten tulee kyetä toimimaan vähintään 1 tunnin ajan. Voimalaitoksille asetetaan monia vaatimuksia muun muassa voimalaitoksen jännite-taajuustoiminta-alueeseen, lähivikakestoisuuteen, päätötehon ja taajuudensäätöön, loistehokapasiteettiin ja jännitteensäätöön liittyen. [29]

Olemassa olevan liittynnän tyyppin C tai D voimalaitoksiin tai sen järjestelmäteknisiin ominaisuuksiin vaikuttaviin laitteistoihin tai järjestelmiin tehtävissä muutoksista tulee ilmoittaa liittymispisteen verkonhaltijalle muutosten vaikutusten ja verkon muutostarpeiden selvittämiseksi. Muutosten jälkeen voimalaitoksen on täytettävä voimassa olevat ehdot ja vaatimukset. Verkonhaltija katsoo muutoksen laajuuden perusteella edellyttääkö tapaus uutta liittymissopimusta. Tällöin verkohaltijan on sovittava uuden liittymissopimuksen ehdoista liittyjän kanssa. [29]

Voimalaitos voidaan kytkeä myös teollisuuslaitoksen verkkoon, joka on liitetty sähköverkkoon. Tässä tilanteessa liittymispisteen verkonhaltijalla, voimalaitoksen omistajalla ja teollisuuslaitoksen verkonhaltijalla on oikeus sopia voimalaitoksen ja teollisuuslaitoksen kuormitusten sähköverkosta irti kytkentää koskevista ehdoista. Lämpöä teollisuudelle tuottavan voimalaitoksen päätötehon ja taajuuden säätöön liittyviä vaatimuksia voidaan helpottaa. [29]

4.2 Tehonsiirtojärjestelmän mitoitus

Vesivoimalaitosten tehonsiirtojärjestelmän mitoituksen lähtökohtana ovat generaattoreiden määrä ja ominaisuudet, joiden perusteella valitaan tehomuuntajien suuruudet ja käytettävät jännitetasot. Tehonsiirtojärjestelmän piirikaavion suunnitteluun käytetään virran ja jännitteen mitoitusarvoja. Tässä luvussa käsitellään uuden tehonsiirtojärjestelmän alustavan suunnittelun mitoituksessa huomioitavia asioita.

4.2.1 Komponenttien mallinnus

Tässä työssä käsiteltäviin vikavirtalaskuihin voidaan käyttää yksinkertaista mallinnusta muuntajista, generaattorista, suurvirtakaapelista ja ulkoisesta verkosta. Suuritehoisilla

kolmivaihemuuntajilla tyhjäkäyntivirta ja -häviöt ovat pienet, jolloin muuntaja voidaan mallintaa oikosulkuimpedanssina. Oikosulkuimpedanssi voidaan laskea kaavalla

$$Z_k = z_k \frac{U_n^2}{S_n}, \quad (6)$$

jossa z_k on muuntajan suhteellinen oikosulkuimpedanssi, U_n on nimellisjännite ja S_n on nimellisteho. Valmistajat ilmoittavat oikosulkuimpedanssin suhteellisarvona, jolloin oikosulkuimpedanssi voidaan laskea ylä- tai alajännitepuolelle nimellisjännitteen valinnan perusteella. [33] Myös muut sähköverkon suureet voidaan redusoida jännitetasolta toiselle muuntajan muuntosuhteen avulla. Redusoituja suureita merkitään yhdellä pilkulla, mutta niitä ei tule sekoittaa muutostilan suureisiin.

Generaattori voidaan mallintaa jännitelähteenä ja impedanssina. Yleensä staattorin resistanssi on niin pieni, että sitä ei oteta huomioon käsin suoritettavissa laskuissa. Vikavirtalaskennassa käytetään alku-, muutos- tai jatkuvaa tilaa vastaavaa generaattorin reaktanssia. Generaattorin reaktanssit on myös ilmoitettu suhteellisarvoina ja ne voidaan laskea generaattorin nimellisjännitteellä ja -teholla vastaavalla tavalla kuin muuntajan oikosulkuimpedanssi. [33]

Tässä työssä käsiteltävät johdot ovat pituudeltaan lyhyitä. Lyhyen johdon mallinnuksessa kapasitanssi voidaan olettaa nolaksi, jolloin johdon sijaiskytkentä voidaan mallintaa pelkkänä impedanssina. [33]

Vikatilanteissa ulkoista verkkoa voidaan mallintaa jännitelähteenä ja oikosulkuimpedanssina. Voimalaitoksen sähköjärjestelmän mitoituksessa voimalaitoksen liitosverkkoa voidaan kuvata ulkoisena jäykkänä verkkona. Verkon haltija laskee liittymispisteelle verkon syöttämän oikosulkuvirran tai -tehon, joiden avulla voidaan laskea verkon oikosulkuimpedanssi käyttöjännitteen tasolle.

4.2.2 Oikosulku- ja kuormitusvirta

Virtarasiutus voidaan jakaa jatkuvaan ja lyhytaikaiseen rasiutukseen. Oikosulkuvirrat ovat lyhytaikaisia rasiutuksia, koska suojalaitteet katkaisevat sen nopeasti. [37] Symmetrinen kolmivaiheinen oikosulkuvirta esitettiin kuvassa 7, joka kuvastaa lähellä generaattoria tapahtuvaa vikaa. Lähellä generaattoria tapahtuvassa viassa vikavirran AC komponentti vaimenee huomattavasti, koska generaattorin reaktanssin muutoksen vaikutus on suuri vikaimpedanssiin. Kaukana generaattorista tapahtuvassa viassa vikavirran AC komponentti vaimenee vain vähän. [43] Theveninin menetelmän yksivaiheisessa sijaiskytkennässä generaattorin syöttämä kolmivaiheinen alkuoikosulkuvirta voidaan laskea kaavalla

$$I_k'' = \frac{cU_n}{\sqrt{3}Z_k}, \quad (7)$$

jossa c on taulukon 3 mukainen jännitekerroin, U_n on generaattorin nimellisjännite ja Z_k on oikosulkupiirin impedanssi sisältäen alkutilan arvot. Jännitekerrointa käytetään standardin IEC 60909 mukaisissa oikosulkulaskelmissa. [32] Jännitekerroin huomioi

1. jännitteen vaihtelun ajan ja paikan mukaan,
2. muuntajien käämikytkimien asentojen vaihtelut,
3. kuormien ja kapasitanssien huomiotta jättämisen laskennassa sekä
4. generaattoreiden ja moottoreiden käyttäytymisen oikosulun alkutilassa.

Laskennassa käytettävän jännitekertoimella kerrotun nimellisjännitteen ei tulisi ylittää laitteiden tai kojeistojen suurinta käyttöjännitettä U_m . [43] Jännitekertoimet eri nimellisjännitteille ja oikosulun laskentatavoille on esitetty taulukossa 3.

Taulukko 3. Standardin IEC 60909 mukaiset jännitekertoimet nimellisjännitteelle maksimi- ja minimioikosulkuvirran laskemiseen, muokattu lähteestä [43].

Nimellisjännite U_n	Jännitekerroin c (maksimioikosulkuvirta)	Jännitekerroin c (minimioikosulkuvirta)
0,1 kV – 1 kV	1,05*; 1,10**	0,95*; 0,90**
1 kV – 230 kV	1,10	1,00
> 230 kV	1,10	1,00

* Pienjännitejärjestelmille, joiden toleranssi on ± 6 %

* Pienjännitejärjestelmille, joiden toleranssi on ± 10 %

Oikosulkuvirran huippuarvo eli sysäysoikosulkuvirta kuvaa oikosulkuvirran suurinta mahdollista hetkellistä arvoa, joka määrää laitteiden mekaanisten rakenteiden mitoituksen [44]. Sysäysvirta voidaan laskea alkuoikosulkuvirran avulla kaavalla

$$i_p = \kappa \sqrt{2} I_k'', \quad (8)$$

jossa κ on sysäyskerroin. Sysäyskerroin riippuu resistanssin ja reaktanssin suhteesta ja se voidaan laskea kaavalla

$$\kappa = 1,02 + 0,98e^{-3\frac{R}{X}}, \quad (9)$$

jossa R on vikapiirin resistanssi ja X on vikapiirin reaktanssi. [43] Sysäyskerroin saa arvon väliltä 1,02–2,00. Suurjänniteverkossa sysäyskerroin on yleensä alle 1,8 ja pienjänniteverkoissa alle 1,44 [37].

Tarkan sysäysvirran laskennassa generaattorin resistanssia mallinnetaan fiktiivisenä resistanssina R_{Gf} , jonka suuruus riippuu generaattorin nimellisjännitteestä U_n ja -tehosta S_n seuraavien kaavojen mukaisesti:

$$R_{Gf} = 0,5X_d'', \text{ jos generaattorin } U_n > 1 \text{ kV ja } S_n \geq 100 \text{ MVA} \quad (10)$$

$$R_{Gf} = 0,7X_d'', \text{ jos generaattorin } U_n > 1 \text{ kV ja } S_n < 100 \text{ MVA} \quad (11)$$

$$R_{Gf} = 0,15X_d'', \text{ jos generaattorin } U_n \leq 1 \text{ kV} \quad (12)$$

Fiktiivinen resistanssi ottaa huomioon tasa- ja vaihtovirtakomponentin vaimentumisen ensimmäisen puolijakson aikana vikahetken alusta. [43] Mikäli tarve on arvioida sysäysvirtaa karkealla tasolla niin sysäyskertoimena voidaan käyttää arvoa 1,8. Tällöin kaava (8) voidaan pyöristää muotoon

$$i_p = 2,5I_k'' \quad (13)$$

Laitteen terminen kestoisuus kuvaa sen kykyä kestää virran aiheuttamaa lämpöä tietyn ajan. Yleensä laitteen terminen kestoisuus ilmoitetaan 1 s arvona [32]. Oikosulkuvirran termistä vaikutusta voidaan tarkastella termisellä ekvivalenttisella oikosulkuvirralla, joka voidaan laskea kaavalla

$$I_{th} = I_k'' \sqrt{m_{th} + n_{th}}, \quad (14)$$

jossa m_{th} on oikosulkuvirran vaimenevan tasakomponentin kerroin ja n_{th} on oikosulkuvirran vaimenevan vaihtokomponentin kerroin. Kertoimien m_{th} ja n_{th} suuruudet riippuvat oikosulun virtakomponenttien vaimentumisesta ja oikosulkuvian kestosta. [43] Vaimenevan oikosulkuvirran terminen vaikutus vastaa 1 sekunnin ajan vaikuttavan termisen ekvivalenttisen oikosulkuvirran termistä vaikutusta.

Oikosulkulaskennassa on huomioitava kaikki mahdolliset kytkentätilanteet ja vikavirtojen mahdollinen kasvu tulevaisuudessa [37]. Vikavirrat voivat kasvaa voimalaitoksen tulevien investointien tai liittymisverkon syöttämän oikosulkuvirran kasvun seurauksena. Liittymisverkon haltijalta voidaan tiedustella oikosulkuvirran kasvun ennustetta oikosulkukestoisuuden mitoittamiseen.

Kuormitusvirta aiheuttaa jatkuvan virtarasituksen. IEC:n (International Electrotechnical Commission) mukaan verkon osan jatkuvan virtakestoisuuden määrittää mitoitusvirta, jolla verkon osan tulee kestää jatkuvassa käytössä vahingoittumattomana. IEC on standardoinut muutamia yleisiä mitoitusvirtoja. Jatkuvan virtakestoisuuden rajan asettaa yleensä lämpeneminen. [37]

4.2.3 Muuntajan mitoitus

Voimalaitoksen generaattoreiden tuottama teho määrää päämuuntajan mitoituksen. Tehomuuntajia voidaan käyttää myös rinnan. Rinnankytkennässä on huolehdittava, ettei yksikään muuntaja ylikuormitu. Rinnan käyvien muuntajien sähköisten ominaisuuksien on oltava samaa suuruusluokkaa ja niiden on täytettävä yleiset ehdot, joissa muuntajien

1. nimellistehojen suhde voi olla korkeintaan 3:1,
2. oikosulkuimpedanssien erotus voi olla korkeintaan 10 %,
3. nimellisjännitteiden muuntosuhteen toleranssi voi olla korkeintaan 0,5 % ja
4. toisiojännitteiden on oltava keskenään samansuuntaiset [32].

Päämuuntajan mitoituksessa on otettava huomioon muuntajan häviötehot. Kalliimpi muuntaja pienillä tehohäviöillä voi osoittautua edullisemmaksi vaihtoehdoksi kuin halvempi muuntaja, jossa on suuremmat häviöt. Muuntajan käydessä tyhjäkäyntihäviö P_0 pysyy vakiona, mutta kuormitushäviö P_k riippuu kuormituksen suuruudesta. Muuntajan nimelliskuormitushäviö P_{kn} tarkoittaa muuntajan kuormitushäviötä sen käydessä nimelliskuormituksellaan. Nimelliskuormitushäviö ilmoitetaan yleensä muuntajan kilpiarvona. Muuntajan kuormitushäviö tietyllä kuormalla S voidaan laskea kaavalla

$$P_k = \left(\frac{S}{S_n}\right)^2 P_{kn}, \quad (15)$$

jossa S_n on muuntajan nimellisteho [45].

4.2.4 Jännitekestoisuus

Jänniterasitukset määrittävät verkon eristysmitoituksen. Jänniterasitukset voidaan jakaa jatkuvaan käyttöjännitteeseen ja lyhytaikaisiin ylijännitteisiin. IEC:n mukaan verkon suurin käyttöjännite määrää jatkuvan jänniterasituksen ylärajan verkossa. Sähköverkon laitteen tai kojeiston suurin käyttöjännite U_m antaa ylärajan sille verkon suurimmalle käyttöjännitteelle, joka laitteeseen saa korkeintaan jatkuvasti kohdistua. Käytännössä laitteen ja verkon suurimmalla käyttöjännitteellä ei ole suurta eroa. Laitteiden eristysteknisen ja toiminnallisen suunnittelun perustana käytetään laitteen suurinta käyttöjännitettä U_m , jolle on määritelty IEC:n standardoimia ja Suomessa sovellettavia arvoja. [37]

Ylijännitteet voidaan jakaa transienttiylijännitteisiin ja pienitaajuisiin ylijännitteisiin. Transienttiylijännitteet ovat voimakkaasti vaimenevia ja lyhytaikaisia. Näitä ovat esimerkiksi salaman iskun tai kytkentäilmiön aiheuttamat ylijännitteet. Pienitaajuiset ylijännitteet ovat pitkäaikaisia vaimenemattomia tai hitaasti vaimenevia ylijännitteitä, jolle ominaista on

jaksollisuus. Niiden aiheuttajia ovat usein verkkojen vika- ja resonanssilanteet. Erilaisien ylijännitteiden vaikutus laitteisiin ja laitteiden jännitekestoisuus mitataan jännitetesteillä, joissa käytetään standardien määrittelemiä ylijännitteitä vastaavia jänniterasituk-sia. Ylijännitesuojauksella pyritään rajoittamaan verkossa esiintyviä ylijännitteitä, jotta ne eivät aiheuta häiriötä tai vahingoita verkon kalliita komponentteja. [37]

4.3 Kustannuslaskenta

Sähköjärjestelmän uusinnan toteutustapojen kustannuksia on vertailtava keskenään. Uusinnan yhteydessä voidaan toteuttaa myös uusia investointeja tai ennakoida mahdollisia tulevia investointeja, kuten voimalaitoksen tehonnostoa. Investointilaskelmilla voidaan verrata uusinnan eri vaihtoehtoja ja löytää taloudellisesti kustannustehokkaimmat toteutustavat sekä selvittää uuden investoinnin kannattavuutta.

Investoinnin kannattavuuteen vaikuttavat perushankintakustannus, juoksevasti syntyvät tuotot ja kustannukset, laskentakorkokanta, investoinnin pitoaika ja jäännösarvo. Laskennan lähtötiedot perustuvat hankittuihin tai arvioituihin tietoihin. Rahan arvoa nyt ja tulevaisuudessa voidaan verrata korkolaskelmalla, jossa korko lisätään rahan arvoon tulevaisuudessa, tai diskonttaamalla, jossa selvitetään, kuinka paljon arvokkaampaa on saada tietty rahamäärä käyttöön tänään kuin tulevaisuudessa. [46] Tulevaisuudessa n vuoden päästä tapahtuvan maksun V nykyarvo NA (Present Value, PV) voidaan laskea kaavalla

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

jossa i on laskentakorkokanta [47]. Kaavassa rahasumma V kerrotaan diskonttaustekijällä $(1+i)^{-n}$. [46]

Investointilaskennan menetelmiä on monia ja näistä yleisimpiä ovat nykyarvomenetelmä, annuiteettimenetelmä, sisäisen korkokannan menetelmä, pääoman tuottoaste-menetelmä eli ROI (Return on investment) ja takaisinmaksuajan menetelmä. Nykyarvomenetelmässä investoinnin kaikki tuotot ja kustannukset diskontataan nykyhetkeen valittua laskentakorkokantaa käyttäen. Investointi on kannattava, kun nykyarvo on positiivinen. Laskentakorkokannaksi valitaan yleensä oman pääoman tuottovaatimus. [46] Taulukossa 4 on esitetty suuntaa antavia tuottovaatimuksia erityyppisille tuotannollisille investoinneille.

Taulukko 4. Suuntaa antavia tuottovaatimuksia tuotannollisille investoinneille, muokattu lähteestä [48].

Tärkeys	Investoinnin peruste	Tuottovaatimus
1.	Laki tai määräys	Ei tuottovaatimusta
2.	Markkina-aseman turvaaminen	6 %
3.	Koneiden ja laitteiden peruskorjaus tai uusinta	10–12 %
4.	Kustannusten alentaminen	12 – 15 %
5.	Tuottojen lisääminen	15 – 20 %
6.	Riskejä sisältävät uudet investoinnit	> 20 %

Nykyarvomenetelmässä lasketaan investoinnin nettonykyarvo *NNA* (Net Present Value, NPV) kaavalla

$$NNA = -H + \sum_{j=1}^n \frac{k_j}{(1+i)^j} + \frac{JA}{(1+i)^n}, \quad (17)$$

jossa H on perushankintakustannus, n on hankinnan pitoaika vuosina, k_j on investoinnin tuottama kassavirta vuotena j ja JA on investoinnin jäännösarvo. Investointi on kannattava, kun sen nettonykyarvo on positiivinen ja nettonykyarvoltaan suurin investointi on kannattavin. Jos vuosittainen kassavirta on vakio, investoinnin tuottaman kassavirran nykyarvo voidaan esittää muodossa

$$NA = \sum_{j=1}^n \frac{k_j}{(1+i)^j} = k \cdot \frac{((1+i)^n - 1)}{i \cdot (1+i)^n}, \quad (18)$$

jossa k on vuosittain vakio kassavirta. [47] Kun investoinnin jäännösarvo on nolla ja kassavirta on vakio, voidaan nettonykyarvon kaava sieventää muotoon

$$NNA = -H + k \cdot \frac{((1+i)^n - 1)}{i \cdot (1+i)^n}. \quad (19)$$

Takaisinmaksuajan menetelmässä lasketaan vuosina aika, jolloin investointi maksaa itsensä takaisin. Takaisinmaksuaika n voidaan laskea kaavasta

$$\sum_{j=1}^n k_j - H = 0. \quad (20)$$

Takaisinmaksuajan menetelmässä voidaan myös diskontata vuosittainen kassavirta nykyarvoksi laskentakorkokannalla, jolloin laskentaan voidaan käyttää kaavaa

$$\sum_{j=1}^n \frac{k_j}{(1+i)^j} - H = 0. \quad (21)$$

Takaisinmaksuajan menetelmä ei ota suoraan kantaa investoinnin kannattavuuteen, koska laskentamalli ei huomioi takaisinmaksuajan jälkeistä kassavirtaa. Tämän vuoksi menetelmä sopii muiden kannattavuuslaskentamenetelmien täydentämiseen. [47]

4.4 Yleisiä huomioita sähköjärjestelmän uusinnasta

Vesivoimalaitoksen toimintaympäristö on yksilöllinen. Voimalaitoksen sähköjärjestelmä on laaja kokonaisuus, jossa laitteistojen käyttöiät voivat olla eri pituisia. Laitteistot, joilla pitoaikaa on vielä jäljellä, on huomioitava uuden sähköjärjestelmän mitoituksessa. Toimintaympäristön muutoksia voidaan ennakoida voimalaitoksen investoinneissa. Sähköjärjestelmän kohdalla tämä tarkoittaa varautumista mahdollisiin vesivoimalaitoksen uusiin koneistoihin tai tehonnostoihin.

Sähköjärjestelmän uusinnan tarkemmassa suunnittelussa uusille laitteille on tarkasteltava muitakin vaatimuksia virtojen ja jännitteiden mitoittamisen lisäksi. Yleisiä vaatimuksia voivat olla esimerkiksi hyötysuhde, kytkinlaitteiden toimintakestoisuus, ympäristöoloihin sopeutuminen, kauko- tai paikallisohjauksen valinta, laajennettavuus ja turvallisuuskäsitteet [37]. Laitteisto- ja kojeistovalinnoilla on merkitystä vesivoimalaitoksen käytettävyyteen.

5. INKEROISTEN VESIVOIMALAITOS

Inkeröiden vesivoimalaitos sijaitsee Kouvolassa Kymijoen varrella. Voimalaitos valmistui vuonna 1922. Voimalaitoksella on käytössä neljä koneistoa, joista kolmelle toteutettiin tehonnosto vuosina 1993–94. Tehonnosto kasvatti voimalaitoksen tehoa noin 20 %. Neljäs tuotannossa oleva koneisto on alkuperäinen, niin sanottu museokone. Voimalaitoksen putouskorkeus on 9,7 m ja sen tuottama energia vuodessa on keskimäärin 80 GWh, mikä vastaa noin 11 400 nelihenkisen perheen vuotuista sähkönkulutusta. [49]

Inkeröiden voimalaitoksen viereen myöhemmin rakennettu Anjalankosken voimalaitos valmistui vuonna 1983. Voimalaitoksella vuosituotanto on keskimäärin noin 130 GWh. Anjalankoskella on käytössä yksi koneisto. [50] Voimalaitoksilla on yhteinen säännöstelypato, jonka patoluukut sijaitsevat Anjalankosken ja Inkeröiden välissä [28]. Voimalaitokset sijaitsevat Kymenlaakson Sähkön jakeluverkkoalueella.

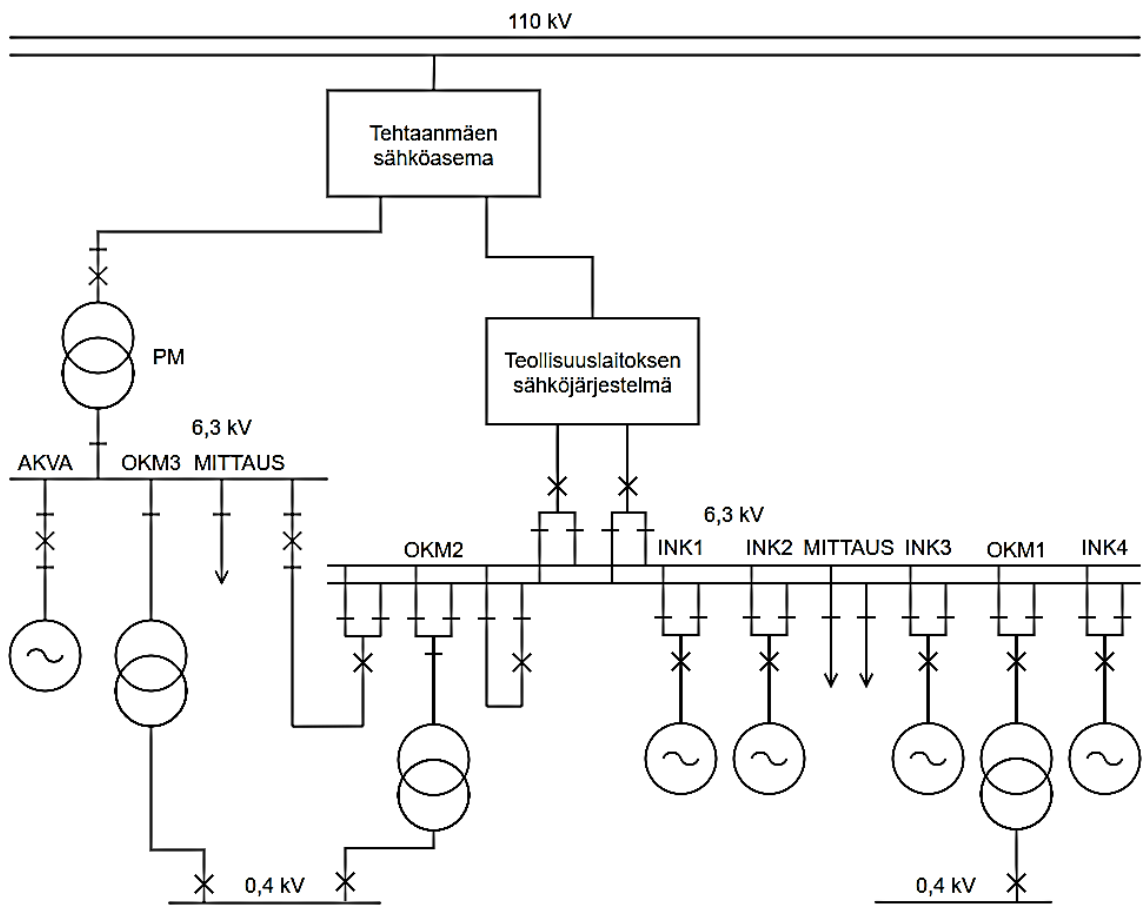
Inkeröiden kolme uudempaa koneistoa ovat pysty akselisia Kaplan turbiineja, jotka ovat kytketty generaattoreihin vaihdelaatikon välityksellä. Vanha museokone on vaak akselinen Francis turbiini. Anjalankosken voimalaitoksen koneistona on vaak akselinen Kaplan Bulb turbiini, jossa generaattori sijaistee kotelossa veden alla. [28]

Vesivoimalaitosten vieressä sijaitsee paikallisen teollisuustoimijan Stora Enson Inkeröiden kartonkitehdas ja Anjalan paperitehdas. Tehtaat on integroitu keskenään ja ne hyödyntävät synergioita energia- ja raaka-ainehankinnoissa [51]. Inkeröiden kartonkitehdas on perustettu jo ennen voimalaitoksia vuonna 1872 [52]. Inkeröiden vesivoimalaitoksen valmistuttua sen sähköjärjestelmä on liitetty kartonkitehtaaseen, jolloin voimalaitoksen tuotanto syötetään suoraan tehtaiden kuormitukselle. Kokoluokaltaan tehtaiden kuluttama energia on paljon suurempi kuin vesivoimalaitoksen tuotanto. Kemijoki osti vesivoimalaitokset vuonna 2000 ja nykyään Stora Enso toimii Kymijoen yhteistyökumppanina Inkeröiden ja Anjalankosken voimalaitosten valvonnassa, käytössä ja kunnossapidossa. [28]

Inkeröiden sähköjärjestelmä on tulossa käyttöikänsä päähän ja sille suunnitellaan uusintaa. Sähköjärjestelmän uusinta ei kata nykyistä koneistoa, joten uusinnan alustavat suunnitelmat mitoitetaan nykyisen koneiston mukaan. Uusinta keskittyy voimalaitoksen tehonsiirtojärjestelmään. Tässä luvussa esitellään voimalaitosten nykyinen tila, joka toimii lähtötietona uusinnan suunnitteluun.

5.1 Sähköjärjestelmän nykyinen ratkaisu

Kantaverkkoyhtiö Fingrid on rakentanut Tehtaanmäen sähköaseman Inkerisiin. Sähköaseman rakentaminen aloitettiin huhtikuulla ja projekti valmistui 2020 lopulla. Sähköasemaan on tarkoitus liittää ympäröivän alueen tehtaita ja voimalaitoksia sekä parantaa niiden käyttövarmuutta. [53] Anjalankosken voimalaitos on liitetty Tehtaanmäen sähköaseman kautta 110 kV kantaverkkoon. Inkeristen voimalaitos on liitetty kartonkitehtaan teollisuuslaitoksen sähköjärjestelmään, joka on liitetty myös Tehtaanmäkeen. [28] Vesivoimalaitosten pelkistetty pääkaavio on esitetty kuvassa 10.



Kuva 10. Inkeristen ja Anjalankosken voimalaitosten pelkistetty pääkaavio. Kuvassa poikkiviiva johtimella tarkoittaa erotinta ja rasti katkaisijaa.

Voimalaitosten kiskojännitteet ovat 6,3 kV. Kuvassa oikealla puolella on Inkeristen voimalaitoksen kaksoiskiskojärjestelmä. Voimalaitoksella käytetään kokoojakiskokytettä, jolloin generaattorit INK1–4 on kytketty samaan kiskostoon. Kiskostossa kolme generaattoria on kytketty yhdelle kiskolle ja yksi generaattori toiselle kiskolle. Kiskosto on yhdistetty kahden siirtoreitin kautta teollisuuslaitoksen sähköjärjestelmään. Inkeristen voimalaitoksen omakäyttösähkö otetaan kiskostosta omakäyttömuuntajan OKM1 kautta. Inkeristen kiskosto on yhdistetty suurvirtakaapelilla kuvassa vasemmalla puolella olevaan Anjalankosken yksikiskojärjestelmään, johon on liitetty Anjalankosken generaattori

AKVA. Anjalankosken omakäyttöjärjestelmä ottaa virran yksikiskojärjestelmästä omakäyttömuuntajalla OKM3 ja omakäytöllä on varayhteys Inkeröiden kiskostoon muuntajalla OKM2. Anjalankoski on liitetty päämuuntajan PM kautta sähköasemaan.

Päämuuntaja on mitoitettu Anjalankosken voimalaitoksen mukaan, joten Inkeröiden kaikkien generaattoreiden tehoa ei voida syöttää päämuuntajan läpi Anjalankosken käytössä normaalisti. Inkeröiden ja teollisuusjärjestelmän välisen siirtoreitin kautta voidaan syöttää korkeintaan kolmen generaattorin teho. Normaalissa käyttötilassa Inkeröiden kolme generaattoria syöttävät tehoa kartonkitehtaalle ja yksi generaattori syöttää tehoa Anjalankoskeen. Voimalaitosten tuottama sähkö myydään sähkömarkkinoilla. [28]

5.2 Laitteistojen lähtötiedot

Tehonsiirtojärjestelmän mitoittamiseen tarvitaan Inkeröiden ja Anjalankosken generaattoreiden nimellistiedot ja käytettävät reaktanssit. Arvot on esitetty taulukossa 5. Generaattorien reaktanssien todelliset arvot on laskettu kaavan (6) mukaisesti nimellisjännitteen jännitetasolle.

Taulukko 5. *Inkeröiden ja Anjalankosken voimalaitosten generaattoreiden nimellisarvot [20]. Nimellisarvoilla on laskettu reaktanssien todelliset arvot. Generaattorit INK1–3 ovat identtiset.*

Generaattori	INK1–3	INK4	AKVA
S_n (MVA)	5,2	3,5	24,0
U_n (kV)	6,3	6,3	6,3
I_n (A)	476,5	320,8	2199,4
x_d'' Saturoitunut (pu)	0,145	0,185	0,240
X_d'' Saturoitunut (Ω)	1,107	1,836	0,397

Samalla kaavalla voidaan laskea myös päämuuntajan oikosulkuimpedanssi. Taulukossa 6 on esitetty päämuuntajan nimellisarvot ja laskettu oikosulkuimpedanssi muuntajan toisiojännitteen puolelle.

Taulukko 6. *Anjalankosken päämuuntajan nimellisarvot [20]. Oikosulkuimpedanssi on laskettu 6,3 kV:n nimellisjännitteen puolelle.*

Muuntajan tiedot	S_n (MVA)	U_{n1} (kV)	U_{n2} (kV)	z_k (pu)	Z_k (Ω)
PM	25	115	6,3	0,098	0,155

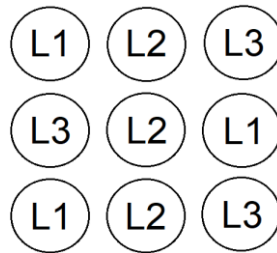
Nimellisjännitteeltään 110 kV:n kantaverkossa jännitteen normaali vaihtelualue on 105–123 kV. Liittymispisteen suunnittelun lähtökohtana käytettävä normaali käyttöjännite on

118 kV. [29] Verkonhaltijan velvollisuus on ilmoittaa verkon syöttämä oikosulkuvirta liittymispisteelle. Liittymän mitoittamiseen verkonhaltija arvioi myös verkon syöttämän oikosulkuvirran kasvun tulevaisuudessa. Liittymän 110 kV kantaverkon käyttöjännite, verkon syöttämät oikosulkuvirrat ja lasketut oikosulkuimpedanssit on koottu taulukkoon 7.

Taulukko 7. *Liitosverkon lähtötiedot [20]. Laskentajännitteellä ja verkon syöttämällä oikosulkuteholla voidaan laskea verkon oikosulkuimpedanssi ja redusoida se päämuuntajan muuntosuhteella 6,3 kV:n jännitetasolle.*

Verkon tiedot	Käyttöjännite (kV)	I_k'' (kA)	I_k'' (ennuste) (kA)	Z_k'' (Ω)	Z_k'' (6,3 kV) (Ω)
110 kV verkko	118	16,2	21	3,244	0,010

Voimalaitokset on yhdistetty suurvirtakaapelijärjestelmällä. Voimalaitosten välinen kaapeli on AHXCMK 9x1x800, jossa jokaiselle vaiheelle on kytketty rinnan kolme yksijohdinkaapelia. [28] Kaapelijärjestelmän asennustapana on käytetty hyllyasennusta ja asennuskuvio on kuvan 11 mukainen [54].



Kuva 11. *Yksijohdinkaapelijärjestelmän asennuskuvio.*

Kaapeleiden kosketussuojat on yhdistetty ja maadoitettu kaapelijärjestelmän molemmista päistä, jolloin kosketussuojapiiri on suljettu [54]. Suljettua kosketussuojapiiriä ja asennuskuviota vastaavat sähköiset arvot ja kaapelireitin tiedot on koottu taulukkoon 8.

Taulukko 8. *Kaapelijärjestelmän tiedot. Resistanssi ja reaktanssi ovat kaapelijärjestelmän asennustapoja vastaavat luvut lähteestä [36], joiden perusteella on laskettu kaapelijärjestelmän impedanssi.*

Kaapelin tiedot	Pituus (m)	r (Ω /km)	x (Ω /km)	Z (Ω)	Kuormitettavuus (A)
Kaapelijärjestelmä	385	0,0216	0,0380	0,017	2424

Kaapelijärjestelmän kuormitettavuuteen vaikuttavat järjestelmän asennus ja ympäristö. Kaapelijärjestelmästä on ilmoitettu taulukon 8 mukainen kuormitettavuus, jota arvioidaan tarkemmin luvussa 5.3.2.

5.3 Oikosulkuvirrat ja kuormitus

Inkeröiden ja Anjalankosken vesivoimalaitosten oikosulkuvirtojen laskennassa tarvitaan taulukoiden 5–8 tietoja. Tarkkojen vikavirtojen määrittämiseen tarvitaan myös teollisuuslaitoksen sähköjärjestelmän ja Inkeröisiin kytkettyjen tehdaskuormien vaikutus. Ajantaisaisia tarkkoja oikosulkuvirtoja nykyisestä tilanteesta ei tähän työhön ole tarpeellista laskea. Sen sijaan tässä luvussa arvioidaan Inkeröiden kojeiston oikosulkukestoisuuden ylittymisen korjaavien toimenpiteiden ajallista toteuttamista sekä tarkastellaan kaapeli-järjestelmän kuormitusta ja oikosulkukestoisuutta.

5.3.1 Inkeröiden kojeiston oikosulkukestoisuuden ylittyminen

Inkeröiden voimalaitoksen sähkölaitteistolle on tehty määräaikaistarkastus vuonna 2018. Tarkastuksessa havaittiin puutteena voimalaitoksen kiskokojeiston oikosulkukestoisuuden ylittyminen. Sähkölaitteiston tarkastus suoritettiin tarkastusstandardin SFS 5825 ohjeita soveltaen. [55] Standardi käyttää puutteiden luokittelussa Tukes-ohjeessa Sähkölaitteistot ja tarkastukset määritellyjä kategorioita. Kategoriat ovat seuraavat:

- Kategorian 0 puute aiheuttaa välittömän vaaran.
- Kategorian 1 puute aiheuttaa vakavan vaaran.
- Kategorian 2 puute aiheuttaa kohtalaisen tai lievän vaaran.
- Kattegoria 3 on vaatimusten mukainen. [56]

Kategorian 0 välittömän vaaran ilmentyessä laitteen tai laitteiston käyttö kehotetaan lopettamaan ja erottamaan se verkosta. Kategorian 1 vakavasta puutteesta määrätään uusintatarkastus, jossa varmistetaan puutteen korjaus. [57] Uusintatarkastuksen määrittäminen ja sen aiheuttamat perusteet kirjataan selkeästi pöytäkirjaan. Uusintatarkastus on suoritettava 3 kuukauden kuluessa alkuperäisestä tarkastuksesta. [56] Standardi ja Tukes-ohje eivät määrittele kategorian 2 puutteille tehtäviä välittömiä toimenpiteitä tai korjausaikaa. Kaikki tarkastuksessa havaitut puutteet luetteloidaan pöytäkirjaan [57].

Inkeröiden sähkölaitteiston tarkastuspöytäkirjaan luetteloidut huomautukset koskevat kategorian 2 puutteita, jotka vaativat toimenpiteitä. Puutteet, mukaan lukien kiskokojeiston oikosulkukestoisuuden ylittyminen, katsotaan tarpeelliseksi korjata kohtuullisessa ajassa vaaditun sähköturvallisuustason saavuttamiseksi. Seuraavaksi tarkastukseksi on ilmoitettu seuraava määräaikaistarkastus. [55] Oheisen tarkastelun perusteella kojeiston oikosulkukestoisuudessa havaitun puutteen korjaus on mahdollista ajoittaa lähivuosina toteutettavan sähköjärjestelmän uusinnan yhteyteen, mikä on taloudellisin toimintatapa.

5.3.2 Kaapelijärjestelmän teknistä tarkastelua

Kaapelijärjestelmän teknisessä tarkistuksessa selvitetään, että kaapeliyhteys täyttää vi-ranomaisten määräykset ja tietyt vaatimukset esimerkiksi kuormitettavuuden, termisen ja dynaamisen oikosulkukestoisuuden, jännitteen aleneman sekä turvallisuuden osalta. Kaapelijärjestelmän turvallisuudessa on huomioitava muun muassa ylivirtasuojauksen riittävän nopea toiminta ja avoimessa kosketussuojapiirissä kaapelin kosketussuojaan indusoituvan jännitteen suuruus. [36]

Kaapelijärjestelmän kuormitettavuuteen vaikuttavat asennuskuvio, kosketussuojapiirin asennustapa ja ympäröivän ilman lämpötila. Kuvan 11 mukaisella asennuskuviolla ja kosketussuojapiirin ollessa suljettu kaapelijärjestelmän suurin sallittu kuormitusvirta on 2500 A olettaen, että kaapelien keskipisteen välinen etäisyys on 90 mm, järjestelmä on asennettu alumiinikaapelihyllylle, jossa ilma pääsee vapaasti kiertämään sen ympäri, johtimen suurin sallittu jatkuva käyttölämpötila on 90°C ja ympäröivän ilman lämpötila on 25°C. Vastaavissa olosuhteissa kosketussuojapiiriltään avoimen kaapelijärjestelmän suurin sallittu kuormitusvirta on 2650 A. Ympäröivän ilman lämpötilan kasvaessa kaape-lijärjestelmän suurin sallittu kuormitusvirta pienenee esimerkiksi 30°C lämpötilassa 0,95 kertaiseksi tai 35°C lämpötilassa 0,9 kertaiseksi. Auringonsäteilyn lämpövaikutus suosi-tellaan harkittavan tapauskohtaisesti. Kaapelijärjestelmän kuormitettavuuden määrää aina jäähtymisolosuhteiltaan yhteyden huonoin kohta. Tällaiset lyhyetkin 0,5–1 m vas-taavat kohdat suositellaan tarkastamaan mitoituksessa. [36]

Edellisen perusteella ilman lämpötilan ollessa 35°C kosketussuojapiiriltään suljetun kaa-pelijärjestelmän kuormitettavuudeksi saadaan 2250 A. Inkeröisten ja Anjalankosken vä-lisen kaapelijärjestelmän suurimmaksi sallituksi kuormitusvirraksi on ilmoitettu 2424 A vallitsevissa ympäristöolosuhteissa. Kaapelijärjestelmää kuormittaa tällä hetkellä vain yksi Inkeröisten generaattori. Järjestelmä on kuitenkin mitoitettu kestämään Inkeröisten kaikkien generaattoreiden kuormitus. Generaattoreiden INK1–4 nimellisvirtojen summa on 1750,4 A, joka saadaan taulukosta 5. Tämän tarkastelun perusteella voimalaitosten välisen kaapelijärjestelmän kuormitettavuus on riittävä siirtämään Inkeröisten kaikkien generaattoreiden tehon. Tarkemmassa tarkastelussa kaapelijärjestelmän kuormitetta-vuus on tarkastettava heikoimmista kohdista, joissa johtimien asennuskuvio poikkeaa normaalista tai jäähtymisolosuhteet ovat huonot. Kaapelijärjestelmän kuormitettavuutta voidaan kasvattaa kytkemällä kosketussuojapiiri avoimeksi, jolloin järjestelmän suurin sallittu kuormitusvirta nousisi. Tällöin kosketussuojan avoimeen päähän indusoituvan jännitteen on pysyttävä sähköturvallisuusvaatimusten asettamissa rajoissa ja kaapelijär-jestelmän maadoitettu pää on varustettava suojalaitteella kosketussuojan vikatapauksia varten [36].

Kaapelijärjestelmän dynaaminen oikosulkukestoisuus määritellään suurimman mahdollisen sysäysoikosulkuvirran mukaan. Oikosulkukestoisuuteen vaikuttaa kaapelien asennuskiinnikkeiden välimatka. [36] Voimalaitosten välinen kaapelijärjestelmä on sidottu noin 65 cm:n välein [54]. Tällä kiinnikevälillä järjestelmän oikosulkukestoisuus on 100 kA [36]. Kaapelijärjestelmä kokee suurimman mahdollisen oikosulkuvirran, kun Inkeröisten kiskostossa tapahtuu kolmivaiheinen vika, jossa AKVA ja 110 kV verkko syöttävät vikavirtaa kaapelijärjestelmän kautta Inkeröisten kiskoon. Muodostamalla Theveninin menetelmällä yksivaiheisen sijaiskytkennän AKVA:sta ja 110 kV verkosta, voidaan kaavalla (7) ja taulukoiden 3 ja 5–7 tiedoilla laskea alkuoikosulkuvirta, joka on 33,9 kA. Sysäysoikosulkuvirta voidaan laskea kaavalla (13), jolloin sysäysoikosulkuvirraksi saadaan 84,75 kA. Tämän tarkastelun perusteella kaapelijärjestelmän dynaaminen oikosulkukestoisuus voidaan todeta riittäväksi. Tarvittaessa dynaamista oikosulkukestoisuutta voidaan kasvattaa 150 kA:iin asti kiinnikepakettiin asennettavien lisätukien avulla [36].

Kaapelijärjestelmän termiseen oikosulkukestoisuuteen vaikuttavat oikosulkuvirran kesto ja johtimen lämpötila oikosulun alussa. Johtimen lämpötilan ollessa 90°C sen suurin sallittu 1 s kestävä oikosulkuvirta on 75 kA. Oikosulun todellista kestoja vastaava oikosulkuvirta saadaan jakamalla 75 kA oikosulun keston neliöjuurella. [36] Inkeröisten voimalaitoksen kojeiston pienimmän oikosulkuvirran katkaisuaika on 0,4 s. Tätä aikaa vastaava kaapelijärjestelmän johtimen suurin sallittu oikosulkuvirta on 118,6 kA. Tätä voidaan verrata juuri laskettuun kaapelijärjestelmän suurimpaan sallittuun sysäysoikosulkuvirtaan ottaen huomioon vikavirran jakautuminen kolmelle rinnakkaiselle johdolle. Sysäysoikosulkuvirta voidaan jakaa kolmella, jolloin yhdelle johtimelle saatu oikosulkuvirta on 28,25 kA. Kuvan 11 asennuskuvion virtojen suhteelliset arvot johtimissa vaihtelevat välillä 0,92–1,13. Virtojen vaihtelu huomioiden suurin johtimen oikosulkuvirta voi siis olla 31,92 kA. Tämä on kuitenkin pieni verrattuna johtimen suurimpaan sallittuun oikosulkuvirtaan. Tämän tarkastelun perusteella kaapelijärjestelmän termien oikosulkukestoisuus on riittävä.

6. SÄHKÖJÄRJESTELMÄN UUSINNAN VAATI- MUSTEN SELVITYS JA TOTEUTUKSEN ARVI- OINTI

Voimalaitoksen sähköjärjestelmiin liittyvät vaatimukset ja lainsäädäntö on vuosien saatossa muuttunut. Voimalaitoksen tulee täyttää ja ylläpitää järjestelmäteknisiä vaatimuksia, jotka ovat olleet voimassa voimalaitoksen liittymissopimusta tehtäessä [29]. Lisäksi voimalaitoksen sähköjärjestelmän rakentaminen ja operointi täytyy toteuttaa voimassa olevan lainsäädännön mukaisesti. Viimeisin merkittävä Inkeröiden voimalaitoksen sähköjärjestelmään tehty muutos on koneistojen tehonnosto vuosina 1993–94. Tämän jälkeen Sähkömarkkinalaki astui voimaan vuonna 1995 ja Suomen Kantaverkkoyhtiö eli nykyinen Fingrid perustettiin vuonna 1996. Näiden myötä sähköverkkoon ja voimalaitoksiin liittyvä sääntely on kehittynyt paljon parin viimeisen vuosikymmenen aikana.

Suunnitteilla olevassa Inkeröiden voimalaitoksen sähköjärjestelmän uusinnassa on huomioitava nykypäivän lainsäädännön ja vaatimusten asettamat reunaehdot. Uusinnan alustaviin suunnitelmiin on selvitettävä sähköjärjestelmän tehonsiirto- ja omakäyttöjärjestelmän pää- ja varayhteyksiin liittyvät reunaehdot ja miten ne ohjaavat uusinnan toteutustapoja. Yksi tämän työn keskeisimmistä selvityskohteista on voimalaitoksen uuden sähköjärjestelmän mahdollisuudet kytkeytyä teollisuuden sähköjärjestelmään.

Sähkömarkkinalaki asettaa vaatimukset sähköverkon rakentamiselle ja luvanvaraiselle sähköverkkotoiminnalle. Tässä luvussa selvitetään miten sähkömarkkinalaki ja tekniset vaatimukset ohjaavat Inkeröiden sähköjärjestelmän uusinnan toteutustapoja. Lisäksi luvussa tunnistetaan hyöty-, haitta- ja riskitekijöitä, jotka vaikuttavat sähköjärjestelmän uusinnan investointiin ja voimalaitoksen toimintaan tulevaisuudessa, sekä arvioidaan, miten eri tekijät vaikuttavat toteutustavan valintaan.

6.1 Sähköjärjestelmän uusinnan toteutustavat

Nykyisessä sähköjärjestelmässä Inkeröiden voimalaitoksen kiskosto on yhdistetty kahdella siirtolinjalla teollisuustoimijan vanhaan 6 kV:n kytkinkenttään ja sen kautta kartonkitehtaan sähköjärjestelmään. Yksittäisiä tehdaskuormituksia on liitetty suoraan voimalaitoksen kiskokojeistoon. Sähköjärjestelmän uusinnassa voimalaitoksen uusi kiskokojeisto suunnitellaan voimalaitoksen omille liitoksille ja tehdaskuormitukset liitetään teollisuusalueen omalle kiinteistölle. [20]

Sähköjärjestelmän alustavassa suunnittelussa kartoitetaan ja vertaillaan eri toteutusvaihtoehtoja. Tässä luvussa käsitellään voimalaitoksen tehonsiirtoreitille kahta eri toteutustapaa. Toteutustapa on päätettävä ennen uusinnan toteutuksen yksityiskohtaista suunnittelua ja investointihankkeen aloittamista. Investointikustannuksiltaan edullisin tapa sähköjärjestelmän uusimiselle on säilyttää nykyinen ratkaisu, jossa tehonsiirtoreitin pääyhteys on viereisen teollisuuslaitoksen sähköjärjestelmään, joka kuluttaa merkittävän osan voimalaitoksen tuotannosta. Jokin muu tapa edellyttää täysin uuden tehonsiirtoreitin suunnittelua kantaverkkoon liittymiseksi. Toisena uusinnan toteutustapana käsitellään Inkeröiden tehonsiirtojärjestelmän pääyhteyden liittämistä Anjalankosken kautta Tehtaanmäen sähköasemaan.

6.1.1 Sähkönsyöttö teollisuuslaitoksen sähköjärjestelmään

Sähkönsyöttö Inkeröiden voimalaitoksesta kartonkitehtaan sähköjärjestelmään toteutetaan teknisesti voimalaitoksen ja teollisuuslaitoksen välisellä sähkönsiirtolinjalla. Yhteys voidaan toteuttaa vanhan linjan siirtokapasiteettia kasvattamalla tai investoimalla uuteen siirtolinjaan. Toteutustavassa teollisuuslaitoksen sähköjärjestelmä on huomioitava Inkeröiden kojeiston mitoituksessa ja voimalaitoksen suojausasetteluissa. Toisaalta Inkeröiden voimalaitos on huomioitava myös teollisuuslaitoksen sähköjärjestelmän mitoituksessa ja suojauksessa, mikä voi tuoda lisäkustannuksia myös teollisuustoimijalle. Voimalaitoksen ja teollisuuslaitoksen sähköjärjestelmien integrointi, uusiminen ja käyttö vaatii tiivistä yhteistyötä Kemijoen ja teollisuustoimijan välillä.

Toteutustapa on investointikustannuksiltaan edullisin, mutta vaatii selvitystyötä muun muassa toimintamalliin liittyvistä lainsäädännöllistä vaatimuksista ja riskeistä. Nykyisessä ratkaisussa voimalaitoksen ja teollisuuslaitoksen välissä on rajapistemittaus, joka mittaa sähkönsiirtoa. Näin voimalaitoksen tuottama sähkö voidaan myydä sähkömarkkinoilla ja tehdas ostaa kulutukselle siirretyn sähkönsiirtojen sähkönsiirtojen. [20] Saman toimintamallin jatkaminen vaatii selvitystä.

6.1.2 Sähkönsyöttö Tehtaanmäen sähköasemaan

Sähkönsyöttö Inkeröiden voimalaitoksesta Tehtaanmäen sähköasemaan voidaan toteuttaa hyödyntäen voimalaitosten välistä kaapelijärjestelmää ja Anjalankosken suurjännitesiirtolinjaa Tehtaanmäkeen. Tässä toteutustavassa on investoitava kaapelijärjestelmän ja Anjalankosken suurjännitesiirtolinjan väliin tuleviin laitteisiin, kuten uuteen päämuuntajaan, 110 kV kytkinkentän laitteisiin ja keskijännitekojeistoon. Tarvittavat uudet verkkokomponentit kasvattavat toteutustavan investointikustannuksia, mikä tekee toteutustavasta hankintakustannuksiltaan kalliimman.

Toteutusmahdollisuuksiltaan voimalaitoksen sähkönsyöttö Tehtaanmäen sähköasemaan ei vaadi lainsäädännöllistä selvitystä, koska toteutustapa vastaa normaalia voimalaitoksen verkkoon liittämisen prosessia. Toteutustavassa sähköverkon investoinnit tehdään Kemijoen omalle kiinteistölle ja voimalaitos voi toimia normaalisti sähkömarkkinoilla. Toteutustavan myötä voimalaitoksen riippuvuus teollisuuslaitokseen loppuu. Merkittävä muutos toimintamallissa on Inkeröisten ja Anjalankosken voimalaitosten yhdistäminen samaan kantaverkkoliittymään.

6.2 Sähkömarkkinalain asettamat reunaehdot

Sähkömarkkinalaki (588/2013) asettaa reunaehdot sähköjärjestelmän uusinnan toteutustavoille. Laki määrää ehdot verkon rakentamiselle ja rakennetun verkon operoinnin luvanvaraisuudelle. Lain kannalta keskeisin selvitettävä asia on mahdollinen voimalaitoksen ja teollisuuslaitoksen sähköjärjestelmien liittäminen, joka on ison voimalaitoksen perinteisestä suoraan verkonhaltijan verkkoon liittamisestä poikkeava ratkaisu. Tässä luvussa tarkastellaan tehonsiirtojärjestelmän pää- ja varasyöttöyhteyteen sekä omakäyttöjärjestelmän varasyöttöyhteyteen liittyviä vaatimuksia.

6.2.1 Tehonsiirtojärjestelmän pääsyöttöyhteys

Inkeröisten voimalaitoksen tehonsiirtojärjestelmän pääsyöttöyhteydelle eli ensisijaiselle tehonsiirtoreitille tarkastellaan edellisen luvun toteutustapoja. Sähkömarkkinalain 4 §:ssä säädetään sähköverkkotoiminnan luvanvaraisuudesta, jonka mukaan Suomessa sijaitsevassa sähköverkossa saa harjoittaa sähköverkkotoimintaa vain Energiamarkkinaviraston myöntämällä sähköverkkoluvalla. Sähköverkkolupaa ei voida siirtää toiselle. Vain toiminta, jossa sähköverkolla hoidetaan kiinteistön tai sitä vastaavan kiinteistöryhmän sisäistä sähköntoimitusta, ei ole luvanvaraista sähköverkkotoimintaa. [39] Inkeröisten voimalaitoksen sähkön siirtäminen teollisuuslaitoksen sähköjärjestelmän kautta kantaverkkoon on sähkömarkkinalain 4 §:n tarkoittamaa luvanvaraista sähköverkkotoimintaa, joka edellyttää sähköverkkolupaa [58].

Sähkömarkkinalain 3 §:n 1 momentin 5 kohdassa määritellään liittymisjohto, joka tarkoittaa yhden sähkönkäyttöpaikan taikka yhden tai useamman voimalaitoksen sähköverkkoon liittämistä varten rakennettua sähköjohtoa [39]. Sähkömarkkinalain esitöiden mukaan liittymisjohdon sääntely ei koske tilannetta, jossa liittyyjinä on useampia sähkönkäyttöpaikkoja. Liittymisjohto voi palvella vain yhtä sähkönkäyttöpaikan liittyjää. Tällä periaatteella muut liittyjät eivät voi rakentaa liittymisjohtoa sähkönkäyttöpaikan liittymisjoh-

toon. Mikäli muut liittyvät liittyvät sähkökäyttöpaikan liittymisjohtoon, liittymisjohdon ope-
rointi muuttuu luvanvaraiseksi sähköverkkotoiminnaksi. [59] Tämän perusteella Inkeroin-
ten voimalaitos ei voi liittyä teollisuuslaitoksen sähkökäyttöpaikan liittymisjohtoon.

Sähkömarkkinalain 3 §:n ja 4 §:n perusteella Inkeroinen voimalaitoksen sähköjärjestel-
mää ei voi uusia nykyisellä ratkaisulla siten, että voimalaitos syöttää sähköä teollisuuden
sähköjärjestelmään ja sitä kautta kantaverkkoon. Ratkaisu on luvanvaraista sähköverk-
kotoimintaa, joka edellyttää sähköverkkolupaa. [58]

Teollisuuslaitoksen kuorma on paljon suurempi kuin Inkeroinen voimalaitoksen tuotanto.
Voimalaitoksen ja teollisuuslaitoksen sähköjärjestelmien nykyisessä tilanteessa tehdas-
kuormitus kuluttaa kaiken voimalaitoksen tuottaman sähköä, eikä näin ollen käytännössä
voimalaitoksen tuottamaa tehoa siirry fyysisesti kantaverkkoon. Energiavirasto on hallin-
tokäytännössään katsonut, että sähköä toimittaminen naapurikiinteistön kiinteistöverk-
koon on mahdollista tietyin edellytyksin. Voimalaitoksen liittymisjohto voidaan rakentaa
sähkökäyttöpaikan kiinteistön tai sitä vastaavan kiinteistöryhmän sisäiseen sähköverk-
koon suoraa sähkötoimitusta varten ilman, että toiminta muuttuu luvanvaraiseksi säh-
köverkkotoiminnaksi. Viraston edellytyksenä on, että suoran sähkötoimituksen tapauk-
sissa voimalaitoksen koko tuotanto toimitetaan kyseiselle sähkökäyttöpaikalle kulutet-
tavaksi, eikä sähköä saa siirtää kiinteistöverkosta enää edelleen eteenpäin. [60] Tämä
mahdollistaa voimalaitoksen yhdistämisen viereisen teollisuuslaitoskiinteistön sähköjär-
jestelmään nykyisellä lainsäädännöllä vain sähköä suoraa toimitusta varten.

Säädöksiä tulkitessa on hyvä huomata sähkötoimituksen ja sähkönsiirron tai -jakelun
ero. Sähkömarkkinalaissa sähkötoimituksella tarkoitetaan sähköä myyntiä sen käyttöä
tai jälleenmyyntiä varten. Sähkönsiirrolla ja -jakelulla tarkoitetaan sähköä kuljettamista
sähkökaupan osapuolten välillä. [39]

Sähkömarkkinalain 13 §:ssä säädetään jakeluverkon rakentamisesta. Muut kuin jakelu-
verkonhaltija saavat rakentaa vastuualueelle jakeluverkkoa, jos:

1. kysymyksessä on liittymisjohto tai varasyöttöyhteys, jolla sähkökäyttöpaikka lii-
tetään vastuualueen jakeluverkonhaltijan sähköverkkoon,
2. kysymyksessä on liittymisjohto tai varasyöttöyhteys, jolla yksi tai useampi voima-
laitos liitetään vastuualueen jakeluverkonhaltijan tai muun verkonhaltijan sähkö-
verkkoon,
3. kysymyksessä on kiinteistön tai sitä vastaavan kiinteistöryhmän sisäinen verkko
tai
4. verkonhaltija antaa toiselle suostumuksen verkon rakentamiseen [39].

Jakeluverkon rakentamisen sääntelyn ja liittymisjohdon määritelmän mukaan voimalaitoksen liittymisjohtoa ei voida rakentaa sähkökäyttöpaikan liittymisjohtoon. Sähkön suoraa toimitusta varten rakennettava jakeluverkko vaatii voimassa olevan verkonhaltijan suostumuksen. Mikäli Inkeröiden voimalaitoksen ja tehdasverkon välille rakennetaan uusi johto, rakentaminen tarvitsee sähkömarkkinalain 13 §:n 2 momentin 4 kohdan mukaisen jakeluverkonhaltijan suostumuksen [60].

Sähköjohtoa, jolla voimalaitos yhdistetään teollisuuslaitokseen suoraa sähkötoimitusta varten, kutsutaan erilliseksi linjaksi. Erillistä linjaa koskevaa lainsäädäntöä ei ole toimeenpantu sähkömarkkinalaissa. Nykylainsäädännössä erillisen linjan mukaista ratkaisua on mahdollista käyttää edellä mainittujen Energiaviraston hallintokäytänteiden mukaisesti. Lainsäädäntöön on kuitenkin tulossa muutoksia erillisen linjan sääntelyssä. Muutokset korvaavat Energiaviraston nykyiset hallintokäytännöt erillisen linjan rakentamisen ja käyttämisen suhteen. Erilliseen linjaan liittyvää lakimuutosta tarkastellaan luvussa 6.2.3.

Nykylainsäädännön puitteissa Inkeröiden voimalaitoksen nykyisellä toiminnalla sähkön siirtäminen kartonkitehtaaseen on luvanvaraista sähköverkkotoimintaa, koska toimintamalli ei vastaa suoraa sähkötoimitusta voimalaitoksen ja sähkökäyttöpaikan välillä. Vaikka voimalaitoksen tuottama sähkö fyysisesti siirtyy kartonkitehtaaseen, se kuitenkin toimitetaan sähkömarkkinoille ja kartonkitehdas ostaa siirretyn sähkön sähkömarkkinoilta. Sähköjärjestelmän uusinnan yhteydessä toimintamalli on saatettava nykyisen lainsäädännön mukaiseksi siten, että sähkö toimitetaan suoraan sähkökäyttöpaikkaan.

Inkeröiden voimalaitoksen liittäminen Anjalankosken voimalaitoksen kautta Tehtaanmäen sähköasemaan on sähkömarkkinalain mukaista. Sähkömarkkinalaissa liittymisjohdon sääntely koskee vain yhtä sähkökäyttöpaikkaa, mutta voimalaitoksia voidaan liittää yksi tai useampi samalla liittymisjohdolla sähköverkkoon. Näin ollen Inkeröiden liittäminen Anjalankosken kautta kantaverkkoon katsotaan liittymisjohdoksi, joka ei edellytä sähköverkkolupaa. [58]

6.2.2 Suljettu jakeluverkko

Luvanvaraista sähköverkkotoimintaa saa harjoittaa suljetun jakeluverkon sähköverkkoluvalla. Sähkömarkkinalaissa säädetyt lupamenettelyt ja velvoitteet ovat kevennettyjä suljetun jakeluverkon haltijan sähköverkkotoiminnan harjoittamisessa verrattuna jakeluverkon haltijan toiminnan harjoittamiseen. Suljetun jakeluverkon sähköverkkolupa voidaan myöntää hakijalle, joka harjoittaa sähköverkkotoimintaa maantieteellisesti rajatulla

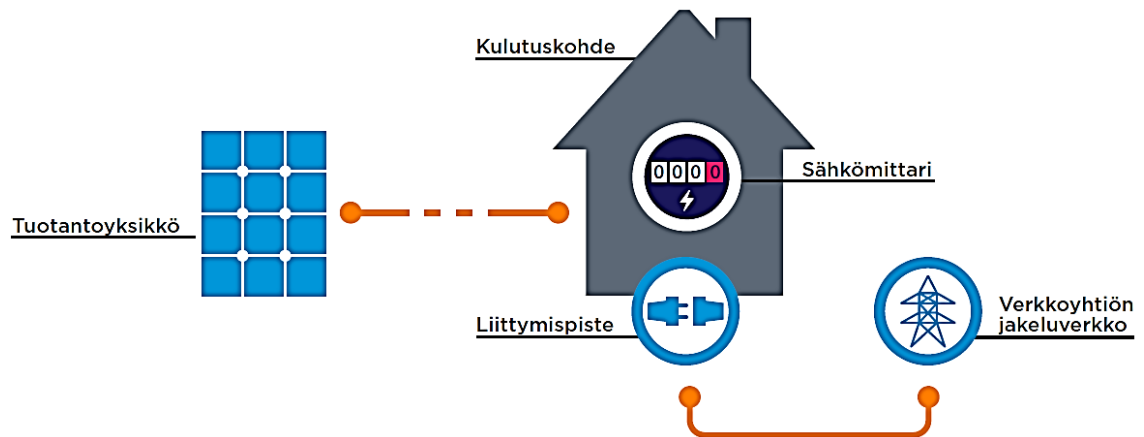
teollisuus- tai elinkeinoalueella tai yhteisiä palveluja tarjoavalla alueella sijaitsevassa jakeluverkossa tai suurjännitteisessä jakeluverkossa. Tämän lisäksi kyseisen verkon käyttäjien toimintojen tai tuotantoprosessin täytyy muodostaa yhtenäinen kokonaisuus erityisistä teknisistä tai turvallisuuteen liittyvistä syistä tai vaihtoehtoisesti kyseisessä verkossa täytyy jaella sähköä ensisijaisesti verkon omistajalle, verkonhaltijalle tai näihin omistussuhteissa oleville yrityksille. [61]

Kemijoki voisi harjoittaa suljetun jakeluverkon sähköverkkoluvan mukaista sähköverkko-toimintaa Inkeröiden voimalaitoksen ja paikallisen teollisuustoimijan tehtaiden muodostamalla teollisuusalueella, mutta voimalaitoksen ja tehtaan toiminnot tai tuotantoprosessit eivät muodosta teknisistä ja turvallisuudesta riippuvista syistä yhtenäistä kokonaisuutta, kuten esimerkiksi sähkön ja lämmön yhteistuotanto teollisuusprosesseihin. Vaihtoehtoisena vaatimuksena sähkönjakelun kannalta tehdas ei ole omistussuhteessa Kemijoen yritykselle. Tämän vuoksi suljetun jakeluverkon sähköverkkolupaa ei voida käyttää Inkeröiden sähköjärjestelmän uusintaan. Lisäksi sähköverkkotoiminnan velvoitteet tekisivät verkon hallinnasta monimutkaisempaa tulevaisuudessa.

6.2.3 Erilliset linjat

Eri toimijat voivat yhdessä hankkia sähköntuotantoa muodostamalla energiayhteisön. Energiayhteisön termi ei ole vielä täysin vakiintunut ja sillä tarkoitetaan pääasiassa pien-tuotannon hankintaa. Tavoitetila energiayhteisön määritelmälle on muodostaa juridinen taho yhdestä tai useammasta toimijasta, kuten pienkuluttaja tai yritys, jotka omien periaatteidensa mukaan jakavat yhteisön tai sen jäsenten hallinnoimien energiaresurssien tuottamia hyötyjä ja vastaavat yhteisön toimintaan liittyvistä velvoitteista. Näin ollen energiayhteisö mahdollistaa sähkön tuottamisen sekä tuotetun sähkön jakamisen ja kuluttamisen yhteisön jäsenten kesken. [62]

Energiayhteisöt voidaan jakaa maantieteellisesti paikallisiin ja hajautettuihin energiayhteisöihin. Paikalliset energiayhteisöt voivat muodostua kiinteistön sisäisestä tai kiinteistörajat ylittävästä yhteisöstä. Kiinteistön sisäisessä energiayhteisössä sähkön tuotanto, kulutus ja muut mahdolliset energiaresurssit sijaitsevat samassa kiinteistössä. Tyypillisiä kohteita ovat kerros- tai rivitalon asunto-osakeyhtiöt. Nykyisen lainsäädännön puitteissa kiinteistön sisäinen energiayhteisö on mahdollista toteuttaa, mutta sen toiminta vaatii vielä lainsäädännöllisiä selvityksiä ja muutoksia. Kiinteistörajat ylittävä energiayhteisö kattaa useamman kuin yhden kiinteistön alueen. Esimerkiksi tuotantoyksikkö voi sijaita eri kiinteistön alueella kuin kulutuskohde. [62] Kiinteistörajan ylittävä energiayhteisö on esitetty kuvassa 12.



Kuva 12. Periaatekuva kiinteistörajat ylittävästä energiayhteisöstä [62].

Kiinteistörajat ylittävässä energiayhteisössä tuotanto ja kulutus voidaan yhdistää kiinteistörajat ylittävällä erillisellä linjalla. Sähkösäätelydirektiivissä (EU) 2019/944 erillisellä linjalla tarkoitetaan sähkölinjaa, joka liittyy erillisen tuotantoyksikön erilliseen asiakkaaseen tai joka liittyy tuottajan ja sähkön toimittajan niiden omiin tiloihin, tytäryrityksiin ja asiakkaisiin suoraan sähkötoimitusta varten [63]. Erillisen linjan säätely on ollut jo sähkömarkkinadirektiivissä 2009/72/EY [62]. Direktiivin erillisiin linjoihin koskevaa säätelyä ei ole toimeenpantu Suomessa, mutta uudessa hallituksen esityksessä sähkömarkkinalakiin ollaan tuomassa sähkömarkkinadirektiivin mukainen erillisen linjan määritelmä [64].

Sähkömarkkinalakiin ollaan tuomassa lisäyksiä myös erillisen linjan rakentamiseen ja luvanvaraiseen operointiin. Lisäys jakeluverkon rakentamisen säätelyyn koskee 13 §:n 2 momenttia, jossa muut kuin jakeluverkonhaltija saavat rakentaa vastuualueelleen jakeluverkkoa, jos kysymyksessä on erillinen linja, jolla liitetään pienimuotoista sähköntuotantoa sähkönkäyttöpaikkaan tai kiinteistön tai kiinteistöryhmän verkkoon. Lisäyksellä jakeluverkkohaltijan antamasta suostumuksesta erillisen linjan rakentamiseen luovutettiin. Erillisen linjan säätelyn lisäys sähköverkkotoiminnan luvanvaraisuuden säätelyyn tuo muutoksen sähkömarkkinalain 4 §:ään. Lisäyksen myötä luvanvaraista sähköverkkotoimintaa ei enää olisi erillisen linjan kautta tapahtuva sähköjakelu, jos jaeltava sähkö on tuotettu pienimuotoisella sähköntuotannolla. [64]

Sähkömarkkinalaissa pienimuotoisella sähköntuotannolla tarkoitetaan teholtaan enintään 2 MVA:n voimalaitosta tai usean voimalaitoksen muodostamaa kokonaisuutta [39]. Sähkömarkkinadirektiivissä ei ole määritelty tehorajaa erillisen linjan käyttämiseen [63]. Hallituksen esityksessä erillisen linjan tehorajan käyttö ei ole välttämätöntä, ja sen osoittavat myös suuret energiayhteisöt Euroopassa. Hallituksen esityksen käsittelyn edessä selviää, poistetaanko tehoraja erillisen linjan säätelystä vai säilyykö se tulevaan sähkömarkkinalakiin.

Nykyisen lainsäädännön mukaan erillistä linjaa vastaavaa jakeluverkkoa voidaan rakentaa kiinteistörajan yli verkonhaltijan suostumuksella ja johtoa voidaan käyttää luvussa 6.2.1 mainituin Energiaviraston hallintokäytännöissään katsomin edellytyksin. Uusi sähkömarkkinalaki selventää erilliseen linjaan liittyvää sääntelyä. Vaikka Inkeröiden sähköjärjestelmä uusittaisiin nykyisellä lainsäädännöllä siten, että voimalaitos liitetään erillisellä linjalla teollisuuslaitoksen sähköjärjestelmään Energiaviraston edellytysten mukaisesti, muuttuisi sen käyttäminen luvanvaraiseksi sähköverkkotoiminnaksi uuden sähkömarkkinalain voimaan astuessa, koska Inkeröiden tuotanto ei ole pienimuotoista sähköntuotantoa. Lain voimaantulon jälkeen erillistä linjaa voimalaitoksen ja teollisuuslaitoksen väliin ei voida rakentaa, koska linjan rakentaminen sallitaan vain pienimuotoiselle sähköntuotannolle. Lisäksi erillistä linjaa ei voi rakentaa myöskään jakeluverkonhaltijan suostumuksella, koska hallituksen esityksessä verkonhaltijan suostumuksesta erillisen linjan rakentamiseen luovutaan.

Inkeröiden sähköjärjestelmän uusinnassa tehonsiirtojärjestelmän pääsyöttöyhteys vieisen kartonkitehtaan sähköjärjestelmään olisi mahdollista toteuttaa erillisellä linjalla, mutta voimalaitoksen teho ylittää hallituksen esittämän sähköntuotannon enimmäistehorajan. Erillistä linjaa käytettäessä Kemijoen omistama voimalaitos ja teollisuustoimijan tehtaot muodostaisivat kiinteistörajat ylittävän energiayhteisön, jossa voimalaitoksen tuottama sähkö myydään teollisuustoimijalle ja siirretään erillisellä linjalla kiinteistörajan yli kulutukselle. Voimalaitoksen tuottamaa sähköä ei voisi siirtää teollisuuslaitoksen sähköverkosta kantaverkkoon, koska toiminta muuttuisi luvanvaraiseksi sähköverkkotoiminnaksi. Hallituksen esityksessä sähkön toimittaminen erillisellä linjalla tuotannon ollessa yli 2 MVA luokitellaan luvanvaraiseksi sähköverkkotoiminnaksi. Inkeröiden voimalaitoksen sähköjärjestelmä voitaisiin yhdistää teollisuuslaitoksen sähköjärjestelmään erillisellä linjalla, jos voimalaitoksen tehoraja poistuu esityksen edetessä, jolloin erillisen linjan kautta tapahtuva sähkönjakelu ei olisi luvanvaraista riippumatta sähköntuotannon tehosta.

6.2.4 Tehonsiirto- ja omakäyttöjärjestelmän varasyöttöyhteys

Inkeröiden sähköjärjestelmän uusinnan toteutustavassa, jossa voimalaitoksen pääyhteys on Anjalankosken kautta Tehtaanmäen sähköasemaan, on selvitettävä, voidaanko tehonsiirtoreitti teollisuuslaitokseen jättää varasyöttöyhteyksikäyttöön. Inkeröiden omakäyttöjärjestelmän pääsyöttöyhteys on voimalaitoksen pääkiskoon, mutta mahdollisuus varasähkön syötön hankkimiseen teollisuuslaitoksesta tarvitsee selvityksen. Sähkömarkkinalain 13 §:ssä varasyöttöyhteyden rakentamista koskeva sääntely on saman-

laista kuin liittymisjohtoa koskeva sääntely. Pykälän mukaan voimalaitoksen varasyöttöyhteys voidaan rakentaa verkonhaltijan sähköverkkoon, mutta ei sähkönkäyttöpaikan liittymisjohtoon. Liittymisjohdon määritelmän mukaan varasyöttöyhteyden rakentaminen sähkönkäyttöpaikan liittymisjohtoon tekisi toiminnasta luvanvaraista sähköverkkotoimintaa. On kuitenkin huomioitava, että varasyöttöyhteydellä ja liittymisjohdolla on eri käyttötarkoitus.

Sähkömarkkinalain 1 §:ssä säädetään sen tavoitteista. Energiavirasto toteaa yleisesti, että arvioitaessa sähköverkossa harjoitetun sähkön kuljettamisen luvanvaraisuutta on otettava huomioon, onko luvanvaraisuus perusteltua tavoitesäännöksessä määriteltyjen tavoitteiden turvaamiseksi. Inkeröiden voimalaitoksen varasyöttöyhteyden käyttäminen tuotannon siirtämiseksi teollisuuslaitoksen verkkoon liittymisjohdon häiriötilanteissa puoltaa sähkömarkkinalain 1 §:ssä asetettua tavoitetta toimitusvarman sähkön turvaamisesta muille verkossa oleville loppukäyttäjille ja lain tarkoituksena olevaa tehokkaiden, varmasti ja ympäristön kannalta kestävästi toimivien sähkömarkkinoiden varmistamista. Sähkömarkkinalain tavoitteissa asetetun tehokkuusperiaatteen toteutumisen turvaamisen vuoksi Inkeröiden voimalaitos voi pitää yhteyden teollisuuslaitoksen sähköjärjestelmään varasyöttöyhteytenä. [58]

Varasyöttöyhteyttä voidaan käyttää Inkeröiden liittymisjohdon häiriötilanteissa, mikä on sen päätavoite ja varasyöttöyhteyden pitämisen edellytys. Varasyöttöyhteyttä voitaisiin hyödyntää muissakin tilanteissa, kuten teollisuudessa tapahtuvissa häiriö- tai huoltotilanteissa, mikä olisi sähkömarkkinalain tavoitteen mukaista toimitusvarman sähkön turvaamista loppukäyttäjille. Muu varasyöttöyhteyden lisähyödyntäminen tarvitsee kuitenkin tarkemmat perustelut yhteyden käyttötarkoituksesta, joilla voitaisiin selvittää ehdot varasyöttöyhteyden käyttämiselle.

Energiavirasto katsoo, ettei sähkömarkkinalain 13 §:n 2 momentin 4 kohdan mukaista verkonhaltijan suostumusta tarvita sähkömarkkinalain voimaan astumisen hetkellä jo rakennettujen kiinteistörajat ylittävien jakeluverkkojen osalta, jos jakeluverkon rakentamiseen on aikoinaan saatu verkonhaltijan suostumus, tai rakentaminen on muuten ollut luvallista. Vanhojen jakeluverkkojen osalta verkonhaltijan suostumus voi olla hiljainen eli konkludenttinen. Energiavirasto katsoo Inkeröiden ja teollisuuslaitoksen välisellä nykyisellä yhteydellä olevan verkonhaltijan konkludenttinen suostumus ja siksi uutta suostumusta varasyöttöyhteyteen ei tarvita. [58]

Sähkömarkkinalain tavoitteiden ja tarkoituksen toteutumisen perusteiden myötä Inkeröiden omakäyttäjärjestelmälle voidaan rakentaa varasyöttöyhteys teollisuuslaitoksen sähköjärjestelmään. Voimalaitoksen on mahdollista hankkia sähköä varasyöttöyhteyden kautta

omakäyttöön, mikäli se on yksinomaan voimalaitoksen toiminnan ja turvallisuuden kannalta välttämätöntä ja muun lainsäädännön vaatimuksista johtuvaa voimalaitoksen kulu-
tusta tilapäisessä sähköverkon häiriötilanteessa. [58]

Varasyöttöyhteyden käyttö ei ole sähkömarkkinalain 4 §:n tarkoittamaa luvanvaraista sähköverkkotoimintaa, jolle tarvitaan verkkolupa. Mikäli liittymisen liittymisjohtoa ja varasyöttöyhteyttä käytetään samaan aikaan, kysymyksessä on verkonhaltijan verkot yhdistävä johto, jonka käyttäminen on luvanvaraista verkkotoimintaa. [58]

Energiaviraston suostumuksella Inkeröiden voimalaitoksen tehonsiirto- ja omakäyttöjärjestelmän yhteyttä teollisuuslaitokseen voidaan pitää varasyöttöyhteytenä. Varasyöttöyhteyttä voidaan käyttää voimalaitoksen tuotannon tai kulutuksen tarpeisiin välttämättömissä tilanteissa. Varayhteydelle on selvitettävä käyttöehdot Energiavirastolta, joilla sitä voitaisiin hyödyntää myös teollisuuden välttämättömiin tarpeisiin. Huomioitavaa kuitenkin on, että varasyöttöyhteyttä ja liittymisjohtoa ei voida käyttää samaan aikaan.

6.3 Tekniset vaatimukset

Voimalaitokseen liittyviä teknisiä vaatimuksia on määritelty Voimalaitoksen järjestelmätekni-
sisissä vaatimuksissa VJV2018, jotka voimalaitoksen tulee täyttää sähköjärjestelmän
uusinnan jälkeen. Järjestelmätekni-
set vaatimukset eivät ota suoraan kantaa teollisuus-
laitoksen verkkoon liitettyjen voimalaitosten erityisvaatimuksista vaan antaa oikeuden
sopia ehdoista voimalaitoksen omistajan, teollisuuslaitoksen verkonhaltijan ja liittymis-
pisteen verkonhaltijan kesken verkkokokonaisuuden yhteistoiminnan osalta. [29] Tämä
tarkoittaa, että Kemijoen, teollisuustoimijan ja Fingridin on yhdessä sovittava voimalai-
toksen ja tuotantoprosessien kuormitusten turvallinen toiminta esimerkiksi irtikytkentä-
lanteissa.

Erillisen linjan hyväksyminen sähkömarkkinalain sääntelyyn tulee kasvattamaan erilli-
sellä linjalla kytkettyjen voimalaitosten määrää Suomessa. Uusi voimalaitoksen liittämis-
tapa voi tuoda muutoksia tai päivityksiä myös voimalaitosten järjestelmätekni-
siin vaatimuksiin. Mikäli Inkeröiden voimalaitos tullaan liittämään erillisellä linjalla teollisuuslaitok-
seen, voimalaitoksen teknisiä vaatimuksia tulee tarkastella yhdessä Fingridin kanssa.

Nykyisessä ratkaisussa teollisuuslaitoksen kytkeytyessä irti kantaverkosta, Inkeröiden
voimalaitos jää syöttämään tehdaskuormia saarekekäytölle. Tilanne on vaarallinen,
koska jännitteen taajuuden heilunta ja taajuuden laskeminen voi rikkoa laitteistoja ennen
suojauksen toimintaa. [20] Sähköjärjestelmän uusinnassa, jossa voimalaitos liitetään te-
ollisuuslaitokseen, laitosten suojaukset on suunniteltava siten, että vaaratilanteita ei voi

syntyä. Voimalaitos ja teollisuuslaitos eivät voi toimia saarekekäytöllä, koska teollisuuden kuormat ovat liian suuria vesivoimalaitokselle sen hallittavuuden kannalta [65]. Lisäksi sähkömarkkinalain asettamien reunaehtojen mukaan erillisellä linjalla toimitettua sähköä ei voi siirtää kantaverkkoon. Näiden vuoksi Inkeröisten voimalaitoksen tuotanto on täysin riippuvainen teollisuuden normaalista toiminnasta. Teollisuuden keskeytymisestä seuraa myös voimalaitoksen tuotannon keskeytyminen, mikä on riski vesivoimalaitoksen käytettävyydelle ja voi aiheuttaa ongelmia vesienhallintaan.

Voimalaitoksen ja teollisuuden teknisesti sujuva yhteistoiminta uudella sähköjärjestelmällä vaatii vielä paljon yhtiöiden yhteistä suunnittelua. Yksi selvitettävä ja suunniteltava kohde on, millä tavoin on todettavissa tai mitattavissa, ettei voimalaitoksen tuotantoa siirry kantaverkkoon. Selvitettävänä on myös voimalaitoksen ja teollisuuden häiriötilanteiden vaikutus toinen toisiinsa ja paikallisten häiriötilanteiden hallinta. Teollisuuden häiriötilanteilla on suora vaikutus voimalaitoksen tuotantoon, kun taas teollisuuslaitos voi jatkaa normaalia toimintaa voimalaitoksen kytkeytyessä irti. Poikkeustilanteissa voimalaitoksella on kuitenkin mahdollisuus tukea teollisuuslaitosta apusähköllä.

Voimalaitoksen liittäminen Anjalankosken kautta Tehtaanmäen sähköasemaan vastaa normaalia kantaverkkoon liittymistä, jossa voimalaitoksen järjestelmätekniset vaatimukset todetaan normaalin prosessin mukaisesti. Varasyöttöyhteyden teknisellä toteutuksella ei ole merkitystä sähkömarkkinalain soveltamisen kannalta [58]. Tämä tarkoittaa sitä, että varayhteydet teollisuuslaitokseen voidaan toteuttaa teknisesti parhaalla Kemi-joen katsomalla tavalla. Riippuen Inkeröisten voimalaitoksen liittämistavasta, voimalaitos on huomioitava teollisuuslaitoksen ja Anjalankosken liittymään liittyvissä sopimuksissa.

Kantaverkon hallinnan kannalta Inkeröisten voimalaitosta on helpompi ohjata Inkeröisten ja Anjalankosken yhteisellä tuotantoliittymällä kuin tuotannon ja kulutuksen yhteisliittymällä. Tilanteessa, jossa kantaverkon kuormitus nousee liian suureksi suhteessa tuotantoon, viimeisimpiä keinoja suurhäiriön välttämiseksi on sähkönkäyttöpaikkojen liittymien kytkeminen irti verkosta. Voimalaitoksen ollessa kytkeytyneenä teollisuuteen, liittymän kytkeminen irti kantaverkosta aiheuttaa Inkeröisten tuotantokeskeytyksen.

6.4 Tulevaisuudessa huomioitavaa

Inkeröisten voimalaitoksen liittäminen teollisuuslaitoksen sähköjärjestelmään vaatii toimivaa yhteistyötä teollisuustoimijan kanssa jo sähköjärjestelmän uusintahankkeen alusta lähtien. Yhteistyön tavoitteena on oltava molempia osapuolia hyödyntävä voimalaitoksen ja teollisuuden yhteistoimintamalli tulevaisuudessa. Yksi toimintamallin tuomista taloudellisista säästöistä yhtiöille on kantaverkkopalvelumaksujen pienentyminen.

Toinen taloudelliseen kannattavuuteen vaikuttava tekijä on sopimukset sähkön ostoon ja myyntiin liittyen. Sähkön markkinahinnan vaihtelut voivat vaikuttaa merkittävästi yhteistyön kannattavuuteen, jos esimerkiksi sähkölle on sovittu kiinteä hinta. Sähkön myyminen teollisuustoimijalle estää voimalaitoksen osallistumisen sähkömarkkinoille ja siten myös joustomarkkinoille, jossa säädeltävällä vesivoimalla voidaan tehdä hyvää tulosta.

Inkeröiden voimalaitoksen vieressä sijaitsevilla teollisuusalueella on suuri vaikutus voimalaitoksen toimintaympäristöön. Anjalan paperitehdas on kuormitukseltaan suurempi kuin Inkeröiden kartonkitehdas ja vesivoimalaitoksen koko tuotannon kuluttamisen mahdollistamiseksi tuotantoa on ohjattava myös paperitehtaalle [65]. Vuosina 2016–2019 paperin kysyntä on laskenut noin 5 % vuodessa ja kysynnän lasku on jatkunut. Tämän seurauksena metsäteollisuusyhtiöt ovat pienentäneet paperintuotannon kapasiteettia Suomessa. [66]

Inkeröiden voimalaitokselle tarkastellaan tehonnoston mahdollisuutta lähitulevaisuudessa. Suunnittelun alussa selvitetään tehonnoston kannattavuus. Sähköjärjestelmän uusinnan toteutus vaikuttaa tehonnoston kannattavuuslaskennan lähtötietoihin, koska voimalaitoksen tehon kasvaminen vaikuttaa sähköjärjestelmän mitoitukseen. Mikäli tehonnosto osoittautuu kannattavaksi, on taloudellisesti järkevää varautua voimalaitoksen tehon kasvuun jo sähköjärjestelmän uusinnassa investoitavien laitteistojen mitoituksessa ja investoinnin suunnittelussa. Toteutustavassa, jossa voimalaitos liitetään teollisuuslaitokseen, on huomioitava Inkeröiden kojeiston ja siirtolinjan mitoituksen lisäksi teollisuuslaitoksen sähköjärjestelmän oikea mitoitus, mikä voi tuoda lisäkustannuksia teollisuustoimijalle. Toteutustavassa, jossa voimalaitos liitetään Tehtaanmäen sähköasemaan, tehonnosto vaikuttaa Inkeröiden kojeiston, kaapelijärjestelmän, uuden päämuuntajan ja Anjalankosken puolelle tulevan kojeiston mitoitukseen.

6.5 Sähköjärjestelmän uusinnan toteutuksen arviointi

Inkeröiden voimalaitoksen sähköjärjestelmän uusinnassa voimalaitosta ei voida kytkeä viereisen kartonkitehtaan sähköjärjestelmän kautta kantaverkkoon nykyisen lainsäädännön puitteissa. Voimalaitoksen liittymisjohdon rakentaminen teollisuuslaitoksen sähkönkäyttöpaikan liittymisjohtoon ja sen käyttäminen on sähkömarkkinalain mukaan luvanvaraista sähköverkkotoimintaa, johon tarvitaan Energiaviraston myöntämä sähköverkkolupa.

Nykyisen lainsäädännön mukaan Inkeröiden voimalaitos voidaan liittää erillisellä linjalla teollisuuslaitokseen suoraa sähköntoimitusta varten ilman että se olisi luvanvaraista sähköverkkotoimintaa. Toiminnan ehtoja ovat, että

1. Kemijoki myy voimalaitoksen tuottaman sähkön teollisuustoimijalle ja
2. teollisuuslaitos kuluttaa voimalaitoksen koko tuotannon eikä tuotettua sähköä voi siirtää eteenpäin teollisuuden verkosta.

Erillisen linjan rakentamiseen tarvitaan paikallisen jakeluverkonhaltijan eli Kymenlaakson sähkön suostumus. Esteitä suostumuksen saannille ei ole nähtävissä, koska vaihtoehdot linjan rakentamisesta eivät hyödytä jakeluverkkoyhtiötä.

Sähkömarkkinalakiin on tulossa muutos erillisen linjan sääntelyyn. Hallituksen esityksessä sähkömarkkinalain muuttamiseksi erillistä linjaa voi käyttää vain, jos jaeltava sähkö on tuotettu pienimuotoisessa sähköntuotannossa, jonka enimmäisteho on 2 MVA. Enimmäistehoa suuremmilla voimalaitoksilla erillisen linjan käyttö on luvanvaraista sähköverkkotoimintaa. On kuitenkin mahdollista, että sähköntuotannon enimmäisteho poistuu erillistä linjaa koskevasta luvanvaraisuudesta lakimuutoksen edetessä ennen lain voimaan astumista. Jos enimmäistehoraja poistuu, Inkeröisten voimalaitosta voidaan operoida yhdistettynä erillisellä linjalla kartonkitehtaan sähköjärjestelmään ilman, että se olisi luvanvaraista sähköverkkotoimintaa. Kemijoki voi rakentaa erillisen linjan, jos lain voimaan tullessa enimmäistehoraja on poistunut myös rakentamista koskevasta sääntelystä, jolloin jakeluverkonhaltijan suostumusta ei tarvita. Jos tehoraja pysyy rakentamisen sääntelyssä, niin erillistä linjaa ei voi rakentaa voimalaitokselle edes jakeluverkonhaltijan suostumuksella.

Nykyisellä lainsäädännöllä Kemijoki voi liittää voimalaitoksen erillisellä linjalla teollisuuslaitokseen, mutta sähkömarkkinalain päivittyminen voi tehdä erillisen linjan käyttämisestä luvanvaraista verkkotoimintaa. Inkeröisten sähköjärjestelmän uusiminen ja liittäminen teollisuuslaitokseen ei ole järkevää ennen kuin sähkömarkkinalaki on uudistunut. Jos hallituksen esitykseen ei tule enää muutoksia niin voimalaitosta ei voida liittää kartonkitehtaaseen.

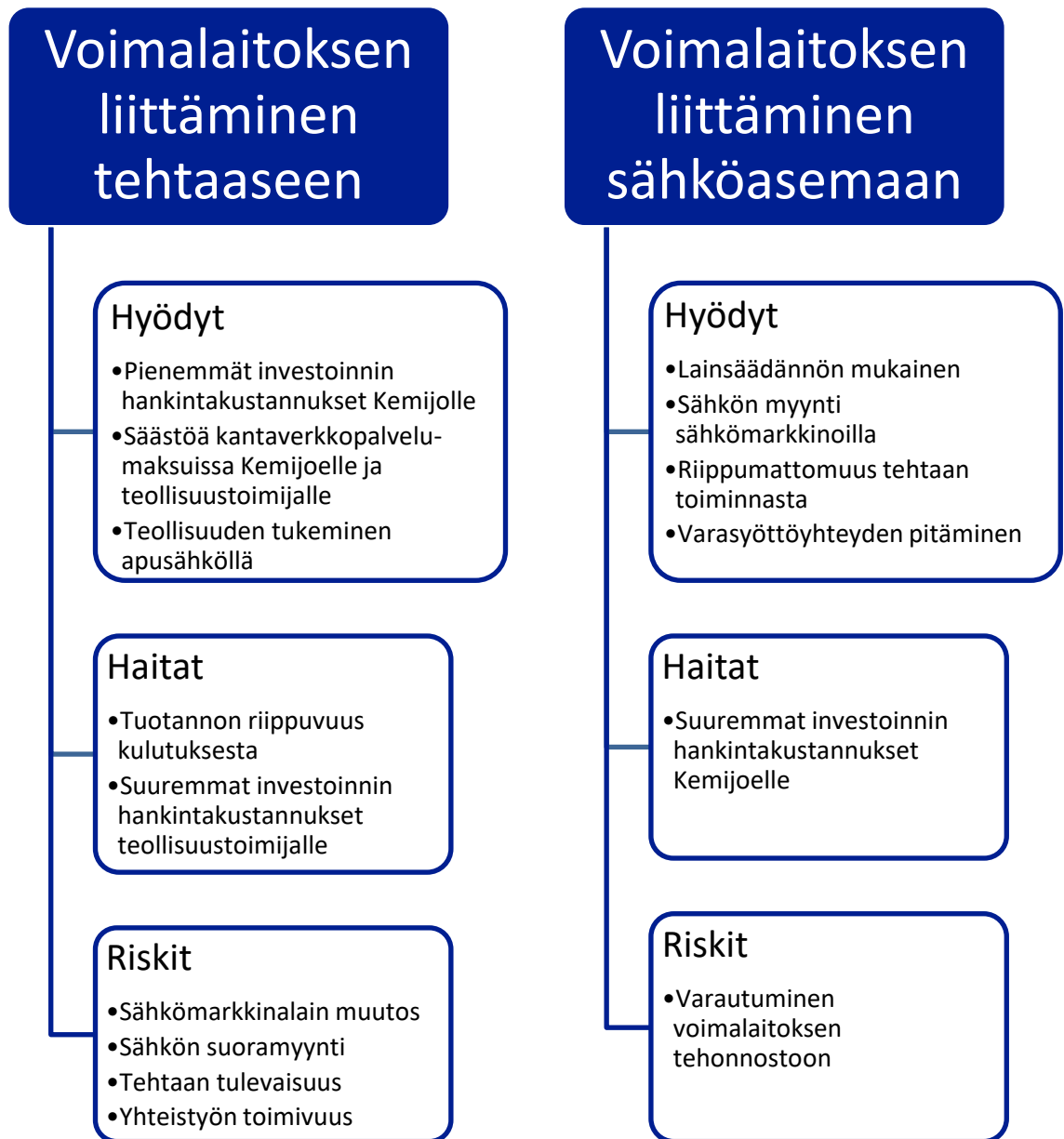
Jo ennen sähköjärjestelmän uusintaa, jossa käytetään erillistä linjaa suoraan sähköntoimittukseen, Kemijoen ja teollisuustoimijan tulisi sitoutua yhteistyöhön niin investoinnin kuin tulevaisuuden toiminnan osalta. Tiiviissä yhteistyössä on suunniteltava voimalaitoksen ja teollisuuslaitoksen tekninen ja turvallinen yhdistäminen sekä sovittava sähkön myyntiin liittyvät sopimukset.

Inkeröisten voimalaitoksen sähköjärjestelmän uusinnassa voimalaitos voidaan kytkeä Anjalankosken voimalaitoksen puolella olevaan kytkinkenttään ja voimalaitoksen tuotama sähkö voidaan siirtää Anjalankosken voimalaitoksen kanssa samalla suurjännitteisellä liittymisjohdolla Tehtaanmäen sähköasemaan nykyisen lainsäädännön puitteissa.

Tässä toimintamallissa voimalaitoksen nykyinen yhteys teollisuuslaitoksen sähköjärjestelmään voidaan säilyttää varasyöttöyhteytenä. Inkeröisten voimalaitoksen normaalin sähkönsiirtoreitin häiriötilanteissa voimalaitoksen tuotanto voidaan siirtää varasyöttöyhteydellä kartonkitehtaalle. Voimalaitoksen omakäyttöjärjestelmän varasähkönsyöttö voidaan hankkia varayhteydellä teollisuuslaitokselta. Huomioitavaa on, että tehonsiirto- ja omakäyttöjärjestelmän varasyöttöyhteyksiä ei voida käyttää samaan aikaan normaalien syöttöyhteyksien kanssa. Varasyöttöyhteyden teknisen toimivuuden suunnittelu vaatii yhteistyötä teollisuustoimijan ja Kemijoen välillä. Yhteyden hyödyntäminen teollisuuden tarpeisiin on selvitettävä käyttöperusteiden ja Energiaviraston ehtojen osalta.

Voimalaitoksen liittäminen kantaverkkoon mahdollistaa Kemijoelle projektin itsenäisen suunnittelun ja tulevaisuudessa voimalaitoksen toiminta ei ole täysin riippuvainen viereisen kartonkitehtaan toiminnasta. Toimintamalli puoltaa häiriötilanteiden hallintaa, koska voimalaitoksen tai teollisuuden häiriöt eivät enää vaikuta toinen toisiinsa ja kantaverkon häiriöissä Inkeröisten voimalaitosta voidaan hallinnoida tuotantoliittymän tavoin. Suurimpia etuja kantaverkkoon liittymisestä on sähkön myynti sähkömarkkinoilla. Sähkömarkkinoilta sähkölle löytyy aina ostaja ja sähkön hinta on markkinoiden mukainen.

Kuvassa 13 on vertailtu ja nostettu Inkeröisten voimalaitoksen liittämistapaan liittyviä hyöty-, haitta- ja riskitekijöitä. Molemmilla vaihtoehdoilla on omat hyöty ja haittatekijänsä. Voimalaitoksen liittäminen tehtaaseen tuo kustannussäästöjä ja tukee tehtaan toimintaa, mutta voimalaitoksen toiminta on riippuvaista tehtaasta sekä tekninen ja yhtiöiden välinen sujuva yhteistoiminta vaatii suunnittelua ja sopimuksia. Voimalaitoksen liittäminen sähköasemaan on lainsäädännön mukainen ja sähkö voidaan myydä sähkömarkkinoilla. Tässä toteutustavassa Kemijoki voi toteuttaa investoinnin sekä käyttää voimalaitosta tulevaisuudessa itsenäisesti ilman riippuvuutta tehtaan toiminnasta, mutta sähkönsiirtoreitti vaatii lisäinvestointeja. Liittämistapojen riskit voivat onnistuessaan olla myös hyötyjä tai neutraaleja kuten yhteistyön toimivuus, mutta niiden epäonnistuneesta toteutumisesta seuraa haittoja kuten sähkömarkkinalain muutoksesta seuraava toteutustavan lainvastaisuus tai mahdolliseen tehonnostoon varautumisessa uuden siirtoreitin mitoituksen epäonnistuminen. Voidaan todeta, että voimalaitoksen liittäminen tehtaaseen sisältää paljon riskejä, jotka on otettava huomioon liittämistavan valinnassa.



Kuva 13. Inkeröisten voimalaitoksen sähköjärjestelmän uusinnassa voimalaitoksen liittämistapaan joko viereiseen kartonkitehtaan sähköjärjestelmään tai Tehtaanmäen sähköasemaan liittyviä hyötyjä, haittoja tai riskejä.

Voimalaitoksen nykyinen toimintamalli on sähkömarkkinalain mukaista luvanvaraista sähköverkkotoimintaa, joten toimintamallia tulee muuttaa sähköjärjestelmän uusinnan yhteydessä. Nykyisen tiedon valossa lainsäädännön reunaehdot ohjaavat Inkeröisten voimalaitoksen liittämisen Tehtaanmäen sähköasemaan. Uuden sähkömarkkinalain kanta voidaan kuitenkin varmistaa sen astuttua voimaan ennen lopullista päätöstä liittämistavasta. Mikäli uusi sähkömarkkinalaki mahdollistaa voimalaitoksen toiminnan liitetynä erillisellä linjalla teollisuuslaitokseen, riskitekijät huomioiden päätöksenteossa voidaan silti kallistua voimalaitoksen liittämiseen kantaverkkoon, mikäli voimalaitoksen ja teollisuuslaitoksen yhdistämistä ei nähdä tarpeeksi kannattavaksi molempien osapuolien

kannalta tai osapuolet eivät halua sitoutua pitkäkestoiseen yhteistyöhön. Investoinnin pitoaika on pitkä, joten tulevaisuuden toiminnalla on suuri painoarvo liittämistavan valintaan. Vastakkainasetteluja liittämistapojen toimintamalleista, jotka vaikuttavat liittämistavan valintaan, tulee olemaan voimalaitoksen ja tehtaan yhteistoiminta vai voimalaitoksen itsenäinen toiminta sekä suora sähkötoimitus teollisuustoimijalle vai sähkön toimitus sähkömarkkinoille.

7. TEKNISTALOUDELLINEN TARKASTELU

Inkeröiden voimalaitoksen sähköjärjestelmän uusinnan teknistaloudellisessa tarkastelussa vertaillaan toteutuksen eri vaihtoehtoja hankintahintojen, käytettävyyden, teknisen mitoituksen ja tulevaisuuden tarpeiden perusteella. Mahdollisuus voimalaitoksen liittämistä erillisellä linjalla kartonkitehtaaseen on lainsäädännön kannalta vielä epävarmaa ja toteutustavan teknistaloudellinen tarkastelu vaatii tiivistä yhteistyötä Kemijoen ja teollisuustoimijan välillä. Näiden ja työn laajuuden vuoksi sähköjärjestelmä uusinnan teknistaloudellinen tarkastelu tässä työssä painottuu enemmän toteutustapaan, jossa voimalaitos liitetään Anjalankosken kytkinlaitoksen kautta Tehtaanmäen sähköasemaan, ja tämän toteutustavan eri variaatioiden vertailuun.

Tässä luvussa tarkastellaan aluksi eri vaihtoehtoja sähkönsiirtoreitille voimalaitoksen liittämiseksi Anjalankosken kautta Tehtaanmäen sähköasemaan. Vaihtoehtojen vertailun keskiössä ovat uuden päämuuntajan, Inkeröiden kojeiston ja Anjalankosken kojeiston hankinnat ja Inkeröiden voimalaitoksen mahdolliseen tehonnostoon varautuminen. Toteutustavasta, jossa voimalaitos liitetään erillisellä linjalla teollisuuslaitokseen, tarkastellaan siirtoreitin mitoitusta Kemijoen kiinteistön puolella ja toteutustavan mahdollistamia kantaverkkopalvelumaksujen säästöjä.

7.1 Päämuuntaja

Anjalankosken päämuuntaja ei ole tarpeeksi iso siirtämään molempien voimalaitosten sähköntuotantoa verkkoon. Taulukon 5 mukaan Inkeröiden voimalaitoksen generaattoreiden yhteenlaskettu nimellisteho on 19,1 MVA ja Anjalankosken 24 MVA. Näin ollen yhteen laskettu nimellisteho on 43,1 MVA. Anjalankosken uusi päämuuntaja on mitoittettava tälle teholle joko yhdellä isolla muuntajalla tai kahdella rinnakkaisella muuntajalla. Muuntajien mitoituksessa on huomioitava jo olemassa oleva muuntaja, jolla on vielä käyttövuosia jäljellä, sekä mahdolliset varautumiset tehonnostoihin Inkeröiden voimalaitoksella.

Eri päämuuntajan vaihtoehtoilla tarkastellaan viittä erilaista kytkentätilannetta. Kytkentätilanteet ja niihin liittyvät oikosulkulaskelmat on esitetty liitteissä A–E. Liitteissä on hahmoteltu kytkentätilanteiden piirikaaviot ja sijaiskytkennät eri vikapaikoille Theveninin impedanssin laskentaan. Liitteiden ensimmäisessä taulukossa on tarvittavat lähtötiedot laskennassa käytetyistä suureista ja komponenteista. Toisessa taulukossa on laskettu

Theveninin impedanssi jokaiselle vikapaikalle. Kolmannessa taulukossa on laskettu vikapaikan suurin kolmivaiheinen alkuoikosulkuvirta kaavalla (7) ja sysäysoikosulkuvirta kaavalla (13).

Päämuuntajan valinnan taloudellisessa tarkastelussa käytetään Energiaviraston määrittelemiä yksikköhintoja verkkokomponenteille. Muuntajien hinnastossa on huomioitava, että Energiaviraston hinta on nimellisjännitteeltään 20/110 kV muuntajille. Päämuuntajan valinta vaikuttaa 110 kV kytkinkentän komponentteihin, joten myös nämä on otettava huomioon kustannuslaskennassa.

7.1.1 Yhden ja kahden rinnakkaisen päämuuntajan tarkastelu

Seuraavaksi tarkastellaan vaihtoehtoja, joissa Inkeröisten ja Anjalankosken sähkön syöttö kantaverkkoon siirretään yhden ison päämuuntajan tai kahden pienemmän rinnakkaisen muuntajan kautta. Yhden päämuuntajan ratkaisu tarkoittaa nykyisen Anjalankosken muuntajan käytöstä poistamista. Anjalankosken muuntaja on ollut käytössä 38 vuotta. Energiavirasto on määrittänyt vastaavan suuruuselle suurjännitteisen jakeluverkon päämuuntajalle pitoajaksi 40–65 vuotta [67]. Tämän mukaan muuntajalla on vielä käyttövuosia jäljellä. Kahden päämuuntajan ratkaisussa investointi kohdistuu uuteen päämuuntajaan Anjalankosken päämuuntajan rinnalle.

Liitteessä A on esitetty kytkentätilanne 1, jossa voimalaitosten päämuuntajana käytetään yhtä isoa muuntajaa. Päämuuntajan kokona on tarkasteltu nimellisteholtaan 50 ja 55 MVA kokoisia muuntajia. Sähköverkossa nimellisteholtaan yli 40 MVA muuntajilla suhteellinen oikosulkuimpedanssi on yleensä yli 12 % [37]. Tässä tapauksessa muuntajia on tarkasteltu 9, 11 ja 13 % suhteellisilla oikosulkuimpedansseilla.

Vikapaikkojen oikosulkuvirrat määrittävät kytkinkojeistojen oikosulkumitoituksen. Suuren vikavirran kestävät kojeistot ovat kalliita, kun pienemmän vikavirran kestävät kojeistot ovat halvempia ja yleisempiä. Keskijännitteisten kytkinkojeistojen valmistajat ovat tuoteistaneet kojeistoja oikosulukestoisuuden mukaan. Tässä tarkastelussa yläraja-arvona alkuoikosulkuvirralla pidetään 50 kA ja sysäysoikosulkuvirralla 120 kA [20]. Kytkentätilanteelle 1 lasketut oikosulkuvirrat ovat suuria. Jokaisella muuntajavaihtoehdolla alkuoikosulkuvirta ylittää 50 kA ja sysäysoikosulkuvirta ylittää 120 kA molemmissa vikapaikoissa A ja B. Vikavirtojen perusteella yhden päämuuntajan kytkentätilanne ei pysy halutuissa rajoissa.

Liitteissä C–E on esitetty kytkentätilanteet, jossa voimalaitosten teho siirretään verkkoon kahdella rinnakkaisella päämuuntajalla. Anjalankosken muuntajan rinnalle toisena uutena muuntajana on tarkasteltu nimellisteholtaan 20, 25 ja 30 MVA uusia päämuuntajia.

Sähköverkossa muuntajan suhteelliset oikosulkuimpedanssit tehoalueella 25–40 MVA ovat yleensä vähintään 10 % [37]. Uusia muuntajia on tarkasteltu 9, 10 ja 12 % suhteellisilla oikosulkuimpedansseilla.

Liitteen C kytkentätilanteessa 3 rinnakkaisten muuntajien alajännitepuolet on kytketty rinnan. Rinnankytkentä pienentää muuntajien yhteistä impedanssia, jolloin kantaverkon syöttämä vikavirta muuntajien alajännitepuolelle on suuri voimalaitoksilla tapahtuvissa vikatilanteissa. Tämän vuoksi vikapaikkoihin A ja B lasketut oikosulkuvirrat ylittävät tarkastelulle asetetut raja-arvot. Kahden päämuuntajan rinnankäytössä muuntajien alajännitepuolta ei voida kytkeä rinnan.

Liitteiden D ja E kytkentätilanteissa 4 ja 5 rinnan käytettyjen muuntajien alajännitepuolet on erotettu. Kytkentätilanteen 4 tapauksessa Anjalankosken muuntaja siirtää AKVA generaattorin ja uusi muuntaja Inkeröisten generaattoreiden tehon verkkoon. Kytkentätilanteessa 5 Anjalankosken muuntaja siirtää Inkeröisten generaattoreiden ja uusi muuntaja AKVA generaattorin tehon verkkoon. Molemmissa kytkentätilanteissa tutkituissa vikapaikoissa alkuoikosulkuvirrat ovat välillä 26–44 kA ja sysäysoikosulkuvirrat ovat välillä 65–108 kA. Nämä vikavirrat täyttävät tarkastelussa sallitut vikavirrat.

Liitteessä B on esitetty kytkentätilanne 2, jossa epänormaalin käyttötilanteen vuoksi Inkeröisten voimalaitos on kytketty varasyöttöyhteydellä teollisuuslaitoksen sähköjärjestelmään ja Anjalankosken voimalaitos syöttää tehoa nykyisen tai uuden päämuuntajan kautta kantaverkkoon. Vastaava kytkentätilanne voi toteutua, kun Anjalankosken muuntajassa on käyttökatko. Kytkentätilanteessa 2 uutena muuntajana on tarkasteltu kaikkia muissa kytkentätilanteissa tarkasteltuja muuntajia. Vikapaikalle B lasketut alkuoikosulkuvirrat teholtaan 20–30 MVA muuntajilla ovat oikosulkuvirran yläraja-arvoa pienemmät. Teholtaan 50 ja 55 MVA muuntajilla alkuoikosulkuvirrat ovat 45,5–63,7 kA. Suurimmilla tarkastelluilla muuntajien oikosulkuimpedansseilla oikosulkuvirrat ovat sallituissa rajoissa, mutta pienemmällä muuntajien oikosulkuimpedansseilla vikapaikan alkuoikosulkuvirrat ovat liian suuria.

Vaihtoehtoja yhden tai kahden päämuuntajan valinnan välillä voidaan taloudellisesti vertailla Energiaviraston määrittelemillä yksikköhinnoin verkko-komponenteille. Tässä vertailussa käytetyt yksikköhinnat on koottu taulukkoon 9.

Taulukko 9. *Energiaviraston määrittelemät yksikköhinnat suurjännitteisen jakeluverkon sähköasemakomponenteille, muokattu lähteestä [67].*

Suurjänniteverkon komponentti	Yksikkö	Yksikköhinta (€)
Päämuuntaja		
20 MVA	kpl	313 600
25 MVA	kpl	338 100
31,5 MVA	kpl	450 200
50 MVA	kpl	593 000
110 kV kytkinkenttä		
Ilmaeristeisen kytkinkentän muuntajaperustus ja muuntajaliitynnät	kpl	66 500
Ilmaeristeinen 1-kiskokojeisto: peruskojeisto ilman lähtö- ja syöttökenttiä	kpl	95 800
Ilmaeristeisen 1-kiskokojeiston lähtö- tai syöttökenttä	kpl	199 300
Ilmaeristeisen kytkinlaitoksen suojaus- ja automaatiolaitteisto: asemakohtainen perusosa	kpl	39 200
Ilmaeristeisen kytkinkentän suojaus- ja automaatiolaitteisto: kenttäkohtainen osa	kpl	19 000

Yhden ison päämuuntajan tapauksessa tarkastellaan 50 MVA päämuuntajaa. Muuntajaa ei voi suoraan sijoittaa nykyisen Anjalankosken muuntajan tilalle vaan muuntajaperustukset, peruskojeisto ja lähtökenttä on uusittava isolle muuntajalle sopiviksi. Suojaus- ja automaatiolaitteita ei tarvitse uusia, mutta asettelut on päivitettävä. Pienemmän rinnakkaisen päämuuntajan tapauksessa on rakennettava uusi kytkinkenttä. Tässä tapauksessa investointi sisältää muuntajan lisäksi kaikki 110 kV kytkinkentän komponentit sekä suojaus- ja automaatiolaitteistot. Yhteenvedot kustannuksista on koottu taulukkoon 10.

Taulukko 10. *Investointiin tarvittavien komponenttien kokonaiskustannukset Energiaviraston yksikköhinnoilla laskettuna muuntajakoon mukaan ja kustannusero verrattuna 50 MVA muuntajan investoinnin komponenttien kokonaiskustannuksiin.*

Investoitavan muuntajan koko (MVA)	Investointikustannukset (€)	Kustannusero 50 MVA muuntajan investointiin (€)
20	733 400	-221 200
25	757 900	-196 700
31,5	870 000	-84 600
50	954 600	0

Todellisuudessa 50 MVA muuntajalle tarvittavat kojeistot ja kytkinlaitteet ovat sähköisiltä ominaisuuksiltaan korkeatasoisempia ja kalliimpia kuin pienemmälle muuntajalle. Käytetyt yksikköhinnat perustuvat keskiarvoihin. Tämän vuoksi laskentatapaa ei voida pitää luotettavana. Laskentatapa on silti suuntaa antava ja taulukon 10 laskelmat osoittavat, että investointikustannukset ovat edullisemmat kahden rinnakkaisen muuntajan kuin yhden suuren muuntajan tapauksessa.

Voimalaitosten käyttövarmuus on tärkeä huomioon otettava tekijä päämuuntajan vaihtoehtojen valinnassa. Vikatilanteella, joka estää tehonsiirron päämuuntajan kautta sähköverkkoon, voi olla vakavat seuraukset. Tästä voi seurata vesivoimalaitoksen tuotannon pitkä keskeytys, jolloin vesi ohjataan padon läpi toista kautta, mistä voi seurata vesien hallintaan liittyviä ongelmia. Yhden päämuuntajan ratkaisussa vika päämuuntajan tehonsiirtoreitillä aiheuttaa koko siirtoreitin käyttökatkon. Tästä seuraa Anjalankosken voimalaitoksen tuotannon keskeytys. Kyseisessä tilanteessa Inkeröiden voimalaitos voi jatkaa toimintaa varasyöttöyhteydellä. Kahdella päämuuntajalla toisen siirtoreitin katketessa toisen päämuuntajan siirtoreitti on edelleen käytettävissä. Tämä mahdollistaisi Anjalankosken voimalaitoksen toiminnan jatkumisen joko vanhan tai uuden muuntajan kautta. Tähän vertailuun perustuen käyttövarmuuden kannalta kaksi rinnakkaista muuntajaa on parempi vaihtoehto kuin yksi päämuuntaja. Kahden muuntajan ratkaisu lisää käyttövarmuutta myös huollosta aiheutuville keskeytyksille.

Oikosulkulaskelmien perusteella kahden muuntajan kytkentätilanteet 4 ja 5 toteuttavat oikosulkuvirroilta vaaditut raja-arvot. Yhden suuren muuntajan investoinnissa vikavirrat ovat liian suuria. Taloudellisesta näkökulmasta pienempään muuntajaan investointi on hankintakustannuksiltaan edullisempaa. Kaksi rinnakkaista muuntajaa mahdollistaa kahden siirtoreitin käyttämisen voimalaitoksen ja liittymäjohdon välillä, mikä lisää voimalaitosten käyttövarmuutta. Tarkastelun perusteella sähköjärjestelmän uusinnassa kannattaa investoida uuteen päämuuntajaan Anjalankosken nykyisen muuntajan rinnalle. Tämä tarkoittaa uuden kytkentäalueen suunnittelua nykyisen kytkentän viereen. Tilan puolesta uusi kytkentä on toteutettavissa.

7.1.2 Päämuuntajan mitoitus

Uuden päämuuntajan tehtävä on siirtää Inkeröiden voimalaitoksen teho verkkoon. Muuntajan mitoituksen lähtötietona käytetään Inkeröiden nykyisten generaattoreiden yhteisnimellistehoa 19,1 MVA. Pienin tälle teholle tarkasteltava muuntaja on nimellisteholtaan 20 MVA. Pienin muuntaja on halvin, mutta se ei jätä tehonnostovaraa Inkeröiden voimalaitokselle. Tämän vuoksi tulevaisuudessa mahdollisesti tehtävän tehonnoston yh-

teydessä täytyisi investoida uuteen isompaan muuntajaan. Pieneen muuntajaan investointi voisi olla kannattava, jos tiedetään, että tehonnostoa ei tulla tekemään investoinnin pitoaikana.

Toinen tarkasteltava muuntaja on nimellisteholtaan 25 MVA, jolloin Inkeröisten voimalaitokselle voitaisiin tulevaisuudessa tehdä 5,9 MVA tehonnosto ilman uuden muuntajan investointia. Muuntaja on yhtä suuri nykyisen Anjalankosken muuntajan kanssa. Tämä mahdollistaa kytkentätilanteen 5 mukaisen muuntajien ristiin käytön ilman tehon rajoittamista ja muuntajan toimimisen varasiirtoreittinä Anjalankosken voimalaitokselle. Käytännössä myös nimellisteholtaan 20 MVA muuntajaa voidaan käyttää Anjalankosken voimalaitoksen varasiirtoreittinä, mutta ylikuormituksen riski on olemassa, jolloin generaattorin tehoa on rajoitettava. Edellä mainituista suurempien muuntajien etuina ovat suuremmat tehonnostovarat Inkeröisten voimalaitokselle. Näistä tarkastellaan nimellisteholtaan 30 MVA muuntajaa, jolloin Inkeröisten voimalaitokselle jäävä tehonnostovara olisi 10,9 MVA.

Muuntajakoon valinta vaikuttaa voimalaitoksen oikosulkuvirtoihin ja sitä kautta keskijännitekojeistojen valintaan. Keskijännitekojeistoja tarkastellaan luvussa 7.3. Tässä tapauksessa muuntajan koolla ei ole merkitystä 110 kV:n kytkinkentän kustannuksiin. Päämuuntajien kustannuseroa voidaan arvioida siten, että muuntajan koon kasvattaminen 5 MVA:n verran tuo noin 45 000 € kustannuslisää. [20]

Inkeröisten voimalaitoksen tehonnoston kannattavuus on merkittävä tekijä muuntajan valintaan. Tehonnoston kannattavuutta tarkastellaan luvussa 7.4. Jos tehonnosto jätetään huomioimatta, voidaan tarkastella nimellistehoiltaan 20 ja 25 MVA muuntajien eroa. Isommalla muuntajalla tyhjäkäyntihäviöt P_0 ovat suuremmat, mutta kuormitushäviöt P_k ovat pienemmät Inkeröisten voimalaitoksen nykyisellä teholla. Häviöiden tarkasteluun voidaan käyttää esimerkkinä muuntajia taulukosta 11.

Inkeröisten voimalaitoksen keskimääräinen vuodessa tuottama energia on 80 GWh. Tämä vastaa keskimääräiseltä teholtaan noin 10 MVA. Muuntajien kuormitushäviöt kuormitustehoille 10 ja 15 MVA on laskettu kaavalla (15). Muuntajien tehohäviöiden rahallista nykyarvoa on arvioitu 50 vuoden ajalta 10 %:n laskentakorkokannalla kaavalla (18). Sähkön hintana on käytetty Suomen sisäisen sähkön vuorokausimarkkinoiden sähkönhintan vuosien 2010–2020 keskiarvoa, joka on noin 39,4 €/MWh [68]. Muuntajien tehohäviöt ja häviötehon nykyarvo on laskettu taulukkoon 11. Inkeröisten voimalaitoksen keskimääräisellä kuormitusteholla 10 MVA muuntajan 2 kuormitushäviöistä aiheutuvat säästöt 50 vuoden ajalta ovat noin 13 000 € verrattuna muuntajaan 1. Sama säästö 15 MVA

kuormitusteholla on noin 37 500 €. Häviöillä on siis vaikutus muuntajan lopulliseen hintaan. Muuntajahankinnassa ostaja voi painottaa häviökustannusten arvoa haluamallaan tavalla. Taulukossa on tarkasteltu myös suurempaa muuntajaa 3, jonka tehohäviöistä aiheutuvista kustannussäästöistä hyödyttäisiin enemmän suuremmilla kuormitustehoilla.

Taulukko 11. *Esimerkkimuuntajien tekniset arvot [32]. Muuntajien tehohäviöt ja niiden rahallinen nykyarvo 50 vuoden ajalta on laskettu kuormitustehoille 10 ja 15 MVA.*

Öljyeristeinen 110 kV tehomuuntaja	Muuntaja 1	Muuntaja 2	Muuntaja 3
S_n (MVA)	20	25	31,5
P_o (kW)	13,5	15,5	18
P_{kn} (kW)	87	100	122
z_k (pu)	0,1	0,1	0,1
Kuormitusteho 10 MVA			
$P_k + P_o$ (kW)	35,3	31,5	30,3
Tehohäviöiden rahallinen nykyarvo 50 vuoden ajalta laskentakorkokannalla 10 % (€)	120 772	107 924	103 796
Tehohäviöistä aiheutuva kustannussäästö verrattuna muuntajaan 1 (€)		12 848	16 976
Kuormitusteho 15 MVA			
$P_k + P_o$ (kW)	62,4	51,5	45,7
Tehohäviöiden rahallinen nykyarvo 50 vuoden ajalta laskentakorkokannalla 10 % (€)	213 920	176 446	156 452
Tehohäviöistä aiheutuva kustannussäästö verrattuna muuntajaan 1 (€)		37 473	57 467

Tilanteessa, jossa Anjalankosken voimalaitoksen siirtoreittinä on käytettävä nimellisteholtaan 20 MVA muuntajaa, AKVA generaattorin tehoa on rajoitettava 4 MVA tehon verran. Vuorokaudessa menetetyt 4 MVA:n tehon tuottaman energian arvo on noin 3 500 € käytettäessä edellisen esimerkin sähkönhintaa. Kymmenen päivän tuotannon menetys olisi 35 000 €, jos AKVA generaattoria joudutaan rajoittamaan täydeltä teholta muuntajan tehon mukaiseksi. Todennäköisyys tälle on hyvin pieni, koska Anjalankosken keskimääräinen vuosituotanto on 130 GWh, mikä vastaa noin 15 MVA keskimääräistä tehoa. Lisäksi Anjalankosken virtaamaa voidaan pienentää ohjaamalla vettä Inkeröisten generaattoreiden kautta. Vaikka tuotannon menetys on epätodennäköistä, se kuitenkin osoittaa muuntajien hintaeron olevan pieni verrattuna menetettyyn tuotantoon. Muuntajahäviöistä saatavat säästöt suuremmilla muuntajilla pienentävät hintaeroja entisestään. Tämän perusteella taloudellinen menetys ei ole merkittävä investoitaessa nimellisteholtaan

25 MVA muuntajaan kuin 20 MVA muuntajaan, jos tehonnoston tarkastelua ei huomioida. Voimalaitoksen tehon kasvaessa myös 30 MVA:n muuntajan käytöstä saatavat säästöt tehohäviöistä kasvavat, mikä perustelee myös tämän muuntajan mahdollista valintaa.

7.2 Varasyöttöyhteys

Inkeröisten voimalaitoksen uusi kiskokojeisto on mitoitettava normaalin käyttötilanteen ja normaalista poikkeavien käyttötilanteiden mukaan. Normaalista käyttötilannetta kuvaa liitteiden kytkentätilanne 4. Epänormaalista käyttötilannetta kuvaa kytkentätilanne 2, jossa Inkeröisten voimalaitos on liitetty varasyöttöyhteydellä teollisuuslaitokseen. Jos varasyöttöyhteys toteutetaan Inkeröisten sähköjärjestelmän uusinnassa niin sen käyttäminen on huomioitava sähköjärjestelmän laitteistojen mitoituksessa.

Kytkentätilanteessa 2 oikosulkuvirtaa Inkeröisten kiskokojeistoon syöttävät Inkeröisten generaattorit ja teollisuuslaitos. Vanhassa oikosulkulaskelmassa teollisuuslaitoksen kahden siirtolinjan syöttämä alkuoikosulkuvirta voimalaitokselle on yhteensä 22 kA [54]. Tätä vikavirran arvoa voidaan käyttää tässä työssä suoritettaviin laskuihin. Todellisuudessa sähköjärjestelmän uusinnassa voimalaitoksen ja teollisuuslaitoksen välinen yhteys ja siihen liittyvät kytkentäjärjestelyt saattavat kokea muutoksia, joten lopullinen varasyöttöyhteyden käyttöön ja laitteistojen mitoitukseen käytettävä alkuoikosulkuvirta on laskettava uudestaan teknisen suunnittelun edetessä. Myös varasyöttöyhteyden mitoituksessa on otettava huomioon Inkeröisten voimalaitoksen mahdollinen tehonnosto tulevaisuudessa.

7.3 Keskijännitekojeistot

Inkeröisten voimalaitoksen sähköjärjestelmän uusinnassa on investoitava kahteen keskijännitekojeistoon. Ensimmäinen kojeisto on Inkeröisten voimalaitoksen kiskokojeisto, johon liitetään Inkeröisten generaattorit. Toinen kojeisto tarvitaan Anjalankosken voimalaitoksen puolelle, johon liitetään voimalaitosten välinen kaapelijärjestelmä ja uusi päämuuntaja. Selvyyden vuoksi käsitellään ensimmäistä kojeistona 1 ja jälkimäistä kojeistona 2.

Voimalaitosten nykyisessä sähköjärjestelmässä kaapelijärjestelmä on kytketty Anjalankosken kiskostoon. Kuten kytkentätilanteen 3 oikosulkuvirtojen tarkastelussa todettiin, kahden muuntajan ratkaisussa alajännitepuolet eivät saa olla rinnan kytketty. Tämä tarkoittaa, ettei uutta päämuuntajaa voida kytkeä sellaisenaan nykyiseen kiskostoon, minkä vuoksi sähköjärjestelmän uusinnassa on investoitava uuteen keskijännitekojeistoon 2.

Tarkasteltavia vaihtoehtoja on kaksi, joista ensimmäisessä Anjalankosken kojeistoa laajennetaan siten, että Inkeroisilta tulevan kaapeliyhteyden liitoskisko on erotettu kiskokatkaisijalla Anjalankosken kiskosta. Laajennuksessa on uusittava myös Anjalankosken nykyinen kiskosto. Toisena vaihtoehtona on investoida omaan erilliseen kiskokojeistoon, joka sijoitetaan erilleen Anjalankosken kiskostosta. Molemmissa vaihtoehtoissa on käytettävä lukitusehtoa, jolla estetään kytkentätilanteen 3 muodostuminen.

Uuteen kojeistoon 2 tarvitaan kennolähdöt muun muassa kaapelijärjestelmälle, uudelle päämuuntajalle, Anjalankosken kiskoston liitokselle ja mittauksille. Tämän vuoksi Anjalankosken kiskoston laajentaminen tuo lisää kennoja ja vaatii suuremman tilan nykyiseen kojeistoon verrattuna. Ensimmäisen vaihtoehdon ongelmana on uuden laajennetun kojeiston sijoittaminen voimalaitoksella nykyiseen tilaan, joka on liian pieni. Tila vaatii laajennuksen, joka on mahdollista toteuttaa, mutta tuo lisäkustannuksia. Uuden erillisen kojeiston investointi on taloudellisesti edullisempi ratkaisu. Toisen vaihtoehdon uusi kojeisto voidaan sijoittaa eri tilaan nykyisetä kojeistosta. Tässä tapauksessa Anjalankosken nykyistä konetta ei tarvitse uusia, koska sillä on vielä käyttöikä jäljellä. Näillä perusteilla kojeistoksi 2 kannattaa investoida oma erillinen kiskokojeisto.

Keskijännitekojeistoja on tuotteistettu kojeiston jännite-, oikosulkuvirta- ja kuormitusvirtakestoisuuden mukaan. Kojeistojen kestoisuudet on porrastettu ja niissä on pientä vaihtelua eri valmistajien välillä. Esimerkkinä voidaan käyttää ABB:n käyttämää kojeistotuotteiden kestoisuusporrastusta, joka on esitetty taulukossa 12. Kestoisuudeltaan suurempi porras kasvattaa kojeiston hankintahintaa.

Taulukko 12. *Keskijännitekojeiston investointiin soveltuvat ABB:n käyttämä jännite-, oikosulkuvirta- ja kuormitusvirtakestoisuuksien asteikko kaupallisille keskijännitteisille kytkinkojeistotuotteille [69]. Taulukkoon on karsittu kestoisuudet, joita voitaisiin käyttää keskijännitekojeistojen 1 ja 2 investoinneissa.*

Jännitekestoisuus (kV)	Oikosulkukestoisuus (kA)	Kuormitusvirta (A)
7,2	31,5	2000
12	40	2500
	50	3150

Voimalaitoksien kiskojännitteet määräytyvät 6,3 kV:n generaattoreiden mukaan. Kestoisuusasteikon perusteella tämä tarkoittaisi jännitekestoisuudeltaan 7,2 kV:n kojeistoa. Kojeiston 1 kuormitusvirtakestoisuuden määrittää Inkeröisten voimalaitoksen kuormitusvirta. Kojeiston 2 kuormituskestoisuus määräytyy Inkeröisten ja Anjalankosken kuormitusvirran mukaan. Generaattorin AKVA syöttämä kuormitusvirta on 2199,4 A taulukon 5 mukaan. Inkeröisten voimalaitoksen syöttämä kuormitusvirta määräytyy voimalaitoksen

tehonnoston jälkeisestä tehosta taulukon 13 mukaisesti. Taulukkoon on myös merkattu uusien kojeistojen minimikuormituskestoisuudet riippuen Inkeröiden voimalaitoksen tehosta.

Taulukko 13. *Inkeröiden voimalaitoksen syöttämä kuormitusvirta eri tehoilla ja kuormitusvirrasta määräytyvät uusien kojeistojen minimikuormituskestoisuudet.*

Voimalaitoksen teho (MVA)	Kuormitusvirta (A)	Kojeiston 1 minimikuormituskestoisuus (A)	Kojeiston 2 minimikuormituskestoisuus (A)
19,1	1750,4	2000	2500
20	1832,9	2000	2500
25	2291,1	2500	2500
30	2749,3	3150	3150

Sama tarkastelu voidaan tehdä kojeistojen oikosulkuvirran kestoisuuden tarkastelulle kytkentätilanteiden 2, 4 ja 5 oikosulkulaskelmilla. Inkeröiden voimalaitoksen lisäksi oikosulkuvirtoihin vaikuttaa uusi päämuuntaja. Kojeistoon 1 vaikuttavat oikosulkuvirrat on koottu liitteeseen F. Vastaavasti kojeistoon 2 vaikuttavat oikosulkuvirrat on koottu liitteeseen G. Oikosulkuvirran ollessa lähellä kojeiston oikosulkukestoisuuden rajaa, on tarkasteltava olisiko kannattavampaa pienentää oikosulkuvirtaa kasvattamalla uuden päämuuntajan oikosulkuimpedanssia, joka kasvattaa muuntajan tehohäviötä, vai investoida oikosulkukestoisuudeltaan kestävämpään kojeistoon. Toinen tarkastelua vaativa seikka on oikosulkulaskelmien päivittäminen Inkeröiden tehonnoston myötä investoitavien uusien generaattoreiden tarkoilla tiedoilla.

Mikäli kojeiston oikosulkukestoisuuden ja kojeistoon vaikuttavan oikosulkuvirran rajatapauksissa tavoitellaan päämuuntajan pienempiä häviöitä, voidaan kojeistojen oikosulkukestoisuudet määrittää taulukon 14 mukaisesti eri voimalaitoksien tehoille ja uudelle päämuuntajalle. Taulukko on yhteenveto liitteistä F ja G.

Taulukko 14. Kojeistojen 1 ja 2 oikosulkukestoisuudet riippuen Inkeröisten voimalaitoksen tehosta ja uudesta päämuuntajasta. Taulukon tiedot on koottu liitteistä F ja G.

Voimalaitoksen teho (MVA)	Kojeiston 1 oikosulkukestoisuus (kA)			Kojeiston 2 oikosulkukestoisuus (kA)		
	20 MVA muuntaja	25 MVA muuntaja	30 MVA muuntaja	20 MVA muuntaja	25 MVA muuntaja	30 MVA muuntaja
19,1	40	40	50*	40*	40	50*
25		50*	50		50*	50
30			50			>50*

* Muuntajan oikosulkuimpedanssia kasvattamalla voidaan saada kojeiston oikosulkukestoisuus alemmalle portaalle

Keskijännitekojeistojen mitoitus ja lopulliset investointikustannukset riippuvat Inkeröisten voimalaitoksen mahdollisen tulevan tehonnoston suuruuden arviosta ja uuden päämuuntajan valinnasta. Kojeistojen kestoisuuksia on kasvatettava voimalaitoksen tehon kasvaessa ja tästä syntyvät investointikustannukset on otettava huomioon tehonnoston kannattavuuslaskennan lähtötiedoissa, joita käsitellään seuraavassa luvussa.

Inkeröisten kojeistossa on nykyisin käytetty kaksoiskiskojärjestelmää, joka mahdollistaa generaattoreiden kytkemisen toisella kiskolla teollisuuslaitokseen ja toisella kiskolla Anjalankosken voimalaitokseen siten, ettei verkkoon muodostu rengasyhteyttä kahden kantaverkon liittymispisteen välille. Uudessa sähköjärjestelmässä varasyöttöyhteyden käytön ehtona on, että varasyöttöyhteyttä ei voi käyttää samaan aikaan liittymisyhteyden kanssa, jotta verkkoon ei muodostuisi rengasyhteyttä. Tämän perusteella voimalaitokselle riittää jatkossa yksikiskojärjestelmä. Varasyöttöyhteyden käytön ehdoissa teollisuuslaitoksen apusähkön tarpeisiin on vielä selvitettävää. Tilanteessa, jossa apusähkön tuottamiseen tarvitaan vain osa generaattoreista, kytkennät olisivat järkevintä tehdä kaksoiskiskojärjestelmällä, jolloin muut generaattorit voivat jatkaa normaalia toimintaa ja verkkoon ei muodostu rengasyhteyttä. Varasyöttöyhteyden käytön luvanvaraisuus vastaavaan tilanteeseen on varmistettava ja vastaavan käytön mahdollistamiseksi Inkeröisten kojeistossa on vähintäänkin käytettävä kaksoiskiskojärjestelmää. Kaksoiskiskojärjestelmän mahdollistamat kytkentäjärjestelyt lisäävät myös voimalaitoksen luotettavuutta ja käytettävyyttä.

7.4 Lähtötiedot tehonnoston kannattavuuslaskentaan

Vesivoimalaitoksen tehoa voidaan kasvattaa vanhan tekniikan päivittämisellä, uusilla koneistoilla ja voimalaitoksen optimoinnilla. Voimalaitoksen tehonnosto vaatii tutkimus- ja

kehitystoimintaa vesireittien mallintamisessa, modernista turbiinisuunnittelussa, generaattorisuunnittelun optimoinnissa ja muussa prosessin parantamisessa. [19] Koneiston tehonnosto voidaan toteuttaa vanhaan koneistoon tehtävillä päivityksillä tai uuden koneiston investoinnilla. Tehonnoston kannattavuuteen vaikuttaa investoinnin perushankintakustannus sekä juoksevasti syntyvät tuotot ja kustannukset. Perushankintakustannus sisältää investoinnin suunnittelun, hankinnan ja toteutuksen kustannukset. Juoksevasti syntyviä kustannuksia ovat esimerkiksi kojeiston käyttö- ja kunnossapitokustannukset. Tehonnostossa juoksevasti syntyvät tuotot koostuvat tehonnoston myötä lisääntyneestä sähköntuotannosta. Vesivoimalaitoksessa koneistojen käyttöiät ovat pitkiä, jolloin jäännösarvon merkitys kannattavuuteen on niin pieni, että se voidaan jättää pois laskennasta.

Inkeröiden voimalaitoksen museokoneella on edessä peruskorjaus. Peruskorjauksen kannattavuuslaskenta perustuu peruskorjauskustannusten ja museokoneella tulevaisuudessa tuotetun sähkön hintavertailuun. Museokoneen peruskorjausta voidaan verrata myös Inkeröiden uudemmalle koneelle tehtävään tehonnostoon, jolla korvattaisiin museokoneen tuotanto. Museokoneen sähköntuotantoa voidaan arvioida koneen käyttöasteen historiatiedoilla. Sähköntuotannossa on huomioitava museokoneen läpi virtaavan veden määrä ja koneen vaikutus koko voimalaitoksen hyötysuhteeseen. Tuotetun sähköenergian taloudellista tuottoa voidaan arvioida sähkön markkinahinnan ennusteella. Varsinaista tehonnostoa tarkastellaan Inkeröiden yhdelle tai useammalle uudemmalle generaattorille. Tehonnosto ja museokoneen peruskorjaus tai käytöstä poistaminen vaikuttavat voimalaitoksen kokonaistehoon ja siksi molemmat on huomioitava kannattavuuslaskennassa.

Toteutettava tehonnosto ja sen suuruus vaikuttavat päämuuntajan koon valintaan Inkeröiden sähköjärjestelmän uusinnassa, kuten todettiin luvussa 7.1.2. Voimalaitoksen suurempi teho vaatii tehonsiirtojärjestelmältä suuremman siirtokyvyn. Suurempaan siirtokykyyn investoinnin kustannukset on otettava huomioon tehonnoston kannattavuuslaskennan perushankintakustannuksissa. Tässä tapauksessa Inkeröiden voimalaitoksen tehonsiirtoa rajoittavat uuden päämuuntajan koko, kaapelijärjestelmän kuormitettavuus ja keskijännitekojeistojen virtakestoisuudet. Tehonnoston tuomia siirtokyvyn kasvattamisen kustannuksia voidaan verrata perustilanteen kustannuksiin. Perustilanteen kustannuksia ovat investoinnit, jotka sähköjärjestelmän uusinnassa on joka tapauksessa tehtävä riippumatta tehonnostoon varautumisesta. Perustilanteessa päämuuntajana toimii 20 MVA uusi päämuuntaja, nykyinen kaapelijärjestelmä ja Inkeröiden voimalaitoksen nykyiselle teholle mitoitettut kojeistot.

Kaapelijärjestelmän kuormitus eli Inkeröiden voimalaitoksen syöttämä virta on laskettu taulukkoon 13. Kaapelijärjestelmän suurin sallittu kuormitettavuus on 2424 A taulukon 8 mukaan. Voimalaitoksen tehon ollessa 30 MVA kaapelijärjestelmä on uusittava kuormitusvirtakestoisuudeltaan suurempaan kaapelijärjestelmään. Kaapelijärjestelmän suurin sallittu kuormitettavuus ei ylitä voimalaitoksen tehon ollessa 25 MVA, mutta luvun 5.3.2 perusteella kaapelijärjestelmälle voidaan tehdä varmuuden vuoksi kuormitettavuuden tarkistus tai kytkeä kosketussuojapiiri avoimeksi.

Toinen kaapelijärjestelmän kestoisuutta rajoittava tekijä on oikosulkukestoisuus. Luvun 5.3.2 mukaan kaapelijärjestelmän kokema suurin oikosulkuvirta on Anjalankosken kiskon syöttämä oikosulkuvirta. Kahden päämuuntajan tuoma kytkentätilanteen muutos pienentää tätä oikosulkuvirtaa. Inkeröiden voimalaitoksen tehon kasvattaminen kasvattaa Inkeröiden kiskon syöttämää vikavirtaa, mutta se ei silti ylitä Anjalankosken syöttämää vikavirtaa. Eli suurin tarkasteltava tehonnosto ei kasvata kaapelijärjestelmän kokemaa suurinta oikosulkuvirtaa.

Tehonnosto kasvattaa Inkeröiden sähköjärjestelmän uusinnassa investoitavan uuden päämuuntajan kokoa. Koon kasvattamisen lisäkustannukseksi arvioitiin 45 000 € luvussa 7.1.2. Muuntajien kustannusten vertailussa voidaan ottaa huomioon tehohäviöiden tarkastelu. Tehonnoston seurauksena on kasvatettava kaapelijärjestelmän kuormitettavuutta, johon voidaan ennakoida jo sähköjärjestelmien uusinnassa tai investoida viimeistään tehonnoston yhteydessä. Kojeistojen virtakestoisuudet täytyy mitoittaa jo sähköjärjestelmän uusinnassa tehonnostoa vastaavalle tasolle, jotta vältetään kojeistojen virtakestoisuuden kasvattamiselta tehonnoston yhteydessä. Voimalaitoksen tehonnoston suuruutta on tarkasteltu kahdella tehonnoston suuruuden vaihteluvälillä riippuen uuden päämuuntajan koosta ja kullekin tehonnostovälille on selvitetty laitteistojen minimivaatimukset, jotka on esitetty taulukossa 15.

Taulukko 15. *Inkeröiden voimalaitoksen eri tehonnoston suuruuksille huomioitavat uuden päämuuntajan, nykyisen kaapelijärjestelmän ja uusien kojeistojen minimivaatimukset, joihin voidaan ennakoida sähköjärjestelmän uusinnassa. Minimivaatimuksista aiheutuvat kustannuslisät on otettava huomioon tehonnoston kannattavuuslaskennassa.*

	Perustilanne: Investointikustannukset ilman tehonnostoa	Tehonnosto 1: Tehonnosto 0,9–5,9 MVA	Tehonnosto 2: Tehonnosto 5,9–10,9 MVA
Voimalaitoksen teho	< 20 MVA	20–25 MVA	25–30 MVA
Uuden päämuuntajan koko	20 MVA	25 MVA	30 MVA
Uuden päämuuntajan kustannukset	20 MVA muuntajan hinta	20 MVA muuntajan hinta + 45 000 € - säästöt tehohäviöissä	20 MVA muuntajan hinta + 90 000 € - säästöt tehohäviöissä
Kaapelijärjestelmän kuormituksen kasvattaminen	Ei toimenpiteitä	Kuormitettavuuden tarkastus tai koskettussuojapiirin kytkeminen avoimeksi	Uuden kaapelijärjestelmän investointi
Investoitavan kojeiston 1 virtakestoisuudet	Kuormituskestoisuus: 2000 A Oikosulkukestoisuus: 40 kA	Kuormituskestoisuus: 2500 A Oikosulkukestoisuus: 50 kA	Kuormituskestoisuus: 3150 A Oikosulkukestoisuus: 50 kA
Investoitavan kojeiston 2 virtakestoisuudet	Kuormituskestoisuus: 2500 A Oikosulkukestoisuus: 40 kA	Kuormituskestoisuus: 2500 A Oikosulkukestoisuus: 50 kA	Kuormituskestoisuus: 3150 A Oikosulkukestoisuus: 50 kA ja muuntajan oikosulkuimpedanssin mitoitus

Perustilanteen laitteistojen minimivaatimuksista aiheutuvia kustannuksia ei voida välttää. Tehonnoston kannattavuuslaskennan perushankintakustannuksissa on huomioitava tehonnoston ja perustilanteen laitteistojen minimivaatimuksista aiheutuvien kustannusten erotus. Tehonnosto on kannattava, jos tehonnostosta saatavat tuotot kattavat muiden kustannusten lisäksi myös minimivaatimusten kustannuseron. Perustilanteena voidaan käyttää myös ylimitoitettuja laitteistoja esimerkiksi 25 MVA muuntajaa.

7.5 Voimalaitoksen järjestelmäteknisissä vaatimuksissa huomioitavaa

Inkeröiden voimalaitoksen liittäminen sähköjärjestelmän uusinnan yhteydessä Anjalankosken kautta Tehtaanmäen sähköasemaan edellyttää voimalaitosten liittymissopimusten tarkastamista tai päivittämistä. Inkeröiden voimalaitos voidaan liittää Anjalankosken voimalaitoksen liittymisjohtoon, jolloin liittymisjohdosta tulee yhteinen. Inkeröiden sähköjärjestelmän uusinta edellyttää Inkeröiden voimalaitoksen järjestelmätekniisten vaatimusten todentamisprosessia. Inkeröiden liittäminen omalla muuntajalla suoraan suurjännitteiseen liittymisjohtoon ei vaadi todentamisprosessia Anjalankosken voimalaitokselle. Inkeröiden ja Anjalankosken kytkeytyminen päämuuntajien alajännitepuolella voi vaatia todentamisprosessia myös Anjalankosken voimalaitokselle. Todentamisprosessin tarve ja laajuus on varmistettava Fingridiltä.

Uuden liittymispisteen myötä Inkeröiden voimalaitoksen tyyppiluokitus muuttuu voimalaitoksen järjestelmätekniisten vaatimusten osalta. Nimellisteholtaan Inkeröiden voimalaitos luokitellaan tyyppi C. Liittymispisteen jännitteen muuttuessa teollisuuslaitoksen 6 kV jännitetasosta Tehtaanmäen 110 kV:n jännitetasoon, voimalaitos luokitellaan tyyppi D.

Tyyppiluokaltaan D voimalaitoksen vaatimukset ovat kattavammat kuin voimalaitoksen C. Tyyppin D voimalaitokselle on määritelty jännite-taajuustoiminta-alue, jolla voimalaitoksen on kyettävä toimimaan halutulla tavalla, ja tahdistamista koskevat vaatimukset. Lisäksi lähivikakestoisuudelle on asetettu tiukemmat vaatimukset, johon liittyen tulee toimittaa verkonhaltijalle laskelma voimalaitoksen toiminnasta jännitehäiriön yhteydessä. Tyyppin D voimalaitoksen jännitteensäätö on varustettava lisästabilointipiirillä, joka on otettava huomioon käyttöönottokokeissa ja mallinnusvaatimuksissa. Näiden vuoksi voimalaitoksen todentamisprosessi ja käyttöönottoilmoitusmenettely on kokonaisuudeltaan laajempi ja yksityiskohtaisempi. Tyyppien C ja D voimalaitoksilla on myös monia yhteisiä vaatimuksia muun muassa reaaliaikaisten mittausten, tiedonvaihdon ja instrumentoinnin osalta sekä pätötehon ja taajuuden säädön, omakäytölle jäämisen, omakäytöllä toiminnan ja loistehokapasiteetin vaatimusten osalta. [29]

7.6 Voimalaitoksen liittäminen teollisuuslaitokseen

Tässä luvussa tarkastellaan teknistaloudellisesti voimalaitoksen liittämistä erillisellä linjalla viereisen teollisuuslaitoksen sähköjärjestelmään. Toteutustavan investoinnin hankinnat ovat Kemijoelle taloudellisesti edullisempia, koska Inkeröiden voimalaitoksen

sähköjärjestelmän lisäksi on investoitava vain voimalaitoksen ja tehtaan väliseen siirtolinjaan. Toisaalta investointi vaatii hankintakustannuksia myös teollisuustoimijalta tehtaan sähköjärjestelmän kehittämiseen. Toimintaan kannustavana taloudellisena etuna toimii säästöt kantaverkkopalvelumaksuissa.

7.6.1 Mitoitukset

Mitoituksessa on huomioitava voimalaitoksen, erillisen linjan ja teollisuuslaitoksen sähköjärjestelmän mitoitus. Nykyistä siirtoreittiä on vahvistettava Inkeröiden voimalaitoksen syöttämän tehon mukaiseksi huomioiden myös tulevaisuudessa tapahtuva mahdollinen tehonnosto. Siirtoreitin ja Inkeröiden kojeiston kuormituskestoisuudet voidaan määrittää voimalaitoksen syöttämän kuormitusvirran mukaan. Kuormituskestoisuudet saadaan taulukosta 13, jossa kojeisto 1 on Inkeröiden voimalaitoksen kojeisto.

Tässä työssä käytetyn teollisuuslaitoksen syöttämän alkuoikosulkuvirran avulla Inkeröiden kojeiston oikosulkukestoisuus voidaan määrittää liitteeseen F koottujen kojeistoon vaikuttavien oikosulkuvirtojen perusteella, joista tarkastellaan kytkentätilannetta 2 ja viikapaikkaa A. Kojeeistoon 1 vaikuttavien oikosulkuvirtojen mukaan voidaan mitoittaa kojeiston oikosulkukestoisuus taulukon 16 mukaisesti.

Taulukko 16. *Inkeröiden voimalaitoksen keskijännitekojееistoon vaikuttavat oikosulkuvirrat voimalaitoksen tehon mukaan liitteestä F ja niiden perusteella määritellyt kojeiston oikosulkukestoisuudet.*

Voimalaitoksen teho (MVA)	Kojeeistoon 1 vaikuttava oikosulkuvirta (kA)	Kojeeiston 1 oikosulkukestoisuus (kA)
19,1	34,8	40
25	38,9	40
30	42,3	50

Voimalaitoksen tuotannon siirtämiseen tarvittavien mitoituksien tarkastelu teollisuuslaitoksen puolella rajataan tämän työn ulkopuolelle. Teollisuuslaitoksen sähköjärjestelmä on laaja ja kattaa sekä kartonki- että paperitehtaan. Voimalaitoksen ja tehtaiden yhdistämiseen tarvittavat muutokset tehtaiden sähköjärjestelmässä sekä näihin liittyvät kustannukset on selvitettävä tarvittaessa teollisuustoimijan toimesta lopullista investointipäätöstä tehdessä.

7.6.2 Kantaverkkopalvelumaksut

Kantaverkkoon liittyjän kanssa tehdään kantaverkkosopimus, jossa sovitaan muun muassa liittyjän oikeuksista sähkönsiirtoon kantaverkon ja liittymän välillä sekä palveluehdoista ja -hinnoista. [70] Kantaverkkopalvelumaksut muodostuvat liittymispisteen sähköenergian siirrosta ja tehomaksuista. Kulutusmaksu maksetaan liittymispisteen takaisesta sähköenergian kulutuksesta, joka muodostuu kantaverkosta otetusta ja liittymispisteen takaisen tuotannon sähköenergiasta, joista vähennetään kantaverkkoon annettu sähköenergia [71]. Voimalaitosten kulutusmaksuun laskettavasta nettotuotannosta vähennetään omakäyttöenergia [72]. Kulutusmaksu jaetaan talviarkipäiviin, joka on 900 h vuodessa, ja muuhun aikaan. Liittymispisteen kautta siirtyvän sähköenergian määrästä muodostuvat kantaverkosta ottomaksu ja kantaverkkoonantomaksu. Voimalaitoksen nettosähkötehomaksu laskutetaan asiakkaan suoraan tai välillisesti liittyneistä voimalaitoksista, kun niiden yhteisteho ylittää 1 MW:n nettosähkötehon. [71] Nettosähköteho tarkoittaa maksimitehoa, jonka liittymän takaiset voimalaitokset voivat tuottaa vähintään yhden tunnin ajan. Nettosähkötehosta vähennetään voimalaitoksen omakäyttöteho. [72]

Muita kantaverkkopalvelumaksuja ovat lyhyen käyttöajan voimalaitosten energiamaksu, loisteho- ja loisenergiamaksu [71]. Inkeröiden voimalaitos ei ole lyhyen käyttöajan voimalaitos. Loisteho- ja loisenergiamaksu kohdistuu vain loissähköikkunan ylittävään osaan [71]. Vesivoimalaitoksen loisenergian tuotanto ja kulutus on helposti säädettävissä. Näin ollen voimalaitosliittymän loissähköikkunan ylitykset voidaan olettaa vähäisiksi.

Inkeröiden voimalaitoksen liittäminen erillisellä linjalla kartonkitehtaaseen vähentää Kemijoen ja teollisuustoimijan kantaverkkopalvelumaksuja, koska voimalaitos toimii samassa kantaverkkoliittymässä sähkönkäyttöpaikan kanssa ja näin ollen vähentää liittymän kautta kulkevaa sähköenergiaa. Kulutusmaksuun ja voimalaitoksen nettosähkötehomaksuun kohdistuvat säästöt ovat vielä epävarmoja ja vaativat jatkoselvitystä. Jos voimalaitoksen tuotanto luetaan teollisuuslaitoksen omakäyttöenergiaksi niin teollisuustoimijan liittymän kulutusmaksu pienentyy. Teollisuuslaitoksen yhteydessä nettosähkötehon määrittämisessä otetaan huomioon tuotantoprosessit [72]. Jos tuotantoprosessit otetaan huomioon siten, ettei voimalaitos siirrä sähköä kantaverkkoon vaan kulutetaan tuotannossa, niin tällöin voimalaitoksen nettosähkötehomaksu ei kohdistu teollisuustoimijan liittymälle. On myös huomioitava, että erillistä linjaa koskevat kantaverkkopalvelumaksut voivat selventyä tai muuttua, mikäli sähkömarkkinalaissa tullaan hyväksymään erillisen linjan käyttö myös suurille voimalaitoksille.

Inkeröiden voimalaitoksen vuosituotanto keskimäärin on 80 GWh. Inkeröiden voimalaitoksen nettosähköteho on 16 MW [20]. Näiden tietojen perusteella voidaan tarkastella kantaverkon liittymispisteen yli kulkevasta energiamäärästä aiheutuvia maksuja, kulumaksua ja nettosähkötehomaksua. Yhteenveto Inkeröiden voimalaitoksen oman kantaverkkoliittymän kantaverkkopalvelumaksuista ja voimalaitoksen tuotannon tuomista säästöistä teollisuuslaitoksen nykyisen liittymän maksuissa on esitetty taulukossa 17.

Taulukko 17. *Kantaverkkopalvelumaksut ja niiden yksikköhinnat vuonna 2021 [71]. Taulukkoon on laskettu Inkeröiden voimalaitoksen tuottamat vuotuiset kantaverkkopalvelumaksut omalle tuotantoliittymälle ja teollisuuslaitoksen tehtaalla sähkökäyttöpaikan liittymän säästöt kantaverkkopalvelumaksuissa, jos Inkeröiden voimalaitos toimisi teollisuuslaitokseen kytkettynä.*

Kantaverkkopalvelumaksu	Hinta	Inkeröiden voimalaitoksen kantaverkkopalvelumaksut vuodessa (€)	Voimalaitoksen tuotannon tuomat vuotuiset säästöt teollisuuslaitosliittymälle (€)
Kulutusmaksu, talviarkipäivä 900h	8,8 €/MWh	0	72 329*
Kulutusmaksu, muu aika 7860h	2,5 €/MWh	0	179 452*
Kantaverkosta ottomaksu	0,9 €/MWh	0	72 000
Kantaverkkoon antomaksu	0,6 €/MWh	48 000	0
Voimalaitoksen nettosähkötehomaksu	1900 €/MW/a	30 400	0*
Yhteensä		78 400	323 781

* Maksujen kohdentuminen on varmistettava lain voimaan astuttua

Vesivoimalaitoksen hyvä loisen energian säädeltävyys tuo säästöjä myös teollisuuslaitosliittymän loisen energiamaksuihin, mutta epätarkkuuden vuoksi niitä ei arvioida tässä tarkastelussa. Taulukosta huomataan, että kulutusmaksun pienentymisellä teollisuuslaitoksen liittymässä saadaan merkittävimmät voimalaitoksen ja teollisuuslaitoksen yhdistämisen tuomat säästöt kantaverkkopalvelumaksuissa. Suurin osa säästöistä näyttäisi kohdistuvan teollisuuslaitosliittymälle.

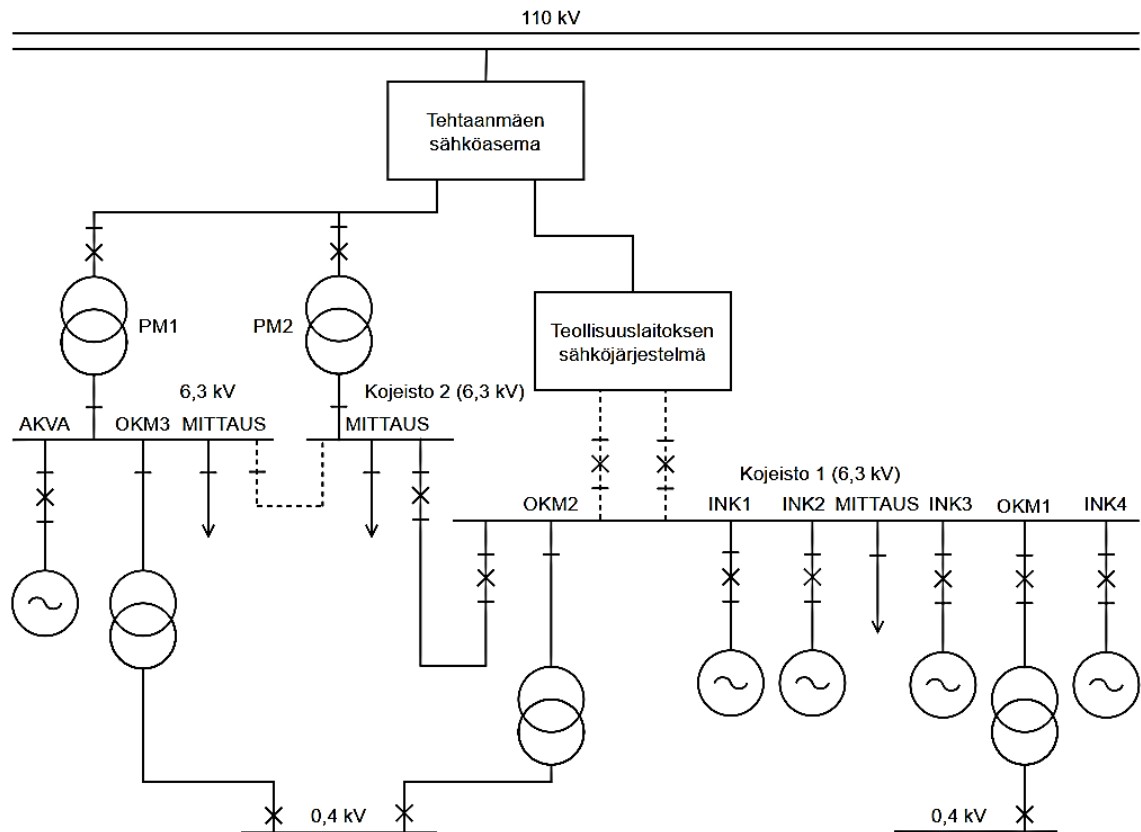
Yksi toiminnan kannattavuutta jakava tekijä yhtiöiden välillä on sähkön hinnan vaihtelu. Jo 1 €/MWh:n muutos sähkön vuorokausimarkkinoiden sähkön hinnan vuotuisessa keskihinnassa vastaa rahallisesti Inkeröiden voimalaitoksen keskimääräisen vuosituotannon perusteella 80 000 €:n muutosta. Viimeisen viiden vuoden aikana sähkön Suomen vuorokausimarkkinoiden vuosittainen keskihinta on vaihdellut suurimmillaan lähes 19

€/MWh [68]. Tämän takia sähkön suoraan myyntiin sovittu sähkön hinta on myös merkittävä tekijä Kemijoen ja teollisuustoimijan saamiin taloudellisiin hyötyihin voimalaitoksen ja teollisuuslaitoksen yhteistoiminnasta.

7.7 Tarkastelun johtopäätökset ja materiaalihankinta

Teknistaloudellisessa tarkastelussa päädyttiin ratkaisuun, jossa voimalaitoksen siirtoreitti Tehtaanmäen sähköasemaan toteutetaan investoimalla uuteen päämuuntajaan Anjalankosken voimalaitoksen päämuuntajan rinnalle ja investoimalla uuteen erilliseen keskijännitekojeistoon uuden päämuuntajan ja voimalaitosten välisen kaapeliyhteyden väliin. Uudesta kojeistosta rakennetaan varasyöttöyhteys Anjalankosken kojeistolle. Inkeroisten voimalaitoksen varasyöttöyhteytenä pidetään nykyinen yhteys teollisuuden sähköjärjestelmään. Inkeroisten kojeiston kiskorakenne voi olla yksi- tai kaksoiskiskojärjestelmä riippuen varasyöttöyhteyden käyttömahdollisuuksista tai kytkentämahdollisuuksien lisäämisestä. Sähköjärjestelmän uusinnassa voidaan varautua Inkeroisten voimalaitoksen mahdolliseen tehonnostoon mitoittamalla uudet hankittavat laitteistot kasvavan tehon mukaiseksi. Tämän toteutustavan pelkistetty pääkaavio on esitetty kuvassa 14.

Toteutustavan, jossa Inkeroisten sähköjärjestelmän uusinnassa voimalaitoksen pääsyöttöyhteys on erillisellä linjalla teollisuuslaitoksen sähköjärjestelmään, teknistaloudellinen tarkastelu jäi luvussa vähemmälle, koska Kemijoella siirtoreitin investointiin liittyvien hankintojen osuus on pieni ja teollisuuden investointiin liittyvät hankinnat rajattiin työn ulkopuolelle. Teknistaloudellisesti Inkeroisten sähköjärjestelmän uusinnassa voimalaitoksen siirtoreitin valintaa voidaan verrata Kemijoelle tulevilla toteutustapojen hankintakustannuksilla ja tulevaisuudessa toteutustapojen käyttötekniisyyteen, säästöihin ja sähkönmyyntiin liittyvillä kustannusarvioilla.



Kuva 14. Inkeröiden ja Anjalankosken voimalaitoksen pelkistetty pääkaavio Inkeröiden sähköjärjestelmän uusinnassa, jossa Inkeröiden sähkönsiirron pääyhteys on Anjalankosken liittymisjohdon kautta Tehtaanmäen sähköasemaan. Kuvassa poikkiviiva johtimella tarkoittaa erotinta, rasti katkaisijaa ja katkoviiva varasyöttöyhteyttä.

Päämuuntajan hankinnassa hinnat eri kokoisille muuntajille vaikuttaa muuntajan valintaan. Toinen ratkaiseva tekijä hinnan lisäksi on muuntajan hyötysuhde. Teholtaan suuremmalla muuntajalla on pienemmät pätötehohäviöt. Lisäksi muuntajan häviöitä pienentää myös oikosulkuiмпedanssin pienentäminen. Voimalaitoksen sähköjärjestelmän mitoituksessa on kuitenkin huomioitava, että muuntajan tehon kasvattaminen ja oikosulkuiмпedanssin pienentäminen kasvattavat verkossa esiintyviä oikosulkuvirtoja.

Keskijännitekojeiston hankinnassa lähtötietoja ovat muun muassa kennojen määrä, kiskotyypit ja kojeiston kestoisuudet. Teknitaloudellisessa tarkastelussa käytetään vain yhden valmistajan kestoisuuden porrastusarvoja. Hankintakilpailutuksessa on huomioitava myös muiden valmistajien porrastamat kestoisuuksien rajat, jotka vaikuttavat kojeiston hankintahintaan. Päämuuntajan ominaisuuksien lopullinen valinta ja voimalaitoksen tehon nostaminen vaikuttavat kojeiston kestoisuuksiin. Tämän työn teknitaloudellisen tarkastelun tuloksena on alustava suunnitelma tarkemman suunnittelun tueksi. Epätarkkojen lähtötietojen, kuten mahdollisen tehonnoston lopullisen suuruuden ja siihen liittyvien laitteistojen ominaisuuksien, vuoksi tässä tarkastelussa suunnittelua ei voi viedä

loppuun. Lähtötietojen tarkentuessa myös hankittavien laitteistojen halutut ominaisuudet selventyvät. Loppujen lopuksi hankittavien materiaalien ominaisuudet määräytyvät yhteen toimivan järjestelmäkokonaisuuden perusteella.

8. YHTEENVETO

Vesivoimayhtiöt ovat ympäristön ja yhteiskunnan kannalta vastuullisia toimijoita, joiden tuottama uusiutuva vesisähkö on edullista ja säädeltävää. Vesivoimalaitokset ovat ympäristön ehdoilla rakennettuja monipuolisia kokonaisuuksia. Painopiste suomalaisten vesivoimayhtiöiden investoinneista on 2000-luvulla siirtynyt uusien voimalaitosten rakentamisesta vanhojen voimalaitosten peruskorjauksiin ja kehittämiseen.

Vesivoimalaitoksen sähköjärjestelmällä siirretään ja jaetaan sähköä voimalaitoksen sisällä. Sähköjärjestelmän osalta työssä keskitytään tehonsiirtojärjestelmään, jonka päätehtävä on siirtää voimalaitoksen generaattoreiden tuottama sähkö verkkoon. Tehonsiirtojärjestelmän rakenne ja siinä käytettävät komponentit, kuten tehomuuntajat, kojeistot, kytkinlaitteet ja kaapeliyhteydet, muodostuvat generaattoreiden, voimalaitoksen tarpeiden, ympäristön ja sähköverkkoon liittämisen mukaan. Omakäyttömuuntajalla tehonsiirtojärjestelmään kytketty omakäyttöjärjestelmä jakaa sähköä voimalaitoksen omiin tarpeisiin.

Tehonsiirtojärjestelmän suunnittelussa on huomioitava lainsäädännön ja verkkoon liittymisen vaatimukset. Sähkömarkkinalaki määrittelee sähköverkon rakentamista ja sähkönsiirtoa ja -jakelua koskevan sääntelyn, jonka noudattamista valvoo Energiavirasto. Suomen sähköjärjestelmään liitettävien voimalaitosten on täytettävä järjestelmävastavan kantaverkonhaltijan Fingridin määrittelemät järjestelmätekniset vaatimukset. Vanhan sähköjärjestelmän uusinnassa sen toiminta on päivitettävä nykypäivän vaatimusten mukaiseksi. Työssä selvitetään lainsäädännön ja vaatimusten asettamat reunaehdot ja niiden vaikutukset voimalaitoksen sähköjärjestelmän uusinnalle.

Tehonsiirtojärjestelmän suunnittelu vaatii järjestelmän mitoittamista ja vaihtoehtojen teknistaloudellista vertailua. Sähköjärjestelmän uusinnan yhteydessä voidaan myös varautua mahdollisiin tuleviin investointeihin, kuten voimalaitoksen tehonnostoon. Työssä määritellään sähköjärjestelmän uusinnalle alustava suunnitelma mitoittamalla hankittavat laitteet virran kuormitus- ja oikosulkukestoisuuksiltaan sopiviksi voimalaitoksen generaattoreiden ja liitettävän verkon mukaan sekä vertailemalla komponenttien valintaan ja verkon rakenteeseen liittyviä vaihtoehtoja käyttötekniisyyden ja kustannusten arvioilla.

Kemijoki omistaa kaksi vierekkäistä vesivoimalaitosta, Inkeröisten ja Anjalankosken voimalaitoksen, Kymijoen varrelta Kouvolasta. Inkeröisten voimalaitoksen sähköjärjestelmä on tulossa käyttöikänsä päähän ja sille suunnitellaan uusintaa. Voimalaitos on liitetty viereiseen kartonkitehtaan sähköjärjestelmään, johon voimalaitos siirtää suurimman osan

tuottamastaan sähköstä. Inkeröiden voimalaitos on liitetty kaapeliyhteydellä myös Anjalankosken voimalaitokseen, joka on liitetty kantaverkkoon Tehtaanmäen sähköasemaan. Työssä selvitetään miten reunaehdot vaikuttavat toteutustapoihin, joissa Inkeröiden voimalaitos liitetään joko tehtaaseen tai sähköasemaan, ja mikä toteutustapa on kannattavin.

Ensimmäisenä tutkimuskysymyksenä on, mitkä vaatimukset asettavat reunaehdot sähköjärjestelmän uusimiselle. Reunaehdot Inkeröiden voimalaitoksen sähköjärjestelmän uusinnalle antaa sähkömarkkinalaki, joka määrittelee ehdot voimalaitoksen liittymisjohdon rakentamiselle ja voimalaitoksen operoinnille. Työssä sähkömarkkinalain kantaa sähköjärjestelmän uusinnalle selvitetiin Energiavirastolta.

Toisena tutkimuskysymyksenä on, miten reunaehdot rajoittavat tai poissulkevat uusinnan toteutusvaihtoehtoja. Reunaehdot määrittelevät Inkeröiden voimalaitoksen liittämiseksi kaksi toteutusvaihtoehtoa. Näistä ensimmäisenä vaihtoehtona voimalaitos voidaan liittää erillisellä linjalla viereisen teollisuuslaitoksen sähköjärjestelmään vain suoraa sähköntoimitusta varten sillä ehdolla, että voimalaitoksen koko tuotanto kulutetaan teollisuudessa eikä sähköä saa siirtää eteenpäin teollisuusverkosta. Sähkömarkkinalaissa ei ole erillistä linjaa koskevaa sääntelyä, vaan sen käyttömahdollisuus perustuu toistaiseksi Energiaviraston hallintokäytänteisiin. Kemijoki voi rakentaa erillisen linjan jakeluverkonhaltijan suostumuksella.

Sähkömarkkinalakiin on tulossa lisäyksiä erillistä linjaa koskevaan sääntelyyn. Hallituksen esityksessä ehdotetaan muutosta, jossa luvanvaraista sähköverkkotoimintaa ei enää olisi erillisen linjan kautta tapahtuva sähköjakelu, jos jaeltava sähkö on tuotettu pienimuotoisessa sähköntuotannossa, jonka enimmäisteho on 2 MVA. Inkeröiden voimalaitoksen teho ylittää 2 MVA, joten hallituksen esityksen mukaisen muutoksen tullessa voimaan Inkeröiden ja tehtaan välisen erillisen linjan kautta tapahtuva sähköjakelu muuttuu luvanvaraiseksi sähköverkkotoiminnaksi. Sähkömarkkinadirektiivissä ei ole enimmäistehorajaa erillisen linjan käytölle. On siis mahdollista, että enimmäistehon raja poistuu hallituksen esityksen edetessä, jolloin erillistä linjaa voidaan käyttää voimalaitoksen ja tehtaan yhdistämiseen.

Sähköjärjestelmän uusinnassa voimalaitoksen ja tehtaan yhdistäminen vaatii Kemijoelta investointia voimalaitoksen uuteen kojeistoon ja siirtolinjaan. Toteutustapa on Kemijoelle hankintakustannuksiltaan edullisin vaihtoehto, mutta vaatii investointeja myös teollisuuden sähköjärjestelmään, mikä tuo kustannuksia paikalliselle teollisuustoimijalle. Toteutustapa vaatii tiivistä yhteistyötä Kemijoen ja teollisuustoimijan välillä niin investoinnin

suunnittelussa kuin tulevaisuuden toiminnassa. Suuri muutos nykyiseen toimintaan verrattuna on sähkömarkkinoilta pois jäänti ja sähkön myyminen teollisuustoimijalle. Toiminnan etuja ovat yhtiöiden säästöt kantaverkkopalvelumaksuissa ja teollisuuden tukeminen apusähköllä, mutta voimalaitoksen tuotanto on suoraan riippuvainen tehtaan kulutuksesta. Suurin riskitekijä toteutukselle on sähkömarkkinalain muutos.

Toisena vaihtoehtona Inkeröiden voimalaitos voidaan liittää Anjalankosken voimalaitoksen liittymisjohtoon, joka liittää sen Tehtaanmäen sähköasemaan. Sähkömarkkinalain mukaan useampi voimalaitos voidaan liittää samalla liittymisjohtolla sähköverkkoon. Sähkömarkkinalain tavoitteiden ohjaamana voimalaitoksen nykyinen yhteys teollisuuden voidaan säilyttää varasyöttöyhteytenä Inkeröiden tehonsiirto- ja omakäyttöjärjestelmälle. Varasyöttöyhteyttä ei voi käyttää samaan aikaan pääsyöttöyhteyden kanssa. Toteutustavan myötä voimalaitoksen tuottama sähkö voidaan myydä sähkömarkkinoilla, ja voimalaitoksen toiminta ei ole riippuvainen tehtaan toiminnasta.

Voimalaitosten yhdistämiseen voidaan käyttää nykyistä kaapeliyhteyttä, joka on mitoitettu Inkeröiden koko tuotannolle. Sähköjärjestelmän uusinnassa Kemijoen on tässä toteutustavassa investoitava Inkeröiden kojeiston lisäksi Anjalankosken voimalaitoksen puolisen kytkinkentän laajentamiseen, johon tarvitaan uusi päämuuntaja nykyisen Anjalankosken muuntajan rinnalle, 110 kV:n kytkinlaitteet ja erillinen keskijännitekojeisto. Uudet laitehankinnat tekevät toteutustavasta hankintakustannuksiltaan kalliimman vaihtoehdon Kemijoelle.

Kolmantena tutkimuskysymyksenä on, mikä reunaehdot täyttävä sähköjärjestelmän uusimisen toteutustavan variaatio on teknistaloudellisesti kannattavin ratkaisu uusinnan alustavaksi suunnitelmaksi. Työn teknistaloudellisen tarkastelun perusteella ei voida määrittää yhtä kannattavinta ratkaisua sähköjärjestelmän uusinnan alustavaksi suunnitelmaksi. Teollisuuslaitoksen laajan sähköjärjestelmän tarkastelu rajattiin työn ulkopuolelle, minkä vuoksi voimalaitoksen ja teollisuuslaitoksen yhdistelmän tarkastelu jäi vajaan. Kokonaisuuden teknistaloudellinen tarkastelu vaatii myös teollisuustoimijan osallistumista. Inkeröiden liittämässä Tehtaanmäen sähköasemaan suurin epätarkkuutta aiheuttava tekijä tarkastelussa on Inkeröiden voimalaitoksen mahdollisen tulevan tehonnoston suuruus, joka vaikuttaa hankittavien laitteistojen mitoittamiseen. Teknistaloudellisesta tarkastelusta saadaan kuitenkin lähtötietoja tehonnoston kannattavuuslaskentaan. Kokonaisuudessaan tarkastelu toimii sähköjärjestelmän uusinnan alustavana suunnitelmana. Lähtötietojen tarkentuessa suunnittelua voidaan jatkaa tavoitteena yhteen toimiva järjestelmäkokonaisuus.

Työn alussa epäiltiin reunaehtojen poissulkevan vaihtoehdon voimalaitoksen yhdistämisestä tehtaaseen. Työn tulokset osoittavat, että voimalaitos voidaan yhdistää erillisellä linjalla tehtaaseen tietyin edellytyksin, mutta sähkömarkkinalain muutos tulee vaikuttamaan lopulliseen toteutusmahdollisuuteen. Erillisen linjan käytössä on etunsa, mutta Kemijoen kannattaa odottaa sähkömarkkinalain muutoksen voimaantuloa ennen toteutustavan tarkempaa suunnittelua ja lopullista päätöstä. Lakimuutoksen seurauksia on tässä vaiheessa vaikea arvioida, joten toteutustapa vaatii jatkotutkimustyötä lain voimaan astuttua sen vaikutuksista erillisellä linjalla toimivan voimalaitoksen järjestelmätekniisiin vaatimuksiin tai kantaverkkopalvelumaksujen kohdistumiseen. Vaihtoehdon tekninen toteutus on suunniteltava loppuun yhteistyössä teollisuustoimijan kanssa sekä investoinnin kannattavuutta, riskejä ja lopullisia päätöksiä on pohdittava yhdessä.

Toisena vaihtoehtona voimalaitoksen liittäminen sähköasemaan on nykyisen lainsäädännön mukainen sekä Kemijoen itsenäisesti toteutettavissa ja siksi sen toteutustavan suunnittelua pystyttiin viedä pidemmälle tässä työssä. Jatkotutkimuksena on selvitettävä voimalaitoksen varasyöttöyhteyden käyttöehdot teollisuuden tarpeisiin ja teknistaloudellinen tarkastelu on suoritettava loppuun tehonnoston kannattavuuslaskelman perusteella. Työn tulokset antavat hyvät lähtökohdat Kemijoen päätöksentekoon toteutustapojen välillä ja niiden suunnittelun jatkamiseen.

Työn tutkimusongelma on selvitetty, jolloin työtä voidaan pitää onnistuneena. Sähköjärjestelmäinvestoinnin pitoaika on pitkä, mikä korostaa työn selvityksen tärkeyttä. Työn tuloksista ei kuitenkaan voida päätellä yhtä oikeaa tapaa toteuttaa sähköjärjestelmän uusinta, mikä olisi täyttänyt työn kaikki tavoitteet. Oman haasteensa työhön toi aiheen ajankohtaisuus ja lain tulkinta. Jatkossa lain tulkintaan liittyvissä epäselvyyksissä kannattaa olla yhteydessä Energiavirastoon. Laki on kaikille tasapuolinen, mutta lakia tulkitaan yksittäistapauksille. Poikkeuksen salliminen yhdelle tapaukselle edellyttää sen sallimista myös vastaaville tapauksille jatkossa. Työssä tehty teknistaloudellinen tarkastelu on voimalaitoksen toimintaympäristölle tapauskohtaista, mutta jatkossa vastaavissa hankkeissa tarkastelua voidaan lähestyä samoilla menetelmillä.

LÄHTEET

- [1] P. Breeze, Hydropower, Elsevier Science & Technology, San Diego, USA, 2018, 98 p.
- [2] Data and Statistics, International Energy Agency, (IEA), verkkosivu. Saatavissa (viitattu 27.2.2021): <https://www.iea.org/data-and-statistics>.
- [3] Hydropower, International Renewable Energy Agency, (IRENA), verkkosivu. Saatavissa (viitattu 5.1.2021): <https://www.irena.org/hydropower>.
- [4] Vesivoima, Motiva Oy, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 5.1.2021): https://www.motiva.fi/ratkaisut/uusiutuva_energia/vesivoima.
- [5] Energiavuosi 2020 Sähkö, Energiateollisuus ry, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 5.2.2021): https://energia.fi/uutishuone/materiaalipankki/energiavuosi_2020_-_sahko.html.
- [6] Vesivoimatuotannon määrä ja lisäämismahdollisuudet Suomessa, Kauppa- ja teollisuusministeriö, 2015, 31 s. Saatavissa (viitattu 6.1.2021): <https://www.motiva.fi/fi-les/700/vesivoimatuotannon-maara-ja-lisaamismahdollisuudet-suomessa.pdf>.
- [7] Vesivoima, Energiateollisuus ry, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 5.1.2021): <https://energia.fi/energiasta/energiantuotanto/sahkontuotanto/vesivoima>.
- [8] A. Frantti, Miksi vesivoima on hyvää reserviä? Fingrid-lehti, 2018, 40 s. Saatavissa (viitattu 6.1.2021): <https://www.fingridlehti.fi/vesivoima-hyvaa-reservia/>.
- [9] Vesilaki 587/2011, Finlex, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 6.1.2021): <https://www.finlex.fi/fi/laki/ajantasa/2011/20110587#L1>.
- [10] Sääntely ja veloitteet, Kemijoki Oy, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 6.1.2021): <https://www.kemijoki.fi/vesivoima/saantely-ja-veloitteet.html>.
- [11] Direktiivi 2000/60/EY, EUR-Lex, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 6.1.2021): <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FI/TXT/?uri=LEGISSUM:l28002b>.
- [12] Miksi vesivoima? Energiateollisuus ry, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 6.1.2020): https://energia.fi/energiasta/vastuullisuus/miksi_vesivoima.
- [13] Säännöstely, Ymparisto.fi, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 13.4.2021): https://www.ymparisto.fi/fi-fi/vesi/Vesien_kaytto/Saannostely.
- [14] Kemijoki Oy:n historia, Kemijoki Oy, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 16.12.2020): <https://www.kemijoki.fi/kemijoki-oy/historia.html>.
- [15] Voimalaitokset ja tuotanto, Kemijoki Oy, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 16.12.2020): <https://www.kemijoki.fi/toimintamme/voimalaitokset-ja-tuotanto.html>.

- [16] Kemijoki Oy, Kemijoki Oy, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 19.3.2021): <https://www.kemijoki.fi/kemijoki-oy.html>.
- [17] Vuosiraportti 2020, Kemijoki Oy, 2021, 32 s. Saatavissa (viitattu 19.3.2021): https://www.kemijoki.fi/media/vuosiraportti-2020/kemijoki-vuosiraportti-2020_web.pdf.
- [18] K. Nousiainen, Sähköenergiajärjestelmät opetusmoniste, Tampereen teknillinen yliopisto, Tampere, 2016, 218 s.
- [19] N. Belyakov, Sustainable power generation: current status, future challenges, and perspectives, Elsevier Science & Technology, San Diego, USA, 2019, 593 p.
- [20] Jarkko Virtanen, Sähkötekniikan asiantuntija, Kemijoki Oy, Rovaniemi, Haastattelut.
- [21] Muut energiantuotantoprosessit - Vesivoima, A. Ampuja, TAT Taloudellinen tiedustustoimisto, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 11.1.2021): <https://ydinasiaa.fi/energian-tuotanto/muut-energiantuotantoprosessit/>.
- [22] L.L. Grigsby, Electric power generation, transmission and distribution, CRC Press, Boca Raton, Florida, USA, 2012, 749 p.
- [23] A. Rautiainen, K. Vuorilehto, A. Supponen, J. Rekola, J. Mäkinen, J. Koskela, Electrical Energy Storages and Electric Vehicles, Lecture notes, Tampere University, Tampere, 2019, 119 p.
- [24] Säättövoima, Energiateollisuus ry, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 18.1.2021): <https://energia.fi/energiasta/energiantuotanto/sahkontuotanto/saatovoima>.
- [25] Hydroelectric Power: How it Works, USGS, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 18.1.2021): https://www.usgs.gov/special-topic/water-science-school/science/hydroelectric-power-how-it-works?qt-science_center_objects=0#qt-science_center_objects.
- [26] Turbines & shut-off valves, Voith, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 12.1.2021): <http://voith.com/corp-en/products-services/hydropower-components/turbines.html>.
- [27] Types of Turbines, GreenBug Energy Inc., verkkosivu. Saatavissa (viitattu 12.1.2021): <https://greenbugenergy.com/get-educated-knowledge/types-of-turbines>.
- [28] Jarkko Virtanen, Sähkötekniikan asiantuntija, Kemijoki Oy, Kouvola, Vierailu Inkeröisten ja Anjalankosken vesivoimalaitoksilla 9.2.2021.
- [29] Voimalaitosten järjestelmätekniset vaatimukset VJV2018, Fingrid Oyj, 2018, 108 s. Saatavissa (viitattu 20.4.2021): <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/palvelut/kayttovarma-sahkonsiirto/vjv2018.pdf>.
- [30] J. Bastman, Sähkökoneet, opetusmoniste, Tampereen teknillinen yliopisto, Tampere, 2017, 192 s.
- [31] J.C. Das, Power System Analysis: Short-Circuit Load Flow and Harmonics, CRC Press, Boca Raton, Florida, USA, 2007, 1031 p.

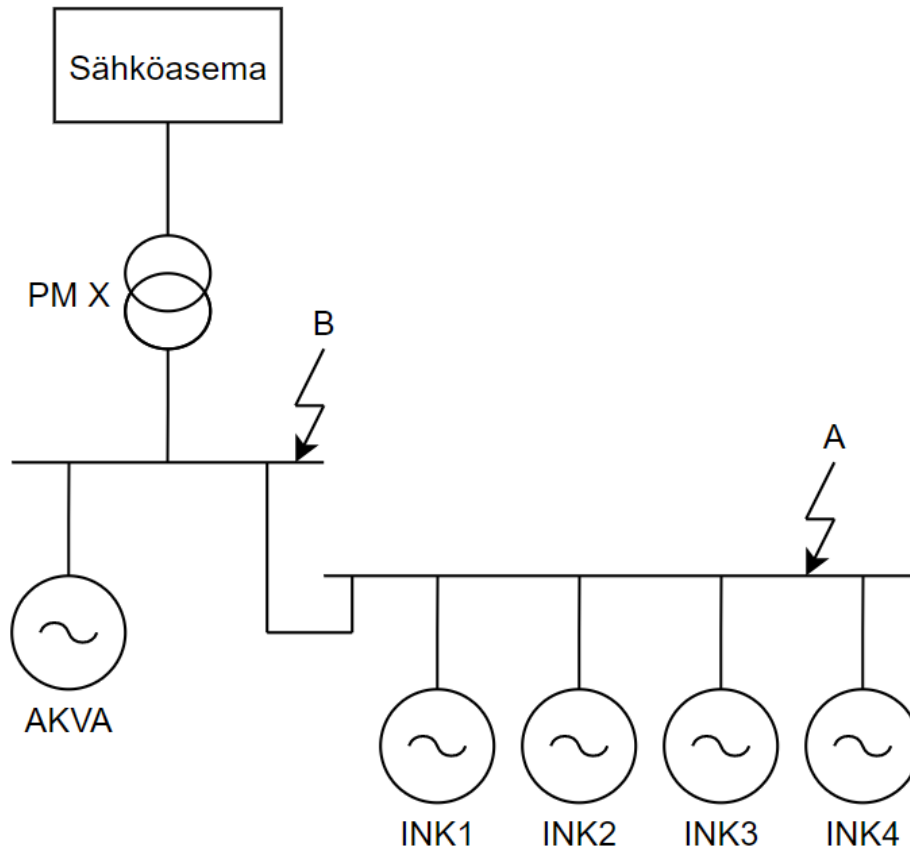
- [32] TTT-käsikirja 2000-07, ABB Oy, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 20.4.2021): <http://www.oamk.fi/~kurki/automaatiolabrat/TTT/>.
- [33] J. Bastman, Sähköverkkojen mallintaminen ja analyysi, opetusmoniste, Tampereen yliopisto, Tampere, 2019, 185 s.
- [34] B.B. Weedy, Electric power systems, John Wiley & Sons, Ltd, Chichester, West Sussex, UK, 2012, 496 p.
- [35] J. Bastman, Kolmivaihejärjestelmät, opintomoniste, Tampereen teknillinen yliopisto, Tampere, 2017, 111 s.
- [36] Nokian Kaapeli, 10 ja 20 kV yksijohdinkaapelijärjestelmät, luettelo 03.08.04.14, 1984, 15 s.
- [37] J. Elovaara, L. Haarla, Sähköverkot II, Verkon suunnittelu, järjestelmät ja laitteet, Otatieto Helsinki University Press, Helsinki, 2011, 551 s.
- [38] IEEE Guide for Generator Ground Protection - Redline, Institute of Electrical and Electronics Engineers, IEEE Std C37.101, New York, USA, 2007, 91 s.
- [39] Sähkömarkkinalaki 588/2013, Finlex, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 21.5.2021): <https://www.finlex.fi/fi/laki/ajantasa/2013/20130588>.
- [40] Verkkoon liittäminen, Energiavirasto ry, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 7.1.2021): <https://energiavirasto.fi/verkkoon-liittaminen>.
- [41] Fingrid Oyj:n yleiset liittämisehdot YLE2017, Fingrid Oyj, 2017, 11 s. Saatavissa (viitattu 20.4.2021): <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/palvelut/kulutuksen-ja-tuotannon-liittaminen-kantaverkkoon/yleiset-liittämisehdot-yle2017.pdf>.
- [42] Kantaverkkoon liittyjän opas, Fingrid Oyj, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 7.1.2021): https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/palvelut/kulutuksen-ja-tuotannon-liittaminen-kantaverkkoon/kantaverkkoon-liittyjan-opas_fi_final-id-138816.pdf.
- [43] Short-circuit currents in three-phase a.c. systems. Part 0: Calculation of currents (IEC 60909-0:2016), Suomen standardisoimisliitto, SFS-EN 60909-0:2016, Helsinki, 2016, 80 s.
- [44] J. Elovaara, L. Haarla, Sähköverkot I, Järjestelmätekniikka ja sähköverkon hallinta, Otatieto Helsinki University Press, Helsinki, 2011, 520 s.
- [45] Sähkövoimatekniikkaopus, 9 Muuntajat ja sähkölaitteet, L. Korpinen, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 5.5.2021): http://leenakorpinen.com/archive/svt_opus/9muuntajat_ja_sahkolaitteet.pdf.
- [46] S. Repo, Teollisuustalouden perusteet, opintomoniste, 2016, 140 s.
- [47] T. Aho, Investointilaskelmat, Weilin+Göös, Espoo, 1989, 317 p.
- [48] Yritystulkki, Investoinnin kannattavuus, Business Joensuu Oy, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 23.3.2021): <https://www.yritystulkki.fi/fi/alue/joe/aloittava-yrittaja/suunnittelu/taloussuunnitelmat/investoinninkannattavuus/>.

- [49] Inkeroinen (Kymijoki), Kemijoki Oy, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 1.2.2021): <https://www.kemijoki.fi/toimintamme/voimalaitokset-ja-tuotanto/inkeroinen-kymijoki.html>.
- [50] Anjalankoski (Kymijoki), Kemijoki Oy, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 1.2.2021): <https://www.kemijoki.fi/toimintamme/voimalaitokset-ja-tuotanto/anjalankoski-kymijoki.html>.
- [51] Anjalan tehdas, Stora Enso Oyj, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 21.4.2021): <https://www.storaenso.com/fi-fi/about-stora-enso/stora-enso-locations/anjala-mill>.
- [52] Inkeröisten tehdas, Stora Enso Oyj, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 11.2.2021): <https://www.storaenso.com/fi-fi/about-stora-enso/stora-enso-locations/ingerois-mill>.
- [53] Tehtaanmäen sähköasema, Fingrid Oyj, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 1.2.2021): <https://www.fingrid.fi/kantaverkko/suunnittelu-ja-rakentaminen/sahkoasemat/tehtaanmaki/>.
- [54] Juha Ulenius, Sähkötyönjohtaja, Stora Enso Oyj, Sähköpostikeskustelut.
- [55] Anjalan ja Inkeröisten vesivoimalaitosten sähkölaitteiston määräaikaistarkastuksen pöytäkirja, 2018, 3 s.
- [56] Tukes-ohje 16/2017, Sähkölaitteistot ja tarkastukset, Turvallisuus- ja kemikaalivirasto, 2017, 13 s. Saatavissa (viitattu 15.3.2021): <https://tukes.fi/documents/5470659/6372867/Tukes-ohje+-+S%C3%A4hk%C3%B6laitteistot+ja+tarkastukset/a7ba0010-6bd4-4d97-a737-978db5d53dea/Tukes-ohje+-+S%C3%A4hk%C3%B6laitteistot+ja+tarkastukset.pdf>.
- [57] Sähkölaitteiston varmennustarkastus, Suomen standardisoimisliitto, SFS 5825:2019, Helsinki, 2019, 22 s.
- [58] Energiavirasto, Lausunto Kemijoki Oy:lle, 2021, 4 s.
- [59] Hallituksen esitys HE 20/2013 vp, Eduskunta, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 5.5.2021): <https://www.finlex.fi/fi/esitykset/he/2013/20130020#idp449580128>.
- [60] Eeva Uoti, Lakimies, Verkot, Energiavirasto, Sähköpostikeskustelut.
- [61] Verkkotoiminnan luvanvaraisuus, Energiavirasto ry, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 11.3.2021): <https://energiavirasto.fi/verkkotoiminnan-luvanvaraisuus>.
- [62] Joustava ja asiakaskeskeinen sähköjärjestelmä, Älyverkkotyöryhmän loppuraportin liite, Älyverkkotyöryhmän ehdotukset ja niiden tarkemmat perustelut, Työ- ja elinkeinoministeriö, 2018, 81 s. Saatavissa (viitattu 10.3.2021): https://julkaisut.valtioneuvosto.fi/bitstream/handle/10024/161119/Liite_TEM_33_2018.pdf.
- [63] Euroopan parlamentin ja neuvoston direktiivi (EU) 2019/944, EUR-Lex, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 10.3.2021): <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FI/TXT/PDF/?uri==CELEX:32019L0944&from==EN>.
- [64] Hallituksen esitys HE 265/2020 vp, Eduskunta, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 14.5.2021): <https://finlex.fi/fi/esitykset/he/2020/20200265>.

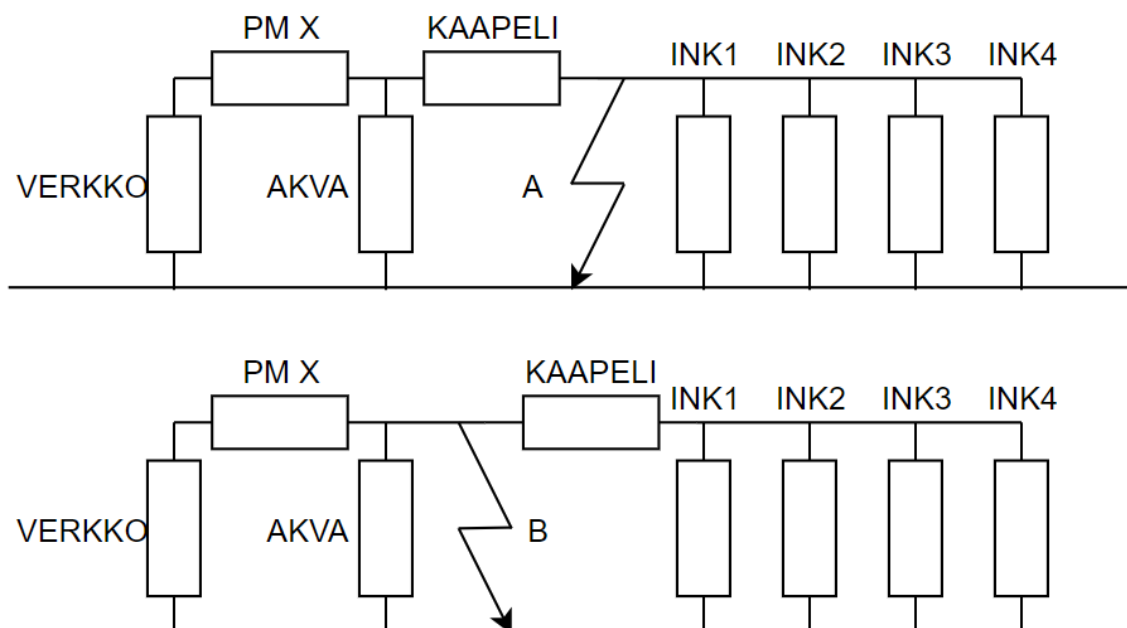
- [65] Juha Ulenius, Sähkötyönjohtaja, Stora Enso Oyj, Jarkko Virtanen, Sähkötekniikan asiantuntija, Kemijoki Oy, Haastattelu 19.5.2021.
- [66] Aamulehti, Stora Enso aikoo sulkea Veitsiluodon tehtaansa, N:o 108 (45531), 2021, 56 s.
- [67] Valvontamenetelmät neljännellä 1.1.2016 – 31.12.2019 ja viidennellä 1.1.2020 – 31.12.2023 valvontajaksolla, Energiavirasto, 2018, 120 s. Saatavissa (viitattu 23.3.2021): <https://energiavirasto.fi/documents/11120570/12766832/Valvontamenetelm%C3%A4t-s%C3%A4hk%C3%B6jakelu-2016-2023.pdf/72eac45f-4fe0-6b0a-d5f7-e89ee97b89fc/Valvontamenetelm%C3%A4t-s%C3%A4hk%C3%B6jakelu-2016-2023.pdf>.
- [68] Day-ahead prices, Nord Pool, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 20.4.2021): <https://www.nordpoolgroup.com/Market-data/1/Dayahead/Area-Prices/FI/Yearly/?view=table>.
- [69] Switchgear selector, ABB Oy, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 21.4.2021): <https://econfigure.xe.abb.com/global/#/selector/9AAC720021-SG-Switchgear>.
- [70] Kantaverkkosopimus, Fingrid Oyj, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 6.5.2021): <https://www.fingrid.fi/kantaverkko/sahkonsiirto/kantaverkkosopimus/>.
- [71] Kantaverkkopalvelumaksut, Fingrid Oyj, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 6.5.2021): <https://www.fingrid.fi/kantaverkko/sahkonsiirto/kantaverkkopalvelumaksut/#kantaverkkopalvelumaksut>.
- [72] Kantaverkkopalveluhinnoittelu 2021, Fingrid Oyj, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 6.5.2021): <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/palvelut/kayttovarma-sahkonsiirto/kantaverkkopalveluhinnoittelu-2021-liite-2.pdf>.

LIITE A: KYTKENTÄTILANTEEN 1 OIKOSULKULASKELMAT

Kyt Kentät ilanne 1:



Vikapaikkojen A ja B sijaiskytkennät:



Laskennassa käytetyt suureet

Impedanssit	X_d'' INK1 (Ω)	X_d'' INK2 (Ω)	X_d'' INK3 (Ω)	X_d'' INK4 (Ω)	X_d'' AKVA (Ω)	Z_k'' VERKKO (Ω)	Z KAAPELI (Ω)
	1,107	1,107	1,107	2,098	0,397	0,010	0,017
Jännitekerroin	c						
	1,1						
Kiskon nimellisjännite	Un (kV)						
	6,3						
Muuntaja	PM1	PM2	PM3	PM4	PM5	PM6	
Sn (MVA)	50	50	50	55	55	55	
zk (pu)	0,09	0,11	0,13	0,09	0,11	0,13	
Zk (Ω)	0,071	0,087	0,103	0,065	0,079	0,094	

Oikosulkupiirin impedanssin laskenta

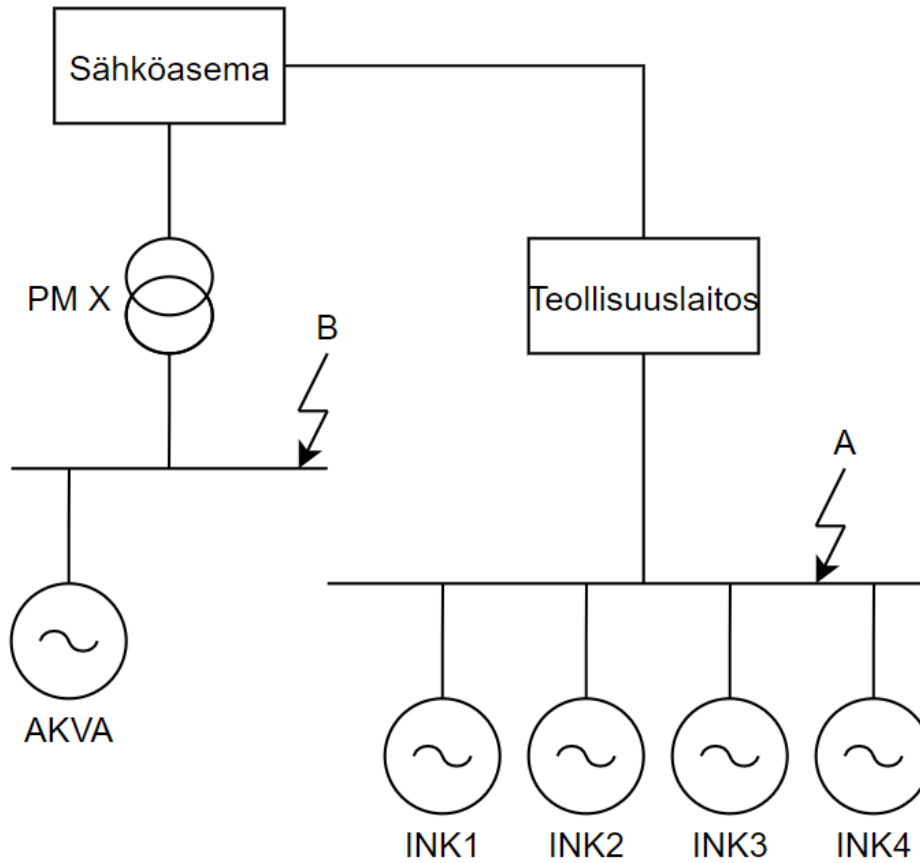
Merkintä	Impedanssi	PM1	PM2	PM3	PM4	PM5	PM6
A1	Z INK1//INK2//INK3//INK4	0,314	0,314	0,314	0,314	0,314	0,314
B1	Z (INK1//INK2//INK3//INK4)+Kaapecti	0,331	0,331	0,331	0,331	0,331	0,331
	Z Verkko+PMX	0,081	0,097	0,113	0,075	0,089	0,104
B2	Z (Verkko+PMX)//AKVA	0,067	0,078	0,088	0,063	0,073	0,082
A2	Z ((Verkko+PMX)//AKVA)+Kaapecti	0,084	0,095	0,105	0,080	0,090	0,099
A	Z A1//A2	0,066	0,073	0,079	0,064	0,070	0,075
B	Z B1//B2	0,056	0,063	0,069	0,053	0,060	0,066

Kolmivaiheinen oikosulku

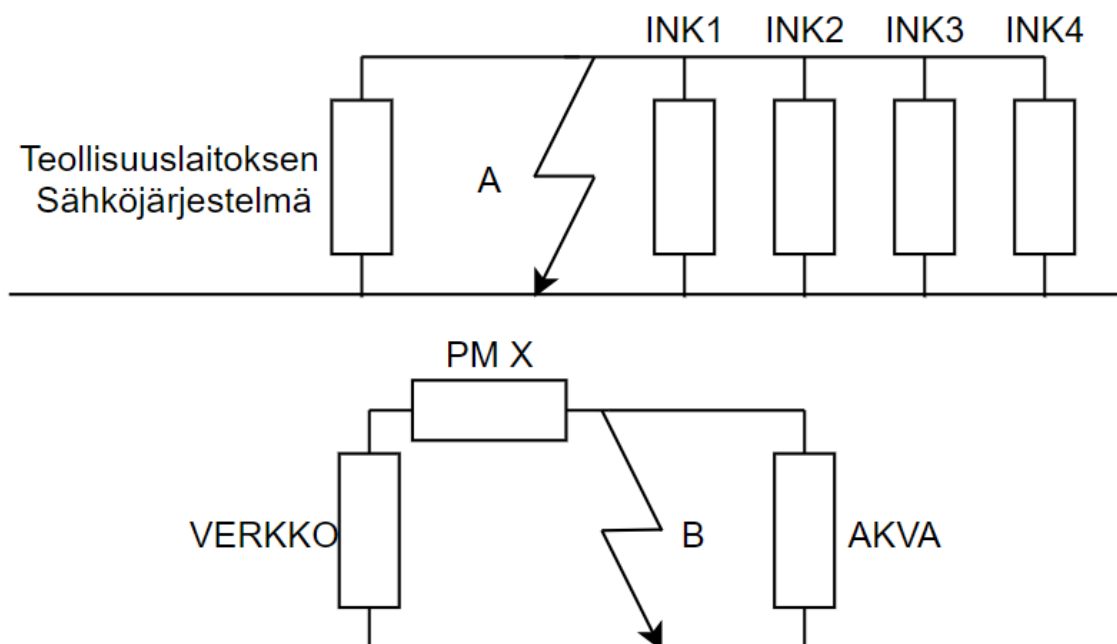
Muuntaja	PM1	PM2	PM3	PM4	PM5	PM6
Alkuoikosulkuvirta						
Ik''A (kA)	60,3	55,0	51,0	63,0	57,4	53,2
Ik''B (kA)	71,5	63,4	57,6	75,8	67,1	60,8
Sysäysoikosulkuvirta						
ipA (kA)	150,6	137,4	127,4	157,4	143,5	133,0
ipB (kA)	178,7	158,5	144,0	189,4	167,7	152,1

LIITE B: KYTKENTÄTILANTEEN 2 OIKOSULKULASKELMAT

Kyt Kentät ilanne 2:



Vikapaikkojen A ja B sijaiskytkennät:



Laskennassa käytetyt suureet

Impedanssit	X_d'' INK1 (Ω)	X_d'' INK2 (Ω)	X_d'' INK3 (Ω)	X_d'' INK4 (Ω)	X_d'' AKVA (Ω)	Z_k'' VERKKO (Ω)										
	1,107	1,107	1,107	2,098	0,397	0,010										
Jännitekerroin	c															
	1,1															
Kiskon nimellisjännite	Un (kV)															
	6,3															
Teollisuuslai- toksen syöttämä vika- virta	Ik'' (kA)															
	22															
Muuntaja	PM AKVA	PM1	PM2	PM3	PM4	PM5	PM6	PM7	PM8	PM9	PM10	PM11	PM12	PM13	PM14	PM15
Sn (MVA)	25	20	20	20	25	25	25	30	30	30	50	50	50	55	55	55
zk (pu)	0,0979	0,09	0,1	0,12	0,09	0,1	0,12	0,09	0,1	0,12	0,09	0,11	0,13	0,09	0,11	0,13
Zk (Ω)	0,155	0,179	0,198	0,238	0,143	0,159	0,191	0,119	0,132	0,159	0,071	0,087	0,103	0,065	0,079	0,094

Oikosulkupiirin impedanssin laskenta

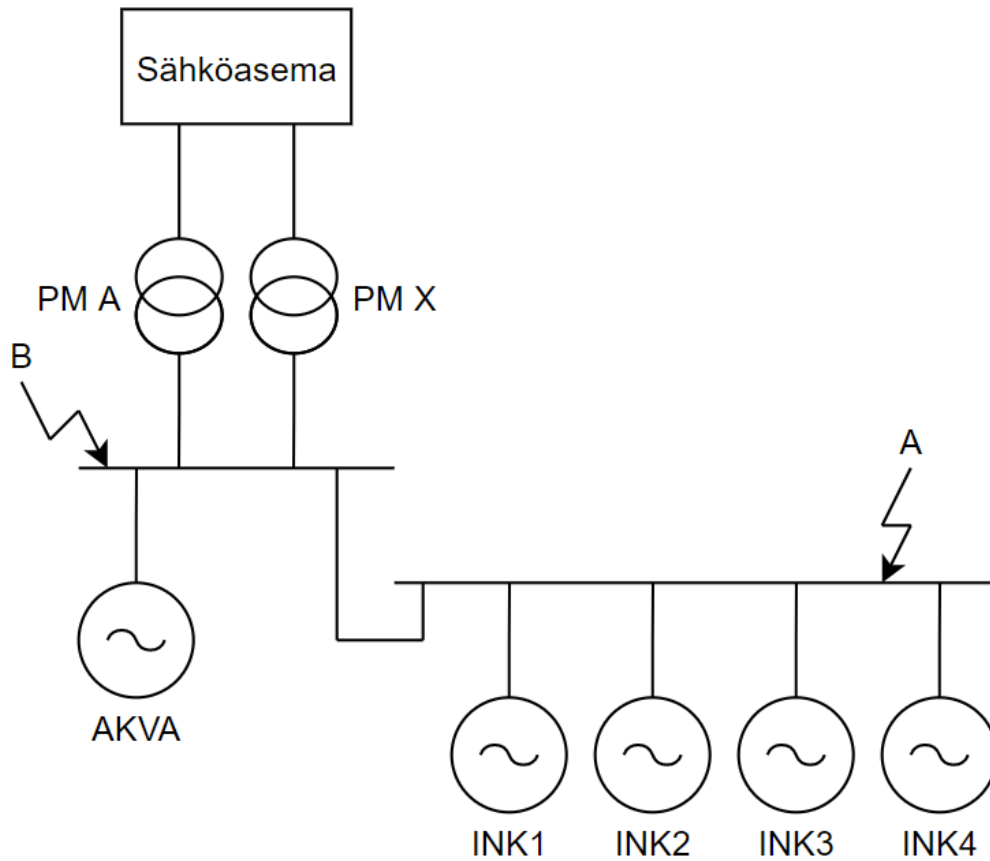
Merkintä	Impedanssi	PM AKVA	PM1	PM2	PM3	PM4	PM5	PM6	PM7	PM8	PM9	PM10	PM11	PM12	PM13	PM14	PM15
A1	Z INK1//INK2//INK3//INK4	0,314	0,314	0,314	0,314	0,314	0,314	0,314	0,314	0,314	0,314	0,314	0,314	0,314	0,314	0,314	0,314
A2	Ik'' teollisuuslaitos (kA)	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22
B1	Z Verkko+PMX	0,165	0,188	0,208	0,248	0,153	0,168	0,200	0,129	0,142	0,168	0,081	0,097	0,113	0,075	0,089	0,104
B2	Z AKVA	0,397	0,397	0,397	0,397	0,397	0,397	0,397	0,397	0,397	0,397	0,397	0,397	0,397	0,397	0,397	0,397
B	Z B1//B2	0,117	0,128	0,137	0,153	0,110	0,118	0,133	0,097	0,105	0,118	0,067	0,078	0,088	0,063	0,073	0,082

Kolmivaiheinen oikosulku

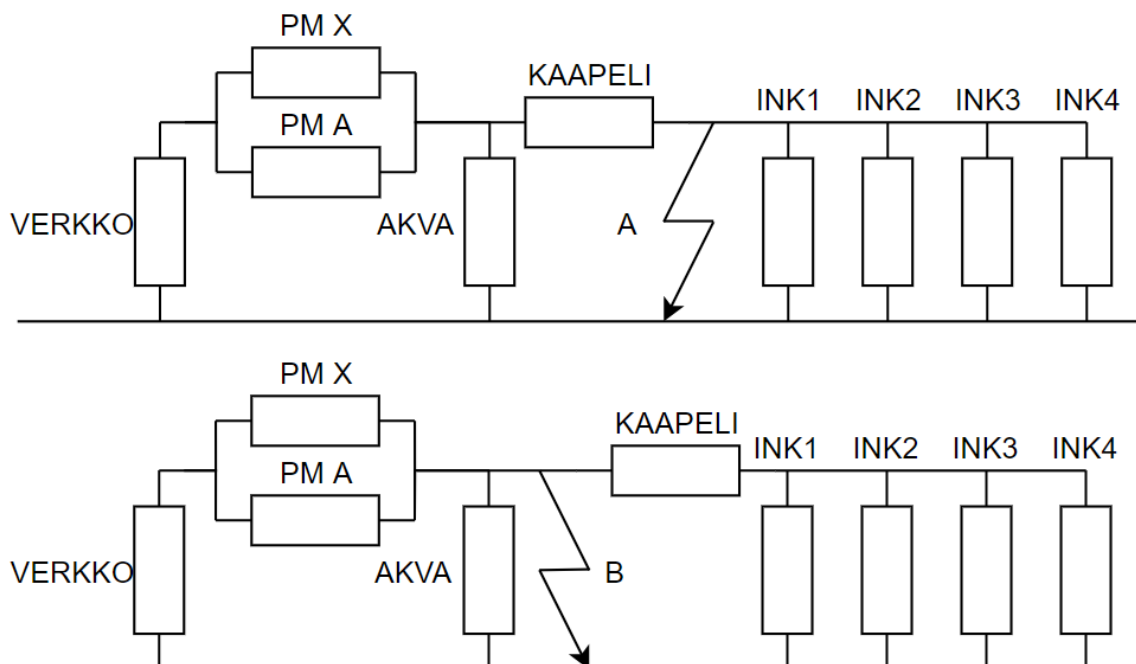
Muuntaja	PM AKVA	PM1	PM2	PM3	PM4	PM5	PM6	PM7	PM8	PM9	PM10	PM11	PM12	PM13	PM14	PM15
Alkuoikosulkuvirta																
Ik''A (kA)	34,8	34,8	34,8	34,8	34,8	34,8	34,8	34,8	34,8	34,8	34,8	34,8	34,8	34,8	34,8	34,8
Ik''B (kA)	34,3	31,3	29,3	26,2	36,3	33,8	30,1	41,1	38,2	33,8	59,4	51,3	45,5	63,7	55,0	48,7
Sysäysoikosulkuvirta																
ipA (kA)	86,9	86,9	86,9	86,9	86,9	86,9	86,9	86,9	86,9	86,9	86,9	86,9	86,9	86,9	86,9	86,9
ipB (kA)	85,8	78,3	73,2	65,6	90,7	84,6	75,2	102,9	95,6	84,6	148,4	128,3	113,8	159,1	137,4	121,8

LIITE C: KYTKENTÄTILANTEEN 3 OIKOSULKULASKELMAT

Kyt Kentät ilanne 3:



Vikapaikkojen A ja B sijaiskytkennät:



Laskennassa käytetyt suureet

Impedanssit	X_d'' INK1 (Ω)	X_d'' INK2 (Ω)	X_d'' INK3 (Ω)	X_d'' INK4 (Ω)	X_d'' AKVA (Ω)	Z_k'' VERKKO (Ω)	Z KAAPELI (Ω)	Z_k PM AKVA (Ω)	
	1,107	1,107	1,107	2,098	0,397	0,010	0,017	0,155	
Jännitekerroin	c								
	1,1								
Kiskon nimellisjännite	Un (kV)								
	6,3								
Muuntaja	PM1	PM2	PM3	PM4	PM5	PM6	PM7	PM8	PM9
Sn (MVA)	20	20	20	25	25	25	30	30	30
zk (pu)	0,09	0,1	0,12	0,09	0,1	0,12	0,09	0,1	0,12
Z_k (Ω)	0,179	0,198	0,238	0,143	0,159	0,191	0,119	0,132	0,159

Oikosulkupiirin impedanssin laskenta

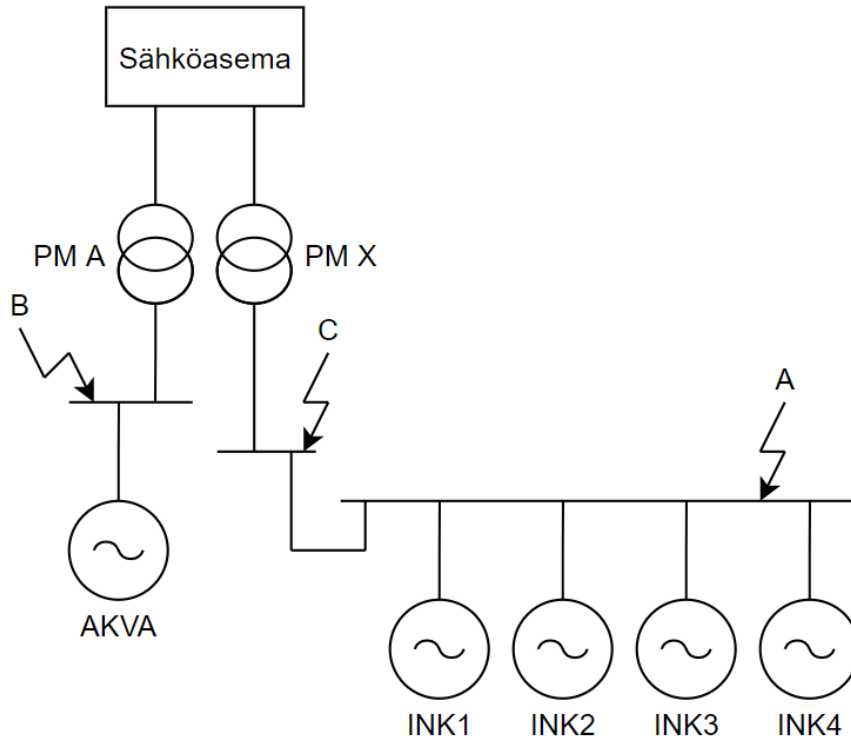
Merkintä	Impedanssi	PM1	PM2	PM3	PM4	PM5	PM6	PM7	PM8	PM9
A1	Z INK1//INK2//INK3//INK4	0,314	0,314	0,314	0,314	0,314	0,314	0,314	0,314	0,314
B1	Z (INK1//INK2//INK3//INK4)+kaapeli	0,331	0,331	0,331	0,331	0,331	0,331	0,331	0,331	0,331
	Z PMAKVA//PMX	0,083	0,087	0,094	0,074	0,079	0,086	0,067	0,071	0,079
	Z (PMAKVA//PMX)+verkko	0,093	0,097	0,104	0,084	0,088	0,095	0,077	0,081	0,088
B2	Z ((PMAKVA//PMX)+verkko)//AKVA	0,075	0,078	0,082	0,069	0,072	0,077	0,065	0,067	0,072
A2	Z (((PMAKVA//PMX)+verkko)//AKVA)+kaapeli	0,092	0,095	0,099	0,086	0,089	0,094	0,081	0,084	0,089
A	Z A1//A2	0,071	0,073	0,075	0,068	0,069	0,072	0,065	0,066	0,069
B	Z B1//B2	0,061	0,063	0,066	0,057	0,059	0,062	0,054	0,056	0,059

Kolmivaiheinen oikosulku

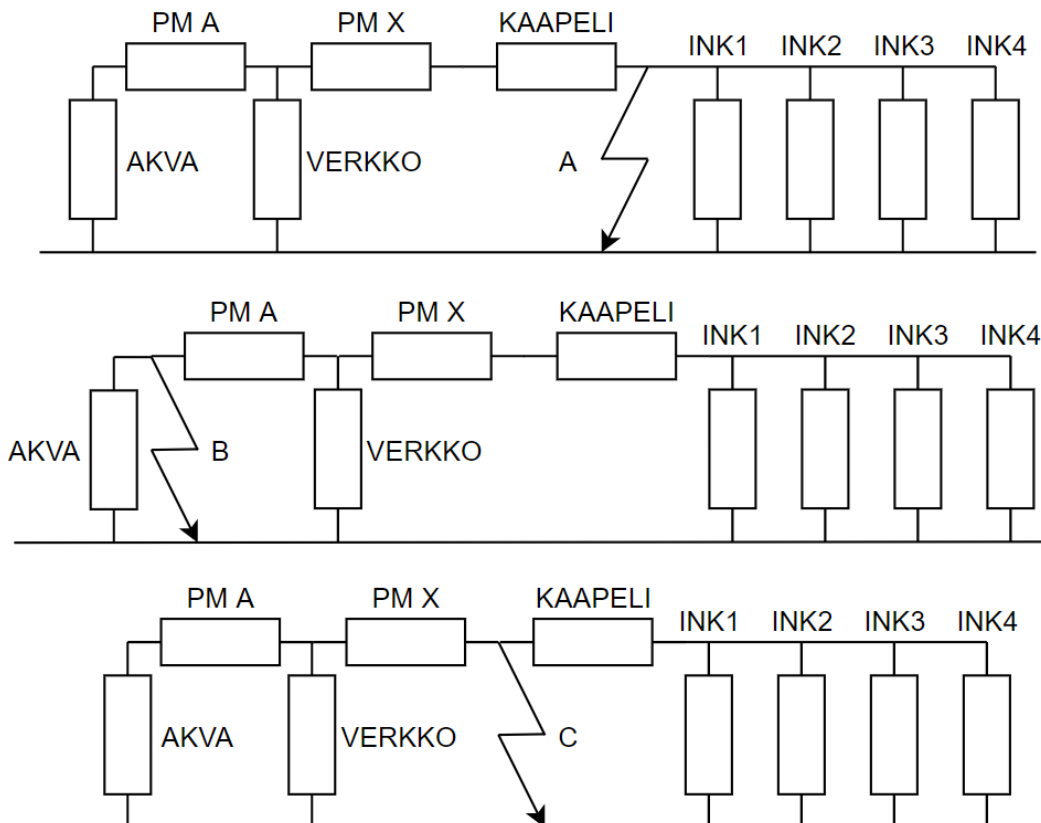
Muuntaja	PM1	PM2	PM3	PM4	PM5	PM6	PM7	PM8	PM9
Alkuoikosulkuvirta									
Ik"A (kA)	56,2	55,0	53,1	59,1	57,7	55,5	61,9	60,2	57,7
Ik"B (kA)	65,3	63,5	60,7	69,7	67,5	64,2	74,0	71,5	67,5
Sysäysoikosulkuvirta									
ipA (kA)	140,5	137,5	132,8	147,8	144,2	138,6	154,7	150,6	144,2
ipB (kA)	163,2	158,7	151,8	174,3	168,8	160,4	185,1	178,6	168,8

LIITE D: KYTKENTÄTILANTEEN 4 OIKOSULKULASKELMAT

Kyt Kentät ilanne 4:



Vikapaikkojen A, B ja C sijaiskytkennät:



Laskennassa käytetyt suureet

Impedanssit	Xd'' INK1 (Ω)	Xd'' INK2 (Ω)	Xd'' INK3 (Ω)	Xd'' INK4 (Ω)	Xd'' AKVA (Ω)	Zk'' VERKKO (Ω)	Z KAAPELI (Ω)	Zk PM AKVA (Ω)		
	1,107	1,107	1,107	2,098	0,397	0,010	0,017	0,155		
Jännitekerroin	c									
	1,1									
Kiskon nimellisjännite	Un (kV)									
	6,3									
Muuntaja	PM1	PM2	PM3	PM4	PM5	PM6	PM7	PM8	PM9	
Sn (MVA)	20	20	20	25	25	25	30	30	30	
zk (pu)	0,09	0,1	0,12	0,09	0,1	0,12	0,09	0,1	0,12	
Zk (Ω)	0,179	0,198	0,238	0,143	0,159	0,191	0,119	0,132	0,159	

Oikosulkupiirin impedanssin laskenta

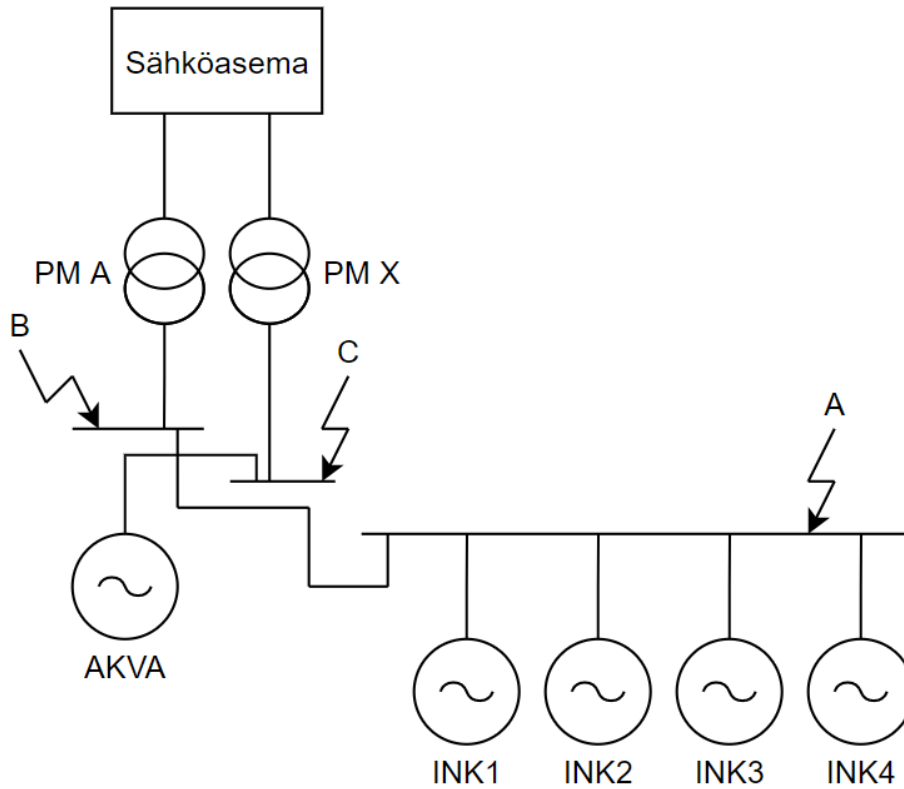
Merkintä	Impedanssi	PM1	PM2	PM3	PM4	PM5	PM6	PM7	PM8	PM9
A1	Z INK1//INK2//INK3//INK4	0,314	0,314	0,314	0,314	0,314	0,314	0,314	0,314	0,314
C1	Z (INK1//INK2//INK3//INK4)+kaapeli	0,331	0,331	0,331	0,331	0,331	0,331	0,331	0,331	0,331
	Z (INK1//INK2//INK3//INK4)+kaapeli+PMX	0,509	0,529	0,569	0,473	0,489	0,521	0,450	0,463	0,489
	Z ((INK1//INK2//INK3//INK4)+kaapeli+PMX)//verkko	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010
B1	Z (((INK1//INK2//INK3//INK4)+kaapeli+PMX)//verkko)+PMAKVA	0,165	0,165	0,165	0,165	0,165	0,165	0,165	0,165	0,165
B2	Z AKVA	0,397	0,397	0,397	0,397	0,397	0,397	0,397	0,397	0,397
	Z AKVA+PMAKVA	0,552	0,552	0,552	0,552	0,552	0,552	0,552	0,552	0,552
	Z (AKVA+PMAKVA)//verkko	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010
C2	Z ((AKVA+PMAKVA)//verkko)+PMX	0,188	0,208	0,248	0,152	0,168	0,200	0,129	0,142	0,168
A2	Z ((AKVA+PMAKVA)//verkko)+PMX+kaapeli	0,205	0,225	0,265	0,169	0,185	0,217	0,145	0,159	0,185
A	Z A1//A2	0,124	0,131	0,144	0,110	0,116	0,128	0,099	0,105	0,116
B	Z B1//B2	0,117	0,117	0,117	0,117	0,117	0,117	0,117	0,117	0,117
C	Z C1//C3	0,120	0,128	0,142	0,104	0,112	0,125	0,093	0,099	0,112

Kolmivaiheinen oikosulku

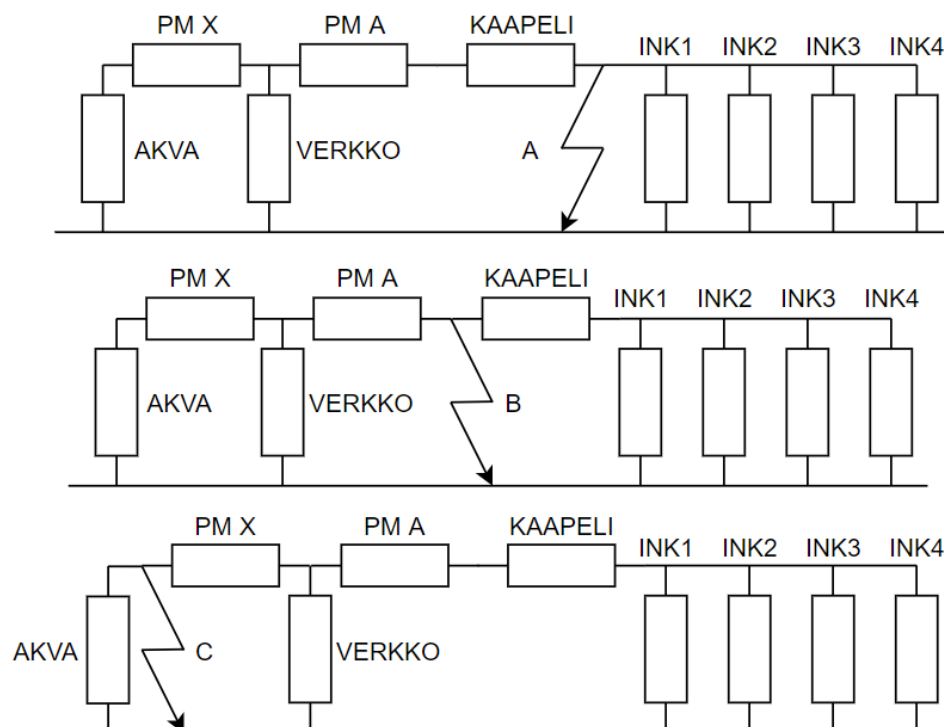
Muuntaja	PM1	PM2	PM3	PM4	PM5	PM6	PM7	PM8	PM9
Alkuoikosulkuvirta									
Ik"A (kA)	32,3	30,5	27,9	36,4	34,4	31,2	40,3	38,0	34,4
Ik"B (kA)	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3	34,3
Ik"C (kA)	33,4	31,3	28,3	38,3	35,9	32,1	43,2	40,3	35,9
Sysäysoikosulkuvirta									
ipA (kA)	80,7	76,4	69,7	91,0	85,9	78,0	100,6	94,9	85,9
ipB (kA)	85,8	85,8	85,8	85,8	85,8	85,8	85,8	85,8	85,8
ipC (kA)	83,4	78,3	70,6	95,9	89,7	80,3	108,0	100,8	89,7

LIITE E: KYTKENTÄTILANTEEN 5 OIKOSULKULASKELMAT

Kytchentätilanne 5:



Vikapaikkojen A, B ja C sijaiskytkennät:



Laskennassa käytetyt suureet

Impedanssit	X_d'' INK1 (Ω)	X_d'' INK2 (Ω)	X_d'' INK3 (Ω)	X_d'' INK4 (Ω)	X_d'' AKVA (Ω)	Z_k'' VERKKO (Ω)	Z KAAPELI (Ω)	Z_k PM AKVA (Ω)	
	1,107	1,107	1,107	2,098	0,397	0,010	0,017	0,155	
Jännitekerroin	c								
	1,1								
Kiskon nimellisjännite	Un (kV)								
	6,3								
Muuntaja	PM1	PM2	PM3	PM4	PM5	PM6	PM7	PM8	PM9
Sn (MVA)	20	20	20	25	25	25	30	30	30
zk (pu)	0,09	0,1	0,12	0,09	0,1	0,12	0,09	0,1	0,12
Zk (Ω)	0,179	0,198	0,238	0,143	0,159	0,191	0,119	0,132	0,159

Oikosulkupiirin impedanssin laskenta

Merkintä	Impedanssi	PM1	PM2	PM3	PM4	PM5	PM6	PM7	PM8	PM9
A1	Z INK1//INK2//INK3//INK4	0,314	0,314	0,314	0,314	0,314	0,314	0,314	0,314	0,314
B1	Z (INK1//INK2//INK3//INK4)+kaapeli	0,331	0,331	0,331	0,331	0,331	0,331	0,331	0,331	0,331
	Z (INK1//INK2//INK3//INK4)+kaapeli+PMAKVA	0,486	0,486	0,486	0,486	0,486	0,486	0,486	0,486	0,486
	Z ((INK1//INK2//INK3//INK4)+kaapeli+PMAKVA)//verkko	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010
C1	Z (((INK1//INK2//INK3//INK4)+kaapeli+PMAKVA)//verkko)+PMX	0,188	0,208	0,248	0,152	0,168	0,200	0,129	0,142	0,168
C2	Z AKVA	0,397	0,397	0,397	0,397	0,397	0,397	0,397	0,397	0,397
	Z AKVA+PMX	0,576	0,595	0,635	0,540	0,556	0,587	0,516	0,529	0,556
	Z (AKVA+PMX)//verkko	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010
B2	Z ((AKVA+PMX)//verkko)+PMAKVA	0,165	0,165	0,165	0,165	0,165	0,165	0,165	0,165	0,165
A2	Z ((AKVA+PMX)//verkko)+PMAKVA+kaapeli	0,182	0,182	0,182	0,182	0,182	0,182	0,182	0,182	0,182
A	Z A1//A2	0,115	0,115	0,115	0,115	0,115	0,115	0,115	0,115	0,115
B	Z B1//B2	0,110	0,110	0,110	0,110	0,110	0,110	0,110	0,110	0,110
C	Z C1//C3	0,128	0,136	0,153	0,110	0,118	0,133	0,097	0,104	0,118

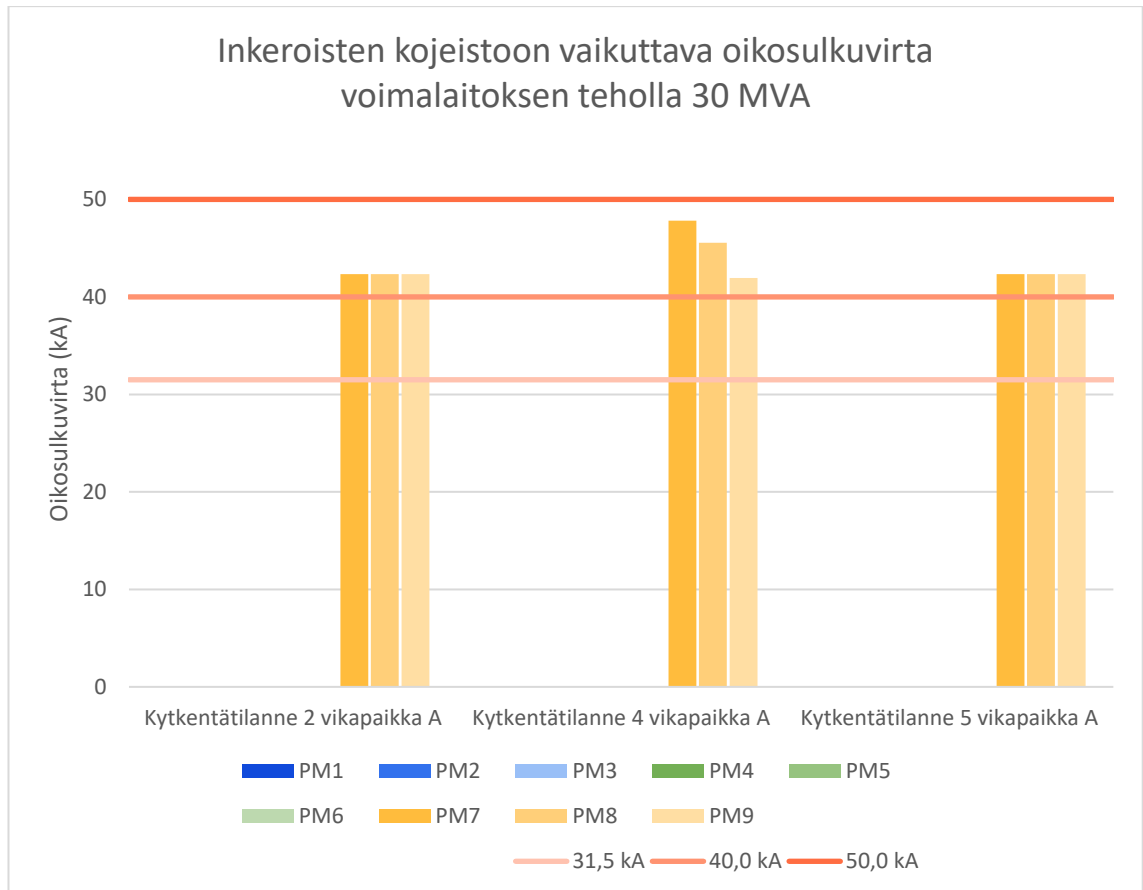
Kolmivaiheinen oikosulku

Muuntaja	PM1	PM2	PM3	PM4	PM5	PM6	PM7	PM8	PM9
Alkuoikosulkuvirta									
Ik''A (kA)	34,8	34,8	34,8	34,8	34,8	34,8	34,8	34,8	34,8
Ik''B (kA)	36,4	36,4	36,3	36,4	36,4	36,4	36,4	36,4	36,4
Ik''C (kA)	31,3	29,3	26,2	36,3	33,9	30,1	41,2	38,3	33,9
Sysäysoikosulkuvirta									
ipA (kA)	86,9	86,9	86,9	86,9	86,9	86,9	86,9	86,9	86,9
ipB (kA)	90,9	90,9	90,9	90,9	90,9	90,9	90,9	90,9	90,9
ipC (kA)	78,4	73,3	65,6	90,8	84,6	75,2	103,0	95,7	84,6

LIITE F: INKEROISTEN KOJEISTOON VAIKUTTAVAT OIKOSULKUVIRRAT

Oikosulkuvirta riippuu voimalaitoksen tehosta, kytkentätilanteesta ja uudesta päämuuntajasta seuraavasti:

		Inkeröiden kojeistoon vaikuttavat oikosulkuvirrät								
Voimalaitoksen teho (MVA)	Muuntaja	PM1	PM2	PM3	PM4	PM5	PM6	PM7	PM8	PM9
	Sn (MVA)	20	20	20	25	25	25	30	30	30
	zk (pu)	0,09	0,10	0,12	0,09	0,10	0,12	0,09	0,10	0,12
Kytkenätilanteen oikosulkuvirta (kA)										
19,1	Kytkenätilanne 2 vikapaikka A	34,8	34,8	34,8	34,8	34,8	34,8	34,8	34,8	34,8
	Kytkenätilanne 4 vikapaikka A	32,3	30,5	27,9	36,4	34,4	31,2	40,3	38,0	34,4
	Kytkenätilanne 5 vikapaikka A	34,8	34,8	34,8	34,8	34,8	34,8	34,8	34,8	34,8
25	Kytkenätilanne 2 vikapaikka A				38,9	38,9	38,9	38,9	38,9	38,9
	Kytkenätilanne 4 vikapaikka A				40,5	38,5	35,3	44,4	42,1	38,5
	Kytkenätilanne 5 vikapaikka A				38,9	38,9	38,9	38,9	38,9	38,9
30	Kytkenätilanne 2 vikapaikka A							42,3	42,3	42,3
	Kytkenätilanne 4 vikapaikka A							47,8	45,5	41,9
	Kytkenätilanne 5 vikapaikka A							42,3	42,3	42,3



LIITE G: ANJALANKOSKEN PUOLELLE TULEVAAN KOJEISTOON VAIKUTTAVAT OIKOSULKUVIRRAT

Oikosulkuvirta riippuu voimalaitoksen tehosta, kytkentätilanteesta ja uudesta päämuuntajasta seuraavasti:

Anjalankosken puolelle tulevaan kojeistoon vaikuttavat oikosulkuvirrat

Voimalaitoksen teho (MVA)	Muuntaja	PM1	PM2	PM3	PM4	PM5	PM6	PM7	PM8	PM9
		Sn (MVA)	20	20	20	25	25	25	30	30
	zk (pu)	0,09	0,10	0,12	0,09	0,10	0,12	0,09	0,10	0,12
	Kyt kentätilanteen oikosulkuvirta (kA)									
19,1	Kyt kentätilanne 2 vikapaikka B	31,3	29,3	26,2	36,3	33,8	30,1	41,1	38,2	33,8
	Kyt kentätilanne 4 vikapaikka C	33,4	31,3	28,3	38,3	35,9	32,1	43,2	40,3	35,9
	Kyt kentätilanne 5 vikapaikka C	31,3	29,3	26,2	36,3	33,9	30,1	41,2	38,3	33,9
25	Kyt kentätilanne 2 vikapaikka B				36,3	33,8	30,1	41,1	38,2	33,8
	Kyt kentätilanne 4 vikapaikka C				42,0	39,5	35,7	46,8	43,9	39,5
	Kyt kentätilanne 5 vikapaikka C				36,3	33,9	30,1	41,2	38,3	33,9
30	Kyt kentätilanne 2 vikapaikka B							41,1	38,2	33,8
	Kyt kentätilanne 4 vikapaikka C							49,8	46,9	42,5
	Kyt kentätilanne 5 vikapaikka C							41,2	38,3	33,9

